

Setor Elétrico

*Por André Lawson, Guilherme Pereira e Mariana Weiss**

A) DISPONIBILIDADE

Tabela 5.1: Energia Natural Afluente-ENA e a Relação com as Respectivas MLTs (MWmed)

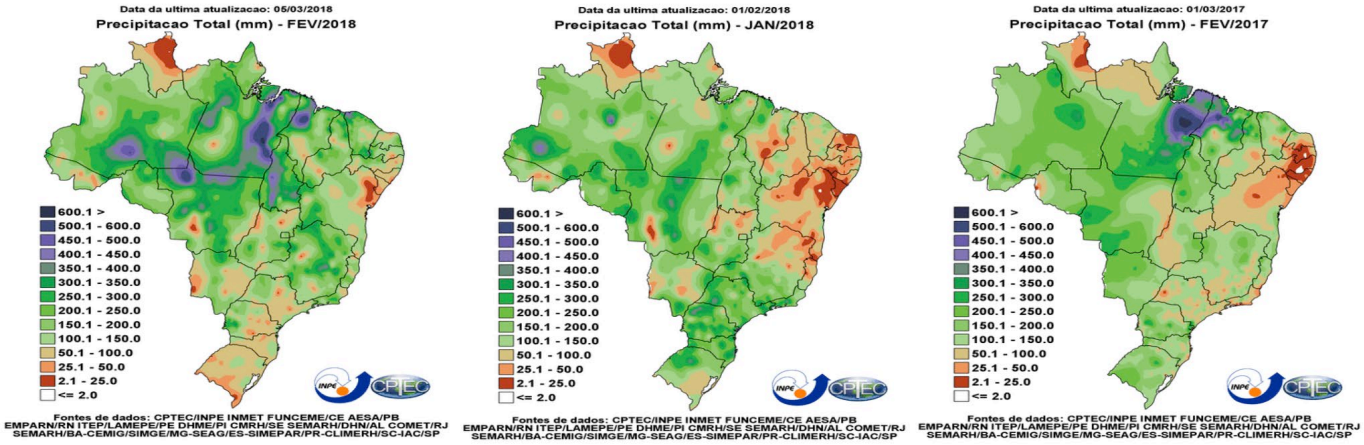
	fev-18		fev-18/jan-18	fev-18/fev-17	Tendências	jan-18		fev-17	
SE/CO	56.966,00	82,60%	-7,73%	15,49%		61.740,00	95,92%	49.325,00	71,41%
S	7.329,00	86,67%	-49,03%	-14,92%		14.378,00	190,89%	8.614,00	102,63%
NE	6.487,00	44,34%	29,92%	35,20%		4.993,00	35,86%	4.798,00	32,77%
N	16.906,00	107,39%	164,36%	56,15%		6.395,00	62,41%	10.827,00	77,26%
SIN	87.688,00	-	0,21%	19,20%		87.506,00	-	73.564,00	-

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

Entre os meses de janeiro e fevereiro de 2018, a disponibilidade hídrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), representada pela Energia Natural Afluente (ENA), ficou praticamente estável, com alta de 0,21%, conforme Tabela 5.1. Os subsistemas SE/CO e S apresentaram queda de 7,73% e 49,03%, respectivamente, enquanto o NE teve alta de 29,92% e o N de 164,36%.

A Figura 5.1 ilustra a ocorrência pluviométrica no país. É fácil perceber o aumento na precipitação no N e NE, com o surgimento de diversas áreas com índice superior a 400.1 mm no primeiro e a diminuição das áreas inferiores a 100.0 mm no segundo. Já no S e SE, observa-se aumento expressivo da área com registro de até 100.0 mm.

Figura 5.1: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para fev/18, jan/18 e fev/17.

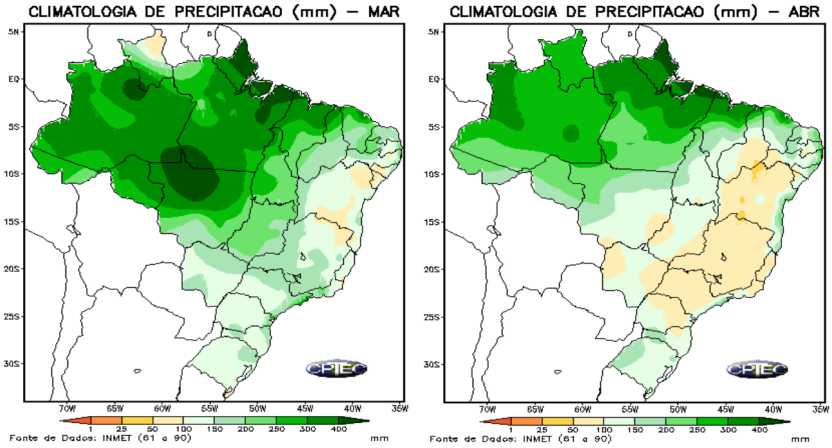


Fonte: CPTEC/INPE

Com relação à Média de Longo Termo (MLT), também apresentadas na Tabela 5.1, observa-se que o mês de fevereiro não foi dos melhores. À exceção do subsistema N, que registrou valor pouco acima da média histórica (107,39%), todos os outros ficaram bem abaixo (82,60% no SE/CO, 86,67% no S e 44,34% no NE).

