

SETOR ELÉTRICO

André Lawson, Guilherme Pereira e Mariana Weiss

A) DISPONIBILIDADE

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

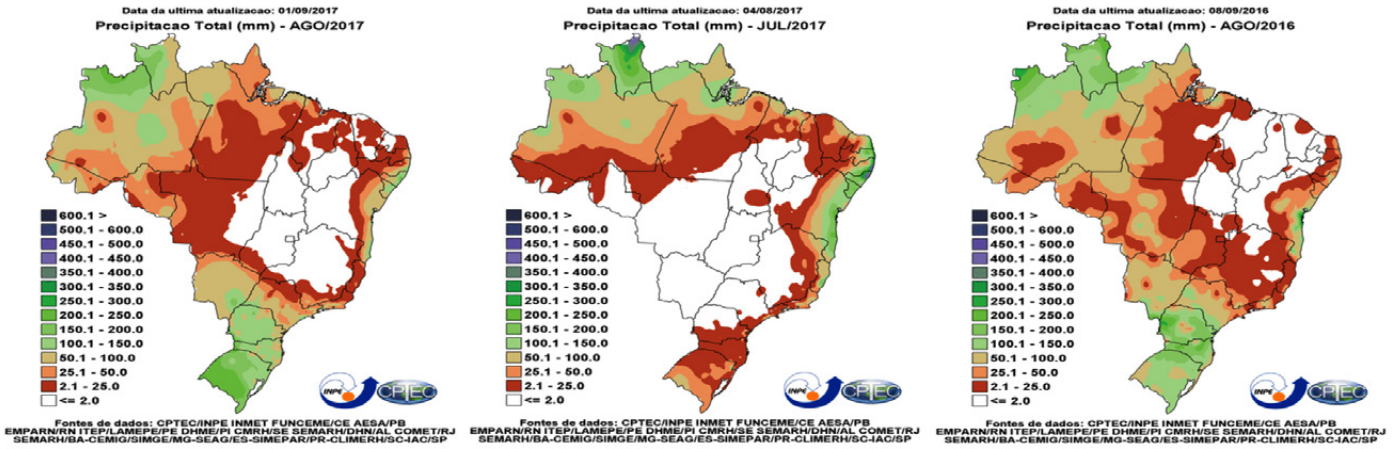
	ago-17		ago-17/jul-17	ago-17/ago-16	Tendências 12 meses	jul-17		ago-16	
SE	16.806,00	83,20%	-14,23%	-16,73%		19.594,00	77,59%	20.183,00	99,92%
S	5.090,00	49,43%	25,15%	-51,18%		4.067,00	36,20%	10.427,00	101,25%
NE	897,00	26,18%	-12,14%	-23,92%		1.021,00	25,96%	1.179,00	34,43%
N	1.494,00	51,49%	-28,99%	31,17%		2.104,00	54,72%	1.139,00	44,09%
SIN	24.287,00	-	-9,33%	-26,24%		26.786,00	-	32.928,00	-

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

O Sistema Interligado Nacional (SIN) registrou entre os meses de julho e agosto deste ano queda de 9,33% na disponibilidade hídrica, representada pela Energia Natural Afluente (ENA), conforme Tabela 5.1. Com exceção da região S, que registrou aumento de 25,15%, todas as outras regiões apresentaram queda considerável: 14,23% no SE, 12,14% no NE e 28,99% no N. A Figura 5.1 ilustra a ocorrência pluviométrica no país, por onde se pode observar o claro aumento da precipitação na região S e a diminuição na região NE entre os meses de julho e agosto. Já nas regiões N e SE, apesar de terem registrado um aumento geral do volume pluviométrico, a precipitação observada não ocasionou aumento da ENA. Um dos fatores que podem

ajudar a explicar esse fenômeno é o longo período de baixa pluviosidade, o que requer um volume maior de chuva para revertê-lo. Através dos valores da Média de Longo Termo (MLT), observa-se que as vazões naturais, cujos registros foram de 83,20% no SE, 49,43% no S, 26,18% no NE e 51,49% no N, foram consideravelmente inferiores aos valores médios da série histórica, seguindo a tendência do mês anterior.

