

inodú

energy & sustainability

INFORME PRELIMINAR DE HOMOLOGACIÓN INICIAL

Verificación de Requerimientos para Homologación Inicial
del SMMC de Enel Distribución

PREPARADO PARA:



15 de octubre, 2021

[PAGINA EN BLANCO INTENCIONALMENTE]

CONTENIDO DE INFORME

1	RESUMEN EJECUTIVO.....	14
2	OBJETIVO.....	16
3	INTRODUCCIÓN.....	17
3.1	Proceso de Homologación Inicial y Auditorías	17
3.2	Estructura del Informe de Homologación Inicial.....	18
3.3	Metodología de verificación de requerimientos	20
3.3.1	Ejemplo de Auditoría.....	20
3.3.2	Diferenciación de Planes de implementación y mejora.....	21
3.4	SMMC Enel	23
3.4.1	Plan de implementación Enel.....	23
3.4.2	Solución Medidor Enel	24
3.4.3	Solución Punto a Punto	25
3.4.4	Arquitectura sistémica considerada por inodú	28
4	Verificación de requerimientos de las Unidades de Medida	30
4.1	Requerimiento AT0019	30
4.2	Requerimiento AT0020	31
4.3	Requerimiento AT0021	34
4.4	Requerimiento AT0022	35
4.5	Requerimiento AT0023	39
4.6	Requerimiento AT0024	40
4.7	Requerimiento AT0025	42
4.8	Requerimiento AT0050	43
4.9	Requerimiento AT0051	44
4.10	Requerimientos AT0067; AT0068; AT0069; AT0070; AT0071; AT0072; AT0073; AT0074.	48
4.11	Requerimiento AT0075	50
4.12	Requerimiento AT0076	52
4.13	Requerimiento AT0077	54
4.14	Requerimiento AT0078	56
4.15	Requerimiento AT0079	58
4.16	Requerimiento AT0080	60

4.17	Requerimientos AT0081; AT0082.....	62
4.18	Requerimiento AT0083	64
4.19	Requerimiento AT0084	66
4.20	Requerimientos AT0085; AT0098.....	68
4.21	Requerimientos AT0086; AT0090; AT0094; AT0099; AT0103; AT0107; AT0111; AT0115	69
4.22	Requerimientos AT0087; AT0091; AT0095; AT0100; AT0104; AT0108; AT0112; AT0116	71
4.23	Requerimientos AT0088; AT0092; AT0096; AT0101; AT0105; AT0109; AT0113; AT0117	74
4.24	Requerimientos AT0089; AT0093; AT0097; AT0102; AT0106; AT0110; AT0114; AT0118	76
4.25	Requerimiento AT0119	79
4.26	Requerimiento AT0120	80
4.27	Requerimiento AT0121	82
4.28	Requerimiento AT0122	83
4.29	Requerimiento AT0123	85
4.30	Requerimiento AT0124	86
4.31	Requerimiento AT0125	87
4.32	Requerimiento AT0126	89
4.33	Requerimiento AT0127	90
4.34	Requerimiento AT0128	92
4.35	Requerimiento AT0131	94
4.36	Requerimiento AT0132	95
4.37	Requerimiento AT0133	97
4.38	Requerimiento AT0136	98
4.39	Requerimiento AT0137	101
4.40	Requerimiento AT0138	102
4.41	Requerimiento AT0139	104
4.42	Requerimiento AT0140	105
4.43	Requerimiento AT0141	107
4.44	Requerimientos AT0142; AT0146.....	108
4.45	Requerimiento AT0143	110
4.46	Requerimiento AT0144	111
4.47	Requerimiento AT0148	114
4.48	Requerimiento AT0149	115

4.49	Requerimiento AT0150	117
4.50	Requerimiento AT0151	118
4.51	Requerimiento AT0152	120
4.52	Requerimiento AT0153	121
4.53	Requerimiento AT0154	123
4.54	Requerimiento AT0155	125
4.55	Requerimiento AT0168	127
4.56	Requerimiento AT0169	129
4.57	Requerimiento AT0170	131
4.58	Requerimiento AT0171	132
4.59	Requerimiento AT0172	133
4.60	Requerimiento AT0173	134
4.61	Requerimiento AT0174	135
4.62	Requerimiento AT0175	136
4.63	Requerimiento AT0176	137
4.64	Requerimiento AT0177	139
4.65	Requerimiento AT0178	140
4.66	Requerimiento AT0179	141
4.67	Requerimiento AT0180	143
4.68	Requerimiento AT0181	145
4.69	Requerimiento AT0182	146
4.70	Requerimiento AT0183	147
4.71	Requerimiento AT0184	151
4.72	Requerimiento AT0185	153
4.73	Requerimiento AT0186	155
4.74	Requerimiento AT0187	156
4.75	Requerimiento AT0188	158
4.76	Requerimiento AT0189	159
4.77	Requerimiento AT0190	161
4.78	Requerimiento AT0191	163
4.79	Requerimiento AT0192	164
4.80	Requerimiento AT0193	165

4.81	Requerimiento AT0194	167
4.82	Requerimiento AT0195	168
4.83	Requerimiento AT0196	169
4.84	Requerimiento AT0197	171
4.85	Requerimiento AT0198	172
4.86	Requerimiento AT0199	174
4.87	Requerimiento AT0200	175
4.88	Requerimiento AT0201	176
4.89	Requerimiento AT0202	178
4.90	Requerimiento AT0203	179
4.91	Requerimiento AT0204	181
4.92	Requerimiento AT0287	182
5	Verificación de requerimientos de las Unidades Concentradoras	184
5.1	Requerimiento AT0026	184
5.2	Requerimiento AT0049	188
5.3	Requerimiento AT0052	195
5.4	Requerimiento AT0053	198
5.5	Requerimiento AT0205	203
5.6	Requerimiento AT0206	204
5.7	Requerimiento AT0207	205
5.8	Requerimiento AT0208	207
5.9	Requerimiento AT0209	209
5.10	Requerimiento AT0210	210
5.11	Requerimiento AT0211	211
5.12	Requerimiento AT0213	214
5.13	Requerimiento AT0214	215
6	Verificación de requerimientos SGO	217
6.1	Requerimiento AT0027	217
6.2	Requerimientos AT0028; AT0029.....	228
6.3	Requerimientos AT0030; AT0031.....	237
6.4	Requerimiento AT0054	241
6.5	Requerimiento AT0055	243

6.6	Requerimiento AT0056	245
6.7	Requerimiento AT0057	246
6.8	Requerimientos AT0058; AT0059.....	247
6.9	Requerimientos AT0060; AT0061.....	248
6.10	Requerimiento AT0215; AT0216; AT0217; AT0218.....	250
6.11	Requerimiento AT0219	253
6.12	Requerimiento AT0220	254
6.13	Requerimiento AT0221	256
6.14	Requerimiento AT0222	258
6.15	Requerimiento AT0223	260
6.16	Requerimiento AT0224	261
6.17	Requerimiento AT0225	263
6.18	Requerimientos AT0227; AT0228; AT0230	266
6.19	Requerimiento AT0229	267
6.20	Requerimiento AT0233	268
6.21	Requerimiento AT0234	269
6.22	Requerimiento AT0240	271
6.23	Requerimiento AT0241	272
6.24	Requerimiento AT0242	274
6.25	Requerimiento AT0243	276
6.26	Requerimiento AT0244	277
6.27	Requerimiento AT0245	278
6.28	Requerimiento AT0246	281
6.29	Requerimiento AT0249	283
6.30	Requerimiento AT0251	284
7	Verificación de requerimientos de Almacén de datos y reportes.....	285
7.1	Requerimiento AT0032	285
8	Verificación de requerimientos de Sincronización Horaria	288
8.1	Requerimiento AT0065	288
8.2	Requerimiento AT0150	292
8.3	Requerimiento AT0161	292
8.4	Requerimiento AT0162	294

8.5	Requerimiento AT0163	297
8.6	Requerimiento AT0164	298
8.7	Requerimiento AT0165	301
8.8	Requerimiento AT0212	302
8.9	Requerimiento AT0235	303
8.10	Requerimiento AT0236; AT0239	306
8.11	Requerimiento AT0237	307
8.12	Requerimiento AT0238	308
8.13	Requerimiento AT0247	311
9	Verificación de requerimientos de Comunicaciones.....	313
9.1	Requerimiento AT0010	313
9.2	Requerimientos AT0034; AT0035; AT0036; AT0037; AT0038; AT0039; AT0040; AT0041; AT0042; AT0043; 316	
9.3	Requerimientos AT0063	321
9.4	Requerimientos AT0064.....	323
9.5	Requerimiento AT0134	324
9.6	Requerimiento AT0135	326
9.7	Requerimiento AT0145	328
9.8	Requerimiento AT0255	329
9.9	Requerimiento AT0256	330
9.10	Requerimiento AT0257	331
9.11	Requerimiento AT0258	332
9.12	Requerimiento AT0260	333
9.13	Requerimiento AT0261	334
9.14	Requerimiento AT0262	336
9.15	Requerimiento AT0263	337
9.16	Requerimientos AT0062.....	338
9.17	Requerimiento AT0264; AT0265; AT0266; AT0267; AT0268.....	341
9.18	Requerimiento AT0269	342
9.19	Requerimiento AT0270	343
10	Verificación de requerimientos de Seguridad.....	346
10.1	Requerimiento AT0006	346

10.2	Requerimiento AT0009	348
10.3	Requerimiento AT0017	349
10.4	Requerimiento AT0044	351
10.5	Requerimiento AT0045	352
10.6	Requerimiento AT0046	354
10.7	Requerimiento AT0047	357
10.8	Requerimiento AT0048	358
10.9	Requerimiento AT0226	359
10.10	Requerimiento AT0231	360
10.11	Requerimiento AT0232	361
10.12	Requerimiento AT0250	362
10.13	Requerimiento AT0252; AT0253	363
10.14	Requerimiento AT0254	365
10.15	Requerimiento AT0271	366
10.16	Requerimiento AT0272	367
10.17	Requerimiento AT0273	369
10.18	Requerimiento AT0274	370
10.19	Requerimientos AT0275; AT0276; AT0277; AT0278	370
10.20	Requerimiento AT0279	373
10.21	Requerimiento AT0285	374
10.22	Requerimientos AT0286; AT0287; AT0288; AT0289 [Integridad]	375
10.23	Requerimiento AT0290; AT0291; AT0292; AT0293; AT0294 [Confidencialidad]	377
10.24	Requerimiento AT0295; AT0296; AT0297; AT0298; AT0299; AT0300; AT0301 [Funciones de Seguridad Generales a Elementos del SMMC].....	379
11	Verificación de otros requerimientos – Acceso a información y servicios.....	382
11.1	Requerimiento AT0012	382
11.2	Requerimiento AT0013	383
11.3	Requerimiento AT0014; AT0015	384
11.4	Requerimiento AT0314; AT0315; AT0316; AT0317; AT0318.....	385
12	Verificación de otros requerimientos – Autenticación	389
12.1	Requerimiento AT0166	389
12.2	Requerimiento AT0248	391

12.3	Requerimiento AT0259	392
12.4	Requerimiento AT0280	393
12.5	Requerimiento AT0281	393
12.6	Requerimiento AT0282	394
12.7	Requerimiento AT0283	395
12.8	Requerimiento AT0284	396
13	Verificación de otros requerimientos – Varios.....	398
13.1	Requerimiento AT0016	398
13.2	Requerimiento AT0002	399
13.3	Requerimiento AT0004	402
13.4	Requerimiento AT0129	403
13.5	Requerimiento AT0130	407
13.6	Requerimiento AT0147	409
13.7	Requerimientos AT0156; AT0157; AT0158; AT0159; AT0160.....	412
13.8	Requerimiento AT0167	415
14	Verificación de otros requerimientos sistémicos de los SMMC.....	418
14.1	Requerimiento AT0018	418
14.2	Requerimiento AT0001	419
14.3	Requerimiento AT0003	420
14.4	Requerimiento AT0005	421
14.5	Requerimiento AT0007	422
14.6	Requerimiento AT0008	423
14.7	Requerimiento AT0011; AT0066	426
14.8	Requerimiento AT0033	428
15	Requerimientos que no aplican al proceso de Homologación Inicial.....	431
15.1	Requerimiento AT0302; AT0303; AT0304; AT0305; AT0306; AT0307; AT0308; AT0309; AT0310; AT0311; AT0312; AT0313.....	431
16	Anexos.....	434
16.1	Antecedentes transversales	434
16.1.1	Solución propuesta por Enel	434
16.1.1.1	ID INODU-02	434
16.1.2	Casos de uso	445

16.1.2.1	ID INODU-04	446
16.1.2.2	ID INODU-06	447
16.1.2.3	ID INODU-08	447
16.1.2.4	ID INODU-09	449
16.1.2.5	ID INODU-10	449
16.1.2.6	ID INODU-12	451
16.1.2.7	ID INODU-14	451
16.1.2.8	ID INODU-16	455
16.1.2.9	ID INODU-17	456
16.1.2.10	ID INODU-18	457
16.1.3	Antecedentes Varios	457
16.1.3.1	ID INODU-118	457
16.1.3.2	ID INODU-119	459
16.1.3.3	ID INODU-120	459
16.1.3.4	ID INODU-121	459
16.1.3.5	ID INODU-122	461
16.1.3.6	ID INODU-123	462
16.1.3.7	ID INODU-124	462
16.1.3.8	ID INODU-125	462
16.2	Antecedentes relativos a las Unidades de Medida	462
16.2.1	EMH	462
16.2.1.1	ID INODU-26	462
16.2.1.2	ID INODU-39	463
16.2.1.3	ID INODU-40	469
16.2.2	ION	472
16.2.2.1	ID INODU-44	472
16.2.2.2	ID INODU-45	473
16.2.2.3	ID INODU-50	475
16.2.2.4	ID INODU-53	488
16.2.2.5	ID INODU-68	489
16.2.3	ISKRA	490
16.2.3.1	ID INODU-54	490

16.2.3.2	ID INODU-55	491
16.2.3.3	ID INODU-56	513
16.2.4	ITRON	514
16.2.4.1	ID INODU-65	514
16.2.4.2	ID INODU-66	537
16.2.4.3	ID INODU-64	541
16.2.5	Enel v.2- NEXY-M	542
16.2.5.1	ID INODU-37	542
16.2.5.2	ID INODU-35	557
16.2.5.3	ID INODU-112	558
16.2.6	Transformadores de Medida	559
16.2.6.1	ID INODU-70	559
16.2.6.2	ID INODU-71	560
16.2.6.3	ID INODU-72	561
16.2.6.4	ID INODU-73	562
16.2.7	Protocolos de certificación SEC	563
16.2.7.1	ID INODU-113	563
16.2.7.2	ID INODU-114	565
16.2.7.3	ID INODU-115	567
16.2.7.4	ID INODU-116	569
16.2.8	Comunicación con la Autoridad	570
16.2.8.1	ID INODU-117	570
16.3	Antecedentes relativos a la Unidad Concentrador	571
16.3.1	Concentrador	571
16.3.1.1	ID INODU-19	571
16.3.1.2	ID INODU-20	576
16.3.1.3	ID INODU-21	578
16.3.1.4	ID INODU-111	582
16.3.2	Router	583
16.3.2.1	ID INODU-22	583
16.3.2.2	ID INODU-23	584
16.3.2.3	ID INODU-24	584

16.3.2.4	ID INODU-25	587
16.4	SGO 588	
16.4.1	EPlus	588
16.4.1.1	ID: INODU-88	588
16.4.2	SMMePlus.....	589
16.4.2.1	ID: INODU-91	589
16.4.2.2	ID: INODU-92	590
16.4.2.3	ID: INODU-93	590
16.4.2.4	ID: INODU-94	595
16.4.2.5	ID: INODU-95	595
16.4.2.6	ID: INODU-96	596
16.4.2.7	ID: INODU-97	596
16.4.2.8	ID: INODU-98	597
16.4.2.9	ID: INODU-99	611
16.4.2.10	ID: INODU-100	611
16.4.2.11	ID: INODU-101	616
16.4.2.12	ID: INODU-102	616
16.4.2.13	ID: INODU-103	622
16.4.2.14	ID: INODU-108	624
16.4.3	Starbeat.....	626
16.4.3.1	ID: INODU-104	626
16.4.3.2	ID: INODU-105	629
16.4.3.3	ID: INODU-106	641
16.4.3.4	ID: INODU-107	646
17	Anexos 2	647
17.1	Anexo Seguridad	647

1 RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe se desarrolla en el contexto del proceso de Homologación Inicial de los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control (SMMC) realizado por la consultora inodú a Enel Distribución Chile, en donde se desarrolla la evaluación del nivel de cumplimiento de los requerimientos definidos por la Superintendencia, relativos a las exigencias presentadas por la CNE en la Norma Técnica de Distribución (NTD) y su respectivo Anexo Técnico (AT).

En el proceso de Homologación Inicial se verificaron 318 requerimientos definidos por la Superintendencia. La siguiente tabla sintetiza el resultado preliminar del proceso de verificación.

Tabla 1: Resultado preliminar del proceso de homologación inicial

Resultado Preliminar de la Homologación Inicial	Cantidad de Requerimientos
Incumplimiento	21
Parcial	186
Total	76
No Aplica	31
Plan de Implementación	0

Como resultado de la Homologación Inicial se documentaron 125 referencias o evidencias, cada una de las cuales ha sido citada utilizando el nombre “INODU-XX”, y 124 planes de implementación, los cuales se citan utilizando el nombre “ID-Planes-XXX”. En general, cada vez que un requerimiento fue evaluado bajo cumplimiento parcial o incumplimiento, se asignaron planes de implementación. Una vez que los planes de implementación sean abordados, el requerimiento asociado debiera tener cumplimiento total.

Los requerimientos definidos por la Superintendencia fueron clasificados y asociados a distintas categorías. A continuación, se presenta un resumen de la evaluación realizada por el equipo auditor según las categorías en las cuales se dividió el presente informe.

Tabla 2: Síntesis de la evaluación según clasificación de requerimientos

Tipo de Requerimiento	Incumplimiento	Parcial	Total	No Aplica	Plan de Implementación
Unidad de Medida (UM)	1	71	46	10	0
U. Concentrador	0	11	3	0	0
SGO	2	28	9	0	0
Almacén de Datos y Reportes	0	1	0	0	0
Sincronización Horaria	0	9	4	0	0
Seguridad	6	33	2	1	0
Comunicaciones	3	14	10	4	0
SMMC	2	5	1	0	0
Otros - Acceso a Información y Servicios	0	1	0	4	0
Otros - Autenticación	5	3	0	0	0
Otros - Varios	2	10	1	0	0
No Aplican al proceso	0	0	0	12	0

2 OBJETIVO

El objetivo de este informe es presentar la documentación de respaldo utilizada para el proceso de Homologación Inicial del Sistemas de Medición, Monitoreo y Control (SMMC) de Enel Distribución. El proceso de homologación ha tenido en consideración los requerimientos establecidos por la Superintendencia y las exigencias definidas en la Norma Técnica, particularmente en el Anexo Técnico de Sistemas de Medición, Monitoreo y Control.

Cada requerimiento es desarrollado de manera individual y en algunos casos, cuando se tiene requerimientos con desarrollo similar, han sido agrupados. Cada desarrollo incluye la interpretación del equipo consultor, referencias a la documentación de respaldo, desarrollo de la auditoría, comentarios finales y planes de implementación en caso de ser necesarios.

3 INTRODUCCIÓN

3.1 Proceso de Homologación Inicial y Auditorías

Según lo definido en el AT, previo a la implementación de los SMMC de cada empresa Distribuidora, estas deberán realizar un proceso de Homologación Inicial, seguido de auditorías posteriores a la implementación de dichos sistemas.

De acuerdo con lo indicado en el Artículo 8-4 del Anexo Técnico de SMMC, la Homologación Inicial tiene por finalidad la revisión temprana del diseño del SMMC definido por cada Empresa Distribuidora, con el objeto de dar cuenta del cumplimiento de las exigencias establecidas en la NTD, en el presente Anexo Técnico, el respectivo Perfil y demás normativa aplicable, previo a su implementación.

El proceso de Homologación Inicial comprende la elaboración y presentación de un informe preliminar y un informe definitivo por parte del consultor ante la Superintendencia, con copia a la Comisión, los que deberán dar cuenta del cumplimiento de cada una de las exigencias establecidas en la Norma Técnica de Distribución, Anexo Técnico de SMMC, y demás normativa aplicable.

Las auditorías tienen por objeto la supervisión de procesos asociados a la implementación de los SMMC y de los planes de mejora continua, con el objeto de asegurar que los SMMC que implemente Enel Distribución cumplan sostenidamente las exigencias establecidas en la Norma Técnica de Distribución, en el presente Anexo Técnico, el respectivo Perfil y demás normativa aplicable.

El informe debe ser presentado a la Superintendencia, con copia a la Comisión, dando cumplimiento al formato y contenido mínimo que la Superintendencia defina y en los plazos establecidos en Anexo Técnico de SMMC.

El proceso de Homologación Inicial contempla:

1. Preparación de la Homologación Inicial de acuerdo con requerimientos establecidos en el Anexo Técnico, Artículo 8-4, literal a)

"Preparación de la homologación inicial/auditoría: La Empresa Distribuidora deberá preparar de manera oportuna la evidencia para evaluar la solución SMMC diseñada en función de los requerimientos normativos (en el caso de la homologación inicial), o para dar cuenta del cumplimiento sostenido de las exigencias normativas en función de resultados (en el caso de auditorías). Este reporte de evidencias y autoevaluación deberá incluir un análisis crítico del estado de la solución SMMC a la fecha de elaboración de dichos antecedentes, proponiendo un plan de implementación en el caso de la homologación inicial, o un plan de mejoras en base a resultados en el caso de las auditorías. En caso que la Empresa Distribuidora haya instalado equipos que quiera incorporar como parte de su solución SMMC, deberá informarlo a los auditores a fin de que estos evalúen si cumplen las exigencias del AT SMMC y demás normativa aplicable."

2. Informe a Superintendencia de auditor de acuerdo con requerimientos establecidos en el Anexo Técnico, Artículo 8-4, literal b)

"La Empresa Distribuidora deberá informar a la Superintendencia, con una antelación mínima de un mes respecto al inicio del proceso de homologación/auditoría, el nombre del auditor, su domicilio y el nombre de un representante del auditor ante la Superintendencia. Adicionalmente, deberá informar la nómina de

profesionales que integrarán el equipo auditor, adjuntando evidencia curricular que avale su idoneidad técnica para la realización de la homologación inicial o auditorías, según corresponda, la calendarización de las fases del proceso y de entrega de evidencia al equipo auditor. El reporte de evidencias y autoevaluación deberá ser enviado por la Empresa Distribuidora al auditor, Superintendencia y Comisión en los plazos estipulados por la calendarización del proceso.”

3. Realización de homologación inicial de acuerdo con requerimientos establecidos en el Anexo Técnico, Artículo 8-4, literal c)

“El auditor deberá validar la evidencia generada por la Empresa Distribuidora en su reporte de evidencias y autoevaluación. La validación será realizada a partir de la información entregada por la Empresa Distribuidora, entrevistas a agentes clave y a través de inspecciones. El auditor emitirá un informe que dé cuenta del cumplimiento, parcial o total, o del incumplimiento de las exigencias de la NTD, del Anexo Técnico y demás normativa aplicable, y lo enviará a la Empresa Distribuidora respectiva y a la Superintendencia, con copia a la Comisión, en un plazo no mayor a seis meses contados desde el inicio de la homologación inicial o auditoría, según corresponda.”

4. Aclaraciones de acuerdo con requerimientos establecidos en el Anexo Técnico, Artículo 8-4, literal d)

“La Empresa Distribuidora podrá solicitar al auditor aclaraciones sobre su informe, así como entregar información adicional para precisar aspectos que podrían no haber sido abordados durante la realización de la homologación inicial o auditoría, en un plazo no mayor a 30 días contados desde la fecha de recepción del informe. Asimismo, y en el mismo plazo, la Superintendencia podrá solicitar al auditor aclaraciones respecto a su informe. El auditor deberá responder las solicitudes de aclaración y/o analizar la nueva evidencia provista por la Empresa Distribuidora. En vista de los nuevos antecedentes, el auditor emitirá un informe de homologación o auditoría definitivo, según corresponda, el que deberá ser enviado a la Empresa Distribuidora y a la Superintendencia, con copia a la Comisión, en un plazo no mayor a 30 días contados desde el vencimiento del plazo para solicitar aclaraciones o entregar información adicional.”

3.2 Estructura del Informe de Homologación Inicial

En el presente informe se desarrollan los requerimientos con una categorización definida por el equipo consultor; la categorización se ha definido considerando el objetivo primario del requerimiento y su asociación con aspectos relevantes del SMMC. Si bien existen requerimientos que relacionan más de una temática, teniendo en consideración criterios de simplicidad se considera una temática o objetivo primario, mencionando mencionando los componentes relacionados a dicho objetivo o, más bien, definiendo las relaciones entre los distintos requerimientos y componentes del sistema.

De este modo, se definen los siguientes tipos de requerimientos asociados a:

- Unidad de Medida
- Unidad Concentradora
- Sistema de Gestión y Operación (SGO)
- Almacén de Datos y Reportes
- Sincronización Horaria

- Seguridad
- Comunicaciones
- Otros – Acceso a información y servicios
- Otros – Autenticación
- Otros - Varios
- SMMC
- No aplican al proceso de Homologación Inicial

Adicionalmente, en el capítulo Anexos se documentan extractos de las referencias entregadas por Enel para el desarrollo de esta auditoría.

3.3 Metodología de verificación de requerimientos

3.3.1 Ejemplo de Auditoría

A continuación, se desarrolla un caso de ejemplo para explicar la estructura y metodología aplicada en la evaluación de los requerimientos de la presente auditoria.

a) Requerimiento

ATOXXX: En esta sección se escribe el requerimiento como es reportado en la documentación de la SEC.

b) Comentario inodú del requerimiento

En esta sección inodú realiza los comentarios de interpretación del requerimiento y sugerencias respectivas a su mejora y posibles limitaciones de alcance.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

En esta sección se establecen las relaciones entre el requerimiento evaluado y los componentes del sistema y otros requerimientos definidos por la Superintendencia.

Componentes	Se mencionan las componentes consideradas dentro de la evaluación del requerimiento
Requerimientos	Se mencionan requerimientos relacionados al evaluado

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

En esta sección se presentan observaciones de la autoevaluación realizada por Enel, siguiendo la siguiente estructura:

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Autoevaluación realizada por Enel
Comentario Autoevaluación Enel	Comentarios realizados por Enel en su autoevaluación
Observación inodú	Observaciones realizadas por inodú respecto a la autoevaluación de Enel y limitaciones en la evaluación

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento

En esta sección se realiza la documentación de referencias que serán necesarias para el desarrollo del requerimiento. Se utiliza el siguiente formato: INODU-XX-YY; donde XX es la ID de la evidencia mencionada en la hoja “Evidencias” del archivo Excel “Formato de Auditoría”, e YY en el N° del ítem del respectivo extracto de texto que se cita, que se puede revisar directamente en la sección Anexos.

Evidencia ID	Contenido
INODU-XX-YY	Título del contenido

f) Auditoría inodú

En esta sección se desarrolla el proceso de auditoría, mencionando evidencias y los criterios bajo los cuales se cumplen o no los requerimientos, y sus respectivos planes de implementación.

g) Cumplimiento de auditoría

En esta sección se emite el resultado de la auditoría para el requerimiento evaluado, los cuales, según la definición del Anexo Homologación y Auditorías de la SEC, pueden ser:

- **Incumplimiento:** Incumplimiento total de la exigencia establecida en la NTD. Para términos del presente informe será reportado como “No Cumple”.
- **Parcial:** Cumplimiento parcial de la exigencia establecida en la NTD.
- **Total:** Cumplimiento total de la exigencia establecida en la NTD.
- **No Aplica:** En ocasiones hay requerimientos que corresponden solo a auditorías o a homologación, en este documento se encuentran todos los requerimientos para los dos procesos. Se debe colocar este cumplimiento cuando no corresponda al proceso que se está auditando. Se deben justificar todos los casos en el cual se coloca, detallando claramente el por qué no aplica.
- **Plan de Implementación:** Plan propuesto de implementación en la homologación inicial para dar cumplimiento a los requisitos del NTD.
- **Plan de Mejora:** Plan propuesto de mejoras con base en los resultados de la auditoría para dar cumplimiento a los requisitos del NTD (no será utilizado en el proceso de Homologación Inicial).

h) Observación auditoría

Se incluyen observaciones finales respecto a la auditoría realizada y se incluyen los Planes de mejora que deben implementarse para lograr el cumplimiento total del requerimiento. El formato de los planes de mejora es ID-Planes-XXX, y hacen referencia a los planes de implementación desarrollados en la hoja “Planes” del Excel “Formato de Auditoría”.

3.3.2 Diferenciación de Planes de implementación y mejora

Para términos del proceso de Homologación Inicial, el equipo consultor definió Planes de Implementación, los cuales se documentaron en la hoja “Planes” del Excel “Formato de Auditoría.xlsx”. Estos planes son los planes mínimos que se debe implementar Enel para lograr dar cumplimiento a los requerimientos del Anexo Técnico relativos al presente proceso.

Plan de Implementación/Mejora	
A	B
ID Plan	
1	ID-Planes-01 Modificar ID: INODU-02-4 "el envío de comandos hacia las Unidades de Medida y Unidades Concentradoras", eliminando "y Unidades Concentradoras"
2	ID-Planes-02 Es necesario aclarar si la comunicación entre unidad demedida y unidad concentradora será definida como PLC o DLC. Esto se debe homologar en las documentaciones respectivas.
3	ID-Planes-03 El módulo RF de la unidad concentradora debe certificarse en la norma IEC62056
4	ID-Planes-04 El Datasheet Enel (INODU-21) debe explicitar que posee un modulo PLC integrado , para poder afirmar que este módulo cumple la norma IEC 62056. Otra opción es aclarar el cumplimiento del protocolo de comunicación en el párrafo "communicate on power line with different modulation, FSK and BPSK and different protocols, like Meters and More or DLMS/COSEM "
5	ID-Planes-05 Los requerimientos del Router deben incluir el cumplimiento de protocolos de comunicación DLMS/COSEM y el cumplimiento de la norma IEC 62056
6	ID-Planes-05

Figura 1: Ejemplo de formato de planes de Implementación formulados.

Cabe señalar que dentro del proceso de Homologación Inicial los planes desarrollados serán llamados Planes de Implementación, y que en el marco de los procesos de auditoría posteriores serán desarrollados Planes de Mejora, según lo señalado en el AT.

Adicionalmente, la Empresa Distribuidora deberá desarrollar e informar un Plan de Mejora Continua en base a los resultados del proceso de Homologación Inicial o Auditoría. El objetivo de este plan es abordar aquellos puntos necesario para dar cumplimiento a las exigencias establecidas en los requerimientos relativos al proceso desarrollado. Según lo indicado en el AT, el plan de mejora continua deberá ser presentado por la Empresa Distribuidora, a más tardar, dentro de 30 días contados desde la presentación a la Superintendencia del informe de homologación inicial definitivo o del informe de auditoría definitivo, según corresponda.

3.4 SMMC Enel

3.4.1 Plan de implementación Enel

En la evidencia INODU-03 Enel presenta el plan de implementación “Plan Smart Meter Chile 2022-2025”, en base al cual se establecen las fechas de implementación de soluciones con diferentes equipamientos, como se presenta en la siguiente figura:

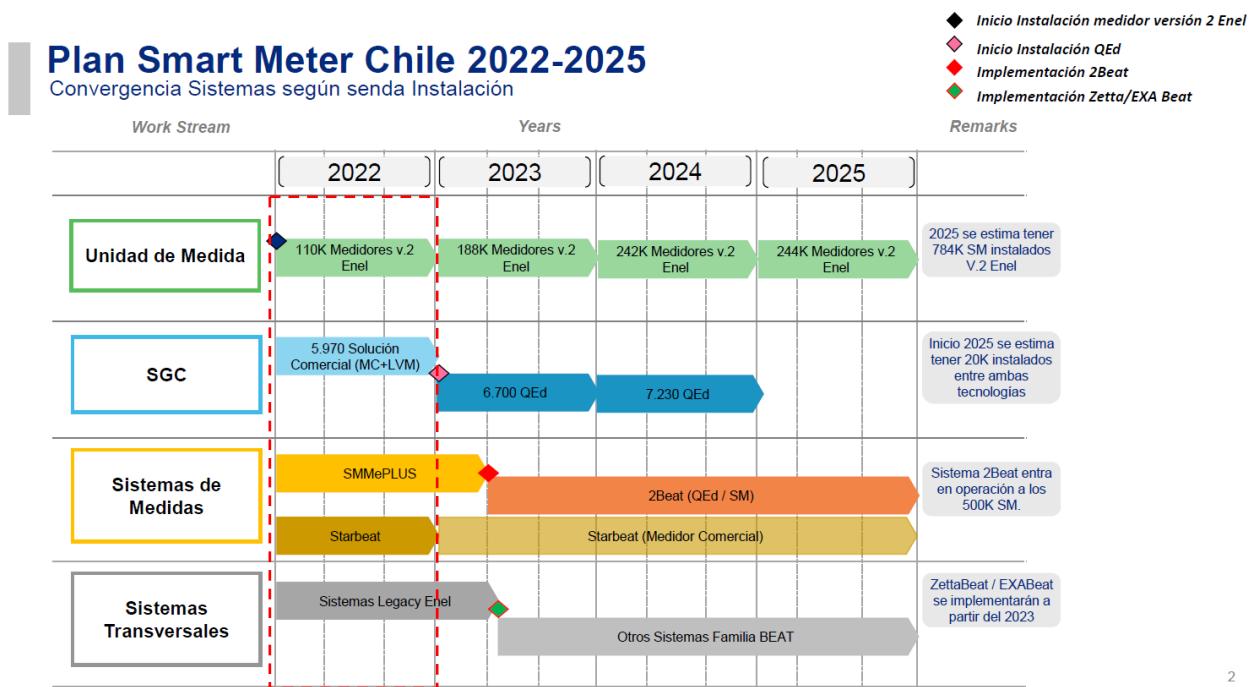


Figura 2: Plan de implementación propuesto por Enel según evidencia INODU-03

En base a este plan de implementación, el proceso de auditoría desarrollado por inodú considera como solución auditable la solución que será implementada el año 2022, es decir la que considera como equipamiento:

- Unidad de Medida: medidores v.2 Enel
- SGC: Solución Comercial (MC+LVM)
- Sistemas de Medidas: SMMePLUS y Starbeat
- Sistemas Transversales: Sistemas Legacy Enel

Adicionalmente, en INODU-02 Enel plantea dos tipos de soluciones que serán implementadas según el tipo de usuario, las cuales corresponden a:

- Solución Medidor Enel (ver subsección 3.4.2)
- Solución Punto a Punto (ver subsección 3.4.3)

Los requerimientos específicos y documentación asociados a las soluciones post-2022, es decir, solución Qed, Sistemas BEAT y todos aquellos equipamientos que no estén considerados en la solución 2022 del Enel, no serán considerados en esta auditoría, y quedan propuestos dentro de los Planes de Implementación futura de Enel.

3.4.2 Solución Medidor Enel

Esta solución es utilizada para usuarios residenciales y considera como unidad de medida el medidor Enel v.2 o NEXY-M y como unidad concentradora el concentrador LVM más un Router externo (RUT955).

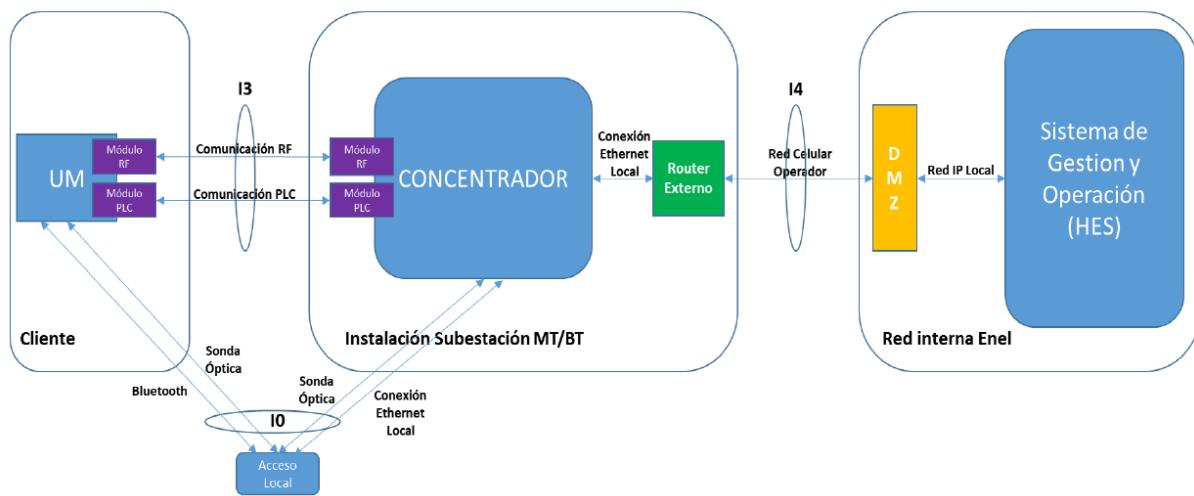


Figura 3: Diagrama Solución Medidor Enel (INODU-02).

Relativo al SGO, la solución Enel, según INODU-02, está representado por el ***SMMePlus Integration Platform***. La solución considera un conjunto de aplicaciones informáticas que permiten administrar, controlar y gestionar la información, datos y comandos relacionados con la medición y control del suministro de los Clientes y Usuarios del Sistema de Distribución. En particular, este sistema recibe y almacena la información procedente de las Unidades de Medida o Unidades Concentradoras, según corresponda.

El Sistema de Gestión y operación está constituido por los módulos:

- Head End System o HES (ePlus system): Es un Sistema centralizado que permite el control y gestión de los distintos componentes del SMMC. Se divide en dos submódulos:
 - Unidad de procesamiento: Recibe la información proveniente de las Unidades de Medida y/o Unidades Concentradoras, tales como Evento SMMC y Alarmas, registrándola en la Base de Datos Central. Examina la información recibida y genera las Alarmas pertinentes.
 - Unidad de Gestión: Monitorea y controla los distintos componentes del SMMC, la gestión centralizada de los datos del sistema, la detección de Eventos SMMC y las Alarmas

generadas por la Unidad de Procesamiento, entre otras. Además, es el encargado de instruir la sincronización horaria.

- Base de Datos Central: Repositorio en el cual se registran todos los datos, Alarmas, Eventos SMMC, registros y, en general, toda la información de campo recopilada por el “ePlus System” por un periodo mínimo de 2 años contados desde su registro. Este módulo solo es intervenido directamente desde el “ePlus System”, y no pueden acceder a él otras aplicaciones, sistemas o personas no autorizadas. La Base de Datos Central cuenta con mecanismos de redundancia y alta disponibilidad, según lo requiera la demanda y arquitectura de nuestro SMMC implementado, así como también con protocolos de respaldo o backup.

La arquitectura conceptual planteada para la plataforma de integración de la solución Enel es la siguiente:

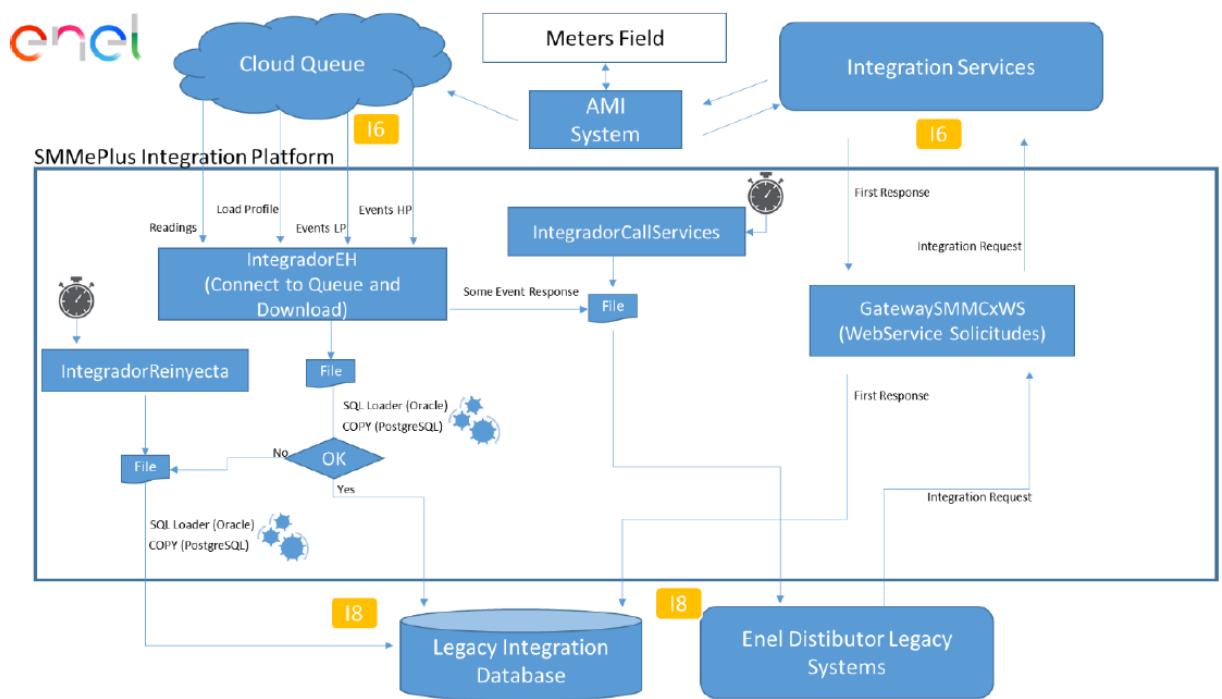


Figura 4: Arquitectura conceptual propuesta por Enel para Plataforma Integración solución con medidor Enel (SMMePlus Integration Platform).

3.4.3 Solución Punto a Punto

Esta solución es utilizada en el resto de los casos y considera los medidores comerciales: EMH, ISKRA, ITRON e ION (Enel no confirmó durante el proceso que utilizaría el medidor ELSTER, por lo que no fue considerado en la evaluación). Dado que para la comunicación con el SGO esta solución debe considerar un Router eterno, este en términos del proceso de auditoría fue considerado como parte de la Unidad de Medida, en particular como parte de su módulo de comunicación y se evaluaron los modelos RUT955 y APK.

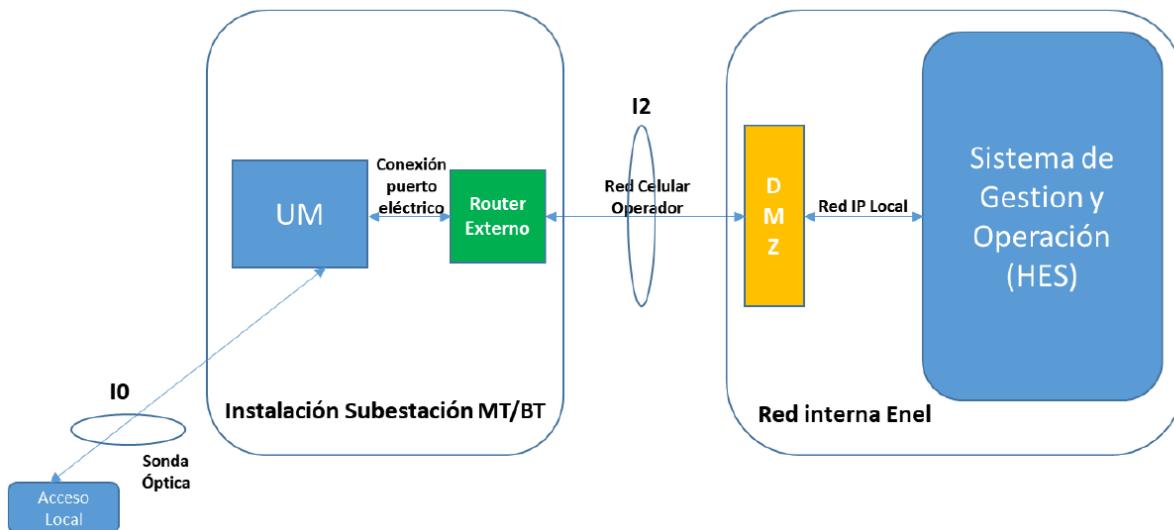


Figura 5: Diagrama Solución Medidor Punto a Punto (INODU-02).

Relativo al SGO, el medidor Punto a Punto, según INODU-02, está representado por el ***Starbeat Integration Platform***. La solución corresponde a un conjunto de aplicaciones informáticas que permiten administrar, controlar y gestionar la información, datos y comandos relacionados con la medición y control de lecturas del suministro hacia los Grandes Clientes y Usuarios del Sistema de Distribución. Este sistema administra la información de unidades de medida según corresponda. Puede generar procesos planificados y automatizados, bajo demanda para obtención de datos de facturación y medición.

El Sistema de Gestión y Operación para Medidor Punto a Punto, estará compuesto por los siguientes módulos:

- Head End System o HES: El sistema de gestión y operaciones para telemedida de medidores punto a punto, es un sistema que permite la administración de información y de los componentes del SMMC.
- Base de Datos: Repositorios centralizados que permiten el alojamiento de lecturas e información de periodos configurables mediante Base Pulse, Sync y Reportes.

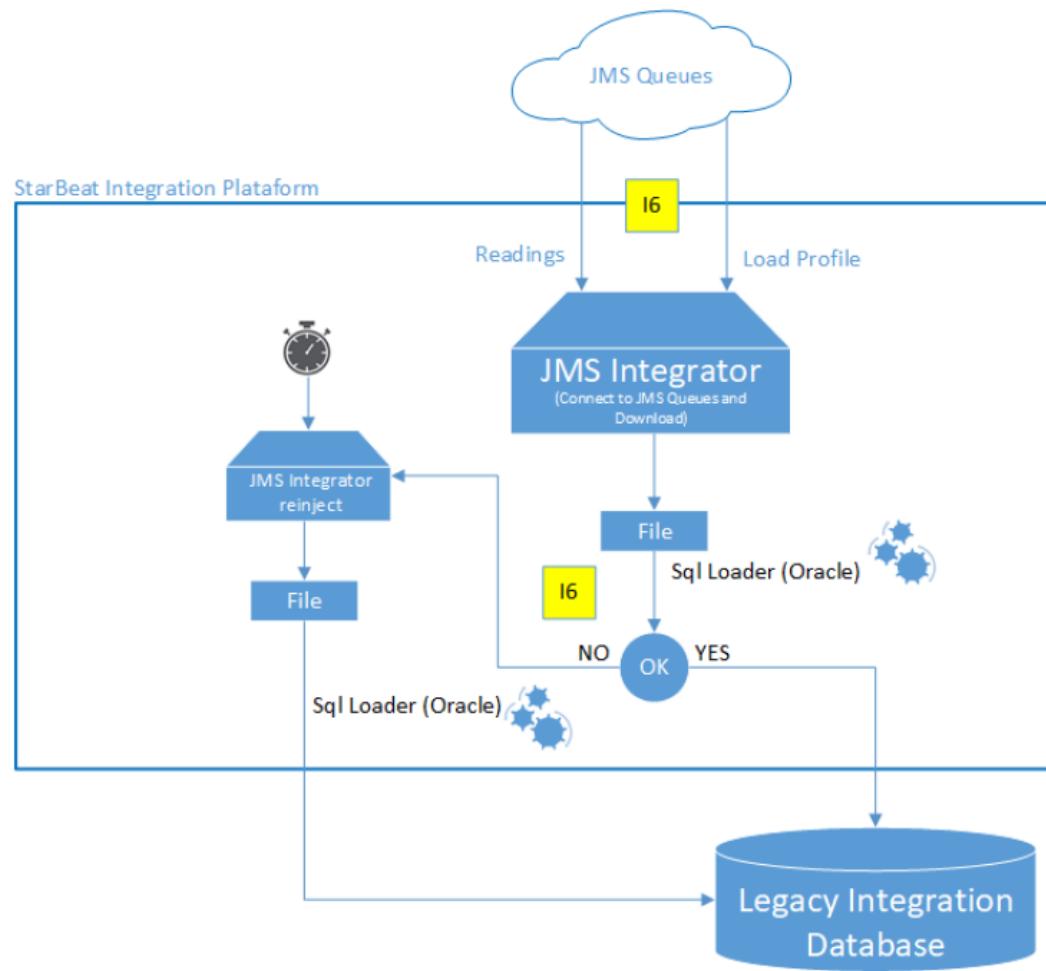


Figura 6: Arquitectura conceptual propuesta por Enel para Plataforma de Integración para medidor punto a punto (Starbeat Integration Platform).

3.4.4 Arquitectura sistémica considerada por inodú

En base a la arquitectura conceptual de los SMMC presentada en el Anexo Técnico de la Norma Técnica de Distribución (ATNTD) y a las soluciones conceptuales propuestas por Enel, el equipo consultor desarrolló el siguiente esquema para la evaluación de las soluciones SMMC de Enel.

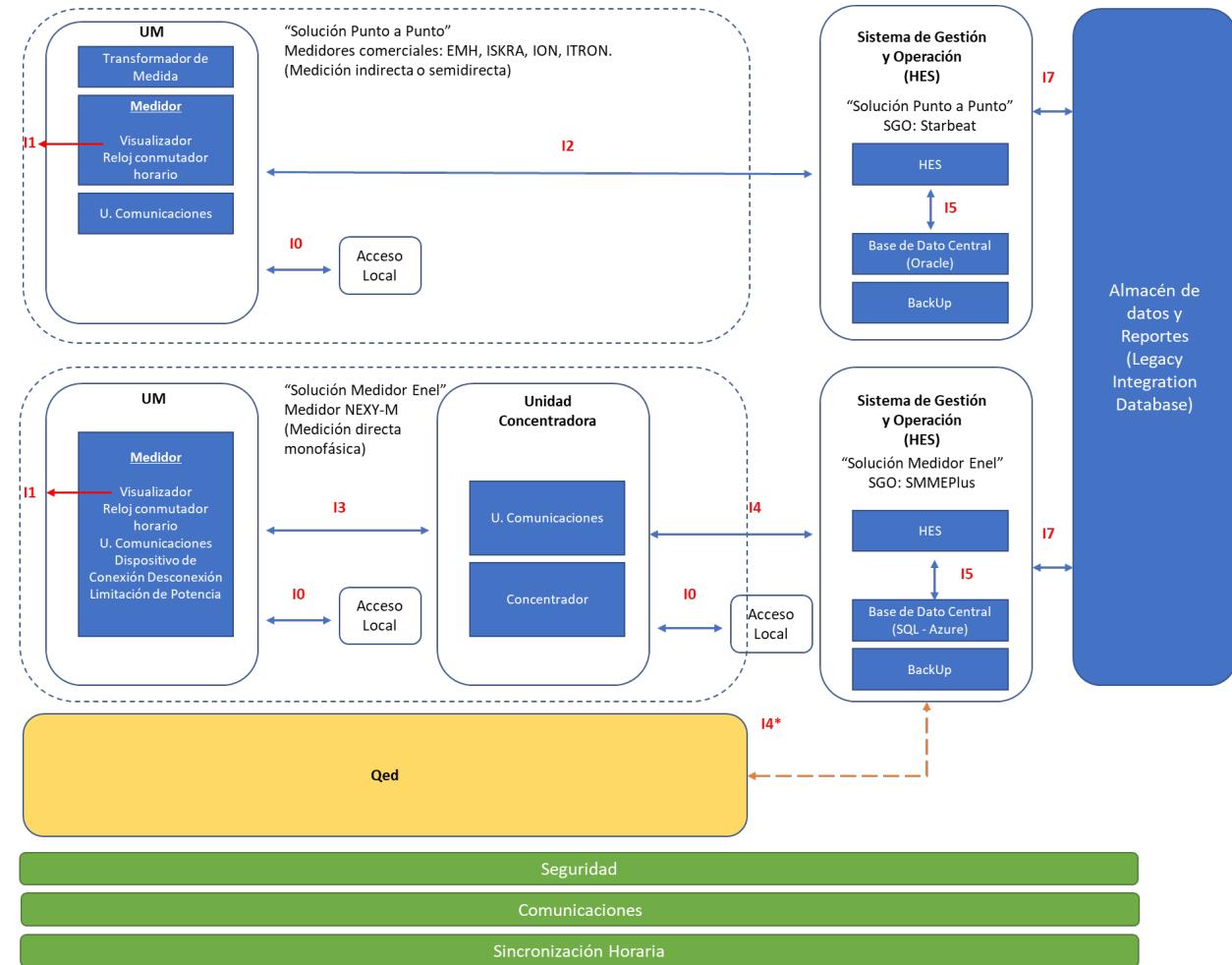


Figura 7: Esquema de interacción de soluciones propuestas por Enel. Elaboración propia.

En la siguiente tabla se indica el listado de equipos considerados en la evaluación:

Tabla 3: Listado de equipos considerados en la evaluación

Componente individual	Dispositivo - Equipo
Transformadores de medida	TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 15 KV (REV. 3 - Julio 2018)
	TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 15 KV (REV. 8 - Julio 2018)
	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 KV (REV. 1 - Mayo 2018)
	TRANSFORMADORES DE POTENCIAL INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 KV (REV. 1 - Mayo 2018)
Medidores	EMH
	ION
	ISKRA
	ITRON
	Enel v.2 - NEXY-M (monofásico)
Otros	Empalmes y cajas de empalmes
Módulo de comunicaciones	Módulo RF
Router externo	Router RUT 955
	Router APK
Concentrador	LVM
Sistema de gestión y operación	SMMEPlus - Solución Enel
	Starbeat - Solución Punto a Punto

Debido a que no serán implementados en la solución 2022 de Enel, no serán considerados en esta evaluación, y por tanto no forman parte del proceso de Homologación Inicial, los siguientes componentes:

- Medidor ELSTER
- Router APR410
- Equipo Qed
- Sistemas familia Beat

4 Verificación de requerimientos de las Unidades de Medida

4.1 Requerimiento AT0019

1) Requerimiento

AT0019: Unidad de medida. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

2) Comentario inodú del requerimiento

En el Título 3-2 del Anexo Técnico SMMC se indican los componentes, módulos y conceptos asociados a los SMMC. El requerimiento AT0019 hace referencia al artículo 3-3, que indica los elementos que conforman la Unidad de Medida.

Se revisará que las unidades de medida que utilizará Enel cuenten con los elementos indicados en el Anexo Técnico, artículo 3-3.

3) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0020; AT0021; AT0022; AT0023; AT0024; AT0025

4) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	<ul style="list-style-type: none"> * Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021 * Especificaciones de transformadores de corriente, compactos de medida. * Especificaciones técnicas medidores no Enel y Enel
Observación inodú	No hay observaciones adicionales

5) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-02-8	Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador)
INODU-02-9	Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto
INODU-24	Datasheet RUT955
INODU-37	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M”
INODU-39	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020)
INODU-45	METSEION7400 PowerLogic ION7400 Panel mount meter - display - optical port and 2 pulse (10/2017)

INODU-55	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016)
INODU-65	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010)
INODU-70	TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 25 KV (REV. 3 - Julio 2018)
INODU-71	TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 15 KV (REV. 8 - Julio 2018)
INODU-72	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 KV (REV. 1 - Mayo 2018)
INODU-73	TRANSFORMADORES DE POTENCIAL INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 KV (REV. 1 - Mayo 2018)

6) Auditoría inodú

En el artículo 3-3 del Anexo Técnico SMMC se indica que la Unidad de Medida queda conformada por los siguientes elementos:

- Medidor;
- Transformador de medida;
- Unidad de Comunicaciones;
- Visualizador;
- Dispositivo de conexión, desconexión y limitación de potencia; y
- Reloj conmutador horario.

En el desarrollo de los requerimientos AT0020, AT0021, AT0022, AT0023, AT0024 y AT0025 se verifica la existencia de cada uno de los elementos que indica el artículo 3-3, por lo tanto, el cumplimiento de este requerimiento queda sujeto al cumplimiento de los requerimientos AT0020 a AT0025.

7) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, al cumplirse totalmente los requerimientos AT0020 a AT0025, se cumple **totalmente** el requerimiento.

8) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0019.

4.2 Requerimiento AT0020

a) Requerimiento

AT0020: La UM debe contener el elemento Medidor: Dispositivo electrónico que permite la medición directa, semidirecta o indirecta de variables eléctricas.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento comprende uno de los componentes mínimos exigidos para cada una de las UM y se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0020

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-02-8	Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador)
INODU-02-9	Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto
INODU-37	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M”
INODU-39	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020)
INODU-45	METSEION7400 PowerLogic ION7400 Panel mount meter - display - optical port and 2 pulse (10/2017)
INODU-55	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016)
INODU-65	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010)

f) Auditoría inodú

Enel utilizará distintos equipos para cumplir el requerimiento AT0020. Los medidores que se utilizarán para efectuar las mediciones eléctricas corresponden a los equipos “EMH”, “ION”, “ISKRA”, “ITRON” y Enel v.2 “NEXY-M”. Las características de los equipos de medición se presentan en varias de las evidencias entregadas por Enel, entre ellas: INODU-39 (EMH); INODU-45 (ION); INODU-55 (ISKRA); INODU-65 (ITRON); e INODU-37 (Enel v.2 NEXY-M).

De acuerdo a las evidencias INODU-02-8 e INODU-02-9 se implementarán 2 tipos de soluciones: La solución “Medidor ENEL (concentrador)” y la solución “Medidor punto a punto”.

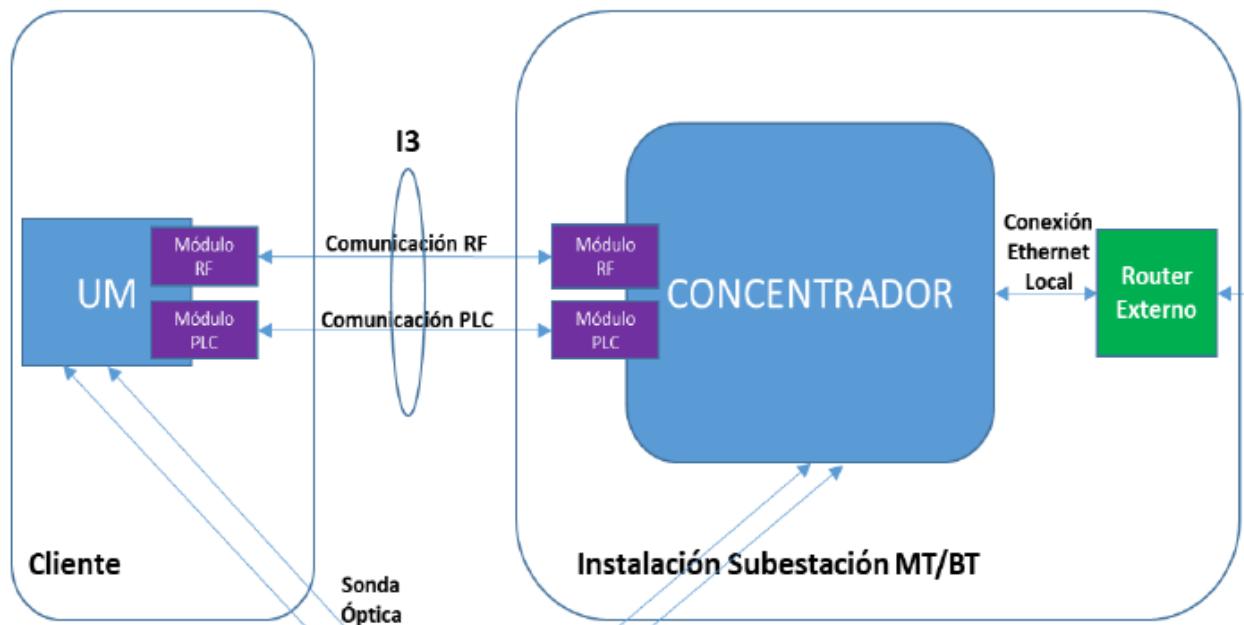


Figura 8: Solución "Medidor ENEL (concentrador)" - Fuente: INODU-02-8

La solución “Medidor ENEL (concentrador)” considera la conexión de la UM hacia la Unidad Concentradora de datos. Para la implementación de esta solución se utilizará el equipo de medida Enel v.2 “NEXY-M”.

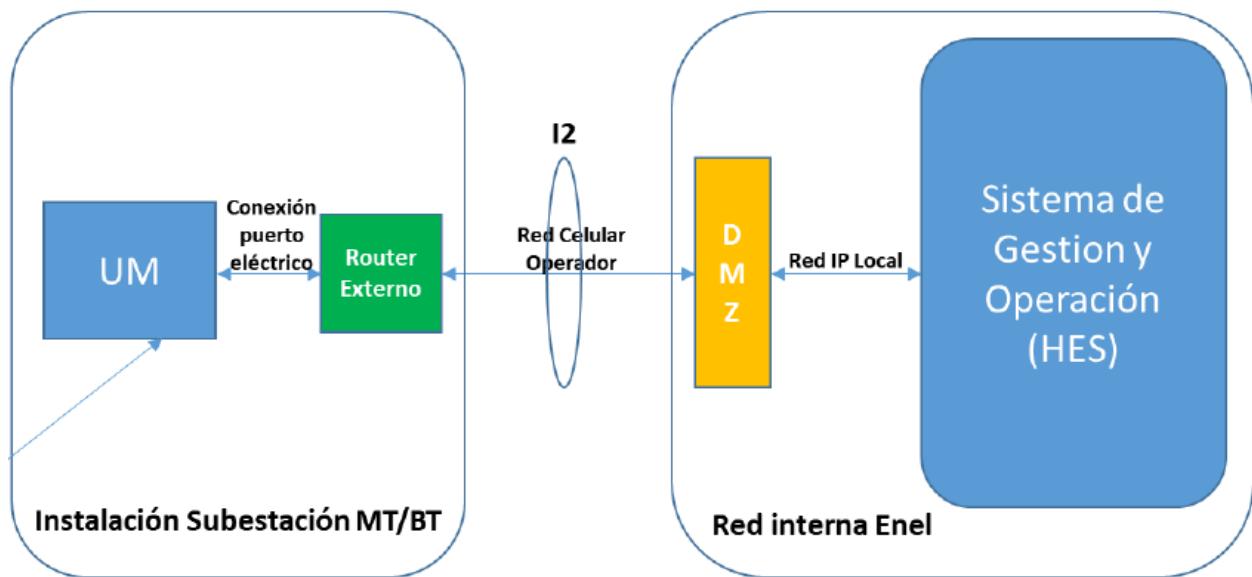


Figura 9: Solución "Medidor punto a punto" - Fuente: INODU-02-9

La solución “Medidor punto a punto” se podrá implementar utilizando los equipos de medida “EMH”, “ION”, “ISKRA” o “ITRON”.

Requerimiento / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON	Enel v.2 – NEXY-M
-------------------------	-----	-----	-------	-------	-------------------

AT0020	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
--------	--------	--------	--------	--------	--------

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0020.

4.3 Requerimiento AT0021

a) Requerimiento

AT0021: La UM debe contener el elemento Transformadores de medida: Corresponde a los equipos de transformación de tensión o corriente que permiten realizar medidas semidirectas o indirectas.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento comprende uno de los componentes mínimos exigidos para cada una de las UM que realice mediciones semidirectas o indirectas y se debe verificar para cada una estas UM utilizadas por Enel.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0020; AT0024

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION).
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-02-8	Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador)
INODU-02-9	Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto
INODU-70	TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 25 KV (REV. 3 - Julio 2018)

INODU-71	TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 15 kV (REV. 8 - Julio 2018)
INODU-72	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 kV (REV. 1 - Mayo 2018)
INODU-73	TRANSFORMADORES DE POTENCIAL INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 kV (REV. 1 - Mayo 2018)

f) Auditoría inodú

En el caso del requerimiento AT0021, los TTMM sólo serán necesarios cuando la unidad de medida realice mediciones semidirectas o indirectas. Para mediciones directas las UM no contarán con TTMM. Las características de fabricación y estándares aplicables a los TTMM que utilizará Enel para la implementación de las soluciones corresponden a las evidencias INODU-70; INODU-71; INODU-72 e INODU-73.

La solución “Medidor punto a punto” (INODU-02-9) dispondrá de un Transformador de Medida para realizar mediciones semidirectas o indirectas. Se consideran para esta solución los equipos de medida que se podrán utilizar para implementar la solución “Medidor punto a punto” (EMH, ION, ISKRA o ITRON) indicada en el requerimiento AT0020.

La solución “Medidor ENEL (concentrador)” (INODU-02-8, ver requerimiento AT0020) realizará mediciones directas únicamente, por lo que no se considera la presencia de un transformador de medida.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0021.

4.4 Requerimiento AT0022

a) Requerimiento

AT0022: La UM debe contener el elemento Unidad de Comunicaciones: Dispositivo electrónico que permite efectuar las comunicaciones entre el Medidor y el Concentrador, si corresponde según la tecnología, o entre el Medidor y el Sistema de Gestión y Operación. Esta unidad puede estar integrada en el Medidor o bien ser un módulo externo que se conecte al Medidor.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento comprende uno de los componentes mínimos exigidos para cada una de las UM y se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
-------------	------------------

Requerimientos	AT0051; AT0052
----------------	----------------

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-02-8	Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador)
INODU-02-9	Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto
INODU-24-1	Datasheet RUT955 –Ethernet
INODU-24-2	Datasheet RUT955 –Hardware
INODU-24-3	Datasheet RUT955 –Interfaces
INODU-37-3	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities
INODU-40-3	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – Comunicaciones
INODU-45-2	METSEION7400 PowerLogic ION7400 Panel mount meter – display – optical port and 2 pulse - comunicaciones
INODU-55-2	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Main properties
INODU-55-3	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Comunicaciones
INODU-66-2	ITRON SL-7000-RT D2021471-AA installation guide (2012) – comunicaciones 1
INODU-66-3	ITRON SL-7000-RT D2021471-AA installation guide (2012) – comunicaciones 2

f) Auditoría inodú

Respecto del requerimiento AT0022 sobre las comunicaciones, de acuerdo a las evidencias INODU-02-8 e INODU-02-9 se implementarán 2 tipos de soluciones: La solución “Medidor ENEL (concentrador)” y la solución “Medidor punto a punto”.

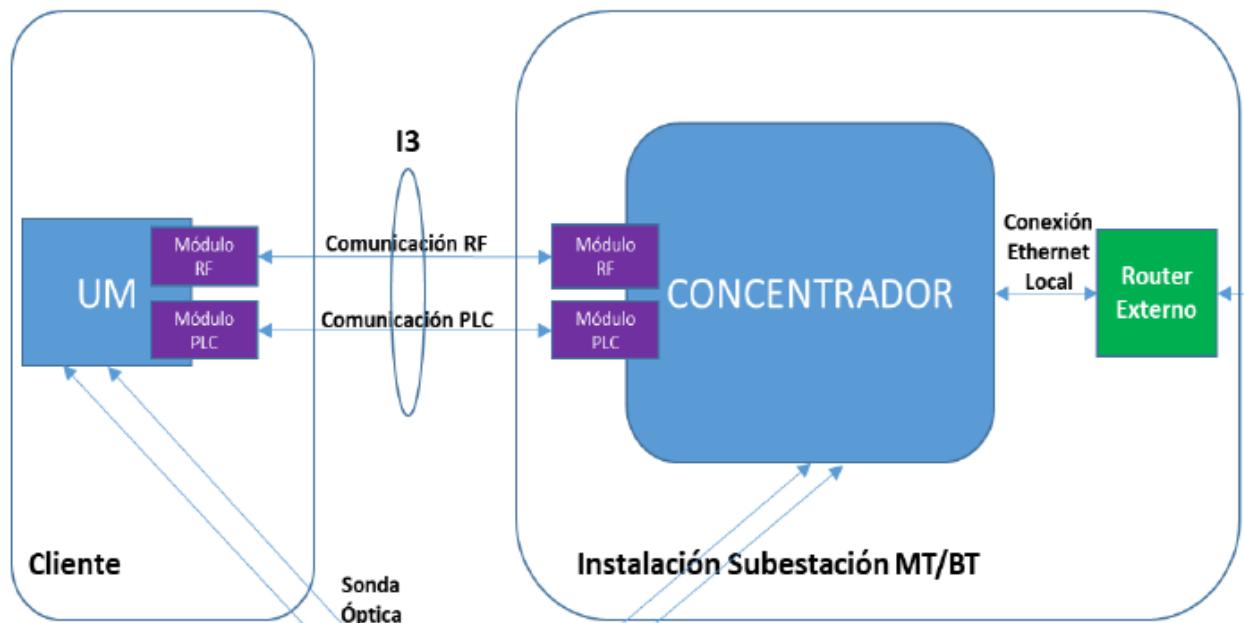


Figura 10: Solución "Medidor ENEL (concentrador)" - Fuente: INODU-02-8

La solución “Medidor ENEL (concentrador)” considera la conexión de la UM hacia la Unidad Concentradora de datos. La UM en este caso será implementada considerando el equipo de medida NEXY-M, el cual dispone de módulos RF y PLC integrados con el objetivo de establecer la interfaz de comunicación I3 con la Unidad Concentradora de datos. En INODU-37-3 se indica la presencia de módulos RF y DLC que utilizará la unidad de medida para establecer la comunicación a través de la interfaz I3 (ver desarrollo del requerimiento AT0052).

Basándose en estos antecedentes, se puede concluir que el equipo de medida NEXY-M **contiene una unidad de comunicaciones** que le permite efectuar las comunicaciones entre el equipo de medida y la Unidad Concentradora.

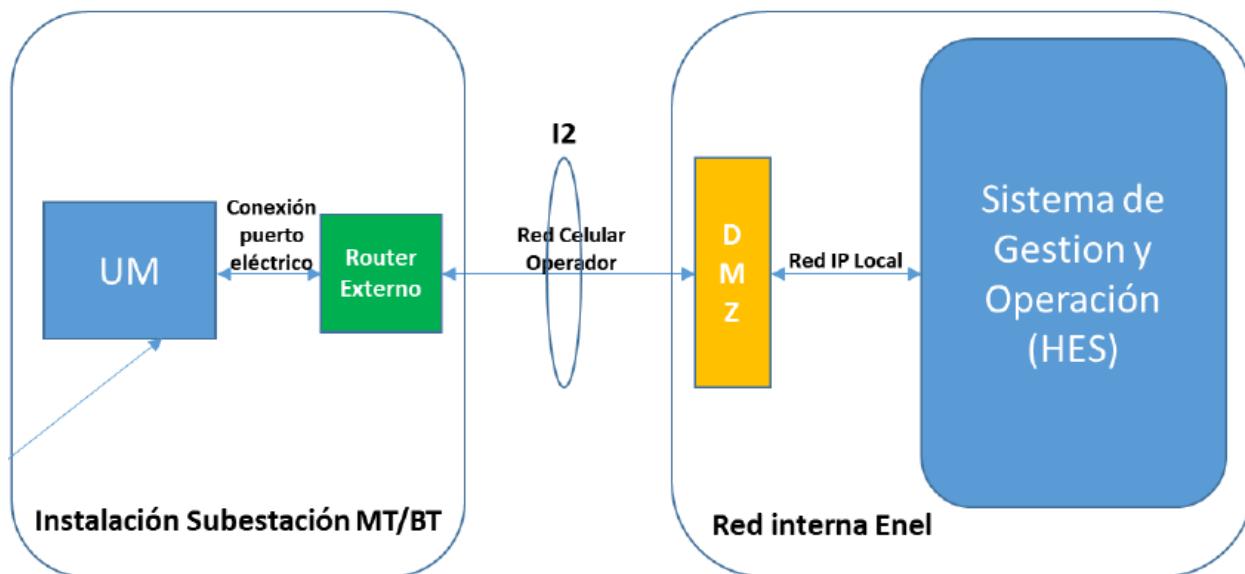


Figura 11: Solución "Medidor punto a punto" - Fuente: INODU-02-9

La solución “Medidor punto a punto” dispondrá de un Router externo “RUT955” que se comunicará con la unidad de medida mediante una conexión por puerto eléctrico. Luego, la comunicación de los datos de la medición será directamente hacia el Sistema de gestión y operación de Enel, la cual se efectuará a través de la interfaz I2 por comunicación celular (WAN) a través de una APN Privada (ver desarrollo del requerimiento AT0051).

En las evidencias INODU-24-1, INODU-24-2 e INODU-24-3 se indican los tipos de puertos eléctricos que posee el Router externo “RUT955” mediante los cuales es posible establecer una conexión hacia la UM. Las opciones disponibles son:

- Puertos Ethernet: 1 puerto WAN; 3 puertos LAN,
- Puertos Serial: 1 puerto RS232; 1 puerto RS485.

En la evidencia INODU-40-3 se indica que el equipo de medida EMH posee puertos seriales RS232 y RS485 para establecer una comunicación eléctrica.

En la evidencia INODU-45-2 se indica que el equipo de medida ION posee un puerto serial RS485 y un puerto Ethernet para establecer una comunicación eléctrica.

En las evidencias INODU-55-2 e INODU-55-3 se indica que el equipo de medida ISKRA posee interfaces de comunicación eléctrica RS232, RS485 y Ethernet.

En las evidencias INODU-66-2 e INODU-66-3 se indica que el equipo de medida ITRON posee interfaces de comunicación eléctrica RS232, RS485 y conexión “LAN”.

Basándose en estos antecedentes, se puede concluir que los equipos de medida EMH, ION, ISKRA e ITRON son capaces de establecer una conexión por puerto eléctrico con el Router RUT955. El Router RUT955

corresponde a un **módulo de comunicaciones** que permite establecer la interfaz de comunicación I2 entre el equipo de medida y el Sistema de Gestión y Operación.

Requerimiento / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON	Enel v.2 – NEXY-M
AT0022	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0022.

4.5 Requerimiento AT0023

a) Requerimiento

AT0023: La UM debe contener el elemento Visualizador: Elemento que muestra visualmente las variables eléctricas registradas por el Medidor o las variables asociadas a la tarifa del Cliente y las Alarmas del sistema, pudiendo encontrarse incorporado al Medidor (Medidor monocuerpo) o como un dispositivo externo (Medidor bicuerpo).

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento comprende uno de los componentes mínimos exigidos para cada una de las UM y se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0020

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido

INODU-37-3	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities
INODU-37-6	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” - Meter key components included into traceability
INODU-39-1	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – LC-displays
INODU-45-3	METSEION7400 PowerLogic ION7400 Panel mount meter - display - optical port and 2 pulse (10/2017) – LCD
INODU-55-4	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD
INODU-65-1	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – LCD

f) Auditoría inodú

Respecto del requerimiento AT0023 sobre el visualizador, en las evidencias INODU-39-1 (EMH), INODU-45-3 (ION), INODU-55-4 (ISKRA), INODU-65-1 (ITRON) e INODU-37-6 (NEXY-M) se indican las características generales del visualizador LCD integrado que contienen los equipos de medida que se utilizarán por Enel de acuerdo a lo revisado en el desarrollo del requerimiento AT0020.

Requerimiento / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON	Enel v.2 – NEXY-M
AT0023	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0023.

4.6 Requerimiento AT0024

a) Requerimiento

AT0024: La UM debe contener el elemento Dispositivo de conexión, desconexión y limitación de potencia: Dispositivo que permite interrumpir y restablecer de manera remota la circulación de energía eléctrica y limitar la potencia de consumo. Este dispositivo puede ser un componente de la Unidad de Medida o ser un elemento independiente. Tratándose de Unidades de Medida que requieran de un transformador de corriente para la medición, no serán exigibles las funcionalidades señaladas.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento comprende los componentes mínimos exigidos para cada una de las UM y se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realicen mediciones a través de conexión directa. En el caso de las UM que realicen mediciones a través de una conexión semidirecta o indirecta, la UM

contará con un Transformador de corriente para la medición y, por lo tanto, el requerimiento AT0024 no será exigible.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0020; AT0021

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-02-8	Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador)
INODU-02-9	Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto
INODU-37	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M”
INODU-37-3	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter's main functionalities
INODU-37-8	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 10 Characteristics of cut-off device

f) Auditoría inodú

Como se indicó en el desarrollo de los requerimientos AT0020 y AT0021, Enel implementará las soluciones “Medidor Punto a Punto” (INODU-02-8) y “Medidor ENEL (concentrador)” (INODU-02-9). La solución “Medidor Punto a Punto” considera la presencia de TTMM, por lo que el requerimiento AT0024 no es exigible para los equipos EMH, ION, ISKRA e ITRON. Por su parte, la solución “Medidor ENEL (concentrador)” considera medición directa, por lo que se debe verificar la presencia de un conectador, desconectador y limitador de potencia en la UM que se utilizará para implementar esta solución.

La solución “Medidor ENEL (concentrador)” considera para su implementación el equipo de medida NEXY-M (INODU-37). En la evidencia INODU-37-3 se indica *“The meter implements (through one of the previously described channels) a two-way communication with the Management and Operation System. Thanks to this, it is possible to perform (locally or remote) the connection, disconnection and power limitation operations. It is also possible to know at any time the status of the connection and disconnection”*

device and the power limitation.” En la evidencia INODU-37-8 se presentan las características del dispositivo de conexión, desconexión y limitación de potencia que posee el equipo de medida NEXY-M. De esta forma, se verifica que el equipo de medida “NEXY-M” contiene un dispositivo que cumple con el requerimiento AT0024.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0024.

4.7 Requerimiento AT0025

a) Requerimiento

AT0025: La UM debe contener el elemento Reloj comutador horario: Dispositivo o funcionalidad de la Unidad de Medida que permite la discriminación horaria (registros de consumos en distintos períodos de tiempo en función de la fecha y hora de consumo), los cierres de facturación, así como las estampas de tiempo utilizadas en las curvas de carga o registros de Eventos SMMC y Alarmas, entre otros.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento comprende uno de los componentes mínimos exigidos para cada una de las UM y se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

Respecto de la capacidad de sincronización del reloj, esto se revisará en la sección **8¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** sobre la capacidad de sincronización horaria del SMMC.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0025

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido

INODU-37-1	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – Estándares de referencia
INODU-40-4	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – Real time clock
INODU-44-1	ION7400 7EN02-0290-11 Architecture & ION Modules (01/2020) – Clock module
INODU-55-1	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Estándares
INODU-65-2	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Reloj en Tiempo Real

f) Auditoría inodú

Respecto del requerimiento AT0025 sobre el reloj comutador horario, en las evidencias INODU-55-1, INODU-65-2 e INODU-37-1 se indica, para los equipos de medida ISKRA, ITRON y NEXY-M respectivamente, que el reloj integrado en estos medidores cumple con el estándar IEC 62054-21 respecto de relojes comutadores. Por su parte, en las evidencias INODU-40-4 e INODU-44-1 se indica la presencia de un módulo de *Clock* integrado en los equipos de medida.

Requerimiento / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON	Enel v.2 – NEXY-M
AT0025	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0025.

4.8 Requerimiento AT0050

a) Requerimiento

AT0050: Interfaces del SMMC, I1: Interfaz Unidad de Medida - Sistema de Gestión y Operación. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

b) Comentario inodú del requerimiento

El auditor interpreta que este requerimiento podría tener la intención de definir la interfaz I1, sin embargo, está mal escrito en los requerimientos definidos por la SEC. Se interpreta que el requerimiento debería ser:

“Interfaces del SMMC, I1: Interfaz Unidad de Medida - habilita el despliegue de datos desde la Unidad de Medida hacia el Visualizador, cuando corresponda, y con permiso únicamente de lectura.”

Para verificar el requerimiento se debe analizar los equipos de medida y la existencia de un Visualizador que permita la lectura respectiva.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Interfaz 1; Unidad de Medida; Comunicaciones.
Requerimientos	AT0023

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“No Aplica”
Comentario Autoevaluación Enel	* No Aplica
Observación inodú	No hay observaciones adicionales

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-37-3	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities
INODU-37-6	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” - Meter key components included into traceability
INODU-39-1	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – LC-displays
INODU-45-3	METSEION7400 PowerLogic ION7400 Panel mount meter - display - optical port and 2 pulse (10/2017) – LCD
INODU-55-4	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD
INODU-65-1	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – LCD

f) Auditoría inodú

En base a lo desarrollado en el requerimiento AT0023, se corrobora la existencia de la interfaz I1 a través del equipo visualizador respectivo.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Enel en su autoevaluación indicó que el requerimiento, tal como está escrito, no aplica a sus unidades de medida.

4.9 Requerimiento AT0051

a) Requerimiento

AT0051: Interfaces del SMMC, I2: Interfaz Unidad de Medida - Sistema de Gestión y Operación. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento abarca la definición de la interfaz I2 y, por ende, los distintos equipamientos que comunica. En particular, la interfaz relaciona la Unidad de Medida y el SGO.

La definición del Anexo Técnico SMMC de la NTD es la siguiente: “Las interfaces I2, I3 e I4 permiten la comunicación entre la Unidad de Medida y el Sistema de Gestión y Operación, entre la Unidad de Medida y la Unidad Concentradora y entre la Unidad Concentradora y el Sistema de Gestión y Operación, respectivamente. Todas ellas con permisos de escritura y lectura en ambos sentidos, según corresponda.”

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Interfaz 2; Unidad de Medida; Router 4G; SGO; Comunicaciones.
Requerimientos	AT0022; AT0053; AT0136

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones Técnicas medidores Monitoreo. * SMMePlus Interfaces Diagram.pptx * Caso de uso 1
Observación inodú	No hay observaciones adicionales

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-02-2	Tipos de comunicación Celular
INODU-02-5	Sistema de Gestión y Operación para Medidor Enel
INODU-02-7	Definición interfaces en Solución Enel
INODU-02-9	Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto
INODU-23-1	Manual del Router, información sobre conexiones WAN.
INODU-24-1	Datasheet RUT955 –Ethernet
INODU-40-2	EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) (28/05/2021) - Additional equipment features of the LZQJ-XC
INODU-45-2	METSEION7400 PowerLogic ION7400 Panel mount meter - display - optical port and 2 pulse (10/2017) - Communication

INODU-55-1	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) - Estándares
INODU-55-2	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) - 3.3. Main meter properties
INODU-66-1	ITRON SL-7000-RT D2021471-AA installation guide (2012) - Estándares
INODU-66-2	ITRON SL-7000-RT D2021471-AA installation guide (2012) - Communication
INODU-91-1	10.SMM ePlus - Requirements - Integration 2.4 – 3 Architecture

f) Auditoría inodú

Algunos tipos de comunicaciones que se permiten en el SMMC se presentan en la evidencia INODU-02-2, como, por ejemplo, la comunicación vía Celular. En la evidencia INODU-02-7 se define la interfaz I2 como: "Las interfaces I2, I3 e I4 permiten la comunicación entre la Unidad de Medida y el Sistema de Gestión y Operación, entre la Unidad de Medida y la Unidad Concentrador y entre la Unidad Concentrador y el Sistema de Gestión y Operación, respectivamente. Todas ellas con permisos de escritura y lectura en ambos sentidos, según corresponda", además, la define como una interfaz bidireccional.

En la evidencia INODU-02-9 se define la comunicación HES entre la Unidad de Medida y el SGO a través de un Router externo, este Router externo se comunicará con el equipo de medida de la UM mediante una conexión de puerto eléctrico. El Router externo, a su vez, se comunica con el SGO por comunicación celular (WAN) a través de una APN Privada dedicada para el servicio.

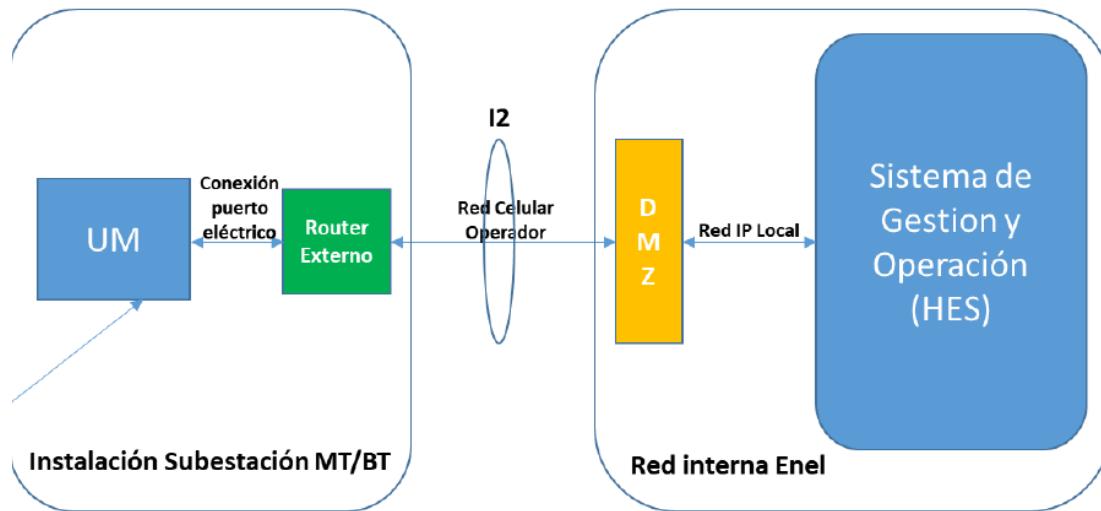


Figura 12: Solución "Medidor punto a punto" - Fuente: INODU-02-9

Para poder cumplir el requerimiento AT0051, es necesario verificar la comunicación entre: 1) la unidad de medida y el Router, y 2) el Router y el SGO.

Relativo a las comunicaciones Unidad de Medida – Router, en el desarrollo del requerimiento AT0022 se verifica que la conexión por puerto eléctrico entre los equipos de medida EMH, ION, ISKRA e ITRON y el Router RUT955 es factible, ya sea por un puerto serial (RS232 o RS485) o bien un puerto Ethernet.

Relativo a las comunicaciones entre la Unidad de Medida y el SGO a través del Router se presenta lo siguiente:

- **Medidor EMH:** Cumple con DLMS y comunicación según DIN EN 62056-21 (INODU-40-2).
- **Medidor ION:** Los protocolos de comunicación por puertos están especificados en (INODU-45-2). Cumple con el protocolo DLMS. No especifica cumplir con la IEC 62056.
- **Medidor ISKRA:** Cumple con DLMS/COSEM (INODU-55-2) y comunicación según IEC 62056-21 (INODU-55-1).
- **Medidor ITRON:** Cumple con DLMS/COSEM (INODU-66-2) y comunicación según IEC 62056-21 (INODU-66-1).
- **Router:** En la evidencia INODU-24-1 se especifica los tipos de conexión Ethernet posibles a través de WAN (*1 x WAN port (can be configured to LAN) 10/100 Mbps, comply IEEE 802.3, IEEE 802.3u standards, supports auto MDI/MDIX)* y LAN (*3 x LAN ports, 10/100 Mbps, comply IEEE 802.3, IEEE 802.3u standards, supports auto MDI/MDIX*)).

Dado que la interfaz i2 se tiene únicamente en la solución Punto a Punto, desde el punto del SGO de debe evaluar la comunicación a través del sistema StarBeat.

- **SGO:** Relativo al sistema de gestión y operación StarBeat en INODU-105 se presentan los subsistemas que lo componen dentro de los cuales el StarSync es el encargado de la comunicación con el medidor. La conexión desde el punto de vista de infraestructura se realiza según el siguiente esquema:

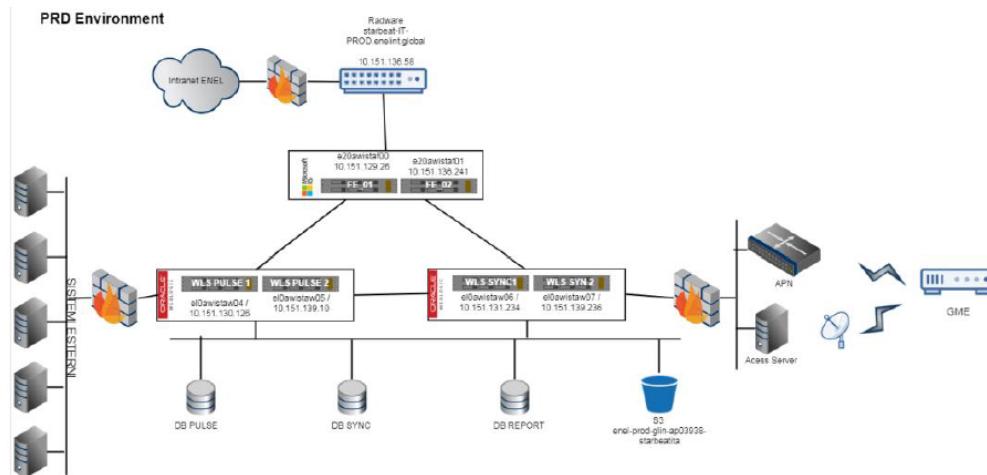


Figure 2: Infrastructure view

Aquí el equipo GME equivale al Router, el cual se conecta a través de una conexión WAN con APN privada al sistema StarBeat. Luego, en INODU-105-6 se presenta un caso de uso respecto al StarSync System, en donde se explica cómo se realiza la comunicación con el GME a través de una APN privada.

La siguiente tabla resume los tipos de comunicación presentes en la interfaz I2:

Requerimiento	Unidad de Medida – Router	Router – SGO
AT0051	Comunicación vía Ethernet o puerto serial a Router Externo	Comunicación tipo WAN a través de APN Privada

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0051.

4.10 Requerimientos AT0067; AT0068; AT0069; AT0070; AT0071; AT0072; AT0073; AT0074.

a) Requerimiento

AT0067: Las UM deberán cumplir con Tensiones normalizadas de referencia según la norma IEC 62052-11:2003+AMD1:2016.

AT0068: Las UM deberán cumplir con Corrientes normalizadas de Referencia según la norma IEC 62052-11:2003+AMD1:2016.

AT0069: Las UM deberán cumplir con Frecuencia normalizada de Referencia según la norma IEC 62052-11:2003+AMD1:2016.

AT0070: Las UM deberán cumplir con Influencia de la tensión de Alimentación según la norma IEC 62052-11:2003+AMD1:2016.

AT0071: Las UM deberán cumplir con Compatibilidad Electromagnética (EMC) según la norma IEC 62052-11:2003+AMD1:2016.

AT0072: Las UM deberán cumplir con Ensayos de tensión alterna según la norma IEC 62052-11:2003+AMD1:2016.

AT0073: Las UM deberán cumplir con Ensayo de Compatibilidad Electromagnética según la norma IEC 62052-11:2003+AMD1:2016.

AT0074: Las UM deberán cumplir con Inmunidad de falla a tierra según norma IEC 62052-11:2003+AMD1:2016.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel. La norma IEC 62052-11:2003+AMD1:2016 se refiere a requerimientos generales, pruebas y condiciones de prueba para los equipos de medición. Solamente se debe verificar que los equipos de medida cumplan con la normativa.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel)
Requerimientos	AT0067; AT0068; AT0069; AT0070; AT0071; AT0072; AT0073; AT0074

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Parcial”
Comentario Autoevaluación Enel	* * Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel. * Anexo Técnico art. 9.3
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-40-1	Correspondencia de estándares. (EMH)
INODU-26-1	Declaración de conformidad de estándares. (EMH)
INODU-45-1	Lista de estándares. (ION)
INODU-68-1	Declaración de conformidad de estándares. (ION)
INODU-55-1	Estándares y referencias. (ISKRA)
INODU-56-1	Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA)
INODU-66-1	Estándares aplicables. (ITRON)
INODU-66-4	Declaración de conformidad de estándares. (ITRON)
INODU-37-1	Lista de estándares de referencia. (NEXY-M)

f) Auditoría inodú

IEC 62052-11:2003+AMD1:2016						
Requerimiento/ Medidor	Norma	EMH	ION	ISKRA	ITRON	Enel v.2 – NEXY-M
AT0067	IEC 62052- 11:2003+AMD1:2016	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumplimiento Parcial
AT0068	IEC 62052- 11:2003+AMD1:2016	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumplimiento Parcial

AT0069	IEC 62052-11:2003+AMD1:2016	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumplimiento Parcial
AT0070	IEC 62052-11:2003+AMD1:2016	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumplimiento Parcial
AT0071	IEC 62052-11:2003+AMD1:2016	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumplimiento Parcial
AT0072	IEC 62052-11:2003+AMD1:2016	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumplimiento Parcial
AT0073	IEC 62052-11:2003+AMD1:2016	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumplimiento Parcial
AT0074	IEC 62052-11:2003+AMD1:2016	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumplimiento Parcial

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, incluida la norma IEC 62052-11:2003+AMD1:2016, a juicio de inodú, se cumplen **parcialmente** los requerimientos.

h) Observación auditoría

El medidor NEXY-M se clasifica como “Cumplimiento Parcial” debido a que, a pesar de que se indica conformidad con la norma IEC 62052-11:2003+AMD1:2016 en INODU-37-1, es necesario cumplir con el proceso de homologación de acuerdo al Artículo 9-3 del Anexo Técnico SMMC de la NTD.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-019 para cumplir totalmente los requerimientos.

4.11 Requerimiento AT0075

a) Requerimiento

AT0075: Las UM deberán cumplir con Inmunidad a descargas electrostáticas según la norma IEC 61000-4-2:2008.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

El estándar IEC 61000-4-2:2008 es aplicable a equipos eléctricos y electrónicos, por lo que se debe verificar para cada uno de los equipos eléctricos o electrónicos que componen la UM. En los requerimientos AT0020, AT0021, AT0022, AT0023, AT0024 y AT0025 se verificó que los equipos eléctricos y electrónicos que componen las distintas UMs utilizadas por Enel corresponden a:

- Solución “Medidor ENEL (concentrador)”: Un equipo de medida;
- Solución “Medidor punto a punto”: Un equipo de medida, más un Router externo.

Por lo tanto, se debe verificar el cumplimiento de este requerimiento para los distintos equipos de medida utilizados por Enel (AT0020), así como también para el Router utilizado en el caso de la Solución “Medidor punto a punto” (AT0022).

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel)
Requerimientos	AT0020; AT0022

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Parcial”
Comentario Autoevaluación Enel	* * Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel. * Anexo Técnico art. 9.3
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-40-1	Correspondencia de estándares. (EMH)
INODU-26-1	Declaración de conformidad de estándares. (EMH)
INODU-45-1	Lista de estándares. (ION)
INODU-68-1	Declaración de conformidad de estándares. (ION)
INODU-55-1	Estándares y referencias. (ISKRA)
INODU-56-1	Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA)
INODU-66-1	Estándares aplicables. (ITRON)
INODU-66-4	Declaración de conformidad de estándares. (ITRON)
INODU-37-1	Lista de estándares de referencia. (NEXY-M)
INODU-24-4	Lista de estándares de referencia. (RUT955)
INODU-113-1	Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 1 y 2 – Normas de referencia
INODU-114-1	Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 0.2S y 0.5S – Normas de referencia

INODU-115-1	Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía reactiva clases 2 y 3 – Normas de referencia
-------------	---

f) Auditoría inodú

IEC 61000-4-2:2008						
Requerimiento / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON	Enel v.2 – NEXY-M	RUT955
AT0075	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	No especifica	Cumple

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, incluida la norma IEC 61000-4-2:2008, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

La norma IEC 61000-4-2:2008 no se contempla en los protocolos SEC que dan cumplimiento al artículo 9-3 del Anexo Técnico SMMC, por lo que la homologación asociada a lo que se indica en este artículo no es exigible para la citada norma.

En el caso del equipo de medida NEXY-M, en INODU-37-1 no se indica que el dispositivo es construido en conformidad a la norma IEC 61000-4-2:2008.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-020 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.12 Requerimiento AT0076

a) Requerimiento

AT0076: Las UM deberán cumplir con Inmunidad a transientes eléctricos según la norma IEC 61000-4-4:2012.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

El estándar IEC 61000-4-4:2012 es aplicable a equipos eléctricos y electrónicos, por lo que se debe verificar para cada uno de los equipos eléctricos o electrónicos que componen la UM. En los requerimientos AT0020, AT0021, AT0022, AT0023, AT0024 y AT0025 se verificó que los equipos eléctricos y electrónicos que componen las distintas UMs utilizadas por Enel corresponden a:

- Solución “Medidor ENEL (concentrador)”: Un equipo de medida;
- Solución “Medidor punto a punto”: Un equipo de medida, más un Router externo.

Por lo tanto, se debe verificar el cumplimiento de este requerimiento para los distintos equipos de medida utilizados por Enel (AT0020), así como también para el Router utilizado en el caso de la Solución “Medidor punto a punto” (AT0022).

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel)
Requerimientos	AT0020; AT0022

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Parcial”
Comentario Autoevaluación Enel	* * Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel. * Anexo Técnico art. 9.3
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-40-1	Correspondencia de estándares. (EMH)
INODU-26-1	Declaración de conformidad de estándares. (EMH)
INODU-45-1	Lista de estándares. (ION)
INODU-68-1	Declaración de conformidad de estándares. (ION)
INODU-55-1	Estándares y referencias. (ISKRA)
INODU-56-1	Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA)
INODU-66-1	Estándares aplicables. (ITRON)
INODU-66-4	Declaración de conformidad de estándares. (ITRON)
INODU-37-1	Lista de estándares de referencia. (NEXY-M)
INODU-24-4	Lista de estándares de referencia. (RUT955)
INODU-113-1	Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 1 y 2 – Normas de referencia
INODU-114-1	Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 0.2S y 0.5S – Normas de referencia

INODU-115-1	Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía reactiva clases 2 y 3 – Normas de referencia
-------------	---

f) Auditoría inodú

IEC 61000-4-4:2012						
Requerimiento / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON	Enel v.2 – NEXY-M	RUT955
AT0076	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	No especifica	Cumple

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, incluida la norma IEC 61000-4-4:2012, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

La norma IEC 61000-4-4:2012 no se contempla en los protocolos SEC que dan cumplimiento al artículo 9-3 del Anexo Técnico SMMC, por lo que la homologación asociada a lo que se indica en este artículo no es exigible para la citada norma.

En el caso del equipo de medida NEXY-M, en INODU-37-1 no se indica que el dispositivo es construido en conformidad a la norma IEC 61000-4-4:2012.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-021 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.13 Requerimiento AT0077

a) Requerimiento

AT0077: Las UM deberán cumplir con Impulso combinado según la norma IEC 61000-4-5:2014+AMD1:2017.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

El estándar IEC 61000-4-5:2014+AMD1:2017 es aplicable a equipos eléctricos y electrónicos, por lo que se debe verificar para cada uno de los equipos eléctricos o electrónicos que componen la UM. En los requerimientos AT0020, AT0021, AT0022, AT0023, AT0024 y AT0025 se verificó que los equipos eléctricos y electrónicos que componen las distintas UMs utilizadas por Enel corresponden a:

- Solución “Medidor ENEL (concentrador)”: Un equipo de medida;
- Solución “Medidor punto a punto”: Un equipo de medida, más un Router externo.

Por lo tanto, se debe verificar el cumplimiento de este requerimiento para los distintos equipos de medida utilizados por Enel (AT0020), así como también para el Router utilizado en el caso de la Solución “Medidor punto a punto” (AT0022).

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel)
Requerimientos	AT0020; AT0022

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Parcial”
Comentario Autoevaluación Enel	* * Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel. * Anexo Técnico art. 9.3
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-40-1	Correspondencia de estándares. (EMH)
INODU-26-1	Declaración de conformidad de estándares. (EMH)
INODU-45-1	Lista de estándares. (ION)
INODU-68-1	Declaración de conformidad de estándares. (ION)
INODU-55-1	Estándares y referencias. (ISKRA)
INODU-56-1	Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA)
INODU-66-1	Estándares aplicables. (ITRON)
INODU-66-4	Declaración de conformidad de estándares. (ITRON)
INODU-37-1	Lista de estándares de referencia. (NEXY-M)
INODU-24-4	Lista de estándares de referencia. (RUT955)
INODU-113-1	Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 1 y 2 – Normas de referencia
INODU-114-1	Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 0.2S y 0.5S – Normas de referencia

INODU-115-1	Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía reactiva clases 2 y 3 – Normas de referencia
-------------	---

f) Auditoría inodú

IEC 61000-4-5:2014+AMD1:2017						
Requerimiento / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON	Enel v.2 – NEXY-M	RUT955
AT0077	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	No especifica	Cumple

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, incluida la norma IEC 61000-4-5:2014+AMD1:2017, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

La norma IEC 61000-4-5:2014+AMD1:2017 no se contempla en los protocolos SEC que dan cumplimiento al artículo 9-3 del Anexo Técnico SMMC, por lo que la homologación asociada a lo que se indica en este artículo no es exigible para la citada norma.

En el caso del equipo de medida NEXY-M, en INODU-37-1 no se indica que el dispositivo es construido en conformidad a la norma IEC 61000-4-5:2014+AMD1:2017.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-022 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.14 Requerimiento AT0078

a) Requerimiento

AT0078: Las UM deberán cumplir con Transitorios sinusoidales amortiguados no repetitivos (*ring waves*) según la norma IEC 61000-4-12:2017.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

El estándar IEC 61000-4-12:2017 es aplicable a equipos eléctricos y electrónicos, por lo que se debe verificar para cada uno de los equipos eléctricos o electrónicos que componen la UM. En los requerimientos AT0020, AT0021, AT0022, AT0023, AT0024 y AT0025 se verificó que los equipos eléctricos y electrónicos que componen las distintas UMs utilizadas por Enel corresponden a:

- Solución “Medidor ENEL (concentrador)”: Un equipo de medida;
- Solución “Medidor punto a punto”: Un equipo de medida, más un Router externo.

Por lo tanto, se debe verificar el cumplimiento de este requerimiento para los distintos equipos de medida utilizados por Enel (AT0020), así como también para el Router utilizado en el caso de la Solución “Medidor punto a punto” (AT0022).

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel)
Requerimientos	AT0020; AT0022

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Parcial”
Comentario Autoevaluación Enel	* * Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel. * Anexo Técnico art. 9.3
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-40-1	Correspondencia de estándares. (EMH)
INODU-26-1	Declaración de conformidad de estándares. (EMH)
INODU-45-1	Lista de estándares. (ION)
INODU-68-1	Declaración de conformidad de estándares. (ION)
INODU-55-1	Estándares y referencias. (ISKRA)
INODU-56-1	Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA)
INODU-66-1	Estándares aplicables. (ITRON)
INODU-66-4	Declaración de conformidad de estándares. (ITRON)
INODU-37-1	Lista de estándares de referencia. (NEXY-M)
INODU-24-4	Lista de estándares de referencia. (RUT955)
INODU-113-1	Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 1 y 2 – Normas de referencia
INODU-114-1	Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 0.2S y 0.5S – Normas de referencia

INODU-115-1	Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía reactiva clases 2 y 3 – Normas de referencia
-------------	---

f) Auditoría inodú

IEC 61000-4-12:2017						
Requerimiento / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON	Enel v.2 – NEXY-M	RUT955
AT0078	Cumple	Cumple	No especifica	No especifica	No especifica	No especifica

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, incluida la norma IEC 61000-4-12:2017, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

La norma IEC 61000-4-12:2017 no se contempla en los protocolos SEC que dan cumplimiento al artículo 9-3 del Anexo Técnico SMMC, por lo que la homologación asociada a lo que se indica en este artículo no es exigible para la citada norma.

En el caso de los equipos ISKRA, ITRON, NEXY-M y RUT955, en INODU-55-1, INODU-66-1, INODU-37-1 e INODU-24-4 respectivamente no se indica que los dispositivos son construidos en conformidad a la norma IEC 61000-4-12:2017.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-023 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.15 Requerimiento AT0079

a) Requerimiento

AT0079: Las UM deberán tener Inmunidad a disturbios conducidos, inducidos por campos electromagnéticos de alta frecuencia según la norma IEC 61000-4-6:2013.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

El estándar IEC 61000-4-6:2013 es aplicable a equipos eléctricos y electrónicos, por lo que se debe verificar para cada uno de los equipos eléctricos o electrónicos que componen la UM. En los requerimientos AT0020, AT0021, AT0022, AT0023, AT0024 y AT0025 se verificó que los equipos eléctricos y electrónicos que componen las distintas UMs utilizadas por Enel corresponden a:

- Solución “Medidor ENEL (concentrador)”: Un equipo de medida;
- Solución “Medidor punto a punto”: Un equipo de medida, más un Router externo.

Por lo tanto, se debe verificar el cumplimiento de este requerimiento para los distintos equipos de medida utilizados por Enel (AT0020), así como también para el Router utilizado en el caso de la Solución “Medidor punto a punto” (AT0022).

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel)
Requerimientos	AT0020; AT0022

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Parcial”
Comentario Autoevaluación Enel	* * Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel. * Anexo Técnico art. 9.3
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-40-1	Correspondencia de estándares. (EMH)
INODU-26-1	Declaración de conformidad de estándares. (EMH)
INODU-45-1	Lista de estándares. (ION)
INODU-68-1	Declaración de conformidad de estándares. (ION)
INODU-55-1	Estándares y referencias. (ISKRA)
INODU-56-1	Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA)
INODU-66-1	Estándares aplicables. (ITRON)
INODU-66-4	Declaración de conformidad de estándares. (ITRON)
INODU-37-1	Lista de estándares de referencia. (NEXY-M)
INODU-24-4	Lista de estándares de referencia. (RUT955)
INODU-113-1	Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 1 y 2 – Normas de referencia
INODU-114-1	Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 0.2S y 0.5S – Normas de referencia

INODU-115-1	Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía reactiva clases 2 y 3 – Normas de referencia
-------------	---

f) Auditoría inodú

IEC 61000-4-6:2013						
Requerimiento / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON	Enel v.2 – NEXY-M	RUT955
AT0079	Cumple	Cumple	Cumple	No especifica	No especifica	Cumple

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, incluida la norma IEC 61000-4-6:2013, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

La norma IEC 61000-4-6:2013 no se contempla en los protocolos SEC que dan cumplimiento al artículo 9-3 del Anexo Técnico SMMC, por lo que la homologación asociada a lo que se indica en este artículo no es exigible para la citada norma.

En el caso de los equipos ITRON y NEXY-M, en INODU-66-1 e INODU-37-1 respectivamente no se indica que los dispositivos son construidos en conformidad a la norma IEC 61000-4-6:2013.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-024 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.16 Requerimiento AT0080

a) Requerimiento

AT0080: Las UM deberán tener Inmunidad campos electromagnéticos de alta frecuencia según la norma IEC 61000-4-3:2006+AMD1:2007+AMD2:2010.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

El estándar IEC 61000-4-3:2006+AMD1:2007+AMD2:2010 es aplicable a equipos eléctricos y electrónicos, por lo que se debe verificar para cada uno de los equipos eléctricos o electrónicos que componen la UM. En los requerimientos AT0020, AT0021, AT0022, AT0023, AT0024 y AT0025 se verificó que los equipos eléctricos y electrónicos que componen las distintas UMs utilizadas por Enel corresponden a:

- Solución “Medidor ENEL (concentrador)”: Un equipo de medida;
- Solución “Medidor punto a punto”: Un equipo de medida, más un Router externo.

Por lo tanto, se debe verificar el cumplimiento de este requerimiento para los distintos equipos de medida utilizados por Enel (AT0020), así como también para el Router utilizado en el caso de la Solución “Medidor punto a punto” (AT0022).

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel)
Requerimientos	AT0020; AT0022

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Parcial”
Comentario Autoevaluación Enel	* * Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel. * Anexo Técnico art. 9.3
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-40-1	Correspondencia de estándares. (EMH)
INODU-26-1	Declaración de conformidad de estándares. (EMH)
INODU-45-1	Lista de estándares. (ION)
INODU-68-1	Declaración de conformidad de estándares. (ION)
INODU-55-1	Estándares y referencias. (ISKRA)
INODU-56-1	Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA)
INODU-66-1	Estándares aplicables. (ITRON)
INODU-66-4	Declaración de conformidad de estándares. (ITRON)
INODU-37-1	Lista de estándares de referencia. (NEXY-M)
INODU-24-4	Lista de estándares de referencia. (RUT955)
INODU-113-1	Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 1 y 2 – Normas de referencia
INODU-114-1	Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 0.2S y 0.5S – Normas de referencia

INODU-115-1	Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía reactiva clases 2 y 3 – Normas de referencia
-------------	---

f) Auditoría inodú

IEC 61000-4-3:2006+AMD1:2007+AMD2:2010						
Requerimiento / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON	Enel v.2 – NEXY-M	RUT955
AT0080	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	No especifica	Cumple

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, incluida la norma IEC 61000-4-3:2006+AMD1:2007+AMD2:2010, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

La norma IEC 61000-4-3:2006+AMD1:2007+AMD2:2010 no se contempla en los protocolos SEC que dan cumplimiento al artículo 9-3 del Anexo Técnico SMMC, por lo que la homologación asociada a lo que se indica en este artículo no es exigible para la citada norma.

En el caso del equipo de medida NEXY-M, en INODU-37-1 no se indica que el dispositivo es construido en conformidad a la norma IEC 61000-4-3:2006+AMD1:2007+AMD2:2010.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-025 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.17 Requerimientos AT0081; AT0082

a) Requerimiento

AT0081: Las UM deberán cumplir lo estipulado respecto a Consumo de potencia – circuitos de tensión, medidores multifunción según la norma IEC 62053-61:1998.

AT0082: Las UM deberán cumplir con lo estipulado en referencia al Consumo de potencia – intervalo de tensión en medidores multifunción según la norma IEC 62053-61:1998.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel. La norma IEC 62053-61:1998 aplica solamente para los equipos de medición y procesamiento, por lo tanto, solo se debe verificar que los equipos de medida indicados en el desarrollo del requerimiento AT0020 cumplan con la normativa.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel)
Requerimientos	AT0020

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	"Parcial"
Comentario Autoevaluación Enel	* * Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel. * Anexo Técnico art. 9.3
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor "ELSTER" por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-40-1	Correspondencia de estándares. (EMH)
INODU-26-1	Declaración de conformidad de estándares. (EMH)
INODU-45-1	Lista de estándares. (ION)
INODU-68-1	Declaración de conformidad de estándares. (ION)
INODU-55-1	Estándares y referencias. (ISKRA)
INODU-56-1	Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA)
INODU-66-1	Estándares aplicables. (ITRON)
INODU-66-4	Declaración de conformidad de estándares. (ITRON)
INODU-37-1	Lista de estándares de referencia. (NEXY-M)

f) Auditoría inodú

IEC 62053-61:1998					
Requerimiento/ Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON	Enel v.2 – NEXY-M
AT0081	No especifica	No especifica	No especifica	Cumplimiento Parcial	Cumplimiento Parcial
AT0082	No especifica	No especifica	No especifica	Cumplimiento Parcial	Cumplimiento Parcial

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

A pesar de que se indica que el equipo ITRON está construido en conformidad con la norma IEC 62053-61:1998 en la evidencia INODU-66-1, la declaración de conformidad de estándares revisada de este equipo no certifica conformidad con la norma IEC 62053-61:1998.

El medidor NEXY-M se clasifica como “Cumplimiento Parcial” debido a que, a pesar de que se indica conformidad con la norma IEC 62053-61:1998 en INODU-37-1, es necesario cumplir con el proceso de homologación de acuerdo al Artículo 9-3 del Anexo Técnico SMMC de la NTD.

En el caso de los equipos EMH, ION e ISKRA, en INODU-40-1, INODU-45-1 e INODU-55-1 respectivamente no se indica que los dispositivos son construidos en conformidad a la norma IEC 62053-61:1998.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-026 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.18 Requerimiento AT0083

a) Requerimiento

AT0083: Las UM deberán cumplir con lo estipulado en referencia a la inmunidad a campos magnéticos de frecuencia de red, según la norma IEC 61000-4-8:2009.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

El estándar IEC 61000-4-8:2009 es aplicable a equipos eléctricos y electrónicos, por lo que se debe verificar para cada uno de los equipos eléctricos o electrónicos que componen la UM. En los requerimientos AT0020, AT0021, AT0022, AT0023, AT0024 y AT0025 se verificó que los equipos eléctricos y electrónicos que componen las distintas UMs utilizadas por Enel corresponden a:

- Solución “Medidor ENEL (concentrador)”: Un equipo de medida;
- Solución “Medidor punto a punto”: Un equipo de medida, más un Router externo.

Por lo tanto, se debe verificar el cumplimiento de este requerimiento para los distintos equipos de medida utilizados por Enel (AT0020), así como también para el Router utilizado en el caso de la Solución “Medidor punto a punto” (AT0022).

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel)
Requerimientos	AT0020; AT0022

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Parcial”
Comentario Autoevaluación Enel	* * Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION y medidor Enel.

	* Anexo Técnico art. 9.3
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-40-1	Correspondencia de estándares. (EMH)
INODU-26-1	Declaración de conformidad de estándares. (EMH)
INODU-45-1	Lista de estándares. (ION)
INODU-68-1	Declaración de conformidad de estándares. (ION)
INODU-55-1	Estándares y referencias. (ISKRA)
INODU-56-1	Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA)
INODU-66-1	Estándares aplicables. (ITRON)
INODU-66-4	Declaración de conformidad de estándares. (ITRON)
INODU-37-1	Lista de estándares de referencia. (NEXY-M)
INODU-24-4	Lista de estándares de referencia. (RUT955)

f) Auditoría inodú

IEC 61000-4-8:2009						
Requerimiento / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON	Enel v.2 – NEXY-M	RUT955
AT0083	Cumplimiento Parcial	Cumplimiento Parcial	No especifica	No especifica	No especifica	No especifica

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, incluida la norma IEC 61000-4-8:2009, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

A pesar de que se indica que los equipos EMH e ION están construidos en conformidad con la norma IEC 61000-4-8:2009 en las evidencias INODU-40-1 e INODU-45-1 respectivamente, las declaraciones de conformidad de estándares revisadas de los respectivos equipos no certifican conformidad con la norma IEC 61000-4-8:2009.

En el caso de los equipos ISKRA, ITRON, NEXY-M y RUT955, en INODU-55-1, INODU-66-1, INODU-37-1 e INODU-24-4 respectivamente no se indica que los dispositivos son construidos en conformidad a la norma IEC 61000-4-8:2009.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-027 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.19 Requerimiento AT0084

a) Requerimiento

AT0084: Las UM deberán presentar Inmunidad a cortes y huecos de tensión según lo estipulado en la norma IEC 61000-4-11:2004+AMD1:2017.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

El estándar IEC 61000-4-11:2004+AMD1:2017 es aplicable a equipos eléctricos y electrónicos, por lo que se debe verificar para cada uno de los equipos eléctricos o electrónicos que componen la UM. En los requerimientos AT0020, AT0021, AT0022, AT0023, AT0024 y AT0025 se verificó que los equipos eléctricos y electrónicos que componen las distintas UMs utilizadas por Enel corresponden a:

- Solución “Medidor ENEL (concentrador)”: Un equipo de medida;
- Solución “Medidor punto a punto”: Un equipo de medida, más un Router externo.

Por lo tanto, se debe verificar el cumplimiento de este requerimiento para los distintos equipos de medida utilizados por Enel (AT0020), así como también para el Router utilizado en el caso de la Solución “Medidor punto a punto” (AT0022).

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel)
Requerimientos	AT0020; AT0022

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Parcial”
Comentario Autoevaluación Enel	* * Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel. * Anexo Técnico art. 9.3
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-40-1	Correspondencia de estándares. (EMH)
INODU-26-1	Declaración de conformidad de estándares. (EMH)
INODU-45-1	Lista de estándares. (ION)
INODU-68-1	Declaración de conformidad de estándares. (ION)
INODU-55-1	Estándares y referencias. (ISKRA)
INODU-56-1	Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA)
INODU-66-1	Estándares aplicables. (ITRON)
INODU-66-4	Declaración de conformidad de estándares. (ITRON)
INODU-37-1	Lista de estándares de referencia. (NEXY-M)
INODU-24-4	Lista de estándares de referencia. (RUT955)

f) Auditoría inodú

IEC 61000-4-11:2004+AMD1:2017						
Requerimiento / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON	Enel v.2 – NEXY-M	RUT955
AT0084	Cumplimiento Parcial	Cumplimiento Parcial	No especifica	No especifica	No especifica	Cumplimiento Parcial

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, incluida la norma IEC 61000-4-11:2004+AMD1:2017, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

A pesar de que se indica que los equipos EMH, ION y RUT955 están construidos en conformidad con la norma IEC 61000-4-11:2004+AMD1:2017 en las evidencias INODU-40-1, INODU-45-1 e INODU-24-4 respectivamente, las declaraciones de conformidad de estándares revisadas de los respectivos equipos no certifican conformidad con la norma IEC 61000-4-11:2004+AMD1:2017.

En el caso de los equipos ISKRA, ITRON y NEXY-M, en INODU-55-1, INODU-66-1 e INODU-37-1 respectivamente no se indica que los dispositivos son construidos en conformidad a la norma IEC 61000-4-11:2004+AMD1:2017.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-028 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.20 Requerimientos AT0085; AT0098

a) Requerimiento

AT0085: Las UM deberá cumplir los requisitos de seguridad según lo estipulado en la norma IEC 62052-31:2015.

AT0098: Las unidades de medidas deben cumplir con requisitos de seguridad establecidos en la norma IEC 62052-31:2015.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel. La norma IEC 62052-31:2015 aplica solamente para los equipos de medición diseñados para la medición y control de la energía eléctrica en redes de 50 Hz y 60 Hz con una tensión por sobre los 600 V. Por lo tanto, solo se debe verificar que los equipos de medida cumplan con la normativa.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel)
Requerimientos	AT0085; AT0098

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Parcial”
Comentario Autoevaluación Enel	* * Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel. * Anexo Técnico art. 9.3
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-40-1	Correspondencia de estándares. (EMH)
INODU-26-1	Declaración de conformidad de estándares. (EMH)
INODU-45-1	Lista de estándares. (ION)
INODU-68-1	Declaración de conformidad de estándares. (ION)
INODU-55-1	Estándares y referencias. (ISKRA)
INODU-56-1	Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA)
INODU-66-1	Estándares aplicables. (ITRON)

INODU-66-4	Declaración de conformidad de estándares. (ITRON)
INODU-37-1	Lista de estándares de referencia. (NEXY-M)

f) Auditoría inodú

IEC 62052-31:2015					
Requerimiento / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON	Enel v.2 – NEXY-M
AT0085	Cumplimiento parcial	No especifica	No especifica	No especifica	Cumplimiento Parcial
AT0098	Cumplimiento parcial	No especifica	No especifica	No especifica	Cumplimiento Parcial

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumplen **parcialmente** los requerimientos.

h) Observación auditoría

A pesar de que se indica que el equipo EMH está construido en conformidad con la norma IEC 62052-31:2015 en la evidencia INODU-40-1, la declaración de conformidad de estándares revisada de este equipo no certifica conformidad con la norma IEC 62052-31:2015.

El medidor NEXY-M se clasifica como “Cumplimiento Parcial” debido a que, a pesar de que se indica conformidad con la norma IEC 62052-31:2015 en INODU-37-1, es necesario cumplir con el proceso de homologación de acuerdo al Artículo 9-3 del Anexo Técnico SMMC de la NTD.

En el caso de los equipos ION, ISKRA e ITRON, en INODU-45-1, INODU-55-1 e INODU-66-1 respectivamente no se indica que los dispositivos son construidos en conformidad a la norma IEC 62052-31:2015.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-029 para cumplir totalmente los requerimientos.

4.21 Requerimientos AT0086; AT0090; AT0094; AT0099; AT0103; AT0107; AT0111; AT0115

a) Requerimiento

AT0086: Las UM deberán cumplir con lo estipulado en referencia al Consumo de potencia-circuitos de corriente según la norma IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 - Conexión directa - Activa clase 1.

AT0090: Las UM deberán cumplir en lo referente a la Influencia de sobre corrientes de corta duración en lo indicado en la norma IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 - Conexión directa - Activa clase 1.

AT0094: Las UM deberán cumplir con lo referente a Influencia de autocalentamiento con lo indicado en la norma IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 - Conexión directa - Activa clase 1.

AT0099: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Limites de error de variación de intensidad, con la norma: IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 - Conexión directa - Activa clase 1 y 2.

AT0103: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Limites de error de variación de influencia, con la norma: IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 - Conexión directa - Activa clase 1 y 2.

AT0107: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Ensayo de arranque y marcha en vacío, con la norma: IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 - Conexión directa - Activa clase 1 y 2.

AT0111: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Constante del medidor - IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 - Conexión directa - Activa clase 1 y 2.

AT0115: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Condiciones de ensayos de precisión, con la norma: IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 - Conexión directa - Activa clase 1 y 2.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realicen mediciones mediante conexión directa. La norma IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 es aplicable solamente para los equipos de medida de energía activa o reactiva. Por lo tanto, solo se debe verificar que los equipos de medida cumplan con la normativa.

De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones con conexión directa utilizarán el equipo de medida NEXY-M, por lo que estos requerimientos solamente se deben verificar para el equipo de medida NEXY-M.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel)
Requerimientos	AT0020

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	"Parcial"
Comentario Autoevaluación Enel	* * Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel. * Anexo Técnico art. 9.3
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor "ELSTER" por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-02-8	Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador)
INODU-02-9	Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto
INODU-37-1	Lista de estándares de referencia. (NEXY-M)

f) Auditoría inodú

IEC 62053-21:2003+AMD1:2016		
Requerimiento / Medidor	Norma	Enel v.2 – NEXY-M
AT0086	IEC 62053-21:2003+AMD1:2016	Cumplimiento Parcial
AT0090	IEC 62053-21:2003+AMD1:2016	Cumplimiento Parcial
AT0094	IEC 62053-21:2003+AMD1:2016	Cumplimiento Parcial
AT0099	IEC 62053-21:2003+AMD1:2016	Cumplimiento Parcial
AT0103	IEC 62053-21:2003+AMD1:2016	Cumplimiento Parcial
AT0107	IEC 62053-21:2003+AMD1:2016	Cumplimiento Parcial
AT0111	IEC 62053-21:2003+AMD1:2016	Cumplimiento Parcial
AT0115	IEC 62053-21:2003+AMD1:2016	Cumplimiento Parcial

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumplen **parcialmente** los requerimientos.

h) Observación auditoría

El medidor NEXY-M se clasifica como “Cumplimiento Parcial” debido a que, a pesar de que se indica conformidad con la norma IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 en INODU-37-1, es necesario cumplir con el proceso de homologación de acuerdo al Artículo 9-3 del Anexo Técnico SMMC de la NTD.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-030 para cumplir totalmente los requerimientos.

4.22 Requerimientos AT0087; AT0091; AT0095; AT0100; AT0104; AT0108; AT0112; AT0116

a) Requerimiento

AT0087: Las UM deberán cumplir con lo estipulado en referencia al Consumo de potencia-circuitos de corriente según la norma IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 - Conexión directa - Reactiva clase 2.

AT0091: Las UM deberán cumplir en lo referente a la Influencia de sobre corrientes de corta duración con lo indicado en la norma IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 - Conexión directa - Reactiva clase 2.

AT0095: Las UM deberán cumplir con lo referente en Influencia de autocalentamiento con lo indicado en la norma IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 - Conexión directa - Reactiva clase 2.

AT0100: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Limites de error de variación de intensidad, con la norma: IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 - Conexión directa - Reactiva clase 2 y 3.

AT0104: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Limites de error de variación de influencia, con la norma: IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 - Conexión directa - Reactiva clase 2 y 3.

AT0108: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Ensayo de arranque y marcha en vacío, con la norma: IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 - Conexión directa - Reactiva clase 2 y 3.

AT0112: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Constante del medidor, con la norma: IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 - Conexión directa - Reactiva clase 2 y 3.

AT0116: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Condiciones de ensayos de precisión, con la norma: IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 - Conexión directa - Reactiva clase 2 y 3.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realicen mediciones mediante conexión directa. La norma IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 es aplicable solamente para los equipos de medida de energía activa o reactiva. Por lo tanto, solo se debe verificar que los equipos de medida cumplan con la normativa.

De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones con conexión directa utilizarán el equipo de medida NEXY-M, por lo que estos requerimientos solamente se deben verificar para el equipo de medida NEXY-M.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel)
Requerimientos	AT0020

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	"Parcial"
Comentario Autoevaluación Enel	* * Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel. * Anexo Técnico art. 9.3

Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.
--------------------------	--

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-02-8	Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador)
INODU-02-9	Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto
INODU-37-1	Lista de estándares de referencia. (NEXY-M)

f) Auditoría inodú

IEC 62053-23:2003+AMD1:2016		
Requerimiento / Medidor	Norma	Enel v.2 – NEXY-M
AT0087	IEC 62053-23:2003+AMD1:2016	Cumplimiento Parcial
AT0091	IEC 62053-23:2003+AMD1:2016	Cumplimiento Parcial
AT0095	IEC 62053-23:2003+AMD1:2016	Cumplimiento Parcial
AT0100	IEC 62053-23:2003+AMD1:2016	Cumplimiento Parcial
AT0104	IEC 62053-23:2003+AMD1:2016	Cumplimiento Parcial
AT0108	IEC 62053-23:2003+AMD1:2016	Cumplimiento Parcial
AT0112	IEC 62053-23:2003+AMD1:2016	Cumplimiento Parcial
AT0116	IEC 62053-23:2003+AMD1:2016	Cumplimiento Parcial

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumplen **parcialmente** los requerimientos.

h) Observación auditoría

El medidor NEXY-M se clasifica como “Cumplimiento Parcial” debido a que, a pesar de que se indica conformidad con la norma IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 en INODU-37-1, es necesario cumplir con el proceso de homologación de acuerdo al Artículo 9-3 del Anexo Técnico SMMC de la NTD.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-031 para cumplir totalmente los requerimientos.

4.23 Requerimientos AT0088; AT0092; AT0096; AT0101; AT0105; AT0109; AT0113; AT0117

a) Requerimiento

AT0088: Las UM deberán cumplir con el Consumo de potencia-circuitos de corriente según lo indicado en la norma IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 o IEC 62053-22:2003+AMD1:2016, según corresponda - Conexión por medio de transformador - Activa clase 1/0.2s/0.5s.

AT0092: Las UM deberán cumplir con lo referente a Influencia de sobre corrientes de corta duración en lo indicado en la norma IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 o IEC 62053-22:2003+AMD1:2016, según corresponda - Conexión por medio de transformador - Activa clase 1/0.2s/0.5s.

AT0096: Las UM deberán cumplir con lo referente en Influencia de autocalentamiento con la norma IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 o IEC 62053-22:2003+AMD1:2016, según corresponda - Conexión por medio de transformador - Activa clase 1/0.2s/0.5s.

AT0101: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Limites de error de variación de intensidad, con la norma: IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 o IEC 62053-22:2003+AMD1:2016, según corresponda - Conexión por medio de transformador - Activa clase 1/0.2s/0.5s.

AT0105: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Limites de error de variación de influencia, con la norma: IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 o IEC 62053-22:2003+AMD1:2016, según corresponda - Conexión por medio de transformador - Activa clase 1/0.2s/0.5s.

AT0109: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Ensayo de arranque y marcha en vacío, con la norma: IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 o IEC 62053-22:2003+AMD1:2016, según corresponda - Conexión por medio de transformador - Activa clase 1/0.2s/0.5s.

AT0113: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Constante del medidor, con la norma: IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 o IEC 62053-22:2003+AMD1:2016, según corresponda - Conexión por medio de transformador - Activa clase 1/0.2s/0.5s.

AT0117: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Condiciones de ensayos de precisión, con la norma: IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 o IEC 62053-22:2003+AMD1:2016, según corresponda - Conexión por medio de transformador - Activa clase 1/0.2s/0.5s.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realicen mediciones mediante transformador, es decir, mediante conexión semidirecta o indirecta. Las normas IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 e IEC 62053-22:2003+AMD1:2016 son aplicables solamente para los equipos de medida de energía activa o reactiva. Por lo tanto, solo se debe verificar que los equipos de medida cumplan con la normativa.

De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones con conexión semidirecta o indirecta podrán utilizar los equipos de medida EMH, ION, ISKRA o ITRON, por

lo que estos requerimientos se deben verificar para cada uno de los equipos de medida indicados en este párrafo.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel)
Requerimientos	AT0020

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Parcial”
Comentario Autoevaluación Enel	* * Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel. * Anexo Técnico art. 9.3
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-02-8	Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador)
INODU-02-9	Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto
INODU-40-1	Correspondencia de estándares. (EMH)
INODU-26-1	Declaración de conformidad de estándares. (EMH)
INODU-45-1	Lista de estándares. (ION)
INODU-68-1	Declaración de conformidad de estándares. (ION)
INODU-55-1	Estándares y referencias. (ISKRA)
INODU-56-1	Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA)
INODU-66-1	Estándares aplicables. (ITRON)
INODU-66-4	Declaración de conformidad de estándares. (ITRON)

f) Auditoría inodú

IEC 62053-21(22):2003+AMD1:2016					
Requerimiento / Medidor	Norma	EMH	ION	ISKRA	ITRON

AT0088	IEC62053-21(22): 2003+AMD1:2016	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
AT0092	IEC62053-21(22): 2003+AMD1:2016	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
AT0096	IEC62053-21(22): 2003+AMD1:2016	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
AT0101	IEC62053-21(22): 2003+AMD1:2016	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
AT0105	IEC62053-21(22): 2003+AMD1:2016	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
AT0109	IEC62053-21(22): 2003+AMD1:2016	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
AT0113	IEC62053-21(22): 2003+AMD1:2016	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
AT0117	IEC62053-21(22): 2003+AMD1:2016	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumplen **totalmente** los requerimientos.

h) Observación auditoría

Se indica en la declaración de conformidad de estándares de todos los medidores revisados que se cumple tanto la norma IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 como la norma IEC 62053-22:2003+AMD1:2016.

4.24 Requerimientos AT0089; AT0093; AT0097; AT0102; AT0106; AT0110; AT0114; AT0118

a) Requerimiento

AT0089: Las UM deberán cumplir en lo relacionado con Consumo de potencia-circuitos de corriente en lo señalado en la norma IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 - Conexión por medio de transformador - Reactiva clase 2 y 3.

AT0093: Las UM deberán cumplir en lo referente a la Influencia de sobre corrientes de corta duración con lo explicito en la norma IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 - Conexión por medio de transformador - Reactiva clase 2 y 3.

AT0097: Las UM deberán cumplir con lo referente a Influencia de autocalentamiento con lo indicado en la norma IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 - Conexión por medio de transformador - Reactiva clase 2 y 3.

AT0102: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Límites de error de variación de intensidad, con la norma: IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 - Conexión por medio de transformador - Reactiva clase 2 y 3.

AT0106: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Limites de error de variación de influencia, con la norma: IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 - Conexión por medio de transformador - Reactiva clase 2 y 3.

AT0110: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Ensayo de arranque y marcha en vacío, con la norma: IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 - Conexión por medio de transformador - Reactiva clase 2 y 3.

AT0114: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Constante del medidor, con la norma: IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 - Conexión por medio de transformador - Reactiva clase 2 y 3.

AT0118: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Condiciones de ensayos de precisión, con la norma: IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 - Conexión por medio de transformador - Reactiva clase 2 y 3.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realicen mediciones mediante transformador, es decir, mediante conexión semidirecta o indirecta. La norma IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 es aplicable solamente para los equipos de medida de energía activa o reactiva. Por lo tanto, solo se debe verificar que los equipos de medida cumplan con la normativa.

De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones con conexión semidirecta o indirecta podrán utilizar los equipos de medida EMH, ION, ISKRA o ITRON, por lo que estos requerimientos se deben verificar para cada uno de los equipos de medida indicados en este párrafo.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel)
Requerimientos	AT0020

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Parcial”
Comentario Autoevaluación Enel	* * Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel. * Anexo Técnico art. 9.3
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-02-8	Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador)
INODU-02-9	Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto

INODU-40-1	Correspondencia de estándares. (EMH)
INODU-26-1	Declaración de conformidad de estándares. (EMH)
INODU-45-1	Lista de estándares. (ION)
INODU-68-1	Declaración de conformidad de estándares. (ION)
INODU-55-1	Estándares y referencias. (ISKRA)
INODU-56-1	Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA)
INODU-66-1	Estándares aplicables. (ITRON)
INODU-66-4	Declaración de conformidad de estándares. (ITRON)

f) Auditoría inodú

IEC 62053-23:2003+AMD1:2016					
Requerimiento / Medidor	Norma	EMH	ION	ISKRA	ITRON
AT0089	IEC62053-23:2003+AMD1:2016	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
AT0093	IEC62053-23:2003+AMD1:2016	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
AT0097	IEC62053-23:2003+AMD1:2016	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
AT0102	IEC62053-23:2003+AMD1:2016	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
AT0106	IEC62053-23:2003+AMD1:2016	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
AT0110	IEC62053-23:2003+AMD1:2016	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
AT0114	IEC62053-23:2003+AMD1:2016	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
AT0118	IEC62053-23:2003+AMD1:2016	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumplen **totalmente** los requerimientos.

h) Observación auditoría

Se indica en la declaración de conformidad de estándares de todos los medidores revisados que se cumple la norma IEC 62053-23:2003+AMD1:2016.

4.25 Requerimiento AT0119

a) Requerimiento

AT0119: Las UM deberán disponer de comunicación bidireccional entre el Sistema de Gestión y Operación y la Unidad de Medida, de manera de realizar las operaciones de conexión, desconexión y limitación de potencia de forma remota y conocer en todo momento el estado del dispositivo de conexión, desconexión y limitación de potencia.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento es un extracto del artículo 4-4 del Anexo Técnico SMMC de la NTD, donde se indica:

“Las Unidades de Medida deben disponer de mecanismos para la conexión, desconexión y limitación de potencia de los consumos, y cumplir con las siguientes exigencias:

- 1. Disponer de comunicación bidireccional entre el Sistema de Gestión y Operación y la Unidad de Medida, de manera de realizar las operaciones de conexión, desconexión y limitación de potencia de forma remota y conocer en todo momento el estado del dispositivo de conexión, desconexión y limitación de potencia.*

[...]

Tratándose de Unidades de Medida que requieran de un transformador de corriente para la medición, no serán exigibles las funcionalidades señaladas.”

Según lo indicado en el citado artículo, el requerimiento AT0119 solamente será exigible para Unidades de Medida que realicen mediciones con conexión directa. De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones con conexión directa utilizarán el equipo de medida NEXY-M, por lo que este requerimiento solamente se debe verificar para el equipo de medida NEXY-M.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel)
Requerimientos	AT0020; AT0136; AT0205

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION y medidor Enel.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-02-8	Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador)
INODU-37-3	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter's main functionalities

f) Auditoría inodú

En la evidencia INODU-37-3 sobre las funcionalidades del equipo de medida NEXY-M, se indica que “*The meter implements (through one of the previously described channels) a two-way communication with the Management and Operation System. Thanks to this, it is possible to perform (locally or remote) the connection, disconnection and power limitation operations. It is also possible to know at any time the status of the connection and disconnection device and the power limitation.*”

Adicionalmente, según lo indicado en la evidencia INODU-02-8, Enel implementará dos la solución “Medidor ENEL (concentrador)” que considera que la UM se comunica de manera bidireccional con la Unidad Concentradora (UC) a través de la interfaz I3, mientras que la UC se comunica de manera bidireccional con el SGO a través de la interfaz I4. De esta forma, **el cumplimiento del requerimiento AT0119 queda sujeto al cumplimiento de los requerimientos AT0052 y AT0053** sobre interfaz de comunicación entre UM y UC; y entre UC y SGO respectivamente.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, al cumplirse los planes de implementación planteados se cumple totalmente el requerimiento. Al momento de la auditoría, se considera que se cumple **parcialmente** el requerimiento puesto que no se han implementado los planes indicados en las observaciones de la auditoría.

h) Observación auditoría

Los planes que se deben cumplir corresponden a los planes indicados en el desarrollo de los requerimientos AT0052 y AT0053. Estos planes son: ID-Planes-003; ID-Planes-004; ID-Planes-005.

4.26 Requerimiento AT0120

a) Requerimiento

AT0120: Las UM deberán tener la capacidad de operar en todos los niveles de tensión en que puedan encontrarse los terminales de entrada de la Unidad de Medida de acuerdo con las especificaciones técnicas de ésta.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento es un extracto del artículo 4-4 del Anexo Técnico SMMC de la NTD, donde se indica:

“Las Unidades de Medida deben disponer de mecanismos para la conexión, desconexión y limitación de potencia de los consumos, y cumplir con las siguientes exigencias:

[...]

2. *Tener la capacidad de operar en todos los niveles de tensión en que puedan encontrarse los terminales de entrada de la Unidad de Medida de acuerdo con las especificaciones técnicas de ésta.*

[...]

Tratándose de Unidades de Medida que requieran de un transformador de corriente para la medición, no serán exigibles las funcionalidades señaladas.”

Según lo indicado en el citado artículo, el requerimiento AT0120 solamente será exigible para Unidades de Medida que realicen mediciones con conexión directa. De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones con conexión directa utilizarán el equipo de medida NEXY-M, por lo que este requerimiento solamente se debe verificar para el equipo de medida NEXY-M.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel)
Requerimientos	AT0020

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario	*Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION y medidor Enel.
Autoevaluación Enel	
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-02-8	Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador)
INODU-35-2	Datasheet Cervantes 2.0 – General characteristics

f) Auditoría inodú

Por su parte, en la evidencia INODU-35-2 se indica que la tensión máxima de servicio a la cual se puede conectar el equipo de medida NEXY-M corresponde a 230 V fase-neutro (400 V fase-fase). De esta forma, como el equipo de medida NEXY-M realizará solamente mediciones directas conectado en redes residenciales (tensiones de servicio entre 220 V y 230 V), se verifica que las tensiones de operación de la red son menores o iguales a la tensión máxima de servicio.

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0120.

4.27 Requerimiento AT0121

a) Requerimiento

AT0121: Las UM deberán conducir e interrumpir todos los valores de corriente en que pueda operar la Unidad de Medida de acuerdo con sus especificaciones técnicas, para todos los niveles de tensión y rangos de temperatura de operación especificados en los datos de placa de dicha Unidad de Medida.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento es un extracto del artículo 4-4 del Anexo Técnico SMMC de la NTD, donde se indica:

“Las Unidades de Medida deben disponer de mecanismos para la conexión, desconexión y limitación de potencia de los consumos, y cumplir con las siguientes exigencias:

[...]

3. *Conducir e interrumpir todos los valores de corriente en que pueda operar la Unidad de Medida de acuerdo con sus especificaciones técnicas, para todos los niveles de tensión y rangos de temperatura de operación especificados en los datos de placa de dicha Unidad de Medida.*

[...]

Tratándose de Unidades de Medida que requieran de un transformador de corriente para la medición, no serán exigibles las funcionalidades señaladas.”

Según lo indicado en el citado artículo, el requerimiento AT0121 solamente será exigible para Unidades de Medida que realicen mediciones con conexión directa. De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones con conexión directa utilizarán el equipo de medida NEXY-M, por lo que este requerimiento solamente se debe verificar para el equipo de medida NEXY-M.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel)
Requerimientos	AT0020; AT0024

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel.

Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.
--------------------------	--

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-37-7	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 6 main performances of the meter
INODU-37-8	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 10 Characteristics of cut-off device

f) Auditoría inodú

De acuerdo a lo indicado en la evidencia INODU-37-7, el equipo de medida NEXY-M fue diseñado para operar correctamente entre los -40°C a 70°C, con una corriente máxima de 60 A o 100 A dependiendo de la versión del equipo de medida, para todo nivel de tensión menor a su tensión máxima de operación (230 V).

En la evidencia INODU-37-8 se indica que el dispositivo de conexión, desconexión y limitación de potencia es capaz de operar con corrientes de 80 A (para la versión del equipo de medida de 60 A) o bien corrientes de 100 A (para la versión del equipo de medida de 100 A), para todo nivel de tensión hasta los 230 V y en un rango de temperatura entre los -40°C y los 85°C.

De acuerdo a las evidencias expuestas, se verifica el cumplimiento del requerimiento AT0121.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0121.

4.28 Requerimiento AT0122

a) Requerimiento

AT0122: Las UM deberán la capacidad de apertura debe ser igual o mayor a la corriente máxima del Medidor.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento es un extracto del artículo 4-4 del Anexo Técnico SMMC de la NTD, donde se indica:

“Las Unidades de Medida deben disponer de mecanismos para la conexión, desconexión y limitación de potencia de los consumos, y cumplir con las siguientes exigencias:

[...]

4. *La capacidad de apertura debe ser igual o mayor a la corriente máxima del Medidor.*

[...]

Tratándose de Unidades de Medida que requieran de un transformador de corriente para la medición, no serán exigibles las funcionalidades señaladas.”

Según lo indicado en el citado artículo, el requerimiento AT0122 solamente será exigible para Unidades de Medida que realicen mediciones con conexión directa. De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones con conexión directa utilizarán el equipo de medida NEXY-M, por lo que este requerimiento solamente se debe verificar para el equipo de medida NEXY-M.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel)
Requerimientos	AT0020; AT0024; AT0121

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	*Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-37-7	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 6 main performances of the meter
INODU-37-8	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 10 Characteristics of cut-off device

f) Auditoría inodú

En el desarrollo de la auditoría para el requerimiento AT0121, se verifica que la capacidad de operación del dispositivo de conexión, desconexión y limitación de potencia es mayor o igual que la corriente máxima del medidor, por lo que se cumple este requerimiento.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0122.

4.29 Requerimiento AT0123

a) Requerimiento

AT0123: Las UM deberán tener una Endurancia Eléctrica suficiente para toda la vida útil del equipo de medición sin tener mantenimiento.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento es un extracto del artículo 4-4 del Anexo Técnico SMMC de la NTD, donde se indica:

“Las Unidades de Medida deben disponer de mecanismos para la conexión, desconexión y limitación de potencia de los consumos, y cumplir con las siguientes exigencias:

- [...]
- 5. *Tener una Endurancia Eléctrica suficiente para toda la vida útil del equipo de medición sin tener mantenimiento.*

[...]

Tratándose de Unidades de Medida que requieran de un transformador de corriente para la medición, no serán exigibles las funcionalidades señaladas.”

Según lo indicado en el citado artículo, el requerimiento AT0123 solamente será exigible para Unidades de Medida que realicen mediciones con conexión directa. De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones con conexión directa utilizarán el equipo de medida NEXY-M, por lo que este requerimiento solamente se debe verificar para el equipo de medida NEXY-M.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel)
Requerimientos	AT0020

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	*Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION y medidor Enel.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido

INODU-37-7	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter "NEXY-M" – Main performances of the meter
------------	--

f) Auditoría inodú

En la evidencia INODU-37-7 respecto del equipo de medida NEXY-M se indica "*The meter has been designed and produced in order to assure its full functionalities all over the life-time of the meter (15 years)*", por lo que se verifica que este dispositivo no requerirá mantenimiento durante toda su vida útil de funcionamiento.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0123.

4.30 Requerimiento AT0124

a) Requerimiento

AT0124: Las UM, en caso de que la red sea polifásica, deberán garantizar la apertura o cierre de forma simultánea de todas las fases. En caso de que se efectúe una apertura o cierre de forma parcial, el mecanismo para la conexión, desconexión y limitación de potencia debe regresar al estado original.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento es un extracto del artículo 4-4 del Anexo Técnico SMMC de la NTD, donde se indica:

"Las Unidades de Medida deben disponer de mecanismos para la conexión, desconexión y limitación de potencia de los consumos, y cumplir con las siguientes exigencias:

- [...]
- 6. *En caso que la red sea polifásica se debe garantizar la apertura o cierre de forma simultánea de todas las fases. En caso que se efectúe una apertura o cierre de forma parcial, el mecanismo para la conexión, desconexión y limitación de potencia debe regresar al estado original.*
- [...]

Tratándose de Unidades de Medida que requieran de un transformador de corriente para la medición, no serán exigibles las funcionalidades señaladas."

Según lo indicado en el citado artículo, el requerimiento AT0124 solamente será exigible para Unidades de Medida que realicen mediciones con conexión directa. De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones con conexión directa utilizarán el equipo de medida NEXY-M, por lo que este requerimiento solamente se debe verificar para el equipo de medida NEXY-M.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel)
Requerimientos	AT0020

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* * Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION). * Medidor Enel Trifásico v2
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-37	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M”

f) Auditoría inodú

Como su nombre lo indica “Single-Phase Bi-Directional Meter NEXY-M”, el equipo de medida NEXY-M es un equipo monofásico, por lo que el requerimiento AT0124 no aplica para las UM de Enel.

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, **no aplica** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0124.

4.31 Requerimiento AT0125

a) Requerimiento

AT0125: En el caso de Interrupción de Suministro, el mecanismo de las UM para la conexión, desconexión y limitación de potencia debe tener la capacidad de conservar su último estado y sólo cambiar de posición siguiendo un comando u orden.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento es un extracto del artículo 4-4 del Anexo Técnico SMMC de la NTD, donde se indica:

“Las Unidades de Medida deben disponer de mecanismos para la conexión, desconexión y limitación de potencia de los consumos, y cumplir con las siguientes exigencias:

[...]

7. En el caso de Interrupción de Suministro, el mecanismo para la conexión, desconexión y limitación de potencia debe tener la capacidad de conservar su último estado y solo cambiar de posición siguiente un comando u orden.

[...]

Tratándose de Unidades de Medida que requieran de un transformador de corriente para la medición, no serán exigibles las funcionalidades señaladas.”

Según lo indicado en el citado artículo, el requerimiento AT0125 solamente será exigible para Unidades de Medida que realicen mediciones con conexión directa. De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones con conexión directa utilizarán el equipo de medida NEXY-M, por lo que este requerimiento solamente se debe verificar para el equipo de medida NEXY-M.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel)
Requerimientos	AT0020; AT0024

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* * Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel. * Medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-37-3	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter's main functionalities

f) Auditoría inodú

En la evidencia INODU-37-3 se indica, respecto a las interrupciones del suministro eléctrico, lo siguiente:

*“Voltage Interruption management. If a voltage interruption occurs, the meter is able to save – before switching off – all legally relevant information **and those relating to the state of the relè (if it is closed or open and if a power limitation is active)**. In this way, when the power supply is restored, the meter can resume the operation mode it had before the interruption (including communication).”*

De este modo, se verifica que la especificación de compra del medidor NEXY-M incluye las funcionalidades exigidas por este requerimiento.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0125.

4.32 Requerimiento AT0126

a) Requerimiento

AT0126: Las UM deberán ser capaz de verificar que no existe tensión en el polo de la carga antes de pasar del estado abierto al estado cerrado.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento es un extracto del artículo 4-4 del Anexo Técnico SMMC de la NTD, donde se indica:

“Las Unidades de Medida deben disponer de mecanismos para la conexión, desconexión y limitación de potencia de los consumos, y cumplir con las siguientes exigencias:

[...]

8. *Ser capaz de verificar que no existe tensión en el polo de la carga antes de pasar del estado abierto al estado cerrado.*

[...]

Tratándose de Unidades de Medida que requieran de un transformador de corriente para la medición, no serán exigibles las funcionalidades señaladas.”

Según lo indicado en el citado artículo, el requerimiento AT0126 solamente será exigible para Unidades de Medida que realicen mediciones con conexión directa. De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones con conexión directa utilizarán el equipo de medida NEXY-M, por lo que este requerimiento solamente se debe verificar para el equipo de medida NEXY-M.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel)
Requerimientos	AT0024

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
-------------------------------------	---------

Comentario Autoevaluación Enel	* * Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel. * Medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-37-9	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 11 Characteristics of the terminal block

f) Auditoría inodú

En la evidencia INODU-37-9 se indica que “*The NEXY-M is able to detect the output voltage even if the cut off device is in open position. This information can be used to activate an alarm to notify a possible failure or fraud condition*”. De este modo, se verifica que la especificación de compra del medidor NEXY-M incluye las funcionalidades exigidas por este requerimiento.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0126.

4.33 Requerimiento AT0127

a) Requerimiento

AT0127: Las UM deberán contar con un sistema de respaldo que permita realizar las operaciones de conexión y desconexión de los consumos con una señal de forma local, ante imposibilidad de ser realizado de forma remota. Para ello se debe tomar como referencia un límite máximo de potencia que debe ser programado de forma remota y/o local.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento es un extracto del artículo 4-4 del Anexo Técnico SMMC de la NTD, donde se indica:

“Las Unidades de Medida deben disponer de mecanismos para la conexión, desconexión y limitación de potencia de los consumos, y cumplir con las siguientes exigencias:

[...]

9. *Contar con un sistema de respaldo que permita realizar las operaciones de conexión y desconexión de los consumos con una señal de forma local, ante imposibilidad de ser realizado de forma remota. Para ello se debe tomar como referencia un límite máximo de potencia que debe ser programado de forma remota y/o local.*

[...]

Tratándose de Unidades de Medida que requieran de un transformador de corriente para la medición, no serán exigibles las funcionalidades señaladas.”

Según lo indicado en el citado artículo, el requerimiento AT0127 solamente será exigible para Unidades de Medida que realicen mediciones con conexión directa. De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones con conexión directa utilizarán el equipo de medida NEXY-M, por lo que este requerimiento solamente se debe verificar para el equipo de medida NEXY-M.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel)
Requerimientos	AT0020

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* * Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel. * Medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-37-3	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities
INODU-37-8	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 10 Characteristics of cut-off device

f) Auditoría inodú

En la evidencia INODU-37-3 se indica que *“The meter implements (through one of the previously described channels) a two-way communication with the Management and Operation System. Thanks to this, it is possible to perform (locally or remote) the connection, disconnection and power limitation operations. [...]”*

En la evidencia INODU-37-8 se indica, sobre las funcionalidades del sistema de conexión, desconexión y limitación de potencia:

“The re-connection of cut-off device, can be performed in two ways:

- a. *Locally: pushing the meter's front button;*
- b. *Remotely: via remote protocol command or automatically, after the circuit ZLOAD has checked the variation of impedance between phase- neutral or phase – phase conductors (it is considered as a option for the production of meters). It can be performed by the customer opening and closing the main breaker installed after the meter in the customer network."*

De la información revisada, se indica que las operaciones de conexión, desconexión y limitación de potencia se pueden realizar tanto de forma remota como de forma local. Adicionalmente, el equipo de medida cuenta con un botón físico para la reconexión del suministro de forma local. Con esta evidencia, es posible cumplir con los objetivos del requerimiento sin contar con un sistema de respaldo en el equipo de medida. Se pueden dar los siguientes escenarios:

- i. El dispositivo está energizado, por lo que es posible realizar la desconexión o limitación de suministro mediante el puerto de acceso local del dispositivo (ver desarrollo del requerimiento AT0049);
- ii. El dispositivo **no** está energizado, por lo que se puede presionar el botón frontal para su reconexión, pasando al estado descrito en el punto anterior.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0127.

4.34 Requerimiento AT0128

a) Requerimiento

AT0128: Las UM monofásicas y de clientes residenciales a que se refiere la normativa vigente deberán tener una conexión de tipo directa.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento es un extracto del artículo 4-4 del Anexo Técnico SMMC de la NTD, donde se indica:

"Las Unidades de Medida deben disponer de mecanismos para la conexión, desconexión y limitación de potencia de los consumos, y cumplir con las siguientes exigencias:

[...]

10. Las Unidades de Medida monofásicas y de clientes residenciales a que se refiere la normativa vigente deberán tener una conexión de tipo directa.

Tratándose de Unidades de Medida que requieran de un transformador de corriente para la medición, no serán exigibles las funcionalidades señaladas."

Según lo indicado en el citado artículo, el requerimiento AT0128 solamente será exigible para Unidades de Medida que realicen mediciones con conexión directa. De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones con conexión directa utilizarán el equipo de medida NEXY-M, por lo que este requerimiento solamente se debe verificar para el equipo de medida NEXY-M.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel)
Requerimientos	AT0020; AT0021

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* * Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel. * Medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-02-8	Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador)
INODU-02-9	Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto
INODU-37	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M”

f) Auditoría inodú

De acuerdo a lo indicado en las evidencias INODU-02-8 y en el desarrollo del requerimiento AT0020, el equipo de medida que se utilizará en el caso de la Solución “Medidor ENEL (concentrador)” será el equipo “NEXY-M”.

De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0021, el equipo de medida “NEXY-M” solamente realizará mediciones directas.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0128.

4.35 Requerimiento AT0131

a) Requerimiento

AT0131: La Endurancia Mecánica del dispositivo de apertura y cierre simultánea de las fases debe cumplir con las exigencias establecidas al respecto por la norma IEC 62052-31:2015.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se indica en el segundo párrafo del artículo 4-6 del Anexo Técnico SMMC de la NTD, sin embargo, no se hace alusión en específico a que dispositivo se refiere. Bajo la interpretación de inodú, este requerimiento hace referencia al dispositivo descrito en el artículo 4-4 donde se indica que “*Las Unidades de Medida deben disponer de mecanismos para la conexión, desconexión y limitación de potencia de los consumos [...]*”.

