

APLICACIÓN DEL CÓDIGO DE MEDIDA

Jose David Hernández Rodríguez, Juan Andrés Díaz López, David Nicolas Ortega Peña,
Daniel Fernando Aranda Contreras

Escuela E3T, Universidad Industrial de Santander

Correo electrónico: {jose2221117, juan2205102, david2225138F1883, daniel2221648}@correo.uis.edu.co

Index Terms—Código de Medida (CM), Incertidumbre de Medida, Transformadores de Medida, Burden, Clase de Exactitud, Generación Hidráulica, STN, SCADA, IOT, Modbus.

Resumen—La empresa ENERGER S.A. llevará a cabo la puesta en marcha de una planta generadora hidráulica de 975 MW, que se compone de un grupo generador e instalaciones de operación (incluyendo servicios auxiliares). El grupo generador estará conformado por tres generadores síncronos monofásicos de 325 MVA, 15 kV, 60 Hz y 8 polos, el cual inyectará la potencia generada al STN a través de un transformador de 1000 MVA, 15 kV/230 kV y conexión Dd6. Las instalaciones de operación de la planta generadora operarán a 13,8 kV y serán alimentadas directamente desde el STN a través de un transformador de 500 kVA, 230 kV/13,8 kV y conexión Dd6.

I. INTRODUCCIÓN

- La planta generadora opera según tres regímenes (vease en el cuadro I) o intervalos, tanto en el grupo generador como en las instalaciones de operación.
- Debido a la disposición física de la planta generadora, la distancia entre los transformadores de medida correspondientes al grupo generador y el gabinete del sistema de medición es aproximadamente $l_1 = 225$ m; mientras esta distancia es aproximadamente $l_2 = 120$ m entre los transformadores de medida correspondientes a las instalaciones de operación y el gabinete del sistema de medición.
- Con base en un análisis técnico-financiero, se definió que el esquema de medición deberá brindar la siguiente información: (i) energía generada (activa y no activa) por parte del grupo generador y (ii) energía consumida (activa y no activa) debida a las instalaciones para la operación del grupo generador.

II. TIPOS DE FRONTERA

- Fronteras de generación:** Corresponde al punto de medición de una unidad o planta de generación donde las transferencias de energía equivalen a la energía neta entregada por el generador al STN, al STR o al SDL.
- Fronteras de comercialización:** Punto de medición donde las transferencias de energía registradas permiten determinar la demanda de energía de un comercializador. A su vez, se clasifican en:
 - Fronteras de comercialización entre agentes:** Permite determinar la transferencia de energía entre mercados de comercialización o entre el STN y un mercado de comercialización.

- Frontera de comercialización entre agentes y usuarios:** Corresponde a toda frontera de comercialización que no cumple con los criterios de la frontera entre agentes. También incluye la frontera comercial de un usuario que se conecta directamente al STN.

III. DEFINICIÓN DE LOS TIPOS DE PUNTO DE MEDIDA

Partiendo de la capacidad instalada por los generadores, y según la **tabla 1 del artículo 6 de la resolución CREG 038** se puede determinar que el tipo de punto de medición tanto para generaciones como para instalación de operación es **tipo 1**. Vease el cuadro II.

En la tabla anterior (vease el cuadro II) está seleccionado con color verde el tipo de punto de medición para la frontera de generación y en color rojo el tipo de punto de medición para la frontera de comercialización. En este caso, como la frontera generación nos da un tipo más alto, este es el que se elige para ambas fronteras.

IV. CANTIDAD, TIPO Y CLASE DE MEDIDORES Y TRANSFORMADORES DE MEDIDA REQUERIDOS DE ACUERDO CON LOS TIPOS DE FRONTERA SELECCIONADOS

Según lo establecido en la **resolución CREG 038 de 2014**, los tipos de frontera de generación y comercialización deben contar con un **medidor principal** y uno de **respaldo**. Además, el medidor de respaldo debe operar permanentemente y tener las mismas características técnicas que el medidor principal.

A continuación, se presenta la tabla para determinar la clase del medidor según su tipo de punto de medición:

IV-A. Medidores para la Frontera de Generación

En la siguiente tabla (vease el cuadro III) se presentan los medidores de potencia activa y reactiva según su clase. Es importante resaltar que estos medidores deben ser idénticos para que puedan entrar en funcionamiento.

