

Setor Elétrico

Por Gláucia Fernandes, Guilherme Pereira e Vanderlei Martins

A) DEMANDA

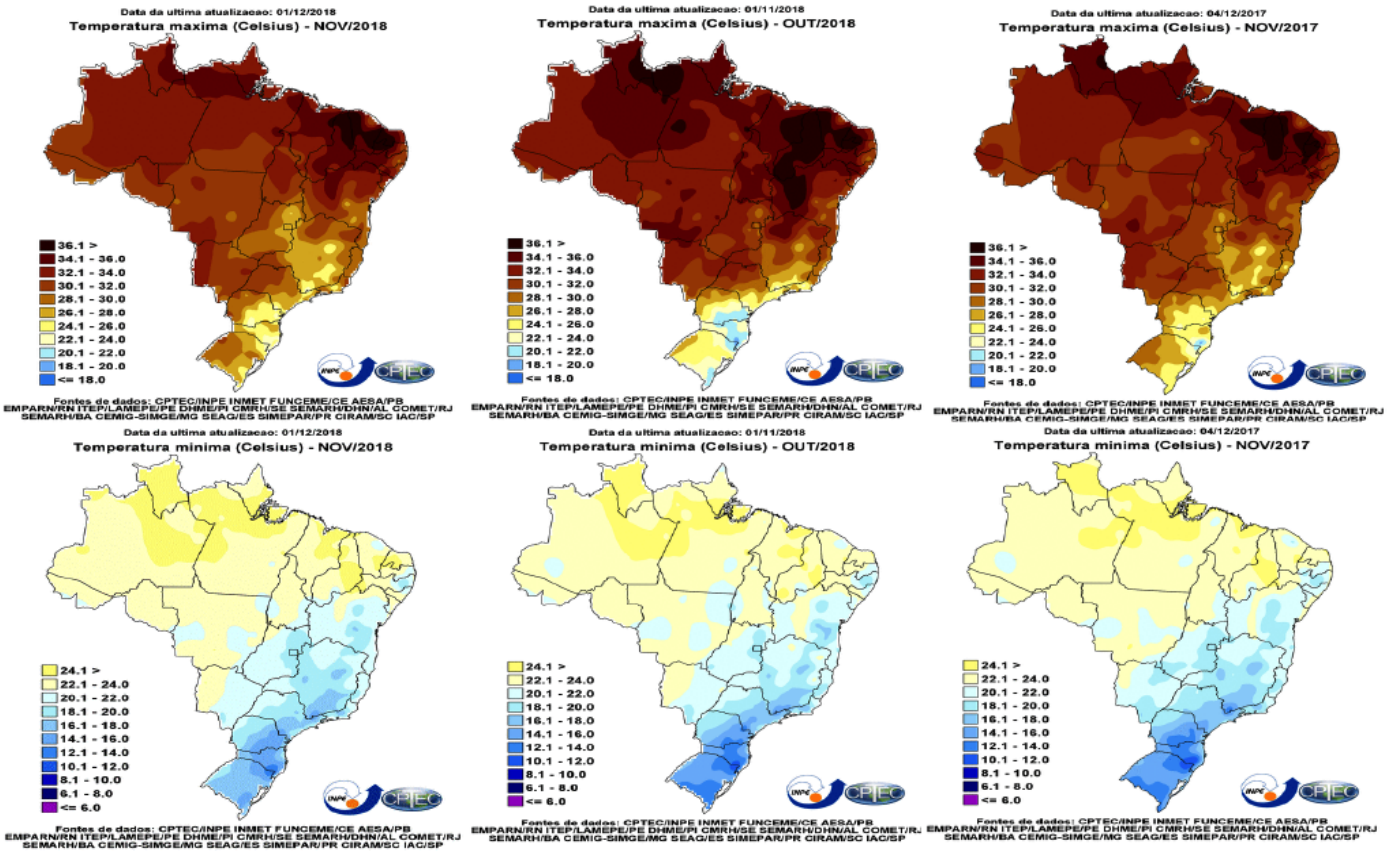
Tabela 5.1: Consumo de Energia por Subsistema (MWmed)

	nov-18	nov-18/out-18	nov-18/nov-17	Tendências*	out-18	nov-17
SE/CO	39.175,87	-0,33%	2,47%		39.305,27	38.233,12
S	11.692,72	3,94%	4,55%		11.249,06	11.183,47
NE	11.400,47	0,16%	3,96%		11.382,48	10.966,48
N	5.394,54	-2,05%	-4,00%		5.507,69	5.619,42
SIN	67.663,60	0,32%	2,52%		67.444,50	66.002,49

* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Na comparação com outubro de 2018, como pode ser obveservado na Tabela 5.1, o consumo de energia foi praticamente constante, uma vez que houve um pequeno aumento de 0,32%. O consumo dos subsistemas S e NE apresentaram uma variação positiva de 3,94% e 0,16%, respectivamente. Por outro lado, o SE/CO e o N sofreram uma redução de -0,33% e -2,05%. Na comparação anual, o consumo de energia apresentou um aumento de 2,52%. A Figura 5.1 apresenta as temperaturas máximas e mínimas para os meses de outubro e novembro de 2018 e para novembro de 2017. A expectativa é que nos próximos meses as temperaturas aumentem na maior parte do país, o que pode vir a acarretar aumento do consumo de energia.

Figura 5.1: Mapas de Temperatura Máxima e Mínima no Brasil para nov/18, out/18 nov/17



Fonte: CPTEC/INPE

B) OFERTA

como pode ser obveservado na Tabela 5.2, em novembro, a geração total de energia, seguindo o padrão do consumo, apresentou um ligeiro aumento de 0,53%. A geração hidráulica, que constitui a principal fornecedora de energia no Brasil, devido a melhoria nos níveis dos reservatórios, aumentou sua geração em 10,08%. Além da fonte hidráulica, os ventos do nordeste contribuíram para que a geração eólica aumentasse em 11,07%. Tanto o aumento da geração hídrica quanto eólica possibilitou que a geração térmica, mais cara e poluente, fosse reduziada. Isto favoreceu a redução do fator de emissão de GEE (tCO_2/MWh) em 54,36% (Tabela 5.3).

Tabela 5.2: Geração de Energia Despachada por Subsistema e por Tipo (MWmed)

		nov-18	nov-18/out-18	nov-18/nov-17	Tendências*	out-18	nov-17
SE/CO	Hidráulica	22.409,15	15,06%	24,86%		19.475,88	17.947,96
	Nuclear	1.364,29	-27,87%	-31,94%		1.891,43	2.004,56
	Térmica	4.316,58	-35,06%	-47,85%		6.646,67	8.276,53
	Eólica	9,25	-4,01%	-4,59%		9,64	9,70
	Solar	105,21	-9,75%	166,89%		116,58	39,42
	Total	28.204,48	0,23%	-0,26%		28.140,20	28.278,17
S	Hidráulica	11.195,47	6,15%	18,92%		10.546,76	9.414,44
	Térmica	863,41	-29,70%	-40,64%		1.228,18	1.454,59
	Eólica	833,80	16,60%	16,90%		715,09	713,25
	Solar	0,49	29,34%	-19,16%		0,38	0,61
	Total	12.893,17	3,22%	11,31%		12.490,41	11.582,89
NE	Hidráulica	2.026,20	3,08%	26,43%		1.965,72	1.602,61
	Térmica	1.241,26	-39,10%	-62,08%		2.038,25	3.273,64
	Eólica	6.118,70	10,32%	31,62%		5.546,44	4.648,64
	Solar	263,32	-3,46%	80,59%		272,76	145,81
	Total	9.649,47	-1,77%	-0,22%		9.823,17	9.670,69
N	Hidráulica	4.094,62	4,06%	55,80%		3.935,00	2.628,17
	Térmica	1.522,90	-38,26%	-46,41%		2.466,81	2.841,85
	Eólica	183,64	13,11%	-0,12%		162,35	183,87
	Solar	0,00	-	-	-	0,00	0,00
	Total	5.801,16	-11,62%	2,60%		6.564,16	5.653,89
Itaipu		10.843,16	8,26%	2,95%		10.016,00	10.532,80
Total	Hidráulica	50.568,60	10,08%	20,04%		45.939,36	42.125,97
	Nuclear	1.364,29	-27,87%	-31,94%		1.891,43	2.004,56
	Térmica	7.944,14	-35,83%	-49,87%		12.379,91	15.846,61
	Eólica	7.145,39	11,07%	28,62%		6.433,52	5.555,46
	Solar	369,02	-5,31%	98,57%		389,72	185,84
SIN		67.391,45	0,53%	2,55%		67.033,94	65.718,44

* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Na comparação anual, observa-se um incremento de 2,55% na geração total do sistema. A geração hidráulica apresentou aumento de 20,04%, a eólica de 28,62% e a solar de 98,57%. Por outro lado, as gerações térmica e nuclear apresentaram uma redução de 49,87% e 31,94%. Assim, a diminuição da geração térmica contribuiu para uma redução de 69,32% do fator de emissão de GEE (tCO_2/MWh).

Tabela 5.3: Fator de Emissão de GEE (tCO_2/MWh)

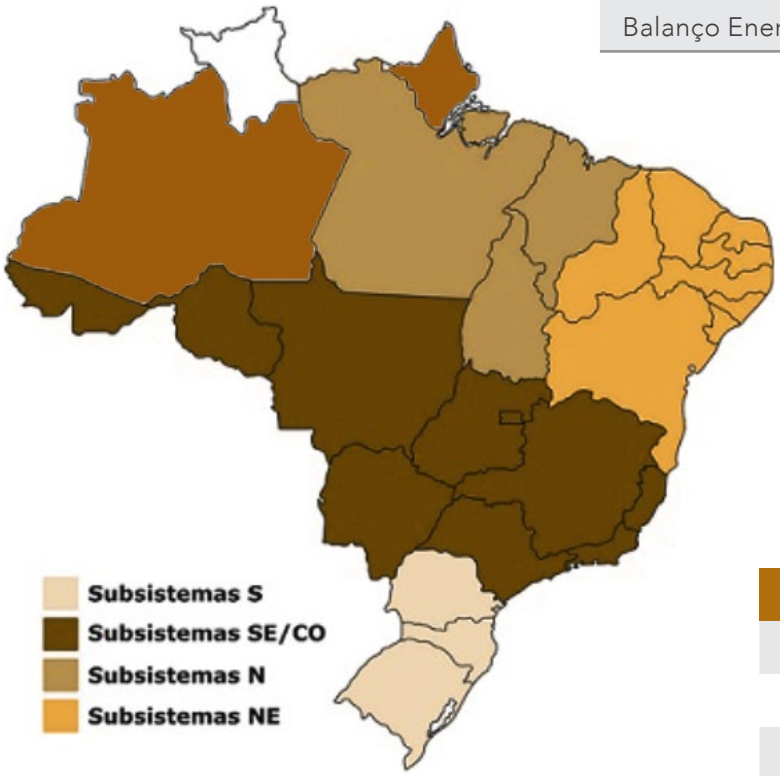
	nov-18	nov-18/out-18	nov-18/nov-17	Tendências*	out-18	nov-17
SIN	0,0366	-54,36%	-69,32%		0,0802	0,1193

* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do MCTI

C) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 5.2: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN

Balanço Energético (+) Superávit
(-) Déficit



Subsistema N	
Carga	5.395
Geração Hídrica	4.095
Geração Térmica	1.523
Geração Eólica	184
Balanço Energético	407

Subsistema NE	
Carga	11.400
Geração Hídrica	2.026
Geração Térmica	1.241
Geração Eólica	6.119
Geração Solar	263
Balanço Energético	-1.751

Subsistema SE/CO	
Carga	11.400
Geração Hídrica	2.026
Geração Térmica	1.241
Geração Eólica	6.119
Geração Solar	263
Balanço Energético	-128

Subsistema S	
Carga	11.693
Geração Hídrica	11.195
Geração Térmica	863
Geração Eólica	834
Balanço Energético	1.200

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS

Conforme os dados apresentados na Figura 5.2 e na Tabela 5.4, no mês de novembro de 2018 o subsistema SE/CO e NE foi deficitário, precisando receber assim -128 MWMed e -1.751, respectivamente. A maior parte dessa energia foi suprida pelo subsistema N e S, superavitários em 407 MWMed e 1.200 MWMed, respectivamente. Além disso, foram importados na forma de intercâmbio internacional 275 MWMed, 33,02% a menos em relação ao mês anterior.

