

Setor Elétrico

Bruno Moreno




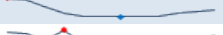

Disponibilidade

No mês de análise, a Tabela 4.1 mostra que houve um aumento significativo da ENA em todo o Sistema Interligado Nacional-SIN em relação ao mês anterior, 24,79%. O esperado período úmido chegou com mais força, representando certo alívio para o setor elétrico. A região SE, a qual apresenta a maior capacidade de estoque de energia hidráulica do SIN, obteve um resultado expressivo de ENA, um aumento de 62,61%, ainda na comparação mensal, bem como NE e N com 18,55% e 23,60%, respectivamente. Somente a região Sul apresentou queda na ENA, 25,29%. O ano de 2015 já apresenta diferença significativa em relação ao regime de chuvas do ano anterior e, com isso, podemos verificar o aumento de 30,36% no total de ENA na comparação anual. Nas regiões SE e S, houve

um aumento expressivo no resultado das ENAs, 54,80% e 123,82%, e um moderado crescimento na região NE, 8,26%. Já na região N, o resultado de ENA foi 42,89% inferior, ainda na comparação anual.

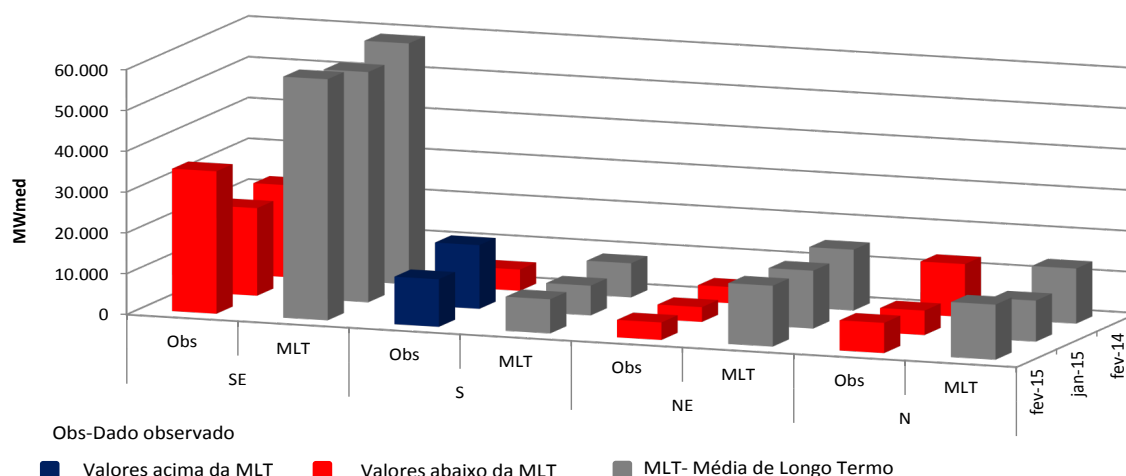
Apesar da melhoria no total de ENA, no mês de fevereiro de 2015, somente a região Sul apresentou resultado acima da sua respectiva Média de Longo Termo-MLT, cerca de 40% superior. O resultado da região SE foi bem aquém de sua MLT, aproximadamente 40% abaixo, bem como NE, 71%, e N, 45%. O Gráfico 4.1 apresenta a comparação das ENAs e suas MLTs no mês de análise, sendo as barras em vermelho as regiões que apresentaram resultado abaixo da MLT e em azul os valores acima.

Tabela 4.1: Energia Natural Afluentes-ENA (MWmed)

	fev-15	fev-15/jan-15	fev-15/fev-14	Tendências 12 meses	jan-15	fev-14
SE	34.895,29	62,61%	54,80%		21.459,61	22.541,71
S	11.661,64	-25,29%	123,82%		15.608,39	5.210,21
NE	4.299,36	18,55%	8,26%		3.626,55	3.971,29
N	7.409,11	23,60%	-42,89%		5.994,45	12.974,14
Total	58.265,40	24,79%	30,36%		46.689,00	44.697,35

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Gráfico 4.1: Comparação dos Dados de ENAs Observados com Suas Respectivas MLTs



