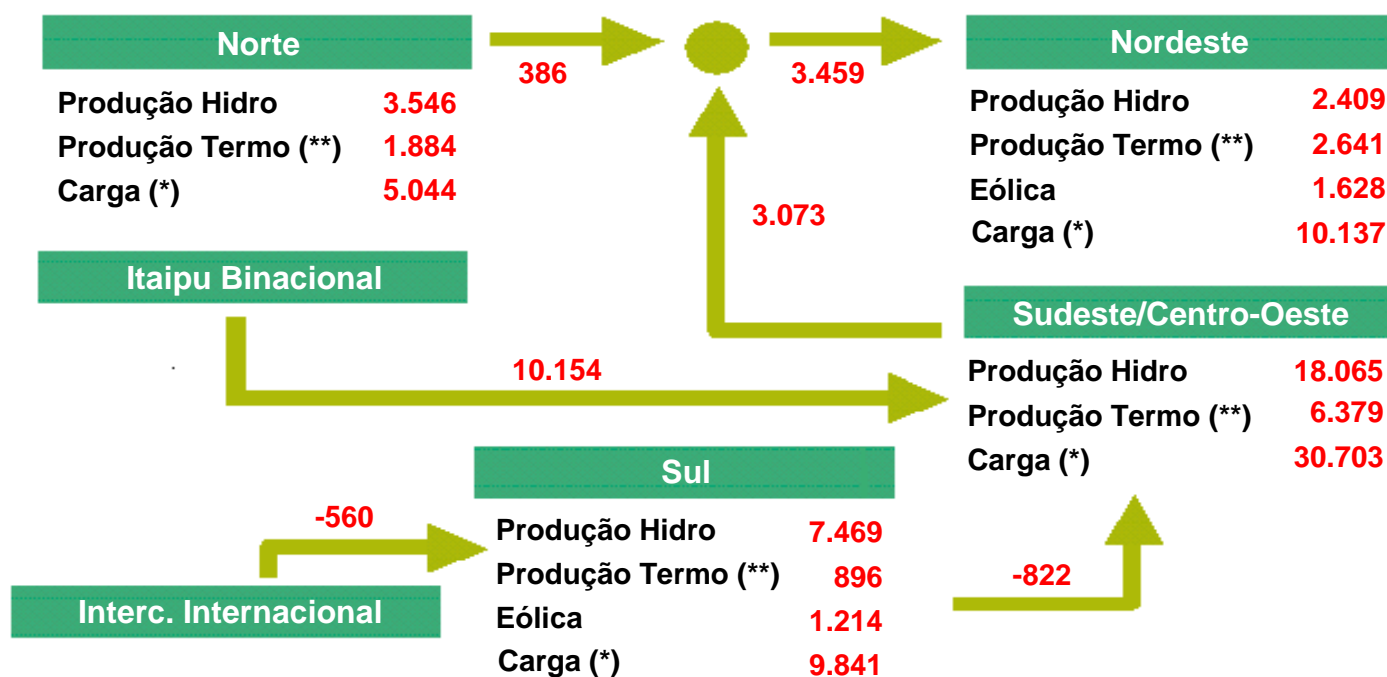


Sábado, 11 Junho de 2016

1 - Balanço de Energia

LEGENDA: ■ Verificado
■ Programado

SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - SIN - MWmed			
Produção			
Hidro Nacional	32.227	31.489	55,95%
Itaipu Binacional	9.734	10.154	18,04%
Termo Nuclear	1.990	2.019	3,59%
Termo Convencional	9.887	9.781	17,38%
Eólica	2.505	2.842	5,05%
Total SIN	56.343	56.285	100,00%
Intercâmbio Internacional	0	560	
Carga (*)	56.343	55.725	

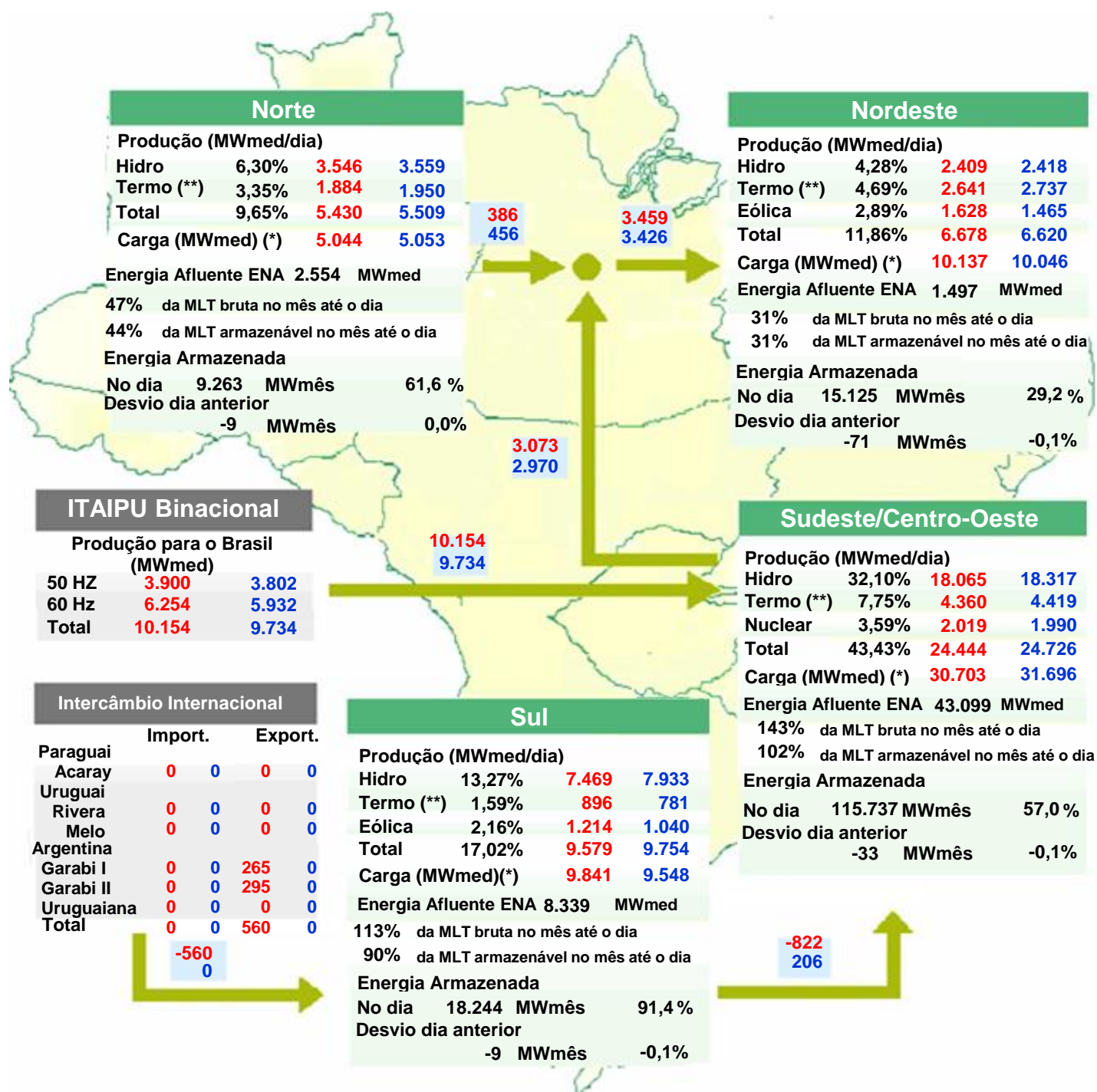


(*) Carga = Consumo + Perdas

(**) Este valor inclui todas as usinas Tipo I, Tipo II-A, conjuntos e parcelas das usinas Tipo-III que são consideradas na programação da geração.

2 - Balanço de Energia Detalhado

LEGENDA: ■ Verificado ■ Programado



(*) Carga = Consumo + Perdas

(**) Este valor inclui todas as usinas Tipo I, Tipo II-A, conjuntos e parcelas das usinas Tipo-III que são consideradas na programação da geração.

3 - Variação de Energia Armazenada

Energia Armazenada	Sul	SE/CO	Norte	NE
Capacidade Máxima (MWmês)	19.958	202.862	15.041	51.809
Armazenamento ao final do dia (MWmês)	18.244	115.737	9.263	15.125
Armazenamento ao final do dia (%)	91,4	57,0	61,6	29,2
Variação em relação dia anterior (%)	-0,1	-0,1	0,0	-0,1
Variação acumulada mensal (%)	-1,4	0,3	-0,5	-0,9

4 - Destaques da Operação

* CARGA E PRODUÇÃO DE ENERGIA POR SUBMERCADO

Submercado Sul:

A geração hidráulica foi inferior ao valor programado, notadamente no período de carga média, devido à otimização de geração na UH Itaipu.