Cuadro III: Elección de la clase de medidor para la frontera de generación.

MEDIDOR	CLASE	TRANSFORMADOR DE MEDIDA	CLASE
Activa	0.2S	PT	0.2
Reactiva	2	CT	0.2S

Tabla 1. Elección de la clase de medidor para la frontera de generación.

Cuadro I: Regímenes de operación de la planta generadora.

Intervalo	Grupo generador			Instalaciones de operación		
	Tiempo	Generación	fp	Tiempo	Consumo	fp
1	50 %	85 %	1.0	45 %	85 %	0.92 ad
2	45 %	80 %	0.95 at	50 %	90 %	0.95 ad
3	5 %	50 %	0.91 at	5 %	70 %	0.95 ad

Cuadro II: Clasificación de puntos de medición.

Tipo de puntos de medición	Consumo o transferencia de energía, C [MWh-mes]	Capacidad Instalada, CI [MVA]
1	$\geq 15,000$	≥ 30
2	$15,000 > C \geq 500$	$30 > CI \geq 1$
3	$500 > C \geq 50$	$1 > CI \geq 0,1$
4	$50 > C \geq 5$	$0,1 > CI \geq 0,01$
5	$C < 5$	$CI < 0,01$

Tipos de puntos de medición.

IV-B. Medidores para la Frontera de Comercialización Entre Agente y Usuario

En la siguiente tabla (vease el cuadro IV) se presentan los medidores de potencia activa y reactiva según su clase. Es importante resaltar que estos medidores deben ser idénticos para que puedan entrar en funcionamiento.

Cuadro IV: Elección de la clase de medidor para la frontera de comercialización.

MEDIDOR	CLASE	TRANSFORMADOR DE MEDIDA	CLASE
Activa	0.5S	PT	0.5
Reactiva	2	CT	0.5S

Tabla 2. Elección de la clase de medidor para la frontera de comercialización.



Figura 1: Medidor Acuvim-L

IV-D. Elección de Medidor Comercial para Frontera de Comercialización

IV-C. Elección de Medidor Comercial para Frontera de Generación

El medidor elegido que cumple con todos los requisitos técnicos para poder medir adecuadamente potencia activa y reactiva es el medidor **Acuvim-L**.

El medidor elegido que cumple con todos los requisitos técnicos para poder medir adecuadamente potencia activa y reactiva es el medidor **Acuvim-EV300**.



Figura 2: Medidor Acuvim-EV300

V. ESQUEMA DE CONEXIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN

En sistemas eléctricos de **230 kV**, la medición siempre se realiza de forma **indirecta**, utilizando transformadores de corriente (TC) y de tensión (TT), conforme a lo establecido en la Resolución CREG 038 de 2014.

V-A. Medición Indirecta Simétrica

Cuando la carga está **balanceada**, la conexión del medidor se clasifica como **indirecta simétrica**, ya que las magnitudes de corriente y tensión en cada fase se mantienen proporcionales y dentro de los límites de exactitud exigidos por la normativa, ver figura 3.

V-B. Medición Indirecta Asimétrica

Por el contrario, si la carga se encuentra **desbalanceada**, la conexión se considera **indirecta asimétrica**, debido a que las fases no presentan igualdad en magnitud ni en ángulo, generando registros de consumo diferentes entre ellas, ver figura 4. Esta situación es contemplada por la CREG como una condición que exige selección y verificación adecuada de los transformadores de medida para garantizar la confiabilidad de la medición.

VI. SELECCIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE MEDICIÓN. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS.

VI-A. Frontera de generación

Datos: $S_{\text{generador}} = 975$ [MVA] $V_{\text{nom}} = 13,2$ [kV] (Nota: El texto usa $V_{\text{nom}} = 230$ [kV] para el cálculo, asumiendo el punto de medición)

Calculamos la corriente nominal. La fórmula se muestra a continuación:

$$I_{\text{nom}} = \frac{S_{\text{generador}}}{\sqrt{3} \cdot V_{\text{nom}}} \text{ [A]} \quad (1)$$

Sustituyendo valores para la medición en 230 kV:

$$I_{\text{nom}} = \frac{975 \text{ [MVA]}}{\sqrt{3} \cdot 230 \text{ [kV]}} \text{ [A]}$$

$$I_{\text{nom}} \approx 2447,46 \text{ [A]}$$

Con esto, calculamos el I'_p .