Tabela 5.4: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

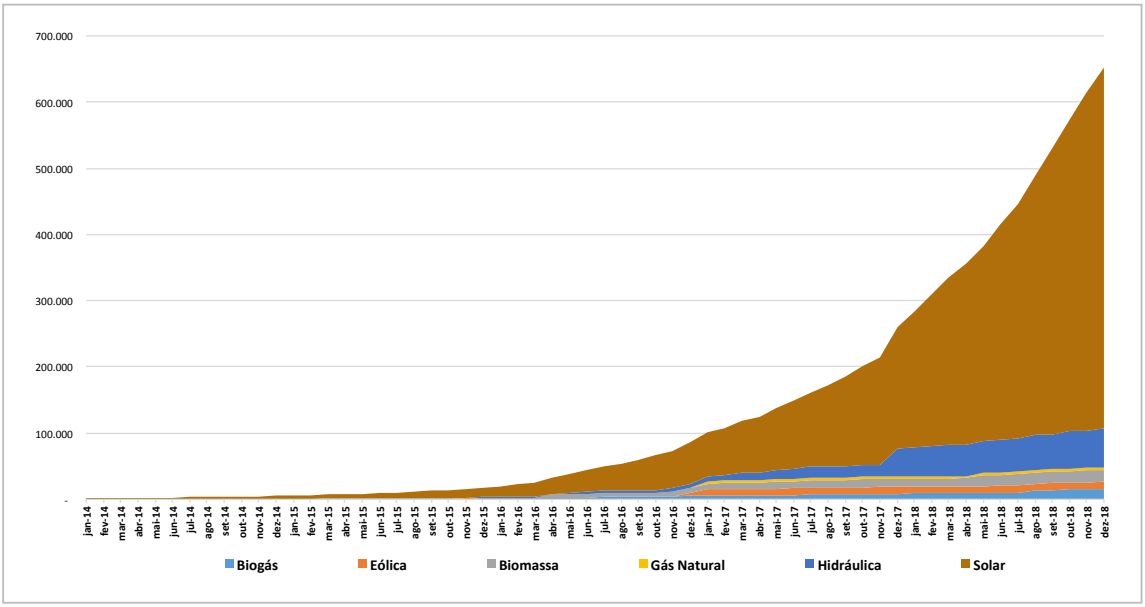
	nov-18	nov-18/out-18	nov-18/nov-17	Tendências*	out-18	nov-17
S - SE/CO	1.475,00	-10,71%	115,81%		1.651,89	683,47
Internacional - S	275,00	-33,02%	-3,19%		410,55	284,05
N - NE	562,00	-31,71%	146,47%		823,02	228,02
N - SE/CO	-156,00	-166,82%	19,40%		233,46	-193,55
SE/CO - NE	1.192,00	61,89%	11,63%		736,28	1.067,77

* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

D) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Em dezembro de 2018, a a micro e mini geração distribuída adicionou 38,3 MW de capacidade instalada ao sistema elétrico (Resolução Normativa nº 482 da ANEEL de 17 de abril de 2012). Neste mês, a solar fotovoltaica apresentou o maior crescimento entre as fontes 6,9%, seguido de recursos distribuídos hidráulicos com 4,8%, além de novos projetos de biomassa e biogás com 1%. Neste mês, a MMGD acumulou 652,6 MW em operação distribuída de energia, ficando cada vez mais próximo da marca de 1GW, sendo 83,6% via solar fotovoltaica; 9% de geração hidráulica; 2,8% a partir de biomassa; 2,4% oriunda de biogás; 1,6% de geração eólica e por fim 0,6% para cogeração qualificada a partir de gás natural – vide Figura 5.3.

Figura 5.3: Histórico da Capacidade Instalada da Micro e Minigeração Distribuída (em kW)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

Na análise da micro e minigeração distribuída deste mês, a FGV Energia apresenta a Tabela 5.5 com a evolução da capacidade instalada e número de projetos por setores econômicos.