Na comparação anual, observou-se aumento de 19,20% na ENA total. O subsistema S foi o único a apresentar queda (-14,92%), enquanto os outros apresentaram incremento considerável: 15,49% no SE/CO, 35,20% no NE e 56,15% no N. A Figura 5.2 apresenta a pluviosidade média dos meses de março e abril. Historicamente, essa época marca a transição do período úmido para o seco. Assim, após o mês de março, a expectativa é de diminuição do volume de chuva observado.

Figura 5.2: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para março e abril



Fonte: CPTEC/INPE

ANÁLISE DA HIDROLOGIA DO VERÃO 2017/2018

Como é característico do clima no Brasil, os meses de dezembro a março fazem parte do denominado período úmido. É durante essa época do ano que os reservatórios hídricos se enchem e o sistema se prepara para enfrentar a demanda energética ao longo do ano. Assim, o volume dos reservatórios ao final do período úmido é um importante indicativo de como será a operação durante os meses seguintes, até o início do próximo período úmido.

Devido à climatologia ruim observada ao longo do ano de 2017, o sistema iniciou o último período úmido em situação delicada. No dia 01/12/17, o volume encontrado nos reservatórios era de 18,78% no SE; 59,58% no S; 5,6% no NE e 15,98% no N, o que corresponde a 19,11% da capacidade total do sistema, conforme Tabela 5.1. Para se ter uma ideia da gravidade da situação no NE, particularmente na Bacia do São Francisco, o reservatório de Sobradinho, que responde por 58% da capacidade de armazenamento do subsistema e que em condições normais opera com defluência mínima de 1.300 m3/s, chegou a um nível inferior a 3% e obteve autorização para reduzir esse valor para 550 m3/s entre 01/12/17 e 30/04/18.

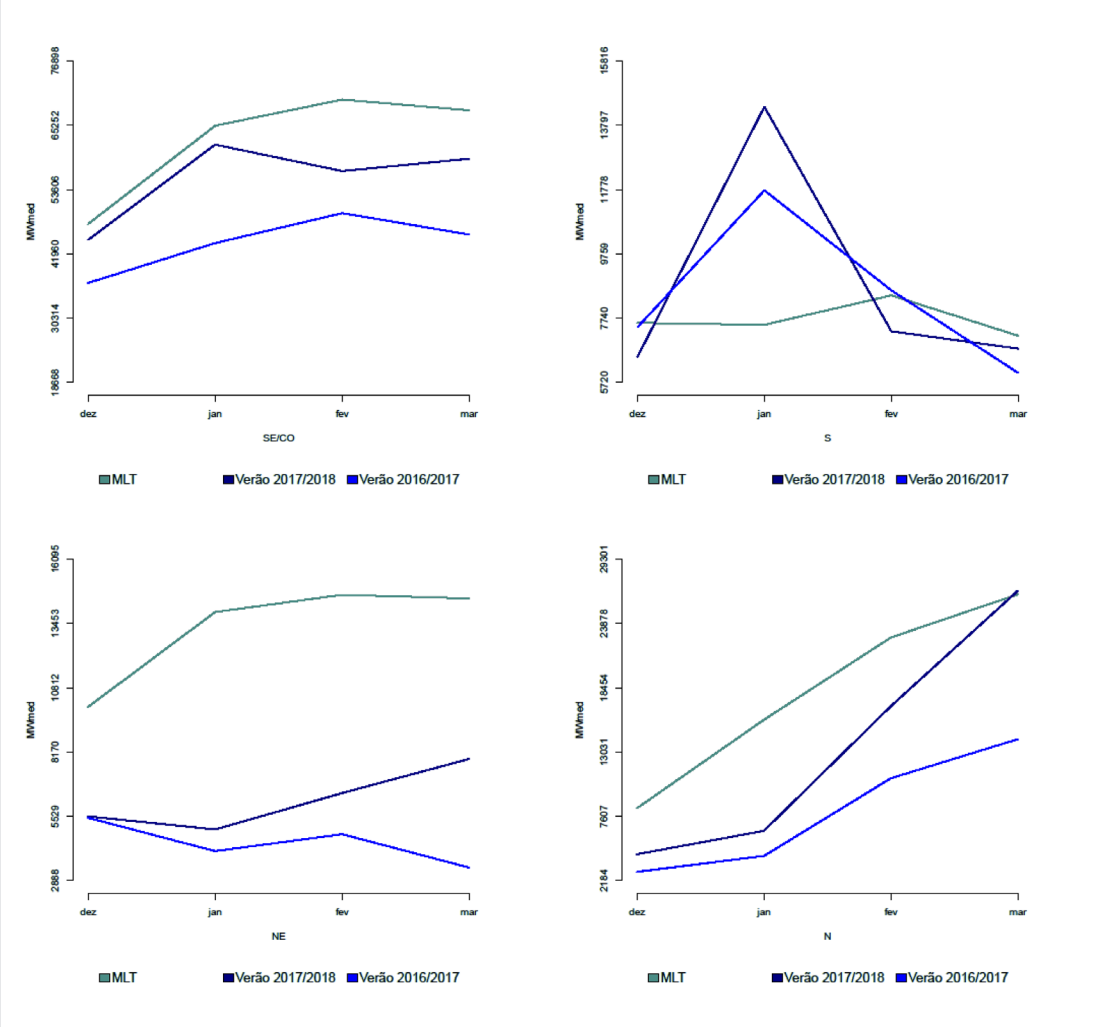
Tabela 5.1: ENA e MLTs (MWmed)