$$I'_p = C_T \cdot I_{\text{nom}}; \quad C_T = 120 \% \quad (2)$$

$$I'_p = 120 \% \cdot 2447,46$$

$$I'_p \approx 2936,952 \text{ [A]}$$

Luego, buscamos los valores más cercanos de corriente que soporte los CT y aproximamos nuestro valor hallado al valor comercial:

- $R_{\text{TCT}} = 3000 : 5$

Ahora, calculamos el R_{TPT} :

$$V_{\text{medidor}} = \frac{230 \text{ [kV]}}{120} \quad (3)$$

$$V_{\text{medidor}} \approx 1916,66 \text{ [V]}$$

Este valor se aproxima a un valor comercial:

- $V_{\text{medidor}} \approx 2000 \text{ [V]}$
- $R_{\text{TPT}} = 2000 : 1$

VI-B. Frontera de consumo

Datos: $S_{\text{generador}} = 500$ [kVA] $V_{\text{nom}} = 13,8$ [kV]

Calculamos la corriente nominal. La fórmula se muestra a continuación:

$$I_{\text{nom}} = \frac{S_{\text{generador}}}{\sqrt{3} \cdot V_{\text{nom}}} \text{ [A]} \quad (4)$$

Sustituyendo valores:

$$I_{\text{nom}} = \frac{500 \text{ [kVA]}}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \text{ [kV]}} \text{ [A]}$$

$$I_{\text{nom}} \approx 20,91 \text{ [A]}$$

Con esto, calculamos el I'_p :

$$I'_p = C_T \cdot I_{\text{nom}}; \quad C_T = 120 \% \quad (5)$$

$$I'_p = 120 \% \cdot 20,91$$

$$I'_p \approx 25,092 \text{ [A]}$$

Luego, buscamos los valores más cercanos de corriente que soporte los CT y aproximamos nuestro valor hallado al valor comercial:

- $R_{\text{TCT}} = 30 : 5$

Ahora, calculamos el R_{TPT} :

$$V_{\text{medidor}} = \frac{13,8 \text{ [kV]}}{120} \quad (6)$$

$$V_{\text{medidor}} \approx 115 \text{ [V]}$$

Este valor se aproxima a un valor comercial:

- $V_{\text{medidor}} \approx 115 \text{ [V]}$
- $R_{\text{TPT}} = 115 : 1$

VII. ANÁLISIS DE LA INCERTIDUMBRE MÁXIMA QUE SE PRESENTARÁ EN LA MEDICIÓN DE LAS ENERGÍAS ACTIVA Y DE LA POTENCIA (ENERGÍA) REACTIVA DE ACUERDO CON EL TIPO DE FRONTERA COMERCIAL ANALIZADO

- Medidor de energía Activa 0.2S: 0.20 %
- Medidor de energía Reactiva clase 2: 2.0 %
- Transformador de Corriente CT clase 0.2S: 0.20 %
- Transformador de Tensión clase 0.2S: 0.20 %
- Burden del CT: 0.16 %
- E % por cableado y conexiones: 0.10 %
- E % Fase Energía Reactiva: 0.03 %

Para el tramo 225 m con 50 mm², con $I_{\text{sec}} = 4,895$ y $R_{\text{line}} = 0,1552\Omega$, se obtuvo un **burden** $\approx 3,72$ VA. Para el tramo 120 m con 25 mm², con $V : 0,81013$ y $R_{\text{line}} = 0,1655\Omega$, se obtuvo un **burden** $\approx 3,97$ VA.

El CT está diseñado para 5 VA $\rightarrow 3,97/5 = 0,794$. El error aumenta proporcionalmente: $0,2 \% \times 0,794 = 0,1588 \%$.

- Suma directa de los %: 0,86 % (Peor de los casos, Activa)
- Suma de los RMS %: 0,39 % (Para Activa)
- Suma directa de los %: 2,69 % (se agrega el de fase y el medidor de reactiva)
- Suma de los RMS %: 2,03 % (Para Reactiva)

Para la frontera de **tipo 1**, compuesta por medidor principal y de respaldo **clase 0.2S** (energía activa), **clase 2** (energía reactiva), **CT 3000:5 clase 0.2S** y **PT clase 0.2**, se evaluó la incertidumbre total considerando los errores de cada elemento y el efecto del **burden** en los conductores secundarios.