A geração térmica foi superior ao valor programado (ver itens 5 e 6).

A geração eólica foi superior ao valor previsto em face de condições favoráveis de vento.

A carga foi superior ao valor previsto.

Submercado Sudeste/Centro-Oeste:

A geração hidráulica foi inferior ao valor programado devido à carga abaixo do valor previsto.

A geração térmica foi ligeiramente inferior ao valor programado (ver itens 5 e 6).

A geração nuclear não apresentou desvio significativo em relação aos valores programados.

A produção total de Itaipu para o Brasil foi superior ao valor programado para otimização de energia vertida turbinável.

Submercado Nordeste:

A geração hidráulica não apresentou desvio significativo em relação ao valor programado.

A geração térmica foi inferior ao valor programado (ver itens 5 e 6).

A geração eólica foi superior ao valor previsto em face de condições favoráveis de vento.

A carga foi superior ao valor previsto.

Submercado Norte:

A geração hidráulica não apresentou desvio significativo em relação ao valor programado.

A geração térmica foi inferior ao valor programado (ver itens 5 e 6).

A carga não apresentou desvio significativo em relação ao valor previsto.

*** TRANSFERÊNCIA DE ENERGIA ENTRE SUBMERCADOS**

Intercâmbio de Energia do Submercado Sul

O intercâmbio de energia do submercado Sul foi inferior ao valor programado, inclusive com inversão de sentido, para otimização de energia vertida turbinável na UH Itaipu, conforme relato anterior.

Intercâmbio de Energia para o Submercado Nordeste

O intercâmbio de energia para o submercado Nordeste não apresentou desvio significativo em relação ao valor programado.

Intercâmbio de Energia do Submercado Norte

O intercâmbio de energia do submercado Norte foi inferior ao valor programado, devido à geração térmica abaixo do valor programado neste submercado, conforme relato anterior.

Intercâmbio Internacional

Houve intercâmbio internacional do Brasil para Argentina das 10h30min às 23h59min, pela conversora Garabi I e II, por solicitação da CAMMESA, em tempo real, em função da indisponibilidade em emergência de geração na Argentina.

*** OCORRÊNCIAS NA REDE DE OPERAÇÃO**

Nada a relatar.

*** OCORRÊNCIAS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

Nada a relatar.

*** CONCLUSÃO DE TESTES DE COMISSONAMENTO DE NOVAS INSTALAÇÕES**

Nada a relatar.

5 - Gerações Térmicas das Usinas Tipo I e Tipo II-A

5.1 - Valores de Média Diária das Usinas Térmicas Tipo I

Usinas	Razão do	Capacidade (*)		Média Diária		Média Diária		Obs.
	Despacho	Instal.	Dispon.	Prog.	Verif.	Difer. E	Var%(**)	
S U D E S T E / C E N T R O - O E S T E								
Angra II	EN	1350	1350	1350	1368	---	---	---
Angra I	EN	640	640	640	651	---	---	---
Norte Fluminense	IN/EN/EL	826	826	659	670	11	2%	---
Baixada Fluminense	EL	533	530	451	451	---	0%	---
Santa Cruz Nova	GE	350	175	175	173	-2	-1%	(2)
Luiz O. R. Melo	GE	204	204	204	202	-2	-1%	---
Luiz Carlos Prestes	---	386	350	0	0	---	---	---
Do Atlântico	IN	490	370	370	399	29	8%	(3)
Gov. Leonel Brizola	IN/EL	1058	1015	489	499	10	2%	---
Juiz de Fora	---	87	84	0	0	---	---	---
Euzébio Rocha	IN/EL	249	210	210	213	3	1%	(3)
Aureliano Chaves	---	226	214	0	0	---	---	---
B. L. Sobrinho	---	386	280	0	0	---	---	(4)
W. Arjona	---	206	171	0	0	---	---	(3)
Viana	---	175	0	0	0	---	---	(3)
Fernando Gasparian	EL	576	560	430	434	4	1%	---
Campos	---	30	0	0	0	---	---	(3)
Cuiabá	---	529	466	0	0	---	---	(3)
Mário Lago	---	923	800	0	0	---	---	(2)
Igarapé	---	131	75	0	0	---	---	(3)
Termonorte II	---	340	320	0	0	---	---	---
Palmeiras de Goiás	---	176	0	0	0	---	---	(4)
Daia	---	44	38	0	0	---	---	(3)
Goiânia 2	---	140	75	0	0	---	---	(3)
Caçu - I	IN	130	90	90	83	-7	-8%	(3)
Ipaussu	IN	76	30	30	20	-10	-33%	(3)
Araguaia	EL	23	12	12	12	---	0%	(3)
TOTAL SE / CO		10284	8885	5110	5175	36	1%	

Legenda:

EL - Elétrica

EN - Energética

IN - Inflexibilidade

EX - Exportação

TE - Teste

GE - Garantia de Suprimento Energético - Res. CNPE 03/2013

PE - Perdas

GFOM - Geração Fora de Ordem de Mérito de Custo - Resolução ANEEL 614/2014

GSUB - Geração de substituição - Resolução ANEEL 614/2014

ER - Energia Reposição

(1) - Não são comparadas por serem programadas sempre na base

(2) - Manutenção em Unidade Geradora (Esta observação refere-se às diferenças entre Capacidade Instalada e Capacidade Disponível)

(3) - Restrição Operativa (Esta observação refere-se às diferenças entre Capacidade Instalada e Capacidade Disponível)

(4) - Manutenção em Unidade Geradora e Restrição Operativa (Esta observação refere-se às diferenças entre Capacidade Instalada e Capacidade Disponível)

(*) - A Capacidade Instalada e Disponível não considera o montante de geração com operação comercial suspensa ou em processo de expansão

(**) - Diferença (Verificado - Programado)

Var% = (Verificado - Programado) / Programado * 100

Usinas	Razão do	Capacidade (*)		Média Diária		Média Diária		Obs.
	Despacho	Instal.	Dispon.	Prog.	Verif.	Difer.	E Var %(**)	
S U L								
Candiota III	---	350	0	0	0	---	---	(2)
P. Médici	IN	383	120	120	156	36	30%	(4)
J. Lacerda C	IN	363	325	325	325	---	0%	(3)
J. Lacerda B	IN	262	210	210	212	2	1%	(3)
J. Lacerda A	IN	232	105	55	56	1	2%	(4)
Charqueadas	IN	36	30	30	28	-2	-7%	(3)
Figueira	IN	20	13	13	7	-6	-46%	(3)
Uruguaiana	---	640	0	0	0	---	---	(3)
Sepé Tiaraju	---	262	249	0	0	---	---	---
Araucária	---	484	470	0	0	---	---	---
Klabin	TE	330	0	0	73	73	100%	---
TOTAL S		3362	1522	753	857	104	14%	
N O R D E S T E								
Termopernambuco	EN	533	270	270	268	-2	-1%	(4)
Porto Pecém I	EN	720	705	705	669	-36	-5%	---
Porto Pecém II	EN/GE	365	365	334	334	---	0%	---
Fortaleza	EN/GE	347	327	309	308	-1	0%	---
Rômulo Almeida	EN/EL/GE	138	115	115	114	-1	-1%	(3)
Pernambuco III	EN/EL	200	17	17	17	---	0%	(4)
Celso Furtado	EN/EL/GE	186	165	165	166	1	1%	(3)
Termoceará	GE	220	130	85	85	---	0%	(4)
Jesus S. Pereira	IN/GE	323	320	160	163	3	2%	---
Maracanaú I	GE	168	40	26	26	---	0%	(2)
Suape II	GE	381	380	264	239	-25	-9%	---
Termocabo	GE	50	49	17	16	-1	-6%	---
Campina Grande	GE	169	25	12	12	---	0%	(4)
Termonordeste	GE	171	162	88	84	-4	-5%	---
Termoparaíba	GE	171	162	88	80	-8	-9%	---
Global I	GE	149	109	57	59	2	4%	(3)
Global II	---	149	0	0	0	---	---	(2)
Sykue I	---	30	0	0	0	---	---	(3)
Arembepe	---	150	110	0	0	---	---	(3)
Muricy	---	152	120	0	0	---	---	(2)
Petrolina	---	136	116	0	0	---	---	(2)
Camaçari	---	69	0	0	0	---	---	(2)
Potiguar III	---	66	55	0	0	---	---	(3)
Potiguar	---	53	53	0	0	---	---	---
Pau Ferro I	---	94	94	0	0	---	---	---
Termomanaus	---	143	143	0	0	---	---	---
TOTAL NE		5333	4032	2712	2640	-72	-3%	