	mar-18		mar-18/nov-17	mar-18/mar-17	nov-17		mar-17	
	EAR	% Reservatório			EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE	86.091	42,34%	125,42%	2,13%	38.191	18,78%	84.294	41,45%
S	13.802	68,67%	15,25%	58,08%	11.976	59,58%	8.731	43,44%
NE	18.773	36,24%	547,57%	68,79%	2.899	5,60%	11.122	21,47%
N	9.920	65,93%	312,65%	3,39%	2.404	15,98%	9.595	63,79%
SIN	128.586	44,30%	131,81%	13,05%	55.470	19,11%	113.742	39,18%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Apesar de mostrar uma melhora evidente quando comparada à afluência do ano passado, os volumes registrados esse ano ainda são inferiores à média histórica. A Figura 5.3, ilustra as afluências de dezembro de 2017 a março de 2018 comparadas com as afluências de dezembro de 2016 a março de 2017 e as respectivas MLTs. Pode-se observar que em todos os subsistemas, o verão de 2017/2018 foi mais chuvoso que o verão anterior (2016/2017). Por outro lado, a maioria dos períodos ficaram abaixo das médias históricas. Exceções foram os meses de janeiro no subsistema S e março para o subsistema N.

Figura 5.3 – Vazões relativas ao verão de 2016/2017 e 2017/2018 e as respectivas MLTs para os 4 subsistemas.



Ainda assim, foi possível uma recuperação considerável dos reservatórios, principalmente no NE, o que demonstra que a redução da defluência mínima atingiu o objetivo esperado. Novamente pela Tabela 5.1, observa-se que todos os subsistemas chegaram ao final de março com volume armazenado superior ao encontrado 12 meses antes. No entanto, a situação está longe de ser confortável, já que o volume total nos reservatórios em 31/03/18 era equivalente a apenas 44,30% da capacidade do sistema.

B) DEMANDA

Tabela 5.2: Consumo de Energia por Subsistema (MWmed) *

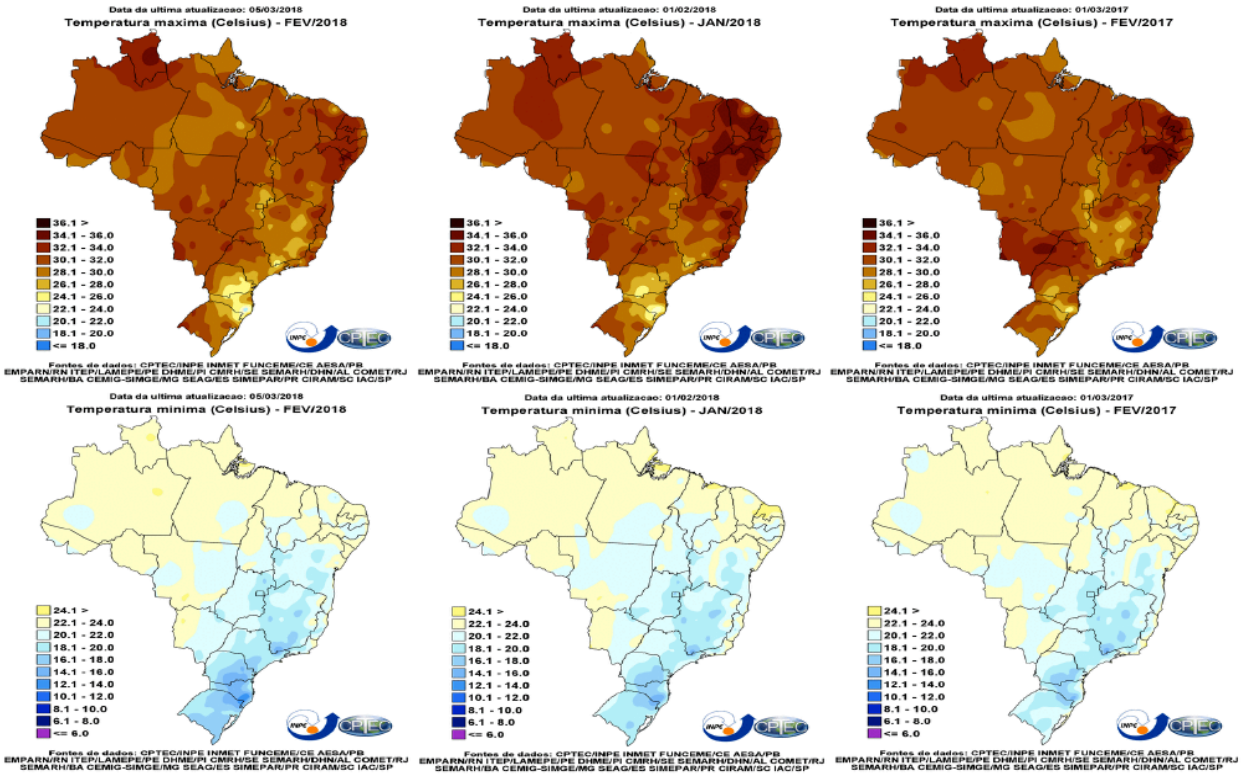
	fev-18	fev-18/jan-18	fev-18/fev-17	Tendências	jan-18	fev-17
SE/CO	39.743,94	-0,68%	-2,97%		40.017,86	40.960,95
S	12.355,77	2,15%	-3,21%		12.095,33	12.765,91
NE	10.763,49	-2,57%	-0,33%		11.047,28	10.799,29
N	5.501,83	2,78%	2,97%		5.353,16	5.343,31
SIN	68.365,04	-0,22%	-2,15%		68.513,62	69.869,46

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

A carga de energia do SIN apresentou uma ligeira queda de 0,22% na comparação mensal e de 2,15% na comparação anual (Tabela 5.2). Em relação ao mês anterior, a demanda foi reduzida no SE/CO (-0,68%) e NE (-2,57%), enquanto que no S e N esta foi elevada (2,15% e 2,78%, respectivamente). Já, na comparação anual, com exceção do N em que a demanda cresceu 2,97%, todos os subsistemas apresentaram retração em sua carga (SE/CO -2,97%, S -3,21%, NE -0,33%).