De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0124, este requerimiento solamente aplica para la UM conformada por el equipo de medida NEXY-M.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0124

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Parcial”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION y medidor Enel v.2. * Anexo técnico Art. 9.3
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-37-1	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – Estándares de referencia
INODU-37-8	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 10 Characteristics of cut-off device

f) Auditoría inodú

De acuerdo a lo indicado en INODU-37-8, el dispositivo de conexión, desconexión y limitación de potencia se encuentra integrado en el equipo de medida NEXY-M, por lo que se debe verificar que el equipo de medida como un todo cumpla con la normativa exigida.

De acuerdo a lo indicado en INODU-37-1, el equipo de medida NEXY-M está diseñado en conformidad con la norma IEC 62052-31:2015.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Se clasifica el cumplimiento de este requerimiento como “Cumplimiento Parcial” debido a que, a pesar de que se indica conformidad con la norma IEC 62052-31:2015 en INODU-37-1, es necesario cumplir con el proceso de homologación de acuerdo al Artículo 9-3 del Anexo Técnico SMMC de la NTD.

4.36 Requerimiento AT0132

a) Requerimiento

AT0132: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Test de fiabilidad de acelerado, con la norma: IEC 62059-31-1:2008.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel. La norma IEC 62059-31-1:2008 aplica solamente para los equipos de medición, por lo que solamente se debe verificar que los equipos de medida cumplan con la normativa.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel)
Requerimientos	AT0020

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Parcial”
Comentario Autoevaluación Enel	* * Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. * Anexo Técnico art. 9.3
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-40-1	Correspondencia de estándares. (EMH)

INODU-26-1	Declaración de conformidad de estándares. (EMH)
INODU-45-1	Lista de estándares. (ION)
INODU-68-1	Declaración de conformidad de estándares. (ION)
INODU-55-1	Estándares y referencias. (ISKRA)
INODU-56-1	Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA)
INODU-66-1	Estándares aplicables. (ITRON)
INODU-66-4	Declaración de conformidad de estándares. (ITRON)
INODU-37-1	Lista de estándares de referencia. (NEXY-M)
INODU-113-2	Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 1 y 2 – Notas a las normas
INODU-114-2	Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 0.2S y 0.5S – Notas a las normas
INODU-115-2	Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía reactiva clases 2 y 3 – Notas a las normas
INODU-116-1	Modificación a protocolos certificación SEC – Modificación Nota 4

f) Auditoría inodú

IEC 62059-31-1:2008						
Requerimiento/ Medidor	Norma	EMH	ION	ISKRA	ITRON	Enel v.2 – NEXY-M
AT0132	IEC 62059-31-1: 2008	No específica	No específica	No específica	No específica	Cumple

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

El cumplimiento de este requerimiento está sujeto a lo indicado en los protocolos de homologación SEC que se individualiza en las evidencias INODU-113-2, INODU-114-2 e INODU-115-2, junto con la modificación posterior de lo indicado en las citadas evidencias según lo que se indica en INODU-116-1. En las evidencias se indica que para cumplimiento de este requerimiento se aceptará, de forma temporal, que los fabricantes indiquen si los dispositivos cumplen con la norma IEC 62059-31-1:2008 hasta que, al menos, alguno de los laboratorios acreditados cuente con la capacidad de certificar dicha norma.

En el caso de los equipos EMH, ION, ISKRA e ITRON, en INODU-40-1, INODU-45-1, INODU-55-1 e INODU-66-1 respectivamente no se indica que los dispositivos son construidos en conformidad a la norma IEC 62059-31-1:2008.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-032 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.37 Requerimiento AT0133

a) Requerimiento

AT0133: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Test de predicción de fiabilidad, con la norma: IEC 62059-41:2006.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel. La norma IEC 62059-41:2006 aplica solamente para los equipos de medición, por lo que solamente se debe verificar que los equipos de medida cumplan con la normativa.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel)
Requerimientos	AT0020

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Parcial”
Comentario Autoevaluación Enel	* * Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. * Anexo Técnico art. 9.3
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-40-1	Correspondencia de estándares. (EMH)
INODU-26-1	Declaración de conformidad de estándares. (EMH)
INODU-45-1	Lista de estándares. (ION)
INODU-68-1	Declaración de conformidad de estándares. (ION)
INODU-55-1	Estándares y referencias. (ISKRA)
INODU-56-1	Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA)
INODU-66-1	Estándares aplicables. (ITRON)
INODU-66-4	Declaración de conformidad de estándares. (ITRON)

INODU-37-1	Lista de estándares de referencia. (NEXY-M)
INODU-113-2	Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 1 y 2 – Notas a las normas
INODU-114-2	Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 0.2S y 0.5S – Notas a las normas
INODU-115-2	Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía reactiva clases 2 y 3 – Notas a las normas
INODU-116-1	Modificación a protocolos certificación SEC – Modificación Nota 4

f) Auditoría inodú

IEC 62059-41:2006						
Requerimiento / Medidor	Norma	EMH	ION	ISKRA	ITRON	Enel v.2 – NEXY-M
AT0133	IEC 62059-41: 2006	No especifica	No especifica	Cumple	No especifica	No especifica

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

El cumplimiento de este requerimiento está sujeto a lo indicado en los protocolos de homologación SEC que se individualiza en las evidencias INODU-113-2, INODU-114-2 e INODU-115-2, junto con la modificación posterior de lo indicado en las citadas evidencias según lo que se indica en INODU-116-1. En las evidencias se indica que para cumplimiento de este requerimiento se aceptará, de forma temporal, que los fabricantes indiquen si los dispositivos cumplen con la norma IEC 62059-31-1:2008 hasta que, al menos, alguno de los laboratorios acreditados cuente con la capacidad de certificar dicha norma.

En el caso de los equipos EMH, ION, ITRON y NEXY-M, en INODU-40-1, INODU-45-1, INODU-66-1 e INODU-37-1 respectivamente no se indica que los dispositivos son construidos en conformidad a la norma IEC 62059-41:2006.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-033 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.38 Requerimiento AT0136

a) Requerimiento

Las unidades de comunicación deberán permitir comunicaciones bidireccionales entre la Unidad de Medida y la Unidad Concentrador, si corresponde, de acuerdo con la tecnología, y con el Sistema de Gestión y Operación.

b) Comentario inodú del requerimiento

La Unidad de Comunicaciones es un elemento de la Unidad de Medida que se define en el Anexo Técnico como:

“Unidad de Comunicaciones: Dispositivo electrónico que permite efectuar las comunicaciones entre el Medidor y el Concentrador, si corresponde según la tecnología, o entre el Medidor y el Sistema de Gestión y Operación. Esta unidad puede estar integrada en el Medidor o bien ser un módulo externo que se conecte al Medidor.”

Al ser un requerimiento que puede prescindir de la Unidad Concentradora, este puede ser definido para todas las Unidades de Medida que se consideren en la solución Enel. Por lo tanto, a la hora de verificar las comunicaciones entre Unidad de Medida y sistema de Gestión y Operación, deberá ser analizado para todas.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Interfaz 3 y 4; Unidad de Medida; Concentrador LVM; Router 4G; Comunicaciones.
Requerimientos	AT0051; AT0052; AT0053.

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	“* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021
Observación inodú	No hay observaciones adicionales al requerimiento.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-02-2	Tipos de comunicación Celular
INODU-02-5	Sistema de Gestión y Operación para Medidor Enel
INODU-02-7	Definición interfaces en Solución Enel
INODU-02-9	Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto
INODU-23-1	Manual del Router, información sobre conexiones WAN.
INODU-24-1	Datasheet RUT955 –Ethernet
INODU-40-2	EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) (28/05/2021) - Additional equipment features of the LZQJ-XC
INODU-45-2	METSEION7400 PowerLogic ION7400 Panel mount meter - display - optical port and 2 pulse (10/2017) - Communication
INODU-50-6	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp - Comunicaciones

INODU-55-1	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) - Estándares
INODU-55-2	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) - 3.3. Main meter properties
INODU-66-1	ITRON SL-7000-RT D2021471-AA installation guide (2012) - Estándares
INODU-66-2	ITRON SL-7000-RT D2021471-AA installation guide (2012) - Communication
INODU-91-1	10.SMM ePlus - Requirements - Integration 2.4 – 3 Architecture

f) Auditoría inodú

Con respecto a los equipos de medida EMH, ION, ISKRA e ITRON, en el requerimiento AT0051 se verifica que es posible establecer la interfaz de comunicaciones I2 entre las UM y el SGO. Luego, en el desarrollo del requerimiento AT0051 se indica que los equipos de medida EMH, ISKRA e ITRON cumplen con la norma IEC 62056 respecto de las comunicaciones.

En la norma IEC 62056-21 se indica, en el capítulo 1: *"This part of IEC 62056 describes hardware and protocol specifications for local meter data exchange."* Luego, el capítulo 6.1 de la citada norma indica:

"The protocol offers five alternative protocol modes, which can be used by the tariff device: A, B, C, D and E. Mode selection is a subset of ISO/IEC 1745, basic mode control procedures. Data exchange is bi-directional in protocol modes A, B, C and E and is always initiated by the HHU with a transmission of a request message."

De este modo, como los equipos de medida EMH, ISKRA e ITRON cumplen con la norma IEC 62056, se concluye que cumplen con comunicación bidireccional con el SGO. Respecto al equipo de medida ION, en la evidencia INODU-50-6 se indica:

"Por comunicaciones se entiende la transferencia de datos desde y hasta la central de medida y se controla mediante una combinación de componentes de hardware y software en la central de medida.

Para cada puerto de comunicaciones conectado, la central de medida utiliza el protocolo de comunicaciones aplicable para establecer comunicaciones con otros dispositivos o software. El protocolo gestiona la sesión de comunicaciones y define el conjunto de reglas, comandos y estructura de los paquetes de los datos transmitidos. Asimismo, puede controlar qué protocolos se habilitan o deshabilitan en la central de medida."

De este modo, se concluye que el medidor ION cumple con permitir la comunicación bidireccional con el SGO.

Con respecto al equipo de medida NEXY-M, en el desarrollo del requerimiento AT0051 sobre la interfaz de comunicación con la unidad concentradora, se verifica que el equipo de medida NEXY-M posee el hardware que lo habilita para establecer dicha interfaz de comunicación, y además se verifica que el equipo de medida está en conformidad con la norma IEC 62056. De este modo, se concluye que el medidor NEXY-M cumple con permitir la comunicación bidireccional con la unidad concentradora.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0136.

4.39 Requerimiento AT0137

a) Requerimiento

AT0137: Despues de una Interrupción de Suministro, las unidades de comunicación deberán permitir que el medidor tenga la capacidad de volver a comunicarse en forma automática con el SMMC.

b) Comentario inodú del requerimiento

De acuerdo al desarrollo del requerimiento AT0022, los equipos de medida EMH, ION, ISKRA e ITRON utilizarán el router externo “RUT955” para establecer la interfaz de comunicaciones. Por su parte, el equipo de medida NEXY-M cuenta con un módulo de comunicaciones que está directamente integrado en los componentes eléctricos del equipo.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0022

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021
Observación inodú	No hay observaciones adicionales

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-37-3	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities
INODU-25-2	Manual del Router – Powering options

f) Auditoría inodú

De acuerdo a lo indicado en INODU-37-3, el equipo de medida contiene el módulo de comunicaciones integrado en la PCB que comunica eléctricamente todos los elementos que componen el dispositivo. Ante una pérdida y posterior recuperación de suministro, los elementos del equipo de medida estarán

energizados, incluyendo el módulo de comunicaciones, por lo que será posible volver a establecer la interfaz de comunicación con la Unidad Concentrador.

Respecto de los equipos de medida EMH, ION, ISKRA e ITRON, estos se conectarán al router externo RUT955. De acuerdo a lo indicado en INODU-25-2, el router puede recibir la alimentación desde una fuente externa conectándose a través de un soquete de alimentación, o bien, ser alimentado a través del puerto Ethernet “LAN1”. Se indica además que, en el caso que se utilicen ambas conexiones y el router haga *switch* entre una conexión y la otra, el router podría quedar sin suministro eléctrico por un periodo breve de tiempo, ante lo cual se reiniciará. Finalmente, se indica que “[...] *The device will function correctly after the reboot.*”

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0137.

4.40 Requerimiento AT0138

a) Requerimiento

AT0138: El visualizador debe cumplir con los requerimientos establecidos en la norma IEC 62052-11:2003+AMD1:2016.

b) Comentario inodú del requerimiento

De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0023, el elemento visualizador está contenido en los equipos de medida que utilizará Enel para implementar sus soluciones. Debido a esto, es suficiente verificar si el equipo de medida está construido conforme a la norma IEC 62052-11:2003+AMD1:2016 para el desarrollo de este requerimiento.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0023; AT0067; AT0068; AT0069; AT0070; AT0071; AT0072; AT0073; AT0074

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Parcial”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. * Anexo técnico Art. 9.3
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-40-1	Correspondencia de estándares. (EMH)
INODU-26-1	Declaración de conformidad de estándares. (EMH)
INODU-45-1	Lista de estándares. (ION)
INODU-68-1	Declaración de conformidad de estándares. (ION)
INODU-55-1	Estándares y referencias. (ISKRA)
INODU-56-1	Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA)
INODU-66-1	Estándares aplicables. (ITRON)
INODU-66-4	Declaración de conformidad de estándares. (ITRON)
INODU-37-1	Lista de estándares de referencia. (NEXY-M)

f) Auditoría inodú

De acuerdo a lo indicado en el desarrollo de los requerimientos AT0067 a AT0074, se verificó que los equipos de medida que utilizará Enel están construidos en conformidad a la norma IEC 62052-11:2003+AMD1:2016. Se verificó también que el equipo de medida NEXY-M no cuenta con un certificado de homologación para la citada norma.

El siguiente cuadro resume el cumplimiento del requerimiento de cada uno de los equipos de medida.

IEC 62052-11:2003+AMD1:2016						
Requerimiento/ Medidor	Norma	EMH	ION	ISKRA	ITRON	Enel v.2 – NEXY-M
AT0138	IEC 62052-11:2003+AMD1:2016	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumplimiento Parcial

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

El medidor NEXY-M se clasifica como “Cumplimiento Parcial” debido a que, a pesar de que se indica conformidad con la norma IEC 62052-11:2003+AMD1:2016 en INODU-37-1, es necesario cumplir con el proceso de homologación de acuerdo al Artículo 9-3 del Anexo Técnico SMMC de la NTD.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-019 para cumplir totalmente los requerimientos.

4.41 Requerimiento AT0139

a) Requerimiento

AT0139: La información del visualizador debe corresponder a los datos registrados por el Medidor.

b) Comentario inodú del requerimiento

El requerimiento no especifica qué tipo de datos registrados por el medidor debe ser capaz de mostrar el visualizador. Se considerará para efectos de esta auditoría que el visualizador debe ser capaz de mostrar, al menos, los datos de consumo de energía activa y reactiva.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0139

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION). * Medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-37-10	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – LCD characteristics
INODU-39-1	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – LC-displays
INODU-50-1	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Pantallas de visualización
INODU-55-4	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD
INODU-65-1	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – LCD

f) Auditoría inodú

A continuación, se indica la información disponible en las evidencias revisadas para cada uno de los equipos de medida que utilizará Enel para implementar sus soluciones:

- **EMH:** En la evidencia INODU-39-1 se indica que el visualizador es capaz de mostrar, entre otras cosas, el consumo de energía activa y reactiva medida por el dispositivo, el cuadrante de operación, opciones tarifarias y disponibilidad de fases de alimentación.
- **ION:** En la evidencia INODU-50-1 se indican los modos de visualización con que cuenta el dispositivo. Se indica que es posible alternar entre los modos de visualización de alarmas, energía consumida, potencia, entre otros.
- **ISKRA:** En la evidencia INODU-55-4 se indica la información que es posible mostrar a través del visualizador. Es posible mostrar datos de numéricos, opciones de tarifas, información sobre alarmas, estado de batería, entre otros. Se indica que es posible mostrar datos sobre el consumo de energía (numeral 5.1.7.1 de la evidencia INODU-55-4).
- **ITRON:** En la evidencia INODU-65-1 se indica la información que es posible mostrar a través del visualizador. Es posible indicar valores de energía, así como también los cuadrantes de operación, alarmas, estado de batería, entre otros.
- **NEXY-M:** En la evidencia INODU-37-9 se presenta una lista de las variables que es posible mostrar a través del visualizador. Se indica que es posible visualizar valores de energía activa y reactiva, así como también valores de la potencia activa y reactiva que se está midiendo.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0139.

4.42 Requerimiento AT0140

a) Requerimiento

AT0140: Para casos en que la información visualizada no sea en tiempo real, el Visualizador de las UM debe considerar los tiempos de actualización de acuerdo con cada tecnología, sin que esto afecte la integridad de la información ni su trazabilidad. Sin perjuicio de lo anterior, en caso de no presentar los datos en tiempo real, el visualizador debe actualizar los datos a más tardar quince minutos posteriores a la actualización de un entero de kWh.

b) Comentario inodú del requerimiento

En el requerimiento AT0023 se verificó que, en todos los casos, las UM tendrán el dispositivo visualizador integrado en el equipo de medida. Por su parte, en el desarrollo del requerimiento AT0025 se verificó que existía un reloj conmutador horario, o bien, un módulo de *clock* interno en el equipo de medida. Este reloj se utiliza para la correcta funcionalidad de todos los elementos que integran a los equipos de medida, entre ellos, el visualizador. Por lo tanto, el auditor considera que este requerimiento no aplica para los medidores Monocuerpo que utilizará Enel para implementar sus soluciones.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0023; AT0025

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-37-3	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities
INODU-37-6	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” - Meter key components included into traceability
INODU-39-1	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – LC-displays
INODU-45-3	METSEION7400 PowerLogic ION7400 Panel mount meter - display - optical port and 2 pulse (10/2017) – LCD
INODU-55-4	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD
INODU-65-1	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – LCD
INODU-37-1	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – Estándares de referencia
INODU-40-4	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – Real time clock
INODU-44-1	ION7400 7EN02-0290-11 Architecture & ION Modules (01/2020) – Clock module
INODU-55-1	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Estándares
INODU-65-2	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Reloj en Tiempo Real

f) Auditoría inodú

De acuerdo a lo indicado en el comentario inodú del requerimiento, este no aplica para las UM que utilizará Enel.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, **no aplica** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0140.

4.43 Requerimiento AT0141

a) Requerimiento

AT0141: El visualizador de la UM deberá contar con un número de serie único e irrepetible que lo identifique.

b) Comentario inodú del requerimiento

Se debe verificar este requerimiento para cada una de las UM utilizadas por Enel.

En el caso de las soluciones que implementará Enel, se utilizarán solamente medidores Monocuerpo. En los medidores Monocuerpo se dispone de un número de serie que identifica al medidor como un único equipo, no es posible encontrar números de serie para cada una de las componentes del medidor.

El auditor verificará, para efectos de cumplir este requerimiento, que los equipos de medida poseen un número de serie.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0141

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-37-11	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – Marking and indicators
INODU-39-3	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – Nameplate

INODU-50-1	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Pantallas de visualización
INODU-55-7	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Nameplate
INODU-65-5	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Referencias del medidor

f) Auditoría inodú

En las evidencias INODU-37-11, INODU-39-3, INODU-55-7 e INODU-65-5 se indica el lugar físico de los equipos de medida NEXY-M, EMH, ISKRA e ITRON donde se dispone el número de serie, respectivamente. En el caso del medidor ION, en la evidencia INODU-50-1 se indica que se puede acceder al número de serie del equipo de medida mediante el menú de opciones para que este se muestre en el visualizador.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0141.

4.44 Requerimientos AT0142; AT0146

a) Requerimiento

AT0142: El visualizador de la UM deberá mostrar los datos almacenados en los registros del Medidor utilizando el código OBIS en conformidad con la norma IEC 62056-6-1:2017.

AT0146: Todos los datos entregados por la UM deben estar identificados de acuerdo con lo dispuesto por la norma IEC 62056-6-1:2017.

b) Comentario inodú del requerimiento

Se debe verificar este requerimiento para cada una de las UM utilizadas por Enel.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0142; AT0146

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Parcial”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. * Anexo técnico Art. 9.3
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-26-1	Declaración de conformidad de estándares. (EMH)
INODU-37-1	Lista de estándares de referencia. (NEXY-M)
INODU-37-10	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – LCD characteristics
INODU-39-1	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – LC-displays
INODU-40-1	Correspondencia de estándares. (EMH)
INODU-45-1	Lista de estándares. (ION)
INODU-50-1	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Pantallas de visualización
INODU-55-1	Estándares y referencias. (ISKRA)
INODU-55-4	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD
INODU-56-1	Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA)
INODU-65-1	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – LCD
INODU-66-1	Estándares aplicables. (ITRON)
INODU-66-4	Declaración de conformidad de estándares. (ITRON)
INODU-68-1	Declaración de conformidad de estándares. (ION)

f) Auditoría inodú

Al revisar las evidencias INODU-37-1, INODU-39-1, INODU-50-1, INODU-55-4 e INODU-65-1 se verifica que solamente los equipos de medida EMH, ISKRA e ITRON permiten la visualización del código OBIS. Sin embargo, al verificar el resto de las evidencias tabuladas en la sección anterior, no se indica el cumplimiento de la norma IEC 62056-6-1:2017 para ninguno de los equipos de medida revisados.

IEC 62056-6-1:2017						
Requerimiento/ Medidor	Norma	EMH	ION	ISKRA	ITRON	Enel v.2 – NEXY-M
AT0142	IEC 62056-6-1: 2017	Cumplimiento Parcial	No Especifica	Cumplimiento Parcial	Cumplimiento Parcial	No Especifica
AT0146	IEC 62056-6-1: 2017	No Especifica	No Especifica	No Especifica	No Especifica	No Especifica

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumplen **parcialmente** los requerimientos.

h) Observación auditoría

No se indica que los dispositivos son construidos en conformidad a la norma IEC 62056-6-1:2017.

En el caso de los equipos ION y NEXY-M, no se indica la capacidad de visualización del código OBIS.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-044 para cumplir totalmente los requerimientos.

4.45 Requerimiento AT0143

a) Requerimiento

AT0143: El visualizador de la UM deberá ser capaz de mostrar las distintas Alarmas del SMMC en el momento que ocurran.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0143

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION). * Medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-37-10	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – LCD characteristics
INODU-39-1	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – LC-displays

INODU-50-1	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Pantallas de visualización
INODU-55-4	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD
INODU-65-1	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – LCD

f) Auditoría inodú

A continuación, se indica la información disponible en las evidencias revisadas para cada uno de los equipos de medida que utilizará Enel para implementar sus soluciones:

- **EMH:** En la evidencia INODU-39-1 **no** se indica la capacidad de mostrar algún tipo de alarma en el visualizador disponible.
- **ION:** En la evidencia INODU-50-1 se indica que es posible mostrar en el visualizador tanto las alarmas activas como las alarmas históricas.
- **ISKRA:** En la evidencia INODU-55-4 se indica que el indicador de alarma del visualizador se activa cuando el estado de alarma del dispositivo se establece. No se indica ningún tipo de retardo entre la ocurrencia del estado de alarma y la visualización en el visualizador.
- **ITRON:** En la evidencia INODU-65-3 se indica que el ícono de alarma presente en el visualizador se enciende cuando el medidor detecta una condición de alarma activa. No se indica un retardo entre la detección de la condición de alarma y la visualización del ícono en el visualizador.
- **NEXY-M:** En la evidencia INODU-37-9 se indica que el ícono de alerta se muestra si alguna de las *flags* programables se detecta por el medidor. No se indica un retardo entre la detección de la condición de alarma y la visualización del ícono en el visualizador.

La siguiente tabla resume el estado de cumplimiento por cada uno de los equipos de medida que utilizará Enel para implementar sus soluciones.

Requerimiento / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON	Enel v.2 – NEXY-M
AT0143	No indica	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-045 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.46 Requerimiento AT0144

a) Requerimiento

AT0144: El visualizador de las UM deberá contar con modos de visualización - Automático y manual.

Automático: Modo por defecto que muestra información básica para los Clientes y/o Usuarios.

Manual: Modo al cual se accede mediante la pulsación de un botón y permite acceder a registros e información característica de la Unidad de Medida tales como fecha y hora, selección de tarifas, versiones de software, código OBIS, entre otros parámetros. Este modo permite la manipulación por técnicos y personal calificado.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0144

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	"Total"
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION. * Medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor "ELSTER" por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-37-3	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter "NEXY-M" – 7 meter's main functionalities
INODU-39-1	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – LC-displays
INODU-50-1	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Pantallas de visualización
INODU-55-4	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD
INODU-65-3	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Modo consulta del medidor.

f) Auditoría inodú

A continuación, se indica la información disponible en las evidencias revisadas para cada uno de los equipos de medida que utilizará Enel para implementar sus soluciones:

- **EMH:** En la evidencia INODU-39-1 **no** se indica la funcionalidad requerida por el requerimiento AT0144 en la descripción del visualizador.

- **ION:** En la evidencia INODU-50-1 se indica que el equipo de medida cuenta con 3 modos de visualización: Normal, Alternativa y Prueba. Se indica que los modos de visualización se deben configurar.

Al respecto, no se cuenta con evidencias adicionales de cómo se programarán los modos de visualización del medidor ION para cumplir con el requerimiento AT0144.

- **ISKRA:** En la evidencia INODU-55-4 se indica que el visualizador cuenta con un modo “test”. Se indica también que se cuenta con la opción de definir diferentes tarifas. Sin embargo, no se especifica que el visualizador cuente con la opción de definir o configurar: 1) un modo por defecto (o modo automático) y 2) un modo manual que permita acceder a la información que indica el requerimiento AT0144.

- **ITRON:** En la evidencia INODU-65-3 se indican los modos de visualización con los que cuenta el equipo de medida. Entre ellos están: 1) el modo normal, que indica parámetros predeterminados de valor de energía preseleccionados y otros, 2) los modos alternativo largo y alternativo corto que permiten acceder a información adicional configurable por el usuario.

Al respecto, no se cuenta con evidencias adicionales de cómo se programarán los modos de visualización del medidor ITRON para cumplir con el requerimiento AT0144.

- **NEXY-M:** En la evidencia INODU-37-3 se indica que el medidor permite dos tipos de visualización: automático y manual. Se indica *“The default mode is the manual one which cyclically shows the basic information for customer without the need to interact with the meter. Through the manual mode it is possible to activate submenus (by pressing the push button) in which additional information is shown to support technical and qualified personnel (date, time, software version...)”*.

Al respecto, se indica que el modo manual cumple ambas funciones de acuerdo a las definiciones del requerimiento AT0144, mientras que no se describe las funcionalidades del modo automático.

La siguiente tabla resume el estado de cumplimiento por cada uno de los equipos de medida que utilizará Enel para implementar sus soluciones.

Requerimiento / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON	Enel v.2 – NEXY-M
AT0144	No indica	Cumplimiento Parcial	No indica	Cumplimiento Parcial	Cumplimiento Parcial

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-046 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.47 Requerimiento AT0148

a) Requerimiento

AT0148: Las UM deberán disponer de una unidad de almacenamiento de la información obtenida, en períodos de integración de, al menos, 15 minutos.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0148

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION). * Medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-37-3	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities
INODU-40-6	EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) (28/05/2021) – Características
INODU-50-2	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Registro de datos
INODU-55-6	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Load profile
INODU-65-4	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Perfil de carga

f) Auditoría inodú

A continuación, se indica la información disponible en las evidencias revisadas para cada uno de los equipos de medida que utilizará Enel para implementar sus soluciones:

- **EMH:** En la evidencia INODU-40-6 se indica que se pueden programar intervalos de medición de 1 minuto, 5 minutos, 10 minutos, 15 minutos, 30 minutos 1 hora.

- **ION:** En la evidencia INODU-50-2 se indica que el equipo de medida cuenta con un registro de consumo eléctrico (Data Rec 1) cuya configuración de fábrica es de intervalos de 900 segundos (15 minutos) y con un alcance de registro de 3360 registros (35 días) bajo dicha configuración.
- **ISKRA:** En la evidencia INODU-55-6 se indica que el equipo de medida cuenta con dos perfiles de demanda de propósito general, el primero con una capacidad de 30000 registros y el segundo con una capacidad de 6000 registros. Se indica también que se pueden programar intervalos de medición de 5 minutos, 15 minutos, 30 minutos 1 hora y 1 día.
- **ITRON:** En la evidencia INODU-65-4 se indica que se dispone de los perfiles de carga "LP1" y "LP2". El perfil de carga LP1 tiene una capacidad de registro de 148 días considerando un intervalo de registro de 15 minutos, mientras que el perfil de carga LP2 tiene una capacidad de registro de 35 días considerando un intervalo de registro de 15 minutos.
- **NEXY-M:** En la evidencia INODU-37-3 se indica que el medidor permite registrar perfiles de carga. En particular, permite un registro de más de 45 días considerando un intervalo de registro de 15 minutos. Se indica "*Load profile recording, for active and reactive energy in all four quadrants. The integration period for load profile recording is programmable and it can be chosen between the following values: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30 or 60 minutes (with an integration period of 15 minutes, it is possible to store information for more than 45 days).*"

La siguiente tabla resume el estado de cumplimiento por cada uno de los equipos de medida que utilizará Enel para implementar sus soluciones.

Requerimiento / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON	Enel v.2 – NEXY-M
AT0148	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0148.

4.48 Requerimiento AT0149

a) Requerimiento

AT0149: La UM deberá disponer de memoria de almacenamiento de registros, con el suficiente número de canales para transmisión de datos que hagan factible el almacenamiento en períodos de integración de 15 minutos, durante un período mínimo de 45 días corridos.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0148

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION). * Medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-37-3	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities
INODU-40-6	EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) (28/05/2021) – Características
INODU-50-2	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Registro de datos
INODU-55-6	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Load profile
INODU-65-4	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Perfil de carga

f) Auditoría inodú

Este requerimiento se puede verificar de acuerdo a lo presentado en el desarrollo del requerimiento AT148. En el caso del medidor ION, este cuenta con capacidad de registro de hasta 35 días si se considera un intervalo de registro de 15 minutos. En el caso de los medidores EMH, ISKRA, ITRON y NEXY-M se verifica su capacidad de almacenar datos de perfil de carga en intervalos de 15 minutos por, al menos, 45 días corridos.

La siguiente tabla resume el estado de cumplimiento por cada uno de los equipos de medida que utilizará Enel para implementar sus soluciones.

Requerimiento / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON	Enel v.2 – NEXY-M
AT0149	Cumple	No cumple	Cumple	Cumple	Cumple

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No se indica en las evidencias disponibles que el medidor EMH cuente con capacidad de registro de perfil de carga. El medidor ION tiene capacidad de almacenamiento de datos de hasta 35 días.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-073 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.49 Requerimiento AT0150

a) Requerimiento

AT0150: La UM deberá poseer la capacidad de conservar los datos históricos inalterados ante ajustes de sincronización u otros.

b) Comentario inodú del requerimiento

Se debe verificar este requerimiento para cada una de las UM utilizadas por Enel.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0151

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION). * Medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-37-3	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities
INODU-40-6	EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) (28/05/2021) – Características
INODU-50-2	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Registro de datos
INODU-55-7	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Error types
INODU-65-6	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Descripción técnica

f) Auditoría inodú

En el desarrollo del requerimiento AT0151 se verifica que los equipos de medida cuentan con una memoria no volátil. Para poder verificar este requerimiento, es necesario contar con evidencias que indiquen la estructura con la cual se almacenarán los datos en la memoria no volátil.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-073 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.50 Requerimiento AT0151

a) Requerimiento

AT0151: La UM deberá tener la capacidad de mantener su configuración y memoria de masa durante, al menos, 45 días corridos, por medio de una memoria no volátil.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0149

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION). * Medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-37-3	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities
INODU-40-6	EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) (28/05/2021) – Características
INODU-50-2	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Registro de datos

INODU-55-7	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Error types
INODU-65-6	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Descripción técnica

f) Auditoría inodú

A continuación, se indica la información disponible en las evidencias revisadas para cada uno de los equipos de medida que utilizará Enel para implementar sus soluciones:

- **EMH:** En la evidencia INODU-39 se indica la presencia de una memoria EEPROM que puede mantener los datos almacenados en ausencia de una señal de voltaje.
- **ION:** En la evidencia INODU-50-2 se indica “*Los datos de la central de medida se almacena en la memoria no volátil, de modo que se conservan incluso si la central de medida pierde alimentación.*”
- **ISKRA:** En la evidencia INODU-55-7 se indica “*The non-volatile memory is used as a long-term persistent storage for periodical data history, billing data, event logs, register back-ups, parameters and any other data needed by the meter during a normal start up.*”
- **ITRON:** En la evidencia INODU-65-4 se presenta un diagrama de bloques que muestra los principales elementos funcionales del medidor. Se indica en dicho diagrama que el microcontrolador se comunica de manera bidireccional con una memoria flash, la cual es un tipo de memoria no volátil, con lo que se confirma la presencia de una memoria no volátil en este equipo de medida.
- **NEXY-M:** En la evidencia INODU-37-3 se indica “*Storage of configuration data and metrological information even without power supply for the entire lifetime of the meter (storage in non-volatile memory)*”.

La siguiente tabla resume el estado de cumplimiento por cada uno de los equipos de medida que utilizará Enel para implementar sus soluciones.

Requerimiento / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON	Enel v.2 – NEXY-M
AT0151	Cumple	Cumplimiento Parcial	Cumple	Cumple	Cumple

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

El medidor ION, a pesar de contar con una memoria no volátil, tiene capacidad de almacenamiento de datos de hasta 35 días (ver desarrollo del requerimiento AT0149).

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-048 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.51 Requerimiento AT0152

a) Requerimiento

AT0152: La UM deberá poseer la capacidad de modificar las opciones tarifarias en forma remota y local.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

Este requerimiento se debe verificar desde el punto de vista de las UM. Se debe verificar que existe la capacidad de:

- Configurar una opción tarifaria en la UM, y
- Establecer interfaces de comunicación bidireccionales con la UM, tanto de manera local como remota.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0049; AT0136

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	"Total"
Comentario Autoevaluación Enel	<ul style="list-style-type: none"> * Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION y medidor Enel v.2 * Casos de Uso 5 y 10 * SMMePlus UserManual * Starbeat UserManual * EPLUSMobile UserManual
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-37-3	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities
INODU-40-6	EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) - Características
INODU-50-6	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Tiempos de Uso
INODU-55-12	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Tariff program

INODU-65-10	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Comutación de coeficientes de energía
--------------------	--

f) Auditoría inodú

A continuación, se revisan las evidencias de los equipos de medida donde se indica la factibilidad de programar diferentes tarifas en los equipos:

- **EMH:** En la evidencia INODU-40-6 se indica que el equipo de medida soporta la programación de hasta 32 opciones tarifarias.
- **ION:** En la evidencia INODU-50-6 se mencionan los tiempos de uso (TDU) o “periodos horarios” y como estos se utilizan con las tarifas que las compañías eléctricas han programado en los medidores. En específico, se indica: *“Los tiempos de uso (TDU), también denominados “periodos horarios”, suelen utilizarse cuando una compañía eléctrica ha configurado programas con diferentes tarifas en función del día, el tipo de día y la fecha en los que se consume energía.”*
- **ISKRA:** En la evidencia INODU-55-12 se indica *“Tariff program is implemented with set of objects that are used to configure different seasons or weekly and daily programs, to define which certain tariffs should be active. Different actions can be performed with tariff switching as well (e.g. registering energy values in different tariffs or switching on/off bistable relay).”*
- **ITRON:** En la evidencia INODU-65-10 se indica *“[...] Las tarifas se definen y se descargan en el medidor usando la herramienta de soporte del medidor. Las nuevas tarifas se pueden definir y cargar en cualquier momento.”*
- **NEXY-M:** En la evidencia INODU-37-3 se indica, entre las principales funcionalidades del medidor, que es posible gestionar hasta 6 alternativas tarifarias.

Por otra parte, respecto al acceso remoto, en el desarrollo del requerimiento AT0136 se verificó que todas las UM que utilizará Enel cuentan con la capacidad de establecer comunicaciones bidireccionales con el SGO o con la Unidad Concentrador, según corresponda. Respecto al acceso local el caso del requerimiento AT0049, se identifica cumplimiento total para los medidores EMH, ISKRA, ITRON y NEXY-M, y se identifica cumplimiento parcial en el caso del medidor ION.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-008 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.52 Requerimiento AT0153

a) Requerimiento

AT0153: La UM deberá poseer la capacidad de totalizar las medidas de energía activa y reactiva.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

El término “capacidad de totalizar” no es específico y puede referirse a distintas capacidades. Para efectos de verificar este requerimiento, se considerará si la UM tiene la capacidad de almacenar medidas de energía totales de acuerdo a lo que se indica en sus respectivas documentaciones.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0153

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION). * Medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-37-3	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities
INODU-39	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020)
INODU-50-4	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Mediciones
INODU-55-9	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Energy
INODU-65-4	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – perfil de carga
INODU-65-7	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – magnitudes medidas

f) Auditoría inodú

A continuación, se indica la información disponible en las evidencias revisadas para cada uno de los equipos de medida que utilizará Enel para implementar sus soluciones:

- **EMH:** En la evidencia INODU-39 **no** se indica la funcionalidad requerida por el requerimiento AT0153 respecto de la presencia de la capacidad de totalizar las mediciones de energía activa y reactiva.
- **ION:** En la evidencia INODU-50-4 se indica que el equipo de medida es capaz de efectuar mediciones de energía con precisión de conteo bidireccionales por cuatro cuadrantes, entre las mediciones que permite, se indica “*kWh, kVARh y kVAh totales*”.

- **ISKRA:** En la evidencia INODU-55-9 se indica que el equipo de medida tiene la capacidad de registrar mediciones totales de energía activa, reactiva, aparente y de la operación en cada uno de los 4 cuadrantes.
- **ITRON:** En la evidencia INODU-65-4 se indica que los datos del medidor almacenador en los registros históricos de búfer se pueden leer en cualquier momento. Se indica que se puede configurar el medidor para obtener registros de energía totales (TER). En la evidencia INODU-65-7 se indican las magnitudes de energía medida por los registros de energía totales, entre las mediciones posibles se indica: energía activa (global y por fase) y energía reactiva (global y por fase).
- **NEXY-M:** En la evidencia INODU-37-3, si bien se indica "*Display of consumption data and service communications (displayed data are those measured by the meter)*" entre las principales funcionalidades del medidor, no se indica si corresponde a energía activa y energía reactiva, o bien solamente a energía activa.

La siguiente tabla resume el estado de cumplimiento por cada uno de los equipos de medida que utilizará Enel para implementar sus soluciones.

Requerimiento / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON	Enel v.2 – NEXY-M
AT0153	No indica	Cumple	Cumple	Cumple	Cumplimiento Parcial

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-055 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.53 Requerimiento AT0154

a) Requerimiento

AT0154: Las UM deberán poseer la capacidad de conservar los datos históricos y las Alarmas cuando no se cumpla con las métricas de Calidad del Producto definidas en la NTD. En particular, para el caso de las tensiones, se el medidor deberá conservar los datos históricos en los casos en que la tensión supere el 10% de la tensión nominal y cuando la tensión descienda del 15% de la tensión nominal.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0151; AT0185

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	"Total"
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION). * Medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor "ELSTER" por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-37-3	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter "NEXY-M" – 7 meter's main functionalities
INODU-40-6	EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) - Características
INODU-45-4	METSEION7400 PowerLogic ION7400 Panel mount meter - display - optical port and 2 pulse – Tensiones de Operación
INODU-54-1	ISKRA MT880-M 1801-02-1 ISKRA – Technical specifications
INODU-65-9	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Especificación técnica

f) Auditoría inodú

De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0151, los equipos de medida que utilizará Enel cuentan con una memoria no volátil para almacenar los datos históricos registrador por el medidor.

A continuación, se revisan las tensiones de operación soportadas por los equipos de medida que utilizará Enel:

- **EMH:** En INODU-40-6 se indica que los equipos de medida pueden soportar tensiones de operación que van desde los 100 V fase-fase hasta los 690 V fase-fase.
- **ION:** En INODU-45-4 se indica que las tensiones de operación de los equipos de medida van desde los 100 V fase-fase hasta los 690 V fase-fase.
- **ISKRA:** En INODU-54-1 se indica que la tensión nominal de operación de los equipos de medida va desde los 100 V fase-fase hasta los 415 V fase-fase. Adicionalmente, se indica que el rango de operación de tensión está entre los 80 % y el 115% de la tensión nominal de operación.
- **ITRON:** En INODU-65-9 se indica que la tensión operativa de los equipos de medida está entre el 80% y el 115% de la tensión de operación nominal de los dispositivos. Se indica además que la tensión de operación va desde los 100 V fase-fase hasta los 480 V fase-fase.

Adicionalmente, en el desarrollo del requerimiento AT0185 se revisan las razones de transformación de los TTMM que utilizará Enel para implementar sus soluciones. La tensión nominal en el devanado

secundario será de 120 V fase-fase, de esta forma, el requerimiento AT0154 deberá cumplirse cuando la tensión del devanado secundario esté entre los 102 V fase-fase y los 132 V fase-fase. Se concluye al revisar esta información que, en los rangos de tensión indicados por el requerimiento, las UM estarán en su estado de operación normal y, por lo tanto, los equipos de medida EMH, ION, ISKRA e ITRON cumplen el requerimiento.

Con respecto al equipo de medida NEXY-M, en INODU-37-3 se indica “*Voltage variation management: the meter is able to detect and store Low Voltage Variation respect to the nominal value. In particular the meter is able to detect (and store information) when the voltage goes above 10% (configurable parameter) or below 15% (configurable parameter) the nominal mains voltage, according to the requirements of the applicable standards of quality of service;*”, con lo que se verifica que se cumple el requerimiento AT0154 para este medidor.

La siguiente table resume el cumplimiento del requerimiento AT0154 para cada uno de los equipos de medida.

Requerimiento / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON	Enel v.2 – NEXY-M
AT0154	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0154.

4.54 Requerimiento AT0155

a) Requerimiento

AT0155: Las UM deben disponer de un acceso local que permita su lectura y parametrización, mediante un puerto y un canal de comunicaciones que deberán cumplir con los requerimientos establecidos en el Artículo 6-2 y Artículo 9-11 numeral 6 del Anexo Técnico.

b) Comentario inodú del requerimiento

El artículo 6-2 del Anexo Técnico SMMC de la NTD indica que las interfaces de acceso local podrán ser a través de interfaces cableadas o inalámbricas. Adicionalmente, se indica que los estándares aplicables a los protocolos de intercambio y modelos de datos para el acceso local deben cumplir con la norma IEC 62056.

El artículo 9-11 del Anexo Técnico SMMC de la NTD indica que, en el caso de las interfaces de acceso local para unidades de medida ubicadas en zonas de baja concentración de clientes, los estándares aplicables a protocolos de intercambio corresponden a las normas IEC 62056, ANSI C12.22 y ANSI C12.18. Por su

parte, se indica que los estándares aplicables a modelos de datos corresponden a las normas IEC 62056 y ANSI C12.19.

De acuerdo a lo indicado por Enel, los equipos de medida se utilizarán indistintamente en zonas de alta concentración de clientes y zonas de baja concentración de clientes.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0049

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION y medidor Enel v.2
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-26-1	Declaración de conformidad de estándares. (EMH)
INODU-37-1	Lista de estándares de referencia. (NEXY-M)
INODU-40-1	Correspondencia de estándares. (EMH)
INODU-45-1	Lista de estándares. (ION)
INODU-68-1	Declaración de conformidad de estándares. (ION)
INODU-55-1	Estándares y referencias. (ISKRA)
INODU-56-1	Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA)
INODU-66-1	Estándares aplicables. (ITRON)
INODU-66-4	Declaración de conformidad de estándares. (ITRON)

f) Auditoría inodú

De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0049, los equipos de medida que utilizará Enel cuentan con un acceso local mediante una conexión por Sonda Óptica. Adicionalmente, el equipo de medida NEXY-M cuenta con conexión tipo Bluetooth para efectos de acceso local.

La siguiente tabla resume, de acuerdo a lo revisado en las evidencias tabuladas en el punto anterior para los equipos de medida EMH, ION, ISKRA, ITRON y NEXY-M, el cumplimiento de los estándares exigidos por el requerimiento AT0155 de cada uno de los equipos de medida.

Norma / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON	Enel v.2 – NEXY-M
IEC 62056	Cumplimiento Parcial				
ANSI C12.18	No indica				
ANSI C12.19	No indica	Cumplimiento Parcial	No indica	No indica	No indica
ANSI C12.22	No indica				

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

A pesar de que se indica que los equipos EMH, ION, ISKRA e ITRON están construidos en conformidad con la norma IEC 62056 en las evidencias INODU-40-1, INODU-45-1, INODU-55-1, INODU-66-1 e INODU-37-1 respectivamente, las declaraciones de conformidad de estándares revisadas de los respectivos equipos no certifican conformidad con la norma IEC 62056.

En el caso del equipo de medida NEXY-M, a pesar de que se indica conformidad con la norma IEC 62056 en INODU-37-1, es necesario cumplir con el proceso de homologación de acuerdo al Artículo 9-3 del Anexo Técnico SMMC de la NTD.

Respecto de las normas ANSI C12.18 y ANSI C12.22, no se indica cumplimiento de la norma por ninguno de los equipos de medida.

Respecto de la norma ANSI C12.19 se indica cumplimiento solamente por el equipo de medida ION. De todas formas, no se indica cumplimiento de la norma en la declaración de conformidad de estándares (INODU-68-1).

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-066 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.55 Requerimiento AT0168

a) Requerimiento

AT0168: La caja del medidor y la UM deben permitir la instalación de sellos de seguridad.

b) Comentario inodú del requerimiento

Se debe verificar este requerimiento para cada una de las UM utilizadas por Enel.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0168

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de construcción de empalme y cajas de empalme
Observación inodú	No hay observaciones adicionales respecto de este requerimiento

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-74	Empalmes - CAJA PARA EMPALMES MONOFÁSICOS (Rev. 0- Sept/07)
INODU-75	Empalmes - CAJA DE PROTECCIÓN PARA EMPALMES SMART METER (Rev. 1- Junio/16)
INODU-76	Empalmes - CAJA PARA EMPALME TRIFASICO EQUIPO DE MEDIDA AR-48, AR-75, AR-100 (Rev. 2- Nov/98)
INODU-77	Empalmes - CAJA PARA EMPALMES MEDIDA DIRECTA (Rev. 1- Junio/03)
INODU-78	Empalmes - CAJA PARA EMPALMES MEDIDA INDIRECTA (Rev. 1- Junio/03)
INODU-79	Empalmes - CAJA PARA EMPALME TRIFASICO EQUIPO DE MEDIDA DIRECTA (Rev. 1- Nov/16)
INODU-112-1	SM01 Cambio de Medidor de Energía por Smart Meter VF – Sellos de seguridad

f) Auditoría inodú

En las evidencias INODU-74, INODU-75, INODU-76, INODU-77, INODU-78 e INODU-79 se indican las cajas para empalmes que utilizará Enel para sus equipos de medida. En la evidencia INODU-112-1 se evidencia la disposición de los sellos de seguridad para el caso del equipo de medida NEXY-M. En las evidencias revisadas no se indica el lugar donde deben ir instalados los sellos de seguridad para el caso de los equipos de medida EMH, ION, ISKRA e ITRON.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-074 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.56 Requerimiento AT0169

a) Requerimiento

AT0169: Las Unidades de Medida que cuenten con Medidores Monocuerpo deben cumplir con las normas técnicas vigentes nacionales, en particular la NCH Elec.4/2003, y con los requisitos establecidos en las normas IEC 60529:1989+AMD1:1999+AMD2:2013, IEC 62053-21:2003+AMD1:2016. Los Medidores Monocuerpo deben ser ubicados en cajas o armarios de medidores.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

De acuerdo a la norma IEC 62053-21:2003+AMD1:2016, los equipos de medida deben cumplir con requerimientos mecánicos y climáticos indicados en la norma IEC 62052-11. La norma IEC 62052-11 indica que los equipos de medida deben cumplir con el grado de protección IP51 en el caso de instalaciones en espacios interiores, y con el grado de protección IP54 en el caso de instalaciones a la intemperie. Los grados de protección a los que se refiere la norma están definidos en conformidad a la norma IEC 60529:1989+AMD1:1999+AMD2:2013 y la norma NCH Elec.4/2003.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0169

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Parcial”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de construcción de empalme y cajas de empalme
Observación inodú	Las especificaciones técnicas de construcción de empalme y cajas de empalme entregadas por Enel no indican cual es el grado de protección que brindan según lo indicado la norma IEC 60529 y la norma NCH Elec.4/2003.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-37-7	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – main performances of the meter.
INODU-40-6	EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) – Características.
INODU-45-1	METSEION7400 PowerLogic ION7400 Panel mount meter – display – optical port and 2 pulse - Estándares
INODU-54-1	ISKRA MT880-M 1801-02-1 ISKRA – Technical specifications

INODU-65-9	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Especificación Técnica
INODU-74	Empalmes - CAJA PARA EMPALMES MONOFÁSICOS (Rev. 0- Sept/07)
INODU-75	Empalmes - CAJA DE PROTECCIÓN PARA EMPALMES SMART METER (Rev. 1-Junio/16)
INODU-76	Empalmes - CAJA PARA EMPALME TRIFASICO EQUIPO DE MEDIDA AR-48, AR-75, AR-100 (Rev. 2- Nov/98)
INODU-77	Empalmes - CAJA PARA EMPALMES MEDIDA DIRECTA (Rev. 1- Junio/03)
INODU-78	Empalmes - CAJA PARA EMPALMES MEDIDA INDIRECTA (Rev. 1- Junio/03)
INODU-79	Empalmes - CAJA PARA EMPALME TRIFASICO EQUIPO DE MEDIDA DIRECTA (Rev. 1- Nov/16)

f) Auditoría inodú

En las especificaciones técnicas de los equipos de medida que utilizará Enel se indica el grado de protección que soportan los dispositivos. El siguiente cuadro resume los índices de protección revisados en las evidencias INODU-37-7, INODU-40-6, INODU-45-1, INODU-54-1 e INODU-65-9.

IP / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON	Enel v.2 – NEXY-M
IP	IP51 (opcional) IP54) IP31 terminales	IP54 front IP30 body	IP54	IP51	IP54

En las evidencias INODU-74, INODU-75, INODU-76, INODU-77, INODU-78 e INODU-79 se indican las cajas para empalmes que utilizará Enel para sus equipos de medida. No es posible verificar el grado de protección que brindan las cajas a los equipos de medida de acuerdo a la norma IEC 60529:1989+AMD1:1999+AMD2:2013 a partir de las evidencias disponibles. Por lo tanto, se debe evaluar el requerimiento considerando los índices de protección que indican los equipos de medida en sus respectivas documentaciones. La siguiente tabla resume el cumplimiento del requerimiento AT0169 para cada uno de los equipos de medida.

Requerimiento / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON	Enel v.2 – NEXY-M
AT0169	No cumple	No cumple	Cumple	Cumplimiento Parcial ¹	Cumple

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

¹ Se indica cumplimiento parcial debido a que, por su índice de protección, solamente puede ser instalado en interiores para cumplir el requerimiento.

h) Observación auditoría

Para cumplir totalmente el requerimiento se debe avanzar en la implementación de los planes ID-Planes-049 e ID-Planes-068.

4.57 Requerimiento AT0170

a) Requerimiento

AT0170: Las Unidades de Medida que cuenten con Medidores Bicuerpo deben garantizar la integridad de las mediciones efectuadas por el Medidor de la Unidad de Medida y su observación en un dispositivo independiente o Visualizador.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0170

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“No Aplica”
Comentario Autoevaluación Enel	*Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-37	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M”
INODU-39	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020)
INODU-50	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp
INODU-55	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016)
INODU-65	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010)

f) Auditoría inodú

De acuerdo a lo indicado por Enel, solamente se utilizarán equipos de medida Monocuerpo, por lo que no aplica este requerimiento.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, **no aplica** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0170.

4.58 Requerimiento AT0171

a) Requerimiento

AT0171: Las Unidades de Medida que cuenten con Medidores Centralizados deben cumplir con las exigencias aplicables a las Unidades de Medida con Medidores Monocuerpo y Medidores Bicuerpo, según corresponda.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0020

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“No Aplica”
Comentario Autoevaluación Enel	*Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION y medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-02-8	Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador)
INODU-02-9	Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto
INODU-37	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M”
INODU-39	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020)
INODU-50	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp
INODU-55	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016)

INODU-65

ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010)

f) Auditoría inodú

De acuerdo a lo indicado por Enel, solamente se utilizarán equipos de medida Monocuerpo. Los equipos de medida monocuerpo se comunicarán directamente con la Unidad Concentradora, o bien, con el Sistema de Gestión y Operación, por lo que no aplica este requerimiento.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, **no aplica** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0171.

4.59 Requerimiento AT0172

a) Requerimiento

AT0172: En las Unidades de Medida que cuenten con Medidores Centralizados, en las conexiones a las UM, deben ser protegidas de riesgos eléctricos y/o mecánicos.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0020

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“No Aplica”
Comentario Autoevaluación Enel	*Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION y medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-02-8	Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador)
INODU-02-9	Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto
INODU-37	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M”

INODU-39	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020)
INODU-50	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp
INODU-55	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016)
INODU-65	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010)

f) Auditoría inodú

De acuerdo a lo indicado por Enel, solamente se utilizarán equipos de medida Monocuerpo. Los equipos de medida monocuerpo se comunicarán directamente con la Unidad Concentrador, o bien, con el Sistema de Gestión y Operación, por lo que no aplica este requerimiento.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, **no aplica** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0172.

4.60 Requerimiento AT0173

a) Requerimiento

AT0173: En las Unidades de Medida que cuenten con Medidores Centralizados, al ser detectado un acceso no autorizado o una manipulación indebida de la UM, o bien cuando se generen alertas asociadas a situaciones de seguridad que pudieran afectar a las personas y/o equipos de medida, el medidor debe ser capaz de cortar el suministro eléctrico.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0020

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“No Aplica”
Comentario Autoevaluación Enel	*Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-02-8	Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador)
INODU-02-9	Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto
INODU-37	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter "NEXY-M"
INODU-39	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020)
INODU-50	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp
INODU-55	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016)
INODU-65	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010)

f) Auditoría inodú

De acuerdo a lo indicado por Enel, solamente se utilizarán equipos de medida Monocuerpo. Los equipos de medida monocuerpo se comunicarán directamente con la Unidad Concentradora, o bien, con el Sistema de Gestión y Operación, por lo que no aplica este requerimiento.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, **no aplica** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0173.

4.61 Requerimiento AT0174

a) Requerimiento

AT0174: En las Unidades de Medida que cuenten con Medidores Centralizados, las cajas deben contar con sistemas aptos para su instalación en ubicaciones tipo poste o en cualquiera de las condiciones técnicas utilizadas.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0020

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	"No Aplica"
Comentario Autoevaluación Enel	
Observación inodú	No hay observaciones adicionales

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-02-8	Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador)
INODU-02-9	Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto
INODU-37	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter "NEXY-M"
INODU-39	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020)
INODU-50	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp
INODU-55	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016)
INODU-65	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010)

f) Auditoría inodú

De acuerdo a lo indicado por Enel, solamente se utilizarán equipos de medida Monocuerpo. Los equipos de medida monocuerpo se comunicarán directamente con la Unidad Concentradora, o bien, con el Sistema de Gestión y Operación, por lo que no aplica este requerimiento.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, **no aplica** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0174.

4.62 Requerimiento AT0175

a) Requerimiento

AT0175: En las Unidades de Medida que cuenten con Medidores Centralizados, las cajas deben permitir la realización de pruebas o revisiones de rutina a las Unidades de Medida en el lugar en donde éstas se encuentren, por personal debidamente autorizado por la Empresa Distribuidora respectiva.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0020

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“No Aplica”
Comentario Autoevaluación Enel	
Observación inodú	No hay observaciones adicionales

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-02-8	Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador)
INODU-02-9	Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto
INODU-37	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M”
INODU-39	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020)
INODU-50	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp
INODU-55	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016)
INODU-65	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010)

f) Auditoría inodú

De acuerdo a lo indicado por Enel, solamente se utilizarán equipos de medida Monocuerpo. Los equipos de medida monocuerpo se comunicarán directamente con la Unidad Concentradora, o bien, con el Sistema de Gestión y Operación, por lo que no aplica este requerimiento.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, **no aplica** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0175.

4.63 Requerimiento AT0176

a) Requerimiento

AT0176: En las Unidades de Medida que cuenten con Medidores Centralizados, la caja debe cumplir con los niveles de protección IP de acuerdo con las condiciones ambientales a las que sean expuestas según

lo dispuesto en la norma IEC 60529:1989+AMD1:1999+AMD2:2013 y en la NCH Elec. 4/2003 o aquella que la reemplace.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0020

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“No Aplica”
Comentario Autoevaluación Enel	
Observación inodú	No hay observaciones adicionales

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-02-8	Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador)
INODU-02-9	Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto
INODU-37	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M”
INODU-39	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020)
INODU-50	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp
INODU-55	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016)
INODU-65	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010)

f) Auditoría inodú

De acuerdo a lo indicado por Enel, solamente se utilizarán equipos de medida Monocuerpo. Los equipos de medida monocuerpo se comunicarán directamente con la Unidad Concentradora, o bien, con el Sistema de Gestión y Operación, por lo que no aplica este requerimiento.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, **no aplica** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0176.

4.64 Requerimiento AT0177

a) Requerimiento

AT0177: Los UM correspondientes a servicios trifásicos menores deberán disponer de capacidad de medición de cuatro cuadrantes para energía activa y reactiva.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no es aplicable este requerimiento.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0139

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-39-1	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – LC-displays
INODU-50-1	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Pantallas de visualización
INODU-55-4	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD
INODU-65-1	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – LCD

f) Auditoría inodú

Es posible verificar este requerimiento en función de las evidencias presentadas sobre el dispositivo visualizador de los equipos de medida. En las evidencias INODU-39-1, INODU-50-1, INODU-55-4 e INODU-65-1 se verifica que los equipos de medida EMH, ION, ISKRA e ITRON tienen la capacidad de visualizar los consumos de energía activa y reactiva de acuerdo al cuadrante de operación. En todos los casos se indica la posibilidad de registrar 4 cuadrantes de operación, por lo que se verifica el cumplimiento del requerimiento.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0178.

4.65 Requerimiento AT0178

a) Requerimiento

AT0178: Los UM correspondientes a servicios trifásicos menores deberán disponer de un medidor de tipo estático normalizado clase de precisión 1 o superior.

b) Comentario inodú del requerimiento

No se indica si el requerimiento aplica para mediciones de potencia activa y reactiva, o bien, solamente a mediciones de potencia activa. De acuerdo a lo indicado en los requerimientos AT0089, AT0093, AT0097, AT0102, AT0106, AT0110, AT0114 y AT0118, las unidades de medida con conexión mediante transformador deben cumplir con estándares asociados a precisión de reactivos clase 2 y 3. Adicionalmente, al revisar los protocolos de certificación de equipos de medida publicados por la SEC (evidencias INODU-113, INODU-114 e INODU-115) se verifica que los equipos de medida se deben verificar para precisión 1, 0,5 o 0,2 solamente en términos de medición de energía activa.

Por lo anterior, se considera que el requerimiento se refiere a clase de precisión en la medición de energía activa solamente.

De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones con conexión semidirecta o indirecta podrán utilizar los equipos de medida EMH, ION, ISKRA o ITRON, por lo que este requerimiento se debe verificar para cada uno de los equipos de medida indicados en este párrafo.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0020

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-40-5	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – Tensiones de servicio y clases de precisión
INODU-50-5	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Precisión de medición
INODU-55-10	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Main meter properties
INODU-65-8	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Especificaciones generales

f) Auditoría inodú

En las evidencias INODU-40-5, INODU-50-5, INODU-55-10 e INODU-65-8 se indican las clases de precisión que admiten los equipos de medida. La siguiente tabla resume las clases de precisión de medición de energía activa que admiten los equipos de medida que se utilizarán para conexiones semidirectas o indirectas.

Clase / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON
Energía Activa	1/0.5 S/0.2 S	Hasta 0.2 S	Hasta 0.5 S	1/0.5 S/0.2 S

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0178.

4.66 Requerimiento AT0179

a) Requerimiento

AT0179: Los UM correspondientes a servicios trifásicos menores deberán disponer de indicadores visuales de, al menos, energía acumulada y demanda máxima.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0181

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-39-1	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020)
INODU-50-1	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Pantallas de visualización
INODU-55-4	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD
INODU-65-1	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – LCD

f) Auditoría inodú

En el desarrollo del requerimiento AT0181 se revisa la capacidad de registrar los consumos totales de energía activa y reactiva de los medidores. La información revisada se resume en la siguiente tabla.

Requerimiento / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON
AT0181	No indica	Cumple	Cumple	Cumple

Respecto de la capacidad de registrar la demanda máxima:

- EMH:** En la evidencia INODU-39-1 se indica la posibilidad de programar hasta 4 alternativas de demanda máxima para configuración de tarifas.
- ION:** En la evidencia INODU-50-1 se indica que es posible mostrar en el visualizador diversas variables, entre ellas los valores de demanda máxima.
- ISKRA:** En la evidencia INODU-55-4 se evidencia en la información del visualizador de que es posible configurar umbrales de demanda en el medidor.
- ITRON:** En la evidencia INODU-65-1 se evidencia en la información del visualizador de que es posible configurar umbrales de demanda en el medidor.

En las evidencias presentadas, se verifica que es posible registrar los valores de energía acumulada en el caso de los medidores ION, ISKRA e ITRON. Se verifica que es posible registrar los valores de demanda máxima en el caso de los medidores EMH, ION, ISKRA e ITRON. Sin embargo, para que estos puedan ser visualizados en el visualizador, es necesario programar los equipos de medida. No se cuenta con evidencias de cómo se programarán los equipos de medida para cumplir con el requerimiento.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-055 respecto del equipo de medida EMH para cumplir totalmente el requerimiento.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-047 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.67 Requerimiento AT0180

a) Requerimiento

AT0180: Los UM correspondientes a servicios trifásicos menores deberán disponer del número suficiente de canales de transmisión de datos que permitan cumplir con las exigencias del Anexo Técnico.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no es aplicable este requerimiento.

De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones semidirectas o indirectas se considerarán solamente para la solución “Medidor punto a punto”. Por lo tanto, se debe verificar que las UM tengan los suficientes canales de transmisión de datos para establecer las interfaces de comunicación “I0” e “I2”.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0020; AT0049; AT0051

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-02-1	Definición Solución Enel Acceso Local

INODU-02-2	Tipos de comunicación Celular
INODU-02-5	Sistema de Gestión y Operación para Medidor Enel
INODU-02-7	Definición interfaces en Solución Enel
INODU-02-9	Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto
INODU-04-4	Caso 1 AMI Platform Network Solution_v.3, Acceso Local – Sonda Óptica / Dispositivo de Bluetooth
INODU-08-2	Caso 5 In Field Meter Program_v.3 – Configuración y actualización a través del puerto óptico
INODU-08-3	Caso 5 In Field Meter Program_v.3 – Configuración y actualización a través del módulo Bluetooth
INODU-23-1	Manual del Router, información sobre conexiones WAN.
INODU-24-1	Datasheet RUT955 –Ethernet
INODU-40-2	EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) (28/05/2021) - Additional equipment features of the LZQJ-XC
INODU-40-3	EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) (28/05/2021) – Data interfaces
INODU-45-2	METSEION7400 PowerLogic ION7400 Panel mount meter - display - optical port and 2 pulse (10/2017) - Communication
INODU-55-1	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) - Estándares
INODU-55-2	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) - 3.3. Main meter properties
INODU-66-1	ITRON SL-7000-RT D2021471-AA installation guide (2012) - Estándares
INODU-66-2	ITRON SL-7000-RT D2021471-AA installation guide (2012) - Communication
INODU-66-3	ITRON SL-7000-RT D2021471-AA installation guide (2012) – Communication
INODU-91-1	10.SMM ePlus - Requirements - Integration 2.4 – 3 Architecture
INODU-98-10	7. Especificación técnica de Interfaces para Interoperabilidad (relativa a la Plataforma y medios de comunicación)
INODU-101-1	6.SMM ePlus Interfaces Diagram_v2_original
INODU-101-2	6.SMM ePlus Interfaces Diagram_v2_original

f) Auditoría inodú

La verificación de este requerimiento es equivalente a la verificación de los requerimientos AT0049 sobre la interfaz I0 y AT0051 sobre la interfaz I2, solamente considerando el caso de los equipos de medida EMH, ION, ISKRA e ITRON².

En el caso del requerimiento AT0051, se identifica cumplimiento total para los medidores EMH, ION, ISKRA e ITRON. En el caso del requerimiento AT0049, se identifica cumplimiento total para los medidores EMH, ISKRA e ITRON, y se identifica cumplimiento parcial en el caso del medidor ION.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-008 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.68 Requerimiento AT0181

a) Requerimiento

AT0181: Los UM correspondientes a servicios trifásicos menores deberán tener la capacidad de totalizar las medidas de energía activa y reactiva.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0153

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

² Los requerimientos AT0049 y AT0051 se verifican también para el equipo de medida NEXY-M y la Unidad Concentrador, según sea el caso.

Evidencia ID	Contenido
INODU-39	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020)
INODU-50-4	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Mediciones
INODU-55-9	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Energy
INODU-65-4	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – perfil de carga
INODU-65-7	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – magnitudes medidas

f) Auditoría inodú

En el desarrollo del requerimiento AT0153 se verifica la capacidad de totalizar las mediciones de energía activa y reactiva para los equipos de medida que utilizará Enel. El cumplimiento de este requerimiento es equivalente al cumplimiento del requerimiento AT0153 considerando solamente los equipos de medida que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. Al respecto, la siguiente tabla resume el cumplimiento de cada uno de los equipos de medida.

Requerimiento / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON
AT0181	No indica	Cumple	Cumple	Cumple

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-055 respecto del equipo de medida EMH para cumplir totalmente el requerimiento.

4.69 Requerimiento AT0182

a) Requerimiento

AT0182: Los UM correspondientes a servicios trifásicos menores deberán disponer de indicadores visuales de Alarmas.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0143

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	"Total"
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor "ELSTER" por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-39-1	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – LC-displays
INODU-50-1	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Pantallas de visualización
INODU-55-4	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD
INODU-65-1	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – LCD

f) Auditoría inodú

La verificación de este requerimiento es equivalente a la verificación del requerimiento AT0143 para el caso de los medidores EMH, ION, ISKRA e ITRON. La siguiente tabla resume el cumplimiento del requerimiento AT0182 para cada uno de los equipos de medida mencionados.

Requerimiento/ Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON
AT0182	No indica	Cumple	Cumple	Cumple

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-045 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.70 Requerimiento AT0183

a) Requerimiento

AT0183: Los UM correspondientes a servicios trifásicos menores deberán disponer de características de registro de Eventos SMMC que permitan cumplir con las exigencias del Anexo Técnico.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

En el Artículo 4-7 del Anexo Técnico SMMC de la NTD se indican las características de registro de eventos SMMC y alarmas con que debe contar el SMMC. Se indica las variables mínimas que deben ser activadas, registradas, comunicadas y almacenadas por las UM, estas son:

- Conexión/desconexión,
- Interrupción de suministro,
- Limitación de consumos,
- Estado de comunicaciones (disponible o no disponible),
- Tarifa (periodo tarifario),
- Fecha y hora (datos programados en el equipo de medida),
- Presencia de fases (datos identificados por el equipo de medida),
- Indicación del sentido de energía,
- Potencia máxima demandada,
- Potencia contratada,
- Apertura tapa bornes (Apertura programada y no programada de tapa de bornes),
- Mantenimiento de equipo (Intervención programada sobre el equipo de medición),
- Errores (Normal, Lógico o de Software), e
- Inyección de excedentes permitida (de acuerdo con Artículo 5-4 NT Netbilling).

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0024

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	<ul style="list-style-type: none"> * Especificaciones de Polifásicos * Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. * SMMePLUS * Starbeat - Pendiente.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-39-1	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – LC-displays
INODU-50-9	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Registro de eventos
INODU-50-10	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Alarmas y alertas
INODU-55-13	MT880 User manual v.3 – Event logs
INODU-55-4	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD
INODU-65-11	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Monitoreo
INODU-65-1	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Pantalla del medidor

f) Auditoría inodú

A partir de las evidencias revisadas, en el siguiente cuadro se indican las variables que cada medidor analizado puede registrar y comunicar.

Variable / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON
Conexión/ desconexión ^{3*}	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica
Interrupción de suministro	No indica	Cumplimiento Parcial	Cumplimiento Parcial	Cumple
Limitación de consumos*	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica
Estado de comunicaciones	Cumplimiento Parcial	Cumplimiento Parcial	Cumplimiento Parcial	Cumple
Tarifa	Cumplimiento Parcial	Cumplimiento Parcial	Cumplimiento Parcial	Cumple
Fecha y hora	No indica	Cumplimiento Parcial	Cumplimiento Parcial	Cumplimiento Parcial
Presencia de fases	Cumplimiento Parcial	Cumplimiento Parcial	Cumplimiento Parcial	Cumple
Indicación del sentido de energía	Cumplimiento Parcial	Cumplimiento Parcial	Cumplimiento Parcial	Cumplimiento Parcial

³ El artículo 6-11 de la NTD indica que “el sistema deberá permitir la conexión y desconexión y limitación de consumos o inyecciones de Clientes o Usuarios de manera remota”. Al respecto, según lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0024, esta exigencia no es aplicable para las UM que cuenten con TTMM.

Potencia máxima demandada	Cumplimiento Parcial	Cumplimiento Parcial	Cumplimiento Parcial	Cumplimiento Parcial
Potencia contratada	Cumplimiento Parcial	Cumplimiento Parcial	Cumplimiento Parcial	Cumplimiento Parcial
Apertura tapa bornes	No indica	Cumplimiento Parcial	Cumplimiento Parcial	Cumple
Mantenimiento de equipo	No indica	Cumplimiento Parcial	Cumplimiento Parcial	Cumple
Errores	Cumplimiento Parcial	Cumplimiento Parcial	Cumplimiento Parcial	Cumple
Inyección de excedentes permitida	No indica	Cumplimiento Parcial	Cumplimiento Parcial	Cumplimiento Parcial

Respecto del medidor EMH, en la documentación disponible no se indica la capacidad de registrar o comunicar alguna de las variables que se indican en la tabla. Sin embargo, en la evidencia INODU-39-1 se indica la capacidad de visualizar las variables mediante el visualizador disponible en el medidor, por lo que se clasifica como “Cumplimiento Parcial”.

Respecto del medidor ION, en la evidencia INODU-50-9 se indica la capacidad del equipo de medida de registrar eventos. En la evidencia INODU-50-10 se indica que es posible programar el equipo de medida de modo de generar alarmas ante cambios en las variables que este mide. Las alarmas o eventos pueden ser de umbral, digital, de perturbación o unarias. Si bien es posible cumplir con cada una de las variables exigidas por el artículo 4-7 del Anexo Técnico SMMC utilizando la combinación de estos factores, no se cuenta con documentación de cómo se programará el dispositivo de modo de cumplir la exigencia, por lo que se clasifica como “Cumplimiento Parcial”.

Respecto del medidor ISKRA, en la evidencia INODU-55-13 se indican todos los tipos de eventos que el equipo de medida es capaz de registrar. Adicionalmente, la evidencia INODU-55-4 indica algunas variables que se muestran en la pantalla LCD del medidor y que es posible guardar en los registros. Algunas de estas variables se indican en el artículo 4-7 del Anexo Técnico SMMC, por lo que deben ser reportados como eventos. Si bien es posible cumplir con cada una de las variables exigidas por el artículo 4-7 del Anexo Técnico SMMC, no se cuenta con documentación de cómo se programará el dispositivo de modo de cumplir la exigencia, por lo que se clasifica como “Cumplimiento Parcial”.

Respecto del medidor ITRON, en la evidencia INODU-65-11 se indican algunas alarmas y eventos que es capaz de registrar el dispositivo. Se indica también que dichas alarmas son configuradas de fábrica. Respecto de las alarmas y eventos SMMC que se indican en el artículo 4-7 del Anexo Técnico SMMC, algunas de estas variables son registradas por el equipo de medida con respecto a la medición de datos (por ejemplo, el sentido de la energía), y si bien no están catalogadas por el equipo de medida como alarmas, en INODU-65-1 se verifica la capacidad del medidor de registrar dichas variables. Si bien es posible cumplir con cada una de las variables exigidas por el artículo 4-7 del Anexo Técnico SMMC, no se

cuenta con documentación de cómo se programará el dispositivo de modo de cumplir la exigencia, por lo que se algunas variables se clasifican como “Cumplimiento Parcial”.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-072 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.71 Requerimiento AT0184

a) Requerimiento

AT0184: En los UM correspondientes a servicios trifásicos menores, para Clientes y/o Usuarios que no puedan optar a un régimen tarifario no sometido a regulación de precios deben registrar, al menos, las variables definidas en el Artículo 4-5 del Anexo Técnico, diferenciando aquellos Clientes y/o Usuarios que dispongan de la generación residencial a que se refiere el artículo 149 bis de la Ley o el que lo reemplace.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

En el artículo 4-5 del Anexo Técnico SMMC de la NTD se indica que las unidades de medida deben ser capaces de registrar, al menos:

- Energía Activa Consumida,
- Energía Reactiva Consumida,
- Energía Activa Inyectada,
- Energía Reactiva Inyectada,
- Tensiones, y
- Corrientes.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0184

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. * SMMePLUS

	* Documento Starbeat
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-40-6	EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) (28/05/2021) – Características
INODU-50-4	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Mediciones
INODU-55-11	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Measurement system
INODU-65-7	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Magnitudes medidas

f) Auditoría inodú

Las variables que se pueden registrar con los equipos de medida EMH, ION, ISKRA e ITRON se indican en las evidencias INODU-40-6, INODU-50-4, INODU-55-11 e INODU-65-7 respectivamente.

- **EMH:** Se indica que es posible registrar “+A, -A (*Active Energy*); +R, -R, R₁, R₂, R₃, R₄ (*Reactive Energy*); S, Ah, U²h, I²h (*Additional*)”.
- **ION:** Se indica que es posible registrar kWh, kVARh y kVAh entregados y recibidos, así como también voltios al cuadrado por hora y amperios al cuadrado por hora.
- **ISKRA:** Se indica:

“*Measured quantities:*

 - *Active energy/demand: nominal frequency with included harmonics,*
 - *Reactive energy/demand, measured according to RMS values of voltage and current [...]*
 - *RMS phase voltages and phase currents,*
 - *Phase angles between voltages, phase angles between phase voltages and phase currents,*
 - *[...]*”
- **ITRON:** Se indica que es posible registrar kWh importados y exportados, kVARh importados y exportados, así como también tensiones y corrientes RMS por fase.

Requerimiento / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON
AT0184	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0184.

4.72 Requerimiento AT0185

a) Requerimiento

AT0185: En los UM correspondientes a servicios trifásicos menores, las constantes de razón de transformación de los transformadores de medida deben estar configuradas de modo tal que los datos de la medida correspondan a la energía inyectada y/o retirada. Las variables de energía deberán registrarse en periodos de integración de, al menos, 15 minutos; mientras que para las variables de tensión y corriente deberá considerarse el promedio en intervalos de, al menos, 15 minutos.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0021; AT0148

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-70-1	TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 25 kV (REV. 3 - Julio 2018)
INODU-71-1	TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 15 kV (REV. 8 - Julio 2018)
INODU-72-1	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 kV (REV. 1 - Mayo 2018)
INODU-73-1	TRANSFORMADORES DE POTENCIAL INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 kV (REV. 1 - Mayo 2018)

INODU-39	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020)
INODU-50-3	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp
INODU-55-8	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016)
INODU-65	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010)

f) Auditoría inodú

En el desarrollo del requerimiento AT0021 se revisaron los transformadores de medida que serán utilizados por Enel en sus redes de distribución para la conexión de equipos de medida con conexiones semidirectas e indirectas. La siguiente tabla resume las razones de transformación posibles de los TTMM.

TTMM	INODU-70 TP+TC 25kV	INODU-71 TP+TC 15kV	INODU-72 TC 15kV – 25kV	INODU-73 TP 15kV – 25kV
Razones TP	24kV/120V (200)	12kV/120V (100)	No aplica	12kV/120V (100) 24kV/120V (200)
Razones TC	2,5A/5A (0,5) 5A/5A (1) 10A/5A (2) 20A/5A (4) 30A/5A (6) 50A/5A (10) 100A/5A (20) 300A/5A (60) 500A/5A (100) 600A/5A (120) 750A/5A (150)	2,5A/5A (0,5) 5A/5A (1) 10A/5A (2) 20A/5A (4) 30A/5A (6) 50A/5A (10) 100A/5A (20) 300A/5A (60) 500A/5A (100) 600A/5A (120) 750A/5A (150)	5A/5A (1) 10A/5A (2) 15A/5A (3) 20A/5A (4) 25A/5A (5) 30A/5A (6) 40A/5A (8) 50A/5A (10) 75A/5A (25) 100A/5A (20) 150A/5A (30) 200A/5A (40) 300A/5A (60) 400A/5A (80) 500A/5A (100) 600A/5A (120) 800A/5A (160)	No aplica

A continuación, se indica la información disponible en las evidencias revisadas para cada uno de los equipos de medida que utilizará Enel para implementar sus soluciones:

- **EMH:** En la evidencia INODU-39 **no** se indica la capacidad de ingresar la razón de transformación para mediciones semidirectas o indirectas.
- **ION:** En la evidencia INODU-50-3 se indica que es posible configurar la razón de transformación, tanto para mediciones de voltaje como de corriente, en el caso de mediciones semidirectas o indirectas.

- **ISKRA:** En la evidencia INODU-55-8 se indica que es posible configurar la razón de transformación, tanto para mediciones de voltaje como de corriente, en el caso de mediciones semidirectas o indirectas.
- **ITRON:** En la evidencia INODU-65 **no** se indica la capacidad de ingresar la razón de transformación para mediciones semidirectas o indirectas.

La siguiente tabla resume el estado de cumplimiento por cada uno de los equipos de medida que utilizará Enel para implementar sus soluciones.

Requerimiento / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON
AT0185	No indica	Cumple	Cumple	No indica

Respecto de la capacidad de registro de información en intervalos de 15 minutos, esto se verifica en el desarrollo del requerimiento AT0148. Al respecto, la siguiente tabla indica el cumplimiento del requerimiento AT0148 de los equipos de medida EMH, ION, ISKRA e ITRON.

Requerimiento / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON
AT0148	No indica	Cumple	Cumple	Cumple

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación de los planes ID-Planes-047 e ID-Planes-050 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.73 Requerimiento AT0186

a) Requerimiento

AT0186: Las UM correspondientes a servicios trifásicos mayores deberán disponer de capacidad de medición de cuatro cuadrantes para energía activa y reactiva.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
-------------	------------------

Requerimientos	AT0177
----------------	--------

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	"Total"
Comentario Autoevaluación Enel	Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor "ELSTER" por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-39-1	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – LC-displays
INODU-50-1	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Pantallas de visualización
INODU-55-4	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD
INODU-65-1	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – LCD

f) Auditoría inodú

En el caso de los servicios trifásicos mayores se podrán utilizar los mismos equipos de medida que en el caso de los servicios trifásicos menores, por lo que la verificación de cumplimiento de este requerimiento es equivalente a verificar el requerimiento AT0177.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0177.

4.74 Requerimiento AT0187

a) Requerimiento

AT0187: Las UM correspondientes a servicios trifásicos mayores deberán disponer de un Medidor de tipo estático normalizado clase de precisión 0,5 o superior.

b) Comentario inodú del requerimiento

No se indica si el requerimiento aplica para mediciones de potencia activa y reactiva, o bien, solamente a mediciones de potencia activa. De acuerdo a lo indicado en los requerimientos AT0089, AT0093, AT0097, AT0102, AT0106, AT0110, AT0114 y AT0118, las unidades de medida con conexión mediante

transformador deben cumplir con estándares asociados a precisión de reactivos clase 2 y 3. Adicionalmente, al revisar los protocolos de certificación de equipos de medida publicados por la SEC (evidencias INODU-113, INODU-114 e INODU-115) se verifica que los equipos de medida se deben verificar para precisión 1, 0,5 o 0,2 solamente en términos de medición de energía activa.

Por lo anterior, se considera que el requerimiento se refiere a clase de precisión en la medición de energía activa solamente.

De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones con conexión semidirecta o indirecta podrán utilizar los equipos de medida EMH, ION, ISKRA o ITRON, por lo que este requerimiento se debe verificar para cada uno de los equipos de medida indicados en este párrafo.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0178

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-40-5	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – Tensiones de servicio y clases de precisión
INODU-50-5	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Precisión de medición
INODU-55-10	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Main meter properties
INODU-65-8	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Especificaciones generales

f) Auditoría inodú

En las evidencias INODU-40-5, INODU-50-5, INODU-55-10 e INODU-65-8 se indican las clases de precisión que admiten los equipos de medida. La siguiente tabla resume las clases de precisión de medición de

energía activa que admiten los equipos de medida que se utilizarán para conexiones semidirectas o indirectas.

Clase / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON
Energía Activa	1/0.5 S/0.2 S	Hasta 0.2 S	Hasta 0.5 S	1/0.5 S/0.2 S

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0187.

4.75 Requerimiento AT0188

a) Requerimiento

AT0188: Las UM correspondientes a servicios trifásicos mayores deberán disponer de indicadores visuales de, al menos, energía acumulada y demanda máxima.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0190

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-39-1	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020)

INODU-50-1	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Pantallas de visualización
INODU-55-4	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD
INODU-65-1	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – LCD

f) Auditoría inodú

En el desarrollo del requerimiento AT0190 se revisa la capacidad de registrar los consumos totales de energía activa y reactiva de los medidores. La información revisada se resume en la siguiente tabla.

Requerimiento / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON
AT0190	No indica	Cumple	Cumple	Cumple

Respecto de la capacidad de registrar la demanda máxima:

- **EMH:** En la evidencia INODU-39-1 se indica la posibilidad de programar hasta 4 alternativas de demanda máxima para configuración de tarifas.
- **ION:** En la evidencia INODU-50-1 se indica que es posible mostrar en el visualizador diversas variables, entre ellas los valores de demanda máxima.
- **ISKRA:** En la evidencia INODU-55-4 se evidencia en la información del visualizador de que es posible configurar umbrales de demanda en el medidor.
- **ITRON:** En la evidencia INODU-65-1 se evidencia en la información del visualizador de que es posible configurar umbrales de demanda en el medidor.

En las evidencias presentadas, se verifica que es posible registrar los valores de energía acumulada en el caso de los medidores ION, ISKRA e ITRON. Se verifica que es posible registrar los valores de demanda máxima en el caso de los medidores EMH, ION, ISKRA e ITRON. Sin embargo, para que estos puedan ser visualizados en el visualizador, es necesario programar los equipos de medida. No se cuenta con evidencias de cómo se programarán los equipos de medida para cumplir con el requerimiento.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-055 respecto del equipo de medida EMH para cumplir totalmente el requerimiento.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-047 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.76 Requerimiento AT0189

a) Requerimiento

AT0189: Las UM correspondientes a servicios trifásicos mayores deberán disponer del número suficiente de canales de transmisión de datos que permitan cumplir con las exigencias del Anexo Técnico.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones semidirectas o indirectas se considerarán solamente para la solución “Medidor punto a punto”. Por lo tanto, se debe verificar que las UM tengan los suficientes canales de transmisión de datos para establecer las interfaces de comunicación “I0” e “I2”.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0180

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-02-1	Definición Solución Enel Acceso Local
INODU-02-2	Tipos de comunicación Celular
INODU-02-5	Sistema de Gestión y Operación para Medidor Enel
INODU-02-7	Definición interfaces en Solución Enel
INODU-02-9	Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto
INODU-04-4	Caso 1 AMI Platform Network Solution_v.3, Acceso Local – Sonda Óptica / Dispositivo de Bluetooth
INODU-08-2	Caso 5 In Field Meter Program_v.3 – Configuración y actualización a través del puerto óptico

INODU-08-3	Caso 5 In Field Meter Program _v.3 – Configuración y actualización a través del módulo Bluetooth
INODU-23-1	Manual del Router, información sobre conexiones WAN.
INODU-24-1	Datasheet RUT955 –Ethernet
INODU-40-2	EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) (28/05/2021) - Additional equipment features of the LZQJ-XC
INODU-40-3	EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) (28/05/2021) – Data interfaces
INODU-45-2	METSEION7400 PowerLogic ION7400 Panel mount meter - display - optical port and 2 pulse (10/2017) - Communication
INODU-55-1	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) - Estándares
INODU-55-2	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) - 3.3. Main meter properties
INODU-66-1	ITRON SL-7000-RT D2021471-AA installation guide (2012) - Estándares
INODU-66-2	ITRON SL-7000-RT D2021471-AA installation guide (2012) - Communication
INODU-66-3	ITRON SL-7000-RT D2021471-AA installation guide (2012) – Communication
INODU-91-1	10.SMM ePlus - Requirements - Integration 2.4 – 3 Architecture
INODU-98-10	7. Especificación técnica de Interfaces para Interoperabilidad (relativa a la Plataforma y medios de comunicación)
INODU-101-1	6.SMMePlus Interfaces Diagram_v2_original
INODU-101-2	6.SMMePlus Interfaces Diagram_v2_original

f) Auditoría inodú

En el caso de los servicios trifásicos mayores se podrán utilizar los mismos equipos de medida que en el caso de los servicios trifásicos menores, por lo que la verificación de cumplimiento de este requerimiento es equivalente a verificar el requerimiento AT0180.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-008 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.77 Requerimiento AT0190

a) Requerimiento

AT0190: Las UM correspondientes a servicios trifásicos mayores deberán tener la capacidad de totalizar las medidas de energía activa y reactiva.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0153; AT0181

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-39	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020)
INODU-50-4	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Mediciones
INODU-55-9	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Energy
INODU-65-4	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – perfil de carga
INODU-65-7	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – magnitudes medidas

f) Auditoría inodú

En el desarrollo de los requerimientos AT0153 y AT0181 se verifica la capacidad de totalizar las mediciones de energía activa y reactiva para los equipos de medida que utilizará Enel. El cumplimiento de este requerimiento es equivalente al cumplimiento de los requerimientos AT0153 y AT0181 considerando solamente los equipos de medida que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. Al respecto, la siguiente tabla resume el cumplimiento de cada uno de los equipos de medida.

Requerimiento / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON
AT0190	No indica	Cumple	Cumple	Cumple

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-055 respecto del equipo de medida EMH para cumplir totalmente el requerimiento.

4.78 Requerimiento AT0191

a) Requerimiento

AT0191: Las UM correspondientes a servicios trifásicos mayores deberán contar con un mecanismo de gestión de demanda.

b) Comentario inodú del requerimiento

Se debe verificar este requerimiento para cada una de las UM utilizadas por Enel.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0191

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“No Aplica”
Comentario Autoevaluación Enel	
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-117-1	Correo CNE – Comentarios primera entrega casos de uso SMMC.

f) Auditoría inodú

En el comentario de autoevaluación de Enel se indica que no aplica el presente requerimiento a las UM de Enel. En la evidencia INODU-117-1 se indica, para el caso de uso número 8 sobre mecanismo de gestión de demanda, lo siguiente:

“El AT SMMC establece exigencias en cuanto a que las unidades de medida deben contar con un mecanismo de gestión de demanda para usuarios que puedan optar a un régimen tarifario no sometido a regulación de precios. Si bien aún no está definida la estructura normativa de dicho proceso, se recomienda tratar este caso de uso de manera genérica. Ello, por ejemplo, podría corresponder a un componente del SGO encargado de emitir y propagar instrucciones de gestión de demanda hacia la unidad de medida, sin indicar las reglas sobre las cuales opera, especificando (dentro de la descripción, supuestos y precondiciones) los mecanismos/capacidades de gestión de

demanda con que cuenta la unidad de medida contemplada por cada distribuidor. El detalle sobre la construcción del componente de gestión de la demanda y su operación será igualmente evaluado en los procesos de homologación inicial y auditorías posteriores.”

A juicio de inodú, si bien desde la autoridad se indica que no existe una estructura normativa definida para el proceso de gestión de demanda, no se descarta en el comunicado el que las unidades de medida deban contar con los mecanismos de gestión de demanda que le permitan gestionar eventualmente la demanda de sus clientes. Al respecto, no se cuenta con evidencia que indique la presencia de mecanismos de gestión de demanda en las Unidades de Medida que utilizará Enel.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, **no cumple** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-075 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.79 Requerimiento AT0192

a) Requerimiento

AT0192: Las UM correspondientes a servicios trifásicos mayores deberán disponer de indicadores visuales de Alarmas.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0182

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-37-10	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – LCD characteristics
INODU-39-1	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – LC-displays
INODU-50-1	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Pantallas de visualización
INODU-55-4	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD
INODU-65-1	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – LCD

f) Auditoría inodú

En el caso de los servicios trifásicos mayores se podrán utilizar los mismos equipos de medida que en el caso de los servicios trifásicos menores, por lo que la verificación de cumplimiento de este requerimiento es equivalente a verificar el requerimiento AT0182.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-045 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.80 Requerimiento AT0193

a) Requerimiento

AT0193: Las UM correspondientes a servicios trifásicos mayores deberán disponer de un registro de las características de los Eventos SMMC que permitan cumplir con las exigencias del Anexo Técnico.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

En el Artículo 4-7 del Anexo Técnico SMMC de la NTD se indican las características de registro de eventos SMMC y alarmas con que debe contar el SMMC. Se indica las variables mínimas que deben ser activadas, registradas, comunicadas y almacenadas por las UM, estas son:

- Conexión/desconexión,
- Interrupción de suministro,
- Limitación de consumos,
- Estado de comunicaciones (disponible o no disponible),
- Tarifa (periodo tarifario),
- Fecha y hora (datos programados en el equipo de medida),

- Presencia de fases (datos identificados por el equipo de medida),
- Indicación del sentido de energía,
- Potencia máxima demandada,
- Potencia contratada,
- Apertura tapa bornes (Apertura programada y no programada de tapa de bornes),
- Mantenimiento de equipo (Intervención programada sobre el equipo de medición),
- Errores (Normal, Lógico o de Software), e
- Inyección de excedentes permitida (de acuerdo con Artículo 5-4 NT Netbilling).

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0183

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-39-1	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – LC-displays
INODU-50-9	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Registro de eventos
INODU-50-10	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Alarmas y alertas
INODU-55-13	MT880 User manual v.3 – Event logs
INODU-55-4	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD
INODU-65-11	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Monitoreo
INODU-65-1	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Pantalla del medidor

f) Auditoría inodú

En el caso de los servicios trifásicos mayores se podrán utilizar los mismos equipos de medida que en el caso de los servicios trifásicos menores, por lo que la verificación de cumplimiento de este requerimiento es equivalente a verificar el requerimiento AT0183.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-072 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.81 Requerimiento AT0194

a) Requerimiento

AT0194: Las UM correspondientes a servicios trifásicos mayores, para Clientes y/o Usuarios que puedan optar a un régimen tarifario no sometido a regulación de precios deben medir y registrar, al menos, las variables definidas en el Artículo 4-5 del Anexo Técnico.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

En el artículo 4-5 del Anexo Técnico SMMC de la NTD se indica que las unidades de medida deben ser capaces de registrar, al menos:

- Energía Activa Consumida,
- Energía Reactiva Consumida,
- Energía Activa Inyectada,
- Energía Reactiva Inyectada,
- Tensiones, y
- Corrientes.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0184

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-40-6	EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) (28/05/2021) – Características
INODU-50-4	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Mediciones
INODU-55-11	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Measurement system
INODU-65-7	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Magnitudes medidas

f) Auditoría inodú

En el caso de los servicios trifásicos mayores se podrán utilizar los mismos equipos de medida que en el caso de los servicios trifásicos menores, por lo que la verificación de cumplimiento de este requerimiento es equivalente a verificar el requerimiento AT0184.

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0194.

4.82 Requerimiento AT0195

a) Requerimiento

AT0195: En las UM correspondientes a servicios trifásicos mayores, las constantes de razón de transformación de los transformadores de medida deben estar configuradas de modo tal que los datos de la medida correspondan a la energía inyectada y/o retirada.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0185

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.

Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.
--------------------------	--

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-70-1	TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 25 kV (REV. 3 - Julio 2018)
INODU-71-1	TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 15 kV (REV. 8 - Julio 2018)
INODU-72-1	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 kV (REV. 1 - Mayo 2018)
INODU-73-1	TRANSFORMADORES DE POTENCIAL INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 kV (REV. 1 - Mayo 2018)
INODU-39	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020)
INODU-50-3	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp
INODU-55-8	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016)
INODU-65	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010)

f) Auditoría inodú

En el caso de los servicios trifásicos mayores se podrán utilizar los mismos equipos de medida que en el caso de los servicios trifásicos menores, por lo que la verificación de cumplimiento de este requerimiento es equivalente a verificar el requerimiento AT0185.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación de los planes ID-Planes-047 e ID-Planes-050 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.83 Requerimiento AT0196

a) Requerimiento

AT0196: En las UM correspondientes a servicios trifásicos mayores, las variables de energía deberán registrarse en períodos de integración de, al menos, 15 minutos; mientras que para el resto de las variables deberá considerarse el promedio en intervalos de, al.

b) Comentario inodú del requerimiento

El requerimiento AT0196 se encuentra escrito de manera incompleta. El requerimiento se desprende del artículo 4-18 del Anexo Técnico SMMC de la NTD sobre medición y registro de variables para servicios trifásicos mayores, donde se indica: “[...] las constantes de razón de transformación de los transformadores de medida deben estar configuradas de modo tal que los datos de la medida correspondan a la energía inyectada y/o retirada. Las variables de energía deberán registrarse en períodos de integración de, al menos, 15 minutos; mientras que para el resto de las variables deberá considerarse el promedio en intervalos de, al menos, 15 minutos.”

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0185

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-70-1	TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 25 kV (REV. 3 - Julio 2018)
INODU-71-1	TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 15 kV (REV. 8 - Julio 2018)
INODU-72-1	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 kV (REV. 1 - Mayo 2018)
INODU-73-1	TRANSFORMADORES DE POTENCIAL INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 kV (REV. 1 - Mayo 2018)
INODU-39	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020)
INODU-50-3	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp
INODU-55-8	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016)

INODU-65

ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010)

f) Auditoría inodú

En el caso de los servicios trifásicos mayores se podrán utilizar los mismos equipos de medida que en el caso de los servicios trifásicos menores, por lo que la verificación de cumplimiento de este requerimiento es equivalente a verificar el requerimiento AT0185.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación de los planes ID-Planes-047 e ID-Planes-050 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.84 Requerimiento AT0197

a) Requerimiento

AT0197: Las UM de SD deberán tener una capacidad de medición de cuatro cuadrantes para energía activa y reactiva.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0177; AT0186

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido

INODU-39-1	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – LC-displays
INODU-50-1	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Pantallas de visualización
INODU-55-4	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD
INODU-65-1	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – LCD

f) Auditoría inodú

En el caso de los equipos de medida para el SD se podrán utilizar los mismos equipos de medida que en el caso de los servicios trifásicos menores y servicios trifásicos mayores, por lo que la verificación de cumplimiento de este requerimiento es equivalente a verificar los requerimientos AT0177 y AT0186.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0197.

4.85 Requerimiento AT0198

a) Requerimiento

AT0198: Las UM de SD deberán disponer de un medidor de tipo estático normalizado, clase de precisión 1 o superior.

b) Comentario inodú del requerimiento

No se indica si el requerimiento aplica para mediciones de potencia activa y reactiva, o bien, solamente a mediciones de potencia activa. De acuerdo a lo indicado en los requerimientos AT0089, AT0093, AT0097, AT0102, AT0106, AT0110, AT0114 y AT0118, las unidades de medida con conexión mediante transformador deben cumplir con estándares asociados a precisión de reactivos clase 2 y 3. Adicionalmente, al revisar los protocolos de certificación de equipos de medida publicados por la SEC (evidencias INODU-113, INODU-114 e INODU-115) se verifica que los equipos de medida se deben verificar para precisión 1, 0,5 o 0,2 solamente en términos de medición de energía activa.

Por lo anterior, se considera que el requerimiento se refiere a clase de precisión en la medición de energía activa solamente.

De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones con conexión semidirecta o indirecta podrán utilizar los equipos de medida EMH, ION, ISKRA o ITRON, por lo que este requerimiento se debe verificar para cada uno de los equipos de medida indicados en este párrafo.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0178; AT0187

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-40-5	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – Tensiones de servicio y clases de precisión
INODU-50-5	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Precisión de medición
INODU-55-10	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Main meter properties
INODU-65-8	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Especificaciones generales

f) Auditoría inodú

En las evidencias INODU-40-5, INODU-50-5, INODU-55-10 e INODU-65-8 se indican las clases de precisión que admiten los equipos de medida. La siguiente tabla resume las clases de precisión de medición de energía activa que admiten los equipos de medida que se utilizarán para conexiones semidirectas o indirectas.

Clase / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON
Energía Activa	1/0.5 S/0.2 S	Hasta 0.2 S	Hasta 0.5 S	1/0.5 S/0.2 S

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0198.

4.86 Requerimiento AT0199

a) Requerimiento

AT0199: Las UM de SD deberán disponer de indicadores visuales de, al menos, energía acumulada y demanda máxima.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0190

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-39-1	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020)
INODU-50-1	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Pantallas de visualización
INODU-55-4	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD
INODU-65-1	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – LCD

f) Auditoría inodú

En el desarrollo del requerimiento AT0190 se revisa la capacidad de registrar los consumos totales de energía activa y reactiva de los medidores. La información revisada se resume en la siguiente tabla.

Requerimiento / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON
AT0190	No indica	Cumple	Cumple	Cumple

Respecto de la capacidad de registrar la demanda máxima:

- **EMH:** En la evidencia INODU-39-1 se indica la posibilidad de programar hasta 4 alternativas de demanda máxima para configuración de tarifas.
- **ION:** En la evidencia INODU-50-1 se indica que es posible mostrar en el visualizador diversas variables, entre ellas los valores de demanda máxima.
- **ISKRA:** En la evidencia INODU-55-4 se evidencia en la información del visualizador de que es posible configurar umbrales de demanda en el medidor.
- **ITRON:** En la evidencia INODU-65-1 se evidencia en la información del visualizador de que es posible configurar umbrales de demanda en el medidor.

En las evidencias presentadas, se verifica que es posible registrar los valores de energía acumulada en el caso de los medidores ION, ISKRA e ITRON. Se verifica que es posible registrar los valores de demanda máxima en el caso de los medidores EMH, ION, ISKRA e ITRON. Sin embargo, para que estos puedan ser visualizados en el visualizador, es necesario programar los equipos de medida. No se cuenta con evidencias de cómo se programarán los equipos de medida para cumplir con el requerimiento.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-055 respecto del equipo de medida EMH para cumplir totalmente el requerimiento.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-047 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.87 Requerimiento AT0200

a) Requerimiento

AT0200: Las UM de SD deberán disponer de indicadores visuales de Alarmas.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0182; AT0192

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-37-10	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – LCD characteristics
INODU-39-1	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – LC-displays
INODU-50-1	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Pantallas de visualización
INODU-55-4	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD
INODU-65-1	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – LCD

f) Auditoría inodú

En el caso de los equipos de medida para el SD se podrán utilizar los mismos equipos de medida que en el caso de los servicios trifásicos menores y servicios trifásicos mayores, por lo que la verificación de cumplimiento de este requerimiento es equivalente a verificar los requerimientos AT0182 y AT0192.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-045 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.88 Requerimiento AT0201

a) Requerimiento

AT0201: Las UM de SD deberán disponer de un registro de las características de los Eventos SMMC que permitan cumplir con las exigencias del Anexo Técnico.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

En el Artículo 4-7 del Anexo Técnico SMMC de la NTD se indican las características de registro de eventos SMMC y alarmas con que debe contar el SMMC. Se indica las variables mínimas que deben ser activadas, registradas, comunicadas y almacenadas por las UM, estas son:

- Conexión/desconexión,
- Interrupción de suministro,
- Limitación de consumos,
- Estado de comunicaciones (disponible o no disponible),
- Tarifa (periodo tarifario),
- Fecha y hora (datos programados en el equipo de medida),
- Presencia de fases (datos identificados por el equipo de medida),
- Indicación del sentido de energía,
- Potencia máxima demandada,
- Potencia contratada,
- Apertura tapa bornes (Apertura programada y no programada de tapa de bornes),
- Mantenimiento de equipo (Intervención programada sobre el equipo de medición),
- Errores (Normal, Lógico o de Software), e
- Inyección de excedentes permitida (de acuerdo con Artículo 5-4 NT Netbilling).

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0183; AT0193

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-39-1	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – LC-displays
INODU-50-9	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Registro de eventos
INODU-50-10	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Alarmas y alertas

INODU-55-13	MT880 User manual v.3 – Event logs
INODU-55-4	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD
INODU-65-11	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Monitoreo
INODU-65-1	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Pantalla del medidor

f) Auditoría inodú

En el caso de los equipos de medida para el SD se podrán utilizar los mismos equipos de medida que en el caso de los servicios trifásicos menores y servicios trifásicos mayores, por lo que la verificación de cumplimiento de este requerimiento es equivalente a verificar los requerimientos AT0183 y AT0193.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-072 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.89 Requerimiento AT0202

a) Requerimiento

AT0202: El Medidor incluido en las Unidades de Medida destinadas a monitorear el SD, deben medir y registrar, al menos, las variables definidas en el Artículo 4-5 del Anexo Técnico.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

En el artículo 4-5 del Anexo Técnico SMMC de la NTD se indica que las unidades de medida deben ser capaces de registrar, al menos:

- Energía Activa Consumida,
- Energía Reactiva Consumida,
- Energía Activa Inyectada,
- Energía Reactiva Inyectada,
- Tensiones, y
- Corrientes.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0184; AT0194

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-40-6	EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) (28/05/2021) – Características
INODU-50-4	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Mediciones
INODU-55-11	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Measurement system
INODU-65-7	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Magnitudes medidas

f) Auditoría inodú

En el caso de los equipos de medida para el SD se podrán utilizar los mismos equipos de medida que en el caso de los servicios trifásicos menores y servicios trifásicos mayores, por lo que la verificación de cumplimiento de este requerimiento es equivalente a verificar los requerimientos AT0184 y AT0194.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0202.

4.90 Requerimiento AT0203

a) Requerimiento

AT0203: En el medidor incluido en las Unidades de Medida destinadas a monitorear el SD, las constantes de razón de transformación de los transformadores de medida deben estar configuradas de modo tal que los datos de la medida correspondan a la energía inyectada y/o retirada.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0185; AT0195; AT0196

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-70-1	TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 25 kV (REV. 3 - Julio 2018)
INODU-71-1	TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 15 kV (REV. 8 - Julio 2018)
INODU-72-1	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 kV (REV. 1 - Mayo 2018)
INODU-73-1	TRANSFORMADORES DE POTENCIAL INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 kV (REV. 1 - Mayo 2018)
INODU-39	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020)
INODU-50-3	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp
INODU-55-8	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016)
INODU-65	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010)

f) Auditoría inodú

En el caso de los equipos de medida para el SD se podrán utilizar los mismos equipos de medida que en el caso de los servicios trifásicos menores y servicios trifásicos mayores, por lo que la verificación de cumplimiento de este requerimiento es equivalente a la verificación de la configuración de constantes de la razón de transformación desarrolladas en los requerimientos AT0185 y AT196 para los equipos de medida EMH, ION, ISKRA e ITRON.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación de los planes ID-Planes-047 e ID-Planes-050 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.91 Requerimiento AT0204

a) Requerimiento

AT0204: En el medidor incluido en las Unidades de Medida destinadas a monitorear el SD, las variables de energía deberán registrarse en periodos de integración de, al menos, 15 minutos; mientras que para el resto de las variables deberá considerarse el promedio en intervalos de, al menos, 15 minutos.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de medida
Requerimientos	AT0185; AT196

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.
Observación inodú	No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verificó el requerimiento para este medidor.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

Evidencia ID	Contenido
INODU-39	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020)
INODU-50-3	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp
INODU-55-8	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016)
INODU-65	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010)

f) Auditoría inodú

En el caso de los equipos de medida para el SD se podrán utilizar los mismos equipos de medida que en el caso de los servicios trifásicos menores y los servicios trifásicos mayores, por lo que la verificación de cumplimiento de este requerimiento es equivalente a verificar los requerimientos AT0185 y AT0196.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación de los planes ID-Planes-047 e ID-Planes-050 para cumplir totalmente el requerimiento.

4.92 Requerimiento AT0287

a) Requerimiento

AT0287: El Medidor debe proporcionar la funcionalidad para preservar la integridad de los datos almacenados, incluyendo la integridad del firmware.

b) Comentario inodú del requerimiento

El medidor debe proporcionar la funcionalidad de preservar la integridad de los datos almacenados, incluyendo el firmware.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SMMC; SGO; Seguridad; Comunicaciones.
Requerimientos	AT0044; AT0286; AT0288, AT0289.

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas medidores
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-91-1	
INODU-104-1	

f) Auditoría inodú

No

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **xxxxx** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Cualquier observación adicional.

5 Verificación de requerimientos de las Unidades Concentradoras

5.1 Requerimiento AT0026

a) Requerimiento

La Unidad Concentradora es un componente que puede operar como puerta de enlace entre una o más Unidades de Medida, Unidades Concentradoras y el Sistema de Gestión y Operación del SMMC. La Unidad Concentradora es un componente opcional, pues su necesidad depende de la tecnología del SMMC.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento es amplio y se refiere a las interfaces que se relacionan a la unidad concentradora y la forma en que esta permite la conexión entre otras componentes: Unidades de Medida, Unidades Concentradoras y SGO del SMMC.

Es necesario aclarar la referencia que hace el requerimiento respecto a “La Unidad concentradora es un componente que puede operar como puerta de enlace entre una o más Unidades Concentradoras”, dado que la comunicación entre unidades puede tener implicancias en la seguridad del sistema.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Interfaces 3 y 4; Unidad de Medida; Concentrador LVM; Router 4G; SGO; Comunicaciones.
Requerimientos	AT0052; AT0053; AT00136; AT00205; AT0264; AT0265; AT0266; AT0267

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	“Especificaciones técnicas LVM”
Observación inodú	Para corroborar comunicaciones es necesario analizar los puertos de las unidades receptoras-emisoras, si estos son compatibles con la comunicación señalada. En el presente caso es necesaria información respecto al medidor Enel (NEXY-M) y al SGO Enel (SMMEPlus).

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

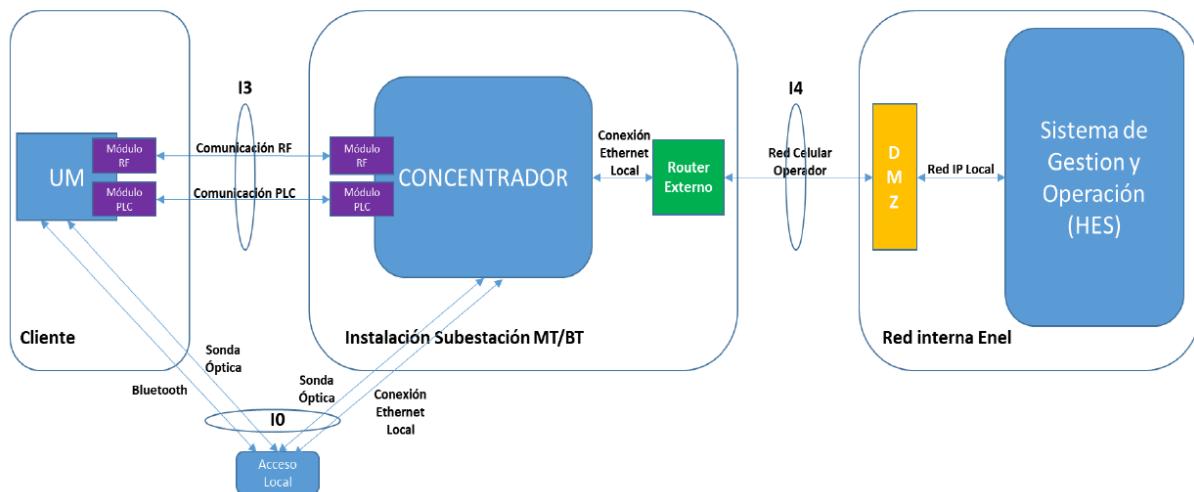
Ver Anexo 14.

Evidencia ID	Contenido
INODU-02-4	Definición Unidad Concentradora en Solución Enel
INODU-02-5	Sistema de Gestión y Operación para Medidor Enel

INODU-02-7	Definición interfaces en Solución Enel
INODU-02-8	Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador).
INODU-04-1	Caso 1 AMI Platform Network Solution_v.3 – Secuencia Normal comunicación medidor- concentrador- sistema central
INODU-04-3	Caso 1 AMI Platform Network Solution_v.3, definición concentrado Enel en el sistema AMI.
INODU-19-2	MSC AND LVM CONCENTRATOR FUNCTIONAL SPECIFICATION – 7 PLC PROCEDURES
INODU-19-3	MSC AND LVM CONCENTRATOR FUNCTIONAL SPECIFICATION – 8 RF PROCEDURES
INODU-20-1	LOW VOLTAGE MANAGER MANUFACTURING AND ASSEMBLY – Sobre sonda óptica de acceso al concentrador
INODU-20-2	LOW VOLTAGE MANAGER MANUFACTURING AND ASSEMBLY – 6. RF Module
INODU-21-1	Datasheet LVM, reference documents, normas que cumple el LVM
INODU-21-2	Datasheet LVM, RF Module
INODU-21-3	Datasheet LVM, definición concentrador LVM en sistema AMI, <i>LVM Concentrator, functionalities</i> .
INODU-21-4	Datasheet LVM, Scope LVM.
INODU-22-1	4G Router requirements for LVM ethernet connectivity: LVM-system connection through a 4G router
INODU-23-1	Manual del Router, información sobre conexiones WAN.
INODU-24-1	Datasheet RUT955 –Ethernet
INODU-25-1	Manual del Router, información sobre conexiones WAN.
INODU-35-1	Medidor Enel (Nexy-M) “DATASHEET CERVANTES 2.0 SINGLE PHASE”, Communication interfaces.
INODU-37-1	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – Estándares de referencia.
INODU-37-2	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 5 Introduction
INODU-37-3	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities
INODU-37-4	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 8 Meter block diagram
INODU-37-5	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 8.1 Detailed description of the Block Diagram
INODU-37-6	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” - Meter key components included into traceability

f) Auditoría inodú

En los antecedentes entregados por Enel se define la unidad Concentradora como “puerta de enlace entre dos o más unidades de medida, realiza funciones de recolección de datos de medición, el envío de comandos hacia las Unidades de Medida y Unidades Concentradoras, además de la transmisión de los datos almacenados y Alarmas hacia el Sistema de Gestión y Operación” (INODU-02-4); se definen sus interfaces (INODU-02-7) y se aclara su esquema de conectividad se muestra en el “Diagrama Solución Enel (concentrador)” (INODU-02-8):



El concentrador Enel es utilizado para usuarios de baja tensión (INODU-04-3 e INODU-21-3). De este modo, la solución con concentrador solo se emplea con soluciones de medidores para baja tensión, como lo es el Medidor Enel (Nexy-M) que se describe en el esquema de INODU-02-8.

La comunicación entre la Unidad Concentradora – Unidad de Medida se respalda por:

- **Unidad Concentradora:**

El concentrador LVM de Enel cumple con IEC 62056 (DLMS/COSEM) (INODU-21-1). Cada concentrador LVM se comunica con el servidor de control a través de redes de telecomunicaciones públicas (GSM, GPRS, PSTN, etc.) y a través de comunicación DLC con los Medidores (INODU-21-4). Es necesario aclarar si la comunicación será definida como PLC o DLC (ID-Planes-002).

Relativo a los módulos de comunicación que componen la Interfaz I3 se tiene la siguiente información:

- **Módulo RF:** (INODU-21-1) el LVM cuenta con un módulo opcional de RF el cual asegura la comunicación bidireccional (INODU-21-2, INODU-20-2, INODU-19-3). Esta unidad debe ser diseñada para operar en una banda de 169 Mhz con protocolo inalámbrico M-Bus (EN 13757 Mode N) integrado (INODU-20-2). No se especifica que el módulo utilizado cumpla la IEC 62056, por lo que se deberá abordar en ID-Planes-003.

- **Módulo PLC:** al ser el módulo PLC integrado desde fábrica a la Unidad Concentradora, es posible afirmar que cumple la norma IEC 62056. La información del Datasheet proporcionada por Enel menciona la posibilidad de “*communicate on power line with different modulation, FSK and BPSK and different protocols, like Meters and More or DLMS/COSEM*” (INODU-21-3). Adicionalmente, se menciona que en su “*main board*” se considera una “*PLC Unit*” (INODU-20-1). En INODU-19-2 se describen funcionalmente los procedimientos de comunicación PLC. El módulo PLC se describe dentro de las funcionalidades del LVM, sin embargo, en sus Datasheet no se encuentra el respaldo de la existencial formal de este y las normas de comunicación que cumple, por lo cual deberá ser abordado en ID-Planes-004.

- **Unidad de Medida:**

El Medidor Enel (Nexy-M) es un medidor monofásico AMI con medición bidireccional (INODU-35-1). La comunicación remota es desempeñada mediante DLC (distribution line Carrier, integrado en el MCU)) y módems de RF (el módulo de RF es opcional). Las interfaces ZVEI/Optical y Bluetooth han sido implementadas para transferir información a un servicio local (INODU-37-2, INODU-37-4, INODU-37-5, INODU-37-6). Dentro de las principales funcionalidades del medidor está la comunicación por protocolo *Meters and more* o *DLMS*. Una funcionalidad global es la comunicación DLC/RF con el Concentrador LVM permitiendo control de acceso (INODU-37-3). Cumple con la norma EN 62056-21 (INODU-37-1). Relativo a los módulos de comunicación que componen la Interfaz I3 se tiene la siguiente información:

- **Módulo RF:** Posee “*RF communication channel supporting Last Gasp*” en una banda de 169 Mhz (INODU-35-1). El modulo de RF es opcional (*custom radio module 169 MHz BLE Board (ID 15016855-02)*, *RF Antena 169 MHz stick Antenna PROANT PRO-IT-5689* (INODU-37-1)). El módulo no está certificado según la norma IEC 62056, por lo que deberá abordarse en ID-Planes-003.
- **Módulo PLC:** Posee interfaces de comunicación PLC (*DLMS COSEM over M&M*) (INODU-35-1). *PLC Modem está integrado al MCU* (INODU-37-1). La especificación respecto a que el módulo PLC sea integrado y cumplimiento de la IEC 62056 deberá ser abordado en ID-INODU-04.

La comunicación entre el concentrador y el SGO se define en INODU-02-8 como una conexión a través de un Router Externo, cuya comunicación entre concentrador y Router es a través de una conexión ethernet y entre Router y SGO es por comunicación celular (WAN) a través de una APN Privada dedicada para el servicio. La conexión entre el LVM, el equipo Router y la conexión tipo celular WAN se profundiza en INODU-22-1, INODU-23-1 e INODU-25-1.

En INODU-04-1 se afirma que: “La comunicación medidor-concentrador a través de PLC y/o RF según IEC 62056 (DLMS/COSEM), y la comunicación concentrador-sistema central, a través de protocolo de internet”, desarrollándose adicionalmente el caso de uso de la comunicación respectiva

Relativo a las comunicaciones Unidad Concentradora – Router – SGO se presenta lo siguiente:

- **Unidad Concentradora:** el concentrador LVM de Enel cumple con IEC 62056 (DLMS/COSEM) (INODU-21-1); cuenta con “*2 Ethernet Ports (10M / 100M)*” (INODU-21-3) que permiten su conexión al Router 4G.
- **Router:** INODU-22-1 desarrolla los requerimientos de conexión del LVM a través de conexión ethernet hacia el Router 4G. En INODU-24-1 se especifica los tipos de conexión Ethernet posibles a través de WAN para su conexión con el SGO (*1 x WAN port (can be configured to LAN) 10/100 Mbps, comply IEEE 802.3, IEEE 802.3u standards, supports auto MDI/MDIX*) y LAN (*3 x LAN ports, 10/100 Mbps, comply IEEE 802.3, IEEE 802.3u standards, supports auto MDI/MDIX*). Dado que no se especifica el cumplimiento de protocolos de comunicación DLMS/COSEM ni cumplimiento de la norma 62056, estos deberán ser abordados en ID-Planes-005
- **SGO:** La arquitectura del SMMePlus de Enel sigue el standard IEC 61986-9 (INODU-91-1). La comunicación del concentrador-sistema central (SGO) es a través de protocolo internet (AMI Network, red WAN) y sus funcionalidades permiten la integración y operatividad del sistema SMMC de Enel (INODU-02-5). En INODU-100-3 se presenta como configurar la respectiva APN de comunicación en el SMMePlus.

En base a la información mencionada, las comunicaciones permitidas entre la Unidad de Medida, el Concentrador y el SGO son las siguientes:

Requerimiento/ equipos	Unidad de Medida – Unidad Concentradora	Unidad Concentradora – Router – SGO
AT0026	Permite comunicación por RF, PLC.	Ethernet y celular tipo WAN

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-001
ID-Planes-002
ID-Planes-003
ID-Planes-004
ID-Planes-005

5.2 Requerimiento AT0049

a) Requerimiento

Interfaces del SMMC, IO: Interfaz UM – Acceso Local; Acceso Local – Unidad Concentradora. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento abarca la definición de la interfaz IO, y por ende, los distintos equipamientos que comunica. En particular, la interfaz relaciona la Unidad de Medida, el Acceso Local y la Unidad Concentradora.

La definición del Anexo técnico es la siguiente: “La interfaz IO permite la comunicación local con la Unidad de Medida y, en caso de existir, con la Unidad Concentradora. Los permisos podrán ser únicamente de lectura, o de lectura y escritura, dependiendo de la autorización con la que cuenta el personal habilitado para ello.”

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Interfaz 0; Unidad de Medida; Concentrador LVM; Acceso Local; Comunicaciones
Requerimientos	AT0127; AT0206

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones LVM * Medidor Enel v.2. * SMMePlus Interfaces Diagram.pptx * Caso de uso 1
Observación inodú	Es necesario revisar documentación de los medidores comerciales, ya que estos también poseen interacciones con el Acceso Local

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 14.

Evidencia ID	Contenido
INODU-02-1	Definición Solución Enel Acceso Local
INODU-02-3	Tipos de comunicación PLC y Radio Frecuencia
INODU-02-7	Definición interfaces en Solución Enel
INODU-02-8	Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador).
INODU-02-9	Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto
INODU-04-4	Caso 1 AMI Platform Network Solution_v.3, Acceso Local – Sonda Óptica / Dispositivo de Bluetooth

INODU-08-2	Caso 5 In Field Meter Program _v.3 – Configuración y actualización a través del puerto óptico
INODU-08-3	Caso 5 In Field Meter Program _v.3 – Configuración y actualización a través del módulo Bluetooth
INODU-19-1	Sobre sonda óptica de acceso al concentrador - MSC AND LVM CONCENTRATOR FUNCTIONAL SPECIFICATION.
INODU-20-1	LOW VOLTAGE MANAGER MANUFACTURING AND ASSEMBLY – Sobre sonda óptica de acceso al concentrador
INODU-21-1	Datasheet LVM, reference documents, normas que cumple el LVM
INODU-21-3	Datasheet LVM, definición concentrador LVM en sistema AMI, <i>LVM Concentrator, functionalities</i> .
INODU-21-4	Datasheet LVM, Scope LVM.
INODU-35-1	Medidor Enel (Nexy-M) “DATASHEET CERVANTES 2.0 SINGLE PHASE”, Communication interfaces.
INODU-37-1	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – Estándares de referencia.
INODU-37-2	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 5 Introduction
INODU-37-3	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities
INODU-37-4	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 8 Meter block diagram
INODU-37-5	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 8.1 Detailed description of the Block Diagram
INODU-37-6	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” - Meter key components included into traceability
INODU-40-2	EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) (28/05/2021) – Additional equipment features of the LZQJ-XC
INODU-40-3	EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) (28/05/2021) – Data interfaces
INODU-45-2	METSEION7400 PowerLogic ION7400 Panel mount meter – display – optical port and 2 pulse (10/2017) - Communication
INODU-55-1	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Estándares
INODU-55-2	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – 3.3. Main meter properties
INODU-66-1	ITRON SL-7000-RT D2021471-AA installation guide (2012) – Estándares
INODU-66-2	ITRON SL-7000-RT D2021471-AA installation guide (2012) – Communication
INODU-66-3	ITRON SL-7000-RT D2021471-AA installation guide (2012) – Communication

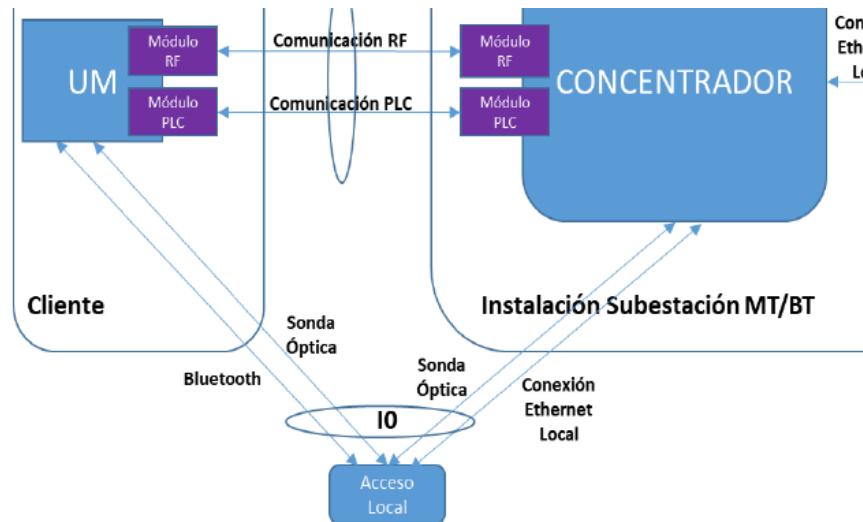
INODU-101-1	6.SMMPlus Interfaces Diagram_v2_original
INODU-101-2	6.SMMPlus Interfaces Diagram_v2_original
INODU-98-10	7. Especificación técnica de Interfaces para Interoperabilidad (relativa a la Plataforma y medios de comunicación)

f) Auditoría inodú

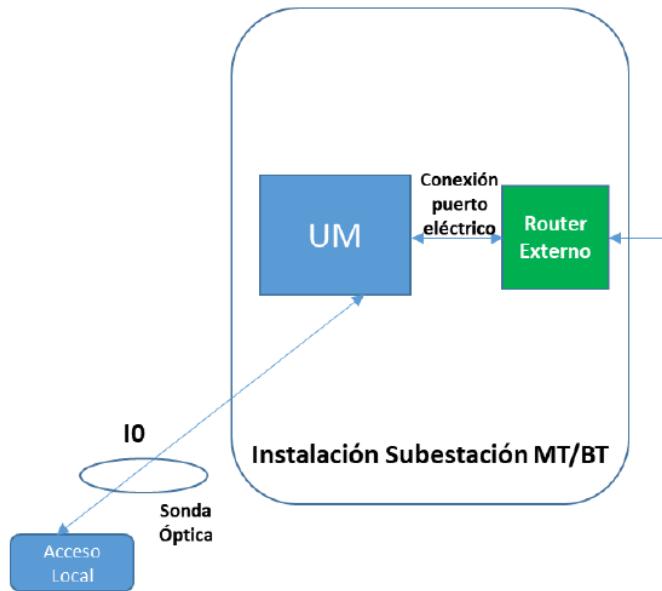
Las características del Acceso Local y su comunicación con las Unidades de Medida se definen en INODU-02-1. Además, en los casos de estudios Enel define el Acceso Local como: “Interfaz que permite la comunicación local entre una Unidad de Medida y/o Unidad Concentrador y un equipo externo, en la cual la transmisión de datos se realiza a través de señales de luz infrarroja (puerto Óptico) o señales inalámbricas (Bluetooth). El acceso local, permita la extracción de datos, transferencia de archivos (firmware) y configuración.” (INODU-04-4)

En INODU-02-7 Enel define la interfaz como: “La interfaz IO permite la comunicación local con la Unidad de Medida y con la Unidad Concentrador. Los permisos son de lectura y escritura, dependiendo de la autorización con la que cuenta el personal habilitado para ello”, además, la define como una interfaz bidireccional.

En INODU-02-8 se define para la solución Medidor Enel la comunicación local entre la unidad de Medida y el Acceso Local a través de vías de Puerto Óptico por medio de una sonda y de comunicación Bluetooth. Relativo a la comunicación Acceso Local – Concentrador, la definen a través de Puerto Óptico por sonda óptica y por puerto ethernet, a través de un módulo ethernet. Esta solución solo aplica para el medidor Enel y la unidad Concentrador.



En INODU-02-9 se define para la solución Punto a Punto de Enel la comunicación local entre la unidad de Medida y el Acceso Local a través de vías de Puerto Óptico por medio de una sonda. Esta solución solo aplica para los medidores comerciales, en este caso se evalúan los medidores EMH, ION, ISKRA e ITRON.



Para poder cumplir el requerimiento AT0049, es necesario verificar que tanto unidad de Medida como unidad Concentrador cumplan con los tipos de comunicación señalados. En este caso, la unidad de Medida será la solución Enel para usuarios de baja tensión y las soluciones comerciales para el resto de los casos. Relativo al Acceso Local, el esquema INODU-101-1 lo representa a través del equipo ePlusMobile.

Relativo a las comunicaciones Unidad Concentrador – Acceso Local se presenta lo siguiente:

- **Unidad Concentrador:** El concentrador LVM de Enel cumple con IEC 62056 (DLMS/COSEM). (INODU-21-1). Cada concentrador LVM se comunica con el servidor de control a través de redes de telecomunicaciones públicas (GSM, GPRS, PSTN, etc.) y a través de comunicación DLC con los Medidores (INODU-21-4). Relativo a los módulos de comunicación que componen la Interfaz IO se tiene la siguiente información:
 - **Sonda Óptica:** en INODU-21-3 se indica que cuenta con “Local Optical Interface (IEC 62056-21 mode E or IEC 61107)” y en ID INODU-21-4 se indica “sn optical ZVEI port interface is provided for local connection with HHU terminals”. Adicionalmente en INODU-19-1 se menciona “Configuration of the concentrator can be accomplished via the optical serial connection ZVEI IEC 62056-21 mode C”. La homologación de estos modos de operación deberá ser abordada en ID-Planes-006.
 - **Conexión Ethernet Local:** Cuenta con “2 Ethernet Ports (10M / 100M)” (INODU-21-3).
- **Acceso Local:**
 - **Sonda Óptica:** (información pendiente ID-Planes-010)
 - **Conexión Ethernet local:** (información pendiente)

Relativo a las comunicaciones Unidad de Medida – Acceso Local, en el caso de uso 5 (INODU-08) se describe la comunicación entre medidor y acceso local. En INODU-08-2 se describe la configuración y

actualización a través de Puerto Óptico y en INODU-08-3 se describe la configuración y actualización a través de módulo Bluetooth. Desde el punto de vista de las componentes que participan en las comunicaciones se presenta lo siguiente:

- **Unidad de Medida:**

- **Medidor Enel (Nexy-M):** es un medidor monofásico AMI con medición bidireccional (INODU-35-1). La comunicación remota es desempeñada mediante DLC (*distribution line Carrier*, integrado en el MCU) y módems de RF (el módulo de RF es opcional). Las interfaces ZVEI/Optical y Bluetooth han sido implementadas para transferir información a un servicio local (INODU-37-2, INODU-37-4, INODU-37-5, INODU-37-6). Dentro de las principales funcionalidades del medidor está la comunicación por protocolo *Meters and more* o *DLMS*. Una funcionalidad global es la comunicación DLC/RF con el Concentrador LVM permitiendo control de acceso (INODU-37-3). Cumple con la norma EN 62056-21 (INODU-37-1). Relativo a los módulos de comunicación que componen la Interfaz IO se tiene la siguiente información:
 - **Sonda Óptica:** cuenta con las interfaces de comunicación del tipo *Optical Port (Reading, programming and configuration)* (INODU-35-1).
 - **Bluetooth:** cuenta con interfaces *Bluetooth* (INODU-35-1).
- **Medidor EMH:** Cumple con DLMS y comunicación según DIN EN 62056-21 (INODU-40-2). Relativo a los módulos de comunicación que componen la Interfaz IO se tiene la siguiente información:
 - **Sonda Óptica:** *Optical data interface – Optical data interface D0* (INODU 40-3).
- **Medidor ION:** los protocolos de comunicación por puertos están especificados en (INODU-45-2). Cumple con el protocolo DLMS. No especifica cumplir con la IEC 62056. Relativo a los módulos de comunicación que componen la Interfaz IO se tiene la siguiente información:
 - **Sonda Óptica:** soporta puestos de comunicación “fiber optic” y Mini B USB (INODU-45-2).
- **Medidor ISKRA:** Cumple con DLMS/COSEM (INODU-55-2) y comunicación según IEC 62056-21 (INODU-55-1). Relativo a los módulos de comunicación que componen la Interfaz IO se tiene la siguiente información:
 - **Sonda Óptica:** cuenta con “*infrared optical port (for local meter programming and data downloading)*” (INODU-55-2).
- **Medidor ITRON:** Cumple con DLMS/COSEM (INODU-66-2) y comunicación según IEC 62056-21 (INODU-66-1). Relativo a los módulos de comunicación que componen la Interfaz IO se tiene la siguiente información:
 - **Sonda Óptica:** cuenta con las interfaces de comunicación del tipo *Optical Port Mode – C* (INODU-66-3).

Desde el punto de vista de permisos de lectura y escritura, estos deben ser manejados desde el SGO respectivo. En el caso de la solución Enel serán manejados por el SMMePlus y para la solución punto a punto serán a través del Starbeat. La información disponible en la documentación es la siguiente:

SMMePlus: (INODU-98-10) “*7.1. IO Permissions are not defined at interface level, but, for each kind of activity, it's possible to give/remove permissions to users. The mobile application of The HES manages local activities with meters, but doesn't manage local activities on concentrators yet.*”. Por otra parte, en la documentación entregada por Enel falta el detalle del Acceso Local a la Unidad Concentradora, el cual será abordado en ID-Planes-007.

StarBeat: [pendiente]

Comunicación Acceso Local – Medidor					
Tipo de comunicación	EMH	ION	ISKRA	ITRON	Enel v.2 – NEXY-M
Sonda Óptica	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Bluetooth	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	Cumple

- **Acceso Local:**

- **Sonda Óptica:** el acceso local puede ser realizado a través de una aplicación propietaria en el móvil o utilizando un software propietario en un computador (INODU-08-2).
- **Bluetooth:** el acceso local puede ser realizado a través de una aplicación propietaria móvil (INODU-08-3).

La siguiente tabla resume los tipos de comunicación presentes en la interfaz IO:

Requerimiento/ Medidor	Unidad de Medida – Acceso Local	Concentrador – Acceso Local
AT0049	Comunicación por Puerto Óptico y Bluetooth	Puerto Óptico y Ethernet.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No se tiene información adicional respecto al Acceso Local, por lo cual no se puede evaluar funcionalmente, solo sus comunicaciones desde el punto de vista de la unidad de Medida y el Concentrador.

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-006
ID-Planes-007
ID-Planes-008
ID-Planes-010

5.3 Requerimiento AT0052

a) Requerimiento

Interfaces del SMMC, I3: Interfaz Unidad de Medida – Unidad concentradora. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento abarca la definición de la interfaz I3, y por ende, los distintos equipamientos que comunica. En particular, la interfaz relaciona la Unidad de Medida y la Unidad Concentradora.

La definición del Anexo técnico es la siguiente: “Las interfaces I2, I3 e I4 permiten la comunicación entre la Unidad de Medida y el Sistema de Gestión y Operación, entre la Unidad de Medida y la Unidad Concentradora y entre la Unidad Concentradora y el Sistema de Gestión y Operación, respectivamente. Todas ellas con permisos de escritura y lectura en ambos sentidos, según corresponda.”

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Interfaz 3; Unidad de Medida; Concentrador LVM; Comunicaciones.
Requerimientos	AT0026

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	<ul style="list-style-type: none"> * Especificaciones LVM * Medidor Enel v.2. * SMMePlus Interfaces Diagram.pptx * Caso de uso 1
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 14.

Evidencia ID	Contenido
INODU-04-1	Caso 1 AMI Platform Network Solution_v.3 – Secuencia Normal comunicación medidor- concentrador- sistema central
INODU-04-4	Caso 1 AMI Platform Network Solution_v.3, Acceso Local – Sonda Óptica / Dispositivo de Bluetooth
INODU-19-1	Sobre sonda óptica de acceso al concentrador - MSC AND LVM CONCENTRATOR FUNCTIONAL SPECIFICATION.
INODU-19-2	MSC AND LVM CONCENTRATOR FUNCTIONAL SPECIFICATION – 7 PLC PROCEDURES
INODU-19-3	MSC AND LVM CONCENTRATOR FUNCTIONAL SPECIFICATION – 8 RF PROCEDURES
INODU-20-1	LOW VOLTAGE MANAGER MANUFACTURING AND ASSEMBLY – Sobre sonda óptica de acceso al concentrador
INODU-20-2	LOW VOLTAGE MANAGER MANUFACTURING AND ASSEMBLY – 6. RF Module
INODU-21-1	Datasheet LVM, reference documents, normas que cumple el LVM
INODU-21-2	Datasheet LVM, RF module
INODU-21-3	Datasheet LVM, definición concentrador LVM en sistema AMI, <i>LVM Concentrator, functionalities</i> .
INODU-21-4	Datasheet LVM, Scope LVM.
INODU-35-1	Medidor Enel (Nexy-M) “DATASHEET CERVANTES 2.0 SINGLE PHASE”, Communication interfaces.
INODU-37-1	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – Estándares de referencia.
INODU-37-2	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 5 Introduction
INODU-37-3	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities
INODU-37-4	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 8 Meter block diagram
INODU-37-5	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 8.1 Detailed description of the Block Diagram
INODU-37-6	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – Meter key components included into traceability
INODU-04-1	Caso 1 AMI Platform Network Solution_v.3 – Secuencia Normal comunicación medidor- concentrador- sistema central
INODU-04-4	Caso 1 AMI Platform Network Solution_v.3, Acceso Local – Sonda Óptica / Dispositivo de Bluetooth
INODU-19-1	Sobre sonda óptica de acceso al concentrador - MSC AND LVM CONCENTRATOR FUNCTIONAL SPECIFICATION.

f) Auditoría inodú

Algunos tipos de comunicaciones que se permiten en el SMMC se presentan en INODU-02-3, como los son la comunicación cableada (PLC) y Radio Frecuencia (RF).

En INODU-02-7 se define la interfaz 3 como: “Las interfaces I2, I3 e I4 permiten la comunicación entre la Unidad de Medida y el Sistema de Gestión y Operación, entre la Unidad de Medida y la Unidad Concentradora y entre la Unidad Concentradora y el Sistema de Gestión y Operación, respectivamente. Todas ellas con permisos de escritura y lectura en ambos sentidos, según corresponda”, además, la define como una interfaz bidireccional.

En INODU-02-8 definen la comunicación entre la unidad de Medida y el Concentrador a través de Módulo RF y Módulo PLC.

Para poder cumplir el requerimiento AT0052, es necesario verificar que tanto unidad de Medida como unidad Concentradora cumplan con los tipos de comunicación señalados. En este caso, la unidad de Medida será la solución Enel para usuarios de baja tensión. En INODU-35-1 se indica que el medidor cuenta con las interfaces de comunicación del tipo *PLC* y *RF*. Relativo a la unidad concentradora, en INODU-19-1 se indica que la unidad concentradora cuenta con módulo RF y PLC Unit.

En INODU-04-1 se menciona que “La comunicación medidor-concentrador a través de PLC y/o RF según IEC 62056 (DLMS/COSEM), y la comunicación concentrador-sistema central, a través de protocolo de internet”, desarrollándose además el caso de uso de la comunicación respectiva.

La comunicación entre la Unidad Concentradora – Unidad de Medida se respalda por:

- **Unidad Concentradora:**

El concentrador LVM de Enel cumple con IEC 62056 (DLMS/COSEM). (INODU-21-1). Cada concentrador LVM se comunica con el servidor de control a través de redes de telecomunicaciones públicas (GSM, GPRS, PSTN, etc.) y a través de comunicación DLC con los Smart Meters (INODU-21-4).

Relativo a los módulos de comunicación que componen la Interfaz I3 se tiene la siguiente información:

- **Módulo RF:** (INODU-21-1) el LVM cuenta con un módulo opcional de RF el cual asegura la comunicación bidireccional (INODU-21-2, INODU-20-2, INODU-19-3). Esta unidad debe ser diseñada para operar en una banda de 169 Mhz con protocolo inalámbrico M-Bus (EN 13757 Mode N) integrado (INODU-20-2). No se especifica que el módulo utilizado cumpla la IEC 62056.
- **Módulo PLC:** al ser el módulo PLC integrado desde fábrica a la Unidad Concentradora, es posible afirmar que cumple la norma IEC 62056. La información del Datasheet proporcionada por Enel menciona la posibilidad de “*communicate on power line with different modulation, FSK and BPSK and different protocols, like Meters and More or DLMS/COSEM*” (INODU-21-3). Adicionalmente, se menciona que en su “*main board*” se considera una “*PLC Unit*” (INODU-20-1). En INODU-19-2 se describen funcionalmente los procedimientos de comunicación PLC.

El módulo PLC se describe dentro de las funcionalidades del LVM, sin embargo, en sus Datasheet no se encuentra el respaldo de la existencia formal de este y las normas de comunicación que cumple, por lo cual deberá ser abordado en ID-Planes-004.

- **Unidad de Medida:** el Medidor Enel (Nexy-M)

El Medidor Enel (Nexy-M) es un medidor monofásico AMI con medición bidireccional (INODU-35-1). La comunicación remota es desempeñada mediante DLC (distribution line Carrier, integrado en el MCU) y módems de RF (el módulo de RF es opcional). Las interfaces ZVEI/Optical y Bluetooth han sido implementadas para transferir información a un servicio local (INODU-37-2, INODU-37-4, INODU-37-5, INODU-37-6). Dentro de las principales funcionalidades del medidor está la comunicación por protocolo *Meters and more o DLMS*. Una funcionalidad global es la comunicación DLC/RF con el Concentrador LVM permitiendo control de acceso (INODU-37-3)

Cumple con la norma EN 62056-21 (INODU-37-1). Relativo a los módulos de comunicación que componen la Interfaz I3 se tiene la siguiente información:

- **Módulo RF:** “*RF communication channel supporting Last Gasp*” en una banda de 169 Mhz (INODU-35-1). El modulo de RF es opcional (*custom radio module 169 MHz BLE Board (ID 15016855-02), RF Antena 169 MHz stick Antenna PROANT PRO-IT-5689* (INODU-37-1))
- **Módulo PLC:** posee interfaces de comunicación PLC (*DLMS COSEM over M&M*) (INODU-35-1). *PLC Modem está integrado al MCU* (INODU-37-1)

La siguiente tabla resume los tipos de comunicación presentes en la interfaz I3:

Comunicación Unidad de Medida – Concentrador	
AT0052	Comunicación por RF y PLC

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-003

ID-Planes-004

5.4 Requerimiento AT0053

a) Requerimiento

Interfaces del SMMC, I4: Interfaz Sistema de Gestión y Operación – Sistemas y Unidad Concentradora. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento abarca la definición de la interfaz I4, y por ende, los distintos equipamientos que comunica. En particular, la interfaz relaciona la Unidad Concentradora y el SGO.

La definición del Anexo técnico es la siguiente: “Las interfaces I2, I3 e I4 permiten la comunicación entre la Unidad de Medida y el Sistema de Gestión y Operación, entre la Unidad de Medida y la Unidad Concentradora y entre la Unidad Concentradora y el Sistema de Gestión y Operación, respectivamente. Todas ellas con permisos de escritura y lectura en ambos sentidos, según corresponda.”

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Interfaz 4; Concentrador LVM; Router 4G; SGO; Comunicaciones.
Requerimientos	AT0026

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones LVM * Medidor Enel v.2. * SMMePlus Interfaces Diagram.pptx
Observación inodú	Sin comentarios.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 14.

Evidencia ID	Contenido
INODU-02-2	Tipos de comunicación Celular
INODU-02-5	Sistema de Gestión y Operación para Medidor Enel
INODU-02-7	Definición interfaces en Solución Enel
INODU-02-8	Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador).
INODU-04-1	Caso 1 AMI Platform Network Solution_v.3 – Secuencia Normal comunicación medidor- concentrador- sistema central
INODU-21-1	Datasheet LVM, reference documents, normas que cumple el LVM
INODU-21-3	Datasheet LVM, definición concentrador LVM en sistema AMI, <i>LVM Concentrator, functionalities</i> .
INODU-22-1	4G Router requirements for LVM ethernet connectivity: LVM-system connection through a 4G router
INODU-23-1	Manual del Router, información sobre conexiones WAN.
INODU-24-1	Datasheet RUT955 –Ethernet

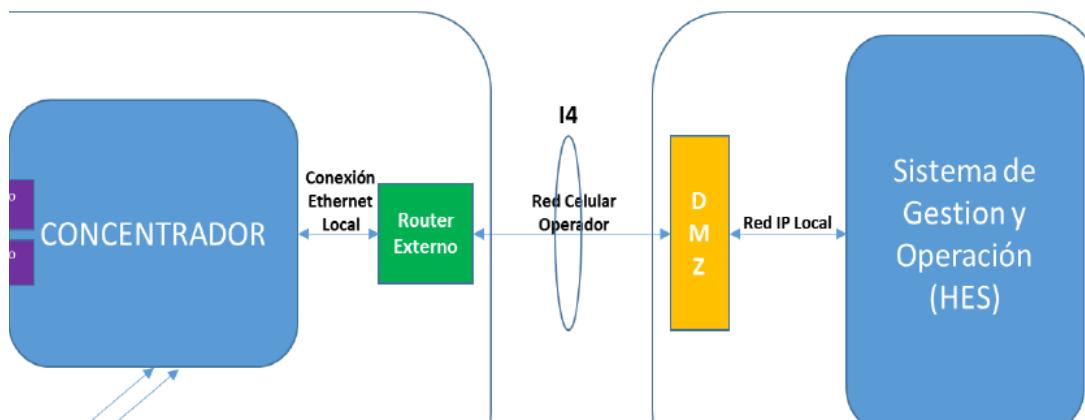
INODU-25-1	Manual del Router, información sobre conexiones WAN.
INODU-91-1	10.SMM ePlus – Requirements – Integration 2.4 – 3 Architecture
INODU-98-10	7. Especificación técnica de Interfaces para Interoperabilidad (relativa a la Plataforma y medios de comunicación)
INODU-103-1	8.SMMplus - Architecture v4.0 - SMMplus Application - Devices

f) Auditoría inodú

Algunos tipos de comunicaciones que se permiten en el SMMC se presentan en INODU-02-2, como la comunicación vía Celular.

En INODU-02-7 se define la interfaz 4 como: “Las interfaces I2, I3 e I4 permiten la comunicación entre la Unidad de Medida y el Sistema de Gestión y Operación, entre la Unidad de Medida y la Unidad Concentrador y entre la Unidad Concentrador y el Sistema de Gestión y Operación, respectivamente. Todas ellas con permisos de escritura y lectura en ambos sentidos, según corresponda”, además, la define como una interfaz bidireccional.

En INODU-02-8 definen la comunicación entre el Concentrador y el SGO a través de un Router Externo, el cual a la vez se comunica con el SGO por comunicación celular (WAN) a través de una APN Privada dedicada para el servicio.



Para poder cumplir el requerimiento AT0053, es necesario verificar la comunicación entre la unidad concentradora, el Router y el SGO.

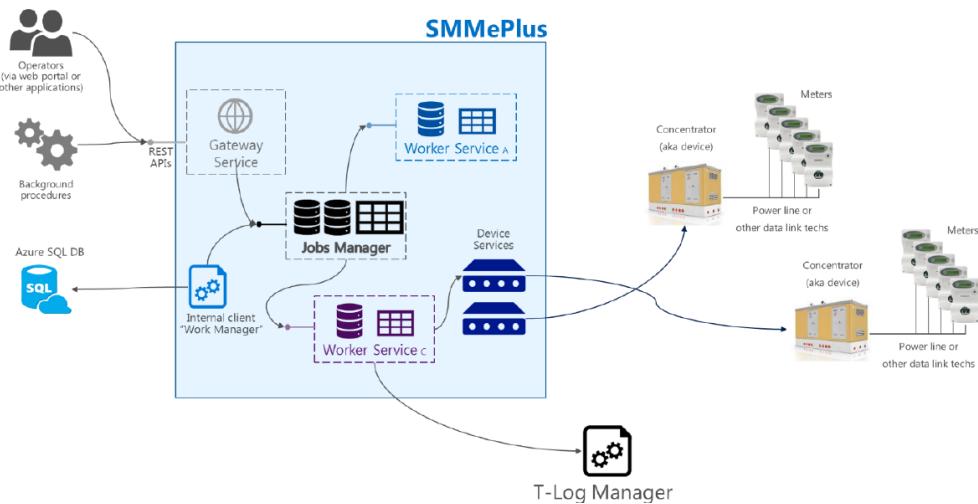
Relativo a la unidad concentradora, en INODU-22-1; ID INODU-23-1; INODU-25-1 se indica que la unidad concentradora cuenta con conexión a un Router a través de 4G, el cual a su vez cuenta con conexión del tipo WAN.

En INODU-04-1 se menciona que “La comunicación medidor-concentrador a través de PLC y/o RF según IEC 62056 (DLMS/COSEM), y la comunicación concentrador-sistema central, a través de protocolo de internet”, desarrollándose además el caso de uso de la comunicación respectiva.

Relativo a las comunicaciones Unidad Concentrador – Router – SGO se presenta lo siguiente:

- **Unidad Concentradora:** el concentrador LVM de Enel cumple con IEC 62056 (DLMS/COSEM) (INODU-21-1); cuenta con “*2 Ethernet Ports (10M / 100M)*” (INODU-21-3).
- **Router:** INODU-22-1 desarrolla los requerimientos de conexión del LVM a través de conexión ethernet hacia el Router 4G. En INODU-24-1 se especifica los tipos de conexión Ethernet posibles a través de WAN (*1 x WAN port (can be configured to LAN) 10/100 Mbps, comply IEEE 802.3, IEEE 802.3u standards, supports auto MDI/MDIX*) y LAN (*3 x LAN ports, 10/100 Mbps, comply IEEE 802.3, IEEE 802.3u standards, supports auto MDI/MDIX*).

SGO: La arquitectura del SMMplus de Enel sigue el standard IEC 61986-9 (INODU-91-1). La comunicación del concentrador-sistema central (SGO) es a través de protocolo internet (AMI Network, red WAN) y sus funcionalidades permiten la integración y operatividad del sistema SMMC de Enel (INODU-02-5). En INODU-103-1 se describen el SMMplus Application con el siguiente esquema:



Aquí se presenta un dispositivo dedicado a la comunicación con las unidades concentradoras y se describe según:

“2.3.4. Devices

Single thread execution services that are in charge of talking with concentrators.

There is 1 device for 1 concentrator.”

Además, En INODU-98-10 se describe las características de interoperabilidad de las interfaces, y en particular para la i4 desde el punto de vista del SGO se menciona:

“7.3. I4

The system can access concentrator with or without specific authentication and can send read or write commands.”

La siguiente tabla resume los tipos de comunicación presentes en la interfaz I4:

Requerimiento	Comunicación Concentrador – Router	Router -SGO
AT0052	Comunicación vía Ethernet a Router Externo	Comunicación tipo WAN a través de APN Privada. “Devices Service” del SMMePlus considerado en la arquitectura de la aplicación para la comunicación con la U. Concentradora

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-005

5.5 Requerimiento AT0205

a) Requerimiento

Las Unidades Concentradores deben **garantizar** la comunicación entre la Unidad de Medida y el Sistema de Gestión y Operación.

b) Comentario inodú del requerimiento

El requerimiento de garantizar la comunicación no solo está relacionado a la disponibilidad del Concentrador, sino que también a la disponibilidad del sistema de medida, el SGO, y de los sistemas de comunicación entre los respectivos componentes del sistema. Es decir, es una cualidad que emerge producto de la interacción de los cuatro componentes mencionados anteriormente, particularmente a través de las interfaces 3 y 4.

Para garantizar la disponibilidad de los componentes mencionados anteriormente se sugiere revisar la definición de los índices establecidos en el capítulo 7 del Anexo Técnico SMMC, los cuales serán abordados por Enel en su plan de implementación. La evaluación de este requerimiento es compleja dado que el garantizar la disponibilidad de las componentes del sistema no es posible desde la perspectiva de la unidad concentradora.

Así, por parte de inodú este requerimiento será abordado desde la perspectiva de “permitir” la comunicación entre la Unidad de Medida y el SGO, ya que es la única forma posible de abordarlo actualmente. De este modo, este requerimiento es equivalente a la verificación de los requerimientos AT0026; AT0052 y AT0053, relativos a la comunicación de estos componentes del SMMC.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Interfaz 3 y 4; Unidad de Medida; Concentrador LVM; Router 4G; Comunicaciones.
Requerimientos	AT0052; AT0053.

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	See LVM Specification
Observación inodú	Sin comentarios

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Revisar requerimiento AT0052 y AT0053 relativos a las componentes físicas de comunicación.

f) Auditoría inodú

En INODU-02-4 se menciona como característica general de la Unidad Concentradora “Realiza la comunicación entre la Unidad de Medida y el Sistema de Gestión y Operación”.

El cumplimiento de los requerimientos AT0052 y AT0053 implica que las componentes de comunicación cumplen con el requerimiento. El requerimiento AT0052 abarca la interfaz i3 que relaciona la comunicación entre UM y Unidad Concentradora; El requerimiento AT0053 abarca la comunicación entre interfaz i4 que relaciona Unidad Concentradora y SGO.

En INODU-21-3 se indica:

"The LVM (see Figure 1) then carries out communication (to and from the LV nodes), which relate to the conveying and the management of the information, the management of the communication network and the AMI functions of remote nodes afferent to LV customers – carried out by the Central System (AMM) on Smart Meters that populate each "electricity island"."

Por lo tanto, bajo la definición de la Unidad Concentradora, esta permite la comunicación entre la Unidad de Medida y el SGO.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** requerimiento de ser evaluado de la perspectiva de “permitir la comunicación entre Unidad de Medida y Sistema de Gestión y Operación”.

h) Observación auditoría

Si bien se puede evaluar que la Unidad de Medida permita la comunicación, no es factible garantizarlo, ya que esto depende de evaluaciones operacionales que no están al alcance de este reporte.

Se debe corroborar si este criterio de evaluación es adecuado.

5.6 Requerimiento AT0206

a) Requerimiento

Los datos comunicados por la Unidad Concentradora deben poder ser obtenidos a través de los mecanismos de operación y mantenimiento local.

b) Comentario inodú del requerimiento

El requerimiento AT206 tiene relación con funcionalidades que se pueden dar a través de la interfaz i0, pero que sin embargo no se encuentran dentro de su definición según la Norma Técnica.

Se interpreta que el requerimiento solo tiene relación a la posibilidad de obtener los datos a través de la interfaz i0.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Acceso Local; Interfaz 0; Concentrador LVM; Comunicaciones; Seguridad.
Requerimientos	AT0049;

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	See LVM Specification
Observación inodú	Este requerimiento necesita información sobre mecanismos de operación y mantenimiento local de las unidades concentradoras.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-02-4	Definición Unidad Concentrador y funcionalidad
INODU-19-9	MSC AND LVM CONCENTRATOR FUNCTIONAL SPECIFICATION - HHU FUNCTIONALITIES WITH REMOTE CONTROLL OF CONCENTRATOR
INODU-19-10	MSC AND LVM CONCENTRATOR FUNCTIONAL SPECIFICATION - 12.3 CONCENTRATOR IN “STAND ALONE” MODE

f) Auditoría inodú

En INODU-02-4 se menciona como característica general de la Unidad Concentrador “Los datos comunicados por la Unidad Concentrador pueden ser obtenidos también a través de los mecanismos de operación y mantenimiento local”.