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Oferta

A geração convencional no mês de janeiro¹ cresceu 9,76% em relação ao mês anterior. Tal resultado se deu devido ao aumento significativo na geração hidráulica convencional (maior que 30 MW), 14,53%, bem como a geração térmica a Carvão Mineral, com 7,32%. Todo o restante de térmicas apresentou queda: Gás 4,27%; Óleo 4,53%; Nuclear 3,12%; Bicombustível (gás/óleo) 10,85% e Outros 0,98%. Na comparação anual, excetuando Nuclear com queda de 1,18%, todas as demais térmicas aumentaram a geração: Gás 41,95%; Óleo 42,53%; Carvão Mineral 25,60%; Bicombustível (gás/óleo) 9,76% e Outros 15,67%. A hidráulica convencional reduziu a geração em 8,59% no mesmo período de análise, o que foi o suficiente para resultar na queda da geração total

convencional em 1,43%.

Na comparação mensal, houve redução de 5,45% do despacho no SE/CO, o qual apresenta o subsistema com a maior geração despachada do SIN (Tabela 4.3). NE e S também apresentaram queda no mesmo período de análise, 4,72% e 3,08% respectivamente. Itaipu também teve uma modesta redução, 0,38%. Somente o subsistema N aumentou a geração, 11,08%. Na comparação entre fevereiro deste ano e o mesmo mês do ano anterior, os subsistemas SE/CO e N decresceram na geração, 16,18% e 16,26%, respectivamente, bem como Itaipu, 8,84%. No entanto, S e NE cresceram 29,17% e 5,09%, respectivamente.

Tabela 4.2: Geração Convencional por Fonte (MWmed)

	jan-15	jan-15/dez-14	jan-15/jan-14	Tendências 12 meses	dez-14	jan-14
Hidráulica > 30MW	45.276,26	14,53%	-8,59%		39.533,46	49.533,36
Térmica a Gás	7.152,10	-4,27%	41,95%		7.471,40	5.038,45
Térmica a Óleo	2.604,73	-4,53%	42,53%		2.728,41	1.827,45
Térmica a Carvão Mineral	2.066,33	7,32%	25,60%		1.925,47	1.645,14
Térmica Nuclear	1.793,70	-3,12%	-1,18%		1.851,56	1.815,06
Térmica bi-Combustível - gás/óleo	487,47	-10,85%	9,76%		546,78	444,12
Térmica - Outros	420,36	-0,98%	15,67%		424,50	363,43
Total Térmica Não Renovável	14.524,69	-2,83%	30,46%		14.948,12	11.133,65
Total Convencional	59.800,95	9,76%	-1,43%		54.481,58	60.667,01

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Tabela 4.3: Geração Despachada por Subsistema (MWmed)

	fev-15	fev-15/jan-15	fev-15/fev-14	Tendências 12 meses	jan-15	fev-14
SE/CO	25.855,46	-5,45%	-16,18%		27.347,17	30.848,02
S	13.833,88	-3,08%	29,17%		14.273,30	10.710,13
NE	7.957,90	-4,72%	5,09%		8.352,03	7.572,15
N	8.316,01	11,08%	-16,26%		7.486,34	9.930,71
Itaipu	8.588,48	-0,38%	-8,84%		8.621,25	9.421,65

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ONS.

¹ Os dados obtidos da CCEE para o mês de fevereiro, não foram consolidados, ainda, e serão obtidos e analisados, somente, no próximo boletim.






Intercâmbio de Energia Elétrica

Segundo a Tabela 4.4, o subsistema S manteve a exportação de energia para o SE/CO em fevereiro deste ano, apresentando redução de 15,54% em relação ao mês anterior. Houve mudança de direção do intercâmbio de energia internacional através de S, que recebeu 2,08 MWmed, sendo que, em janeiro, o subsistema S exportou 7,36 MWmed para a Argentina. O subsistema N aumentou a exportação de energia para NE e SE/CO, 51,03% e 25,71%, respectivamente. O intercâmbio SE/CO – NE apresentou queda, 18,33%. Já na comparação anual, no intercâmbio S – SE/CO, houve uma mudança de direção, que em fevereiro do ano passado ocorria de SE/CO para S, alcançando 1.614,15 MWmed, e no mesmo mês deste ano o intercâmbio ocorreu de S para SE/CO, alcançando 2.358,60 MWmed. Os intercâmbios

N – NE, N – SE/CO e SE/CO – NE apresentaram queda, 42,19%, 22,25% e 60,46%, respectivamente.