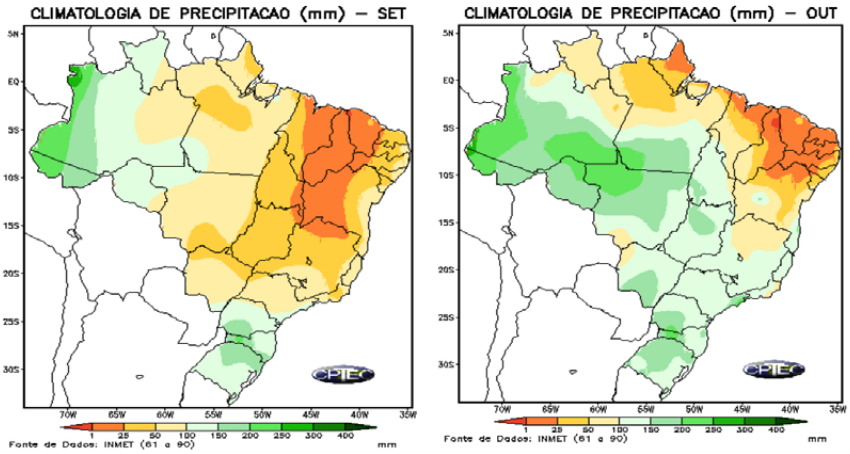
Figura 5.1: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para ago/17, jul/17 e ago/16



Fonte: CPTEC/INPE

Na comparação anual, observou-se uma redução de 26,24% na ENA total. Com exceção da região N, que ao longo desse período contou com uma expansão de 1,7 GW na capacidade de geração[1], todas as outras regiões apresentaram redução na ENA, comportamento similar ao registrado no mês anterior. O aumento das áreas com índices pluviométricos inferior a 2.0 mm e na faixa entre 2.1 e 25 mm, conforme apresenta a Figura 5.1, ilustra bem essa variação. A pluviosidade média para os meses de setembro e outubro é retratada na Figura 5.2. Conforme se aproxima o fim do período seco, que historicamente ocorre entre maio e novembro, a expectativa é de aumento na precipitação.

Figura 5.2: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para agosto e setembro



Fonte: CPTEC/INPE

[1] Segundo o Resumo da Geral dos Novos Empreendimentos de Geração da ANEEL.

B) DEMANDA

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

	ago-17	ago-17/jul-17	ago-17/ago-16	Tendências 12 meses	jul-17	ago-16
SE/CO	36.298,68	2,64%	-1,80%		35.364,45	36.964,01
S	10.781,94	0,75%	2,78%		10.702,09	10.490,79
NE	10.000,71	3,19%	-1,49%		9.692,00	10.152,19
N	5.733,13	5,54%	2,84%		5.431,96	5.575,05
SIN	62.814,46	2,65%	-0,58%		61.190,50	63.182,04

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

A carga de energia do SIN cresceu 2,65% na comparação mensal, ao passo que apresentou uma ligeira queda de 0,58% na comparação anual (Tabela 5.2). Em relação ao mês anterior, todos os subsistemas apresentaram aumento (SE/CO +2,64%, S +0,75, NE +3,19%, N +5,54%). Já, na comparação anual, o consumo de energia cresceu em S e N respectivamente 2,78% e 2,84%, enquanto que em SE/CO e NE houve queda no consumo de energia (-1,80% e -1,49%, respectivamente).