Na comparação mensal, a redução da carga de energia do SE/CO e NE pode ser associada à verificação de temperaturas máximas mais baixas ao longo do mês de fevereiro, segundo dados do Instituto Nacional de Meteorologia - INMET (Figura 5.4). Isso pode ter propiciado um menor uso de aparelhos de ar condicionado e consequentemente um menor consumo de energia elétrica nos subsistemas. A redução da demanda de energia em relação ao ano passado nos subsistemas SE/CO, S e NE também pode ser associada a temperaturas mais amenas e ao aumento do registro de chuvas em fevereiro de 2018.

Figura 5.4: Mapas de Temperatura Máxima e Mínima no Brasil para fev/18, jan/18 e fev/17



Fonte: CPTEC/INPE

Na comparação anual, a redução do consumo de energia ocorreu em descompasso com a melhoria dos indicadores econômicos. Segundo a Sondagem Empresarial do IBRE/FGV, que consolida informações sobre os macrossetores Indústria, Serviços, Comércio e Construção, o Índice de Confiança Empresarial teria passado de 82,5 para 94,7 pontos e o Índice de Percepção de Situação Atual Empresarial de 76,30 para 89,80 entre fevereiro de 2017 e fevereiro de 2018. Além disso, é importante destacar que o Indicador de Incerteza da Economia (IIE-Br), também desenvolvido pelo IBRE/FGV, caiu 13,3 pontos em relação a fevereiro de 2017. Estes indicadores sugerem uma tendência de recuperação da economia brasileira que pode ser acompanhada pelo reaquecimento da demanda de energia nos próximos meses.

C) OFERTA

Acompanhando o comportamento da carga, a geração total de energia no SIN no mês de fevereiro apresentou queda de 0,24% com relação ao mês anterior, de acordo com a Tabela 5.4. Conforme pode-se observar, a geração hídrica aumentou sua participação em 4,36%, em função da melhora no nível dos reservatórios e do volume pluviométrico esperado para os meses seguintes. Devido à parada para reabastecimento da Usina Nuclear Angra 2, ocorrida entre 17 de fevereiro e 20 de março, a geração por fonte nuclear foi reduzida em 34,70%. A fonte eólica também observou redução (-31,63%). Ainda assim, o aumento da geração hídrica permitiu a redução de 3,81% da geração termelétrica, o que levou à queda de 3,13% do fator de emissão de gases de efeito estufa (GEE), conforme Tabela 5.5.

Tabela 5.4: Geração de Energia Despachada por Subsistema e por Tipo (MWmed)

		fev-18	fev-18/jan-18	fev-18/fev-17	Tendências	jan-18	fev-17
SE/CO	Hidráulica	24.449,75	0,74%	-5,90%		24.270,34	25.982,25
	Nuclear	1.228,65	-34,70%	-31,13%		1.881,60	1.784,10
	Térmica	3.661,07	13,69%	16,28%		3.220,24	3.148,62
	Eólica	12,62	-5,73%	71,95%		13,38	7,34
	Solar	63,80	-14,83%	15100,20%		74,91	0,42
	Total	29.415,89	-0,15%	-4,87%		29.460,48	30.922,72
S	Hidráulica	9.140,37	2,09%	-9,32%		8.953,16	10.079,95
	Térmica	888,02	0,01%	4,26%		887,88	851,74
	Eólica	566,21	-18,56%	39,96%		695,22	404,55
	Solar	0,55	7,01%	-14,06%		0,51	0,64
	Total	10.595,14	0,55%	-6,54%		10.536,77	11.336,88
NE	Hidráulica	1.910,65	15,38%	-15,56%		1.656,00	2.262,78
	Térmica	3.041,84	6,19%	12,85%		2.864,43	2.695,53
	Eólica	2.554,92	-33,44%	-10,34%		3.838,47	2.849,57
	Solar	171,04	6,42%	7132,28%		160,72	2,36
	Total	7.678,45	-9,87%	-1,69%		8.519,62	7.810,25
N	Hidráulica	8.989,36	26,35%	6,68%		7.114,53	8.426,39
	Térmica	955,08	-50,04%	1,90%		1.911,77	937,23
	Eólica	55,17	-52,81%	-		116,90	0,00
	Solar	0,00	-	-		0,00	0,00
	Total	9.999,60	9,37%	6,79%		9.143,21	9.363,62
Itaipu		10.662,51	-1,76%	2,05%		10.853,53	10.448,29
Total	Hidráulica	55.152,63	4,36%	-3,58%		52.847,56	57.199,66
	Nuclear	1.228,65	-34,70%	-31,13%		1.881,60	1.784,10
	Térmica	8.546,00	-3,81%	11,96%		8.884,33	7.633,12
	Eólica	3.188,91	-31,63%	-2,22%		4.663,98	3.261,46
	Solar	235,39	-0,32%	6779,94%		236,15	3,42
SIN		68.351,58	-0,24%	-2,19%		68.513,62	69.881,76

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

Quando comparado com o mesmo mês do ano anterior, observa-se redução de 3,58% da geração hídrica no SIN, reflexo do baixo volume nos reservatórios decorrente da hidrologia ruim observada ao longo de 2017, o que demandou o aumento da participação das termelétricas em 11,96%, comportamento similar ao ocorrido nos meses anteriores.