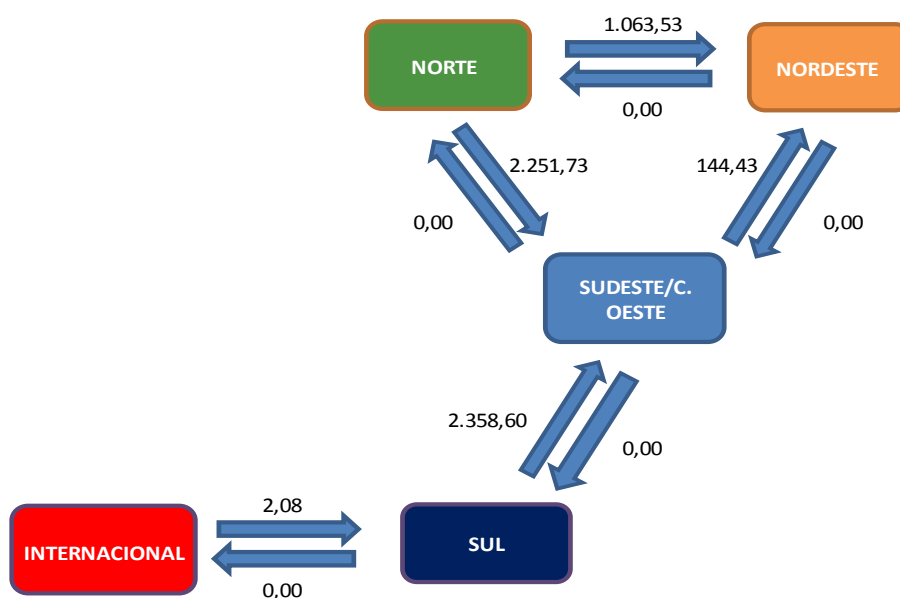
Durante o mês de janeiro deste ano, após um problema técnico no dia 19 que culminou no desligamento parcial do abastecimento de alguns estados, o Brasil e Argentina realizaram diversos intercâmbios de energia pelo Sul do Brasil que é acompanhado pelo indicador Internacional – S. Ao final dos intercâmbios, houve um saldo de exportação de energia do Brasil para Argentina em 7,36 MWmed. Cabe ressaltar que, segundo o ONS, esse e a Companhia Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S/A-CAMMESA, o operador do sistema argentino, tem um acordo operativo desde janeiro de 2006, e que em situações especiais os

Tabela 4.4: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	fev-15	fev-15/jan-15	fev-15/fev-14	Tendências 12 meses	jan-15	fev-14
S - SE/CO	2.358,60	-15,54%	246,12%		2.792,49	-1.614,15
Internacional - S	2,08	-128,26%	10300,00%		-7,36	0,02
N - NE	1.063,53	51,03%	-42,19%		704,17	1.839,76
N - SE/CO	2.251,73	25,71%	-22,25%		1.791,21	2.896,15
SE/CO - NE	144,43	-18,33%	-60,46%		176,85	365,28

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ONS.

Figura 4.1: Esquemático do Intercâmbio entre Subsistemas (MWmed)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

dois podem realizar importações de energia, a serem compensadas em função de acerto direto entre os operadores. Os governos de Brasil, Argentina e Uruguai estão estudando um acordo de intercâmbio de energia






entre o Brasil e esses dois países e que deve ser concluído nos próximos meses. Na Figura 4.1 é ilustrado como ocorreu o intercâmbio de energia entre os subsistemas no SIN no mês de análise.