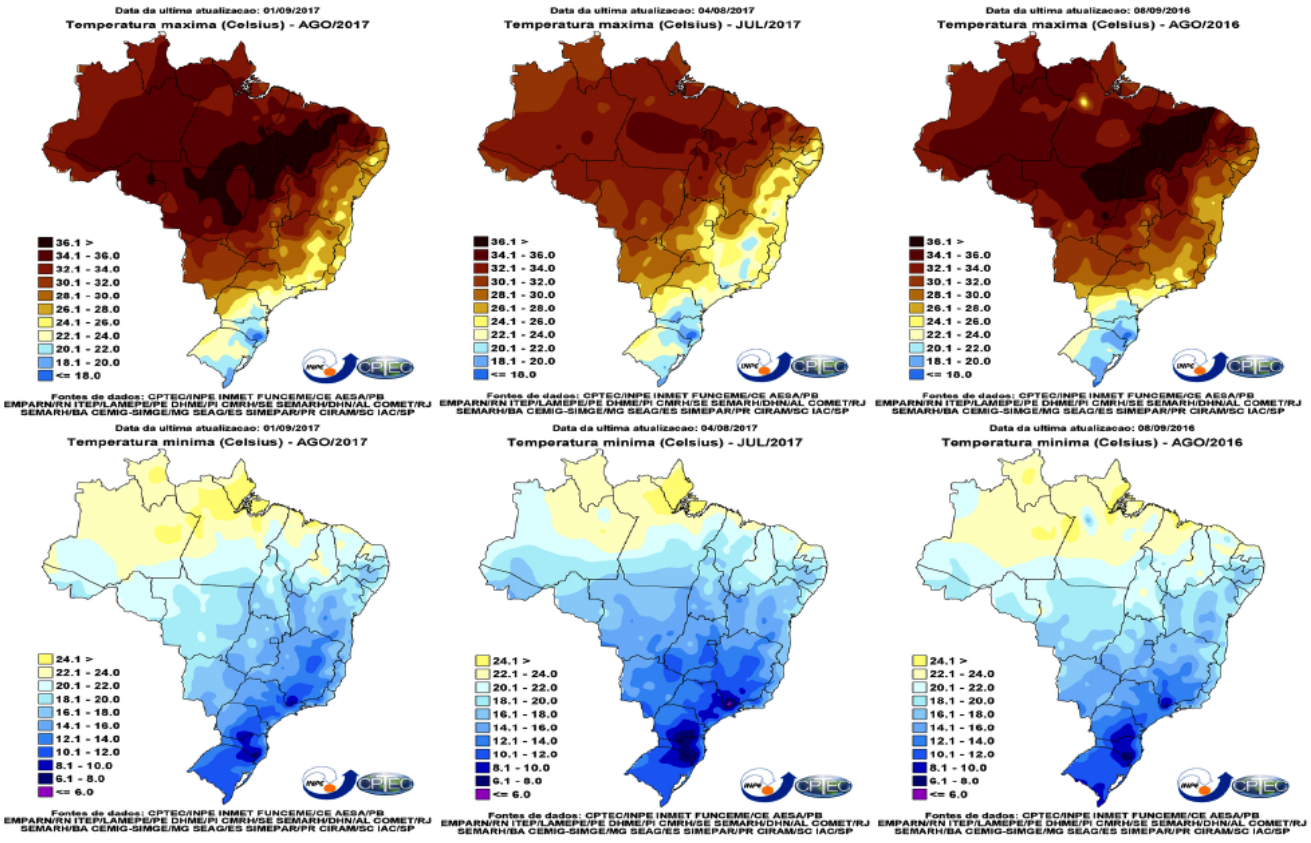
Na comparação mensal, as variações na carga de energia podem ser associadas ao aumento da temperatura média em todos os subsistemas, segundo dados do Instituto Nacional de Meteorologia - INMET. Este aumento da temperatura média pode ter propiciado um maior uso de aparelhos de ar condicionado e consequentemente um maior consumo de energia elétrica.

Cabe ressaltar, no entanto, que o crescimento do consumo de energia entre julho e agosto de 2017 ocorreu mesmo com a bandeira tarifária tendo passado de amarela para vermelha patamar 1 ao longo do período. Isso fez aumentar o custo do kWh para todos os consumidores cativos das distribuidoras (com exceção daqueles localizados em sistemas isolados), dado que na bandeira amarela era cobrada uma tarifa adicional de R$ 0,02/kWh e na bandeira vermelha patamar 1 o custo extra passava para R$ 0,03/kWh. Logo, dentre outros objetivos a bandeira vermelha patamar 1 visa sinalizar que a população deve passar a controlar melhor seu consumo e reduzir o desperdício no uso de energia elétrica, o que a princípio não ocorreu no mês de agosto dado que houve crescimento do consumo de energia elétrica.

Portanto, o crescimento do consumo de energia na comparação mensal pode ser explicado também pela melhoria de alguns 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 85 para 86 pontos e o Índice de Percepção de Situação Atual Empresarial de 80,60 para 81,70 entre julho e agosto, indicando uma tendência de recuperação da economia brasileira. Além disso, é importante destacar que o Indicador de Incerteza da Economia (IIE-Br), também desenvolvido pelo IBRE/FGV, caiu 5,9 pontos em relação a julho de 2017 e 1,9 pontos em relação a julho de 2016.