Tabela 5.5: Capacidade Instalada e Número de Micro e Minigeração Distribuída por setores econômicos

SETORES	dez/17		dez/18		dez-18/dez-17	
	Nº Conexões	kW	Nº Conexões	kW	Nº Conexões	kW
Residencial	17.242	73.947	39.682	194.078	130,1%	162,5%
Comercial	3.463	118.054	8.950	291.263	158,4%	146,7%
Rural	694	22.410	2.509	64.640	261,5%	188,4%
Industrial	508	35.563	1.472	84.100	189,8%	136,5%
Serviço Público	258	10.770	422	18.349	63,6%	70,4%
Iluminação Pública	4	30	10	249	150,0%	724,5%
TOTAL	**22.169**	**260.773**	**53.045**	**652.678**	**139,3%**	**150,3%**

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

- O setor residencial apresenta o maior número de conexões de MMGD no país;
- Com relação a potência instalada, o setor comercial possui liderança, apesar do maior número do pedido de conexões estar no setor residencial;
- Com relação as oportunidades de expansão, a utilização da MMGD ainda é bastante tímida na iluminação pública e em prédios do serviço público de forma geral.
- O setor rural possui tarifas de energia elétrica incentivadas, o que aumenta o tempo de retorno para projetos fotovoltaicos.

E) DISPONIBILIDADE

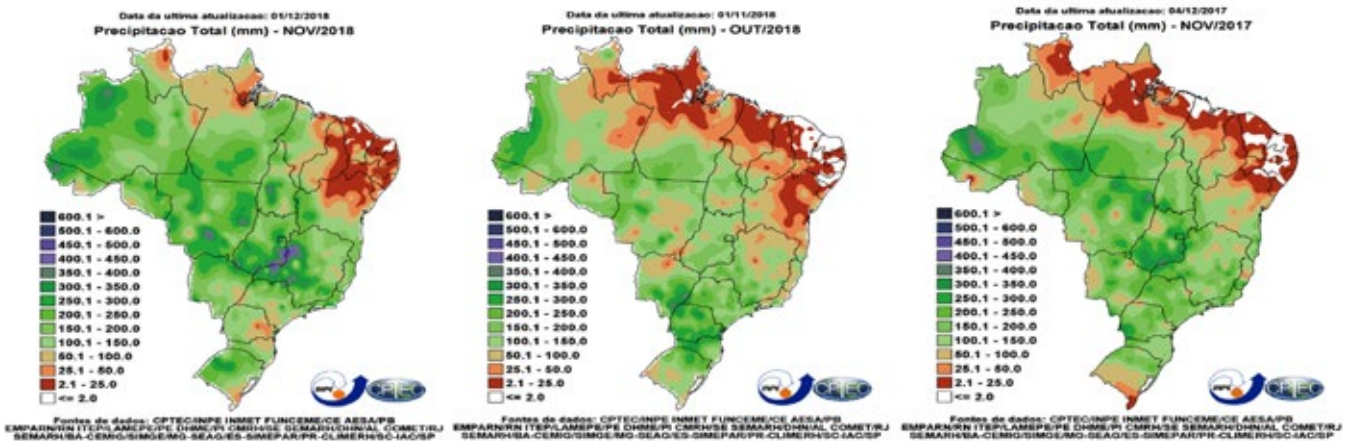
Tabela 5.6: Energia Natural Afluente-ENA e a Relação com as Respectivas MLTs (MWmed)

	nov-18		nov-18/out-18	nov-18/nov-17	Tendências*	out-18		nov-17	
	Mwmed	MLT				Mwmed	MLT	Mwmed	MLT
SE/CO	40.273,00	129,81%	56,50%	27,88%		25.733,00	109,35%	31.494,00	102,65%
S	10.738,00	113,12%	-33,84%	-11,18%		16.230,00	119,56%	12.089,00	127,41%
NE	3.568,00	66,12%	164,10%	170,10%		1.351,00	40,70%	1.321,00	24,32%
N	3.302,00	81,66%	103,83%	78,29%		1.620,00	66,99%	1.852,00	58,16%
SIN	57.881,00	-	28,81%	23,79%		44.934,00	-	46.756,00	-

* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Através da Figura 5.4, na comparação com o mês de outubro de 2018, pode-se perceber um aumento da precipitação total, fazendo com que a disponibilidade hídrica crescesse 28,81% . Dessa forma, a ENA disponível aumentou significativamente nos submercados SE/CO (56,50%), NE (164,10%) e N (103,83%). Por outro lado, o S apresentou uma redução de 33,84%. Ao se observar a relação entre ENA e MLT[12], pode-se perceber que a disponibilidade hídrica no SE/CO e S é ligeiramente acima da média histórica, 129,81% e 113,12% respectivamente. Por outro lado, no NE e no N, esses valores estão bem abaixo das médias históricas, como pode ser observado na Tabela 5.6. A situação é delicada e, caso os próximos meses não sejam chuvosos, 2019 poderá ser um ano onde o acionamento das térmicas ocorrerá acima do esperado.

Figura 5.4: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para nov/18, out/18 e nov/17.

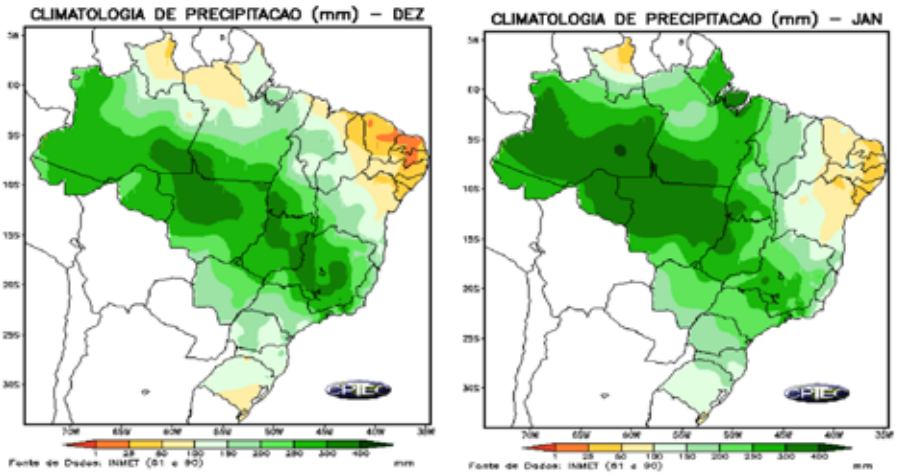


Fonte: CPTEC/INPE

Na comparação anual, a disponibilidade hídrica no mês de novembro de 2018 foi melhor do que a de novembro de 2017, pois houve um aumento de 23,79%. Os subsistemas SE/CO, NE e N apresentaram uma variação positiva de 27,88%, 170,10% e 78,29%, respectivamente. Por outro lado, o S apresentou uma variação negativa de 11,18%. A Figura 5.5 apresenta a pluviosidade média para os meses de novembro e dezembro, onde é possível observar um aumento das áreas de maior precipitação, com a chegada do período chuvoso.

[12] A Energia Natural Afluente em função da MLT indica, em termos percentuais, o quão próximo da média histórica a ENA de determinado mês está.

Figura 5.5: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para dezembro e janeiro