Los cálculos se realizaron con longitudes de 225 m (50 mm²) y 120 m (25 – 35 mm²), obteniendo un **burden** aproximado de **3,72** VA, valor inferior al nominal de los transformadores, por lo que no genera sobrecarga ni incrementa el error del sistema.

Combinando los errores de medidor, CT, PT y burden se obtiene:

- Energía activa: **incertidumbre total** $\approx 0,39 \%$
- Energía reactiva: **incertidumbre total** $\approx 2,03 \%$

Estos valores cumplen con los límites establecidos por la **Resolución CREG 038 de 2014** para fronteras tipo 1. La principal contribución en la energía reactiva proviene del medidor clase 2, mientras que en la energía activa los errores se reparten entre los transformadores y el medidor.

VIII. ANÁLISIS DE LAS ESPECIFICACIONES DEL SISTEMA DE MEDICIÓN Y SU CUMPLIMIENTO CON LAS EXIGENCIAS DEL CÓDIGO DE MEDIDA CON RELACIÓN AL BURDEN DE LOS TRANSFORMADORES DE MEDIDA Y LA CAÍDA DE TENSIÓN QUE SE PRESENTA EN LOS CONDUCTORES DEL SECUNDARIO DE LOS TRANSFORMADORES DE MEDIDA

En este caso, el sistema de medición **cumple** con lo que pide la **Resolución CREG 038 de 2014**, ya que el **burden** total de los transformadores de medida se mantiene dentro de los valores permitidos.

Para las distancias de 225 m y 120 m, con conductores de 50 mm² y 25 – 35 mm², la **caída de tensión** en el secundario

del CT es de más o menos **0,7 a 0,8 V**, lo que equivale a un **burden** cercano a **3,7 VA**.

Ese valor está **por debajo del nominal** (5 VA), así que los transformadores trabajan en su rango correcto y conservan la clase de exactitud (**0,2S** y **0,2**).

En conclusión, el sistema de medición **cumple** con el **Código de Medida** tanto en el **burden** como en la **caída de tensión** de los secundarios.

VIII-1. Medidores para la Frontera de Generación: En la siguiente Cuadro 4 se presentan los medidores de potencia activa y reactiva según su clase. Es importante resaltar que estos medidores deben ser idénticos para que puedan entrar en funcionamiento.

VIII-2. Medidores para la Frontera de Comercialización Entre Agente y Usuario: En la siguiente tabla se presentan los medidores de potencia activa y reactiva según su clase. Es importante resaltar que estos medidores deben ser idénticos para que puedan entrar en funcionamiento.

Por el contrario, si la carga se encuentra **desbalanceada**, la conexión se considera **indirecta asimétrica**, debido a que las fases no presentan igualdad en magnitud ni en ángulo, generando registros de consumo diferentes entre ellas. Esta situación es contemplada por la CREG como una condición que exige selección y verificación adecuada de los transformadores de medida para garantizar la confiabilidad de la medición.

ECUACIONES CLAVE DE BURDEN DE TRANSFORMADORES DE MEDIDA

Para el Transformador de Corriente (TC)

Las ecuaciones de carga (Burden) para el TC se centran en las pérdidas por corriente ($I^2 \cdot R$) en el cableado y la suma de la carga de los medidores.

$$R_{\text{cableado}} = r \cdot (2 \cdot L)$$

$$S_{VA, \text{cableado}} = I_{\text{sec}}^2 \cdot R_{\text{cableado}}$$

$$VA_{TC, \text{Total}} = S_{VA, \text{cableado}} + 2 \cdot \text{Burden}_{\text{medidor}}$$

Para el Transformador de Tensión (TT)

La ecuación de carga (Burden) para el TT se calcula usando la tensión de fase ($V_{\text{fase}} = V_{\text{med}}/\sqrt{3}$) y la resistencia total en serie (R_{serie}).

$$VA_{\text{medidor}} = \frac{V_{\text{fase}}^2}{R_{\text{conductor}} + R_{\text{medidor}}} = \frac{\left(\frac{V_{\text{med}}}{\sqrt{3}}\right)^2}{R_{\text{conductor}} + R_{\text{medidor}}} \quad (7)$$

Donde la Carga Total (Burden) del TT es:

$$VA_{TT, \text{Total}} = VA_{\text{medidor}} + VA_{\text{conductor}}$$

$$\text{Condición de Adecuación : } (\text{Burden}_{TC, \text{Nominal}} > VA_{TC, \text{Total}})$$

$$(VA_{TC, \text{Total}} > 0,25 \cdot \text{Burden}_{TC, \text{Nominal}})$$

Cuadro V: Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida.