Na comparação anual, a pequena queda da carga de energia no SE/CO e no NE pode ser relacionada à ocorrência de temperaturas em média mais baixas, enquanto o aumento do consumo de energia no S e no N pode estar relacionado ao registro de temperaturas mais altas em ambas as regiões (Figura 5.3). Contudo, não é possível deixar de mencionar que a economia já mostra sinais de reaquecimento em relação ao ano passado. Segundo os resultados da Sondagem Empresarial do IBRE/FGV, o Índice de Confiança Empresarial e o Índice de Percepção de Situação Atual Empresarial cresceram respectivamente 5,8 e 7,1 pontos percentuais em relação a agosto de 2016. Contudo, o indicador de incerteza da economia brasileira continua alto e isso pode vir a interferir nos níveis de investimento e de consumo de energia nos próximos meses.

Figura 5.3: Mapas de Temperatura Máxima e Mínima no Brasil para ago/17, jul/17 e ago/16.



Fonte: CPTEC/INPE

C) OFERTA

Em resposta ao comportamento da carga, a geração total de energia no SIN no mês de agosto cresceu 2,29% em comparação com o mês anterior, de acordo com a Tabela 5.4. Conforme se pode observar, houve um aumento considerável da geração térmica, o que se deu por dois diferentes fatores. O primeiro deles diz respeito à tendência hidrológica do período. Dado que o mês de agosto possui histórico de baixa precipitação, além do fato dos reservatórios se encontrarem com baixo volume armazenado, houve redução de 4,01% na geração hidráulica. O segundo se deu pela manutenção programada da usina nuclear Angra 1, que foi desligada do SIN no dia 19 de agosto e levou à queda de 10,40% de geração nuclear no mês. Assim, foi necessário aumentar o despacho de usinas térmicas convencionais para atender à demanda. A geração deste tipo de fonte cresceu 20,26%, tendo observado aumento de 12,40% no SE/CO, 16,56% no S e 78,48% no NE, levando a um aumento de 35,96% na estimativa do fator de emissão de gases de efeito estufa (GEE), apresentado na Tabela 5.5.

Após registrar aumento considerável na participação no mês anterior, a geração eólica novamente apresentou incremento na comparação mensal, dessa vez de 5,52%. Assim, a participação resultante desse tipo de fonte na geração total de energia do SIN foi de 9,27% no mês de agosto, respondendo por 47,44% da energia gerada no subsistema NE.

Tabela 5.3: Geração de Energia Despachada por Subsistema e por Tipo (MWmed)

		ago-17	ago-17/jul-17	ago-17/ago-16	Tendências 12 meses	jul-17	ago-16
SE/CO	Hidráulica	17.215,43	3,15%	-5,27%		16.689,87	18.172,63
	Nuclear	1.714,67	-10,40%	-13,91%		1.913,79	1.991,60
	Térmica	9.488,35	12,40%	36,31%		8.441,62	6.960,80
	Eólica	9,14	99,26%	-5,01%		4,59	9,62
	Solar	0,34	9,90%	0,47%		0,31	0,34
	Total	28.427,93	5,09%	4,76%		27.050,18	27.135,00
S	Hidráulica	7.883,54	-10,18%	-25,41%		8.777,47	10.569,38
	Térmica	1.239,10	16,56%	2,80%		1.063,08	1.205,33
	Eólica	757,65	7,27%	51,27%		706,32	500,87
	Solar	0,48	8,23%	-5,15%		0,44	0,51
	Total	9.880,78	-6,32%	-19,51%		10.547,32	12.276,09
NE	Hidráulica	1.623,14	-1,02%	-32,86%		1.639,79	2.417,55
	Térmica	3.745,40	78,48%	67,25%		2.098,54	2.239,44
	Eólica	4.909,15	2,97%	20,44%		4.767,33	4.075,95
	Solar	70,13	32,45%	2415,08%		52,95	2,79
	Total	10.347,81	20,91%	18,45%		8.558,60	8.735,73
N	Hidráulica	3.004,66	-19,64%	13,97%		3.738,94	2.636,29
	Térmica	2.536,10	-0,18%	16,24%		2.540,64	2.181,85
	Eólica	123,06	596,58%	-		17,67	0,00
	Solar	0,00	-	-		0,00	0,00
	Total	5.663,82	-10,06%	17,55%		6.297,25	4.818,14
Itaipu		8.218,46	-5,38%	-19,90%		8.685,40	10.259,80
Total	Hidráulica	37.945,24	-4,01%	-13,87%		39.531,47	44.055,65
	Nuclear	1.714,67	-10,40%	-13,91%		1.913,79	1.991,60
	Térmica	17.008,94	20,26%	35,13%		14.143,88	12.587,43
	Eólica	5.799,00	5,52%	26,44%		5.495,90	4.586,44
	Solar	70,95	32,12%	1850,70%		53,70	3,64
SIN		62.538,80	2,29%	-1,08%		61.138,74	63.224,76