Fonte: CPTEC/INPE

F) ESTOQUE

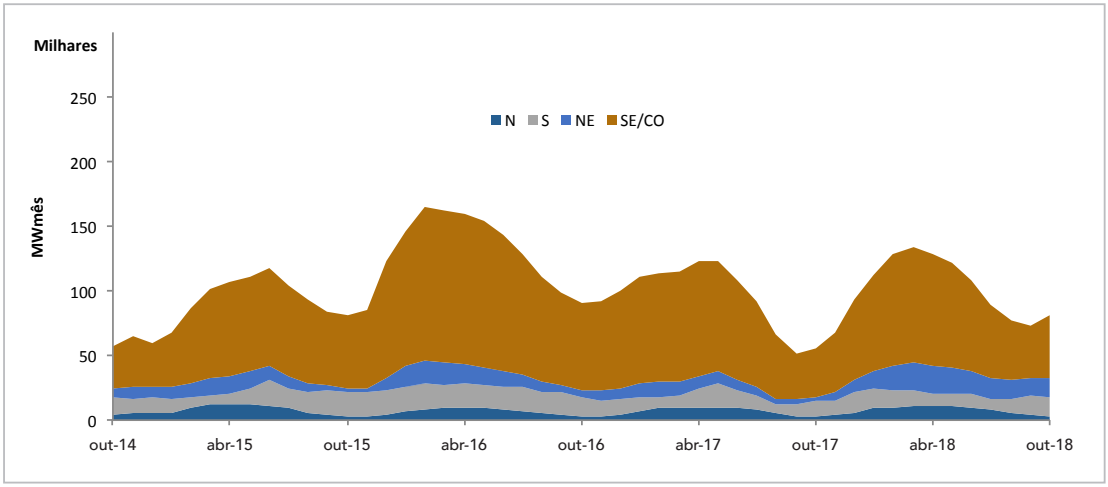
Como consequência dos volumes pluviométricos observados entre os meses de outubro e novembro, foi registrado um aumento de 11,34% na Energia Armazenada (EAR) do SIN. Contudo, mesmo com esse aumento, o volume armazenado representa apenas 28,18% da capacidade do reservatório, como pode ser observado na Tabela 5.7. No SE/CO, subsistema que possui a maior capacidade de armazenamento, a variação foi 18,68%, fazendo com que o volume do reservatório atingisse 24,06% da sua capacidade total. O S apresenta a melhor situação, em termos relativos, uma vez que o nível de seu reservatório é de 69,49%. Quando comparado com o ano anterior, pode-se perceber uma melhoria relevante em todos os subsistemas. Todavia, vale relembrar que, embora o armazenamento hídrico tenha melhorado, sua situação ainda é bastante delicada.

Tabela 5.7: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

	nov-18		nov-18/out-18	nov-18/nov-17	Tendências*	out-18		nov-17	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	48.916	24,06%	18,68%	28,40%		41.218	20,28%	38.098	18,74%
S	13.968	69,49%	-6,54%	15,89%		14.946	74,36%	12.053	59,97%
NE	15.544	29,99%	16,52%	446,94%		13.340	25,74%	2.842	5,49%
N	3.367	22,38%	-14,91%	38,79%		3.957	26,30%	2.426	16,13%
SIN	81.795	28,18%	11,34%	47,59%		73.461	25,31%	55.419	19,10%

* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Figura 5.6: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWmês)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

G) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

Entre os meses de outubro e novembro de 2018 o CMO diminuiu aproximadamente 56% em todos os subsistemas, chegando a 117,18 R$/MWh, como pode ser observado na Tabela 5.8. Esta redução decorre de uma maior disponibilidade hídrica devido a chegada do período chuvoso. Quando comparado com novembro de 2017, a redução observada foi cerca de 75%.

Tabela 5.8: CMO Médio Mensal - R$/MWh

	nov-18	nov-18/out-18	nov-18/nov-17	Tendências*	out-18	nov-17
SE/CO	117,18	-56,31%	-75,86%		268,17	485,33
S	117,18	-56,31%	-75,86%		268,17	485,33
NE	117,18	-56,31%	-75,86%		268,17	485,33
N	117,18	-56,31%	-75,86%		268,17	485,33

* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de ONS

H) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Como pode ser observado na Tabela 5.9, ao longo do período, foi verificado o processo de reajuste tarifário apenas na Cooperativa de Eletricidade de Praia Grande (Ceprag) – SC.

A Ceprag, que atende 16 mil unidades consumidoras, teve um reajuste tarifário médio de 11,19%, sendo 11,01% na baixa tensão e 12,44% na alta tensão. Os reajustes são válidos a partir de 22 de novembro de 2018.

Tabela 5.9: Reajustes Tarifários (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Reajuste Tarifário	Data
Ceprag	Cooperativa de Eletricidade de Praia Grande	SC	11,19%	22/dez

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

I) EXPANSÃO

No período de 15 de janeiro de 2019 até 31 de dezembro de 2025, a expansão prevista, considerando apenas projetos sem graves restrições para entrada em operação, é de aproximadamente 18.404 MW. Conforme apresentado na Tabela 5.10, até o final de 2019, a expectativa é que a capacidade de geração do sistema seja incrementada em 5.549,09 MW, sendo aproximadamente 16% em termelétrica, 1% em biomassa, 7% em solar, 63% em hidrelétrica, 2% em PCH e 11% em eólica.