En INODU-19-9 e INODU-19-10 se menciona que a través de la conexión HHU al concentrador (*hands held unit*), se pueden obtener los datos comunicados por el concentrador.

Para corroborar totalmente este requerimiento es necesaria documentación sobre la operación y mantenimiento locales de la unidad concentradora (ID-Planes-009).

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes: ID-Planes-009

5.7 Requerimiento AT0207

a) Requerimiento

Las Unidades Concentradoras deben tener interfaces de “entrada/salida” para acceso local en funciones de operación y mantenimiento.

b) Comentario inodú del requerimiento

El requerimiento AT207 implica dos aspectos. Primero que esté disponible una interfaz (i0) para Acceso Local; y segundo que la interfaz sea funcional a las labores de operación y mantenimiento requeridas.

Lo segundo tiene relación con las funcionalidades que se pueden ejecutar a través de la interfaz i0, no obstante, dichas funcionalidades no han sido definidas.

El requerimiento será abordado desde el punto de vista de la existencia de los puertos para el acceso local.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Concentrador LVM
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	See LVM Specification
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-02-4	Definición Unidad Concentradora y funcionalidad
INODU-19-7	MSC AND LVM CONCENTRATOR FUNCTIONAL SPECIFICATION - Concentrator Running states
INODU-19-8	MSC AND LVM CONCENTRATOR FUNCTIONAL SPECIFICATION - CONCENTRATOR RUNNING MODES VARIATIONS
INODU-19-9	MSC AND LVM CONCENTRATOR FUNCTIONAL SPECIFICATION - HHU FUNCTIONALITIES WITH REMOTE CONTROLL OF CONCENTRATOR
INODU-19-10	MSC AND LVM CONCENTRATOR FUNCTIONAL SPECIFICATION - 12.3 CONCENTRATOR IN “STAND ALONE” MODE

f) Auditoría inodú

En INODU-02-4 se menciona como característica general de la Unidad Concentradora “Posee interfaces de “entrada/salida” para acceso local en funciones de operación y mantenimiento”.

Para corroborar este requerimiento se debe verificar la existencia de las interfaces de entrada y salida en acceso local a la unidad concentradora. En INODU-19-7 se mencionan algunos modos de operación del concentrador, y la posibilidad de conectar una “*hand held unit (HHU)*” al concentrador a través de puerto óptico. Tráves de esta conexión se puede realizar el manejo remoto del concentrador según se describe en INODU-19-8, INODU-19-9 e INODU-19-10.

No es posible corroborar la relación de este tipo de conexiones con las funciones de operación y mantenimiento, por lo cual esto será considerado en ID-Planes-009.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:
ID-Planes-009

5.8 Requerimiento AT0208

a) Requerimiento

La conectividad local no debe afectar la conectividad remota y el acceso a la Unidad Concentradora debe contar con mecanismos de seguridad de datos y mecanismos de protección contra accesos no autorizados.

b) Comentario inodú del requerimiento

El requerimiento AT208 tiene relación con funcionalidades que se pueden dar a través de la interfaz i0, pero que sin embargo no se encuentran dentro de su definición según la Norma Técnica.

Para analizar este requerimiento se deberá verificar que:

- 1) Verificar que la conectividad local al concentrador no afecte la conectividad remota
- 2) El acceso a la unidad concentradora debe contar con mecanismos de seguridad de datos.
- 3) El acceso a la unidad concentradora debe contar con mecanismos de protección contra accesos no autorizados.

Relativo a la conectividad del concentrador, se entenderá por conectividad local la conexión a través del Acceso Local a la Unidad Concentradora, y por conectividad remota la conexión a través del remota a través del Router al SGO.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO; Unidad concentradora;
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	See LVM Specification
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-02-4	Definición Unidad Concentradora y funcionalidad
INODU-19-4	
INODU-19-9	

f) Auditoría inodú

En INODU-02-4 se menciona como característica general de la Unidad Concentradora “La conectividad local no afecta la conectividad remota y el acceso a la Unidad Concentradora cuenta con mecanismos de seguridad de datos y mecanismos de protección contra accesos no autorizados.”

Para la verificación de este requerimiento se corroborarán a continuación los siguientes puntos:

- a) Verificar que la conectividad local no afecte la conectividad remota: en INODU-19-9 se menciona el modo de conexión local a través de HHU mientras se mantiene el control remoto del concentrador a través de su SGO. Esta evidencia permite corroborar que ambos modos de operación pueden coexistir, sin embargo, no se corrobora que no interfieran entre sí.
- b) El acceso a la unidad concentradora debe contar con mecanismos de seguridad de datos y protección contra accesos no autorizados: relativo a seguridad y accesos no autorizados, en INODU-19-4 se presenta:

“The entire concentrator’s database has to be encrypted and authenticated in such a way that all the stored information have to appear random by an attacker that provides access to the mass storage disk or by unofficial procedure. The encryption and authentication process has to be transparent in such a way that AMM and HHU do not require knowledge of the underlying database security.

The encryption procedure has to use 128-AES CBC or CTR mode (or equivalent and more recent wellknown encryption algorithm/mode agreed with e-distribuzione) with IV (Initialization Vector) diversified for every encryption/decryption phase and never reused even though the same table. Single operation such as read, write or retrieve a record has to produce an overhead above standard not encrypted database less than 15%. In order to get appropriate efficiency, only the requested tables/pages have to be decrypted not the entire database. When decrypted the requested tables should be kept in a volatile cache memory for the strictly necessary time to the operation

Each ciphered table/page has to be authenticated by suitable algorithm such as AES CMAC or SHA-2 256 or equivalent well-known authentication algorithm to be agreed with e-distribuzione. Once the application performs a read from disk, the associated table/page MAC has to be checked and corrupted MAC event has to be reported in a dedicated event log ... TBD by e-distribuzione. Encryption and authentication keys have to be different and unique for each concentrator, derived from a unique 128 bit key in a secure way. Detail about key to be used is under discussion.”

Falta corroborar que la conexión local y remota no interfieran entre si (ID-Planes-052).

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:
ID-Planes-052

5.9 Requerimiento AT0209

a) Requerimiento

En la Unidad Concentradora toda actualización de “firmware” debe ser remota, validada y generar un Evento SMMC de actualización y verificación exitosa y no exitosa, según corresponda.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento solo será evaluado desde la perspectiva de la solución Enel, ya que considera a la Unidad Concentradora, por lo tanto, se verificará sus mecanismos de actualización de firmware a través del SMMePlus.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad Concentradora; SGO
Requerimientos	AT0210;

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	See LVM Specification
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-100-4	SMMePlus User Manual - 8.17. Update concentrator firmware
INODU-02-4	Definición Unidad Concentradora y funcionalidad

f) Auditoría inodú

En INODU-02-4 se menciona como característica general de la Unidad Concentradora: “Toda actualización de “firmware” es remota, validada y genera un evento SMMC de actualización y verificación exitosa y no exitosa, según corresponda.”

Relativo a la verificación del requerimiento a través de la documentación de respaldo del SMMePlus, en INODU-100-4 se presenta el procedimiento de actualización del firmware del concentrador a través de la aplicación del SMMePlus, lo cual permite su actualización remota.

En la documentación no se especifica la generación de un evento SMMC de actualización y verificación exitosa y no exitosa, por lo que este punto será abordado en los planes de implementación. (ID-Planes-051)

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:
ID-Planes-051

5.10 Requerimiento AT0210

a) Requerimiento

Las actualizaciones de “firmware” de las Unidades Concentradoras, no deben dar lugar a la modificación o supresión de los datos de medición, parámetros de configuración o parámetros operativos del equipo.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento puede ser abordado desde dos puntos de vista:

- i. Verificar si la documentación explica que las actualizaciones de firmware de la unidad concentradora no dan lugar a la modificación o supresión de los datos de medición, parámetros de configuración o parámetros operativos del equipo.
- ii. Verificar que no se explique en la documentación el que las actualizaciones de firmware de la unidad concentradora tengan un efecto modificando o suprimiendo datos de medición, parámetros de configuración o parámetros operativos del equipo.

Para términos de esta auditoría se utilizará el criterio (i), dado que se requiere explicitar en la documentación de qué manera afectan las actualizaciones de firmware de la Unidad Concentradora al resto del sistema.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad Concentradora; SGO
Requerimientos	AT0209

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	"Total"
Comentario Autoevaluación Enel	See LVM Specification
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-100-4	SMMePlus User Manual - 8.17. Update concentrator firmware
INODU-02-4	Definición Unidad Concentrador y funcionalidad

f) Auditoría inodú

En INODU-02-4 se menciona como característica general de la Unidad Concentrador “Las actualizaciones de “firmware” no dan lugar a la modificación o supresión de los datos de medición, parámetros de configuración o parámetros operativos del equipo.”

Relativo a la verificación del requerimiento a través de la documentación de respaldo del SMMePlus, en INODU-100-4 se presenta el procedimiento de actualización del firmware del concentrador a través de la aplicación del SMMePlus. No se explicita en la documentación presentada por Enel que las actualizaciones de firmware de la unidad concentradora tengan un efecto modificando o suprimiendo datos de medición, parámetros de configuración o parámetros operativos del equipo, por lo que esto deberá ser abordado en ID-Planes-054.

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Se debe corroborar si este criterio de evaluación es adecuado.

5.11 Requerimiento AT0211

a) Requerimiento

Las Unidades Concentradoras deben poder detectar y reportar información de registro y eventos SMMC, tanto de las Unidades de Medida asociadas o como aquellos propios de la Unidad Concentrador.

b) Comentario inodú del requerimiento

Sin comentarios.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Concentrador; SGO
Requerimientos	AT0027

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	"Total"
Comentario Autoevaluación Enel	See LVM Specification
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-02-4	Definición Unidad Concentradora y funcionalidad
INODU-102-3	
INODU-98-1	
INODU-98-3	

f) Auditoría inodú

En INODU-02-4 se menciona como característica general de la Unidad Concentradora “Detecta y reporta información de registro y Eventos SMMC, tanto de las Unidades de Medida asociadas como aquellos propios de la Unidad Concentradora”.

Relativo a la verificación del requerimiento a través de la documentación de respaldo del SMMePlus, en INODU-98-2 se presenta la información que es recolectada por el SMMePlus, dentro de las cuales están: *“The kind of information collected by the system are:*

- Events

o Massive events are exported.

- Readings

o Statistic information are saved in internal database.

o Last current period reading for active energy for each meter is saved.

o Massive readings are exported.

- Load profiles

o Statistic information are saved in internal database.

o Massive load profiles are exported.

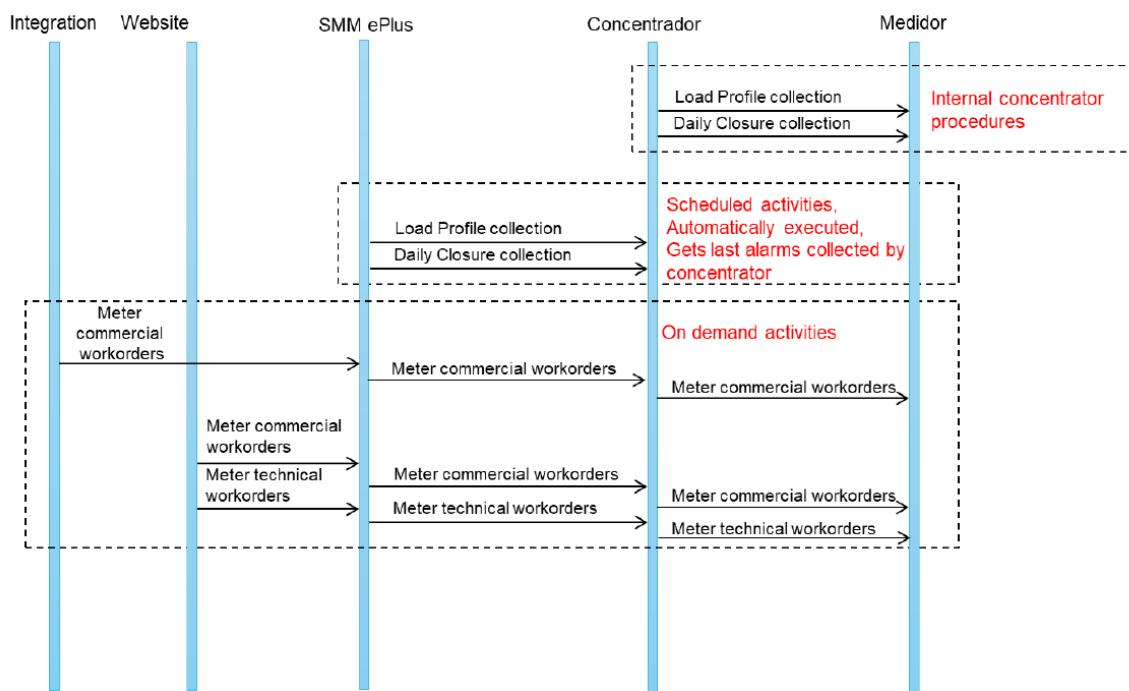
- Alarms

o Massive alarms are exported.

- Voltage variation

- o Massive voltage variation are exported.*
- *Voltage interruption*
 - o Last interruption values per each meter are saved internally.*
 - o Massive voltage interruption are exported.*
- *Measurands*
 - o Statistic information are saved in internal database.*
 - o Massive measurands are exported.”*

Luego, en INODU-98-12 se presenta la forma en que el sistema maneja las alarmas del medidor y la unidad concentradora. En el caso del medidor, al generarse una alarma se genera un evento específico. El esquema de actuación es el siguiente:



La Gestión de eventos y alarmas está documentado por Enel en el caso de uso 7 (INODU-10-1), y detalla el procedimiento para su manejo y derivación a sistemas de despacho de emergencia o sistemas de operación en terreno (INODU-10-3).

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple totalmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Sin comentarios.

5.12 Requerimiento AT0213

a) Requerimiento

En el caso de producirse una interrupción de la comunicación, las Unidades Concentradoras deben tener funcionalidades para: Almacenar durante un período de tiempo de al menos 15 días corridos, la información de lecturas y eventos SMMC de todas las Unidades de Medida asociadas a ésta.

b) Comentario inodú del requerimiento

Sin comentario.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad Concentradora; SGO
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Parcial”
Comentario Autoevaluación Enel	
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-02-4	Definición Unidad Concentradora y funcionalidad

f) Auditoría inodú

En INODU-02-4 se menciona como característica general de la Unidad Concentradora “En el caso de producirse una interrupción de la comunicación, las Unidades Concentradoras cuentan con funcionalidades para: 9.1. Almacenar durante un período de tiempo de 15 días corridos, la información de lecturas y Eventos SMMC de todas las Unidades de Medida asociadas a ésta.”.

Relativo a la verificación del requerimiento a través de la documentación de respaldo de la Unidad Concentradora, está pendiente la información relativa a los procedimientos de operación y mantenimiento del concentrador (ID-Planes-009).

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:
ID-Planes-009

5.13 Requerimiento AT0214

a) Requerimiento

En el caso de producirse una interrupción de la comunicación, las Unidades Concentradoras deben tener funcionalidades para: Enviar la información almacenada de todos los Medidores asociados al Sistema de Gestión y Operación, ya sea a petición de dicho sistema o a petición de la Unidad Concentradora después del restablecimiento de la comunicación.

b) Comentario inodú del requerimiento

Sin comentario.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Acceso Local; Interfaz 0; Concentrador LVM; Comunicaciones; Seguridad.
Requerimientos	AT0049;

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	"Total"
Comentario Autoevaluación Enel	See LVM Specification
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-02-4	Definición Unidad Concentradora y funcionalidad

f) Auditoría inodú

En INODU-02-4 se menciona como característica general de la Unidad Concentradora “En el caso de producirse una interrupción de la comunicación, las Unidades Concentradoras cuentan con funcionalidades para: [...]”

9.2. Enviar la información almacenada de todos los Medidores asociados al Sistema de Gestión y Operación, ya sea a petición de dicho sistema o a petición de la Unidad Concentradora después del restablecimiento de la comunicación.”

Relativo a la verificación del requerimiento a través de la documentación de respaldo de la Unidad Concentradora, está pendiente la información relativa a los procedimientos de operación y mantenimiento del concentrador (ID-Planes-009).

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:
ID-Planes-009

6 Verificación de requerimientos SGO

6.1 Requerimiento AT0027

a) Requerimiento

AT0027: Sistema de Gestión y Operación. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

b) Comentario inodú del requerimiento

La definición del AT0027 es la siguiente:

Definición Sistema de gestión y Operación: “El Sistema de Gestión y Operación corresponde a un hardware, software y/o conjunto de aplicaciones informáticas que permiten administrar, controlar y gestionar la información, datos comandos relacionados con la medición y control del suministro de los Clientes y Usuarios del Sistema de Distribución. En particular, este sistema recibe y almacena la información procedente de las Unidades de Medida o Unidades Concentradoras, según corresponda. Además, el Sistema de Gestión y Operación evalúa y procesa los Eventos SMMC y Alarmas, pudiendo generar actos de administración y operación sobre el Sistema de Distribución. Adicionalmente, este sistema es también el encargado de la configuración del control, la operación y mantenimiento de todos los componentes de los SMMC.

El Sistema de Gestión y Operación debe contar con interfaces que permitan la integración de manera segura con sistemas de la Empresa Distribuidora.”

Este requerimiento puede ser evaluado de manera conjunta con los requerimientos relativos al SGO, corroborando los siguientes puntos:

1. Corresponde a un hardware, software y/o conjunto de aplicaciones informáticas.
2. Debe permitir administrar, controlar y gestionar la información relativa a las mediciones y suministro de los Clientes y Usuarios del Sistema de Distribución.
3. Debe recibir y almacenar la información procedente de las Unidades de Medida o Unidades Concentradoras, según corresponda.
4. Debe evaluar y procesar los Eventos SMMC y Alarmas, pudiendo generar actos de administración y operación sobre el Sistema de Distribución.
5. Está encargado de la configuración del control, la operación y mantenimiento de todos los componentes de los SMMC.
6. Debe contar con interfaces que permitan la integración de manera segura con sistemas de la Empresa Distribuidora.

El requerimiento deberá ser analizado para las dos soluciones propuestas por Enel. En el caso de la solución “Punto a Punto” se analizará como SGO el ***Starbeat Integration Platform*** (ver Figura 6) y en el caso de la solución “Medidor Enel” se estudiará la solución ***SMMEPlus Integration Platform*** (Figura 4).

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO, Unidad de Medida, Unidad Concentradora, Comunicaciones, Interfaces
Requerimientos	AT0028; AT0029; AT0051, AT0053, AT0054, AT0055, AT0056, AT0057, AT0058, AT0059, AT0060, AT0061.

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario	SMMePlus
Autoevaluación Enel	Documento Starbeat
Observación inodú	Sin comentario.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

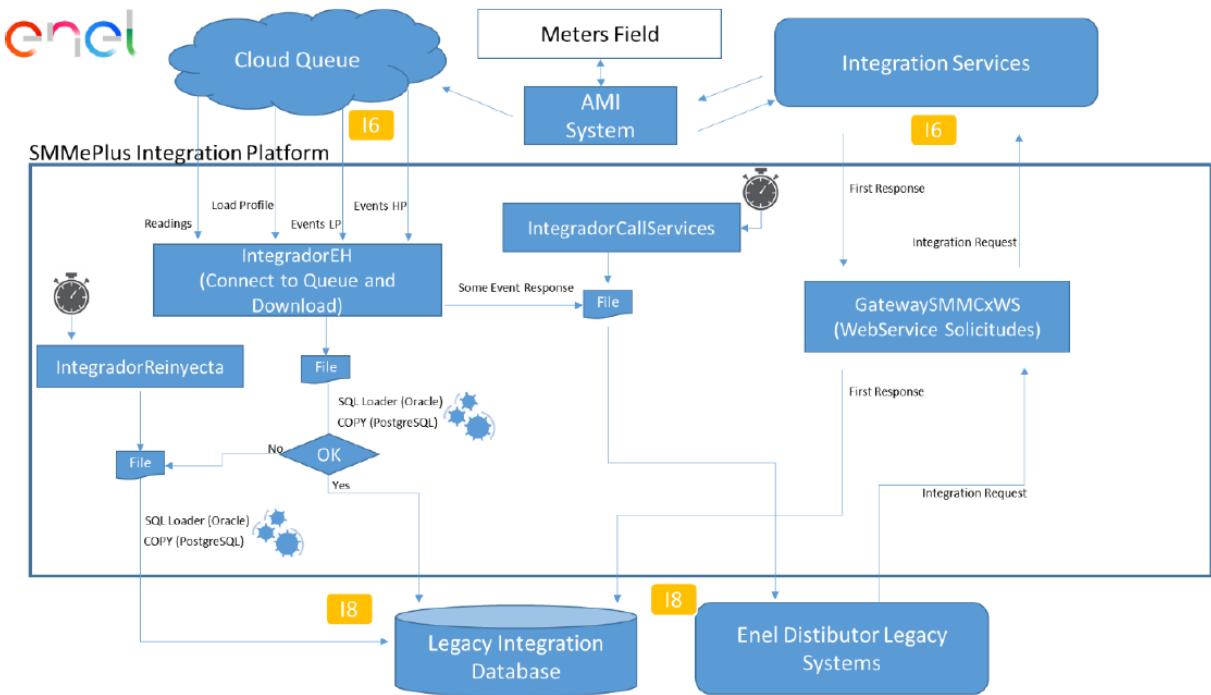
Evidencia ID	Contenido
INODU-02-5	c) Sistema de Gestión y Operación para Medidor Punto a Punto d) Sistema de Gestión y Operación para Medidor Enel
INODU-100-1	3.1SMMePlus_UserManual_vers.1.37.4-Introduction
INODU-10-1	Caso 7 Events_Status Words management_v.3 - Gestión de Eventos y Alarma-Resumen
INODU-102-2	8.SMMePlus - Architecture v4.0 - Introduction
INODU-102-3	8.SMMePlus - Architecture v4.0 - SMMePlus Application
INODU-10-3	Caso 7 Events_Status Words management_v.3 - Gestión de Eventos y Alarma-Diagrama de secuencia de recopilación de eventos
INODU-105-1	19.StarBeat_SoftwareArchitecture_Rel_4_3_3 - StarBeat Subsystem Model
INODU-105-2	19.StarBeat_SoftwareArchitecture_Rel_4_3_3 - Features and Functionalities view
INODU-105-4	19.StarBeat_SoftwareArchitecture_Rel_4_3_3 - use case
INODU-105-5	19.StarBeat_SoftwareArchitecture_Rel_4_3_3 - Reports dynamic and customizable
INODU-106-1	20.StarBeat_Technical_Architecture_Rel_4_3_3 - Main Functional and Architectural Overview
INODU-98-1	2.SMMePlus - Homologation v.1.5_Final - 2. Especificación Técnica de Sistema de Gestión y Operación
INODU-98-10	2.SMMePlus - Homologation v.1.5_Final - Especificación técnica de Interfaces para Interoperabilidad
INODU-98-12	2.SMMePlus - Homologation v.1.5_Final - Alarms
INODU-98-2	2.SMMePlus - Homologation v.1.5_Final - Collected Information

f) Auditoría inodú

En INODU-02-5 Enel plantea las principales directrices bajo las cuales implementará los sistemas SGO, sus respectivas soluciones (*StarBeat* y *SMMMePlus*), sus principales características sobre administración de datos e información y características sobre configuración, control y operación de sus componentes. Desde el punto de vista de requisitos de arquitectura planteados por Enel, en su documento INODU-02 se verifica que el requerimiento se cumple, sin embargo, para términos de esta auditoría se verificará la solución implementada a través de la respectiva documentación de las plataformas *StarBeat* y *SMMMePlus* entregadas por Enel al equipo auditor.

Relativo a la solución Medidor Enel se presenta lo siguiente:

- **Documentación SMMMePlus:** INODU-88, INODU-89, INODU-90, INODU-91, INODU-92, INODU-93, INODU-94, INODU-95, INODU-96, INODU-97, INODU-98, INODU-99, INODU-100, INODU-101, INODU-102, INODU-102.
- **Corresponde a un hardware, software y/o conjunto de aplicaciones informáticas:** Solución SGO es a través del *SMMMePlus Platform Integration*. El esquema presentado en INODU-02 para el SMMMePlus es el siguiente:



En INODU-102-2 se presenta el *SMMMePlus System* según:

"SMMMePlus system is a Service Fabric Application backed by several virtual servers that form a Service Fabric Cluster. This set of virtual machines hosts microservices and Service Fabric Runtime."

Availability and efficiency are granted by replication of service's state and distribution of replicas among different machines."

La arquitectura del *SMMEPlus System* y sus respectivos componentes son:

- *SMMEPlus application*
- *TLogManager application*
- *SMMEPlus Integration Service application*
- *SMMEPlus Web Site*
- *SMMEPlus Mobile application*

En INODU-102-3 se presentan las componentes del *SMMEPlus application* y el esquema que relaciona las diferentes funcionalidades de esta aplicación, conectando el sistema con los medidores a través de la unidad concentradora respectiva, para de este modo realizar el control y gestión de tareas a través del *Jobs Manager*, el cual envía tareas hacia el *Worker Service*. El *Worker Service* ejecuta tareas, contiene la información de estas, sus respectivos estados y envía la información respectiva al *TLogManager*. Adicionalmente, el servicio *Internal Clients - Work Manager* se relaciona con la base de datos (*Azure SQL database*) y administra si hay nuevas tareas que ejecutar y enviar al *JobsManager*. El esquema planteado por Enel es el siguiente:

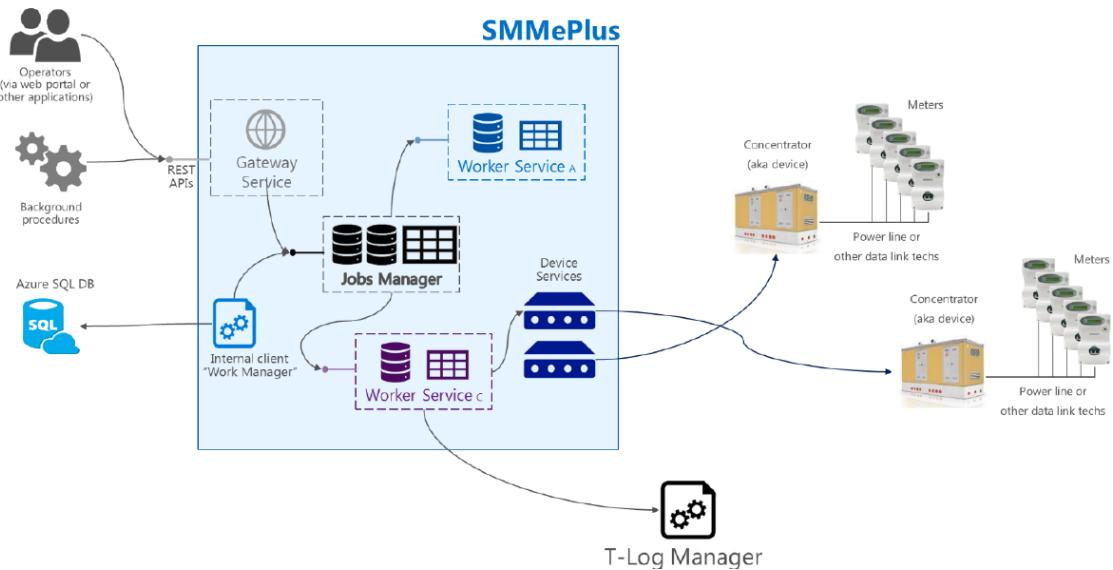


Figura 13: Esquema SMMEPlus Application según INODU-102.

Esta arquitectura presentada es la que permite las distintas funcionalidades del SMMEPlus.

- **Debe permitir administrar, controlar y gestionar la información relativa a las mediciones y suministro de los Clientes y Usuarios del Sistema de Distribución:** En INODU-100-1 a través del

manual de uso del SMMePlus se indica que este permite el control de todos los procedimientos relativos al control y manejo remoto de medidores, dentro de los cuales están:

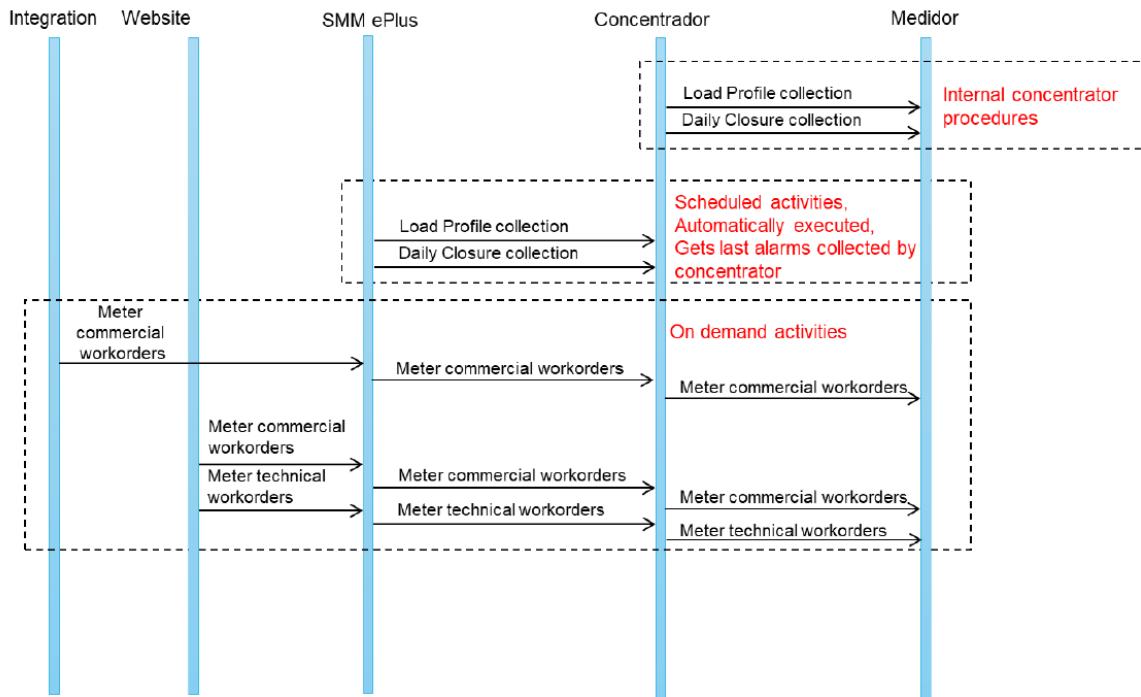
- Instalación y configuración de dispositivos
 - Operaciones de gestión y verificación
 - Generación y gestión de órdenes de trabajo
 - Mantenimiento
 - Informes
- **Debe recibir y almacenar la información procedente de las Unidades de Medida o Unidades Concentradoras, según corresponda:** como se menciona en INODU-102-3, en el esquema del *SMMEPlus application* se muestra la conexión del sistema con los medidores a través de la unidad concentradora respectiva. En INODU-98-1 se describe cómo el SGO maneja la información entre medidor y unidad concentradora: "*The relationship between the meter and the concentrator is managed by The HES: the association is usually done automatically when a meter is discovered by the concentrator, but can also be modified manually. In addition, automatic csv are extracted every day. When an association is done, the concentrator tries to recruit the meter; this operation can be automatic or manual.*

If this recruitment is completed successfully, the system automatically creates two configuration activities:

 - 1- *The first is the technical configuration of the meter: clock synchronization, daylight saving time configuration, load profile interval, switch from public meter keys to private keys.*
 - 2- *The second is the technical configuration of the meter inside the concentrator: the concentrator needs to know which load profile and readings collect for that meter.*

When this flow is completed, the meter is automatically read by concentrator several times per day (depending on system configuration)."

Luego, en INODU-98-3 se menciona cómo esta información es compartida con el "Local Integration System", el cual se encarga de almacenarla.
 - **Debe evaluar y procesar los Eventos SMMC y Alarmas, pudiendo generar actos de administración y operación sobre el Sistema de Distribución:** En INODU-98-2 se presenta la información que es recolectada por el SMMePlus, dentro de las cuales están:
- "The kind of information collected by the system are:
- Events: Massive events are exported.
 - Alarms: Massive alarms are exported."
- Luego, en INODU-98-12 se presenta la forma en que el sistema maneja las alarmas del medidor y la unidad concentradora. En el caso del medidor, al generarse una alarma se genera un evento específico. El esquema de actuación es el siguiente:



La Gestión de eventos y alarmas está documentado por Enel en el caso de uso 7 (INODU-10-1), y detalla el procedimiento para su manejo y derivación a sistemas de despacho de emergencia o sistemas de operación en terreno (INODU-10-3).

- **Está encargado de la configuración del control, la operación y mantenimiento de todos los componentes de los SMMC:** En INODU-100-1 se menciona:

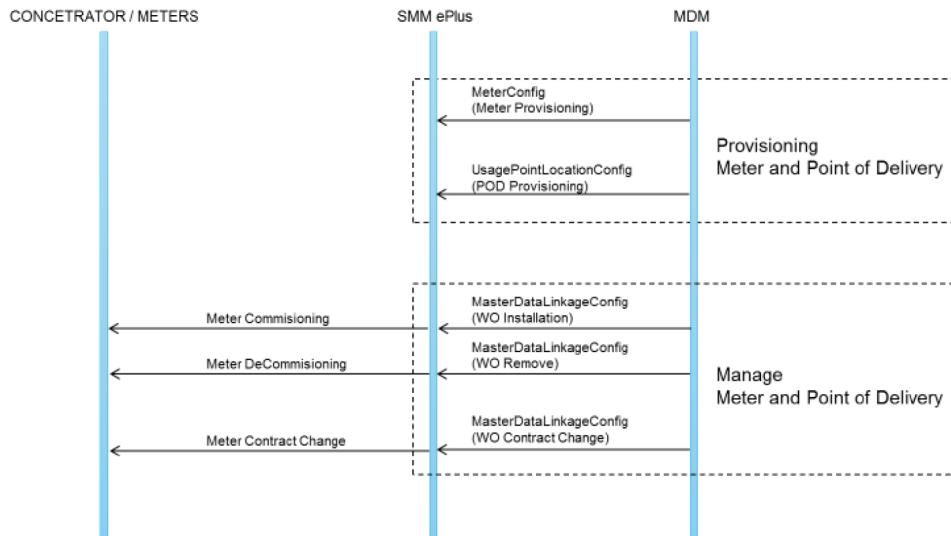
“The SMM ePlus allows complete control of all procedures related to Meters remote control and management, particularly:

- Device installation and configuration
- Management and verification operations
- Work Order generation and management
- Maintenance
- Reporting”

En INODU-102-4 se desarrolla el esquema de Gestión y Mantenimiento del Medidor Enel a través del SMM ePlus Integration service:

“*SMM ePlus Integration service exposes a WCF service that is called from external systems to provision information about manufacturing and installations and to request detachments, reconnections and readings.*

The diagram below shows provisioning and devices management:

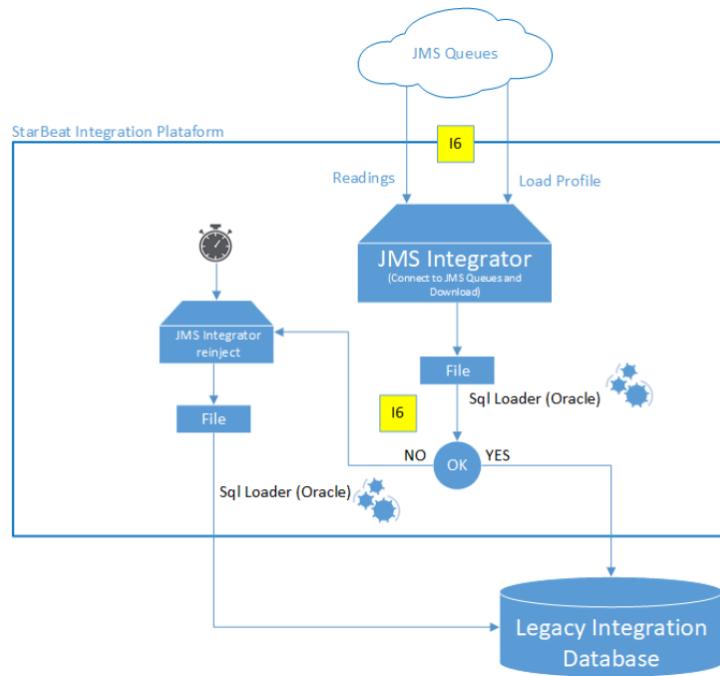


Es necesaria información adicional sobre cómo se realiza el mantenimiento a las demás componentes del Sistema. Esto se solicita en ID-Planes-014

- **Debe contar con interfaces que permitan la integración de manera segura con sistemas de la Empresa Distribuidora:** en INODU-98-10 se describen las interfaces que permiten la interoperabilidad del sistema SMMePlus. Además, las interfaces también han sido verificadas en AT0051, AT0053, AT0054, AT0055, AT0056, AT0057, AT0058, AT0059, AT0060, AT0061: Relativo a las interfaces i2, i4, i5, i6, i7, i8, i9, i10, i11 e i12 respectivamente.

Relativo a la solución Punto a Punto:

- **Documentación:** INODU-104, INODU-105, INODU-106, INODU-107.
- **Corresponde a un hardware, software y/o conjunto de aplicaciones informáticas:** Solución SGO es a través del *StarBeat Platform Integration*. El esquema presentado en INODU-02 para el StarBeat es el siguiente:



En INODU-106-1 se presentan las componentes de la arquitectura del *Starbeat System*. La comunicación con la unidad de medida se representa en el esquema a través de la interacción del GME (*Electronical Measuramente Device*) con el *Remote*

Head End Comm module (PPNS). Luego el *Remote Head End Comm Module* se comunica vía *Remote Driver* con el *AMM StarBeat Application Logic*, el cual a su vez se relaciona con *Back End Services (Security, Processing, Scheduling, Batch)*, *Data Layer* y Servicios externos como el *Enel Enterprise Service BUS* El esquema es el siguiente:

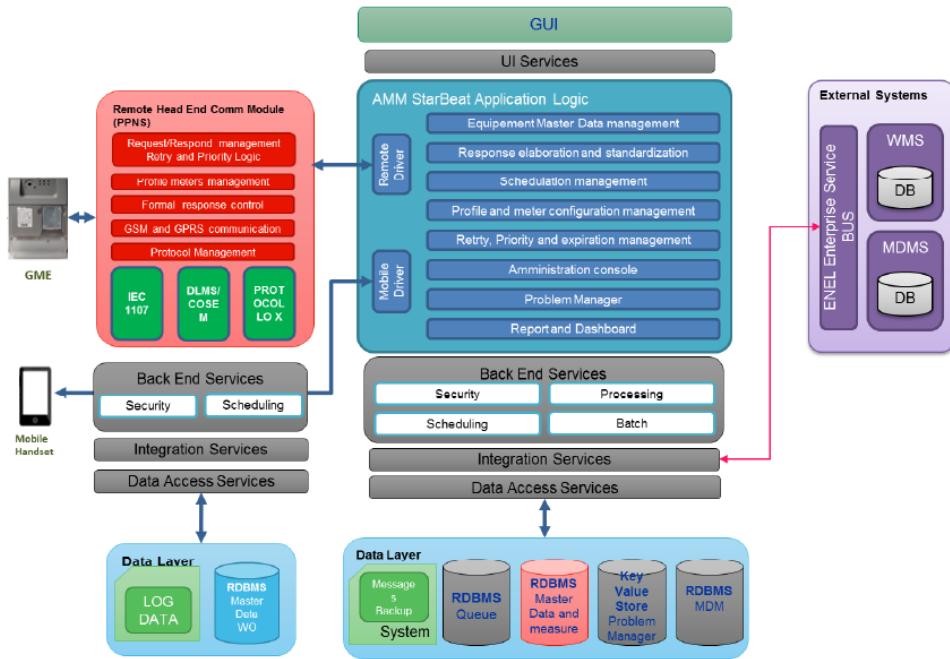


Figure 1: Main Architectural view

- **Debe permitir administrar, controlar y gestionar la información relativa a las mediciones y suministro de los Clientes y Usuarios del Sistema de Distribución:** En INODU-105-1 se presenta el StarBeat desde el punto de vista de los Subsistemas que lo componen. Estos son:
 - *StarGroove*
 - *StarPulse*
 - *StarSync*

Se presenta además el *PRD Environment* del StarBeat:

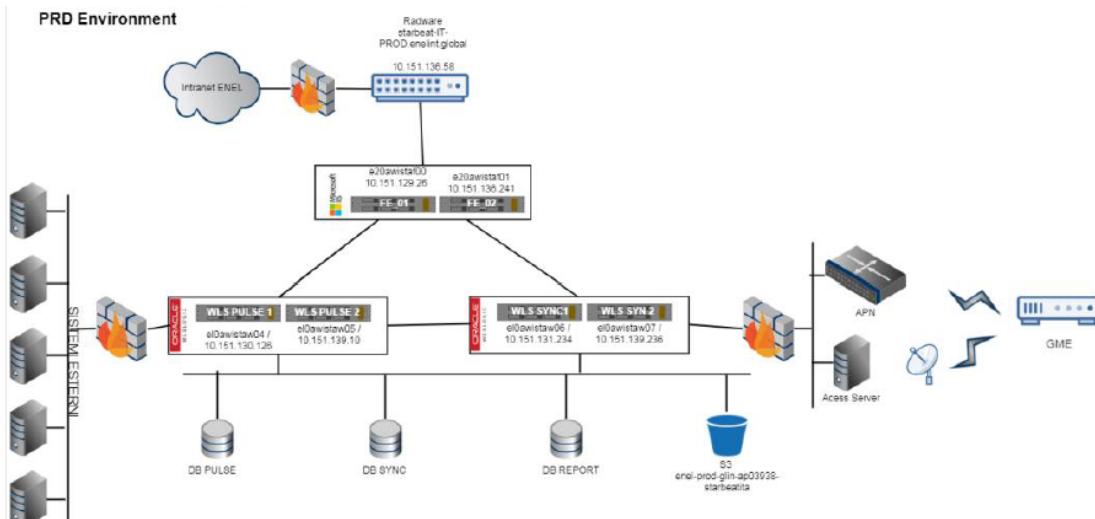


Figure 2: Infrastructure view

Relativo a los subsistemas, se describen sus principales características:

“2.1.1. StarPulse

StarPulse subsystem provides all user interfaces, and, services that enable a back office operator to handle the inventory of meter, and, create manually scheduling Tasks.

It provides administrative interface for enabling an application administrator to change the system parameters. StarPulse contains services that allow external systems of meter management to upload the inventories. Basically it's a subsystem of presentation interfaces and services.

2.1.2. StarGroove

StarGroove subsystem provides all processes for creating automatically GME meter management tasks, and for dispatching these tasks to StarSync subsystem. It's responsible for processing the responses returned from StarSync and to communicate them to external systems. Basically it's a subsystem responsible for automatic creation of scheduled Tasks and for processing the returned response massively.

2.1.3. StarSync

The StarSync Subsystem takes charge of the activities for meter management created and dispatched by StarGroove or of the spot requests activated by a back office operator in StarPulse (or via Remote system request). It uses appropriate driver to submit these request activities to meters and acquire responses.

Basically it's a subsystem responsible for the communication with the meters for performing the activities submitted by StarGroove and StarPulse.

2.1.4. Report

The Reporting module allows the user to filter and view the acquired readings (eventual errors and warning), the historical master data, and the telereading communication data; this module is described in the Technical Architectural View (document/section).”

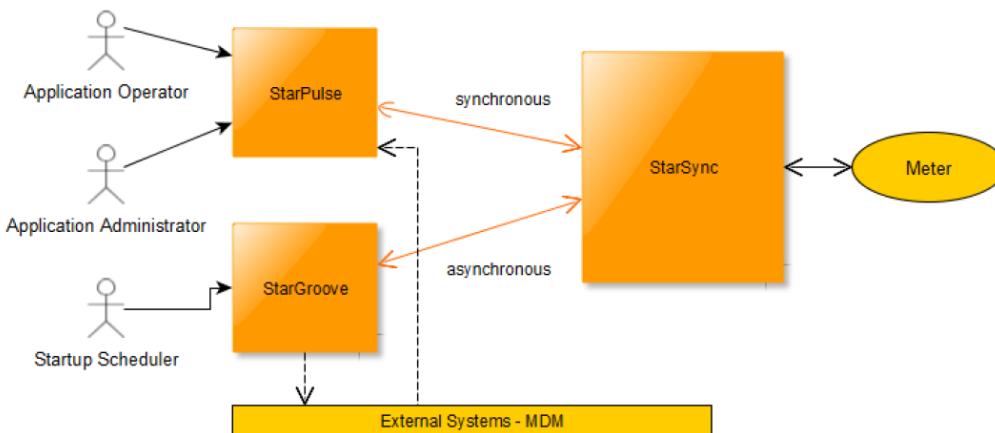


Figure 1: Main Sub-Systems view

Luego, en base a este esquema de subsistemas y funcionalidades es posible administrar, controlar y gestionar la información relativa a los medidores.

- **Debe recibir y almacenar la información procedente de las Unidades de Medida o Unidades Concentradoras, según corresponda:** StarSync es el subsistema encargado de esta funcionalidad. En el caso de uso INODU-105-4 se desarrollan las principales tareas que debe ejecutar el StarSync:

“

 - I. Perform Register Readings
 - II. Perform Load Profile Readings at specified frequency
 - III. Perform meter work order to program the meter
 - IV. Perform synchronization on Meters.”

- **Debe evaluar y procesar los Eventos SMMC y Alarmas, pudiendo generar actos de administración y operación sobre el Sistema de Distribución:** en INODU-105-2 se nombran las funcionalidades del StartBeat. Dentro de las estas, en relación con el manejo de eventos y alarmas se nombran las siguientes:
 “*Generic Product Functions: Self diagnostic functions and alarms management*”
 [...]
Call and connection management: Retries and errors/warnings managments”

En INODU-105-5 se describe la capacidad de personalizar los reportes. De este modo se pueden tener los siguientes informes:

“

1. *Equipment Report shows the equipments historical data.*
2. *Communication Report shows the synthesis of call executed for day, and, to get access to the Error details Report by day and communication channel*
3. *Telereading contains summary information of the Telereadings volumes, divided by month, and, then by day (in the detail UI).*
4. *Call Tracing Report the synthesis of call make to executed an activity.*
5. *Warning Details the warnings occurred in the activities execution.*
6. *Error Details the errors occurred in the activities execution.”*

A diferencia del caso SMMEPlus, no hay un caso de uso que describa la Gestión de Eventos y alarmas del StarBeat. Se solicita desarrollar el respectivo caso de uso en el ID-Planes-013.

- **Está encargado de la configuración del control, la operación y mantenimiento de todos los componentes de los SMMC:** En INODU-105-2 se nombran las funcionalidades del StartBeat. Dentro de las estas, en relación al control, operación y mantenimiento de las componentes del SMMC se nombran las siguientes:
 “*Telemanagement functions:*
 V. *Workorder management from external system*
 VI. *Configuration of Workorder operations*
 VII. *Workorder execution (acquisition and retry)*
 VIII. *History of workorders and GUI view*
 IX. *Backend Configuration of workorder/operations”*

No hay información específica sobre cómo el StarBeat realiza el mantenimiento de los componentes del SMMC, esto deberá ser abordado en ID-Planes-014.

- **Debe contar con interfaces que permitan la integración de manera segura con sistemas de la Empresa Distribuidora:** contrario al caso del SMMePlus, para el StarBeat no se tiene una documentación clara sobre las interfaces que permiten la integración con la empresa Distribuidora.

Relativo al desarrollo de las interfaces, estas también han sido verificadas en AT0051, AT0053, AT0054, AT0055, AT0056, AT0057, AT0058, AT0059, AT0060, AT0061: Relativo a las interfaces i2, i4, i5, i6, i7, i8, i9, i10, i11 e i12 respectivamente.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Para el cumplimiento total de los requerimientos es necesario desarrollar documentación adicional respecto al SMMePlus y StarBeat.

ID-Planes-013

ID-Planes-014

6.2 Requerimientos AT0028; AT0029

a) Requerimiento

AT0028: El SGO debe estar compuesto por el módulo Head End System - Unidad de Procesamiento. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

AT0029: El SGO debe estar compuesto por el módulo Head End System - Unidad de Gestión. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

b) Comentario inodú del requerimiento

Las definiciones de los AT0028 y AT0029 son las siguientes:

definición Head End System – Unidad de Procesamiento y unidad de Gestión: “

1. Head End System o HES: Sistema centralizado que permite el control y gestión de los distintos componentes del SMMC. El HES se puede dividir en dos submódulos:

1.1. Unidad de Procesamiento: Recibe la información proveniente de las Unidades de Medida y/o Unidades Concentradoras, tales como Evento SMMC y Alarmas, registrándola en la Base de Datos Central. Examina la información recibida y genera las Alarmas pertinentes.

1.2. Unidad de gestión: Monitorea y controla los distintos componentes del SMMC, la gestión centralizada de los datos del sistema, la detección de Eventos SMMC y las Alarmas generados por la Unidad de Procesamiento, entre otras. Además, es el encargado de instruir la sincronización horaria."

En base a las definiciones del AT, para verificar el cumplimiento de estos requerimientos se corroborarán los siguientes puntos:

1 *Head End System – Unidad de Procesamiento*: sus funciones son:

- 1.1 Recibir de la información proveniente de las Unidades de Medida y/o Unidades Concentradoras, tales como Evento SMMC y Alarmas.
- 1.2 Registrar de la información recibida en la Base de Datos Central.
- 1.3 Examinar la información recibida y genera las Alarmas pertinentes.

2 *Head End System – Unidad de Gestión*: sus funciones son:

- 2.1 Monitorear y controlar:
 - i. Componentes del SMMC,
 - ii. La gestión centralizada de los datos del sistema,
 - iii. La detección de Eventos SMMC y las Alarmas generados por la Unidad de Procesamiento, entre otras.
- 2.2 Instruir la sincronización horaria.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO
Requerimientos	AT0027

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	"Total"
Comentario	SMMePLus
Autoevaluación Enel	Documento Starbeat
Observación inodú	Sin comentarios

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido

INODU-10-1	Caso 7 Events_Status Words management_v.3 - Gestión de Eventos y Alarmas-Resumen
INODU-102-3	8.SMMePlus - Architecture v4.0 - SMMePlus Application
INODU-102-3	8.SMMePlus - Architecture v4.0 - SMMePlus Application
INODU-10-3	Caso 7 Events_Status Words management_v.3 - Gestión de Eventos y Alarmas-Dieagrama de secuencia de recopilación de eventos
INODU-105-1	19.StarBeat_SoftwareArchitecture_Rel_4_3_3 - StarBeat Subsystem Model
INODU-105-2	19.StarBeat_SoftwareArchitecture_Rel_4_3_3 - Features and Functionalities view
INODU-105-5	19.StarBeat_SoftwareArchitecture_Rel_4_3_3 - Reports dynamic and customizable
INODU-105-7	19.StarBeat_SoftwareArchitecture_Rel_4_3_3 - External System Integration
INODU-16-1	Caso 13 Clock Sync AMI_v.3
INODU-98-12	2.SMMePlus - Homologation v.1.5_Final - Alarms
INODU-98-2	2.SMMePlus - Homologation v.1.5_Final - Collected Information
INODU-98-7	2.SMMePlus - Homologation v.1.5_Final - Especificaciones técnicas de Sistema de sincronización horaria
INODU-98-8	2.SMMePlus - Homologation v.1.5_Final - Especificaciones técnicas de Sistema de sincronización horaria

f) Auditoría inodú

En base a lo desarrollado en el AT0027 (6.1), el *Head End Sysystem* y sus respectivas Unidades de Procesamiento y Unidades de Gestión se verificarán a través del cumplimiento de sus funcionalidades en los respectivos sistemas SMMePlus y StarBeat.

Solución Enel – SMMePlus:

- 1 ***Head End System – Unidad de Procesamiento:*** a continuación, se verificarán sus respectivas funciones:
 - 1.1 Recibir de la información proveniente de las Unidades de Medida y/o Unidades Concentradoras, tales como Evento SMMC y Alarmas.
 - 1.2 Registrar de la información recibida en la Base de Datos Central.
 - 1.3 Examinar la información recibida y genera las Alarmas pertinentes.

Verificación de funcionalidades 1.1, 1.2 y 1.3:

En INODU-98-2 se presenta la información que es recolectada por el SMMePlus y su manejo respectivo:

"All the information collected by the system are shared with local integration system that is in charge of the storage. Each information is exported with the identification of the device, the timestamp and an attribute indicating the kind of information.

The exported information are:

- Pushed on cloud queues that can be consumed

- Appended on daily csv files

[...]

The kind of information collected by the system are:

- Events

o Massive events are exported.

- Readings

o Statistic information are saved in internal database.

o Last current period reading for active energy for each meter is saved.

o Massive readings are exported.

- Load profiles

o Statistic information are saved in internal database.

o Massive load profiles are exported.

- Alarms

o Massive alarms are exported.

- Voltage variation

o Massive voltage variation are exported.

- Voltage interruption

o Last interruption values per each meter are saved internally.

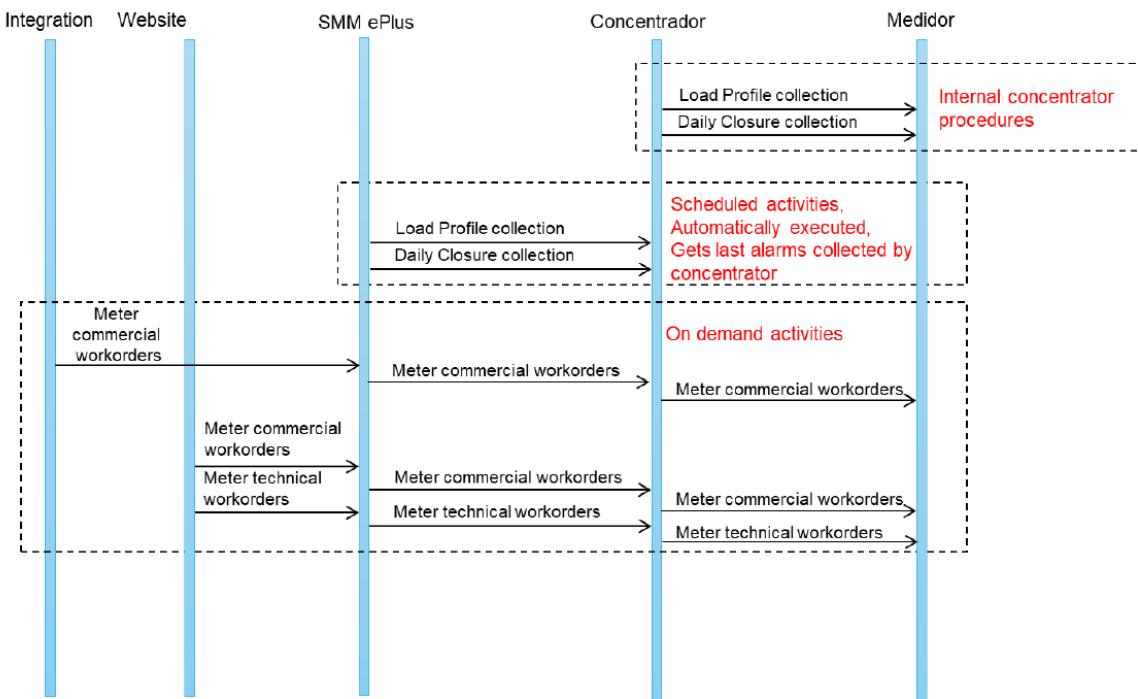
o Massive voltage interruption are exported.

- Measurands

o Statistic information are saved in internal database.

o Massive measurands are exported."

Luego, en INODU-98-12 se presenta la forma en que el sistema maneja las alarmas del medidor y la unidad concentradora. En el caso del medidor, al generarse una alarma se genera un evento específico. El esquema de actuación es el siguiente:



La Gestión de eventos y alarmas está documentado por Enel en el caso de uso 7 (INODU-10-1), y detalla el procedimiento para su manejo y derivación a sistemas de despacho de emergencia o sistemas de operación en terreno (INODU-10-3).

De este modo es posible verificar las funcionalidades del módulo de procesamiento del HES.

2 Head End System – Unidad de Gestión: a continuación, se verificarán sus respectivas funciones:

2.1 Monitorear y controlar:

- Componentes del SMMC,
- La gestión centralizada de los datos del sistema,
- La detección de Eventos SMMC y las Alarmas generados por la Unidad de Procesamiento, entre otras.

Verificación de la funcionalidad 2.1:

Desde el punto de vista del *SMM ePlus application*, la Unidad de Gestión equivale a (INODU-102-3), en donde a través de sus subsistemas se puede verificar la capacidad de monitoreo y control del HES:

“2.3.1. Jobs Manager

A dedicated service that:

- Received jobs that have to be executed and put them in High Priority queue or Normal Priority queue.
- Locate Worker Services and send the jobs to execute.

2.3.2. Worker Service

A dedicated service that:

- Manages a specific kind of job (Meter Reading, N2Pload, Initialization, ...).

2. Receives jobs to execute from Jobs Manager.
3. Has all information of jobs in queue and jobs in executions in its state.
4. Sends collected information (readings, load profiles, ...) to TLogManager application "

2.3.3. Internal Clients

Services dedicated to a specific operation.

One of internal clients is WorkManager. This service looks on database if there are new activities to execute and send them to JobsManager.

2.3.4. Devices

Single thread execution services that are in charge of talking with concentrators.

There is 1 device for 1 concentrator."

Relativo a la gestión de eventos y alarmas, en el Caso de Uso 7 documentado por Enel (INODU-10-1) se presenta su esquema, y se detalla el procedimiento para su manejo y derivación a sistemas de despacho de emergencia o sistemas de operación en terreno (INODU-10-3).

2.2 Instruir la sincronización horaria.

Verificación de la funcionalidad 2.2:

Respecto a la sincronización horaria, en INODU-98-7 e INODU-98-8 se especifica cómo se realiza la sincronización horaria respecto a la Unidad de Medida y Unidad Concentrador respectivamente. Los esquemas son los siguientes:

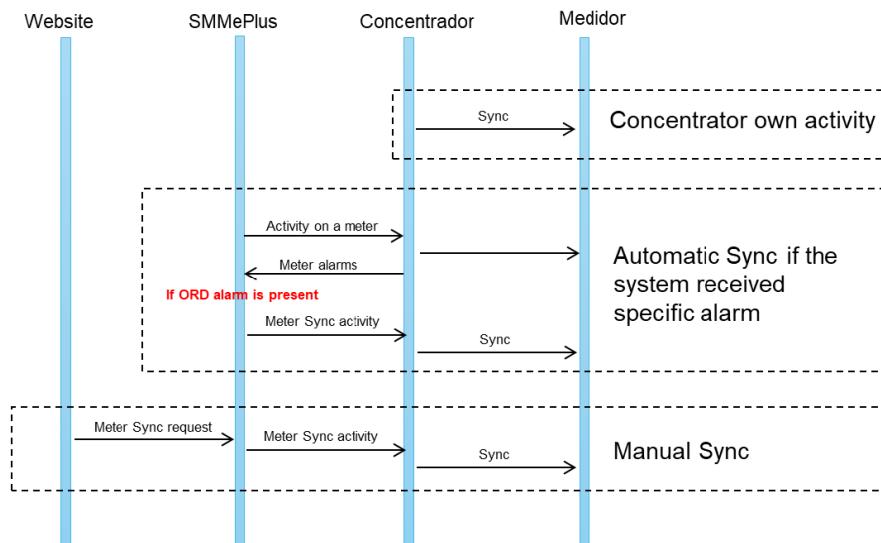


Figura 14: Esquema de sincronización horaria de la Unidad de Medida (INODU-98-7).

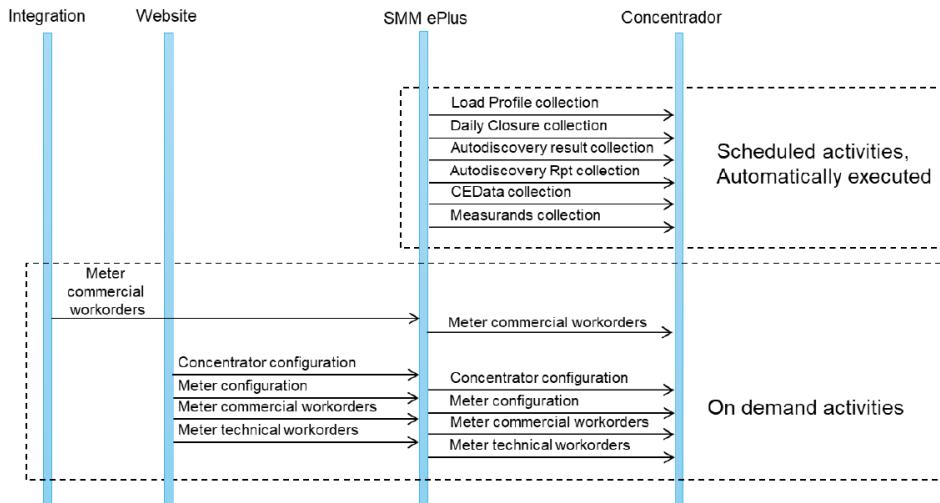


Figura 15: Esquema de sincronización horaria de la Unidad Concentrador (INODU-98-8). En particular, el concentrador se sincroniza con el sistema en cada conexión (INODU-98-8).

Además, en INODU-16 se desarrolla el caso de uso 13, relativo la sincronización del reloj y la infraestructura AMI. Este caso de uso desarrolla la sincronización solo del punto de vista del SMMePlus.

Solución Punto a Punto – StarBeat:

- 1 **Head End System – Unidad de Procesamiento:** a continuación, se verificarán sus respectivas funciones:
 - 1.1 Recibir de la información proveniente de las Unidades de Medida y/o Unidades Concentradoras, tales como Evento SMMC y Alarmas.
 - 1.2 Registrar de la información recibida en la Base de Datos Central.
 - 1.3 Examinar la información recibida y genera las Alarmas pertinentes.

Verificación de las funcionalidades 1.1, 1.2y 1.3:

En INODU-105-2 se nombran las funcionalidades del StarBeat. Dentro de las estas, en relación al manejo de eventos y alarmas se nombran las siguientes:

“Generic Product Functions: Self diagnostic functions and alarms management”

[...]

Call and connection management: Retries and errors/warnings managements”

En INODU-105-5 se describe la capacidad de personalizar los reportes. De este modo se pueden tener los siguientes informes:

“

Equipment Report shows the equipments historical data.

Communication Report shows the synthesis of call executed for day, and, to get access to the Error details Report by day and communication channel

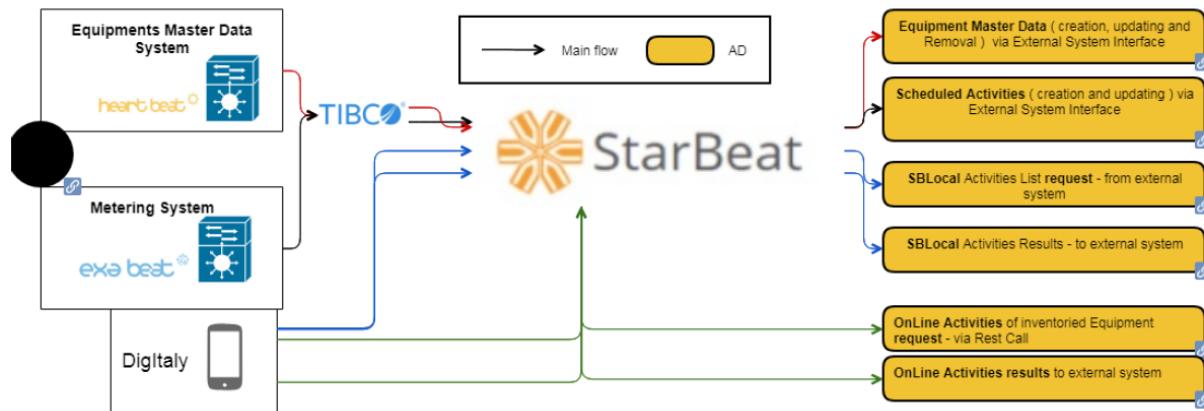
Telereading contains summary information of the Telereadings volumes, divided by month, and, then by day (in the detail UI).

Call Tracing Report the synthesis of call make to executed an activity.

Warning Details the warnings occurred in the activities execution.

Error Details the errors occurred in the activities execution."

Relativo al almacenamiento de la información en una base de datos central, en INODU-105-7 se presenta cómo el StarBeat se puede integrar con “centralized master data system (E.g. Heart Beat)”



Sin embargo, no se tiene información respecto a cómo se envía la información de eventos y alarmas a la base de datos central (Heart Beat) o cómo se interactúa con ella (ID-Planes-015).

Dentro de las funcionalidades del Starbeat (INODU-105-2) se encuentran:

"Generic Product Function:

- I. Data Export
- II. External system Integration
- III. Log and trace Management"

A diferencia del caso SMMEPlus, no hay un caso de uso que describa la Gestión de Eventos y alarmas del StarBeat. Se solicita desarrollar el respectivo caso de uso en el ID-Planes-013.

2 Head End System – Unidad de Gestión: a continuación, se verificarán sus respectivas funciones:

2.1 Monitorear y controlar:

- i. Componentes del SMMC,
- ii. La gestión centralizada de los datos del sistema,
- iii. La detección de Eventos SMMC y las Alarmas generados por la Unidad de Procesamiento, entre otras.

Verificación de la funcionalidad 2.1:

Desde el punto de vista del *StarBeat*, la Unidad de Gestión equivale a los subsistemas presentados en (INODU-105-1), en donde se puede verificar la capacidad de monitoreo y control del HES:

“In StarBeat there are other modules for example the Reporting Module, allows the user to filter, view and export the Star Beat data (master data, readings execution, etc.). All these modules are represented and described in the Technical Architectural View (document/section).

2.1.1. *StarPulse*

StarPulse subsystem provides all user interfaces, and, services that enable a back office operator to handle the inventory of meter, and, create manually scheduling Tasks.

It provides administrative interface for enabling an application administrator to change the system parameters. StarPulse contains services that allow external systems of meter management to upload the inventories. Basically it’s a subsystem of presentation interfaces and services.

2.1.2. *StarGroove*

StarGroove subsystem provides all processes for creating automatically GME meter management tasks, and for dispatching these tasks to StarSync subsystem. It’s responsible for processing the responses returned from StarSync and to communicate them to external systems. Basically it’s a subsystem responsible for automatic creation of scheduled Tasks and for processing the returned response massively.

2.1.3. *StarSync*

The StarSync Subsystem takes charge of the activities for meter management created and dispatched by StarGroove or of the spot requests activated by a back office operator in StarPulse (or via Remote system request). It uses appropriate driver to submit these request activities to meters and acquire responses.

Basically it’s a subsystem responsible for the communication with the meters for performing the activities submitted by StarGroove and StarPulse.

2.1.4. *Report*

The Reporting module allows the user to filter and view the acquired readings (eventual errors and warning), the historical master data, and the telereading communication data; this module is described in the Technical Architectural View (document/section).”

Instruir la sincronización horaria.

Dentro de las funcionalidades del Stabeat (INODU-105-2) se presentan:

“Synchronization with an external clock source

Meter remote setting, eg clock

Online meter clock setting”

A diferencia del caso SMMEPlus, para el StarBeat no se desarrolló un caso de uso relativo a la sincronización del reloj y la infraestructura AMI, por lo cual se abordará en ID-Planes-016.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú:

- a. Se cumple parcialmente el requerimiento AT0028.
- b. Se cumple parcialmente el requerimiento AT0029.

h) Observación auditoría

Los requerimientos se cumplen totalmente desde el punto de vista del SMMePlus, sin embargo, se requiere información adicional del StarBeat. Para el cumplimiento total de los requerimientos es necesario desarrollar la documentación señalada en los planes:

ID-Planes-013
ID-Planes-015
ID-Planes-016

6.3 Requerimientos AT0030; AT0031

a) Requerimiento

AT0030: El SGO debe estar compuesto por el módulo Bases de Datos Central. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

AT0031: La Base de Datos Central del SGO debe tener un sistema, mecanismos y protocolos de respaldo Back UP. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

b) Comentario inodú del requerimiento

Las definiciones del AT030 y AT0031 son las siguientes:

Definición de Base de datos Central y Sistema BackUp: "

2. Base de Datos Central: Repositorio en el cual se registran todos los datos, Alarmas, Eventos SMMC, registros y, en general, toda la información de campo recopilada por el HES por un periodo mínimo de 2 años contados desde su registro. Este módulo solo puede ser intervenido directamente desde el HES, y no pueden acceder a él otras aplicaciones, sistemas o personas no autorizadas. La Base de Datos Central debe contar con mecanismos de redundancia y alta disponibilidad, según lo requiera la demanda y arquitectura de los SMMC implementados por la Empresa Distribuidora, así como también con un sistema, mecanismos y protocolos de respaldo o backup. Para el cumplimiento de las funciones de la Superintendencia, la Comisión y el Coordinador, la Empresa Distribuidora deberá respaldar los datos e información de la Base de Datos Central en otro medio que permita su recuperación por un periodo de, al menos, 3 años contados desde el cumplimiento de los 2 años señalados precedentemente."

En base a las definiciones del AT, para verificar el cumplimiento de estos requerimientos se corroborarán los siguientes puntos:

1. Definición Base de Datos Central:
 - I. Repositorio en el cual se registran todos los datos, Alarmas, Eventos SMMC, registros y, en general, toda la información de campo recopilada por el HES por un periodo mínimo de 2 años contados desde su registro.
 - II. Este módulo solo puede ser intervenido directamente desde el HES, y no pueden acceder a él otras aplicaciones, sistemas o personas no autorizadas.
 - III. Debe contar con mecanismos de redundancia y alta disponibilidad.
 - IV. Debe contar con un sistema, mecanismos y protocolos de respaldo o backup.
2. Relativo al Sistema BackUp:
 - I. Deberá respaldar los datos e información de la Base de Datos Central por un periodo de, al menos, 3 años contados desde el cumplimiento de los 2 años señalados precedentemente.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO, Base de datos central; BackUp
Requerimientos	AT0027; AT0044

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario Autoevaluación Enel	SMMePLus Documento Starbeat
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-02-5	c) Sistema de Gestión y Operación para Medidor Punto a Punto d) Sistema de Gestión y Operación para Medidor Enel
INODU-102-5	8.SMMePlus - Architecture v4.0 - SMMePlus integration Service Application
INODU-103-1	9.SMMePlus - Infrastructure - Homologation Chile - Database
INODU-103-3	9.SMMePlus - Infrastructure - Homologation Chile - Backup and Restore
INODU-105-2	19.StarBeat_SoftwareArchitecture_Rel_4_3_3 - Features and Functionalities view
INODU-105-7	19.StarBeat_SoftwareArchitecture_Rel_4_3_3 - External System Integration
INODU-106-2	20.StarBeat_Technical_Architecture_Rel_4_3_4 - Logical view
INODU-106-4	20.StarBeat_Technical_Architecture_Rel_4_3_5 - Data layer
INODU-98-2	2.SMMePlus - Homologation v.1.5_Final - Collected Information

f) Auditoría inodú

En base a lo desarrollado en el AT0027 (6.1), el Head End System y sus respectivas Unidades de Procesamiento y Unidades de Gestión están representadas por las siguientes componentes según el tipo de solución:

Las características y funcionalidades por verificar son las siguientes:

1. Definición Base de Datos Central:
 - 1.1 Repositorio en el cual se registran todos los datos, Alarmas, Eventos SMMC, registros y, en general, toda la información de campo recopilada por el HES por un periodo mínimo de 2 años contados desde su registro.
 - 1.2 Este módulo solo puede ser intervenido directamente desde el HES, y no pueden acceder a él otras aplicaciones, sistemas o personas no autorizadas.
 - 1.3 Debe contar con mecanismos de redundancia y alta disponibilidad.
 - 1.4 Debe contar con un sistema, mecanismos y protocolos de respaldo o backup.
2. Relativo al Sistema BackUp:
 - 2.1 Deberá respaldar los datos e información de la Base de Datos Central por un periodo de, al menos, 3 años contados desde el cumplimiento de los 2 años señalados precedentemente.

Solución Enel – SMMePlus:

Verificación:

1.1 y 1.2: En INODU-103-1 se indica que la Base de datos utilizada en el caso del SMMePlus es SQL Azure (DB as Service). En INODU-98-2 se indica el tipo de información recolectada por el sistema (eventos, lecturas, perfiles de demanda, alarmas, mediciones, etc.) y se menciona que el Local Integration System es el encargado de su almacenamiento. En INODU-102-5 se describe el funcionamiento del SMMePlus Integration Service, el cual sigue el standard IEC 61968-9. Además, relativo a los accesos:

“2.5.1.2. External Event Hubs

Latest version of SMMePlus Integration Service pushes collected data (DC, samples, events) on an Azure Event Hub stream that can be accessed using a private key.

The Integration service of the client “listens” to this stream in order to download new information as soon as they’re available.

The payload pushed on Event Hub follows CIM standard.”

Es necesario detallar la capacidad de almacenamiento del DB que garantice al menos disponibilidad de 2 años de datos. Se considerará en ID-Planes-017.

1.3: No hay información detallada respecto a mecanismos de redundancia y alta disponibilidad del database. Se considerará en ID-Planes-018.

1.4 y 2.1: INODU-103-3 “SQL Database uses SQL Server technology to create full backups every week, differential backups every 12 hours, and transaction log backups every 5-10 minutes. The backups are stored in RA-GRS storage blobs that are replicated to a paired data center for protection against a data center outage. When you restore a database, the service figures out which full, differential, and transaction log backups need to be restored.

The Point in Time recovery is available for 35 days.

The Long Time recovery is configured as following:

- Weekly backup available for 6 months
- Monthly backup available for 1 year”

El Sistema BackUp no especifica capacidad de respaldar los datos por al menos 3 año. Se considerará en ID-Planes-034.

Solución Punto a Punto – StarBeat:

Verificación:

1.1 y 1.2: Base de Datos Central: (INODU-106-2):

“- StarPulse Database used by the StarPulse and StarPulse_Batch system.

- StarSync database used by the StarSync system.

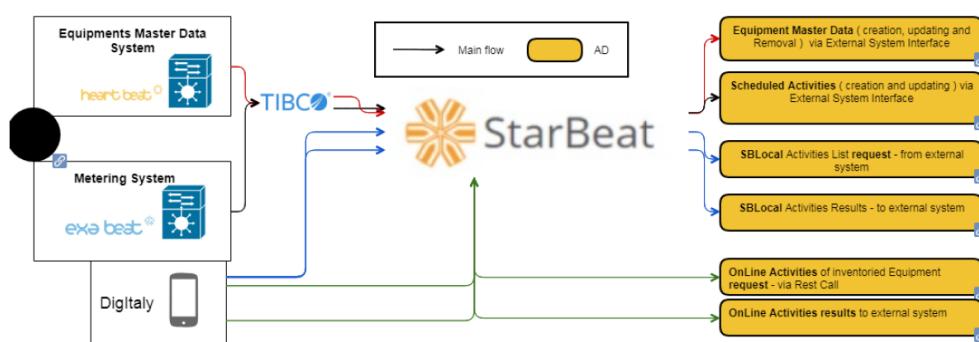
The separation of two databases allows to tune distinctly the two main massive processes of the application:

- The process in StarGroove that automatically activates the defined scheduling, generating the requests to send asynchronously to StarSync.

- The process in StarSync of sending commands to meters in separate and parallel threads.”

Desde el punto de vista de implementación se utiliza Oracle DBMS (INODU-106-4).

Relativo a la interacción del StarBeat con la base de datos central, en INODU-105-7 se presenta cómo el StarBeat se puede integrar con “centralized master data system (E.g. Heart Beat)”



Sin embargo, no se tiene información respecto a cómo se envía la información de eventos y alarmas a la base de datos central (Heart Beat) o cómo se interactúa con ella (ID-Planes-015).

Dentro de las funcionalidades del StarBeat (INODU-105-2) se encuentran:

“Generic Product Function:

- I. Data Export
- II. External system Integration
- III. Log and trace Management”

No se puede verificar que este módulo no pueda ser intervenido por otras aplicaciones sistemas o personas no autorizadas y que tenga capacidad de almacenamiento de al menos dos años (ID-Planes-035).

1.3: No se puede verificar que el DB posea mecanismos de redundancia y alta disponibilidad (ID-Planes-036)

1.4 y 2.1: No se menciona un sistema Back Up ni la periodicidad en que se realizaría. En el diseño de la solución Enel (INODU-02-5) tampoco se menciona que tenga sistema BackUp. (ID-Planes-037)

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú:

- c. Se cumple parcialmente el requerimiento AT0030.
- d. Se cumple parcialmente el requerimiento AT0031.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento AT0030 y AT0031 son los siguientes:

ID-Planes-017
 ID-Planes-018
 ID-Planes-034
 ID-Planes-015
 ID-Planes-035
 ID-Planes-036
 ID-Planes-037

6.4 Requerimiento AT0054

a) Requerimiento

Interfaces del SMMC, I5: Interfaz Sistema de Gestión y Operación - Base de Datos Central. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

b) Comentario inodú del requerimiento

Definición AT: “La interfaz I5 permite que la Empresa Distribuidora pueda guardar la información requerida en la Base de Datos Central, y pueda acceder a ella con la finalidad de garantizar la integridad de la misma.”

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	I5; SGO; Base de Datos Central
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* SMMePlus Interfaces Diagram.pptx * SMMePlus - Homologation.docx * Caso de uso 1
Observación inodú	Sin comentario

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-103-5	9.SMMePlus - Infrastructure - Homologation Chile - Collected Information
INODU-103-6	9.SMMePlus - Infrastructure - Homologation Chile - Report
INODU-105-1	19.StarBeat_SoftwareArchitecture_Rel_4_3_3 - StarBeat Subsystem Model
INODU-105-5	19.StarBeat_SoftwareArchitecture_Rel_4_3_3 - Reports dynamic and customizable
INODU-98-10	2.SMMePlus - Homologation v.1.5_Final - Especificación técnica de Interfaces para Interoperabilidad

f) Auditoría inodú

En base a lo desarrollado en el AT0027 (6.1), la interfaz i5 SMMC está representada por las siguientes componentes según el tipo de solución:

1) Solución Enel – SMMePlus: Relativo a la interfaz i5 se presenta la siguiente información de respaldo:

- INODU-98-10: “The database of the HES can be consulted using the reports available on website and the daily extractions.”
- INODU-103-5: “2.4. Collected information

As described in SMMePlus – Architecture (Reference [1]), the information collected by SMMePlus are available for local business in two ways:

- csv files for each day for readings, daily closures, load profiles, prepayment information, maximum powers

- pushes data on external Event Hubs so that external services can download them asynchronously CSV are available on Storage Account. Each storage account contains information of a single company and can be accessed with a connection string.

The Event Hub is a cloud stream on which is it possible to subscribe using a specific consumer identification and key.”

- INODU-103-6: "3.4. Report"

In SMMePlus website, reports are used to check results of activities in the system.

Here are some information extracted from database.

[...]

This information are stored in database.

For accessing database it's necessary to:

- *Have the username and password*
- *Have the source ip address enabled in firewall"*

2) Solución Punto a Punto – StarBeat: a

- En INODU-105-5 se describe la capacidad de personalizar los reportes. De este modo se pueden tener los siguientes informes:
"

Equipment Report shows the equipments historical data.

Communication Report shows the synthesis of call executed for day, and, to get access to the Error details Report by day and communication channel

Telereading contains summary information of the Telereadings volumes , divided by month, and, then by day (in the detail UI).

Call Tracing Report the synthesis of call make to executed an activity.

Warning Details the warnings occurred in the activities execution.

Error Details the errors occurred in the activities execution.

- Luego, dentro de los subsistemas del SMMePlus se encuentra el módulo *Report* (INODU-105-1):

"2.1.4. Report

The Reporting module allows the user to filter and view the acquired readings (eventual errors and warning), the historical master data, and the telereading communication data; this module is described in the Technical Architectural View (document/section)."

Se corrobora que a través de los respectivos reportes se desarrolla la funcionalidad de la interfaz i5, permitiendo a la empresa distribuidora el acceso a la información de sus respectivas bases de datos centrales.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple totalmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Sin observaciones.

6.5 Requerimiento AT0055

a) Requerimiento

Interfaces del SMMC, I6: Interfaz Sistema de Gestión y Operación - Otros Sistemas y aplicaciones de la empresa distribuidora. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

b) Comentario inodú del requerimiento

Definición AT: “La interfaz I6 permite la comunicación entre el Sistema de Gestión y Operación con otros sistemas y aplicaciones de la Empresa Distribuidora, con permiso de lectura y escritura en ambos sentidos, según corresponda.”

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO; Empresa Distribuidora
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* SMMePlus Interfaces Diagram.pptx * SMMePlus - Homologation.docx * Caso de uso 1
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-98-10	2.SMMePlus - Homologation v.1.5_Final - Especificación técnica de Interfaces para Interoperabilidad

f) Auditoría inodú

En base a lo desarrollado en el AT0027 (6.1), la interfaz i6 SMMC está representada por las siguientes componentes según el tipo de solución:

Solución Enel – SMMePlus: Relativo a la interfaz i6 se presenta la siguiente información de respaldo:

INODU-98-10: “*i6: Data collected by The HES are pushed on Event Hub queues (Microsoft Azure) that are shared with distribution company. The integration service of local country has the key for connecting with the Event Hub with read-only permissions.*

The data collected by The HES are also pushed on csv files, shared with local country using a cloud storage that, now, are accessed with a connection string that allows read and write control.

In order to specify read or write permission the “Shared access signature” property of Azure Storage Account could be used.

In the other direction (from local systems to The HES), The HES exposes a service in the intranet that is used to provision information and request activities.”

Solución Punto a Punto – StarBeat: a diferencia del SMMePlus, no hay un documento que permita identificar claramente la interacción de la interfaz i6 con otras aplicaciones de la empresa distribuidoras y brindar permisos de lectura-escritura (ID-Planes-038).

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

El plan de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento AT0055 es el siguiente:
ID-Planes-038

6.6 Requerimiento AT0056

a) Requerimiento

Interfaces del SMMC, I7: Interfaz Almacén de Datos y Reportes - Base de Datos central. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

b) Comentario inodú del requerimiento

Definición AT: “La interfaz I7 permite la comunicación entre la Base de Datos Central y el Almacén de Datos y Reportes, y con permiso únicamente de lectura.”

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	I7; Base de datos central; Almacén de Datos y Reportes
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* SMMePlus Interfaces Diagram.pptx * SMMePlus - Homologation.docx * Caso de uso 1
Observación inodú	Sin comentario

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-98-10	2.SMMePlus - Homologation v.1.5_Final - Especificación técnica de Interfaces para Interoperabilidad

f) Auditoría inodú

En base a lo desarrollado en el AT0027 (6.1), la interfaz i7 SMMC está representada por las siguientes componentes según el tipo de solución:

Solución Enel – SMMPlus: Relativo a la interfaz i7 se presenta la siguiente información de respaldo:

INODU-98-10: “Reports of the website uses the read-only replica of database.”

Sin embargo, no hay documentación sobre la interacción del SMMPlus y el Almacén de Datos y Reportes.

Solución Punto a Punto – StarBeat: No hay documentación sobre la interacción del StarBeat y el Almacén de datos y reportes.

El desarrollo de estos requerimientos será abordado en ID-Planes-040.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

El plan de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento AT0056 es el siguiente: ID-Planes-040

6.7 Requerimiento AT0057

a) Requerimiento

Interfaces del SMMC, I8: Interfaz Almacén de datos y reportes - Partes interesadas. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

b) Comentario inodú del requerimiento

Definición AT: “La interfaz I8 permite el acceso de las Partes Interesadas autorizadas a la información de la Base de Datos Central. Contarán con permisos sólo de lectura, y la obtención de información podrá ser automática, programada y periódica, o bajo petición, según se defina.”

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Almacén de Datos y Reportes; Partes interesadas
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* SMMPlus Interfaces Diagram.pptx * SMMPlus - Homologation.docx * Caso de uso 1
Observación inodú	Sin comentario

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido

INODU-98-10	2.SMMMePlus - Homologation v.1.5_Final - Especificación técnica de Interfaces para Interoperabilidad
-------------	--

f) Auditoría inodú

En base a lo desarrollado en el AT0027 (6.1), la interfaz i8 SMMC está representada por las siguientes componentes según el tipo de solución:

Solución Enel – SMMMePlus: Relativo a la interfaz i8 se presenta la siguiente información de respaldo:

INODU-98-10: “A specific table of read-only replica database is accessible from Stakeholders.”

Solución Punto a Punto – StarBeat: a diferencia del SMMMePlus, no hay un documento que permita identificar claramente la interacción de la interfaz i8 con las partes interesadas (ID-Planes-041).

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

El plan de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento AT0057 es el siguiente: ID-Planes-040

6.8 Requerimientos AT0058; AT0059

a) Requerimiento

AT0058: Interfaces del SMMC, I9: Interfaz Almacén de datos y reportes - Operador de datos. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

AT0059: Interfaces del SMMC, I10: Interfaz Operador de Datos - Partes interesadas. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

b) Comentario inodú del requerimiento

Definición AT: “Las interfaces I9 e I10 harán las veces de interfaces I7 e I8, respectivamente, en caso que se cree el Operador de Datos.”

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	I9; I10; I7; I8
Requerimientos	AT0028-AT0031; AT0044... (todos los relacionados al SGO)

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* SMMePlus Interfaces Diagram.pptx * SMMePlus - Homologation.docx * Caso de uso 1
Observación inodú	Sin comentario

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-98-10	2.SMMePlus - Homologation v.1.5_Final - Especificación técnica de Interfaces para Interoperabilidad

f) Auditoría inodú

Solución Enel – SMMePlus: Relativo a la interfaz i9 se presenta la siguiente información de respaldo:

INODU-98-10: “Reports of the website uses the read-only replica of database.”

Relativo a la interfaz i10 se presenta la siguiente información de respaldo:

INODU-98-10: “A specific table of read-only replica database is accessible from Stakeholders.”

Solución Punto a Punto – StarBeat: Símil a los requerimientos AT0056 y AT0057, se requieren definiciones de estas interfaces para el StarBeat (ID-Planes-040 e ID-Planes-041)

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumplen parcialmente los requerimientos AT0058 y AT0059.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento de los requerimientos AT0058 y AT0059 son los siguientes:

ID-Planes-040

ID-Planes-041

6.9 Requerimientos AT0060; AT0061

a) Requerimiento

AT0060: Interfaces del SMMC, I11: Interfaz Servicios de valor agregado-SMMC. Según referencia de definición de Anexo Técnico. Los permisos podrán ser únicamente de lectura, o de lectura y escritura, según corresponda.

AT0061: Interfaces del SMMC, I12: Interfaz Servicio de valor agregado y Sistemas y Aplicaciones Empresa distribuidora. Según referencia de definición de Anexo Técnico, agosto 2019. Los permisos podrán ser únicamente de lectura, o de lectura y escritura, según corresponda, y deberán ser autorizados por la Superintendencia.

b) Comentario inodú del requerimiento

Definición AT: "Las interfaces I11 e I12 posibilitan la comunicación entre los servicios eléctricos de valor agregado y el SMMC y los sistemas y aplicaciones de la Empresa Distribuidora, respectivamente. Los permisos podrán ser únicamente de lectura, o de lectura y escritura, según corresponda, y deberán ser autorizados por la Superintendencia. En todo caso, el Cliente y/o Usuario deberá autorizar el uso de sus datos conforme se establece en el capítulo 8 del presente Anexo Técnico."

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	I11; i12
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021". * SMMePlus - Homologation.docx * Caso de Uso 1.
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-98-10	2.SMMePlus - Homologation v.1.5_Final - Especificación técnica de Interfaces para Interoperabilidad

f) Auditoría inodú

Solución Enel – SMMePlus: INODU-98-10: "*i6: Data collected by The HES are pushed on Event Hub queues (Microsoft Azure) that are shared with distribution company. The integration service of local country has the key for connecting with the Event Hub with read-only permissions.*

The data collected by The HES are also pushed on csv files, shared with local country using a cloud storage that, now, are accessed with a connection string that allows read and write control.

In order to specify read or write permission the "Shared access signature" property of Azure Storage Account could be used.

In the other direction (from local systems to The HES), The HES exposes a service in the intranet that is used to provision information and request activities.” A través de esto es posible verificar la posibilidad de permisos de escritura y lectura en el HES del SMMePlus.

Sin embargo, hay una definición clara de cuáles son los servicios de valor agregado y su interacción con el SMMC y sistemas y aplicaciones de la empresa distribuidora

Solución Punto a Punto – StarBeat: No hay una definición clara de cuáles son los servicios de valor agregado y su interacción con el SMMC y sistemas y aplicaciones de la empresa distribuidora.

El desarrollo de estos requerimientos será abordado en ID-Planes-0 39.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, no se cumplen los requerimientos AT0060 y AT0061.

h) Observación auditoría

El plan de implementación requerido para el cumplimiento de los requerimientos AT0060 y AT0061 es el siguiente:

ID-Planes-039

6.10 Requerimiento AT0215; AT0216; AT0217; AT0218

a) Requerimiento

AT0215: El SGO debe Mantener el registro de las Unidades de Medida.

AT0216: El SGO debe contar con funcionalidades para agregar, cambiar o modificar la asociación entre UM y cliente y/o usuario.

AT0217: El SGO debe contar con funcionalidades para la asociación entre las UM para monitoreo del SD y los clientes y/o usuarios conectados al transformador de distribución correspondiente.

AT0218: El SGO debe disponer de mecanismos para identificar aquellos clientes y/o usuarios que inyecten energía al SD.

b) Comentario inodú del requerimiento

Estos requerimientos son relativos a la conexión con la Unidad de Medida y los clientes y/o usuarios del SD. En particular se debe verificar:

- a) AT0215 - Registro de UM.
- b) AT0216 - Funcionalidades de agregar, cambiar o modificar la asociación UM y cliente y/o usuario.
- c) AT0217 - Funcionalidades de asociación entre UM para monitoreo del SD y clientes y/o usuarios conectados a transformadores de distribución.

d) AT0218 - Mecanismos de identificación de clientes y/o usuarios que inyecten energía al SD.

c) **Relación a otros componentes / requerimientos**

Componentes	SGO, Unidades de Medida
Requerimientos	AT0028-AT0031; AT0044... (todos los relacionados al SGO)

d) **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

Autoevaluación de cumplimiento Enel	AT0215	Total
	AT0216	Total
	AT0217	Parcial
	AT0218	Total
Comentario Autoevaluación Enel	AT0215	* Documento SMMePlus * Homologation.docx
	AT0216	* Documento SMMePlus * Homologation.docx
	AT0217	Ver SMMePlus User Manual and SMMePlus - Homologation.docx POINT 2
	AT0218	* Documento SMMePlus * Homologation.docx
Observación inodú		Según los comentarios de autoevaluación Enel, no se consideró la autoevaluación del StarBeat.

e) **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

Evidencia ID	Contenido
INODU-104-1	15.Starbeat_UserManual_ver. 4.4 - Equipment Maste Data
INODU-98-1	2.SMMePlus - Homologation v.1.5_Final - 2. Especificación Técnica de Sistema de Gestión y Operación
INODU-100-2	3.1SMMePlus_UserManual_vers.1.37.4-Indice
INODU-93-1	12.SMMePlus - Measurands collection v1.0 - Measurand registries
INODU-93-2	12.SMMePlus - Measurands collection v1.0 - CIM code

f) **Auditoría inodú**

En base a lo desarrollado en el AT0027 (6.1), la Seguridad del SMMC están representadas por las siguientes componentes según el tipo de solución:

- 1) Solución Enel – SMMePlus:

- a. **AT0215 - Registro de UM:** (INODU-98-1) "The HES has in its internal database the list of meters and POD (Point of Deliver). The provisioning of these information can be done from web site (one by one and massively) and via integration (automatically).
On website specific reports that allows to see the list and the status of meters and PODs are available."
- b. **AT0216 - Funcionalidades de agregar, cambiar o modificar la asociación UM y cliente y/o usuario:** (INODU-98-1) "It's possible to create, update and delete the associations between meters and PODs.
These operations can be done from web site (one by one and massively) and via integration (automatically).
There are specific reports regarding the relationship between meters and PODs."
- c. **AT0217 - Funcionalidades de asociación entre UM para monitoreo del SD y clientes y/o usuarios conectados a transformadores de distribución:** (INODU-100-2) en el manual de uso del SMMPlus se muestran diferentes formas de agregar o quitar unidades de medida y sus respectivos transformadores y subestaciones al área de provisión. Sin embargo, dentro de la solución aún no se integran UM para Monitoreo, el cual será implementado a través de los equipos Qued a partir del 2023 (ID-Planes-042)
- d. **AT0218 - Mecanismos de identificación de clientes y/o usuarios que inyecten energía al SD:** (INODU-93-1 e INODU-93-2) se presentan los registros posibles a través del SGO, dentro de los cuales es posible la lectura de potencia activa positiva y negativa, cada una con un código respectivo.

2) Solución Punto a Punto – StarBeat:

- a. **AT0215 - Registro de UM:** (INODU-104-1) el manual de uso del Starbeat explica en la sección "4.1 Installation" el cómo registrar los diferentes equipos de medida.
- b. **AT0216 - Funcionalidades de agregar, cambiar o modificar la asociación UM y cliente y/o usuario:** (INODU-104-1) el manual de uso del Starbeat explica en la sección "4.3 Edit" el cómo realizar modificaciones a los registros de las unidades de medida.
- c. **AT0217 - Funcionalidades de asociación entre UM para monitoreo del SD y clientes y/o usuarios conectados a transformadores de distribución:** dentro de la solución aún no se integran UM para Monitoreo, el cual será implementado a través de los equipos Qued a partir del 2023 (ID-Planes-042)
- d. **AT0218 - Mecanismos de identificación de clientes y/o usuarios que inyecten energía al SD:** No hay información relativa a este tipo de registros, sin embargo, debe ser posible de obtener a partir de los registros de mediciones (ID-Planes-043).

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú:

- Se cumple totalmente el requerimiento AT0215
- Se cumple totalmente el requerimiento AT0216

- Se cumple parcialmente el requerimiento AT0217
- Se cumple parcialmente el requerimiento AT0218

h) Observación auditoría

Para el cumplimiento de los requerimientos AT0217 y AT0218 se deben abordar los siguientes planes de implementación:

AT0217: ID-Planes-042

AT0218: ID-Planes-043

6.11 Requerimiento AT0219

a) Requerimiento

AT0219: El SGO deberá permitir la configuración de los períodos de lectura y otras funcionalidades implementadas en los SMMC.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que el SGO permita configurar los periodos de lectura u otras funcionalidades del SMMC.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Documento SMMePlus * Homologation.docx
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-98-1	2.SMMePlus - Homologation v.1.5 _Final - 2. Especificación Técnica de Sistema de Gestión y Operación
INODU-104-1	15.Starbeat_UserManual_ver. 4.4 - Equipment Maste Data

f) Auditoría inodú

La verificación del requerimiento para cada uno de los SGO es la siguiente:

Solución Enel – SMMePlus: en INODU-98-1 se presentan las especificaciones técnicas del SMMePlus, dentro de las cuales se indica:

"The relationship between the meter and the concentrator is managed by The HES: the association is usually done automatically when a meter is discovered by the concentrator, but can also be modified manually. In addition, automatic csv are extracted every day.

When an association is done, the concentrator tries to recruit the meter; this operation can be automatic or manual.

If this recruitment is completed successfully, the system automatically creates two configuration activities:

*1- The first is the technical configuration of the meter: clock synchronization, daylight saving time configuration, **load profile interval**, switch from public meter keys to private keys.*

*2- The second is the technical configuration of the meter inside the concentrator: the concentrator needs to know **which load profile and readings collect for that meter**.*

De este modo se corrobora que a través del sistema SMMePlus es posible configurar los períodos de lectura del medidor y otras funcionalidades.

Solución Punto a Punto – StarBeat: en INODU-104-1 se presenta en el manual de uso del StarBeat un listado de funcionalidades que son configurables en el proceso de instalación. Dentro de estas configuraciones está: *"Type of Reading (Load curves): (automatically proposed/prefilled) sampling interval of the equipment, used in the communication with the meter during the data acquiring process."*

De este modo se corrobora que a través del sistema StarBeat es posible configurar los períodos de lectura del medidor y otras funcionalidades.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple totalmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Sin comentarios.

6.12 Requerimiento AT0220

a) Requerimiento

AT0220: El SGO debe disponer de mecanismos para almacenar en la base de datos central los datos de las lecturas de las variables eléctricas de las distintas Unidades de Medida.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar la existencia de mecanismos de almacenamiento de los datos de lectura de las variables eléctricas de las UM en la base de datos central.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO; Base de datos Central; UM
-------------	--------------------------------

Requerimientos	
----------------	--

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Documento SMMePlus * Homologation.docx * SMMeplus Architecture
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

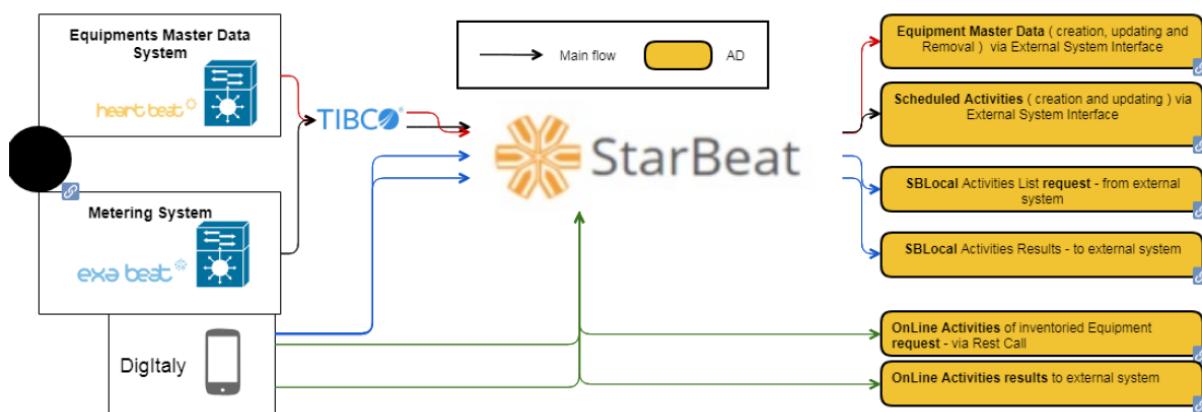
Evidencia ID	Contenido
INODU-105-7	19.StarBeat_SoftwareArchitecture_Rel_4_3_3 - External System Integration
INODU-108-1	Plataforma Integracion - 3. Architecture

f) Auditoría inodú

La verificación del requerimiento para cada uno de los SGO es la siguiente:

Solución Enel – SMMePlus: En INODU-108-1 se desarrollan los mecanismos de transferencia de datos desde el SGO al *cloud stream* respectivo, a través de un *Event Hub*. Una vez en el *cloud stream*, la transferencia de datos a la base de datos central respectiva es responsabilidad del servicio de almacenamiento contratado por Enel para estos fines.

Solución Punto a Punto – StarBeat: Relativo al almacenamiento de la información en una base de datos central, en INODU-105-7 se presenta cómo el StarBeat se puede integrar con “centralized master data system (E.g. Heart Beat)”



Sin embargo, no se tiene información respecto a cómo se envía la información de eventos y alarmas a la base de datos central (Heart Beat) o cómo se interactúa con ella (ID-Planes-015).

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

El requerimiento se cumple totalmente desde el punto de vista del SMMePlus, sin embargo, se requiere información adicional del StarBeat. Para el cumplimiento total del requerimiento es necesario desarrollar la documentación señalada en los planes:

ID-Planes-015

6.13 Requerimiento AT0221

a) Requerimiento

AT0221: El SGO debe poder administrar datos técnicos de las UM, como el número de medidor, geolocalización (WGS84), relaciones de transformación en el caso de utilizar transformadores de medida, y las variables eléctricas a registrar.

b) Comentario inodú del requerimiento

En el presente requerimiento se debe verificar que el SGO permita administrar los siguientes datos de la UM:

- Número de medidor.
- Geolocalización (WGS84)
- Relaciones de transformación en caso de utilizar TTMM.
- Variables eléctricas a registrar.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO; UM
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Documento SMMePlus * Homologation.docx
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-98-1	2.SMMePlus - Homologation v.1.5_Final - 2. Especificación Técnica de Sistema de Gestión y Operación

INODU-98-3	2.SMMPlus - Homologation v.1.5_Final - Features
INODU-104-1	15.Starbeat_UserManual_ver. 4.4 - Equipment Maste Data

f) Auditoría inodú

La verificación del requerimiento para cada uno de los SGO es la siguiente:

Solución Enel – SMMPlus: en INODU-98-1 se presentan las especificaciones técnicas del SMMPlus, dentro de las cuales se indica:

“The HES has in its internal database the list of meters and POD (Point of Deliver). The provisioning of these information can be done from web site (one by one and massively) and via integration (automatically).

[...]

Each POD is identified from a specific address and specific coordinates (latitude and longitude) in order to show exact position on the map.”

De este modo se corrobora que se puede administrar la ID del medidor y su Geolocalización. No se especifica que el formato de geolocalización sea WGS84 (ID-Planes-060).

Como se menciona en el AT0022, en la solución Enel no se consideran TTMM, por lo que no se deberá verificar su registro.

Relativo a la administración de las variables eléctricas, en INODU-98-3 se enlistan las principales características del SGO, dentro de las cuales está la recolección de variaciones de voltaje e interrupciones, con lo cual se puede afirmar que son administradas este tipo de variables.

Solución Punto a Punto – StarBeat: en INODU-104-1 se presenta en el manual de uso del StarBeat un listado de funcionalidades que son configurables en el proceso de instalación. Dentro de estas configuraciones está:

“4.1. Installation

The Equipment installation functionality allows the operator to enter meters, communication module, default scheduled activities in the StarBeat Master Data.

[...]

Most noticeable fields are the following, however, it should be noted that most of this information can be automatically evaluated by StarBeat:

[...]

- *POD: a 15 alphanumeric code identifying the Point Of Delivery for the equipment. No logic is performed on this field by the system during the meter acquisition process. This field is part of the available search criteria for the equipment search.*

- *Dist. Company / Geographic area / Geographic zone: country specific categorization of equipment based on geographic location. Available options for the geographic zone depend on the area selected, and*

available options for area depend on company selected. These fields are part of the available search criteria for the equipment search.

[...]

• Manufacturer S/N (Meter ID 1) and Software meter ID: meter serial number 1/. This field (Software meter ID) is checked against the one returned by the meter during data acquisition and causes the reading to be marked as warning in case of mismatch. This field is part of the available search criteria for the equipment search.

“

De este modo se corrobora que se puede administrar la ID del medidor y su Geolocalización. No se especifica que el formato de geolocalización sea WGS84 (ID-Planes-060).

Como se menciona en el AT0022, en la solución Punto a Punto se considera el uso de transformadores de medida, por lo que se debe poder administrar la relación de transformación de estas, sin embargo, esto no se encuentra en la documentación proporcionada por Enel (ID-Planes-061). De igual manera, el registro de las variables eléctricas tampoco se encuentra en la documentación (ID-Planes-061).

De este modo se verifica que el requerimiento se cumple parcialmente desde el punto de vista de la solución Punto a Punto.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-060

ID-Planes-061

6.14 Requerimiento AT0222

a) Requerimiento

AT0222: El SGO debe permitir lectura local y remota de las distintas UM indicando fecha y hora de cada medida, alarma o dato registro.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que a través de los SGO se permita la lectura local y remota de la UM, las cuales deben indicar:

- Fecha y hora de cada medida, alarma o dato de registro.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO; UM
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Documento SMMePlus * Homologation.docx
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-88-2	HES - ePlus Mobile - User Manual -
INODU-98-3	2.SMMePlus - Homologation v.1.5_Final - Features
INODU-100-5	3.1SMMePlus_UserManual_vers.1.37.4-9.7. Readings Reports
INODU-104-1	15.Starbeat_UserManual_ver. 4.4 - Equipment Maste Data
INODU-105-10	19.StarBeat_SoftwareArchitecture_Rel_4_3_3 - 4.4. Meter Local readings management
INODU-105-11	19.StarBeat_SoftwareArchitecture_Rel_4_3_3 - 4.9. Tele reading functions

f) Auditoría inodú

La verificación del requerimiento para cada uno de los SGO es la siguiente:

Solución Enel – SMMePlus: Las evidencias para corroborar el requerimiento son las siguientes:

- Permitir lectura local y remota de las UM: En INODU-98-3 se indica “2.4. Feature [...] - Commercial meter workorders: ↗ Reading (local and remote)”
- Integración de estampa de tiempo:

En INODU-88-2 se presenta un ejemplo de la lectura a través del Acceso local (*ePlus Mobile*), donde se corrobora que la lectura contiene una estampa de tiempo con fecha y hora:

Last current reading for meters													Offset minutes from UTC: 60	View Repor	
concentrator	usagepoint	macaddress	serialnumber	version app1	state	process state	t1	t2	t3	t4	t5	t6	tot	reading date local	last r
ROSSOT01	ROSSO0003	86041601FA9F	UAAEEDN11200129695	3131	Commissioned		55134	312258	981227	172	1043	2309	1352143	11/20/2019 3:27:19 PM	

En INODU-100-5 se presenta un ejemplo de la lectura a través de la aplicación del SMMePlus (Acceso Remoto), donde se corrobora que la lectura contiene una estampa de tiempo con fecha y hora:

Last current reading for meters														Offset minutes from UTC: -180	
concentrator	usagepoint	macaddress	serialnumber	version app1	state	process state	t1	t2	t3	t4	t5	t6	tot	reading date	
Subestacion2TD_2 POD10	8606224FD896	UAAEEDN17305233558			Commissioned		82	0	0	0	0	0	82	3/15/2019 1:00:00	
Subestacion2TD_2 POD01	8606224FDBBC	UAAEEDN17305233596	3130		Installed			82	22	0	0	0	0	104 3/6/2019 12:00:00	
Subestacion2TD_2 POD02	8606224FD88D	UAAEEDN17305233549			Commissioned										
Subestacion2TD_2 POD03	8606224FDAEC	UAAEEDN17305233388			Commissioned		82	0	0	0	0	0	0	82 3/6/2019 12:00:00	
Subestacion2TD_2 POD04	8606224FD89B	UAAEEDN17305233563			Installed										
Subestacion2TD_2 POD05	8606224FDB0A	UAAEEDN17305233418			Installed										
Subestacion2TD_2 POD06	8606224FDB37	UAAEEDN17305233463			Commissioned										
Subestacion2TD_2 POD07	8606224FDB8A	UAAEEDN17305233546			Commissioned		82	0	0	0	0	0	82	2/27/2019 1:00:00	
Subestacion2TD_2 POD08	8606224FD8BF	UAAEEDN17305233551			Commissioned		103	145	0	0	0	0	248	2/27/2019 1:00:00	

De este modo se corrobora el requerimiento para el SMMePlus.

Solución Punto a Punto – StarBeat: Las evidencias para corroborar el requerimiento son las siguientes:

- Permitir lectura local y remota de las UM: en INODU-105-10 se indica el “4.4.1. Local meter acquisition within Mobile smartphone (Android)” que permite la lectura local de medidores en rangos de tiempo específicos. En INODU-105-11 se indica el método para la lectura remota del medidor.
- Integración de estampa de tiempo: En INODU-104-1 se muestra un ejemplo del tipo de reportes de lectura que se pueden obtener a través del StarBeat, en donde se puede verificar su respectiva estampa de tiempo.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple totalmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Sin comentarios.

6.15 Requerimiento AT0223

a) Requerimiento

AT0223: El SGO debe permitir el monitoreo de la disponibilidad operativa de los distintos componentes del SMMC.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar el requerimiento se deberá corroborar que el SGO permita monitorear la disponibilidad de los diferentes componentes del SMMC. En el caso de la solución Enel es medidor y concentrador y para la solución punto a punto es solo medidor.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO; SMMC
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Homologation.docx * Documento Starbeat
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-98-13	2.SMMPlus - Homologation v.1.5_Final - 2.2. Reachability

f) Auditoría inodú

La verificación del requerimiento para cada uno de los SGO es la siguiente:

Solución Enel – SMMPlus: En INODU-98-13 se indican los respectivos procedimientos para el monitoreo de disponibilidad para el medidor y el concentrador respectivamente.

Solución Punto a Punto – StarBeat: No hay documentación disponible respecto al monitoreo realizado por el StarBeat a la disponibilidad de las UM (ID-Planes-062).

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:
ID-Planes-062

6.16 Requerimiento AT0224

a) Requerimiento

AT0224: El SGO debe contar con mecanismos sistemáticos para el respaldo periódico de la información y que permitan restaurar dicha información frente a requerimientos del SMMC.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que el SGO cuente con mecanismos sistemáticos para respaldo periódico de información.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Documento SMMePlus * Homologation.docx * SMMeplus Architecture
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-103-3	9.SMMePlus - Infrastructure - Homologation Chile

f) Auditoría inodú

La verificación del requerimiento para cada uno de los SGO es la siguiente:

Solución Enel – SMMePlus: como se menciona en desarrollo del requerimiento AT0031, el sistema SMMePlus cuenta con mecanismos de BackUp respecto a sus bases de datos locales (SQL), sin embargo, no hay documentación relativa mecanismos sistemáticos de respaldo en la base de datos central. Este punto se abarcará con documentación que debe desarrollar Enel respecto a los contratos con servicios externos de almacenamiento de información (ID-Planes-064).

Solución Punto a Punto – StarBeat: como se menciona en desarrollo del requerimiento AT0031, el sistema StarBeat no presenta actualmente mecanismos de BackUp documentados. Este punto se abarcará con documentación que debe desarrollar Enel respecto a los contratos con servicios externos de almacenamiento de información (ID-Planes-064).

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:
ID-Planes-064

6.17 Requerimiento AT0225

a) Requerimiento

AT0225: El SGO deberá permitir la generación de reportes de información almacenada incluidos los registros de eventos SMMC y Alarmas.

b) Comentario inodú del requerimiento

Se debe verificar que el SGO permita la generación de reportes de información almacenada, incluidos los registros de eventos SMMC y alarmas.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO
Requerimientos	AT0027; AT0028; AT0029; AT0246

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Documento SMMePlus * Homologation.docx * SMMeplus Architecture
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-10-1	Caso 7 Events_Status Words management_v.3 - Gestión de Eventos y Alarmas-Resumen
INODU-10-3	Caso 7 Events_Status Words management_v.3 - Gestión de Eventos y Alarmas-Diagrama de secuencia de recopilación de eventos
INODU-98-12	2.SMMMePlus - Homologation v.1.5_Final - Alarms
INODU-98-2	2.SMMMePlus - Homologation v.1.5_Final - Collected Information
INODU-105-5	19.StarBeat_SoftwareArchitecture_Rel_4_3_3 - Reports dynamic and customizable

f) Auditoría inodú

La verificación del requerimiento para cada uno de los SGO es la siguiente:

Solución Enel – SMMePlus: En INODU-98-2 se presenta la información que es recolectada por el SMMePlus y su manejo respectivo:

"All the information collected by the system are shared with local integration system that is in charge of the storage. Each information is exported with the identification of the device, the timestamp and an attribute indicating the kind of information.

The exported information are:

- *Pushed on cloud queues that can be consumed*

- *Appended on daily csv files*

- [...]

The kind of information collected by the system are:

- *Events*

- o Massive events are exported.*

- *Readings*

- o Statistic information are saved in internal database.*

- o Last current period reading for active energy for each meter is saved.*

- o Massive readings are exported.*

- *Load profiles*

- o Statistic information are saved in internal database.*

- o Massive load profiles are exported.*

- *Alarms*

- o Massive alarms are exported.*

- *Voltage variation*

- o Massive voltage variation are exported.*

- *Voltage interruption*

- o Last interruption values per each meter are saved internally.*

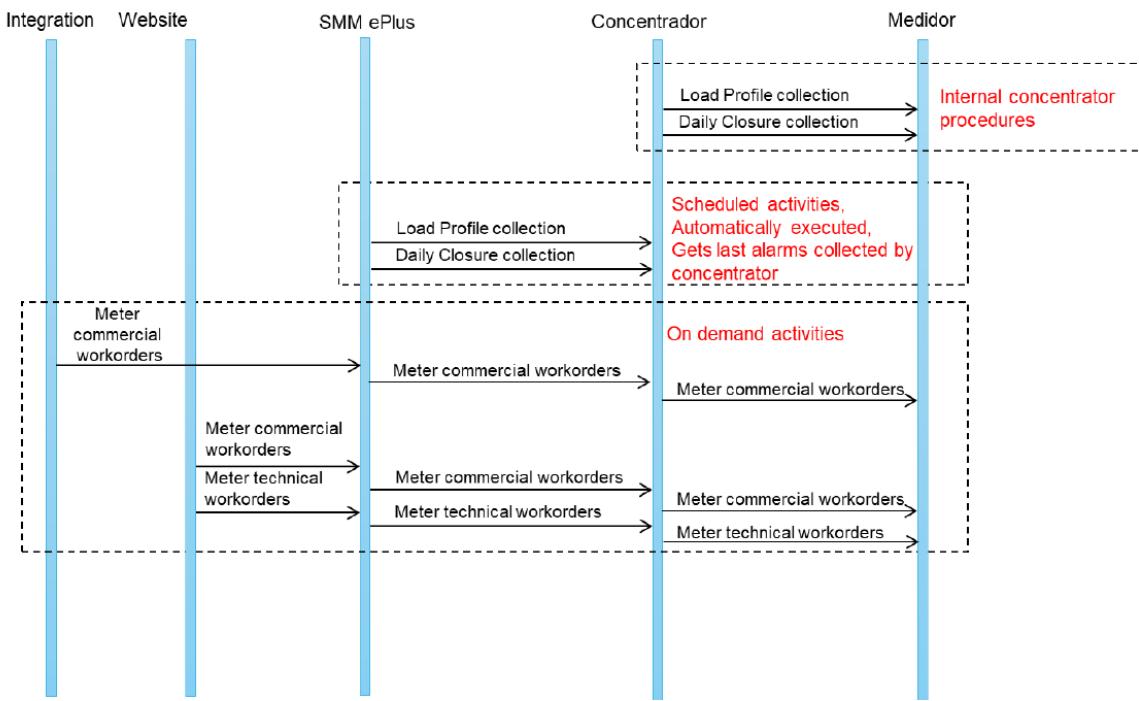
- o Massive voltage interruption are exported.*

- *Measurands*

- o Statistic information are saved in internal database.*

- o Massive measurands are exported."*

Luego, en INODU-98-12 se presenta la forma en que el sistema maneja las alarmas del medidor y la unidad concentradora. En el caso del medidor, al generarse una alarma se genera un evento específico. El esquema de actuación es el siguiente:



La Gestión de eventos y alarmas está documentado por Enel en el caso de uso 7 (INODU-10-1), y detalla el procedimiento para su manejo y derivación a sistemas de despacho de emergencia o sistemas de operación en terreno (INODU-10-3).

De este modo es posible verificar que el SMMePlus es capaz de gestionar los eventos y alarmas, sin embargo, no es posible corroborar la generación de reportes de este tipo, por lo cual será abordado en ID-Planes-063.

Solución Punto a Punto – StarBeat: En INODU-105-5 se describe la capacidad de personalizar los reportes. De este modo se pueden tener los siguientes informes:

"Equipment Report shows the equipments historical data.

Communication Report shows the synthesis of call executed for day, and, to get access to the Error details Report by day and communication channel

Telereading contains summary information of the Telereadings volumes, divided by month, and, then by day (in the detail UI).

Call Tracing Report the synthesis of call make to executed an activity.

Warning Details the warnings occurred in the activities execution.

Error Details the errors occurred in the activities execution."

No es posible corroborar la generación de reportes de eventos y alarmas, por lo cual será abordado en ID-Planes-063.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Para el cumplimiento total del requerimiento es necesario desarrollar la documentación señalada en los planes:

ID-Planes-063

6.18 Requerimientos AT0227; AT0228; AT0230

a) Requerimiento

AT0227: El SGO debe poder generar reportes de información de gestión de conexiones y desconexiones.

AT0228: El SGO debe poder generar reportes de información de registro de conexiones/desconexiones y los tiempos asociados a cada uno de ellos.

AT0230: El SGO debe permitir la generación de reportes de continuidad de suministro y regulación de tensión.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para la verificación de estos requerimientos se debe corroborar que el SGO cuente con la capacidad de:

- Generar reportes de información de gestión de conexiones y desconexiones.
- Generar reportes con los tiempos asociados a conexiones y desconexiones.
- Generar reportes de continuidad de suministro y regulación de tensión.

Este requerimiento será abordado únicamente desde el punto de vista de la generación de reportes, ya que la identificación y generación de esta información se encuentra en otros requerimientos.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Documento SMMePlus * Homologation.docx * SMMeplus Architecture
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-XX-X	

f) Auditoría inodú

No hay documentación para la verificación de la creación de este tipo de reportes, por lo que será abordado en ID-Planes-063.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:
ID-Planes-063

6.19 Requerimiento AT0229

a) Requerimiento

AT0229: El SGO debe permitir la extracción de los datos de perfiles de carga de consumo e inyección.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que el SGO permita la extracción de:

- Datos de perfiles de cargas de consumo.
- Datos de perfiles de inyecciones.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO; U. Concentradora; UM
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Documento SMMePlus * Homologation.docx * SMMeplus Architecture
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-92-1	DailyClosure acquisition process - 2. Devices Configuration
INODU-105-4	19.StarBeat_SoftwareArchitecture_Rel_4_3_3 - use case

f) Auditoría inodú

Solución Enel – SMMePlus: En INODU-92-1 se señala que el SMMePlus a través del procedimiento N2Pload realiza el registro de perfiles de demanda y “Daily closures” de los medidores despachados. No es posible comprobar con la información disponible si se pueden registrar perfiles de inyecciones (ID-Planes-071).

Solución Punto a Punto – StarBeat: En INODU-105-4 se señala que a través del Starsync del StarBeat es posible llevar a cabo la lectura de perfiles de carga a cierta frecuencia. Al igual que en el caso del SMMePlus, no es posible comprobar con la información disponible si se pueden registrar perfiles de inyecciones (ID-Planes-071).

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:
ID-Planes-071

6.20 Requerimiento AT0233

a) Requerimiento

AT0233: El SGO deberá poder identificar las UM y su Unidad Concentradora, según corresponda, que sean administradas por él.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que el SGO pueda identificar a las UM (Solución Punto a Punto) o UM-U. Concentrador (Solución Enel) que sean administradas por él.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO; UM; U. Concentradora
Requerimientos	AT0221;

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Documento SMMePlus * Homologation.docx * SMMeplus Architecture
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-98-1	2.SMMePlus - Homologation v.1.5_Final - 2. Especificación Técnica de Sistema de Gestión y Operación
INODU-104-1	15.Starbeat_UserManual_ver. 4.4 - Equipment Maste Data

f) Auditoría inodú

Solución Enel – SMMePlus: En INODU-98-1: “*The HES has in its internal database the list of meters and POD (Point of Deliver). The provisioning of these information can be done from web site (one by one and massively) and via integration (automatically).*”

The relationship between the meter and the concentrator is managed by The HES: the association is usually done automatically when a meter is discovered by the concentrator, but can also be modified manually.”
De este modo se corrobora que el SMMEPlus puede identificar a los concentradores y medidores, y sus relaciones entre sí.

Solución Punto a Punto – StarBeat: en INODU-104-1 se presenta en el manual de uso del StarBeat un listado de funcionalidades que son configurables en el proceso de instalación. Dentro de estas configuraciones está:

“4.1. Installation

[...]

Most noticeable fields are the following, however, it should be noted that most of this information can be automatically evaluated by StarBeat:

[...]

- *POD: a 15 alphanumeric code identifying the Point Of Delivery for the equipment. No logic is performed on this field by the system during the meter acquisition process. This field is part of the available search criteria for the equipment search.*

[...]

- *Manufacturer S/N (Meter ID 1) and Software meter ID: meter serial number 1/. This field (Software meter ID) is checked against the one returned by the meter during data acquisition and causes the reading to be marked as warning in case of mismatch. This field is part of the available search criteria for the equipment search.*

“

De este modo se corrobora que se puede administrar la ID del medidor, por tanto, identificarlo.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple totalmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Sin comentarios.

6.21 Requerimiento AT0234

a) Requerimiento

AT0234: El SGO deberá permitir la configuración de conexión desconexión y limitación de potencia, remota y local para los consumos.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que el SGO pueda permitir la configuración de desconexión y limitación de potencia, de manera local y remota para los consumos.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO; UM;
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Documento SMMePlus * Homologation.docx * Casos de Uso 6,14 y 15
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-09-1	(Caso 6 Meter Remote Connect Disconnect_v.3) - Conexión/ Desconexión remota del Medidor rev E
INODU-17-1	(Caso 14 Remote Power Reduction_v.3) - Limitación de Potencia Remota a Unidad de Medida rev E
INODU-18-1	(Caso 15 Local Power Reduction_v.3) - Limitación de Potencia Local a Unidad de Medida rev D

f) Auditoría inodú

Solución Enel – SMMePlus: Para la verificación del requerimiento, se puede respaldar su cumplimiento a través de las siguientes evidencias:

- En el caso de uso 6 (INODU-09-1) se aborda la conexión/desconexión remota del medidor para el SMMePlus.
- En el caso de uso 14 (INODU-17-1) se aborda la limitación de potencia remota del medidor para el SMMePlus.
- En el caso de uso 15 (INODU-18-1) se aborda la conexión/desconexión local del medidor para el SMMePlus.

Solución Punto a Punto – StarBeat: No hay documentación relativa a este requerimiento para el caso del StarBeat, por lo que se deberá abordar en ID-Planes-076.

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes: ID-Planes-076.

6.22 Requerimiento AT0240

a) Requerimiento

AT0240: El SGO deberá permitir la actualización remota o local de Firmware, bajo estándares de seguridad apropiados que garanticen que la continuidad operacional de los SMMC no se vea comprometida.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que el SGO:

- Permita la actualización remota o local del firmware.
- Que la actualización del firmware tenga estándares de seguridad apropiados que garanticen que la seguridad operacional del SMMC no se vea comprometida.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO; UM; U. concentradora
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* SMMePlus User Manual * SMMePlus - Homologation.docx * Caso de uso 9
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-08-1	Caso 5 In Field Meter Program_v.3 - Resumen
INODU-100-4	3.1SMMePlus_UserManual_vers.1.37.4-.17. Update concentrator firmware
INODU-100-6	3.1SMMePlus_UserManual_vers.1.37.4-8.18. Upload meter firmware

f) Auditoría inodú

Solución Enel – SMMePlus: En INODU-08-1 se presenta un caso de uso con la programación y actualización en terreno del firmware del medidor inteligente, a través de acceso local.

En INODU-100-4 e INODU-100-6 se indica en el manual de uso del SMMPlus el cómo realizar las actualizaciones de firmware del concentrador y la unidad concentradora respectivamente.

No hay documentación sobre los estándares de seguridad que garanticen que la seguridad operacional del SMMC no se vea comprometida en el caso del SMMPlus (ID-Planes-070).

Solución Punto a Punto – StarBeat: a

No hay documentación sobre actualización de firmware y de los estándares de seguridad que garanticen que la seguridad operacional del SMMC no se vea comprometida en el caso del Starbeat (ID-Planes-070).

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:
ID-Planes-070

6.23 Requerimiento AT0241

a) Requerimiento

El SGO deberá permitir el acceso remoto al Concentrador para realizar actualizaciones, programaciones y/o configuraciones, así como el acceso local en el caso que no sea posible la actualización y programación remota.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar únicamente para la solución Enel, dado que requiere verificar el requerimiento respecto al concentrador. De este modo, se verificará el que SGO:

- Permita el acceso remoto desde SGO para realizar actualizaciones, programaciones y/o configuraciones, así como el acceso local en caso de que no sean posibles las actualizaciones y programaciones remotas.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO; U. Concentradora
Requerimientos	AT0240

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario	* Especificaciones Técnicas medidores y LVM
Autoevaluación Enel	* Documento SMMPlus

	* Homologation.docx
Observación inodú	Sin comentario

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-19-10	MSC AND LVM CONCENTRATOR FUNCTIONAL SPECIFICATION. - 12.3 CONCENTRATOR IN “STAND ALONE” MODE
INODU-19-9	MSC AND LVM CONCENTRATOR FUNCTIONAL SPECIFICATION – 12.2 HHU FUNCTIONALITIES WITH REMOTE CONTROLL OF CONCENTRATOR
INODU-98-3	2.SMMPlus - Homologation v.1.5_Final - Features
INODU-111-1	Mantenimiento de Concentrador de Datos - 1. OBJETIVOS Y ALCANCE DEL DOCUMENTO
INODU-111-2	Mantenimiento de Concentrador de Datos - 7. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

f) Auditoría inodú

Solución Enel – SMMPlus:

En el requerimiento AT0053 se desarrolla la interfaz i4 relativa al acceso remoto desde el SGO a la unidad concentradora, a través del cual se realizan las respectivas órdenes. En el AT0049 se desarrolla la interfaz i0, a través de la cual se lleva a cabo el acceso local a la unidad.

En INODU-98-3 se describen las principales características del sistema SMMPlus el SMMC, dentro de las cuales, relativas al concentrador están:

- “- Concentrator technical configuration.*
- Concentrator synchronization (at the end of each activity).*
- Concentrator status word collection (at the end of each activity).*
- Concentrator firmware update.*
- Custom script execution on concentrators.*
- DST configuration on concentrator.*
- Concentrator Mutual Authentication configuration.*
- Concentrator Repeater table reading.”*

De este modo, se corrobora que es posible a través del acceso remote realizar configuraciones técnicas, actualizaciones de firmware, entre otras.

Adicionalmente, en INODU-19-9 e INODU-19-10 se menciona que a través de la conexión HHU al concentrador (*hands held unit*), se pueden obtener los datos comunicados por el concentrador y realizar su acceso local. Otros tipos de configuraciones y actualizaciones relativas al concentrador se pueden realizar a través de la Operación y Mantenimiento locales de las unidades concentradoras, como se especifica en INODU-111-1 e INODU-111-2.

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple totalmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Sin comentarios.

6.24 Requerimiento AT0242

a) Requerimiento

El SGO deberá poder realizar mantenimientos al SMMC para asegurar correcto funcionamiento.

b) Comentario inodú del requerimiento

A interpretación de inodú, para verificar este requerimiento basta con corroborar que el SGO pueda realizar los mantenimientos en el SMMC.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO; UM; U. Concentrador
Requerimientos	AT0027

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Homologation.docx * Documento Starbeat
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-100-1	
INODU-102-4	
INODU-105-2	

f) Auditoría inodú

Solución Enel – SMMePlus: en INODU-100-1 se describen los procedimientos que puede realizar el SMMEPlus de manera remota respecto a la UM:

"The SMM ePlus allows complete control of all procedures related to Meters remote control and management, particularly:

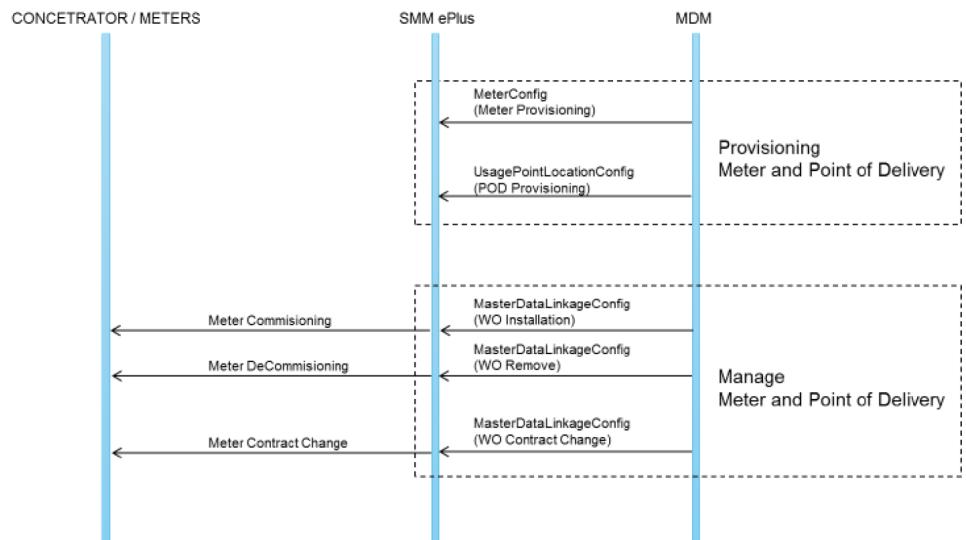
- Device installation and configuration
- Management and verification operations
- Work Order generation and management

- Maintenance
- Reporting”

En INODU-102-4 se desarrolla el esquema de Gestión y Mantenimiento del Medidor Enel a través del SMMePlus Integration service:

“SMMePlus Integration service exposes a WCF service that is called from external systems to provision information about manufacturing and installations and to request detachments, reconnections and readings.

The diagram below shows provisioning and devices management:



Es necesaria información adicional sobre cómo se realiza el mantenimiento a las demás componentes del Sistema. Esto se solicita en ID-Planes-014

Solución Punto a Punto – StarBeat: En INODU-105-2 se nombran las funcionalidades del StartBeat. Dentro de las estas, en relación al control, operación y mantenimiento de las componentes del SMMC se nombran las siguientes:

“Telemanagement functions:

- X. Workorder management from external system
- XI. Configuration of Workorder operations
- XII. Workorder execution (acquisition and retry)
- XIII. History of workorders and GUI view
- XIV. Backend Configuration of workorder/operations”

No hay información específica sobre cómo el StarBeat realiza el mantenimiento de los componentes del SMMC, esto deberá ser abordado en ID-Planes-014.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

El plan de implementación requerido para el cumplimiento del requerimiento es el siguiente:
ID-Planes-014

6.25 Requerimiento AT0243

a) Requerimiento

El SGO deberá permitir las operaciones de lectura de forma automática.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se requiere que a través del SGO se permitan las lecturas de manera automática. Para términos del desarrollo del requerimiento, se entenderán por lecturas aquellas que se realicen desde el SGO la UM, es decir, recibir la información recopilada por la UM de manera automática.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	
Requerimientos	AT0219

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* SMMePlus User Manual and SMMePlus * DailyClosure acquisition process v1.0c (11. SMMePlus) * Manual usuario Starbeat
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-98-1	2.SMMePlus - Homologation v.1.5_Final - 2. Especificación Técnica de Sistema de Gestión y Operación
INODU-104-1	15.Starbeat_UserManual_ver. 4.4 - Equipment Maste Data

f) Auditoría inodú

Solución Enel – SMMePlus: en INODU-98-1 se presentan las especificaciones técnicas del SMMePlus, dentro de las cuales se indica:

"The relationship between the meter and the concentrator is managed by The HES: the association is usually done automatically when a meter is discovered by the concentrator, but can also be modified manually. In addition, automatic csv are extracted every day.

When an association is done, the concentrator tries to recruit the meter; this operation can be automatic or manual.

If this recruitment is completed successfully, the system automatically creates two configuration activities:

- 1- The first is the technical configuration of the meter: clock synchronization, daylight saving time configuration, **load profile interval**, switch from public meter keys to private keys.*
- 2- The second is the technical configuration of the meter inside the concentrator: the concentrator needs to know **which load profile and readings collect for that meter.**"*

De este modo se verifica que se permite la lectura automatic por parte del SMMePlus.

Solución Punto a Punto – StarBeat: en INODU-104-1 se presenta en el manual de uso del StarBeat un listado de funcionalidades que son configurables en el proceso de instalación. Dentro de estas configuraciones está: *"Type of Reading (Load curves): (automatically proposed/prefilled) sampling interval of the equipment, used in the communication with the meter during the data acquiring process."*

De este modo se verifica que se permite la lectura automatic por parte del StarBeat.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple totalmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Sin Comentarios.

6.26 Requerimiento AT0244

a) Requerimiento

El SGO deberá emitir confirmaciones de ejecución oportuna y correcta a las peticiones o comandos que se le generen.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar la operación del sistema de confirmaciones del SGO, tal que cumpla con emitir confirmaciones de ejecución oportuna y correcta a las repeticiones o comandos que se le generen.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario	* SMMePlus User Manual
Autoevaluación Enel	* SMMePlus

	* Homologation.docx * Manual Usuario Starbeat * Documento Starbeat
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
-	-

f) Auditoría inodú

Solución Enel – SMMplus: El sistema existe, pero está pendiente de documentar (ID-Planes-082).

Solución Punto a Punto – StarBeat: El sistema existe, pero está pendiente de documentar (ID-Planes-082).

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

El plan de implementación requerido para el cumplimiento del requerimiento es el siguiente:

ID-Planes-082

6.27 Requerimiento AT0245

a) Requerimiento

El SGO debe tener la capacidad de habilitar y deshabilitar el permiso de acceso o ejecución local para los aspectos mencionados en los numerales 3, 9 y 10 del artículo 5-3 del Anexo Técnico.

b) Comentario inodú del requerimiento

Los numerales 3, 9 y 10 del artículo 5-3 del Anexo Técnico indican:

“Exigencias sobre configuración, control y operación de componentes”

Respecto de la configuración, control y operación de componentes, el Sistema de Gestión de Operación de los SMMC debe cumplir con las siguientes exigencias:

[...]

- 3. Cumplir con los procesos de sincronización horaria para todas las lecturas de las Unidades de Medida.
- 9. Permitir el acceso remoto al Concentrador para realizar actualizaciones, programaciones y/o configuraciones, así como el acceso local en el caso que no sea posible la actualización y programación remota.

10. Realizar mantenimientos al SMMC para asegurar su correcto funcionamiento.”

Respecto a la evaluación del requerimiento, resulta complejo verificar la capacidad de habilitar o deshabilitar permisos de acceso o ejecución local por parte del SGO, dado que este es un sistema dentro del cual se realizan estos procesos, y las autorizaciones debiesen ser realizadas por la empresa

distribuidora. Desde este punto de vista, hace sentido evaluar el requerimiento desde el punto de vista de los permisos de acceso que puede otorgar la empresa distribuidora a través de un operador del SGO. Se sugiere la revisión del requerimiento para definir la manera correcta de abordarlo (ID-Planes-077).

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO
Requerimientos	AT0241; AT0242; AT0243

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* SMMePlus User Manual * SMMePlus * Homologation.docx * Manual Usuario Starbeat * Documento Starbeat
Observación inodú	Se sugiere la revisión del requerimiento para definir la manera correcta de abordarlo (ID-Planes-077).

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-98-6	
INODU-95-1	

f) Auditoría inodú

Considerando que en los requerimientos AT0241, AT0242 y AT0243 se corrobora que el SGO permite que se ejecuten los aspectos mencionados en los numerales 3, 9 y 10 del artículo 5-3 del Anexo Técnico, se requiere corroborar que se puedan habilitar o deshabilitar accesos y ejecución de procesos del SGO. Si el requerimiento es abordado desde el punto de vista de permisos de la empresa distribuidora para habilitar o deshabilitar accesos o ejecución local, el desarrollo es el siguiente:

Solución Enel – SMMePlus: en NODU-98-6 se indica: *"The website is accessible from Enel network and csv files provided by the system can be accessed using a connection string.*

Certificates are necessary for deployment operations."

Adicionalmente en INODU-95-1: *"The Main Administrator is the administrator of the environment.*

It creates companies and administrators of the company.

It is the only one that can unlock new users.

The administrator is in charge of managing groups and users of its company.

It can also operate on the system.

The user can operate on the system, based on permissions associated to its group.”

De este modo, a través de los respectivos certificados y administradores del Sistema es posible habilitar y deshabilitar los permisos de acceso local respectivos.

Solución Punto a Punto – StarBeat: en INODU-104-3 se indica: “*2. Authentication and authorization*

2.1. Accessing the StarBeat Application

The system manages authentications, and, authorizations in cooperation with the Secure Beat system, so the authentication/permissions functionalities that Star Beat manages are closely to what is defined in Secure Beat system.

The macro functionalities managed are as follows:

1. Single Sign-on compliant
2. Integration with Enel LDAP
3. Authentication from external Enel domain
4. Definition of physical user/operators, and, also application/virtual user (E.g. Digitaly)
5. User Profile association to specific territorial organizations, with different levels of authorization (Create, View, Edit)

2.2. Authentication to StarBeat system via GUI

The Authentication can be executed, for example:

- 1) from the operators in the enel domain and in this case authentication will be transparent (no username and password will be requested by the system)
- 2) from external Enel domain with enelint.username and password (therefore the operator using starbeat must be registered in the enelint domain)

So in the cases above the operator using Starbeat must be registered in an Enel domain (or in the domain in which the systems are installed), because Kerberos / LDAP, in collaboration with the 'SecureBeat' System, will check if the operator is enabled to operate on the StarBeat product.

When, for example, an enelint user accesses the StarBeat application with a supported web browser a popup opens and prompts for the user credentials. Upon providing valid credentials on “ENEELint” domain the user is allowed access to the application.”

De este modo, a través de los respectivos sistemas de autentificación y permisos que son manejados a través del StarBeat se define el “*Secure Beat System*”, a través del cual es posible habilitar y deshabilitar los permisos de acceso local respectivos.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple totalmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

El plan de implementación requerido para el cumplimiento del requerimiento es el siguiente:

ID-Planes-0XX

6.28 Requerimiento AT0246

a) Requerimiento

AT0246: El SGO deberá permitir la gestión de Eventos SSMC y alarmas.

b) Comentario inodú del requerimiento

Requerimiento funcional respecto al SGO y UM

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	
Requerimientos	AT0027; AT0028; AT0029; AT0225

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* SMMePlus * Homologation.docx * Documento Starbeat
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-10-1	Caso 7 Events_Status Words management_v.3 - Gestión de Eventos y Alarmas-Resumen
INODU-10-3	Caso 7 Events_Status Words management_v.3 - Gestión de Eventos y Alarmas-Diagrama de secuencia de recopilación de eventos
INODU-98-12	2.SMMePlus - Homologation v.1.5_Final - Alarms
INODU-98-2	2.SMMePlus - Homologation v.1.5_Final - Collected Information
INODU-105-2	19.StarBeat_SoftwareArchitecture_Rel_4_3_3 - Features and Functionalities view

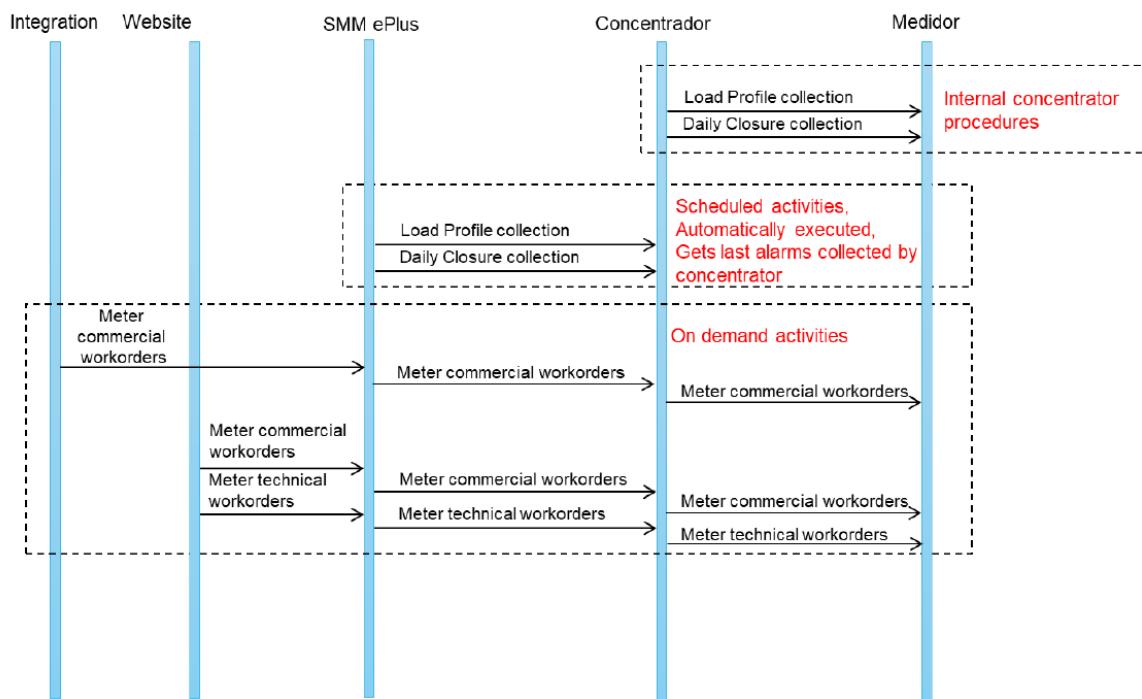
f) Auditoría inodú

Solución Enel – SMMePlus: En INODU-98-2 se presenta la información que es recolectada por el SMMePlus, dentro de las cuales están:

“The kind of information collected by the system are:

- Events: Massive events are exported.
- Alarms: Massive alarms are exported.”

Luego, en INODU-98-12 se presenta la forma en que el sistema maneja las alarmas del medidor y la unidad concentradora. En el caso del medidor, al generarse una alarma se genera un evento específico. El esquema de actuación es el siguiente:



La Gestión de eventos y alarmas está documentado por Enel en el caso de uso 7 (INODU-10-1), y detalla el procedimiento para su manejo y derivación a sistemas de despacho de emergencia o sistemas de operación en terreno (INODU-10-3).

Solución Punto a Punto – StarBeat: en INODU-105-2 se nombran las funcionalidades del StartBeat. Dentro de las estas, en relación con el manejo de eventos y alarmas se nombran las siguientes:

"Generic Product Functions: Self diagnostic functions and alarms management"

[...]

Call and connection management: Retries and errors/warnings managments"

En INODU-105-5 se describe la capacidad de personalizar los reportes. De este modo se pueden tener los siguientes informes:

1. *Equipment Report shows the equipments historical data.*
2. *Communication Report shows the synthesis of call executed for day, and, to get access to the Error details Report by day and communication channel*
3. *Telereading contains summary information of the Telereadings volumes , divided by month, and, then by day (in the detail UI).*
4. *Call Tracing Report the synthesis of call make to executed an activity.*
5. *Warning Details the warnings occurred in the activities execution.*
6. *Error Details the errors occurred in the activities execution."*

A diferencia del caso SMMEPlus, no hay un caso de uso que describa la Gestión de Eventos y alarmas del StarBeat. Se solicita desarrollar el respectivo caso de uso en el ID-Planes-013.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

El plan de implementación requerido para el cumplimiento del requerimiento es el siguiente:

ID-Planes-013

6.29 Requerimiento AT0249

a) Requerimiento

AT0249: El SGO deberá permitir la detección de inyecciones no autorizadas.

b) Comentario inodú del requerimiento

Sin comentario

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO; Seguridad
Requerimientos	AT0229

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* SMMePlus * Homologation.docx * Documento Starbeat * Dashboard de monitoreo para equipos con IP
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-XX-X	

f) Auditoría inodú

Solución Enel – SMMePlus: Sin información.

Solución Punto a Punto – StarBeat: Sin información.

No se tiene información relativa a la detección de inyecciones en el sistema, por lo que no es posible tampoco detectar inyecciones no autorizadas (ID-Planes-071).

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:
ID-Planes-071

6.30 Requerimiento AT0251

a) Requerimiento

El SGO deberá poder identificar y reportar la Capacidad de almacenamiento del Medidor y la Unidad Concentradora.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que:

- El SGO identifique la capacidad de almacenamiento del Medidor y la Unidad Concentradora.
- El SGO genere reportes respecto a la capacidad de almacenamiento del Medidor y la Unidad Concentradora.

Como comentario por parte de inodú, se sugiere revisar la redacción de este requerimiento, ya que la capacidad de almacenamiento de estas componentes es un parámetro fijo, por lo que hace más sentido desde el punto de vista del SGO el identificar la capacidad de almacenamiento disponible de estas (ID-Planes-066).

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO; UM; U. Concentradora.
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	No Aplica
Comentario Autoevaluación Enel	* Homologation.docx * Documento Starbeat
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

f) Auditoría inodú

No se dispone de información sobre protocolos de verificación de capacidad disponible o capacidad total de las UM y U. Concentradoras (ID-Planes-065), ni de la generación de los reportes respectivos (ID-Planes-063).

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-065

ID-Planes-067

ID-Planes-063

7 Verificación de requerimientos de Almacén de datos y reportes

7.1 Requerimiento AT0032

a) Requerimiento

AT0032: El Almacén de Datos y Reportes es la componente encargada de la gestión y entrega de los reportes emitidos por las Empresas Distribuidoras hacia las Partes Interesadas. Cada SMMC podría conectarse a uno o más Almacenes de Datos y Reportes. Adicionalmente, podría existir un Almacén de Datos y Reportes diferente para la gestión de información de cada parte interesada. El Almacén de Datos y Reportes podrá ser prestado por terceros a la Empresa Distribuidora a través de distintos modelos de servicio de infraestructura, plataforma y software, en cuyo caso los contratos de prestación de servicio tecnológicos referidos deberán someterse a la ley chilena, en especial, en materia de protección, almacenamiento y tratamiento de datos. Dichos contratos deberán establecer medidas de seguridad de la información idóneas y suficientes para el resguardo de los datos. Sin perjuicio que terceros presten este servicio a la Empresa Distribuidora, ésta será responsable del debido cumplimiento de las exigencias establecidas en la normativa.

b) Comentario inodú del requerimiento

El análisis del requerimiento AT0032 se puede descomponer en la verificación de las siguientes funcionalidades relativas al almacén de datos y reportes:

- a) Es la componente encargada de la gestionar y entregar los reportes emitidos por las Empresas Distribuidoras hacia las Partes Interesadas.
- b) Cada SMMC podría conectarse a uno o más Almacenes de Datos y Reportes.
- c) Podría existir un Almacén de Datos y Reportes diferente para la gestión de información de cada parte interesada.
- d) El Almacén de Datos y Reportes podrá ser prestado por terceros a la Empresa Distribuidora a través de distintos modelos de servicio de infraestructura, plataforma y

software, en cuyo caso los contratos de prestación de servicio tecnológicos referidos deberán someterse a la ley chilena, en especial, en materia de protección, almacenamiento y tratamiento de datos.

- e) Dichos contratos deberán establecer medidas de seguridad de la información idóneas y suficientes para el resguardo de los datos.
- f) Sin perjuicio que terceros presten este servicio a la Empresa Distribuidora, ésta será responsable del debido cumplimiento de las exigencias establecidas en la normativa.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SMMC; Almacén de datos y Reportes; ED
Requerimientos	AT0063

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario	* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021".
Autoevaluación Enel	* Caso 11 DW & Utility DOE SG Clearhouse_v.3 No Aplica contratos de terceros en esta revisión inicial.
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-14-1	Caso 11: Diseño de almacén de datos y reportes

f) Auditoría inodú

Verificación de las funcionalidades relativas al requerimiento:

- a) **Es la componente encargada de la gestionar y entregar los reportes emitidos por las Empresas Distribuidoras hacia las Partes Interesadas:** se cumple según definición en el caso de uso INODU-14-1.
- b) **Cada SMMC podría conectarse a uno o más Almacenes de Datos y Reportes:** Sin información.

- c) Podría existir un Almacén de Datos y Reportes diferente para la gestión de información de cada parte interesada: Sin información.
- d) El Almacén de Datos y Reportes podrá ser prestado por terceros a la Empresa Distribuidora a través de distintos modelos de servicio de infraestructura, plataforma y software, en cuyo caso los contratos de prestación de servicio tecnológicos referidos deberán someterse a la ley chilena, en especial, en materia de protección, almacenamiento y tratamiento de datos: No aplica.
- e) Dichos contratos deberán establecer medidas de seguridad de la información idóneas y suficientes para el resguardo de los datos: Sin información.
- f) Sin perjuicio que terceros presten este servicio a la Empresa Distribuidora, ésta será responsable del debido cumplimiento de las exigencias establecidas en la normativa: Sin información.

De este modo, no es posible verificar la totalidad del requerimiento debido a la limitada información disponible respecto al Almacén de datos y reportes. Así, esta brecha de información será abordada en ID-Planes-069.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:
ID-Planes-069

8 Verificación de requerimientos de Sincronización Horaria

8.1 Requerimiento AT0065

a) Requerimiento

AT0065: Los SMMC deberán contar con un Sistema de Sincronización Horaria que permita garantizar la configuración horaria de los componentes del SMMC a la hora oficial definida en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Preferiblemente se establecerá un sistema con estructura jerarquizada de sincronización, desde el Sistema de Gestión y Operación hacia las Unidades de Medida, pasando por las Unidades Concentradoras, en caso de que corresponda, mediante órdenes de supervisión y puesta en hora. Serán admisibles otros sistemas de sincronización, siempre que se garantice un nivel de sincronismo equivalente.

b) Comentario inodú del requerimiento

El sistema de Sincronización horaria debe tener las siguientes características y funcionalidades:

- 4) Garantizar la configuración horaria de los componentes del SMMC a la hora oficial definida en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (UTC-0).
- 5) Se priorizará un sistema de sincronización jerarquizada (SGO-> UM o (SGO->U. Concentratora-> UM), mediante órdenes de supervisión y puesta en hora. Serán admisibles otros sistemas de sincronización, siempre que se garantice un nivel de sincronismo equivalente.

De acuerdo con la definición de Hora Oficial en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, esta corresponde a *la hora “UTC-0 (UTC: Universal Time Coordinated, hora universal) durante todo el año sin hacer modificaciones de hora de invierno y de verano.”*

A juicio del auditor este requerimiento implicaría desafíos de ser aplicado directamente en todos componentes del SMMC. Se identifica que desde el punto de vista de la aplicación es coherente que el SGO cuente con este sistema de configuración horaria basado en la Hora Oficial, de modo tal que este controle y garantice la sincronización con el resto de las componentes del SMMC, los cuales no necesariamente tengan que contar con la misma configuración horaria que el SGO.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Sincronización Horaria; SGO; UM; Unidad Concentrador;
Requerimientos	AT0162; AT0235; AT0236

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021".

	* SMMePlus - Homologation.docx * Casos de Uso 1 y 13
Observación inodú	La autoevaluación de Enel no considera la sincronización horaria del sistema punto a punto a través del StarBeat.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-16-2	Caso 13 Clock Sync AMI_v.3 - Configuración horaria
INODU-98-7	2.SMMMePlus - Homologation v.1.5_Final - Especificaciones técnicas de Sistema de sincronización horaria
INODU-98-8	2.SMMMePlus - Homologation v.1.5_Final - Especificaciones técnicas de Sistema de sincronización horaria
INODU-105-2	19.StarBeat_SoftwareArchitecture_Rel_4_3_3 - Features and Functionalities view
INODU-105-8	19.StarBeat_SoftwareArchitecture_Rel_4_3_3 - 4.3.3. Time Zone management

f) Auditoría inodú

La hora oficial establecida en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio es la siguiente:

“57. Hora Oficial: Base de tiempo establecida por un reloj patrón u otra referencia definida por el Coordinador, utilizada para el registro de tiempo en el SITR, registros de eventos, medidores, etc. A efectos de la presente NT, se entiende por Hora Oficial la referencia horaria basada en la hora UTC-0 (UTC: Universal Time Coordinated, hora universal) durante todo el año sin hacer modificaciones de hora de invierno y de verano.”

La verificación del requerimiento para cada sistema de sincronización horaria de Enel es la siguiente:

Solución Enel – SMMePlus: el sistema de sincronización horaria del SMMEPlus debe:

- Garantizar la configuración horaria de los componentes del SMMC a la hora oficial definida en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (UTC-0): en INODU-16-2, el caso de uso relativo a la sincronización horaria del SMMePlus, se indica:

“Los servidores están configurados con hora UTC y el SGO se encarga de la conversión de UTC a hora local antes de ejecutar la actividad de sincronización.

NTP es utilizado por el servicio “Windows Time” que se ejecuta en cada servidor del SGO y mantiene la sincronización de fecha y hora.