Tabela 5.5: Fator de Emissão de GEE (tCO_2/MWh)

	fev-18	fev-18/jan-18	fev-18/fev-17	Tendências	jan-18	fev-17
SIN	0,0732	-3,13%	36,61%		0,0756	0,0536

* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria[20] a partir dos dados do MCTI

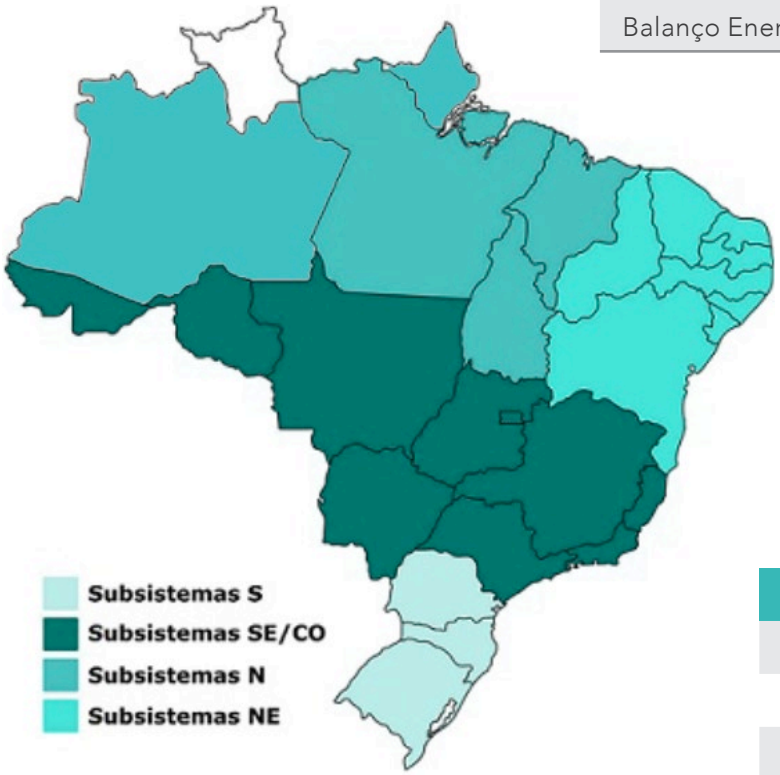
[20] Até o fechamento desta edição, o fator médio de emissão CO_2 ainda não havia sido divulgado pelo MCTI. O valor utilizado é baseado em estimativa realizada pela FGV Energia.

D) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 5.5: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN

Balanço Energético (+) Superávit
(-) Déficit

Subsistema N	
Carga	5.502
Geração Hídrica	8.989
Geração Térmica	955
Geração Eólica	55
Balanço Energético	4.498



Subsistema NE	
Carga	10.763
Geração Hídrica	1.911
Geração Térmica	3.042
Geração Eólica	2.555
Geração Solar	171
Balanço Energético	-3.085

Subsistema SE/CO	
Carga	39.744
Geração Hídrica	24.450
Geração de Itaipu	10.663
Geração Térmica	3.661
Geração Nuclear	1.229
Geração Eólica	13
Geração Solar	64
Balanço Energético	334

Subsistema S	
Carga	12.356
Geração Hídrica	9.140
Geração Térmica	888
Geração Eólica	566
Balanço Energético	-1.761

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS

Conforme os dados apresentados na Figura 5.5 e na Tabela 5.6, no mês de fevereiro de 2018, foram deficitários os subsistemas S e NE, supridos com 1.761 MWmed e 3.085 MWmed, respectivamente. O subsistema SE/CO foi superavitário em 334 MWmed, enquanto o N exportou 4.498 MWmed. A quantidade expressiva de energia exportada pelo subsistema N, esperado para essa época do ano, se dá pela alta afluência característica e pela capacidade limitada de estocagem do recurso hídrico nesse subsistema. Houve ainda a importação de 4,29 MWmed do Uruguai, na forma de intercâmbio internacional.

Tabela 5.6: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	fev-18	fev-18/jan-18	fev-18/fev-17	Tendências	jan-18	fev-17
S - SE/CO	-1.756,34	-12,69%	-21,86%		-1.558,55	-1.441,33
Internacional - S	4,29	42800,00%	-134,91%		0,01	-12,29
N - NE	2.529,12	26,37%	1,38%		2.001,44	2.494,62
N - SE/CO	1.977,81	10,58%	27,39%		1.788,61	1.552,58
SE/CO - NE	555,92	5,64%	12,44%		526,22	494,42