Usinas	Razão do	Capacidade (*)		Média Diária		Média Diária		Obs.
	Despacho	Instal.	Dispon.	Prog.	Verif.	Difer.	E Var %(**)	
N O R T E								
Parnaíba IV	EN	56	56	56	47	-9	-16%	---
Maranhão IV	EN	338	338	338	169	-169	-50%	---
Maranhão V	EN	338	338	338	0	-338	-100%	---
Porto do Itaqui	GE	360	360	360	358	-2	-1%	---
Nova Venécia	GE	178	178	162	156	-6	-4%	---
Aparecida	IN	166	115	115	112	-3	-3%	(4)
Geramar I	GE	166	70	56	48	-8	-14%	(4)
Geramar II	GE	166	159	121	102	-19	-16%	(2)
Mauá 3	---	110	0	0	0	---	---	(2)
Mauá 4	---	158	0	0	0	---	---	(4)
Santana I	---	58	0	0	0	---	---	(4)
Santana II	---	50	0	0	0	---	---	(4)
Jaraqui	IN	75	34	34	26	-8	-24%	(2)
Tambaqui	IN	75	63	63	57	-6	-10%	(3)
Manauara	IN	67	49	49	49	---	0%	(3)
Ponta Negra	IN	66	64	64	65	1	2%	---
Cristiano Rocha	IN	85	68	68	49	-19	-28%	(2)
Suzano Maranhão	IN	254	0	0	32	32	100%	(4)
Maranhão III	TE	506	0	0	507	507	100%	---
Santarém	---	19	18	0	0	---	---	(3)
TOTAL N		3291	1910	1824	1777	-47	-3%	

5.2 - Valores de Média Diária das Usinas Térmicas Tipo II-A

Usinas	Razão do	Capacidade (*)		Média Diária		Média Diária		Obs.
	Despacho	Instal.	Dispon.	Prog.	Verif.	Difer.	E Var %(**)	
S U D E S T E / C E N T R O - O E S T E								
Xavantes	---	54	53	0	0	---	---	---
TOTAL SE		54	53	0	0	0	---	
S U L								
Energia Madeiras	GFOM	4	2	2	2	---	0	(3)
TOTAL S		4	2	2	2	0	0%	
N O R D E S T E								
Bahia I	---	32	28	0	0	---	---	(3)
Enguia CE**	---	95	0	0	0	---	---	---
Enguia PI**	---	52	0	0	0	---	---	---
TOTAL NE		179	28	0	0	0	---	
N O R T E								
TOTAL N		0	0	0	0	0	---	

(**) Corresponde ao total de geração programada nas usinas da Enguia nos estados do Ceará e Piauí, respectivamente.
O submódulo 26.1 dos Procedimentos de Rede determina que as usinas Tipo I e Tipo II-A são programadas e despachadas centralizadamente pelo ONS.

5.3 - Usinas com mais de uma razão de despacho (Tipo I e II-A) - Médias Diárias

Usinas	Média Diária		Razão do Despacho
	Verificada	Programada	
Norte Fluminense	361 50 259	350 50 259	IN EN EL
Gov. Leonel Brizola	40	30	IN

	459	459	EL
Euzebio Rocha	51 162	48 162	IN EL
Porto Pecém II	259 75	259 75	EN GE
Fortaleza	232 76	232 77	EN GE
Rômulo Almeida	81 31 2	82 31 2	EN EL GE
Pernambuco III	12 5	12 5	EN EL
Celso Furtado	117 45 4	117 45 3	EN EL GE
Jesus S. Pereira	76 87	73 87	IN GE

5.4 - Total de Geração Térmica das Usinas Tipo I e Tipo II-A dos submercados e do SIN

	Capacidade (*)		Média Diária		Média Diária	
	Instal.	Dispon.	Prog.	Verif.	Difer. E	Var % (**)
SUDESTE/CENTRO-OESTE	10338	8938	5110	5175	65	1%
SUL	3366	1524	755	859	104	14%
NORDESTE	5512	4060	2712	2640	-72	-3%
NORTE	3291	1910	1824	1777	-47	-3%
TOTAL SIN	22507	16432	10401	10451	50	0%

5.5 - Principais diferenças entre as Capacidades Instaladas e Disponibilidade

5.5.1 - Por Manutenção

Usinas	Capacidade		Diferença
	Instalada	Disponível	
Santa Cruz Nova	350	175	175
Mário Lago	923	800	123
Candiota III	350	0	350
Maracanaú I	168	40	128
Global II	149	0	149
Muricy	152	120	32
Petrolina	136	116	20
Camaçari	69	0	69
Geramar II	166	159	7
Mauá 3	110	0	110
Jaraqui	75	34	41
Cristiano Rocha	85	68	17
Total	2733	1512	1221

5.5.2 - Por Restrição Operativa

Usinas	Capacidade		Diferença
	Instalada	Disponível	
Do Atlântico	490	370	120
Euzebio Rocha	249	210	39
W. Arjona	206	171	35
Viana	175	0	175
Campos	30	0	30
Cuiabá	529	466	63
Igarapé	131	75	56
Daia	44	38	6
Goiânia 2	140	75	65
Caçu - I	130	90	40
Ipaussu	76	30	46
Araguaia	23	12	11
J. Lacerda C	363	325	38
J. Lacerda B	262	210	52
Charqueadas	36	30	6
Figueira	20	13	7
Uruguaiana	640	0	640
Rômulo Almeida	138	115	23
Celso Furtado	186	165	21
Global I	149	109	40
Sykue I	30	0	30
Arembepe	150	110	40
Potiguar III	66	55	11
Tambaqui	75	63	12
Manauara	67	49	18
Santarém	19	18	1
Energia Madeiras	4	2	2
Bahia I	32	28	4
Rio Acre	45	32	13
Total	4505	2861	1644

5.5.3 - Por Restrição Operativa e Manutenção

Usinas	Capacidade		Diferença
	Instalada	Disponível	
B. L. Sobrinho	386	280	106
Palmeiras de Goiás	176	0	176
P. Médici	383	120	263
J. Lacerda A	232	105	127
Termopernambuco	533	270	263
Pernambuco III	200	17	183
Termo Ceará	220	130	90
Campina Grande	169	25	144
Aparecida	166	115	51
Geramar I	166	70	96
Mauá 4	158	0	158
Santana I	58	0	58
Santana II	50	0	50
Suzano Maranhão	254	0	254
Total	3151	1132	2019

5.5.4 - Totais

	Capacidade		Diferença
	Instalada	Disponível	
Por Manutenção	2733	1512	1221
Por Restrição Operativa	4505	2861	1644
Por Restrição Operativa e Manutenção	3151	1132	2019
Demais Restrições Agregadas	12118	10927	1191
Total	22507	16432	6075

5.6 - Diferença entre capacidade instalada e autorizada - Usinas com operação comercial suspensa ou em expansão

Usinas	Capacidade		Diferença
	Instalada	Disponível	
Santa Cruz Nova	500	350	150
P. Médici	446	383	63
Camaçari	347	69	278
São Jerônimo	20	0	20
Alegrete	66	0	66
Nuteva	24	0	24
Santa Cruz	436	0	436
Piratininga	200	0	200
Total	2039	802	1237

6 - Destaques da Geração Térmica

Os destaques apresentados a seguir se referem unicamente aos motivos de diferenças diárias entre valores programados e verificados de geração, registrados com base em informações prestadas pelos agentes na operação em tempo real. Para quaisquer outras finalidades, devem ser usados valores consistidos e considerados os parâmetros requeridos para cada cálculo. Por exemplo, para acompanhamento do cumprimento do Termo de Compromisso - TC ANEEL/Petrobrás devem ser considerados os dados mensais consistidos com o agente.

* PRINCIPAIS DIFERENÇAS ENTRE GERAÇÃO VERIFICADA E PROGRAMADA

As UNs Angra I e II (ELETRONUCLEAR) geraram acima do programado durante todo o dia devido ao maior rendimento de suas unidades geradoras.