En la base de datos del sistema, tenemos dos tablas se encargan de almacenar los valores de la zona horaria:

1. Tabla de zona horaria

2. Tabla de horario de verano

El SGO toma la hora de los servidores y la zona horaria para calcular la hora local de los concentradores y se sincronizan en cada conexión. El protocolo entre el sistema y los

concentradores es TCP. Los concentradores son los responsables de sincronizar con los medidores cada vez que interactúan en una conexión. Así, si hay un desfase, entre los concentradores y el SGO y los medidores con los concentradores, se gatilla un evento el cual es corregido automáticamente o por el usuario de manera demanda y/o planificada.”. Adicionalmente se presenta el siguiente esquema:

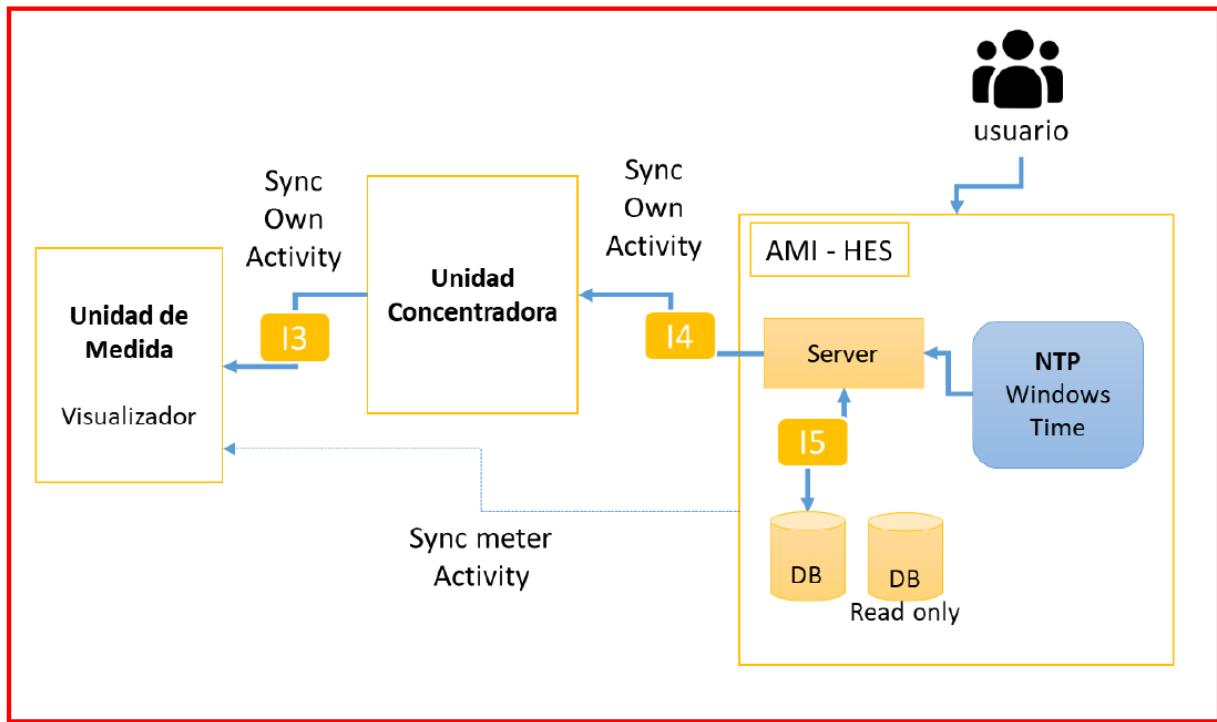


Figura 1: Arquitectura conceptual e Interfaces para actividad de sincronización SMMC solución Enel.

Adicionalmente, en INODU-98-7, relativo a la sincronización del medidor se menciona:

“When a meter is recruited by a concentrator, the concentrator is in charge of meter synchronization.

In addition, the system provides the possibility to force the concentrator to synchronize the meter using the concentrator own time.

This technical meter workorder is called “Meter Syncronization” and can be generated in two ways:

- 1) *The user, through the website, manually generate the activity*
- 2) *The system receives a specific alarm regarding clock not-synchronized and automatically generate the activity (this feature can be enabled or disabled).*

En INODU-98-8 relativo a la sincronización de la U. Concentrador:

The concentrator is synchronized by the system at every connection. Connections consist of:

- 1) *Scheduled operations, executed automatically by the system.*
- 2) *On demand operations, executed by the user through the website on concentrator and meter.*
- 3) *On demand operations, required via integration by integrated system*

The servers hosting the services of the system are not configured with local time. The servers are configured with UTC time and the system is in charge of the conversion from UTC to local time before executing the synchronization activity.

NTP protocol is used by “Windows Time” service that is running on each SMMePlus server and maintains time and date synchronization.

In the system database, two tables are in charge of storing timezone values:

1. Timezone table.

2. Daylight Saving Time table.”

En base a la documentación proporcionada por Enel, es posible afirmar que el sistema permite la sincronización horaria respecto a distintas configuraciones horarias, sin embargo, no se puede afirmar que las componentes del SMMC son configuradas en la solución Enel a la hora UTC-0 (hora oficial). Por el contrario, se puede interpretar que las componentes están configuradas según su horario local, y solo el servicio del SGO se configura en el UTC-0. De este modo, para dar cumplimiento al requerimiento se deberá documentar en mayor detalle la configuración horaria de las componentes del sistema (ID-Planes-053).

- Se priorizará un sistema de sincronización jerarquizada (SGO->U. Concentrador-> UM), mediante órdenes de supervisión y puesta en hora: En INODU-98-7 e INODU-98-8 se desarrollan las especificaciones técnicas de sincronización del medidor y el concentrador respectivamente, los cuales siguen una sincronización jerárquica encabezada por el SMMePlus, la cual puede ser manual o automática según el siguiente esquema:

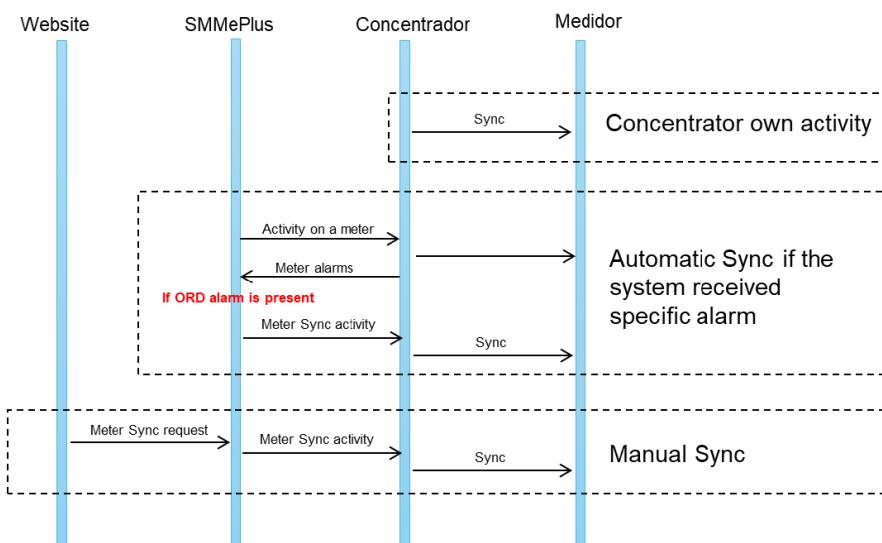


Figura 16: Esquema de sincronización a través del SMMePlus, según INODU-98-7.

- Serán admisibles otros sistemas de sincronización, siempre que se garantice un nivel de sincronismo equivalente: No aplica.

Solución Punto a Punto – StarBeat: el sistema de sincronización horaria del StarBeat debe:

- Garantizar la configuración horaria de los componentes del SMMC a la hora oficial definida en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (UTC-0): dentro de las características y funcionalidades del sistema StarBeat están (INODU-105-2): “Synchronization with an external clock source”. En INODU-105-8 se presenta la característica del StarBeat relativa a la administración de la zona horaria del sistema, sin embargo, no se especifica que estén configurados según la hora UTC. (ID-Planes-053)
- Se priorizará un sistema de sincronización jerarquizada (SGO-> UM), mediante órdenes de supervisión y puesta en hora. Serán admisibles otros sistemas de sincronización, siempre que se garantice un nivel de sincronismo equivalente: En INODU-105-8 se menciona que la administración horaria del sistema es jerárquica desde el StarBeat al medidor.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

El sistema SMMePlus de Enel no cumple con la sincronización horaria de todas sus componentes según lo indicado en el requerimiento AT0065. Es necesario verificar si este requerimiento hace sentido en el contexto actual.

Relativo al sistema SGO, es necesario el siguiente plan de implementación para el cumplimiento del requerimiento:

ID-Planes-053

8.2 Requerimiento AT0150

8.3 Requerimiento AT0161

a) Requerimiento

AT0161: Las UM deberán incluir la estampa de tiempo pudiendo ser al inicio o al final del intervalo de cada registro.

b) Comentario inodú del requerimiento

Según la interpretación de inodú, el requisito busca evaluar que “Los registros de las UM incluyan la estampa de tiempo, al final o inicio de cada intervalo de registro”.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	UM; SGO;
Requerimientos	AT0065; AT0162; AT0163; AT0164; AT0212

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* SMMePlus * Documento Starbeat
Observación inodú	El registro de las estampas de tiempo será abordado desde la perspectiva del SGO.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-98-2	2.SMMePlus - Homologation v.1.5_Final - Collected Information

f) Auditoría inodú

Relativo a la evaluación de este requerimiento en las distintas soluciones de Enel:

Solución Enel – SMMePlus: en INODU-98-2 se describe como son exportador los registros de lecturas del sistema SMMC, los cuales cuentan con sus respectivas estampas de tiempo:

"All the information collected by the system are shared with local integration system that is in charge of the storage. Each information is exported with the identification of the device, the timestamp and an attribute indicating the kind of information.

[...]

The kind of information collected by the system are:

[...]

Readings

o Statistic information are saved in internal database.

o Last current period reading for active energy for each meter is saved.

o Massive readings are exported.

[...]

Measurands

o Statistic information are saved in internal database.

o Massive measurands are exported.

"

En la documentación proporcionada por Enel no se menciona en qué momento de la medición o registro se incluye la estampa de tiempo, por lo que será abordado en ID-Planes-056

Solución Punto a Punto – StarBeat: No hay documentación sobre los registros de estampas de tiempo en las mediciones realizadas por las UM de la Solución Punto a Punto. Esto será abordado en ID-Planes-056.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Es necesario el siguiente plan de implementación para el cumplimiento del requerimiento:

8.4 Requerimiento AT0162

a) Requerimiento

AT0162: La hora local de las UM deberán **estar referida** a la hora oficial definida en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, **sin cambio durante el año**. Los ajustes de hora que sean necesarios para otros fines deben ser realizados por los sistemas respectivos de cada Empresa Distribuidora, sin afectar la configuración horaria de los componentes del SMMC.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento es necesario definir qué se entiende por hora local de la UM, y qué significa que esté referida a la hora oficial. Según la interpretación de inodú, la hora local de la UM es la hora local en la localización geográfica de estas, por lo que pudiesen ser distintas a la hora oficial.

Relativo a la interpretación de “hora local referida a la hora oficial”, inodú interpreta que se permiten diferencias horarias entre estas dos horas, por lo que se buscar la realización de un registro de estas diferencias durante el proceso. Además, se requiere que al referir estas horas esto permanezcan “sin cambios durante el año”, lo cual, se puede interpretar con que es necesario tener registros del uso horario de manera fija, por lo que para los sistemas que cambian de uso horario a verano, podrían existir otros tipos de manejos horarios por parte de la distribuidora que no afecten la configuración del uso horario normal.

Luego, además se menciona que, de ser necesarios ajustes de hora para otros fines, estos deberán ser realizados por los sistemas respectivos de cada empresa distribuidora, sin afectar la configuración horaria de los componentes del SMMC, que según al AT0065, debe ser la hora oficial UTC-0.

De este modo, para la verificación de este requerimiento se deberá verificar:

- 6) Existencia de un registro horario entre hora local y hora oficial, **sin cambios durante el año**.
- 7) Que todo otro ajuste de hora sea realizado por los sistemas internos de cada empresa distribuidora, sin afectar la configuración de los componentes del SMMC a UTC-0.

Relativo al punto de que el registro entre hora local y hora oficial no tenga cambios durante el año se deberá aclarar cómo se manejarán las diferencias entre horario normal y horario de verano para términos de la auditoría.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	UM; SGO; Sincronización Horaria
Requerimientos	AT0065; AT0212

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* SMMePLUS * Documento Starbeat * Caso de USO 13
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-16-2	Caso 13 Clock Sync AMI_v.3 - Configuración horaria
INODU-105-2	19.StarBeat_SoftwareArchitecture_Rel_4_3_3 - Features and Functionalities view
INODU-105-8	19.StarBeat_SoftwareArchitecture_Rel_4_3_3 - 4.3.3. Time Zone management

f) Auditoría inodú

La verificación del requerimiento para cada sistema de sincronización horaria de Enel es la siguiente:

Solución Enel – SMMePlus: en INODU-16-2, el caso de uso relativo a la sincronización horaria del SMMePlus, se indica:

"Los servidores están configurados con hora UTC y el SGO se encarga de la conversión de UTC a hora local antes de ejecutar la actividad de sincronización.

NTP es utilizado por el servicio "Windows Time" que se ejecuta en cada servidor del SGO y mantiene la sincronización de fecha y hora.

En la base de datos del sistema, tenemos dos tablas se encargan de almacenar los valores de la zona horaria:

1. Tabla de zona horaria

2. Tabla de horario de verano

El SGO toma la hora de los servidores y la zona horaria para calcular la hora local de los concentradores y se sincronizan en cada conexión. El protocolo entre el sistema y los concentradores es TCP. Los concentradores son los responsables de sincronizar con los medidores cada vez que interactúan en una conexión. Así, si hay un desfase, entre los concentradores y el SGO y los medidores con los concentradores, se gatilla un evento el cual es corregido automáticamente o por el usuario de manera demanda y/o planificada."

De este modo, relativo a la evaluación del requerimiento:

- 8) Existencia de un registro horario entre hora local y hora oficial, sin cambios durante el año: se cumple. Se lleva un doble registro horario, de la zona horaria local y del horario de verano.
- 9) Que todo otro ajuste de hora sea realizado por los sistemas internos de cada empresa distribuidora, sin afectar la configuración de los componentes del SMMC a UTC-0: no es

posible corroborar este punto, dado que la documentación no es explícita al mencionar el uso de hora local en la U. Concentradora y la UM, por lo que esto se deberá abordar en ID-Planes-053.

Solución Punto a Punto – StarBeat: dentro de las características y funcionalidades del sistema StarBeat están (INODU-105-2): “Synchronization with an external clock source”.

En INODU-105-8 se presenta la característica del StarBeat relativa a la administración de la zona horaria del sistema:

“4.3.3. Time Zone management

This function allows StarBeat to utilize different time zones, in order to manage meters physically installed in different location (compared to the telemetering / telemanagement server system) take into account the time zone in which the meters are physically installed, in order to execute the activity. So:

- ¶ *in one system installation, can be inventoried equipments placed in different time zones*
- ¶ *the telemetering process manages the meters taking into account the time zones in which they are physically installed.*

The Time Zone is a variable present in the:

- ¶ *schedule process;*
- ¶ *reading and normalization operations, in addition to the clock synchronization operation;”*

De este modo, relativo a la evaluación del requerimiento:

- 10) Existencia de un registro horario entre hora local y hora oficial, sin cambios durante el año: se cumple parcialmente, ya que falta documentación relativa a la configuración de operación del StarBeat relativa a sus registros horarios (ID-Planes-053).
- 11) Que todo otro ajuste de hora sea realizado por los sistemas internos de cada empresa distribuidora, sin afectar la configuración de los componentes del SMMC a UTC-0: Si bien en INODU-105-8 se presenta la característica del StarBeat relativa a la administración de la zona horaria del sistema, no hay información de Enel sobre la configuración horaria que se utilizará, por lo que el verificar esta parte del requerimiento se verá en ID-Planes-053.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

El sistema SMMPlus de Enel no cumple con la sincronización horaria de todas sus componentes según lo indicado en el requerimiento AT0065. Es necesario verificar si esto requerimiento hace sentido en el contexto actual para verificar el AT0162.

Relativo al sistema SGO, es necesario el siguiente plan de implementación para el cumplimiento del requerimiento:

ID-Planes-053

8.5 Requerimiento AT0163

a) Requerimiento

AT0163: La sincronización horaria debe ser ejecutada con una regularidad tal que impida diferencias superiores a 3 minutos entre la hora oficial definida en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio y la hora de las Unidades de Medida.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se deben analizar dos puntos:

- 12) Que exista un sistema de control de sincronización horaria que impida diferencias mayores a 3 minutos entre los elementos sincronizados, en este caso UM y hora oficial.
- 13) Que la configuración de las Unidades de Medida sea la de la hora oficial.

Cabe destacar, que el definir “una regularidad que impida diferencias superiores a 3 minutos” es un requerimiento complejo de abordar, por lo que se sugiere su revisión. En este caso se sugiere reformular el requerimiento.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	UM; SGO; Sincronización horaria
Requerimientos	AT0065; AT0212

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* SMMePLUS * Documento Starbeat * Caso de USO 13
Observación inodú	Se sugiere revisar el planteamiento del requerimiento.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-16-2	Caso 13 Clock Sync AMI_v.3 - Configuración horaria
INODU-98-7	2.SMMePlus - Homologation v.1.5_Final - Especificaciones técnicas de Sistema de sincronización horaria
INODU-98-8	2.SMMePlus - Homologation v.1.5_Final - Especificaciones técnicas de Sistema de sincronización horaria
INODU-105-2	19.StarBeat_SoftwareArchitecture_Rel_4_3_3 - Features and Functionalities view
INODU-105-8	19.StarBeat_SoftwareArchitecture_Rel_4_3_3 - 4.3.3. Time Zone management

f) Auditoría inodú

La verificación de los requerimientos para cada sistema es la siguiente:

Solución Enel – SMMplus:

- 14) Que exista un sistema de control de sincronización horaria que impida diferencias mayores a 3 minutos entre los elementos sincronizados, en este caso UM y hora oficial: No es posible verificar este requerimiento, ya que no está documentado este procedimiento ni su periodicidad (ID-Planes-058)
- 15) Que la configuración de las Unidades de Medida sea la de la hora oficial: según lo evaluado en el AT0065, no es posible corroborar este punto (ID-Planes-053).

Solución Punto a Punto – StarBeat: a

- 16) Que exista un sistema de control de sincronización horaria que impida diferencias mayores a 3 minutos entre los elementos sincronizados, en este caso UM y hora oficial: No es posible verificar este requerimiento, ya que no está documentado este procedimiento ni su periodicidad (ID-Planes-058)
- 17) Que la configuración de las Unidades de Medida sea la de la hora oficial: según lo evaluado en el AT0065, no es posible corroborar este punto (ID-Planes-053).

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Relativo al sistema SGO, es necesario el siguiente plan de implementación para el cumplimiento del requerimiento:

ID-Planes-053

ID-Planes-058

8.6 Requerimiento AT0164

a) Requerimiento

AT0164: La sincronización horaria de los UM debe ser realizada en forma remota.

b) Comentario inodú del requerimiento

Al ser ambas soluciones jerárquicas y manejadas por el SGO, es parte de la estructura de ambas soluciones el cumplir con este requerimiento, ya que el SGO realiza la gestión y operación del sistema de manera remota.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO; UM; Sincronización Horaria
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* SMMePLUS * Documento Starbeat * Caso de USO 13
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-98-7	2.SMMePlus - Homologation v.1.5_Final - Especificaciones técnicas de Sistema de sincronización horaria
INODU-98-8	2.SMMePlus - Homologation v.1.5_Final - Especificaciones técnicas de Sistema de sincronización horaria
INODU-105-2	19.StarBeat_SoftwareArchitecture_Rel_4_3_3 - Features and Functionalities view
INODU-105-8	19.StarBeat_SoftwareArchitecture_Rel_4_3_3 - 4.3.3. Time Zone management

f) Auditoría inodú

La verificación del requerimiento para cada sistema de sincronización horaria de Enel es la siguiente:

Solución Enel – SMMePlus:

- En el caso de la Solución Enel, la Sincronización horaria se realiza a través del SMMePlus, el cual controla de manera remota la sincronización de las UM. En INODU-98-7 e INODU-98-8 se desarrollan las especificaciones técnicas de sincronización del medidor y el concentrador respectivamente, los cuales siguen una sincronización jerárquica encabezada por el SMMePlus, la cual puede ser manual a través del website o automática si el sistema recibe alarmas específicas, como se observa en el siguiente esquema:

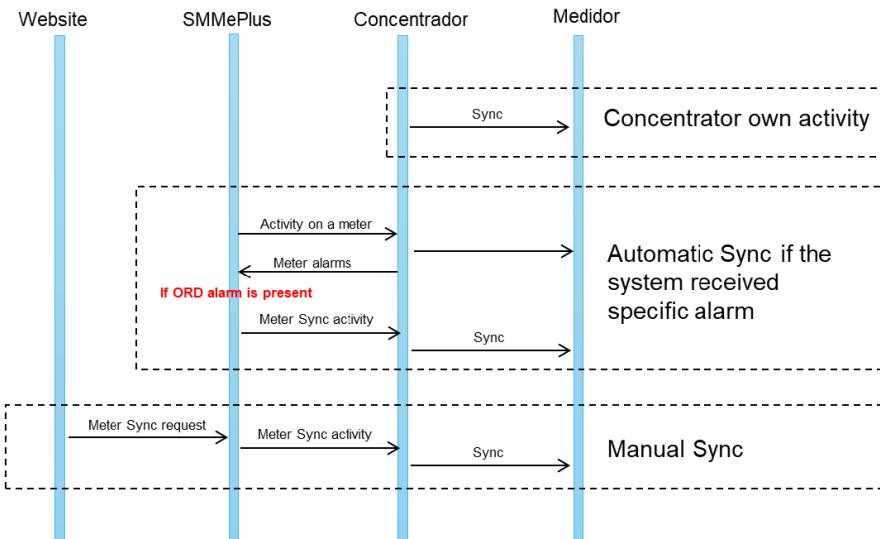


Figura 17: Esquema de sincronización a través del SMMePlus, según INODU-98-7.

Solución Punto a Punto – StarBeat:

- Dentro de las características y funcionalidades del sistema StarBeat están (INODU-105-2): “Synchronization with an external clock source”. En INODU-105-8 se presenta la característica del StarBeat relativa a la administración de la zona horaria del sistema, según:

“4.3.3. Time Zone management

This function allows StarBeat to utilize different time zones, in order to manage meters physically installed in different location (compared to the telemetering / telemanagement server system) take into account the time zone in which the meters are physically installed, in order to execute the activity. So:

- ☒ in one system installation, can be inventoried equipments placed in different time zones*
- ☒ the telemetering process manages the meters taking into account the time zones in which they are physically installed.*

The Time Zone is a variable present in the:

- ☒ schedule process;*
 - ☒ reading and normalization operations, in addition to the clock synchronization operation;”*
- De este modo el StarBeat realiza el manejo remoto de la sincronización horaria de las UM.*

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple totalmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Sin comentarios.

8.7 Requerimiento AT0165

a) Requerimiento

AT0165: El reloj interno de las UM deberá disponer de un sistema de alimentación que le permita una operación autónoma de, al menos, 5 años. Tratándose de Unidades de Medida cuyo reloj interno se alimenten de la misma red eléctrica, esta exigencia será de, al menos, 2 años.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que cuenten con algún sistema de alimentación que les permita funcionar por al menos 5 años sin ser cambiado. En caso de que el reloj sea alimentado por la red eléctrica, la exigencia será de, al menos, dos años.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	UM
Requerimientos	AT0025

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION). * Medidor Enel v.2.
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-37-1	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – Estándares de referencia
INODU-37-7	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – Especificaciones reloj
INODU-40-4	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – Real time clock
INODU-44-1	ION7400 7EN02-0290-11 Architecture & ION Modules (01/2020) – Clock module
INODU-45-4	ION Clock
INODU-50-7	ion_ION7400_7ES02-0374-05_manual usuario - Reloj en tiempo real
INODU-54-1	iskra_MT880-M_1801-02-1_ISKRA - Technical specifications

INODU-55-1	ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Estándares
INODU-65-2	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Reloj en Tiempo Real
INODU-65-7	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010)

f) Auditoría inodú

Respecto del requerimiento AT0025 sobre el reloj conmutador horario, en las evidencias INODU-55-1, INODU-65-2 e INODU-37-1 se indica, para los equipos de medida ISKRA, ITRON y NEXY-M respectivamente, que el reloj integrado en estos medidores cumple con el estándar IEC 62054-21 respecto de relojes conmutadores. Por su parte, en las evidencias INODU-40-4 e INODU-44-1 se indica la presencia de un módulo de *Clock* integrado en los equipos de medida.

Luego, relativo a la capacidad de funcionar de manera autónoma, se presenta la siguiente tabla resumen:

Requerimiento / Medidor	EMH	ION	ISKRA	ITRON	Enel v.2 – NEXY-M
Años de operación autónoma	“20 years/aprox” (INODU-44-4)	“Mínimo de 7 años en condiciones de almacenamiento especificado”(INODU-50-7)	“5 años” (INODU-54-1)	“Batería de 3 años” (INODU-65-7); (INODU-65-2) ID-Planes-057	<i>“The battery has been designed in order to assure the operation of RTC for 15 years without line voltage and it is not removable.”</i> (INODU-37-7)

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Es necesario el siguiente plan de implementación para el cumplimiento del requerimiento:

ID-Planes-057

8.8 Requerimiento AT0212

a) Requerimiento

La estampa de tiempo de las unidades concentradoras debe sincronizarse de forma automática a través del Sistema de Gestión y Operación y debe coincidir con el resto del SMMC.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento será evaluado solo para la solución Enel, ya que es relativo a la Unidad Concentradora.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Sincronización horaria; SGO
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	“Total”
Comentario	See LVM Specification
Autoevaluación Enel	Caso 13 Clock Sync AMI
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-02-4	Definición Unidad Concentradora y funcionalidad
INODU-98-8	2.SMMPlus - Homologation v.1.5_Final - Especificaciones técnicas de Sistema de sincronización horaria

f) Auditoría inodú

En INODU-02-4 se menciona como característica general de la Unidad Concentradora “La estampa de tiempo se sincroniza de forma automática y/o manual a través del Sistema de Gestión y Operación y coincide con el resto del SMMC”.

Relativo a la verificación del requerimiento a través de la documentación de respaldo del SMMPlus, en INODU-98-8 se especifica el sistema de sincronización horaria del concentrador, que se realiza de manera automática con cada conexión a través del SMMPlus.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple totalmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Sin comentarios.

8.9 Requerimiento AT0235

a) Requerimiento

AT0235: El SGO deberá cumplir con procesos de sincronización horaria para todas las lecturas de las UM.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para el desarrollo de este requerimiento se entenderán como lecturas del medidor sus respectivas mediciones. De este modo se evaluará si al momento de realizar una medición es desplegado un evento de sincronización de la UM.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO; UM; Sincronización horaria.
Requerimientos	AT0236;

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Documento SMMePlus * Homologation.docx * Casos de Uso 6,14 y 15
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-93-2	12.SMMePlus - Measurands collection v1.0 - CIM code
INODU-98-7	2.SMMePlus - Homologation v.1.5_Final - Especificaciones técnicas de Sistema de sincronización horaria
INODU-98-8	2.SMMePlus - Homologation v.1.5_Final - Especificaciones técnicas de Sistema de sincronización horaria
INODU-105-1	19.StarBeat_SoftwareArchitecture_Rel_4_3_3 - StarBeat Subsystem Model
INODU-105-4	19.StarBeat_SoftwareArchitecture_Rel_4_3_3 - use case

f) Auditoría inodú

La verificación del requerimiento para cada sistema de sincronización horaria de Enel es la siguiente:

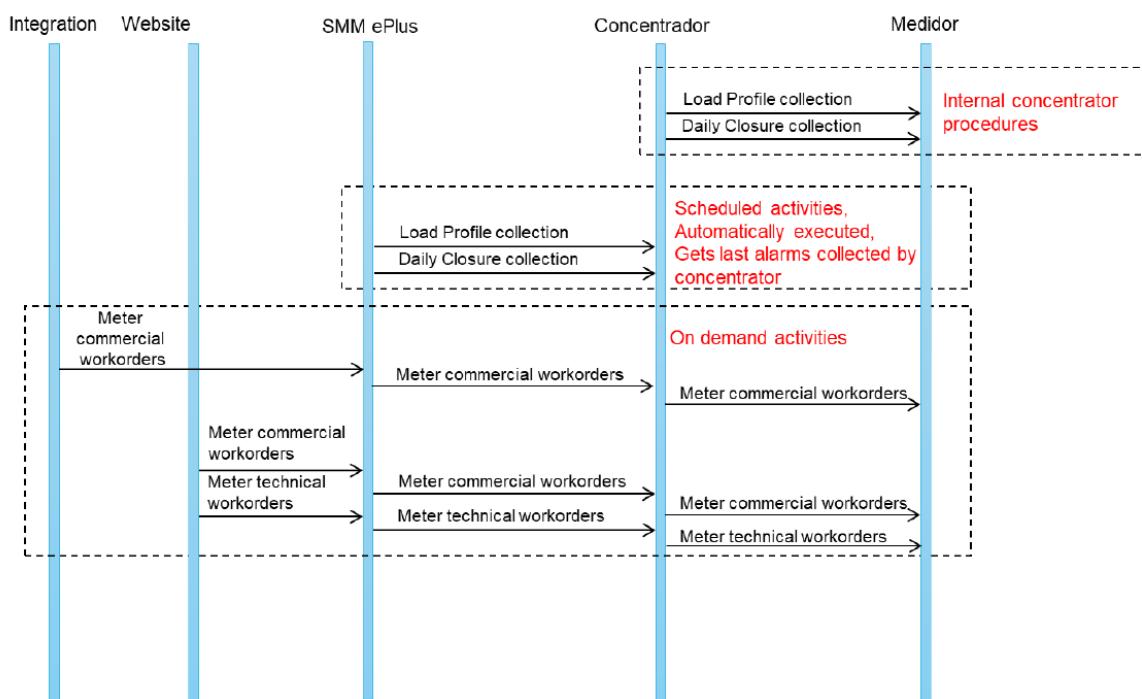
Solución Enel – SMMePlus: Relativo al SMMePlus y la sincronización con el medidor, en INODU-93-3 se describe que el proceso “Meter Tech Configuration”:

“When a meter is commissioned, SMMePlus system executes the “Meter Tech Configuration” process. Through this process, the meter is synchronized, configured and the firmware version is read. This process writes in the meter the measurands that have been defined in the measurand profile.”

Adicionalmente, en INODU-98-7 se indica que el concentrador es el encargado de la sincronización del medidor, el cual a su vez, según INODU-98-8, es sincronizado por el SGO en cada conexión, las cuales pueden ser programadas u on-demand. Las operaciones programadas del concentrador corresponden a:

- 18) Load profile collection
- 19) Daily closure collection
- 20) Autodiscovery results collection
- 21) Autodiscovery Rpt collection
- 22) Cedata collection
- 23) Measurands collection.

El esquema de actuación es el siguiente:



De este modo se verifica que para las operaciones programadas del concentrador se generan eventos de sincronización, en particular para las mediciones.

Solución Punto a Punto – StarBeat: Relativo al StarBeat y la sincronización con el medidor, en INODU-105-1 se describe la funcionalidad de su componente StarSync, encargada de la sincronización:

“2.1.3. StarSync

The StarSync Subsystem takes charge of the activities for meter management created and dispatched by StarGroove or of the spot requests activated by a back office operator in StarPulse (or via Remote system request). It uses appropriate driver to submit these request activities to meters and acquire responses.

Basically it's a subsystem responsible for the communication with the meters for performing the activities submitted by StarGroove and StarPulse.”

Adicionalmente, en el caso de uso INODU-105-4 se desarrollan las principales tareas que debe ejecutar el StarSync:

“

- I. Perform Register Readings*
- II. Perform Load Profile Readings at specified frequency*
- III. Perform meter work order to program the meter*
- IV. Perform synchronization on Meters.”*

A través de la documentación es posible corroborar que el StarSync es el encargado de la sincronización horaria de los medidores y de sus respectivos registros de medición. Sin embargo, para corroborar el requerimiento es necesaria documentación sobre los protocolos de sincronización que utiliza el StarBeat – Starsync de Enel, para asegurar sincronización en cada lectura del medidor (ID-Planes-058).

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Relativo al sistema SGO, es necesario el siguiente plan de implementación para el cumplimiento del requerimiento:

ID-Planes-058

8.10 Requerimiento AT0236; AT0239

a) Requerimiento

AT0236: El SGO deberá permitir sincronización horaria de UM específicas cuando sea necesario.

AT0239: El SGO deberá permitir sincronización horaria específica para aquellos medidores instalados que estén fuera de sincronización.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para la verificación de este requerimiento se debe comprobar que:

- 24) Se pueda realizar la sincronización horaria de UM específicas.
- 25) Se pueda detectar cuando alguna UM está fuera de sincronización.

Los requerimientos AT0236 y AT0239 tienen características similares, por ello se abordarán de manera conjunta.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO; UM;
Requerimientos	SGO; UM

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

	AT0236	Total
--	--------	-------

Autoevaluación de cumplimiento Enel	AT0239	Total
Comentario Autoevaluación Enel	AT0236	* Documento SMMePlus * Homologation.docx * Caso 13 Clock Sync AMI
	AT0239	* Documento SMMePlus * Homologation.docx * Caso 13 Clock Sync AMI
Observación inodú		

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-XX-X	

f) Auditoría inodú

No hay información suficiente relativa a los protocolos de sincronización de las UM, por lo que se abordará en ID-Planes-058.

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú:

- 26) Se cumple parcialmente el requerimiento AT0236.
- 27) Se cumple parcialmente el requerimiento AT0239.

h) Observación auditoría

Relativo al sistema SGO, es necesario el siguiente plan de implementación para el cumplimiento de los requerimientos:

ID-Planes-058

8.11 Requerimiento AT0237

a) Requerimiento

AT0237: El SGO deberá permitir sincronización horaria de Unidad Concentrador.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento es similar al AT0212, y se verificará únicamente en la Solución Enel ya que hace referencia a la unidad concentradora.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	
Requerimientos	AT0212

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Documento SMMePlus * Homologation.docx * Caso 13 Clock Sync AMI
Observación inodú	Este caso requerimiento solo se evaluará para la solución Enel, dado que tiene relación con la Unidad Concentrador

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-98-8	2.SMMePlus - Homologation v.1.5_Final - Especificaciones técnicas de Sistema de sincronización horaria

f) Auditoría inodú

Relativo a la verificación del requerimiento a través de la documentación de respaldo del SMMePlus, en INODU-98-8 se especifica el sistema de sincronización horaria del concentrador, que se realiza de manera automática con cada conexión a través del SMMePlus.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Sin comentarios.

8.12 Requerimiento AT0238

a) Requerimiento

AT0238: El SGO deberá permitir la comprobación de la hora interna de todos los componentes administrados y compararlos con su hora interna.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para la evaluación de este requisito es necesario definir inicialmente qué se considerará como componentes administrados. En el caso de la solución Enel los componentes administrados son la UM y la Unidad Concentrador y para el caso de la solución Punto a Punto es la UM.

Se debe corroborar el que respectivo sistema de sincronización horaria de cada SGO permita:

- 28) Comprobarla hora interna de los componentes del sistema.
 29) Compararlos con su propia hora interna.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO; UM; U. Concentrador
Requerimientos	AT0065

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	No Aplica
Comentario Autoevaluación Enel	
Observación inodú	El requerimiento si aplica y puede ser evaluado.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-98-7	2.SMMPlus - Homologation v.1.5_Final - Especificaciones técnicas de Sistema de sincronización horaria
INODU-98-8	2.SMMPlus - Homologation v.1.5_Final - Especificaciones técnicas de Sistema de sincronización horaria
INODU-105-2	19.StarBeat_SoftwareArchitecture_Rel_4_3_3 - Features and Functionalities view

f) Auditoría inodú:

La verificación del requerimiento para cada sistema de sincronización horaria de Enel es la siguiente:

Solución Enel – SMMPlus: el sistema de sincronización horaria del SMMPlus debe:

- 30) Comprobarla hora interna de los componentes del sistema:

- 1) Relativo a la UM (INODU-98-7): *"When a meter is recruited by a concentrator, the concentrator is in charge of meter synchronization.*

In addition, the system provides the possibility to force the concentrator to synchronize the meter using the concentrator own time.

This technical meter workorder is called "Meter Synchronization" and can be generated in two ways:

1. *The user, through the website, manually generate the activity*
2. *The system receives a specific alarm regarding clock not-synchronized and automatically generate the activity (this feature can be enabled or disabled)."*

De este modo, el medidor es capaz de sincronizarse con respecto al concentrador, y además generar alarmas en caso de no encontrarse sincronizado.

- 2) Relativo a la U. Concentrador (INODU-98-8): “*The concentrator is synchronized by the system at every connection. Connections consist of:*

1. *Scheduled operations, executed automatically by the system.*
2. *On demand operations, executed by the user through the website on concentrator and meter.*
3. *On demand operations, required via integration by integrated system.*

The servers hosting the services of the system are not configured with local time. The servers are configured with UTC time and the system is in charge of the conversion from UTC to local time before executing the synchronization activity. NTP protocol is used by “Windows Time” service that is running on each SMMePlus server and maintains time and date synchronization.

In the system database, two tables are in charge of storing timezone values:

Timezone table.

Daylight Saving Time table.”

De este modo el concentrador realiza la sincronización con el SMMePlus server.

- 31) Compararlos con su propia hora interna: Si el SGO es capaz de realizar la sincronización con el concentrador y medidor, implica que es posible hacer esta comparación.

Luego, al verificarse el proceso de sincronización entre las componentes del SMMC y el SMMePlus, es posible afirmar que se puede comprobar la hora interna de los sistemas y compararlas con su propia hora interna.

Solución Punto a Punto – StarBeat: el sistema de sincronización horaria del SMMEPlus debe:

- 32) Comprobarla hora interna de los componentes del sistema
33) Compararlos con su propia hora interna.

En INODU-105-8 se menciona que la administración horaria del sistema es jerárquica desde el StarBeat al medidor. Luego, en (INODU-105-2) se menciona dentro de las funcionalidades y características del StarBeat: “*Synchronization with an external clock source*”.

En INODU-106-2 se describe como responsabilidad del StarSync del StarBeat: “*Meter data acquisition and meter clock synchronization*”.

De este modo, al corroborar que el StarBeat puede realizar la sincronización horaria con el medidor, es posible afirmar que se puede comprobar la hora interna de los sistemas y compararlas con su propia hora interna.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple totalmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Sin comentarios.

8.13 Requerimiento AT0247

a) Requerimiento

AT0247: El SGO deberá incluir la estampa de tiempo en todos los eventos SMMC y alarmas emitidos.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que todos los eventos SMMC y alarmas tengan estampas de tiempo.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SMMC; SGO;
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* SMMePlus * Homologation.docx * Documento StarBeat
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-98-2	2.SMMePlus - Homologation v.1.5_Final - Collected Information

f) Auditoría inodú

La verificación del requerimiento para los respectivos SGO es la siguiente:

Solución Enel – SMMePlus: En INODU-98-2 se explica cómo a través del *local integration system* del SMMePlus se integran las estampas de tiempo a toda la información exportada del sistema, lo que incluye eventos y alarmas.

"All the information collected by the system are shared with local integration system that is in charge of the storage. Each information is exported with the identification of the device, the timestamp and an attribute indicating the kind of information.[...]"

Events

- o Massive events are exported.*

[..]

Alarms

- o Massive alarms are exported.*

"

De este modo, desde el punto de vista del SMMePlus se cumple el Requerimiento.

Solución Punto a Punto – StarBeat: En la documentación entregada por Enel no hay información sobre la integración de estampas de tiempo en los evento y alarmas (ID-Planes-059).

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Es necesario el siguiente plan de implementación para el cumplimiento del requerimiento:

ID-Planes-059

9 Verificación de requerimientos de Comunicaciones

9.1 Requerimiento AT0010

a) Requerimiento

Permitir a los Clientes y/o Usuarios el acceso permanente a toda la información asociada a sus servicios, en particular aquella que se obtenga a través de los SMMC, mediante los esquemas de visualización y reportes definidos en el Anexo Técnico, a través de distintos medios a cargo de la Empresa Distribuidora.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que dentro de la solución SMMC de Enel se cuente con funcionalidades que:

- Permitan a los Clientes y/o Usuarios el acceso permanente a toda la información asociada a su servicio, en particular aquella que se obtenga a través de los SMMC.
- Que la información se entregue a través de los esquemas de visualización y reportes definidos en el AT.

Como aclaración, no se encontró una definición clara de esquemas de visualización y reportes requeridos en el AT, por lo que es un punto para aclarar con la SEC y CNE (ID-Planes-078)

En los A0T316; AT0317 y AT0318 se menciona cierta información mínima que debe ser proporcionada a los Clientes y/o usuarios en los puntos de conexión, dentro de los cuales están:

- Medidas de energía, potencia, voltaje, corriente y factor de potencia.
- Historial de consumos e inyecciones de los últimos 24 meses consecutivos.
- Perfiles horarios de consumos e inyección, cuando corresponda.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SMMC; Empresa Distribuidora
Requerimientos	AT0314; AT0315; AT0316; AT0317; AT0318

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021. * Casos de Uso 3 y 11.
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido

INODU-14-1	Caso de Uso 11: Diseño de almacén de datos y reportes - Resumen
INODU-14-2	Caso de Uso 11: Diseño de almacén de datos y reportes - Solución Almacenamiento ODS y Reportería solución Telemedida ENEL Chile.
INODU-14-3	Caso de Uso 11: Diseño de almacén de datos y reportes - Secuencia de eventos
INODU-14-4	Caso de Uso 11: Diseño de almacén de datos y reportes – Reportes de monitoreo
INODU-06-1	Caso de uso 3 : Customer Portal

f) Auditoría inodú

En el Anexo Técnico no hay una definición precisa del tipo de esquema de visualización y reportes que deben ser implementados por la empresa distribuidora, por lo que es un punto para aclarar con la SEC y CNE (ID-Planes-078).

De este modo, no es posible fijar el alcance total de este requerimiento, por lo que se documentará solo la información que reporta Enel hasta la fecha, y el cumplimiento del requerimiento se analizará según la respuesta la ID-Planes-078.

En el caso de uso 11 (INODU-14-2) se presenta la solución de almacenamiento ODS y reportería de la solución de telemedida de Enel Chile. Aquí, a través del Almacén de datos y reportes es posible obtener información de reportes y visualizaciones acorde a los requerimientos planteados por Enel, según el siguiente esquema (INODU-14-1):

Diagrama de interfaces

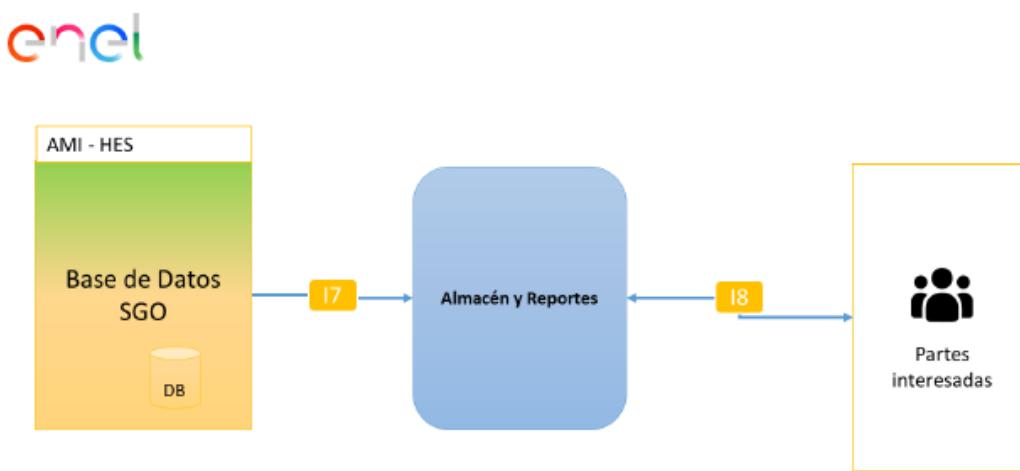


Fig. 1: Diagrama de interfaces.

Y la secuencia de eventos para acceder a la información en el Almacén de datos y reportes es la siguiente (INODU-14-3):

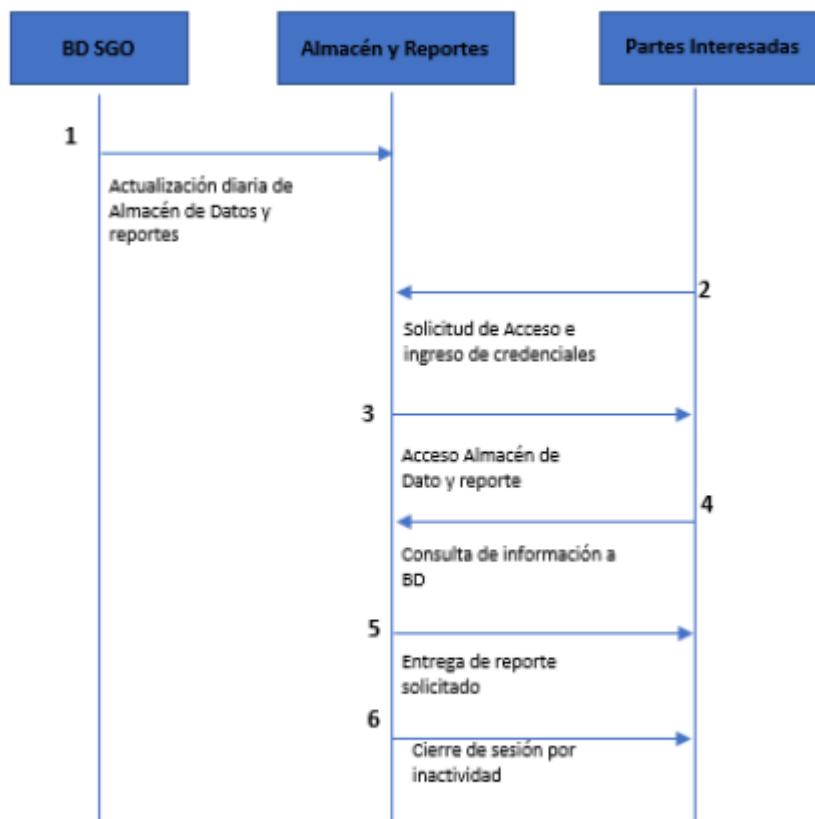


Fig. 2: Diagrama de secuencias.

Adicionalmente, se menciona que “El diseño de la base de datos se encuentra optimizado para el análisis e informes conforme a los requerimientos definidos y/o exigidos por los entes externos.” (INODU-14-2), de modo tal que los reportes y visualizaciones obtenidos pueden ser ajustados acorde a las exigencias por definir (ID-Planes-078). En INODU-14-4 se presenta un ejemplo de reporte de monitoreo, y se menciona que la solución cuenta con herramientas que permiten el desarrollo y personalización de los reportes acorde a las necesidades.

En INODU-06-1 se presenta a través de un caso de uso el acceso de los clientes a los respectivos portales de información acorde este lo requiera.

Dado que el caso de uso 13 no especifica la información que es reportada por el almacén de datos y reportes, este al menos deberá reportar los puntos planteados en ID-Planes-093. En caso de que en ID-Planes-078 se determine la necesidad de otros reportes, estos deberán ser considerados igualmente.

De este modo, relativo al cumplimiento del requerimiento:

- Permitan a los Clientes y/o Usuarios el acceso permanente a toda la información asociada a su servicio, en particular aquella que se obtenga a través de los SMMC: Se cumple según INODU-06-1.

- Que la información se entregue a través de los esquemas de visualización y reportes definidos en el AT: No es posible verificar que los esquemas de visualización y reportes se desarrolle acorde al AT (ID-Planes-078), sin embargo, si existe un esquema a través del almacén de datos y reportes para la creación de reportes y visualizaciones. Si estas no corresponden a las exigidas por la CNE, en ID-Planes-093 se deberá abordar su correcta implementación y documentación.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-078

ID-Planes-093

9.2 Requerimientos AT0034; AT0035; AT0036; AT0037; AT0038; AT0039; AT0040; AT0041; AT0042; AT0043;

a) Requerimiento

AT0034: Los SMMC pueden implementarse mediante la tecnología de comunicación: Comunicación guiada - Puerto Eléctrico. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

AT0035: Los SMMC pueden implementarse mediante la tecnología de comunicación: Comunicación guiada - PLC. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

AT0036: Los SMMC pueden implementarse mediante la tecnología de comunicación: Comunicación guiada - Fibra óptica. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

AT0037: Los SMMC pueden implementarse mediante la tecnología de comunicación: Comunicación Inalámbrica - Puerto óptico. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

AT0038: Los SMMC pueden implementarse mediante la tecnología de comunicación: Comunicación Inalámbrica - P2MP. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

AT0039: Los SMMC pueden implementarse mediante la tecnología de comunicación: Comunicación Inalámbrica - MESH. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

AT0040: Los SMMC pueden implementarse mediante la tecnología de comunicación: Red Celular - 4G. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

AT0041: Los SMMC pueden implementarse mediante la tecnología de comunicación: Red Celular - 3G. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

AT0042: Los SMMC pueden implementarse mediante la tecnología de comunicación: Red Celular - GPRS. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

AT0043: Los SMMC pueden implementarse mediante la tecnología de comunicación: Red Celular - 5G. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

b) Comentario inodú del requerimiento

Se sugiere revisar la redacción de este requerimiento, ya que el mencionar que los tipos de comunicación “pueden implementarse” da paso a un análisis mayor a lo que se implementará realmente.

El análisis de los requerimientos AT0034-AT0043 será desarrollado bajo el siguiente criterio:

Cumple: si el tipo de comunicación se desarrolla en alguna de las soluciones propuestas por Enel.

No Aplica: Si el tipo de comunicación no es considerado en las soluciones propuestas por Enel.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Interfaces; Comunicaciones
Requerimientos	AT0049; AT0051; AT0052; AT0053

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	AT0034	Total
	AT0035	Total
	AT0036	No Aplica
	AT0037	Total
	AT0038	Total
	AT0039	No Aplica
	AT0040	Total
	AT0041	Total
	AT0042	Total
	AT0043	Total
Comentario Autoevaluación Enel	AT0034	* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021 * Especificaciones técnicas medidores monitoreo y router 4G
	AT0035	* Referencia documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021". * Especificaciones LVM * Medidor Enel v.2
	AT0036	No Aplica
	AT0037	* Especificaciones LVM * Medidor Enel v.2

	AT0038	* Especificaciones LVM * Medidor Enel v.2 * Módulo RF
	AT0039	* Especificaciones LVM
	AT0040	* Especificaciones técnica concentrador LVM * Router 4G
	AT0041	* Especificaciones técnica concentrador LVM * Router 4G
	AT0042	* Especificaciones técnica concentrador LVM * Router 4G
	AT0043	* Especificaciones técnica concentrador LVM * Router 4G
Observación inodú		

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
-	-

f) Auditoría inodú

Revisar comunicación UM Router externo y comentar sobre los distintos tipos de comunicación por puerto eléctrico que se plantean en ese punto.

AT	Tecnología de comunicación	Definición AT	Comunicación en la que se implementó la solución y requerimiento de referencia	¿Existe o no la comunicación en la Solución SMMC de Enel?
AT0034	Comunicación guiada - Puerto Eléctrico	Corresponde a los tipos de comunicación que emplean una interfaz eléctrica por un medio confinado como canal de transmisión.	AT0051: Comunicación por Puerto Eléctrico entre UM y Router Externo. De manera específica se implementa conexión Serial RS232/RS485 y conexión ethernet. AT0049: interfaz i0, se implementa conexión ethernet local en el acceso local a la Unidad Concentradora	Si, en ambas soluciones.
AT0035	Comunicación guiada - PLC	Utiliza la red eléctrica para el intercambio de datos,	AT0053: en la interfaz i2 de la solución Enel se implementa la comunicación DLC (Distribution Line Carrier), la cual es un subconjunto	Si, está en la Solución medidor Enel.

		convirtiendo dicha red en una línea digital para su transmisión.	de los PLC (Power Line Communication).	
AT0036	Comunicación guiada - Fibra óptica	Tecnología para el intercambio de datos mediante ondas ópticas (luz) moduladas.	No Aplica	No Aplica
AT0037	Comunicación Inalámbrica - Puerto óptico	Interfaz que permite la comunicación local entre una Unidad de Medida y un equipo de lectura, en la cual la transmisión de datos se realiza a través de señales de luz infrarroja.	AT0049: en la solución medidor Enel el Acceso local se implementa a través de Sonda Óptica respecto a la UM y a la U. Concentrador. En la Solución Punto a Punto se implementa el Acceso Local a la UM a través de Sonda Óptica.	Si, en ambas soluciones.
AT0038	Comunicación Inalámbrica - P2MP	Radio Frecuencia (RF): Tipo de comunicación inalámbrica en donde la transmisión de datos se realiza mediante la modulación de ondas de radio y microondas. Este tipo de comunicación se pueden implementar mediante tecnologías tales	AT0052: en la solución medidor Enel se presenta una comunicación RF, la cual tiene estructura P2MP, dado que la comunicación se da desde el punto central (Concentrador), hacia múltiples puntos (UM)	Si, está en la Solución medidor Enel.
AT0039	Comunicación Inalámbrica - MESH		No Aplica.	No Aplica

		como Red MESH (RFMesh), P2MP (Punto-multipunto) y Wi-Fi.		
AT0040	Red Celular - 4G	Celular: Incluye los tipos de comunicación que empleen tecnologías tales como GPRS, 3G, 4G y 5G.	<p>AT0051: en la solución punto a punto, entre la comunicación de la UM con el SGO se encuentra el Router, el cual cumple con comunicación por Red Celular GPRS, 3G y 4G. La tecnología 5G aún no se desarrolla para esta solución.</p> <p>AT0053: en la solución medidor Enel, entre la comunicación de la U. Concentrador con el SGO se encuentra el Router, el cual cumple con comunicación por Red Celular GPRS, 3G y 4G. La tecnología 5G aún no se desarrolla para esta solución.</p>	Si, en ambas soluciones.
AT0041	Red Celular - 3G		<p>AT0051: en la solución punto a punto, entre la comunicación de la UM con el SGO se encuentra el Router, el cual cumple con comunicación por Red Celular GPRS, 3G y 4G. La tecnología 5G aún no se desarrolla para esta solución.</p> <p>AT0053: en la solución medidor Enel, entre la comunicación de la U. Concentrador con el SGO se encuentra el Router, el cual cumple con comunicación por Red Celular GPRS, 3G y 4G. La tecnología 5G aún no se desarrolla para esta solución.</p>	Si, en ambas soluciones.
AT0042	Red Celular - GPRS		AT0051: en la solución punto a punto, entre la comunicación de la UM con el SGO se encuentra el Router, el cual cumple con comunicación por Red Celular GPRS,	Si, en ambas soluciones.

			3G y 4G. La tecnología 5G aún no se desarrolla para esta solución. AT0053: en la solución medidor Enel, entre la comunicación de la U. Concentrador con el SGO se encuentra el Router, el cual cumple con comunicación por Red Celular GPRS, 3G y 4G. La tecnología 5G aún no se desarrolla para esta solución.	
AT0043	Red Celular - 5G		No Aplica.	No Aplica

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú:

- AT0034: Se cumple totalmente.
- AT0035: Se cumple totalmente para la solución medidor Enel. Para la solución Punto a Punto no aplica.
- AT0036: No aplica para ninguna de las soluciones de Enel.
- AT0037: Se cumple totalmente.
- AT0038: Se cumple totalmente para la solución medidor Enel. Para la solución Punto a Punto no aplica.
- AT0039: No aplica para ninguna de las soluciones de Enel.
- AT0040: Se cumple totalmente.
- AT0041: Se cumple totalmente.
- AT0042: Se cumple totalmente.
- AT0043: No aplica para ninguna de las soluciones de Enel.

h) Observación auditoría

Si bien, la comunicación por fibra óptica y la Red celular 5G si bien no aplican para la solución actual, Enel está considerando su implementación en planes futuros.

9.3 Requerimientos AT0063

a) Requerimiento

La interoperabilidad con componentes externas al SMMC se debe realizar mediante las “interfaces externas” que corresponden a interfaces de intercambio de datos a nivel de software, las cuales deben seguir las buenas prácticas de desarrollo y seguridad de la disciplina. Se considera al menos la existencia de Interfaz Almacén de datos y reportes, de acuerdo con definición del Anexo Técnico.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento es necesario corroborar la existencia de interfaces externas que permitan la interoperabilidad de componentes externas al SMMC.

De este modo, se debe corroborar al menos la existencia del Almacén de Datos y Reportes, cuya definición en el AT es la siguiente:

"1. Interfaz Almacén de datos y reportes – Operador de datos: esta interfaz, de carácter unidireccional (desde el Almacén de datos y reportes al Operador) permite el volcado de reportes y estadísticas periódicas para el análisis de la Superintendencia y de otras Partes Interesadas. Lo anterior es sin perjuicio de la fiscalización permanente de la Superintendencia respecto a todo equipo o dato generado o medido en el SMMC. En ningún caso se debe alterar el registro de los datos y las mediciones contenidas en Almacén de Datos y Reportes, pudiendo solamente efectuar operaciones sobre ellos para los fines que cada Parte Interesada estime pertinente, resguardando en todo momento la seguridad de dichos datos."

Para verificar este requerimiento se deberá corroborar la existencia de "Interfaz Almacén de datos y reportes", según el AT.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Interfaces externas; Almacén de Datos y Reportes
Requerimientos	AT0032

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021". * SMMPlus - Homologation.docx * Caso de Uso 1.
Observación inodú	El análisis de este requerimiento se limitará a la verificación de la interfaz externa: Almacén de Datos y Reportes.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-14-1	Caso 11: Diseño de almacén de datos y reportes

f) Auditoría inodú

En el caso de uso INODU-14-1 se respalda la información respecto al diseño del Almacén de Datos y Reportes. El cumplimiento de la definición del Almacén de Datos y Reportes se verifica en el AT0032. (ID-Planes-040 e ID-Planes-069).

Adicionalmente, Enel deberá enviar información relativa a sus capas de integración, para la documentación de la interoperabilidad del sistema con componentes externas. (ID-Planes-079).

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

No es posible verificar aún el cumplimiento del AT0032, porque este requerimiento no se cumple en su totalidad aún.

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-040

ID-Planes-069

ID-Planes-079

9.4 Requerimientos AT0064

a) Requerimiento

AT0064: La interoperabilidad con componentes externas al SMMC se debe realizar mediante las “interfaces externas” que corresponden a interfaces de intercambio de datos a nivel de software, las cuales deben seguir las buenas prácticas de desarrollo y seguridad de la disciplina. Se considera al menos la existencia de Interfaz desde todas las componentes del Sistema de gestión y operación hacia los Sistemas y aplicaciones de la empresa distribuidora, de acuerdo con definición del Anexo Técnico.

b) Comentario inodú del requerimiento

Según el Anexo Técnico se define: “*Interfaz desde todas las componentes del Sistema de gestión y operación hacia los Sistemas y aplicaciones de la empresa distribuidora: Se debe crear el conjunto de interfaces bidireccionales entre las componentes de estos sistemas que asegure la continuidad operacional de la Empresa Distribuidora. Lo anterior en ningún caso debe alterar el registro de los datos y las mediciones contenidas en la Base de Datos Central, pudiendo solamente efectuar operaciones sobre ellos de conformidad a lo establecido en el capítulo 8 del presente Anexo Técnico, resguardando en todo momento la seguridad de dichos datos.*”

Para verificar este requerimiento se deberá corroborar la existencia de “Interfaz desde todas las componentes del Sistema de gestión y operación hacia los Sistemas y aplicaciones de la empresa distribuidora”, según el AT.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Interfaces externas
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	
Comentario Autoevaluación Enel	<p>* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021".</p> <p>* SMMePlus - Homologation.docx</p>

	* Caso de Uso 1.
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
--	

f) Auditoría inodú

Enel deberá enviar información relativa a sus capas de integración, para la documentación de la interoperabilidad del sistema con componentes externas. (ID-Planes-079).

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:
ID-Planes-079

9.5 Requerimiento AT0134

a) Requerimiento

AT0134: El SMMC deberá disponer de un registro de Eventos SMMC y Alarmas, las que se deberán activar, registrar, comunicar y almacenar de acuerdo en lo establecido en la Tabla 6: Activación, registro, comunicación y almacenamiento de variables mínimas que generan Eventos SMMC y Alarmas del Anexo Técnico, conteniendo al menos Marca de tiempo, Tipo de actividad y registro y parámetros característicos del registro.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se deberá corroborar que el SMMC cuente con un registro de eventos y alarmas que se deberán:

- Activar
- Registrar
- Comunicar
- Almacenar

Todas las acciones mencionadas deberán ser acorde a la Tabla 6 del Anexo Técnico.

La Tabla 6 del Anexo Técnico y su contexto son los siguientes:

"Artículo 4-7 Registro de Eventos SMMC y Alarmas

El SMMC debe disponer de un registro de Eventos SMMC y Alarmas, las que deberá activar, registrar, comunicar y almacenar de acuerdo a lo establecido en la siguiente tabla, donde "X" representa aquellas variables que deben ser activadas, registradas, comunicadas y almacenadas; y "" representa aquellas variables que, en la medida que los equipos sean capaces de medirlas, deben ser activadas, registradas,*

comunicadas y almacenadas, pudiendo dichos registros ser de calidad inferior a aquél requerido para efectos del monitoreo de la Calidad de Producto según lo establecido en la NTD.

Tabla 4: Tabla 6: Activación, registro, comunicación y almacenamiento de variables mínimas que generan Eventos y Alarmas

Variable	Descripción	Unidad de Medida				Evento SMMC	Alarma	Interfaz		Base de Datos Central
		<500 [kW]	<500 [kW] con GD	Monitoreo SD	>500 [kW]			I1	I0	
Factor de Potencia	De acuerdo a Artículo 3-9 de NTD o aquél que lo reemplace			*	*	X		*	*	X
Regulación de tensión	De acuerdo a Artículo 3-1 de NTD o aquél que lo reemplace			*	*	X		*	*	X
Distorsión armónica (THD)	De acuerdo a Artículo 3-5 de NTD o aquél que lo reemplace			*	*	X		*	*	X
Conexión/desconexión	De acuerdo a Artículo 6-11 de NTD o aquél que lo reemplace	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Interrupción de Suministro	Continuidad de suministro de acuerdo a Artículo 4-1 de NTD o aquél que lo reemplace	X	X	X	X	X		X	X	X
Limitación de consumos	Información de acuerdo a opción tarifaria de cliente o de acuerdo a normativa vigente	X	X		X	X		X	X	X
Estado Comunicaciones	Disponible o no Disponible	X	X	X	X	X	X		X	X
Tarifa (Periodo Tarifario)	Información de acuerdo a opción tarifaria de cliente	X	X		X	X		X	X	X
Fecha y hora	Datos programados en el equipo de medida	X	X	X	X	X		X		X
Presencia de fases	Datos identificados por el equipo de medida	X	X	X	X	X		X		X
Indicación sentido energía	Consumo o inyecciones de energía, signo.	X	X	X	X	X				X

Variable	Descripción	Unidad de Medida				Evento SMMC	Alarma	Interfaz		Base de Datos Central
		<500 [kW]	<500 [kW] con GD	Monitoreo SD	>500 [kW]			I1	I0	
Potencia Máxima demandada	Información de acuerdo a opción tarifaria de cliente	X	X	X	X	X		X	X	X
Potencia Contratada	Información de acuerdo a opción tarifaria de cliente	X	X		X	X		X		X
Apertura tapa bornes	Apertura programada y no programada tapa de bornes	X	X	X	X	X	X		X	X
Mantenimiento de equipo	Intervención programada sobre el equipo de medición	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Errores	*Error Normal *Error Lógico *Error Software	X	X	X	X	X		X	X	X
Inyección de Excedentes Permitida	De acuerdo a Artículo 5-4 de la NT NetBilling o aquél que lo reemplace		*			X		*	*	X

El registro obtenido a través de estos procedimientos debe contener al menos:

1. Marca de tiempo del registro.
2. Tipo de actividad del registro (código de evento).
3. Parámetros característicos del registro.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	UM; SMMC
Requerimientos	AT0135

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	<ul style="list-style-type: none"> * Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021". * Caso de Uso 7. * 2.SMMPlus - Homologation v.1.3 * Documento Starbeat * Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
-	-

f) Auditoría inodú

Se requiere información adicional por parte de Enel para poder realizar la auditoría (ID-Planes-080)

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, no se cumple el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:
ID-Planes-080

9.6 Requerimiento AT0135

a) Requerimiento

Se debe poder realizar una lectura remota y local del registro de Eventos SMMC y Alarmas del Medidor. Dicho registro debe contar con, al menos, la siguiente información: 1. Marca de tiempo del registro. 2. Tipo de actividad del registro (código de evento). 3. Parámetros característicos del registro.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar el requerimiento se debe corroborar que los registros de eventos y alarmas del medidor se puedan realizar a través de lectura local y remota.

El registro obtenido a través de estos procedimientos debe contener al menos:

1. Marca de tiempo del registro.
2. Tipo de actividad del registro (código de evento).
3. Parámetros característicos del registro.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Comunicaciones; SMMC
Requerimientos	AT0028; AT0247

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	<ul style="list-style-type: none"> * Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021". * Caso de Uso 7. * SMMePlus - Homologation v.1.3 * Documento Starbeat * Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
-	-

f) Auditoría inodú

Se requiere información adicional por parte de Enel para poder realizar la auditoría (ID-Planes-080)

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, no se cumple el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:
ID-Planes-080

9.7 Requerimiento AT0145

a) Requerimiento

El SMMC debe disponer del número suficiente de canales de transmisión de datos que permitan cumplir a cabalidad con lo exigido en el Anexo Técnico.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento es de jerarquía alta, ya que debe corroborarse todos los requerimientos relativos a comunicaciones para poder afirmar que cuenta con los canales de transmisión suficientes para poder verificarlo.

Para poder abordar el requerimiento, se abordará desde la perspectiva de la existencia de los canales de comunicación definidos en las interfaces respectivas, los cuales son abordados en los AT0049; AT0051; AT0052; AT0053; AT0054; AT0055; AT0056; AT0057; AT0058; AT0059; AT0060; AT0061.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Comunicaciones;
Requerimientos	Interfaces

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario	* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.
Autoevaluación Enel	* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021".
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
-	-

f) Auditoría inodú

En base a lo desarrollado en los AT0049; AT0051; AT0052; AT0053; AT0054; AT0055; AT0056; AT0057; AT0058; AT0059; AT0060; AT0061, es posible afirmar que existen los canales de comunicación suficientes para cumplir con lo especificado en el AT.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple totalmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Sin comentarios.

9.8 Requerimiento AT0255

a) Requerimiento

El SGO debe permitir el acceso y la interoperabilidad a los recursos de comunicaciones a nivel de aplicación entre los distintos componentes del SMMC.

b) Comentario inodú del requerimiento

Bajo la interpretación de inodú, para verificar este requerimiento se debe corroborar que las respectivas aplicaciones del SGO permitan el acceso y la interoperabilidad a los recursos de comunicaciones del SMMC.

Se entenderán como recursos de comunicaciones a nivel de aplicación entre los distintos componentes del SMMC todos aquellos medios o interfaces que permitan el intercambio de información entre las distintas componentes del SMMC.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO; SMMC; Comunicaciones
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario	* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021".
Autoevaluación Enel	* Casos de Uso 1 * SMMplus Architecture
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
-	-

f) Auditoría inodú

No hay información respecto a permisos especiales para interoperabilidad de recursos comunicacionales a nivel de aplicación entre los distintos componentes del SMMC. En este sentido, el SGO es no tiene restricciones en cuanto al acceso y la interoperabilidad de recursos de Comunicaciones a nivel de aplicación. Se requiere de documentación para poder respaldar este punto (ID-Planes-099).

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple totalmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:
ID-Planes-099

9.9 Requerimiento AT0256

a) Requerimiento

El SGO debe permitir la adaptación automática a los cambios de la red de comunicaciones entre los diferentes componentes en caso de que la red de comunicaciones cambie su topología.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento es necesario corroborar que si a través del SGO se tiene un sistema de adaptación automática cuando se realizan cambios en la red de comunicaciones relativos a su topología.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO; Comunicaciones
Requerimientos	AT0255

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* SMMePlus * Homologation.docx * Documento Starbeat
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-19-6	MSC AND LVM CONCENTRATOR FUNCTIONAL SPECIFICATION - 6.4 AMM COMMUNICATION

f) Auditoría inodú

Al igual que se indicó en el AT0255, el SGO es transparente en el acceso e interoperabilidad de recursos de comunicaciones, sin embargo, no cuenta con un sistema de adaptación automática relativo a los cambios de la red de comunicaciones. De este modo, existen casos puntuales como el del LVM en el cual hay que configurar de manera manual su conexión con el SGO (INODU-19-6).

Se deberá abordar la creación de un sistema de adaptación automática relativo a cambios en la red de comunicaciones (ID-Planes-081).

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, no se cumple el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-081

9.10 Requerimiento AT0257

a) Requerimiento

El sistema SMMC debe estar habilitado para comunicaciones bidireccionales seguras con sistemas y dispositivos autorizados.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento es necesario corroborar que, al producirse comunicaciones bidireccionales entre el SMMC y otros dispositivos autorizados, estas sean de manera segura.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Comunicaciones; Seguridad
Requerimientos	AT0119

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021".
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
--	

f) Auditoría inodú

Documentación pendiente por parte de Enel (ID-Planes-084)

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-084

9.11 Requerimiento AT0258

a) Requerimiento

Todas las interfaces de comunicación deben considerar la habilitación de los protocolos y funcionalidades que sean requeridos para la comunicación con otros equipos del SMMC.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento puede ser abordado desde el punto de vista de protocolos y funcionalidades de comunicación exigidos por la norma técnica a las interfaces, a través de otros requerimientos en los que se corroboran estos puntos en detalle.

De este modo, el requerimiento se cumplirá a la vez que se cumplan los requerimientos:

Relativos a protocolos: AT0017; AT0264; AT0267; AT0268; AT0270; AT0274;

Relativos a Interfaces: AT0049; AT0051; AT0052; AT0053; AT0054; AT0055; AT0056; AT0057; AT0058; AT0059; AT0060; AT0061;

A modo de resumen, se deberá considerar:

- Relativo a protocolos se debe considerar la habilitación de:
 - Cumplimiento del protocolo IEC 62056 para el intercambio de datos en acceso local y remoto (o interoperabilidad).
 - Cumplimiento del protocolo IEC 61968-9; 2013 para la integración.
 - Protocolos de seguridad para la protección de datos en la comunicación
 - Implementación de Proxy/cortafuegos (protocolo de seguridad).
- Relativo a funcionalidades se debe considerar la habilitación de:
 - Comunicación entre componentes del SMMC y comunicación interna del SGO.
 - Comunicación con componentes externas a través de interfaces.
 - Funciones de Operación y Mantenimiento
 - Funciones de autenticación y autorización de comunicación de datos.
 - Filtro de paquetes que provengan de comunicaciones no autorizadas.
 - Filtro de paquetes con errores.
 - Control de acceso y uso.
 - Control de privacidad de comunicación, de los procesos y accesos locales y remotos no autorizados.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Interfaces; Comunicaciones
Requerimientos	AT0010; AT0017; AT0264; AT0267; AT0268; AT0274; (protocolos) AT0049; AT0051; AT0052; AT0053; AT0054; AT0055; AT0056; AT0057; AT0058; AT0059; AT0060; AT0061; (definición interfaces) AT0207; AT0259; AT0260; AT0281; AT0293 (funcionalidades interfaces)

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021".
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
-	-

f) Auditoría inodú

El desarrollo relativo a protocolos y funcionalidades se verifica en el AT0010. Luego, este requerimiento busca verificar que el sistema cuente con la habilitación para estos protocolos y funcionalidades, lo cual será documentado por Enel según ID-Planes-085.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-085

9.12 Requerimiento AT0260

a) Requerimiento

Las interfaces no deben aceptar paquetes que provengan de comunicaciones no autorizadas. Además, deben ser capaces de identificar paquetes con errores y descartarlos.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar el requerimiento se debe corroborar que las interfaces:

- Filtrén paquetes de comunicaciones no autorizadas.
- Filtrén y descarten paquetes con errores.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Interfaces; seguridad
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total

Comentario Autoevaluación Enel	* SMMPlus * Homologation.docx * Documento Starbeat * Especificaciones Técnicas de equipos
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-xx-x	

f) Auditoría inodú

Para cumplir el AT0260 se requiere abordar el ID-Planes-087, en donde Enel enviará los protocolos relativos a:

- Filtros de paquetes de datos no autorizados.
- Filtros de paquetes de datos con errores.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-087

9.13 Requerimiento AT0261

a) Requerimiento

La operación de los componentes del SMMC deben mantenerse independientemente de si la comunicación está operativa o no.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se deberá corroborar que existan mecanismos que permitan la continuidad de la operación de los componentes del SMMC (UM, Concentrador y SGO), tanto en operación normal como también cuando existan interrupciones de comunicación.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Comunicaciones; seguridad
Requerimientos	AT0262

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario	* SMMePlus * Homologation.docx
Autoevaluación Enel	* Documento Starbeat * Especificaciones Técnicas de equipos
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-98-13	

f) Auditoría inodú

En el caso de la solución medidor Enel, en INODU-98-13 se presenta el mecanismo de verificación de accesibilidad a los concentradores y la unidad de medida a través de un contador “nrn”. De este modo se realiza un chequeo constante respecto al estado del sistema. De este modo se realiza un chequeo de las actualizaciones de información en la base de datos y en caso de que esta no sea recibida, el contado aumenta y queda un registro. No se tiene información sobre los procedimientos de verificación de comunicaciones y acceso utilizados en el Starbeat (ID-Planes-089).

Algunos requerimientos relacionados a la operación de manera independiente de los componentes del sistema se describen a continuación:

- En el AT0149 y AT0151 se verifica que las unidades de medida cuenten con una memoria de almacenamiento de registros que permita el almacenamiento de sus registros por al menos 45 días seguidos. (cumplimiento parcial)
- En el AT0213 se verifica que las unidades concentradoras, en caso de una interrupción de suministro, cuentan con funcionalidades para almacenar por un periodo de al menos 15 días corridos, la información de lecturas y eventos de las UM asociadas. (cumplimiento parcial)
- Adicionalmente, en AT0165 se indica que las UM cuentan con un reloj interno que permite su funcionamiento de manera autónoma por al menos 5 años. (cumplimiento parcial)
- En INODU-21-3 se menciona que la U. Concentrador cuenta con una batería de respaldo que permite su operación por al menos 3 años.

Si bien se cuenta con cierta información que permite verificar que algunas componentes del sistema pueden continuar con su operación de manera independiente a las comunicaciones del sistema, se requiere documentación adicional sobre protocolos de operatividad de Enel para estas situaciones ID-Planes-100.

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-089

ID-Planes-100

9.14 Requerimiento AT0262

a) Requerimiento

Después de una Interrupción de Suministro, los SMMC deben estar en condiciones de reconectarse automáticamente a través de la red de comunicaciones.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe verificar que exista un mecanismo de reconexión ante interrupciones a través de la red de comunicaciones

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SMMC; Seguridad; Comunicaciones.
Requerimientos	AT0125; AT0137;

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* SMMePlus * Homologation.docx * Documento Starbeat * Especificaciones Técnicas de equipos
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
-	-

f) Auditoría inodú

Enel generará un caso de uso para abordar este requerimiento (ID-Planes-088)

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-088

9.15 Requerimiento AT0263

a) Requerimiento

Los SMMC deben disponer de funcionalidades de chequeo de la comunicación. Dicho chequeo se podrá realizar antes, durante o después de un trabajo de mantenimiento.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se deberá corroborar que existan mecanismos de chequeo de la comunicación en el sistema.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Comunicaciones;
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* SMMePlus * Homologation.docx * Documento Starbeat * Especificaciones Técnicas de equipos
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
-	-

f) Auditoría inodú

Enel generará un caso de uso para abordar este requerimiento (ID-Planes-089)

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

9.16 Requerimientos AT0062

a) Requerimiento

La interoperabilidad entre los componentes del SMMC se define mediante la existencia de interfaces que permiten el intercambio de información de acuerdo con los requisitos establecidos en el Artículo 6-22 y Artículo 9-11 numeral 6, según corresponda.

b) Comentario inodú del requerimiento

El artículo 6-22 mencionado en el requerimiento no existe. Bajo la interpretación de inodú, este requerimiento pudiese hacer referencia al artículo 6-2.

El artículo 6-2 menciona: " Los SMMC deben contar con tecnologías, protocolos y modelos de datos que cumplan con las siguientes exigencias:

1. Para la comunicación local o remota de los dispositivos se aceptará el empleo de interfaces cableada o inalámbrica.
2. Los estándares aplicables a los modelos de datos y protocolos de intercambio a nivel de capa de aplicación, tanto para el acceso local y remoto de los registros de medición y estado, corresponden a los que se establecen en las normas individualizadas en la siguiente Tabla.

Tabla 7.a.: Estándares aplicables a los protocolos de intercambio y modelos de datos

Tipo de Acceso	Protocolos de Intercambio	Modelo de Datos
Acceso Local	IEC 62056	IEC 62056
Acceso Remoto	IEC 62056	IEC 62056

Tipo de Acceso	Protocolos de Intercambio	Modelo de Datos
Integración	IEC 61968-9:2013 (CIM) Multi speak	No Aplica

"

Artículo 9-11 numeral 6: "En zonas de baja concentración de clientes:

6. Para dar cumplimiento a las exigencias del artículo 6-2 del presente Anexo Técnico, se deberá considerar, en reemplazo de la Tabla 7.a., la siguiente Tabla 7.b.:

Tabla 7.b.: Estándares aplicables a los modelos de datos y protocolos de intercambio para zonas de baja concentración de clientes

Tipo de Acceso	Protocolos de Aplicación	Modelo de Datos
Acceso Local	IEC 62056 ANSI C12.22 ANSI C12.18	IEC 62056 ANSI C12.19
Acceso Remoto	IEC 62056 ANSI C12.18	IEC 62056 ANSI C12.19
Integración	IEC 61968-9:2013 (CIM) Multi speak	No Aplica

"

Dado el contenido del requerimiento, este se abordará de manera similar a los requerimientos AT0264, AT0265, AT0266, AT0267 y AT0268. Luego, para su desarrollo se determinará el cumplimiento de los estándares mencionados para los dos tipos de soluciones implementadas por Enel.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SMMC; Comunicaciones; interfaces
Requerimientos	AT0264; AT0265; AT0266; AT0267; AT0268

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario	* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021".
Autoevaluación Enel	* SMMePlus - Homologation.docx * Caso de Uso 1.
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-91-1	

f) Auditoría inodú

[Para este punto es necesario verificar que todas las componentes cumplan la IEC 62056]

Solución	Tipo de Acceso		Tipo cliente según zona	Norma exigida AT	Cumple/comentarios/planes
Solución Medidor Enel (SMMplus)	Acceso Local	Protocolos de Aplicación	Normal	IEC 62056	ID-Planes-096
			Baja concentración	IEC 62056 ANSI C12.22 ANSI C12.18	
		Modelos de Datos	Normal	IEC 62056	ID-Planes-096
			Baja concentración	IEC 62056 ANSI C12.19	
	Acceso Remoto	Protocolos de Aplicación	Normal	IEC 62056 ANSI C12.18	ID-Planes-096
			Baja concentración		
		Modelos de Datos	Normal	IEC 62056	ID-Planes-096
			Baja concentración	IEC 62056 ANSI C12.19	
	Integración	Protocolos de Aplicación	Todos	IEC 61968-9:2014 (CIM)	Cumple (INODU-91-1)
			Todos	Multi Speak	¿Qué es Multi Speak? ID-Planes-098
Solución Punto a Punto (StarBeat)	Acceso Local	Protocolos de Aplicación	Normal	IEC 62056	ID-Planes-096
			Baja concentración	IEC 62056 ANSI C12.22 ANSI C12.18	
		Modelos de Datos	Normal	IEC 62056	ID-Planes-096
			Baja concentración	IEC 62056 ANSI C12.19	
	Acceso Remoto	Protocolos de Aplicación	Normal	IEC 62056	ID-Planes-096
			Baja concentración	IEC 62056 ANSI C12.18	
		Modelos de Datos	Normal	IEC 62056	ID-Planes-096
			Baja concentración	IEC 62056 ANSI C12.19	
	Integración	Protocolos de Aplicación	Todos	IEC 61968-9:2014 (CIM)	No está documentado ID-Planes-097
			Todos	Multi Speak	¿Qué es Multi Speak? ID-Planes-098

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-096

ID-Planes-097

ID-Planes-098

9.17 Requerimiento AT0264; AT0265; AT0266; AT0267; AT0268

a) Requerimiento

AT0264: Los SMMC deben cumplir con el estándar: Tipo de Acceso, Acceso Local – Protocolos de intercambio – IEC 62056.

AT0265: Los SMMC deben cumplir con el estándar: Tipo de Acceso, Acceso Local – Modelo de datos – IEC 62056.

AT0266: Los SMMC deben cumplir con el estándar: Tipo de Acceso, Acceso Remoto – Modelo de datos – IEC 62056.

AT0267: Los SMMC deben cumplir con el estándar: Tipo de Acceso, Integración – Protocolos de intercambio – IEC 61968-9 (CIM).

AT0268: Los SMMC deben cumplir con el estándar: Tipo de Acceso, Integración - Protocolos de aplicación - Multi speak.

b) Comentario inodú del requerimiento

El desarrollo de los requerimientos AT0264; AT0265; AT0266; AT0267; AT0268 es abordado en el AT0062. Cabe destacar que, según el Anexo Técnico, la tabla 7.a del Anexo Técnico que contiene a los requerimientos AT0264; AT0265; AT0266; AT0267; AT0268 se debe abordar según la tabla 7.b del del artículo transitorio 9.11 para zonas de baja concentración de clientes. Adicionalmente, debería ser considerado el Art. 9.4 del AT.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Acceso Local; Interfaz 0; Concentrador LVM; Comunicaciones; Seguridad.
Requerimientos	AT0062;

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Parcial
-------------------------------------	---------

* Anexo técnico Art. 9.3	* Anexo técnico Art. 9.3 * SMMplus * Homologation.docx * Documento Starbeat * Especificaciones Técnicas de equipos * Especificaciones técnicas medidores
Observación inodú	¿Qué relación tiene el AT Art. 9.3? Tiene mayor relación el Art. 9.4 y 9.11 numeral 6

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
-	-

f) Auditoría inodú

Ver AT0062

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-096

ID-Planes-097

ID-Planes-098

El cumplimiento de estos requerimientos se desarrolla en conjunto con el AT0062.

9.18 Requerimiento AT0269

a) Requerimiento

Para la comunicación local o remota de los dispositivos se aceptará el empleo de interfaces cableada o inalámbrica.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se deberá analizar el tipo de interfaces utilizadas para la comunicación y corroborar que estas sean del tipo cableadas o inalámbricas.

Por otra parte, este requerimiento debería cumplirse siempre, dado que el tipo cableado o inalámbrico abarca todo el conjunto de interfaces posibles.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Comunicaciones; Interfaces
-------------	----------------------------

Requerimientos	AT0034; AT0035; AT0036; AT0037; AT0038; AT0039; AT0040; AT0041; AT0042; AT0043;
-----------------------	---

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario	* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
-	-

f) Auditoría inodú

En los requerimientos AT0034; AT0035; AT0036; AT0037; AT0038; AT0039; AT0040; AT0041; AT0042; AT0043; se especifican los tipos de comunicación que se utilizan para la implementación del SMMC, las cuales corresponden a interfaces cableadas o inalámbricas.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple totalmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Sin comentarios.

9.19 Requerimiento AT0270

a) Requerimiento

AT0270: Los estándares aplicables a los modelos de datos y protocolos de intercambio a nivel de capa de aplicación, tanto para el acceso local y remoto de los registros de medición y estado, corresponden a los que se establecen en las normas individualizadas en Tabla 7.a. Sin perjuicio de lo anterior, se hace presente que las funcionalidades exigidas en la NTD y en el Anexo Técnico deben ser cumplidas por los componentes mínimos de la arquitectura conceptual del SMMC. Las funcionalidades de cada componente podrán ser realizadas por uno o más equipos, dispositivos, software, protocolos o tecnologías, según corresponda, lo que deberá ser determinado por la Empresa Distribuidora como parte de su diseño del SMMC. Adicionalmente, las Empresas Distribuidoras y el SMMC deberán dar cumplimiento a un Perfil del estándar indicado en la tabla 7.a del Anexo técnico, el que deberá ser acordado y definido en conjunto por todas las Empresas Distribuidoras considerando exigencias de seguridad acorde a buenas prácticas. El Perfil del estándar deberá ser acordado y definido por las Empresas Distribuidoras, y corresponde a la especificación de la información y cómo ésta debe ser intercambiada o comunicada para garantizar la

total interoperabilidad de los componentes del SMMC y de éste con otros sistemas que puedan asociarse a él.

b) Comentario inodú del requerimiento

Los requerimientos relativos a la tabla 7.a se desarrollan en:

- AT0264; AT0265; AT0266; AT0267; AT0268

Por lo que la primera parte del requerimiento se desarrollará según el cumplimiento de estos.

Relativo a el cumplimiento del perfil estándar indicado en la tabla 7.a. del AT, en este caso no aplica dado que, según lo reportado por Enel, esto fue reemplazado por los casos de uso.

Se debe considerar además el artículo 9.4 del AT.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SMMC
Requerimientos	AT0264; AT0265; AT0266; AT0267; AT0268

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021 * Casos de Uso
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
-	-

f) Auditoría inodú

Para el cumplimiento del requerimiento se requiere cumplir con los requerimientos:

- AT0264; AT0265; AT0266; AT0267; AT0268

Adicionalmente, Enel mencionó que relativo a el cumplimiento del perfil estándar indicado en la tabla 7.a. del AT, que en este caso no aplica dado que, según lo reportado por Enel, esto fue reemplazado por los casos de uso. Esto debe ser documentado por Enel para poder ser documentado en la auditoría (ID-Planes-095)

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, este requerimiento no aplica.

h) Observación auditoría

Se requiere información adicional para respaldar el estado del requerimiento. (ID-Planes-095)

10 Verificación de requerimientos de Seguridad

Para el desarrollo de los requerimientos relacionados a la seguridad del sistema el equipo auditor ha desarrollado un esquema de jerarquía de requerimientos, dada la interrelación detectada entre ellos a través del proceso de auditoría. El esquema es el siguiente:



Figura 18: Esquema de jerarquía de requerimientos de seguridad⁴

10.1 Requerimiento AT0006

a) Requerimiento

AT0006: Implementar SMMC que dispongan de herramientas de seguridad orientadas a la protección de dicho sistema, de los datos registrados, la información generada a partir de éste y, en general, de la información asociada al SMMC.

b) Comentario inodú del requerimiento

Se debe verificar que el SMMC disponga de uno o más sistemas de seguridad que permitan:

⁴ Una mejor resolución del esquema se presenta en el anexo 17

- Protección de sistema SMMC,
- Protección de los datos registrados,
- Protección la información generada y asociada al SMMC.

Este requerimiento es de jerarquía alta, ya que se cumple al dar cumplimiento a otros requerimientos relacionados a cada punto. Así, los requerimientos relacionados se podrían categorizar de la siguiente manera:

- Protección del sistema SMMC: AT0295; AT0296; AT0297; AT0298; AT0299; AT0300; AT0301 .
- Protección de los datos registrados: AT0044 y AT009.
- Protección la información generada y asociada al SMMC: AT0044 y AT009.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Seguridad
Requerimientos	AT0295; AT0296; AT0297; AT0298; AT0299; AT0300; AT0301; AT0044; AT0009

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021.
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
-	-

f) Auditoría inodú

Para el cumplimiento de este requerimiento se debe cumplir antes con: AT0295; AT0296; AT0297; AT0298; AT0299; AT0300; AT0301; AT0044; AT0009; AT0271.

[Requerimiento dependiente]

Requerimiento		Estado actual
Protección del sistema SMMC	AT0295	Parcial
	AT0296	Parcial
	AT0297	Parcial

	AT0298	Parcial
	AT0299	Parcial
	AT0300	Parcial
	AT0301	Parcial
Protección de los datos registrados	AT0044	Parcial
	AT0009	Parcial
Protección la información generada y asociada al SMMC	AT0044	Parcial
	AT0271	Parcial

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Para el cumplimiento de este requerimiento se debe cumplir con: AT0295; AT0296; AT0297; AT0298; AT0299; AT0300; AT0301; AT0044; AT0009; AT0271.

10.2 Requerimiento AT0009

a) Requerimiento

Establecer todas las medidas de seguridad necesarias para el correcto manejo de datos e información asociada a los Clientes, dentro del SMMC o accesible a través de sus interfaces.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento es necesario corroborar que se establezcan las medidas de seguridad para:

9) El manejo correcto de los datos e información asociados a clientes.

Desde el punto de vista de inodú, este requerimiento se puede abordar desde el cumplimiento de los AT0045; AT0046; AT0047 y AT0048.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Seguridad; Comunicaciones
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021.

Observación inodú	
-------------------	--

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
-	-

f) Auditoría inodú

Para el cumplimiento de este requerimiento se debe cumplir antes con: AT0045; AT0046; AT0047 y AT0048

Requerimiento	Estado actual
AT0045	Parcial
AT0046	No Aplica
AT0047	Incumplimiento
AT0048	Parcial

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Para el cumplimiento de este requerimiento se debe cumplir antes con: AT0045; AT0046; AT0047 y AT0048

10.3 Requerimiento AT0017

a) Requerimiento

Disponer de los elementos, protocolos y medidas seguridad que se establecen en el presente Anexo Técnico, de manera de proteger los componentes, los canales de comunicación y la información asociada a los SMMC. Esto incluye la información y datos de Clientes, almacenados dentro del SMMC o accesibles desde el SMMC en los sistemas internos de cada Empresa Distribuidora, así como todo dato o registro de cuyo procesamiento pudiese extraerse un dato personal y, en especial, un dato sensible. Cualquier incidente de ciberseguridad deberá ser reportado a la Superintendencia, conforme el formato y plazos que ésta defina, y a quienes la normativa vigente establezca.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar el requerimiento es necesario corroborar los siguientes puntos:

- 1) Disponer de elementos, protocolos y medidas de seguridad acorde el AT.

- 2) Reportar incidentes de ciberseguridad a la superintendencia, acorde a los formatos y plazos que ésta defina, y a quienes la normativa vigente establezca.

Este requisito es de jerarquía alta, ya que abarca otros requerimientos. Así, para ser abordado se puede limitar su desarrollo al cumplimiento de los AT0006 y la parte final del AT0017:

AT0006: “Implementar SMMC que dispongan de herramientas de seguridad orientadas a la protección de dicho sistema, de los datos registrados, la información generada a partir de éste y, en general, de la información asociada al SMMC.”

AT0017: “[...] Cualquier incidente de ciberseguridad deberá ser reportado a la Superintendencia, conforme el formato y plazos que ésta defina, y a quienes la normativa vigente establezca.”

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	
Requerimientos	AT0006; AT0226; AT0231

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario	* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021
Autoevaluación Enel	
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
-	-

f) Auditoría inodú

Para el cumplimiento de este requerimiento se debe cumplir antes con: AT0006 y con que “[...] Cualquier incidente de ciberseguridad deberá ser reportado a la Superintendencia, conforme el formato y plazos que ésta defina, y a quienes la normativa vigente establezca.”

Para desarrollar el punto “[...] Cualquier incidente de ciberseguridad deberá ser reportado a la Superintendencia, conforme el formato y plazos que ésta defina, y a quienes la normativa vigente establezca.”, se puede abordar desde el cumplimiento de los AT0226, AT0231 y un plan de implementación relativo a protocolos de reporte de eventos de ciberseguridad a la superintendencia y a quienes establezca la normativa vigente (ID-Planes-103)

Requerimiento	Estado actual
AT0006	Parcial
AT0226	Parcial
AT0231	Parcial
ID-Planes-103	Pendiente

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Para el cumplimiento de este requerimiento se debe cumplir antes con: AT0006; AT0226; AT0231 y el plan ID-Planes-103

10.4 Requerimiento AT0044

a) Requerimiento

AT0044: Los componentes del SMMC y, en particular los módulos del Sistema de Gestión y Operación deben estar incorporados dentro de un sistema de seguridad que proteja la memoria de datos, detecte intentos de acceso no autorizados, prohíba accesos no autorizados al SMMC y evite la manipulación de información, permitiendo con ello la protección de la integridad y autenticidad de los datos.

b) Comentario inodú del requerimiento

Los puntos que se deben verificar en este requerimiento AT0044 son relativos a la existencia de un sistema de seguridad que permita:

- Proteger la memoria de datos.
- Detectar intentos de acceso no autorizados
- Prohíba accesos no autorizados al SMMC
- Evite manipulación de información, permitiendo con ello la protección de la integridad y autenticidad de los datos.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SMMC; SGO; Seguridad; Comunicaciones.
Requerimientos	AT0045; AT0048

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* SMMPlus * Documento Starbeat

Observación inodú	
-------------------	--

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
-	-

f) Auditoría inodú

Este requerimiento puede ser abordado a través del cumplimiento de los AT0045 y AT0048 relativos a los sistemas de seguridad que garanticen la confidencialidad e integridad de datos. Para el cumplimiento de estos requerimientos es necesario el desarrollo de los ID-Planes-091 e ID-Planes-092, en los que están incluidos las características:

- Protección la memoria de datos a través de la integridad de datos.
- Detectar intentos de acceso no autorizados a través de la confidencialidad.
- Prohíba accesos no autorizados al SMMC a través de la confidencialidad.
- Evite manipulación de información, permitiendo con ello la protección de la integridad y autenticidad de los datos a través de la integridad de datos.

Requerimiento	Estado actual
AT0045	Parcial
AT0048	Parcial

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-091

ID-Planes-092

10.5 Requerimiento AT0045

a) Requerimiento

AT0045: Los sistemas de seguridad deben asegurar la confidencialidad. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

b) Comentario inodú del requerimiento

Las definiciones del AT son las siguientes:

“Artículo 3-9 Sistema de Seguridad: [...] Los Sistemas de Seguridad deben asegurar la confidencialidad, disponibilidad, trazabilidad e integridad de las comunicaciones y la información asociada a los SMMC.”

Para desarrollar este requerimiento es necesario definir qué se entenderá por confidencialidad de las comunicaciones y la información asociada a los SMMC. Así, a partir del Anexo técnico se define la confidencialidad a través de los requerimientos AT0291; AT0292; AT0293 y AT0294, por lo que para evaluar este requerimiento se deberán corroborar cada uno.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SMMC; SGO; Seguridad; Comunicaciones.
Requerimientos	AT0290; AT0291; AT0292; AT0293; AT0294

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario	* SMMPlus
Autoevaluación Enel	* Documento Starbeat
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
-	-

f) Auditoría inodú

Para el desarrollo de este requerimiento, Enel debe documentación que abarque los siguientes puntos relativos a confidencialidad (ID-Planes-091). De este modo, el SMMC de Enel deberá:

- Asegurar la confidencialidad de los datos a través de claves de cifrado (Parámetro que controla un algoritmo criptográfico para validar, autenticar, cifrar o descifrar un mensaje).
- Utilizar certificados para activar funciones de seguridad (Certificado: Fichero informático firmado electrónicamente por un prestador de servicios de certificación, considerado por otras entidades como una autoridad para este tipo de contenido, que vincula unos datos de verificación de firma a un firmante, de forma que únicamente puede firmar este firmante, y confirma su identidad).
- Evitar el uso no autorizado de la información proporcionada por el sistema.
- Evitar accesos no autorizados.
- Asegurar la privacidad de la comunicación.
- Controlar el acceso a los equipos del cliente y/o usuario.

Dado que aún no se recibe la información relativa a este punto, el requerimiento se evaluará como cumplimiento parcial.

Requerimiento	Estado actual
AT0291	Parcial
AT0292	Parcial
AT0293	Parcial
AT0294	Parcial

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:
ID-Planes-091

10.6 Requerimiento AT0046

a) Requerimiento

AT0046: Los sistemas de seguridad deben asegurar la disponibilidad. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

b) Comentario inodú del requerimiento

Las definiciones del AT son las siguientes:

“Artículo 3-9 Sistema de Seguridad: [...] Los Sistemas de Seguridad deben asegurar la confidencialidad, disponibilidad, trazabilidad e integridad de las **comunicaciones y la información asociada a los SMMC**.”

Para desarrollar este requerimiento es necesario definir qué se entenderá por Disponibilidad de las comunicaciones y la información asociada a los SMMC. Según la interpretación de inodu, este requerimiento puede ser abordado desde la perspectiva de disponibilidad operacional y disponibilidad estadística.

Desde el punto de operacional, se debe corroborar que el sistema de seguridad cuente con mecanismos que aseguren la disponibilidad de las comunicaciones y la información asociada al SMMC.

Desde el punto de vista estadístico se puede relacionar el requerimiento a el cumplimiento de los requerimientos AT0302-AT0311 relacionados a disponibilidad de información y del sistema SMMC. Si bien esta es una forma de abordar el requerimiento, se considerará que no aplica al proceso de Homologación Inicial, pero si a auditorías futuras.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SMMC; SGO; Seguridad; Comunicaciones.
Requerimientos	AT0302; AT0303; AT0304; AT0305; AT0306; AT0307; AT0308; AT0309; AT0310; AT0311

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* SMMePLus * Documento Starbeat
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-118	Mantenimiento Componentes SMMC Solución ENEL
INODU-121	Mantenimiento Componentes SMMC Starbeat

f) Auditoría inodú

Abordando la disponibilidad desde el punto de operacional, se debe corroborar que el sistema de seguridad cuente con mecanismos que aseguren la disponibilidad de las comunicaciones y la información asociada al SMMC.

Relativo a la disponibilidad de comunicaciones, esta se puede abordar desde el punto de vista de medidas de seguridad para asegurar su disponibilidad, como por ejemplo el chequeo continuo de comunicación (ID-Planes-89). En INODU-118 e INODU-121 se describen los procedimientos de Mantenimientos por eventos y Mantenimientos operativos para la solución Enel y la Solución Punto a Punto respectivamente. De este modo es posible corroborar la existencia de protocolos de seguridad operacional que permiten detectar problemas de comunicación entre las componentes del sistema y realizar su respectivo mantenimiento para asegurarla disponibilidad operativa.

Respecto a la disponibilidad de la información relativa al SMMC, a través del desarrollo de los requerimientos AT0314, AT0315, AT0316, AT0317 y AT0318 es posible abordar este punto, sin embargo, hay requerimientos de información que aún no se definen, como por ejemplo la información requerida por la Superintendencia y la CNE, por lo cual no es posible abordar la totalidad del requerimiento.

Requerimiento		Cumplimiento
AT0314	La Empresa Distribuidora debe proporcionar acceso a la información obtenida a través de los SMMC en los Puntos de Conexión de los Clientes y/o Usuarios a éstos, la Superintendencia, el Coordinador y la Comisión,	Pendiente

	cuidando resguardar la privacidad de los datos de Clientes y/o Usuarios, proveyendo, al menos, información que establezca la NTD.	
AT0315	La Empresa Distribuidora debe proporcionar acceso a la información obtenida a través de los SMMC en los Puntos de Conexión de los Clientes y/o Usuarios a éstos, la Superintendencia, el Coordinador y la Comisión, cuidando resguardar la privacidad de los datos de Clientes y/o Usuarios, proveyendo, al menos, toda la información que requiera la Superintendencia, el Coordinador y la Comisión para el cumplimiento de sus funciones.	Pendiente ID-Planes-
AT0316	La Empresa Distribuidora debe proporcionar acceso a la información obtenida a través de los SMMC en los Puntos de Conexión de los Clientes y/o Usuarios a éstos, la Superintendencia, el Coordinador y la Comisión, cuidando resguardar la privacidad de los datos de Clientes y/o Usuarios, proveyendo, al menos, Medidas de energía, potencia, voltaje, corriente y factor de potencia.	Pendiente
AT0317	La Empresa Distribuidora debe proporcionar acceso a la información obtenida a través de los SMMC en los Puntos de Conexión de los Clientes y/o Usuarios a éstos, la Superintendencia, el Coordinador y la Comisión, cuidando resguardar la privacidad de los datos de Clientes y/o Usuarios, proveyendo, al menos, historial de consumos e inyecciones de los últimos 24 meses consecutivos.	Pendiente
AT0318	La Empresa Distribuidora debe proporcionar acceso a la información obtenida a través de los SMMC en los Puntos de Conexión de los Clientes y/o Usuarios a éstos, la Superintendencia, el Coordinador y la Comisión, cuidando resguardar la privacidad de los datos de Clientes y/o Usuarios, proveyendo, al menos, perfiles horarios de consumos e inyección, cuando corresponda.	Pendiente

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en la auditoría realizada por inodú, se determinó que:

- La seguridad aplicada a la disponibilidad operacional de comunicaciones del proceso cumple totalmente.
- La disponibilidad de información este requerimiento no aplica en su totalidad para el proceso de Homologación Inicial, pero sí para una auditoría futura. De todos modos, su desarrollo debe ser abordado en los planes de mejora continua de Enel.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-089

10.7 Requerimiento AT0047

a) Requerimiento

AT0047: Los sistemas de seguridad deben asegurar la trazabilidad. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

b) Comentario inodú del requerimiento

Las definiciones del AT son las siguientes:

“Artículo 3-9 Sistema de Seguridad: [...] Los Sistemas de Seguridad deben asegurar la confidencialidad, disponibilidad, trazabilidad e integridad de las comunicaciones y la información asociada a los SMMC.”

Para desarrollar este requerimiento es necesario definir qué se entenderá por Trazabilidad de las comunicaciones y la información asociada a los SMMC.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SMMC; SGO; Seguridad; Comunicaciones.
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario	* SMMPLus
Autoevaluación Enel	* Documento Starbeat
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
-	-

f) Auditoría inodú

Debido a que no se ha proporcionado información específica relativa a la trazabilidad del sistema, se sugiere a Enel desarrollar un Caso de Uso en el cual se aborde este punto (ID-Planes-094).

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, no se cumple el requerimiento.

h) Observación auditoría

No hay información relativa a trazabilidad.

10.8 Requerimiento AT0048

a) Requerimiento

AT0048: Los sistemas de seguridad deben asegurar la integridad de las comunicaciones e información asociada. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

b) Comentario inodú del requerimiento

Las definiciones del AT son las siguientes:

“Artículo 3-9 Sistema de Seguridad: [...] Los Sistemas de Seguridad deben asegurar la confidencialidad, disponibilidad, trazabilidad e integridad de las comunicaciones y la información asociada a los SMMC.”

Para desarrollar este requerimiento es necesario definir qué se entenderá por Integridad de comunicaciones e información asociada. Así, a partir del Anexo técnico se define la confidencialidad a través de los requerimientos AT0286; AT0287; AT0288; AT0289, por lo que para evaluar este requerimiento se deberán corroborar cada uno.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SMMC; SGO; Seguridad; Comunicaciones.
Requerimientos	AT0286; AT0287; AT0288; AT0289

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* SMMPLus * Documento Starbeat
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
-	-

f) Auditoría inodú

Para el desarrollo de este requerimiento, Enel debe documentación que abarque los siguientes puntos relativos a integridad de las comunicaciones y la información asociada (ID-Planes-092). De este modo, el SMMC de Enel deberá:

1. Evitar que el dato sea modificado por entidades no autorizadas, según:
 - 1.1 El dato no debe ser modificado mientras este se intercambie

- 1.2 El dato no debe ser modificado, de manera no solicitada, mientras este esté almacenado en:
 - 1.2.1 El medidor
 - 1.2.2 El concentrador
 - 1.2.3 El SGO
2. Evitar que usuarios sin autorización accedan a los datos (deben tener los permisos requeridos para acceder al sistema en los distintos puntos).
3. El medidor debe mantener la integridad del firmware.
4. Los mecanismos de seguridad deben proteger las claves de cifrado almacenadas en:
 - 4.1 El medidor
 - 4.2 El concentrador
 - 4.3 El SGO
5. Los mecanismos de seguridad deben proteger el acceso e interfaces a los sistemas informáticos externos o componentes externas de servicios eléctricos de valor agregado.
6. Implementar mecanismos que eviten la repetición de mensajes para comandos críticos como desconexiones, eventos, alarmas, entre otros.

Dado que aún no se recibe la información relativa a este punto, el requerimiento se evaluará como cumplimiento parcial.

Requerimiento	Estado actual
AT0286	Parcial
AT0287	Parcial
AT0288	Parcial
AT0289	Parcial

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:
ID-Planes-092

10.9 Requerimiento AT0226

a) Requerimiento

AT0226: El SGO debe poder **reportar perdida de integridad de los datos almacenados** definiendo mecanismos para su recuperación según la implementación particular del SGO del SMMC, incluyendo reportar la pérdida de integridad de Firmware principal del equipo.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento es necesario corroborar la existencia de mecanismos para:

- 3) Reportar la pérdida de integridad de datos almacenados.
- 4) Recuperación de datos.
- 5) Reportar la pérdida de integridad del firmware.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO; Seguridad;
Requerimientos	AT0047; AT0048

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario	* Homologation.docx
Autoevaluación Enel	* Documento Starbeat
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
-	-

f) Auditoría inodú

En los AT0047 y AT0048 se desarrollan los mecanismos de seguridad que se utilizan para asegurar la trazabilidad e integridad de la información del SMMC (ID-Planes-094 e ID-Planes-092). De este modo, al cumplirse estos requerimientos es posible afirmar que el sistema posee herramientas de monitoreo de datos, para de este modo asegurar su integridad.

Relativo a la generación de reportes de pérdida de integridad de datos, mecanismos de recuperación de datos y reportes de pérdida de integridad del firmware, estos serán abordados en ID-Planes-063.

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:
ID-Planes-063

10.10 Requerimiento AT0231

a) Requerimiento

AT0231: El SGO debe informar pérdida de datos irrecuperable a objeto que La Empresa Distribuidora pueda informar a la Superintendencia y al Cliente a más tardar 5 días desde la detección.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar de que la empresa distribuidora cuente con un protocolo de acción frente a casos de pérdida irrecuperable de datos, el cual considere informar a la superintendencia y al cliente a más tardar 5 días desde la detección.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO; Seguridad
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Plan de implementación
Comentario Autoevaluación Enel	
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
-	-

f) Auditoría inodú

Enel aclara que no hay un plan de implementación formal para este punto, pero que será abordado más adelante. De todos modos, se tiene un cumplimiento parcial del Requerimiento dado que existen mecanismos de gestión de datos, pero que aún no se definen los protocolos de acción.

De este modo, en ID-Planes-101 se deberá abordar el plan de implementación que describa los protocolos que permiten cumplir este requerimiento.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:
ID-Planes-101

10.11 Requerimiento AT0232

a) Requerimiento

AT0232: En caso de detectar que existe una pérdida de datos irrecuperable, y para efectos de facturación, las medidas deben ser obtenidas desde los sistemas redundantes que se encuentren implementados, y, a falta de éstos, la Empresa Distribuidora deberá hacer una estimación de energía y de potencia, en concordancia con la opción tarifaria en aplicación del servicio afectado, de acuerdo con el procedimiento específico que para tal efecto defina la Superintendencia. La respectiva boleta o factura de los consumos

del Cliente y/o Usuario deberá indicar de manera expresa que la facturación se realizó en base a la medición de los sistemas redundantes o en base a estimaciones, según corresponda.

b) Comentario inodú del requerimiento

Enel señala que está considerado dentro de sus planes de implementación.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO; Seguridad
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Plan de implementación
Comentario Autoevaluación Enel	
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

f) Auditoría inodú

Enel aclara que no hay un plan de implementación formal para este punto, pero que será abordado más adelante. De todos modos, se tiene un cumplimiento parcial del Requerimiento dado que existen mecanismos de gestión de datos, pero que aún no se definen los protocolos de acción.

De este modo, en ID-Planes-102 se deberá abordar el plan de implementación que describa los protocolos que permiten cumplir este requerimiento.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:
ID-Planes-102

10.12 Requerimiento AT0250

a) Requerimiento

El SGO deberá detectar e identificar el intervalo de tiempo en el que se repone el suministro después de una Interrupción de Suministro.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar el protocolo de reposición de suministro luego de una interrupción de suministro. De este modo, se corroborará que el SGO detecte e identifique el intervalo de tiempo.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO; Seguridad
Requerimientos	AT0254

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* SMMePlus * Homologation.docx * Documento Starbeat
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
-	-

f) Auditoría inodú

El sistema existe, sin embargo, está pendiente de documentar por Enel (ID-Planes-083)

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Es necesario el siguiente plan de implementación para el cumplimiento del requerimiento:

ID-Planes-083

10.13 Requerimiento AT0252; AT0253

a) Requerimiento

AT0252: El SGO deberá poder identificar y reportar Enlaces de comunicación con falla.

AT0253: El SGO deberá poder identificar y reportar Fallas en la red de comunicación.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que el SGO:

- Permite identificar Enlaces de comunicación con falla.
- Permite reportar Enlaces de comunicación con falla.
- Permite identificar Fallas en la red de comunicación.

- Permite reportar Fallas en la red de comunicación.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO; Seguridad
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario	* SMMePlus * Homologation.docx
Autoevaluación Enel	* Documento Starbeat * Dashboard de monitoreo para equipos con IP
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-118	Mantenimiento Componentes SMMC Solución ENEL
INODU-121	Mantenimiento Componentes SMMC Starbeat

f) Auditoría inodú

Relativo a la identificación de la disponibilidad de comunicaciones, esta se puede abordar desde el punto de vista de medidas de chequeo continuo de comunicación (ID-Planes-89). En INODU-118 e INODU-121 se describen los procedimientos de Mantenimientos por eventos y Mantenimientos operativos para la solución Enel y la Solución Punto a Punto respectivamente. De este modo es posible corroborar la existencia de protocolos de seguridad operacional que permiten detectar problemas de comunicación entre las componentes del sistema y realizar su respectivo mantenimiento para asegurar la disponibilidad operativa.

De este modo a partir de los procedimientos de Mantenimiento es posible identificar y reportar los enlaces de comunicación con falla y el estado de comunicaciones del sistema.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú:

- Se cumple totalmente el requerimiento AT0252
- Se cumple totalmente el requerimiento AT0253

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-089

10.14 Requerimiento AT0254

a) Requerimiento

AT0254: El SGO deberá poder identificar y reportar la Interrupción del Suministro y su reposición.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que el SGO:

- Permita identificar Interrupción del suministro y su reposición.
- Permita reportar Interrupción del suministro y su reposición.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO; Seguridad
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* SMMePlus * Homologation.docx * Documento Starbeat
Observación inodú	-

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-XX-X	-

f) Auditoría inodú

Este requerimiento deberá ser abordado desde el punto de vista de los SGO. Para ello se desarrollará cada uno de manera individual

Solución Enel – SMMePlus: [información pendiente]

Solución Punto a Punto – StarBeat: [información pendiente]

La información relativa a este requerimiento será abordada en ID-Planes-063

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:
ID-Planes-063

10.15 Requerimiento AT0271

a) Requerimiento

El diseño del Sistema de Gestión y Operación debe asegurar la protección de los datos, almacenados o transmitidos, del SMMC contra su afectación accidental o intencional. El Sistema de Gestión y Operación podrá ser prestado por terceros a la Empresa Distribuidora a través de distintos modelos de servicio de infraestructura, plataforma y software, en cuyo caso los contratos de prestación de servicio tecnológico referidos deberán someterse a la ley chilena, en especial, en materia de protección, almacenamiento y tratamiento de datos. Dichos contratos deberán establecer medidas de seguridad de la información idóneas y suficientes para el resguardo de los datos. Sin perjuicio que terceros presten este servicio a la Empresa Distribuidora, ésta será responsable del debido cumplimiento de las exigencias establecidas en la normativa.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar el cumplimiento de este requerimiento se debe corroborar que el SGO asegure la protección de los datos, almacenados o transmitidos.

Los contratos con terceros para el servicio SGO no serán evaluados ya que no es el caso de Enel.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	
Requerimientos	AT0273; AT0274; AT0275; AT0276; AT0277; AT0278

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021". * Especificaciones técnicas de los equipos. No Aplica contratos de terceros en esta revisión inicial.
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-XX-X	

f) Auditoría inodú

Una forma de abordar este requerimiento es a través del cumplimiento jerárquico de requerimientos relacionados. De este modo, se debe verificar el cumplimiento de los AT0273; AT0274; AT0275; AT0276; AT0277; AT0278:

Requerimiento		Cumplimiento
AT0273	AT0273: Se debe incluir medidas de seguridad en el almacenamiento, acceso y comunicación de los datos para protegerlos de corrupción, fraude, manipulación y acceso no autorizado.	Pendiente
AT0274	AT0274: Aplicar protocolos de seguridad para asegurar que los datos son protegidos durante la comunicación	Pendiente
AT0275	AT0275: Los SMMC deben proveer métricas para mantener un sistema seguro y confiable ante Falla del enlace	Parcial
AT0276	AT0276: Los SMMC deben proveer métricas para mantener un sistema seguro y confiable ante Necesidad Cambio de enlace	Parcial
AT0277	AT0277: Los SMMC deben proveer métricas para mantener un sistema seguro y confiable ante la Necesidad nuevo enlace.	Parcial
AT0278	AT0278: Los SMMC deben proveer métricas para mantener un sistema seguro y confiable. - Calidad de enlace	Parcial

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

[Información Pendiente]

h) Observación auditoría

Para la evaluación total del requerimiento se requiere corroborar los AT0273; AT0274; AT0275; AT0276; AT0277; AT0278

10.16 Requerimiento AT0272

a) Requerimiento

AT0272: La evidencia de una intervención, autorizada o no autorizada, al Sistema de Gestión y Operación debe estar disponible y trazable.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se requiere corroborar que ante una intervención al SGO, el sistema debe generar una evidencia que sea disponible y que permita la trazabilidad de esta.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO; SMMC; Seguridad
Requerimientos	AT0285

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021". * Documento SMMePlus * Documento Starbeat
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-XX-X	-

f) Auditoría inodú

Este requerimiento debe ser abordado desde el punto de vista de los dos SGO que manejan el sistema.

SMMePlus: [Información pendiente]

StarBeat: [Información pendiente]

No hay evidencias respecto a la trazabilidad de las intervenciones al SGO, por lo que será abordado en ID-Planes-110.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, no se cumple el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:
ID-Planes-110

10.17 Requerimiento AT0273

a) Requerimiento

Se debe incluir medidas de seguridad en el almacenamiento, acceso y comunicación de los datos para protegerlos de corrupción, fraude, manipulación y acceso no autorizado.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se requiere corroborar que el sistema posea medidas de seguridad para proteger el almacenamiento, acceso y comunicación de los datos. Estas medidas de seguridad deben proteger al sistema de corrupción, fraude, manipulación y acceso no autorizado.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Seguridad; Comunicaciones
Requerimientos	AT0274; AT0017

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021". * ISO:24001
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-xx-x	

f) Auditoría inodú

Es necesaria información relativa a las medidas de protección de almacenamiento, acceso y comunicación de datos (ID-Planes-112).

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, no se cumple el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:
ID-Planes-112

10.18 Requerimiento AT0274

a) Requerimiento

Aplicar protocolos de seguridad para asegurar que los datos son protegidos durante la comunicación.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que el sistema tenga y aplique los protocolos de seguridad de datos que los proteja durante la comunicación.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Seguridad
Requerimientos	AT0006; AT0009; AT0017

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021". * Documento SMMePlus * Documento Starbeat
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-xx-x	

f) Auditoría inodú

Es necesaria información relativa a la aplicación de protocolos de seguridad de datos (ID-Planes-113).

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, no se cumple el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:
ID-Planes-113

10.19 Requerimientos AT0275; AT0276; AT0277; AT0278

a) Requerimiento

AT0275: Los SMMC deben proveer métricas para mantener un sistema seguro y confiable ante Falla del enlace.

AT0276: Los SMMC deben proveer métricas para mantener un sistema seguro y confiable ante Necesidad Cambio de enlace.

AT0277: Los SMMC deben proveer métricas para mantener un sistema seguro y confiable ante la Necesidad nuevo enlace.

AT0278: Los SMMC deben proveer métricas para mantener un sistema seguro y confiable. - Calidad de enlace.

b) Comentario inodú del requerimiento

El conjunto de requerimientos AT0275-AT0278 son parte del artículo 6-3 que indica:

“Título 6-2 Exigencias de Seguridad

Artículo 6-3 Exigencias Generales

Los SMMC deben contar con sistemas de seguridad que cumplan con las siguientes exigencias:

[...]

5. Los SMMC deben proveer métricas para mantener un sistema seguro y confiable. Un set de métricas factibles de establecer son las siguientes:

- 5.1. Falla del enlace.
- 5.2. Necesidad de cambio de enlace.
- 5.3. Necesidad de nuevo enlace.
- 5.4. Calidad de enlace.”

De este modo, para verificar los requerimientos es necesario corroborar la existencia de métricas que permitan establecer:

- Falla de enlace
- Calidad de enlace

Luego, a partir de estas, el sistema debe contar con la capacidad de establecer bajo qué valores el sistema requerirá de:

- Cambio de enlace
- Nuevo enlace

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Seguridad; Comunicaciones
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Parcial
Comentario Autoevaluación Enel	* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021

Observación inodú	
--------------------------	--

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-xx-x	

f) Auditoría inodú

El procesamiento de los datos recopilados en el SMMC es realizado a través del SGO, por lo que la obtención de métricas relativas al procesamiento de la información obtenida debe ser realizado a través de este. De este modo, el análisis de este requerimiento debe ser abordado desde el punto de vista del SMMePlus y el StarBeat. El análisis respecto a los SGO es el siguiente:

SMMePlus:

No hay información sobre métricas de evaluación de enlaces en el SMMePlus, por lo que será abordado en ID-Planes-107.

StarBeat:

En INODU-121-2 se desarrolla el módulo de reportería del StarBeat, en donde se reporta el estado de comunicaciones sobre los medidores y se generan reportes al respecto. En esto se tiene los siguientes métricas o criterios de reporte:

- Rojo: Falla de conexión, módem apagado y efectividad menor al 50%.
- Amarillo: conexión con latencia de conexión. Entre [50% y 70%].
- Verde: 100% operativa, sobre 70% de efectividad.

De este modo es posible corroborar la existencia de métricas de falla y calidad de enlace en el StarBeat. Luego, es necesario desarrollar por parte de Enel documentación relativa a el uso de estas métricas para el cambio de enlace y nuevos enlaces de comunicación (ID-Planes-107)

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú:

- Se cumple parcialmente el requerimiento AT0275
- Se cumple parcialmente el requerimiento AT0276
- Se cumple parcialmente el requerimiento AT0277
- Se cumple parcialmente el requerimiento AT0278

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento AT0276 y AT0277 son los siguientes:

ID-Planes-107

10.20 Requerimiento AT0279

a) Requerimiento

Los SMMC deben contar con una certificación ISO 27001 alineada a la guía NISTIR 7628 de ciberseguridad en redes inteligentes

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe verificar la existencia de la certificación ISO 27001 alineada a la guía NISTIR 7628 de ciberseguridad en redes inteligentes

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SMMC; Seguridad
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	No Aplica
Comentario Autoevaluación Enel	-
Observación inodú	Si aplica

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
-	

f) Auditoría inodú

No hay información de respaldo respecto a este requerimiento. Enel no tiene desarrollos aún al respecto.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, no se cumple el requerimiento. Deberá ser considerado dentro de los planes de mejora continua de Enel.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-106

10.21 Requerimiento AT0285

a) Requerimiento

AT0285: El sistema debe permitir el seguimiento y almacenamiento de las operaciones u órdenes ejecutadas desde el SGO.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento es equivalente a cumplir con la trazabilidad del sistema.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Seguridad
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* SMMePLUS USerManual. * Manual Starbeat
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-xx-x	

f) Auditoría inodú

Este requerimiento debe ser abordado desde el punto de vista de los dos SGO que manejan el sistema.

SMMePlus: [Información pendiente]

StarBeat: [Información pendiente]

No hay evidencias respecto a la trazabilidad de las operaciones u órdenes al SGO, por lo que será abordado en ID-Planes-111.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, no se cumple el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes: ID-Planes-111.

10.22 Requerimientos AT0286; AT0287; AT0288; AT0289 [Integridad]

a) Requerimiento

AT0286: El SMMC debe garantizar la integridad de datos intercambiados en todo momento, asegurando que ellos no sean modificados por entidades no autorizadas durante la comunicación o el acceso local o remoto a los datos.

AT0287: El Medidor debe proporcionar la funcionalidad para preservar la integridad de los datos almacenados, incluyendo la integridad del firmware.

AT0288: Los mecanismos de seguridad se deben aplicar para garantizar la protección de los datos y claves de cifrado almacenados en UM, Unidades concentradoras y en el SGO, junto con proteger el acceso e interfaces a los sistemas informáticos externos o componentes externas de servicios eléctricos de valor agregado.

AT0289: El sistema debe contar con la capacidad de implementar un mecanismo que evite la repetición de mensajes para los comandos críticos, tales como desconexión, alarma, entre otros.

b) Comentario inodú del requerimiento

El artículo 6-5 del anexo técnico define la Integridad de Datos según:

“Los SMMC deben contar con sistemas de seguridad que permitan asegurar la integridad de datos de acuerdo con las siguientes exigencias:

1. Debe garantizar la integridad de datos intercambiados en todo momento, asegurando que ellos no sean modificados por entidades no autorizadas durante la comunicación o el acceso local o remoto a los datos.

2. El Medidor debe proporcionar la funcionalidad para preservar la integridad de los datos almacenados, incluyendo la integridad del firmware.

3. Los mecanismos de seguridad se deben aplicar para garantizar la protección de los datos y claves de cifrado almacenados en Unidades de Medida, Unidades Concentradoras y en el Sistema de Gestión y Operación, junto con proteger el acceso e interfaces a los sistemas informáticos externos o componentes externas de servicios eléctricos de valor agregado.

4. Debe implementar un mecanismo que evite la repetición de mensajes para los comandos críticos, tales como desconexión, Alarma, entre otros.”

De este modo, el conjunto de requerimientos AT0286-A0289 definen las características de la confidencialidad de datos, por lo que abordarán de manera conjunta.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SMMC; SGO; Seguridad; Comunicaciones.
Requerimientos	AT0048

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

	AT0044	Total
--	--------	-------

Autoevaluación de cumplimiento Enel	AT0286	Total
	AT0287	Total
	AT0288	Total
	AT0289	Total
Comentario Autoevaluación Enel	AT0044	* SMMePlus * Documento Starbeat
	AT0286	* SMMePlus * Homologation.docx * Documento Starbeat
	AT0287	* Especificaciones técnicas medidores
	AT0288	* Especificaciones técnica de los equipos * Documento ""Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021"
	AT0289	* Especificaciones técnica de los equipos * Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021"
Observación inodú		

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-91-1	
INODU-104-1	

f) Auditoría inodú

Para el desarrollo de estos requerimientos, Enel debe documentación que abarque los siguientes puntos relativos a integridad de las comunicaciones y la información asociada (ID-Planes-092). De este modo, el SMMC de Enel deberá:

1. Evitar que el dato sea modificado por entidades no autorizadas, según:
 - 1.1 El dato no debe ser modificado mientras este se intercambie
 - 1.2 El dato no debe ser modificado, de manera no solicitada, mientras este esté almacenado en:
 - 1.2.1 El medidor
 - 1.2.2 El concentrador
 - 1.2.3 El SGO
2. Evitar que usuarios sin autorización accedan a los datos (deben tener los permisos requeridos para acceder al sistema en los distintos puntos).
3. El medidor debe mantener la integridad del firmware.
4. Los mecanismos de seguridad deben proteger las claves de cifrado almacenadas en:
 - 4.1 El medidor
 - 4.2 El concentrador

4.3 El SGO

5. Los mecanismos de seguridad deben proteger el acceso e interfaces a los sistemas informáticos externos o componentes externas de servicios eléctricos de valor agregado.
6. Implementar mecanismos que eviten la repetición de mensajes para comandos críticos como desconexiones, eventos, alarmas, entre otros.

Dado que aún no se recibe la información relativa a este punto, los requerimientos se evaluarán con cumplimiento parcial (ID-Planes-092).

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente los requerimientos.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento de los requerimientos son los siguientes: ID-Planes-092

10.23 Requerimiento AT0290; AT0291; AT0292; AT0293; AT0294 [Confidencialidad]

a) Requerimiento

AT0290: El SMMC proporciona la funcionalidad de preservar la confidencialidad de los datos almacenados, incluyendo claves de cifrado.

AT0291: El SMMC debe establecer el uso de "certificados" para activar las funciones de seguridad.

AT0292: El sistema y los dispositivos deben proporcionar la funcionalidad de evitar el uso no autorizado de los datos propios del SMMC, o de aquellos accesibles desde sus interfaces en los sistemas propios de la empresa o de terceros conectados y de servicios eléctricos de valor agregado.

AT0293: El sistema debe asegurar la privacidad de la señal de comunicación, de los procesos y de los accesos tanto físicos como informáticos no autorizados a través de todas las interfaces.

AT0294: El sistema debe garantizar el control de acceso a los equipos del Cliente y/o Usuario.

b) Comentario inodú del requerimiento

El artículo 6-6 del anexo técnico define la Confidencialidad de Datos según:

"Los SMMC deben contar con sistemas de seguridad que permitan asegurar la confidencialidad de datos de acuerdo con las siguientes exigencias:

5. El equipo debe proporcionar la funcionalidad de preservar la confidencialidad de los datos almacenados, incluyendo claves de cifrado.
6. Se debe establecer el uso de "certificados" para activar las funciones de seguridad.
7. El sistema y los dispositivos deben proporcionar la funcionalidad de evitar el uso no autorizado de los datos propios del SMMC, o de aquellos accesibles desde sus interfaces en los sistemas propios de la empresa o de terceros conectados y de servicios eléctricos de valor agregado.

8. El sistema debe asegurar la privacidad de la señal de comunicación, de los procesos y de los accesos tanto físicos como informáticos no autorizados a través de todas las interfaces.

9. El sistema debe garantizar el control de acceso a los equipos del Cliente y/o Usuario."

De este modo, el conjunto de requerimientos AT0290-A0294 definen las características de la confidencialidad de datos, por lo que abordarán de manera conjunta.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SMMC; SGO; Seguridad; Comunicaciones.
Requerimientos	AT0045

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnica de medidores * Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021"
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
-	-

f) Auditoría inodú

Para el desarrollo de estos requerimientos, Enel debe documentación que abarque los siguientes puntos relativos a confidencialidad (ID-Planes-091). De este modo, el SMMC de Enel deberá:

1. Asegurar la confidencialidad de los datos a través de claves de cifrado (Parámetro que controla un algoritmo criptográfico para validar, autenticar, cifrar o descifrar un mensaje).
2. Utilizar certificados para activar funciones de seguridad (Certificado: Fichero informático firmado electrónicamente por un prestador de servicios de certificación, considerado por otras entidades como una autoridad para este tipo de contenido, que vincula unos datos de verificación de firma a un firmante, de forma que únicamente puede firmar este firmante, y confirma su identidad).
3. Evitar el uso no autorizado de la información proporcionada por el sistema.
4. Evitar accesos no autorizados.
5. Asegurar la privacidad de la comunicación.
6. Controlar el acceso a los equipos del cliente y/o usuario.

Dado que aún no se recibe la información relativa a este punto, los requerimientos se evaluarán con cumplimiento parcial.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente los requerimientos.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento de los requerimientos son los siguientes:
ID-Planes-091

10.24 Requerimiento AT0295; AT0296; AT0297; AT0298; AT0299; AT0300; AT0301 [Funciones de Seguridad Generales a Elementos del SMMC]

a) Requerimiento

AT0295: Los SMMC debe contar con Comunicaciones y Calidad, de acuerdo con lo definido en el Anexo Técnico.

AT0296: Los SMMC debe contar con Lista de Control Acceso (ACL) y Roles, de acuerdo con lo definido en el Anexo Técnico.

AT0297: Los SMMC deben contar con Registro de Control y/o Cambios, de acuerdo con lo definido en el Anexo Técnico.

AT0298: Los SMMC debe contar con Encriptación de Datos, de acuerdo con lo definido en el Anexo Técnico.

AT0299: Los SMMC debe contar con Proxy/Cortafuegos, de acuerdo con lo definido en el Anexo Técnico.

AT0300: Los SMMC con la función de evitar la Intercepción, robo y/o alteración de datos y/o identidad, de acuerdo con lo definido en el Anexo Técnico.

AT0301: Los SMMC deben contar con monitoreo de cambios de Elementos del SMMC por Contingencia, de acuerdo con lo definido en el Anexo Técnico.

b) Comentario inodú del requerimiento

La definición en el anexo técnico es la siguiente: “**Funciones de Seguridad Generales a Elementos del SMMC**”. Los SMMC deben contar con las siguientes funciones mínimas de seguridad:

1. Lista de Control Acceso (ACL) y Roles: Mecanismos y políticas transversales para todos los elementos del SMMC orientados a definir las condiciones de acceso a los servicios y configuración de los elementos del sistema.”
2. Registro de Control y/o Cambios: Mecanismos y políticas implementadas para registrar los Eventos SMMC que generen cambios de configuración de los elementos del SMMC.
3. Encriptación de Datos: Mecanismos de encriptación de los datos que contengan información relevante asociada a la identidad de los Clientes y/o Usuarios, así como sus datos personales, tanto a nivel de almacenamiento como de comunicación de los datos del SMMC.
4. Proxy/Cortafuegos: Mecanismos y protocolos implementados con el fin de establecer las condiciones seguras de acceso remoto desde redes externas a la Empresa Distribuidora hasta el SMMC.

5. Comunicaciones y Calidad: Mecanismos y políticas implementadas con el objeto de establecer las condiciones de reporte ante Eventos SMMC tales como falla del enlace, necesidad de cambio de enlace, necesidad de nuevo enlace, calidad de enlace, entre otros.

6. Intercepción, robo y/o alteración de datos y/o identidad: Mecanismos y políticas informáticas implementadas con el propósito de evitar el mal funcionamiento de los elementos del SMMC generados por antivirus, gusanos, bloqueo de servicios, captura de identidad asociada a los servicios de ACL del SMMC, entre otros.

7. Reposición de Elementos del SMMC por contingencia: Mecanismos y políticas implementadas con el fin de asegurar la existencia de un medio a través del cual sea monitoreado el cambio de algún equipo del SMMC debido a fallas que deshabiliten el equipo físico del referido sistema.

"

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Seguridad
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	AT0295	Total
	AT0296	Total
	AT0297	Parcial
	AT0298	Total
	AT0299	Total
	AT0300	Total
	AT0301	Total
Comentario Autoevaluación Enel	AT0295	** Documento ""Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021"". * Documento SMMePlus * Documento Starbeat
	AT0296	* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021". * Documento SMMePlus * Documento Starbeat
	AT0297	* Especificaciones técnica de los equipos * Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021"
	AT0298	* Especificaciones técnica de los equipos * Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021"
	AT0299	* Especificaciones técnica de los equipos

		* SMMplus - Infrastructure - Homologation Chile * Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021"
	AT0300	* Especificaciones técnica de medidores * Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021"
	AT0301	* Especificaciones técnica de medidores * Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021"
Observación inodú		

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-xx-x	

f) Auditoría inodú

Desarrollo pendiente. En espera del desarrollo de ID-Planes-090.

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

[Información Pendiente]

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento de los requerimientos son los siguientes:
ID-Planes-090

11 Verificación de otros requerimientos - Acceso a información y servicios

11.1 Requerimiento AT0012

a) Requerimiento

AT0012: Permitir a los Clientes y/o Usuarios el acceso a la información que se establezca en el Anexo Técnico. Las Empresas Distribuidoras no podrán condicionar el acceso a dicha información a que el Cliente y/o Usuario entregue su autorización para que dichas empresas o terceros hagan uso y/o difundan sus datos e información. Del mismo modo, no podrán condicionar el acceso a que el Cliente y/o Usuario delegue la administración de su información a la Empresa Distribuidora o terceros. Lo anterior es también aplicable en todos los aspectos que se relacionen con la provisión del servicio por parte de la Empresa Distribuidora.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para el cumplimiento del requerimiento se requiere verificar que las empresas distribuidoras:

- Permitan a sus Clientes y/o Usuarios el acceso a la información establecida en el AT de manera no condicionada.
- No condicione el hecho que el Cliente y/o Usuario delegue la administración de su información a la Empresa Distribuidora o terceros.

Para el desarrollo del requerimiento se requiere dar una definición completa de la información establecida en el que la empresa distribuidora debe compartir.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	
Requerimientos	AT0314; AT0315; AT0316; AT0317; AT0318

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021. * Casos de Uso 3 y 11.
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido

INODU-xx-x

-

f) Auditoría inodú

Para el desarrollo del requerimiento se requiere dar una definición completa de la información establecida en el que la empresa distribuidora debe compartir. (ID-Planes-122)

Adicionalmente, Enel deberá documentar el no que no condicionará el hecho que el Cliente y/o Usuario delegue la administración de su información a la Empresa Distribuidora o terceros. (ID-Planes-123)

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-122

ID-Planes-123

11.2 Requerimiento AT0013

a) Requerimiento

AT0013: Se debe asegurar, en todo momento, que el SMMC provea a la Distribuidora, y a quienes la Superintendencia defina, de la información que esta última determine como necesaria para la trazabilidad de la información de facturación de los Clientes.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para el cumplimiento del requerimiento se requiere verificar que el SMMC provea a la distribuidora y otros la información que la Superintendencia determine como necesaria para la trazabilidad de la información de facturación de los clientes.

La Superintendencia aún no define cuál es la información necesaria para este punto, por lo que no es posible verificar este requerimiento en el proceso de Homologación Inicial.

Para términos de esta auditoría puede ser abordado según el cumplimiento de los siguientes puntos:

1. La generación de la información necesaria para la trazabilidad;
2. La disponibilidad de comunicación del SMMC con la distribuidora y otros externos para proveer de dicha información.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Comunicaciones
Requerimientos	AT0047

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021. * Caso de Uso 11
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-xx-x	

f) Auditoría inodú

El requerimiento no aplica al proceso de Homologación Inicial.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, este requerimiento no aplica al proceso de Homologación Inicial, ya que la información requerida no está definida.

h) Observación auditoría

No Aplica

11.3 Requerimiento AT0014; AT0015

a) Requerimiento

AT0014: Se debe entregar a la Superintendencia la información proporcionada por los SMMC, según las exigencias de **forma, medios y criterios** que dicho organismo defina. En particular, las Empresas Distribuidoras deberán **permitir a la Superintendencia, de forma permanente**, el acceso a los reportes con la información que se obtenga genere o transmita a través de los SMMC, de acuerdo con los formatos y requerimientos definidos por la misma Superintendencia.

AT0015: Se debe entregar a la Comisión y al Coordinador la información proporcionada por los SMMC, según las exigencias de forma, medios y criterios que dichos organismos definan. En particular, las Empresas Distribuidoras deberán permitir a la Comisión y al Coordinador, de forma permanente, el acceso a los reportes con la información que se obtenga genere o transmita a través de los SMMC, de acuerdo con los formatos y requerimientos definidos por dichos organismos.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para el cumplimiento de los requerimientos se requiere verificar que las empresas distribuidoras:

- Permitan a la Superintendencia el acceso a los reportes e información del SMMC, de acuerdo con los formatos y requerimientos definidos por esta.
- Permitir a la Comisión y al Coordinador el acceso a los reportes e información del SMMC, de acuerdo con los formatos y requerimientos definidos por estos.

Debido a que los formatos y requerimientos aún no son definidos, estos requerimientos no aplican al proceso de Homologación Inicial.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	
Requerimientos	AT0314; AT0315; AT0316; AT0317; AT0318

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021. * Caso de Uso 11
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-XX-X	

f) Auditoría inodú

El requerimiento no aplica al proceso de Homologación Inicial.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, este requerimiento no aplica al proceso de Homologación Inicial, ya que la información requerida no está definida.

h) Observación auditoría

No Aplica

11.4 Requerimiento AT0314; AT0315; AT0316; AT0317; AT0318

a) Requerimiento

AT0314: La Empresa Distribuidora debe **proporcionar acceso a la información** obtenida a través de los SMMC en los Puntos de Conexión de los Clientes y/o Usuarios a éstos, la Superintendencia, el Coordinador y la Comisión, cuidando resguardar la privacidad de los datos de Clientes y/o Usuarios, proveyendo, al menos, **información que establezca la NTD**.

AT0315: La Empresa Distribuidora debe proporcionar acceso a la información obtenida a través de los SMMC en los Puntos de Conexión de los Clientes y/o Usuarios a éstos, la Superintendencia, el Coordinador y la Comisión, cuidando resguardar la privacidad de los datos de Clientes y/o Usuarios, proveyendo, al menos, **toda la información que requiera la Superintendencia, el Coordinador y la Comisión para el cumplimiento de sus funciones**.

AT0316: La Empresa Distribuidora debe proporcionar acceso a la información obtenida a través de los SMMC en los Puntos de Conexión de los Clientes y/o Usuarios a éstos, la Superintendencia, el Coordinador y la Comisión, cuidando resguardar la privacidad de los datos de Clientes y/o Usuarios, proveyendo, al menos, Medidas de energía, potencia, voltaje, corriente y factor de potencia.

AT0317: La Empresa Distribuidora debe proporcionar acceso a la información obtenida a través de los SMMC en los Puntos de Conexión de los Clientes y/o Usuarios a éstos, la Superintendencia, el Coordinador y la Comisión, cuidando resguardar la privacidad de los datos de Clientes y/o Usuarios, proveyendo, al menos, historial de consumos e inyecciones de los últimos 24 meses consecutivos.

AT0318: La Empresa Distribuidora debe proporcionar acceso a la información obtenida a través de los SMMC en los Puntos de Conexión de los Clientes y/o Usuarios a éstos, la Superintendencia, el Coordinador y la Comisión, cuidando resguardar la privacidad de los datos de Clientes y/o Usuarios, proveyendo, al menos, perfiles horarios de consumos e inyección, cuando corresponda.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para el cumplimiento de los requerimientos se requiere verificar que las empresas distribuidoras permitan el acceso a la información obtenida a través de los SMMC en los Puntos de Conexión de los Clientes y/o Usuarios a éstos, la Superintendencia, el Coordinador y la Comisión, proveyendo, al menos:

- AT0314: información que establezca la NTD.
- AT0315: toda la información que requiera la Superintendencia, el Coordinador y la Comisión para el cumplimiento de sus funciones.
- AT0316: Medidas de energía, potencia, voltaje, corriente y factor de potencia.
- AT0317: historial de consumos e inyecciones de los últimos 24 meses consecutivos.
- AT0318: perfiles horarios de consumos e inyección, cuando corresponda.

En el proceso la ED debe procurar resguardar la privacidad de datos de clientes y/o usuarios

Relativo al AT0314 y la información que establezca la NTD, se deben definir los márgenes para abordar este punto, ya que de lo contrario es una exigencia total de la norma (ID-Planes-124).

Respecto al AT0315, este requerimiento No Aplica al proceso de Homologación Inicial, dado que la información requerida aún no es definida.

Luego, será posible evaluar únicamente los AT0316, AT0317 y AT0318.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	
Requerimientos	AT0014; AT0015

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021" * Caso 11 DW & Utility DOE SG Clearhouse_v.3
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
-	-

f) Auditoría inodú

Para el cumplimiento de los requerimientos se requiere verificar que las empresas distribuidoras permitan el acceso a la información obtenida a través de los SMMC en los Puntos de Conexión de los Clientes y/o Usuarios a éstos, la Superintendencia, el Coordinador y la Comisión, proveyendo, al menos:

- **AT0316: Medidas de energía, potencia, voltaje, corriente y factor de potencia:** de acuerdo a lo desarrollado en el requerimiento AT0129, se verifica que los equipos de medida sean capaces de efectuar mediciones de variables eléctricas (tensiones, corrientes, energía y potencia activa y reactiva) y almacenamiento de los datos medidos. Los datos son registrados en periodos de, al menos, 15 minutos, con lo cual es posible calcular *ex-post* el factor de potencia de la medición.

Requerimiento		Cumplimiento
AT0129	AT0129: El SMMC propuesto por proveedor debe medir en intervalos de, al menos 15 minutos, calcular, registrar, comunicar y almacenar, las variables eléctricas señaladas en Tabla 4.a: Variables eléctricas mínimas que deben medir, calcular, registrar, comunicar y almacenar los SMMC (Anexo Técnico).	Parcial

- **AT0317: historial de consumos e inyecciones de los últimos 24 meses consecutivos:** De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0129, el SMMC debe ser capaz de almacenar las variables medidas que se indican en el requerimiento AT0316. En el AT0030 se verificará que la capacidad de la base de datos sea de por lo menos 2 años.

Requerimiento		Cumplimiento
AT0030	AT0030: El SGO debe estar compuesto por el módulo Bases de Datos Central. Según referencia de definición de Anexo Técnico.	Parcial

- **AT0318: perfiles horarios de consumos e inyección, cuando corresponda:** De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0129, el SMMC debe ser capaz de almacenar las variables medidas que se indican en el requerimiento AT0316. Esta información debe ser registrada y almacenada en periodos de, al menos, 15 minutos. Por lo tanto, en la medida que los datos se encuentren almacenados será posible construir perfiles horarios de consumos e inyección, cuando corresponda.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú:

- El requerimiento AT0314 queda pendiente bajo ID-Planes-124.
- El requerimiento AT0315 no aplica.
- Se cumple **parcialmente** el requerimiento AT0316.
- Se cumple **parcialmente** el requerimiento AT0317.
- Se cumple **parcialmente** el requerimiento AT0318.

Se indica cumplimiento parcial para los requerimientos AT0316, AT0317 y AT0318, pues dependen del cumplimiento del requerimiento AT0129, cuyo cumplimiento es parcial.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-124

Además, se requiere el cumplimiento del requerimiento AT0129 y AT0030.

12 Verificación de otros requerimientos – Autenticación

12.1 Requerimiento AT0166

a) Requerimiento

AT0166: El medidor debe rechazar cualquier solicitud que no cumpla con las condiciones de autenticación y enviar una Alarma inmediata al Sistema de Gestión y Operación que dé cuenta de dicho rechazo.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que los medidores:

- Cuenten con mecanismos de autenticación.
- Generar alarmas al SGO en caso de rechazo de solicitudes de autenticación.

Además, este requerimiento debe ser verificado para todas las unidades de medidas y sus respectivos sistemas SMMePlus y StarBeat.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	UM; SGO; Seguridad
Requerimientos	AT0017; AT0008; AT0300; AT0248; AT0283

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Parcial
Comentario Autoevaluación Enel	<ul style="list-style-type: none"> * Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION). * Medidor Enel v.2.
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-37-3	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities
INODU-39	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020)
INODU-50-12	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Funciones de seguridad del dispositivo
INODU-55-14	MT880 User manual v.3 – lectura y gestión de datos
INODU-55-15	MT880 User manual v.3 – High level security
INODU-65-13	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Administración de la comunicación

f) Auditoría inodú

Respecto del medidor EMH, en la evidencia INODU-39 sobre instrucciones de uso del medidor no se indica la posibilidad de establecer contraseñas. No se cuenta con evidencias para este medidor que permitan verificar el cumplimiento del requerimiento AT0166.

Respecto del medidor ION, en la evidencia INODU-50-12 se indica que el dispositivo cuenta con la funcionalidad de poder establecer contraseñas y procesos de autenticación de usuarios. Adicionalmente, el dispositivo es capaz de gestionar bloqueos de cuentas ante intentos de ingreso fallidos. También es posible establecer indicaciones sobre la seguridad de las contraseñas utilizando el software de programación del dispositivo.

Respecto del medidor ISKRA, en la evidencia INODU-55-14 se indica que el dispositivo está protegido con 4 niveles de autenticación de contraseñas. En la evidencia INODU-55-15 se indica que, si el número de intentos fallidos es mayor a un número predefinido, se genera el registro de un evento de acceso fallido en el medidor.

Respecto del medidor ITRON, en la evidencia INODU-65-13 se indica *"Cada perfil de conexión está protegido por una contraseña exclusiva y todos los intentos de conexión por parte de los clientes COSEM son verificados por el medidor antes de establecer una conexión."*

Respecto del medidor NEXY-M, en la evidencia INODU-37-3 se indica *"Local and remote communication is protected through an authentication and encryption mechanism with secret keys (different for each counter) of 16 bytes. Each access is tracked in an internal log. Access attempts with wrong keys are also tracked with the activation of an alarm when the number of attempts exceeds a certain (programmable) threshold."*

Relativo al cumplimiento del requerimiento, a continuación, se desarrolla una tabla resumen con la evaluación de los principales puntos de este para cada medidor:

Requerimiento / Medidor		EMH	ION	ISKRA	ITRON	Enel v.2 – NEXY-M
AT0166	Mecanismos de Autenticación	No indica	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
	Generación de alarmas al SGO en caso de rechazo de solicitudes de autenticación	No indica	Cumplimiento Parcial ^{5*}	Cumplimiento Parcial*	Cumplimiento Parcial*	Cumplimiento Parcial*

⁵ Si bien se indica en la documentación de los equipos de medida que es posible generar alarmas ante eventos de acceso fallido, se indica que estas deben ser programadas para que se cumpla tal funcionalidad. Al respecto, se debe desarrollar la documentación que indique cómo se cumplirá la generación de alarmas al SGO por intentos de acceso fallidos. Por este motivo, se clasifica como cumplimiento parcial.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-116

12.2 Requerimiento AT0248

a) Requerimiento

AT0248: El SGO deberá permitir la detección de intervenciones no autorizadas a los equipos del SMMC.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se deberá corroborar que a través del SGO se permita la detección de intervenciones no autorizadas al SMMC.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SGO
Requerimientos	AT0017; AT0008; AT0300; AT0166; AT0283

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* SMMePlus * Homologation.docx * Documento Starbeat
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-xx-x	

f) Auditoría inodú

Información pendiente (ID-Planes-118).

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, no se cumple el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-118

12.3 Requerimiento AT0259

a) Requerimiento

Los SMMC deben proporcionar la funcionalidad de autenticación y autorización de comunicación de datos en todas sus interfaces de comunicación.

b) Comentario inodú del requerimiento

Los SMMC definir autenticar y autorizar la comunicación de datos en todas sus interfaces.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Interfaces
Requerimientos	AT0245; AT0248

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario	* SMMePlus
Autoevaluación Enel	* Homologation.docx * Documento Starbeat * Especificaciones Técnicas de equipos
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
-	-

f) Auditoría inodú

Para cumplir el AT0259 Enel deberá generar la documentación de funcionalidad de autenticación y autorización de comunicación de datos a nivel de interfaces. (ID-Planes-086)

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-086

12.4 Requerimiento AT0280

a) Requerimiento

El SMMC debe ser capaz de autenticar entidades, esto es, establecer o confirmar algo como auténtico, verificando su identidad. Además, debe ser de permitir o rechazar tanto a los Clientes y/o Usuarios y los dispositivos individuales, como también a los grupos de Clientes y/o Usuarios y de dispositivos.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que el SMMC posea mecanismo de verificación de identidad y de autorización de acceso.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	
Requerimientos	AT0284

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Parcial
Comentario Autoevaluación Enel	* Documento starbeat
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-xx-x	

f) Auditoría inodú

Documentación pendiente (ID-Planes-117).

a) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, no se cumple el requerimiento.

b) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:
ID-Planes-117

12.5 Requerimiento AT0281

a) Requerimiento

El SMMC debe aplicar en todas sus interfaces control de acceso y uso.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento es equivalente al AT0259.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	
Requerimientos	AT0259

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* SMMePLus - user and sessions. * EPlus Mobile user manual. * Documento Starbeat
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-xx-x	

f) Auditoría inodú

Para cumplir el AT0281 Enel deberá generar la documentación de funcionalidad de autenticación y autorización de comunicación de datos a nivel de interfaces. (ID-Planes-086)

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-086

12.6 Requerimiento AT0282

a) Requerimiento

El SMMC debe ser capaz de gestionar los derechos de acceso a cualquiera de sus componentes.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento es equivalente al AT0284.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Parcial
Comentario Autoevaluación Enel	"* SMIMePLus - user and sessions. * EPlus Mobile user manual. * Documento Starbeat"
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-xx-x	

f) Auditoría inodú

Documentación pendiente (ID-Planes-117).

c) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, no se cumple el requerimiento.

d) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:
ID-Planes-117

12.7 Requerimiento AT0283

a) Requerimiento

Registrar y generar Alarmas de los intentos de acceso no autorizados a cualquiera de los componentes del SMMC.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que el sistema registre y genere alarmas ante intentos de acceso no autorizados en cualquiera de sus componentes.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	
Requerimientos	AT0017; AT0008; AT0300; AT0166; AT0248

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Parcial
Comentario Autoevaluación Enel	
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-xx-x	

f) Auditoría inodú

Documentación pendiente (ID-Planes-116)

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, no se cumple el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-116

12.8 Requerimiento AT0284

e) Requerimiento

Los usuarios del SMMC deben ser autenticados y autorizados a acceder solo a los componentes del sistema para los que tienen los derechos correspondientes.

f) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que los protocolos de autenticación del sistema cumplan con dar acceso a los usuarios solo a los componentes del sistema para los que tienen derechos correspondientes.

g) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	
Requerimientos	AT0259; AT0245

h) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
-------------------------------------	-------

Comentario Autoevaluación Enel	* SMMePLus - user and sessions. * EPlus Mobile user manual. * Documento Starbeat
Observación inodú	

i) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
--	

j) Auditoría inodú

Documentación pendiente (ID-Planes-117).

k) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, no se cumple el requerimiento.

l) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:
ID-Planes-117

13 Verificación de otros requerimientos – Varios

13.1 Requerimiento AT0016

a) Requerimiento

AT0016: Disponer de un inventario detallado con todos los componentes que forman parte de los SMMC implementados.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para el cumplimiento de los requerimientos se requiere verificar la documentación de un inventario de todas las componentes que forman parte del SMMC.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SMMC
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	<ul style="list-style-type: none"> * Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021. * Se requiere armar una estructura de equipamiento SMMC (inventario): <ul style="list-style-type: none"> 1. SMMePLUS. 2. Starbeat 3. LVM. 4. Equipo Router Externo. 5. Medidor Monofásico y Trifásico v.2 6. Medidor Trifásico de Monitoreo EMH, ISKRA, SL7000, ION 7. Simcard 8. RF
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-xx-x	

f) Auditoría inodú

En base a la información entregada por Enel, el inventario considerado en el proceso de evaluación es el siguiente:

Componente individual	Dispositivo - Equipo
Transformadores de medida	TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 15 KV (REV. 3 - Julio 2018)
	TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 15 KV (REV. 8 - Julio 2018)
	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 KV (REV. 1 - Mayo 2018)
	TRANSFORMADORES DE POTENCIAL INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 KV (REV. 1 - Mayo 2018)
Medidores	EMH
	ION
	ISKRA
	ITRON
Otros	Enel v.2 - NEXY-M (monofásico)
	Empalmes y cajas de empalmes
Módulo de comunicaciones	Módulo RF
Router externo	Router RUT 955
	Router APK
Concentrador	LVM
Sistema de gestión y operación	SMMEPlus - Solución Enel
	Starbeat - Solución Punto a Punto

Enel debe corroborar si el inventario desarrollado corresponde al inventario final considerado en el proceso de Homologación Inicial (ID-Planes-114).

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-114

13.2 Requerimiento AT0002

a) Requerimiento

Implementar SMMC que permitan la **medición remota** de los consumos e inyecciones de energía activa y reactiva de los Clientes y/o Usuarios en los intervalos definidos en el Anexo Técnico

b) Comentario inodú del requerimiento

Se sugiere revisar la redacción del requerimiento, dado que no es posible realizar medición remota de consumos, ya que la medición se realiza a través de medidores de manera local.

Bajo la interpretación de inodú, este requerimiento lo que busca es evaluar la capacidad de realizar la **lectura remota** de las mediciones, por lo que será abordado de esta manera. Así, la lectura remota de consumos e inyecciones se realiza a través de la transferencia de datos de medidos por la UM hacia el SGO, ya sea de manera directa o a través de la Unidad Concentradora.

Relativo al requerimiento del intervalo de medición, en el Artículo 4-5 “Exigencias de Medición de variables eléctricas” se menciona que “el SMMC deberá medir en intervalos de, al menos, 15 minutos”.