Estoque

Com o aumento da ENA no SE/CO, a Energia Armazenada-EAR cresceu 22,26% nesse subsistema, na comparação mensal, bem como em NE e N, 11,76% e 2,86%, respectivamente, alcançando aumento do total de EAR no SIN de 11,97% (Tabela 4.5). Somente no subsistema S que a EAR decresceu, 13,97%. No entanto,

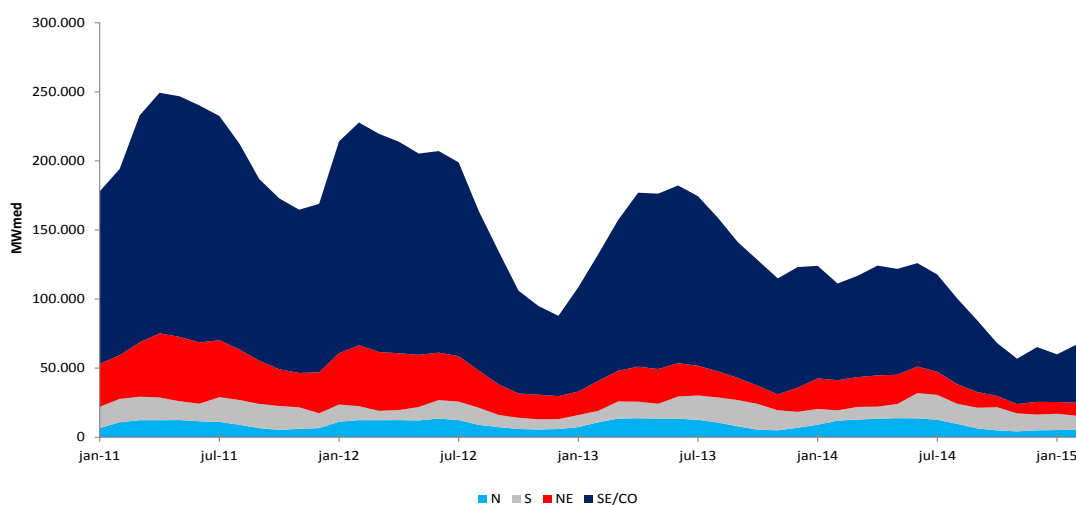
na comparação anual, tivemos uma queda significativa do estoque total de energia no reservatório equivalente do SIN, 39,63%. Tal resultado se deu por causa das, também, consideráveis quedas das EAR do SE/CO (39,72%), NE (56,43%) e N (55,89).

Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWmed)

	fev-15		fev-15/jan-15		fev-15/fev-14		Tendências 12 meses		jan-15		fev-14	
SE/CO	42.197,00	20,58%	22,26%	-39,72%					34.515,00	16,84%	70.006,00	34,61%
S	10.157,00	51,11%	-13,97%	37,02%					11.806,00	59,41%	7.413,00	37,30%
NE	9.512,00	18,34%	11,76%	-56,43%					8.511,00	16,41%	21.830,00	42,13%
N	5.287,00	39,07%	2,86%	-55,89%					5.140,00	34,70%	11.985,00	80,92%
Total	67.153,00	23,13%	11,97%	-39,63%					59.972,00	20,57%	111.234,00	38,52%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Gráfico 4.2: Energia Armazenada-EAR (MWmed)

































Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Demanda

No mês de janeiro deste ano em relação ao mês anterior, o consumo total de energia cresceu 2,49%, alcançando 54.649,87 MWmed, como exposto na Tabela 4.6. Esse fato foi impactado, principalmente, pelo resultado do consumo total Residencial, que aumentou 12,25%. As classes de consumo total Comercial e Outros² também avançaram, 2,41% e 1,51%, respectivamente. Somente a classe Industrial recuou, 4,56%, ainda na comparação mensal. Segundo o Boletim de Carga do Operador Nacional do Sistema Elétrico, o modesto resultado da

classe Industrial se deve ao fato de que vários ramos industriais concederam férias coletivas neste início de ano a fim de reequilibrar os estoques, que se encontram elevados em vários setores da indústria. Na comparação entre os meses de janeiro de 2014 e 2015, o consumo total de energia aumentou 0,97%. O consumo das classes Residencial, Comercial e Outros cresceu, 6,13%, 4,05%, 0,75% respectivamente, enquanto que o resultado Industrial recuou, 4,76%.