A UT Norte Fluminense (NORTE FLUMINENSE) gerou acima do programado da 01h31min às 02h30min para controle de carregamento na transformação de 500/345 kV da subestação Adrianópolis e das 03h00min às 15h00min devido ao maior rendimento de suas unidades geradoras.

A UT Do Atlântico (ThyssenKrupp CSA Siderúrgica do Atlântico Ltda) gerou acima do programado durante todo o dia devido à maior disponibilidade de combustível oriundo do processo interno da planta.

A UT Gov. Leonel Brizola (PETROBRAS) gerou acima do programado da 00h00min à 01h08min devido ao atraso no processo de elevação de geração.

A UT Caçu I (RIO CLARO AGROINDUSTRIAL S.A.) gerou abaixo do programado durante todo o dia devido à menor disponibilidade de combustível (bagaço de cana).

A UT Ipaussu (BARRA BIOENERGIA S.A.) gerou abaixo do programado da 00h00min às 11h30min devido à menor disponibilidade de combustível.

A UT P. Médici (Eletrobras CGTEE) gerou acima do programado da 01h19min às 21h36min devido ao retorno antecipado da UG nº 3.

A UT Figueira (COPEL GERAÇÃO) gerou abaixo do programado durante todo o dia devido a defeito no sistema de captação de água da usina.

A UT Klabin (Klabin S.A.) gerou durante todo o dia devido à realização de testes na usina.

A UT Porto Pecém I (Porto Pecém Geração de Energia S.A.) gerou abaixo do programado durante todo o dia devido à problemas no sistema de filtragem da usina.

A UT Suape II (ENERGÉTICA SUAPE II S.A.) gerou abaixo do programado das 08h30min às 21h00min devido à indisponibilidade de unidades geradoras.

A UT Termoparaíba (EPASA) gerou abaixo do programado das 09h00min às 21h00min devido ao menor rendimento de suas unidades geradoras face à temperatura ambiente.

A UT Parnaíba IV (PARNAÍBA GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.) gerou abaixo do programado da 00h00min às 04h32min e das 12h31min às 24h00min devido ao menor rendimento de suas unidades geradoras e das 04h32min às 12h31min devido à indisponibilidade da UG nº 3.

A UT Maranhão IV (PARNAÍBA GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.) gerou abaixo do programado e a UT Maranhão V (PARNAÍBA GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.) não gerou durante todo o dia devido realização de testes na UT Maranhão III (PARNAÍBA GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.).

A UT Nova Venécia (PARNAÍBA GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.) gerou abaixo do programado das 08h39min às 24h00min devido à indisponibilidade de unidade geradora.

A UT Geramar I (GERA MARANHÃO) gerou abaixo do programado da 00h25min às 02h59min, por solicitação do ONS, devido à carga abaixo da prevista no submercado Sudeste/Centro-Oeste.

A UT Geramar II (GERA MARANHÃO) gerou abaixo do programado da 00h25min às 02h59min, por solicitação do ONS, devido à carga abaixo da prevista no submercado Sudeste/Centro-Oeste e das 12h16min às 24h00min devido ao menor rendimento de suas unidades geradoras.

A UT Jaraqui (PETROBRAS) gerou abaixo do programado da 00h00min às 08h00min e das 18h30min às 24h00min devido ao menor rendimento de suas unidades geradoras.

A UT Tambaqui (PETROBRAS) gerou abaixo do programado da 00h00min às 13h00min devido ao menor rendimento de suas unidades geradoras e das 13h01min às 24h00min devido à indisponibilidade de unidade geradora.

A UT Cristiano Rocha (Raesa SA) gerou abaixo do programado da 00h00min às 07h22min e das 18h01min às 24h00min devido ao menor rendimento de suas unidades geradoras e das 07h23min às 18h00min devido à indisponibilidade de unidades geradoras.

A UT Suzano Maranhão (Suzano Papel e Celulose SA) gerou acima do programado das 08h21min às 10h50min e das 11h41min às 24h00min devido ao retorno antecipado da UG nº 2.

* INFORMAÇÕES ADICIONAIS

Na UT Santa Cruz Nova (ELETROBRAS FURNAS), as unidades geradoras nº 1 e 2 estão em fase de expansão e tem previsão de entrada em operação para 30/04/2019 e 31/05/2019, respectivamente, conforme consta no relatório SFG/ANEEL de Acompanhamento das Centrais Geradoras Termelétricas, emitido em agosto de 2015.

Na UT Santa Cruz (ELETROBRAS FURNAS), as unidades geradoras a óleo nº 3 e 4 estão com a operação suspensa conforme despacho da ANEEL nº 3.263 de 19/10/2012.

A UT Piratininga (EMAE), com duas unidades geradoras a óleo, está com a operação suspensa conforme despacho da ANEEL nº 4005 de 11/10/2011.

A UT PIE-RP (PIE-RP), com 4 unidades geradoras, está com sua operação suspensa, conforme despacho SFG/ANEEL nº 1035, de 09/04/13, que suspende temporariamente a operação destas unidades até que sejam restabelecidas as condições operativas.

Na UT P. Médici (ELETROBRAS CGTEE) a unidade geradora nº 2 está com operação suspensa a partir de 11/07/2014 conforme despacho da ANEEL nº 2624 de 14/07/2014.

A UT Alegrete (TRACTEBEL), com duas unidades geradoras a óleo, está com a outorga revogada a partir de 25/02/2014 conforme despacho da ANEEL nº 4567/2014.

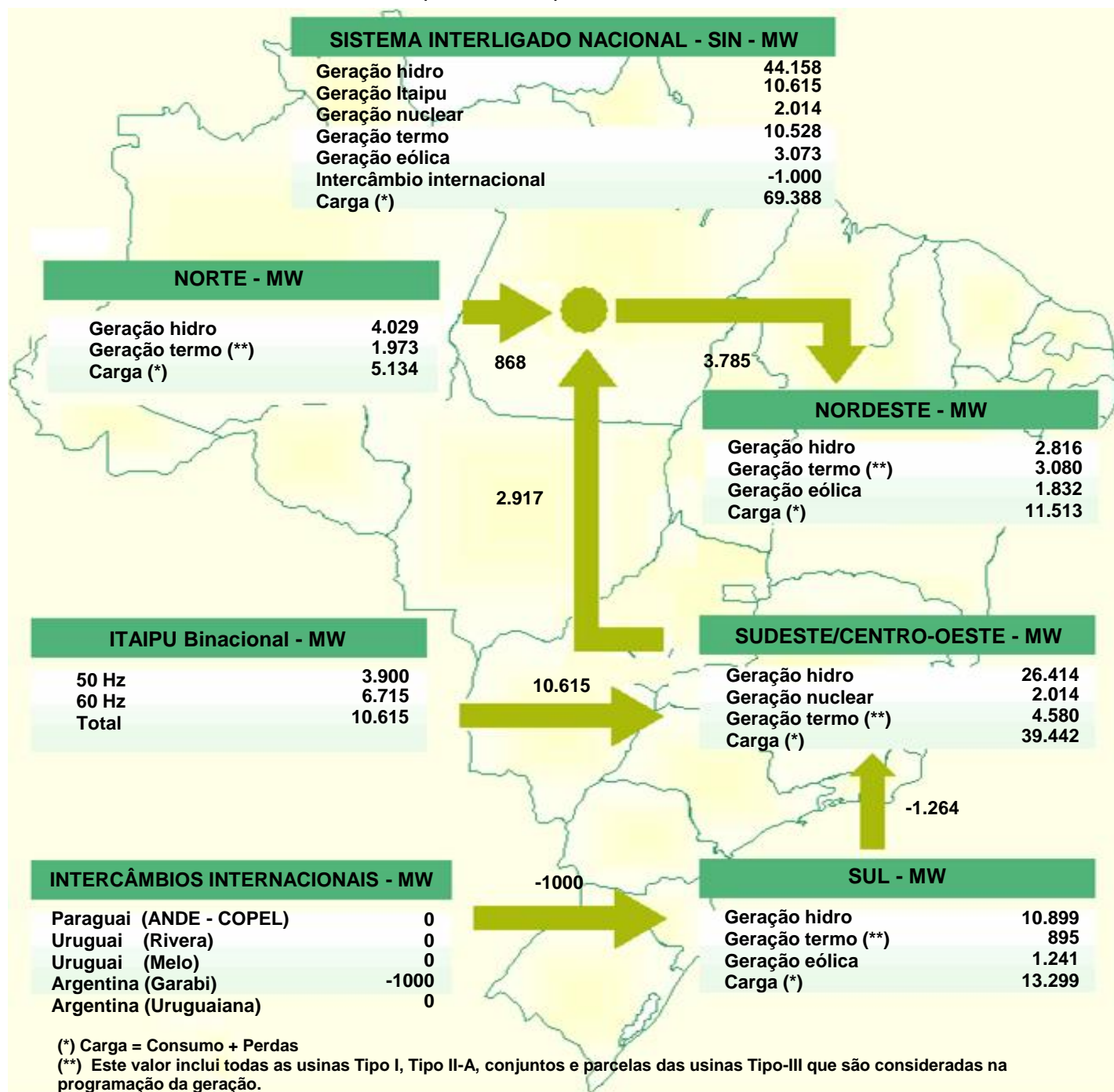
Na UT São Jerônimo (ELETROBRAS CGTEE) as unidades nº2 e nº3 estão com a operação suspensa a partir do dia 11/07/2014, conforme despacho da ANEEL nº2623, até que sejam restabelecidas as condições operativas.