Respecto a la medición de las variables de energía activa y reactiva, estas son desarrolladas en los AT0177, AT0186 y AT0197, para las UM de servicios trifásicos menores, UM de servicios trifásicos mayores y UM de SD, respectivamente. En el caso de las UM asociadas al medidor NEXY-M, se revisa la evidencia INODU-37-3. Adicionalmente, es necesario verificar que esta medición se realice en intervalos de al menos 15 minutos, según lo estipulado en el AT. Esto se verifica en el AT0148. Finalmente, se requiere verificar que sea posible realizar la lectura remota de las mediciones de la UM a través del SGO, lo cual se verifica en el AT0222.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	UM; SGO
Requerimientos	AT0129; AT0177; AT0186; AT0197; AT0148; AT022

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-37-3	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities

a) Auditoría inodú

Relativo a la medición de las variables de energía activa y reactiva, se presenta la siguiente tabla resumen, donde se verifica la medición de cuatro cuadrantes para energía activa y reactiva:

Requerimiento		Cumplimiento
AT0177	AT0177: Los UM correspondientes a servicios trifásicos menores deberán disponer de capacidad de medición de cuatro cuadrantes para energía activa y reactiva.	Total
AT0186	AT0186: Las UM correspondientes a servicios trifásicos mayores deberán disponer de capacidad de medición de cuatro cuadrantes para energía activa y reactiva.	Total
AT0197	AT0197: Las UM de SD deberán tener una capacidad de medición de cuatro cuadrantes para energía activa y reactiva.	Total

Con respecto al medidor NEXY-M, en la evidencia INODU-37-3 se indican las funcionalidades del equipo de medida. Con respecto a la medición de energía activa y reactiva, se indica entre las funcionalidades “*Active energy and Active power measurement, positive and negative*” y “*Reactive energy and Reactive power measurement in all four quadrants*”.

Adicionalmente, es necesario verificar que esta medición se realice en intervalos de al menos 15 minutos, según lo estipulado en el AT. El requerimiento AT0148 está relacionado a este punto, en donde su evaluación es la siguiente:

Requerimiento		Cumplimiento
AT0148	AT0148: Las UM deberán disponer de una unidad de almacenamiento de la información obtenida, en períodos de integración de, al menos, 15 minutos.	Total

Finalmente, se debe verificar que el SMMC permita la “lectura remota” de estas mediciones. Esto se verifica en el AT0222, donde se corrobora que el SGO puede realizar lectura remota de los registros de la UM.

Requerimiento		Cumplimiento
AT0222	AT0222: El SGO debe permitir lectura local y remota de las distintas UM indicando fecha y hora de cada medida, alarma o dato registro.	Total

De este modo, el cumplimiento del requerimiento es total.

b) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

c) Observación auditoría

Sin comentarios.

13.3 Requerimiento AT0004

a) Requerimiento

AT0004: Implementar SMMC que permitan el monitoreo remoto de, al menos, las variables eléctricas requeridas y Estado de suministro, de acuerdo con lo establecido en el Anexo Técnico.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que el SMMC:

- Permita el monitoreo remoto de las variables eléctricas requeridas (tabla 4.a). Esto se puede verificar a través del cumplimiento del requerimiento AT0129.

Tabla 4.a.: Variables eléctricas mínimas que deben medir, calcular, registrar, comunicar y almacenar los SMMC

Variable	Descripción	Unidad de Medida			Interfaz			Sistema de Gestión y Operación	Base de Datos Central
		<500 [kW]	<500 [kW] con GD	Monitoreo SD	>500 [kW]	I0	I2		
Energía Activa Consumida	Unidad en [kWh]	X	X	X	X	X	X	X	X
Energía Reactiva Consumida	Unidad en [kVArh]	X	X	X	X	X	X	X	X
Energía Activa Inyectada	Unidad en [kWh]		X	X	X	X	X	X	X
Energía Reactiva Inyectada	Unidad en [kVArh]		X	X	X	X	X	X	X
Tensiones	Unidad en [V] (fase-neutro)	X	X	X	X	X	X	X	X
Corrientes	Unidad en [A]	X	X	X	X	X	X	X	X
Potencia Activa	Unidad en [kW]							X	X
Potencia Reactiva	Unidad en [kVAr]							X	X
Potencia Aparente	Unidad en [kVA]							X	X

- Permita el monitoreo remoto del estado de suministro. Esto se puede verificar a través del cumplimiento del AT0254.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	
Requerimientos	AT0002; AT0129; AT0254

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021 * Casos de Uso 1 y 2.
Observación inodú	-

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
--------------	-----------

-	-
---	---

f) Auditoría inodú

Para verificar este requerimiento se debe verificar el cumplimiento de los AT0129 y AT0254:

Requerimiento		Cumplimiento
AT0129	AT0129 El SMMC propuesto por proveedor debe medir en intervalos de, al menos 15 minutos, calcular, registrar, comunicar y almacenar, las variables eléctricas señaladas en Tabla 4.a: Variables eléctricas mínimas que deben medir, calcular, registrar, comunicar y almacenar los SMMC (Anexo Técnico).	Parcial
AT0254	AT0254 El SGO deberá poder identificar y reportar la Interrupción del Suministro y su reposición.	Parcial

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Se requiere el cumplimiento de los requerimientos: AT0129 y AT0254.

13.4 Requerimiento AT0129

a) Requerimiento

El SMMC propuesto por proveedor debe medir en intervalos de, al menos 15 minutos, calcular, registrar, comunicar y almacenar, las variables eléctricas señaladas en Tabla 4.a: Variables eléctricas mínimas que deben medir, calcular, registrar, comunicar y almacenar los SMMC (Anexo Técnico).

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que el SMMC de Enel pueda:

- medir en intervalos de al menos 15 minutos,
- registrar,
- comunicar,
- almacenar

las variables eléctricas de la tabla 4.a:

Tabla 4.a.: Variables eléctricas mínimas que deben medir, calcular, registrar, comunicar y almacenar los SMMC

Variable	Descripción	Unidad de Medida				Interfaz				Sistema de Gestión y Operación HES	Sistema de Gestión y Operación Base de Datos Central
		<500 [kW]	<500 [kW] con GD	Monitoreo SD	>500 [kW]	I0	I2	I3	I4		
Energía Activa Consumida	Unidad en [kWh]	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Energía Reactiva Consumida	Unidad en [kVArh]	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Energía Activa Inyectada	Unidad en [kWh]		X	X	X	X	X	X	X	X	X
Energía Reactiva Inyectada	Unidad en [kVArh]		X	X	X	X	X	X	X	X	X
Tensiones	Unidad en [V] (fase-neutro)	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Corrientes	Unidad en [A]	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Potencia Activa	Unidad en [kW]									X	X
Potencia Reactiva	Unidad en [kVAr]									X	X
Potencia Aparente	Unidad en [kVA]									X	X

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SMMC; UM; SGO; Interfaces
Requerimientos	AT0184; AT0185; AT0194; AT0196; AT0202; AT0204; AT0148; AT0222; AT0049; AT0051; AT0052; AT0053; AT0220

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021. * Manual Usuario SMMePLUS - Starbeat
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-37	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M”
INODU-37-3	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities

f) Auditoría inodú

Relativo a la medición de las variables de energía activa y reactiva, tensiones y corrientes en sus respectivos intervalos de tiempo se presenta la siguiente tabla resumen, donde se verifica la medición de estas variables para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o

indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le son aplicables los requerimientos indicados en la tabla:

Requerimiento		Cumplimiento
AT0184	AT0184: En los UM correspondientes a servicios trifásicos menores, para Clientes y/o Usuarios que no puedan optar a un régimen tarifario no sometido a regulación de precios deben registrar, al menos, las variables definidas en el Artículo 4-5 del Anexo Técnico, diferenciando aquellos Clientes y/o Usuarios que dispongan de la generación residencial a que se refiere el artículo 149 bis de la Ley o el que lo reemplace.	Total
AT0185	AT0185: En los UM correspondientes a servicios trifásicos menores, las constantes de razón de transformación de los transformadores de medida deben estar configuradas de modo tal que los datos de la medida correspondan a la energía inyectada y/o retirada. Las variables de energía deberán registrarse en periodos de integración de, al menos, 15 minutos; mientras que para las variables de tensión y corriente deberá considerarse el promedio en intervalos de, al menos, 15 minutos.	Parcial
AT0194	AT0194: Las UM correspondientes a servicios trifásicos mayores, para Clientes y/o Usuarios que puedan optar a un régimen tarifario no sometido a regulación de precios deben medir y registrar, al menos, las variables definidas en el Artículo 4-5 del Anexo Técnico.	Total
AT0196	AT0196: En las UM correspondientes a servicios trifásicos mayores, las variables de energía deberán registrarse en periodos de integración de, al menos, 15 minutos; mientras que para el resto de las variables deberá considerarse el promedio en intervalos de, al	Parcial
AT0202	AT0202: El Medidor incluido en las Unidades de Medida destinadas a monitorear el SD, deben medir y registrar, al menos, las variables definidas en el Artículo 4-5 del Anexo Técnico.	Total
AT0204	AT0204: En el medidor incluido en las Unidades de Medida destinadas a monitorear el SD, las variables de energía deberán registrarse en periodos de integración de, al menos, 15 minutos; mientras que para el resto de las variables deberá considerarse el promedio en intervalos de, al menos, 15 minutos.	Parcial

Con respecto al medidor NEXY-M, en la evidencia INODU-37-3 se indican las funcionalidades del equipo de medida. Con respecto a la medición de energía activa y reactiva, se indica entre las funcionalidades “*Active energy and Active power measurement, positive and negative*” y “*Reactive energy and Reactive power measurement in all four quadrants*”. Con respecto a la medición de tensiones y corrientes, si bien

es posible identificar que existen sensores para recolectar esta información en la evidencia INODU-37, estas variables son únicamente utilizadas para la determinación o cálculo de otras variables (como alarmas, energía consumida/inyectada, entre otros).

Adicionalmente, relativo al intervalo de medición, registro y almacenamiento de las UM, se presenta el AT0148 que está relacionado a este punto, en donde su evaluación es la siguiente:

	Requerimiento	Cumplimiento
AT0148	AT0148: Las UM deberán disponer de una unidad de almacenamiento de la información obtenida, en períodos de integración de, al menos, 15 minutos.	Total

Finalmente, se debe verificar que el SMMC permita la “lectura remota” de estas mediciones. Esto se verifica en el AT0222, donde se corrobora que el SGO puede realizar lectura remota de los registros de la UM.

	Requerimiento	Cumplimiento
AT0222	AT0222: El SGO debe permitir lectura local y remota de las distintas UM indicando fecha y hora de cada medida, alarma o dato registro.	Total

Además, la comunicación de esta información estará desarrollada a través de las interfaces de comunicación respectivas, en este caso i0, i2, i3 e i4:

	Requerimiento	Cumplimiento
AT0049	AT0049: Interfaces del SMMC, I0: Interfaz UM - Acceso Local; Acceso Local - Unidad Concentrador. Según referencia de definición de Anexo Técnico.	Parcial
AT0051	AT0051: Interfaces del SMMC, I2: Interfaz Unidad de Medida - Sistema de Gestión y Operación. Según referencia de definición de Anexo Técnico.	Total
AT0052	AT0052: Interfaces del SMMC, I3: Interfaz Unidad de Medida - Unidad concentradora. Según referencia de definición de Anexo Técnico.	Parcial

AT0053	AT0053: Interfaces del SMMC, I4: Interfaz Sistema de Gestión y Operación - Sistemas y Unidad Concentradora. Según referencia de definición de Anexo Técnico.	Parcial
--------	--	---------

Finalmente, relativo al almacenamiento de las variables en el almacén de datos y reportes:

	Requerimiento	Cumplimiento
AT0220	AT0220: El SGO debe disponer de mecanismos para almacenar en la base de datos central los datos de las lecturas de las variables eléctricas de las distintas Unidades de Medida.	Parcial

De este modo, al ser este requerimiento de jerarquía alta su cumplimiento dependerá de la verificación del conjunto de requerimientos mencionados anteriormente.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-109

Además, se requiere el cumplimiento de los requerimientos: AT0049, AT0052, AT0053, AT0185, AT0196, AT0204 y AT0220.

13.5 Requerimiento AT0130

a) Requerimiento

AT0130: El gabinete o caja que contenga uno o varios de los elementos que componen el SMMC debe cumplir con las exigencias establecidas en las normas técnicas chilenas y la norma **IEC 62052-11:2003+AMD1:2016**, respecto a condiciones de resistencia al calor y al fuego, de protección contra penetración de polvo y agua, de distancia de seguridad y líneas de fuga entre los distintos elementos que lo componen, conjunto base y tapa principal, ventana, bloque de terminales y su tapa.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que el gabinete o caja que contenga uno o varios de los elementos que componen el SMMC debe cumplir con las normas chilenas y la norma IEC 62052-11:2003+AMD1:2016 respecto de:

- Resistencia al calor y fuego

- Protección contra penetración de polvo y agua
- Distancia de seguridad y líneas de fuga entre los distintos elementos que lo componen, conjunto base y tapa principal, ventana, bloque de terminales y su tapa.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de Medida; Concentrador LVM
Requerimientos	AT0169

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Parcial
Comentario	* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.
Autoevaluación Enel	* Caja medidores y concentrador LVM * Anexo técnico Art. 9.3
Observación inodú	No hay observaciones adicionales.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-74	Empalmes - CAJA PARA EMPALMES MONOFÁSICOS (Rev. 0- Sept/07)
INODU-75	Empalmes - CAJA DE PROTECCIÓN PARA EMPALMES SMART METER (Rev. 1- Junio/16)
INODU-76	Empalmes - CAJA PARA EMPALME TRIFASICO EQUIPO DE MEDIDA AR-48, AR-75, AR-100 (Rev. 2- Nov/98)
INODU-77	Empalmes - CAJA PARA EMPALMES MEDIDA DIRECTA (Rev. 1- Junio/03)
INODU-78	Empalmes - CAJA PARA EMPALMES MEDIDA INDIRECTA (Rev. 1- Junio/03)
INODU-79	Empalmes - CAJA PARA EMPALME TRIFASICO EQUIPO DE MEDIDA DIRECTA (Rev. 1- Nov/16)
INODU-80	Empalmes - CAJA GRANDE PARA CONCENTRADOR DE DATOS + MEDIDOR SMART METER (Rev. 5- Nov/19)
INODU-81	Empalmes - CAJA PEQUEÑA PARA CONCENTRADOR DE DATOS SMART METER (Rev. 1- Oct/17)

f) Auditoría inodú

Respecto de las cajas o gabinetes que se utilizarán por Enel para contener algunos de los elementos que componen el SMMC tales como equipos de medida y unidad concentradora de datos, entre otros, se utilizarán las cajas que se indican en las evidencias INODU-74 a INODU-81. Al respecto, estas evidencias corresponden a los planos que indican las características constructivas de las cajas y sus dimensiones.

Como se indicó en el desarrollo del requerimiento AT0169, la evidencia disponible no indica cual es el grado de protección que ofrece la caja al elemento protegido, así como tampoco se indica si los materiales son resistentes al calor y al fuego en los términos de la norma IEC 62056-11. Con respecto a las distancias de seguridad y líneas de fuga de los elementos que contendrán los gabinetes, no es posible verificar que la disposición de los elementos que contendrán los gabinetes se ajusta a la normativa vigente con la evidencia disponible.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, **no cumple** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-104

ID-Planes-105

13.6 Requerimiento AT0147

a) Requerimiento

Las UM deberán proporcionar los registros de las variables, Eventos SMMC y Alarmas, según corresponda. Dichas lecturas o registros periódicos recientes, el cual puede ser configurable desde la UM, Concentrador o Sistema de Gestión y Operación.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que la UM:

- proporcionar los registros de las variables,
- proporcione registros de Eventos SMMC y Alarmas.

Según la interpretación de inodú, la segunda parte del requerimiento puede interpretarse como la verificación de que la lectura de estos registros pueda obtenerse a través de la UM (acceso local), Concentrador o el SGO.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	
Requerimientos	AT0183; AT0193; AT0201; AT0182; AT0192; AT0200; AT0222; AT0225; AT0246; AT0206; AT0211

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
--	-------

Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2 - LVM * SMMPLUS USerManual * Starbeat UserManual
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-37-3	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter's main functionalities

f) Auditoría inodú

Relativo al registro de variables, esto se revisa en el desarrollo del requerimiento AT0129.

Relativo al registro de eventos y alarmas se presenta la siguiente tabla resumen, donde se verifica el registro de estas variables para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le son aplicables estos requerimientos:

Requerimiento		Cumplimiento
AT0183	AT0183: Los UM correspondientes a servicios trifásicos menores deberán disponer de características de registro de Eventos SMMC que permitan cumplir con las exigencias del Anexo Técnico.	Parcial
AT0193	AT0193: Las UM correspondientes a servicios trifásicos mayores deberán disponer de un registro de las características de los Eventos SMMC que permitan cumplir con las exigencias del Anexo Técnico.	Parcial
AT0201	AT0201: Las UM de SD deberán disponer de un registro de las características de los Eventos SMMC que permitan cumplir con las exigencias del Anexo Técnico.	Parcial
AT0182	AT0182: Los UM correspondientes a servicios trifásicos menores deberán disponer de indicadores visuales de Alarmas.	Parcial
AT0192	AT0192: Las UM correspondientes a servicios trifásicos mayores deberán disponer de indicadores visuales de Alarmas.	Parcial
AT0200	AT0200: Las UM de SD deberán disponer de indicadores visuales de Alarmas.	Parcial

Con respecto al medidor NEXY-M, si bien en la evidencia INODU-37-3 se indica “*Event Log*” entre las principales funcionalidades del equipo de medida, no se cuenta con evidencias que indiquen como se registrarán los eventos SMMC y alarmas de acuerdo a lo indicado en el artículo 4-7 del AT SMMC.

Luego, a través del SGO se permite lectura local y remota de estas mediciones, eventos y alarmas. Esto se verifica en el AT0222, donde se corrobora que el SGO puede realizar lectura remota de los registros de la UM.

Requerimiento		Cumplimiento
AT0222	AT0222: El SGO debe permitir lectura local y remota de las distintas UM indicando fecha y hora de cada medida, alarma o dato registro.	Total
AT0225	AT0225: El SGO deberá permitir la generación de reportes de información almacenada incluidos los registros de eventos SMMC y Alarmas.	Parcial
AT0246	AT0246: El SGO deberá permitir la gestión de Eventos SMMC y alarmas.	Parcial

Relativo a la obtención de datos a través del Concentrador, esto se desarrolla en el AT0206:

Requerimiento		Cumplimiento
AT0206	AT0206: Los datos comunicados por la Unidad Concentradora deben poder ser obtenidos a través de los mecanismos de operación y mantenimiento local.	Parcial
AT0211	AT0211: Las Unidades Concentradoras deben poder detectar y reportar información de registro y eventos SMMC, tanto de las Unidades de Medida asociadas o como aquellos propios de la Unidad Concentradora.	Total

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-119

Además, se requiere el cumplimiento de los requerimientos: AT0182, AT0183, AT0192, AT0193, AT0200, AT0201, AT0206, AT0225 y AT0246.

13.7 Requerimientos AT0156; AT0157; AT0158; AT0159; AT0160

a) Requerimiento

AT0156: El SMMC en su acceso local deberá ser capaz de acceder a los datos almacenados en la Unidad de Medida.

AT0157: El SMMC en su acceso local deberá ser capaz de descargar los datos almacenados en la Unidad de Medida.

AT0158: El SMMC en su acceso local deberá poder acceder y modificar la configuración de la Unidad de Medida.

AT0159: El SMMC en su acceso local deberá poder hacer un diagnóstico de funcionamiento de los componentes para resolver anomalías y restablecer la comunicación remota con el Sistema de Gestión y Operación y/o Unidad Concentradora.

AT0160: El SMMC en su acceso local deberá poder acceder a las funcionalidades de la Unidad de Medida.

b) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que el SMMC en su acceso local sea capaz de acceder, descargar y configurar los datos en la Unidad de Medida y acceder a sus funcionalidades. Además, podrá hacer un diagnóstico de funcionamiento de los componentes para resolver anomalías y restablecer la comunicación remota con el Sistema de Gestión y Operación y/o Unidad Concentradora.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	
Requerimientos	AT0049

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel		Total
Comentario	AT0156; AT0157; AT0158	Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.
Autoevaluación Enel	AT0159	* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. * Conexión al medidor y LVM para chequeo de Status Words o Logs para realizar el autodiagnóstico???

	AT0160	* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION). * Medidor Enel v.2.
Observación inodú		

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-37-3	General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities
INODU-39	EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020)
INODU-50-11	ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Páginas Web
INODU-55-14	MT880 User manual v.3 – lectura y gestión de datos
INODU-65-12	ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Herramienta de soporte

f) Auditoría inodú

De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0049, los equipos de medida que utilizará Enel cuentan con un acceso local mediante una conexión por Sonda Óptica. Adicionalmente, el equipo de medida NEXY-M cuenta con conexión tipo Bluetooth para efectos de acceso local.

Respecto del medidor EMH, no se cuenta con evidencia que indique las funcionalidades requeridas en los requerimientos AT0156 a AT0160.

Respecto del medidor ION, en la evidencia INODU-50-11 se indica que el equipo de medida dispone de interfaces en formato de páginas web para la gestión de sus variables, lo cual es posible acceder a través de una conexión por puerto Ethernet del equipo de medida. En la evidencia presentada se indica que es posible hacer lecturas de variables de medición y acceder a las entradas/salidas analógicas/digitales, así como también es posible realizar restablecimientos y pruebas de diagnóstico al equipo de medida. Adicionalmente permite configurar diversos parámetros del equipo.

Respecto del medidor ISKRA, en la evidencia INODU-55-14 se presentan algunos extractos del manual de usuario donde se indican las siguientes capacidades del equipo de medida:

- Se indica que el equipo de medida se puede programar de manera local a través de la interfaz óptica, de modo de poder acceder y modificar si es necesario la configuración del dispositivo.
- Se indica que es posible “parametrizar” el dispositivo a través de sus diferentes interfaces de comunicación. Los parámetros del dispositivo se utilizan para gestionar algunas funcionalidades

de este (por ejemplo, la detección y registro de alarmas), por lo que el acceso a la parametrización permite acceder a las funcionalidades del dispositivo.

- Se indica que es posible la lectura y obtención de datos a través del puerto óptico (acceso local) del dispositivo.
- Se indica que es posible gestionar un diagnóstico de la conexión remota con el SMMC a través de cualquiera de los puertos de comunicación, por lo que es posible hacer esto a través del puerto de conexión local.

Respecto del medidor ITRON, en la evidencia INODU-65-12 se indica la disponibilidad de una herramienta de soporte que permite hacer diversas gestiones al dispositivo a través del puerto óptico delantero. Se indican las siguientes funcionalidades:

- Gestión del punto de medición,
- Creación y edición de configuración,
- Programación y lectura de configuración,
- Lectura de datos del medidor, y
- Actualización del firmware del medidor.

Adicionalmente, se menciona que la herramienta de soporte del medidor permite verificar todos los aspectos del funcionamiento del medidor, guardar e imprimir los resultados como prueba de funcionamiento correcta (diagnóstico).

Según la información del medidor NEXY-M en INODU-37-3:

"The SMMC in its local access is be able to:

- Access the data stored in the meter's memory.
- Download the data stored in the meter's memory.
- Access and modify configurable parameters of the meter
- Access a component operation diagnosis in order to resolve anomalies and – if lost - reestablish remote communication with the Management and Operation System and / or Concentrator Unit.
- Access the functions of the meter"

Comunicación Acceso Local – Medidor						
Requerimiento	Tipo de comunicación	EMH	ION	ISKRA	ITRON	Enel v.2 – NEXY-M
AT0156	Acceder a los datos en la Unidad de Medida	No indica	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
AT0157	Descargar los datos en la Unidad de Medida	No indica	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

AT0158	Configurar los datos en la Unidad de Medida	No indica	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
AT0159	Hacer un diagnóstico de funcionamiento de los componentes para resolver anomalías y restablecer la comunicación remota con el Sistema de Gestión y Operación y/o Unidad Concentrador.	No indica	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
AT0160	Acceder a sus funcionalidades	No indica	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-108

13.8 Requerimiento AT0167

a) Requerimiento

AT0167: Las cajas de protección para el resguardo de los componentes del SMMC deben cumplir con las disposiciones establecidas en las normas chilenas vigentes sobre empalmes eléctricos normalizados y, en lo que sea aplicable, con las exigencias de la norma técnica NCH. Elec.4 sobre "instalaciones de consumo en BT" o aquella que la reemplace, en particular en lo que se refiere a las condiciones de fabricación y protección eléctrica.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe cumplir para cada una de las cajas o gabinetes que utilizará Enel para el resguardo de los componentes del SMMC. La evidencia debe indicar la conformidad de los gabinetes con la norma chilena NCh. Elec 4/2003 o aquella que la reemplace respecto de las condiciones de fabricación y protección eléctrica.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	Unidad de Medida; Concentrador LVM
Requerimientos	AT0130

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Especificaciones técnicas de construcción de empalme y cajas de empalme
Observación inodú	No hay observaciones adicionales.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-74	Empalmes - CAJA PARA EMPALMES MONOFÁSICOS (Rev. 0- Sept/07)
INODU-75	Empalmes - CAJA DE PROTECCIÓN PARA EMPALMES SMART METER (Rev. 1- Junio/16)
INODU-76	Empalmes - CAJA PARA EMPALME TRIFASICO EQUIPO DE MEDIDA AR-48, AR-75, AR-100 (Rev. 2- Nov/98)
INODU-77	Empalmes - CAJA PARA EMPALMES MEDIDA DIRECTA (Rev. 1- Junio/03)
INODU-78	Empalmes - CAJA PARA EMPALMES MEDIDA INDIRECTA (Rev. 1- Junio/03)
INODU-79	Empalmes - CAJA PARA EMPALME TRIFASICO EQUIPO DE MEDIDA DIRECTA (Rev. 1- Nov/16)
INODU-80	Empalmes - CAJA GRANDE PARA CONCENTRADOR DE DATOS + MEDIDOR SMART METER (Rev. 5- Nov/19)
INODU-81	Empalmes - CAJA PEQUEÑA PARA CONCENTRADOR DE DATOS SMART METER (Rev. 1- Oct/17)

f) Auditoría inodú

Las cajas o gabinetes que se utilizarán son las mismas indicadas en el desarrollo del requerimiento AT0130. Las evidencias disponibles corresponden a planos de construcción de las cajas de empalmes y no indican si las características constructivas ofrecen algún tipo de protección, así como tampoco se indica la disposición de los elementos del SMMC que estarán contenidos en los gabinetes de modo de poder verificar el cumplimiento de la normativa exigida. De esta forma, no es posible verificar el requerimiento utilizando la evidencia disponible.

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, **no cumple** el requerimiento.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-104

ID-Planes-105

14 Verificación de otros requerimientos sistémicos de los SMMC

Los requerimientos relativos al SMMC son requerimientos más generales que competen a todo el sistema.

14.1 Requerimiento AT0018

a) Requerimiento

AT0018: Se debe realizar una homologación inicial de la solución de SMMC conforme a lo indicado en el Anexo Técnico.

b) Comentario inodú del requerimiento

El Anexo técnico indica:

"La homologación inicial tiene por finalidad la revisión temprana del diseño del SMMC definido por cada Empresa Distribuidora, con el objeto de dar cuenta del cumplimiento de las exigencias establecidas en la NTD, en el presente Anexo Técnico, el respectivo Perfil y demás normativa aplicable, previo a su implementación. El proceso de homologación inicial comprende la elaboración y presentación de un informe preliminar y un informe definitivo por parte del consultor ante la Superintendencia, con copia a la Comisión, los que deberán dar cuenta del cumplimiento de cada una de las exigencias establecidas en la NTD, en el presente Anexo Técnico y demás normativa aplicable."

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	-
Requerimientos	-

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
Informe Preliminar	Cumple
Informe Final	

d) Auditoría inodú

Evaluación parcial. Este requerimiento podrá ser evaluado al finalizar el proceso de Homologación Inicial.

e) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

f) Observación auditoría

Evaluación parcial. Este requerimiento podrá ser evaluado al finalizar el proceso de Homologación Inicial.

14.2 Requerimiento AT0001

a) Requerimiento

Implementar los SMMC de acuerdo con las exigencias establecidas en la NTD y en el Anexo Técnico.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este es el requerimiento con jerarquía más alta, por lo que para su evaluación debe considerarse el estado de evaluación total del sistema.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SMMC
Requerimientos	Todos

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021
Observación inodú	Este es el requerimiento con jerarquía más alta del sistema, por lo que será el último requerimiento en ser evaluado.

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
-	

g) Auditoría inodú

Evaluación parcial. Este requerimiento podrá ser evaluado al finalizar el proceso de Homologación Inicial.

h) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

i) Observación auditoría

Evaluación parcial. Este requerimiento podrá ser evaluado al finalizar el proceso de Homologación Inicial.

14.3 Requerimiento AT0003

a) Requerimiento

Implementar SMMC que permitan monitorear los parámetros de Calidad de Servicio de los Sistemas de Distribución, de acuerdo con lo establecido en el Anexo Técnico y en la NTD.

b) Comentario inodú del requerimiento

Según la definición de la NTD se define calidad de servicio según:

“Calidad de Servicio: Conjunto de propiedades y estándares que son inherentes a la actividad de distribución de electricidad, y que constituyen las condiciones bajo las cuales dicha actividad debe desarrollarse. Se determina conjuntamente por la Calidad de Producto, la Calidad de Suministro y la Calidad Comercial entregada por la Empresa Distribuidora a sus distintos Clientes y Usuarios.”

La Calidad de Producto se define en el Capítulo 3 de la NTD, la Calidad de Suministro se define en el Capítulo 4 de la NTD y la Calidad Comercial se define el Capítulo 5 de la NTD.

Este requerimiento es muy amplio ya que exige el monitoreo de muchas variables que no han sido analizadas durante el proceso de Homologación Inicial. En ese contexto, el monitoreo de la Calidad de Servicio deberá limitarse al análisis de la Calidad del Producto y la Calidad de Suministro, que son los puntos relacionados a la implementación del SMMC.

En base a la NTD, los principales factores que deberán ser monitoreados son los que se presentan a continuación:

CAPÍTULO 3 : CALIDAD DE PRODUCTO..... 23

Título 3-1	Fluctuaciones Tensión y Frecuencia	24
Título 3-2	Distorsión Armónica de Tensión y Severidad de Parpadeo.....	27
Título 3-3	Distorsión Armónica de Corriente y Factor de Potencia	30
Título 3-4	Cumplimiento de Exigencias de Calidad de Producto	35

CAPÍTULO 4 : CALIDAD DE SUMINISTRO 38

Título 4-1	Interrupciones de Suministro	39
Título 4-2	Desconexiones Programadas.....	44

Dado que el proceso actual está limitado al análisis de la solución que será implementada el 2022, no es posible verificar este requerimiento, ya que las componentes que permiten mediciones tales como Distorsión Armónica de tensión y corriente no serán consideradas en esta evaluación y serán implementadas en periodos posteriores.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SMMC
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
-------------------------------------	-------

Comentario Autoevaluación Enel	* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021 * Casos de Uso 1 y 2
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-xx-x	

f) Auditoría inodú

Dado que el proceso actual está limitado al análisis de la solución que será implementada el 2022, no es posible verificar este requerimiento, ya que las componentes que permiten mediciones tales como Distorsión Armónica de tensión y corriente no serán consideradas en esta evaluación y serán implementadas en periodos posteriores. (ID-Planes-120)

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, no se cumple el requerimiento.

a) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-120

14.4 Requerimiento AT0005

a) Requerimiento

Implementar SMMC que permita la conexión, desconexión y limitación de consumos de Clientes y/o Usuarios de manera remota y segura, de conformidad con lo establecido en el Anexo Técnico. Tratándose de Unidades de Medida que requieran de un transformador de corriente para la medición, no serán exigibles las funcionalidades señaladas.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento comprende los componentes mínimos exigidos para cada una de las UM y se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realicen mediciones a través de conexión directa. En el caso de las UM que realicen mediciones a través de una conexión semidirecta o indirecta, la UM contará con un Transformador de corriente para la medición y, por lo tanto, el requerimiento AT0005 no será exigible.

Adicionalmente, se debe corroborar que la conexión, desconexión y limitación de consumos de Clientes y/o Usuarios se realice de manera remota y segura, esto a través del SGO respectivo, que en este caso corresponde al SMMePlus.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	
Requerimientos	

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021. * Casos de uso 6 y 14
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-09	Caso 6 Meter Remote Connect Disconnect_v.3
INODU-17	Caso 14 Remote Power Reduction_v.3

f) Auditoría inodú

En el AT0024 se el cual exige:

“AT0024: La UM debe contener el elemento Dispositivo de conexión, desconexión y limitación de potencia: Dispositivo que permite interrumpir y restablecer de manera remota la circulación de energía eléctrica y limitar la potencia de consumo. Este dispositivo puede ser un componente de la Unidad de Medida o ser un elemento independiente. Tratándose de Unidades de Medida que requieran de un transformador de corriente para la medición, no serán exigibles las funcionalidades señaladas.”

Además, se aclara que este requerimiento solo aplica para el medidor NEXY-M, cumpliéndolo totalmente.

Adicionalmente, relativo al manejo remoto de la conexión, desconexión y limitación de potencia, en los casos de uso 6 y 14 (INODU-09 e INODU-17) se desarrolla la implementación de estas funcionalidades a través del SMMPlus.

g) Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple totalmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Sin comentarios.

14.5 Requerimiento AT0007

b) Requerimiento

Implementar SMMC que dispongan de funcionalidades para detectar situaciones de sobreconsumo, inyecciones de energía y/o potencia no autorizadas e intervenciones no autorizadas.

c) Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que el SMMC posee funcionalidades de detección de:

- Sobreconsumos.
- Inyecciones de energía y/o potencia no autorizadas
- Intervenciones no autorizadas.

d) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	
Requerimientos	AT0249

e) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021
Observación inodú	

f) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-xx-x	

g) Auditoría inodú

Solución Enel – SMMePlus: Sin información.

Solución Punto a Punto – StarBeat: Sin información.

No se tiene información relativa a la detección de situaciones de sobreconsumo, inyecciones de energía y/o potencia no autorizadas e intervenciones no autorizadas. (ID-Planes-115).

h) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, no se cumple el requerimiento.

i) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-115

14.6 Requerimiento AT0008

a) Requerimiento

Implementar SMMC cuyos componentes cumplan con las certificaciones establecidas en la normativa vigente.

b) Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento es de jerarquía alta. Para verificarlo es necesario corroborar todos los requerimientos relativos al cumplimiento de normativas.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SMMC
Requerimientos	Relativos a certificaciones

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Parcial
Comentario Autoevaluación Enel	<ul style="list-style-type: none"> * Datasheet LVM * Datasheet Medidores Comerciales Punto a punto * Datasheet Medidor ENEL V.2 * Anexo Técnico 9.3
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
-	-

f) Auditoría inodú

El cumplimiento de las normativas vigentes relacionadas al AT se resume en la siguiente tabla:

Tipo de Requerimiento	Requerimiento	Estado actual
Exigencias Eléctricas	AT0067	Parcial
	AT0068	Parcial
	AT0069	Parcial
	AT0070	Parcial
	AT0071	Parcial
	AT0072	Parcial
	AT0073	Parcial
	AT0074	Parcial
	AT0075	Parcial
	AT0076	Parcial
	AT0077	Parcial
	AT0078	Parcial

	AT0079	Parcial
	AT0080	Parcial
	AT0081	Parcial
	AT0082	Parcial
	AT0083	Parcial
	AT0084	Parcial
	AT0085	Parcial
Exigencias Eléctricas en Función del Tipo de Conexión y Clase de Precisión	AT0086	Parcial
	AT0087	Parcial
	AT0088	Total
	AT0089	Total
	AT0090	Parcial
	AT0091	Parcial
	AT0092	Total
	AT0093	Total
	AT0094	Parcial
	AT0095	Parcial
	AT0096	Total
	AT0097	Total
Obligaciones	AT0098	Parcial
Exigencias Metrológicas	AT0099	Parcial
	AT0100	Parcial
	AT0101	Total
	AT0102	Total
	AT0103	Parcial
	AT0104	Parcial
	AT0105	Total
	AT0106	Total
	AT0107	Parcial
	AT0108	Parcial
	AT0109	Total
	AT0110	Total
	AT0111	Parcial
	AT0112	Parcial
	AT0113	Total
	AT0114	Total
	AT0115	Parcial
	AT0116	Parcial
	AT0117	Total
	AT0118	Total
Exigencias Mecánicas	AT0130	Incumplimiento

	AT0131	Parcial
	AT0132	Parcial
	AT0133	Parcial
Exigencias sobre el equipo Visualizador	AT0138	Parcial
	AT0142	Parcial
I	AT0146	Parcial
S	AT0167	Incumplimiento
D	AT0176	No Aplica
E	AT0178	Total
	AT0187	Total
	AT0198	Total
Tecnologías, Protocolos y Modelo de Datos	AT0264	Parcial
	AT0265	Parcial
	AT0266	Parcial
	AT0267	Parcial
	AT0268	Parcial

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Este requerimiento es de jerarquía alta, por lo que es necesario evaluarlo al finalizar el proceso de Homologación Inicial.

14.7 Requerimiento AT0011; AT0066

a) Requerimiento

AT0011: Operar y mantener los SMMC de manera de asegurar su correcto funcionamiento y adecuada gestión.

AT0066: Operación y mantenimiento. Las Empresas Distribuidoras deben contemplar herramientas y actividades oportunas relacionadas con el mantenimiento de los SMMC para asegurar el correcto funcionamiento de sus componentes, la disponibilidad de las funcionalidades requeridas y la integridad de la información gestionada por los SMMC.

b) Comentario inodú del requerimiento

Los requerimientos AT0011 y AT0066 están relacionados a las funciones de Operación y Mantenimiento del SMMC, de modo de:

- Asegurar su correcto funcionamiento

- Asegurar su adecuada gestión
- Asegurar la disponibilidad de sus funcionalidades
- Asegurar la integridad de la información gestionada

Es necesario definir bajo qué condiciones se tiene que asegurar el correcto funcionamiento del SMMC, particularmente, se sugiere especificar para qué tipo de fallas sistémicas el sistema estará o no diseñado para responder.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	
Requerimientos	AT0066

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel		Total
Comentario Autoevaluación Enel	AT0011	* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021. * Manual Usuario SMMePLUS - Starbeat
	AT0066	** Documento ""Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021"". * SMMePLUS Manual * Starbeat Manual * Procedimiento de mantenimiento y operación área SM"
Observación inodú		-

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
INODU-118	Mantenimiento Componentes SMMC Solución ENEL
INODU-121	Mantenimiento Componentes SMMC Starbeat

f) Auditoría inodú

Los procedimientos de operación y mantenimiento de los SMMC son gestionados por los SGO respectivos, por lo que estos requerimientos serán abordados a nivel de SGO. En INODU-118 e INODU-121 se desarrollan los protocolos de mantenimiento de componentes del sistema desde el punto de vista del SMMePlus y el StarBeat respectivamente. Bajo este punto de vista, es posible afirmar que existen procedimientos de Mantenimiento que permitan un chequeo continuo del sistema, sin embargo, Enel debe definir un plan de implementación en dónde se indique las capacidades que se desplegarán para

asegurar el correcto funcionamiento del sistema en el tiempo. Es necesario definir bajo qué condiciones se tiene que asegurar el correcto funcionamiento del SMMC, particularmente, se sugiere especificar para qué tipo de fallas sistémicas el sistema estará o no diseñado para responder (ID-Planes-121)

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente los requerimientos AT0011 y AT0066.

h) Observación auditoría

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-121

14.8 Requerimiento AT0033

a) Requerimiento

Sistema de Comunicaciones. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

b) Comentario inodú del requerimiento

La definición del Anexo Técnico es la siguiente:

“Sistema de Comunicaciones: El Sistema de Comunicaciones está constituido por todos aquellos componentes que permiten la transferencia de datos entre los diferentes componentes del SMMC, y desde y hacia este último. Este sistema es transversal a todo el SMMC y debe asegurar, en todo momento, la adecuada comunicación entre todos sus componentes.

Los SMMC pueden disponer de distintas interfaces de comunicación, cumpliendo los estándares y requisitos mínimos establecidos en el presente Anexo Técnico, y siempre que cumplan con la funcionalidad y los objetivos descritos.”

De este modo, para dar cumplimiento al requerimiento se deberá corroborar que el sistema de comunicaciones implementado cumpla por lo menos con los siguientes puntos:

1. El sistema debe estar compuesto por “componentes”/interfaces/comunicaciones que permitan la transferencia de datos entre las diferentes componentes del SMMC.
2. Las interfaces de comunicación que lo componen deben cumplir con los estándares y requisitos establecidos en el AT.
3. Las interfaces deben cumplir las funcionalidades y objetivos descritos en el AT.

En base a la revisión de los AT0017; AT0062; AT0264; AT0267; AT0268; AT0274; AT0299 se pueden establecer los estándares y protocolos mínimos que deben cumplir las interfaces.

Luego, en base a los AT0049; AT0051; AT0052; AT0053; AT0054; AT0055; AT0056; AT0057; AT0058; AT0059; AT0060; AT0061; se establecen las funcionalidades y objetivos base de las interfaces, y en AT0207; AT0259; AT0260; AT0281; AT0293 se describen funcionalidades generales de las interfaces.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	SMMC; Comunicaciones; interfaces
Requerimientos	AT0017; AT0062; AT0264; AT0267; AT0268; AT0274; AT0299; AT0049; AT0051; AT0052; AT0053; AT0054; AT0055; AT0056; AT0057; AT0058; AT0059; AT0060; AT0061; AT0207; AT0259; AT0260; AT0281; AT0293

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Total
Comentario Autoevaluación Enel	<ul style="list-style-type: none"> * Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021 * Especificaciones técnicas LVM * Especificaciones técnicas Módulo RF * Especificaciones técnicas router 4G
Observación inodú	

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Evidencia ID	Contenido
-	-

f) Auditoría inodú

Para dar cumplimiento a este requerimiento se deberá corroborar el cumplimiento de los requerimientos relativos a las interfaces, como se mencionó en el punto b). Así, a continuación se presenta una tabla resumen con los requerimientos mencionados y su estado actual de evaluación:

Ítem	Requerimiento	Estado auditoría
Estándares y protocolos	AT0017	Parcial
	AT0062	Parcial
	AT0264	Parcial
	AT0267	Parcial
	AT0268	Parcial
	AT0274	Incumplimiento
	AT0299	Parcial
Definiciones de interfaces	AT0049	Parcial
	AT0051	Total
	AT0052	Parcial
	AT0053	Parcial
	AT0054	Total
	AT0055	Parcial
	AT0056	Parcial
	AT0057	Parcial

	AT0058	Parcial
	AT0059	Parcial
	AT0060	Incumplimiento
	AT0061	Incumplimiento
Funcionalidades de interfaces	AT0207	Parcial
	AT0259	Parcial
	AT0260	Parcial
	AT0281	En desarrollo
	AT0293	Parcial

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

h) Observación auditoría

Este requerimiento depende del cumplimiento de otros, por lo que su estado se actualizará a medida que se cumpla el resto de los requerimientos.

15 Requerimientos que no aplican al proceso de Homologación Inicial

15.1 Requerimiento AT0302; AT0303; AT0304; AT0305; AT0306; AT0307; AT0308; AT0309; AT0310; AT0311; AT0312; AT0313

a) Requerimiento

AT0302: Se debe asegurar que el 94% de los datos originados en las primeras doce horas de un día (de 00:00 a 12:00 horas) estén almacenados y disponibles en la Base de Datos Central, a más tardar, a las 20:00 horas del día analizado. Una vez transcurrido este plazo, dichos datos deben estar disponibles al Cliente y/o Usuario, a través de las plataformas de información o aplicaciones digitales, en un plazo no mayor a una hora.

AT0303: Se debe asegurar que el 97% de datos originados en un día (00:00 a 23:59:59), deben estar almacenados y disponibles en la Base de Datos Central, a más tardar, después de 8 horas de terminado el día analizado. Una vez transcurrido este plazo, dichos datos deben estar disponibles al Cliente y/o Usuario, a través de las plataformas de información o aplicaciones digitales, en un plazo no mayor a una hora.

AT0304: Se debe asegurar que el 98% de datos originados en una semana (lunes a domingo) estén almacenados y disponibles en la Base de Datos Central, a más tardar, después de 8 hrs. de terminado el último día de la semana analizada. Una vez transcurrido este plazo, dichos datos deben estar disponibles al Cliente y/o Usuario, a través de las plataformas de información o aplicaciones digitales, en un plazo no mayor a una hora.

AT0305: Se debe asegurar que el 99% de datos originados en un mes calendario deben estar almacenados y disponibles en la Base de Datos Central, a más tardar, después de 8 hrs. de terminado el último día del mes analizado. Una vez transcurrido este plazo, dichos datos deben estar disponibles al Cliente y/o Usuario, a través de las plataformas de información o aplicaciones digitales, en un plazo no mayor a una hora.

AT0306: El 100% de los datos originados en un mes calendario deben estar almacenados y disponibles en la Base de Datos Central, a más tardar, después de siete días corridos de terminado el mes analizado. Una vez transcurrido este plazo, dichos datos deben estar disponibles al Cliente y/o Usuario, a través de las plataformas de información o aplicaciones digitales, en un plazo no mayor a una hora. Para efectos de facturación, estos datos deberán encontrarse validados con anterioridad por parte de la Empresa Distribuidora.

AT0307: Se debe asegurar que el 90% de las desconexiones de los Clientes y/o Usuarios mayores a 30 segundos ocurridas en un día (de 00:00 a 23:59:59 horas), sean notificadas en un tiempo inferior a 15 minutos contados desde que la desconexión superó los 30 segundos.

AT0308: Se debe asegurar que el 95% de las desconexiones de los Clientes y/o Usuarios mayores a 30 segundos ocurridas en un día (de 00:00 a 23:59:59 horas), sean notificadas en un tiempo inferior a 30 minutos contados desde que la desconexión superó los 30 segundos.

AT0309: Se debe asegurar que el 90% los Eventos SMMC y Alarmas originadas en una semana (de lunes a domingo) estén almacenadas y disponibles en la Base de Datos Central, a más tardar, después de 24 hrs. de terminado el último día de la semana analizada.

AT0310: Se debe asegurar que el 99% de los Eventos SMMC y Alarmas originadas en un mes calendario estén almacenadas y disponibles en la Base de Datos Central, a más tardar, después de 24 hrs. de terminado el último día del mes analizado.

AT0311: Se debe asegurar que el 100% de los Eventos SMMC y Alarmas originados en un mes calendario, estén almacenados y disponibles en la Base de Datos Central, a más tardar, después de siete días corridos de terminado el mes analizado.

AT0312: Las conexiones de los Clientes y/o Usuarios que deben ser realizadas en conformidad con el artículo 5-7 numeral 2 de la NTD o aquel que lo reemplace, deben ser efectuadas de manera remota a través del SMMC, en la medida que el Cliente y/o Usuario disponga del mismo conforme a los plazos previstos por la NTD. El 97% de dichas conexiones deben ser realizadas de manera exitosa. Para medir dicho índice debe tomarse como base un día (de 00:00 a 23:59:59 horas).

AT0313 Las desconexiones o limitaciones a los Clientes y/o Usuarios, deben ser efectuadas de manera remota a través del SMMC, en la medida que el Cliente y/o Usuario disponga del mismo. El 97% de dichas desconexiones o limitaciones deben ser realizadas de manera exitosa. Para medir dicho índice debe tomarse como base un día (de 00:00 a 23:59:59 horas).

b) Comentario inodú del requerimiento

Enel señala que estos requerimientos están considerados dentro de sus planes de implementación. A criterio de inodú estos requerimientos no aplican para el proceso de Homologación Inicial, pero si para un proceso de Auditoría.

c) Relación a otros componentes / requerimientos

Componentes	-
Requerimientos	-

d) Observaciones autoevaluación realizada por Enel

Autoevaluación de cumplimiento Enel	Plan de implementación
Comentario Autoevaluación Enel	-
Observación inodú	Los requerimientos no aplican al proceso de Homologación Inicial

e) Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

No Aplica

f) Auditoría inodú

Enel señala que estos requerimientos están considerados dentro de sus planes de implementación.

A criterio de inodú estos requerimientos no aplican para el proceso de Homologación Inicial, pero si para un proceso de Auditoría.

g) Cumplimiento de auditoría

Basado en la auditoría realizada por inodú, se determinó que este requerimiento no aplica para el proceso de Homologación Inicial, pero sí para una auditoría futura. De todos modos, su desarrollo debe ser abordado en los planes de mejora continua de Enel.

h) Observación auditoría

Enel señala que los requerimientos están considerados dentro de sus planes de implementación. Deberán ser considerados dentro de los planes de mejora continua de Enel.

16 Anexos

16.1 Antecedentes transversales

16.1.1 Solución propuesta por Enel

16.1.1.1 ID INODU-02

INODU-02 (Solución Tecnológica de Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021)		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 15 – Acceso Local	<p>“Acceso Local: Las Unidades de Medida disponen de un acceso local que permite su lectura y parametrización, mediante un puerto óptico y un canal de comunicaciones. A través del acceso local a la Unidad de Medida se tienen las siguientes funcionalidades:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Acceder a los datos almacenados en la Unidad de Medida. 2. Descargar los datos almacenados en la Unidad de Medida. 3. Acceder y modificar la configuración de la Unidad de Medida. 4. Hacer un diagnóstico de funcionamiento de los componentes para resolver anomalías y restablecer la comunicación remota con el Sistema de Gestión, Operación y Unidad Concentrador. 5. Acceder a las funcionalidades de la Unidad de Medida.”
2	Página 17 – Unidad de Comunicaciones	<p>“Unidad de Comunicaciones: Dispositivo electrónico interno que permite efectuar las comunicaciones entre el Medidor y el Concentrador, también externo entre el Medidor y el Sistema de Gestión y Operación. La Unidad de Comunicación que forma parte de la Unidad de Medida cumple con las siguientes características:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Permite comunicaciones bidireccionales entre la Unidad de Medida y la Unidad Concentrador, de acuerdo con la tecnología, y con el Sistema de Gestión y Operación. - Después de una Interrupción de Suministro, tiene la capacidad de volver a comunicarse en forma automática con el SMMC.”
3	Página 17 – Tipos de Comunicación	<p>“Tipos de Comunicación: El SMMC está implementado mediante distintas tecnologías de comunicación, dando cumplimiento a la normativa vigente, las cuales se clasifican en las siguientes categorías:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Comunicación cableada (medio de transmisión guiado): los tipos de comunicación cableada utilizado en nuestro SMMC son:

		<p>1.1. PLC: Utiliza la red eléctrica para el intercambio de datos, convirtiendo dicha red en una línea digital para su transmisión.</p> <p>2. Comunicación inalámbrica (medio de transmisión no guiado): los tipos de comunicación inalámbrica de nuestro SMMC son:</p> <ul style="list-style-type: none"> 2.1. Puerto óptico: Interfaz que permite la comunicación local entre una Unidad de Medida y un equipo de lectura, en la cual la transmisión de datos se realiza a través de señales de luz infrarroja. 2.2. Radio Frecuencia (RF): Tipo de comunicación inalámbrica en donde la transmisión de datos se realiza mediante la modulación de ondas de radio. 2.3. Celular: Tipo de comunicación que emplea tecnología GPRS, 3G, 4G y 5G."
4	Página 21 - Definición Unidad Concentrador y funcionalidad.	<p>"La Unidad Concentrador es un componente que opera como puerta de enlace entre una o más Unidades de Medida, realiza funciones de recolección de datos de medición, el envío de comandos hacia las Unidades de Medida y Unidades Concentradoras, además de la transmisión de los datos almacenados y Alarmas hacia el Sistema de Gestión y Operación. Adicionalmente, genera reportes periódicos al Sistema de Gestión y Operación de los registros almacenados en las Unidades de Medida a las que se encuentra conectado.</p> <p>Características Generales:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Realiza la comunicación entre la Unidad de Medida y el Sistema de Gestión y Operación. 2. Los datos comunicados por la Unidad Concentrador pueden ser obtenidos también a través de los mecanismos de operación y mantenimiento local. 3. Posee interfaces de "entrada/salida" para acceso local en funciones de operación y mantenimiento. 4. La conectividad local no afecta la conectividad remota y el acceso a la Unidad Concentrador cuenta con mecanismos de seguridad de datos y mecanismos de protección contra accesos no autorizados. 5. Toda actualización de "firmware" es remota, validada y genera un evento SMMC de actualización y verificación exitosa y no exitosa, según corresponda. 6. Las actualizaciones de "firmware" no dan lugar a la modificación o supresión de los datos de medición, parámetros de configuración o parámetros operativos del equipo. 7. Detecta y reporta información de registro y Eventos SMMC, tanto de las Unidades de Medida asociadas como aquellos propios de la Unidad Concentrador. 8. La estampa de tiempo se sincroniza de forma automática y/o manual a través del Sistema de Gestión y Operación y coincide con el resto del SMMC. 9. En el caso de producirse una interrupción de la comunicación, las Unidades Concentradoras cuentan con funcionalidades para: <ol style="list-style-type: none"> 9.1. Almacenar durante un período de tiempo de 15 días corridos, la información de lecturas y Eventos SMMC de todas las Unidades de Medida asociadas a ésta.

		9.2. Enviar la información almacenada de todos los Medidores asociados al Sistema de Gestión y Operación, ya sea a petición de dicho sistema o a petición de la Unidad Concentradora después del restablecimiento de la comunicación."
5	Página 22 – 25 c) Sistema de Gestión y Operación para Medidor Punto a Punto d) Sistema de Gestión y Operación para Medidor Enel	<p>c) Sistema de Gestión y Operación para Medidor Punto a Punto</p> <p>El Sistema de Gestión y Operación para Medidor Punto a Punto corresponde a un conjunto de aplicaciones informáticas que permiten administrar, controlar y gestionar la información, datos y comandos relacionados con la medición y control de lecturas del suministro hacia los Grandes Clientes y Usuarios del Sistema de Distribución. Este sistema administra la información de unidades de medida según corresponda. Puede generar procesos planificados y automatizados, bajo demanda para obtención de datos de facturación y medición.</p> <p>El Sistema de Gestión y Operación para Medidor Punto a Punto, estará compuesto por los siguientes módulos:</p> <p>Head End System o HES: El sistema de gestión y operaciones para telemedida de medidores punto a punto, es un sistema que permite la administración de información y de los componentes del SMMC.</p> <p>Base de Datos: Repositorios centralizados que permiten el alojamiento de lecturas e información de períodos configurables mediante Base Pulse, Sync y Reportes.</p> <p>Características sobre administración de datos e información:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Mantener un registro de las Unidades de Medida. 2. Cuenta con funcionalidades para agregar, cambiar o modificar la asociación entre Unidad de Medida y Cliente y/o Usuario. 3. Cuenta con funcionalidades para la asociación entre las Unidades de Medida para el monitoreo los Cliente y/o Usuarios. 4. Permite la configuración de los períodos de lectura y otras funcionalidades implementadas en los SMMC. 5. Dispone de mecanismo para almacenar en la Base de Datos los datos de las lecturas de las variables eléctricas de las distintas Unidades de Medida. 6. Administra los datos técnicos de las Unidades de Medida tales como el número de Medidor, y las variables eléctricas a registrar.

	<p>7. Permite la lectura remota de las Unidades de Medida, indicando la fecha y hora de cada medida o dato registrado. 8. Permite el monitoreo de la disponibilidad operativa de los distintos componentes del SMMC.</p> <p>9. Permite la generación de reportes de la información almacenada.</p> <p>10. Reporta la pérdida de la integridad de los datos almacenados, con mecanismos para su recuperación.</p> <p>11. Genera reportes con información obtenida.</p> <p>12. Genera reportes con información de registro de conexiones y desconexiones y los tiempos asociados a cada uno de ellos.</p> <p>13. Permite la extracción de los datos de perfiles de carga de consumo.</p> <p>14. Integración con sistema de gestión de la medida.</p> <p>15. Integración con repositorio de datos de almacenamiento de grandes volúmenes de información.</p> <p>Características sobre configuración, control y operación de componentes:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Identifica las Unidades de Medida según corresponda, que son administradas por el Sistema de Gestión y Operación.2. Cumple con los procesos de sincronización horaria para todas las lecturas de las Unidades de Medida.3. Permite sincronización horaria de Unidades de Medida específicas cuando es necesario.4. Permite la comprobación de la hora interna de todos los componentes del Sistema de Gestión y Operación administrados por él y compara con su propia hora interna.5. Permite la sincronización horaria específica para aquellos Medidores instalados que estén fuera de sincronización.6. Permite la actualización del firmware en forma remota o local, bajo estándares de seguridad apropiados que garanticen que la continuidad operacional de los SMMC no se vea comprometida.7. Realiza mantenimiento al SMMC para asegurar su correcto funcionamiento.8. Permite las operaciones de lectura de forma automática.
--	---

	<p>9. Emite confirmaciones de la ejecución oportuna y correcta a las peticiones o comandos que se le generen.</p> <p>10. El Sistema de Gestión y Operación tiene la capacidad de habilitar y deshabilitar el permiso de acceso o ejecución local.</p>
	<p>d) Sistema de Gestión y Operación para Medidor Enel</p> <p>El Sistema de Gestión y Operación corresponde a un conjunto de aplicaciones informáticas que permiten administrar, controlar y gestionar la información, datos y comandos relacionados con la medición y control del suministro de los Clientes y Usuarios del Sistema de Distribución. En particular, este sistema recibe y almacena la información procedente de las Unidades de Medida o Unidades Concentradoras, según corresponda.</p> <p>Además, el Sistema de Gestión y Operación evalúa y procesa los Eventos SMMC y Alarmas, genera actos de administración y operación sobre el Sistema de Distribución. Adicionalmente, este sistema es también el encargado de la configuración del control, la operación y mantenimiento de todos los componentes de los SMMC.</p> <p>El Sistema de Gestión y Operación cuenta con interfaces que permiten la integración de manera segura con nuestros sistemas.</p> <p>El Sistema de Gestión y Operación estará compuesto por los siguientes módulos:</p> <p>Head End System o HES: Nuestro "ePlus System" es un Sistema centralizado que permite el control y gestión de los distintos componentes del SMMC. Se divide en dos submódulos:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. Unidad de Procesamiento: Recibe la información proveniente de las Unidades de Medida y/o Unidades Concentradoras, tales como Evento SMMC y Alarmas, registrándola en la Base de Datos Central. Examina la información recibida y genera las Alarmas pertinentes. ii. Unidad de gestión: Monitorea y controla los distintos componentes del SMMC, la gestión centralizada de los datos del sistema, la detección de Eventos SMMC y las Alarmas generadas por la Unidad de Procesamiento, entre otras. Además, es el encargado de instruir la sincronización horaria.

	<p>Base de Datos Central: Repositorio en el cual se registran todos los datos, Alarmas, Eventos SMMC, registros y, en general, toda la información de campo recopilada por el “ePlus System” por un periodo mínimo de 2 años contados desde su registro. Este módulo solo es intervenido directamente desde el “ePlus System”, y no pueden acceder a él otras aplicaciones, sistemas o personas no autorizadas. La Base de Datos Central cuenta con mecanismos de redundancia y alta disponibilidad, según lo requiera la demanda y arquitectura de nuestro SMMC implementado, así como también con protocolos de respaldo o backup.</p> <p>Características sobre administración de datos e información: Sobre administración de datos e información se refieren a los datos que el SMMC debe permitir almacenar y gestionar, y al grupo de datos o informes que genera.</p> <p>El Sistema de Gestión y Operación cumple con los siguientes requisitos funcionales:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. Mantener un registro de las Unidades de Medida. ii. Cuenta con funcionalidades para agregar, cambiar o modificar la asociación entre Unidad de Medida y Cliente y/o Usuario. iii. Cuenta con funcionalidades para la asociación entre las Unidades de Medida para el monitoreo del SD y los Cliente y/o Usuarios conectados al transformador de distribución correspondiente. iv. Dispone de mecanismos para identificar aquellos Clientes y/o Usuarios que inyecten energía al SD. v. Permite la configuración de los períodos de lectura y otras funcionalidades implementadas en los SMMC. vi. Dispone de mecanismo para almacenar en la Base de Datos Central los datos de las lecturas de las variables eléctricas de las distintas Unidades de Medida. vii. Administra los datos técnicos de las Unidades de Medida tales como el número de Medidor, geolocalización en formato WGS84, relaciones de transformación en el caso de utilizar Transformadores de Medida, y las variables eléctricas a registrar. viii. Permite la lectura local y remota de las distintas Unidades de Medida, indicando la fecha y hora de cada medida, Alarma o dato registrado. ix. Permite el monitoreo de la disponibilidad operativa de los distintos componentes del SMMC. <p>El Sistema de Gestión y Operación cumple con los siguientes requisitos de administración de datos e información:</p>
--	---

	<ol style="list-style-type: none">1. Cuenta con mecanismos sistemáticos para el respaldo periódico de la información y que permite restaurar dicha información frente a requerimientos del SMMC.2. Permite la generación de reportes de la información almacenada, incluidos los registros de Eventos SMMC y Alarmas.3. Reporta la pérdida de la integridad de los datos almacenados, con mecanismos para su recuperación incluye el reportar la pérdida de integridad de firmware principal del equipo.4. Genera reportes con información respecto de la gestión de conexiones y desconexiones.5. Genera reportes con información de registro de conexiones y desconexiones y los tiempos asociados a cada uno de ellos.6. Permite la extracción de los datos de perfiles de carga de consumo e inyección.7. Permite la generación de reportes de continuidad de suministro y regulación de tensión. <p>Características sobre configuración, control y operación de componentes:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Identifica las Unidades de Medida y su respectiva Unidad Concentradora, según corresponda, que son administradas por el Sistema de Gestión y Operación.2. Permite la configuración de conexión, desconexión y limitación de potencia, remota y local, para los consumos.3. Cumple con los procesos de sincronización horaria para todas las lecturas de las Unidades de Medida.4. Permite sincronización horaria de Unidades de Medida específicas cuando es necesario.5. Permite sincronización horaria de la Unidad Concentradora.6. Permite la comprobación de la hora interna de todos los componentes del Sistema de Gestión y Operación administrados por él y compara con su propia hora interna.7. Permite la sincronización horaria específica para aquellos Medidores instalados que estén fuera de sincronización.
--	--

		<p>8. Permite la actualización del firmware en forma remota o local, bajo estándares de seguridad apropiados que garanticen que la continuidad operacional de los SMMC no se vea comprometida.</p> <p>9. Permite el acceso remoto al Concentrador para realizar actualizaciones, programaciones y/o configuraciones, así como el acceso local en el caso que no sea posible la actualización y programación remota.</p> <p>10. Realiza mantenimiento al SMMC para asegurar su correcto funcionamiento.</p> <p>11. Permite las operaciones de lectura de forma automática.</p> <p>12. Emite confirmaciones de la ejecución oportuna y correcta a las peticiones o comandos que se le generen.</p> <p>13. El Sistema de Gestión y Operación tiene la capacidad de habilitar y deshabilitar el permiso de acceso o ejecución local.</p>
6	Página 30 – Sistema de Comunicaciones	<p>f) Sistema de Comunicaciones</p> <p>El Sistema de Comunicaciones está constituido por todos aquellos componentes que permiten la transferencia de datos entre los diferentes componentes del SMMC, y desde y hacia este último. Este sistema es transversal a todo el SMMC y debe asegurar, en todo momento, la adecuada comunicación entre todos sus componentes.</p>
7	Página 32	<p>“Se definen las siguientes interfaces de comunicación, todas ellas bidireccionales, con permisos únicamente de lectura, o de lectura y escritura, según el caso:</p> <p>La interfaz I0 permite la comunicación local con la Unidad de Medida y con la Unidad Concentradora. Los permisos son de lectura y escritura, dependiendo de la autorización con la que cuenta el personal habilitado para ello.</p> <p>Las interfaces I2, I3 e I4 permiten la comunicación entre la Unidad de Medida y el Sistema de Gestión y Operación, entre la Unidad de Medida y la Unidad Concentradora y entre la Unidad Concentradora y el Sistema de Gestión y Operación, respectivamente. Todas ellas con permisos de escritura y lectura en ambos sentidos, según corresponda.”</p>
8	Página 39 - 40	<p>La solución Enel “Diagrama Solución Medidor ENEL (concentrador)” cuenta con una unidad concentradora, que es la especificada en el datasheet LVM. La solución “Medidor punto a punto.” no cuenta con unidad concentradora y desarrolla un medio de comunicación directa.</p> <p>1. Diagrama Solución Medidor ENEL.</p>

9	Página 40 - 41	<p>1. Unidad de Medida:</p> <p>1.1. Comunicación con Concentrador: la unidad de medida tiene dos módulos internos: Módulo RF y Módulo PLC, que permite comunicación por dos vías distintas hacia el concentrador.</p> <p>1.2. Comunicación Local: la unidad de medida provee de dos medios de conexión local. La primera vía puerto Óptico a través de una sonda y por comunicación Bluetooth.</p> <p>2. Unidad Concentradora (Concentrador):</p> <p>2.1. Comunicación con unidad de medida: el Concentrador tiene los siguientes módulos de comunicación: Módulo RF y Módulo PLC que permiten la comunicación bidireccional con la unidad de medida.</p> <p>2.2. Comunicación Local: el Concentrador provee dos medios para la conexión local. La primera vía puerto óptico a través de una sonda óptica y la otra vía es por conexión vía puerto ethernet, a través del módulo ethernet.</p> <p>2.3. Comunicación con SGO: Se realiza a través de un equipo externo (Router) cuya función permitir la conexión al SGO. La comunicación del Router Externo con el Concentrador es a través de una conexión ethernet y la comunicación entre el Router Externo y el SGO es por comunicación celular (WAN) a través de una APN Privada dedicada para el servicio. “</p>

		<p>Componentes participantes:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Unidad de Medida: <ol style="list-style-type: none"> 1.1. Comunicación con HES: la unidad de medida se comunica con HES a través de un router externo. La conexión al router externo se realiza a través de una conexión por el puerto eléctrico y el router externo se comunica con el HES es por comunicación celular (WAN) a través de una APN Privada. 1.2. Comunicación Local: la unidad de medida provee un medio de conexión local a través del puerto óptico vía una sonda.
1 0	Página 28 – Almacén de Datos y Reportes	<p>e) Almacén de Datos y Reportes</p> <p>Almacén descentralizado que contiene los datos e información ya procesada y agregada según los requerimientos de los reportes que gestiona, con los formatos y contenidos para su entrega a Usuarios de Red, Otros Agentes y para sí misma es un data-warehouse clásico, al cual se traspasan reportes consolidados, sirviendo como herramienta de análisis e inteligencia, esta componente actúa como la Interfaz SMMC para Partes Interesadas por medio de una Base espejo.</p> <p>El Almacén de Datos y Reportes es la componente encargada de la gestión y entrega de los reportes emitidos cumpliendo las exigencias que la normativa establezca.</p> <p>Características sobre la gestión de Eventos SMMC y Alarmas:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Permite la gestión de Eventos SMMC y Alarmas.

	<ol style="list-style-type: none">2. Los Eventos SMMC y Alarmas emitidas incluyen la estampa de tiempo.3. Detecta intervenciones no autorizadas a los equipos del SMMC.4. Detecta inyecciones no autorizadas.5. Detecta e identifica el intervalo de tiempo en el que se repone el suministro después de una Interrupción de Suministro.6. Identifica y reporta los siguientes aspectos para las otras componentes del SMMC:<ol style="list-style-type: none">6.1. Capacidad de almacenamiento del Medidor y la Unidad Concentradora.6.2. Enlaces de comunicación con falla.6.3. Fallas en la red de comunicación.6.4. Interrupción del Suministro y su reposición.
--	--

Registro de Eventos SMMC y Alarmas: dispone de un registro de Eventos SMMC y Alarmas, las que se activa, registra, comunica y almacena de acuerdo con lo establecido en la siguiente tabla, donde “X” representa aquellas variables que son activada, registrada, comunicada y almacenada; y “*” representa aquellas variables que los equipos las miden, activan, registran, comunican y almacenan.

Adicionalmente, se realiza una lectura remota y local del registro de Eventos SMMC y Alarmas del Medidor con la siguiente información:

1. Marca de tiempo del registro.
2. Tipo de actividad del registro (código de evento).
3. Parámetros característicos del registro.

Ante la ocurrencia de un error en la Unidad de Medida, se registra dicho error en el registro así, la Unidad de Medida intercambia errores en un formato común: errores normales, errores lógicos y errores de software.

Tabla 6: Activación, registro, comunicación y almacenamiento de variables mínimas que generan Eventos SMMC y Alarmas.

Variable	Descripción	Unidad de Medida				Evento SMMC	Alarma	Interfaz				Base de Datos Central
		<500 [kW]	<500 [kW] con GD	Monitoreo SD	>500 [kW]			I1	I0	I2	I3	
Factor de Potencia	De acuerdo a Artículo 3-9 de NTD o aquél que lo reemplace			*	*	X		*	*	*	X	
Regulación de tensión	De acuerdo a Artículo 3-1 de NTD o aquél que lo reemplace			*	*	X		*	*	*	X	
Distorsión armónica (THD)	De acuerdo a Artículo 3-5 de NTD o aquél que lo reemplace			*	*	X		*	*	*	X	
Conexión/desconexión	De acuerdo a Artículo 6-11 de NTD o aquél que lo reemplace	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
Interrupción de Suministro	Continuidad de suministro de acuerdo a Artículo 4-1 de NTD o aquél que lo reemplace	X	X	X	X	X		X	X	X	X	
Limitación de consumos	Información de acuerdo a opción tarifaria de cliente o de acuerdo a normativa vigente	X	X		X	X		X	X	X	X	
Estado Comunicaciones	Disponible o no Disponible	X	X	X	X	X	X		X	X	X	
Tarifa (Periodo Tarifario)	Información de acuerdo a opción tarifaria de cliente	X	X		X	X		X	X	X	X	
Fecha y hora	Datos programados en el equipo de medida	X	X	X	X	X		X			X	
Presencia de fases	Datos identificados por el equipo de medida	X	X	X	X	X		X		X	X	
Indicación sentido energía	Consumo o inyecciones de energía, signo.	X	X	X	X	X					X	
Potencia Máxima demandada	Información de acuerdo a opción tarifaria de cliente	X	X	X	X	X		X	X	X	X	
Potencia Contratada	Información de acuerdo a opción tarifaria de cliente	X	X		X	X		X			X	
Apertura tapa bornes	Apertura programada y no programada tapa de bornes	X	X	X	X	X	X		X	X	X	
Mantenimiento de equipo	Intervención programada sobre el equipo de medición	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
Errores	*Error Normal *Error Lógico *Error Software	X	X	X	X	X			X	X	X	
Inyección de Excedentes Permitida	De acuerdo a Artículo 5-4 de la NT NetBilling o aquél que lo reemplace		*			X		*	*	*	X	

16.1.2 Casos de uso

16.1.2.1 ID INODU-04

ID: INODU-04 (Caso 1 AMI Platform Network Solution_v.3)		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 10 – Secuencia Normal	<p>“Secuencia Normal</p> <p>La secuencia de eventos que muestra el orden en que ocurren durante la secuencia típica de este caso de uso aparecen en la tabla a continuación. El Diagrama de Secuencia que muestra en forma gráfica los eventos aparece inmediatamente después de la tabla.</p> <p>La comunicación medidor-concentrador a través de PLC y/o RF según IEC 62056 (DLMS/COSEM), y la comunicación concentrador-sistema central, a través de protocolo de internet. Sistema de Gestión y Operación envía los elementos.”</p>
2	Página 14 – AMI Platform Network Solution -Unidad de Medida -Concentrador Enel	“El SmartMeter ENEL, es un Medidor electrónico inteligente equipado con módem DLC interno para control remoto, comunicación y operación. Se produce en versiones monofásica y polifásica y realiza un conjunto completo de mediciones para la facturación y los servicios de calidad tanto en aplicaciones residenciales y comerciales pequeñas. Los medidores están diseñados y producido de acuerdo con las normas internacionales (MID e IEC pertinentes).”
3	Página 14 – AMI Platform Network Solution -Unidad Concentradora Concentrador Concentrador Enel	<p>“ El concentrador ENEL es la unidad del sistema AMI para usuarios de baja tensión. Es el nodo principal (puerta de enlace) para las comunicaciones con los medidores inteligentes conectados al misma alimentación de red por el transformador que alimenta el concentrador también. El concentrador ENEL luego realiza la comunicación (hacia y desde los nodos LV), que la transmisión y gestión de la información, la gestión de la comunicación de red y las funciones AMI de los nodos remotos que afectan a los clientes de BT - llevadas a cabo por la AMM en medidores inteligentes que pueblan cada "isla de electricidad".”</p>
4	Página 14 – AMI Platform Network Solution – Acceso Local – Acceso Local –	“Interfaz que permite la comunicación local entre una Unidad de Medida y/o Unidad Concentradora y un equipo externo, en la cual la transmisión de datos se realiza a través de señales de luz infrarroja (puerto Optico) o señales inalámbricas (Bluetooth). El acceso local,

	Sonda Optica / Dispositivo de Bluetooth	permite la extracción de datos, transferencia de archivos (firmware) y configuración.”

16.1.2.2 ID INODU-06

ID: INODU-06 (Caso 3 Customer Portal_v.2)		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 2 – Resumen y Descripción	<p>Resumen</p> <p>Los clientes de la Distribuidora tienen acceso a un sitio web para ver información sobre el cliente y sus consumos. El sitio web se conecta a los sistemas de backend en línea, mediante servicios.</p> <p>Descripción</p> <p>La información desplegada en el sitio web, se alimenta de los sistemas backend, que son consultados en línea cuando el cliente lo requiere.</p>

16.1.2.3 ID INODU-08

ID: INODU-08 (Caso 5 In Field Meter Program_v.3)		
Programación y Actualización de Firmware en Terreno de Medidor Inteligente		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 2	<p>“Resumen</p> <p>El medidor Enel cuenta con un puerto óptico y un módulo bluetooth que permite una comunicación local con los dispositivos de intercomunicación (sonda óptica) y software propietario que puede ser instalado en un móvil o computador.</p> <p>Este proceso es realizado por un técnico o especialista que se conecta al medidor a través de un móvil con la app o un computar con el software y realiza la carga de archivos para la actualización de firmware o aplicar cambios en la programación del medidor, siendo</p>

		las interfaces de comunicación con el medidor el puerto óptico o el módulo bluetooth.
2	Página 2	<p>Configuración y actualización a través del puerto óptico:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Usando aplicación propietaria en el Móvil: para este caso, se utiliza un dispositivo móvil con la app propietaria instalada. Este se comunica a través de bluetooth a una sonda que se conecta a puerto óptico del medidor. Para utilizar la app, el técnico o especialista debe tener una cuenta autentica en el sistema principal AMI y el medidor inteligente debe estar cargado y autenticado en la base de datos de medidores del sistema principal AMI. Las acciones a realizar con la app pueden ser trabajos recibidos a través de actividades enviadas desde el sistema principal AMI (agendada por un operador del sistema), sistema externo (Sistema comercial) o directamente por el técnico o especialista usuario de la app. La app permite transferir archivos de Firmware y configuración. • Usando software propietario en un computador: para este caso, se utiliza un computador con el software propietario instalado. Este se comunica a través de una sonda óptica con puerto USB, este se conecta al medidor inteligente a través del puerto óptico. Para utilizar el software, es necesario conocer las llaves individualizadas para cada medidor de escritura y lectura. Las actividades son realizadas directamente desde el software, este no recibe trabajos agendadas desde el sistema el sistema principal AMI.
3	Página 3	<p>Configuración y actualización a través del módulo Bluetooth:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Usando aplicación propietaria en el Móvil: para este caso, se utiliza un dispositivo móvil con la app propietaria instalada. Este se comunica a través de bluetooth al medidor. Para utilizar la app, el técnico o especialista debe tener una cuenta autentica en el sistema principal AMI y el medidor inteligente debe estar cargado y autenticado en la base de datos de medidores del sistema principal AMI. Las acciones a realizar con la app pueden ser trabajos recibidos a través de actividades enviadas desde el sistema principal AMI (agendada por un operador de principal AMI), sistema externo (Sistema comercial) o directamente por el técnico o especialista usuario de la app. La app permite transferir archivos de Firmware y configuración.

		<p>Las actividades que se realizan desde la app propietario, se sincronizan desde el móvil enviando los datos de actualización (exitoso o fallido) al sistema principal AMI, una vez realizado y completado el trabajo.</p> <p>Las actividades que involucran actualización de Firmware y programación de los medidores, son gestionadas por el usuario AMI.</p>

16.1.2.4 ID INODU-09

ID: INODU-09 (Caso 6 Meter Remote Connect Disconnect_v.3) Conexión/ Desconexión remota del Medidor rev E		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 2	<p>“Resumen</p> <p>Este caso de uso aborda la necesidad de recopilar información de un medidor en terreno de forma remota. Es por eso que se definen flujos, frecuencia o utilidades del sistema que permitan la ejecución de orden de servicio relacionada con conexión y desconexión de suministro.</p> <p>Estos procedimientos que operan actualmente en sistema de gestión y operación para la telemedida concentrada permite la integración y ejecución de las órdenes manteniendo la trazabilidad del proceso, así como también la completa integración de los diferentes sistemas involucrados en el proceso.</p> <p>Considera los mensajes intercambiados entre Sistema Comercial que actualmente opera Enel distribución y Sistema de Gestión y Operación que permite el control de actividades y gestiones del medidor en terreno.</p>

16.1.2.5 ID INODU-10

ID: INODU-10 (Caso 7 Events_Status Words management_v.3)

Gestión de Eventos y Alarmas		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 2	<p>“Resumen</p> <p>Este caso de uso aborda la recopilación de las palabras de estado de los medidores. Estas pueden generarse:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Durante cada orden de trabajo comercial. • Durante la orden de trabajo de autodiagnóstico del medidor. • Durante la actividad programada de n2pload. • Durante la actividad programada de cierre diario. <p>La palabra de estado recopilada se envía a un servicio específico del sistema a cargo de la gestión de las palabras de estado.</p>
2	Página 7	<p>Tabla de Secuencia</p> <p>A continuación, se expresan las acciones en secuencias para la generación de los casos de usos en las siguientes tablas:</p> <p>La comunicación medidor-concentrador a través de PLC según IEC 62056 (DLMS/COSEM), y la comunicación concentrador-sistema central, a través de protocolo de internet. Sistema de Gestión y Operación envía los elementos.</p> <p>[...]</p> <p>La integración de los eventos y alarmas, se administran en dos colas de mensajería distinta una de Alta prioridad y otra normal. Con esto se administra la criticidad de un evento/alarma respecto a otro.</p> <p>Dentro de sistema Legacy, se determina el tipo de alarma o evento que se ha recibido, y es derivada al sistema que gestiona este tipo de evento/alarma. Ya sea sistema de despacho de emergencia o sistema operación en terreno.</p>

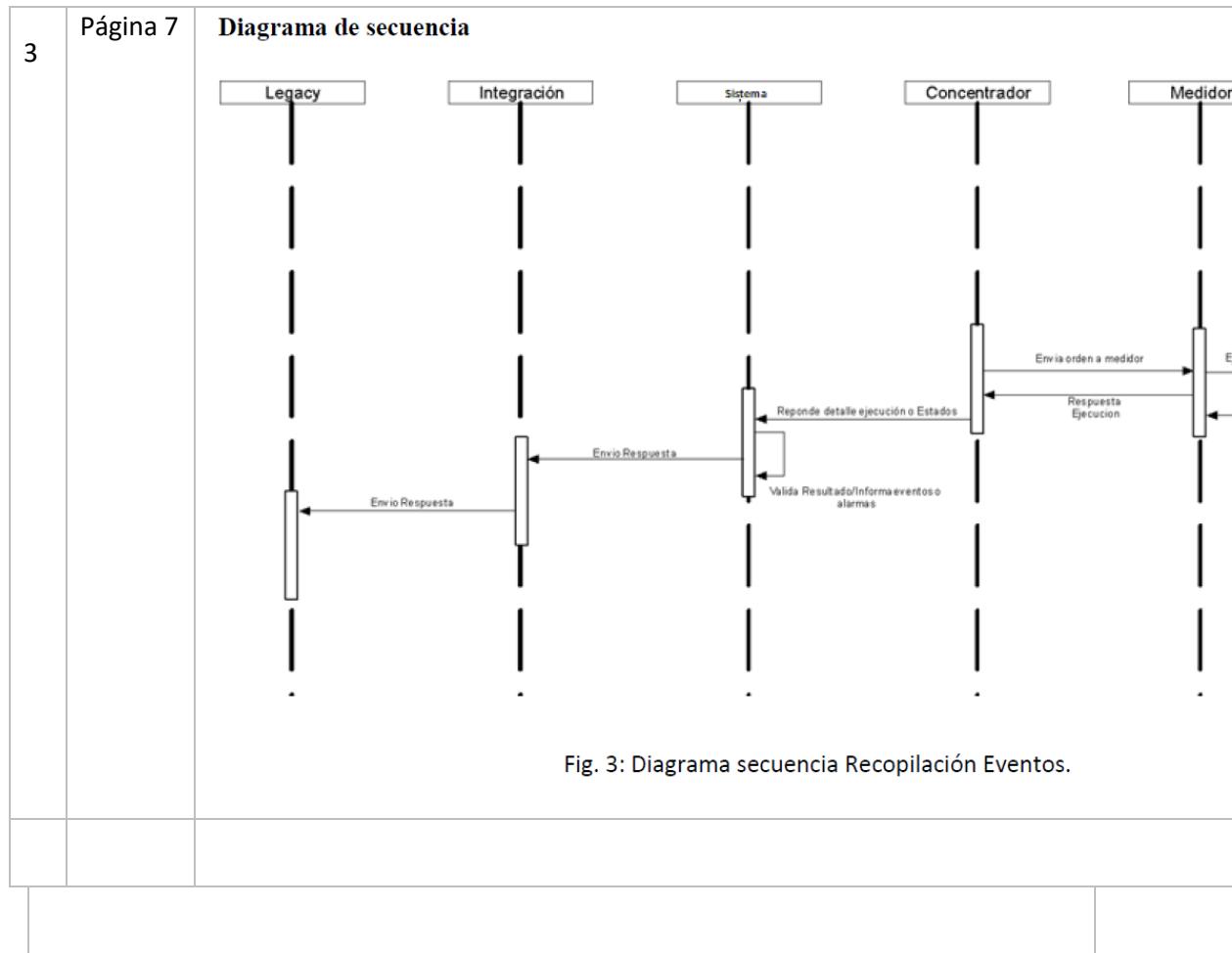


Fig. 3: Diagrama secuencia Recopilación Eventos.

16.1.2.6 ID INODU-12

ID: INODU-12 (Caso 9 Remote Meter Firmware Update_v.3) Actualización Remota Firmware del Medidor rev E		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 2	Este caso de uso describe cómo se puede actualizar el firmware del Medidor Inteligente en forma remota a través de la infraestructura AMI.

16.1.2.7 ID INODU-14

ID: INODU-14

(Caso 11 DW & Utility DOE SG Clearhouse_v.3)

Diseño de almacén de datos y reportes

Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 2	<p>“Resumen</p> <p>El almacén de datos proporciona un mecanismo constante de almacenamiento para integrar datos de sistemas diversos con propósitos de informes y análisis.</p> <p>Descripción</p> <p>El almacén de datos recibe una alimentación regular de información desde sistemas de redes inteligentes a través de la base de datos SGO. Todas estas alimentaciones de datos son procesadas a través de un mecanismo de Extracción, Transformación y Carga (ETL), que lleva a cabo las siguientes operaciones cuando se requiere:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Extrae los elementos de datos de interés • Des-identifica los datos según se requiera • Verifica la calidad de los datos • Informa problemas de datos • Reduce o aumenta los datos en caso necesario • Carga los datos válidos en el almacén • Se asegura que todos los datos sean contabilizados y ninguno esté duplicado. <p>El diseño de la base de datos se optimiza para el análisis e informe, según las mediciones requeridas y los segmentos de datos identificados durante la reunión de requerimientos. Una vez que el almacén ha sido llenado mediante procesos ETL, los informes, análisis y modelado se llevan a cabo mediante el uso de herramientas inteligentes comerciales.</p> <p>Diagrama de interfaces</p> <pre> graph LR A[AMI - HES Base de Datos SGO DB] -- I7 --> B[Almacén y Reportes] B <-- I8 --> C[Partes interesadas] </pre> <p>Fig. 1: Diagrama de interfaces.</p>
2	Página 10	<p>Solución Almacenamiento ODS y Reportería solución Telemedida ENEL Chile.</p> <p>El repositorio de información es alimentado continuamente desde sistemas de medidores y redes inteligentes a través del Almacenamiento Operacional de Datos (ODS).</p>

	<p>Todas estas alimentaciones de datos son procesadas a través de herramientas de Extracción, Transformación y Carga (ETL), que lleva a cabo las siguientes operaciones cuando se requieren:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Extraer información de interés definida para este proceso. • Identifica y califica los datos según se requiera • Valida la calidad de los datos • Informe de problemas de transformación de datos. • Carga los datos válidos en el almacén • Se asegura la consistencia e integridad de la información. <p>El diseño de la base de datos se encuentra optimizado para el análisis e informes conforme a los requerimientos definidos y/o exigidos por los entes externos.</p> <pre> graph LR ETLs[ETLs] --> Fuentes[Extracción de datos Fuentes] Fuentes --> Storage[Almacenamiento Storage] Storage --> DWH[DWH] DWH --> AccesoUser[Acceso Usuario] AccesoUser --> Procesamiento[Procesamiento Data] Procesamiento --> UserFinal[Usuario Final] UserFinal --> Visualizacion[Visualización y Reporte] </pre> <p>Fig.1 Flujo de secuencia adquisición, almacenamiento, procesamiento y visualización de la data.</p>
3	<p>Página 4-5 Secuencia de eventos</p> <p>Las secuencias de eventos, que muestran el orden en que ocurren durante el típico avance de este caso de uso aparecen en la siguiente tabla. El Diagrama de Secuencia que muestra en forma gráfica los eventos aparece inmediatamente después de la tabla.</p>

Tabla 3: Secuencia de eventos

Paso	Evento que lo desencadena	Descripción del proceso	Información de intercambio	Productor o emisor	Receptor	Tipo de mensaje o notas adicionales
1	Actualización periódica de información	Actualización diaria de la de BD SGO al Almacén de Datos y Reportes	Información Actualizada	BD SGO	Almacén de datos y reportes	Mensaje propio de Tecnología
2	Acceso a Almacén de datos y reportes	Solicitud de acceso a Almacén de datos y reportes	Solicitud de Autenticación	Partes Interesadas	Almacén de datos y reportes	Mensaje propio de Tecnología
3		Ingreso de credenciales de acceso	Credenciales validadas	Partes Interesadas	Almacén de datos y reportes	Mensaje propio de Tecnología
4		Acceso a información según perfil de usuario definido	Carga de perfil de usuario	Almacén de datos y reportes	Partes Interesadas	Mensaje propio de Tecnología
5		Consulta a base de datos	Entrega Reporte	Partes Interesadas	Almacén de datos y reportes	Mensaje propio de Tecnología
6		Envío de información	Recepción	Almacén de datos y reportes	Partes Interesadas	Mensaje propio de Tecnología
7		Cierre de sección por inactividad	Sección de trabajo cerrada por inactividad	Almacén de datos y reportes	Almacén de datos y reportes	Mensaje propio de Tecnología

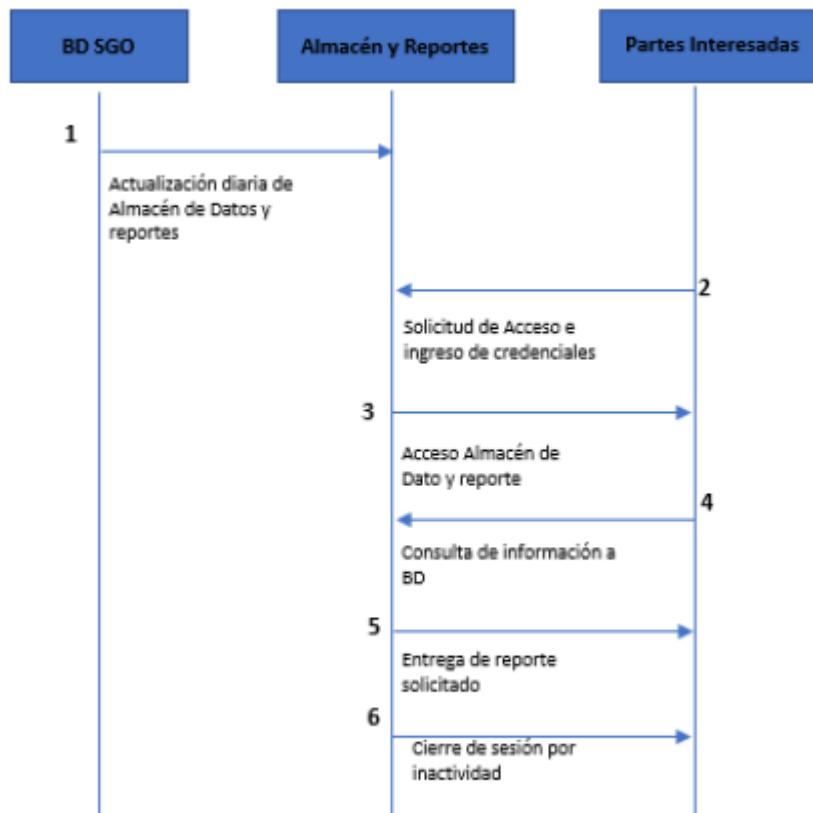


Fig. 2: Diagrama de secuencias.

4	Página 14	Reportes de Monitoreo:
---	--------------	------------------------

		<p>Dentro de la solución se cuenta con herramientas que permiten el desarrollo y personalización de reportes de acuerdo a las necesidades que se planteen en lo largo del periodo y proceso de explotación de datos.</p> <p>Como muestra del tipo de reportes se presenta la siguiente imagen:</p>

Fig. 4: Reportes de Monitoreo.

16.1.2.8 ID INODU-16

ID: INODU-16 (Caso 13 Clock Sync AMI_v.3) Sincronización de reloj Infraestructura AMI			
Nº	Página(s)	Extracto	
1	Página 2	"Resumen	

		<p>Este caso de uso aborda la sincronización horaria del medidor que se encuentra instalado en terreno.</p> <p>Actualmente el caso de sincronización o ClockSync establece un numero de utilidades según establezca el usuario o negocio, horario por defecto al momento de la instalación en sistema o cambio a demanda.</p> <p>Se disponen de módulos para la ejecución de un comando específico para sincronización, al momento de generar la orden, el sistema procede a enviar el mensaje a cada medidor con información horaria de los servidores actualmente utilizados para emitir, capturar y coordinar mensajes provenientes del campo.</p> <p>El ajuste horario puede ser a demanda o planificado según lo requiera la particularidad.</p>
2	Página 3	<p>Los servidores están configurados con hora UTC y el SGO se encarga de la conversión de UTC a hora local antes de ejecutar la actividad de sincronización.</p> <p>NTP es utilizado por el servicio "Windows Time" que se ejecuta en cada servidor del SGO y mantiene la sincronización de fecha y hora.</p> <p>En la base de datos del sistema, tenemos dos tablas se encargan de almacenar los valores de la zona horaria:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Tabla de zona horaria 2. Tabla de horario de verano <p>El SGO toma la hora de los servidores y la zona horaria para calcular la hora local de los concentradores y se sincronizan en cada conexión. El protocolo entre el sistema y los concentradores es TCP. Los concentradores son los responsables de sincronizar con los medidores cada vez que interactúan en una conexión. Así, si hay un desfase, entre los concentradores y el SGO y los medidores con los concentradores, se gatilla un evento el cual es corregido automáticamente o por el usuario de manera demanda y/o planificada.</p>

16.1.2.9 ID INODU-17

ID: INODU-17

(Caso 14 Remote Power Reduction_v.3) Limitación de Potencia Remota a Unidad de Medida rev E		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 2	<p>“Resumen</p> <p>Este caso de uso aborda la necesidad de recopilar información de un medidor en terreno de forma remota. Es por eso que se definen flujos, frecuencia o utilidades del sistema que permitan la ejecución de orden de servicio relacionada con ejecución de un comando de limitación de potencia de suministro.</p> <p>Estos procedimientos que operan actualmente en sistema de gestión y operación para la telemedida concentrada permite la integración y ejecución de las ordenes manteniendo la trazabilidad del proceso, así como también la completa integración de los diferentes sistemas involucrados en el proceso.</p> <p>Este caso de uso aborda los mensajes intercambiados entre Sistema Comercial que actualmente opera Enel distribución y Sistema de Gestión y Operación que permite el control de actividades y gestiones del medidor en terreno.</p>

16.1.2.10 ID INODU-18

ID: INODU-18 (Caso 15 Local Power Reduction_v.3) Limitación de Potencia Local a Unidad de Medida rev D		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 2	<p>“Resumen</p> <p>Este caso de uso aborda la necesidad de realizar la acción de limitación de potencia en el caso de que remotamente no se pueda realizar por los sistemas establecidos para estas funciones en la plataforma de medición inteligente.</p>

16.1.3 Antecedentes Varios

16.1.3.1 ID INODU-118

ID: INODU-118 (ID-001_Mantenimiento Componentes SMMC) Mantenimiento Componentes SMMC Solución ENEL

SMMePLUS		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 3	<p>Descripción</p> <p>El SMMC de Enel Distribución Chile permite gestionar y operar la tecnología de medición inteligente acorde a las exigencias del Anexo Técnico (AT) 2019.</p> <p>Uno de los requisitos fundamentales del AT 2019, es el requisito que tiene relación al mantenimiento de las componentes SMMC. La solución ENEL SMMC, contempla dos tipos de mantenimiento y que involucra principalmente, a las componentes SMMePLUS (SGO), LVM (Unidad Concentrador) y NEXY-M (Unidad de Medida). Dichos mantenimientos son:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Mantenimiento por evento. - Mantenimiento operativo. <p>Mantenimiento por evento</p> <p>Se define como mantenimiento por evento aquel derivado de la actividad de autodiagnóstico del componente, equipo y/o sistema y que ante algún cambio de estado operativo o funcional, se gatilla un evento el cual es recepcionado y monitoreado por SMMePLUS, para el caso del LVM y NEXY-M.</p> <p>Mantenimiento operativo</p> <p>Se define como mantenimiento operativo aquel derivado de las works orders técnicas - comerciales (WO). Si la WO da como resultado algún tipo de error, deben ser atendidas para resolverlas ya que puede afectar el correcto funcionamiento de las componentes del SMMC (LVM y NEXY-M). Las WOs son ejecutadas desde el SMMePlus u otro sistema externo, a través de la capa de integración y cuyo resultados se visualizan en un reporte específico de actividad.</p> <p>Para el caso del sistema SMMePLUS, este es mantenido a través del Service Fabric de Azure (descrito en los documentos “8.SMMePlus - Architecture v4.0” y “9.SMMePlus - Infrastructure - Homologation Chile”), el cual es monitoreado por un equipo de soporte especializado que se rige bajo un contrato global.</p> <p>Para el caso del sistema de comunicaciones y particularmente, al servicio móvil con el operador de servicio, se implementó un sistema de monitoreo que permite recibir el estado de las comunicaciones y realizar el respectivo mantenimiento a los equipos de telecomunicación.</p>

16.1.3.2 ID INODU-119

ID: INODU-119 (ID-002_Características_Funcionales_SMMC)		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página X	

16.1.3.3 ID INODU-120

ID: INODU-120 (ID-003_Gestion_eventos_Alarmas_Starbeat)		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página X	

16.1.3.4 ID INODU-121

ID: INODU-121 (ID-004_Mantenimiento Componentes SMMC_Starbeat)		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 2	<p>El presente documento tiene por objetivo documentar el proceso de mantenimiento de los componentes de la solución comercial del SMMC (en terreno) se sustentada principalmente en los siguientes aparatos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Unidad de medida. • Módem (Router).



Ilustración 1 - "Componentes del SMMC comercial"

Considerando lo anterior, se presentará el proceso de mantenimiento de los componentes:

- SGO: Starbeat.
- Unidad de medida: SL7000/EMH
- Almacén de datos/reportes: Spotfire.

El SMMC permite gestionar y operar la tecnología de medición inteligente acorde a las exigencias del anexo técnico (AT) 2019.

En este caso particular, veremos cómo se realiza el mantenimiento de las componentes del sistema solución comercial punto a punto.

2	Página 4	<p>Detección – Monitoreo a través de Starbeat:</p> <p>[...]</p> <p>b. Reportería Starbeat: Con el objetivo de tener control sobre el estado de los medidores, la solución comercial de Enel cuenta con un servicio de reportería en spotfire, uno de estos reportes es el de comunicaciones, que se encarga de realizar ping de forma constante a los medidores cargados en el sistema.</p> <p>De tal forma que se pueda detectar aquellos medidores que se encuentran inalcanzables o han tenido algún problema de conectividad en el periodo de tiempo consultado.</p>
---	----------	---

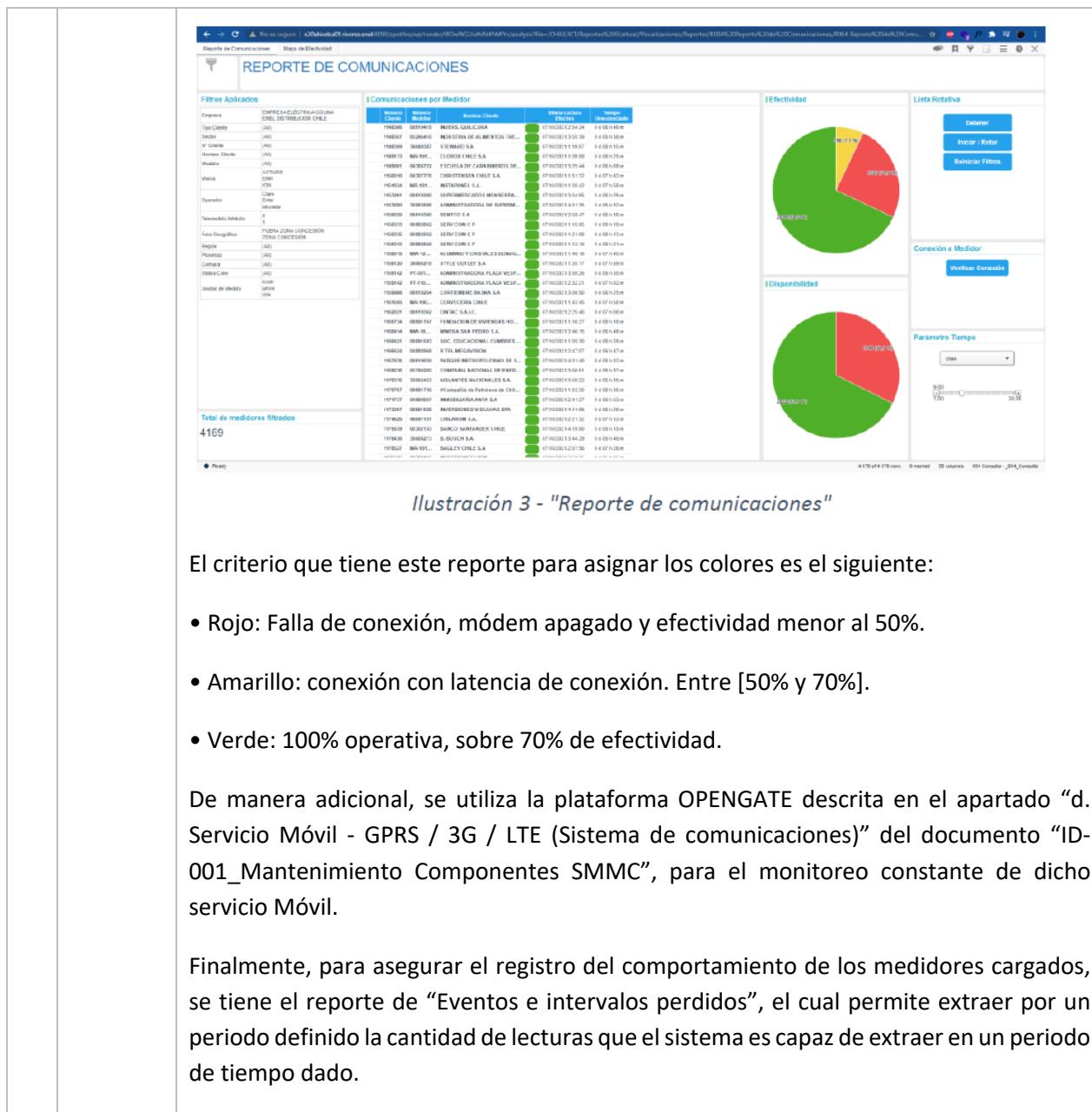


Ilustración 3 - "Reporte de comunicaciones"

El criterio que tiene este reporte para asignar los colores es el siguiente:

- Rojo: Falla de conexión, módem apagado y efectividad menor al 50%.
- Amarillo: conexión con latencia de conexión. Entre [50% y 70%].
- Verde: 100% operativa, sobre 70% de efectividad.

De manera adicional, se utiliza la plataforma OPENGATE descrita en el apartado “d. Servicio Móvil - GPRS / 3G / LTE (Sistema de comunicaciones)” del documento “ID-001_Mantenimiento Componentes SMMC”, para el monitoreo constante de dicho servicio Móvil.

Finalmente, para asegurar el registro del comportamiento de los medidores cargados, se tiene el reporte de “Eventos e intervalos perdidos”, el cual permite extraer por un periodo definido la cantidad de lecturas que el sistema es capaz de extraer en un periodo de tiempo dado.

16.1.3.5 ID INODU-122

ID: INODU-122 (ID-005_Identificación_Clientes_Inyección_Starbeat)		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página X	

16.1.3.6 ID INODU-123

ID: INODU-123 (ID-006_Variables_RTC_Starbeat)		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página X	

16.1.3.7 ID INODU-124

ID: INODU-124 (ID-007_Configuracion_Horaria_Starbeat)		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página X	

16.1.3.8 ID INODU-125

ID: INODU-125 (ID-008_Totalizador_Energia_Starbeat)		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página X	

16.2 Antecedentes relativos a las Unidades de Medida

En general, los proveedores indicados a continuación, y Enel, indican que los siguientes equipos han sido construidos y ensayados de acuerdo con lo especificado en las siguientes Normas y especificaciones técnicas:

16.2.1 EMH**16.2.1.1 ID INODU-26**

ID: INODU-26 (EMH EU Declaration of Conformity 29 Mar 2021)		
Nº	Página(s)	Extracto

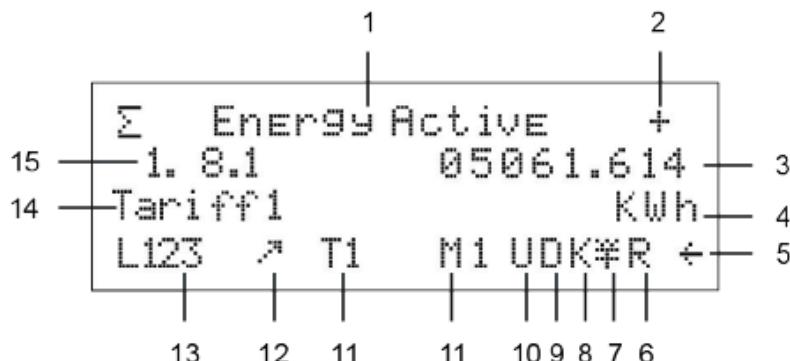
<p>1 Página 1 – Declaración de conformidad con estándares</p>	<p>EU-Konformitätserklärung EU Declaration of Conformity</p> <p>Der Hersteller The manufacturer EMH metring GmbH & Co. KG Nordhäuser Weg 1 19258 Gallin GERMANY</p> <p>erklärt hiermit in alleiniger Verantwortung, dass folgendes Produkt declares under his sole responsibility that the following product</p> <p>Produktbezeichnung: Elektrizitätszähler product name: Electricity meter</p> <p>Typenbezeichnung: LZQJ-XC-... Type designation: LZQJ-XC-...</p> <p>übereinstimmt mit den grundlegenden Anforderungen folgender EU-Richtlinien: conforms to the essential requirements of the following EU directives:</p> <table border="0"> <tr> <td>2014/30/EU</td> <td>Maßgeräte (MID)</td> <td>EU Amtsblatt L 96 Official Journal of the EU L96</td> </tr> <tr> <td>2014/32/EU</td> <td>Measuring instruments (MID)</td> <td>EU Amtsblatt L 96 Official Journal of the EU L96</td> </tr> <tr> <td>2014/30/EU</td> <td>Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)</td> <td>EU Amtsblatt L 96 Official Journal of the EU L96</td> </tr> <tr> <td>2014/31/EU</td> <td>Elektromagnetische Verträglichkeit (EMC)</td> <td>EU Amtsblatt L 96 Official Journal of the EU L96</td> </tr> <tr> <td>2011/65/EU</td> <td>Beschränkung der Verwendung bestimmter gefährlicher Stoffe (RoHS)</td> <td>EU Amtsblatt L 174 Official Journal of the EU L774</td> </tr> <tr> <td>2017/68/EU</td> <td>Restiction of the use of certain hazardous substances (RoHS)</td> <td>EU Amtsblatt L 174 Official Journal of the EU L774</td> </tr> </table> <p>Im Rahmen der MID wurde die Konformität des Baumusters (Modul B) festgestellt und Within the scope of the MID, the conformity of the sample (Module B) was determined and die Konformitätsbewertung wurde nach Modul D durch den Hersteller vorgenommen: the conformity assessment was performed by the manufacturer according to annex D.</p> <table border="0"> <thead> <tr> <th></th> <th>Modul B (annex B)</th> <th>Modul D (annex D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Benannte Stelle (Name/Nummer): Named body (name/number):</td> <td>NMI/0122</td> <td>PTB/0102</td> </tr> <tr> <td>Zertifiz.-Nr./Nr.: Certificate number:</td> <td>T10068</td> <td>DE-M-AQ-PTB026</td> </tr> </tbody> </table> <p>Es wurden die folgenden harmonisierten Normen angewendet: The following harmonized standards were applied:</p> <table border="0"> <thead> <tr> <th>EMV (EN61000)</th> <th>RoHS:</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>EN 50470-1:2008</td> <td>EN 62052-11:2003+A1:2017</td> </tr> <tr> <td>EN 50470-3:2008</td> <td>EN 62053-21:2003+A1:2017</td> </tr> <tr> <td></td> <td>EN 62053-22:2003+A1:2017</td> </tr> <tr> <td></td> <td>EN 62053-23:2003+A1:2017</td> </tr> <tr> <td></td> <td>EN 62053-24:2015+A1:2017</td> </tr> <tr> <td></td> <td>EN 65032:2015+A11:2020</td> </tr> </tbody> </table> <p>Ort, Datum: Place, Date: <i>[Signature]</i> Gallin, 29 MAR 2021</p> <p>Dipl.-Ing. Norbert Malek Geschäftsführer Managing director</p> 	2014/30/EU	Maßgeräte (MID)	EU Amtsblatt L 96 Official Journal of the EU L96	2014/32/EU	Measuring instruments (MID)	EU Amtsblatt L 96 Official Journal of the EU L96	2014/30/EU	Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)	EU Amtsblatt L 96 Official Journal of the EU L96	2014/31/EU	Elektromagnetische Verträglichkeit (EMC)	EU Amtsblatt L 96 Official Journal of the EU L96	2011/65/EU	Beschränkung der Verwendung bestimmter gefährlicher Stoffe (RoHS)	EU Amtsblatt L 174 Official Journal of the EU L774	2017/68/EU	Restiction of the use of certain hazardous substances (RoHS)	EU Amtsblatt L 174 Official Journal of the EU L774		Modul B (annex B)	Modul D (annex D)	Benannte Stelle (Name/Nummer): Named body (name/number):	NMI/0122	PTB/0102	Zertifiz.-Nr./Nr.: Certificate number:	T10068	DE-M-AQ-PTB026	EMV (EN61000)	RoHS:	EN 50470-1:2008	EN 62052-11:2003+A1:2017	EN 50470-3:2008	EN 62053-21:2003+A1:2017		EN 62053-22:2003+A1:2017		EN 62053-23:2003+A1:2017		EN 62053-24:2015+A1:2017		EN 65032:2015+A11:2020
2014/30/EU	Maßgeräte (MID)	EU Amtsblatt L 96 Official Journal of the EU L96																																								
2014/32/EU	Measuring instruments (MID)	EU Amtsblatt L 96 Official Journal of the EU L96																																								
2014/30/EU	Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)	EU Amtsblatt L 96 Official Journal of the EU L96																																								
2014/31/EU	Elektromagnetische Verträglichkeit (EMC)	EU Amtsblatt L 96 Official Journal of the EU L96																																								
2011/65/EU	Beschränkung der Verwendung bestimmter gefährlicher Stoffe (RoHS)	EU Amtsblatt L 174 Official Journal of the EU L774																																								
2017/68/EU	Restiction of the use of certain hazardous substances (RoHS)	EU Amtsblatt L 174 Official Journal of the EU L774																																								
	Modul B (annex B)	Modul D (annex D)																																								
Benannte Stelle (Name/Nummer): Named body (name/number):	NMI/0122	PTB/0102																																								
Zertifiz.-Nr./Nr.: Certificate number:	T10068	DE-M-AQ-PTB026																																								
EMV (EN61000)	RoHS:																																									
EN 50470-1:2008	EN 62052-11:2003+A1:2017																																									
EN 50470-3:2008	EN 62053-21:2003+A1:2017																																									
	EN 62053-22:2003+A1:2017																																									
	EN 62053-23:2003+A1:2017																																									
	EN 62053-24:2015+A1:2017																																									
	EN 65032:2015+A11:2020																																									

16.2.1.2 ID INODU-39

ID: INODU-39		
EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020)		
Nº	Página(s)	Extracto

1	Página(s) 8 - 11 – LC-displays	<p>LC-displays</p> <p>a) VDEW-display</p> <p>The diagram illustrates a VDEW LCD display with the following components and controls:</p> <ul style="list-style-type: none"> Display Area: Shows energy values in four main digits (T1-T4) and four sub-digits (M1-M4). Control Buttons: <ul style="list-style-type: none"> RL: Right Arrow CLOCK: Left Arrow SET: Up Arrow MAN: Down Arrow INST: Left Arrow PWR: Right Arrow Unit Indicators: Located above the display, indicating the measured energy type. Communication Indicator: A symbol indicating communication status. Phase Sequence Indicator: A symbol indicating phase sequence status. Battery Status: Two symbols indicating battery status: full voltage and power reserve exhausted. Power Direction Symbols: Four symbols representing power quadrants (1, 2, 3, 4) with arrows indicating energy flow direction.
		<ol style="list-style-type: none"> 1. The operation indicator shows the energy direction currently measured by the meter (supply/drawing of active power, inductive/capacitive reactive power). If there is a consumer current flowing, the energy direction arrows show in which quadrant the value is measured. E.g.: <ul style="list-style-type: none"> 1. quadrant +P/+Q 2. quadrant -P/+Q 3. quadrant -P/-Q 4. quadrant +P/-Q 2. The battery status display shows the remaining capacity of the read-out battery resp. of the power reserve of the real-time clock. <ul style="list-style-type: none"> = Full voltage, in this case the real-time clock is buffered. = Power reserve exhausted and no read-out battery present, buffering of the real-time clock not possible. 3. The communication indicator lights continuously when there is communication with the meter via the data interface (optical or electrical). The indicator flashes if the parametrisation status is active. 4. The phase indicator signalises the connection with the individual phase voltages. In case of wrong phase sequence all 3 symbols flash. 5. The unit is indicated corresponding to the measured energy type or the displayed measured value.

	<p>6. In the additional cursor field the operational status of the meter is indicated. The arrows show if a manipulation or an installation error has been registered or if the power threshold has been exceeded.</p> <p>MAN The cursor is active, if a manipulation at the terminal cover, the housing cover or by magnetic influences has been registered.</p> <p>INST The cursor is active, if an entry in the installation check register has been registered.</p> <p>PWR The cursor is active, if the power threshold set in the meter has been exceeded.</p>
	<p>7. In the standard cursor field the operational status of the meter is indicated. The arrows show which tariff and which maximum demand channels are active and how the meter is controlled (via clock or ripple control receiver).</p> <p>T1 - T4 Tariff information for energy. All tariff registers which can be activated are displayed on the nameplate.</p> <p>M1 - M4 Tariff information for maximum demand. All maximum demand registers which can be activated are displayed on the nameplate.</p> <p>RCR The cursor flashes, if the internal ripple control receiver is active and ready-to-receive. The cursor is continuously active, if the internal ripple control receiver receives a telegram.</p> <p>RL The cursor flashes while the reset inhibition is activated.</p> <p>CLOCK The cursor is active, if the internal device clock controls the tariff device.</p> <p>SET The cursor is active, if the meter is in the set mode.</p>
	<p>8. In the value area the measured values are indicated.</p>
	<p>9. In the code area the measured values are defined according to the OBIS key. The display is able to display all six value groups.</p>

b) 4-line display

1. In the **comment text** the displayed values are described in clear text.
2. The **energy direction indicator** shows the direction of the measured energy (+ for drawing, - for supply).
3. In the **value area** the measured values are indicated.
4. The **unit** is indicated corresponding to the measured energy type or the displayed measured value.
5. The symbol for the **reset inhibition** flashes if the reset inhibition is active.
6. If the meter is equipped with a **ripple control receiver**, this is indicated by a flashing R. When this symbol is continuously active, the meter receives a ripple control signal.
7. The **DCF status symbol** shows the current status of the DCF77 antenna:

No symbol	<i>no reception</i>
Symbol flashes	<i>reception, but the RTC is not yet synchronised with the DCF77 receiver</i>
Symbol continuously active	<i>reception, but the RTC has been synchronised with the DCF77 receiver</i>
8. The symbol for **setting/parameterisation** is active when values are changed in the set mode.

	<p>9. The symbol for the data read-out appears when data is sent to the meter or when the meter sends data to the PC.</p> <p>10. The symbol for the clock control shows if the tariff control of the meter is controlled by the internal clock.</p> <p>11. The tariff information shows the currently active energy tariff or the maximum tariff.</p> <p>12. The quadrant information shows in which quadrant, depending on the lead, is measured at the moment</p> <table border="0"> <tbody> <tr> <td></td><td><i>1st quadrant</i></td><td>$+P/+Q$</td><td>\Rightarrow</td><td>$+P, no load Q$</td></tr> <tr> <td></td><td><i>2nd quadrant</i></td><td>$-P/+Q$</td><td>\Leftarrow</td><td>$-P, no load Q$</td></tr> <tr> <td></td><td><i>3rd quadrant</i></td><td>$-P/-Q$</td><td>\Uparrow</td><td><i>no load P, +Q</i></td></tr> <tr> <td></td><td><i>4th quadrant</i></td><td>$+P/-Q$</td><td>\Downarrow</td><td><i>no load P, -Q</i></td></tr> <tr> <td></td><td></td><td></td><td>■</td><td><i>no load P, Q</i></td></tr> </tbody> </table> <p>13. The phase indicator signalises the connection with the individual phase voltages. Possible displays are:</p> <table border="0"> <tbody> <tr> <td>L1</td><td><i>L1 available</i></td><td>L13</td><td><i>L1, L3 available</i></td></tr> <tr> <td>L2</td><td><i>L2 available</i></td><td>L23</td><td><i>L2, L3 available</i></td></tr> <tr> <td>L3</td><td><i>L3 available</i></td><td>L123</td><td><i>L1, L2, L3 available</i></td></tr> <tr> <td>L12</td><td><i>L1, L2 available</i></td><td>L123</td><td><i>flashing: L1, L2, L3 available, rotating field is counter-clockwise</i></td></tr> </tbody> </table> <p>14. The tab display indicates which tab the displayed value comes from.</p> <p>15. In the code number area the measured values are defined by reference to the OBIS code.</p>		<i>1st quadrant</i>	$+P/+Q$	\Rightarrow	$+P, no load Q$		<i>2nd quadrant</i>	$-P/+Q$	\Leftarrow	$-P, no load Q$		<i>3rd quadrant</i>	$-P/-Q$	\Uparrow	<i>no load P, +Q</i>		<i>4th quadrant</i>	$+P/-Q$	\Downarrow	<i>no load P, -Q</i>				■	<i>no load P, Q</i>	L1	<i>L1 available</i>	L13	<i>L1, L3 available</i>	L2	<i>L2 available</i>	L23	<i>L2, L3 available</i>	L3	<i>L3 available</i>	L123	<i>L1, L2, L3 available</i>	L12	<i>L1, L2 available</i>	L123	<i>flashing: L1, L2, L3 available, rotating field is counter-clockwise</i>	
	<i>1st quadrant</i>	$+P/+Q$	\Rightarrow	$+P, no load Q$																																							
	<i>2nd quadrant</i>	$-P/+Q$	\Leftarrow	$-P, no load Q$																																							
	<i>3rd quadrant</i>	$-P/-Q$	\Uparrow	<i>no load P, +Q</i>																																							
	<i>4th quadrant</i>	$+P/-Q$	\Downarrow	<i>no load P, -Q</i>																																							
			■	<i>no load P, Q</i>																																							
L1	<i>L1 available</i>	L13	<i>L1, L3 available</i>																																								
L2	<i>L2 available</i>	L23	<i>L2, L3 available</i>																																								
L3	<i>L3 available</i>	L123	<i>L1, L2, L3 available</i>																																								
L12	<i>L1, L2 available</i>	L123	<i>flashing: L1, L2, L3 available, rotating field is counter-clockwise</i>																																								
2	Página 2	<p>Maintenance and warranty information</p> <p>The devices are maintenance-free. In case of damage (e. g. due to transportation, storage) no repairs may be carried out independently. If a defect is caused by external influences (e.g. lightning, water, fire, extreme temperatures and weather conditions) or by incorrect or negligent use or handling, the warranty claim and Declaration of Conformity become invalid. The same applies if seals are broken.</p> <p>Only authorised personnel are allowed to break the sealing!</p>																																									

3	Páginas 6-7	<h3>Nameplate</h3> <p>The diagram shows a detailed view of a nameplate for a Direct connected meter. The plate is divided into several sections:</p> <ul style="list-style-type: none"> Top Section: Includes the manufacturer's logo (EMH), address (DIN-Messgeräte GmbH & Co. KG, Neuwaldegg Ring 1, 19350 GALLUS, GERMANY), serial number (Nr. 12345678), year of construction (2020), and the text "Made In Germany". Middle Section: Describes the meter as a "Direct connected meter" with type code "LZQJ-XC S1EV-A0-GPB-LC-080014-F50/Q". It specifies "3x230/400 V", "0,25-5(100) A", and "50 Hz". Accuracy classes are listed as "P: CL B" and "Q: CL 2". Bottom Section: Contains tables for OBIS identification and measuring units. Bottom Left: Safety and instruction notes, including a CE mark, model number (M20 0102 DE-M 20 0102), and approval codes (TSE005E 3K8 DE-19-M-PTB-0060 OVC II (4kV)). Bottom Right: Meter connection notes, showing terminal assignments (e.g., L1, L2, L3, N, PE) and connection diagrams. <p>Numbered callouts point to specific parts of the nameplate:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1 - Serial number 2 - Year of construction 3 - Test-LED for reactive power (only LZQJ-XC) 4 - Optical call-up sensor 5 - Test-LED for active power 6 - Registered quadrants 7 - Accuracy class 8 - OBIS-index of the most important registers 9 - Product standard 10 - Utilisation category 11 - Excess voltage category 12 - Space for ownership inscription 13 - Meter connection notes 14 - Temperature class according to EN 60721-3-3 15 - Conformity and approval mark 16 - Safety and instruction notes 17 - Voltage, current, frequency 18 - Type and type code
---	-------------	---

16.2.1.3 ID INODU-40

ID: INODU-40 (EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35))		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 1 – Correspondencia de Estándares	<p>DIN 43857-2: Watthour meters in moulded insulation case without instrument transformers, up to 60 A rated maximum current; principal dimensions for polyphase</p> <p>DIN 66348-1: Interfaces and basic data link control procedures for serial measurement data communication; start-stop-transmission, point-to-point connection</p> <p>EN 50470-1: Electricity metering equipment (a.c.) – Part 1: General requirements, tests and test conditions – Metering equipment (class indexes A, B and C)</p> <p>EN 50470-3: Electricity metering equipment (a.c.) – Part 3: Particular requirements – Static meters for active energy (class indexes A, B and C)</p> <p>IEC 61000-....: Electromagnetic compatibility (EMC)</p> <p>IEC 60529: Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)</p> <p>IEC 62052-11: Electricity metering equipment (AC) – General requirements, tests and test conditions – Part 11: Metering equipment</p> <p>IEC 62052-21: Electricity metering equipment (AC) – General requirements, tests and test conditions – Part 21: Tariff and load control equipment</p> <p>IEC 62052-31: Electricity metering equipment (AC) – General requirements, tests and test conditions – Part 31: Product safety requirements and tests</p> <p>IEC 62053-21: Electricity metering equipment – Particular requirements – Part 21: Static meters for active energy (classes 1 and 2)</p> <p>IEC 62053-22: Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 22: Static meters for active energy (classes 0.2 S and 0.5 S)</p> <p>IEC 62053-23: Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 23: Static meters for reactive energy (classes 2 and 3)</p> <p>IEC 62056-21: Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 21: Direct local data exchange</p>

		<p>IEC 62056-46: Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 46: Data link layer using HDLC-protocol</p> <p>IEC 62056-53: Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 53: COSEM application layer</p> <p>IEC 62056-61: Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 61: Object identification system (OBIS)</p> <p>IEC 62056-62: Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 62: Interface classes</p> <p>ITU-T V.11: Electrical characteristics for balanced double-current interchange circuits operating at data signalling rates up to 10 Mbit/s</p> <p>TIA/EIA-485: Electrical Characteristics of Generators and Receivers for Use in Balanced Digital Multipoint Systems</p> <p>ITU-T V.24: List of definitions for interchange circuits between data terminal equipment (DTE) and data circuit-terminating equipment (DCE)</p> <p>ITU-T V.28: Electrical characteristics for unbalanced double-current interchange circuits</p>
2	Página 1	<p>Additional equipment features of the LZQJ-XC:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Recording of instantaneous values: P, Q, S (per phase and total), U, I, power factor, mains frequency, phase failures. • Installation check Possible via instantaneous values (service data): Buffer battery Replaceable battery for reading out the meter via the optical interface and reading the display in the absence of voltage. • Manipulation detection Opening of the terminal cover and the meter cover as well as interference from magnetic fields: Network analysis Monitoring of U, I, THD, f, flicker, harmonic as per DIN EN 50160. • Designed as per VDEW specifications 2.1 • Plug-in communication modules • Replaceable read-out battery • Network analysis as per DIN EN 50160 • DLMS and communication as per DIN EN 62056-21

3	Página 2 - comunicaciones	<p>Data interfaces</p> <ul style="list-style-type: none"> Optical data interface – Optical data interface D0 Electrical data interface – CL0, RS232 or RS485 Data protocols – IEC 62056-21 or DLMS Maximum transfer rate – 19200 baud (fixed or C/E mode) <p>Communication modules (plug-in)</p> <ul style="list-style-type: none"> Modem – LTE, GSM/GPRS, Ethernet Interface module – RS232, RS485 Data protocols – IEC 62056-21 or DLMS Maximum transfer rate – 19200 baud (fixed or C/E mode) 																																										
4	Página 2 – Real time clock	<ul style="list-style-type: none"> Within ± 5 ppm Via data interfaces, control input or DCF module > 20 years/approx. 6 days (150 hours) <table border="1" data-bbox="442 882 1428 952"> <tr> <td data-bbox="442 882 652 952">Real time clock</td> <td data-bbox="652 882 946 952">Running accuracy Synchronisation Power reserve of battery/capacitor</td> <td data-bbox="946 882 1428 952">Within ± 5 ppm Via data interfaces, control input or DCF mod > 20 years/approx. 6 days (150 hours)</td> </tr> </table>	Real time clock	Running accuracy Synchronisation Power reserve of battery/capacitor	Within ± 5 ppm Via data interfaces, control input or DCF mod > 20 years/approx. 6 days (150 hours)																																							
Real time clock	Running accuracy Synchronisation Power reserve of battery/capacitor	Within ± 5 ppm Via data interfaces, control input or DCF mod > 20 years/approx. 6 days (150 hours)																																										
5	Página 2 – Tensiones de servicio y clases de precisión	<table border="1" data-bbox="442 973 1356 1136"> <tr> <td data-bbox="442 973 489 1015">Voltage</td> <td data-bbox="489 973 605 1015">4-conductor meter</td> <td data-bbox="605 973 784 1015">Direct metering version 5(60) A, 10(60) A, 5(100) A, 10(100) A 3 x 127/220 V, ... 3 x 240/415 V</td> <td data-bbox="784 973 899 1015">Transformer version CL B (Cl. 1)</td> <td data-bbox="899 973 1078 1015">3 x 5(60) V, ... 3 x 240(415) V (optional 3 x 127/220 V, ... 3 x 277/480 V) or up to 3 x 400/690 V</td> <td data-bbox="1078 973 1192 1015">High precision meter Cl. C (Cl. 0.5 S)</td> <td data-bbox="1192 973 1356 1015">3 x 5(60) V, ... 3 x 240(415) V (optional 3 x 127/220 V, ... 3 x 277/480 V) or up to 3 x 400/690 V</td> </tr> <tr> <td data-bbox="442 1015 489 1058">Current</td> <td data-bbox="489 1015 605 1058">3-conductor meter</td> <td data-bbox="605 1015 784 1058">—</td> <td data-bbox="784 1015 899 1058">3 x 127/220 V, ... 3 x 240(415) V or up to 3 x 400/690 V</td> <td data-bbox="899 1015 1078 1058">3 x 127/220 V, ... 3 x 240(415) V or up to 3 x 400/690 V</td> <td data-bbox="1078 1015 1192 1058">3 x 127/220 V, ... 3 x 240(415) V or up to 3 x 400/690 V</td> <td data-bbox="1192 1015 1356 1058">3 x 127/220 V, ... 3 x 240(415) V or up to 3 x 400/690 V</td> </tr> <tr> <td data-bbox="442 1058 489 1100">Utilisation category</td> <td data-bbox="489 1058 605 1100">2-conductor meter (for 16.7 Hz)</td> <td data-bbox="605 1058 784 1100">—</td> <td data-bbox="784 1058 899 1100">—</td> <td data-bbox="899 1058 1078 1100">100 V, 240 V</td> <td data-bbox="1078 1058 1192 1100">100 V, 240 V</td> <td data-bbox="1192 1058 1356 1100">100 V, 240 V</td> </tr> <tr> <td data-bbox="442 1100 489 1142">Frequency Accuracy</td> <td data-bbox="489 1100 605 1142">UC (utilisation category) as per EN 62052-31</td> <td data-bbox="605 1100 784 1142">5(60) A, 10(60) A, UC1</td> <td data-bbox="784 1100 899 1142">5(100) A, 10(100) A, UC2</td> <td data-bbox="899 1100 1078 1142">1(6) A, 10(10) A, 5(A), 1(A), 5(20) A</td> <td data-bbox="1078 1100 1192 1142">1(6) A, 10(10) A, 5(A), 1(A), 5(20) A</td> <td data-bbox="1192 1100 1356 1142">1(6) A, 10(10) A, 5(A), 1(A), 5(20) A</td> </tr> <tr> <td data-bbox="442 1142 489 1184">Frequency Accuracy</td> <td data-bbox="489 1142 605 1184">Active energy</td> <td data-bbox="605 1142 784 1184">50 Hz, 60 Hz</td> <td data-bbox="784 1142 899 1184">50 Hz, 60 Hz, 10.7 Hz</td> <td data-bbox="899 1142 1078 1184">Cl. B (Cl. 1)</td> <td data-bbox="1078 1142 1192 1184">Cl. C (Cl. 0.5 S)</td> <td data-bbox="1192 1142 1356 1184">50 Hz, 60 Hz, 10.7 Hz</td> </tr> <tr> <td data-bbox="442 1184 489 1227"></td> <td data-bbox="489 1184 605 1227">Reactive energy</td> <td data-bbox="605 1184 784 1227">Cl. A (Cl. 2), optionally Cl. B (Cl. 1)</td> <td data-bbox="784 1184 899 1227">Cl. 3, optionally Cl. 2</td> <td data-bbox="899 1184 1078 1227">Cl. 2</td> <td data-bbox="1078 1184 1192 1227">1% (Cl. 15)</td> <td data-bbox="1192 1184 1356 1227">Cl. 0.2 S 0.5 % (Cl. 0.5 S)</td> </tr> </table>	Voltage	4-conductor meter	Direct metering version 5(60) A, 10(60) A, 5(100) A, 10(100) A 3 x 127/220 V, ... 3 x 240/415 V	Transformer version CL B (Cl. 1)	3 x 5(60) V, ... 3 x 240(415) V (optional 3 x 127/220 V, ... 3 x 277/480 V) or up to 3 x 400/690 V	High precision meter Cl. C (Cl. 0.5 S)	3 x 5(60) V, ... 3 x 240(415) V (optional 3 x 127/220 V, ... 3 x 277/480 V) or up to 3 x 400/690 V	Current	3-conductor meter	—	3 x 127/220 V, ... 3 x 240(415) V or up to 3 x 400/690 V	3 x 127/220 V, ... 3 x 240(415) V or up to 3 x 400/690 V	3 x 127/220 V, ... 3 x 240(415) V or up to 3 x 400/690 V	3 x 127/220 V, ... 3 x 240(415) V or up to 3 x 400/690 V	Utilisation category	2-conductor meter (for 16.7 Hz)	—	—	100 V, 240 V	100 V, 240 V	100 V, 240 V	Frequency Accuracy	UC (utilisation category) as per EN 62052-31	5(60) A, 10(60) A, UC1	5(100) A, 10(100) A, UC2	1(6) A, 10(10) A, 5(A), 1(A), 5(20) A	1(6) A, 10(10) A, 5(A), 1(A), 5(20) A	1(6) A, 10(10) A, 5(A), 1(A), 5(20) A	Frequency Accuracy	Active energy	50 Hz, 60 Hz	50 Hz, 60 Hz, 10.7 Hz	Cl. B (Cl. 1)	Cl. C (Cl. 0.5 S)	50 Hz, 60 Hz, 10.7 Hz		Reactive energy	Cl. A (Cl. 2), optionally Cl. B (Cl. 1)	Cl. 3, optionally Cl. 2	Cl. 2	1% (Cl. 15)	Cl. 0.2 S 0.5 % (Cl. 0.5 S)
Voltage	4-conductor meter	Direct metering version 5(60) A, 10(60) A, 5(100) A, 10(100) A 3 x 127/220 V, ... 3 x 240/415 V	Transformer version CL B (Cl. 1)	3 x 5(60) V, ... 3 x 240(415) V (optional 3 x 127/220 V, ... 3 x 277/480 V) or up to 3 x 400/690 V	High precision meter Cl. C (Cl. 0.5 S)	3 x 5(60) V, ... 3 x 240(415) V (optional 3 x 127/220 V, ... 3 x 277/480 V) or up to 3 x 400/690 V																																						
Current	3-conductor meter	—	3 x 127/220 V, ... 3 x 240(415) V or up to 3 x 400/690 V	3 x 127/220 V, ... 3 x 240(415) V or up to 3 x 400/690 V	3 x 127/220 V, ... 3 x 240(415) V or up to 3 x 400/690 V	3 x 127/220 V, ... 3 x 240(415) V or up to 3 x 400/690 V																																						
Utilisation category	2-conductor meter (for 16.7 Hz)	—	—	100 V, 240 V	100 V, 240 V	100 V, 240 V																																						
Frequency Accuracy	UC (utilisation category) as per EN 62052-31	5(60) A, 10(60) A, UC1	5(100) A, 10(100) A, UC2	1(6) A, 10(10) A, 5(A), 1(A), 5(20) A	1(6) A, 10(10) A, 5(A), 1(A), 5(20) A	1(6) A, 10(10) A, 5(A), 1(A), 5(20) A																																						
Frequency Accuracy	Active energy	50 Hz, 60 Hz	50 Hz, 60 Hz, 10.7 Hz	Cl. B (Cl. 1)	Cl. C (Cl. 0.5 S)	50 Hz, 60 Hz, 10.7 Hz																																						
	Reactive energy	Cl. A (Cl. 2), optionally Cl. B (Cl. 1)	Cl. 3, optionally Cl. 2	Cl. 2	1% (Cl. 15)	Cl. 0.2 S 0.5 % (Cl. 0.5 S)																																						

Página 2 - Características

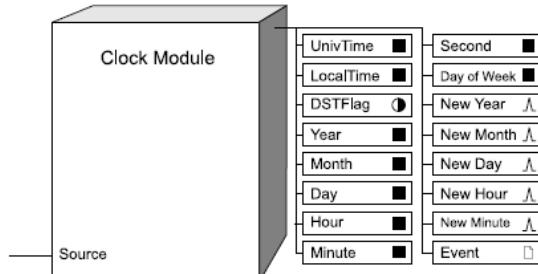
		Current reading version EN60 A, 10(60) A, 10(100) A UC utilization category according to IEC6202-31	Transfer version EN 60 A, 10(60) A UC1 UC2	High precision meter CL C (0.0.8)	High precision meter CL B (0.8.8)
Voltage	4-conductor meter	3 x 127/220 V, 3 x 240/415 V	3 x 58/100 V, 3 x 240/415 V optionally 3 x 57.1/100, 3 x 277/480 V or up to 1400 V or up to 3 x 415 V or up to 3 x 690 V 1200 V	3 x 58/100 V, 3 x 240/415 V optionally 3 x 57.1/100, 3 x 277/480 V or up to 1400 V or up to 3 x 415 V or up to 3 x 690 V 1200 V	3 x 58/100 V, 3 x 240/415 V optionally 3 x 57.1/100, 3 x 277/480 V or up to 1400 V or up to 3 x 415 V or up to 3 x 690 V 1200 V
Current	3-conductor meter	—	—	—	—
	2-conductor meter (for 16.7 Hz)	—	—	—	—
Utilization category	UC utilization category according to IEC6202-31	5(60) A, 10(60) A UC1 UC2	5(100) A, 10(100) A UC1 UC2	1(6) A, 1(10) A, 1(10) A, 5(20) A	1(6) A, 1(10) A, 1(10) A, 5(20) A
Frequency	50 Hz, 60 Hz	50 Hz, 60 Hz, 16.7 Hz	50 Hz, 60 Hz, 16.7 Hz	50 Hz, 60 Hz, 16.7 Hz	50 Hz, 60 Hz, 16.7 Hz
Accuracy	Class A (0.2), optionally Class B (0.1) Class C, optionally Class D	Class A (0.2), Class B (0.1)	Class A (0.2), Class B (0.1)	Class C (0.2.8) 1% DC, 0.2	Class C (0.2.8) 0.5% (0.2.5.0)
Measuring system	Designation	Compensated transformer	Compensated transformer	Compensated transformer	Compensated transformer
	Measuring types	Active energy Reactive energy	Active energy Reactive energy	—	—
	Additions	+R ₁ , R ₂ , R ₃ , R ₄ , S, Ah, kWh, Ph	—	—	—
Pulse values	LED status (red/green) Output (pulse/kWh/kWh)	500, 1 000 (type-specific) 250, 500 (type-specific)	10 000, 100 000 (type-specific) 5 000, 50 000 (type-specific)	10 000, 100 000 (type-specific) 5 000, 50 000 (type-specific)	10 000, 100 000 (type-specific) 5 000, 50 000 (type-specific)
	Output (pulse/kWh/kWh)	After calibration by means of log creation during calibration	After calibration by means of log creation during calibration	After calibration by means of log creation during calibration	After calibration by means of log creation during calibration
Energy register	Maximum quantity	32 tariff tabs, 16 previous tabs without limit, 19 previous tabs each	32 tariff tabs, 16 previous tabs without limit, 19 previous tabs each	32 tariff tabs, 16 previous tabs each	32 tariff tabs, 16 previous tabs each
	Maximum quantity	32	32	32	32
Load profile	Maximum number of channels	Up to 3 years for 1 channel Regulation period 1 min	Up to 3 years for 1 channel Regulation period 1 min	Up to 3 years for 1 channel Regulation period 1 min	Up to 3 years for 1 channel Regulation period 1 min
	Typ. memory depth for 1 channel	1, 5, 10, 15, 30, 60 min, adjustable	1, 5, 10, 15, 30, 60 min, adjustable	1, 5, 10, 15, 30, 60 min, adjustable	1, 5, 10, 15, 30, 60 min, adjustable
	Recording time	Power, energy, energy feed	Power, energy, energy feed	Power, energy, energy feed	Power, energy, energy feed
Real time clock	Real time clock	Via data interfaces, control input or DCF module	Via data interfaces, control input or DCF module	Via data interfaces, control input or DCF module	Via data interfaces, control input or DCF module
	Synchronization	Power reference of battery/capacitor	Power reference of battery/capacitor	Power reference of battery/capacitor	Power reference of battery/capacitor
	Power reference of battery/capacitor	> 20 years (approx. 6 days = 160 hours)	> 20 years (approx. 6 days = 160 hours)	> 20 years (approx. 6 days = 160 hours)	> 20 years (approx. 6 days = 160 hours)
Remote control receiver	Control inputs	—	All common types	All common types	All common types
	Control inputs	max. 5 inputs possible in total	max. 2 max. 8 (max. 10 inputs possible in total)	max. 10 inputs possible in total	max. 10 inputs possible in total
	Control inputs	Voltage-free in EEPROM, at least 10 years	Voltage-free in EEPROM, at least 10 years	Voltage-free in EEPROM, at least 10 years	Voltage-free in EEPROM, at least 10 years
Data preservation	Display	Version	—	—	—
	Display	Number of digits Number of decimal places	—	—	—
	Display	Resolution	—	—	—
	Display	Display of the presence of voltage	—	—	—
Operation	Mechanical buttons	For calling and resetting the display (sealable under module flap)	For calling and resetting the display (sealable under module flap)	For calling and resetting the display (sealable under module flap)	For calling and resetting the display (sealable under module flap)
	Data interfaces	Optical data interface	Optical data interface DO	Optical data interface DO	Optical data interface DO
	Data interfaces	Electrical data interface	CLD_R323 or RS485	RS485	RS485
	Data interfaces	RS485	RS485	RS485	RS485
	Communication modules (plug-in)	Maximum transfer rate	19200 baud (fixed or CIE mode)	19200 baud (fixed or CIE mode)	19200 baud (fixed or CIE mode)
	Communication modules (plug-in)	Modem	LTE, GSM/GPRS, Ethernet	LTE, GSM/GPRS, Ethernet	LTE, GSM/GPRS, Ethernet
	Communication modules (plug-in)	Internet module	IGB_625964-01 or DLMS	IGB_625964-01 or DLMS	IGB_625964-01 or DLMS
	Outputs	Data protocols	—	—	—
	Outputs	Maximum quantity	8	8	8
	Outputs	Optocoupler MOSFET	max. 250 V AC/DC, 100 mA (max. 2 make contacts or break contact) max. 250 V AC/DC, 100 mA (max. 2 make contacts)	max. 250 V AC/DC, 100 mA (max. 2 make contacts or break contact) max. 250 V AC/DC, 100 mA (max. 2 make contacts)	max. 250 V AC/DC, 100 mA (max. 2 make contacts or break contact) max. 250 V AC/DC, 100 mA (max. 2 make contacts)
	Outputs	RS485	—	—	—
	Relay	—	max. 250 V AC/DC, 100 mA (max. 2 make contacts)	max. 250 V AC/DC, 100 mA (max. 2 make contacts)	max. 250 V AC/DC, 100 mA (max. 2 make contacts)
	Relay	High performance relay	—	—	—
	Energy supply	Switch-mode power supply	—	—	—
	Energy supply	Max. failure buffering time	> 500 ms	> 500 ms	> 500 ms
	Auxiliary voltage supply	Far range	—	48...300 V AC/DC (optional)	48...300 V AC/DC (optional)
	Auxiliary voltage supply	Power consumption	—	48...300 V AC/DC (optional)	48...300 V AC/DC (optional)
	Auxiliary voltage supply	Voltage circuit	—	—	—
	Auxiliary voltage supply	Without auxiliary voltage	< 0.02 VA/H < 0.01 W (3 x 58/100 V)	< 0.02 VA/H < 0.01 W (3 x 58/100 V)	< 0.02 VA/H < 0.01 W (3 x 58/100 V)
	Auxiliary voltage supply	Current source	< 1.2 VA/H < 0.75 W	< 1.2 VA/H < 0.75 W	< 1.2 VA/H < 0.75 W
	Auxiliary voltage supply	—	< 0.01 VA	< 0.02 VA	< 0.02 VA
	Safety characteristics	Overvoltage category (OVC)	—	< 4.2 VA, < 2.5 VA	< 4.2 VA, < 2.5 VA
	EMC characteristics	Residual voltage	4 kV, as per EN 62052-31	4 kV, as per EN 62052-31	4 kV, as per EN 62052-31
	EMC characteristics	Insulation strength	4 kV, pulse 1.2/50 µs, 500 A	4 kV, pulse 1.2/50 µs, 500 A	4 kV, pulse 1.2/50 µs, 500 A
	EMC characteristics	Burge voltage	8 kV, pulse 1.2/50 µs, 500 A (auxiliary voltage)	8 kV, pulse 1.2/50 µs, 500 A (auxiliary voltage)	8 kV, pulse 1.2/50 µs, 500 A (auxiliary voltage)
	Temperature range	Resistance to HF fields	4 kV, AC, 60 Hz, 1 min	4 kV, AC, 60 Hz, 1 min	4 kV, AC, 60 Hz, 1 min
	Temperature range	Defined operating range	—	—	—
	Temperature range	Limit range for operation, storage and transport	<-20 °C...+70 °C	<-20 °C...+70 °C	<-20 °C...+70 °C
	Humidity	max. 95 %, non-condensing, as per IEC 62052-11, EN 60470-1	—	max. 95 %, non-condensing, as per IEC 62052-11, EN 60470-1	max. 95 %, non-condensing, as per IEC 62052-11, EN 60470-1
	Housing	Dimensions	approx. 190 x 235 x 80 (W x H x D) mm	approx. 190 x 235 x 80 (W x H x D) mm	approx. 190 x 235 x 80 (W x H x D) mm
	Housing	Protection class	IP 51 (optionally IP 54) / IP 31	IP 51 (optionally IP 54) / IP 31	IP 51 (optionally IP 54) / IP 31
	Housing	Degree of protection of housing / terminal block	—	—	—
	Housing	Fire properties	—	—	—
	Environmental conditions	Mechanics	Glass-fibre reinforced plastic, flame-retardant, recyclable as per IEC 62052-11	Glass-fibre reinforced plastic, flame-retardant, recyclable as per IEC 62052-11	Glass-fibre reinforced plastic, flame-retardant, recyclable as per IEC 62052-11
	Environmental conditions	Economics	M1 according to the Measuring Instruments Directive (2014/32/EU)	M1 according to the Measuring Instruments Directive (2014/32/EU)	M1 according to the Measuring Instruments Directive (2014/32/EU)
	Environmental conditions	Environment	E2 according to the Measuring Instruments Directive (2014/32/EU)	E2 according to the Measuring Instruments Directive (2014/32/EU)	E2 according to the Measuring Instruments Directive (2014/32/EU)
	Weight	1.4 kg	1.2 kg	—	1.2 kg

16.2.2 ION

16.2.2.1 ID INODU-44

ION7400 7EN02-0290-11 Architecture & ION Modules (01/2020)

Nº	Página(s)	Extracto
----	-----------	----------

1	Página 81 – Clock module	Clock Module ION Reference
Clock Module		
<p>The Clock module provides the corrected local time required by the Scheduler module and Time of Use module.</p>		
Module icon		
		
Overview		
<p>The module obtains the Coordinated Universal Time (UTC) from the device and converts it to local time, taking timezones and Daylight Savings into account.</p> <p>NOTE: For the purposes of configuring the Clock module, Coordinated Universal Time (UTC) can also be thought of as Greenwich Mean Time (GMT).</p>		
		
<p>The Clock module uses the UNIX time. This time format specifies the number of seconds that have elapsed since January 1, 1970, at 12:00 a.m. (UTC). The UNIX time format is required when entering time values into the module's Daylight Savings setup registers.</p> <p>NOTE: The registers and settings available in this module depend on the device or node you are configuring, as well as its firmware and template versions. Not all registers or settings are available on all devices or the Virtual Processor, and labels may vary.</p>		

16.2.2.2 ID INODU-45

ID: INODU-45 (METSEION7400 PowerLogic ION7400 Panel mount meter – display – optical port and 2 pulse) (07/06/2021)		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 1-3 – Estándares	Complementary Power quality analysis <ul style="list-style-type: none"> conforming to EN 50160: 2010 compliance report conforming to IEEE 519: 2014 compliance report conforming to IEC 61000-4-30: class S power quality measurement up to the 63rd harmonic harmonic distortion waveform capture voltage sag and swell detection programmability (logic and math functions) conforming to IEC 62586 power quality monitoring conforming to IEC 61000-4-15 flicker disturbance direction detection

		<table border="1"> <tr> <td>Accuracy class</td><td>Class 0.2S active energy conforming to IEC 62053-22 Class 0.2 active energy conforming to ANSI C12.20 Class 0.2 active power conforming to IEC 61557-12 Class 0.5S reactive energy conforming to IEC 62053-24 Class 0.5 power factor conforming to IEC 61557-12 Class 0.2 voltage conforming to IEC 61557-12 Class 0.2 current conforming to IEC 61557-12 Class 0.2 frequency conforming to IEC 61557-12 Class 0.2 active energy conforming to IEC 61557-12</td></tr> <tr> <td>Standards</td><td>IEC 62053-22 IEC 62052-11 IEC 62053-24 IEC 61557-12 IEC 61326-1 IEEE 1588 IEC 62586</td></tr> <tr> <td colspan="2">Environment</td></tr> <tr> <td>Electromagnetic compatibility</td><td>Electrostatic discharge conforming to IEC 61000-4-2 Radiated radio-frequency electromagnetic field immunity test conforming to IEC 61000-4-3 Electrical fast transient/burst immunity test conforming to IEC 61000-4-4 Surge immunity test conforming to IEC 61000-4-5 Conducted RF disturbances conforming to IEC 61000-4-6 Magnetic field at power frequency conforming to IEC 61000-4-8 Voltage dips and interruptions immunity test conforming to IEC 61000-4-11 Immunity to impulse waves conforming to IEC 61000-4-12 Conducted and radiated emissions conforming to EN 55022 Conducted and radiated emissions conforming to EN 55011 Conducted and radiated emissions conforming to FCC part 15 Conducted and radiated emissions conforming to ICES-003 Conducted RF disturbances (2...150 Hz) conforming to CLC/TR 50579 Surge withstand conforming to IEEE C37.90.1</td></tr> <tr> <td>IP degree of protection</td><td>IP54 front: conforming to IEC 60529 IP30 body: conforming to IEC 60529</td></tr> <tr> <td>Relative humidity</td><td>5...95 %</td></tr> <tr> <td>Ambient air temperature for operation</td><td>-25...70 °C</td></tr> <tr> <td>Ambient air temperature for storage</td><td>-40...85 °C</td></tr> <tr> <td>Operating altitude</td><td>3000 m</td></tr> </table>	Accuracy class	Class 0.2S active energy conforming to IEC 62053-22 Class 0.2 active energy conforming to ANSI C12.20 Class 0.2 active power conforming to IEC 61557-12 Class 0.5S reactive energy conforming to IEC 62053-24 Class 0.5 power factor conforming to IEC 61557-12 Class 0.2 voltage conforming to IEC 61557-12 Class 0.2 current conforming to IEC 61557-12 Class 0.2 frequency conforming to IEC 61557-12 Class 0.2 active energy conforming to IEC 61557-12	Standards	IEC 62053-22 IEC 62052-11 IEC 62053-24 IEC 61557-12 IEC 61326-1 IEEE 1588 IEC 62586	Environment		Electromagnetic compatibility	Electrostatic discharge conforming to IEC 61000-4-2 Radiated radio-frequency electromagnetic field immunity test conforming to IEC 61000-4-3 Electrical fast transient/burst immunity test conforming to IEC 61000-4-4 Surge immunity test conforming to IEC 61000-4-5 Conducted RF disturbances conforming to IEC 61000-4-6 Magnetic field at power frequency conforming to IEC 61000-4-8 Voltage dips and interruptions immunity test conforming to IEC 61000-4-11 Immunity to impulse waves conforming to IEC 61000-4-12 Conducted and radiated emissions conforming to EN 55022 Conducted and radiated emissions conforming to EN 55011 Conducted and radiated emissions conforming to FCC part 15 Conducted and radiated emissions conforming to ICES-003 Conducted RF disturbances (2...150 Hz) conforming to CLC/TR 50579 Surge withstand conforming to IEEE C37.90.1	IP degree of protection	IP54 front: conforming to IEC 60529 IP30 body: conforming to IEC 60529	Relative humidity	5...95 %	Ambient air temperature for operation	-25...70 °C	Ambient air temperature for storage	-40...85 °C	Operating altitude	3000 m
Accuracy class	Class 0.2S active energy conforming to IEC 62053-22 Class 0.2 active energy conforming to ANSI C12.20 Class 0.2 active power conforming to IEC 61557-12 Class 0.5S reactive energy conforming to IEC 62053-24 Class 0.5 power factor conforming to IEC 61557-12 Class 0.2 voltage conforming to IEC 61557-12 Class 0.2 current conforming to IEC 61557-12 Class 0.2 frequency conforming to IEC 61557-12 Class 0.2 active energy conforming to IEC 61557-12																			
Standards	IEC 62053-22 IEC 62052-11 IEC 62053-24 IEC 61557-12 IEC 61326-1 IEEE 1588 IEC 62586																			
Environment																				
Electromagnetic compatibility	Electrostatic discharge conforming to IEC 61000-4-2 Radiated radio-frequency electromagnetic field immunity test conforming to IEC 61000-4-3 Electrical fast transient/burst immunity test conforming to IEC 61000-4-4 Surge immunity test conforming to IEC 61000-4-5 Conducted RF disturbances conforming to IEC 61000-4-6 Magnetic field at power frequency conforming to IEC 61000-4-8 Voltage dips and interruptions immunity test conforming to IEC 61000-4-11 Immunity to impulse waves conforming to IEC 61000-4-12 Conducted and radiated emissions conforming to EN 55022 Conducted and radiated emissions conforming to EN 55011 Conducted and radiated emissions conforming to FCC part 15 Conducted and radiated emissions conforming to ICES-003 Conducted RF disturbances (2...150 Hz) conforming to CLC/TR 50579 Surge withstand conforming to IEEE C37.90.1																			
IP degree of protection	IP54 front: conforming to IEC 60529 IP30 body: conforming to IEC 60529																			
Relative humidity	5...95 %																			
Ambient air temperature for operation	-25...70 °C																			
Ambient air temperature for storage	-40...85 °C																			
Operating altitude	3000 m																			
2	Página 2 - comunicaciones	<p>Communication port protocol</p> <ul style="list-style-type: none"> • Modbus RTU at 115 kbauds – 2-wire • ION at 115 kbauds – 2-wire • DNP3 • IEC 61850 • Modbus TCP/IP • Ethernet Modbus TCP/IP daisy chain at 10/100 Mbit/s • RSTP 801.1d 2004 • Ansi C12.19 • DLMS <p>Communication port support</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ethernet • Screw terminal block: RS485 • Optical probe: fiber optic • Mini B USB: USB <p>Communication network type</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ipv6 (internet protocol) 																		

3	Página 2	<p>Display Type</p> <ul style="list-style-type: none"> • Colour TFT LCD <p>Display resolution</p> <ul style="list-style-type: none"> • 320 x 240 pixels QVGA 				
4	Páginas 2-3 – Tensiones de Operación	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 30%;">Measurement voltage</td> <td>57...400 V AC 42...69 Hz between phase and neutral 100...690 V AC 42...69 Hz between phases</td> </tr> <tr> <td>Safety Construction</td> <td>III, 400...690 V conforming to IEC 61010-1:ed. 3 III, 400...690 V conforming to EN 61010-1:ed. 3 III, 347...600 V conforming to UL 61010-1:ed. 3 III, 347...600 V conforming to CSA C22.2 No 61010-1:ed. 3</td> </tr> </table>	Measurement voltage	57...400 V AC 42...69 Hz between phase and neutral 100...690 V AC 42...69 Hz between phases	Safety Construction	III, 400...690 V conforming to IEC 61010-1:ed. 3 III, 400...690 V conforming to EN 61010-1:ed. 3 III, 347...600 V conforming to UL 61010-1:ed. 3 III, 347...600 V conforming to CSA C22.2 No 61010-1:ed. 3
Measurement voltage	57...400 V AC 42...69 Hz between phase and neutral 100...690 V AC 42...69 Hz between phases					
Safety Construction	III, 400...690 V conforming to IEC 61010-1:ed. 3 III, 400...690 V conforming to EN 61010-1:ed. 3 III, 347...600 V conforming to UL 61010-1:ed. 3 III, 347...600 V conforming to CSA C22.2 No 61010-1:ed. 3					

16.2.2.3 ID INODU-50

ID: INODU-50 ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Páginas 114-117 – Pantallas de visualización	<p>Pantallas de visualización</p> <p>Modos de visualización</p> <p>La central de medida dispone de tres modos de visualización, que proporcionan acceso a sus pantallas de configuración.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pantallas del modo normal (NORM) En el modo normal, la central de medida se desplaza automáticamente por una serie de pantallas de visualización personalizables. En el modo normal se pueden añadir o eliminar pantallas de visualización. En caso de que se eliminen todas las pantallas de visualización del modo normal, la central de medida mostrará un mensaje indicando que no hay pantallas disponibles. Para salir del modo normal, pulse el botón Inicio y accederá a la pantalla de selección de modos de visualización.