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Quando comparado com o mesmo mês do ano anterior, o comportamento observado da oferta no SIN é similar, com redução de 13,87% da participação da geração hidráulica e de 13,91% da nuclear, pelos mesmos motivos expostos anteriormente. O incremento da geração eólica para esse período, no entanto, foi de 26,44%, em grande parte devido ao incremento de 935,8 MW na capacidade instalada entre janeiro e agosto de 2017. Da mesma forma, o subsistema N experimentou aumento de 1714,4 MW de capacidade em hidráulica, tendo sido o único subsistema a registrar crescimento da geração proveniente deste tipo de fonte.

Tabela 5.4: Fator de Emissão de GEE (tCO_2/MWh)

	ago-17	ago-17/jul-17	ago-17/ago-16	Tendências 12 meses	jul-17	ago-16
SIN	0,1312	35,96%	56,94%		0,0965	0,0836

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do MCTI

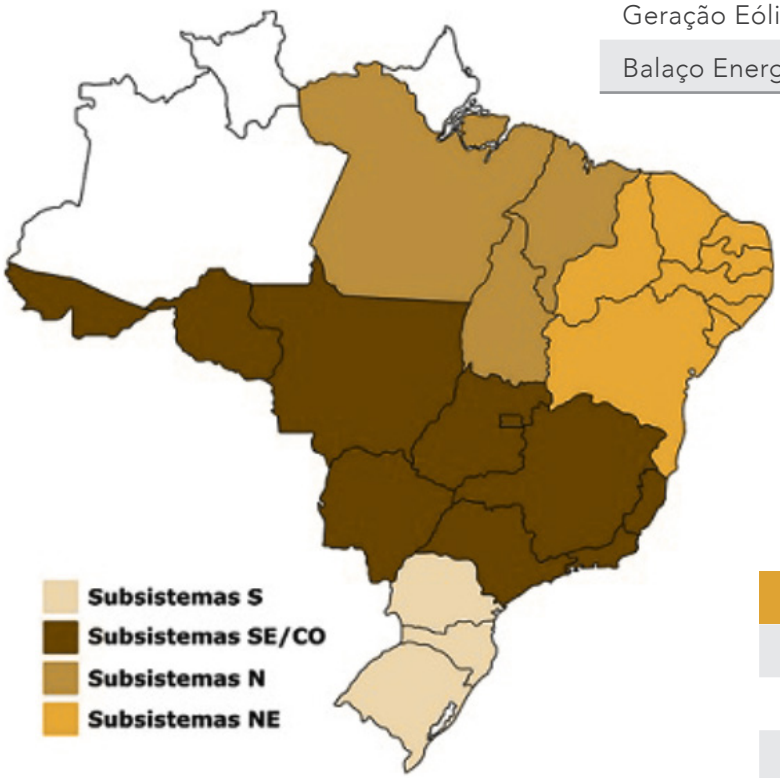
D) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 5.4: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN

Balanço Energético (+) Superávit

(-) Déficit

Subsistema N	
Carga	5.733
Geração Hídrica	3.005
Geração Térmica	2.536
Geração Eólica	123
Balaço Energético	-69



Subsistema NE	
Carga	10.001
Geração Hídrica	1.623
Geração Térmica	3.745
Geração Eólica	4.909
Geração Solar	70
Balaço Energético	347

Subsistema SE/CO	
Carga	36.299
Geração Hídrica	17.215
Geração de Itaipu	8.218
Geração Térmica	9.488
Geração Nuclear	1.715
Balaço Energético	338

Subsistema S	
Carga	10.782
Geração Hídrica	7.884
Geração Térmica	1.239
Geração Eólica	758
Balaço Energético	-902

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS

Conforme os dados apresentados na Figura 5.4 e na Tabela 5.6, no mês de agosto de 2017, os subsistemas SE/CO e NE foram superavitários, tendo exportado respectivamente 348 MWmed e 347 MWmed, devido a uma maior presença de usinas termelétricas no primeiro e à participação da geração eólica no segundo. Os subsistemas N e S, por sua vez foram deficitários em 69 MWmed e 901 MWmed, respectivamente. Além disso, o S importou 276 MWmed da Argentina e Uruguai, devido à situação em que se encontram os reservatórios hídricos no SIN e à consequente diminuição da geração hidráulica.