A UT Nutepa (ELETROBRAS CGTEE), com três unidades geradoras a óleo, está com a operação suspensa conforme despacho da ANEEL nº 3970 de 06/10/2011.

Na UT Camaçari (Chesf), as unidades geradoras nº1, nº2, nº4 e nº5 estão com a operação suspensa conforme despacho da ANEEL nº 4.792 de 15/12/2014.

7 - Demandas Máximas

7.1 - Demandas Máxima do SIN no dia (18h24min)

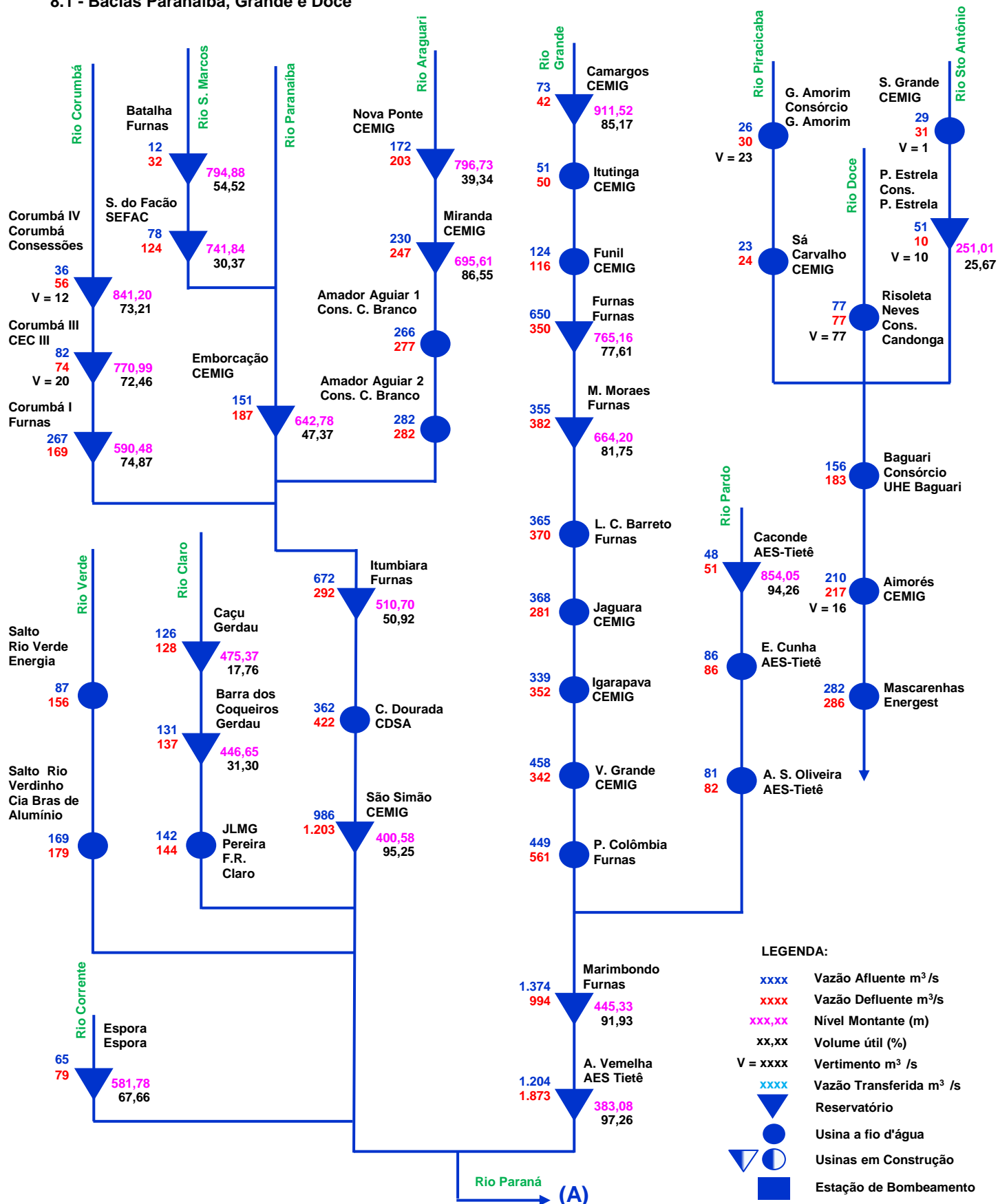


7.2 - Demandas Máximas Instatâneas do dia por Submercados - MW

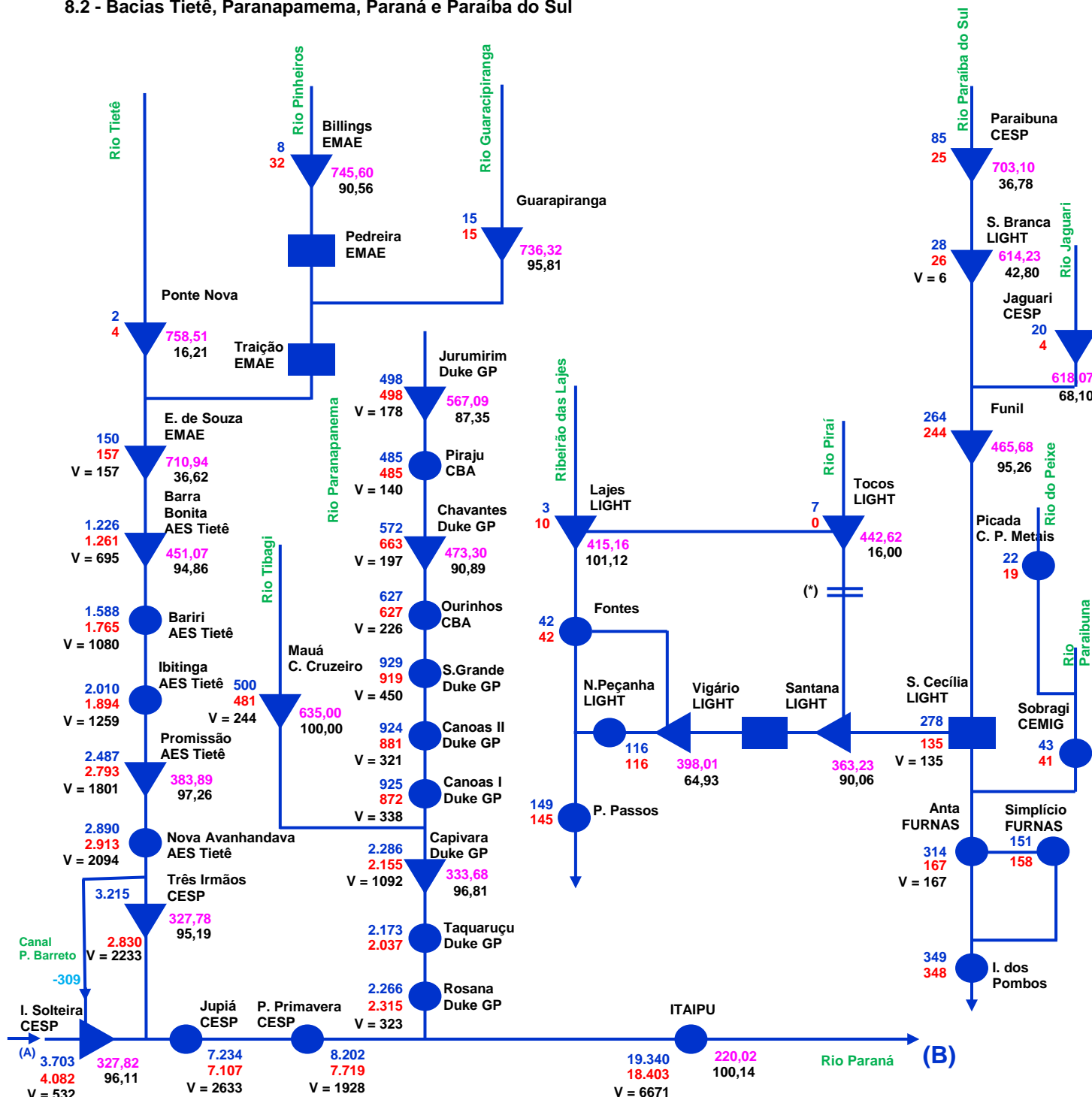
Submercado	Verificada no Dia	Máxima Histórica
SUL	13.320 às 18h18min	17.971 em 06/02/2014
SUDESTE - CO	39.442 às 18h24min	51.894 em 21/01/2015
NORTE	5.648 às 00h25min	6.492 em 21/10/2015
NORDESTE	11.542 às 18h10min	12.473 em 03/12/2015
SIN	69.388 às 18h24min	85.708 em 05/02/2014