- Modo de visualización alternativa (ALT): En el modo de visualización alternativa es posible desplazarse por diferentes pantallas de datos alternativas para visualizarlas. Aunque no es posible modificar las pantallas de visualización predeterminadas del modo de visualización alternativa, se pueden añadir pantallas personalizadas. Para salir del modo de visualización alternativa, seleccione **Modo de visualización normal** y accederá a la pantalla de selección de modos de visualización.
- Modo de prueba (TEST): En el modo de prueba, es posible desplazarse automáticamente por una serie de pantallas predeterminadas. Para salir del modo de prueba, pulse el botón Inicio y seleccione **Salir de modo de prueba**.

NOTA: En el modo de prueba, las cantidades de facturación de la central de medida dejan de acumularse y sus datos se envían a registros especiales del modo de prueba. Dichos registros se eliminan al salir del modo de prueba.

Acceda a las pantallas de configuración de la central de medida pulsando el botón de inicio en los modos NORM, ALTO TEST. Para salir de las pantallas de configuración, pulse el botón Inicio.

Menú del modo de visualización normal

Las pantallas del modo de visualización normal muestran información medida y calculada acerca del sistema de alimentación que se está supervisando.

NOTA: La apariencia de los menús de la central de medida podrá diferir ligeramente de la mostrada según cuáles sean las configuraciones de pantalla.

Pantallas del modo normal	Energía activa Energía reactiva Energía aparente Demanda punta entregada Rcinto restables dmd pnta
---------------------------	--

Menú del modo de visualización alternativo

El menú del modo de visualización alternativo permite visualizar pantallas de datos y acceder al menú de configuración.

NOTA: La apariencia de los menús de visualización podrá diferir ligeramente de la mostrada según cuáles sean las configuraciones de pantalla.

		<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Resumen</th><th colspan="2">Resumen</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Alertas</td><td>Alertas activas</td><td>Alertas activas</td><td><input checked="" type="checkbox"/> Confirmadas</td></tr> <tr> <td></td><td>Alertas históricas</td><td>Alertas históricas</td><td><input checked="" type="checkbox"/> Confirmadas</td></tr> <tr> <td>Lecturas Métric</td><td>Tensión</td><td>Tensión LL</td><td><input checked="" type="checkbox"/> Tensión promedio</td></tr> <tr> <td></td><td></td><td>Tensión LN</td><td><input checked="" type="checkbox"/> Tensión en promedio</td></tr> <tr> <td></td><td></td><td>Desarq. tensión</td><td><input checked="" type="checkbox"/> I promedio</td></tr> <tr> <td></td><td></td><td>Intensidad</td><td><input checked="" type="checkbox"/> I promedio</td></tr> <tr> <td></td><td></td><td>Frecuencia</td><td><input checked="" type="checkbox"/> I promedio</td></tr> <tr> <td>Potencia</td><td>Résumen de potencia</td><td>Potencia total</td><td><input checked="" type="checkbox"/> Potencia tot min</td></tr> <tr> <td></td><td></td><td>Potencia fase A</td><td></td></tr> <tr> <td></td><td></td><td>Potencia fase B</td><td></td></tr> <tr> <td></td><td></td><td>Potencia fase C</td><td></td></tr> <tr> <td></td><td></td><td>Demanda</td><td>Total demanda suministrada</td></tr> <tr> <td></td><td></td><td></td><td><input checked="" type="checkbox"/> Demanda punta suministrada tot</td></tr> <tr> <td></td><td></td><td></td><td>Total demanda recibida</td></tr> <tr> <td></td><td></td><td></td><td><input checked="" type="checkbox"/> Demanda punta recibida tot</td></tr> <tr> <td></td><td></td><td>Factor potencia</td><td>Factor potencia</td></tr> <tr> <td></td><td></td><td></td><td><input checked="" type="checkbox"/> Factor potencia tot min</td></tr> <tr> <td>Energía</td><td></td><td>Energía suministrada recibida</td><td></td></tr> <tr> <td></td><td></td><td>Energía suministrada</td><td><input checked="" type="checkbox"/> Energía suministrada Ay B TDU C y D</td></tr> <tr> <td></td><td></td><td>Energía recibida</td><td></td></tr> <tr> <td>Eventos</td><td></td><td>Eventos</td><td><input checked="" type="checkbox"/> Datos de evento</td></tr> <tr> <td></td><td></td><td>EN50160 Frec. potencia</td><td><input checked="" type="checkbox"/> Cumplimiento freq. potencia</td></tr> <tr> <td></td><td></td><td>Tensión norm. aliment. EN50160</td><td><input checked="" type="checkbox"/> Cumplim. tensión V1</td></tr> <tr> <td></td><td></td><td>EN50160 Tensión aliment. V1</td><td><input checked="" type="checkbox"/> Cumplim. tensión V2</td></tr> <tr> <td></td><td></td><td>EN50160 Tensión aliment. V2</td><td><input checked="" type="checkbox"/> Cumplim. tensión V3</td></tr> <tr> <td></td><td></td><td>EN50160 Desarq. tensiones</td><td><input checked="" type="checkbox"/> Cumplim. desarq. tensiones</td></tr> <tr> <td></td><td></td><td>EN50160 Armónica. tensión: V1</td><td><input checked="" type="checkbox"/> Cumplim. armónica tensión: V1</td></tr> <tr> <td></td><td></td><td>EN50160 Armónica. tensión: V2</td><td><input checked="" type="checkbox"/> Cumplim. armónica tensión: V2</td></tr> <tr> <td></td><td></td><td>EN50160 Armónica. tensión: V3</td><td><input checked="" type="checkbox"/> Cumplim. armónica tensión: V3</td></tr> <tr> <td></td><td></td><td>EN50160 Flicker de tensión: V1</td><td><input checked="" type="checkbox"/> Cumplimiento flicker de tensión: V1</td></tr> <tr> <td></td><td></td><td>EN50160 Flicker de tensión: V2</td><td><input checked="" type="checkbox"/> Cumplimiento flicker de tensión: V2</td></tr> <tr> <td></td><td></td><td>EN50160 Flicker de tensión: V3</td><td><input checked="" type="checkbox"/> Cumplimiento flicker de tensión: V3</td></tr> <tr> <td></td><td></td><td>Américas</td><td>TID de tensión</td></tr> <tr> <td></td><td></td><td></td><td><input checked="" type="checkbox"/> Américas VI</td></tr> <tr> <td></td><td></td><td></td><td><input checked="" type="checkbox"/> Américas V2</td></tr> <tr> <td></td><td></td><td>Faces</td><td>TID de intensidad</td></tr> <tr> <td></td><td></td><td></td><td><input checked="" type="checkbox"/> Américas VI</td></tr> <tr> <td>Entradas/Salidas</td><td>Entradas digitales</td><td>Entradas digitales</td><td><input checked="" type="checkbox"/> Entradas digitales</td></tr> <tr> <td></td><td>Salidas digitales</td><td>Salidas digitales</td><td><input checked="" type="checkbox"/> Salidas digitales</td></tr> <tr> <td></td><td>Entradas analógicas</td><td>Entradas analógicas</td><td><input checked="" type="checkbox"/> Entradas analógicas</td></tr> <tr> <td></td><td>Salidas analógicas</td><td>Salidas analógicas</td><td><input checked="" type="checkbox"/> Salidas analógicas</td></tr> <tr> <td>Placa de datos</td><td></td><td>Placa de datos</td><td></td></tr> <tr> <td></td><td></td><td>Pestaña personaliz.</td><td>Consulte la sección «Creación de pestañas personalizadas» para obtener más información.</td></tr> <tr> <td>Modo de visualización normal</td><td>Parteles del modo normal</td><td>Parteles del modo normal</td><td><input checked="" type="checkbox"/> Parteles del modo normal</td></tr> <tr> <td></td><td>Modo de visualización en alt.</td><td>Modo de visualización en alt.</td><td><input checked="" type="checkbox"/> Modo de visualización en alt.</td></tr> <tr> <td></td><td>Modo TEST</td><td>Modo TEST</td><td><input checked="" type="checkbox"/> Modo TEST</td></tr> <tr> <td></td><td>Menú de config.</td><td>Menú de config.</td><td><input checked="" type="checkbox"/> Menú de config.</td></tr> <tr> <td></td><td></td><td></td><td>Consulte la sección «Menú de config.» para obtener más información.</td></tr> </tbody> </table>	Resumen		Resumen		Alertas	Alertas activas	Alertas activas	<input checked="" type="checkbox"/> Confirmadas		Alertas históricas	Alertas históricas	<input checked="" type="checkbox"/> Confirmadas	Lecturas Métric	Tensión	Tensión LL	<input checked="" type="checkbox"/> Tensión promedio			Tensión LN	<input checked="" type="checkbox"/> Tensión en promedio			Desarq. tensión	<input checked="" type="checkbox"/> I promedio			Intensidad	<input checked="" type="checkbox"/> I promedio			Frecuencia	<input checked="" type="checkbox"/> I promedio	Potencia	Résumen de potencia	Potencia total	<input checked="" type="checkbox"/> Potencia tot min			Potencia fase A				Potencia fase B				Potencia fase C				Demanda	Total demanda suministrada				<input checked="" type="checkbox"/> Demanda punta suministrada tot				Total demanda recibida				<input checked="" type="checkbox"/> Demanda punta recibida tot			Factor potencia	Factor potencia				<input checked="" type="checkbox"/> Factor potencia tot min	Energía		Energía suministrada recibida				Energía suministrada	<input checked="" type="checkbox"/> Energía suministrada Ay B TDU C y D			Energía recibida		Eventos		Eventos	<input checked="" type="checkbox"/> Datos de evento			EN50160 Frec. potencia	<input checked="" type="checkbox"/> Cumplimiento freq. potencia			Tensión norm. aliment. EN50160	<input checked="" type="checkbox"/> Cumplim. tensión V1			EN50160 Tensión aliment. V1	<input checked="" type="checkbox"/> Cumplim. tensión V2			EN50160 Tensión aliment. V2	<input checked="" type="checkbox"/> Cumplim. tensión V3			EN50160 Desarq. tensiones	<input checked="" type="checkbox"/> Cumplim. desarq. tensiones			EN50160 Armónica. tensión: V1	<input checked="" type="checkbox"/> Cumplim. armónica tensión: V1			EN50160 Armónica. tensión: V2	<input checked="" type="checkbox"/> Cumplim. armónica tensión: V2			EN50160 Armónica. tensión: V3	<input checked="" type="checkbox"/> Cumplim. armónica tensión: V3			EN50160 Flicker de tensión: V1	<input checked="" type="checkbox"/> Cumplimiento flicker de tensión: V1			EN50160 Flicker de tensión: V2	<input checked="" type="checkbox"/> Cumplimiento flicker de tensión: V2			EN50160 Flicker de tensión: V3	<input checked="" type="checkbox"/> Cumplimiento flicker de tensión: V3			Américas	TID de tensión				<input checked="" type="checkbox"/> Américas VI				<input checked="" type="checkbox"/> Américas V2			Faces	TID de intensidad				<input checked="" type="checkbox"/> Américas VI	Entradas/Salidas	Entradas digitales	Entradas digitales	<input checked="" type="checkbox"/> Entradas digitales		Salidas digitales	Salidas digitales	<input checked="" type="checkbox"/> Salidas digitales		Entradas analógicas	Entradas analógicas	<input checked="" type="checkbox"/> Entradas analógicas		Salidas analógicas	Salidas analógicas	<input checked="" type="checkbox"/> Salidas analógicas	Placa de datos		Placa de datos				Pestaña personaliz.	Consulte la sección «Creación de pestañas personalizadas» para obtener más información.	Modo de visualización normal	Parteles del modo normal	Parteles del modo normal	<input checked="" type="checkbox"/> Parteles del modo normal		Modo de visualización en alt.	Modo de visualización en alt.	<input checked="" type="checkbox"/> Modo de visualización en alt.		Modo TEST	Modo TEST	<input checked="" type="checkbox"/> Modo TEST		Menú de config.	Menú de config.	<input checked="" type="checkbox"/> Menú de config.				Consulte la sección «Menú de config.» para obtener más información.	<p>Pantallas de visualización de datos del modo de visualización alternativo</p> <p>Las pantallas del modo de visualización alternativo de la central de medida muestran información medida y calculada acerca del sistema de alimentación que se está supervisando.</p> <p>NOTA: El acceso a los valores mínimo, máximo (punta), promedio y tiempo de uso (TDU) suele realizarse pulsando el botón de más para abrir una lista de pantallas adicionales.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Menú</th> <th>Pantallas de menú</th> <th>Contenido</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Resumen</td> <td>Resumen</td> <td>Resumen del sistema de alimentación.</td> </tr> <tr> <td>Alertas</td> <td>Alertas activas, Alertas históricas</td> <td>Las alarmas activas e históricas pueden visualizarse y confirmarse.</td> </tr> </tbody> </table>		Menú	Pantallas de menú	Contenido	Resumen	Resumen	Resumen del sistema de alimentación.	Alertas	Alertas activas, Alertas históricas	Las alarmas activas e históricas pueden visualizarse y confirmarse.
Resumen		Resumen																																																																																																																																																																																																															
Alertas	Alertas activas	Alertas activas	<input checked="" type="checkbox"/> Confirmadas																																																																																																																																																																																																														
	Alertas históricas	Alertas históricas	<input checked="" type="checkbox"/> Confirmadas																																																																																																																																																																																																														
Lecturas Métric	Tensión	Tensión LL	<input checked="" type="checkbox"/> Tensión promedio																																																																																																																																																																																																														
		Tensión LN	<input checked="" type="checkbox"/> Tensión en promedio																																																																																																																																																																																																														
		Desarq. tensión	<input checked="" type="checkbox"/> I promedio																																																																																																																																																																																																														
		Intensidad	<input checked="" type="checkbox"/> I promedio																																																																																																																																																																																																														
		Frecuencia	<input checked="" type="checkbox"/> I promedio																																																																																																																																																																																																														
Potencia	Résumen de potencia	Potencia total	<input checked="" type="checkbox"/> Potencia tot min																																																																																																																																																																																																														
		Potencia fase A																																																																																																																																																																																																															
		Potencia fase B																																																																																																																																																																																																															
		Potencia fase C																																																																																																																																																																																																															
		Demanda	Total demanda suministrada																																																																																																																																																																																																														
			<input checked="" type="checkbox"/> Demanda punta suministrada tot																																																																																																																																																																																																														
			Total demanda recibida																																																																																																																																																																																																														
			<input checked="" type="checkbox"/> Demanda punta recibida tot																																																																																																																																																																																																														
		Factor potencia	Factor potencia																																																																																																																																																																																																														
			<input checked="" type="checkbox"/> Factor potencia tot min																																																																																																																																																																																																														
Energía		Energía suministrada recibida																																																																																																																																																																																																															
		Energía suministrada	<input checked="" type="checkbox"/> Energía suministrada Ay B TDU C y D																																																																																																																																																																																																														
		Energía recibida																																																																																																																																																																																																															
Eventos		Eventos	<input checked="" type="checkbox"/> Datos de evento																																																																																																																																																																																																														
		EN50160 Frec. potencia	<input checked="" type="checkbox"/> Cumplimiento freq. potencia																																																																																																																																																																																																														
		Tensión norm. aliment. EN50160	<input checked="" type="checkbox"/> Cumplim. tensión V1																																																																																																																																																																																																														
		EN50160 Tensión aliment. V1	<input checked="" type="checkbox"/> Cumplim. tensión V2																																																																																																																																																																																																														
		EN50160 Tensión aliment. V2	<input checked="" type="checkbox"/> Cumplim. tensión V3																																																																																																																																																																																																														
		EN50160 Desarq. tensiones	<input checked="" type="checkbox"/> Cumplim. desarq. tensiones																																																																																																																																																																																																														
		EN50160 Armónica. tensión: V1	<input checked="" type="checkbox"/> Cumplim. armónica tensión: V1																																																																																																																																																																																																														
		EN50160 Armónica. tensión: V2	<input checked="" type="checkbox"/> Cumplim. armónica tensión: V2																																																																																																																																																																																																														
		EN50160 Armónica. tensión: V3	<input checked="" type="checkbox"/> Cumplim. armónica tensión: V3																																																																																																																																																																																																														
		EN50160 Flicker de tensión: V1	<input checked="" type="checkbox"/> Cumplimiento flicker de tensión: V1																																																																																																																																																																																																														
		EN50160 Flicker de tensión: V2	<input checked="" type="checkbox"/> Cumplimiento flicker de tensión: V2																																																																																																																																																																																																														
		EN50160 Flicker de tensión: V3	<input checked="" type="checkbox"/> Cumplimiento flicker de tensión: V3																																																																																																																																																																																																														
		Américas	TID de tensión																																																																																																																																																																																																														
			<input checked="" type="checkbox"/> Américas VI																																																																																																																																																																																																														
			<input checked="" type="checkbox"/> Américas V2																																																																																																																																																																																																														
		Faces	TID de intensidad																																																																																																																																																																																																														
			<input checked="" type="checkbox"/> Américas VI																																																																																																																																																																																																														
Entradas/Salidas	Entradas digitales	Entradas digitales	<input checked="" type="checkbox"/> Entradas digitales																																																																																																																																																																																																														
	Salidas digitales	Salidas digitales	<input checked="" type="checkbox"/> Salidas digitales																																																																																																																																																																																																														
	Entradas analógicas	Entradas analógicas	<input checked="" type="checkbox"/> Entradas analógicas																																																																																																																																																																																																														
	Salidas analógicas	Salidas analógicas	<input checked="" type="checkbox"/> Salidas analógicas																																																																																																																																																																																																														
Placa de datos		Placa de datos																																																																																																																																																																																																															
		Pestaña personaliz.	Consulte la sección «Creación de pestañas personalizadas» para obtener más información.																																																																																																																																																																																																														
Modo de visualización normal	Parteles del modo normal	Parteles del modo normal	<input checked="" type="checkbox"/> Parteles del modo normal																																																																																																																																																																																																														
	Modo de visualización en alt.	Modo de visualización en alt.	<input checked="" type="checkbox"/> Modo de visualización en alt.																																																																																																																																																																																																														
	Modo TEST	Modo TEST	<input checked="" type="checkbox"/> Modo TEST																																																																																																																																																																																																														
	Menú de config.	Menú de config.	<input checked="" type="checkbox"/> Menú de config.																																																																																																																																																																																																														
			Consulte la sección «Menú de config.» para obtener más información.																																																																																																																																																																																																														
Menú	Pantallas de menú	Contenido																																																																																																																																																																																																															
Resumen	Resumen	Resumen del sistema de alimentación.																																																																																																																																																																																																															
Alertas	Alertas activas, Alertas históricas	Las alarmas activas e históricas pueden visualizarse y confirmarse.																																																																																																																																																																																																															
<p>Pantallas de visualización de datos del modo de visualización alternativo</p> <p>Las pantallas del modo de visualización alternativo de la central de medida muestran información medida y calculada acerca del sistema de alimentación que se está supervisando.</p> <p>NOTA: El acceso a los valores mínimo, máximo (punta), promedio y tiempo de uso (TDU) suele realizarse pulsando el botón de más para abrir una lista de pantallas adicionales.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Menú</th> <th>Pantallas de menú</th> <th>Contenido</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Resumen</td> <td>Resumen</td> <td>Resumen del sistema de alimentación.</td> </tr> <tr> <td>Alertas</td> <td>Alertas activas, Alertas históricas</td> <td>Las alarmas activas e históricas pueden visualizarse y confirmarse.</td> </tr> </tbody> </table>		Menú	Pantallas de menú	Contenido	Resumen	Resumen	Resumen del sistema de alimentación.	Alertas	Alertas activas, Alertas históricas	Las alarmas activas e históricas pueden visualizarse y confirmarse.																																																																																																																																																																																																							
Menú	Pantallas de menú	Contenido																																																																																																																																																																																																															
Resumen	Resumen	Resumen del sistema de alimentación.																																																																																																																																																																																																															
Alertas	Alertas activas, Alertas históricas	Las alarmas activas e históricas pueden visualizarse y confirmarse.																																																																																																																																																																																																															

Menú	Pantallas de menú	Contenido
Lecturas básic	Tensión, Intensidad, Frecuencia	<ul style="list-style-type: none"> Valores de tensión (fase a fase o fase a neutro), intensidad y frecuencia del sistema de alimentación. También se indican los valores promedio, mínimos y máximos.
Potnc	Resumen de potencia, Demanda, Factor de potencia	<ul style="list-style-type: none"> Valores de kW, kVAR y kVA totales, por fase, mínimos y máximos. Valores de demanda entregada y recibida, incluida la demanda punta. Valores de factor de potencia totales, por fase, mínimos y máximos.
Energ.	Energ.	Energía entregada-recibida, energía entregada y energía recibida.
Eventos	Eventos	Lista y detalles de las entradas del registro de eventos de la central de medida.
Calidad de energía	EN50160, Armónicos, Fasores	<ul style="list-style-type: none"> Valores de la norma EN50160. Valores particulares y totales de los armónicos de tensión e intensidad. Diagrama fasorial con valores de magnitud y ángulo.
Entradas/Salidas	Entradas digitales, Salidas digitales, Entradas analógicas, Salidas analógicas	Valores y recuentos de las E/S digitales y analógicas.
Placa de datos	Placa de datos	<ul style="list-style-type: none"> Modelo de central de medida, número de serie, versión de firmware y conjunto de funciones. Información del propietario y la etiqueta. Número de serie RMD y versión de firmware. Valores de configuración de demanda.
	Placa de características (solo central de medida conforme a MID)	<ul style="list-style-type: none"> Modelo de central de medida, número de serie, información del propietario y la etiqueta. Conjunto de funciones de la central de medida, versión de firmware, CRC del firmware, constante de impulsos e información de plantilla. Número de serie RMD y versión de firmware. Modo Tensión de la central de medida, valores nominales de la central de medida (tensión, intensidad y frecuencia) y relación TT/TI. Valores de configuración de demanda.
Pants personaliz	—	Pants personaliz.
Modo de visualización normal	—	Acceso a la pantalla de selección del modo de visualización.
Menú de config.	—	Acceso a las pantallas del menú de configuración.

<p>2 Páginas 184-185</p>	<h2>Registro de datos</h2> <h3>Descripción general de los registros</h3> <p>Las programaciones de registro de la central de medida incluyen grabadores de datos configurados de fábrica, grabadores de formas de onda y registros de eventos.</p> <p>Las programaciones de registro almacenan datos relacionados con:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Calidad de energía y cumplimiento normativo • Energía y demanda • Medición de consumo eléctrico • Elaboración de tendencias y pronósticos • Eventos de la central de medida <p>Cuando los parámetros nominales del sistema están programados en la central de medida, los eventos de calidad de energía, como bajadas y subidas se detectan automáticamente y se registran datos y formas de onda de intensidad y tensión asociados. Los datos de la central de medida se almacena en la memoria no volátil, de modo que se conservan incluso si la central de medida pierde alimentación. Si los valores nominales del sistema fluctúan, es posible configurar la función de adquisición de umbrales de la central de medida de modo que adquiera los valores operativos normales de su sistema de alimentación, y utilizar dicha información para identificar bajadas y subidas de tensión.</p> <p>La programación de registro de la central de medida también admite el registros de datos en ráfaga para eventos de bajada/subida. Cuando el registro de datos en ráfaga está habilitado, los registros de datos adicionales inmediatamente anteriores e inmediatamente posteriores al evento de bajada/subida se capturan. En este punto, los sistemas de gestión de energía pueden recuperar esta información para usarla en aplicaciones como el análisis de eventos de energía.</p> <p>NOTA: Para maximizar el desempeño del sistema de gestión de alimentación se recomienda que los dispositivos se conecten directamente a la red Ethernet.</p> <p>También es posible configurar la central de medida para enviar por correo electrónico los datos de las programaciones de registro. Descargue la nota técnica <i>Internal email client feature</i>, desde www.se.com, para obtener instrucciones sobre cómo configurar la central de medida para que envíe datos registrados por correo electrónico.</p> <p>Los eventos de la central de medida se registran en el registro incorporado de la central de medida. También es posible configurar la central de medida para el registro de eventos en un servidor SisLog externo (registro de sistemas).</p> <h3>Configuración predeterminada de registro de datos</h3> <p>La programación predeterminada de la central de medida incluye registro de datos configurados de fábrica (grabadores de datos).</p> <p>Otros componentes de su sistema de supervisión de potencia utilizan también estos registros de datos y su configuración. No modifique la configuración predeterminada de ninguno de los registros a menos que conozca el impacto del cambio sobre dichos componentes del sistema de supervisión de energía, los datos que estos utilizan y la memoria de la central de medida.</p> <p>La central de medida admite hasta 50 registros de datos (grabadores de datos), cada uno de los cuales tiene capacidad para registrar hasta 16 parámetros distintos.</p>
--------------------------	--

		<p>Registro de consumo eléctrico</p> <p>El registro de consumo eléctrico (Data Rec 1) está configurado para su uso con el software de facturación UTS MV-90. Configuración de fábrica para este grabador de datos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Alcance de registro: 3360 registros (35 días) • Intervalo = 900 segundos (15 minutos) <p>De manera predeterminada, registra los siguientes valores:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Parámetro</th><th>Descripción</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>kWh del int</td><td>Intervalo de kWh entregados</td></tr> <tr> <td>kWh rec int</td><td>Intervalo de kWh recibidos</td></tr> <tr> <td>kVARh del int</td><td>Intervalo de kVARh entregados</td></tr> <tr> <td>kVARh rec int</td><td>Intervalo de kVARh recibidos</td></tr> </tbody> </table>	Parámetro	Descripción	kWh del int	Intervalo de kWh entregados	kWh rec int	Intervalo de kWh recibidos	kVARh del int	Intervalo de kVARh entregados	kVARh rec int	Intervalo de kVARh recibidos																																
Parámetro	Descripción																																											
kWh del int	Intervalo de kWh entregados																																											
kWh rec int	Intervalo de kWh recibidos																																											
kVARh del int	Intervalo de kVARh entregados																																											
kVARh rec int	Intervalo de kVARh recibidos																																											
3	Páginas 27-28	<p>Configuración de parámetros de medición básica</p> <p>Utilice el asistente de configuración de medición de ION Setup para configurar las funciones de medición básica de la central de medida.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Abra ION Setup y, seguidamente, el Setup Assistant correspondiente a la central de medida. 2. Configure los parámetros desde Metering Setup > Basic. <p>Ficha básica</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Parámetro</th><th>Valores</th><th>Descripción</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Volts Mode</td><td>4W-WYE, DELTA, 3W-WYE, SINGLE, DEMO¹</td><td>Tipo de sistema de alimentación</td></tr> <tr> <td>PT Prim</td><td>1-999.999</td><td>Tensión nominal del devanado primario del transformador de tensión.</td></tr> <tr> <td>PT Sec</td><td>1-999.999</td><td>Tensión nominal del devanado secundario del transformador de tensión.</td></tr> <tr> <td>CT Primary</td><td>1-999.999</td><td>Intensidad nominal del devanado primario del transformador de intensidad.</td></tr> <tr> <td>CT Secondary</td><td>1-999.999</td><td>Intensidad nominal del devanado secundario del transformador de intensidad.</td></tr> <tr> <td>Nominal Voltage</td><td>1-999.999</td><td>Tensión nominal (V) empleada para funciones de medición como cálculos de armónicos y detección de bajadas/subidas</td></tr> <tr> <td>Nominal Current</td><td>1-999.999</td><td>Intensidad nominal (A) empleada para funciones de medición como cálculos de armónicos y detección de bajadas/subidas</td></tr> <tr> <td>Nominal Frequency</td><td>50, 60</td><td>Frecuencia nominal (Hz) empleada para funciones de medición como alarmas</td></tr> </tbody> </table> <ol style="list-style-type: none"> 3. Configure los parámetros desde Metering Setup > Advanced según resulte necesario. <p>Ficha avanzada</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Parámetro</th><th>Valores</th><th>Descripción</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>PhaseOrder</td><td>ABC, ACB</td><td>Orden de rotación de las fases de tensión del sistema de alimentación</td></tr> <tr> <td>I4 Prim</td><td>1-999.999</td><td>Intensidad nominal del devanado primario del transformador de intensidad I4.</td></tr> <tr> <td>I4 Sec</td><td>1-999.999</td><td>Intensidad nominal del devanado secundario del transformador de intensidad I4.</td></tr> <tr> <td>Scale Rev Param</td><td>ON, OFF</td><td>Especifica si las lecturas de consumo eléctrico se muestran como valores del primario o secundario (ON = primario, OFF = secundario)</td></tr> </tbody> </table>	Parámetro	Valores	Descripción	Volts Mode	4W-WYE, DELTA, 3W-WYE, SINGLE, DEMO ¹	Tipo de sistema de alimentación	PT Prim	1-999.999	Tensión nominal del devanado primario del transformador de tensión.	PT Sec	1-999.999	Tensión nominal del devanado secundario del transformador de tensión.	CT Primary	1-999.999	Intensidad nominal del devanado primario del transformador de intensidad.	CT Secondary	1-999.999	Intensidad nominal del devanado secundario del transformador de intensidad.	Nominal Voltage	1-999.999	Tensión nominal (V) empleada para funciones de medición como cálculos de armónicos y detección de bajadas/subidas	Nominal Current	1-999.999	Intensidad nominal (A) empleada para funciones de medición como cálculos de armónicos y detección de bajadas/subidas	Nominal Frequency	50, 60	Frecuencia nominal (Hz) empleada para funciones de medición como alarmas	Parámetro	Valores	Descripción	PhaseOrder	ABC, ACB	Orden de rotación de las fases de tensión del sistema de alimentación	I4 Prim	1-999.999	Intensidad nominal del devanado primario del transformador de intensidad I4.	I4 Sec	1-999.999	Intensidad nominal del devanado secundario del transformador de intensidad I4.	Scale Rev Param	ON, OFF	Especifica si las lecturas de consumo eléctrico se muestran como valores del primario o secundario (ON = primario, OFF = secundario)
Parámetro	Valores	Descripción																																										
Volts Mode	4W-WYE, DELTA, 3W-WYE, SINGLE, DEMO ¹	Tipo de sistema de alimentación																																										
PT Prim	1-999.999	Tensión nominal del devanado primario del transformador de tensión.																																										
PT Sec	1-999.999	Tensión nominal del devanado secundario del transformador de tensión.																																										
CT Primary	1-999.999	Intensidad nominal del devanado primario del transformador de intensidad.																																										
CT Secondary	1-999.999	Intensidad nominal del devanado secundario del transformador de intensidad.																																										
Nominal Voltage	1-999.999	Tensión nominal (V) empleada para funciones de medición como cálculos de armónicos y detección de bajadas/subidas																																										
Nominal Current	1-999.999	Intensidad nominal (A) empleada para funciones de medición como cálculos de armónicos y detección de bajadas/subidas																																										
Nominal Frequency	50, 60	Frecuencia nominal (Hz) empleada para funciones de medición como alarmas																																										
Parámetro	Valores	Descripción																																										
PhaseOrder	ABC, ACB	Orden de rotación de las fases de tensión del sistema de alimentación																																										
I4 Prim	1-999.999	Intensidad nominal del devanado primario del transformador de intensidad I4.																																										
I4 Sec	1-999.999	Intensidad nominal del devanado secundario del transformador de intensidad I4.																																										
Scale Rev Param	ON, OFF	Especifica si las lecturas de consumo eléctrico se muestran como valores del primario o secundario (ON = primario, OFF = secundario)																																										

4	Página 208	<p>Mediciones</p> <h3>Energía</h3> <p>La central de medida es capaz de efectuar mediciones de energía con precisión de contejo bidireccionales por cuatro cuadrantes.</p> <ul style="list-style-type: none"> • kWh, kVARh y kVAh entregados y recibidos • kWh, kVARh y kVAh netos (entregados menos recibidos) • kWh, kVARh y kVAh totales (entregados más recibidos) • Voltios al cuadrado por hora y amperios al cuadrado por hora • Integración de mediciones instantáneas <p>Los parámetros de energía se pueden registrar de forma automática con arreglo a una planificación programada.</p> <p>Todos los valores de energía representan el total de las tres fases.</p> <h3>Demanda</h3> <p>La central de medida admite varios métodos de cálculo de demanda, incluidos los de demanda de bloque, demanda de bloque basculante sincronizado y demanda pronosticada.</p> <p>Además, es capaz de medir la demanda a partir de cualquier valor instantáneo y registrar las demandas punta (máxima) con información sobre la hora y la fecha.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Demanda de kW, kVAR y kVA • Demanda punta de kW, kVAR y kVA • Demanda de amperios y voltios <h3>Mediciones instantáneas</h3> <p>La central de medida proporciona lecturas RMS reales de un segundo y medio ciclo.</p> <p>Las lecturas instantáneas incluyen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tensiones trifásicas (fase a fase y fase a neutro): por fase y media • Intensidades trifásicas: por fase y media • Intensidad I4, medida • Intensidad residual, calculada (I calc res) • Potencia activa (kW), reactiva (kVAR) y aparente (kVA): por fase y total • Factor de potencia por fase y total • Frecuencia del sistema • Desequilibrio de tensión e intensidad • Inversión de fase <h3>Armónicos</h3> <p>La central de medida proporciona mediciones, registros y valores en tiempo real de la distorsión armónica de todas las entradas de tensión e intensidad.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Armónicos individuales (incluidos la magnitud, el ángulo de fase y los interarmónicos) hasta el armónico de orden 63. • Distorsión armónica par total (TEHD), distorsión armónica impar total (TOHD) 								
5	Páginas 246-247	<p>Precisión de medición</p> <table border="1"> <tbody> <tr> <td>Energía activa (Wh)</td> <td>IEC 62053-22 Clase 0.2 S</td> </tr> <tr> <td>Energía reactiva (VArh)</td> <td>IEC 62053-24 Clase 0.5 S</td> </tr> <tr> <td>Dispositivo de supervisión de potencia (PMD)</td> <td>IEC 61557-12 PMD/SD/K70/0.2 y PMD/SS/K70/0.2</td> </tr> <tr> <td>Potencia activa (P)</td> <td>Clase 0.2 conforme a IEC 61557-12</td> </tr> </tbody> </table>	Energía activa (Wh)	IEC 62053-22 Clase 0.2 S	Energía reactiva (VArh)	IEC 62053-24 Clase 0.5 S	Dispositivo de supervisión de potencia (PMD)	IEC 61557-12 PMD/SD/K70/0.2 y PMD/SS/K70/0.2	Potencia activa (P)	Clase 0.2 conforme a IEC 61557-12
Energía activa (Wh)	IEC 62053-22 Clase 0.2 S									
Energía reactiva (VArh)	IEC 62053-24 Clase 0.5 S									
Dispositivo de supervisión de potencia (PMD)	IEC 61557-12 PMD/SD/K70/0.2 y PMD/SS/K70/0.2									
Potencia activa (P)	Clase 0.2 conforme a IEC 61557-12									

		<table border="1"> <tr><td>Potencia reactiva (Q_V)</td><td>Clase 1 conforme a IEC 61557-12</td></tr> <tr><td>Potencia aparente (S_V)</td><td>Clase 0.2 conforme a IEC 61557-12</td></tr> <tr><td>Energía aparente (E_{apV})</td><td>Clase 0.2 conforme a IEC 61557-12</td></tr> <tr><td>Intensidad (I)</td><td>Clase 0.2 conforme a IEC 61557-12</td></tr> <tr><td>Tensión (U)</td><td>Clase 0.2 conforme a IEC 61557-12</td></tr> <tr><td>Frecuencia (f)</td><td>Clase 0.02 conforme a IEC 61557-12</td></tr> </table>	Potencia reactiva (Q_V)	Clase 1 conforme a IEC 61557-12	Potencia aparente (S_V)	Clase 0.2 conforme a IEC 61557-12	Energía aparente (E_{apV})	Clase 0.2 conforme a IEC 61557-12	Intensidad (I)	Clase 0.2 conforme a IEC 61557-12	Tensión (U)	Clase 0.2 conforme a IEC 61557-12	Frecuencia (f)	Clase 0.02 conforme a IEC 61557-12
Potencia reactiva (Q_V)	Clase 1 conforme a IEC 61557-12													
Potencia aparente (S_V)	Clase 0.2 conforme a IEC 61557-12													
Energía aparente (E_{apV})	Clase 0.2 conforme a IEC 61557-12													
Intensidad (I)	Clase 0.2 conforme a IEC 61557-12													
Tensión (U)	Clase 0.2 conforme a IEC 61557-12													
Frecuencia (f)	Clase 0.02 conforme a IEC 61557-12													
6	Página 30	<h2>Comunicaciones</h2> <h3>Descripción general de las comunicaciones</h3> <p>Por comunicaciones se entiende la transferencia de datos desde y hasta la central de medida y se controla mediante una combinación de componentes de hardware y software en la central de medida.</p> <p>Para cada puerto de comunicaciones conectado, la central de medida utiliza el protocolo de comunicaciones aplicable para establecer comunicaciones con otros dispositivos o software. El protocolo gestiona la sesión de comunicaciones y define el conjunto de reglas, comandos y estructura de los paquetes de los datos transmitidos. Asimismo, puede controlar qué protocolos se habilitan o deshabilitan en la central de medida.</p> <p>NOTA: Para maximizar el desempeño del sistema de gestión de alimentación, se recomienda que los dispositivos se conecten directamente a la red Ethernet.</p> <p>Otros medios de control de las comunicaciones, como quién puede acceder a determinados tipos de datos de la central de medida, se analizan en los temas de seguridad de la central de medida.</p> <p>Los ajustes predeterminados de los protocolos de la central de medida se adaptan a las necesidades de la mayoría de sistemas realizando únicamente una configuración básica. Es posible personalizar estos ajustes según sus necesidades específicas. Se trata de procedimientos complejos que exigen conocimientos avanzados sobre la arquitectura de la central de medida, los protocolos admitidos y la red de comunicaciones y el sistema de alimentación a los que se encuentra conectada la central de medida.</p>												
7	Página 251	<h3>Reloj en tiempo real</h3> <table border="1"> <tr><td>Deriva de reloj (error de hora)</td><td>20 ppm máx. a 25 °C</td></tr> <tr><td>Tiempo de reserva de la batería</td><td>Mínimo de 7 años en condiciones de almacenamiento especificado</td></tr> </table>	Deriva de reloj (error de hora)	20 ppm máx. a 25 °C	Tiempo de reserva de la batería	Mínimo de 7 años en condiciones de almacenamiento especificado								
Deriva de reloj (error de hora)	20 ppm máx. a 25 °C													
Tiempo de reserva de la batería	Mínimo de 7 años en condiciones de almacenamiento especificado													
8	Página 237	<h2>Tiempos de uso</h2> <p>Los tiempos de uso (TDU), también denominados “periodos horarios”, suelen utilizarse cuando una compañía eléctrica ha configurado programas con diferentes tarifas en función del día, el tipo de día y la fecha en los que se consume energía.</p> <p>Es posible visualizar las tarifas y temporadas activas de TDU a través de la pantalla.</p> <p>Consulte la ayuda en línea de ION Setup, disponible en www.se.com, para obtener instrucciones sobre cómo configurar los TDU en la central de medida.</p> <p>Consulte <i>ION Reference</i>, disponible en www.se.com, para obtener una descripción detallada del Módulo Time of Use y sus ajustes.</p>												

9	Página 192	<h3>Descripción general del registro de eventos</h3> <p>La central de medida registra eventos generados por sus módulos ION o eventos externos a ella.</p> <p>Los eventos de la central de medida, como su configuración o los cambios en el estado de las E/S, llevan asociados valores de prioridad que permiten al usuario controlar los eventos que se registran. Cada evento lleva asociada una prioridad en función de su tipo y gravedad, y es posible configurar la prioridad en la mayoría de eventos. El registro de eventos registra la fecha y la hora del evento junto con otros datos importantes acerca del mismo.</p> <p>El registro de eventos de la central de medida se visualiza mediante ION Setup y la pantalla.</p> <p>Ejemplo de datos del registro de eventos:</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th>Date/Time</th><th>Cause</th><th>Value</th><th>Effect</th><th>Value</th></tr> </thead> <tbody> <tr><td>11/10/2014 11:21:13.577 AM</td><td>Ethernet</td><td>FTP</td><td>Front Panel</td><td>Auth FAUL</td></tr> <tr><td>11/10/2014 11:21:43.000 AM</td><td>Front Panel</td><td>Remote Display</td><td>Front Panel</td><td>File received on RMD</td></tr> <tr><td>11/10/2014 11:24:45.000 AM</td><td>Front Panel</td><td>Remote Display</td><td>Front Panel</td><td>RMD firmware upgrade successful</td></tr> <tr><td>11/10/2014 11:24:48.135 AM</td><td>Front Panel</td><td>Remote Display</td><td>Front Panel</td><td>RMD disconnected</td></tr> <tr><td>11/10/2014 11:25:15.820 AM</td><td>Front Panel</td><td>Remote Display</td><td>Front Panel</td><td>RMD connected</td></tr> <tr><td>11/10/2014 11:23:27.315 AM</td><td>Ethernet</td><td>FTP</td><td>Front Panel</td><td>Auth FAUL</td></tr> </tbody> </table> <p>NOTA: Este ejemplo tiene fines exclusivamente ilustrativos; la apariencia del registro de eventos de la central de medida podrá diferir de él.</p> <p>Consulte <i>ION Reference</i>, disponible en www.se.com, para obtener más información sobre el Módulo Event Log Controller y otros módulos ION.</p>	Date/Time	Cause	Value	Effect	Value	11/10/2014 11:21:13.577 AM	Ethernet	FTP	Front Panel	Auth FAUL	11/10/2014 11:21:43.000 AM	Front Panel	Remote Display	Front Panel	File received on RMD	11/10/2014 11:24:45.000 AM	Front Panel	Remote Display	Front Panel	RMD firmware upgrade successful	11/10/2014 11:24:48.135 AM	Front Panel	Remote Display	Front Panel	RMD disconnected	11/10/2014 11:25:15.820 AM	Front Panel	Remote Display	Front Panel	RMD connected	11/10/2014 11:23:27.315 AM	Ethernet	FTP	Front Panel	Auth FAUL
Date/Time	Cause	Value	Effect	Value																																	
11/10/2014 11:21:13.577 AM	Ethernet	FTP	Front Panel	Auth FAUL																																	
11/10/2014 11:21:43.000 AM	Front Panel	Remote Display	Front Panel	File received on RMD																																	
11/10/2014 11:24:45.000 AM	Front Panel	Remote Display	Front Panel	RMD firmware upgrade successful																																	
11/10/2014 11:24:48.135 AM	Front Panel	Remote Display	Front Panel	RMD disconnected																																	
11/10/2014 11:25:15.820 AM	Front Panel	Remote Display	Front Panel	RMD connected																																	
11/10/2014 11:23:27.315 AM	Ethernet	FTP	Front Panel	Auth FAUL																																	

10	<p>Página 150</p> <h2>Alarms and alerts</h2> <h3>Description general of alarms</h3> <p>A alarm is the medium that uses the measurement central to notify the user that a condition of alarm has been detected, such as an error or an event that does not form part of the normal operation conditions. Alarms act by thresholds and can be programmed to supervise certain behaviors, events or conditions not desired in the electrical system.</p> <p>It is possible to configure the measurement central so that it generates and displays alarms of high priority, medium and low priority whenever events pre-defined between measured values or operational states of the same occur. The measurement central can also register information about alarm events.</p> <p>The measurement central is supplied with a number of factory alarms enabled. Other alarms must be configured before the measurement central can generate them.</p> <p>Personalize the alarms of the measurement central according to what is necessary, for example, changing the priority. It will also be possible to create personalized alarms using the advanced functions of the measurement central.</p> <h3>Types of alarms</h3> <p>The measurement central has four types of alarms:</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: left; padding: 2px;">Type</th><th style="text-align: left; padding: 2px;">Description</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="padding: 2px;">Threshold (standard)</td><td style="padding: 2px;">Threshold alarms compare the real value of a parameter with a limit or range of specific values. These include measured voltage and current values and calculated energy quality values.</td></tr> <tr> <td style="padding: 2px;">Digital</td><td style="padding: 2px;">Some threshold alarms use high-speed measurements with a resolution of up to 1 millisecond.</td></tr> <tr> <td style="padding: 2px;">Disturbance (down/up)</td><td style="padding: 2px;">Disturbance alarms are activated from a drop or rise in measured values.</td></tr> <tr> <td style="padding: 2px;">Unary</td><td style="padding: 2px;">Unary alarms are not configurable and generate an alarm from the state of the measurement central, for example, its turn-on.</td></tr> </tbody> </table> <p>Alarms present two states:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Active: the measurement central detects that the alarm condition is met. • Historical: even if the alarm condition existed previously, it is activated from a certain moment returning to an absence of alarm state. <p>Consult ION Reference, available at www.se.com, to obtain more information about the Setpoint, Relative Setpoint, Digital Input, Disturbance Analyzer, and Sag/Swell modules.</p>	Type	Description	Threshold (standard)	Threshold alarms compare the real value of a parameter with a limit or range of specific values. These include measured voltage and current values and calculated energy quality values.	Digital	Some threshold alarms use high-speed measurements with a resolution of up to 1 millisecond.	Disturbance (down/up)	Disturbance alarms are activated from a drop or rise in measured values.	Unary	Unary alarms are not configurable and generate an alarm from the state of the measurement central, for example, its turn-on.
Type	Description										
Threshold (standard)	Threshold alarms compare the real value of a parameter with a limit or range of specific values. These include measured voltage and current values and calculated energy quality values.										
Digital	Some threshold alarms use high-speed measurements with a resolution of up to 1 millisecond.										
Disturbance (down/up)	Disturbance alarms are activated from a drop or rise in measured values.										
Unary	Unary alarms are not configurable and generate an alarm from the state of the measurement central, for example, its turn-on.										

<p>11 Páginas 98-99</p> <h2>Páginas web</h2> <h3>Interfaz de las páginas web</h3> <p>La central de medida se suministra con páginas web predeterminadas que contienen elementos típicos.</p>  <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>A</td><td>Marca y modelo de central de medida, nombre de dispositivo</td></tr> <tr><td>B</td><td>Nombre de usuario</td></tr> <tr><td>C</td><td>Menú principal</td></tr> <tr><td>D</td><td>Menú de la página web</td></tr> <tr><td>E</td><td>Contenido de la página web</td></tr> </table> <p>NOTA: Esta imagen tiene fines exclusivamente ilustrativos; la apariencia de las páginas web de la central de medida podrá diferir de aquella.</p> <h3>Páginas web predeterminadas</h3> <p>La central de medida dispone de las siguientes páginas web predeterminadas:</p> <p>Supervisión</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Menú de la página web</th> <th>Contenido de la página web</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Lecturas instantáneas</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> • Lecturas básicas • Lecturas de energía • Lecturas de demanda • Lecturas de tensión • Calidad de energía </td> </tr> <tr> <td>Tendencias pronósticos</td> <td>Seleccione el objetivo y el intervalo de las tendencias y los pronósticos y visualice los resultados.</td> </tr> <tr> <td>Resmn calidad energía</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> • Diagr armónicos • Curva ITI (CBEMA), ITIC-SEMI • Curva reduc motor NEMA • EN 50180 • Armónicos IEEE 519 </td> </tr> <tr> <td>Entradas/Salidas</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> • Entradas digitales • Salidas digitales • Entradas analógicas • Salidas analógicas </td> </tr> <tr> <td>Formas de onda</td> <td>Visualización de formas de onda desde la central de medida mediante los archivos COMTRADE de esta</td> </tr> </tbody> </table> <p>Control</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Menú de la página web</th> <th>Contenido de la página web</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Restablecimientos</td> <td>Realice restablecimientos y visualice cuándo se realizaron restablecimientos previos.</td> </tr> </tbody> </table>	A	Marca y modelo de central de medida, nombre de dispositivo	B	Nombre de usuario	C	Menú principal	D	Menú de la página web	E	Contenido de la página web	Menú de la página web	Contenido de la página web	Lecturas instantáneas	<ul style="list-style-type: none"> • Lecturas básicas • Lecturas de energía • Lecturas de demanda • Lecturas de tensión • Calidad de energía 	Tendencias pronósticos	Seleccione el objetivo y el intervalo de las tendencias y los pronósticos y visualice los resultados.	Resmn calidad energía	<ul style="list-style-type: none"> • Diagr armónicos • Curva ITI (CBEMA), ITIC-SEMI • Curva reduc motor NEMA • EN 50180 • Armónicos IEEE 519 	Entradas/Salidas	<ul style="list-style-type: none"> • Entradas digitales • Salidas digitales • Entradas analógicas • Salidas analógicas 	Formas de onda	Visualización de formas de onda desde la central de medida mediante los archivos COMTRADE de esta	Menú de la página web	Contenido de la página web	Restablecimientos	Realice restablecimientos y visualice cuándo se realizaron restablecimientos previos.
A	Marca y modelo de central de medida, nombre de dispositivo																									
B	Nombre de usuario																									
C	Menú principal																									
D	Menú de la página web																									
E	Contenido de la página web																									
Menú de la página web	Contenido de la página web																									
Lecturas instantáneas	<ul style="list-style-type: none"> • Lecturas básicas • Lecturas de energía • Lecturas de demanda • Lecturas de tensión • Calidad de energía 																									
Tendencias pronósticos	Seleccione el objetivo y el intervalo de las tendencias y los pronósticos y visualice los resultados.																									
Resmn calidad energía	<ul style="list-style-type: none"> • Diagr armónicos • Curva ITI (CBEMA), ITIC-SEMI • Curva reduc motor NEMA • EN 50180 • Armónicos IEEE 519 																									
Entradas/Salidas	<ul style="list-style-type: none"> • Entradas digitales • Salidas digitales • Entradas analógicas • Salidas analógicas 																									
Formas de onda	Visualización de formas de onda desde la central de medida mediante los archivos COMTRADE de esta																									
Menú de la página web	Contenido de la página web																									
Restablecimientos	Realice restablecimientos y visualice cuándo se realizaron restablecimientos previos.																									

Diagnósticos	
Menú de la página web	Contenido de la página web
Estadísticas	<ul style="list-style-type: none"> • Comunicaciones • Ethernét • Puerto serie • Medid - Básico • Medid - Avanzado
Diagrama de fasores	
Diagrama de fasores	Visualice el diagrama fasorial y valores numéricos.
Config	
Menú de la página web	Contenido de la página web
Ethernét	<ul style="list-style-type: none"> • Config básica • Config avanzada
Puerto serie	<ul style="list-style-type: none"> • Config básica • Config avanzada
Parámetros SNMP	Configure los parámetros SNMP de la central de medida.
NTP	Configure los parámetros NTP de la central de medida.
SMTP	Configure los parámetros SMTP de la central de medida.
Fecha/hora	Configure la hora y la sincronización horaria de la central de medida.
Preferencias	Especifique la información de la placa de datos de la central de medida.
Medición	<ul style="list-style-type: none"> • Config básica • Config avanzada
HTTPS	Gestión de certificados.
Mantenimiento	
Menú de la página web	Contenido de la página web
—	<p>Personalizado. No tiene contenido predeterminado.</p> <p>De manera predeterminada, el menú Mantenimiento está vacío y no se muestra hasta que se le añade información.</p>

Acceso a las páginas web para visualizar datos y configurar la central

A las páginas web de la central de medida se accede a través de su conexión Ethernét mediante un explorador web.

Deberá haber habilitado las cookies para poder acceder a las páginas web de la central de medida.

Es posible que tenga que configurar los ajustes de seguridad de la central de medida para visualizar páginas web y configurar la central a través de estas.

En una central de medida con bloqueo por hardware, no es posible añadir, eliminar ni modificar archivos de las páginas web.

Si la conexión con el dispositivo se ha establecido por Ethernét, la modificación de los parámetros de configuración de Ethernét sin haber habilitado otro método de configuración podría provocar la pérdida de las comunicaciones con el dispositivo y dejarlo inaccesible.

<p>12 Páginas 126 - 127</p>	<p>Funciones de seguridad del dispositivo</p> <p>En esta sección se describen las funciones de seguridad de las que dispone el dispositivo.</p> <p>Confidencialidad de la información</p> <p>Estas funciones de seguridad contribuyen a proteger la confidencialidad de la información mediante protocolos seguros que emplean algoritmos de cifrado, tamaños de clave y otros mecanismos destinados a evitar que usuarios no autorizados lean información en tránsito, como, por ejemplo, SSH, SFTP y HTTPS, e información estática.</p> <p>Seguridad física</p> <p>Estas funciones de seguridad, junto con las medidas de seguridad perimetral, contribuyen a evitar el acceso no autorizado a parámetros y ajustes relacionados con el consumo o dejar pruebas visibles de que el dispositivo ha sido manipulado físicamente mediante:</p> <ul style="list-style-type: none"> • El interruptor físico de bloqueo de consumo eléctrico de la central de medida se utiliza para evitar accesos no autorizados a la central de medida y los valores de sus parámetros y ajustes. • Los indicadores de estado de bloqueo de la central de medida –es decir, el indicador LED de estado de bloqueo del dispositivo y el ícono de bloqueo de consumo eléctrico de la pantalla– se utilizan para determinar si el bloqueo de consumo eléctrico de la central de medida se encuentra activo. • Los múltiples puntos de precintado antimanejulación se utilizan para impedir el acceso y dejar pruebas de posibles manipulaciones. <p>Consulte la sección "Bloqueo del consumo eléctrico", página 233 para obtener más información sobre el bloqueo físico y el precintado del dispositivo.</p> <p>Configuración</p> <p>Estas funciones de seguridad permiten realizar análisis de eventos de seguridad, contribuyen a proteger el dispositivo frente a modificaciones no autorizadas y registran cambios de configuración y eventos en las cuentas de usuario:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sincronización horaria interna. • Protección de la integridad de la fuente horaria y registro de eventos de configuración de la central de medida. • Las marcas de tiempo, incluida la fecha y la hora, coinciden con el reloj de la central de medida. • El servidor SSH aloja un sitio SFTP interno y almacena archivos en la memoria flash de la central de medida, como páginas web, registros COMTRADE y archivos de firmware. • Los ajustes pueden guardarse en un archivo de configuración de seguridad (.scf) mediante ION Setup. • Integración de información sobre el usuario con cambios. • Descarga de información en syslog o en una ubicación de almacenamiento o retención protegida. <p>Cuentas y privilegios de usuario</p> <p>Estas funciones de seguridad contribuyen a aplicar las autorizaciones asignadas a usuarios, la segregación de deberes y los privilegios mínimos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La autenticación de usuarios se utiliza para identificar y autenticar procesos de software y dispositivos que gestionan cuentas. • Privilegios mínimos configurables en diferentes dimensiones: lectura, restablecimiento de la demanda punta; sincronización horaria, modo de prueba; configuración de la central de medida y configuración de las comunicaciones de seguridad.
-----------------------------	--

		<ul style="list-style-type: none"> Bloqueos de cuenta de usuario configurables en función de un determinado número de intentos de inicio de sesión fallidos. El control de uso se utiliza para limitar las acciones permitidas para el uso autorizado del sistema de control. Los supervisores pueden anular las autorizaciones de usuarios eliminando sus cuentas. Indicaciones sobre la seguridad de las contraseñas mediante ION Setup. <p>Protección</p> <p>Estas funciones de seguridad contribuyen a prohibir y restringir el uso de funciones, puertos, protocolos y/o servicios innecesarios:</p> <ul style="list-style-type: none"> La funcionalidad mínima puede aplicarse para prohibir y restringir el uso de funciones, puertos, protocolos y/o servicios innecesarios. Los números de puerto pueden modificarse de sus valores predeterminados para reducir la previsibilidad del uso de puertos. El bloqueo de sesión se utiliza para que sea obligatorio iniciar sesión tras un periodo de tiempo de inactividad configurable en las páginas web y la pantalla, pero no en el protocolo ION. La finalización de sesión se utiliza para finalizar una sesión automáticamente tras un periodo de inactividad o manualmente por parte del usuario que inició la sesión. El control de sesiones concurrentes se utiliza para limitar el número de sesiones concurrentes con cada interfaz. <p>Actualizaciones del sistema y copias de seguridad</p> <p>Esta función de seguridad contribuye a proteger la autenticidad del firmware que se ejecuta en la central de medida y facilita la transferencia de archivos protegida: el firmware firmado digitalmente se utiliza para contribuir a proteger la autenticidad del firmware que se ejecuta en la central de medida y solo permite instalar firmware generado y firmado por el fabricante.</p> <p>Información sobre amenazas</p> <p>Estas funciones de seguridad proporcionan un método para generar informes de seguridad y gestionar el almacenamiento de registros de eventos:</p> <ul style="list-style-type: none"> Opciones de generación de informes legibles por máquinas y humanos sobre los ajustes de seguridad actuales del dispositivo. Registros de eventos de auditoría para identificar: <ul style="list-style-type: none"> Cambios de configuración en la central de medida. Eventos en el sistema de gestión de energía. Comunicación de la capacidad de almacenamiento de registros de auditoría para notificar a un usuario cuando se está aproximando el umbral. Capacidad de almacenamiento de 5.000 registros de eventos de auditoría mediante métodos de gestión de registros predeterminados y alternativos. Protección de la integridad de la fuente horaria y registro de eventos de modificación. <p>Eliminación segura</p> <p>Estas funciones de seguridad contribuyen a poner fuera de servicio el dispositivo y evitan posibles revelaciones de datos:</p> <ul style="list-style-type: none"> Vaciado de recursos de memoria compartidos mediante el borrado del dispositivo y otras tareas de desmantelamiento. Posibilidades de eliminación física (opción recomendada) o sostenible del dispositivo.
--	--	--

16.2.2.4 ID INODU-53

ID: INODU-53 ION7400 PLSED310113EN technical data sheet (07/2020)		
Nº	Página(s)	Extracto

1	Página 7 – Electrical characteristics	ION7400 series <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr style="background-color: #008000; color: white;"> <th colspan="2">Electrical characteristics</th><th>ION7400</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="2">Type of measurement</td><td>True rms to 256 samples per cycle</td></tr> <tr> <td rowspan="5" style="vertical-align: middle; text-align: center;">Measurement accuracy</td><td>Current & voltage</td><td>Class 0.2 as per IEC 61557-12</td></tr> <tr> <td>Active Power</td><td>Class 0.2 as per IEC 61557-12</td></tr> <tr> <td>Power factor</td><td>Class 0.5 as per IEC 61557-12</td></tr> <tr> <td>Frequency</td><td>Class 0.2 as per IEC 61557-12</td></tr> <tr> <td>Active energy</td><td>Class 0.25 IEC 62053-22 (In=5A) Class 0.2 IEC 61557-12, ANSI C12.20 Class 0.2</td></tr> <tr> <td colspan="2">Reactive Energy</td><td>Class 2 IEC 62053-23</td></tr> <tr> <td colspan="2">Data update rate</td><td>1/2 cycle or 1 second</td></tr> <tr> <td rowspan="4" style="vertical-align: middle; text-align: center;">Input-voltage characteristics</td><td>Specified accuracy voltage</td><td>57 V L-N/100 V L-L to 400 V L-N/690 V L-L</td></tr> <tr> <td>Impedance</td><td>5 MΩ per phase</td></tr> <tr> <td>Specified accuracy frequency - Frequency</td><td>42 to 69 Hz (50/60 Hz nominal)</td></tr> <tr> <td>Limit range of operation - frequency</td><td>20 Hz to 450 Hz</td></tr> <tr> <td rowspan="3" style="vertical-align: middle; text-align: center;">Input-current characteristics</td><td>Rated nominal current</td><td>1 A (0.2S), 5 A (0.2S) , 10 A (0.2 ANSI)</td></tr> <tr> <td>Specified accuracy current range</td><td>Starting Current: 5 mA Accurate Range: 50 mA - 10 A</td></tr> <tr> <td>Permissible overload</td><td>200 A rms for 0.5s, non-recurring</td></tr> <tr> <td rowspan="4" style="vertical-align: middle; text-align: center;">Power supply</td><td>Impedance</td><td>0.0003 Ω per phase</td></tr> <tr> <td>Burden</td><td>0.024 VA at 10 A</td></tr> <tr> <td>AC</td><td>90-415 V AC ±10 % (50/60 Hz ± 10%)</td></tr> <tr> <td>DC</td><td>120-300 V DC ±10 % 20-60 V DC, ±10 % at 17 Watts</td></tr> <tr> <td rowspan="3" style="vertical-align: middle; text-align: center;">Ride-through time</td><td></td><td>100 ms (6 cycles at 60 Hz) min., any condition</td></tr> <tr> <td></td><td>200 ms (12 cycles at 60 Hz) typ., 120 V AC, 110-415 V DC</td></tr> <tr> <td></td><td>500 ms (30 cycles at 60 Hz) typ., 415 V AC</td></tr> <tr> <td rowspan="3" style="vertical-align: middle; text-align: center;">Input/outputs</td><td>Burden</td><td>Meter Only: 18 VA max at 415 V AC, 6W at 300 V DC Fully optioned meter: 36 VA max at 415 V AC, 17 W at 300 V DC.</td></tr> <tr> <td>Meter Base Only</td><td>3 form A digital inputs (30 V AC/60 V DC) 1 form A (KÝ) solid state digital output (30 V AC/60 V DC, 75 mA).</td></tr> <tr> <td>Optional</td><td>Digital - 6 form A digital inputs (30 V AC / 60 V DC) wetted + 2 form C relay outputs (250 V AC / 30 V DC, 8 A at 250 V AC or 5 A at 24 V DC) Analogue - 4 analogue inputs (4-20 mA, 0-30 V DC) + 2 analogue outputs (4-20 mA, 0-10 V DC).</td></tr> </tbody> </table>	Electrical characteristics		ION7400	Type of measurement		True rms to 256 samples per cycle	Measurement accuracy	Current & voltage	Class 0.2 as per IEC 61557-12	Active Power	Class 0.2 as per IEC 61557-12	Power factor	Class 0.5 as per IEC 61557-12	Frequency	Class 0.2 as per IEC 61557-12	Active energy	Class 0.25 IEC 62053-22 (In=5A) Class 0.2 IEC 61557-12, ANSI C12.20 Class 0.2	Reactive Energy		Class 2 IEC 62053-23	Data update rate		1/2 cycle or 1 second	Input-voltage characteristics	Specified accuracy voltage	57 V L-N/100 V L-L to 400 V L-N/690 V L-L	Impedance	5 MΩ per phase	Specified accuracy frequency - Frequency	42 to 69 Hz (50/60 Hz nominal)	Limit range of operation - frequency	20 Hz to 450 Hz	Input-current characteristics	Rated nominal current	1 A (0.2S), 5 A (0.2S) , 10 A (0.2 ANSI)	Specified accuracy current range	Starting Current: 5 mA Accurate Range: 50 mA - 10 A	Permissible overload	200 A rms for 0.5s, non-recurring	Power supply	Impedance	0.0003 Ω per phase	Burden	0.024 VA at 10 A	AC	90-415 V AC ±10 % (50/60 Hz ± 10%)	DC	120-300 V DC ±10 % 20-60 V DC, ±10 % at 17 Watts	Ride-through time		100 ms (6 cycles at 60 Hz) min., any condition		200 ms (12 cycles at 60 Hz) typ., 120 V AC, 110-415 V DC		500 ms (30 cycles at 60 Hz) typ., 415 V AC	Input/outputs	Burden	Meter Only: 18 VA max at 415 V AC, 6W at 300 V DC Fully optioned meter: 36 VA max at 415 V AC, 17 W at 300 V DC.	Meter Base Only	3 form A digital inputs (30 V AC/60 V DC) 1 form A (KÝ) solid state digital output (30 V AC/60 V DC, 75 mA).	Optional	Digital - 6 form A digital inputs (30 V AC / 60 V DC) wetted + 2 form C relay outputs (250 V AC / 30 V DC, 8 A at 250 V AC or 5 A at 24 V DC) Analogue - 4 analogue inputs (4-20 mA, 0-30 V DC) + 2 analogue outputs (4-20 mA, 0-10 V DC).
Electrical characteristics		ION7400																																																														
Type of measurement		True rms to 256 samples per cycle																																																														
Measurement accuracy	Current & voltage	Class 0.2 as per IEC 61557-12																																																														
	Active Power	Class 0.2 as per IEC 61557-12																																																														
	Power factor	Class 0.5 as per IEC 61557-12																																																														
	Frequency	Class 0.2 as per IEC 61557-12																																																														
	Active energy	Class 0.25 IEC 62053-22 (In=5A) Class 0.2 IEC 61557-12, ANSI C12.20 Class 0.2																																																														
Reactive Energy		Class 2 IEC 62053-23																																																														
Data update rate		1/2 cycle or 1 second																																																														
Input-voltage characteristics	Specified accuracy voltage	57 V L-N/100 V L-L to 400 V L-N/690 V L-L																																																														
	Impedance	5 MΩ per phase																																																														
	Specified accuracy frequency - Frequency	42 to 69 Hz (50/60 Hz nominal)																																																														
	Limit range of operation - frequency	20 Hz to 450 Hz																																																														
Input-current characteristics	Rated nominal current	1 A (0.2S), 5 A (0.2S) , 10 A (0.2 ANSI)																																																														
	Specified accuracy current range	Starting Current: 5 mA Accurate Range: 50 mA - 10 A																																																														
	Permissible overload	200 A rms for 0.5s, non-recurring																																																														
Power supply	Impedance	0.0003 Ω per phase																																																														
	Burden	0.024 VA at 10 A																																																														
	AC	90-415 V AC ±10 % (50/60 Hz ± 10%)																																																														
	DC	120-300 V DC ±10 % 20-60 V DC, ±10 % at 17 Watts																																																														
Ride-through time		100 ms (6 cycles at 60 Hz) min., any condition																																																														
		200 ms (12 cycles at 60 Hz) typ., 120 V AC, 110-415 V DC																																																														
		500 ms (30 cycles at 60 Hz) typ., 415 V AC																																																														
Input/outputs	Burden	Meter Only: 18 VA max at 415 V AC, 6W at 300 V DC Fully optioned meter: 36 VA max at 415 V AC, 17 W at 300 V DC.																																																														
	Meter Base Only	3 form A digital inputs (30 V AC/60 V DC) 1 form A (KÝ) solid state digital output (30 V AC/60 V DC, 75 mA).																																																														
	Optional	Digital - 6 form A digital inputs (30 V AC / 60 V DC) wetted + 2 form C relay outputs (250 V AC / 30 V DC, 8 A at 250 V AC or 5 A at 24 V DC) Analogue - 4 analogue inputs (4-20 mA, 0-30 V DC) + 2 analogue outputs (4-20 mA, 0-10 V DC).																																																														

16.2.2.5 ID INODU-68

ID: INODU-68 (TEST REPORT FOR THE PATTERN AND CONSTRUCTION OF ELECTRICITY METERS)		
Nº	Página(s)	Extracto

<p>1 Página 1 – Declaración de conformidad de estándares</p>	  <p>TEST REPORT FOR THE PATTERN AND CONSTRUCTION OF ELECTRICITY METERS</p> <p>MANUFACTURER : Schneider Electric</p> <p>TYPE : ION7400</p> <p>MODEL : METSEION7400</p> <p>CLASS : 0.2s (kWh) & 2(kvarh)</p> <p>DESCRIPTION : Polyphase, Active Import/Export (kWh), Reactive Import/Export (kvarh), Transformer Operated, Electricity Meter with Auxiliary Power Supply</p> <p>Tested in accordance with IEC 62052-11: 2003, Electricity metering equipment (AC) – General requirements, tests and test conditions - Part 11: Metering equipment</p> <p>and IEC 62053-22: 2003, Electricity metering equipment (AC) – Particular requirements Part 22: Static meters for active energy (classes 0.2s and 0.5s).</p> <p>and IEC 62053-23: 2003, Electricity metering equipment (AC) – Particular requirements Part 23: Static meters for reactive energy (classes 2 & 3).</p> <p>and IEC 61326-1: 2013, Electrical equipment for measurement, control and laboratory use – EMC requirements, clause 6.1</p> <p>The meters tested satisfied the required specification.</p> <p>ISSUED BY:  K. Hunter Test Engineer</p> <p>CHECKED BY:  R. Jackson Metering Manager</p> <p>REPORT ISSUE DATE: 28th June 2016 ISSUE No.: 1</p> <p><small>"This document is issued by the Company subject to its General Conditions of Service available on request or accessible at www.sgs.com/terms_and_conditions.htm and, for electronic format documents, subject to Terms and Conditions for Electronic Documents at www.sgs.com/terms_e-document.htm. Attention is drawn to the limitation of liability, indemnification and jurisdiction issues defined therein. Any holder of this document is advised that information contained hereon reflects the Company's findings at the time of its intervention only and within the limits of Client's instructions, if any. The Company's sole responsibility is to its Client and this document does not exonerate parties to a transaction from exercising all their rights and obligations under the transaction documents. This document cannot be reproduced except in full, without prior written approval of the Company. Any unauthorized alteration, forgery or falsification of the content or appearance of this document is unlawful and offenders may be prosecuted to the fullest extent of the law." "Unless otherwise stated the results shown in this test report refer only to the sample(s) tested and such sample(s) are retained for 28 days only." Tests marked * are not covered under our UKAS scope."</small></p> <p><small>File Reference No. EM4211257/1 Page 1 of 131 EM4 QUA L 0362052-11&62053-22&62053-23 Rev.11</small></p> <p><small>SGS United Kingdom Ltd., Units 12A & 12B, Bowburn South Industrial Estate, Bowburn, Durham DH6 5AD Tel +44 (0)191 377 8000 Fax +44 (0)191 377 2020 Registered in England No. 1193985 Rossmore Business Park, Ellsmere Port, Cheshire CH65 3EN www.sgs.com</small></p> <p><small>Member of SGS Group (SGS SA)</small></p>
--	--

16.2.3 ISKRA

16.2.3.1 ID INODU-54

ID: INODU-54		
ISKRA MT880-M 1801-02-1 ISKRA		
Nº	Página(s)	Extracto

1 Página 2 – Technical specifications		ICG MT880-M High precision modular meter		
		MT880-D2..-M directly connected	MT880-T1..-M CT connected	MT880-T1..-M CT & VT connected
Technical specifications				
Nominal voltage U_n		3x 110/190V...3x 240/415V		3x 57.7/100V...3x 240/415V
Voltage range		0.8 – 1.15 Un		
Reference frequency		50 Hz $\pm 2\%$ or 60 Hz $\pm 2\%$		
Current	Nominal current I_n	–		1A, 1.5A, 2A, 5A, 5/1A
	Base current I_b	5A, 10A		–
	Maximal current I_{max}	120 A		Version 1: 6 A, 10 A Version 2: 20 A ($I_n = 5$ A)
Accuracy class	Active energy	A, B or C (EN 50470-3, EN 50470-1) Class 1 (IEC 62053 -21) Calibrated to 0.5%		A, B or C (EN 50470-3, EN 50470-1), Class 1 (IEC 62053 -21), Class 0.55 (IEC 62053 -22)
	Reactive energy			Class 1 (IEC 62053 -24), Class 2 (IEC 62053 -23)
	Apparent energy			Calibrated up to 1%
Real-time clock	Accuracy			Better than ± 3 min/year at 23 °C
	Back-up power supply			Li battery: 5 years life time up to 20 years
External power supply	Value	–		57.7 – 240 V AC/DC
	Tolerance	–		0.8 – 1.15 Un
	Frequency (only for AC)	–		50 Hz or 60 Hz
Temperature ranges (IEC 62052 -11)	Operation			-40 °C...+70 °C
	Storage			-40 °C...+85 °C
Ingress protection IEC 60529		IP 54		
Liquid Crystal Display				

16.2.3.2 ID INODU-55

ID: INODU-55 (MT880 User manual v.3)		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 5/183 – Estándares y referencias	<p>IEC 61000-4-2: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-2: Testing and measurement techniques – Electrostatic discharge immunity test</p> <p>IEC 61000-4-3: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-3: Testing and measurement techniques – Radiated, radio-frequency, electromagnetic field immunity test</p> <p>IEC 61000-4-4: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-4: Testing and measurement techniques – Electrical fast transient/burst immunity test</p> <p>IEC 61000-4-5: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-5: Testing and measurement techniques – Surge immunity test</p> <p>IEC 61000-4-6: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-6: Testing and measurement techniques – Immunity to conducted disturbances, induced by radio-frequency fields</p> <p>IEC 62052-11: Electricity metering equipment (AC) – General requirements, tests and test conditions – Metering equipment</p> <p>IEC 62053-21: Electricity metering equipment (a.c.) – static meters for active energy (classes 1 and 2)</p>

	<p>IEC 62053-22: Electricity metering equipment (a.c.) – static meters for active energy (classes 0.2 and 0.5)</p> <p>IEC 62053-23: Electricity metering equipment (a.c.) – static meters for reactive energy (classes 2 and 3)</p> <p>IEC 62053-24: Part 24: Static meters for fundamental component reactive energy (classes 0,5 S, 1S and 1)</p> <p>IEC 62054-21: Electricity metering (a.c.) – Tariff and load control – Particular requirements for time switches</p> <p>IEC 62056-21: Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Direct local data exchange</p> <p>IEC 62056-42: Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Physical layer</p> <p>IEC 62056-46: Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Data link layer</p> <p>IEC 62056-47: Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – COSEM transport layers for IP networks</p> <p>IEC 62056-53: Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – COSEM Application layer</p> <p>IEC 62056-61: Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Object identification system (OBIS)</p> <p>IEC 62056-62: Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Interface classes</p> <p>IEC 62059-41: Electricity metering equipment – Dependability – Reliability prediction</p> <p>EN 50470-1: Electricity metering equipment (a.c.) – Part 1: General requirements, tests and test conditions – Metering equipment (class indexes A, B and C)</p> <p>EN 50470-3: Electricity metering equipment (a.c.) – Part 3: Particular requirements – Static meters for active energy (class indexes A, B and C)</p> <p>CLC/TR 50579: Electricity metering equipment (A.C.). Severity levels, immunity requirements and test methods for conducted disturbances in the frequency range 2 kHz-150 kHz</p>
2	Página 23-25 – main properties [...]

	<p>Communication interfaces (up to three independent communication interfaces in integrated meter version and up to four independent communication interfaces in modular meter version):</p> <ul style="list-style-type: none"> □ infrared optical port (IEC 62056-21) for local meter programming and data downloading, □ optional built-in RS232 communication interface or □ optional built-in RS485 communication interface. <p>Additional communication interfaces are available through exchangeable communication modules only at modular meter version. (For more information, see the chapter 8.5. Exchangeable communication modules)</p> <p>[...]</p> <p>Communication protocols:</p> <ul style="list-style-type: none"> □ DLMS/COSEM, □ IEC 62056-21, mode E, □ MODBUS. <p>OBIS data identification code according to IEC 62056–61 standard.</p>
3	<p>Página 148 - comunicaciones</p> <p>8.5. Exchangeable communication modules</p> <p>Communication ports 2 and 3 are used for exchangeable communication. Communication port 2 can be used as one of available type of communication interfaces:</p> <ul style="list-style-type: none"> □ 2G/3G modem communication interface, □ Ethernet communication interface, □ Modbus communication interface, □ CS communication interface.

4

Páginas 48-54

5. CONSOLE

5.1. LCD

In the MT880 meter the 198-segment liquid crystal display (LCD) is used. Display complies with the VDEW requirements.

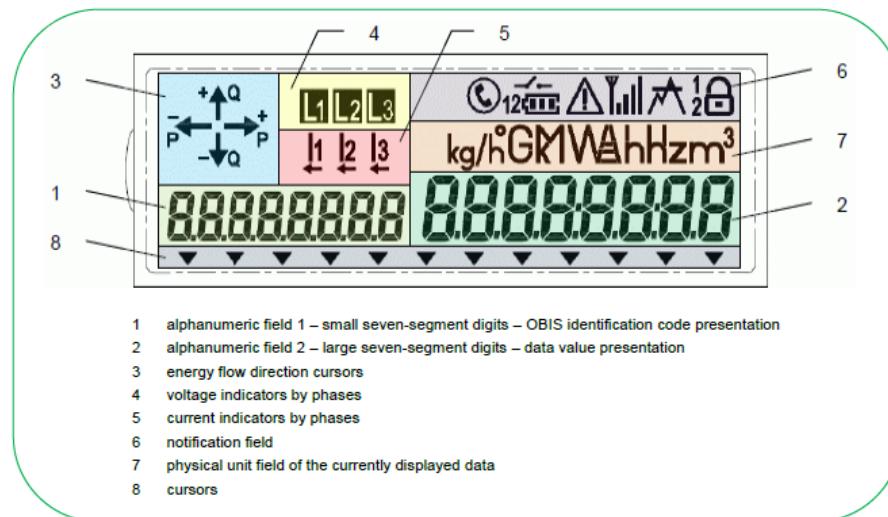


Figure 32: MT880 display fields

LCD data:

- Dimensions (visible area): 80.6 x 25.1 mm
- View direction: 6:00
- Number of digits: 8 + 8 (code + value)
- Digit dimension – code: 3 x 6 mm
- Digit dimension – value: 4 x 8 mm

5.1.1. Alphanumeric field

LCD has 16 seven-segment alphanumeric digits. The first eight digits from the left are smaller and are used for presentation the OBIS identification codes of the displayed data (in accordance with DIN 43863-3). The last eight digits are larger and are used for presentation the data value. The character size is 6 mm for small digits and 8 mm for large digits. See the Figure 32.

5.1.2. Display test state

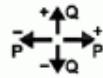
In display test state, all segments are displayed. Display test state is performed in three ways:

- At meter start-up, for five seconds.
- At short press on *Forward-scroll* button in *Auto-scroll mode* (before entering the *Data/Set menu*).
- By entering the *LCD test mode* from *Set menu*.

5.1.3. Energy flow direction cursors

There are four energy flow direction cursors on the display:

- Positive reactive energy flow (+Q),
- Positive active energy flow (+P),
- Negative reactive energy flow (-Q),
- Negative active energy flow (-P).



Significance of the energy flow direction cursors:

- Active cursor indicates major energy flow direction.
- Blinking cursor indicates minor energy flow direction.
- If all cursors are blinking, the value of current is under the start-up measurement threshold

5.1.4. Phase indicators

There are two types of phase indicators on the display:



- Phase presence indicators (L_1, L_2, L_3),
- Phase current indicators (I_1, I_2, I_3).



Phase presence indicators:

- Phase presence indicators (L_1, L_2, L_3) indicate the presence of voltage in particular phase.
- If all phase presence indicators are blinking, the sequence of the connected phases is incorrect.
Correct phase sequences: $L_1L_2L_3$ or $L_2L_3L_1$ or $L_3L_1L_2$

Phase current indicators:

- Phase current indicators (I_1, I_2, I_3) indicate the presence of current in particular phase.
- An arrow (\rightarrow) below the phase current indicator (I_1, I_2, I_3) indicates the reverse flow energy in particular phase.
- If the phase current is below the defined current threshold, than the phase current indicator is off. In case of connection via transformer, the current threshold value is recalculated with the current transformer ratio, to correspond the current on the primary side of transformer.

5.1.5. Notification field

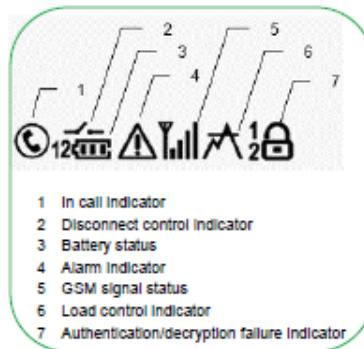


Figure 33: Notification field on display

	<p>5.1.5.1. In Call Indicator</p> <p>The <i>In call indicator</i> (⌚) is activated, when GSM/GPRS communication is active. That is when:</p> <ul style="list-style-type: none"> • GSM call is in progress, or • PDP context is established on GPRS. <p>When GSM connection is starting or ending, the <i>In call indicator</i> is blinking.</p>												
	<p>5.1.5.2. Disconnect control indicator</p> <p>The <i>Disconnect control indicator</i> (📴) is activated, when load control relay is disconnected.</p>												
	<p>5.1.5.3. Battery status</p> <p>The <i>Battery status</i> (🔋) on display is activated only if the RTC backup type (0-0:128.1.2) object is set to Battery. Otherwise, there is no battery status presented on the display. <i>Battery status</i> can show five stages of battery remaining capacity, as is defined in the Table 33.</p>												
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Battery status</th><th>Battery remaining capacity in %</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>3 bars (Battery full)</td><td>100% – 71%</td></tr> <tr> <td>2 bars</td><td>70% – 41%</td></tr> <tr> <td>1 bar</td><td>40% – 11%</td></tr> <tr> <td>Blank battery (Battery low)</td><td>10% – 1%</td></tr> <tr> <td>Blank battery blinks (Battery empty)</td><td>0%</td></tr> </tbody> </table>	Battery status	Battery remaining capacity in %	3 bars (Battery full)	100% – 71%	2 bars	70% – 41%	1 bar	40% – 11%	Blank battery (Battery low)	10% – 1%	Blank battery blinks (Battery empty)	0%
Battery status	Battery remaining capacity in %												
3 bars (Battery full)	100% – 71%												
2 bars	70% – 41%												
1 bar	40% – 11%												
Blank battery (Battery low)	10% – 1%												
Blank battery blinks (Battery empty)	0%												
	<p><i>Table 33: Battery status</i></p>												
	<p>5.1.5.4. Alarm indicator</p> <p>The <i>Alarm indicator</i> (⚠) is activated, when the system alarm status is set. That is, when any alarm bit is set in either of two alarm registers:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Alarm register 1, • Alarm register 2. 												
	<p>5.1.5.5. GSM signal status</p> <p>The <i>GSM signal status</i> (📶) bars present the strength of GSM signal, which is obtained from the GSM signal quality (0-0:128.20.0) object, as is defined in the Table 34 and the Table 35.</p>												
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>GSM signal status bars</th><th>GSM signal quality object value</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>4 bars</td><td>≥ 27</td></tr> <tr> <td>3 bars</td><td>21 – 26</td></tr> <tr> <td>2 bars</td><td>15 – 20</td></tr> <tr> <td>1 bar</td><td>9 – 14</td></tr> <tr> <td>None</td><td>0 – 8; 99</td></tr> </tbody> </table>	GSM signal status bars	GSM signal quality object value	4 bars	≥ 27	3 bars	21 – 26	2 bars	15 – 20	1 bar	9 – 14	None	0 – 8; 99
GSM signal status bars	GSM signal quality object value												
4 bars	≥ 27												
3 bars	21 – 26												
2 bars	15 – 20												
1 bar	9 – 14												
None	0 – 8; 99												
	<p><i>Table 34: GSM signal status</i></p>												

Signal strength [dBm]	GSM signal quality object value
-113 dBm or less	0
-111 dBm	1
-109 dBm...-53 dBm	2 – 30
-51 dBm or greater	31
not known or not detectable	99

Table 35: GSM signal quality object value definition

The antenna segment in front of *GSM signal status* bars presents the information about GSM communication modem registration status, obtained from the **GSM status** (0-0:128.20.1) object:

- Antenna segment is blinking – Status: Modem registered to GSM network (home or roaming).
- Antenna segment is active – Status: Modem registered in the system.

5.1.5.6. Load control indicator

The *Load control indicator* () is activated, when any of load control activation scripts is executed (normally from register monitor). There are three load control channels implemented in the meter, and each having its corresponding script to activate or deactivate load control. Scripts are listed in the **Load control output script table** (0-0:10.1.250) object.

5.1.5.7. Authentication/decryption failure indicator

The *Authentication / decryption failure indicator* () is activated, when authentication or decryption error blocks the communication interfaces. This blockade happens when five authentication or five decryption errors are detected on any of communication interfaces. The duration of blockade is internally set to 60 seconds.

5.1.6. Cursors

Meter has laser printed markings on the nameplate below the LCD display. These markings are related to the cursors on the LCD. Depending on the meter configuration, these cursors have different meaning. There are 12 triangular cursor segments at the bottom of the display that are freely configurable. See example in the Figure 34.

Cursor name	Cursor function	Displayed cursor meaning	Blinking cursor meaning
T1	Energy Tariff 1 indicator	Energy Tariff 1 active	Energy Tariff 5 active
T2	Energy Tariff 2 indicator	Energy Tariff 2 active	Energy Tariff 6 active
T3	Energy Tariff 3 indicator	Energy Tariff 3 active	Energy Tariff 7 active
T4	Energy Tariff 4 indicator	Energy Tariff 4 active	Energy Tariff 8 active
T5	Energy Tariff 5 indicator	Energy Tariff 5 active	*
T6	Energy Tariff 6 indicator	Energy Tariff 6 active	*
T7	Energy Tariff 7 indicator	Energy Tariff 7 active	*
T8	Energy Tariff 8 indicator	Energy Tariff 8 active	*
SQ	Signal Quality indicator (GSM/GPRS/UMTS option)	GSM signal present	GSM signal weak
COM	Network login (GSM/GPRS option)	Meter logged in the network (GSM/GPRS), installation call made or not enabled	GSM/GPRS modem registered but installation call wasn't made
DRO	Data Read Out indicator	Meter data reading active	
FF	Fatal Failure indicator	Fatal Failure	
SET	Set mode indicator	Set mode active	
EXM	External Module indicator	External Module installed	External Module detected but not recognized
GPRS	GPRS status indicator (GSM/GPRS option)	GPRS registered PDP context active	GPRS registered PDP context not active
TEST	Test mode indicator	Test mode active	
TCO	Terminal Cover indicator	Terminal Cover opened alarm	
MCO	Meter Cover indicator	Meter Cover opened alarm	
VA	Voltage Alarm indicator	Under-voltage, over-voltage alarm	
BB	Billing Blocked indicator	Billing blockade active	
RTC	RTC tariff indicator	Tariff control via activity calendar	
DT1	Demand Tariff 1 indicator	Demand Tariff 1 active	Demand Tariff 5 active
DT2	Demand Tariff 2 indicator	Demand Tariff 2 active	Demand Tariff 6 active
DT3	Demand Tariff 3 indicator	Demand Tariff 3 active	Demand Tariff 7 active
DT4	Demand Tariff 4 indicator	Demand Tariff 4 active	Demand Tariff 8 active
DT5	Demand Tariff 5 indicator	Demand Tariff 5 active	*
DT6	Demand Tariff 6 indicator	Demand Tariff 6 active	*
DT7	Demand Tariff 7 indicator	Demand Tariff 7 active	*
DT8	Demand Tariff 8 indicator	Demand Tariff 8 active	*
AIN1	Alarm Input 1 indicator	Alarm input 1 active	
AIN2	Alarm Input 2 indicator	Alarm input 2 active	
MZE	MZE Input indicator	MZE input active – demand measurement disabled.	

* depends on the tariff programation, see the subchapter 5.1.6.1. Energy/demand tariff cursors

Table 36: Display cursors definition

	<p>Example:</p> <table style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <tr> <td>1.</td><td>2.</td><td>3.</td><td>4.</td><td>5.</td><td>6.</td><td>7.</td><td>8.</td><td>9.</td><td>10.</td><td>11.</td><td>12.</td></tr> <tr> <td>▽</td><td>▽</td><td>▽</td><td>▽</td><td>▽</td><td>▽</td><td>▽</td><td>▽</td><td>▽</td><td>▽</td><td>▽</td><td>▽</td></tr> <tr> <td>T1</td><td>T2</td><td>T3</td><td>T4</td><td>DT1</td><td>DT2</td><td>DT3</td><td>DT4</td><td>COM</td><td>FF</td><td>RTC</td><td>SET</td></tr> </table> <p>  Flag is on  Flag is off  Flag is blinking </p>	1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	▽	▽	▽	▽	▽	▽	▽	▽	▽	▽	▽	▽	T1	T2	T3	T4	DT1	DT2	DT3	DT4	COM	FF	RTC	SET
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.																										
▽	▽	▽	▽	▽	▽	▽	▽	▽	▽	▽	▽																										
T1	T2	T3	T4	DT1	DT2	DT3	DT4	COM	FF	RTC	SET																										
<i>Figure 34: Display cursors legend</i>																																					

Cursors could have different meaning. The meaning of each cursor can be configured by the parameter.

5.1.6.1. Energy/demand tariff cursors

- Up to eight energy-tariff cursors are supported (T1, T2... T8).
- Up to eight demand-tariff cursors are supported (DT1, DT2... DT8).
- Each of the 12 triangle LCD cursors segments (∇) can be assigned to one of the eight tariff cursors.
- If the active tariff is greater than the greatest parameterized tariff cursor, the active tariff indication on display is represented by blinking the tariff cursor which is defined by expression:

$$\text{blinking tariff cursor} = \text{active tariff} - \text{greatest parameterized tariff cursor}$$

Example:

active tariff:	T7
greatest parameterized tariff cursor:	T4
active tariff > greatest parameterized tariff cursor:	$T7 > T4$
tariff indication by blinking tariff cursor:	$T7 - T4 = T3 \text{ blinking}$

- If there is no corresponding tariff cursor parameterized for an active tariff, the active tariff is not indicated on display.

5.1.7. Display format

Several display format objects are used to configure format for energy, demand, voltage, and current presentation on display. Up to eight digits are used to display a value, and up to seven of them can be used for decimal precision. The unit for energy and demand can be configured as well.

5.1.7.1. Display format for energy

Display format for energy is programmable by the **Display format for energy** (0-0:196.1.0) object. The value of energy objects is displayed with eight numbers; number of decimal places is programmable. The unit of displayed quantities is also programmable and can be either Wh or kWh or MWh or GWh. Displayed values can be primary or secondary (related to energy and demand). In the test mode, the number of additional decimal places is programmable.

		<p>5.1.7.2. Display format for demand</p> <p>Display format for demand is programmable as well, by the Display format for demand (0-0:196.1.1) object. The value of demand objects is displayed with up to eight numbers, the format for demand and number of decimal places is programmable. The unit of displayed quantities is also programmable and can be either W or kW or MW or GW (var or kvar or Mvar or Gvar; VA or kVA or MVA or GVA). Displayed values can be primary or secondary (related to energy and demand). In the test mode, the number of additional decimal places is programmable.</p>																				
		<p>5.1.7.3. Display precision for voltage and current</p> <p>When meter is configured for secondary registration of voltage/current, the measured voltages are stored in mV/mA. Differently when meter is configured for primary registration of voltage/current, voltage values are stored in V/A. Format for voltage and current display is programmable. We can set the numbers of decimal places for voltage and current display by the parameter (valid only for secondary presentation).</p>																				
5	Página 3	<p>5.1.8. OBIS data name presentation on display</p> <p>There are 8 digits reserved for OBIS name presentation on the left side of the display. OBIS name is always displayed from the first digit on the left. See the Figure 32.</p> <p>There are two types of OBIS name format supported on display:</p> <ul style="list-style-type: none"> • short OBIS name format: C.D.E.(F), • full OBIS name format: A-B:C.D.E.(F). <p>OBIS name format is set as a bit-parameter in the Display configuration (0-0:196.1.3) object. By default, the short OBIS name format is used. There is an exception for OBIS names with field B ≠ 0; in this case, the full OBIS name format is used. Field F is optional and is used as index of previous values.</p> <p>Up to eight characters of OBIS name can be displayed. There are some abbreviation characters, used for the specific multi-character fields of OBIS name (see the Table 37).</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Multi-character field</th> <th>Abbreviation character</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>96</td> <td>C</td> </tr> <tr> <td>97</td> <td>F</td> </tr> <tr> <td>98</td> <td>L</td> </tr> <tr> <td>99</td> <td>P</td> </tr> <tr> <td>128</td> <td>U</td> </tr> </tbody> </table> <p>Table 37: OBIS name abbreviation characters</p> <p>5.1.9. Error codes on display</p> <p>In certain cases, an error message can appear on display. The error codes that can be seen on display are listed in the Table 38.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Error code</th> <th>Error description</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Error 11</td> <td>Ident format failed</td> </tr> <tr> <td>Error 23</td> <td>Ident not existing</td> </tr> <tr> <td>Error 31</td> <td>Value format failed</td> </tr> </tbody> </table> <p>Table 38: Error codes on display</p> <p>CAUTION: The meter may be used only for the purpose of measurement for which it was produced. Any misuse of the meter will lead to potential hazards.</p> <p>No maintenance is required during the meter's lifetime. The implemented metering technique, built-in components, and manufacturing process ensure high long-term stability of meters, so that there is no need for their recalibration during their lifetime.</p> <p>The capacity of the built in battery is sufficient to backup meter functions like RTC and tampering functions for its entire lifetime.</p> <p>Cleaning of the meter is allowed only with a soft dry cloth. Cleaning is allowed only in upper part of the meter – in region of the LCD. Cleaning is forbidden in the region of terminal cover. Cleaning can be performed only by the personnel, responsible for meter maintenance.</p>	Multi-character field	Abbreviation character	96	C	97	F	98	L	99	P	128	U	Error code	Error description	Error 11	Ident format failed	Error 23	Ident not existing	Error 31	Value format failed
Multi-character field	Abbreviation character																					
96	C																					
97	F																					
98	L																					
99	P																					
128	U																					
Error code	Error description																					
Error 11	Ident format failed																					
Error 23	Ident not existing																					
Error 31	Value format failed																					

6	<p>Página 79</p> <h2>6.6. Load profile</h2> <p>Two general-purpose load profiles are available in the MT880 meter. Each of two can capture any of the basic type object value present in the meter:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Load profile with period 1 (1-0:99.1.0), • Load profile with period 2 (1-0:99.2.0). <p>Maximum available records:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Load profile 1: max. 30000 records • Load profile 2: max. 6000 records <p>Number of available records are calculated, when load profiles are pre-programmed, related to the type of the object, which is defined for load profile, number of objects defined for load profile and registration period. Profiles are implemented as FIFO buffers. Each record has associated a unique record number. Within one load profile, more records can have the same time stamp (in case time is shifted back) but all have different record number.</p> <p>Load profiles are dynamically organized – the less channels are chosen the higher is roll over time and vice versa.</p> <h3>6.6.1. Profile objects</h3> <p>Capture objects</p> <p>Up to 32 capture objects can be defined for each load profile. Number of capture objects directly defines the length of one record. Minimum and maximum profile capacity depends on the capture period selected and number of capture objects set.</p> <p>Capture period</p> <p>Capture period is variable which defines the time distance between two captured data (in seconds). It can be set to next values:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 0 No registration is performed • 300 5 minute recording period (the minimum recording period) • 900 15 minutes recording period • 1800 30 minutes recording period • 3600 1 hour recording period • 86400 1 day recording period
---	---

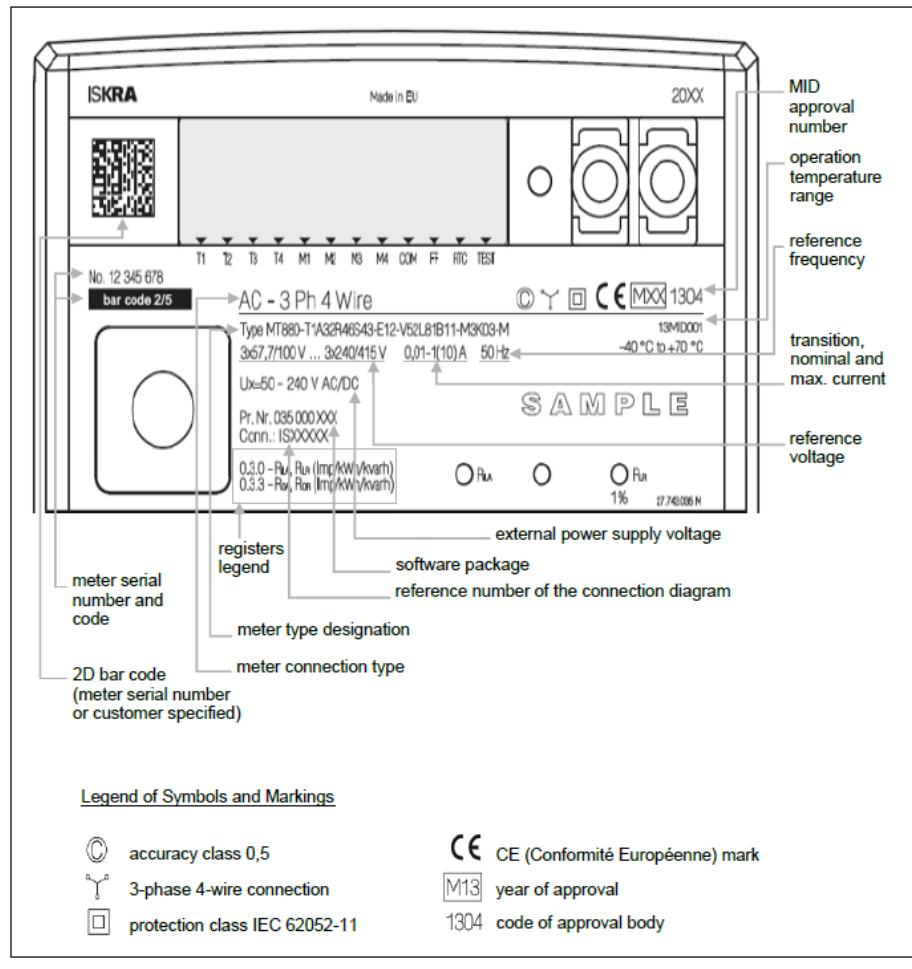
7	<p>Páginas 92-93</p>	<p>6.9.2. Error types</p> <p>Errors recorded in the Error register object fall into one of four categories:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Clock errors • Memory errors • Measurement system error • Watchdog error <p>Clock errors</p> <p><i>Invalid clock error</i></p> <p>If the meter detects that the clock may be invalid, i.e. if the power reserve of the clock has exhausted, the corresponding flag (Clock invalid, bit 0) in the Error register object is set.</p> <p><i>Check battery state error</i></p> <p>By continuously monitoring the state of the battery or of the capacitor, the meter is able to provide information on remaining battery capacity percentage. When the remaining battery capacity falls under the critical limit, the corresponding flag (Replace battery, bit 1) in the Error register object is set.</p> <p>Memory errors</p> <p><i>Program memory error</i></p> <p>During build time, the MD5 signature of the whole generated program code of the Core and of the Module part of the firmware is stored together with the generated program code into the program memory. To ensure that a valid firmware is being executed on the meter, both MD5 checksums (core and module) are constantly recalculated during program execution and compared against the respective MD5 checksums stored in the program memory. An MD5 checksum mismatch indicates that an invalid firmware is running on the meter, possibly due to bad memory cells, or even due to an unauthorized modification attempt of the meter's firmware.</p> <p>If a MD5 mismatch is detected, a corresponding flag (Program memory error, bit 8) in the Error register object is set.</p> <p><i>RAM error</i></p> <p>Every time a meter power-up or a firmware upgrade is performed, an initialization process is executed, resulting in a complete internal program memory (RAM) check. RAM is tested through its whole address range using a non-destructive RAM test. If the RAM test fails, a corresponding flag (RAM error, bit 9) in the Error register object is set.</p> <p>Additionally, during a normal meter operation, the integrity check of individual RAM parts containing critical data is performed. Each time when a critical data is intentionally changed, the new signature is re-calculated and stored so that it can be compared against the calculated signature of the respective RAM data, when needed. In case of a mismatch, a RAM error flag in the Error register object is set.</p> <p><i>Non-Volatile memory error</i></p> <p>The non-volatile memory is used as a long-term persistent storage for periodical data history, billing data, event logs, register back-ups, parameters and any other data needed by the meter during a normal start up. Data integrity checking is performed periodically or randomly, during data access. Integrity checking of the data, which intercepts with the meter process itself, and is subjected to changing frequently, is performed randomly. The validity of the meter's configuration parameters on the other hand, is inspected periodically, with a period set to one hour. If the described data integrity checking fails, a corresponding flag (NV memory error, bit 10) in the Error register object is set.</p> <p>Measurement system error</p> <p>The meter performs certain self-diagnostic tests to ensure undisturbed operation and the required measuring accuracy. If any kind of excessive deviation is detected, the corresponding flag (Measurement system error, bit 11) in the Error register object is set.</p> <p>Watchdog error</p> <p>Whenever 10 or more watchdog resets are detected within 2-hour period, the corresponding flag (Watchdog error, bit 12) in the Error register object is set.</p>
---	----------------------	--

7

Página 40

4.3. Nameplate

The MT880 meter nameplate is laser printed on the meter's cover. On a nameplate, it can be found the basic data and the type designation of the meter. (See the Figure 26 and the Figure 27.)



8	Página 16	<p>3.5.3. Transformer configuration</p> <p>At CT or CT/VT transformer meter could register energy/demand as well as voltage/current values as primary or secondary. Type of parameterisation is defined via meter parameter and it is under factory protection level.</p> <p> NOTE! If we switch between primary and secondary registration and data presentation on the already connected and operating meter, meter does not recalculate data to the new CT or CT/VT ratio. Already saved meter data remains as they are.</p> <p>Transformer ratios are separately configured for voltage and current transformers. Both ratios are defined with numerator and denominator. In such a way, also non-integer ratios can be achieved.</p> <p>Primary energy and power values are calculated as:</p> $EP(PRIM) = \frac{VT_{NUM}}{VT_{DEN}} \times \frac{CT_{NUM}}{CT_{DEN}} \times EP(SEC)$ <p>Where symbols in equation are explained as:</p> <ul style="list-style-type: none"> • EP(PRIM) – energy/power primary value • EP(SEC) – energy/power secondary value • VT_{NUM} – voltage transformer numerator • VT_{DEN} – voltage transformer denominator • CT_{NUM} – current transformer numerator • CT_{DEN} – current transformer denominator <p>If meter is configured for primary measurement and denominator is set to 0, corresponding values will be registered as secondary values.</p>
9	Páginas 21-23	<p>3.5.11. Energy</p> <p>MT880 meter provides following energy values:</p> <ul style="list-style-type: none"> • positive and negative active energy (A+, A-), sum of all phases and per phase, • positive and negative reactive energy (R+, R-), sum of all phases and per phase, • reactive energy (QI, QII, QIII, QIV), sum of all phases and per phase, • positive and negative apparent energy (S+, S-), sum of all phase and per phase, • ABS (absolute) active energy (A+ + A-), sum of all phases and per phase, • NET active energy (A+ - A-), sum of all phases and per phase.

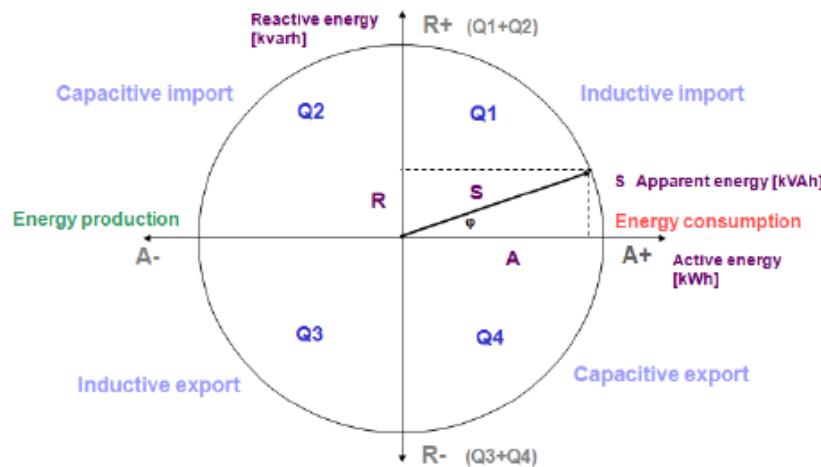


Figure 11: Quadrant cross

Reactive energy/power can be registered by vector or arithmetic method, positive and negative reactive energy/power can be registered as sum of different quadrant components:

- $Q+ = QI + QII$ and $Q- = QIII + QIV$ or
- $Q+ = QI + QIV$ and $Q- = QII + QIII$

Besides total registration, MT880 meter provides up to 8 tariffs for energy and demand registration.

MT880 meter provides the following energy values:

- total values,
- Billing period values - time integral 2 values,
- Load profile 1 period values - time integral 5 values,
- Load profile 2 period values - time integral 8 values,
- tariff values.

3.5.11.1. Total energy values

Supported total energy values in the MT880 meters are presented in the Table 12. Different energy types (A+, A-, Q+, Q-, QI, QII, QIII, QIV, S+, S-, ABS and NET) are registered as three phase values as well as per phase values.

	SUM	L1	L2	L3
A+	18.0	21.8.0	41.8.0	61.8.0
A-	28.0	22.8.0	42.8.0	62.8.0
Q+	38.0	23.8.0	43.8.0	63.8.0
Q-	48.0	24.8.0	44.8.0	64.8.0
QI	58.0	25.8.0	45.8.0	65.8.0
QII	68.0	26.8.0	46.8.0	66.8.0
QIII	78.0	27.8.0	47.8.0	67.8.0
QIV	88.0	28.8.0	48.8.0	68.8.0

	SUM	L1	L2	L3
S+	9.8.0	29.8.0	49.8.0	69.8.0
S-	10.8.0	30.8.0	50.8.0	70.8.0
ABS	15.8.0	35.8.0	55.8.0	75.8.0
NET	16.8.0	36.8.0	56.8.0	76.8.0

Table 12: Total energy objects

1 0	Página 8	<p>3.3. Main meter properties</p> <p>Measuring of:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Active energy and demand of accuracy class up to 0.5S (MID C) (in compliance with IEC 62053-22, EN 50470-3). • Reactive energy of accuracy class up to 1 (in compliance with IEC 62053-24). • Two-way energy flow direction. • Reactive energy per quadrant measurement.
1 1	Página 30	<p>3.5. Measuring of basic quantities</p> <p>3.5.1. Measurement system</p> <p>The measurement systems consist of shielded measurement current transformers. The shield ensures protection from external magnetic field influence. Measurement system complies with OIML (International Organization of Legal Metrology) requirements and is resistant to the influence of harmonic disturbances. Long-term stability ensures no need of recalibration during entire meter lifetime.</p> <p>Available three-meter variants are:</p> <ul style="list-style-type: none"> • $I_{max} = 10 \text{ A}$ - CT, CT/VT connected meter, 3x57,7/100 V ... 3x240/415 V, • $I_{max} = 20 \text{ A}$ - CT, CT/VT connected meter, 3x57,7/100 V ... 3x290/500 V, • $I_{max} = 120 \text{ A}$ - direct connected meter, 3x110/190 V ... 3x240/415 V. <p> NOTE! Meter nominal voltage parameter has to be properly set to operate correctly in terms of PQM (Power Quality Management) and voltage event detection.</p> <p>Measured quantities:</p> <ul style="list-style-type: none"> • active energy/demand: nominal frequency with included harmonics, • reactive energy/demand: nominal frequency only (natural connection is used), • apparent energy/demand, measured according to RMS values of voltage and current – includes harmonic values, in 2 system connection P-Q method is used, • RMS phase voltages and phase currents, • phase angles between voltages, phase angles between phase voltages and phase currents, • network frequency, • harmonic components in phase voltage and phase current (up to 31st harmonic), • THD (Total Harmonic Distortion) per phase voltage and phase current, • power factor per phase and total.
1 2	Página 98	<p>6.11. Tariff program</p> <p>Tariff program is implemented with set of objects that are used to configure different seasons or weekly and daily programs, to define which certain tariffs should be active. Different actions can be performed with tariff switching as well (e.g. registering energy values in different tariffs or switching on/off bistable relay).</p>

1 3	<p>Páginas 74-79</p> <h2>6.4. Fraud detection</h2> <h3>6.4.1. Meter cover and terminal cover opening detection</h3> <p>All accesses (opening and closing the meter and terminal cover) to the meter are detected and corresponding events are recorded and stored in a fraud detection event log as well as in a MCO & TCO (MCO – meter cover opening, TCO – terminal cover opening) event log.</p> <p>Meter detects cover opening and closing also in no power state. The event is registered by the first next power up.</p> <p>When MCO and TCO alarm is generated on the LCD, it could be cleared by the system operator only.</p> <h3>6.4.2. Magnetic field detection</h3> <p>MT880 meter is equipped with shielded measurement system, so magnetic fields has no influence to the meter accuracy measurements, however presence of magnetic fields are detected. Events are recorded in the fraud detection event log and in the magnetic tamper event log. Meter detects magnetic field also in no power state. The event is registered by the first next power up.</p> <p>When magnet field detection alarm is generated on the LCD, it could be cleared by the system operator only.</p> <h2>6.5. Event logs</h2> <p>Event logs are organized as FIFO object. There are more event logs with different size available. See the Table 42.</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th style="background-color: #d3d3d3;">Event log object</th><th style="background-color: #d3d3d3;">Logical name</th><th style="background-color: #d3d3d3;">Event log depth (number of records)</th></tr> </thead> <tbody> <tr><td>Standard event log</td><td>0-099.98.0.255</td><td>255</td></tr> <tr><td>Fraud detection log</td><td>0-099.98.1.255</td><td>255</td></tr> <tr><td>Power quality log</td><td>0-099.98.4.255</td><td>255</td></tr> <tr><td>Power down event log</td><td>0-099.98.5.255</td><td>84</td></tr> <tr><td>Communication event log</td><td>0-099.98.6.255</td><td>255</td></tr> <tr><td>MCO & TCO event log</td><td>0-099.98.7.255</td><td>20</td></tr> <tr><td>Magnetic tamper event log</td><td>0-099.98.8.255</td><td>20</td></tr> <tr><td>Power failure event log</td><td>1-099.97.0.255</td><td>10</td></tr> <tr><td>Certification data log</td><td>1-099.99.0.255</td><td>100</td></tr> </tbody> </table> <p>Table 42: List of event logs with corresponding logical names and their capacity</p> <h3>6.5.1. Standard event log</h3> <p>List of events in the Standard event log (0-099.98.0) is shown in the Table 43.</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th style="background-color: #d3d3d3;">VDEW event code</th><th style="background-color: #d3d3d3;">IDIS event code</th><th style="background-color: #d3d3d3;">Event name</th></tr> </thead> <tbody> <tr><td>0x0001</td><td>230</td><td>Fatal error</td></tr> <tr><td>0x0002</td><td>7</td><td>Replace Battery</td></tr> <tr><td>0x0004</td><td>-</td><td>Value corrupt</td></tr> <tr><td>0x0008</td><td>3</td><td>DST enabled or disabled</td></tr> <tr><td>0x0010</td><td>231</td><td>Billing reset</td></tr> <tr><td>0x0020</td><td>4</td><td>Clock adjusted (old date/time)</td></tr> <tr><td>0x0040</td><td>2</td><td>Power Up</td></tr> <tr><td>0x0080</td><td>1</td><td>Power Down</td></tr> <tr><td>0x2000</td><td>255</td><td>Event log cleared</td></tr> <tr><td>0x4000</td><td>254</td><td>Load profile cleared</td></tr> </tbody> </table>	Event log object	Logical name	Event log depth (number of records)	Standard event log	0-099.98.0.255	255	Fraud detection log	0-099.98.1.255	255	Power quality log	0-099.98.4.255	255	Power down event log	0-099.98.5.255	84	Communication event log	0-099.98.6.255	255	MCO & TCO event log	0-099.98.7.255	20	Magnetic tamper event log	0-099.98.8.255	20	Power failure event log	1-099.97.0.255	10	Certification data log	1-099.99.0.255	100	VDEW event code	IDIS event code	Event name	0x0001	230	Fatal error	0x0002	7	Replace Battery	0x0004	-	Value corrupt	0x0008	3	DST enabled or disabled	0x0010	231	Billing reset	0x0020	4	Clock adjusted (old date/time)	0x0040	2	Power Up	0x0080	1	Power Down	0x2000	255	Event log cleared	0x4000	254	Load profile cleared
Event log object	Logical name	Event log depth (number of records)																																																														
Standard event log	0-099.98.0.255	255																																																														
Fraud detection log	0-099.98.1.255	255																																																														
Power quality log	0-099.98.4.255	255																																																														
Power down event log	0-099.98.5.255	84																																																														
Communication event log	0-099.98.6.255	255																																																														
MCO & TCO event log	0-099.98.7.255	20																																																														
Magnetic tamper event log	0-099.98.8.255	20																																																														
Power failure event log	1-099.97.0.255	10																																																														
Certification data log	1-099.99.0.255	100																																																														
VDEW event code	IDIS event code	Event name																																																														
0x0001	230	Fatal error																																																														
0x0002	7	Replace Battery																																																														
0x0004	-	Value corrupt																																																														
0x0008	3	DST enabled or disabled																																																														
0x0010	231	Billing reset																																																														
0x0020	4	Clock adjusted (old date/time)																																																														
0x0040	2	Power Up																																																														
0x0080	1	Power Down																																																														
0x2000	255	Event log cleared																																																														
0x4000	254	Load profile cleared																																																														

VDEW event code	IDIS event code	Event name
0x8001	232	Power down phase L1
0x8002	233	Power down phase L2
0x8003	234	Power down phase L3
0x8004	235	Power restored phase L1
0x8005	236	Power restored phase L2
0x8006	237	Power restored phase L3
0x8012	238	No connection timeout
0x8040	5	Clock adjusted (new date/time)
0x8041	47	One or more parameters changed
0x8042	-	Meter master reset
0x8043	10	Error register cleared
0x8044	11	Alarm register cleared
0x8045	19	Passive TOU programmed
0x8046	9	TOU activated
0x8047	48	Global key(s) changed
0x8048	-	Meter unlocked
0x8049	-	Meter locked
0x8050	12	Program memory error
0x8051	13	RAM error
0x8052	14	NV memory error
0x8053	15	Watchdog error
0x8054	16	Measurement system error
0x8055	6	Clock invalid
0x8060	17	Firmware ready for activation
0x8061	18	Firmware activated
0x8062	51	FW verification failed
0x8070	-	Previous values reset
0x8071	88	Wrong phase sequence
0x8074	-	Certification data log full
0x8075	-	Result reset
0x8130	-	Alarm input 1 activated
0x8131	-	Alarm input 2 activated
0x8132	-	Alarm output 1 activated
0x8133	-	Alarm output 2 activated
0x8140	-	Load control 1 activated
0x8141	-	Load control 1 deactivated
0x8142	-	Load control 2 activated
0x8143	-	Load control 2 deactivated
0x8144	-	Load control 3 activated
0x8145	-	Load control 3 deactivated

Table 43: List of events in the Standard event log

6.5.2. Fraud detection log

Fraud detection log (0-0:99.98.1) is used to log various events related to possible fraud attempts. List of events in the Fraud detection log is shown in the Table 44.

VDEW event code	IDIS event code	Event name
0x2000	255	Event log cleared
0x800E	45	Meter cover closed
0x800F	41	Terminal cover closed
0x8010	44	Meter cover removed
0x8011	40	Terminal cover removed
0x804A	46	Association authentication failure (n time failed authentication)
0x804B	49	Decryption or authentication failure (n time failure)
0x804C	50	Replay attack
0x8080	-	Current without Voltage phase L1 - start
0x8081	-	Current without Voltage phase L2 - start

VDEW event code	IDIS event code	Event name
0x8082	-	Current without Voltage phase L3 - start
0x8083	-	Current without Voltage phase L1 - end
0x8084	-	Current without Voltage phase L2 - end
0x8085	-	Current without Voltage phase L3 - end
0x8086	-	Missing current L1 - start
0x8087	-	Missing current L2 - start
0x8088	-	Missing current L3 - start
0x8089	-	Missing current L1 - end
0x808A	-	Missing current L2 - end
0x808B	-	Missing current L3 - end
0x8094	-	Asymmetrical current - start
0x8095	-	Asymmetrical current - end
0x8100	-	Asymmetrical voltage - start
0x8101	-	Asymmetrical voltage - end
0x8120	-	Reverse power flow - start
0x8121	-	Reverse power flow - end
0x8122	-	Low power factor - start
0x8123	-	Low power factor - end
0x8124	42	Strong DC field detected
0x8125	43	No strong DC field anymore

Table 44: List of events in the Fraud detection event log

6.5.3. Power quality log

Power quality log (0-0:99.98.4) stores events related to quality of supplied power. List of events in the Power quality log is shown in the Table 45.

VDEW event code	IDIS event code	Event name
0x2000	255	Event log cleared
0x8020	76	Voltage sag phase L1
0x8021	77	Voltage sag phase L2
0x8022	78	Voltage sag phase L3
0x8023	79	Voltage swell phase L1
0x8024	80	Voltage swell phase L2
0x8025	81	Voltage swell phase L3
0x808C	-	Over current L1 - start
0x808D	-	Over current L2 - start
0x808E	-	Over current L3 - start
0x808F	-	Over current L1 - end
0x8090	-	Over current L2 - end
0x8091	-	Over current L3 - end
0x8102	-	Over-voltage phase L1
0x8103	-	Over-voltage phase L2
0x8104	-	Over-voltage phase L3
0x8105	85	Voltage normal phase L1
0x8106	86	Voltage normal phase L2
0x8107	87	Voltage normal phase L3
0x8108	-	Under-voltage phase L1
0x8109	-	Under-voltage phase L2
0x810A	-	Under-voltage phase L3
0x810B	82	Missing-voltage L1
0x810C	83	Missing-voltage L2
0x810D	84	Missing-voltage L3

Table 45: List of events in the Power quality event log

6.5.4. Powerdown event log

Powerdown event log (0-0:99.98.5) contains events related to the presence of phase and three phase voltages. List of events in the Powerdown event log is shown in the Table 46.

VDEW event code	IDIS event code	Event name
0x0040	2	Power Up
0x0080	1	Power Down
0x2000	255	Event log cleared
0x4000	254	Load profile cleared
0x8001	232	Power down phase L1
0x8002	233	Power down phase L2
0x8003	234	Power down phase L3
0x8004	235	Power restored phase L1
0x8005	236	Power restored phase L2
0x8006	237	Power restored phase L3

Table 46: List of events in the Power down event log

6.5.5. Communication event log

Communication event log (0-0:99.98.6) is used for storing events related to communication, specially related to the 2G/3G modem behaviour. List of events in the Communication event log is shown in the Table 47.

VDEW event code	IDIS event code	Event name
0x2000	255	Event log cleared
0x8012	238	No connection timeout
0x8150	-	Initialization failure
0x8151	-	SIM failure
0x8152	-	GSM registration failure
0x8153	-	GPRS registration failure
0x8154	-	PDP context established
0x8155	-	PDP context destroyed
0x8156	-	Modem SW reset
0x8157	-	Modem HW reset
0x8158	-	GSM outgoing connection
0x8159	-	GSM incoming connection
0x815A	-	GSM hangup
0x815B	-	Diagnostic failure
0x815C	-	User initialization failure
0x815D	-	Signal quality failure
0x815E	-	PDP context failure
0x8160	-	Auto Answer
0x8170	-	No connection timeout channel 1
0x8171	-	No connection timeout channel 2
0x8172	-	No connection timeout channel 3

Table 47: List of events in the Communication event log

6.5.6. MCO & TCO event log

Meter Cover Opening & Terminal Cover Opening event log (0-0:99.98.7) is intended for logging events related to meter and terminal cover openings. List of events in the MCO & TCO event log is shown in the Table 48.

VDEW event code	IDIS event code	Event name
0x2000	255	Event log cleared
0x800E	45	Meter cover closed
0x800F	41	Terminal cover closed
0x8010	44	Meter cover removed
0x8011	40	Terminal cover removed

Table 48: List of events in the MCO & TCO event log

6.5.7. Magnetic tamper event log

List of events in the Magnetic tamper event log (0-0:99.98.8) is shown in the Table 49.

VDEW event code	IDIS event code	Event name
0x2000	255	Event log cleared
0x8124	42	Strong DC field detected
0x8125	43	No strong DC field anymore

Table 49: List of events in the Magnetic tamper event log

6.5.8. Power failure event log

Power failure event log (1-0:99.97.0) contains all events related to long power outages. In the event log only the power up time stamp and the duration of long power failures in any phase are stored. No special code is defined to logging of power failure events. Separately the duration of last long power failure is recorded.

Each entry recorded in this event log contains:

- time of power up after long power failure,
- duration of long power failure.

6.5.9. Certification data log (also called Technical data log)

Certification data log (1-0:99.99.0) is used to log modifications of metrological parameters. The data log contains time stamp, Last modified secure parameter identifier, old and new parameter value.

Values of the following objects are registered:

- Active energy metrological LED (1-0:0.3.0)
- Reactive energy metrological LED (1-0:0.3.1)
- Apparent energy metrological LED (1-0:0.3.2)
- Transformer ratio – current (numerator) (1-0:0.4.2)
- Transformer ratio – current (denominator) (1-0:0.4.5)
- Transformer ratio – voltage (numerator) (1-0:0.4.3)
- Transformer ratio – voltage (denominator) (1-0:0.4.6)
- Measurement period 1, for average value 1 (1-0:0.8.0)
- Recording interval 1, for load profile (1-0:0.8.4)
- Recording interval 2, for load profile (1-0:0.8.5)
- Active output constant (1-0:0.3.3)
- Reactive output constant (1-0:0.3.4)
- Apparent output constant (1-0:0.3.5)
- Output pulse duration (1-0:0.9.8)
- Nominal voltage (1-0:0.6.0)

1 Páginas 104;
4 119; 132; 136 –
lectura y
gestión de
datos

6.12. Software

6.12.1. Meter programming

Programming of the meter as well as application part of FW upgrade can be done locally or remotely in compliance with the predefined security levels. The objects in the meter are protected with four authentication levels (passwords) and with PARAM key, which can be found under the meter cover. Firmware update procedure is made in accordance with WELMEC recommendation.

6.14.6. Meter parameterization monitoring

Meter parameters can be changed via different communication interfaces. Each parameterization is being registered by the meter with the following information:

- parameterization counter – the **Number of configuration program changes** (0-0:96.2.0) object is incremented,
- date and time of last parameterization – the **Date of last configuration program change** (0-0:96.2.1) object is refreshed with current time,
- if parameter being changed is on the list of certified parameters, timestamp, parameter identification, old value and new value are stored in certification log.

8.3. Optical interface

Optical interface enables a bi-directional local communication for data readout and parameterization.

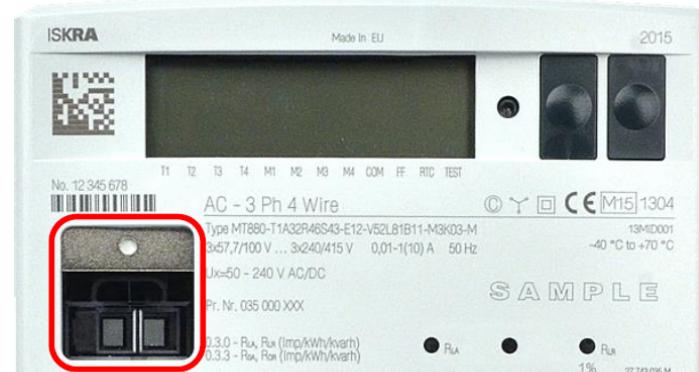


Figure 75: Optical interface

8.5.2.3. Extended network diagnostics

The meter provides support for efficient installation into 2G/3G mobile networks in order to successfully communicate with remote clients. This support functionality is called "Extended network diagnostics" and it consists of two features:

- Providing information about available 2G/3G networks,
- Providing information about cells of selected 2G/3G network.

Because of relatively time-consuming operation, capturing of above described information does not run automatically but only on request. User can initiate request for extended diagnostic execution via any of available communication interfaces by specific script of the dedicated **Extended network diagnostics** script table (0-0:10.5.101) object. There are several scripts available (see the Table 86).

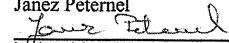
Script ID	Function
0	Capture available 2G/3G networks information and cell environment information of selected 2G/3G network.
1	Capture available 2G/3G networks information only.
2	Capture cell environment information of selected 2G/3G network.

Table 86: Supported scripts of extended network diagnostics script table object

1 5	<p>Páginas 124 - 125</p> <p>High Level Security (HLS) The purpose of High Level Security is to allow mutual authentication of the client and the server participating in an association.</p> <p>This is a 4-pass process, involving the exchange of challenges during Application Association establishment, which is followed by exchanging the results of processing these challenges, using cryptographic methods. If the authentication takes place, the client can proceed to access data within the access rights available in the given Application Association, and it accepts data coming from the server. Otherwise, the Application Association is not established. When the number of unauthorized accesses (Authentication Failure Count) is bigger than predefined limit (Authentication Failure Count Limit), the meter logs a respective event and rejects every subsequent application request for a predefined amount of time (60s). With this mechanism, the risk of brute force attacks is mitigated. The last unauthorized access is time stamped (Authentication Failure Stamp).</p> <p>According to secure meter communication, it is possible to access the MT880 meter only with Application Association, which is currently active in the meter. If user wants to access the meter with different Application Association, new authentication mechanism name has to be written in the currently active Application Association's <i>Authentication mechanism name</i> attribute (<i>Authentication mechanism id</i>) of the <i>Current association</i> object. The meter can now be accessed with the new Application Association.</p>
--------	--

16.2.3.3 ID INODU-56

ID: INODU-56 (ISKRA MT880 declaration of conformity)		
Nº	Página(s)	Extracto

<p>1 Página 1 – Declaración de conformidad de estándares</p>	<p>IZJAVA O SKLADNOSTI DECLARATION OF CONFORMITY KONFORMITÄTSERKLÄRUNG Št./No./Nr.: IS-15-025 R03</p> <p>Iskraemeco, d.d. Savska Loka 4 4000 Kranj SLOVENIA</p> <p>s polno odgovornostjo izjavlja, da je proizvod: / declare on our own responsibility, that the products: erklären hiermit in eigener Verantwortung, dass nachstehende Geräten:</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 30%;">Naziv izdelka / Product name: Gerät:</td> <td style="width: 70%;">Trifazni elektronski večfunkcijski števec električne energije / Three-phase multi-function electricity meter Dreiphasige elektronische Multifunktions-Elektrizitätszähler</td> </tr> </table> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 30%;">Tip / Type- designation: Type:</td> <td style="width: 70%;">MT880</td> </tr> </table> <p>v skladu s pravilnikoma / are in compliance with following directives: sind in Übereinstimmung mit folgenden Richtlinien:</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 100%;">Directive on measuring instruments 2014/32/EU Electromagnetic Compatibility Directive 2014/30/EU</td> </tr> </table> <p>in v skladu z naslednjimi standardi / and are in compliance with following norm(s) or documents: und sind mit folgenden Standards konform:</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 100%;">EN 50470-1:2006, EN 50470-3:2006, EN 62059-32-1:2012 IEC 62052-11:2003, IEC 62053-21:2003, IEC 62053-22:2003 (for CT versions only), IEC 62053-23:2003, IEC 62053-24:2014, CLC/TR50579:2012</td> </tr> </table> <p>priglašeni organ za MID modul H1 - ime, številka / notified body for MID annex H1 - name, number / Benannte Stelle für MID Anlage-sterben H1 - Name, Nummer: SIQ, 1304</p> <p>certifikat o zasnovi merila / certificate of design examination / Baumusterprüfungsberechtigung: 13MID001</p> <p>Kranj, 31.01.2017 kraj in datum / Place and date of issue</p> <p>Vodja standardov kakovosti Head of quality standards Janez Peternek  in je podpis pooblaščene osobe / Manufacturer/Authorized representative name and signature</p>	Naziv izdelka / Product name: Gerät:	Trifazni elektronski večfunkcijski števec električne energije / Three-phase multi-function electricity meter Dreiphasige elektronische Multifunktions-Elektrizitätszähler	Tip / Type- designation: Type:	MT880	Directive on measuring instruments 2014/32/EU Electromagnetic Compatibility Directive 2014/30/EU	EN 50470-1:2006, EN 50470-3:2006, EN 62059-32-1:2012 IEC 62052-11:2003, IEC 62053-21:2003, IEC 62053-22:2003 (for CT versions only), IEC 62053-23:2003, IEC 62053-24:2014, CLC/TR50579:2012
Naziv izdelka / Product name: Gerät:	Trifazni elektronski večfunkcijski števec električne energije / Three-phase multi-function electricity meter Dreiphasige elektronische Multifunktions-Elektrizitätszähler						
Tip / Type- designation: Type:	MT880						
Directive on measuring instruments 2014/32/EU Electromagnetic Compatibility Directive 2014/30/EU							
EN 50470-1:2006, EN 50470-3:2006, EN 62059-32-1:2012 IEC 62052-11:2003, IEC 62053-21:2003, IEC 62053-22:2003 (for CT versions only), IEC 62053-23:2003, IEC 62053-24:2014, CLC/TR50579:2012							

16.2.4 ITRON

16.2.4.1 ID INODU-65

ID: INODU-65 ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010)		
Nº	Página(s)	Extracto

1 Página 69-
70

8. PANTALLA DEL MEDIDOR

El medidor está equipado con una pantalla de cristal líquido (LCD) con un panel delantero, de alta visibilidad, capaz de mostrar los valores de facturación y otros registros, así como su configuración y otra información.

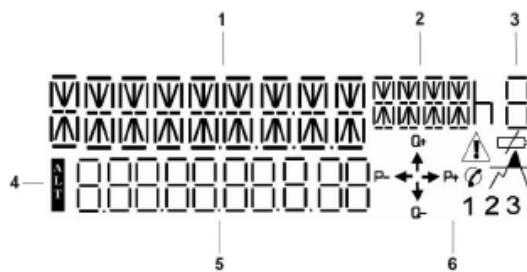
La configuración del medidor define qué pantallas se encuentran a disposición del usuario, su resolución y el orden en el que aparecen los parámetros. La configuración para cualquier medidor particular se definirá en principio durante su fabricación según los requerimientos de la empresa de servicios públicos. Sin embargo, se puede modificar posteriormente usando la herramienta de soporte del medidor.

8.1. PANTALLAS Y ANUNCIADORES

La pantalla LCD comprende tres pantallas principales de caracteres alfanuméricos que representan:

- Valor
- Unidad
- Código OBIS

Se usa un rango de iconos de anunciador para identificar el modo de pantalla actual del medidor e indicar sus diversas condiciones.



Item	Nombre de la pantalla	Descripción
1	Valor	Permite visualizar la magnitud de energía actualmente seleccionada o valor del parámetro. Esta pantalla es configurable (véase ejemplo a continuación).
2	Unidad	Véase el cuadro a continuación para el rango de unidades.
3	Coeficiente	Permite visualizar el coeficiente de energía asignado al canal de energía actual. Si no hay más de un canal de energía configurado con la misma magnitud, será posible visualizar el coeficiente de corriente del primer canal alcanzado.
4	Fase	Cada uno de los tres iconos representa una fase conectada. <ul style="list-style-type: none"> • Si falta una fase, el ícono correspondiente no se enciende. • Si hay reducción o aumento de tensión en una fase, el ícono correspondiente parpadeará.
4	Alternativo	Este ícono está permanentemente encendido cuando el modo visualización lista larga alternativa se encuentra activa y titila cuando el modo

		visualización lista breve alternativa se encuentra activo.
5	Código OBIS	Permite visualizar el Código OBIS asociado (si corresponde) para la magnitud de energía o parámetro del medidor actualmente exhibido en la pantalla LCD.
6	Indicadores íconos	Véase el cuadro a continuación.

Se puede visualizar el siguiente rango de unidades de energía:

W	Wh	var	varh	VA	VAh	V	A	m ³
kW	kWh	kvar	kvarh	kVA	kVAh	kV	kA	m ³ /h
MW	MWh	Mvar	Mvarh	MVA	MVAh	Vh	Ah	Qh
GW	GWh	Gvar	Gvarh	GVA	GVAh			

Los indicadores del anunciador representan lo siguiente:

Icono	Nombre	Descripción
	Estado batería	Indica cuando la tensión de la batería medida es inferior al umbral programado, o la duración de la falla de potencia acumulada supera a los tres años.
	Alarma	Indica cuando el medidor detecta una condición de alarma activa.
	Exceso de demanda	Indica cuando el valor de demanda calculado es más elevado al umbral programado.
	Comunicación	Indica que hay una comunicación active en curso entre el medidor y un dispositivo externo.
	Fase	Cada uno de los tres iconos representa una fase conectada. <ul style="list-style-type: none"> Si falta una fase, los iconos asociados no se encenderán. Si hay picos o valles en una fase, el ícono correspondiente parpadeará.
	Cuadrante	Los cuatro íconos de las flechas individuales indican la dirección y tipo de energía medida actualmente por el medidor. <ul style="list-style-type: none"> Activa y Reactiva Importación y Exportación Si la secuencia de la fase de alimentación entrante es incorrecta (por ejemplo, 1,3,2) estos íconos titilarán.

2	Página 32	<p>6.5. RELOJ DE TIEMPO REAL</p> <p>El medidor incorpora un Reloj de tiempo real (RTC) para facilitar la selección de tarifas energéticas por fecha y hora, medición de intervalos e impresión de eventos con hora exacta.</p> <p>El RTC se puede configurar para usar ya sea la fuente o un cristal de cuarzo integral como su referencia de frecuencia predeterminada. Cuando se usa la fuente, el RTC se mantendrá automáticamente durante los períodos de interrupción del suministro eléctrico por el cristal de cuarzo alimentado por la batería de litio del medidor o por el supercapacitor.</p> <p>La temperatura del cristal de cuarzo se encuentra compensada para garantizar la precisión durante el rango operativo del medidor.</p> <p>El medidor también puede ser configurado para sincronizar el RTC contra una señal de E/S alimentada en forma externa, cada hora o una vez por día.</p> <p>El RTC cumple con los requerimientos de la norma IEC 62052-21 y de la norma IEC 62054-21 sobre conmutación de medidores.</p>
3	Páginas 72-75	<p>8.3. MODO CONSULTA DEL MEDIDOR</p> <p>El medidor se puede configurar con hasta tres listas de parámetros individuales desplegadas.</p> <p>Cada lista desplegada puede incluir hasta un máximo de 100 parámetros, tales como:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Los valores actuales de los registros de energía y de demanda • Los parámetros de red fundamentales • Señal de alarma general y palabra de estado <p>La secuencia de despliegue de parámetros es programable y se aplica globalmente a todas las tres listas desplegadas.</p> <p>Sólo se incluye el valor de los parámetros actuales en las listas desplegadas, ya que en general, los valores históricos se visualizan automáticamente, directamente después del valor del parámetro actual. El medidor se puede configurar para visualizar una serie de conjuntos de valores históricos y si no se encuentran disponibles, la pantalla pasa automáticamente al próximo valor de corriente.</p> <p>El medidor opera en diferentes modos de consulta que ofrecen acceso al contenido de las listas desplegadas y otras funciones, del siguiente modo:</p>

	<p>Modo normal Este es el modo de consulta predeterminados en el que los parámetros de valor de energía preseleccionados y otros datos del medidor se desplazan automáticamente, en secuencia, en la pantalla LCD.</p> <p>Los parámetros configurables controlan lo siguiente (en pasos de un segundo, entre 1 y 60 segundos):</p> <ul style="list-style-type: none"> • la duración de cada parámetro consultado • el período entre los sucesivos parámetros consultados • Para controlar todos los segmentos en la pantalla LCD u los iconos del anunciador en este modo, oprimir el botón de consulta una vez (pulsación breve). • Si se oprime el botón de consulta por segunda vez (pulsación breve) durante el testeo de la pantalla LCD, se activará el modo de consulta alternativo prolongado. • Si se oprime el botón de reseteo durante el testeo de la pantalla LCD, se activará el modo de consulta alternativo breve. <p>Modo alternativo largo Este modo ofrece la consulta manual de los parámetros preseleccionados accesible para el usuario final.</p> <p>Al ingresar a este modo, se retroiluminará la pantalla LCD y permitirá visualizar el primero en un alista secuencial de niveles de consulta, del siguiente modo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • STD-DATA • P.01 o P.02 <p>Estos modos de consulta de perfil de carga se pueden habilitar /deshabilitar en la configuración del medidor.</p> <ul style="list-style-type: none"> • MID-DATA <p>Este modo de consulta solo se aplica a los medidores MID compatibles.</p> <ul style="list-style-type: none"> • END <p>Para seleccionar la próxima entrada en la lista de nivel consultada, oprime el botón de consulta una vez (pulsación breve).</p> <p>Para ingresar al nivel de consulta, oprime el botón de consulta una vez (pulsación prolongada).</p> <p>Para salir de este modo, mantenga el botón de consulta presionado (pulsación muy prolongada).</p> <p>Luego de la pausa de un período de inactividad predefinido, el medidor vuelve automáticamente al modo normal.</p> <p>Operación del botón de reconfiguración Si se oprime el botón de reconfiguración mientras se está en el modo consulta, se produce una de las siguientes situaciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Si no se ha seleccionado una confirmación EOB, se produce un evento de finalización de facturación (EOB). • Si se ha seleccionado una confirmación EOB, el medidor permite visualizar una secuencia de confirmación EOB pre configurada. Para confirmar un evento EOB, se debe oprimir el botón de reconfiguración una vez (pulsación breve) mientras la secuencia de confirmación aún es visible.
--	--

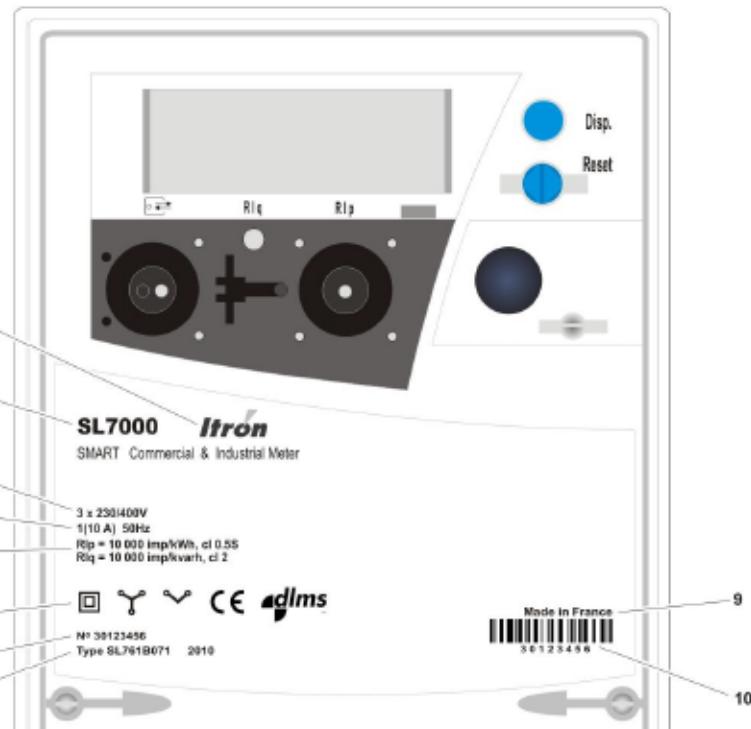
	<p>DATOS STD</p> <p>Al ingresar a este nivel de consulta, la pantalla LCD muestra el primero de los parámetros preseleccionados en la lista larga alternativa. El ícono del anunciador ALT está permanentemente encendido.</p> <p>Para visualizar el siguiente parámetro en la secuencia de la lista larga alternativa, oprimir el botón de consulta una vez (pulsación breve).</p> <p>Para desplazarse a través de la secuencia del parámetro, mantener el botón de consulta presionado.</p> <p>Luego de la pausa de un período de inactividad predefinido, el medidor vuelve automáticamente al modo normal.</p> <p>Funcionamiento del pulsador de reseteo</p> <p>Si se oprime el botón de reseteo, se produce una de las siguientes situaciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • si el parámetro consultado puede ser modificado por el usuario, se activa el modo de Ajuste (Set) • si el parámetro consultado no puede ser modificado por el usuario y no se ha seleccionado una Confirmación EOB, se produce la finalización del evento de facturación evento (EOB) • si el parámetro consultado no puede ser modificado por el usuario y se ha seleccionado una confirmación EOB, medidor exhibe la cadena de confirmación EOB pre configurada. <p>Para confirmar el evento EOB, el botón de reseteo se debe oprimir una vez (pulsación prolongada) mientras la secuencia de confirmación es visible.</p> <p>P.01 y P.02</p> <p>Al ingresar a uno de estos modos de consulta, la pantalla muestra el primer parámetro de la lista de consulta no programable. Estos parámetros de valor dependen de la configuración del medidor y no se pueden modificar usando el modo ajuste.</p> <p>Para consultar el próximo parámetro en la lista, oprimir el botón de consulta una vez (pulsación breve).</p> <hr/> <p>Nota: No hay función de autodesplazamiento en estos niveles de consulta.</p> <hr/> <p>Para salir de un nivel de consulta, oprimir el botón de consulta una vez (pulsación muy prolongada).</p> <p>Después de un período de pausa de inactividad predefinido, el medidor vuelve automáticamente al modo normal.</p> <p>Funcionamiento del pulsador de reseteo</p> <p>En estos niveles, oprimir el botón de reseteo no tiene ningún efecto.</p> <p>MID</p> <p>Este nivel de consulta opera igual que los niveles de consulta P.01 y P.02.</p>
--	--

	<p>Modo alternativo corto</p> <p>Sólo se puede acceder a este modo si el botón de reconfiguración no está sellado. En general, permite la consulta manual de los parámetros preseleccionados a los que sólo puede acceder la empresa.</p> <p>Al ingresar a este modo, la pantalla LCD se retroalimenta y muestra cualquier palabra del estado de las alarmas fatales y no fatales. Al oprimir el botón de reconfiguración (pulsación breve) se borrarán una por una las palabras del estado de la alarma no fatal.</p> <p>Para consultar el primer parámetro en la secuencia de la lista alternativa breve, oprimir el botón de consulta una vez (pulsación breve). El icono del anunciador ALT se encenderá y titilará.</p> <p>Para visualizar el próximo parámetro en la secuencia de la lista alternativa breve, oprimir el botón de consulta una vez (pulsación breve).</p> <p>Para desplazarse a través de la secuencia del parámetro, mantener el botón de consulta presionado.</p> <p>Después de un periodo de pausa de inactividad predefinido, el medidor vuelve al modo normal.</p> <p>Operación del pulsador de reconfiguración</p> <p>En el modo consulta, el botón de reconfiguración funcional como en el nivel STD-DATA de la lista alternativa larga.</p> <p>Modo de ajuste</p> <p>En este modo es posible modificar ciertos parámetros predefinidos del medidor, tales como fecha u hora.</p> <p>Al ingresar a este modo, el dígito que se encuentra más hacia la izquierda del parámetro consultado titilará.</p> <p>Si un dígito requiere modificación</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. oprimir el botón de consulta (pulsación breve) para incrementar el valor del dígito 2. si está de acuerdo con la modificación, oprimir el botón de reseteo (pulsación breve) para determinar el valor y se pasará automáticamente al próximo dígito <p>Si un dígito no requiere modificación</p> <ul style="list-style-type: none"> • oprimir el botón de reseteo (pulsación breve) para pasar al próximo dígito <p>Repetir los pasos anteriores para todos los dígitos.</p> <p>Cuando se ha ajustado el último dígito, todo el parámetro titilará:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. oprimir el botón de reseteo (pulsación breve) para registrar el valor 2. oprimir el botón de consulta (pulsación breve) para avanzar al próximo parámetro en la lista <p>Después de un periodo de pausa de inactividad predefinido, el medidor volverá automáticamente al modo anterior alternativo.</p>
--	--

4	Páginas 50-52	<p>6.9.5. PERFIL DE CARGA</p> <p>El perfil de carga resulta de interés tanto para la empresa de servicios públicos como para el cliente final, ya que pueden ayudar a determinar qué contrato de electricidad y regímenes tarifarios son las más convenientes.</p> <p>Al igual que el análisis, los datos del perfil de carga se pueden usar a los fines de la facturación.</p> <p>El perfil de carga es el registro continuo de una magnitud de energía tomada durante un período de tiempo pre configurado (el intervalo de registro). Cada perfil se registra como un canal independiente en una de las dos matrices de memoria interna del medidor (LP1 & LP2).</p> <p>El intervalo de registro es programable en pasos discretos (submúltiplos de 60), que oscilan entre 1 minuto y 60 minutos y aplican un valor común en todos los canales de perfiles en una matriz. Puede ser un valor diferente de aquel correspondiente al periodo de integración de la demanda, salvo cuando el canal del perfil de carga se configura con excedente de energía (véase a continuación).</p> <p>Modos operativos</p> <p>Cada canal de perfil de carga puede operar en uno de los dos modos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Acumulativo La magnitud de energía asignada al perfil de carga se acumula durante el intervalo de registro y después se almacena en la matriz del perfil de carga (unidad-horas acumuladas). Dado que este modo registra el consumo de energía durante el intervalo de registro, sólo se pueden asignar las magnitudes del tipo de energía. • Promedio La magnitud de energía asignada al perfil de carga se acumula durante el intervalo de registro y después la potencia media correspondiente se almacena en la matriz del perfil de carga (unidad acumulada-horas divididas por el período de integración). Este modo se puede usar con todos los tipos de magnitud de energía. <p>Asimismo, cierta información específica sobre eventos y condición del medidor también queda registrada como elementos de datos impresos en la matriz de memoria del perfil de carga. Por ejemplo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • ajuste del reloj • horario de verano (DST) • sincronización externa • interrupción del suministro eléctrico • configuración del controlador <p>Toda la energía medida y ciertas magnitudes de energía instantánea y calculada registradas por el medidor se encuentran disponibles para los perfiles de carga. En general se usan los tipos de energía activa y energía reactiva, pero otros tipos de energía y parámetros del medidor también pueden aportar datos de perfil útiles, tales como:</p> <ul style="list-style-type: none"> • excedente de energía • Urms e Irms por fase • PF por fase y global • frecuencia, temperatura ambiente y estado de la alarma <p>Resumen de los parámetros del perfil de carga</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Parámetro</th><th>LP1</th><th>LP2</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Número de canales del perfil de carga (máx.)</td><td>8</td><td>8</td></tr> <tr> <td>Capacidad de la matriz del perfil de carga con un intervalo de registro de 15 min.</td><td>148 días</td><td>35 días</td></tr> </tbody> </table>	Parámetro	LP1	LP2	Número de canales del perfil de carga (máx.)	8	8	Capacidad de la matriz del perfil de carga con un intervalo de registro de 15 min.	148 días	35 días
Parámetro	LP1	LP2									
Número de canales del perfil de carga (máx.)	8	8									
Capacidad de la matriz del perfil de carga con un intervalo de registro de 15 min.	148 días	35 días									

		<p>6.9.5.1. EXCEDENTE DE ENERGÍA Se pueden configurar hasta tres canales en cada matriz del perfil de carga como canales de energía excedente. Se disparan para registrar magnitudes de energía cuando la magnitud especificada ha superado un umbral configurable. Estos canales también se pueden configurar como canal de perfil de carga simple.</p> <p>6.9.6. FACTURACIÓN DEL MEDIDOR Se factura al cliente por su consumo de energía a intervalos de tiempo regulares llamados períodos de facturación.</p> <p>6.9.6.1. PERÍODOS DE FACTURACIÓN Período de facturación es el tiempo transcurrido entre dos eventos sucesivos de finalización de la facturación (EOB). Al finalizar un período de facturación se leen todos los registros de energía y los valores registrados como datos del medidor en los registros históricos de búfer. La empresa de servicios públicos lee entonces estos datos de medición almacenados y los utiliza para generar la factura de consumo de energía del cliente.</p> <p>6.9.6.2. FINALIZACIÓN DE LA FACTURACIÓN (EOB) El medidor se puede configurar de modo tal que hasta cuatro fuentes diferentes puedan disparar un evento de finalización de la facturación (EOB):</p> <ul style="list-style-type: none">• Fechas y horas de calendario genéricas (por ejemplo, último día del mes a las 12:00 horas)• Fechas de calendario programadas en forma específica (por ejemplo, 31 de mayo)• La orden de un canal o protocolo de comunicación• Botón de reseteo del pulsador del panel delantero <p>El medidor siempre procesará un evento EOB inmediatamente y realizará diversas acciones, como por ejemplo:</p> <ul style="list-style-type: none">• calcular el valor de la demanda máxima acumulativa• resetear el indicador de demanda máxima (MDI)• configurar el factor de potencia mínimo a valor de 1• resetear diversos registros de datos en cero, por ejemplo:<ul style="list-style-type: none">• Urms• Irms <p>Comportamiento de Interrupción del suministro eléctrico Los eventos EOB programados que venzan durante un período de interrupción del suministro eléctrico se reanudarán al encender el medidor. Sin embargo, sólo se procesará un evento en oportunidad del encendido</p>
--	--	---

	<p>independientemente de la cantidad de eventos producidos durante el periodo de interrupción del suministro eléctrico.</p> <p>Tiempo de bloqueo</p> <p>Los disparos de la fuente de finalización de la facturación (EOB) pueden deshabilitar asimismo cualquier efecto de otras fuentes EOB mientras se encuentre vigente el tiempo de bloqueo pre configurado. Esto evita que se produzca cualquier evento EOB innecesario o falso.</p> <p>Se puede habilitar o deshabilitar la opción de bloqueo para cada fuente EOB y configurar su duración usando la herramienta de soporte del medidor.</p> <p>Asimismo, la interacción entre los disparos de la fuente EOB se puede programar, del siguiente modo:</p> <p>El último disparo de la fuente EOB puede:</p> <ul style="list-style-type: none"> • no tener ninguna influencia sobre el tiempo de bloqueo de una fuente específica • cancelar el tiempo de bloqueo de una fuente específica, si se encuentra nuevo • disparar otra vez un nuevo tiempo de bloqueo para una fuente específica – este tiempo de bloqueo no se cancelará ante una interrupción del suministro eléctrico trifásico • disparar otra vez un nuevo tiempo de bloqueo para una fuente específica – este tiempo de bloqueo se cancelará ante una interrupción del suministro eléctrico trifásico <p>6.9.6.3. REGISTROS HISTÓRICOS DE BÚFER</p> <p>La arquitectura de los registros históricos de búfer es circular y opera de acuerdo con la señal primero en entrar- primero en salir (FIFO).</p> <p>Los datos del medidor almacenados en los registros históricos de búfer se pueden leer en cualquier momento y utilizar a los fines de la facturación. Sin embargo, cuando todos los registros históricos de búfer están completos, el conjunto de datos más antiguo se sobrescribe al finalizar cada periodo de facturación subsiguiente.</p> <hr/> <p>Nota: Si los datos sobrescritos no fueron leídos, se perderán.</p> <hr/> <p>El medidor se puede configurar para registrar hasta 18 conjuntos de los datos del medidor en los registros históricos de búfer al ser disparados por una fuente EOB.</p> <p>Un conjunto típico de datos históricos EOB comprende el contenido de:</p> <ul style="list-style-type: none"> • registros de energía totales (TER) • registros de coeficiente de energía • registros de demanda <p>Para cada tarifa:</p> <ul style="list-style-type: none"> • se marca el tiempo de demanda máxima y exceso de demanda • demanda máxima acumulada • se marca el tiempo de valores de demanda pico (x3) <p>Para el canal de factor de potencia (PF):</p>
--	---

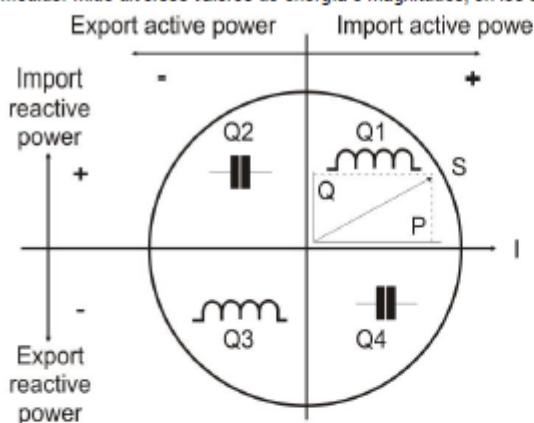
5	<p>Páginas 19-20</p> <p>4.5. REFERENCIAS DEL MEDIDOR</p> <p>La tapa del medidor tiene marcada con láser la información que figura seguidamente de acuerdo con la norma IEC 62053-52. Puede haber referencias adicionales y su disposición puede variar según la configuración del medidor y el pedido específico del cliente.</p>  <table border="1" data-bbox="432 1129 1150 1341"> <thead> <tr> <th>Item</th><th>Referencia</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td><td>Nombre del fabricante</td></tr> <tr> <td>2</td><td>Tipo de medidor</td></tr> <tr> <td>3</td><td>Tensión nominal</td></tr> <tr> <td>4</td><td>Corriente nominal / corriente máxima y frecuencia</td></tr> </tbody> </table> <table border="1" data-bbox="432 1383 1150 1721"> <tbody> <tr> <td>5</td><td>Constante de metrología y clase de precisión</td></tr> <tr> <td>6</td><td>Símbolos correspondientes (IEC 62053-52) que identifican la clase de aislación, elementos de medición y otras características relevantes</td></tr> <tr> <td>7</td><td>Número de serie única del fabricante</td></tr> <tr> <td>8</td><td>Código legal de producto del medidor y fecha de fabricación</td></tr> <tr> <td>9</td><td>Lugar de fabricación</td></tr> <tr> <td>10</td><td>Número de serie del medidor - código de barras y formato numérico Este número puede coincidir con el número de serie del fabricante (7) o corresponder a un número de identificación específico del cliente</td></tr> </tbody> </table>	Item	Referencia	1	Nombre del fabricante	2	Tipo de medidor	3	Tensión nominal	4	Corriente nominal / corriente máxima y frecuencia	5	Constante de metrología y clase de precisión	6	Símbolos correspondientes (IEC 62053-52) que identifican la clase de aislación, elementos de medición y otras características relevantes	7	Número de serie única del fabricante	8	Código legal de producto del medidor y fecha de fabricación	9	Lugar de fabricación	10	Número de serie del medidor - código de barras y formato numérico Este número puede coincidir con el número de serie del fabricante (7) o corresponder a un número de identificación específico del cliente
Item	Referencia																						
1	Nombre del fabricante																						
2	Tipo de medidor																						
3	Tensión nominal																						
4	Corriente nominal / corriente máxima y frecuencia																						
5	Constante de metrología y clase de precisión																						
6	Símbolos correspondientes (IEC 62053-52) que identifican la clase de aislación, elementos de medición y otras características relevantes																						
7	Número de serie única del fabricante																						
8	Código legal de producto del medidor y fecha de fabricación																						
9	Lugar de fabricación																						
10	Número de serie del medidor - código de barras y formato numérico Este número puede coincidir con el número de serie del fabricante (7) o corresponder a un número de identificación específico del cliente																						

6	Página 26	<h2>6. DESCRIPCIÓN TÉCNICA</h2> <p>Los principales componentes del medidor SL7000 se ensamblan en tres placas de circuito impreso (PCBs):</p> <ul style="list-style-type: none"> • divisor de tensión de metrología y fuente de alimentación comutada • microcontrolador, dispositivos de memoria y circuito de E/S • pantalla LCD <p>El diagrama de bloques a continuación muestra los principales elementos funcionales del medidor:</p> <pre> graph TD L1((L1)) --- Dividers[Voltage Dividers] L2((L2)) --- Dividers L3((L3)) --- Dividers N((N)) --- Dividers Dividers --- MCT[MCT Current Sensors] MCT --> Metering[Metering Interface A to D Converter Filters] Power[Power Supply Unit] --- Metering Metering -- Vin --> Microcontroller[Microcontroller] Metering -- lin --> Microcontroller Microcontroller <-- SRAM[SRAM] Microcontroller <-- RTC[RTC] Microcontroller --> LCD[Liquid Crystal Display] Microcontroller --> Buttons[Buttons] Microcontroller --> Optical[Optical Interface] Microcontroller --> LEDs[Metrology LEDs] Microcontroller --> IO[I/O] Microcontroller --> Comms[Comms] Microcontroller <-- Flash[Flash Memory] Microcontroller <-- SuperCap[Super capacitor Lithium Battery] SuperCap <--> Microcontroller SuperCap <--> Flash Option[Factory fitted option] --- AuxPower[Auxiliary Power Supply] AuxPower -- Power In --> Power Power ---> Dividers Power ---> Microcontroller </pre>
7	Página 36	<h3>6.8. SUMINISTRO ELÉCTRICO DE RESPALDO</h3> <p>Para garantizar que el reloj de tiempo real y el detector de tapa abierta se mantengan durante los períodos de interrupción del suministro eléctrico, el medidor está equipado con una fuente de alimentación de backup que incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Capacitor ligero (de serie) Un dispositivo interno específico para brindar una capacidad mínima de 2 horas de interrupción del suministro. • Súper capacitor (opcional) Dispositivo interno especificado para brindar una capacidad mínima de 1 día del período de interrupción del suministro eléctrico transmitido. • Batería de litio (opcional) Dispositivo opcional reemplazable en campo, con especificaciones para mantener una capacidad mínima de 3 años de operación continua de 25°C y un mínimo vida útil de 10 años, con menos de 10% de pérdida de capacidad debido a su auto descarga a 25°C. <p>Durante la interrupción del suministro eléctrico, el súper capacitor es el primer dispositivo de backup en ser descargado.</p>

7

Página 37-
40**6.9. MAGNITUDES MEDIDAS****6.9.1. MEDICIÓN EN CUATRO CUADRANTES**

El medidor mide diversos valores de energía o magnitudes, en los cuatro cuadrantes de la onda AC.