Tabela 4.6: Consumo por Subsistema e Tipo (MWmed)

		jan-15	jan-15/dez-14	jan-15/jan-14	Tendências 12 meses	dez-14	jan-14
Sistemas Isolados	Residencial	223,62	-0,05%	6,97%		223,74	209,06
	Industrial	19,83	-13,19%	-0,66%		22,84	19,96
	Comercial	85,73	-4,82%	6,17%		90,07	80,75
	Outros	108,51	-5,65%	4,90%		115,00	103,44
	Total	437,68	-3,09%	5,92%		451,65	413,21
N	Residencial	920,97	-3,61%	12,06%		955,45	821,86
	Industrial	1.912,14	-0,24%	-11,97%		1.916,73	2.172,17
	Comercial	476,88	-10,37%	6,84%		532,03	446,33
	Outros	409,21	-9,29%	3,85%		451,11	394,04
	Total	3.719,21	-3,53%	-3,00%		3.855,32	3.834,41
NE	Residencial	2.763,70	5,52%	3,77%		2.619,20	2.663,20
	Industrial	2.618,35	-0,35%	2,65%		2.627,58	2.550,81
	Comercial	1.462,09	-0,74%	5,91%		1.472,97	1.380,46
	Outros	1.593,11	2,46%	4,34%		1.554,87	1.526,81
	Total	8.437,25	1,97%	3,89%		8.274,62	8.121,28
SE/CO	Residencial	10.120,72	15,68%	7,36%		8.748,71	9.427,20
	Industrial	10.854,41	-3,92%	-5,67%		11.296,96	11.506,55
	Comercial	6.880,15	4,28%	3,47%		6.597,90	6.649,64
	Outros	4.325,78	0,89%	1,61%		4.287,54	4.257,04
	Total	32.181,06	4,04%	1,07%		30.931,11	31.840,44
S	Residencial	2.772,94	14,51%	2,34%		2.421,65	2.709,47
	Industrial	3.173,80	-11,89%	-2,59%		3.602,01	3.258,07
	Comercial	1.913,81	2,31%	4,00%		1.870,64	1.840,15
	Outros	2.014,13	5,08%	-4,38%		1.916,71	2.106,50
	Total	9.874,67	0,65%	-0,40%		9.811,01	9.914,18
Total	Residencial	16.801,96	12,25%	6,13%		14.968,75	15.830,80
	Industrial	18.578,53	-4,56%	-4,76%		19.466,12	19.507,56
	Comercial	10.818,66	2,41%	4,05%		10.563,61	10.397,33
	Outros	8.450,73	1,51%	0,75%		8.325,24	8.387,82
	Total	54.649,87	2,49%	0,97%		53.323,71	54.123,51













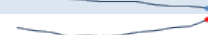

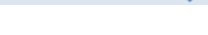

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE.

² A classe de consumo denominado por Outros representa consumidores cativos e rurais, Poder Público, Iluminação Pública, Serviços Públicos e Consumo Próprio.

O consumo de eletricidade para consumidores livres e especiais, discriminados por ramos de atividade, pode ser observado na Tabela 4.7. O consumo total de energia elétrica apresentou crescimento de 8,11% na comparação mensal e uma queda de 4,88% na anual. Metalurgia e Produtos de Metal, Químicos, Minerais não metálicos, Madeira, Papel e Celulose e Alimentícios são os ramos de atividade que mais consumiram energia em novembro de 2014: 25%, 15%, 8%, 9% e 9%, respectivamente, do total do consumo, como mostra o Gráfico 4.3. Na comparação mensal, dentre os mais eletrointensivos, Metalurgia e Produtos de Metal,