8 - Dados Hidráulicos das Usinas Integrantes do SIN

8.1 - Bacias Paranaíba, Grande e Doce



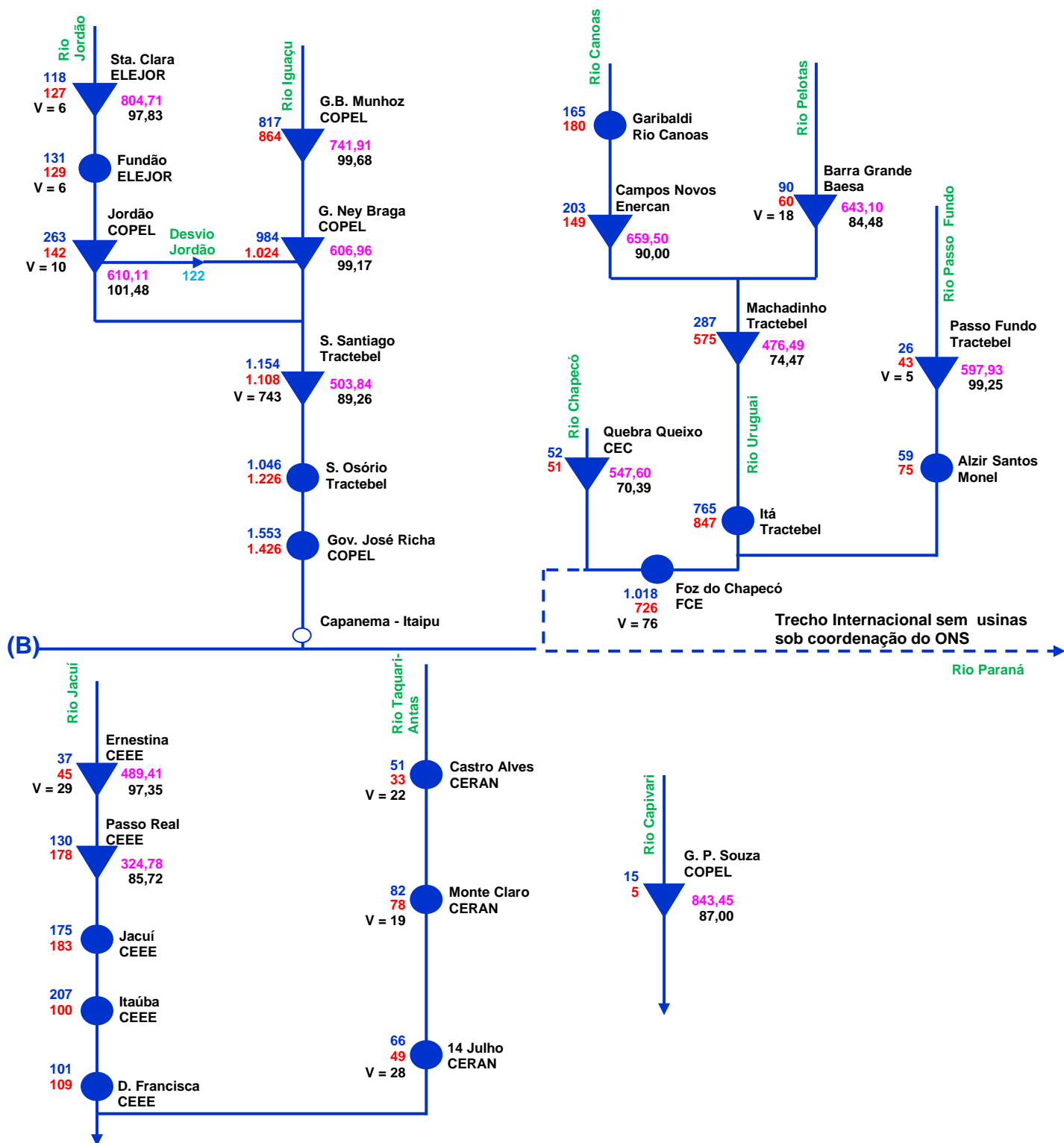
8.2 - Bacias Tietê, Paranapanema, Paraná e Paraíba do Sul



(*) - Interligação normalmente interrompida através de comportas

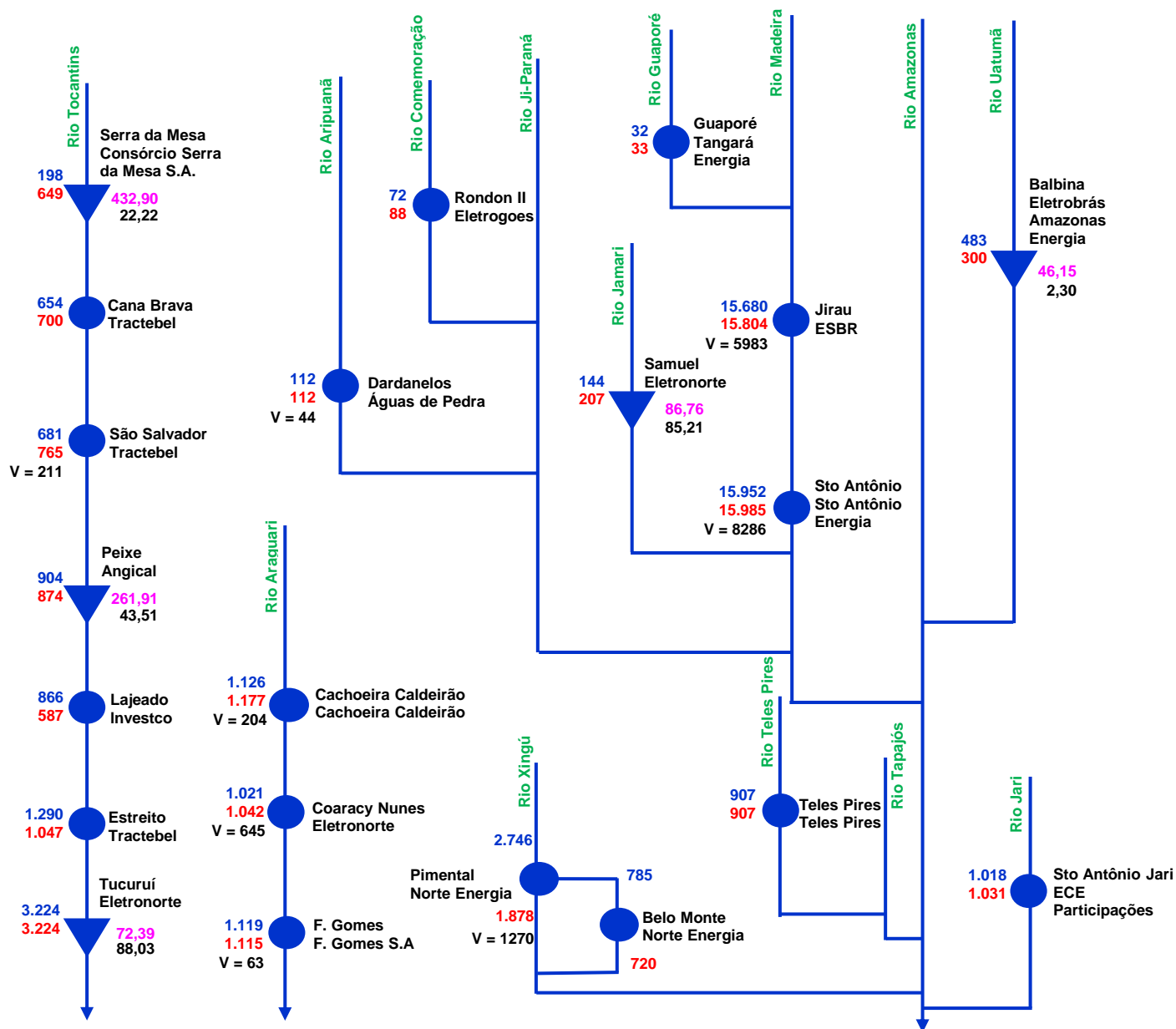
Bacia	% Armaz. Bacia	Energia Natural Afluentes			Geração Hidráulica no dia	
		ENA do dia % da MLT	% MLT no mês até o dia		Verificada MW med	Programada MW med
			Armaz	Bruta		
Paranaíba	47,7	60	68	69	2.319	2.359
Grande	81,2	143	146	146	2.332	2.387
Tietê	94	400	162	365	1.113	1.252
Paranapanema	92	233	135	312	2.170	2.187
Paraná	95,7	172	122	176	13.316	13.038
Paraíba do Sul	52,1	150	132	132	918	816