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

E) ESTOQUE

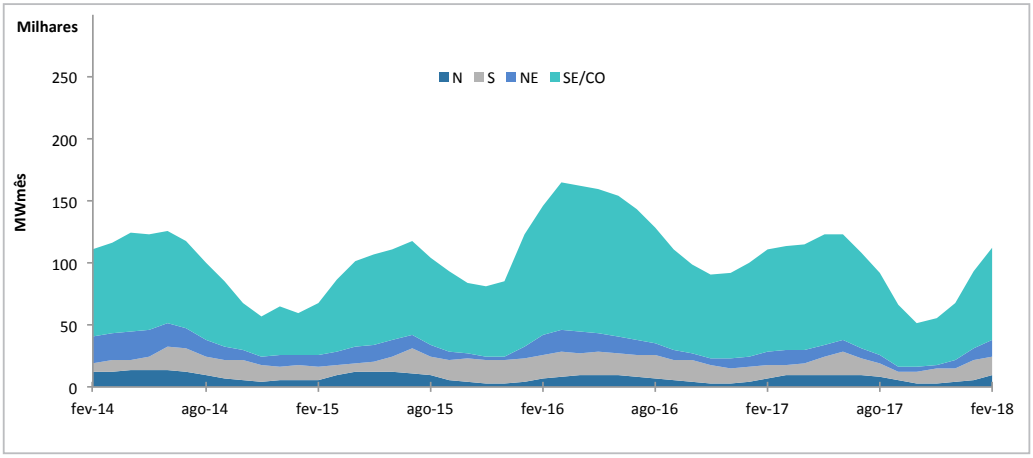
Tabela 5.7: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

	fev-18		fev-18/jan-18	fev-18/fev-17	Tendências	jan-18		fev-17	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	75.115	36,94%	18,48%	-8,52%		63.400	31,18%	82.112	40,38%
S	14.768	73,47%	-10,12%	42,26%		16.431	81,75%	10.381	51,65%
NE	13.617	26,28%	47,39%	27,82%		9.239	17,83%	10.653	20,56%
N	9.340	62,08%	92,06%	30,98%		4.863	32,32%	7.131	47,41%
SIN	112.840	38,87%	20,13%	2,32%		93.933	32,36%	110.277	37,99%

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

Como consequência dos volumes pluviométricos observados durante o mês de fevereiro, apresentados na Tabela 5.1, mesmo com o aumento da participação das hidrelétricas na geração, foi registrado aumento de 20,13% na Energia Armazenada (EAR) do SIN, atingindo 38,87% da capacidade total dos reservatórios. No subsistema NE, o volume armazenado passou de 17,83% da capacidade para 26,28%. Quando comparada aos resultados registrados para o mesmo mês do ano anterior, observa-se incremento na EAR de 2,32%. À exceção do subsistema SE/CO, que registrou queda de 8,52%, todos os outros subsistemas se encontravam com volume de água armazenada superior ao observado 12 meses antes (+42,26% no S, +27,82% no NE e +30,98% no N).

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

F) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

No mês de fevereiro de 2018, o CMO médio foi superior ao do mês anterior nos subsistemas SE/CO e S, e inferior no NE e N, comportamento similar ao da ENA no período. Os valores médios registrados foram de R$172,88 no SE/CO, R$169,77 no S, R$168,34 no NE e R$21,32 no N. A queda expressiva no subsistema N se dá pelo grande volume pluviométrico nessa época do ano e capacidade limitada de armazenamento.

Na comparação anual, o subsistema N registrou queda de 74,05%, enquanto os outros registraram alta (34,61% no SE/CO, 32,19% no S e 2,23% no NE). Esse aumento é um reflexo da hidrologia ruim do ano anterior, o que acaba conduzindo a um aumento da geração térmica. Nesse mesmo período, no entanto, houve expansão considerável da capacidade de geração no N, o que permitiu a queda do CMO nesse subsistema.

Tabela 5.8: CMO Médio Mensal – Preços Reais outubro/2017 (R$/MWh)

	fev-18	fev-18/jan-18	fev-18/fev-17	Tendências	jan-18	fev-17
SE/CO	172,88	6,67%	34,61%		162,06	128,43
S	169,77	6,95%	32,19%		158,74	128,43
NE	168,34	-3,22%	2,23%		173,93	164,66
N	21,32	-83,40%	-74,05%		128,45	82,18

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

G) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Desde a publicação da Resolução Normativa nº 482 da ANEEL em 17 de abril de 2012, o consumidor brasileiro pode gerar a sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e injetar o excedente da energia gerada na rede de distribuição de sua localidade para ser abatido de seu consumo de energia elétrica em um prazo de até 60 meses, conforme prevê o sistema de compensação.

Em março de 2018, a potência instalada de micro e minigeração distribuída - MMGD era de 315,5 MW, sendo aproximadamente 43% na alta tensão e 57% na baixa tensão. Da potência instalada de MMGD, 75,2% era do tipo fotovoltaica, 13,7% hidráulica, 7,8% térmica e 3,3% eólica. A Tabela 5.9 apresenta as 10 distribuidoras com maior capacidade instalada de MMGD. É importante destacar que 27,6% da capacidade instalada de MMGD está na área de concessão da CEMIG-D e 7,8% na área de concessão da Companhia Energética do Ceará - COELCE.