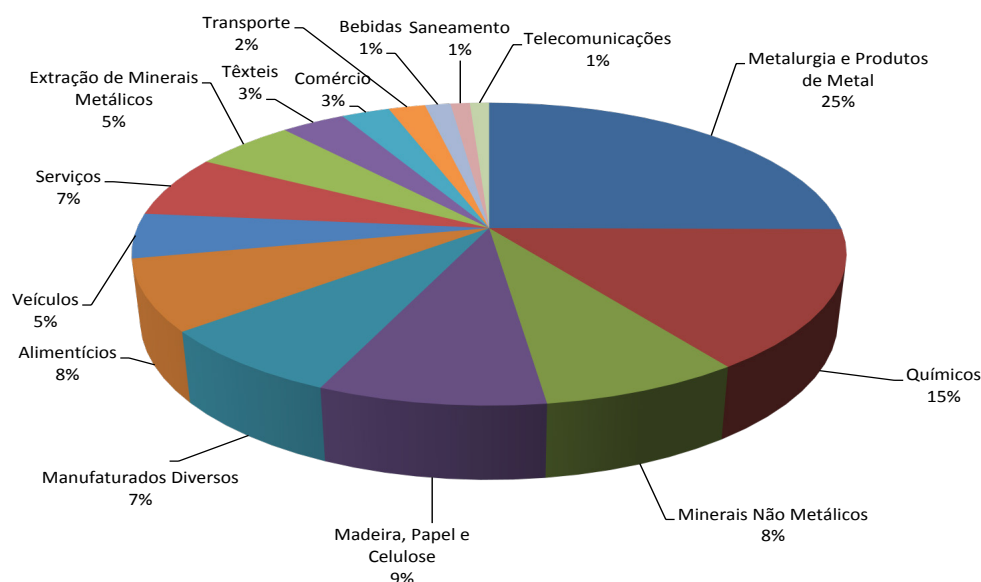
Químicos, Madeira, Papel e Celulose e Alimentícios, aumentaram seu consumo, 9,69%, 8,40%, 6,72% e 4,61%, respectivamente. Somente, o ramo de Minerais Não Metálicos reduziu 12,22% nesse mesmo período de análise. Na comparação entre janeiro de 2014 e 2013 todos os cinco ramos de atividades recuaram no consumo: 12,42%, Metalurgia e Produtos de Metal; 0,61%, Químicos; 12,36%, Minerais Não-metálicos; 3,03%, Madeira, Papel e Celulose e 0,51%, Alimentícios, mostrando que a atividade industrial deste está sendo menor que no ano passado.

Tabela 4.7: Consumo por Ramo de Atividade no Mercado Livre (MWmed)

	jan-15	jan-15/dez-14	jan-15/jan-14	Tendências 12 meses	dez-14	jan-14
Metalurgia e Produtos de Metal	2.771,93	9,69%	-12,42%		2.527,07	3.165,08
Químicos	1.652,51	8,40%	-0,61%		1.524,42	1.662,61
Minerais Não Metálicos	853,46	-12,22%	-12,36%		972,28	973,88
Madeira, Papel e Celulose	970,24	6,72%	-3,03%		909,14	1.000,59
Manufaturados Diversos	834,00	10,68%	-5,24%		753,55	880,12
Alimentícios	841,12	4,61%	-0,51%		804,06	845,47
Veículos	529,27	23,13%	-11,80%		429,83	600,07
Serviços	724,64	26,41%	31,16%		573,25	552,48
Extração de Minerais Metálicos	601,68	3,57%	-7,87%		580,93	653,05
Têxteis	378,74	36,62%	-6,48%		277,21	404,97
Comércio	285,47	7,05%	11,34%		266,65	256,38
Transporte	216,83	5,59%	4,31%		205,36	207,87
Bebidas	150,12	-7,07%	-7,56%		161,55	162,40
Saneamento	114,16	-2,31%	-15,04%		116,86	134,37
Telecomunicações	113,03	5,94%	8,83%		106,69	103,85
Total Geral	11.037,20	8,11%	-4,88%		10.208,86	11.603,19

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Gráfico 4.3: Participação do Consumo por Ramo de Atividade no Mercado Livre em Janeiro de 2015







Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD

Apesar do aumento da ENA no SIN, o Preço de Liquidação das Diferenças-PLD se manteve no teto em todos os submercados (Tabela 4.8). Cabe ressaltar que a Agência Nacional de Energia Elétrica-ANEEL alterou a metodologia de cálculo do PLDmáx passando para