8.3 - Bacias Iguaçu, Uruguai, Jacuí e Capivari



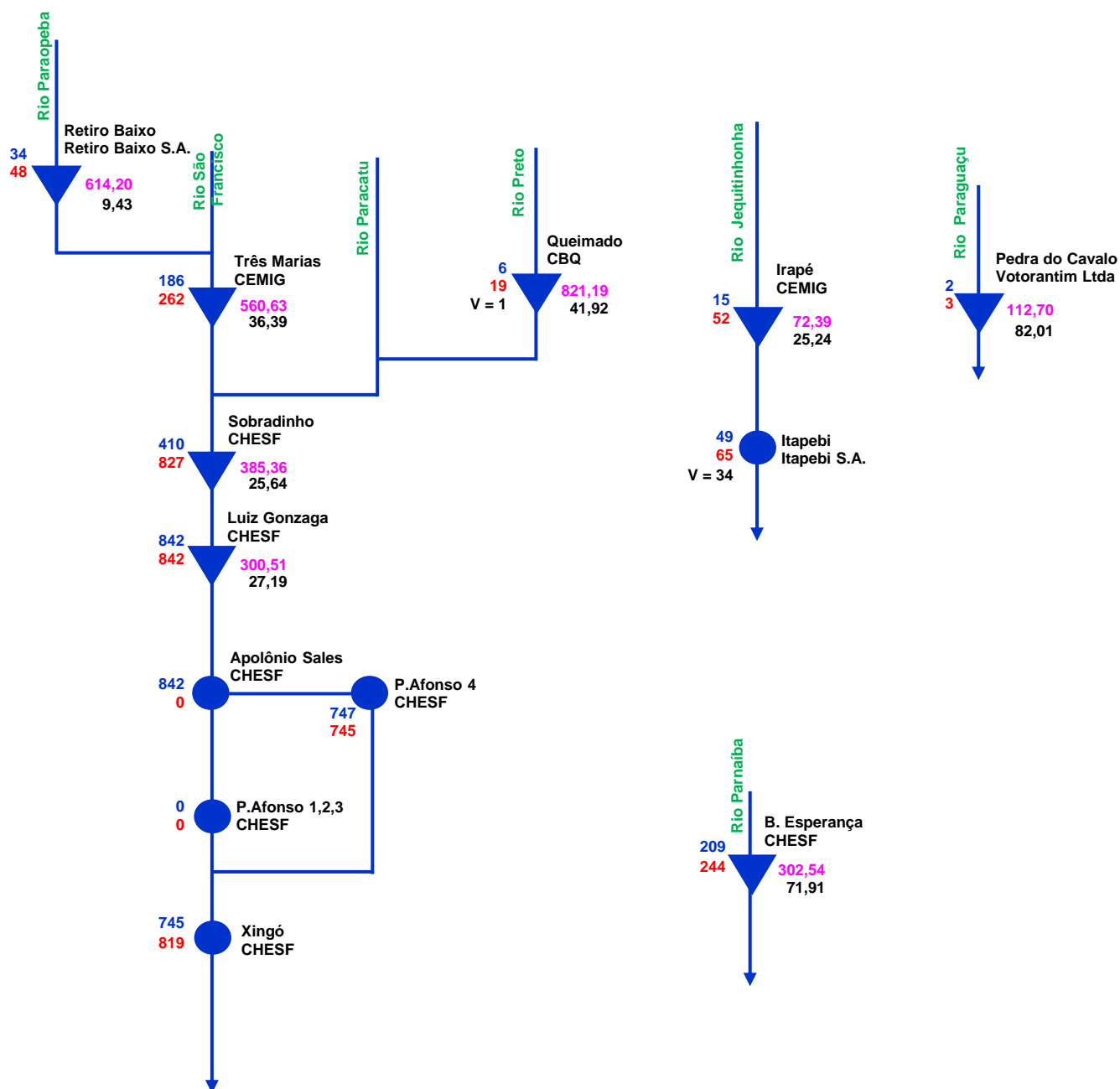
Bacia	%	Energia Natural Afluyente			Geração Hidráulica no dia	
	Armaz. Bacia	ENA do dia	% MLT no mês até o dia		Verificada	Programada
		% da MLT	Armaz	Bruta	MW med	MW med
Iguaçu	95,9	111	115	155	4.025	4.419
Jacuí	86	39	43	46	353	348
Uruguai	86,6	49	68	70	2.034	2.230
Capivari	87	94	148	148	26	32

8.4 - Bacia do Tocantins, Amazonas e Araguaari



Bacia	% Armaz. Bacia	Energia Natural Afluyente			Geração Hidráulica no dia	
		ENA do dia % da MLT	% MLT no mês até o dia		Verificada MW med	Programada MW med
			Armaz	Bruta		
Tocantins	33,3	45	44	45	3.526	3.535
Amazonas	25,8	82	52	75	3.355	4.045

8.5 - Bacias do São Francisco, Parnaíba, Jequitinhonha e Paraguaçu



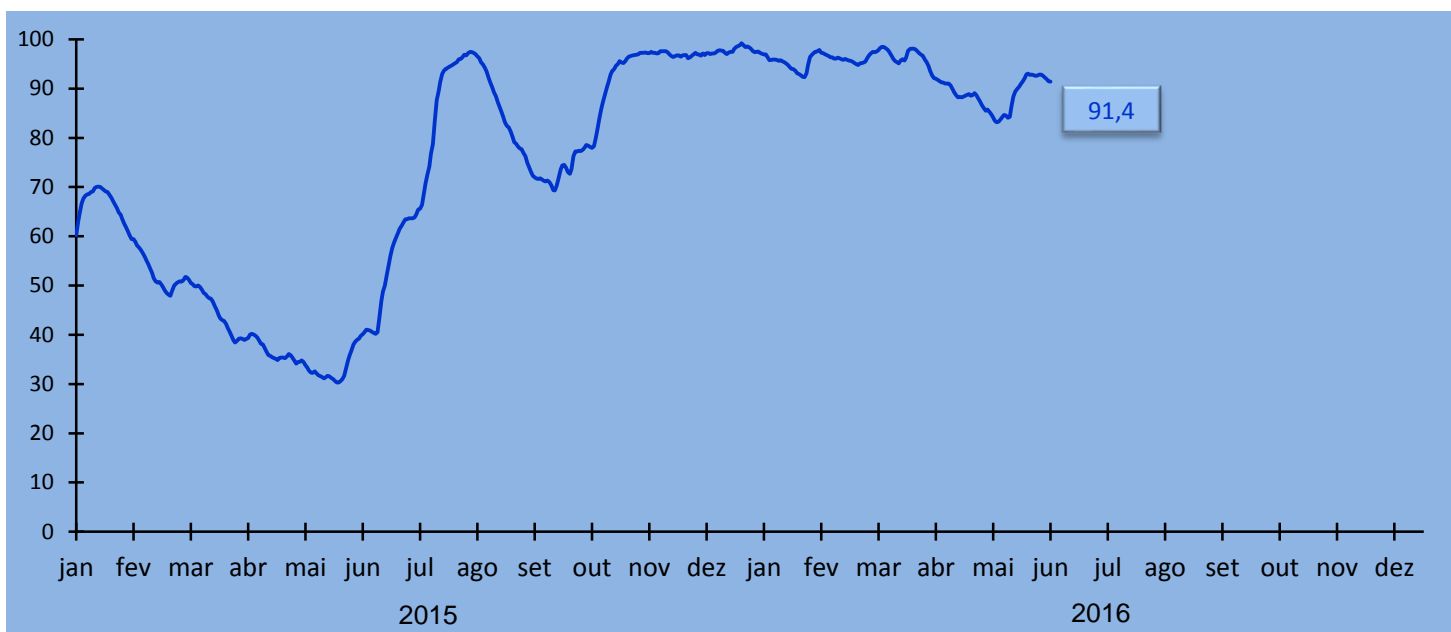
Bacia	% Armaz. Bacia	Energia Natural Afluyente			Geração Hidráulica no dia	
		ENA do dia % da MLT	% MLT no mês até o dia		Verificada MW med	Programada MW med
São Francisco	28,9	32	31	32	2.379	2.384
Parnaíba	70,4	75	76	76	96	95