T. punto de medicion	Índ. de clase activa	Índ de clase reactiva	Exactitud para CTs	Clase de exactitud para TPs
1	0,2 S	2	0,2 S	0,2
2 y 3	0,5 S	2	0,5 S	0,5
4	1	2	0,5	0,5
5	1 ó 2	2 ó 3	—	—

Tabla de requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida.

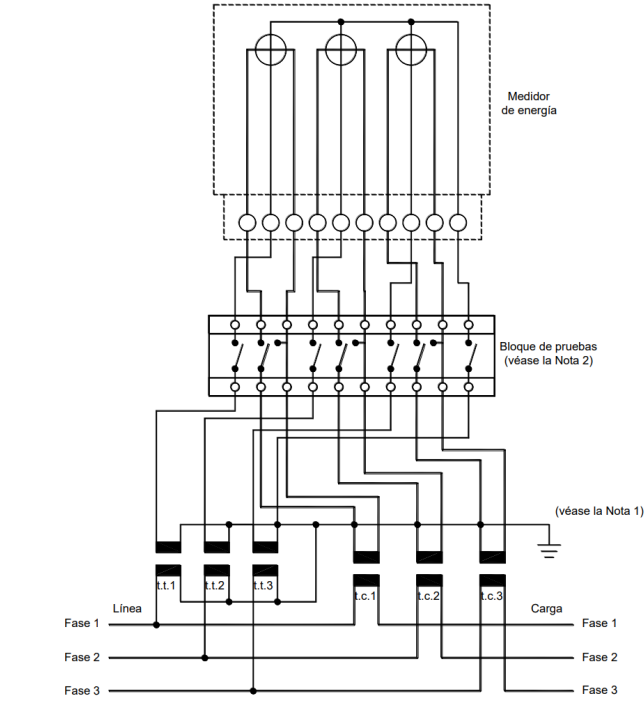


Figura 3: Esquema de conexiones medidor trifásico tetrafilar para medición indirecta entre tres elementos, conexión simétrica.

IX. ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE EN MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y REACTIVA (TC Y TT)

Para el análisis se está considerando un medidor de respaldo además de un cable AWG 14, en donde $r_{AC} = 10,17 [\Omega/km]$ a una temperatura de $75^\circ C$. y por la cantidad de distancia el medidor con un valor nominal de corriente de $1 [A]$. El código MATLAB realiza el cálculo del **Burden (Carga Aparente) Total** (VA_{real}) para los Transformadores de Corriente (TC) y los Transformadores de Tensión (TT), evaluando su idoneidad frente a los burdens nominales o comerciales ($VA_{nominal}$).

La **incertidumbre máxima** en la medición de energías se presenta cuando el transformador opera **fuera de su rango de precisión** garantizado, es decir, cuando la condición de cumplimiento (CUMPLE) no se satisface (NO CUMPLE).-

IX-A. Criterios de Cumplimiento y Precisión

- **TC (Transformador de Corriente):** La precisión se garantiza si la carga real está entre el 25 % y el 100 % del nominal:

$$\frac{1}{4} \cdot VA_{nominal} < VA_{real} < VA_{nominal}$$

- **TT (Transformador de Tensión):** La precisión se garantiza si la carga real es mayor a cero y menor que el nominal:

$$0 < VA_{real} < VA_{nominal}$$

IX-B. Modelo del calculo

IX-B1. Para el caso del TC:

$$l [km] = 2 \cdot \frac{L_{met} [m]}{1000 [\frac{m}{km}]}$$

$$R [\Omega] = r [\frac{\Omega}{km}] \cdot l [km]$$

$$S_{VA} [VA] = I^2 [A^2] \cdot R [\Omega]$$

$$VA_{tc} [VA] = S_{VA} [VA] + 2 \cdot Burden_{med} [VA]$$

$$Burden_C [VA] \cdot 0,25 < VA_{tc} [VA] < Burden_C [VA]$$

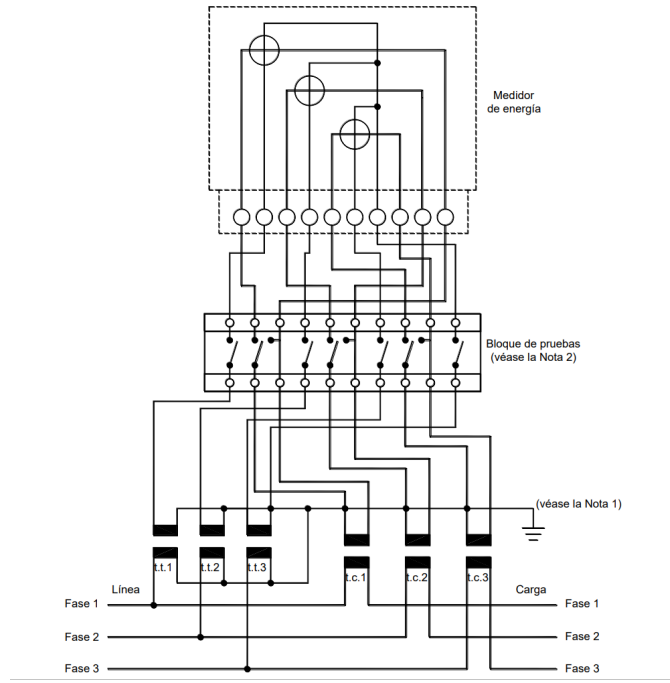


Figura 4: Esquema de conexiones medidor trifásico tetrafilar para medición indirecta en tres elementos, conexión asimétrica.

IX-B2. Para el caso del TT:

$$R_{\text{medidor}} [\Omega] = \frac{R_A [\Omega] \cdot R_B [\Omega]}{R_A [\Omega] + R_B [\Omega]}$$

$$R_{\text{serie}} [\Omega] = R_{\text{conductor}} [\Omega] + R_{\text{medidor}} [\Omega]$$

$$I_{\text{conductor}} [\text{A}] = \frac{\left(\frac{V_{\text{med}} [\text{V}]}{\sqrt{3}} \right)}{\sqrt{R_{\text{serie}} [\Omega]}}$$

$$\text{VA}_{\text{medidor}} [\text{VA}] = \frac{\left(\frac{V_{\text{med}} [\text{V}]}{\sqrt{3}} \right)^2}{R_{\text{serie}} [\Omega]}$$

$$\text{VA}_{\text{conductor}} [\text{VA}] = I_{\text{conductor}}^2 [\text{A}^2] \cdot R_{\text{conductor}} [\Omega]$$

$$\text{VA}_{\text{tt}} [\text{VA}] = \text{VA}_{\text{medidor}} [\text{VA}] + \text{VA}_{\text{conductor}} [\text{VA}]$$

$$0 < \text{VA}_{\text{tt}} [\text{VA}] < \text{Burden}_C [\text{VA}]$$

Input	
CURRENT INPUTS (EACH CHANNEL)w	
Nominal Current Options	① 5A, ② 1A, ③ 333mV, ④ Rogowski Coil
Metering Range	① 0-10A, ② 0-2A, ③ 0-400mV, ④ 0-400mV
Pickup Current	① 5mA, ② 1mA, ③ 0.25mV, ④ 0.25mV
Withstand	20Arms Continuous, 100Arms for 1 second, Non-Recurring
Burden	0.05VA (Typical) @ 5A RMS
Accuracy	0.1% at Reading
VOLTAGE INPUTS (EACH CHANNEL)	
Nominal Full Scale	400Vac L-N, 690Vac L-L (+20%)
Withstand	1500Vac Continuous 2500Vac, 50/60Hz for 1 Minute
Input Impedance	2MΩ per Phase
Metering Frequency	45Hz-65Hz
Pickup Voltage	10Vac
Accuracy	0.1% at Reading

Figura 5: Medidor en el lado de BT en generación.

- [4] Empresas Públicas de Medellín E.S.P. (EPM), “Selección y conexión de equipos del sistema de medida de energía eléctrica,” Informe Técnico, 2021, accedido el [Fecha de Acceso: Día/Mes/Año]. [Online]. Available: https://www.epm.com.co/content/dam/epm/proveedores-y-contratistas/RA8_030-R4-2021.pdf