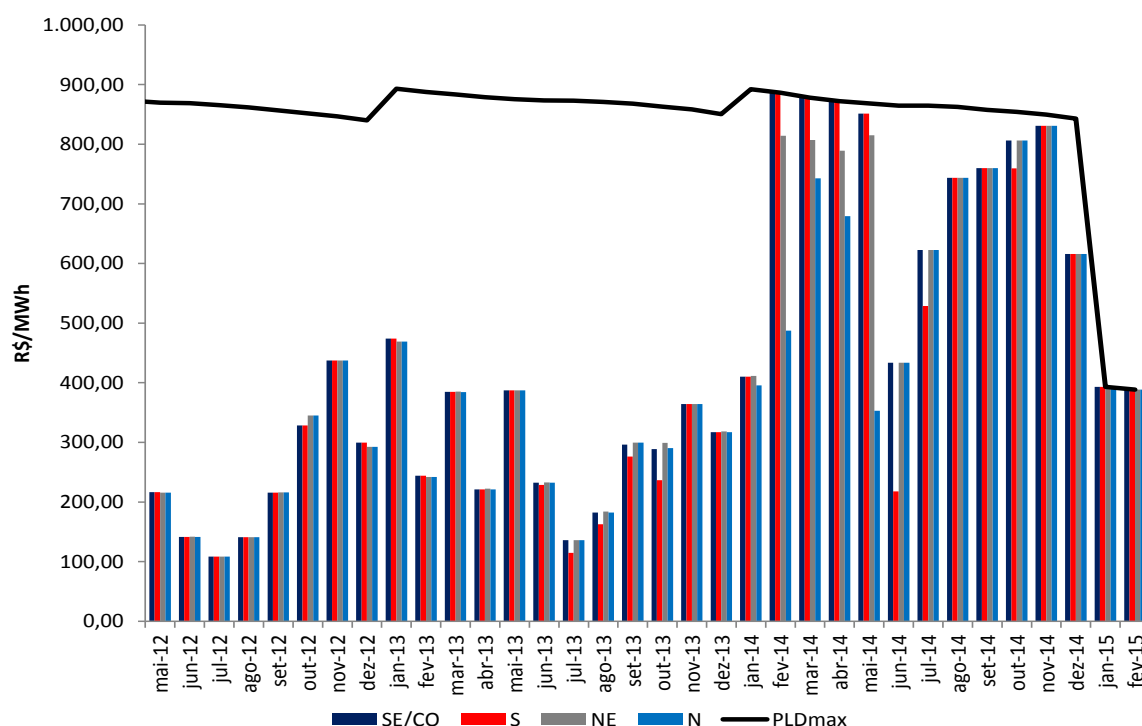
o valor de R\$ 388,48/MWh. Isso explica a queda de 56,16% em SE/CO e S, 52,28% em NE e 20,28% em N, na comparação anual. O Gráfico 4.4 mostra o histórico do PLD.

Tabela 4.8: PLD Médio Mensal-Preços Reais (R\$/MWh)

	fev-15	fev-15/jan-15	fev-15/fev-14	Tendências 12 meses	jan-15	fev-14
SE/CO	388,48	-1,21%	-56,16%		393,22	886,20
S	388,48	-1,21%	-56,16%		393,22	886,20
NE	388,48	-1,21%	-52,28%		393,22	814,12
N	388,48	-1,21%	-20,28%		393,22	487,29

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Gráfico 4.4: Histórico do PLD



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Deflator: IPCA.

Tarifas de Energia Elétrica

Em março e final de abril, algumas distribuidoras tiveram seu reajuste tarifário anual, como mostra a Tabela 4.9, os quais acompanharam a tendência de reajustes expressivos, com a nova política adota do “Realismo Tarifário”. A CEA, Companhia de Eletricidade do Amapá, não aplicou a correção em 30/11/14, data de vigência do reajuste, pois estava inadimplente com o pagamento de encargos do setor elétrico. Com isso, o reajuste foi só ocorrer no dia 03/02/15, com 18,56%. O reajuste tinha

sido suspenso no dia 25/11/2014 e agora passa a valer, mas não de forma retroativa. As empresas do grupo CPFL (CJE, CLFM, CPFL Leste Paulista, CFLSC, CPFL Sul Paulista) tiveram o reajuste neste mês, e variaram de 24,89% até 45,70%. EBO, CERIPA e Ampla, também tiveram reajuste, 39,55%, 39,68% e 42,19%, respectivamente. Algumas distribuidoras estão agendadas para o mês de abril e podem ser acompanhadas na Tabela 4.10.