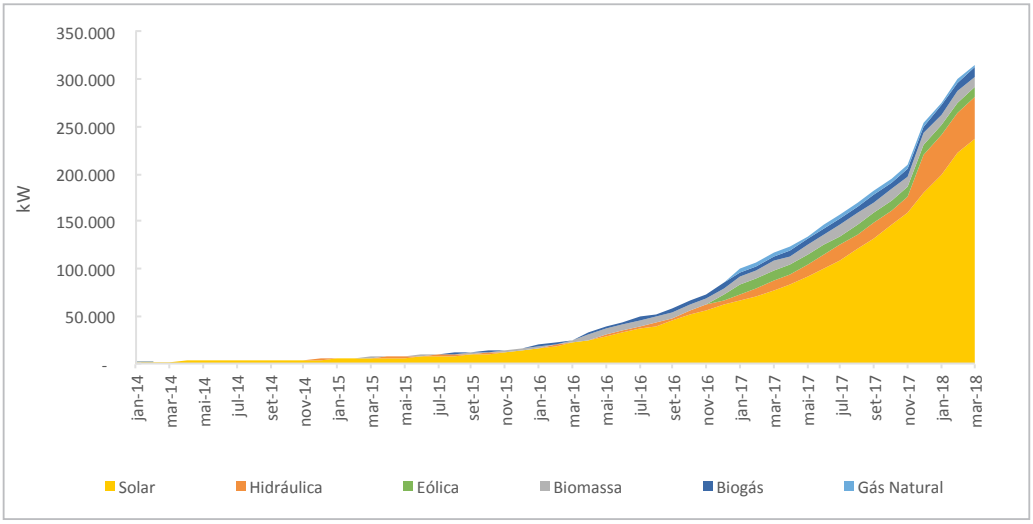
A MMGD vem apresentando um crescimento exponencial de sua capacidade instalada. Na comparação com o mês anterior, a capacidade instalada cresceu 5,18%, enquanto que, em relação ao mesmo mês do ano passado, esta apresentou aumento de 170,82%. Na comparação mensal, as distribuidoras que apresentaram maiores taxas de crescimento foram RGE (+11,81%), CPFL (+7,59%) e RGE Sul (+7,10%). Na comparação anual, as distribuidoras que se destacaram pelas maiores taxas de crescimento foram RGE Sul (+395,44%), CELG-D (+329,28%) e CEMIG-D (+300,97%).

Tabela 5.9: Capacidade Instalada de Micro e Minigeração Distribuída (kW) por Distribuidora

Distribuidoras	mar-18	mar-18/fev-18	mar-18/mar-17	Tendências	fev-18	mar-17
CEMIG Distribuição S.A	87.157,89	4,01%	300,97%		83.800,93	21.736,92
COMPANHIA ENERGETICA DO CEARA	24.453,30	3,20%	35,36%		23.695,99	18.065,84
RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	20.150,44	7,10%	395,44%		18.814,56	4.067,19
Celesc Distribuição S.A.	15.919,34	0,00%	111,65%		15.919,34	7.521,68
Light Serviços de Eletricidade S.A.	15.815,66	4,37%	136,78%		15.153,70	6.679,59
Copel Distribuição S.A	13.999,61	5,55%	136,39%		13.263,57	5.922,27
Companhia Paulista de Força e Luz	13.975,10	7,59%	195,47%		12.989,14	4.729,74
ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	11.719,38	2,72%	74,89%		11.409,01	6.700,99
Celg Distribuição S.A.	9.186,86	2,79%	329,28%		8.937,22	2.140,08
Rio Grande Energia S.A.	8.406,12	11,81%	177,69%		7.518,39	3.027,14
Outras	94.732,96	7,07%	163,78%		88.476,59	35.913,93
Total	315.516,66	5,18%	170,82%		299.978,44	116.505,37

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

Figura 5.7: Histórico da Capacidade Instalada da Micro e Minigeração Distribuída (em kW)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

H) EXPANSÃO

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

Fonte	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Termelétrica	96	825	1.823	1.244	50	-	-	4.038
Biomassa	50	70	161	221	20	127	-	649
Solar	835	476	48	200	-	-	-	1.559
Hidrelétrica	2.136	5.236	-	32	106	-	-	7.511
PCH	161	130	651	360	129	50	-	1.480
Eólica	1.789	1.404	587	120	-	-	-	3.901
Total	5.068	8.141	3.270	2.176	306	177	-	19.138

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

No período de 16 de fevereiro a 15 de março de 2018, a expansão registrada pelo SIN foi de 175,0 MW em hidrelétricas, 59,0 MW em eólicas, 30,0 em solar fotovoltaicas, 14 MW em termelétricas e 5,7 MW em PCH.

Conforme apresentado na Tabela 5.10, a expectativa é que a capacidade de geração do sistema seja incrementada em 13.209 MW até o fim de 2019, sendo 55% deste montante respondido por hidrelétricas.

I) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Ao longo do período, foram verificados o processo de reajuste tarifário da distribuidora Enel Ceará (Tabela 5.11). A concessionária Enel Ceará atende 3,4 milhões unidades consumidoras localizadas 184 municípios do Ceará e teve suas tarifas de energia elétrica reajustadas a partir de 22 de abril em 4,96% em média, sendo 3,80% para os consumidores da baixa tensão e 7,96% para os consumidores da alta tensão.