**6.9.1.1. MAGNITUDES DE ENERGÍA MEDIDA**

Las siguientes magnitudes de energía medidas se actualizan por segundo y se registran en una serie de registros de energía total (TER):

Energía activa - 8 Magnitudes

Por fase	Dirección
kWh ph 1+	Importada
kWh ph 1-	Exportada
kWh ph 2+	Importada
kWh ph 2-	Exportada
kWh ph 3+	Importada
kWh ph 3-	Exportada

Global	Dirección
kWh global +	Importada
kWh global -	Exportada

Energía reactiva - 24 Magnitudes

Por fase	Dirección
kvarh ph 1+	Importada
kvarh ph 1-	Exportada
kvarh ph 2+	Importada
kvarh ph 2-	Exportada
kvarh ph 3+	Importada

Global	Dirección
kvarh global +	Importada
kvarh global -	Exportada

kvarh ph 3-	Exportada
-------------	-----------

Por cuadrante
kvarh Q1 ph 1
kvarh Q2 ph 1
kvarh Q3 ph 1
kvarh Q4 ph 1
kvarh Q1 ph 2
kvarh Q2 ph 2
kvarh Q3 ph 2
kvarh Q4 ph 2
kvarh Q1 ph 3
kvarh Q2 ph 3
kvarh Q3 ph 3
kvarh Q4 ph 3

Global
kvarh Q1 global
kvarh Q2 global
kvarh Q3 global
kvarh Q4 global

Energía aparente - 8 Magnitudes

Por fase	Dirección
kVAh ph 1+	Importada
kVAh ph 1-	Exportada
kVAh ph 2+	Importada
kVAh ph 2-	Exportada
kVAh ph 3+	Importada
kVAh ph 3-	Exportada

Global	Dirección
kVAh global +	Importada
kVAh global -	Exportada

La energía aparente se calcula de acuerdo con uno de los siguientes métodos según la configuración del medidor:

- **Aritmético**

Multiplicación de la Tensión RMS y de los valores de corriente.

$S = U_{rms} \cdot I_{rms}$ (potencia aparente real - este método da buenos resultados por encima de 1b/10)

- **Vectorial**

Suma cuadrática de energía activa y energía reactiva.

$S = P^2 + Q^2$ (este método es más preciso con corrientes bajas)

Nota: El método aritmético no está disponible en los medidores configurados para operación con 3 cables. Por lo tanto, el cálculo de energía aparente se realizará usando el método vectorial.

Energía externa - 8 Magnitudes

Magnitud	Dirección
Externa 1+	Importada
Externa 1-	Exportada
Externa 2+	Importada
Externa 2-	Exportada
Externa 3+	Importada
Externa 3-	Exportada
Externa 4+	Importada
Externa 4-	Exportada

El medidor puede registrar hasta cuatro entradas de energía externa provenientes de otros medidores de electricidad, agua o gas. Las magnitudes se pueden medir en:

- kWh
- kvarh
- kVAh

6.9.1.2. ENERGÍA ACUMULADA

El medidor se puede configurar con hasta cuatro registros de energía acumulada que suman algebraicamente el contenido de hasta cinco registros de energía a gran velocidad que registran el mismo tipo de energía.

Acumulación - 4 Magnitudes

Magnitud
Suma 1
Suma 2
Suma 3
Suma 4

Las magnitudes de energía acumulada se pueden medir en:

- kWh
- kvarh
- kVAh

6.9.1.3. MAGNITUDES DE ENERGÍA INSTANTÁNEA

Se miden y actualizan las siguientes magnitudes por segundo:

Ángulo de fase - 6 Magnitudes

Por fase	Fase a Fase
Ángulo U1/I1	Ángulo U1/U2

		<table border="1"> <tr><td>Ángulo U2/I2</td><td>Ángulo U2/U3</td></tr> <tr><td>Ángulo U3/I3</td><td>Ángulo U3/U1</td></tr> </table> <p>RMS - 6 Magnitudes</p> <table border="1"> <tr><td>Tensión</td><td>Corriente</td></tr> <tr><td>Urms ph 1</td><td>Irms ph 1</td></tr> <tr><td>Urms ph 2</td><td>Irms ph 2</td></tr> <tr><td>Urms ph 3</td><td>Irms ph 3</td></tr> </table> <p>Factor de potencia - 4 Magnitudes</p> <table border="1"> <tr><td>Magnitud</td></tr> <tr><td>FP ph 1</td></tr> <tr><td>FP ph 2</td></tr> <tr><td>FP ph 3</td></tr> <tr><td>FP global</td></tr> </table> <p>Red - 3 Magnitudes</p> <table border="1"> <tr><td>Magnitud</td></tr> <tr><td>Frecuencia</td></tr> <tr><td>Tensión (Urms) neutral (residual)</td></tr> <tr><td>Corriente neutral (Irms)</td></tr> </table> <p>Distorsión Armónica Total - 14 Magnitudes</p> <table border="1"> <tr><td>Tensión</td><td>Corriente</td></tr> <tr><td>U1 (magnitud y relativo)</td><td>I1 (magnitud y relativo)</td></tr> <tr><td>U2 (magnitud y relativo)</td><td>I2 (magnitud y relativo)</td></tr> <tr><td>U3 (magnitud y relativo)</td><td>I3 (magnitud y relativo)</td></tr> <tr><td>U agg (RMS y relativo)</td><td>I agg (RMS y relativo)</td></tr> <tr><td>U1rms (fundamental)</td><td>I1rms (fundamental)</td></tr> <tr><td>U2rms (fundamental)</td><td>I2rms (fundamental)</td></tr> <tr><td>U3rms (fundamental)</td><td>I3rms (fundamental)</td></tr> </table>	Ángulo U2/I2	Ángulo U2/U3	Ángulo U3/I3	Ángulo U3/U1	Tensión	Corriente	Urms ph 1	Irms ph 1	Urms ph 2	Irms ph 2	Urms ph 3	Irms ph 3	Magnitud	FP ph 1	FP ph 2	FP ph 3	FP global	Magnitud	Frecuencia	Tensión (Urms) neutral (residual)	Corriente neutral (Irms)	Tensión	Corriente	U1 (magnitud y relativo)	I1 (magnitud y relativo)	U2 (magnitud y relativo)	I2 (magnitud y relativo)	U3 (magnitud y relativo)	I3 (magnitud y relativo)	U agg (RMS y relativo)	I agg (RMS y relativo)	U1rms (fundamental)	I1rms (fundamental)	U2rms (fundamental)	I2rms (fundamental)	U3rms (fundamental)	I3rms (fundamental)
Ángulo U2/I2	Ángulo U2/U3																																						
Ángulo U3/I3	Ángulo U3/U1																																						
Tensión	Corriente																																						
Urms ph 1	Irms ph 1																																						
Urms ph 2	Irms ph 2																																						
Urms ph 3	Irms ph 3																																						
Magnitud																																							
FP ph 1																																							
FP ph 2																																							
FP ph 3																																							
FP global																																							
Magnitud																																							
Frecuencia																																							
Tensión (Urms) neutral (residual)																																							
Corriente neutral (Irms)																																							
Tensión	Corriente																																						
U1 (magnitud y relativo)	I1 (magnitud y relativo)																																						
U2 (magnitud y relativo)	I2 (magnitud y relativo)																																						
U3 (magnitud y relativo)	I3 (magnitud y relativo)																																						
U agg (RMS y relativo)	I agg (RMS y relativo)																																						
U1rms (fundamental)	I1rms (fundamental)																																						
U2rms (fundamental)	I2rms (fundamental)																																						
U3rms (fundamental)	I3rms (fundamental)																																						
8	Páginas 14-15	<p>4.2. ESPECIFICACIONES GENERALES</p> <table border="1"> <tr><td>Frecuencia</td><td>50/60 Hz</td></tr> <tr><td>Conexión eléctrica</td><td>3 o 4 cables</td></tr> <tr><td>Configuración de la conexión</td><td>Directa o Transformador</td></tr> <tr><td>Conexión de la terminal</td><td>VDE (asimétrico) t sólo para CT: USE (simétrico)</td></tr> <tr><td>Backup reloj en tiempo real</td><td>Batería reemplazable en campo y Súper capacitor interno</td></tr> <tr><td>Tipo de caja</td><td>Montaje de panel según normas DIN</td></tr> <tr><td>Protección ambiental</td><td>IP 51</td></tr> </table>	Frecuencia	50/60 Hz	Conexión eléctrica	3 o 4 cables	Configuración de la conexión	Directa o Transformador	Conexión de la terminal	VDE (asimétrico) t sólo para CT: USE (simétrico)	Backup reloj en tiempo real	Batería reemplazable en campo y Súper capacitor interno	Tipo de caja	Montaje de panel según normas DIN	Protección ambiental	IP 51																							
Frecuencia	50/60 Hz																																						
Conexión eléctrica	3 o 4 cables																																						
Configuración de la conexión	Directa o Transformador																																						
Conexión de la terminal	VDE (asimétrico) t sólo para CT: USE (simétrico)																																						
Backup reloj en tiempo real	Batería reemplazable en campo y Súper capacitor interno																																						
Tipo de caja	Montaje de panel según normas DIN																																						
Protección ambiental	IP 51																																						

		<table border="1"> <tr><td>Temperatura de funcionamiento</td><td>Rango -40°C a +70°C</td></tr> <tr><td>Humedad relativa</td><td>< 75% (máximo 95%)</td></tr> <tr><td>Peso neto</td><td>1.9 kg</td></tr> <tr><td colspan="2">Dimensiones máximas del medidor (P x A x P)</td></tr> <tr><td>Estructura del medidor</td><td>179 x 261 x 83mm</td></tr> <tr><td>Con tapa de conexión corta</td><td>179 x 270 x 83mm</td></tr> <tr><td>Con tapa de conexión larga</td><td>179 x 359 x 83mm</td></tr> </table> <p>Especificaciones de conexión directa</p> <table border="1"> <tr><td>Tensión</td><td colspan="2">3 x 57,7/100V hasta 3 x 277/480V auto-medición</td></tr> <tr><td>Corriente</td><td>Nominal (lb)</td><td>5A</td></tr> <tr><td></td><td>Máximo (Imax)</td><td>Imax : 120A a 50Hz 100A a 60Hz</td></tr> <tr><td>Precisión</td><td>Energía activa</td><td>Clase 1</td></tr> <tr><td></td><td>Energía reactiva</td><td>Clase 1 o 2</td></tr> </table> <p>Especificaciones de conexión del transformador</p> <table border="1"> <tr><td>Tensión</td><td colspan="2">3 x 57,7/100V hasta 3 x 277/480V auto-medición</td></tr> <tr><td>Corriente</td><td>Nominal (lb)</td><td>1A o 5A</td></tr> <tr><td></td><td>Máximo (Imax)</td><td>10A</td></tr> <tr><td>Precisión</td><td>Energía activa</td><td>Clase 1 / Clase 0,5/Clase 0,2</td></tr> <tr><td></td><td>Energía reactiva</td><td>Clase 1 o 2</td></tr> </table>	Temperatura de funcionamiento	Rango -40°C a +70°C	Humedad relativa	< 75% (máximo 95%)	Peso neto	1.9 kg	Dimensiones máximas del medidor (P x A x P)		Estructura del medidor	179 x 261 x 83mm	Con tapa de conexión corta	179 x 270 x 83mm	Con tapa de conexión larga	179 x 359 x 83mm	Tensión	3 x 57,7/100V hasta 3 x 277/480V auto-medición		Corriente	Nominal (lb)	5A		Máximo (Imax)	Imax : 120A a 50Hz 100A a 60Hz	Precisión	Energía activa	Clase 1		Energía reactiva	Clase 1 o 2	Tensión	3 x 57,7/100V hasta 3 x 277/480V auto-medición		Corriente	Nominal (lb)	1A o 5A		Máximo (Imax)	10A	Precisión	Energía activa	Clase 1 / Clase 0,5/Clase 0,2		Energía reactiva	Clase 1 o 2
Temperatura de funcionamiento	Rango -40°C a +70°C																																													
Humedad relativa	< 75% (máximo 95%)																																													
Peso neto	1.9 kg																																													
Dimensiones máximas del medidor (P x A x P)																																														
Estructura del medidor	179 x 261 x 83mm																																													
Con tapa de conexión corta	179 x 270 x 83mm																																													
Con tapa de conexión larga	179 x 359 x 83mm																																													
Tensión	3 x 57,7/100V hasta 3 x 277/480V auto-medición																																													
Corriente	Nominal (lb)	5A																																												
	Máximo (Imax)	Imax : 120A a 50Hz 100A a 60Hz																																												
Precisión	Energía activa	Clase 1																																												
	Energía reactiva	Clase 1 o 2																																												
Tensión	3 x 57,7/100V hasta 3 x 277/480V auto-medición																																													
Corriente	Nominal (lb)	1A o 5A																																												
	Máximo (Imax)	10A																																												
Precisión	Energía activa	Clase 1 / Clase 0,5/Clase 0,2																																												
	Energía reactiva	Clase 1 o 2																																												

9	Páginas 21-24	<h2>5. ESPECIFICACIÓN TÉCNICA</h2> <p>Generalidades</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="background-color: #cccccc;">Parámetro</th><th style="background-color: #cccccc;">Descripción</th><th style="background-color: #cccccc;">Datos</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Tipo de medidor</td><td>SL7000</td><td></td></tr> <tr> <td>Conexión eléctrica</td><td>3 o 4 cables</td><td></td></tr> <tr> <td>Configuración de conexión</td><td>Continua o Transformador</td><td></td></tr> <tr> <td>Conexión de la terminal</td><td>VDE (asimétrico) y para CT sólo USE (simétrico)</td><td></td></tr> <tr> <td>Metrología</td><td>Cuatro cuadrantes</td><td>Activo y Reactivo (importación y exportación)</td></tr> <tr> <td>Sensores de metrología</td><td>Transformadores de conductancia mutua</td><td></td></tr> <tr> <td>Modos de registro</td><td>4 algoritmos seleccionables</td><td>Ferraris Estático Resultado neto Antifraude</td></tr> <tr> <td>Precisión de conexión directa</td><td>de acuerdo con la norma IEC62053-21</td><td>Clase 1</td></tr> <tr> <td>Precisión de conexión del Transformador</td><td>de acuerdo con la norma IEC62053-21, 22</td><td>Clase 1 / Clase 0,5/ Clase 0,2</td></tr> </tbody> </table> <p>Tensión</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="background-color: #cccccc;">Parámetro</th><th style="background-color: #cccccc;">Detalles</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Tensión de referencia</td><td>3 x 57,7/100V hasta 3 x 277/480V auto-medición</td></tr> <tr> <td>Tensión de referencia para tablero con opción APS</td><td>3 x 57,7/100V hasta 3 x 110/190V</td></tr> <tr> <td>Tensión de referencia para tablero MRD500 PSU</td><td>x 230/400V (Acepta 3 x 500/860V durante 10 segundos)</td></tr> <tr> <td>Tensión operativa</td><td>-20% a + 15% Un</td></tr> <tr> <td>Interrupción de tensión</td><td>1 segundo</td></tr> </tbody> </table> <p>Corriente de conexión directa</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="background-color: #cccccc;">Parámetro</th><th style="background-color: #cccccc;">Detalles</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Corriente nominal (Ib)</td><td>5A</td></tr> <tr> <td>Corriente máxima (Imax)</td><td>120A a 50 Hz 100A a 60Hz</td></tr> </tbody> </table>	Parámetro	Descripción	Datos	Tipo de medidor	SL7000		Conexión eléctrica	3 o 4 cables		Configuración de conexión	Continua o Transformador		Conexión de la terminal	VDE (asimétrico) y para CT sólo USE (simétrico)		Metrología	Cuatro cuadrantes	Activo y Reactivo (importación y exportación)	Sensores de metrología	Transformadores de conductancia mutua		Modos de registro	4 algoritmos seleccionables	Ferraris Estático Resultado neto Antifraude	Precisión de conexión directa	de acuerdo con la norma IEC62053-21	Clase 1	Precisión de conexión del Transformador	de acuerdo con la norma IEC62053-21, 22	Clase 1 / Clase 0,5/ Clase 0,2	Parámetro	Detalles	Tensión de referencia	3 x 57,7/100V hasta 3 x 277/480V auto-medición	Tensión de referencia para tablero con opción APS	3 x 57,7/100V hasta 3 x 110/190V	Tensión de referencia para tablero MRD500 PSU	x 230/400V (Acepta 3 x 500/860V durante 10 segundos)	Tensión operativa	-20% a + 15% Un	Interrupción de tensión	1 segundo	Parámetro	Detalles	Corriente nominal (Ib)	5A	Corriente máxima (Imax)	120A a 50 Hz 100A a 60Hz
Parámetro	Descripción	Datos																																																
Tipo de medidor	SL7000																																																	
Conexión eléctrica	3 o 4 cables																																																	
Configuración de conexión	Continua o Transformador																																																	
Conexión de la terminal	VDE (asimétrico) y para CT sólo USE (simétrico)																																																	
Metrología	Cuatro cuadrantes	Activo y Reactivo (importación y exportación)																																																
Sensores de metrología	Transformadores de conductancia mutua																																																	
Modos de registro	4 algoritmos seleccionables	Ferraris Estático Resultado neto Antifraude																																																
Precisión de conexión directa	de acuerdo con la norma IEC62053-21	Clase 1																																																
Precisión de conexión del Transformador	de acuerdo con la norma IEC62053-21, 22	Clase 1 / Clase 0,5/ Clase 0,2																																																
Parámetro	Detalles																																																	
Tensión de referencia	3 x 57,7/100V hasta 3 x 277/480V auto-medición																																																	
Tensión de referencia para tablero con opción APS	3 x 57,7/100V hasta 3 x 110/190V																																																	
Tensión de referencia para tablero MRD500 PSU	x 230/400V (Acepta 3 x 500/860V durante 10 segundos)																																																	
Tensión operativa	-20% a + 15% Un																																																	
Interrupción de tensión	1 segundo																																																	
Parámetro	Detalles																																																	
Corriente nominal (Ib)	5A																																																	
Corriente máxima (Imax)	120A a 50 Hz 100A a 60Hz																																																	

	<p>Corriente de conexión del transformador</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Parámetro</th><th>Detalles</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Corriente nominal (Ib)</td><td>1A</td></tr> <tr> <td>Corriente máxima (Imax)</td><td>10A</td></tr> </tbody> </table> <p>Corriente de arranque de conexión directa y sobre corriente de corta duración</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Parámetro</th><th>Detalles</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Corriente de arranque</td><td>Ib/250</td></tr> <tr> <td>Capacidad de carga máxima (durante medio ciclo)</td><td>30Imax</td></tr> </tbody> </table> <p>Corriente de arranque de la conexión del transformador y sobre corriente de corta duración</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Parámetro</th><th>Detalles</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Clase 1</td><td>Ib/500</td></tr> <tr> <td>Clase 0,5 / Clase 0,2</td><td>Ib/1000</td></tr> <tr> <td>Capacidad de carga máxima 0,5 segundos</td><td>20Imax</td></tr> </tbody> </table> <p>Consumo de tensión del circuito</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Parámetro</th><th>Detalles</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Tensión por fase</td><td><2W</td></tr> <tr> <td>Potencia aparente por fase en Un</td><td><10VA</td></tr> </tbody> </table> <p>Consumo de corriente del circuito</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Parámetro</th><th>Detalles</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Carga (por fase) en Ib</td><td><1VA</td></tr> </tbody> </table> <p>Pantalla</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Parámetro</th><th>Descripción</th><th>Datos</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Tipo</td><td>Pantalla de cristal líquido (LCD)</td><td></td></tr> <tr> <td>Altura dígitos</td><td>Principal</td><td>12 mm</td></tr> <tr> <td>Altura dígitos</td><td>Código OBIS</td><td>8 mm</td></tr> <tr> <td>Resolución</td><td>Número de dígitos</td><td>9</td></tr> </tbody> </table> <p>Comunicaciones</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Parámetro</th><th>Descripción</th><th>Datos</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Comunicaciones ópticas</td><td>De acuerdo con la norma IEC62052-21</td><td>Y</td></tr> </tbody> </table>	Parámetro	Detalles	Corriente nominal (Ib)	1A	Corriente máxima (Imax)	10A	Parámetro	Detalles	Corriente de arranque	Ib/250	Capacidad de carga máxima (durante medio ciclo)	30Imax	Parámetro	Detalles	Clase 1	Ib/500	Clase 0,5 / Clase 0,2	Ib/1000	Capacidad de carga máxima 0,5 segundos	20Imax	Parámetro	Detalles	Tensión por fase	<2W	Potencia aparente por fase en Un	<10VA	Parámetro	Detalles	Carga (por fase) en Ib	<1VA	Parámetro	Descripción	Datos	Tipo	Pantalla de cristal líquido (LCD)		Altura dígitos	Principal	12 mm	Altura dígitos	Código OBIS	8 mm	Resolución	Número de dígitos	9	Parámetro	Descripción	Datos	Comunicaciones ópticas	De acuerdo con la norma IEC62052-21	Y
Parámetro	Detalles																																																			
Corriente nominal (Ib)	1A																																																			
Corriente máxima (Imax)	10A																																																			
Parámetro	Detalles																																																			
Corriente de arranque	Ib/250																																																			
Capacidad de carga máxima (durante medio ciclo)	30Imax																																																			
Parámetro	Detalles																																																			
Clase 1	Ib/500																																																			
Clase 0,5 / Clase 0,2	Ib/1000																																																			
Capacidad de carga máxima 0,5 segundos	20Imax																																																			
Parámetro	Detalles																																																			
Tensión por fase	<2W																																																			
Potencia aparente por fase en Un	<10VA																																																			
Parámetro	Detalles																																																			
Carga (por fase) en Ib	<1VA																																																			
Parámetro	Descripción	Datos																																																		
Tipo	Pantalla de cristal líquido (LCD)																																																			
Altura dígitos	Principal	12 mm																																																		
Altura dígitos	Código OBIS	8 mm																																																		
Resolución	Número de dígitos	9																																																		
Parámetro	Descripción	Datos																																																		
Comunicaciones ópticas	De acuerdo con la norma IEC62052-21	Y																																																		

Parámetro	Descripción	Datos
Modo de funcionamiento	C	
Constante del medidor	Tipo de conexión directa	1000 impulsos por kWh
	Tipo de conexión del transformador	10000 impulsos por kWh Se pueden programar valores alternativos en la fábrica
Datos de Comunicación en Serie	RS232, RS232 o RS485	conectores RJ45
	Velocidad en baudios	9600 hasta 19200
Protocolos soportados	DLMS/Cosem	Y
Tipos de medios de comunicación	TCP	Con módem LAN externo
	GPRS	Con módem externo
	GSM	Con módem externo
Operación en tiempo real – "Puerto en Tiempo Real"	de acuerdo con la norma IEC62056-21	Y
Fuente de alimentación del módem	10V-10/+20% 300mA, 3W máx.	en los conectores RJ45 3W es el máximo compartido en los 2 puertos para una alimentación trifásica > 100V (Ph/N)

<u>Entrada y Salida</u>		
Parámetro	Descripción	Datos
Entrada de control	Aislada ópticamente, alto nivel	Hasta 2 entradas + punto de conexión común
	Tensión mínima de entrada	40V (AC/DC)
	Tensión máxima de entrada	288V DC 300V AC
	Corriente máxima de entrada	3mA
Salida de control	Aislada ópticamente, alto nivel	Hasta 4 salidas + punto de conexión común
	Tensión máxima de conmutación	288V DC 300V AC
	Corriente máxima de conmutación	100mA
Entrada por pulsos (DIN S0)	Aislada ópticamente	Hasta 6 entradas + punto de conexión común

		conexión común
	Tensión máxima de conmutación	27V DC (provisto por el medidor)
	Corriente máxima de conmutación	30mA
	Impedancia	1,1kΩ
Salida por pulsos (DIN S0)	Aislada ópticamente	Hasta 4 salidas + punto de conexión común
	Impedancia	< 300Ω

Especificaciones ambientales		
Parámetro	Descripción	Datos
Rango de temperatura	Rango operativo	-40°C a +70°C
Rango de humedad	Máximo valor operativo	95%
Clase de protección	De acuerdo con la norma IEC 60529	IP 51
Protección de aislación	Tensión AC a 50Hz durante 1 minuto	4kV Clase 2
Protección de tensión de choque	De acuerdo con la norma IEC 62052-11 Pulso de tensión 1,2/50usecs Impedancia de la fuente 500ohms, energía 0,5 joules	8kV
Protección de campos magnéticos	Campo magnético AC (50Hz) 0,5mT según IEC62053 - 21 (bobina 400AT)	Totalmente inmune
	Campo magnético DC según IEC 62053-21 (electro magneto con 1000AT)	Totalmente inmune
	Campo magnético DC según VDEW (imán permanente) fuerza 200mT	Totalmente inmune
Protección de sobretensión Principales circuitos	Según la norma IEC61000-4-5 Impedancia de la fuente 2 ohms	4kV
Protección de sobretensión Circuitos auxiliares	Según IEC61000-4-5 Impedancia de la fuente 42 ohms	1kV
Descarga electroestática	Descarga electroestática según la norma IEC61000-4-2	

1 0	<p>Página 33</p> <p>6.7. CONMUTACIÓN DE COEFICIENTES DE ENERGÍA</p> <p>El contrato entre el cliente y el servicio público especifica habitualmente la magnitud de coeficientes de energía disponibles y cuántas veces en el día se pueden aplicar. Estos regímenes de coeficiente de energía se denominan tarifas.</p> <p>Las tarifas se definen y se descargan en el medidor usando la herramienta de soporte del medidor. Las nuevas tarifas se pueden definir y cargar en cualquier momento.</p> <p>La tarifa específica es un conjunto de coeficientes de demanda y de energía para una magnitud de energía y sólo se actualizan los registros de energía asociados con dichos coeficientes. Todos los registros de energía restantes no se modifican. A los fines de la facturación, cada tarifa se asocia con un costo de energía.</p> <p>El reloj de tiempo real y el calendario le permiten al medidor realizar la conmutación de coeficientes de energía por Tiempo de Uso (TOU) bajo el control de estos regímenes tarifarios programables.</p> <hr/> <p>Nota: La conmutación tarifaria también se puede lograr usando señales de control externas.</p>																																																								
1 1	<p>Páginas 56, 62</p> <p>6.11. MONITOREO</p> <p>El medidor monitorea y registra eventos en las siguientes categorías:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Red • Antimanipulación o fraude • Estado del medidor • Facturación <hr/> <p>Nota: Algunos de los eventos monitoreados se pueden producir en más de una categoría.</p> <p>Eventos monitoreados</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: left; background-color: #cccccc;">Nombre del evento</th> <th style="background-color: #cccccc;">Red</th> <th style="background-color: #cccccc;">Antimanipulación</th> <th style="background-color: #cccccc;">Estado</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Interrupción del suministro eléctrico</td> <td>S</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Frecuencia</td> <td>S</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Distorsión Armónica Total (THD)</td> <td>S</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Fase</td> <td>S</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Tensión neutral</td> <td>S</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Corriente neutral</td> <td>S</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Reversión de corriente</td> <td>S</td> <td>S</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Consumo interno</td> <td>S</td> <td>S</td> <td>S</td> </tr> <tr> <td>Apertura de la tapa</td> <td></td> <td>S</td> <td>S</td> </tr> <tr> <td>Sensor magnético</td> <td></td> <td>S</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Antecedentes de calibración</td> <td></td> <td></td> <td>S</td> </tr> <tr> <td>Antecedentes de configuración</td> <td></td> <td>S</td> <td>S</td> </tr> <tr> <td>Actividad del controlador</td> <td></td> <td></td> <td>S</td> </tr> </tbody> </table>	Nombre del evento	Red	Antimanipulación	Estado	Interrupción del suministro eléctrico	S			Frecuencia	S			Distorsión Armónica Total (THD)	S			Fase	S			Tensión neutral	S			Corriente neutral	S			Reversión de corriente	S	S		Consumo interno	S	S	S	Apertura de la tapa		S	S	Sensor magnético		S		Antecedentes de calibración			S	Antecedentes de configuración		S	S	Actividad del controlador			S
Nombre del evento	Red	Antimanipulación	Estado																																																						
Interrupción del suministro eléctrico	S																																																								
Frecuencia	S																																																								
Distorsión Armónica Total (THD)	S																																																								
Fase	S																																																								
Tensión neutral	S																																																								
Corriente neutral	S																																																								
Reversión de corriente	S	S																																																							
Consumo interno	S	S	S																																																						
Apertura de la tapa		S	S																																																						
Sensor magnético		S																																																							
Antecedentes de calibración			S																																																						
Antecedentes de configuración		S	S																																																						
Actividad del controlador			S																																																						

	<p>6.13. ADMINISTRACIÓN DE ALARMAS Y EVENTOS</p> <p>6.13.1. ARCHIVO DE REGISTRO</p> <p>El medidor viene programado de fábrica con una lista de Eventos de medición predefinidos. Al usar la herramienta de soporte del medidor, se pueden seleccionar eventos de la lista, de modo que si se producen, se realiza un registro con marcación de hora en el Archivo de registro del medidor.</p> <p>Por lo tanto, si corresponde, se puede hacer un análisis del comportamiento del medidor investigando el contenido del archivo de registro.</p> <p>El archivo de registro tiene una capacidad máxima de 500 eventos registrados. En consecuencia, para garantizar que el archivo de registro no se llene demasiado rápido, se recomienda seleccionar sólo eventos relacionados con los requisitos de instalación y contexto de medición, como por ejemplo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • eventos de acciones específicas • eventos de comunicación • eventos de alarma fatal y no fatal (aparición y desaparición) • eventos asincrónicos <p>Se debe considerar cuidadosamente la selección de todos los otros eventos respecto de la capacidad del archivo de registro. Por ejemplo:</p> <p>Si se selecciona el evento EOI Periódico con un período igual a 15 minutos, entonces se registrarán 96 eventos EOI Periódicos por día, llenando el archivo de registro en aproximadamente 5 días.</p> <p>Un elemento funcional integrado denominado Gerenciador de Eventos controla y administra todos los eventos medidos.</p>
1 2	<p>Páginas 16; 96 – herramienta de soporte</p> <p>4.3. HERRAMIENTAS DE SOPORTE DEL MEDIDOR</p> <p>Los medidores SL7000 cuentan con una amplia gama de servicios y configuraciones opcionales que les permite ser configurados para adaptarse a las exigencias individuales. En general, un medidor se encuentra totalmente configurado y programado para su supuesta aplicación antes de salir de fábrica.</p> <p>Sin embargo, es posible cambiar algunos aspectos de la configuración en cualquier momento usando herramientas de soporte exclusivo Windows™, que generalmente se comunican a través del puerto óptico en el panel delantero del medidor.</p> <p>Las aplicaciones de las herramientas de soporte presentan las siguientes características básicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • gestión del punto de medición • creación y edición de configuración • programación y lectura de configuración • lectura de datos del medidor • actualización del firmware del medidor <p>Contamos actualmente con las siguientes herramientas de soporte:</p> <p>ACE Pilot</p> <p>ACE Pilot es compatible con los siguientes sistemas operativos de Microsoft Windows™:</p> <ul style="list-style-type: none"> • XP (SP3) • 2003 y 2008 • Vista y Seven

		<p>9.10. CONTROLES DE ARRANQUE Y CONTROLES FUNCIONALES</p> <p>Seguir los pasos a continuación para controlar que el medidor se encuentre en funcionamiento.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Conectar la fuente al medidor. 2. Controlar que la Pantalla LCD se encienda y muestre datos coherentes. Según la configuración del medidor, la pantalla LCD puede moverse automáticamente a través de la secuencia de consultas, o puede ser necesario usar el pulsador de consulta del medidor para moverse a través de la secuencia. 3. Controlar que el medidor esté en modo de inicio (STOP no aparece). 4. Verificar si la secuencia de fase es correcta. Los íconos que indican el cuadrante en la pantalla LCD no deben titilar. 5. Aplicar una carga al medidor y controlar que el LED de metrología (activo – kWh) comience a titilar. La señal es proporcional a la carga. 6. Usando el puerto IR, conectar un CP con herramienta de soporte habilitada al medidor y: <ul style="list-style-type: none"> • Leer los valores del registro de energía total (TER) • Leer todos los valores instantáneos • Leer los valores del estado del medidor y su configuración • Borrar cualquier alarma que no sea fatal 7. Realizar el ensayo de LCD y confirmar que todos los iconos y segmentos de consulta del anunciador se encuentren encendidos. 8. Esperar aproximadamente 15 minutos mientras opera el medidor. 9. Verificar si los valores TER aumentaron desde sus niveles iniciales. 10. Verificar si el valor de demanda máxima es compatible con la carga aplicada. 11. Chequear nuevamente el estado del medidor. <p>Si se cuenta con el aplicativo de herramienta de soporte 'Toolbox':</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Usar las funciones de Toolbox para verificar todos los aspectos del funcionamiento del medidor. 2. Guardar e imprimir los resultados como prueba de funcionamiento correcta.
1 3	Página 68	<p>7.5. ADMINISTRACIÓN DE LA COMUNICACIÓN</p> <p>De acuerdo con la norma IEC 62056-53, los niveles de acceso del protocolo DLMS/COSEM se aplican a la comunicación e interface del medidor.</p> <p>La confidencialidad y privacidad de los datos es gestionada por dispositivos lógicos COSEM en el medidor (que pueden estar direccionados en forma individual) y diferentes identificaciones del cliente COSEM (perfiles de conexión).</p> <p>Cada perfil de conexión está protegido por una contraseña exclusiva y todos los intentos de conexión por parte de los clientes COSEM son verificados por el medidor antes de establecer una conexión.</p>

16.2.4.2 ID INODU-66

ID: INODU-66 (SL7000 RT Installation Guide (2012))		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 6 – Estándares aplicables	The SL7000 RT meters comply, where applicable, with the following standards and regulations.

	<p>IEC 62052-11: Electricity metering equipment (AC) – General requirements, tests and test conditions, part 11: Metering equipment (equivalent to EN 6205-11)</p> <p>IEC 62053-21: Electricity metering equipment (AC) – Particular requirements, part 21: Static meters for active energy (classes 1 and 2), (equivalent to EN 62053-21)</p> <p>IEC 62053-23: Electricity metering equipment (AC) – Particular requirements, part 23: Static meters for reactive energy (classes 2 and 3)</p> <p>IEC 62053-24 (Project): Electricity metering equipment (AC) – Particular requirements, part 24: Static meters for reactive energy (classes 0,5 S, 0,5, 1S and 1)</p> <p>IEC 62053-31: Electricity metering equipment (AC) – Particular requirements, part 31: Pulse output devices for electro-mechanical and electronic meters (equivalent to EN 62053-31)</p> <p>IEC 62053-52: Electricity metering equipment (AC) – Particular requirements, part 52: Symbols</p> <p>IEC 62053-61: Electricity metering equipment (AC) – Particular requirements, part 61: Power Consumption and Voltage Requirements</p> <p>IEC 62054-21: Electricity metering equipment (AC) – Tariff Load control, part 21: Particular requirements for time switches (equivalent to EN62054-21)</p> <p>IEC 62056-21: Electricity Metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Direct local data exchange (supersedes IEC61107)</p> <p>IEC 62056-42: Electricity Metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control, part 42: Physical layer services and procedures for connection-oriented asynchronous data exchange</p> <p>IEC 62056-46: Electricity Metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control, part 46: Data link layer using HDLC protocol</p> <p>IEC 62056-47: Electricity Metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control, part 47: COSEM transport layers for Ipv4 networks</p> <p>IEC 62056-53: Electricity Metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control, part 53: COSEM Application layer</p> <p>IEC 62056-61: Electricity Metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control, part 61: Object identification system (OBIS)</p> <p>IEC 62056-62: Electricity Metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control, part 62: Interface classes</p>
--	---

		EMC Directive 2004/109/EC: as amended by 92/31/EEC and 93/68/EEC. Compliance has been demonstrated by compliance with EN62052-11 and EN62053-21.																																	
2	Página 16 – comunicaciones 1	<p>Communication:</p> <ul style="list-style-type: none"> • RS232 + RS232 or RS485 • DLMS-Cosem compliant • PSTN, LAN (TCP/IP), GSM and GPRS media supported 																																	
3	Página 23 – comunicaciones 2	<p>Communications</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Parameter</th> <th>Description</th> <th>Data</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Optical communications</td> <td>i.a.w IEC62052-21</td> <td>Mode C</td> </tr> <tr> <td>Meter Constant</td> <td>Rogowski connection type</td> <td>40 pulses per kWh</td> </tr> <tr> <td>Serial Data Communications</td> <td>RS232, and RS232 or RS485</td> <td>RJ45 connectors</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Baud rate</td> <td>9600 up to 19200</td> </tr> <tr> <td>Supported protocols</td> <td>DLMS/Cosem</td> <td>Y</td> </tr> <tr> <td>Communication media types</td> <td>TCP</td> <td>With external LAN modem</td> </tr> <tr> <td></td> <td>GPRS</td> <td>With external modem</td> </tr> <tr> <td></td> <td>GSM</td> <td>With external modem</td> </tr> <tr> <td>Real-time operation "Real Time Port"</td> <td>i.a.w. IEC62056-21</td> <td>Y</td> </tr> <tr> <td>Modem power supply</td> <td>10V -10/+20%, 100mA, 1W max</td> <td>on RJ45 connectors. 1W is the maximum shared on the 2 ports</td> </tr> </tbody> </table>	Parameter	Description	Data	Optical communications	i.a.w IEC62052-21	Mode C	Meter Constant	Rogowski connection type	40 pulses per kWh	Serial Data Communications	RS232, and RS232 or RS485	RJ45 connectors		Baud rate	9600 up to 19200	Supported protocols	DLMS/Cosem	Y	Communication media types	TCP	With external LAN modem		GPRS	With external modem		GSM	With external modem	Real-time operation "Real Time Port"	i.a.w. IEC62056-21	Y	Modem power supply	10V -10/+20%, 100mA, 1W max	on RJ45 connectors. 1W is the maximum shared on the 2 ports
Parameter	Description	Data																																	
Optical communications	i.a.w IEC62052-21	Mode C																																	
Meter Constant	Rogowski connection type	40 pulses per kWh																																	
Serial Data Communications	RS232, and RS232 or RS485	RJ45 connectors																																	
	Baud rate	9600 up to 19200																																	
Supported protocols	DLMS/Cosem	Y																																	
Communication media types	TCP	With external LAN modem																																	
	GPRS	With external modem																																	
	GSM	With external modem																																	
Real-time operation "Real Time Port"	i.a.w. IEC62056-21	Y																																	
Modem power supply	10V -10/+20%, 100mA, 1W max	on RJ45 connectors. 1W is the maximum shared on the 2 ports																																	

<p>4 Página 7 – Declaración de conformidad de estándares</p>	<p align="center">Déclaration «CE» de conformité CE Declaration of conformity</p> <p>Nous, We,</p> <p align="center">Itron ZI de Chasseneuil, avenue des temps modernes 86361 Chasseneuil du Poitou – FRANCE</p> <p align="center">Entreprise certifiée ISO 9001 par l'AFAQ ISO 9001 certified by AFAQ</p> <p>Déclara que l'(les)appareil(s) : SL761B / SL761E (type)</p> <ul style="list-style-type: none"> • compteur statique d'énergie électrique à branchement derrière transformateur :SL761B • compteur statique d'énergie électrique à branchement direct : SL761E • Triphasé 4 fils et triphasé 3 fils • 3x57,7/100...3x240/415 V et 3x57,7/100...3x277/480 V(seulement pour compteur derrière transformateur) • Courant de référence pour SL761B : 1 ; 1,5 ; 2,5 or 5A avec un courant maximum plus petit ou égale à 10A. • Courant de référence pour SL761E : 5 ; 10 ; 15 or 20A avec un courant maximum plus petit ou égale à 120A • 50 Hz / 60 Hz <p>Declare that the product(s) : SL761B / SL761E (type)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Electrical energy static meter for in-direct connecting : SL761B with maximum current smaller or equal to 10A • Electrical energy static meter for direct connecting : SL761E with maximum current smaller or equal to 120A • Three-phase four-wire network and three-phase three-wire network • 3x57,7/100...3x240/415 V and 3x57,7/100...3x277/480 V(only for indirect connecting meter) • Reference current for SL761B : 1 ; 1,5 ; 2,5 or 5A • Reference current for SL761E : 5 ; 10 ; 15 or 20A • 50 Hz / 60 Hz <p>Sous réserve qu'il soit installé, maintenu et utilisé pour l'usage auquel il est destiné, dans le respect des règles de l'art de la profession et conformément aux instructions du fabricant, satisfait aux dispositions des directives du Conseil : Provide that it is installed, maintained and used in the application for which it is made, with respect of the « profession's practices », relevant installation standards and manufacturer's instructions, complies with the provisions of Council Directives :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 89/336/CEE, 92/31/CEE, 93/68/CEE • 2004/22/CE <p>et est conforme aux normes ou autre(s) documents normatifs suivants : and is in conformity with the following harmonised standard(s) or other normative documents :</p> <ul style="list-style-type: none"> = IEC 62052-11 Electricity metering equipment (AC) : General requirements = IEC 62053-22 Electricity metering equipment (AC) : Particular requirements-Active energy (class 0.2 S and 0.5 S) = IEC 62053-23 Electricity metering equipment (AC) : Particular requirements-Reactive energy (class 2) = EN 50470-1 Electricity metering equipment (AC) : Part 1 General requirements = EN 50470-3 Electricity metering equipment (AC) : Part 3 Particular requirements (NMI test report : CVN-705077-01 : ref Actaris D2002169) (NMI test report : CVN-9200079-01 : ref Actaris D201 3808) <p>Information complémentaire: Additional information: Le dossier technique est consultable en nos locaux de Chasseneuil. The technical file is available for consultation in Chasseneuil.</p> <p>Date d'apposition du marquage CE : 15 Juin 2009 Date of affixing « CE » marking: 15th June 2009</p> <p>Signature : J.TALBOT QSE Manager</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <tr> <td colspan="2">Title : SL7000-IEC5/VAL/CE_CERTIF</td> <td colspan="2">Project: AMBER</td> <td>Released</td> <td>Rev. date: 17/06/2009</td> </tr> <tr> <td>Type of doc: Product_Qualification_Report</td> <td>Filename: MARQUAGE_CE_SL761B_EDOC</td> <td>Itron</td> <td>Page: 1/1</td> <td colspan="2">D2002170-AB</td> </tr> <tr> <td colspan="6">Copyright © Itron 2009 Printed on 27 mars 2010</td> </tr> </table>	Title : SL7000-IEC5/VAL/CE_CERTIF		Project: AMBER		Released	Rev. date: 17/06/2009	Type of doc: Product_Qualification_Report	Filename: MARQUAGE_CE_SL761B_EDOC	Itron	Page: 1/1	D2002170-AB		Copyright © Itron 2009 Printed on 27 mars 2010					
Title : SL7000-IEC5/VAL/CE_CERTIF		Project: AMBER		Released	Rev. date: 17/06/2009														
Type of doc: Product_Qualification_Report	Filename: MARQUAGE_CE_SL761B_EDOC	Itron	Page: 1/1	D2002170-AB															
Copyright © Itron 2009 Printed on 27 mars 2010																			

5	Páginas 18 – Connection specifications	Connection specifications		
		Voltage	3 x 127/220V up to 3 x 277/480V auto ranging	
		Current	Nominal (Ib)	Ib: 300A
			Maximum (Imax)	Imax : 3000A at 50Hz 2500A at 60Hz
		Global accuracy (current sensors included)	Active energy	Class 1
			Reactive energy	Class 1 or 2

16.2.4.3 ID INODU-64

ID: INODU-64 (ITRON SL-7000 medidor multifunción SMART (2016))																																						
Nº	Página(s)	Extracto																																				
1	Página 4	<p>Datos técnicos</p> <table> <tr> <td>Valores</td><td>Tensión:</td><td>- 3x57.1 / 100 V hasta 3x240 / 415 V auto-range - Fuente de alimentación auxiliar (opcional)</td></tr> <tr> <td>Tipo de conexión</td><td>Corriente - Conexión CT:</td><td>- In 1A / 2,5A / 5A, Imax 10A - Disponibles en 3 y 4 hilos</td></tr> <tr> <td>Precisión</td><td>Conexión en transformadores: Conexión directa:</td><td>- Clase D, C, o B - Clase B</td></tr> <tr> <td>Frecuencia</td><td>50Hz/60Hz</td><td></td></tr> <tr> <td>Porción de temperatura</td><td>-40°C hasta +85°C</td><td></td></tr> <tr> <td>Estándares</td><td>Adecuación a las normas IEC 61036, IEC 60867 y estándares de marcación CE (metrológicos, eléctricos, electromecánicos, mecánicos, climáticos) INMETRO RTM 431 2007</td><td></td></tr> <tr> <td>Comunicaciones</td><td>Puerta óptica (IEC 61107), opcionalmente RS232C y/o RS485 Protocolo DLMS-COSEN (IEC 62056) Salida de usuario ABNT 14522</td><td></td></tr> <tr> <td>Decreto de aprobación</td><td>INMETRO/DIMEL 299/2007</td><td></td></tr> <p>Accesorios</p> <tr> <td>Comunicación</td><td>- Modem telefónico, GSM/GPRS, conversor Ethernet auto-alimentados y abrigados bajo la tapa del bloque de terminales - Compatibilidad con RF Mesh y Remotas - Cableado de conexión para equipos externos de comunicación - Puerta óptica de comunicaciones para conexión al PC</td><td></td></tr> <tr> <td>Configuración</td><td>- Software del usuario para supervisión del consumo - Software de configuración para empresas eléctricas</td><td></td></tr> <tr> <td>Documentación</td><td>- Certificado de prueba - Manual del usuario - Manual de instalación</td><td></td></tr> <tr> <td>Tapa</td><td>- Corta - Estándar - Larga</td><td></td></tr> </table>	Valores	Tensión:	- 3x57.1 / 100 V hasta 3x240 / 415 V auto-range - Fuente de alimentación auxiliar (opcional)	Tipo de conexión	Corriente - Conexión CT:	- In 1A / 2,5A / 5A, Imax 10A - Disponibles en 3 y 4 hilos	Precisión	Conexión en transformadores: Conexión directa:	- Clase D, C, o B - Clase B	Frecuencia	50Hz/60Hz		Porción de temperatura	-40°C hasta +85°C		Estándares	Adecuación a las normas IEC 61036, IEC 60867 y estándares de marcación CE (metrológicos, eléctricos, electromecánicos, mecánicos, climáticos) INMETRO RTM 431 2007		Comunicaciones	Puerta óptica (IEC 61107), opcionalmente RS232C y/o RS485 Protocolo DLMS-COSEN (IEC 62056) Salida de usuario ABNT 14522		Decreto de aprobación	INMETRO/DIMEL 299/2007		Comunicación	- Modem telefónico, GSM/GPRS, conversor Ethernet auto-alimentados y abrigados bajo la tapa del bloque de terminales - Compatibilidad con RF Mesh y Remotas - Cableado de conexión para equipos externos de comunicación - Puerta óptica de comunicaciones para conexión al PC		Configuración	- Software del usuario para supervisión del consumo - Software de configuración para empresas eléctricas		Documentación	- Certificado de prueba - Manual del usuario - Manual de instalación		Tapa	- Corta - Estándar - Larga	
Valores	Tensión:	- 3x57.1 / 100 V hasta 3x240 / 415 V auto-range - Fuente de alimentación auxiliar (opcional)																																				
Tipo de conexión	Corriente - Conexión CT:	- In 1A / 2,5A / 5A, Imax 10A - Disponibles en 3 y 4 hilos																																				
Precisión	Conexión en transformadores: Conexión directa:	- Clase D, C, o B - Clase B																																				
Frecuencia	50Hz/60Hz																																					
Porción de temperatura	-40°C hasta +85°C																																					
Estándares	Adecuación a las normas IEC 61036, IEC 60867 y estándares de marcación CE (metrológicos, eléctricos, electromecánicos, mecánicos, climáticos) INMETRO RTM 431 2007																																					
Comunicaciones	Puerta óptica (IEC 61107), opcionalmente RS232C y/o RS485 Protocolo DLMS-COSEN (IEC 62056) Salida de usuario ABNT 14522																																					
Decreto de aprobación	INMETRO/DIMEL 299/2007																																					
Comunicación	- Modem telefónico, GSM/GPRS, conversor Ethernet auto-alimentados y abrigados bajo la tapa del bloque de terminales - Compatibilidad con RF Mesh y Remotas - Cableado de conexión para equipos externos de comunicación - Puerta óptica de comunicaciones para conexión al PC																																					
Configuración	- Software del usuario para supervisión del consumo - Software de configuración para empresas eléctricas																																					
Documentación	- Certificado de prueba - Manual del usuario - Manual de instalación																																					
Tapa	- Corta - Estándar - Larga																																					

16.2.5 Enel v.2- NEXY-M

16.2.5.1 ID INODU-37

ID: INODU-37 (General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M”)		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 6 – Estándares de referencia	<p>IEC EN 62052-11: Electricity metering equipment (AC) – General requirements, tests and test conditions – Part 11: Metering equipment</p> <p>IEC EN 62053-21: Electricity metering equipment (AC) – Particular requirements – Part 21: Static meters for active energy (classes 1 and 2)</p> <p>IEC EN 62053-23: Electricity metering equipment (AC) – Particular requirements – Part 23: Static meters for reactive energy (classes 2 and 3)</p> <p>IEC 62053-61: Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 61: Power consumption and voltage requirements</p> <p>EN 50470-1: Electricity metering equipment (AC) – Part 1: General requirements, tests and test conditions – Metering equipment (class indexes A, B and C)</p> <p>EN 50470-3: Electricity metering equipment (AC) – Part 3: Particular requirements – Static meters for active energy (class indexes A, B and C)</p> <p>CLC EN 50065-1: Signalling on low-voltage electrical installations in the frequency range 3 kHz to 148,5 kHz Part 1: General requirements, frequency bands and electromagnetic disturbances.</p> <p>IEC EN 60529: Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)</p> <p>EN 62056-21: Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 21: Direct local data exchange</p> <p>IEC EN 62058-11: Electricity metering equipment (AC) - Acceptance inspection - Part 11: General acceptance inspection methods</p> <p>IEC EN 62058-31: Electricity metering equipment (AC) - Acceptance inspection - Part 31: Particular requirements for static meters for active energy (classes 0.2S, 0.5S, 1 and 2).</p> <p>IEC EN 62052-31: Electricity metering equipment (AC) - General requirements, test and test conditions Part 31: Product safety requirements</p> <p>EN 62059-31: Electricity metering equipment. Dependability. Accelerated reliability testing. Elevated temperature and humidity.</p> <p>2014/32/UE: Directive of the European parliament and of the council of 26 February 2014 on the harmonization of the laws of the Member States relating to the making available on the market of measuring instruments</p>

		<p>RD 244/2016: Real Decreto 244/2016, de 3 junio 2016 por el que se desarrolla la Ley 32/2014, de 22 de diciembre, de Metrología.</p> <p>O.ICT/155/2020: ORDEN ICT/155/2020, de 7 de febrero, por la que se regula el control metrológico del Estado de determinados instrumentos de medida.</p> <p>IEC/EN 62054-21: Electricity metering (a.c.) - Tariff and load control - Part 21: Particular requirements for time switches</p> <p>Welmec 7.2:2019: Software Guide</p> <p>Welmec 7.3: Reference Architectures based on Welmec Guide 7.2</p> <p>Welmec 7.4: Exemplary Applications of Welmec Guide 7.2</p>
2		<p>5 Introduction</p> <p>This document describes the design and construction of the electronic meter assembly and associated parts used in single-phase bi-directional DLC solid state electricity meter “NEXY-M”.</p> <p>The design of the static meter has been based on a micro-controller that manages and coordinates all the activities related to the measuring and billing processes. It stores and runs the built-for-purpose application software downloaded into the micro-controller during the manufacturing (it is upgradeable). The energy measurement process is implemented by means of a dedicated IC. It is connected to the micro-controller so that energy data can be properly processed before the storing into non-volatile memory. The real time calendar is managed by the micro-controller itself. A chip on glass LCD display is installed into the meter in order to show measuring related data and personalized messages to the customer. The remote communication is performed by means of a DLC (integrated into the MCU) and RF modems whilst a ZVEI/Optical and Bluetooth interface have been implemented to transfer data to a local device.</p>
3	Página 10/59	<p>7 Meter's main functionalities</p> <p>NEXY-M meter has been designed in order to support two different communication protocol (factory configurable):</p> <ul style="list-style-type: none"> - Meters and More; - DLMS <p>This feature is guaranteed thanks the implementation of two different “families of software”: one that supports Meters and More communication protocol and one DLMS. The two families of software are not interoperable: it means that if a meter is produced with a Meters and More software, it cannot be update with a DLMS software.</p>

	<p>Even if, the communication protocols are different, the functionalities supported are the same.</p> <p>The global functionalities, typical of the meter, are listed below.</p> <ul style="list-style-type: none"> ❑ It supports software separation between legally relevant and not legally relevant software; ❑ It operates in remote controlled mode and in stand-alone mode ❑ Active energy and Active power measurement, positive and negative ❑ RMS current and RMS voltage measurement ❑ Reactive energy and Reactive power measurement in all four quadrants ❑ Line of communication inversion immunity ❑ Load profile recording, for active and reactive energy in all four quadrants. The integration period for load profile recording is programmable and it can be chosen between the following values: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30 or 60 minutes (with an integration period of 15 minutes, it is possible to store information for more than 45 days). ❑ Management of customer contracts for billing purposes ❑ Management of 6 weekly tariff profiles based on 6 different types of tariff and 8 daily time intervals (one set for each contract) ❑ Management of a seasonal tariff program with up to 10 periods ❑ Management of programmable public holidays ❑ Management of 7 billing periods (current and 6 previous). For each billing period is stored, measurement data, power maximum demand and time stamp of the billing period closure. ❑ Management of daily closure ❑ DLC/RF communication with LV concentrator (CERCO1 or LVM) supporting access control ❑ Customer available power threshold is remotely programmable ❑ Display of consumption data and service communications (displayed data are those measured by the meter). <p>The meter allows two display modes: automatic and manual. The default mode is the manual one which cyclically shows the basic information for customer without the need to interact with the meter. Through the manual mode it is possible to activate submenus (by pressing the push button) in which additional</p>
--	---

	<p>information is shown to support technical and qualified personnel (date, time, software version...).</p> <ul style="list-style-type: none"> ❑ Remote programming and initialization of tariff system and contractual parameters ❑ Remote synchronisation of Clock/calendar. Synchronisation doesn't affect historical data and it can be managed in order to prevent difference of more than a programmable threshold (e.g. 3 minutes) between the official time and the time of the meter. ❑ Clock/calendar of the meter is configurable in a flexible way: it can be referred to local time (according to national standard for quality of service) without variation during of the year or implementing automatically the DST time activation. The time adjustments that can be necessary for other purposes are made by the respective systems of each Distribution Company, without affecting the time settings of the SMMC components. ❑ Remote supply disconnection and enabling of manual/automatic connection by means of a cut-off device ❑ Zload functionality; ❑ Storage of configuration data and metrological information even without power supply for the entire lifetime of the meter (storage in non-volatile memory) ❑ Self diagnostic of the main elements and functional blocks ❑ Detection and recording of case openings and/or SW modifications ❑ Detection strong external magnetic fields by magnetometer installed on PCB; ❑ Optical pulse output device used for testing the meter (active or reactive energy) ❑ Non-interfering harmonization with other communication systems on LV network ❑ ZVEI optical port communications compatible with CEI EN 62056-21, required for local communications ❑ Load modulation management (load shedding) ❑ Management of firmware downloading procedure; ❑ Management of traceability of Firmware Download; ❑ Data and firmware integrity verification in compliance to Welmec guide 7.2 requirements; ❑ RF spontaneous management
--	--

	<ul style="list-style-type: none"> □ Event Log; □ Monitoring of microcontroller functionality; □ Voltage variation management: the meter is able to detect and store Low Voltage Variation respect to the nominal value. In particular the meter is able to detect (and store information) when the voltage goes above 10% (configurable parameter) or below 15% (configurable parameter) the nominal mains voltage, according to the requirements of the applicable standards of quality of service; □ Voltage Interruption management. If a voltage interruption occurs, the meter is able to save – before switching off – all legally relevant information and those relating to the state of the relè (if it is closed or open and if a power limitation is active). In this way, when the power supply is restored, the meter can resume the operation mode it had before the interruption (including communication). <p>Furthermore, the meter support bi-directional communication with SMMC (trough data Concentrator or Smartphone/PDA) with four communication technologies:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Remote: <ul style="list-style-type: none"> o Wireless @ 169 MHz; o Power Line; - Local <ul style="list-style-type: none"> o Bluetooth (only support, not already implemented); o Optical port. <p>Local and remote communication is protected through an authentication and encryption mechanism with secret keys (different for each counter) of 16 bytes. Each access is tracked in an internal log. Access attempts with wrong keys are also tracked with the activation of an alarm when the number of attempts exceeds a certain (programmable) threshold.</p> <p>Components of the SMMC also comply with applicable regulations ad defined in section 3 Reference Standard.</p> <p>Optical, Bluetooth and Power Line channels support only point to point communication, while RF can support also (depending on the management of the secret keys) point to multipoint communication.</p> <p>The SMMC in its local access is be able to:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Access the data stored in the meter's memory. - Download the data stored in the meter's memory.
--	---

	<ul style="list-style-type: none"> - Access and modify configurable parameters of the meter - Access a component operation diagnosis in order to resolve anomalies and – if lost - reestablish remote communication with the Management and Operation System and / or Concentrator Unit. - Access the functions of the meter <p>The meter implements (through one of the previously described channels) a two-way communication with the Management and Operation System. Thanks to this, it is possible to perform (locally or remote) the connection, disconnection and power limitation operations. It is also possible to know at any time the status of the connection and disconnection device and the power limitation.</p> <p>All the functionalities listed above (included those related to local and remote communication) will be thorough described in a separate document that addresses software aspects of the meter.</p>
4	<p>Página 13/59</p> <h3>8 Meter block diagram</h3> <p>Block diagram below demonstrates the centralized architectural approach that has been used for the single-phase meter</p> <p>The diagram illustrates the internal architecture of the ECOM2* meter. At the center is the ECOM2* 32 bit μController (with 1MB Flash) + PLC Multimodulation Modem, which contains a MICROCONTROLLER. This central unit is connected to various components via green double-headed arrows:</p> <ul style="list-style-type: none"> OPTIONAL components include an Supercapacitor, a Radio Module @ 169 MHz MBUS and Bluetooth, External Flash Memory (8 MB), and EEPROM 512 kbit. Sensors and actuators connected to the central unit include a TERMINAL COVER REMOVAL SENSOR, a MAGNETIC SENSOR, a METER OPENING SENSOR, a Power Supply Board, and a Back Up Battery & Monitor. Display and input devices include a Chip On Glass Display, a Push Button, a PULSE Emitter, and I/V SENSORS, which are connected to a Metrology IC. Communication interfaces include an OPTICAL PORT Zvez Interface and a Radio Module @ 169 MHz MBUS and Bluetooth. Monitoring: A μController Functionality Monitoring block is connected to the central unit. Cut-Off Device: A Cut-Off Device + Driver and a Remote Closure System of Cut-Off Device are connected to the central unit. Voltage detection: Voltage detection to the output terminals is connected to the central unit. <p>A note in the bottom right corner states: "Due to security aspects, this component can be marked ST ECOM2 or not marked. In this case the reference number is ED1536-x".</p>
5	<h3>8.1 Detailed description of the Block Diagram</h3>

	<p>PWM Power Supply Unit:[...]</p> <p>Optical Port Zvei Interface: An EN 62056-21 infrared optical port allows communication between a HHU and the meter. The port also allows the modification of all meter parameters by means of specific commands, including program code update (download of a new software code). This communications port uses the same security and protocols as the DLC modem and is managed directly by the DLC modem.</p> <p>[...]</p> <p>There are some components that can be considered as optional into Single-Phase meter “NEXY-M”. These components are not related to metrological functionality, but to security or not legally relevant functionalities. Depending on the needs, during the assembling process, these components can be mounted on the PCB or not. In any case, the design of the meter is unique: in fact, the PCBs are designed in order to work with or without these components. Also the software of the meter is unique and can work independently from hardware configuration (only for optional components).</p> <p>Optional Radio Module @ 169 MHz WMBUS Bluetooth and Supercap: The meter can be equipped with an optional radio module (with both 169 MHz WMBUS and Bluetooth communication capabilities), Antenna and circuitry. Thanks to this optional component the meter can use the RF (at 169 MHz Frequency Band) as remote back up communication channel and Bluetooth as local back-up communication channel.</p>
6	<p>Página 46/59</p> <p>16 Meter key components included into traceability</p> <p>During the production process, all components of the meter are identified for traceability.</p> <p>In the following paragraphs, meter's components for traceability during manufacturing are described:</p> <p>16.1 Electronic and Mechanical Components</p>

<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Schematic Reference</th><th>Description/Identification</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Main PCB</td><td>/</td><td>KF11A019_00 MAIN V3.0 20190304</td></tr> <tr> <td>Power Supply PCB</td><td>/</td><td>KF11A019_00 POWER V3.0 20190306</td></tr> <tr> <td>Measurement IC</td><td>U10</td><td>Analog Device "ADE7953"</td></tr> <tr> <td>Shunt</td><td>/</td><td>Manganine (the composition is CU-86 & Mn-12 & Ni-2). Shunt resistance across measuring contact: - 280 $\mu\Omega$ (if the $I_{max} = 60A$) or, - 184 $\mu\Omega$ (if the $I_{max} = 100A$)</td></tr> <tr> <td>Current Transformer</td><td>/</td><td>60A: FDC-KDT-218 or FALCO T81018 100A: FDC-KDT-216C or FALCO T90069</td></tr> <tr> <td>Power Transformer</td><td>VT1</td><td>EP-17 switching transformer N1:N2:N3:N4=70:10:13:70 (KD, FALCO)</td></tr> <tr> <td>Microcontroller</td><td>U7</td><td>32 bit with 1Mbit of embedded Flash memory and Multimodulation PLC Modem "ST ECOM2"</td></tr> <tr> <td></td><td></td><td>Please note that due to security aspects, this component can be marked ST ECOM2 or not. In this case its part number is ED1536-x (without ST logo).</td></tr> <tr> <td>PLC Modem</td><td>/</td><td>Embedded into MCU</td></tr> <tr> <td>EEPROM</td><td>U8</td><td>512kbit EEPROM: (ST, Renesas, Microchip, Onsemi, Belling)</td></tr> <tr> <td>Non Volatile Flash Memory</td><td>U9</td><td>8 Mbit (Winbond, Macronix, Issi, GD, Huahong, Cypress, Adesto, Amic)</td></tr> <tr> <td>RF Module</td><td>/</td><td>Custom Radio Module 169 MHz BLE Board (ID 15016855-02)</td></tr> <tr> <td>RF Antenna</td><td>/</td><td>169 MHz stick Antenna PROANT PRO-IT-586</td></tr> <tr> <td>Battery</td><td>BAT1</td><td>1/2AA Lithium Battery 3,0 Volt \geq 850mAh or 3,6 Volt & \geq 1200mAh (FDK, VARTA, SAFT, TITUS, VITZROCELL, EEMB, ACT)</td></tr> <tr> <td>LCD Module</td><td>/</td><td>Chip on Glass (VARITRONIX, TRULY, SUCCESS, YEEBO, HUARI, HOLITECH, AV Displays, Rifda, Techshine, Smartwin)</td></tr> <tr> <td>Magnetic sensor</td><td>U4</td><td>High sensitivity micropower omnipolar Hall-effect switch</td></tr> <tr> <td>Relay</td><td>/</td><td>Hong-Fa (Please refer to section 10.1)</td></tr> </tbody> </table>			Schematic Reference		Description/Identification	Main PCB	/	KF11A019_00 MAIN V3.0 20190304	Power Supply PCB	/	KF11A019_00 POWER V3.0 20190306	Measurement IC	U10	Analog Device "ADE7953"	Shunt	/	Manganine (the composition is CU-86 & Mn-12 & Ni-2). Shunt resistance across measuring contact: - 280 $\mu\Omega$ (if the $I_{max} = 60A$) or, - 184 $\mu\Omega$ (if the $I_{max} = 100A$)	Current Transformer	/	60A: FDC-KDT-218 or FALCO T81018 100A: FDC-KDT-216C or FALCO T90069	Power Transformer	VT1	EP-17 switching transformer N1:N2:N3:N4=70:10:13:70 (KD, FALCO)	Microcontroller	U7	32 bit with 1Mbit of embedded Flash memory and Multimodulation PLC Modem "ST ECOM2"			Please note that due to security aspects, this component can be marked ST ECOM2 or not. In this case its part number is ED1536-x (without ST logo).	PLC Modem	/	Embedded into MCU	EEPROM	U8	512kbit EEPROM: (ST, Renesas, Microchip, Onsemi, Belling)	Non Volatile Flash Memory	U9	8 Mbit (Winbond, Macronix, Issi, GD, Huahong, Cypress, Adesto, Amic)	RF Module	/	Custom Radio Module 169 MHz BLE Board (ID 15016855-02)	RF Antenna	/	169 MHz stick Antenna PROANT PRO-IT-586	Battery	BAT1	1/2AA Lithium Battery 3,0 Volt \geq 850mAh or 3,6 Volt & \geq 1200mAh (FDK, VARTA, SAFT, TITUS, VITZROCELL, EEMB, ACT)	LCD Module	/	Chip on Glass (VARITRONIX, TRULY, SUCCESS, YEEBO, HUARI, HOLITECH, AV Displays, Rifda, Techshine, Smartwin)	Magnetic sensor	U4	High sensitivity micropower omnipolar Hall-effect switch	Relay	/	Hong-Fa (Please refer to section 10.1)
Schematic Reference		Description/Identification																																																						
Main PCB	/	KF11A019_00 MAIN V3.0 20190304																																																						
Power Supply PCB	/	KF11A019_00 POWER V3.0 20190306																																																						
Measurement IC	U10	Analog Device "ADE7953"																																																						
Shunt	/	Manganine (the composition is CU-86 & Mn-12 & Ni-2). Shunt resistance across measuring contact: - 280 $\mu\Omega$ (if the $I_{max} = 60A$) or, - 184 $\mu\Omega$ (if the $I_{max} = 100A$)																																																						
Current Transformer	/	60A: FDC-KDT-218 or FALCO T81018 100A: FDC-KDT-216C or FALCO T90069																																																						
Power Transformer	VT1	EP-17 switching transformer N1:N2:N3:N4=70:10:13:70 (KD, FALCO)																																																						
Microcontroller	U7	32 bit with 1Mbit of embedded Flash memory and Multimodulation PLC Modem "ST ECOM2"																																																						
		Please note that due to security aspects, this component can be marked ST ECOM2 or not. In this case its part number is ED1536-x (without ST logo).																																																						
PLC Modem	/	Embedded into MCU																																																						
EEPROM	U8	512kbit EEPROM: (ST, Renesas, Microchip, Onsemi, Belling)																																																						
Non Volatile Flash Memory	U9	8 Mbit (Winbond, Macronix, Issi, GD, Huahong, Cypress, Adesto, Amic)																																																						
RF Module	/	Custom Radio Module 169 MHz BLE Board (ID 15016855-02)																																																						
RF Antenna	/	169 MHz stick Antenna PROANT PRO-IT-586																																																						
Battery	BAT1	1/2AA Lithium Battery 3,0 Volt \geq 850mAh or 3,6 Volt & \geq 1200mAh (FDK, VARTA, SAFT, TITUS, VITZROCELL, EEMB, ACT)																																																						
LCD Module	/	Chip on Glass (VARITRONIX, TRULY, SUCCESS, YEEBO, HUARI, HOLITECH, AV Displays, Rifda, Techshine, Smartwin)																																																						
Magnetic sensor	U4	High sensitivity micropower omnipolar Hall-effect switch																																																						
Relay	/	Hong-Fa (Please refer to section 10.1)																																																						
7	Página 9	<p>6 Main performances of the meter</p> <p>The meter is designed to measure both active and reactive energy. Active energy is measured with a maximum resolution of 1 Wh whilst reactive energy with a maximum resolution of 1 varh.</p> <p>Active energy measurement accuracy is compliant with "Class 1" defined into IEC/CEI EN 62053-21. It is also compliant with accuracy "CLASS B" defined into EN 50470-3.</p> <p>Reactive energy measurement accuracy is compliant with "Class 2" defined into IEC/CEI EN 62053-23.</p> <p>The pulse emitter, which can be used for either active energy or reactive energy, is located on the meter case can have two different resolution (factory configurable):</p> <ul style="list-style-type: none"> - or 4000 pulses per kWh and 4000 pulses per kvarh resolution. - or 1000 pulses per kWh and 1000 pulses per kvarh resolution (only in a second stage of the project). <p>The meter is designed to be a bi-directional meter with four quadrants registers. It means that positive active energy, negative active energy, positive inductive</p>																																																						

	<p>reactive energy, positive capacitive reactive energy, negative inductive reactive energy and negative capacitive reactive energy are processed and stored in separate registers.</p> <p>The meter has been designed in order to properly run in the following temperature range: [-40°C ÷ +70°C].</p> <p>The operating frequency range supported by the meter is: [50 Hz] or [60 Hz] (factory configurable).</p> <p>The meter has a standard reference voltage equal to 230 V or 127V...230V (factory configurable) and reference currents: $I_{min} = 0.25A$, $I_{ref} = 5 A$ and $I_{max} = 60 A$ or $100 A$ (factory configurable – 100A only in a second stage of the project, with a different cut-off device).</p> <p>The internal consumption of the meter is inferior to 1.5 W when the DLC modem is in receiving mode (2 W when the DLC modem is in transmission mode) in conformity with the requirements of applicable standards (EN 50470-3, IEC 62053-21, IEC 62053-23 and IEC 62053-61)</p> <p>The DLC modem has been designed to be compliant with CENELEC EN 50065-1.</p> <p>The plastic case of the meter assures a degree of protection equals to IP54 (according to CEI EN 50470-1) for the metrology compartment. The front clamp assures a degree of protection equals to IP20 when cables and terminal cover are installed.</p> <p>The meter is intended for indoor installation.</p> <p>The battery has been designed in order to assure the operation of RTC for 15 years without line voltage and it is not removable.</p> <p>The meter has been designed to be compliant to protective “class II”.</p> <p>The meter has been designed to be compliant to IEC 62052-31 safety standard.</p> <p>The meter has been designed and produced in order to assure its full functionalities all over the life-time of the meter (15 years).</p> <p>The meter has been designed as a RoHS compliant product.</p>
8	<p>Página 25</p> <h2>10 Characteristics of Cut-off device</h2> <p>The single-phase meter NEXY-M integrates a cut-off device used to control the power supply. The cut-off device is implemented by a latching relay. The meter is designed in order to integrate latching relays provided by different vendors.</p> <p>The relay will be provided already assembled with input/output terminals, shunt and Current Transformer.</p>

The re-connection of cut-off device, can be performed in two ways:

- **Locally**: pushing the meter's front button;
- **Remotely**: via remote protocol command or automatically, after the circuit ZLOAD has checked the variation of impedance between phase- neutral or phase – phase conductors (It is considered as a option for the production of meters). It can be performed by the customer opening and closing the main breaker installed after the meter in the customer network.

10.1 Latching relay characteristics

The two poles latching relay with shunt complies with e-distribuzione specification.

Here are the general characteristics of the latching relay:

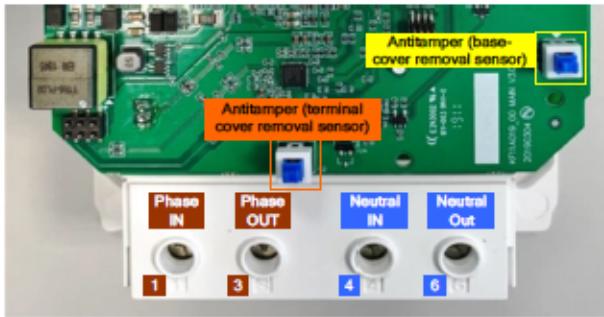
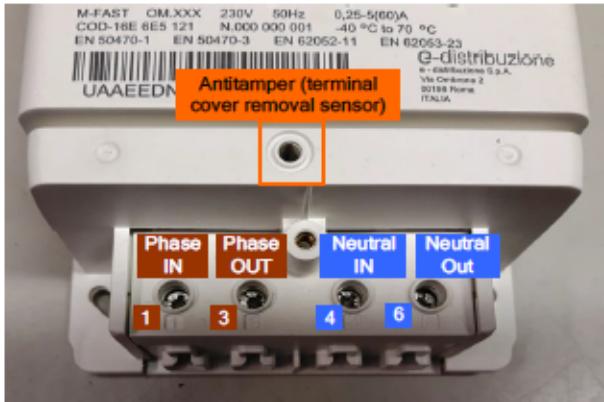
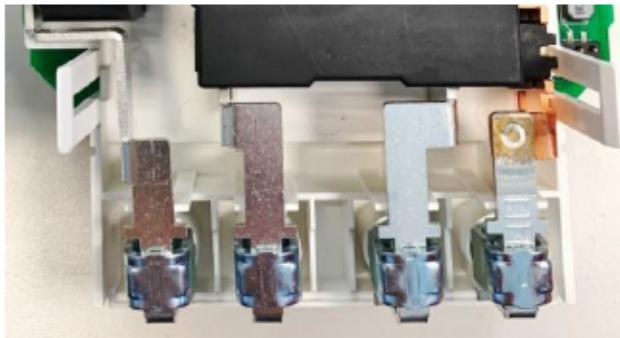
- ☒ n. 2 contacts switch (phase and neutral)
- ☒ rated current: 80A (for $I_{max} = 60A$) or 100A (for $I_{max} = 100A$)
- ☒ rated voltage: up to 230V, ac
- ☒ rated frequency: 50Hz or 60 Hz
- ☒ resistance across closed contacts: $\leq 0,3 \text{ m}\Omega$
- ☒ insulation across open contacts: 2.5 kVrms (1 minute)
- ☒ insulation across coil and all contacts: 4 kVrms (1 minute)

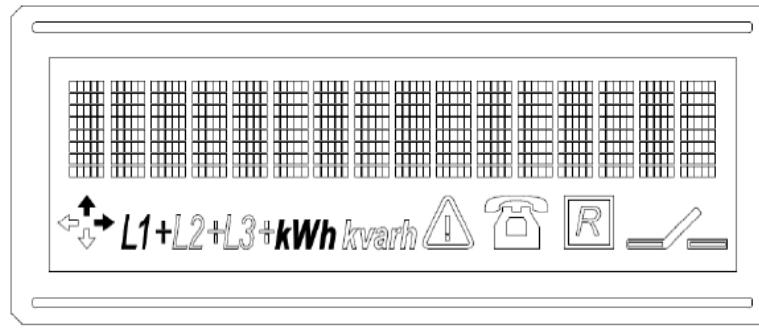
environmental conditions:

- ☒ temperature range: $-40^{\circ}\text{C} \div 85^{\circ}\text{C}$
- ☒ relative humidity: from 5% to 85%

and the general characteristics of the coil driving command:

- ☒ rated voltage: 9 Vdc
- ☒ driving command duration: $\leq 100 \text{ ms}$

9	Páginas 28-29	<p>11 Characteristics of the terminal block</p> <p>The meter is equipped by a terminal block composed by I/O connections usually adopted in the electricity meters based on DIN 43857 layout. Each connection is equipped by n. 1 screw for tightening the wire by means of a clamp.</p>   <p>Frontal view of terminal block of NEXY-M</p>  <p>Open top view of terminal block of NEXY-M</p> <p style="text-align: center;">Uso Riservato Aziendale – e-distribuzione Confidential</p> <p>SQ-M-423-04-ver.03</p>
---	---------------	---

		<p>About the insulating materials of the terminal block and other relevant parts in close contact with the electrical circuits (e.g. screws support) the following specification are defined (according to EN 50470-1, Section 5.4):</p> <p>Plastic material: PC, 10% glass fibre</p> <p>e-distribuzione has approved the following products for the manufacturing of the terminal block and case of the NEXY-M meter:</p> <ul style="list-style-type: none"> • STYRON - EMERGE*PC 8701HH • BAYER - Makrolon_9417 • SAMSUNG - HN-3104 • SABIC - LEXAN_503RS • MITSUBISHI - Xantar G2F 23 R <p>The NEXY-M is able to detect the output voltage even if the cut off device is in open position. This information can be used to activate an alarm to notify a possible failure or fraud condition.</p>						
1 0	Páginas 32-33 — LCD characteristic s	<p>The LCD glass has been designed in order to maintain its characteristics (e.g. transparency, strength, etc) in a wide temperature range. It is produced by a quality glass manufacturer and assembled with the electronic module by the same manufacturer or a manufacturer dedicated to that class of process.</p> <p>The LCD has been designed and produced in order to assure its full functionalities all over the life-time of the meter (15 years).</p> <p>The LCD is not provided by a backlight.</p> <p>The LCD module is composed of 1x16 alphanumeric characters and 15 icons (special symbols).</p> <p>Each alphanumeric characters can integrate also a “.”.</p> <p>For example, the string “10.1.8.255” will take 7 characters, because the “.” are included into the characters that precede them.</p> <p>The LCD layout is shown below:</p>  <p>The meaning of icons is described below:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>SYMBOL</th> <th>DESCRIPTION</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>L1</td> <td>The phase indicator icon L1 is shown by the meter when the voltage (V_{mis}) is inside of [30% ÷ 100%] of the nominal voltage (127/230V). The icon L1 can not be programmed externally</td> </tr> <tr> <td>L2</td> <td>Not used</td> </tr> </tbody> </table>	SYMBOL	DESCRIPTION	L1	The phase indicator icon L1 is shown by the meter when the voltage (V_{mis}) is inside of [30% ÷ 100%] of the nominal voltage (127/230V). The icon L1 can not be programmed externally	L2	Not used
SYMBOL	DESCRIPTION							
L1	The phase indicator icon L1 is shown by the meter when the voltage (V_{mis}) is inside of [30% ÷ 100%] of the nominal voltage (127/230V). The icon L1 can not be programmed externally							
L2	Not used							

		Not used
		The "+" symbol is shown when the meter measures positive active energy on the line phase. The "-" symbol is shown when the meter measures negative active energy on the line phase.
		This symbol is used to show the energy quadrant in use. Active and Reactive energy arrows are shown only if the energy measurements are higher than the creep values.
		The symbol is shown in the meter when the active power register has been displayed.
		The symbol is shown in the meter together with icon kW when the active energy register has been displayed
		The symbol is shown in the meter when the reactive power register has been displayed.
		The symbol is shown in the meter together with icon kvar when the reactive energy register has been displayed.
		The symbol is shown when active energy pulse emitter is showing reactive energy.
		The warning icon is displayed if any of the programmable flags are set. The icon cannot be programmed externally
		The symbol is shown when the cut-off device results open.
		The symbol is shown according to DLC interface activity and status of commissioning of the meter with the AMM system.

1 1	<p>Páginas 49-50</p> <h3>18 NEXY-M markings and indicators</h3> <p>The nameplate layout and sealing of NEXY-M complies with e-distribuzione specification. The name plate position on the single phase meter cover is described in the following</p> <p>Example of NEXY-M nameplate</p>
--------	---

The nameplate reported in the previous picture is an example that includes relevant and optional information. Other possible layout including additional information can be possible assuring that relevant information according to MID will be always present.

The explanation of the information included in the previous nameplate is the following:

Nameplate data	Description	Relevant
NEXY-M	Meter type (Single Phase Electronic Meter)	Yes
OM. XXX	e-distribuzione Homologation number	No
2021	Year of manufacture of the meter	Yes
230 V	Reference voltage This field may vary according to the factory configuration	Yes
50 Hz	Reference frequency (Hertz) This field may vary according to the factory configuration	Yes
0,25-5(60) A	Imin, Iref and Imax current of the measuring system This field may vary according to the factory configuration	Yes
UAAEEDN21 000000026	Meter code and serial number	Yes
4000 imp/kWh	Meter constant active energy This field may vary according to the factory configuration	Yes

	4000 imp/kvarh	Meter constant reactive energy This field may vary according to the factory configuration	Yes
	Cl. B	Meter class indices active energy	Yes
	Cl. 2	Meter class indices reactive energy	Yes
	-40° ÷ +70°	Operating Temperature Range	Yes
	EN 50470-1	Electricity metering equipment (AC) – General requirements, tests and test condition – Metering equipment (class indexes A, B and C)	No
	EN 50470-3	Electricity metering equipment (AC) – Particular requirements – Static meters for active energy (class indexes A, B and C)	No
	EN 62052-11	Electricity metering equipment (AC) – General requirements, tests and test condition	No
	EN 62053-23	Static meter for measurement of electrical reactive energy for alternate current.	No
		Marking CE	Yes
	M21	MID Marking with year of application of MID marking	Yes
	YYYY	Code of the Notified Body that has issued the MID Module D Certificate	Yes
	National Marking	Space reserved for national type approval marking (if any)	Depending on the installation country
		Meter of protective class II	Yes
		Meter graphic symbol with one measuring element	Yes
		Bi-directional capability	Yes
	e-distribuzione	Meter Manufacturer Registered trade mark	Yes
	e - distribuzione S.p.A. Via Ombrone 2 00198 Roma ITALIA	Meter Manufacturer Name and postal address at which the manufacturer can be contacted.	Yes
	Additional Marking for safety certification	Space reserved to safety marking (To be updated)	Yes
	Communication Protocol Logo	Space reserved to communication protocol Marking	No

16.2.5.2 ID INODU-35

INODU-35 (Datasheet Cervantes 2.0)			
Nº	Página(s)	Extracto	
1	Página 3	La solución Enel presenta las siguientes interfaces de comunicación <i>"The table below shows the technical characteristics of the Cervantes 2.0 single phase meter which will be introduced in the Chilean market: [...]"</i>	
CERVANTES 2.0 SINGLE PHASE			
Id	Description	Unit	Values
5	Communications interfaces		
5.1	Optical port (Reading, programming and configuration)		
5.2	PLC communication (DLMS COSEM over M&M)		A Band
5.3	RF communication channel supporting Last Gasp	MHz	169
5.4	Active and Reactive energy pulse output (by LED on front plate)		
5.5	Display and front panel button to scroll the display menu		
5.6	Bluetooth		

Página 1 – General characteristics		CERVANTES 2.0 SINGLE PHASE		
		Description	Unit	Values
1.	General characteristics			
1.1	Product name			NEXY-M
1.2	Type	-	AMI Single Phase Meter	
1.3	Standard to be met in type test	-	IEC 62053	
1.4	Active energy measurement	kWh		
1.5	Reactive energy measurement	kVAh		
1.6	Measurement Direction	-	Bidirectional	
1.7	Terminal block connection		DIN	
1.8	Number of Elements	-	1	
1.9	Number of threads	-	2	
1.10	Active energy class index	-	B (MID)	
1.11	Reactive energy class index	-	2	
1.12	Nominal frequency	Hz	50	
1.13	Basic Intensity (Ib) or Nominal (In)	A	5	
1.14	Maximum intensity without varying the class index (Imax)	A	60	
1.15	Nominal voltage (Vn)	V	230 P-N	
1.16	Operating Temperature Range	°C	-40 to 70	
1.17	LCD display digits	Digits	16+dots	

16.2.5.3 ID INODU-112

INODU-112 (SM01 Cambio de Medidor de Energía por Smart Meter VF)		
Nº	Página(s)	Extracto

1	Página 14	<p>3. INSTALACIÓN BAJO NORMAL ENEL Y SEGURIDAD</p>  
---	-----------	---

16.2.6 Transformadores de Medida

16.2.6.1 ID INODU-70

INODU-70		
TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 25 kV (REV. 3 - Julio 2018)		
Nº	Página(s)	Extracto

1	<p>Páginas 4-5 – Razones de transformación</p> <p>3.1. CARACTERÍSTICAS NOMINALES</p> <p>Tabla N°3: TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (1)</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center;">ÍTEM</th><th style="text-align: center;">PARÁMETRO</th><th style="text-align: center;">REQUISITO</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">1</td><td>Tensión de Servicio</td><td style="text-align: center;">23.000 V</td></tr> <tr> <td style="text-align: center;">2</td><td>Razón de Transformación</td><td style="text-align: center;">24.000/V3-120/V3 V</td></tr> <tr> <td style="text-align: center;">3</td><td>Conexión</td><td style="text-align: center;">Estrella – estrella (Y-y) con Neutro primario flotante</td></tr> <tr> <td style="text-align: center;">4</td><td>Clase de exactitud</td><td> <p>Se exigirá clase de exactitud $\pm 0,3\%$ para burden "X" (25VA, factor de potencia 0.7 inductivo, para el 90% y 110% del voltaje nominal), según sección 5.1 de [1]; $\pm 0,2\%$ para burden 25 VA, factor de potencia 0.8 inductivo, para todas las tensiones comprendidas entre el 80% y el 120 % de la tensión asignada, según 5.6.301.3 de [4], y para todas las cargas comprendidas entre:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 0 VA y 100% de la carga de precisión con un factor de potencia 1, para el rango de carga I; • 25% y 100% de la carga de precisión con un factor de potencia 0,8 inductivo, para el rango de carga II. </td></tr> <tr> <td style="text-align: center;">5</td><td>Aumento de Temperatura</td><td> <p>Al aplicarse una carga permanente de 500 VA el aumento de temperatura, medida por resistencia, no debe ser superior a 65 °C, según sección 5.5.304 [4].</p> </td></tr> <tr> <td style="text-align: center;">6</td><td>Frecuencia del Sistema</td><td style="text-align: center;">50 Hz</td></tr> <tr> <td style="text-align: center;">7</td><td>Nivel de Aislación de Impulso</td><td> <p>145 kV para Clase 36 kV, según sección 5.2 [2]. 150 kV para Clase 25 kV, según tabla 2 [1].</p> </td></tr> </tbody> </table> <p>(1):"Los Transformadores de Potencial debe tener la capacidad de transformar la señal de onda de voltaje del primario, de tal forma que el secundario obtenga la medida hasta la cincuentava armónica (n=50)."</p> <p>Tabla N° 4: TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (2)</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center;">ÍTEM</th><th style="text-align: center;">PARÁMETRO</th><th style="text-align: center;">REQUISITO</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">1</td><td>Razones de Transformación</td><td style="text-align: center;">1,25 – 2,5/5 A; 2,5 - 5/5 A; 5 - 10/5 A; 10 - 20/5 A; 15 - 30/5 A; 25 - 50/5 A; 50 - 100/5 A; 150 - 300/5 A; 250 - 500/5 A; 500/5 A; 600/5 A; 750/5 A.</td></tr> <tr> <td style="text-align: center;">2</td><td>Conexión</td><td> <p>El primario de cada TTCC es conectado en serie en su respectiva línea, mientras el secundario es canalizado hasta el Equipo de Medida.</p> <p>Las derivaciones para cada razón de transformación se configuran en baja tensión.</p> </td></tr> <tr> <td style="text-align: center;">3</td><td>Clase de Exactitud</td><td> <p>Se exigirá clase de exactitud $\pm 0,3\%$ para burden B-0,5, 12,5 VA, según 6.3 de [1]; $\pm 0,2\%$ para burden 15 VA, según (5.6.201.4.) de [3].</p> </td></tr> <tr> <td style="text-align: center;">4</td><td>Factor de Saturación</td><td style="text-align: center;">$<=5$</td></tr> <tr> <td style="text-align: center;">5</td><td>Frecuencia del Sistema</td><td style="text-align: center;">50 Hz</td></tr> <tr> <td style="text-align: center;">6</td><td>Límite térmico (En Corto Circuito)</td><td> <p>Debe cumplir con lo dispuesto en la sección 6.6.1 de [1].</p> </td></tr> </tbody> </table>	ÍTEM	PARÁMETRO	REQUISITO	1	Tensión de Servicio	23.000 V	2	Razón de Transformación	24.000/V3-120/V3 V	3	Conexión	Estrella – estrella (Y-y) con Neutro primario flotante	4	Clase de exactitud	<p>Se exigirá clase de exactitud $\pm 0,3\%$ para burden "X" (25VA, factor de potencia 0.7 inductivo, para el 90% y 110% del voltaje nominal), según sección 5.1 de [1]; $\pm 0,2\%$ para burden 25 VA, factor de potencia 0.8 inductivo, para todas las tensiones comprendidas entre el 80% y el 120 % de la tensión asignada, según 5.6.301.3 de [4], y para todas las cargas comprendidas entre:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 0 VA y 100% de la carga de precisión con un factor de potencia 1, para el rango de carga I; • 25% y 100% de la carga de precisión con un factor de potencia 0,8 inductivo, para el rango de carga II. 	5	Aumento de Temperatura	<p>Al aplicarse una carga permanente de 500 VA el aumento de temperatura, medida por resistencia, no debe ser superior a 65 °C, según sección 5.5.304 [4].</p>	6	Frecuencia del Sistema	50 Hz	7	Nivel de Aislación de Impulso	<p>145 kV para Clase 36 kV, según sección 5.2 [2]. 150 kV para Clase 25 kV, según tabla 2 [1].</p>	ÍTEM	PARÁMETRO	REQUISITO	1	Razones de Transformación	1,25 – 2,5/5 A; 2,5 - 5/5 A; 5 - 10/5 A; 10 - 20/5 A; 15 - 30/5 A; 25 - 50/5 A; 50 - 100/5 A; 150 - 300/5 A; 250 - 500/5 A; 500/5 A; 600/5 A; 750/5 A.	2	Conexión	<p>El primario de cada TTCC es conectado en serie en su respectiva línea, mientras el secundario es canalizado hasta el Equipo de Medida.</p> <p>Las derivaciones para cada razón de transformación se configuran en baja tensión.</p>	3	Clase de Exactitud	<p>Se exigirá clase de exactitud $\pm 0,3\%$ para burden B-0,5, 12,5 VA, según 6.3 de [1]; $\pm 0,2\%$ para burden 15 VA, según (5.6.201.4.) de [3].</p>	4	Factor de Saturación	$<=5$	5	Frecuencia del Sistema	50 Hz	6	Límite térmico (En Corto Circuito)	<p>Debe cumplir con lo dispuesto en la sección 6.6.1 de [1].</p>
ÍTEM	PARÁMETRO	REQUISITO																																												
1	Tensión de Servicio	23.000 V																																												
2	Razón de Transformación	24.000/V3-120/V3 V																																												
3	Conexión	Estrella – estrella (Y-y) con Neutro primario flotante																																												
4	Clase de exactitud	<p>Se exigirá clase de exactitud $\pm 0,3\%$ para burden "X" (25VA, factor de potencia 0.7 inductivo, para el 90% y 110% del voltaje nominal), según sección 5.1 de [1]; $\pm 0,2\%$ para burden 25 VA, factor de potencia 0.8 inductivo, para todas las tensiones comprendidas entre el 80% y el 120 % de la tensión asignada, según 5.6.301.3 de [4], y para todas las cargas comprendidas entre:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 0 VA y 100% de la carga de precisión con un factor de potencia 1, para el rango de carga I; • 25% y 100% de la carga de precisión con un factor de potencia 0,8 inductivo, para el rango de carga II. 																																												
5	Aumento de Temperatura	<p>Al aplicarse una carga permanente de 500 VA el aumento de temperatura, medida por resistencia, no debe ser superior a 65 °C, según sección 5.5.304 [4].</p>																																												
6	Frecuencia del Sistema	50 Hz																																												
7	Nivel de Aislación de Impulso	<p>145 kV para Clase 36 kV, según sección 5.2 [2]. 150 kV para Clase 25 kV, según tabla 2 [1].</p>																																												
ÍTEM	PARÁMETRO	REQUISITO																																												
1	Razones de Transformación	1,25 – 2,5/5 A; 2,5 - 5/5 A; 5 - 10/5 A; 10 - 20/5 A; 15 - 30/5 A; 25 - 50/5 A; 50 - 100/5 A; 150 - 300/5 A; 250 - 500/5 A; 500/5 A; 600/5 A; 750/5 A.																																												
2	Conexión	<p>El primario de cada TTCC es conectado en serie en su respectiva línea, mientras el secundario es canalizado hasta el Equipo de Medida.</p> <p>Las derivaciones para cada razón de transformación se configuran en baja tensión.</p>																																												
3	Clase de Exactitud	<p>Se exigirá clase de exactitud $\pm 0,3\%$ para burden B-0,5, 12,5 VA, según 6.3 de [1]; $\pm 0,2\%$ para burden 15 VA, según (5.6.201.4.) de [3].</p>																																												
4	Factor de Saturación	$<=5$																																												
5	Frecuencia del Sistema	50 Hz																																												
6	Límite térmico (En Corto Circuito)	<p>Debe cumplir con lo dispuesto en la sección 6.6.1 de [1].</p>																																												

16.2.6.2 ID INODU-71

INODU-71		
TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 15 kV (REV. 8 - Julio 2018)		
Nº	Página(s)	Extracto

	Página 4-5	Tabla N°3: TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (1)																								
1		<table border="1"> <thead> <tr> <th>ÍTEM</th><th>PARÁMETRO</th><th>REQUISITO</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td><td>Tensión de Servicio</td><td>12.000 V</td></tr> <tr> <td>2</td><td>Razón de Transformación</td><td>12.000/V3 - 120/V3 V</td></tr> <tr> <td>3</td><td>Conexión</td><td>Estrella – estrella (Y-y) con Neutro primario flotante</td></tr> <tr> <td>4</td><td>Clase de exactitud</td><td> <p>Se exigirá clase de exactitud $\pm 0,3\%$ para burden "X" (25VA, factor de potencia 0.7 inductivo, para el 90% y 110% del voltaje nominal), según sección 5.1 de [1]; $\pm 0,2\%$ para burden 25 VA, factor de potencia 0.8 inductivo, para todas las tensiones comprendidas entre el 80% y el 120 % de la tensión asignada, según 5.6.301.3 de [4], y para todas las cargas comprendidas entre:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 0 VA y 100% de la carga de precisión con un factor de potencia 1, para el rango de carga I; • 25% y 100% de la carga de precisión con un factor de potencia 0,8 inductivo, para el rango de carga II. </td></tr> <tr> <td>5</td><td>Aumento de Temperatura</td><td>Al aplicarse una carga permanente de 500 VA el aumento de temperatura, medida por resistencia, no debe ser superior a 65 °C , según sección 5.5.304 [4].</td></tr> <tr> <td>6</td><td>Frecuencia del Sistema</td><td>50 Hz</td></tr> <tr> <td>7</td><td>Nivel de Aislación de Impulso</td><td>95 kV para Clase 17.5 kV, según sección 5.2 [2] 95 kV para Clase 15 kV , según tabla 2 [1].</td></tr> </tbody> </table>	ÍTEM	PARÁMETRO	REQUISITO	1	Tensión de Servicio	12.000 V	2	Razón de Transformación	12.000/V3 - 120/V3 V	3	Conexión	Estrella – estrella (Y-y) con Neutro primario flotante	4	Clase de exactitud	<p>Se exigirá clase de exactitud $\pm 0,3\%$ para burden "X" (25VA, factor de potencia 0.7 inductivo, para el 90% y 110% del voltaje nominal), según sección 5.1 de [1]; $\pm 0,2\%$ para burden 25 VA, factor de potencia 0.8 inductivo, para todas las tensiones comprendidas entre el 80% y el 120 % de la tensión asignada, según 5.6.301.3 de [4], y para todas las cargas comprendidas entre:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 0 VA y 100% de la carga de precisión con un factor de potencia 1, para el rango de carga I; • 25% y 100% de la carga de precisión con un factor de potencia 0,8 inductivo, para el rango de carga II. 	5	Aumento de Temperatura	Al aplicarse una carga permanente de 500 VA el aumento de temperatura, medida por resistencia, no debe ser superior a 65 °C , según sección 5.5.304 [4].	6	Frecuencia del Sistema	50 Hz	7	Nivel de Aislación de Impulso	95 kV para Clase 17.5 kV, según sección 5.2 [2] 95 kV para Clase 15 kV , según tabla 2 [1].
ÍTEM	PARÁMETRO	REQUISITO																								
1	Tensión de Servicio	12.000 V																								
2	Razón de Transformación	12.000/V3 - 120/V3 V																								
3	Conexión	Estrella – estrella (Y-y) con Neutro primario flotante																								
4	Clase de exactitud	<p>Se exigirá clase de exactitud $\pm 0,3\%$ para burden "X" (25VA, factor de potencia 0.7 inductivo, para el 90% y 110% del voltaje nominal), según sección 5.1 de [1]; $\pm 0,2\%$ para burden 25 VA, factor de potencia 0.8 inductivo, para todas las tensiones comprendidas entre el 80% y el 120 % de la tensión asignada, según 5.6.301.3 de [4], y para todas las cargas comprendidas entre:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 0 VA y 100% de la carga de precisión con un factor de potencia 1, para el rango de carga I; • 25% y 100% de la carga de precisión con un factor de potencia 0,8 inductivo, para el rango de carga II. 																								
5	Aumento de Temperatura	Al aplicarse una carga permanente de 500 VA el aumento de temperatura, medida por resistencia, no debe ser superior a 65 °C , según sección 5.5.304 [4].																								
6	Frecuencia del Sistema	50 Hz																								
7	Nivel de Aislación de Impulso	95 kV para Clase 17.5 kV, según sección 5.2 [2] 95 kV para Clase 15 kV , según tabla 2 [1].																								
		(1):“Los Transformadores de Potencial debe tener la capacidad de transformar la señal de onda de voltaje del primario, de tal forma que el secundario obtenga la medida hasta la cincuentava armónica (n=50).”																								
		Tabla N° 4: TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (2)																								
		<table border="1"> <thead> <tr> <th>ÍTEM</th><th>PARÁMETRO</th><th>REQUISITO</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td><td>Razones de Transformación</td><td>1,25 – 2,5/5 A; 2,5 - 5/5 A; 5 - 10/5 A; 10 - 20/5 A; 15 - 30/5 A; 25 - 50/5 A; 50 - 100/5 A; 150 - 300/5 A; 250 - 500/5 A; 500/5 A; 600/5 A; 750/5 A.</td></tr> <tr> <td>2</td><td>Conexión</td><td>El primario de cada TTCC es conectado en serie en su respectiva línea, mientras el secundario es canalizado hasta el Equipo de Medida. Las derivaciones para cada razón de transformación se configuran en baja tensión.</td></tr> <tr> <td>3</td><td>Clase de Exactitud</td><td>Se exigirá clase de exactitud $\pm 0,3\%$ para burden B-0,5, 12,5 VA, según 6.3 de [1]; $\pm 0,2\%$ para burden 15 VA, según (5.6.201.4.) de [3].</td></tr> <tr> <td>4</td><td>Factor de Saturación</td><td><=5</td></tr> <tr> <td>5</td><td>Frecuencia del Sistema</td><td>50 Hz</td></tr> <tr> <td>6</td><td>Límite térmico (En Corto Circuito)</td><td>Debe cumplir con lo dispuesto en la sección 6.6.1 de [1].</td></tr> </tbody> </table>	ÍTEM	PARÁMETRO	REQUISITO	1	Razones de Transformación	1,25 – 2,5/5 A; 2,5 - 5/5 A; 5 - 10/5 A; 10 - 20/5 A; 15 - 30/5 A; 25 - 50/5 A; 50 - 100/5 A; 150 - 300/5 A; 250 - 500/5 A; 500/5 A; 600/5 A; 750/5 A.	2	Conexión	El primario de cada TTCC es conectado en serie en su respectiva línea, mientras el secundario es canalizado hasta el Equipo de Medida. Las derivaciones para cada razón de transformación se configuran en baja tensión.	3	Clase de Exactitud	Se exigirá clase de exactitud $\pm 0,3\%$ para burden B-0,5, 12,5 VA, según 6.3 de [1]; $\pm 0,2\%$ para burden 15 VA, según (5.6.201.4.) de [3].	4	Factor de Saturación	<=5	5	Frecuencia del Sistema	50 Hz	6	Límite térmico (En Corto Circuito)	Debe cumplir con lo dispuesto en la sección 6.6.1 de [1].			
ÍTEM	PARÁMETRO	REQUISITO																								
1	Razones de Transformación	1,25 – 2,5/5 A; 2,5 - 5/5 A; 5 - 10/5 A; 10 - 20/5 A; 15 - 30/5 A; 25 - 50/5 A; 50 - 100/5 A; 150 - 300/5 A; 250 - 500/5 A; 500/5 A; 600/5 A; 750/5 A.																								
2	Conexión	El primario de cada TTCC es conectado en serie en su respectiva línea, mientras el secundario es canalizado hasta el Equipo de Medida. Las derivaciones para cada razón de transformación se configuran en baja tensión.																								
3	Clase de Exactitud	Se exigirá clase de exactitud $\pm 0,3\%$ para burden B-0,5, 12,5 VA, según 6.3 de [1]; $\pm 0,2\%$ para burden 15 VA, según (5.6.201.4.) de [3].																								
4	Factor de Saturación	<=5																								
5	Frecuencia del Sistema	50 Hz																								
6	Límite térmico (En Corto Circuito)	Debe cumplir con lo dispuesto en la sección 6.6.1 de [1].																								
		(2): “Los Transformadores de Corriente debe ser capaces de transformar la señal de onda de corriente del primario, de tal forma que el secundario obtenga la medida hasta la cincuentava armónica (n=50).”																								

16.2.6.3 ID INODU-72

INODU-72		
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 kV (REV. 1 - Mayo 2018)		
Nº	Página(s)	Extracto

1	Página 4	<p>3. CARACTERÍSTICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE PARA MEDIDA</p> <p>Tabla N° 3: TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TTCC)</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center; padding: 2px;">ÍTEM</th><th style="text-align: center; padding: 2px;">PARÁMETRO</th><th style="text-align: center; padding: 2px;">REQUISITO</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center; padding: 2px;">1</td><td style="text-align: center; padding: 2px;">Tensiones mínima de Servicio</td><td style="text-align: center; padding: 2px;">15 kV -25 kV</td></tr> <tr> <td style="text-align: center; padding: 2px;">2</td><td style="text-align: center; padding: 2px;">Clases de aislación</td><td style="text-align: center; padding: 2px;">15/34/95 kV – 25/50/150 kV , según Tabla N° 2 de [1]. 17,5/38/95 kV – 36/70/145 kV , según tabla N° 2 de [2].</td></tr> <tr> <td style="text-align: center; padding: 2px;">3</td><td style="text-align: center; padding: 2px;">Razones de Transformación</td><td style="text-align: center; padding: 2px;">5-10-15-20-25-40-50-75-100-150-200-300-400-600-800/5 A.</td></tr> <tr> <td style="text-align: center; padding: 2px;">4</td><td style="text-align: center; padding: 2px;">Polaridad</td><td style="text-align: center; padding: 2px;">Sustractiva</td></tr> <tr> <td style="text-align: center; padding: 2px;">5</td><td style="text-align: center; padding: 2px;">Conexión</td><td style="text-align: center; padding: 2px;">El primario de cada TTCC es conectado en serie en su respectiva línea, mientras el secundario es canalizado hasta el Equipo de Medida. Pueden existir TTCC con una derivación adicional para obtener así una doble razón de transformación, la cual es estipulada según el caso.</td></tr> <tr> <td style="text-align: center; padding: 2px;">6</td><td style="text-align: center; padding: 2px;">Clase de Exactitud</td><td style="text-align: center; padding: 2px;">Se exigirá clase de exactitud $\pm 0,2\%$ para burden 15 VA, según (5.6.201.4.) de [3].</td></tr> <tr> <td style="text-align: center; padding: 2px;">7</td><td style="text-align: center; padding: 2px;">Frecuencia del Sistema</td><td style="text-align: center; padding: 2px;">50 Hz</td></tr> <tr> <td style="text-align: center; padding: 2px;">8</td><td style="text-align: center; padding: 2px;">Requisitos relativos al calentamiento de partes componentes</td><td style="text-align: center; padding: 2px;">Debe cumplir con lo dispuesto en la sección 6.4 de [3]</td></tr> </tbody> </table> <p style="margin-top: 10px;">"Los Transformadores de Corriente debe ser capaces de transformar la señal de onda de corriente del primario, de tal forma que el secundario obtenga la medida hasta la cincuentava armónica ($n=50$)."</p>	ÍTEM	PARÁMETRO	REQUISITO	1	Tensiones mínima de Servicio	15 kV -25 kV	2	Clases de aislación	15/34/95 kV – 25/50/150 kV , según Tabla N° 2 de [1]. 17,5/38/95 kV – 36/70/145 kV , según tabla N° 2 de [2].	3	Razones de Transformación	5-10-15-20-25-40-50-75-100-150-200-300-400-600-800/5 A.	4	Polaridad	Sustractiva	5	Conexión	El primario de cada TTCC es conectado en serie en su respectiva línea, mientras el secundario es canalizado hasta el Equipo de Medida. Pueden existir TTCC con una derivación adicional para obtener así una doble razón de transformación, la cual es estipulada según el caso.	6	Clase de Exactitud	Se exigirá clase de exactitud $\pm 0,2\%$ para burden 15 VA, según (5.6.201.4.) de [3].	7	Frecuencia del Sistema	50 Hz	8	Requisitos relativos al calentamiento de partes componentes	Debe cumplir con lo dispuesto en la sección 6.4 de [3]
ÍTEM	PARÁMETRO	REQUISITO																											
1	Tensiones mínima de Servicio	15 kV -25 kV																											
2	Clases de aislación	15/34/95 kV – 25/50/150 kV , según Tabla N° 2 de [1]. 17,5/38/95 kV – 36/70/145 kV , según tabla N° 2 de [2].																											
3	Razones de Transformación	5-10-15-20-25-40-50-75-100-150-200-300-400-600-800/5 A.																											
4	Polaridad	Sustractiva																											
5	Conexión	El primario de cada TTCC es conectado en serie en su respectiva línea, mientras el secundario es canalizado hasta el Equipo de Medida. Pueden existir TTCC con una derivación adicional para obtener así una doble razón de transformación, la cual es estipulada según el caso.																											
6	Clase de Exactitud	Se exigirá clase de exactitud $\pm 0,2\%$ para burden 15 VA, según (5.6.201.4.) de [3].																											
7	Frecuencia del Sistema	50 Hz																											
8	Requisitos relativos al calentamiento de partes componentes	Debe cumplir con lo dispuesto en la sección 6.4 de [3]																											

16.2.6.4 ID INODU-73

INODU-73		
TRANSFORMADORES DE POTENCIAL INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 kV (REV. 1 - Mayo 2018)		
Nº	Página(s)	Extracto

Tabla N° 3: TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (TTPP)		
ÍTEM	PARÁMETRO	REQUISITO
1	Razón de transformación	12/ $\sqrt{3}$ ó 24/ $\sqrt{3}$ kV – 0.12 / $\sqrt{3}$ kV
2	Clases de aislación	15/34/95 kV – 25/50/150 kV , según Tabla N° 2 de [1]. 17,5/38/95 kV – 36/70/145 kV , según tabla N° 2 de [2].
3	Polaridad	Sustractiva
4	Conexión	Estrella – estrella (Y-y) con Neutro primario flotante
5	Clase de Exactitud	Se exigirá clase de $\pm 0,2\%$ para burden 25 VA, factor de potencia 0.8 inductivo, para todas las tensiones comprendidas entre el 80% y el 120 % de la tensión asignada, según 5.6.301.3 de [3], y para todas las cargas comprendidas entre: • 0 VA y 100% de la carga de precisión con un factor de potencia 1, para el rango de carga I; • 25% y 100% de la carga de precisión con un factor de potencia 0,8 inductivo, para el rango de carga II.
6	Frecuencia del Sistema	50 Hz
7	Requisitos de calentamiento de partes y componentes	Debe cumplir con lo dispuesto en la 6.4 [3]

Nota: "Los Transformadores de Potencial debe tener la capacidad de transformar la señal de onda de voltaje del primario, de tal forma que el secundario obtenga la medida hasta la cincuentava armónica (n=50)."

16.2.7 Protocolos de certificación SEC

16.2.7.1 ID INODU-113

INODU-113		
Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 1 y 2		
Nº	Página(s)	Extracto

1	<p>Página 1</p> <p>NORMAS DE REFERENCIAS</p> <p>:</p> <p>IEC 62053-21:2016- Equipos de medida de la energía eléctrica (c.a.) Requisitos particulares – Parte 21 Contadores estáticos de energía activa (clases 1 y 2).</p> <p>IEC 62052-11:2003-02+AMD1:2016 Equipos de medida de la energía eléctrica (c.a.) Requisitos generales, ensayos y condiciones de ensayo – Parte 11 Equipos de medida.</p> <p>IEC 62052-31:2015 Equipos de medida de la energía eléctrica (c.a.). Requisitos generales, ensayos y condiciones de ensayo. Parte 31: Requisitos de seguridad y ensayos.</p> <p>IEC 62053-61:1999 Equipos de medición eléctricos (c.a). Requisitos particulares. Parte 61: Potencia absorbida y requisitos de tensión.</p> <p>IEC 62059-31-1:2008 Equipos de medida de energía eléctrica. Confiabilidad. Parte 31: Ensayo acelerado de fiabilidad. Temperatura elevada y humedad.</p> <p>IEC 62059-41:2006 Equipos de medida de energía eléctrica. Confiabilidad. Parte 41: Predicción de fiabilidad.</p> <p>IEC 62056-6-1:2017 Intercambio de datos para los equipos de medida de la energía eléctrica. El conjunto DLMS/COSEM. Parte 6-1: Sistema de identificación de objetos (OBIS) COSEM</p> <p>IEC 61000-4-8:2009 Compatibilidad electromagnética- inmunidad de campos magnéticos a la frecuencia de alimentación</p> <p>IEC 61000-4-11: 2004+AMD1:2017 Compatibilidad electromagnética- Inmunidad a interrupciones cortas y a variaciones de tensión.</p>
---	---

2	Página 4	<p>Notas TABLA A:</p> <ul style="list-style-type: none"> (1) El Marcado considera el marcado normativo y el marcado nacional dispuesto en el Capítulo IV del presente Protocolo. (2) Para estos ensayos sólo será sometida una unidad para comprobar su conformidad. (3) Ensayo aplicable sólo a medidores de uso exterior. (4) Para estos ensayos, los Organismos de Certificación podrán aceptar los resultado de estos ensayos de origen, mediante un Certificado, emitido por un Organismo de Certificación acreditado por un Organismo de Acreditación signatario del acuerdo multilateral de reconocimiento del Foro Internacional de Acreditación (IAF) y su respectivo Informe de ensayos, emitido por un Laboratorio de Ensayos acreditado por un Organismo de Acreditación signatario del acuerdo multilateral de reconocimiento de la Cooperación Internacional de Acreditación de Laboratorios (ILAC), para cuyo efecto el Organismo de Certificación nacional deberá verificar que los Certificados e Informes de ensayos extranjero se encuentren vigentes y que correspondan al producto presentado, en caso de no presentar ambos documentos, el Organismo de Certificación podrá aceptar el informe de ensayos indicado anteriormente. Además de requerir la Declaración del Anexo B1. (5) Ensayo no aplica a "Concentradores de medición". (6) Para efectos de ensayos de las cláusulas: 7.2 "Calentamiento" de la norma general (IEC 62052-11), 7.3 "Influencia del calentamiento propio" y 8 "Ensayos metrológicos" de la norma particular (IEC 62053-21), se deberá efectuar, informar y dirigir su conformidad respecto de dichas pruebas a un sólo un canal por equipo de medida, bien sea, aportado para la prueba de Tipo o seleccionado previamente para el control regular o sistema especial, dicha selección se efectuará sistemáticamente empleando para la muestra 1 el canal 1, la muestra 2 el canal 2 y así sucesivamente reiniciando la asignación una vez superados la cantidad de canales máximos del equipo para el total de muestras a ensayar. (7) Se deberán aplicar los ensayos de armónicos señalados en tabla 8. (8) Se deberá verificar que el medidor cuente con codificación OBIS revisando al menos el código para la variable de energía activa. (9) Los componentes del producto se deben registrar, de acuerdo con el formato del Anexo A, cuya Tabla A1 formará parte del respectivo Informe de Ensayos de tipo o Seguimiento, según corresponda. (10) La secuencia de los ensayos será la indicada en el anexo F de la norma IEC 62052-11:2003-02+AMD1:2016.
---	----------	--

16.2.7.2 ID INODU-114

INODU-114		
Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 0.2S y 0.5S		
Nº	Página(s)	Extracto

1	Página 1	<p>NORMAS DE REFERENCIAS :</p> <p>IEC 62053-22:2016- Equipos de medida de la energía eléctrica (c.a.) Requisitos particulares – Parte 22 Contadores estáticos de energía activa (clases 0.2S y 0.5S).</p> <p>IEC 62052-11:2003-02+AMD1:2016 Equipos de medida de la energía eléctrica (c.a.) Requisitos generales, ensayos y condiciones de ensayo – Parte 11 Equipos de medida.</p> <p>IEC 62052-31:2015 Equipos de medida de la energía eléctrica (c.a.). Requisitos generales, ensayos y condiciones de ensayo. Parte 31: Requisitos de seguridad y ensayos.</p> <p>IEC 62059-41:2006 Equipos de medida de energía eléctrica. Confiabilidad. Parte 41: Predicción de fiabilidad.</p> <p>IEC 62053-61:1999 Equipos de medición eléctricos (c.a). Requisitos particulares. Parte 61: Potencia absorbida y requisitos de tensión.</p> <p>IEC 62056-6-1:2017 Intercambio de datos para los equipos de medida de la energía eléctrica. El conjunto DLMS/COSEM. Parte 6-1: Sistema de identificación de objetos (OBIS) COSEM.</p> <p>IEC 61000-4-8:2009 Compatibilidad electromagnética- inmunidad de campos magnéticos a la frecuencia de alimentación</p> <p>IEC 61000-4-11: 2004+AMD1:2017 Compatibilidad electromagnética- Inmunidad a interrupciones cortas y a variaciones de tensión.</p>
---	----------	--

2	Página 4	<p>Notas TABLA A:</p> <ul style="list-style-type: none"> (1) El Marcado considera el marcado normativo y el marcado nacional dispuesto en el Capítulo IV del presente Protocolo. (2) Para estos ensayos sólo será sometida una unidad para comprobar su conformidad. (3) Ensayo aplicable sólo a medidores de uso exterior. (4) Para estos ensayos, los Organismos de Certificación podrán aceptar los resultado de estos ensayos de origen, mediante un Certificado, emitido por un Organismo de Certificación acreditado por un Organismo de Acreditación signatario del acuerdo multilateral de reconocimiento del Foro Internacional de Acreditación (IAF) y su respectivo Informe de ensayos, emitido por un Laboratorio de Ensayos acreditado por un Organismo de Acreditación signatario del acuerdo multilateral de reconocimiento de la Cooperación Internacional de Acreditación de Laboratorios (ILAC), para cuyo efecto el Organismo de Certificación nacional deberá verificar que los Certificados e Informes de ensayos extranjero se encuentren vigentes y que correspondan al producto presentado, en caso de no presentar ambos documentos, el Organismo de Certificación podrá aceptar el informe de ensayos indicado anteriormente. Además de requerir la Declaración del Anexo B1. (5) Ensayo no aplica a "Concentradores de medición". (6) Para efectos de ensayos de las cláusulas: 7.2 "Calentamiento" de la norma general (IEC 62052-11), 7.3 "Influencia del calentamiento propio" y 8 "Ensayos metrológicos" de la norma particular (IEC 62053-22), se deberá efectuar, informar y dirimir su conformidad respecto de dichas pruebas a un sólo un canal por equipo de medida, bien sea, aportado para la prueba de Tipo o seleccionado previamente para el control regular o sistema especial, dicha selección se efectuará sistemáticamente empleando para la muestra 1 el canal 1, la muestra 2 el canal 2 y así sucesivamente reiniciando la asignación una vez superados la cantidad de canales máximos del equipo para el total de muestras a ensayar. (7) Se deberán aplicar los ensayos de armónicos señalados en tabla 8. (8) Se deberá verificar que el medidor cuente con codificación OBIS revisando al menos el código para la variable de energía activa. (9) Los componentes del producto se deben registrar, de acuerdo con el formato del Anexo A, cuya Tabla A1 formará parte del respectivo Informe de Ensayos de tipo o Seguimiento, según corresponda. (10) La secuencia de los ensayos será la indicada en el anexo F de la norma IEC 62052-11:2003-02+AMD1:2016.
---	----------	--

16.2.7.3 ID INODU-115

INODU-115		
Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía reactiva clases 2 y 3		
Nº	Página(s)	Extracto

1	Página 1	NORMAS DE REFERENCIAS : <p>IEC 62053-23:2016- Equipos de medida de la energía eléctrica (c.a.) Requisitos particulares – Parte 23 Contadores estáticos de energía reactiva (clases 2 y 3).</p> <p>IEC 62052-11:2003-02+AMD1:2016 Equipos de medida de la energía eléctrica (c.a.) Requisitos generales, ensayos y condiciones de ensayo – Parte 11 Equipos de medida.</p> <p>IEC 62052-31:2015 Equipos de medida de la energía eléctrica (c.a.). Requisitos generales, ensayos y condiciones de ensayo. Parte 31: Requisitos de seguridad y ensayos.</p> <p>IEC 62059-41:2006 Equipos de medida de energía eléctrica. Confiabilidad. Parte 41: Predicción de fiabilidad.</p> <p>IEC 62053-61:1999 Equipos de medición eléctricos (c.a). Requisitos particulares. Parte 61: Potencia absorbida y requisitos de tensión</p> <p>IEC 62056-6-1:2017 Intercambio de datos para los equipos de medida de la energía eléctrica. El conjunto DLMS/COSEM. Parte 6-1: Sistema de identificación de objetos (OBIS) COSEM</p> <p>IEC 61000-4-8:2009 Compatibilidad electromagnética- inmunidad de campos magnéticos a la frecuencia de alimentación</p> <p>IEC 61000-4-11: 2004+AMD1:2017 Compatibilidad electromagnética- Inmunidad a interrupciones cortas y a variaciones de tensión.</p>
---	----------	---

2	Página 4	<p>Notas TABLA A:</p> <ul style="list-style-type: none"> (1) El Mercado considera el marcado normativo y el marcado nacional dispuesto en el Capítulo IV del presente Protocolo. (2) Para estos ensayos sólo será sometida una unidad para comprobar su conformidad. (3) Ensayo aplicable sólo a medidores de uso exterior. (4) Para estos ensayos, los Organismos de Certificación podrán aceptar los resultado de estos ensayos de origen, mediante un Certificado, emitido por un Organismo de Certificación acreditado por un Organismo de Acreditación signatario del acuerdo multilateral de reconocimiento del Foro Internacional de Acreditación (IAF) y su respectivo Informe de ensayos, emitido por un Laboratorio de Ensayos acreditado por un Organismo de Acreditación signatario del acuerdo multilateral de reconocimiento de la Cooperación Internacional de Acreditación de Laboratorios (ILAC), para cuyo efecto el Organismo de Certificación nacional deberá verificar que los Certificados e Informes de ensayos extranjero se encuentren vigentes y que correspondan al producto presentado, en caso de no presentar ambos documentos, el Organismo de Certificación podrá aceptar el informe de ensayos indicado anteriormente. Además de requerir la Declaración del Anexo B1. (5) Ensayo no aplica a "Concentradores de medición". (6) Para efectos de ensayos de las cláusulas: 7.2 "Calentamiento" de la norma general (IEC 62052-11), 7.3 "Influencia del calentamiento propio" y 8 "Ensayos metrológicos" de la norma particular (IEC 62053-23), se deberá efectuar, informar y dirigir su conformidad respecto de dichas pruebas a un sólo un canal por equipo de medida, bien sea, aportado para la prueba de Tipo o seleccionado previamente para el control regular o sistema especial, dicha selección se efectuará sistemáticamente empleando para la muestra 1 el canal 1, la muestra 2 el canal 2 y así sucesivamente reiniciando la asignación una vez superados la cantidad de canales máximos del equipo para el total de muestras a ensayar. (7) Se deberán aplicar los límites señalados en tabla 8 de la norma IEC62053-23. (8) Se deberá verificar que el medidor cuente con codificación OBIS revisando al menos el código para la variable de energía reactiva. (9) Los componentes del producto se deben registrar, de acuerdo con el formato del Anexo A, cuya Tabla A1 formará parte del respectivo Informe de Ensayos de tipo o Seguimiento, según corresponda. (10) La secuencia de los ensayos será la indicada en el anexo F de la norma IEC 62052-11:2003-02+AMD1:2016.
---	----------	---

16.2.7.4 ID INODU-116

INODU-116		
MODIFICA FECHA DE APLICACION Y FLEXIBILIZA REQUISITOS PARA MEDIDORES SMMC		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 3	<p style="text-align: center;">RESUELVO:</p> <p style="text-align: center;">1º Modifícase los protocolos señalados en la Tabla 1 de la presente Resolución, de acuerdo con lo siguiente:</p> <p>Para los ensayos de confiabilidad de acuerdo con las normas IEC62059-31-1 e IEC62059-41, con el objetivo de flexibilizar los requisitos de acreditación, reemplácese la nota 4 en cada protocolo por lo siguiente:</p> <p style="padding-left: 40px;"><i>"Para estos ensayos los Organismos de Certificación de forma provisional podrán aceptar los resultados de origen emitidos por los propios fabricantes de los medidores o podrán aceptar los Certificados o informes de ensayos emitidos por una entidad de evaluación de la conformidad que cuente con su respectiva acreditación (acreditación IAF para Organismos de Certificación y acreditación ILAC para laboratorios de ensayos) y que considere al menos en su alcance de acreditación las normas de ensayos IEC 62052-11 y la IEC 62053 parte 21 o parte 22 o parte 23. Lo anteriormente indicado, será de carácter provisional, hasta que al menos alguno de los laboratorios de tercera parte cuente con la correspondiente acreditación."</i></p>

16.2.8 Comunicación con la Autoridad

16.2.8.1 ID INODU-117

		INODU-117
Comentarios primera entrega casos de uso SMMC		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 1	<p>De: Felix Canales <fcanales@cne.cl> Envío el: sábado, 31 de octubre de 2020 2:29 Asunto: Comentarios primera entrega Casos de Uso SMMC</p> <p>Estimadas y estimados,</p> <p>Junto con saludar y esperando que se encuentren bien, mediante el presente correo aclararemos las principales dudas surgidas a partir de la primera entrega de casos de uso y las posteriores reuniones con cada una de las empresas que nos compartieron sus propuestas. Es importante señalar que estas aclaraciones tienen por objetivo agilizar el desarrollo de los perfiles SMMC, en consideración a las distintas situaciones que las empresas están llevando actualmente.</p> <p>Las aclaraciones son los que se presentan a continuación asociadas a los casos de uso:</p> <p>Caso de uso 1: Conexión a terceros. Se recomienda que la conexión a terceros sea explícita en el caso de uso nº1, presentando dónde o cómo podrían integrarse (unidad de medida, concentrador, etc) dentro de la descripción de la arquitectura y de sus componentes. Ello, sin la necesidad de realizar un diagrama de secuencias para la conexión de terceros. De realizarse de dicha forma, el resto de los casos de uso puede ceñirse a clientes de la distribuidora, indicándolo como restricción de la aplicación del caso de uso en la sección supuestos o precondiciones.</p> <p>Caso de uso 4: Medidores biecupos. Tal como se indica en el documento de construcción de casos de uso, el caso 4 sólo aplica si el diseño de la arquitectura SMMC contempla la utilización de medidores biecupo.</p> <p>Caso de uso 8: Mecanismo de gestión de demanda. El AT SMMC establece exigencias en cuanto a que las unidades de medida deben contar con un mecanismo de gestión de demanda para usuarios que puedan optar a un régimen tarifario no sometido a regulación de precios. Si bien aún no está definida la estructura normativa de dicho proceso, se recomienda tratar este caso de uso de manera genérica. Ello, por ejemplo, podría corresponder a un componente del SGO encargado de emitir y propagar instrucciones de gestión de demanda hacia la unidad de medida, sin indicar las reglas sobre las cuales opera, especificando (dentro de la descripción, supuestos y precondiciones) los mecanismos/capacidades de gestión de demanda con que cuenta la unidad de medida contemplada por cada distribuidor. El detalle sobre la construcción del componente de gestión de la demanda y su operación será igualmente evaluado en los procesos de homologación inicial y auditorías posteriores.</p> <p>Caso de uso 12. Se elimina el caso de uso 12.</p> <p>Caso de uso 15: Limitación de potencia. El AT establece exigencias en cuanto a la limitación de potencia en forma remota. Se recomienda tratar este caso de uso de manera genérica. Ello, por ejemplo, podría corresponder a un componente del SGO encargado de emitir y propagar instrucciones de limitación de potencia hacia la unidad de medida, especificando (dentro de la descripción, supuestos y precondiciones) los mecanismos con que cuenta la unidad de medida contemplada por cada distribuidor. El detalle sobre la construcción del componente del SGO y su operación será igualmente evaluado en los procesos de homologación inicial y auditorías posteriores.</p> <p>Esperando que este correo les permita entregar unos mejores casos de uso para la segunda entrega parcial con fecha 13 de noviembre, se despide atte.,</p> <p style="text-align: right;">_____ Félix Canales Pérez Jefe Subdepartamento de Normativa Departamento Eléctrico COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA Gobierno de Chile +562 27972500 - Anexo 206 +562 27972632</p>

16.3 Antecedentes relativos a la Unidad Concentradora

16.3.1 Concentrador

16.3.1.1 ID INODU-19

ID: INODU-19 (MSC AND LVM CONCENTRATOR FUNCTIONAL SPECIFICATION)		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 184/470	<p>“6.6 CONFIGURATION OF CONCENTRATOR</p> <p>Configuration of the concentrator can be accomplished via the optical serial connection ZVEI IEC 62056-21 mode C.”</p>
2	Página 187/470	“7 PLC PROCEDURES”
3	Página 341/470	<p>“8 RF PROCEDURES</p> <p>Basically every procedure could run via PLC or RF communication, so in the following chapter are described just the different way to operate for the specific RF channel. Take into account that where not indicated, the same rules shall be applied for both channels, PLC and RF. In any case the two channels shall be handled simultaneously by concentrator and, for example, during a CONN-C procedure via PLC it can run also at the same time a TRF procedure via RF. As general rule if a PLC procedure needs a retry via RF to reach a meter while another procedure is running via RF, the last one has to be suspended until the end of the current RF retry of the PLC procedure. [...]”</p>
4	Página 24/470	<p>5 Concentrator database</p> <p>The concentrator data base must be composed by data structures updated by the cyclical activities of concentrator and by those carried out on request of the AMM.</p> <p>The main activities that the concentrator must execute are referred to the LV network and they are:</p> <ul style="list-style-type: none"> ☒ Static Meters management ☒ Determination of the state connection of LV network

	<p>☒ Estimate of some parameters for the quality of the power supply</p> <p>All the information necessary for the execution of these activities, can be subdivided into two classes:</p> <ul style="list-style-type: none"> ☒ Configuration parameters ☒ Management parameters <p>Configuration parameters are sent from the AMM to the concentrator and contain information such as the identities (T_CE, etc.) of the CE equipment attached to the concentrator, and other information such as the topology of the power distribution network. Such messages are identified in this document as "GB messages." Management parameters are data sent from the concentrator to the CE and include data such as billing period data, daylight start time/end time data. Such messages are identified in this document as "TB messages."</p> <p>Concentrator should manage several services, for example GAS, heating, water, public lighting etc, for the other services different to electric refer to DMI 1 98905 "GAS Concentrator functional specification".</p> <p>All the concentrator data have to be recorded partially in RAM, part in a not volatile memory. Where not otherwise specified the described data have to be recorded in RAM. The data registered in a not volatile memory have to be programmed autonomously by concentrator or on request of the Centre or HHU.</p> <p>The entire concentrator's database has to be encrypted and authenticated in such a way that all the stored information have to appear random by an attacker that provides access to the mass storage disk or by unofficial procedure. The encryption and authentication process has to be transparent in such a way that AMM and HHU do not require knowledge of the underlying database security.</p> <p>The encryption procedure has to use 128-AES CBC or CTR mode (or equivalent and more recent wellknown encryption algorithm/mode agreed with e-distribuzione) with IV (Initialization Vector) diversified for every encryption/decryption phase and never reused even though the same table. Single operation such as read, write or retrieve a record has to produce</p>
--	--

		<p>an overhead above standard not encrypted database less than 15%. In order to get appropriate efficiency, only the requested tables/pages have to be decrypted not the entire database. When decrypted the requested tables should be kept in a volatile cache memory for the strictly necessary time to the operation</p> <p>Each ciphered table/page has to be authenticated by suitable algorithm such as AES CMAC or SHA-2 256 or equivalent well-known authentication algorithm to be agreed with e-distribuzione. Once the application performs a read from disk, the associated table/page MAC has to be checked and corrupted MAC event has to be reported in a dedicated event log ... TBD by e-distribuzione. Encryption and authentication keys have to be different and unique for each concentrator, derived from a unique 128 bit key in a secure way. Detail about key to be used is under discussion.</p>
5	Página 182/470	<h4>6.3 CONCENTRATOR FUNCTIONS</h4> <p>There are three applications supported by the concentrator:</p> <ul style="list-style-type: none"> Meter data is aggregated in the concentrator for upload to the AMM at appropriate times based on assigned communication schedules. An alarm / event application detects communication failures, meter tampering, theft, and meter failures. This information is sent to the AMM. A software update application allows software updates to be performed on the concentrator and the meters. <p>For more details, see the following chapters.</p>
6	Página 182/470	<h4>6.4 AMM COMMUNICATION</h4> <p>The connection between the AMM and the concentrator can be initiated by either party. PPP/CHAP/TCPIP is used for the connection.</p> <p>PPP is password protected. A user name and password are configured into the concentrator so that the connection can be made. The CHAP protocol is used to avoid passwords crossing the links.</p>

		<p>The concentrators all have parametric IP addresses (the IP address is configurable). The used TCP ports are private to this application. They are chosen so as not to conflict with other AMM functions.</p> <p>When the AMM wishes to connect to the concentrator, it makes the modem call, establishes PPP, and then connects to socket 50000 and 50001 in the concentrator to exchange GB, TB and IC messages.</p> <p>Then AMM connects to sockets 50000 and 50001 in the concentrator to exchange GB, TB and IC messages.</p> <p>In order to terminate a call with the concentrator, AMM has to deliver the GB_CALL_TERMINATION (018.014) command.</p> <p>(AMM : Remote Meter Reading Control Centre, also named BO (Back Office))</p>
7	Página 403/470	<p>12 CONCENTRATOR RUNNING STATES</p> <p>There are two different functioning modalities as already mentioned:</p> <ul style="list-style-type: none"> □ Concentrator managed by Remote Controlled AMM □ Concentrator autonomous, in absence of Remote Controlled AMM <p>The functioning modality has to be set in T_ATT (TLG bit); the default value is concentrator Remote Controlled.</p> <p>In both cases it is possible to connect to a hand held unit (HHU) the apparatus, through ZVEI optical interface, see ENEL DH 980K.</p> <p>The functions available on HHU depend on the concentrator functioning modalities.</p> <p>If concentrator is in the “stand-alone” mode it must accept messages from the AMM for its configuration.</p>
8	Página 404/470	<p>12.1 CONCENTRATOR RUNNING MODES VARIATIONS</p> <p>The HHU must be able to modify concentrator functioning modality.</p>

9	Página 406/470	<p>12.2 HHU FUNCTIONALITIES WITH REMOTE CONTROLL OF CONCENTRATOR</p> <p>When concentrator functioning state is “concentrator managed by AMM”, the functions available to HHU have to be the following:</p> <ul style="list-style-type: none"> ❑ Concentrator functioning modalities reading ❑ Configuration data reading ❑ Concentrator registers reading ❑ CE data-bases reading ❑ Concentrator functioning modalities variation <p>"HHU can issue any read requests (TB_READ..., GB_READ..., .). It cannot issue any write (GB 004, 010; TB 004, 010; 010), set (GB 012; TB 012, 014, 016), or command (GB 018, 020; TB 018, 032, 034, 036, 038, 040; IC 018, 032, 034).</p> <p>The only exception is that it can issue the GB_CHANGE_MODE (018) command.</p> <p>In order to make variations of CE configuration data, HHU must previously open a communication session with the Centre and notify it that request, HHU must be able to perform variations; at the end of this activity, concentrator must reply to the Centre the occurred variations.</p>
10	Página 408/470	<p>12.3 CONCENTRATOR IN “STAND ALONE” MODE</p> <p>In this functioning modality, the concentrator must perform the same functions described in the</p> <p>“Concentrator Remote Controlled” modality, it is to say that this functioning state can be assimilated to</p> <p>the “concentrator managed by the AMM” modality.</p> <p>HHU can issue any supported request. All the transactions that can be done by the AMM, have to be required by HHU through the local optical port; the answers normally provided by the AMM have to pass through HHU.</p>

	<p>12.3.1 HHU functionality with concentrator "Stand-Alone"</p> <p>When concentrator functioning state is "concentrator stand-alone", the functions available to HHU must be the following:</p> <ul style="list-style-type: none"> ❑ Reading of concentrator functioning modality ❑ LV net configuration which the apparatus is connected ❑ Data configuration reading ❑ Data structure within concentrator reading ❑ Energy balance and billing ❑ Transactions requests (contractual variations, "load shedding", etc.): <p>The following functional character must be available:</p> <ul style="list-style-type: none"> ❑ Concentrator functioning modality variation ❑ Activation and communication test with AMM
--	---

16.3.1.2 ID INODU-20

ID: INODU-20 (LOW VOLTAGE MANAGER MANUFACTURING AND ASSEMBLY)		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 5/22	"The description covers the main parts of the equipment, as shown in the following block diagram:

		<p>The diagram illustrates the internal components of the Main Board. It includes an Optical Interface (OO) at the top left, an Optical Indicator at the top right, an MCU in the center, a Power Supply and PLC Unit below it, and a GSM/GPRS /3G/4G PSTN Module and RF Module to the right. At the bottom is an RJ 45 + 2 ethernet port, and at the very bottom is a terminal block labeled R S T N.</p>
2	Página 10/22	<p>1. main board</p> <ul style="list-style-type: none"> a. MCU b. Power supply c. PLC unit d. Optical interface e. Optical indicator f. Terminal block for connection <p>2. GSM/GPRS/3G/4G module (which may be integrated into the same assembly or connected as a separate devices.)</p> <p>3. RS 232 Port</p> <p>4. 2 Ethernet Ports</p> <p>5. Optional RF Module</p> <p>6. Case and mechanical assembly</p> <p>-</p> <p>"6. RF Module</p> <p>The RF module must ensure bidirectional communication with other devices that support RF communication. This unit must be designed for operating in</p>

		<p>169 Mhz band with the Wireless M-Bus protocol (EN 13757 Mode N) embedded. It has to provide up to 27 dBm ERP level, with an RF sensitivity at least of -105 dBm.</p> <p>The connector for the RF modem on the LVM is:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 10 pin pitch 2,54 mm male (NOTE: the pin must have the same length) - Apart from the signals for data exchanging, on connector is present the power supply: 5 Vdc 5 W. <p>When this module is not assembled in the LVM the following protections will be used, in order to maintain the characteristics of safety and IP protection of the LVM:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Rubber plug over a connector for RF module (see on pictures below)."
3	Página 13/22	<p>"8. LVM Concentrator</p> <p>In these paragraphs are illustrated the more important requirements for this device.</p> <p>[...]</p> <p>Local Optical Interface (IEC 62056-21 mode E or IEC 61107)</p> <ul style="list-style-type: none"> - 2 Ethernet Ports (10M / 100M)"

16.3.1.3 ID INODU-21

ID: INODU-21 (LOW VOLTAGE MANAGER DATASHEET AND TECHNICAL CHARACTERISTICS)		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 5 – Reference documents	<p><i>"Reference documents</i></p> <p><i>Reference must be done to the most recent releases of the below listed standards and ENEL internal prescriptions, at the time of this publication.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>CEI EN 62056-21 Data exchange for meter reading, tariff and load control - Direct local data Exchange</i>

		<ul style="list-style-type: none"> • IEC 62056 Set of standards for electricity metering data exchange (DLMS/COSEM) • CEI EN 60529 Degrees of protection provided by enclosures (IP Code) • CEI EN 50160 Characteristics of the voltage supplied by the public network power supply distribution • CENELEC Documents associated with CEI EN 50160: Guide to standards application and Guide for electric quantity measurement. • CEI EN 60950-1 Safety of Information Technology Equipment • CEI EN 50065-1 Signaling on low voltage electrical installations in the frequency range 3kHz to 148,5 kHz – Part 1 • CEI EN 55022 Information technology equipment – Radio disturbance characteristics – Limits and methods of measurement • CEI EN 55024 Information technology equipment. Immunity characteristics. Limits and methods of measurement • CEI EN 62054 – 21 Particular requirements for time switches – Part 21 • CEI EN 50364: Limitation of human exposure to electromagnetic fields from devices operating in the frequency range 0 Hz to 300 GHz, used in Electronic Article Surveillance (EAS), Radio Frequency Identification (RFID) and similar applications • ETSI EN 300 330 (v 2.1.1): Short Range Devices (SRD); Radio equipment in the frequency range 9 kHz to 25 MHz and inductive loop systems in the frequency range 9 kHz to 30 MHz; Harmonised Standard covering the essential requirements of article 3.2 of Directive 2014/53/EU • ETSI EN 301 489-3: ElectroMagnetic Compatibility (EMC) standard for radio equipment and services; Part 3: Specific conditions for Short-Range Devices (SRD) operating on frequencies between 9 kHz and 246 GHz; Harmonised standard covering the essential requirements of article 3.1(b) of Directive 2014/53/EU • European Directive 2014/30/EU (Electromagnetic Compatibility – EMC) • European Directive 2014/35/EU (Low Voltage Directive – LVD) • European Directive 2014/53/EU (Radio Equipment Directive – RED)
2	Página 7 – 5. RF Module	<p>"5. RF Module</p> <p>The Optional RF module ensures bidirectional communication with other devices that support RF communication. This unit is designed for operating in 169 Mhz band with the Wireless M-Bus protocol (EN 13757 Mode N) embedded. It has to provide up to 27 dBm ERP level, with an RF sensitivity at least of -105 dBm."</p>

3	Páginas 9-12 – 7. LVM Concentrator	<p>"7. LVM Concentrator</p> <p><i>The concentrator is a unit of the AMI system for low voltage users.</i></p> <p><i>It's the main node (gateway) for communications with the Smart Meters connected to the same network feed by the transformer powering the concentrator as well.</i></p> <p><i>The LVM (see Figure 1) then carries out communication (to and from the LV nodes), which relate to the conveying and the management of the information, the management of the communication network and the AMI functions of remote nodes afferent to LV customers - carried out by the Central System (AMM) on Smart Meters that populate each "electricity island".</i></p> <p style="text-align: center;">Concentrator dimensions</p> <p>[...]</p> <p><i>The most relevant functionalities are summarized below:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Clock-Calendar function for functional execution, consequently an RTC circuit with accuracy 0.5 s/day in standard condition (see CEI EN 62054-21)</i> • <i>Battery back-up element is be coupled to the RTC block to keep the RTC working for at least years when LVM is on the shelf</i>
---	--	---

		<ul style="list-style-type: none"> • <i>Battery back-up allows logging anti-tampering events as well.</i> • <i>The equipment has some local indicators (LEDs or equivalent) to show some status conditions and working information (the detail shall be defined in cooperation with the designer).</i> • <i>The Optional GSM/GPRS/3G/4G module has some local indicators (LEDs or equivalents) to show some status conditions and working information (the detail shall be defined in cooperation with the designer).</i> • <i>Optional RF Module used to communicate with other nodes RF (eg. Gas meter)</i> • <i>Local Optical Interface (IEC 62056-21 mode E or IEC 61107)</i> • <i>2 Ethernet Ports (10M / 100M)</i> • <i>Tampering: Detection of separation between terminal cover and case</i> • <i>Diagnostic: Self-diagnostic of the main functions</i> • <i>Other functionalities:</i> <ul style="list-style-type: none"> ○ <i>Automatic management of daylight saving time and leap year</i> ○ <i>Local and remote programming</i> ○ <i>Time zone</i> • <i>Possibility to communicate on power line with different modulation, FSK and BPSK and different protocols, like Meters and More or DLMS/COSEM</i> • <i>Handling of the nodes subtended to the low voltage network (optionally through RF as backup channel)"</i>
4	Página 4 /18	<p>1. SCOPE</p> <p>This document shows the main technical characteristics of Low Voltage Manager (LVM), overvoltage Category IV data concentrator. It is used for mass market electricity and/or GAS meter reading systems.</p> <p>This device is designed for indoor installation (MV/LV substation). For outdoor or pole installation a suitable enclosure must be adopted. Each LVM concentrator communicates with the control server via public telecommunication networks (GSM, GPRS, PSTN, etc.) and by DLC communication with smart meters (for further information see section 4). When it is used in GAS meter reading systems, LVM communicates with GAS meters through RF communications. An optical ZVEI port interface is provided for local connection with HHU terminals. The apparatus has to operate on both 400Vac@50Hz (3 x 230Vac) and 220Vac@50Hz (3 x 127Vac) electric power networks. The device includes a back up supply that allows a configurable emergency call in case of mains failure.</p>

16.3.1.4 ID INODU-111

ID: INODU-111 (Asunto: Mantenimiento de Concentrador de Datos)		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 2	<p>1. OBJETIVOS Y ALCANCE DEL DOCUMENTO</p> <p><i>Este Procedimiento Organizativo define los roles y responsabilidades para realizar el mantenimiento de concentradores</i></p> <p><i>Este documento aplica a Network Operation and Maintenance Chile.</i></p> <p><i>De conformidad con cualquier ley, regulación y normas de gobierno corporativo aplicables, incluyendo cualquier disposición relacionada con el mercado de valores o de separación de actividades que, en cualquier caso, prevalecen sobre las disposiciones contenidas en el presente documento.</i></p>
2	Página 4	<p>7. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO</p> <p><i>El proceso de mantenimiento de un concentrador de datos en la red de distribución eléctrica, considera los siguientes Subprocesos:</i></p>  <pre> graph LR A[Verificación de concentradores con fallas de comunicación y/o operación] --> B[Resolución en terreno de fallas de concentradores] B --> C[Validación de comunicación del concentrador] C --> D[Cierre de orden de mantenimiento] </pre> <p>1) <i>Verificación de concentradores con fallas de comunicación desde el sistema central y/o de operación: Contempla la validación y análisis de los casos de concentradores que:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> a. <i>Pierden comunicación remota hacia el sistema central</i> b. <i>Desconexión de fase o neutro.</i> c. <i>Inconsistencia en la base de datos carga en el sistema central.</i> d. <i>Perdida de alcanzabilidad de Unidad de Medida (para los procesos de comisionamiento, lectura, órdenes de trabajo remoto, etc).</i> <p>2) <i>Resolución en terreno de fallas de concentradores: Contempla las acciones correctivas de mantenimiento en terreno de los concentradores con fallas, a través de los cambios de componentes, chequeo de la zona y posteriores validaciones de comunicación hacia el sistema central y los medidores, respectivamente</i></p>

	<p><i>3) Validación de comunicación del concentrador: Contempla las verificaciones sobre la consistencia de comunicación de los concentradores hacia el sistema central SMMePLUS.</i></p> <p><i>4) Cierre de orden de mantenimiento: Se gestiona posterior al mantenimiento, luego de asegurar la efectividad de comunicación con el concentrador de datos.</i></p>
--	---

16.3.2 Router

16.3.2.1 ID INODU-22

ID: INODU-22 (e-distrib 4G Router requirements LVM ethernet NT0362 II)		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 4 - Router / LVM	<p>“2. LVM-system connection through a 4G router</p> <p>The 4G router is equipped with a SIM which allows its connection to a Radius server which must assign a single IP address (on the WAN side) for each 4G router (this will identify the LVM to the management system).</p> <p>During the authentication, the Radius server will also pass to the router the DNS address in order to map the server names used by the LVM to the numeric address.</p> <p>As the connection is made through static IP address, both LVM and router must not implement a DHCP so that they will both have a static IP address such as 192.168.1.1 for the router to the ethernet port and 192.168.1.2 for the LVM. In this way the LVM will have an address belonging to the same sub-network of the router.</p> <p>The LVM’s default gateway address will be the address of the router where it is connected to (in the previous example 192.168.1.1); in this way the router will resolve the name of the servers coming from the LVM by the DNS address received from the Radius server during the authentication.”</p>

16.3.2.2 ID INODU-23

ID: INODU-23 (APKAPPA Manuale Router 4G APR410 Rev 1.0 13/09/2019)		
Nº	Página(s)	Extracto
1		Página - Manual del Router, información sobre conexiones WAN.