Tabela 4.9: Calendário de Reajuste Tarifário

Sigla	Concessionária	Reajuste Tarifário	Vigência
CEA	Companhia de Eletricidade do Amapá	18,56%	30/11/2014 até 29/11/2015
CJE	Companhia Jaguari de Energia	45,70%	02/03/2015 até 02/02/2016
CLFM	Companhia Luz e Força Mococa	29,28%	02/03/2015 até 02/02/2016
CPFL Leste Paulista	Companhia Leste Paulista de Energia	24,89%	02/03/2015 até 02/02/2016
CFLSC	Companhia Luz e Força Santa Cruz	27,96%	02/03/2015 até 02/02/2016
CPFL Sul Paulista	Companhia Sul Paulista de Energia	28,38%	02/03/2015 até 02/02/2016
EBO	Energisa Borborema Distribuidora de Energia S/A	39,55%	02/03/2015 até 03/02/2016
CERIPA	Cooperativa de Eletrificação Rural de Itaí-Paranapanema-Avaré	39,68%	10/02/2015 até 09/02/2016
AMPLA	Ampla Energia e Serviços S/A	42,19%	15/03/2015 até 14/03/2016

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Tabela 4.10: Próximos Reajustes

Sigla	Concessionária	Estado	Data
CEMAT	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A.	MT	8/4
CEMIG-D	CEMIG Distribuição S/A	MG	8/4
CPFL-Paulista	Companhia Paulista de Força e Luz	SP	8/4
ENERSUL	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A.	MS	8/4
AES-SUL	AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A.	RS	19/4
UHENPAL	Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda.	TO	19/4
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	BA	22/4
COELCE	Companhia Energética do Ceará	CE	22/4
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte	RN	22/4
ESE	Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.	SE	22/4
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco	PE	29/4

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Diversas distribuidoras entraram com o pedido de Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) neste ano. Segundo a ANEEL, a própria pode realizar a RTE a qualquer tempo, a pedido da distribuidora, quando algum evento provocar significativo desequilíbrio econômico-financeiro. Por meio de Audiência Pública, a metodologia empregada na última RTE foi discutida, e tem por objetivo reposicionar os dois itens em que

havia maior distanciamento entre os custos efetivos e a cobertura tarifária: a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e os custos com compra de energia. Com relação à CDE, houve elevação substancial da cota (de R\$ 1,7 bilhão em 2014 para R\$ 22,06 bilhões em 2015), o que motivou a necessidade de reconhecer a cobertura tarifária compatível com as cotas homologadas. No que se refere à compra de energia, o

efeito mais representativo foi a variação dos custos de Itaipu. Segundo, ainda a ANEEL, a energia dessa usina é alocada na forma de cotas às distribuidoras que atuam nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste e representa aproximadamente 20% da compra de energia dessas concessionárias. As tarifas a serem aplicadas por Itaipu em 2015 foram reajustadas em 46%, em dólar (Resolução Homologatória 1.836/2014). O efeito final ainda deve considerar a variação cambial. Outro fator que contribuiu para elevação dos custos com compra de energia foi o resultado do último leilão de ajuste.

Esse leilão contribuiu para reduzir a exposição das distribuidoras, mas o custo médio da contratação foi superior ao preço médio de compra de energia definido nos reajustes de 2014. Ainda na compra de energia, os contratos por disponibilidade (térmicas, principalmente) foram dimensionados para um cenário favorável de geração, ou seja, um cenário no qual a bandeira tarifária é verde. Caso o cenário real seja menos favorável, os custos adicionais são cobertos pelo mecanismo de bandeiras e não pelas tarifas da RTE.

Tabela 4.11: Revisão Tarifária Extraordinária

Distribuidora	Efeito	Distribuidora	Efeito
CELPE	2,20%	CELESC	24,80%
COSERN	2,80%	BANDEIRANTE	24,90%
CEMAR	3,00%	ENF	26,00%
CEPISA	3,20%	ESCELSA	26,30%
CELPA	3,60%	CEMAT	26,80%
ENERGISA PB	3,80%	ENERGISA MG	26,90%
CELTINS	4,50%	EFLUL	27,00%
CEAL	4,70%	ELETROCAR	27,20%
COELBA	5,40%	CELG	27,50%
ENERGISA BO	5,70%	DME-PC	27,60%
SULGIPE	7,50%	ENERSUL	27,90%
ENERGISA SE	8,00%	CEMIG	28,80%
CPFL STA CRUZ	9,20%	CPFL PIRATININGA	29,20%
COELCE	10,30%	EDEVP	29,40%
MOCOCA	16,20%	CPFL PAULISTA	31,80%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.