8.6 - Contribuição de Armazenamento das Bacias para cada Submercado

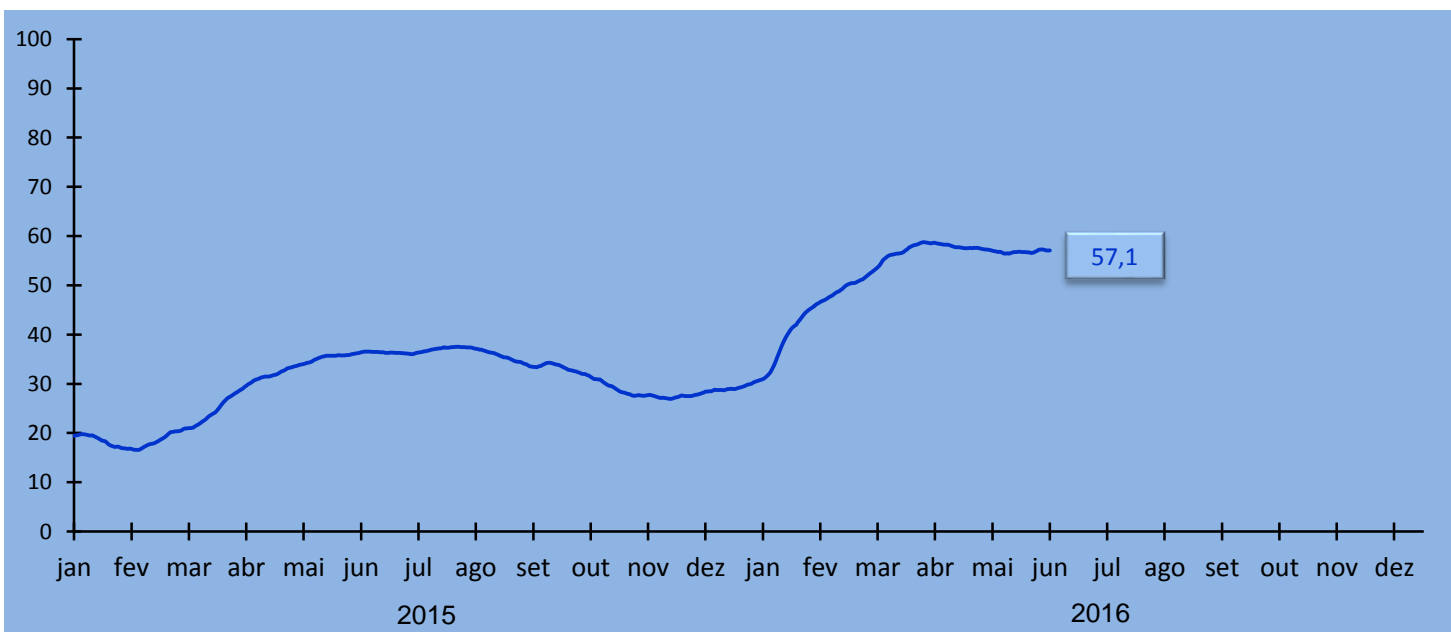
BACIA	SUBMERCADO			
	SE/CO	S	NE	N
PARANAÍBA	32,19%	---	---	---
GRANDE	36,12%	---	---	---
TIETÊ	5,97%	---	---	---
PARANAPANEMA	9,45%	1,43%	---	---
PARANÁ	5,00%	---	---	---
PARAÍBA DO SUL	3,31%	---	---	---
JEQUITINHONHA	0,40%	---	1,69%	---
IGUAÇU	---	53,14%	---	---
JACUÍ	---	15,07%	---	---
URUGUAI	---	28,53%	---	---
CAPIVARI	---	1,84%	---	---
SÃO FRANCISCO	0,71%	---	95,44%	---
PARNAÍBA	---	---	1,23%	---
PARAGUAÇU	---	---	1,64%	---
TOCANTINS	6,24%	---	---	99,62%
AMAZONAS	0,21%	---	---	0,38%
OUTRAS	0,40%	-0,01%	0,00%	0,00%

9 - Acompanhamento dos Armazenamentos por Submercado

9.1 - Sul

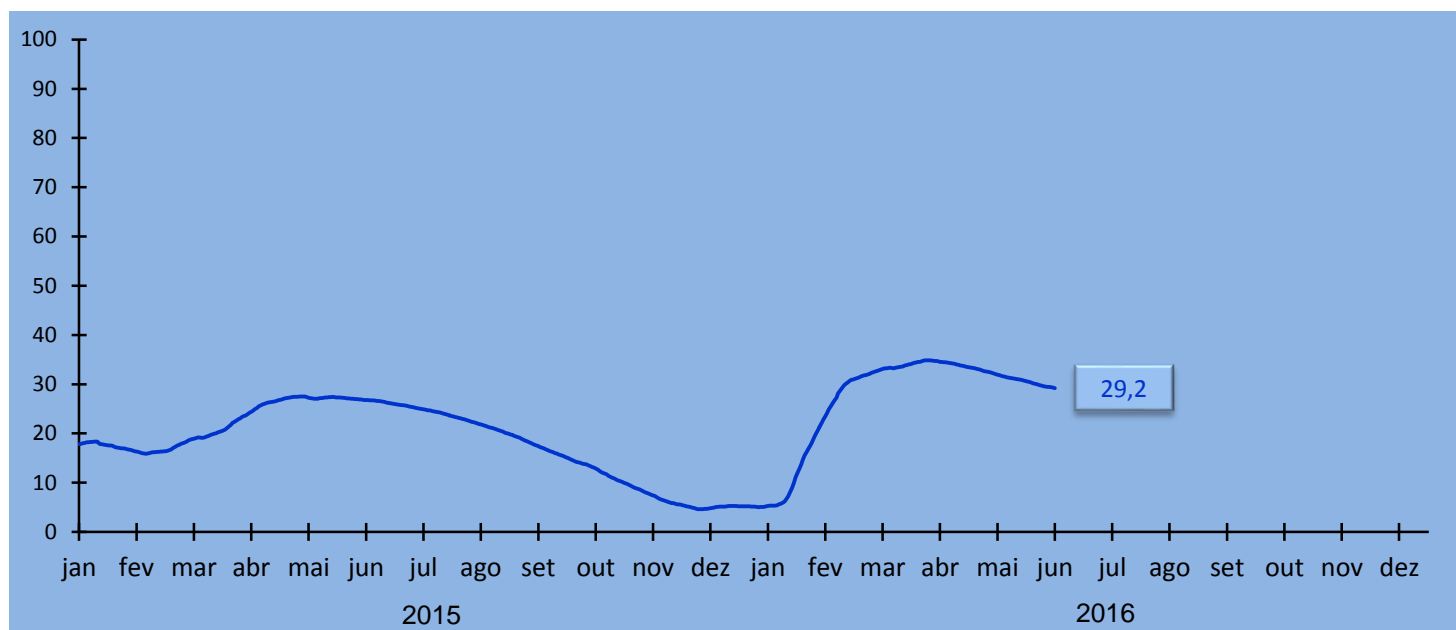


9.2 - Sudeste



9 - Acompanhamento dos Armazenamentos por Submercado

9.3 - Nordeste



9.4 - Norte