16.3.2.3 ID INODU-24

ID: INODU-24 (Teltonika RUT955)																																												
Nº	Página(s)	Extracto																																										
1	Datasheet RUT955 – Página 3 Ethernet:	<p> TELTONIKA Networks</p> <p>DATASHEET // RUT955</p> <p>FEATURES</p> <table border="0"> <tr> <td>MOBILE</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Mobile module</td> <td>4G (LTE) – Cat 4 up to 150 Mbps, 3G – Up to 42 Mbps, 2G – Up to 236.8 kbps</td> </tr> <tr> <td>Status</td> <td>Signal strength, SINR, RSRP, RSRQ, Bytes sent/received</td> </tr> <tr> <td>Bridge</td> <td>Direct connection (bridge) between mobile ISP and device on LAN</td> </tr> <tr> <td>SMS</td> <td>SMS status, SMS configuration, send/read SMS via HTTP POST/GET, EMAIL to SMS, SMS to EMAIL, SMS to HTTP, SMS to SMS, scheduled SMS, SMS autoreply, SMPP</td> </tr> <tr> <td>SIM switch</td> <td>2 SIM cards, auto-switch cases: weak signal, data limit, SMS limit, roaming, no network, network denied, data connection fail, SIM idle protection</td> </tr> <tr> <td>Passthrough</td> <td>Router assigns its mobile WAN IP address to another device on LAN</td> </tr> <tr> <td>APN</td> <td>Auto APN</td> </tr> <tr> <td>Black/White list</td> <td>Operator black/white list</td> </tr> <tr> <td>Multiple PDN (optional)</td> <td>Possibility to use different PDNs for multiple network access and services</td> </tr> <tr> <td>Band management</td> <td>Band lock, Used band status display</td> </tr> <tr> <td>WIRELESS</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Wireless mode</td> <td>IEEE 802.11b/g/n, Access Point (AP), Station (STA)</td> </tr> <tr> <td>WiFi</td> <td>WPA2-Enterprise (with external/internal Radius server), WPA2-PSK, WPA-PSK, WEP, MAC Filter</td> </tr> <tr> <td>WiFi security</td> <td>WPA2-Enterprise - PEAP, TLS, TTLS, AES-CCMP, TKIP, Auto Cipher modes. Client separation</td> </tr> <tr> <td>SSID</td> <td>SSID stealth mode and access control based on MAC address</td> </tr> <tr> <td>WiFi users</td> <td>up to 100 simultaneous connections</td> </tr> <tr> <td>Wireless Hotspot</td> <td>Captive portal (Hotspot), internal/external Radius server, built in customizable landing page</td> </tr> <tr> <td>ETHERNET</td> <td></td> </tr> <tr> <td>WAN</td> <td>1 x WAN port (can be configured to LAN) 10/100 Mbps, comply IEEE 802.3, IEEE 802.3u standards, supports auto MDI/MDIX</td> </tr> <tr> <td>LAN</td> <td>3 x LAN ports, 10/100 Mbps, comply IEEE 802.3, IEEE 802.3u standards, supports auto MDI/MDIX</td> </tr> </table>	MOBILE		Mobile module	4G (LTE) – Cat 4 up to 150 Mbps, 3G – Up to 42 Mbps, 2G – Up to 236.8 kbps	Status	Signal strength, SINR, RSRP, RSRQ, Bytes sent/received	Bridge	Direct connection (bridge) between mobile ISP and device on LAN	SMS	SMS status, SMS configuration, send/read SMS via HTTP POST/GET, EMAIL to SMS, SMS to EMAIL, SMS to HTTP, SMS to SMS, scheduled SMS, SMS autoreply, SMPP	SIM switch	2 SIM cards, auto-switch cases: weak signal, data limit, SMS limit, roaming, no network, network denied, data connection fail, SIM idle protection	Passthrough	Router assigns its mobile WAN IP address to another device on LAN	APN	Auto APN	Black/White list	Operator black/white list	Multiple PDN (optional)	Possibility to use different PDNs for multiple network access and services	Band management	Band lock, Used band status display	WIRELESS		Wireless mode	IEEE 802.11b/g/n, Access Point (AP), Station (STA)	WiFi	WPA2-Enterprise (with external/internal Radius server), WPA2-PSK, WPA-PSK, WEP, MAC Filter	WiFi security	WPA2-Enterprise - PEAP, TLS, TTLS, AES-CCMP, TKIP, Auto Cipher modes. Client separation	SSID	SSID stealth mode and access control based on MAC address	WiFi users	up to 100 simultaneous connections	Wireless Hotspot	Captive portal (Hotspot), internal/external Radius server, built in customizable landing page	ETHERNET		WAN	1 x WAN port (can be configured to LAN) 10/100 Mbps, comply IEEE 802.3, IEEE 802.3u standards, supports auto MDI/MDIX	LAN	3 x LAN ports, 10/100 Mbps, comply IEEE 802.3, IEEE 802.3u standards, supports auto MDI/MDIX
MOBILE																																												
Mobile module	4G (LTE) – Cat 4 up to 150 Mbps, 3G – Up to 42 Mbps, 2G – Up to 236.8 kbps																																											
Status	Signal strength, SINR, RSRP, RSRQ, Bytes sent/received																																											
Bridge	Direct connection (bridge) between mobile ISP and device on LAN																																											
SMS	SMS status, SMS configuration, send/read SMS via HTTP POST/GET, EMAIL to SMS, SMS to EMAIL, SMS to HTTP, SMS to SMS, scheduled SMS, SMS autoreply, SMPP																																											
SIM switch	2 SIM cards, auto-switch cases: weak signal, data limit, SMS limit, roaming, no network, network denied, data connection fail, SIM idle protection																																											
Passthrough	Router assigns its mobile WAN IP address to another device on LAN																																											
APN	Auto APN																																											
Black/White list	Operator black/white list																																											
Multiple PDN (optional)	Possibility to use different PDNs for multiple network access and services																																											
Band management	Band lock, Used band status display																																											
WIRELESS																																												
Wireless mode	IEEE 802.11b/g/n, Access Point (AP), Station (STA)																																											
WiFi	WPA2-Enterprise (with external/internal Radius server), WPA2-PSK, WPA-PSK, WEP, MAC Filter																																											
WiFi security	WPA2-Enterprise - PEAP, TLS, TTLS, AES-CCMP, TKIP, Auto Cipher modes. Client separation																																											
SSID	SSID stealth mode and access control based on MAC address																																											
WiFi users	up to 100 simultaneous connections																																											
Wireless Hotspot	Captive portal (Hotspot), internal/external Radius server, built in customizable landing page																																											
ETHERNET																																												
WAN	1 x WAN port (can be configured to LAN) 10/100 Mbps, comply IEEE 802.3, IEEE 802.3u standards, supports auto MDI/MDIX																																											
LAN	3 x LAN ports, 10/100 Mbps, comply IEEE 802.3, IEEE 802.3u standards, supports auto MDI/MDIX																																											

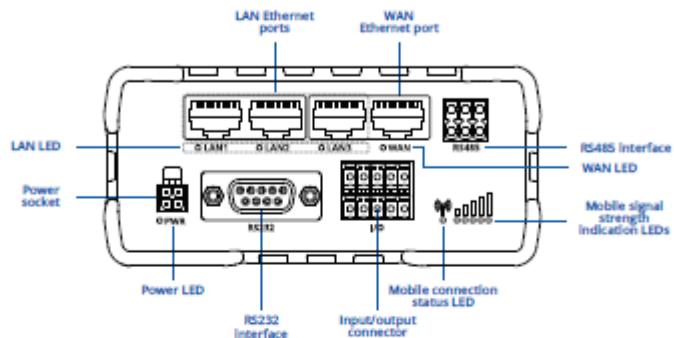
2 Datasheet RUT955
– Página 2
Hardware



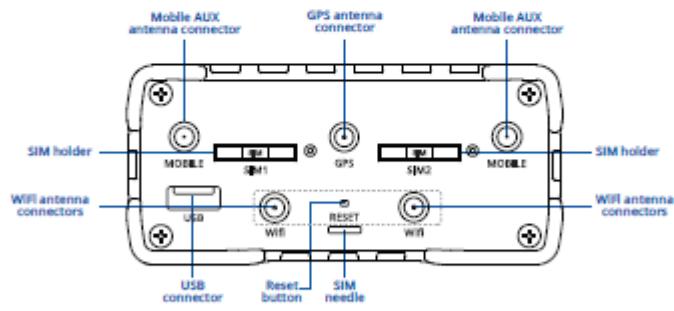
DATASHEET // RUT955

HARDWARE

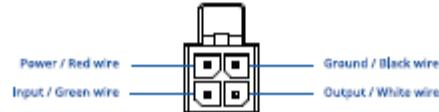
FRONT VIEW



BACK VIEW



POWER SOCKET PINOUT



Copyright © 2020, Teltonika Networks. Specifications and information given in this document are subject to change by Teltonika Networks without prior notice.

2

3 Datasheet RUT955
– Página 6 Physical interfaces



DATASHEET // RUT955

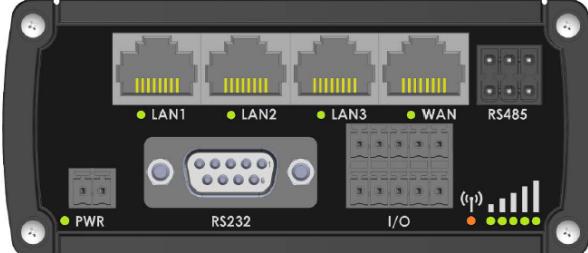
LOCATION TRACKING	
GNSS	GPS, GLONASS, BeiDou, Galileo and QZSS
Coordinates	GNSS coordinates via WebUI, SMS, TAME, RMS
NMEA	NMEA 0183
NTRIP	NTRIP protocol (Networked Transport of RTCM via Internet Protocol)
Server software	supported server software TAME, RMS
Mobile Network Geolocation	Location without using GPS, get approximate location based on mobile tower on RMS
Geofencing	Configurable multiple geofence zones
INPUT/OUTPUT	
Input	1 x digital input (0 - 3 V), 1 x digital galvanically isolated input (0 - 30 V), 1 x analog input (0 - 24 V), 1 x Digital non-isolated Input (on 4 pin power connector)
Output	1 x digital open collector output (30 V, 250 mA), 1 x SPST relay output (40 V, 4 A), 1 x Digital open collector output (30 V, 300 mA, on 4 pin power connector)
Events	SMS, EMAIL, RMS
USB	
Data rate	USB 2.0
Applications	Samba share, custom scripts
External devices	Possibility to connect external HDD, flash drive, additional modem, printer
Storage formats	FAT, FAT32, NTFS
SD CARD	
Physical size	Micro SD
Applications	Samba share, custom scripts
Capacity	Up to 32 GB
POWER	
Connector	4 pin industrial DC power socket
Input voltage range	9 – 30 VDC (4 pin industrial socket), reverse polarity protection; surge protection >31 VDC 10us max
PoE (passive)	Passive PoE over spare pairs. Possibility to power up through LAN port, not compatible with IEEE802.3af and 802.3at standards
Power consumption	< 2 W idle, < 7 W Max
PHYSICAL INTERFACES (PORTS, LEDS, ANTENNAS, BUTTONS, SIM)	
Ethernet	4 x RJ45 ports, 10/100 Mbps
I/O%	10 Inputs/Outputs pin connector, 2 Inputs/Outputs pin on 4 pin power connector (available from HW revision 1600)
Status LEDs	1 x bi-color connection status LED, 5 x connection strength LEDs, 4 x LAN status LEDs, 1 x Power LED
SIM	2 x SIM slots (Nano SIM - 2FF), 1.8 W3 Y, external SIM holders, eSIM (Optional)
Power	4 pin power connector with 2 pins for Input/Output
Input/output	10 pin industrial socket for Input/Output
Antennas	2 x SMA for LTE, 1 x SMA for GNSS, 2 x RP-SMA for WiFi antenna connectors
USB	USB A port for external devices
SD card	Micro SD card slot
RS232	DB9 socket for full-featured RS232
RS485	6 pin industrial socket for 2-wire RS485
Reset	Reset/Restore to default button

Copyright © 2020, Teltonika Networks. Specifications and information given in this document are subject to change by Teltonika Networks without prior notice.

6

4	Página 7 - Estándares	<p>EMI IMMUNITY</p> <table border="1"> <tr> <td>Standards</td><td>Draft EN 301 489-1 V2.2.0, Draft EN 301 489-17 V3.2.0, Draft EN 301 489-19 V2.1.0, Draft EN 301 489-52 V1.1.0 FCC 47 CFR Part 15B (2017), ANSI C63.4 (2014)</td></tr> <tr> <td>ESD</td><td>EN61000-4-2:2009</td></tr> <tr> <td>RS</td><td>EN 61000-4-3:2006 + A1:2008 + A2:2010</td></tr> <tr> <td>EFT</td><td>EN 61000-4-4:2012</td></tr> <tr> <td>Surge immunity (AC Power Line)</td><td>EN 61000-4-5:2006</td></tr> <tr> <td>Surge immunity (Ethernet ports)</td><td>EN 61000-4-5:2014, clause 7.1 of ITU-T K21</td></tr> <tr> <td>Transient and surges</td><td>ISO 7632-2:2004</td></tr> <tr> <td>CS</td><td>EN 61000-4-6:2009</td></tr> <tr> <td>DIP</td><td>EN 61000-4-11:2004</td></tr> </table> <p>RF</p> <table border="1"> <tr> <td>Standards</td><td>EN 300 328 V2.1.1, EN 301 511 V12.5.1, EN 301 908-1 V11.1.1, EN 301 908-2 V11.1.1, EN 301 908-13 V11.1.1, EN 303 413 V1.1.0 AS/CA S042.1:2018, AS/AIF S042.3:2005, AS/CA S042.4:2018, AS/NZS 4268:2017 FCC 47 CFR Part 15C (2017), FCC 47 CFR Part 2 (2017), FCC 47 CFR Part 22H (2017), FCC 47 CFR Part 24E (2017), FCC 47 CFR Part 27C (2017) RSS-Gen Issue 4 (2014), RSS-247 Issue 2 (2017), RSS-132 Issue 3 (2013), RSS-133 Issue 6 (2013), RSS-139 Issue 3, RSS-130 Issue 1</td></tr> </table> <p>SAFETY</p> <table border="1"> <tr> <td>Standards</td><td>IEC 60950-1:2005 (Second Edition) + Am 1:2009 + Am 2:2013 AS/NZS 60950.1:2015 EN 50665:2017, EN 62311:2008 FCC 47 CFR Part 1 1.1310 RSS-102 Issue 5 (2015)</td></tr> </table> <p>ENVIRONMENTAL</p> <table border="1"> <tr> <td>Ingress Protect</td><td>LST EN 60529:1999+A1+AC:2002</td></tr> <tr> <td>Vibration</td><td>Class guideline-DNVGL-CG-0339:2016 EN 60068-2-6:2008</td></tr> </table>	Standards	Draft EN 301 489-1 V2.2.0, Draft EN 301 489-17 V3.2.0, Draft EN 301 489-19 V2.1.0, Draft EN 301 489-52 V1.1.0 FCC 47 CFR Part 15B (2017), ANSI C63.4 (2014)	ESD	EN61000-4-2:2009	RS	EN 61000-4-3:2006 + A1:2008 + A2:2010	EFT	EN 61000-4-4:2012	Surge immunity (AC Power Line)	EN 61000-4-5:2006	Surge immunity (Ethernet ports)	EN 61000-4-5:2014, clause 7.1 of ITU-T K21	Transient and surges	ISO 7632-2:2004	CS	EN 61000-4-6:2009	DIP	EN 61000-4-11:2004	Standards	EN 300 328 V2.1.1, EN 301 511 V12.5.1, EN 301 908-1 V11.1.1, EN 301 908-2 V11.1.1, EN 301 908-13 V11.1.1, EN 303 413 V1.1.0 AS/CA S042.1:2018, AS/AIF S042.3:2005, AS/CA S042.4:2018, AS/NZS 4268:2017 FCC 47 CFR Part 15C (2017), FCC 47 CFR Part 2 (2017), FCC 47 CFR Part 22H (2017), FCC 47 CFR Part 24E (2017), FCC 47 CFR Part 27C (2017) RSS-Gen Issue 4 (2014), RSS-247 Issue 2 (2017), RSS-132 Issue 3 (2013), RSS-133 Issue 6 (2013), RSS-139 Issue 3, RSS-130 Issue 1	Standards	IEC 60950-1:2005 (Second Edition) + Am 1:2009 + Am 2:2013 AS/NZS 60950.1:2015 EN 50665:2017, EN 62311:2008 FCC 47 CFR Part 1 1.1310 RSS-102 Issue 5 (2015)	Ingress Protect	LST EN 60529:1999+A1+AC:2002	Vibration	Class guideline-DNVGL-CG-0339:2016 EN 60068-2-6:2008
Standards	Draft EN 301 489-1 V2.2.0, Draft EN 301 489-17 V3.2.0, Draft EN 301 489-19 V2.1.0, Draft EN 301 489-52 V1.1.0 FCC 47 CFR Part 15B (2017), ANSI C63.4 (2014)																											
ESD	EN61000-4-2:2009																											
RS	EN 61000-4-3:2006 + A1:2008 + A2:2010																											
EFT	EN 61000-4-4:2012																											
Surge immunity (AC Power Line)	EN 61000-4-5:2006																											
Surge immunity (Ethernet ports)	EN 61000-4-5:2014, clause 7.1 of ITU-T K21																											
Transient and surges	ISO 7632-2:2004																											
CS	EN 61000-4-6:2009																											
DIP	EN 61000-4-11:2004																											
Standards	EN 300 328 V2.1.1, EN 301 511 V12.5.1, EN 301 908-1 V11.1.1, EN 301 908-2 V11.1.1, EN 301 908-13 V11.1.1, EN 303 413 V1.1.0 AS/CA S042.1:2018, AS/AIF S042.3:2005, AS/CA S042.4:2018, AS/NZS 4268:2017 FCC 47 CFR Part 15C (2017), FCC 47 CFR Part 2 (2017), FCC 47 CFR Part 22H (2017), FCC 47 CFR Part 24E (2017), FCC 47 CFR Part 27C (2017) RSS-Gen Issue 4 (2014), RSS-247 Issue 2 (2017), RSS-132 Issue 3 (2013), RSS-133 Issue 6 (2013), RSS-139 Issue 3, RSS-130 Issue 1																											
Standards	IEC 60950-1:2005 (Second Edition) + Am 1:2009 + Am 2:2013 AS/NZS 60950.1:2015 EN 50665:2017, EN 62311:2008 FCC 47 CFR Part 1 1.1310 RSS-102 Issue 5 (2015)																											
Ingress Protect	LST EN 60529:1999+A1+AC:2002																											
Vibration	Class guideline-DNVGL-CG-0339:2016 EN 60068-2-6:2008																											

16.3.2.4 ID INODU-25

ID: INODU-25 (Teltonika User Manual RUT955 LTERouter)		
Nº	Página(s)	Extracto
1		Manual del Router, información sobre conexiones WAN.
2	Página 16 – Powering options	<p>5 Powering Options</p> <p>The RUT9xx router can be powered from power socket or over Ethernet port. Depending on your network architecture you can use LAN 1 port to power the device.</p>  <p>RUT9xx can be powered from power socket and over Ethernet simultaneously. Power socket has higher priority meaning that the device will draw power from power socket as long as it is available.</p> <p>When RUT9xx is switching from one power source to the other it loses power for a fraction of the second and may reboot. The device will function correctly after the reboot.</p>

16.4 SGO

16.4.1 EPlus

16.4.1.1 ID: INODU-88

ID: INODU-88;108;109 (Es el mismo archivo) (HES - ePlus Mobile - User Manual (1/10/2020))		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 3	<p>1. Introduction</p> <p>The ePlusMobile allows complete control of all procedures related to Meters mobile control and management, particularly:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Reading - Detachment - Reconnection - Meter Prepay Configuration - Meter Credit Read - Load Profile And - Meter Credit Charge - Change (allows to modify Tariff and / or Contract Change)

		Generation on smartphone	Generation on website
	Reading	X	
	Detachment	X	
	Reconnection	X	
	Prepay Configuration		X
	Prepay Credit Read	X	X
	Prepay Credit Charge		X
	Tariff/Contract Change		X
	Load Profile	X	

2	Página 10-12	<p>5. Trabajo: +NUEVO</p> <p>[...]</p> <p>After you can check on SMM ePlus, in the report "Last current reading for meters" the work that has been done</p> <table border="1"> <caption>Last current reading for meters</caption> <thead> <tr> <th>concentrator</th> <th>usagepoint</th> <th>macaddress</th> <th>serialnumber</th> <th>version</th> <th>app1</th> <th>state</th> <th>process state</th> <th>t1</th> <th>t2</th> <th>t3</th> <th>t4</th> <th>t5</th> <th>t6</th> <th>tot</th> <th>reading date</th> <th>local</th> <th>last t</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ROSSOT01</td> <td>ROSSO0003</td> <td>B6041601FA9F</td> <td>UAAEEDN11200129695</td> <td>3131</td> <td></td> <td>Commissioned</td> <td></td> <td>55134</td> <td>312258</td> <td>981227</td> <td>172</td> <td>1043</td> <td>2309</td> <td>1352143</td> <td>11/20/2019 3:27:19</td> <td>PM</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	concentrator	usagepoint	macaddress	serialnumber	version	app1	state	process state	t1	t2	t3	t4	t5	t6	tot	reading date	local	last t	ROSSOT01	ROSSO0003	B6041601FA9F	UAAEEDN11200129695	3131		Commissioned		55134	312258	981227	172	1043	2309	1352143	11/20/2019 3:27:19	PM	
concentrator	usagepoint	macaddress	serialnumber	version	app1	state	process state	t1	t2	t3	t4	t5	t6	tot	reading date	local	last t																					
ROSSOT01	ROSSO0003	B6041601FA9F	UAAEEDN11200129695	3131		Commissioned		55134	312258	981227	172	1043	2309	1352143	11/20/2019 3:27:19	PM																						

16.4.2 SMMePlus

16.4.2.1 ID: INODU-91

Nº	Página(s)	ID: INODU-91 (10.SMM ePlus - Requirements - Integration 2.4.pdf)
		Extracto
1	Página 1	<p>3. Architecture</p> <p>The SMM ePlus Integration Layer is based on SOAP Web Services and following standard IEC 61968-9.</p> <p>An external system could consume the web service with the following advantages:</p> <ul style="list-style-type: none"> • External System can decide when to consume the web service. • External System can require data when it needs it.

		<ul style="list-style-type: none"> Integration is simpler because SMM ePlus doesn't require to know the architecture or wsdl of the External System. <p>SMM ePlus could export data and events consuming an external system designed using the standard IEC 61968-9.</p> <p>The following schemas describe the interaction between an external MDM/System and SMM ePlus.</p> <p>Provisioning and devices management:</p> <pre> sequenceDiagram participant CM as CONCENTRATOR / METERS participant SP as SMM ePlus participant MDM as MDM CM->>SP: SP->>MDM: MeterConfig (Meter Provisioning) SP->>MDM: UsagePointLocationConfig (POD Provisioning) SP->>MDM: Meter Commissioning SP->>MDM: Meter DeCommissioning SP->>MDM: Meter Contract Change MDM->>SP: MasterDataLinkageConfig (WO Installation) MDM->>SP: MasterDataLinkageConfig (WO Remove) MDM->>SP: MasterDataLinkageConfig (WO Contract Change) </pre>
--	--	--

16.4.2.2 ID: INODU-92

ID: INODU-92 (11.SMMePlus - DailyClosure acquisition process v1.0.pdf)		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 5	<p>2. Devices Configuration</p> <p>2.1. Concentrator configuration</p> <p>The n2pload procedure of concentrators is in charge of collecting load profiles and daily closures from commissioned meters.</p>

16.4.2.3 ID: INODU-93

ID: INODU-93 (12.SMMePlus - Measurands collection v1.0.pdf)		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 8	3.2. Measurand registries

MSR_TYPx	Description	Note
0x01	Positive active energy E+(t)	
0x02	Negative active energy E-(t)	
0x03	Positive inductive reactive energy R+L(t)	
0x04	Positive capacitive reactive energy R+C(t)	
0x05	Negative inductive reactive energy R-L(t)	
0x06	Negative capacitive reactive energy R-C(t)	
0x07	Positive active power W+(t)	
0x08	Negative active power W-(t)	
0x09	Positive inductive reactive power Q+L(t)	
0x0A	Positive capacitive reactive power Q+C(t)	
0x0B	Negative inductive reactive power Q-L(t)	
0x0C	Negative capacitive reactive power Q-C(t)	
0x0D	RMS R-line-phase voltage RMS_V(t)	
0x12	RMS S-line-phase voltage RMS_V(t)	
0x13	RMS T-line-phase voltage RMS_V(t)	
0x0E	RMS R-line-phase current RMS_I(t) (at secondary of CT in case of semi-direct meter)	

		0x14	RMS S-line-phase current RMS_I(t) (at secondary of CT in case of semi-direct meter)	
		0x15	RMS T-line-phase current RMS_I(t) (at secondary of CT in case of semi-direct meter)	
		0x0F	Power factor COS_PHI(t) (three phase measurement)	
		0x10	Last quarter of hour mean positive active power LQM_W+(t)	
		0x11	Last quarter of hour mean negative active power LQM_W-(t)	
		0x16	Power factor COS_PHI(t) for R-line-phase	Not available on monophasic
		0x17	Power factor COS_PHI(t) for S-line-phase	Not available on monophasic
		0x18	Power factor COS_PHI(t) for T-line-phase	Not available on monophasic
		0x19	Phase angle for R-line-phase	Not available on monophasic
		0x1A	Phase angle for S-line-phase	Not available on monophasic
		0x1B	Phase angle for T-line-phase	Not available on monophasic
		0x1C	Phase angle for three phase measurement	Available on monophasic on fw >= 13 and on JOBI-M
		0x1D	Network fundamental frequency	
		0x1E	Neutral current (only for direct meters) phase 2 of the project	
		0x1F	Phase angle for R-line-phase and Neutral Current phase 2 of the project	
		0x20	RMS R-line-phase current RMS_I(t) Primary Circuit	
		0x21	RMS S-line-phase current RMS_I(t) Primary Circuit	
		0x22	RMS T-line-phase current RMS_I(t) Primary Circuit	
2	Página 16	5.3. CIM Code As listed in “SMM ePlus - Requirements - Integration” document, here are the CIM Code related to measurand registers.		

Energy Load Profile	
Code	Comments
0.{msr_tod}.{tmp}.1.1.12.0.0.0.0.0.0.0.0.72.0	Positive active energy E+(t) (Wh)
0.{msr_tod}.{tmp}.1.19.1.12.0.0.0.0.0.0.0.0.0.72.0	Negative active energy E-(t) (Wh)
0.{msr_tod}.{tmp}.1.15.1.12.0.0.0.0.0.0.0.0.0.73.0	Positive inductive reactive energy R+L(t) (varh)
0.{msr_tod}.{tmp}.1.16.1.12.0.0.0.0.0.0.0.0.0.73.0	Positive capacitive reactive energy R+C(t) (varh)
0.{msr_tod}.{tmp}.1.17.1.12.0.0.0.0.0.0.0.0.0.73.0	Negative inductive reactive energy R-L(t) (varh)
0.{msr_tod}.{tmp}.1.18.1.12.0.0.0.0.0.0.0.0.0.73.0	Negative capacitive reactive energy R-C(t) (varh)
0.{msr_tod}.{tmp}.6.1.1.37.0.0.0.0.0.0.0.0.0.38.0	Positive active power W+(t) (W or kW)
0.{msr_tod}.{tmp}.6.19.1.37.0.0.0.0.0.0.0.0.0.38.0	Negative active power W-(t) (W or kW)
0.{msr_tod}.{tmp}.6.15.1.37.0.0.0.0.0.0.0.0.0.63.0	Positive inductive reactive power Q+L(t) (var or kvar)
0.{msr_tod}.{tmp}.6.16.1.37.0.0.0.0.0.0.0.0.0.63.0	Positive capacitive reactive power Q+C(t) (var or kvar)
0.{msr_tod}.{tmp}.6.17.1.37.0.0.0.0.0.0.0.0.0.63.0	Negative inductive reactive power Q-L(t) (var or kvar)
0.{msr_tod}.{tmp}.6.18.1.37.0.0.0.0.0.0.0.0.0.63.0	Negative capacitive reactive power Q-C(t) (var or kvar)
0.{msr_tod}.{tmp}.6.0.1.54.0.0.0.0.0.0.0.128.-1.29.0	RMS R-line-phase voltage RMS_V(t) (1/10 V)
0.{msr_tod}.{tmp}.6.0.1.54.0.0.0.0.0.0.0.64.-1.29.0	RMS S-line-phase voltage RMS_V(t) (1/10 V)
0.{msr_tod}.{tmp}.6.0.1.54.0.0.0.0.0.0.0.32.-1.29.0	RMS T-line-phase voltage RMS_V(t) (1/10 V)
0.{msr_tod}.{tmp}.6.0.1.4.0.0.0.0.0.0.0.128.-1.5.0	RMS R-line-phase current RMS_I(t) (at secondary of CT in case of semi-direct meter) (dA)
0.{msr_tod}.{tmp}.6.0.1.4.0.0.0.0.0.0.0.64.-1.5.0	RMS S-line-phase current RMS_I(t) (at secondary of CT in case of semi-direct meter) (dA)
0.{msr_tod}.{tmp}.6.0.1.4.0.0.0.0.0.0.32.-1.5.0	RMS T-line-phase current RMS_I(t) (at secondary of CT in case of semi-direct meter) (dA)
0.{msr_tod}.{tmp}.6.0.1.38.0.0.0.0.0.0.0.224.0.0.0	Power factor COS_PHI(t) (three phase measurement)
0.{msr_tod}.{tmp}.6.1.1.37.0.0.0.0.0.0.0.0.0.38.0	Last quarter of hour mean positive active power LQM_W+(t) (W ok kW)
0.{msr_tod}.{tmp}.6.19.1.37.0.0.0.0.0.0.0.0.0.38.0	Last quarter of hour mean negative active power LQM_W-(t) (W ok kW)
0.{msr_tod}.{tmp}.6.0.1.38.0.0.0.0.0.0.0.128.0.0.0	Power factor COS_PHI(t) for R-line-phase

		<table border="1"> <tr><td>0.{msr_tod}.{tmp}.6.0.1.38.0.0.0.0.0.0.64.0.0.0</td><td>Power factor COS_PHI(t) for S-line-phase</td></tr> <tr><td>0.{msr_tod}.{tmp}.6.0.1.38.0.0.0.0.0.0.32.0.0.0</td><td>Power factor COS_PHI(t) for T-line-phase</td></tr> <tr><td>0.{msr_tod}.{tmp}.6.0.1.5.0.0.0.0.0.0.0.128.0.0.0</td><td>Phase angle for R-line-phase</td></tr> <tr><td>0.{msr_tod}.{tmp}.6.0.1.5.0.0.0.0.0.0.0.64.0.0.0</td><td>Phase angle for S-line-phase</td></tr> <tr><td>0.{msr_tod}.{tmp}.6.0.1.5.0.0.0.0.0.0.32.0.0.0</td><td>Phase angle for T-line-phase</td></tr> <tr><td>0.{msr_tod}.{tmp}.6.0.1.5.0.0.0.0.0.0.224.0.0.0</td><td>Phase angle for three phase measurement</td></tr> <tr><td>0.{msr_tod}.{tmp}.6.0.1.15.0.0.0.0.0.0.0.-1.33.0</td><td>Network fundamental frequency (dHz)</td></tr> <tr><td>0.{msr_tod}.{tmp}.6.1.1.4.0.0.0.0.0.0.0.0.-1.5.0</td><td>Neutral current (only for direct meters) phase 2 of the project (dA)</td></tr> <tr><td>0.{msr_tod}.{tmp}.6.0.1.38.0.0.0.0.0.0.129.0.0.0</td><td>Phase angle for R-line-phase and Neutral Current phase 2 of the project</td></tr> <tr><td>0.{msr_tod}.{tmp}.6.1.1.4.0.0.0.0.0.0.128.-1.5.0</td><td>RMS R-line-phase current RMS_I(t) Primary Circuit (dA)</td></tr> <tr><td>0.{msr_tod}.{tmp}.6.1.1.4.0.0.0.0.0.0.64.-1.5.0</td><td>RMS S-line-phase current RMS_I(t) Primary Circuit (dA)</td></tr> <tr><td>0.{msr_tod}.{tmp}.6.1.1.4.0.0.0.0.0.0.32.-1.5.0</td><td>RMS T-line-phase current RMS_I(t) Primary Circuit (dA)</td></tr> </table>	0.{msr_tod}.{tmp}.6.0.1.38.0.0.0.0.0.0.64.0.0.0	Power factor COS_PHI(t) for S-line-phase	0.{msr_tod}.{tmp}.6.0.1.38.0.0.0.0.0.0.32.0.0.0	Power factor COS_PHI(t) for T-line-phase	0.{msr_tod}.{tmp}.6.0.1.5.0.0.0.0.0.0.0.128.0.0.0	Phase angle for R-line-phase	0.{msr_tod}.{tmp}.6.0.1.5.0.0.0.0.0.0.0.64.0.0.0	Phase angle for S-line-phase	0.{msr_tod}.{tmp}.6.0.1.5.0.0.0.0.0.0.32.0.0.0	Phase angle for T-line-phase	0.{msr_tod}.{tmp}.6.0.1.5.0.0.0.0.0.0.224.0.0.0	Phase angle for three phase measurement	0.{msr_tod}.{tmp}.6.0.1.15.0.0.0.0.0.0.0.-1.33.0	Network fundamental frequency (dHz)	0.{msr_tod}.{tmp}.6.1.1.4.0.0.0.0.0.0.0.0.-1.5.0	Neutral current (only for direct meters) phase 2 of the project (dA)	0.{msr_tod}.{tmp}.6.0.1.38.0.0.0.0.0.0.129.0.0.0	Phase angle for R-line-phase and Neutral Current phase 2 of the project	0.{msr_tod}.{tmp}.6.1.1.4.0.0.0.0.0.0.128.-1.5.0	RMS R-line-phase current RMS_I(t) Primary Circuit (dA)	0.{msr_tod}.{tmp}.6.1.1.4.0.0.0.0.0.0.64.-1.5.0	RMS S-line-phase current RMS_I(t) Primary Circuit (dA)	0.{msr_tod}.{tmp}.6.1.1.4.0.0.0.0.0.0.32.-1.5.0	RMS T-line-phase current RMS_I(t) Primary Circuit (dA)
0.{msr_tod}.{tmp}.6.0.1.38.0.0.0.0.0.0.64.0.0.0	Power factor COS_PHI(t) for S-line-phase																									
0.{msr_tod}.{tmp}.6.0.1.38.0.0.0.0.0.0.32.0.0.0	Power factor COS_PHI(t) for T-line-phase																									
0.{msr_tod}.{tmp}.6.0.1.5.0.0.0.0.0.0.0.128.0.0.0	Phase angle for R-line-phase																									
0.{msr_tod}.{tmp}.6.0.1.5.0.0.0.0.0.0.0.64.0.0.0	Phase angle for S-line-phase																									
0.{msr_tod}.{tmp}.6.0.1.5.0.0.0.0.0.0.32.0.0.0	Phase angle for T-line-phase																									
0.{msr_tod}.{tmp}.6.0.1.5.0.0.0.0.0.0.224.0.0.0	Phase angle for three phase measurement																									
0.{msr_tod}.{tmp}.6.0.1.15.0.0.0.0.0.0.0.-1.33.0	Network fundamental frequency (dHz)																									
0.{msr_tod}.{tmp}.6.1.1.4.0.0.0.0.0.0.0.0.-1.5.0	Neutral current (only for direct meters) phase 2 of the project (dA)																									
0.{msr_tod}.{tmp}.6.0.1.38.0.0.0.0.0.0.129.0.0.0	Phase angle for R-line-phase and Neutral Current phase 2 of the project																									
0.{msr_tod}.{tmp}.6.1.1.4.0.0.0.0.0.0.128.-1.5.0	RMS R-line-phase current RMS_I(t) Primary Circuit (dA)																									
0.{msr_tod}.{tmp}.6.1.1.4.0.0.0.0.0.0.64.-1.5.0	RMS S-line-phase current RMS_I(t) Primary Circuit (dA)																									
0.{msr_tod}.{tmp}.6.1.1.4.0.0.0.0.0.0.32.-1.5.0	RMS T-line-phase current RMS_I(t) Primary Circuit (dA)																									
<p>The {msr_tod} placeholder is replaced by one of the following values. “msr_tod” stands for MEASURANDS TYPE OF DATA</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">MEASURANDS TYPE OF DATA</th> </tr> <tr> <th>Code</th> <th>Comments</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>Instantaneous value synchronized with TMP period</td></tr> <tr><td>2</td><td>Average value evaluated in each TMP period (the value has to be stored at the end of each TMP period)</td></tr> <tr><td>8</td><td>Maximum value evaluated in each TMP period (the value has to be stored at the end of each TMP period)</td></tr> <tr><td>9</td><td>Minimum value evaluated in each TMP period (the value has to be stored at the end of each TMP period)</td></tr> </tbody> </table>			MEASURANDS TYPE OF DATA		Code	Comments	0	Instantaneous value synchronized with TMP period	2	Average value evaluated in each TMP period (the value has to be stored at the end of each TMP period)	8	Maximum value evaluated in each TMP period (the value has to be stored at the end of each TMP period)	9	Minimum value evaluated in each TMP period (the value has to be stored at the end of each TMP period)												
MEASURANDS TYPE OF DATA																										
Code	Comments																									
0	Instantaneous value synchronized with TMP period																									
2	Average value evaluated in each TMP period (the value has to be stored at the end of each TMP period)																									
8	Maximum value evaluated in each TMP period (the value has to be stored at the end of each TMP period)																									
9	Minimum value evaluated in each TMP period (the value has to be stored at the end of each TMP period)																									
<p>The {tmp} placeholder is replaced by one of the following values. “tmp” is the interval period for measurands</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">MEASURANDS INTERVAL PERIOD</th> </tr> <tr> <th>Code</th> <th>Comments</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>3</td><td>1 minute</td></tr> <tr><td>6</td><td>5 minutes</td></tr> <tr><td>1</td><td>10 minutes</td></tr> <tr><td>2</td><td>15 minutes</td></tr> <tr><td>7</td><td>1 hour</td></tr> <tr><td>79</td><td>2 hours</td></tr> <tr><td>80</td><td>4 hours</td></tr> <tr><td>82</td><td>12 hours</td></tr> <tr><td>4</td><td>24 hours</td></tr> </tbody> </table>			MEASURANDS INTERVAL PERIOD		Code	Comments	3	1 minute	6	5 minutes	1	10 minutes	2	15 minutes	7	1 hour	79	2 hours	80	4 hours	82	12 hours	4	24 hours		
MEASURANDS INTERVAL PERIOD																										
Code	Comments																									
3	1 minute																									
6	5 minutes																									
1	10 minutes																									
2	15 minutes																									
7	1 hour																									
79	2 hours																									
80	4 hours																									
82	12 hours																									
4	24 hours																									
3	Página 11	<p>4. Measurand profile configuration</p> <p>4.1. Meter</p> <p>When a meter is commissioned, SMMePlus system executes the “Meter Tech Configuration” process. Through this process, the meter is synchronized, configured and the firmware version is read.</p>																								

	<p>This process writes in the meter the measurands that have been defined in the measurand profile.</p> <h4>4.2. Concentrator</h4> <p>After the “Meter Tech Configuration” process, the “Meter Tech Configuration on Concentrator” process is executed for each commissioned meter.</p> <p>This process selects in CE Table of the concentrator the measurands registers that the concentrator must collect from the meter.</p> <p>When the “Meter Tech Configuration” and the “Meter Tech Configuration on Concentrator” processes are completed, in “Meter In Field” report it’s possible to see current configuration.</p>
--	---

16.4.2.4 ID: INODU-94

ID: INODU-94 (13.SMM ePlus - Prepayment Support v2.0.pdf)		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página	

16.4.2.5 ID: INODU-95

ID: INODU-95 (14.SMMePlus - Users and sessions v1.1.pdf)		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 4	<p>2. Users management</p> <p>SMMePlus authentication is managed internally.</p> <p>The system has these concepts:</p> <ul style="list-style-type: none"> - User - User Group - Permissions <p>Each user can be in one group only.</p> <p>Each group can have one or more permissions associated.</p> <p>Inside the system, there are three levels of users:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Main administrator - Administrator - Basic user

		<p>The Main Administrator is the administrator of the environment.</p> <p>It creates companies and administrators of the company.</p> <p>It is the only one that can unlock new users.</p> <p>The administrator is in charge of managing groups and users of its company.</p> <p>It can also operate on the system.</p> <p>The user can operate on the system, based on permissions associated to its group.</p>
2	Página 4	<p>2.2. Password</p> <p>The password of the user must respect following requirements:</p> <ul style="list-style-type: none"> - length ≥ 8 - complexity: ≥ 3 different kind of characters (upper character, lower character, number, special character) <p>In addition, the SMMePlus system will provide:</p> <ul style="list-style-type: none"> - check on password history when changing password (last 5 used password not permitted) - 1 day minimum duration (not possible to change the password more than once per day) - 5 minutes wait time after 5 failed login - password expiration after 90 days - maximum inactivity 6 months (after 6 months the account is locked)
3	Página 5	<p>2.3. Session</p> <p>The session on SMMePlus website respects following requirements:</p> <ul style="list-style-type: none"> - session expiration after 1 hour - multisession is not allowed (the same user can't be logged twice at the same time)

16.4.2.6 ID: INODU-96

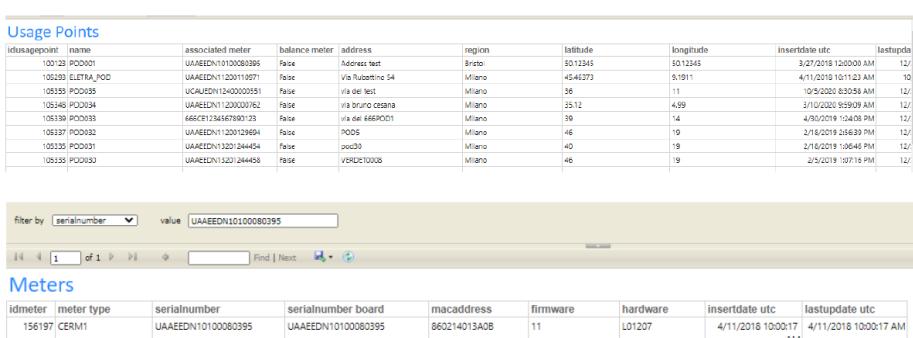
ID: INODU-96 (16.SMM ePlus - Last Gasp Support v2.0.pdf)		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página	

16.4.2.7 ID: INODU-97

ID: INODU-97 (17.SMM ePlus - Wake up Support.pdf)		
Nº	Página(s)	Extracto

1	Página	
---	--------	--

16.4.2.8 ID: INODU-98

ID: INODU-98 (2.SMMPlus - Homologation v.1.5_Final.pdf)		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 5 -7	<p>2. Especificación técnica de Sistema de Gestión y Operación</p> <p>The HES has in its internal database the list of meters and POD (Point of Deliver). The provisioning of these information can be done from web site (one by one and massively) and via integration (automatically).</p>  <p>On website specific reports that allows to see the list and the status of meters and PODs are available.</p> <p>Each POD is identified from a specific address and specific coordinates (latitude and longitude) in order to show exact position on the map.</p> <p>It's possible to create, update and delete the associations between meters and PODs. These operations can be done from web site (one by one and massively) and via integration (automatically).</p> <p>There are specific reports regarding the relationship between meters and PODs.</p> <p>The relationship between the meter and the concentrator is managed by The HES: the association is usually done automatically when a meter is discovered by the concentrator, but can also be modified manually.</p> <p>In addition, automatic csv are extracted every day.</p> <p>When an association is done, the concentrator tries to recruit the meter; this operation can be automatic or manual.</p>

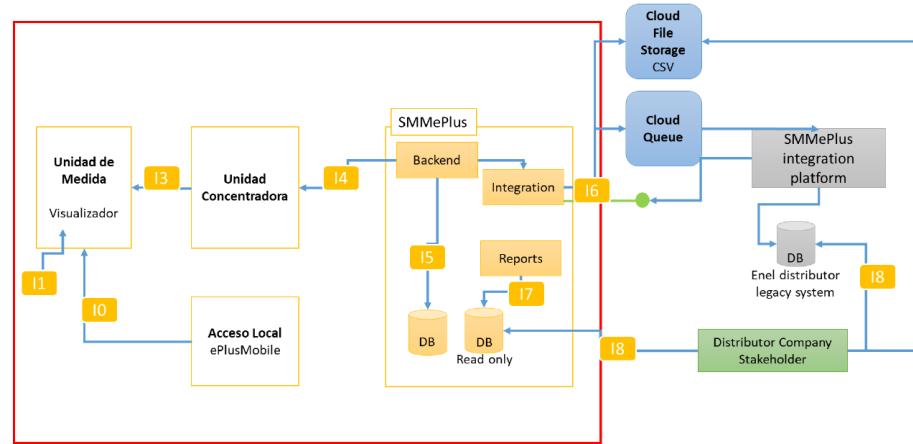
		<p>If this recruitment is completed successfully, the system automatically creates two configuration activities:</p> <p>1- The first is the technical configuration of the meter: clock synchronization, daylight saving time configuration, load profile interval, switch from public meter keys to private keys.</p> <p>2- The second is the technical configuration of the meter inside the concentrator: the concentrator needs to know which load profile and readings collect for that meter.</p> <p>When this flow is completed, the meter is automatically read by concentrator several times per day (depending on system configuration).</p> <p>Meters can be read and managed remotely (if recruited by a concentrator) or locally, using Android application.</p>
2	Página 8	<p>2.1. Collected information</p> <p>All the information collected by the system are shared with local integration system that is in charge of the storage. Each information is exported with the identification of the device, the timestamp and an attribute indicating the kind of information.</p> <p>The exported information are:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Pushed on cloud queues that can be consumed - Appended on daily csv files <p>The share of information is described in SMMePlus - Architecture v4.0 document in section 2.5. SMMePlus Integration Service application.</p> <p>The kind of information collected by the system are:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Events <ul style="list-style-type: none"> o Massive events are exported. - Readings <ul style="list-style-type: none"> o Statistic information are saved in internal database. o Last current period reading for active energy for each meter is saved. o Massive readings are exported. - Load profiles <ul style="list-style-type: none"> o Statistic information are saved in internal database. o Massive load profiles are exported. - Alarms <ul style="list-style-type: none"> o Massive alarms are exported. - Voltage variation <ul style="list-style-type: none"> o Massive voltage variation are exported. - Voltage interruption <ul style="list-style-type: none"> o Last interruption values per each meter are saved internally. o Massive voltage interruption are exported. - Measurands <ul style="list-style-type: none"> o Statistic information are saved in internal database.

		<ul style="list-style-type: none"> o Massive measurands are exported.
3	Página 18	<p>2.4. Features</p> <p>This is the complete list of features of the system:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Concentrator technical configuration. - Concentrator synchronization (at the end of each activity). - Concentrator status word collection (at the end of each activity). - Concentrator firmware update. - Custom script execution on concentrators. - DST configuration on concentrator. - Concentrator Mutual Authentication configuration. - Concentrator Repeater table reading. - Load profile collection. - Daily Closure collection. - Voltage variation collection. - Voltage interruption collection. - Measurands collection. - Autodiscovery results collection. - Meter technical configuration. - Meter synchronization. - Meter autodiagnostic (reset and read status word). - Commercial meter workorders: <ul style="list-style-type: none"> ❑ Reading (local and remote) ❑ Maximum power reading. ❑ Detachment (local and remote). ❑ Reconnection (local and remote). ❑ Reduction (local and remote). ❑ Tariff/contract configuration (no possibility to create new tariffs/contracts in the system yet). - Prepayment management: <ul style="list-style-type: none"> ❑ Prepay configuration / disable (local and remote). ❑ Credit charge/reduction workorder (local and remote). ❑ Credit read workorder (local and remote). ❑ Automatic credit and alarms through CEData. - Custom script execution on meters. - DST configuration on meter. - Meter firmware update. - Meter status word collection during commercial workorder, daily closure and load profile collection. - Daily report extractions (collected data and alarms). - Concentrator wake up listener - Last Gasp concentrator listener

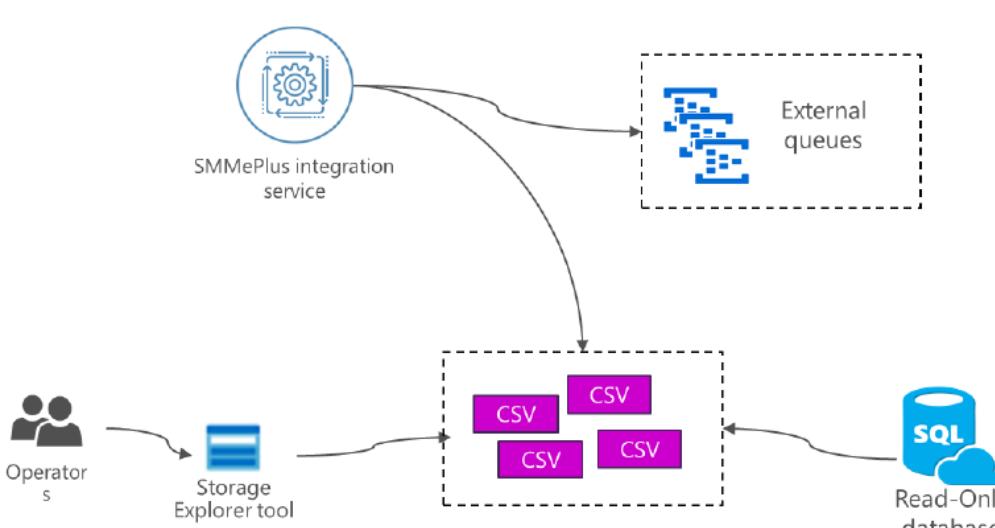
		<p>- Last Gasp meter listener</p>
4	Página 20	<p>3. Especificación técnica de Sistema de Seguridad</p> <p>3.1. Meter and concentrator keys</p> <p>When commissioning is completed, the “meter technical configuration” activity switches the meter keys from public to private ones. Concentrator keeps the keys of recruited meters in its database.</p> <p>The couple of keys of meters and concentrators are unique.</p> <p>Meter and concentrator keys are stored encrypted in internal database.</p> <p>3.2. Logs</p> <p>In relation with logs of activities, there are several types of information:</p> <p>Website:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Each website logs activities in a text file per each day. - These files are saved in the same FTP folder of the web site and are never deleted. - To access the FTP it's required the username and the password. <p>Backend:</p> <ul style="list-style-type: none"> - The services in backend logs in text files in the file system of the servers. - These logs are used in case of specific analysis, usually if an activity has some problems in execution. - To access these logs it's necessary to have local access to servers of the cluster. <p>Database:</p> <ul style="list-style-type: none"> - As described Infrastructure document, SQL Auditing feature is enabled and writes on Azure Storage Explorer the logs of queries and stored procedure, success and failed log in. <p>Report:</p> <ul style="list-style-type: none"> - In The HES website, reports are used to check results of activities in the system.

5	Página 22	<p>3.3. Data Integrity</p> <p>In relation with collected information, data are immediately pushed to cloud queues and can't be modified from the user.</p>
6	Página 22	<p>3.4. Data Confidentiality</p> <p>The website is accessible from Enel network and csv files provided by the system can be accessed using a connection string.</p> <p>Certificates are necessary for deployment operations.</p> <p>3.5. User permissions</p>  <p>SMMePlus - Users and sessions v1.1.pc</p>
7	Página 23	<p>4. Especificación técnica de Sistema de Sincronización Horaria</p> <p>4.1. Meters</p> <p>When a meter is recruited by a concentrator, the concentrator is in charge of meter synchronization.</p> <p>In addition, the system provides the possibility to force the concentrator to synchronize the meter using the concentrator own time.</p> <p>This technical meter workorder is called “Meter Syncronization” and can be generated in two ways:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) The user, through the website, manually generate the activity 2) The system receives a specific alarm regarding clock not-synchronized and automatically generate the activity (this feature can be enabled or disabled).

		Website	SMM ePlus	Concentrador	Medidor	
						<pre> sequenceDiagram participant Website participant SMMePlus participant Concentrador participant Medidor Note over Concentrador: Concentrator own activity Note over SMMePlus: If ORD alarm is present Note over SMMePlus: Automatic Sync if the system received specific alarm Note over SMMePlus: Manual Sync Website->>SMMePlus: Sync activate SMMePlus SMMePlus->>Concentrador: Activity on a meter deactivate SMMePlus Concentrador->>Medidor: Sync activate Medidor Medidor-->>SMMePlus: Meter alarms SMMePlus-->>Concentrador: Meter Sync activity deactivate Medidor Concentrador->>Medidor: Sync activate Medidor Medidor-->>SMMePlus: Meter Sync request SMMePlus-->>Concentrador: Meter Sync activity deactivate Medidor Concentrador->>Medidor: Sync </pre>
8	Página 24					<p>4. Especificación técnica de Sistema de Sincronización Horaria</p> <p>4.2. Concentrators</p> <p>The concentrator is synchronized by the system at every connection. Connections consist of:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Scheduled operations, executed automatically by the system. 2) On demand operations, executed by the user through the website on concentrator and meter. 3) On demand operations, required via integration by integrated system. <pre> sequenceDiagram participant Integration participant Website participant SMMePlus participant Concentrador Note over SMMePlus: Load Profile collection Note over SMMePlus: Daily Closure collection Note over SMMePlus: Autodiscovery result collection Note over SMMePlus: Autodiscovery Rpt collection Note over SMMePlus: CEData collection Note over SMMePlus: Measurands collection Note over Concentrador: Scheduled activities, Automatically executed Note over Website: Meter commercial workorders Note over Concentrador: On demand activities Integration->>SMMePlus: SMMePlus-->>Concentrador: Load Profile collection, Daily Closure collection, Autodiscovery result collection, Autodiscovery Rpt collection, CEData collection, Measurands collection activate Concentrador Concentrador-->>SMMePlus: deactivate Concentrador SMMePlus-->>Concentrador: Concentrador-->>Website: Meter commercial workorders Website-->>Concentrador: Concentrator configuration, Meter configuration, Meter technical workorders Concentrador-->>SMMePlus: SMMePlus-->>Concentrador: Concentrador-->>Website: Concentrator configuration, Meter configuration, Meter commercial workorders, Meter technical workorders </pre>

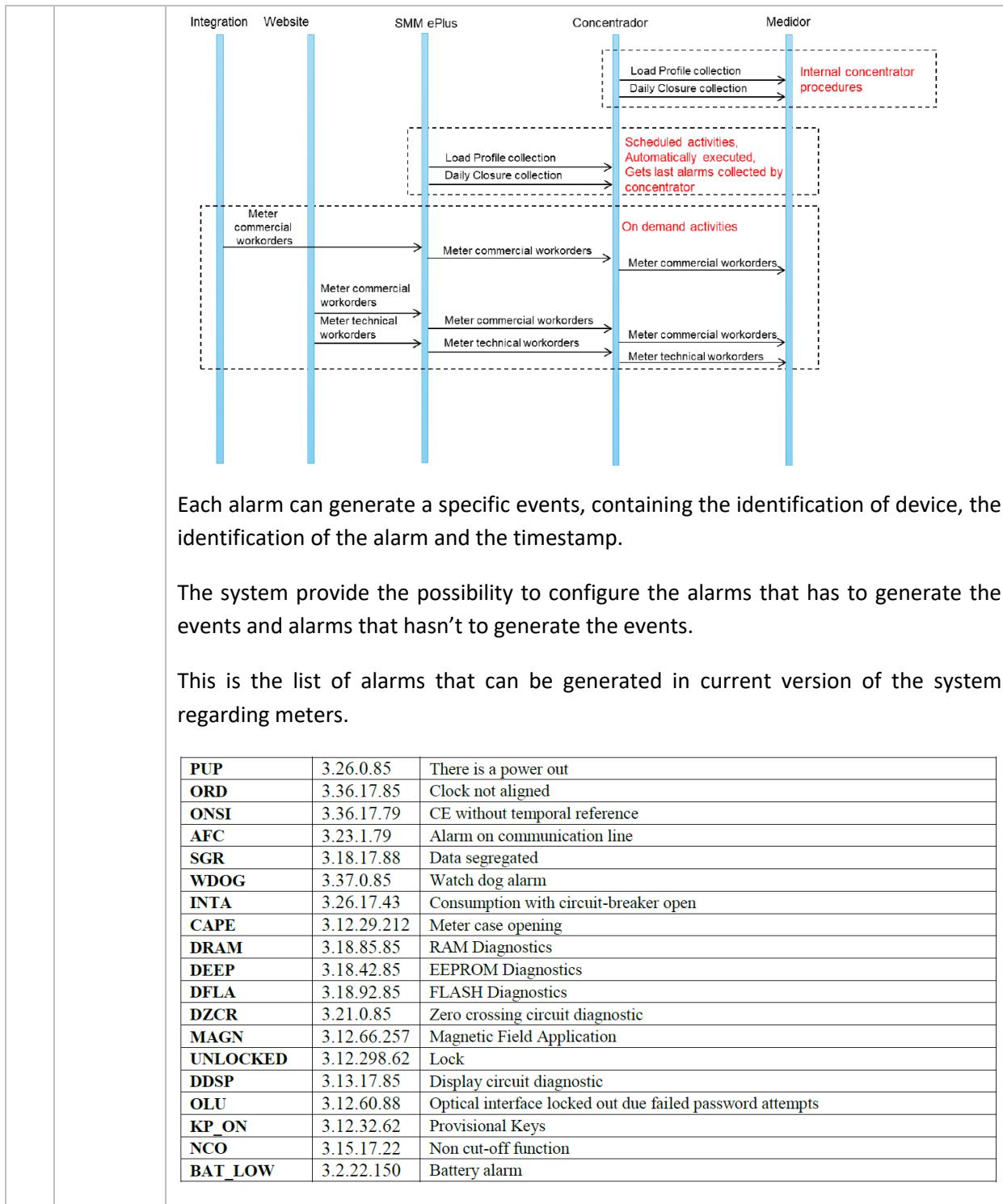
		<p>The servers hosting the services of the system are not configured with local time. The servers are configured with UTC time and the system is in charge of the conversion from UTC to local time before executing the synchronization activity.</p> <p>NTP protocol is used by “Windows Time” service that is running on each SMMePlus server and maintains time and date synchronization.</p> <p>In the system database, two tables are in charge of storing timezone values:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Timezone table. 2. Daylight Saving Time table.
9	Página 26	<p>6. Especificación técnica de DB para Operador de Datos http://confluence.enelint.global/display/STARBEAT/Product+Catalogue+-+STAR+BEAT</p> <p>http://confluence.enelint.global/display/STARBEAT/IN+-+StarBeat</p>
10	Página 27	<p>7. Especificación técnica de Interfaces para Interoperabilidad (relativa a la Plataforma y medios de comunicación)</p>  <pre> graph LR subgraph Local [Local Components] UM[Unidad de Medida Visualizador] AC[ePlusMobile] UC[Unidad Concentrador] direction TB UM -- I10 --> AC AC -- I11 --> UM AC -- I12 --> UC UC -- I13 --> SMMePlus end subgraph SMMePlus_Side [SMMePlus Side] SMMePlus[SMMePlus Backend] SMMePlus -- I14 --> UC SMMePlus -- I15 --> DB[DB] SMMePlus -- I16 --> CloudQueue[Cloud Queue] SMMePlus -- I17 --> Reports[Reports] DB -- I18 --> EnelDistributor[Enel distributor legacy system] Reports -- I18 --> Stakeholder[Distributor Company Stakeholder] end subgraph Cloud [Cloud Components] CSV[Cloud File Storage CSV] CloudQueue Integration[Integration] SMMePlusIntegration[SMMePlus integration platform] DBReadonly[DB Read only] EnelDistributor Stakeholder end CSV <--> CloudQueue CloudQueue <--> SMMePlusIntegration SMMePlusIntegration <--> DBReadonly SMMePlusIntegration <--> EnelDistributor SMMePlusIntegration <--> Stakeholder </pre> <p>7.1. IO</p> <p>Permissions are not defined at interface level, but, for each kind of activity, it's possible to give/remove permissions to users. The mobile application of The HES manages local activities with meters, but doesn't manage local activities on concentrators yet.</p>

	<p>7.2. I1 It's possible to see values from the display of the meter.</p> <p>7.3. I4 The system can access concentrator with or without specific authentication and can send read or write commands.</p> <p>7.4. I5 The database of the HES can be consulted using the reports available on website and the daily extractions.</p> <p>7.5. I6 Data collected by The HES are pushed on Event Hub queues (Microsoft Azure) that are shared with distribution company. The integration service of local country has the key for connecting with the Event Hub with read-only permissions. The data collected by The HES are also pushed on csv files, shared with local country using a cloud storage that, now, are accessed with a connection string that allows read and write control. In order to specify read or write permission the “Shared access signature” property of Azure Storage Account could be used. In the other direction (from local systems to The HES), The HES exposes a service in the intranet that is used to provision information and request activities.</p> <p>7.6. I7 Reports of the website uses the read-only replica of database.</p> <p>7.7. I8 A specific table of read-only replica database is accessible from Stakeholders.</p> <p>7.8. I9 Reports of the website uses the read-only replica of database.</p> <p>7.9. I10 A specific table of read-only replica database is accessible from Stakeholders.</p>
--	--

11	<p>8. Especificación Técnica de Almacén de Datos y Reportes</p> <p>The HES provides reports in three ways:</p> <p>8.1. Website</p>  <p>On website several reports are available and are always updated. The description of reports available on website is described in SMMePlus_UserManual v1.35 in section 9 Report.</p> <p>8.2. Daily csv</p>  <p>8.2.1. Daily extraction from read-only database</p> <p>Csv files are extracted usually once a day from read-only database and contains massive information for all managed devices. The available reports are regarding:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Activities in progress and completed. - Detachment and reconnection executed. - Meters status. o Reachability. o Collection of information. o Configuration. - Concentrator status. o Reachability. 	

	<ul style="list-style-type: none"> o Configuration. o Scheduled activities execution. o Aggregated statistics for recruited meters. <p>The detailed description of csv extraction is described in SMMePlus - Architecture v4.0 in section 2.5.1.1. CSV file.</p> <h4>8.2.2. Daily files from integration</h4> <p>SMMePlus Integration Service is the component in charge of integration between SMMePlus and External Systems.</p> <p>As described in SMMePlus - Architecture v4.0 in section 2.5. SMMePlus Integration Service application, the SMMePlus integration service creates every day one or more csv files containing:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Readings. - Load profile. - Voltage Variation. - Events and alarms. - Measurands (currently developing). - Voltage Interruptions (currently developing). <p>BD repository</p> <p>The BD repository have all the information about the readings, alarms, load profile and POD information.</p> <p>Until now, following views are available for Business for a direct consultation. Views are on a read-only database and can't be modified.</p> <p>Chile_COMMWorkOrderCompletedWithUser</p> <p>Gives information about commercial workorder that have been created though the website of the system.</p> <p>Chile_COMMWorkOrderMobileCompletedWithUser</p> <p>Gives information about commercial workorder that have been executed locally on the meter using the mobile application.</p> <p>Chile_COMMWorkOrderPendingWithUser</p> <p>Gives information about commercial workorder that have been created though the website of the system and are not completed yet.</p> <p>Chile_TECHWorkCompletedWithUser</p> <p>Gives information about on-demand activities sent to concentrator and already completed. This report includes activities related to concentrator and related to meters.</p> <p>Chile_TECHWorkOrderCompletedWithUser</p> <p>Gives information about remote activities executed on meters. This report includes commercial and technical read/write operations, requested from website, from external system or automatically generated.</p> <p>Chile_TECHWorkOrderMobileCompletedWithUser</p>
--	---

		<p>Gives information about technical workorder that have been executed locally on the meter using the mobile application. Chile_TECHWorkOrderPendingWithUser</p> <p>Gives information about remote activities on meters not completed yet. This report includes commercial and technical read/write operations, requested from website, from external system or automatically generated.</p> <h3>8.3. Local database</h3> <p>The SMMePlus integration service pushes all collected information on cloud queues that are consumed by local services.</p> <pre> graph TD subgraph Internal_Event_Hub [Internal Event Hub] direction TB IEL[Load] --- IER[Reading] IER --- IEV[Event] IEV --- IHE[High Priority Event] end subgraph SMMePlus_Integration_Service_PRO [SMMePlus Integration Service PRO] direction TB SFL[CSV Load] --- SFR[CSV Reading] SFR --- SFD[CSV DC Reading] end subgraph External_Event_Hub [External Event Hub] direction TB EEL[Load] --- EER[Reading] EER --- EEV[Event] EEV --- EHE[High Priority Event] end subgraph External_Integration_Service [External Integration Service] direction TB EIL[Load] --- EIR[Reading] EIR --- EIV[Event] EIV --- EHPE[High Priority Event] end subgraph Provisioning_Installation_Workorders [Provisioning Installation Workorders] direction TB PIW[Load] --- PIW_R[Reading] PIW_R --- PIW_E[Event] PIW_E --- PIW_HPE[High Priority Event] end Internal_Event_Hub --> SMMePlus_Integration_Service_PRO SMMePlus_Integration_Service_PRO -- WCF --> External_Event_Hub SMMePlus_Integration_Service_PRO -- WCF --> External_Integration_Service External_Event_Hub --> External_Integration_Service Provisioning_Installation_Workorders --> SMMePlus_Integration_Service_PRO </pre> <p>The integration provided by the system is described in:</p> <ul style="list-style-type: none"> - SMMePlus - Architecture v4.0 in section 2.5.1.2. External Event Hubs - SMMePlus - Requirements - Integration 2.4
12	Página 15	<p>2.3. Alarms</p> <p>2.3.1. Meters</p> <p>Meters alarms are collected in several ways, on demand and automatically:</p> <ul style="list-style-type: none"> - During every commercial workorder, requested via website or though integration. - During “meter autodiagnostic” technical workorder, available on website. - During load profile and daily closure collection: the system gets the value of meter status words collected by concentrator during last n2pload procedure.



Each alarm can generate a specific events, containing the identification of device, the identification of the alarm and the timestamp.

The system provide the possibility to configure the alarms that has to generate the events and alarms that hasn't to generate the events.

This is the list of alarms that can be generated in current version of the system regarding meters.

PUP	3.26.0.85	There is a power out
ORD	3.36.17.85	Clock not aligned
ONSI	3.36.17.79	CE without temporal reference
AFC	3.23.1.79	Alarm on communication line
SGR	3.18.17.88	Data segregated
WDOG	3.37.0.85	Watch dog alarm
INTA	3.26.17.43	Consumption with circuit-breaker open
CAPE	3.12.29.212	Meter case opening
DRAM	3.18.85.85	RAM Diagnostics
DEEP	3.18.42.85	EEPROM Diagnostics
DFLA	3.18.92.85	FLASH Diagnostics
DZCR	3.21.0.85	Zero crossing circuit diagnostic
MAGN	3.12.66.257	Magnetic Field Application
UNLOCKED	3.12.298.62	Lock
DDSP	3.13.17.85	Display circuit diagnostic
OLU	3.12.60.88	Optical interface locked out due failed password attempts
KP_ON	3.12.32.62	Provisional Keys
NCO	3.15.17.22	Non cut-off function
BAT_LOW	3.2.22.150	Battery alarm

		<table border="1"> <tr><td>TC_Rem</td><td>3.12.29.79</td><td>Terminal cover removed</td></tr> <tr><td>WRNTHD</td><td>3.20.81.286</td><td>Warning threshold active</td></tr> <tr><td>POV</td><td>3.26.38.35</td><td>The POV procedure has a positive result</td></tr> <tr><td>DMIS</td><td>3.21.67.85</td><td>Measurer circuit diagnostic</td></tr> <tr><td>NPR</td><td>3.12.202.76</td><td>Non-protected Read enabled</td></tr> <tr><td>NPW</td><td>3.12.282.76</td><td>Non-protected Write enabled</td></tr> <tr><td>DBT_LMT</td><td>3.20.81.150</td><td>Debit Limit</td></tr> </table>	TC_Rem	3.12.29.79	Terminal cover removed	WRNTHD	3.20.81.286	Warning threshold active	POV	3.26.38.35	The POV procedure has a positive result	DMIS	3.21.67.85	Measurer circuit diagnostic	NPR	3.12.202.76	Non-protected Read enabled	NPW	3.12.282.76	Non-protected Write enabled	DBT_LMT	3.20.81.150	Debit Limit
TC_Rem	3.12.29.79	Terminal cover removed																					
WRNTHD	3.20.81.286	Warning threshold active																					
POV	3.26.38.35	The POV procedure has a positive result																					
DMIS	3.21.67.85	Measurer circuit diagnostic																					
NPR	3.12.202.76	Non-protected Read enabled																					
NPW	3.12.282.76	Non-protected Write enabled																					
DBT_LMT	3.20.81.150	Debit Limit																					
		<p>2.3.2. Concentrators</p> <p>Every time the system connects to a concentrator, the alarms are collected and saved in database. It's possible to consult last concentrator status word value in "Concentrator in Field" report available on website.</p> <p>For concentrator status word no event is exported, but the analysis of most important active alarms can be found in daily csv "ConcentratorStatusWordAnalyzedReport_YYYY-mm-dd".csv</p>																					
13	Página 12-13	<p>2.2. Reachability</p> <p>Since often meters and concentrators are not reachable for the 100% of the time, the system uses a dedicated counter, called "nrr" in order to manage the reachability of concentrators and meters.</p> <ul style="list-style-type: none"> - The counter is incremented every time the device can't be reached - When the "nrr" exceeded a specific value, the device is declared "not reachable". <p>2.2.1. Concentrators</p> <p>For concentrators, the system usually executes:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 3/4 times per day the Daily Closure collection scheduled activity. - 3/4 times per day the load profile collection scheduled activity. - 2/3 times per day the measurands collection scheduled activity. - 1 time per day the CEData collection scheduled activity. - 1 time per day the Autodiscovery results collection scheduled activity. - 2/3 times per week the Autodiscovery Repeater collection scheduled activity. - On demand activities (configurations, work orders...). 																					

	<p>Every time the system tries to contact the concentrator and the connection fails, the nrn is incremented.</p> <p>Every time the system tries to contact the concentrator and the connection succeeds, the nrn is reset to 0.</p> <p>When the nrn value exceeded the maximum value defined in settings (visible in setting section of the website and usually set as 40), the system changes the “is reachable” flag to FALSE.</p> <p>This behavior has been implemented because usually concentrators are not reachable every hour of the day. We set a concentrator as unreachable when the connectivity problems persist.</p> <h4>2.2.2. Meters</h4> <p>For meters, the system executes:</p> <ul style="list-style-type: none"> - On demand activities (configurations, workorders...). - Collection of information through scheduled activities of concentrators. <p>Every time the system tries to contact the meter and the connection fails, the nrn is incremented.</p> <p>Every time the system tries to contact the meter and the connection succeeds, the nrn is reset to 0.</p> <p>In addition, when the system analyzes the result of scheduled activities, the system checks if the data provided by concentrator for that meter has already been collected. If the answer is yes (last time the concentrator has given me the same information) it means that the meter hasn't been reached by the concentrator. So the nrn is incremented also in this case.</p> <p>When the nrn value exceeded the maximum value defined in settings (visible in setting section of the website and usually set as 40), the system changes the “is reachable” flag to FALSE.</p> <h4>2.2.3. Event</h4> <p>When a meter or a concentrator changes their reachability status, the system generates a specific event. The event contains the identification of the device, the timestamp and the kind of event.</p> <p>Events are immediately pushed on the could queues and are appended to daily csv.</p>
--	---

		<p>3.1.0.49 Meter Reachable</p> <p>3.1.0.85 Meter Unreachable</p> <p>2.2.4. Report</p> <p>The information about the devices reachability can be see in reports available on the website (real time updated) and on daily csv extractions.</p> <p>In “Concentrator in field” report it’s possible to see concentrator information.</p>
14		

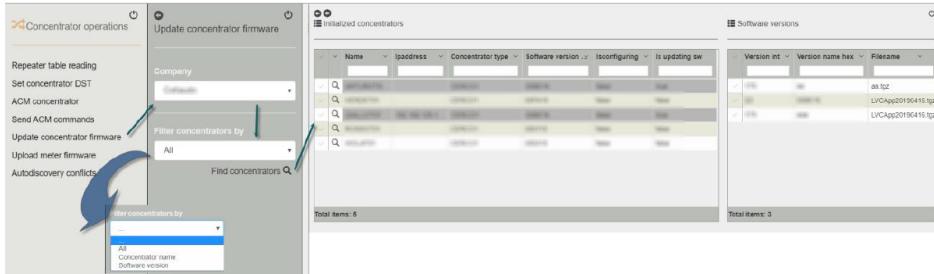
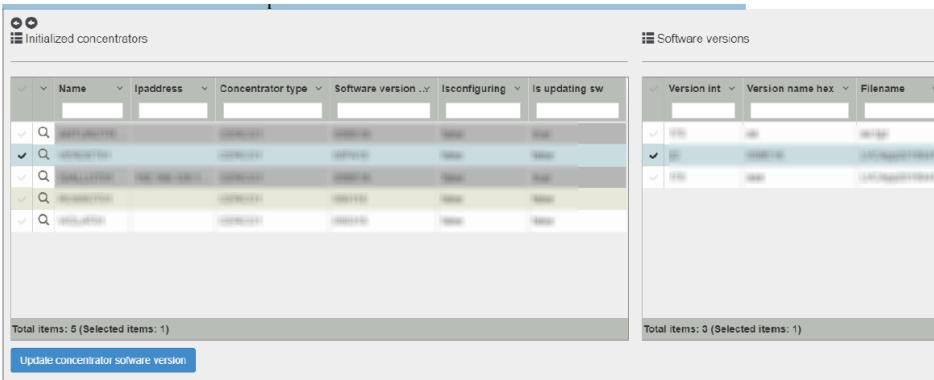
16.4.2.9 ID: INODU-99

ID: INODU-99 (22.SMMPlus - Meter Outage Check.pdf)		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 7	

16.4.2.10 ID: INODU-100

ID: INODU-100 (3.1SMMPlus_UserManual_vers.1.37.4.pdf)		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 7	<p>1. Introduction</p> <p>The SMM ePlus allows complete control of all procedures related to Meters remote control and management, particularly:</p>

		<ul style="list-style-type: none"> - Device installation and configuration - Management and verification operations - Work Order generation and management - Maintenance - Reporting <p>The SMM ePlus is completely scalable and allow the integration with external System using web services.</p>																																																																		
2	Página 46-58	<p>Índice:</p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 10px;"></td><td style="width: 80px;">6. Provisioning area</td><td style="width: 10px; text-align: right;">46</td></tr> <tr> <td></td><td> 6.1. Main Provisioning features- Massive file loading.....</td><td style="text-align: right;">47</td></tr> <tr> <td></td><td> 6.2. Main Provisioning Widgets</td><td style="text-align: right;">50</td></tr> <tr> <td></td><td> 6.3. Substation Management.....</td><td style="text-align: right;">51</td></tr> <tr> <td></td><td> Add Substation.....</td><td style="text-align: right;">51</td></tr> <tr> <td></td><td> Massive loading.....</td><td style="text-align: right;">52</td></tr> <tr> <td></td><td> Edit or remove Substations</td><td style="text-align: right;">54</td></tr> <tr> <td></td><td> 6.4. Transformer Management</td><td style="text-align: right;">56</td></tr> <tr> <td></td><td> Add Transformer.....</td><td style="text-align: right;">56</td></tr> <tr> <td></td><td> Massive loading.....</td><td style="text-align: right;">57</td></tr> <tr> <td></td><td> Edit or remove Transformers</td><td style="text-align: right;">58</td></tr> <tr> <td></td><td> 6.5. Concentrator Management</td><td style="text-align: right;">59</td></tr> <tr> <td></td><td> Add concentrator</td><td style="text-align: right;">59</td></tr> <tr> <td></td><td> Massive loading</td><td style="text-align: right;">60</td></tr> <tr> <td></td><td> Edit or remove Concentrators</td><td style="text-align: right;">61</td></tr> <tr> <td></td><td> 6.6. Concentrator firmware</td><td style="text-align: right;">62</td></tr> <tr> <td></td><td> Add Concentrator Firmware</td><td style="text-align: right;">62</td></tr> <tr> <td></td><td> search concentrator firmware</td><td style="text-align: right;">63</td></tr> <tr> <td></td><td> Edit or remove concentrator firmware</td><td style="text-align: right;">63</td></tr> <tr> <td></td><td> 6.7. Sim Management.....</td><td style="text-align: right;">64</td></tr> <tr> <td></td><td> Add SIM</td><td style="text-align: right;">64</td></tr> <tr> <td></td><td> Massive loading</td><td style="text-align: right;">65</td></tr> </table>		6. Provisioning area	46		6.1. Main Provisioning features- Massive file loading.....	47		6.2. Main Provisioning Widgets	50		6.3. Substation Management.....	51		Add Substation.....	51		Massive loading.....	52		Edit or remove Substations	54		6.4. Transformer Management	56		Add Transformer.....	56		Massive loading.....	57		Edit or remove Transformers	58		6.5. Concentrator Management	59		Add concentrator	59		Massive loading	60		Edit or remove Concentrators	61		6.6. Concentrator firmware	62		Add Concentrator Firmware	62		search concentrator firmware	63		Edit or remove concentrator firmware	63		6.7. Sim Management.....	64		Add SIM	64		Massive loading	65
	6. Provisioning area	46																																																																		
	6.1. Main Provisioning features- Massive file loading.....	47																																																																		
	6.2. Main Provisioning Widgets	50																																																																		
	6.3. Substation Management.....	51																																																																		
	Add Substation.....	51																																																																		
	Massive loading.....	52																																																																		
	Edit or remove Substations	54																																																																		
	6.4. Transformer Management	56																																																																		
	Add Transformer.....	56																																																																		
	Massive loading.....	57																																																																		
	Edit or remove Transformers	58																																																																		
	6.5. Concentrator Management	59																																																																		
	Add concentrator	59																																																																		
	Massive loading	60																																																																		
	Edit or remove Concentrators	61																																																																		
	6.6. Concentrator firmware	62																																																																		
	Add Concentrator Firmware	62																																																																		
	search concentrator firmware	63																																																																		
	Edit or remove concentrator firmware	63																																																																		
	6.7. Sim Management.....	64																																																																		
	Add SIM	64																																																																		
	Massive loading	65																																																																		
3	Página 71-81	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 10px;"></td><td style="width: 80px;">6.8. Edit or remove SIMS</td><td style="width: 10px; text-align: right;">66</td></tr> <tr> <td></td><td> 6.8. Module Management</td><td style="text-align: right;">67</td></tr> <tr> <td></td><td> Add Module</td><td style="text-align: right;">68</td></tr> <tr> <td></td><td> Massive loading</td><td style="text-align: right;">69</td></tr> <tr> <td></td><td> Edit or remove modules</td><td style="text-align: right;">69</td></tr> <tr> <td></td><td> 6.9. Apn Management</td><td style="text-align: right;">71</td></tr> <tr> <td></td><td> Add apn</td><td style="text-align: right;">71</td></tr> <tr> <td></td><td> Edit or remove apns</td><td style="text-align: right;">72</td></tr> <tr> <td></td><td> 6.10. Ethernet Management</td><td style="text-align: right;">74</td></tr> <tr> <td></td><td> Add ethernet</td><td style="text-align: right;">74</td></tr> <tr> <td></td><td> Edit or remove ethernet</td><td style="text-align: right;">75</td></tr> <tr> <td></td><td> 6.11. Sim Apn Management</td><td style="text-align: right;">77</td></tr> <tr> <td></td><td> Add SIM APN</td><td style="text-align: right;">77</td></tr> <tr> <td></td><td> Massive loading</td><td style="text-align: right;">79</td></tr> <tr> <td></td><td> Edit or remove SIM Apn relations</td><td style="text-align: right;">80</td></tr> <tr> <td></td><td> 6.12. Meter Firmware</td><td style="text-align: right;">82</td></tr> <tr> <td></td><td> Add meter software version</td><td style="text-align: right;">82</td></tr> <tr> <td></td><td> search meter software version</td><td style="text-align: right;">82</td></tr> <tr> <td></td><td> Edit or remove meter software version</td><td style="text-align: right;">82</td></tr> </table>		6.8. Edit or remove SIMS	66		6.8. Module Management	67		Add Module	68		Massive loading	69		Edit or remove modules	69		6.9. Apn Management	71		Add apn	71		Edit or remove apns	72		6.10. Ethernet Management	74		Add ethernet	74		Edit or remove ethernet	75		6.11. Sim Apn Management	77		Add SIM APN	77		Massive loading	79		Edit or remove SIM Apn relations	80		6.12. Meter Firmware	82		Add meter software version	82		search meter software version	82		Edit or remove meter software version	82									
	6.8. Edit or remove SIMS	66																																																																		
	6.8. Module Management	67																																																																		
	Add Module	68																																																																		
	Massive loading	69																																																																		
	Edit or remove modules	69																																																																		
	6.9. Apn Management	71																																																																		
	Add apn	71																																																																		
	Edit or remove apns	72																																																																		
	6.10. Ethernet Management	74																																																																		
	Add ethernet	74																																																																		
	Edit or remove ethernet	75																																																																		
	6.11. Sim Apn Management	77																																																																		
	Add SIM APN	77																																																																		
	Massive loading	79																																																																		
	Edit or remove SIM Apn relations	80																																																																		
	6.12. Meter Firmware	82																																																																		
	Add meter software version	82																																																																		
	search meter software version	82																																																																		
	Edit or remove meter software version	82																																																																		
4	Página 172-173	8.17. Update concentrator firmware																																																																		

		<p>On ePlus there's a chance of associate a concentrator to a specific firmware version. To do so, access the page “Update concentrator firmware” located in Technical Area Operation Concentrator Operations.</p> <p>User is required to filter by company and concentrator's name/version (or choose “all” to list all of the concentrators).</p> <p>Results are shown in a grid, each row contains details + flag column for selected/deselected items + lens button to expose more concentrators' details.</p> <p>At the moment when the user selects one or more concentrators, a new grid with available firmware versions appears next to the first one</p>  <p>To create association between concentrator - only the ones with “is updating sw” column = false are eligible - and a firmware version it's necessary to select a concentrator firmware version and then click “Update concentrator software version” button:</p> 
5	Página 221-222	<p>9.7. Readings Reports</p> <p>It needs to select a Company in the filter below:</p>

		<p>Last current reading report</p> <p>Selecting the Last current reading report it's possible to see the last current period reading collected for each meter.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>concentrator</th><th>usagepoint</th><th>macaddress</th><th>serialnumber</th><th>version app1</th><th>state</th><th>process state</th><th>t1</th><th>t2</th><th>t3</th><th>t4</th><th>t5</th><th>t6</th><th>tot</th><th>reading date</th></tr> </thead> <tbody> <tr><td>Substacion2TD_2_POD0</td><td>8606224FD896</td><td>UAAEEDN17305233558</td><td></td><td></td><td>Commissioned</td><td></td><td>82</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>82 3/15/2019 1:00:00</td></tr> <tr><td>Substacion2TD_2_POD1</td><td>8606224FD8BC</td><td>UAAEEDN17305233598</td><td></td><td>31.30</td><td>Installed</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Substacion2TD_2_POD2</td><td>8606224FD8BD</td><td>UAAEEDN17305233549</td><td></td><td></td><td>Commissioned</td><td></td><td>82</td><td>22</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>104 3/6/2019 12:00:00</td></tr> <tr><td>Substacion2TD_2_POD3</td><td>8606224FD8EC</td><td>UAAEEDN17305233388</td><td></td><td></td><td>Commissioned</td><td></td><td>82</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>82 3/6/2019 12:00:00</td></tr> <tr><td>Substacion2TD_2_POD4</td><td>8606224FD898</td><td>UAAEEDN17305233563</td><td></td><td></td><td>Installed</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Substacion2TD_2_POD5</td><td>8606224FD80A</td><td>UAAEEDN17305233418</td><td></td><td></td><td>Installed</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Substacion2TD_2_POD6</td><td>8606224FD837</td><td>UAAEEDN17305233463</td><td></td><td></td><td>Commissioned</td><td></td><td>82</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>82 2/27/2019 1:00:00</td></tr> <tr><td>Substacion2TD_2_POD7</td><td>8606224FD88A</td><td>UAAEEDN17305233546</td><td></td><td></td><td>Commissioned</td><td></td><td>82</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>82 2/27/2019 1:00:00</td></tr> <tr><td>Substacion2TD_2_POD8</td><td>8606224FD88F</td><td>UAAEEDN17305233551</td><td></td><td></td><td>Commissioned</td><td></td><td>103</td><td>145</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>248 2/27/2019 1:00:00</td></tr> </tbody> </table>	concentrator	usagepoint	macaddress	serialnumber	version app1	state	process state	t1	t2	t3	t4	t5	t6	tot	reading date	Substacion2TD_2_POD0	8606224FD896	UAAEEDN17305233558			Commissioned		82	0	0	0	0	0	0	82 3/15/2019 1:00:00	Substacion2TD_2_POD1	8606224FD8BC	UAAEEDN17305233598		31.30	Installed										Substacion2TD_2_POD2	8606224FD8BD	UAAEEDN17305233549			Commissioned		82	22	0	0	0	0	0	104 3/6/2019 12:00:00	Substacion2TD_2_POD3	8606224FD8EC	UAAEEDN17305233388			Commissioned		82	0	0	0	0	0	0	82 3/6/2019 12:00:00	Substacion2TD_2_POD4	8606224FD898	UAAEEDN17305233563			Installed										Substacion2TD_2_POD5	8606224FD80A	UAAEEDN17305233418			Installed										Substacion2TD_2_POD6	8606224FD837	UAAEEDN17305233463			Commissioned		82	0	0	0	0	0	0	82 2/27/2019 1:00:00	Substacion2TD_2_POD7	8606224FD88A	UAAEEDN17305233546			Commissioned		82	0	0	0	0	0	0	82 2/27/2019 1:00:00	Substacion2TD_2_POD8	8606224FD88F	UAAEEDN17305233551			Commissioned		103	145	0	0	0	0	0	248 2/27/2019 1:00:00
concentrator	usagepoint	macaddress	serialnumber	version app1	state	process state	t1	t2	t3	t4	t5	t6	tot	reading date																																																																																																																																										
Substacion2TD_2_POD0	8606224FD896	UAAEEDN17305233558			Commissioned		82	0	0	0	0	0	0	82 3/15/2019 1:00:00																																																																																																																																										
Substacion2TD_2_POD1	8606224FD8BC	UAAEEDN17305233598		31.30	Installed																																																																																																																																																			
Substacion2TD_2_POD2	8606224FD8BD	UAAEEDN17305233549			Commissioned		82	22	0	0	0	0	0	104 3/6/2019 12:00:00																																																																																																																																										
Substacion2TD_2_POD3	8606224FD8EC	UAAEEDN17305233388			Commissioned		82	0	0	0	0	0	0	82 3/6/2019 12:00:00																																																																																																																																										
Substacion2TD_2_POD4	8606224FD898	UAAEEDN17305233563			Installed																																																																																																																																																			
Substacion2TD_2_POD5	8606224FD80A	UAAEEDN17305233418			Installed																																																																																																																																																			
Substacion2TD_2_POD6	8606224FD837	UAAEEDN17305233463			Commissioned		82	0	0	0	0	0	0	82 2/27/2019 1:00:00																																																																																																																																										
Substacion2TD_2_POD7	8606224FD88A	UAAEEDN17305233546			Commissioned		82	0	0	0	0	0	0	82 2/27/2019 1:00:00																																																																																																																																										
Substacion2TD_2_POD8	8606224FD88F	UAAEEDN17305233551			Commissioned		103	145	0	0	0	0	0	248 2/27/2019 1:00:00																																																																																																																																										
6	173-174	<p>8.18. Upload meter firmware</p> <p>Not yet released</p> <p>The feature is being implemented to upload a meter firmware version, selected by user, to one or more specific concentrator and then to a set (or subset) of specific meters related to selected concentrator(s).</p> <p>It consists in two phases:</p> <ul style="list-style-type: none"> - The first phase, the upload on concentrator's file system, is described below; - The second phase, passing firmware from concentrator to meters, has not yet been implemented 																																																																																																																																																						

On ePlus the page can be accessed by navigating on Technical Area → Operation → Concentrator Operations → Upload meter firmware

It is necessary to select a company and click on lens icon, after that two grids appear on screen: the one on the left contains a list of initialized concentrators, the one on the right lists all available firmware versions:

The screenshot shows the 'Operation' tab selected in the top navigation bar. On the left, there is a sidebar with a 'Company' dropdown set to 'Colombia' and a 'Find concentrators' search input field. Below it, a button says 'Upload meter firmware'. The main area has two grids. The first grid, titled 'Initialized concentrators', lists five concentrators with names like 'M10111111111111111111111111111111', 'M10111111111111111111111111111112', 'M10111111111111111111111111111113', 'M10111111111111111111111111111114', and 'M10111111111111111111111111111115'. The second grid, titled 'Meter software list', lists two software versions: '0100' and '0101'. A message at the bottom indicates 'Total items: 2 (Selected items: 1)'.

By that time, the user can select one or more concentrator from the first grid and a specific firmware release on the second grid; in that moment a button with label “Upload meter firmware” appears and needs to be pressed in order to generate the workorder

This screenshot shows the same interface as the previous one, but with some changes. In the 'Initialized concentrators' grid, three concentrators are now selected: 'M10111111111111111111111111111111', 'M10111111111111111111111111111112', and 'M10111111111111111111111111111113'. In the 'Meter software list' grid, one item, '0101', is selected. A blue button labeled 'Upload meter firmware' is visible at the bottom. A green success message 'Upload meter fw success' is displayed below the button. The message 'Total items: 2 (Selected items: 1)' is also present at the bottom of the right grid.

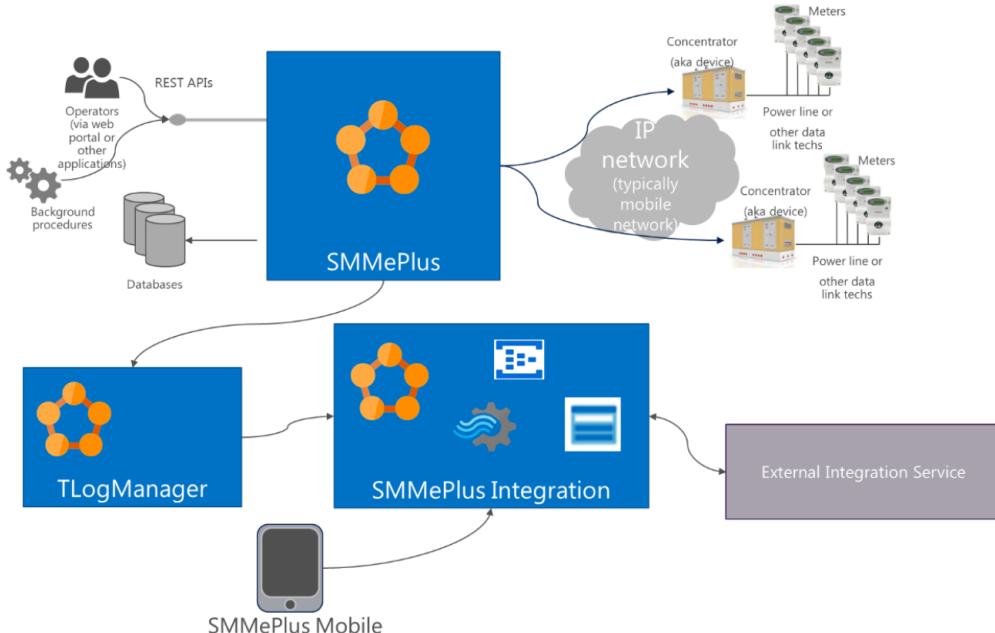
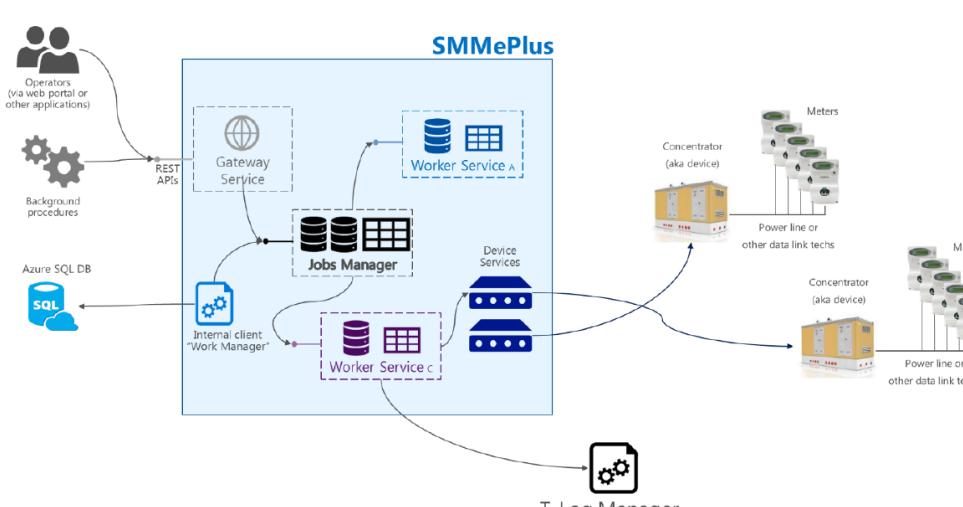
16.4.2.11 ID: INODU-101

ID: INODU-101 (6.SMMMePlus Interfaces Diagram_v2_original.pdf)		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 1	<p>Este diagrama ilustra la arquitectura de SMMMePlus. Se divide en tres secciones principales:</p> <ul style="list-style-type: none"> Unidad de Medida Visualizador: Interactúa con la Unidad Concentrador (I3) y el Acceso Local ePlusMobile (I10). Unidad Concentrador: Interactúa con el Backend (I4). Backend: Gestiona los DB (I6) y los Reports (I7). Integration: Gestiona las interacciones entre el Backend, el Cloud Queue, el Cloud File Storage CSV y el Distributor Company Stakeholder (I8). Cloud Queue: Interactúa con el SMMePlus integration platform. Cloud File Storage CSV: Interactúa con el SMMePlus integration platform. Distributor Company Stakeholder: Interactúa con el SMMePlus integration platform (I8) y el Enel distributor legacy system (I8). Enel distributor legacy system: Interactúa con el DB (I8).
2	Página 2	<p>Este diagrama detalla el flujo de datos en la SMMePlus Integration Platform:</p> <ul style="list-style-type: none"> Cloud Queue ePlus: Envía Readings, Load Profile y Events LP al IntegradorEH. IntegradorEH: Recibe Events LP y Events HP y los envía al IntegradorCallServices. Al mismo tiempo, recibe File y los envía al IntegradorReinyecta. IntegradorReinyecta: Recibe File y los envía a OK. Si es No, se ejecuta SQL Loader (Oracle) o COPY (PostgreSQL). Si es Yes, se ejecuta SQL Loader (Oracle) o COPY (PostgreSQL). IntegradorCallServices: Recibe Some Event Response y los envía a File. File: Envía File a GatewaySMMCxWS (WebService Solicitudes). GatewaySMMCxWS: Envía First Response y Integration Request a IntegradorCallServices y Enel Distributor Legacy Systems. Enel Distributor Legacy Systems: Envía First Response y Integration Request a GatewaySMMCxWS. Meters Field: Interactúa con el ePlus System. ePlus Integration Services: Gestiona las interacciones entre el Meters Field y el ePlus System. Legacy Integration Database: Recibe datos de IntegradorReinyecta y GatewaySMMCxWS.

16.4.2.12 ID: INODU-102

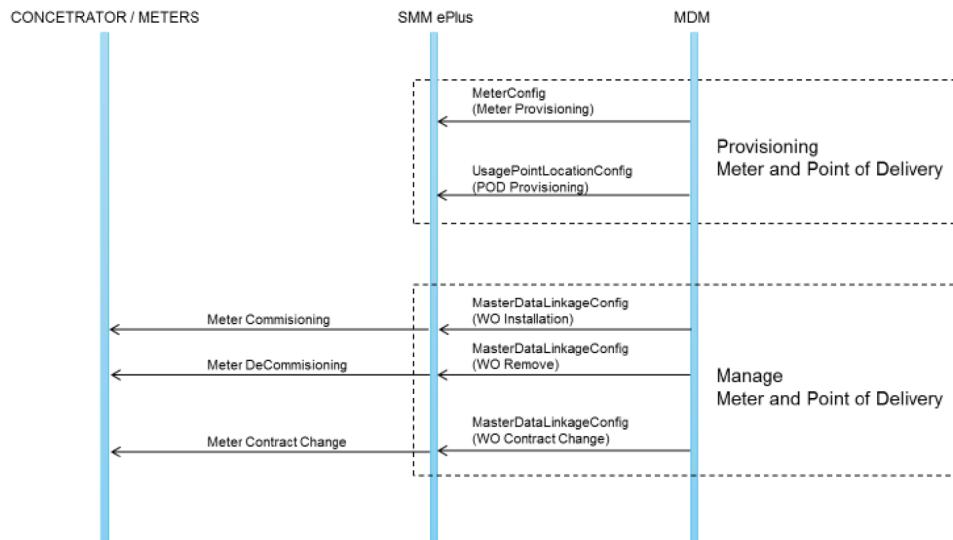
ID: INODU-102 (8.SMMMePlus - Architecture v4.0.pdf)		
Nº	Página(s)	Extracto

1	Página 6	<p>2.3. SMMePlus application</p> <p>[...]</p> <p>2.3.4. Devices Single thread execution services that are in charge of talking with concentrators. There is 1 device for 1 concentrator.</p>
2	Página 5	<p>2. Architecture</p> <p>2.1. Introduction</p> <p>SMMePlus system is a Service Fabric Application backed by several virtual servers that form a Service Fabric Cluster. This set of virtual machines hosts microservices and Service Fabric Runtime.</p> <p>Availability and efficiency are granted by replication of service's state and distribution of replicas among different machines.</p> <p>More information about Service Fabric are available at https://docs.microsoft.com/en-us/azure/service-fabric/.</p> <p>2.2. Big Picture</p> <p>SMMePlus system is composed of:</p> <ul style="list-style-type: none"> - SMMePlus application - TLogManager application

	<ul style="list-style-type: none"> - SMMePlus Integration Service application - SMMePlus Web site - SMMePlus Mobile application  <p>The diagram illustrates the architecture of the SMMePlus system. At the top, a large blue box labeled "SMMePlus" contains a central orange gear icon. To its left, "Operators (via web portal or other applications)" connect via REST APIs. Below this, "Background procedures" and "Databases" are shown. A curved arrow points from the main SMMePlus box down to a smaller blue box labeled "TLogManager". From TLogManager, an arrow points to a larger blue box labeled "SMMePlus Integration". This integration box contains icons for a gear, a bar chart, and a database. It also receives input from an "External Integration Service" and has an arrow pointing to a smartphone labeled "SMMePlus Mobile". On the right side, the "IP network (typically mobile network)" is shown, which connects to two "Concentrator (aka device)" units. Each concentrator unit is connected to multiple "Meters" via "Power line or other data link techs".</p>
3	<h3>2.3. SMMePlus application</h3> <p>Página 6</p>  <p>This diagram provides a detailed view of the SMMePlus application architecture. It features a central blue box labeled "SMMePlus" containing several components: "Gateway Service", "Jobs Manager", "Worker Service A", "Worker Service c", and "Device Services". An "Internal client 'Work Manager'" is shown interacting with the Jobs Manager and Worker Services. The SMMePlus box is connected to an "Azure SQL DB" and an "T-Log Manager". On the right, the "IP network" connects to two "Concentrator (aka device)" units, each of which is connected to multiple "Meters" via "Power line or other data link techs".</p> <p>SMMePlus application is composed of:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Jobs Manager

		<p>2. Worker Services</p> <p>3. Internal Clients</p> <p>4. Devices</p> <p>2.3.1. Jobs Manager</p> <p>A dedicated service that:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Received jobs that have to be executed and put them in High Priority queue or Normal Priority queue. 2. Locate Worker Services and send the jobs to execute. <p>2.3.2. Worker Service</p> <p>A dedicated service that:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Manages a specific kind of job (Meter Reading, N2Pload, Initialization, ...). 2. Receives jobs to execute from Jobs Manager. 3. Has all information of jobs in queue and jobs in executions in its state. 4. Sends collected information (readings, load profiles, ...) to TLogManager application <p>2.3.3. Internal Clients</p> <p>Services dedicated to a specific operation.</p> <p>One of internal clients is WorkManager. This service looks on database if there are new activities to execute and send them to JobsManager.</p> <p>2.3.4. Devices</p> <p>Single thread execution services that are in charge of talking with concentrators.</p> <p>There is 1 device for 1 concentrator.</p>
4	Página 21	<p>2.5.2. Receive provisioning and requests</p> <p>SMMePlus Integration service exposes a WCF service that is called from external systems to provision information about manufacturing and installations and to request detachments, reconnections and readings.</p>

The diagram below shows provisioning and devices management.



2.5.2.1. Provisioning

The methods involved are:

- **MeterConfig**: it is used to provision meters
- **UsagePointLocationConfig**: it is used to provision usagepoints (pods)

Installation

The method involved is **MasterDataLinkageConfig**.

It is used to communicate the association or disassociation between Meter and UsagePoint using the related identifiers

2.5.2.2. Work Orders

The methods involved are:

- **MasterDataLinkageConfig**: it is used to communicate the association or disassociation between Meter and Contract Profile, Contract State and Tariff Profile. (Contract Change Work Order)
- **OnDemandMeterReadings**: it is used to request a synchronous spot reading to the meter. (Reading Work Order)
- **EndDeviceControl**: it used to request a disconnection, connection or power reduction to the meter. (Disconnection, Connection, Reduction Work Orders)

		When requested workers are completed, a High Priority event is pushed on High Priority Event Hub.
5	Página 9	<p>2.5. SMMePlus Integration Service application</p> <p>SMMePlus Integration Service is the component in charge of integration between SMMePlus and External Systems:</p> <ul style="list-style-type: none"> - It makes collected registries available for business processes. - It received provisioning of information and requests of workorder <pre> graph LR subgraph Internal_Event_Hub [Internal Event Hub] direction TB IEL[Load] --- IR[Reading] IR --- IE[Event] IE --- IHE[High Priority Event] end subgraph External_Event_Hub [External Event Hub] direction TB EL[Load] --- ER[Reading] ER --- EE[Event] EE --- EHE[High Priority Event] end subgraph SMMePlus_Integration_Service [SMMePlus Integration Service PRO] direction TB WCF[WCF] PIW[Provisioning Installation Workorders] end subgraph Storage_Account [Storage Account] direction TB CL[CSV Load] --- CR[CSV Reading] CR --- CDR[CSV DC Reading] end subgraph External_Integration_Service [External Integration Service] direction TB end IEL --> WCF PIW --> WCF WCF --> EL WCF --> Storage_Account WCF --> External_Integration_Service Storage_Account --> EHE </pre> <p>SMMePlus Integration follows standard IEC 61968-9. In this way integration is simple because SMM ePlus doesn't require to know the architecture or wsdl of the External System.</p> <p>2.5.1. Push of data</p> <p>The service listens to the internal Event Hubs for new data and:</p> <ul style="list-style-type: none"> - creates a csv file for each day for readings, daily closures and samples - pushes data on external Event Hubs so that external services can download them asynchronously <p>2.5.1.1. CSV file</p>

		<p>Each country can access to a dedicated Azure File Storage on which SMMePlus Integration service saves the generated csv files. Storages can be accessed only using a connection string.</p> <p>[...]</p> <p>2.5.1.2. External Event Hubs</p> <p>Latest version of SMMePlus Integration Service pushes collected data (DC, samples, events) on an Azure Event Hub stream that can be accessed used a private key.</p> <p>The Integration service of the client “listens” to this stream in order to download new information as soon as they’re available.</p> <p>The payload pushed on Event Hub follows CIM standard.</p>
--	--	--

16.4.2.13 ID: INODU-103

ID: INODU-103 (9.SMMePlus - Infrastructure - Homologation Chile.pdf)		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 6	<p>2.2. Database</p> <p>2.2.1. Type</p> <p>The database of SMMePlus are SQL Azure (DB as a Service)</p> <p>https://docs.microsoft.com/en-us/azure/sql-database/sql-database-technical-overview</p> <p>The database doesn't store all the commercial information.</p> <p>Only few commercial information (last reading and last credit for each meter) are kept in database for being shown in report.</p>
2	Página 6	<p>2.2.2. Azure SQL Auditing</p> <p>On production server (smmeplus-db-sa-server.database.windows.net) the Auditing feature is enabled with default policy. The default auditing policy includes all actions and the following set of action groups, which will audit all the queries and stored procedures executed against the database, as well as successful and failed logins:</p>

		<ul style="list-style-type: none"> •BATCH_COMPLETED_GROUP •SUCCESSFUL_DATABASE_AUTHENTICATION_GROUP • FAILED_DATABASE_AUTHENTICATION_GROUP <p>https://docs.microsoft.com/en-us/azure/sql-database/sql-database-auditing</p> <p>Logs of Audit policy are stored on Azure File Storage, that can be accessed using a connection string.</p> <p>The files can be downloaded and opened with SQL Server Management Studio.</p> <p>It's possible to explore the Audit policy logs also in Azure portal.</p> <p>Only users configured for accessing the Azure Portal and enabled on subscription</p>
3	Página 7	<h3>2.2.3. Backup and restore</h3> <p>SQL Database uses SQL Server technology to create full backups every week, differential backups every 12 hours, and transaction log backups every 5-10 minutes. The backups are stored in RA-GRS storage blobs that are replicated to a paired data center for protection against a data center outage. When you restore a database, the service figures out which full, differential, and transaction log backups need to be restored.</p> <p>The Point in Time recovery is available for 35 days.</p> <p>The Long Time recovery is configured as following:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Weekly backup available for 6 months - Monthly backup available for 1 year
3	Página 8	<h3>2.2.4. Data Encryption</h3> <p>Transparent data encryption is enabled.</p> <p>This feature encrypts databases, backups, and logs.</p> <p>Here are more details: https://docs.microsoft.com/it-it/azure/sql-database/transparent-data-encryption-azure-sql?view=sql-server-ver15&tabs=azure-portal</p>
4	Página 9	<h3>2.3. Website</h3>

		<p>In UAT and Production environment, the websites are hosted in Azure Application Service Environment.</p> <p>The Environment is mapped in Enel domain enelint.global and website can be reached only from Enel nework.</p> <p>https://docs.microsoft.com/it-it/azure/app-service/environment/intro#overview</p>
5	Página 9	<p>2.4. Collected information</p> <p>As described in SMMePlus – Architecture (Reference [1]), the information collected by SMMePlus are available for local business in two ways:</p> <ul style="list-style-type: none"> - csv files for each day for readings, daily closures, load profiles, prepayment information, maximum powers - pushes data on external Event Hubs so that external services can download them asynchronously <p>CSV are available on Storage Account. Each storage account contains information of a single company and can be accessed with a connection string.</p> <p>The Event Hub is a cloud stream on which is it possible to subscribe using a specific consumer identification and key.</p>
6	Página 11	<p>3.4. Report</p> <p>In SMMePlus website, reports are used to check results of activities in the system.</p> <p>Here are some information extracted from database.</p> <p>[...]</p> <p>This information are stored in database.</p> <p>For accessing database it's necessary to:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Have the username and password - Have the source ip address enabled in firewall

16.4.2.14 ID: INODU-108

ID: INODU-108 (7.PlataformaIntegracion_SMMC)		
Nº	Página(s)	Extracto

1	Página	<p>3. Architecture</p> <p>The SMM ePlus Integration Layer is based on SOAP Web Services and following standard IEC 61968-9.</p> <p>An external system could consume the web service with the following advantages:</p> <ul style="list-style-type: none"> • External System can decide when to consume the web service. • External System can require data when it needs it. • Integration is simpler because SMM ePlus doesn't require to know the architecture or wsdl of the External System. <p>SMM ePlus could export data and events consuming an external system designed using the standard IEC 61968-9.</p> <p>The following schemas describe the interaction between an external MDM/System and SMM ePlus.</p> <p>Provisioning and devices management:</p> <pre> sequenceDiagram participant C as CONCENTRATOR / METERS participant E as SMM ePlus participant M as MDM C->>E: MeterConfig (Meter Provisioning) activate E E-->>M: UsagePointLocationConfig (POD Provisioning) deactivate E M->>C: Meter Commissioning C->>E: Meter DeCommissioning E-->>M: MasterDataLinkageConfig (WO Installation) M-->>C: MasterDataLinkageConfig (WO Remove) C->>E: Meter Contract Change E-->>M: MasterDataLinkageConfig (WO Contract Change) deactivate M </pre> <p>Work Orders and readings operations:</p> <pre> sequenceDiagram participant C as CONCENTRATOR / METERS participant E as SMM ePlus participant M as MDM C->>E: Meter Reading E-->>M: OnDemandMeterReadings deactivate E M->>C: Meter Spot Reading C->>E: Meter Disconnect/Connect/Reduce E-->>M: EndDeviceControl (WO Disconnect, Connect, Reduction) deactivate E M->>C: Meter Switch Operation C->>E: Meter Data E->>M: Push MeterReadings (Register, Load Profiles) E->>M: Push MeterEvents (Events, Error) activate E E->>C: Asynchronous Process deactivate E M->>C: Meter Data Request Push Service </pre> <p>SMM ePlus supports a two-way integration where AMI sends Data and Events to MDM.</p>
---	--------	---

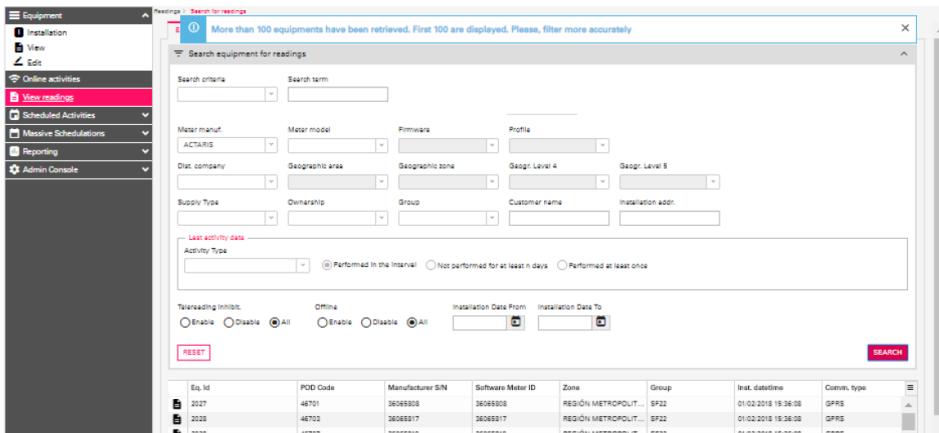
		<p>In order to have an asynchronous workflow for collected data and events, the SMM ePlus integration service pushed information on a shared cloud stream called Event Hub.</p> <p>Each Event Hub can be read from one or more consumers.</p> <p>A consumer only has to subscribe to the stream in order to download the new information as soon as they are available.</p> <pre> graph LR SMM[SMM ePlus Integration Service] -- WCF --> Stream[Data provisioning Meter installations Workorder requests] Stream --> EH[External Event Hub] EH --> Stream EH --> EIS[External Integration Service] EH --> Stream Stream -- "Readings Load profile, Workorder responses, Events" --> EIS </pre> <p>There is a dedicated stream for each kind of data (readings/samples, events/alarms, results fo workorders, ..).</p>

16.4.3 Starbeat

16.4.3.1 ID: INODU-104

ID: INODU-104 (15.Starbeat_UserManual_ver. 4.4.pdf)		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 9-13	<p>4. Equipment Master Data</p> <p>The operator accesses the menu in order to operate on the equipment master data.</p> <p>4.1. Installation</p> <p>The Equipment installation functionality allows the operator to enter meters, communication module, default scheduled activities in the StarBeat Master Data.</p>

	<p>The Save button on the bottom of the page becomes enabled when:</p> <ul style="list-style-type: none"> ☒ all mandatory fields, i.e. the ones marked with an asterisk, are entered, or automatically pre-compiled. ☒ all fields have a valid value <p>An invalid input is marked with a red border and an error description as a tooltip when the mouse pointer is placed over the field.</p> <p>Most noticeable fields are the following, however, it should be noted that most of this information can be automatically evaluated by StarBeat:</p> <ul style="list-style-type: none"> ☒ Installation date: (automatically proposed/prefilled) the date, with optional Installation Time, the equipment was installed. This field is part of the available search criteria for the equipment search. ☒ POD: a 15 alphanumeric code identifying the Point Of Delivery for the equipment. No logic is performed on this field by the system during the meter acquisition process. This field is part of the available search criteria for the equipment search. ☒ Dist. Company / Geographic area / Geographic zone: country specific categorization of equipment based on geographic location. Available options for the geographic zone depend on the area selected, and available options for area depend on company selected. These fields are part of the available search criteria for the equipment search. ☒ Group: (automatically proposed/prefilled) defaulted to Group 0, allows the user to categorize equipments in groups from 0 to 5. This field is part of the available search criteria for the equipment search. ☒ Manufacturer S/N (Meter ID 1) and Software meter ID: meter serial number 1/. This field (Software meter ID) is checked against the one returned by the meter during data acquisition and causes the reading to be marked as warning in case of mismatch. This field is part of the available search criteria for the equipment search. ☒ Reading password: (automatically proposed/prefilled) password used to open the communication with the meter, used in the data acquisition process. ☒ Writing password: (automatically proposed/prefilled) password use in the clock synchronization activity. ☒ Multidrop / HDLC / Call via S/N: (automatically proposed/prefilled) information used by the system to communicate ☒ Main communication (Type / Baud rate / Data bit / Parity bit / Stop bit) automatically proposed/prefilled: type and settings to be used in the communication with the meter during the data acquiring process. ☒ Secondary communication - automatically proposed/prefilled - (Type / Baud rate / Data bit / Parity bit / Stop bit): information only, not used by the system ☒ Phone number / IPv4: parameters used in the communication with the meter during the data acquiring process. ☒ Start reading date: (automatically proposed/prefilled) start date to be acquired on the first data acquisition
--	--

		<ul style="list-style-type: none"> ☒ Schedulation enabled: (automatically proposed/prefilled) if set to NO the equipment will not be acquired by the system ☒ Type of Reading (Load curves): (automatically proposed/prefilled) sampling interval of the equipment, used in the communication with the meter during the data acquiring process. [...] <p>4.2 View [...] 4.3 Edit</p>																																
2	Página 16	<p>6. View readings</p> <p>The reading view functionality allows the user to view the reading results and the acquired data, if any, the activities types are detailed and displayed by origin of the request and according to other information, that can be used as a filter in order to analyse the meter readings in a punctual point of view.</p> <p>When the corresponding menu item is selected the equipment search page is shown allowing the user to retrieve the list of existing equipments matching the inputted criteria.</p>  <table border="1"> <thead> <tr> <th>Eq. Id</th> <th>POD Code</th> <th>Manufacturer S/N</th> <th>Software Meter ID</th> <th>Zone</th> <th>Group</th> <th>Inst. datetime</th> <th>Comm. type</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2027</td> <td>46701</td> <td>36068908</td> <td>36068908</td> <td>REGION METROPOLIT...</td> <td>SF22</td> <td>01/02/2018 19:36:08</td> <td>QPRS</td> </tr> <tr> <td>2028</td> <td>46703</td> <td>36068917</td> <td>36068917</td> <td>REGION METROPOLIT...</td> <td>SF22</td> <td>01/02/2018 19:36:08</td> <td>QPRS</td> </tr> <tr> <td>2029</td> <td>46707</td> <td>36068910</td> <td>36068910</td> <td>REGION METROPOLIT...</td> <td>SF22</td> <td>01/02/2018 19:36:08</td> <td>QPRS</td> </tr> </tbody> </table>	Eq. Id	POD Code	Manufacturer S/N	Software Meter ID	Zone	Group	Inst. datetime	Comm. type	2027	46701	36068908	36068908	REGION METROPOLIT...	SF22	01/02/2018 19:36:08	QPRS	2028	46703	36068917	36068917	REGION METROPOLIT...	SF22	01/02/2018 19:36:08	QPRS	2029	46707	36068910	36068910	REGION METROPOLIT...	SF22	01/02/2018 19:36:08	QPRS
Eq. Id	POD Code	Manufacturer S/N	Software Meter ID	Zone	Group	Inst. datetime	Comm. type																											
2027	46701	36068908	36068908	REGION METROPOLIT...	SF22	01/02/2018 19:36:08	QPRS																											
2028	46703	36068917	36068917	REGION METROPOLIT...	SF22	01/02/2018 19:36:08	QPRS																											
2029	46707	36068910	36068910	REGION METROPOLIT...	SF22	01/02/2018 19:36:08	QPRS																											
3	Página 5	<p>2. Authentication and authorization</p> <p>2.1. Accessing the StarBeat Application</p> <p>The system manages authentications, and, authorizations in cooperation with the Secure Beat system, so the authentication/permissions functionalities that Star Beat manages are closely to what is defined in Secure Beat system.</p> <p>The macro functionalities managed are as follows:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Single Sign-on compliant 2. Integration with Enel LDAP 3. Authentication from external Enel domain 																																

	<p>4. Definition of physical user/operators, and, also application/virtual user (E.g. Digitaly)</p> <p>5. User Profile association to specific territorial organizations, with different levels of authorization (Create, View, Edit)</p> <p>2.2. Authentication to StarBeat system via GUI</p> <p>The Authentication can be executed, for example:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) from the operators in the enel domain and in this case authentication will be transparent (no username and password will be requested by the system) 2) from external Enel domain with enelint.username and password (therefore the operator using starbeat must be registered in the enelint domain) <p>So in the cases above the operator using Starbeat must be registered in an Enel domain (or in the domain in which the systems are installed), because Kerberos / LDAP, in collaboration with the 'SecureBeat' System, will check if the operator is enabled to operate on the StarBeat product.</p> <p>When, for example, an enelint user accesses the StarBeat application with a supported web browser a popup opens and prompts for the user credentials. Upon providing valid credentials on “ENELinkedIn” domain the user is allowed access to the application.</p>
--	--

16.4.3.2 ID: INODU-105

ID: INODU-105 (19.StarBeat_SoftwareArchitecture_Rel_4_3_3.pdf)		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 7-8	<p>2.1. StarBeat Sub-System Model</p> <p>Star Beat System is composed of the following main three subsystems:</p> <ul style="list-style-type: none"> - StarGroove - StarPulse - StarSync <p>The functionalities of these three main subsystems are described below.</p> <p>The logical view of the interactions is resumed here:</p>

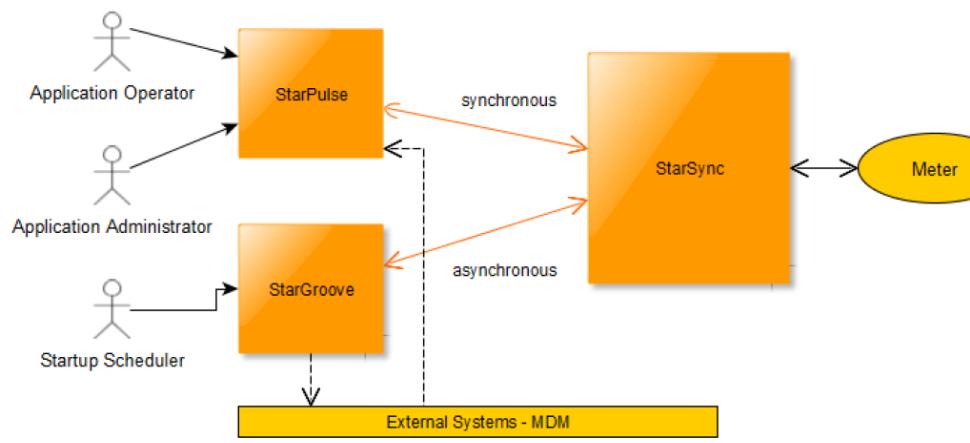


Figure 1: Main Sub-Systems view

These three subsystems uses:

- service modules (like Configurator, Profiler) by which it is possible:
 - o to establish authorizations and roles on their functionality
 - o to configure the parameters of the systems, appropriately
- persistence modules (see StarPulse, StarGroove, StarSync) to interact with DB

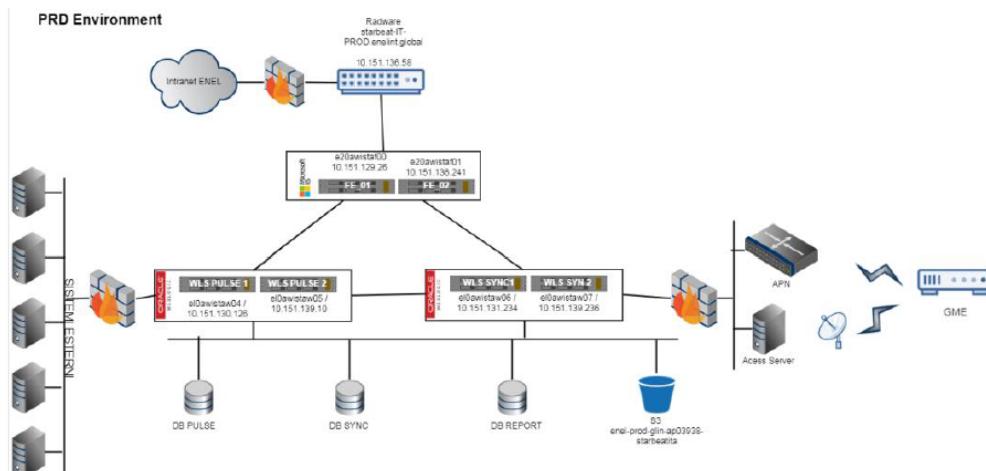


Figure 2: Infrastructure view

In StarBeat there are other modules for example the Reporting Module, allows the user to filter, view and export the Star Beat data (master data, readings execution, etc.) . All these modules are represented and described in the Technical Architectural View (document/section).

2.1.1. StarPulse

	<p>StarPulse subsystem provides all user interfaces ,and, services that enable a back office operator to handle the inventory of meter, and, create manually scheduling Tasks.</p> <p>It provides administrative interface for enabling an application administrator to change the system parameters. StarPulse contains services that allow external systems of meter management to upload the inventories. Basically it's a subsystem of presentation interfaces and services.</p>
	<p>2.1.2. StarGroove</p> <p>StarGroove subsystem provides all processes for creating automatically GME meter management tasks, and for dispatching these tasks to StarSync subsystem. It's responsible for processing the responses returned from StarSync and to communicate them to external systems. Basically it's a subsystem responsible for automatic creation of scheduled Tasks and for processing the returned response massively.</p> <p>2.1.3. StarSync</p> <p>The StarSync Subsystem takes charge of the activities for meter management created and dispatched by StarGroove or of the spot requests activated by a back office operator in StarPulse (or via Remote system request). It uses appropriate driver to submit these request activities to meters and acquire responses.</p> <p>Basically it's a subsystem responsible for the communication with the meters for performing the activities submitted by StarGroove and StarPulse.</p> <p>2.1.4. Report</p> <p>The Reporting module allows the user to filter and view the acquired readings (eventual errors and warning), the historical master data, and the telereading communication data; this module is described in the Technical Architectural View (document/section).</p>
2	<p>4. Features and Functionalities View</p> <p>The StarBeat System is a Point to Point Advanced Metering Management System for GME Meter , with global scope (Italy, Spain, Brazil, Peru, Colombia, Chile, Romania, etc.), for this purpose the system is scalable and customized for the different country on which the system will be installed.</p> <p>4.1. Product Features, and, Functionalities list</p>

		Product features	Functionalities
		Authentication and authorization (through Secure Beat system)	Single Sign-on compliant Integration with LDAP Authentication from external Enel domain Definition of physical user/operators, and, also application/virtual user User Profile association to specific territorial organizations, with different levels of authorization
		Generic product functions	Web access Multilanguage Time Zone management Synchronization with an external clock source Administration console - Product parameters configuration KPI - Dashboard Reports dynamic and customizable Data Export External systems integration Log and trace management Internet Protocol version 6 (IPv6) High availability and scalable architecture Data storage for a parameterized number of month Self diagnostic functions and alarms management
		Meter Local Reading management	Local meter acquisition within Mobile smartphone (Android) Local meter synchronization within Mobile smartphone (Android) Data transfer from Mobile Smartphone to SB server
		Inventory (Technical master data management)	GUI for Equipment master data creation, modification and visualization. Password management Territorial hierarchy management Groups management External System Interfaces for master data update
		Call and connection management	Connection technologies supported: GSM, GPRS, PSTN, RTC, SAT, etc. Multi protocol capability: IEC , DLMS , REE ... Main and back up communication technologies management Multi provider and call routing management with GSM cost optimization Multidrop meter management (one modem with more than one meter installed)
			Multi communication protocols management (Main Second) Calls priority management Retries and errors/warnings management Tracking of history of connection/communication attempts - Report
		Scheduling management	Automatic predefined scheduling configuration Frequency acquisition configuration Call Scheduling management and configuration Massive or single scheduled Activates management Raw Data Normalization
		Telemanagement functions	Workorder management from external system Configuration of Workorder operations Workorder execution (acquisition and retry) History of workorders and GUI view Backend Configuration of workorder/operations

		<table border="1"> <tr><td rowspan="9">Tele reading functions</td><td>Activities type customizable.</td></tr> <tr><td>Reading execution and meter data acquisition customizable</td></tr> <tr><td>Communication and call setting</td></tr> <tr><td>Data acquisition inconsistencies check</td></tr> <tr><td>Meter remote setting: Eg. Clock, etc.</td></tr> <tr><td>Meter remote data acquisition: Billing/Actual registers, Instantaneous values and diagnostics data</td></tr> <tr><td>Acquired data standardization and normalization</td></tr> <tr><td>Acquired data visualization</td></tr> <tr><td>Acquired data exporting to external system</td></tr> <tr><td rowspan="7">Online functions</td><td>On line activities, via GUI of inventoried or not inventoried meters</td></tr> <tr><td>Online GUI visualization of the: activities status/results, and, acquired data (Raw and normalized)</td></tr> <tr><td>On line activities, via External System request, of inventoried meters</td></tr> <tr><td>Online communication to external system of the: activities status/results, and, acquired data (Raw and normalized)</td></tr> <tr><td>Online meter clock setting</td></tr> <tr><td>Online activities execution using custom communication setting</td></tr> <tr><td>Online activities in order to recover periods of Load Curves stored in the meter</td></tr> </table>	Tele reading functions	Activities type customizable.	Reading execution and meter data acquisition customizable	Communication and call setting	Data acquisition inconsistencies check	Meter remote setting: Eg. Clock, etc.	Meter remote data acquisition: Billing/Actual registers, Instantaneous values and diagnostics data	Acquired data standardization and normalization	Acquired data visualization	Acquired data exporting to external system	Online functions	On line activities, via GUI of inventoried or not inventoried meters	Online GUI visualization of the: activities status/results, and, acquired data (Raw and normalized)	On line activities, via External System request, of inventoried meters	Online communication to external system of the: activities status/results, and, acquired data (Raw and normalized)	Online meter clock setting	Online activities execution using custom communication setting	Online activities in order to recover periods of Load Curves stored in the meter
Tele reading functions	Activities type customizable.																			
	Reading execution and meter data acquisition customizable																			
	Communication and call setting																			
	Data acquisition inconsistencies check																			
	Meter remote setting: Eg. Clock, etc.																			
	Meter remote data acquisition: Billing/Actual registers, Instantaneous values and diagnostics data																			
	Acquired data standardization and normalization																			
	Acquired data visualization																			
	Acquired data exporting to external system																			
Online functions	On line activities, via GUI of inventoried or not inventoried meters																			
	Online GUI visualization of the: activities status/results, and, acquired data (Raw and normalized)																			
	On line activities, via External System request, of inventoried meters																			
	Online communication to external system of the: activities status/results, and, acquired data (Raw and normalized)																			
	Online meter clock setting																			
	Online activities execution using custom communication setting																			
	Online activities in order to recover periods of Load Curves stored in the meter																			
3	<p>5. Use Case/Activities View</p> <p>This section describes the main use cases of the software architecture: these use cases document the main requisites of Star Beat System.</p> <p>The documentation focus on those cases that represent central aspects of architecture, with particular emphasis to synchronous and asynchronous functionalities.</p> <p>5.1. Supported use case types</p> <p>Here are described the most relevant use cases in influencing the architecture or the functionalities of the Star Beat System.</p> <p>Some of these use case types are extended by ,or, included in other use case types. Moreover, use case types can have different levels of abstraction: some may refer to business processes, other can be very technical and low level.</p>																			
4	<p>Página 32</p> <p>¶ Perform the activities of meter belonging to the same multidrop chain using the same communication session</p> <p>The system responsible for remote communication with the meters (StarSync) is able to perform the activities related to meters belonging to the same multidrop chain in a unique communication session.</p> <p>Performing meter The system responsible for remote communication with the meters (StarSync) is able to:</p>																			

		<ul style="list-style-type: none"> ❑ Perform Register Readings ❑ Perform Load Profile Readings at specified frequency ❑ Perform meter work order to program the meter ❑ Perform synchronization on Meters. <p>For performing these activities, StarSync maps the high level commands in appropriate request to Driver.</p> <p>If an error occurs during the reading, the system must return an appropriate error code.</p> <p>The acquired data and the result of the activity will be stored in the application data base.</p> <p>❑ Log and trace management</p> <p>All the application and communication log are stored in an appropriate data store. Each specific log can be enabled or disabled by the administration setting console.</p>
5	Página 14	<p>4.3.7. Reports dynamic and customizable</p> <p>Star beat system give reports in order to aggregate and analyze data. The reporting sections are customizable ,and, made dynamic thanks to the various filters provided. The product reports are listed below, and, each report gives access to the respective detailed sub-pages:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Equipment Report shows the equipments historical data. 2. Communication Report shows the synthesis of call executed for day, and, to get access to the Error details Report by day and communication channel 3. Telereading contains summary information of the Telereadings volumes , divided by month, and, then by day (in the detail UI) . 4. Call Tracing Report the synthesis of call make to executed an activity. 5. Warning Details the warnings occurred in the activities execution. 6. Error Details the errors occurred in the activities execution. <p>4.3.8. Data Export</p> <p>SBS provides various features to export the data stored in it, both at the report level and in the most interesting features.</p> <p>4.3.8.1. Report – Export data</p> <p>SBS in reporting features provides, through the set filters in the GUI, the possibility to export (in Excel, Csv, Pdf) the extracted data.</p> <p>Catalogue link:</p> <ul style="list-style-type: none"> - AD Report Export PDF/CSV/EXCEL - <p>4.3.8.2. View Readings – Export Row-Normalized data</p> <p>SBS in the View Readings feature provides, through the set filters in the GUI, the possibility to export (in Excel, Csv) the extracted data.</p>

		Catalogue link: - AD Table Data Export
6	Página 41-42	<p>5.2.2. Actors, Use Case Model of StarSync System</p> <p>☒ StarSync Actors:</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Administrative Spot Request from StarPulse ○ Scheduled Activities from Dispatcher of StarGroove. ○ StarSync Administrator: is responsible for setting StarSync parameters. <p>☒ StarSync Use cases:</p> <p>☒ Handler StarSync Command Use Cases</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Send asynchronous commands for a scheduled activity to Meter ○ Send synchronous commands for an administrative activity to Meter ○ Send commands to meter ○ Check free communications ○ Send commands to meters belonging to the same multidrop chain ○ Select the correct driver according to the type of meter ○ Mapping activity request into the request identifiers used in Meter Driver ○ Add the serial meter reading command to the other commands for verifying Meter identity ○ Open communication for GPRS Protocol ○ Select Access Server according to Operator ○ Open communication to Access Server with authentication for GSM Protocol. ○ Setting TimeZone Parameters for Synchronization ○ Call the correct method of the Driver according to the types of command in the activity ○ Close communication. . ○ Acquiring the response from Meter Driver. ○ Put the response into the output Queue ○ Return response using ejb for administrative request ○ Application Console Use Cases ○ Modify and reloading application Property ○ Display application parameters. ○ Logging Manager ○ Trace operations during sending commands to Meter <p>5.2.2.1. Send asynchronous commands for a scheduled activity to Meter UC</p> <p>5.2.2.1.1. Brief Description</p> <p>This use case belongs to the StarSync system, Handler StarSync Subsystem.</p>

	<p>StarSync can receive synchronous requests from StarPulse.</p> <p>A StarPulse Operator can require a spot administrative reading on a meter and wait for the response using a Web Interface. This scenario is described in Request of an administrative Spot Reading scenario.</p> <p>5.2.2.2. Send asynchronous commands for a scheduled activity</p> <p>5.2.2.3. Brief Description</p> <p>This use case belongs to the StarSync system, Handler StarSync Subsystem</p> <p>StarSync receives asynchronous requests from StarGroove</p> <p>These are the massive activities generated from scheduler and dispatched from Dispatcher Component of StarGroove to the appropriate StarSync.</p> <p>5.2.2.4. Check free communications</p> <p>5.2.2.4.1. Brief Description</p> <p>This use case belongs to the StarSync system, Handler StarSync Subsystem</p> <p>When a Message Driven Bean takes in charge an activity, it has to check if there are free resources</p> <p>to serve the request. If there are no resources, the activity will be put back in the queue for a retry.</p> <p>5.2.2.5. Select Access Server according to Operator Use Case</p> <p>5.2.2.5.1. Brief Description</p> <p>This use case belongs to the StarSync system, Handler StarSync Subsystem</p> <p>When GSM protocol is used, it's needed to open a socket on a particular ip and port of an Access Server.</p> <p>A unique couple <IP, PORT> is associated with every operator.</p> <p>(For GPRS, the choice of Access Server it should be transparent.</p> <p>In this case it's needed to open a socket on a particular IP that uniquely identifies the meter inside the APN).</p> <p>5.2.2.6. Setting TimeZone Parameter for Synchronization Use Case</p> <p>5.2.2.6.1. Brief Description</p> <p>This use case belongs to the StarSync system, Handler StarSync Subsystem.</p> <p>According to the location of the meter, an appropriate Timezone will be set on Initialization Parameters of the DLMS Driver used by StarSync. The use of appropriate TimeZone is needed because of the different countries on which the Star Beat System will be deployed. Furthermore for the same country (example Spain) it's possible to have two TimeZones.</p> <p>5.2.2.7. Mapping activity request into the request identifiers used in Meter Driver Use Case</p> <p>5.2.2.7.1. Brief Description</p> <p>This use case belongs to the StarSync system, Handler StarSync Subsystem</p>
--	---

	<p>Every activity by StarGroove (request of Load Profile reading, request of registers reading or synchronization) has to be mapped into the identifiers of requests that the Driver uses inside</p> <p>The Driver uses a configuration file with associations of this type:</p> <pre><Request id_request="3" description=" Billing Profile Reading "> <MeterData class_id="7" obis_code="0.0.98.1.0.255" obis_attribute="2" description="Billing Data" /> </Request></pre> <p>5.2.2.8. Put the response into the output Queue Use Case</p> <p>5.2.2.8.1. Brief Description</p> <p>This use case belongs to the StarSync system, Handler StarSync Subsystem</p> <p>StarSync has to be send the acquired responses from Driver to StarPulse/StarGroove.</p> <p>In the case of Spot Reading, the response is returned using the called remote interface (ejb) .</p> <p>In the case of Asynchronous activities, the responses is put on a logical queue towards StarGroove.</p> <p>It will be the Response Handler and the Dispatcher in StarGroove that are responsible for saving the OK/KO results or retries KO readings that not exceed the maximum number.</p> <p>The relationship between the use cases is shown in the following figure.</p>
--	--

		<pre> graph TD StarGroveDispatcher -- "StarPulse Not Request" --> SendCommands[Send commands] SendCommands -- "Send commands to meter according to the scheduled activity" --> SendCommandsToMeter SendCommands -- "Send synchronous commands for an administrative activity to Meter" --> SendSynchronousCommands SendCommandsToMeter -- "Check the communications line" --> OpenCommunication[Open communication] SendSynchronousCommands -- "Check the communications line" --> OpenCommunication OpenCommunication -- "Open communication using GPRS" --> CallModemDriver[Call the appropriate method of the Modem Driver] OpenCommunication -- "Open communication using GSM" --> CallMeterDriver[Call the appropriate method of the Meter Driver] CallModemDriver -- "Acquire response from Modem Driver" --> AcquireResponse CallMeterDriver -- "Acquire response from Meter Driver" --> AcquireResponse AcquireResponse -- "Acquire Response" --> AdminResponse[Acquire response for administrative activity] AcquireResponse -- "Acquire response for scheduled activity" --> SchedResponse[Acquire response for scheduled activity] </pre>
7	Página 15	<p>4.3.9. External systems integration</p> <p>StarBeat can be integrated with the following external systems:</p> <ul style="list-style-type: none"> - the centralized master data system (E.g. Heart Beat) - the measurement master data system (Exa Beat) - work planning systems ,or, Mobile component (Diana / Work Beat)

		<p>The diagram illustrates the integration of the StarBeat system with other components. On the left, there's a central node labeled 'StarBeat' with a flower-like icon. Arrows point from several external systems to it: 'Equipment Master Data System' (with 'heart beat' logo), 'Metering System' (with 'exa beat' logo), and 'Digitally' (represented by a smartphone icon). A yellow box labeled 'Main flow AD' has an arrow pointing to 'StarBeat'. From 'StarBeat', multiple arrows point to various external services: 'Equipment Master Data (creation, updating and Removal) via External System Interface', 'Scheduled Activities (creation and updating) via External System Interface', 'SBLocal Activities List request - from external system', 'SBLocal Activities Results - to external system', 'OnLine Activities of inventoried Equipment request - via Rest Call', and 'OnLine Activities results to external system'.</p>
8	Página 13	<p>4.3.3. Time Zone management</p> <p>This function allows StarBeat to utilize different time zones, in order to manage meters physically installed in different location (compared to the telemetering / telemanagement server system) take into account the time zone in which the meters are physically installed, in order to execute the activity. So:</p> <ul style="list-style-type: none"> ☒ in one system installation, can be inventoried equipments placed in different time zones ☒ the telemetering process manages the meters taking into account the time zones in which they are physically installed. <p>The Time Zone is a variable present in the:</p> <ul style="list-style-type: none"> ☒ schedule process; ☒ reading and normalization operations, in addition to the clock synchronization operation;
9	Página 34	<p>5.1.4. The Business Use Cases Scenarios</p> <p>5.1.4.1. Send asynchronous activities to meters</p> <p>This scenario describes the remote activities to automatically acquire readings from the meter.</p> <p>In this case the scenario is activated when there are defined scheduling for meter and activities are generated using them. These activities are asynchronously sent to meter.</p> <p>In the StarGroove system, the activities are generated and sent to StarSync according</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) the most economical operator 2) the technology protocol associated to meter in inventory. <p>StarSync uses meter driver to send raw commands on meters.</p> <p>On the acquired readings, there is a check to verify errors on mandatory registers readings (if so, the result of the reading will be KO).</p> <p>The scenario is described in the figure below.</p> <p>[...]</p> <p>5.1.4.3. Send asynchronous activities to meters of the same multidrop chain</p> <p>This scenario describes the processing of activities related to a group of meters belonging to the same multidrop chain.</p>

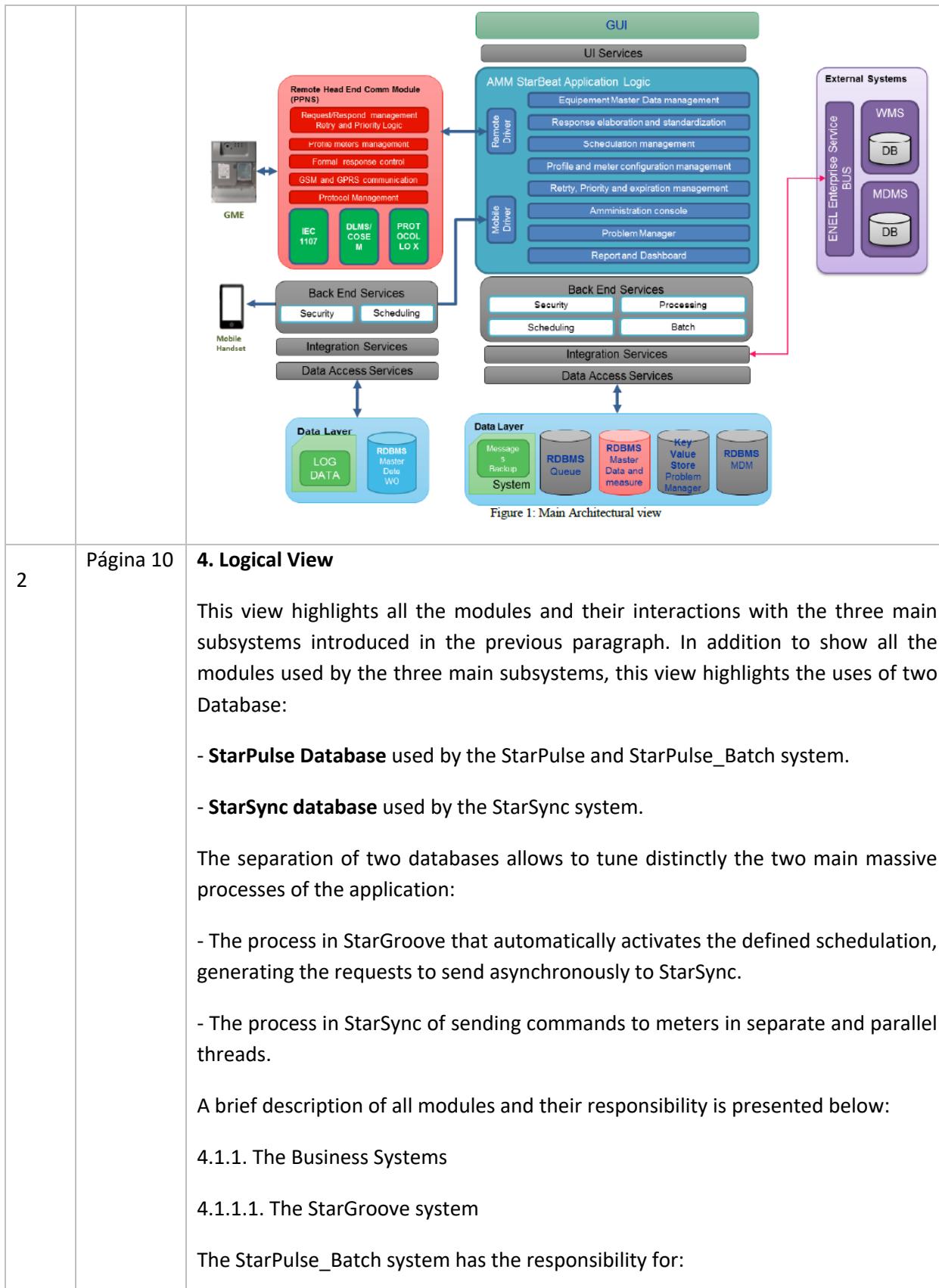
		<p>If the are scheduling related to meters belonging to the same multidrop group, they have to be processed by StarSync inside a unique process/Thread.</p> <p>The Scheduler has to group the activities in this way:</p> <p>In the body of the message there will be the activities associated to the group of meters.</p> <p>The message will be identified by a meter of the group, the master meter.</p> <p>The StarGroove System sends this “group” message to StarSync.</p> <p>When the Message Driven Bean takes charge of it, the process has to cycle on all the meters, sends the commands and acquire responses.</p> <p>These responses and their result code (OK/KO) will be returned to StarGroove.</p> <p>The responses with OK result will be saved in database, while the activities of other meters with KO responses (not exceeding the maximum number of retries) will be part of a new “group” message to send to StarSync.</p> <p>When the “master” meter will be processed, another meter of the group will became the new master.</p> <p>There isn't any particular logic in choosing a meter as master.</p> <p>It's sufficient to choose the first meter of the group, not yet processed.</p> <p>The scenario is described in the figure below:</p> <p>[...]</p>
10	Página 16	<p>5.1.4.4. Request of an administrative Spot Reading scenario</p> <p>This scenario describes the request of an administrative Spot Reading.</p> <p>In this case the scenario is activated in StarPulse system when an operator activates a spot reading on meter using the corresponding Web interface.</p> <p>The activities in StarSync and Meter Driver are basically the same of the previous scenario.</p> <p>In contrast with the previous case, this is a synchronous activity.</p> <p>Furthermore it's possible to read a meter, present in inventory or a new meter.</p> <p>In the case of meter present in inventory:</p> <ul style="list-style-type: none"> - the technology associated with meter in Inventory should be considered. <p>In the case of a new meter:</p> <ul style="list-style-type: none"> - the technology chosen in a combo box should be considered. <p>The scenario is described in the figure below.</p>

		<p>4.4.1. Local meter acquisition within Mobile smartphone (Android)</p> <p>This functionality recovers the list of SBLocal readings taken on the selected meter in the specified date range. If the date (Period) is not present, the current day will be selected.</p> <p>4.4.2. Local meter synchronization within Mobile smartphone (Android) This functionality called by the external system retrieves the Starbeat Local file normalization status ,and, the SB_Local readings results specified in the message request. The external system (Android) can call this functionality in polling.</p> <p>4.4.3. Data transfer from Mobile Smartphone to SB server</p> <p>The functionality is available via Back End utility; in this functionality the system give the opportunity to take .zip files from a default directory, decrypts them and normalizes them, and then publishes the results to the measurements system (Es. ExaBerat);</p>
11	Página 22	<p>4.9. Tele reading functions</p> <p>Tele reading functions allow to execute remote activities , efficient collection of measures ,and, data recorded in the measure equipment, given the appropriate configurations and protocols for each equipment and country.</p> <p>The system performs, for each type of Meter / protocol, only the possible activities. Each activity can have its priority and can be retried a defined number of times.</p> <p>4.9.1. Activities type customizable</p> <p>The StarBeat acquires the load curves, and, the: billing, instantaneous, diagnostic registers from the meter, in addition to the Instantaneous values and the diagnostics data. StarBeat allows also the remote operators to perform even massive tasks of synchronizing meter clocks with that of the server STAR BEAT may execute the following types of task :</p> <p>[...]</p>

16.4.3.3 ID: INODU-106

ID: INODU-106 (20.StarBeat_Technical_Architecture_Rel_4_3_3.pdf)		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página 6	<p>2. Main Functional and Architectural Overview</p> <p>In following paragraphs will be explained the Star Beat Product features, functions and software architecture.</p> <p>The Star Beat Product features and functions are explained using the following points of view:</p>

	<p>1. The Features and Functionalities View. Section that contains a brief description of the available features.</p> <p>2. The Use-Case View, that contains use cases ,and, encompasses scenarios architecturally significant.</p> <p>The StarBeat Product Technical Architecture documentation is represented by a number of different views, which in their essence are extract illustrating the "architecturally significant" elements. The StarBeat Technical Architecture documentation is composed by:</p> <p>1. The Logical View, which contains the most important design classes and their organization into packages and subsystems, and the organization of these packages and subsystems into layers</p> <p>2. The Implementation/ Deployment View, which contains</p> <ul style="list-style-type: none">o an overview of the implementation model and its organization in terms of modules into packages and layers. The allocation of packages and classes (from the Logical View) to the packages and modules of the Implementation View is also described.o the description of the various physical nodes for the most typical platform configurations, and the allocation of tasks (from the Process View) to the physical nodes. This view need only be used if the system is distributed. It is a subset of the deployment model.
--	--



	Página 10	<h4>4. Logical View</h4> <p>This view highlights all the modules and their interactions with the three main subsystems introduced in the previous paragraph. In addition to show all the modules used by the three main subsystems, this view highlights the uses of two Database:</p> <ul style="list-style-type: none"> - StarPulse Database used by the StarPulse and StarPulse_Batch system. - StarSync database used by the StarSync system. <p>The separation of two databases allows to tune distinctly the two main massive processes of the application:</p> <ul style="list-style-type: none"> - The process in StarGroove that automatically activates the defined scheduling, generating the requests to send asynchronously to StarSync. - The process in StarSync of sending commands to meters in separate and parallel threads. <p>A brief description of all modules and their responsibility is presented below:</p> <p>4.1.1. The Business Systems</p> <p>4.1.1.1. The StarGroove system</p> <p>The StarPulse_Batch system has the responsibility for:</p>
--	-----------	---

	<ul style="list-style-type: none"> - Scheduling, retry and prioritization logic - Sending the automatically scheduled activities to GME and Modem - Elaboration and standardization of acquired data from StarSync <p>4.1.1.2. The StarPulse system</p> <p>The StarPulse system has the front end interfaces that can be used by an operator in order:</p> <ul style="list-style-type: none"> - to handle the inventory of GME/Modem - to permit spot readings on devices - to create scheduled tasks for user-defined sets of GME. These activities should run for a limited time interval, in contrast with automatically scheduled activities. <p>4.1.1.3. The StarSync system</p> <p>The StarSync system has the responsibility:</p> <ul style="list-style-type: none"> - to remotely send the command to GME, acquire the readings and send to StarPulse/StarPulse-BATCH. - Meter data acquisition and meter clock synchronization - GSM and GPRS open communication. <p>4.1.1.4. The Profiler system</p> <p>Using the profiler module, it's possible to define profiles and roles that enables to associate the authorization to the various functionalities of the system for every user.</p> <p>It's used by StarPulse, Report, Problem Manager modules.</p> <p>4.1.1.5. The Problem Manager system</p> <p>The Problem Manager is able to manage the problems of the systems, traced using tickets.</p> <p>It offers automatic processes to correct them.</p> <p>4.1.1.6. The Configurator system</p> <p>The Configurator System enables to set/modify the parameters of the application.</p>
--	---

		<p>There is a configurator module for every main subsystem of the architecture.</p> <p>4.1.1.7. The Report system</p> <p>The report module contains all the functionalities that allow to view acquired readings.</p> <p>It extracts data from StarPulse Database and StarSync database.</p>																																																						
3	Página 22	<p>5. Implementation View</p> <p>HA functionalities and Scalability</p> <p>The deployed solution is guaranteeing HA functionalities, advanced administration and monitoring, and horizontal scalability.</p> <p>The horizontal scalability is particularly important since it allows to easily scaling the Star Beat system from the initial number of meters and communications lines to potentially support an increase of meters to handle, and the availability of a greater number of resources assuring the future-proof of the platform</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="6">Core technologies</th> </tr> <tr> <th>Technology</th> <th>Vendor</th> <th>Product</th> <th>License Type</th> <th>Version</th> <th>Environment</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Java Virtual Machine</td> <td>Oracle (Sun)</td> <td>JDK</td> <td>Open Source (Sun License)</td> <td>1.6</td> <td>All</td> </tr> <tr> <td>Java Virtual Machine</td> <td>Oracle (Bea)</td> <td>JRockit</td> <td>(Part of Weblogic Server)</td> <td>1.6</td> <td>All</td> </tr> <tr> <td>Application Server</td> <td>Oracle (Bea)</td> <td>Weblogic Server</td> <td>Commercial</td> <td>10.3.6</td> <td>All</td> </tr> <tr> <td>IIS</td> <td>Microsoft</td> <td>Web server</td> <td>Commercial</td> <td>7.5</td> <td>All</td> </tr> <tr> <td>Database Server</td> <td>Oracle</td> <td>Database</td> <td>Commercial</td> <td>11g</td> <td>All</td> </tr> <tr> <td>Enterprise Reporting</td> <td>Jaspersoft</td> <td>JasperReports</td> <td>LGPL</td> <td>6.0.0</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Batch Scheduling</td> <td></td> <td>Control-M</td> <td>BMC Control M</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Core technologies						Technology	Vendor	Product	License Type	Version	Environment	Java Virtual Machine	Oracle (Sun)	JDK	Open Source (Sun License)	1.6	All	Java Virtual Machine	Oracle (Bea)	JRockit	(Part of Weblogic Server)	1.6	All	Application Server	Oracle (Bea)	Weblogic Server	Commercial	10.3.6	All	IIS	Microsoft	Web server	Commercial	7.5	All	Database Server	Oracle	Database	Commercial	11g	All	Enterprise Reporting	Jaspersoft	JasperReports	LGPL	6.0.0		Batch Scheduling		Control-M	BMC Control M		
Core technologies																																																								
Technology	Vendor	Product	License Type	Version	Environment																																																			
Java Virtual Machine	Oracle (Sun)	JDK	Open Source (Sun License)	1.6	All																																																			
Java Virtual Machine	Oracle (Bea)	JRockit	(Part of Weblogic Server)	1.6	All																																																			
Application Server	Oracle (Bea)	Weblogic Server	Commercial	10.3.6	All																																																			
IIS	Microsoft	Web server	Commercial	7.5	All																																																			
Database Server	Oracle	Database	Commercial	11g	All																																																			
Enterprise Reporting	Jaspersoft	JasperReports	LGPL	6.0.0																																																				
Batch Scheduling		Control-M	BMC Control M																																																					
4	Página 24	<p>Data Layer:</p> <p>② Oracle 11g (First Phase)</p> <p>Oracle DBMS has confirmed itself through the years as highly scalable and reliable platform, confirmed by the market which granted it the leader position in the utility industry.</p> <p>It has been explored the possibility to shift towards postgres because of its compatibility with other RDBMS (in particular with Oracle) and its ease of use.</p>																																																						

		<p>While all the documentation retrieved in Internet is agree about this compatibility, there are many discussion about the performance of database in comparison with that of Oracle.</p> <p>Due to the time-limits, the choice of Oracle has been preferred , having long experience on this DB.</p> <p>In a second step, it will be possible to explore the using of Postgres in place of Oracle as Open source DBMS.</p> <p>Furthermore in future it will be possible to explore the possibility to use a NoSQL DB like Cassandra: this solution could be particularly indicated to treat with “punctual” transaction and with little files in respect with a Distributed Filesystem.</p> <p>A NoSQL Cassandra database has proven to have:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. the ability to access and deliver data in near real-time. First and most importantly, Cassandra has proven itself capable of delivering near real-time performance to support interactive, Web-based applications at scale. 2. the ability to deploy across data centers. Cassandra can be deployed across multiple, geographically dispersed data centers to provide high-level redundancy, failover, and back-up & recovery capabilities. <p>In addition Cassandra is a better solution in treating a large number of little files rather than using a distributed file system.</p>

16.4.3.4 ID: INODU-107

ID: INODU-107 (21.StarBeat - First Level Support - v2.pdf)		
Nº	Página(s)	Extracto
1	Página	

17 Anexos 2

17.1 Anexo Seguridad

Jerarquía Seguridad:

En desarrollo



AT0279: Los SMMC deben contar con una certificación ISO 27001 alineada a la guía NISTIR 7628 de ciberseguridad en redes inteligentes