Tabela 5.11: Reajustes Tarifários (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Reajuste Tarifário	Data
Enel CE	Enel Distribuição Ceará	CE	**4,96%**	22/abr

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

Ocorreu também o processo de revisão tarifária de 8 distribuidoras: Enel RJ, CPFL Paulista, EMT, EMS, RGE Sul, COELBA, COSERN e ESE (Tabela 5.12). Atendendo a 2,6 milhões de unidades consumidoras localizadas em 66 municípios do estado do Rio de Janeiro, a Enel RJ aumentou em 21,46% as tarifas dos consumidores da baixa tensão e em 19,94% as tarifas dos consumidores de alta tensão, gerando em média um crescimento de 21,04% nas tarifas de energia da área de concessão. As novas tarifas da Enel RJ entraram em vigor a partir de 15 de março. A concessionária CPFL Paulista que atende 4,3 milhões de unidades consumidoras localizadas em 234 municípios do estado de São Paulo teve suas tarifas de energia elétrica reajustadas a partir de 8 de abril em 16,90% em média, sendo 20,17% para os consumidores da baixa tensão e 11,11% para os consumidores da alta tensão. A Energisa Mato Grosso (EMT), que atende a 1,3 milhões de unidades consumidoras localizadas em 141 municípios do estado do Mato Grosso, teve reajuste de 5,94% na alta tensão e 13,98% na baixa tensão, o que resultou em um aumento médio de 11,53% das tarifas a partir do dia 8 de abril. Já, o 1 milhão de unidades consumidoras localizadas em 73 municípios do estado de Mato Grosso do Sul (EMS), a partir do dia 8 de abril, tiveram revisão tarifária de +7,91% para a alta tensão e de +10,65% para a baixa tensão, o que levou a um efeito médio de +9,87%. A concessionária RGE Sul, que atende 1,3 milhões de unidades consumidoras localizadas em 118 municípios das regiões metropolitana e Centro-Oeste do Rio Grande do Sul, apresentou uma revisão tarifária médio de 22,47%, sendo 24,99% para os consumidores da alta tensão e 21,00% para os consumidores da baixa tensão. As novas tarifas da RGE Sul entraram em vigor no dia 19 de abril. Atendendo a 5,9 milhões de unidades consumidoras localizadas em 415 municípios do estado de Bahia, a COELBA teve suas tarifas revisadas a partir de 22 de abril a uma taxa média de 16,95%, sendo 17,27% para a baixa tensão e 16,17% para a alta tensão. As 1,4 milhão de consumidores no estado do Rio Grande do Norte atendidas pela COSERN tiveram suas tarifas revisadas em +17,47% na alta tensão e em +14,88% na baixa tensão, o que teve um efeito médio de +15,61% a partir de 22 de abril. Por fim, a ESE que fornece energia elétrica para 762 mil unidades consumidoras localizadas em 63 municípios de Sergipe teve suas tarifas aumentadas em 9,85% para os consumidores de baixa tensão e em 13,92% para consumidores de alta tensão, o que resultou em um aumento médio de 11,30%, como mostra a Tabela 5.12.

Tabela 5.12: Revisões Tarifárias (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Revisão Tarifária	Data
Enel RJ	Enel Distribuição Rio.	RJ	**21,04%**	15/mar
CPFL Paulista	Companhia Paulista de Força e Luz	SP	**16,90%**	08/abr
EMT	Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia	MT	**11,53%**	08/abr
EMS	Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A.	MS	**9,87%**	08/abr
RGE-SUL	RGE-Sul Distribuidora de Energia S.A	RS	**22,47%**	19/abr
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	BA	**16,95%**	22/abr
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte	RN	**15,61%**	22/abr
ESE	Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.	SE	**11,30%**	22/abr

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

J) LEILÕES

No dia 4 de abril de 2018, ocorreu o Leilão de Geração nº 1/2018. Do tipo A-4, o leilão movimentou ao todo R$ 6,74 bilhões em contratos, equivalentes a um montante de 54.094.749,6/MWh de energia proveniente de novos empreendimentos de geração de energia elétrica por fonte renováveis (hidrelétrica, eólica, solar fotovoltaica e termelétrica a biomassa) para suprimento a partir de 1° de janeiro de 2022. Com deságio de 59,07% em relação aos preços-tetos estabelecidos, o preço médio foi de R$ 124,75/MWh. A fonte eólica mais uma vez foi a responsável pelo maior deságio (73,49%), sendo contratadas 4 plantas eólicas novas na Bahia a um preço médio de R$67,60/MWh. A fonte solar também se mostrou bastante competitiva, apresentando deságio médio de 62,16% frente ao preço inicial. Ao todo foram contratados, ao preço médio de R$ 118,07/MWh, 29 empreendimentos fotovoltaicos que somam 1.032,54 megawatts-pico (MWp) a serem construídos no Ceará (14), Piauí (6), Minas Gerais (6) e Pernambuco (3). Estes foram os menores preços registrados até hoje em leilões para as fontes eólica e fotovoltaica. As duas usinas térmicas movidas a biomassa (17,1 MW médios) contratadas apresentaram deságio de 39,53%, sendo vendidas a R$ 198,94/MWh, enquanto que o deságio médio verificado para as quatro hidrelétricas contratadas (19,7 MW médios) foi de 31,92%, resultando em um preço médio de R$ 198,12/MWh para a energia proveniente de fonte hídrica. As usinas contratadas encontram-se nos seguintes estados: Ceará (14), Minas Gerais (8), Piauí (6), Bahia (4), Pernambuco (3), Rio Grande do Sul (2), Espírito Santo e Mato Grosso do Sul com uma usina em cada estado.

Além disso, está previsto para ocorrer em no dia 28 de junho o primeiro leilão de transmissão de 2018 (Leilão nº 02/2018). Composto por 24 lotes com 60 empreendimentos localizados em 18 estados, o certame visa contratar instalações para entrar em operação comercial no prazo de 36 a 60 meses, a partir da data de assinatura dos contratos de concessão. Ao todo, são estimados R$ 8,9 bilhões em investimentos em 3954 quilômetros (km) de linhas de transmissão com 13866 mega-volt-amperes (MVA) de capacidade de transformação de subestações.