Tabela 5.10: Expansão prevista para o SIN por fonte (MW)

Fonte	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Termelétrica	884,27	1.702,27	2.201,00	50,00	1.672,60	-	-	6.510
Biomassa	41,02	217,76	301,95	79,80	130,00	-	-	771
Solar	404,06	32,00	844	494,86	-	-	-	1.775
Hidrelétrica	3.502,64	1.222,22	32	-	98,90	-	-	4.856
PCH	118,30	279,82	556,39	282,93	44,35	-	-	1.282
Eólica	598,80	877,20	158,30	538,98	1.037,47	-	-	3.211
Total	5.549,09	4.331,27	4.093,64	1.446,57	2.983,32	-	-	18.404

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

J) LEILÕES

O contrato de concessão para prestação do serviço de energia elétrica no estado de Roraima foi assinado no dia 11/12/2018. A Boa Vista Energia foi arrematada pela Oliveira Energia, como parte do processo de privatização de distribuidoras de energia do grupo Eletrobrás. Durante a cerimônia, André Pepitone ressaltou que, "com os investimentos privados, a empresa pode melhorar a qualidade dos serviços, o que pode resultar em modicidade tarifária".

O Leilão de Transmissão N° 4/2018 foi realizado pela ANEEL no dia 20/12/18 para a construção, operação e manutenção de 7.152 km de linhas de transmissão e subestações com capacidade de transformação de 14.819 mega-volt-amperes (MVA). Os empreendimentos estão localizados em 13 estados: Amazonas, Amapá, Bahia, Espírito Santo, Minas Gerais, Pará, Paraná, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Rondônia, Santa Catarina, São Paulo e Tocantins.

O leilão foi dividido em 16 lotes, com investimento previsto da ordem de R$ 13,2 bilhões e geração de 28 mil empregos diretos. As instalações de transmissão deverão entrar em operação comercial no prazo de 48 a 60 meses a partir da assinatura dos respectivos contratos de concessão.

Os três primeiros lotes foram arrematados pela Neoenergia S.A, enquanto que o quarto lote ficou com a Energisa S.A. O valor ofertado no primeiro lote pela Neoenergia S.A foi de R$ 194,1 milhões representando um deságio médio de 57,07% em relação à Receita Anual Permitida (RAP) inicial estabelecida

pela Agência de R$ 452,3 milhões. A RAP é a receita a que o empreendedor terá direito pela prestação do serviço de transmissão a partir da entrada em operação comercial das instalações. O lote 1 possui 1.097 km de linhas de transmissão e 6.504 mega-volt-ampère (MVA) de potência para atendimento elétrico às regiões Norte e Vale do Itajaí no estado de Santa Catarina. A obra tem prazo de 60 meses, e geração estimada de 5.583 empregos diretos.

O lote 2 foi arrematado com oferta de R$ 117 milhões, representando um deságio de 46,97% em relação à RAP prevista pela Agência no valor de R$ 220,6 milhões. O lote 2 é composto por 656 km de linhas de transmissão para escoamento do potencial termelétrico dos estados de Rio de Janeiro e Espírito Santo. O prazo das obras é de 60 meses, com geração estimada de 2.662 empregos diretos. O lote 3 se refere à linha de transmissão de 478 km que ligará a Subestação Mutum, em Minas Gerais à Subestação Campos 2, no Rio de Janeiro. O valor ofertado pela Neoenergia S.A foi de R$ 69,1 milhões, com deságio de 44,90% em relação à RAP inicial estabelecida pela Agência de R$ 125,4 milhões. A obra tem prazo de entrega de 60 meses e estimativa de geração de 1.507 empregos diretos.

A Energisa S.A. arrematou o lote 4 com uma oferta de R$ 62,8 milhões, isto é, com um deságio de 45,84% em relação à RAP inicial estabelecida pela Agência de R$ 116 milhões. O empreendimento visa o escoamento do potencial de geração hidráulica e fotovoltaica dos estados da Bahia e Tocantins, além de reforçar o suprimento da região de Dianópolis e Gurupi (TO). A obra, com prazo de entrega de 60 meses, deve gerar 1.398 empregos diretos.