Tabela 5.5: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	ago-17	ago-17/jul-17	ago-17/ago-16	Tendências 12 meses	jul-17	ago-16
S - SE/CO	-625,50	-507,18%	-135,90%		-103,02	1.742,57
Internacional - S	275,66	432,57%	-745,27%		51,76	-42,72
N - NE	-106,68	-115,44%	-1333,29%		690,83	8,65
N - SE/CO	57,04	-71,24%	107,62%		198,33	-748,75
SE/CO - NE	-240,42	-154,32%	-117,08%		442,58	1.407,81

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

E) ESTOQUE

Tabela 5.6: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

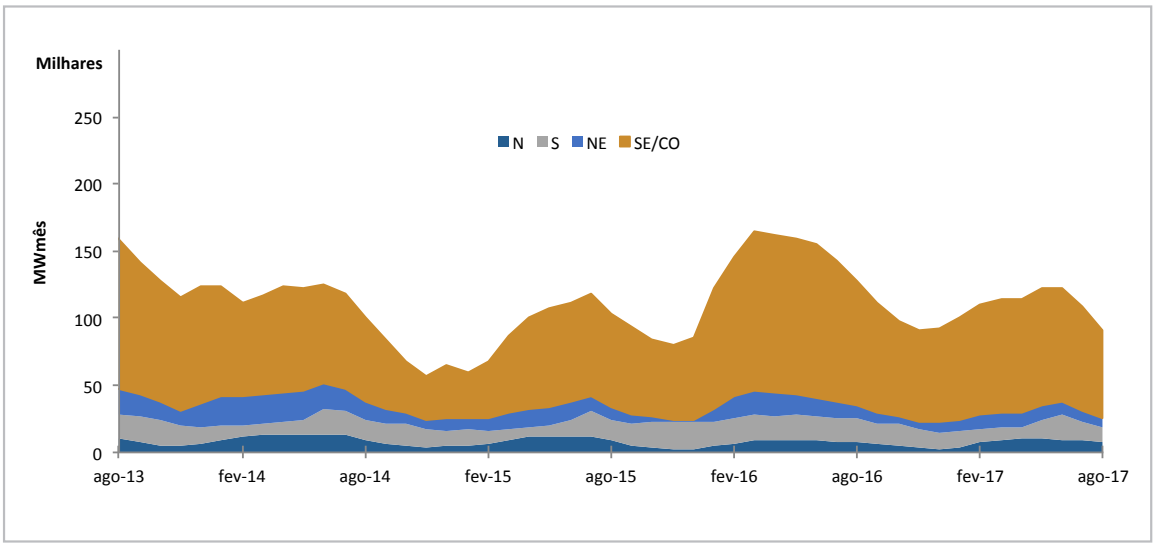
	ago-17		ago-17/jul-17	ago-17/ago-16	Tendências 12 meses	jul-17		ago-16	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	66.120	32,52%	-14,79%	-29,22%		77.600	38,16%	93.418	45,94%
S	11.390	56,67%	-19,31%	-37,22%		14.115	70,22%	18.142	90,26%
NE	6.312	12,18%	-19,03%	-35,55%		7.795	15,05%	9.793	18,90%
N	7.745	51,49%	-13,08%	9,38%		8.911	59,25%	7.081	47,08%
SIN	91.567	31,54%	-15,54%	-28,71%		108.421	37,35%	128.434	44,24%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Apesar da redução da geração hídrica, devido ao baixo volume pluviométrico característico do período, a Energia Armazenada (EAR) apresentou queda considerável em todos os subsistemas na comparação com o mês anterior, conforme Tabela 5.7. As quedas registradas foram de 14,79% no SE/CO, 19,31% no S, 19,03% no NE e 13,08% no N, resultando em diminuição de 15,54% para o SIN e atingindo 31,54% da capacidade total dos reservatórios. Com os resultados observados, a situação dos reservatórios no subsistema NE, que já se encontrava em situação delicada, agravou-se ainda mais, chegando ao final do mês de agosto com apenas 12,18% da capacidade.

Quando comparada aos resultados registrados para o mesmo mês do ano anterior, observa-se uma queda na EAR de 28,71%. Exceto o subsistema N, que observou aumento da capacidade instalada ao longo do período, todos os outros apresentaram quedas expressivas, de 29,22% no SE/CO, 37,22% no S e 35,55% no NE. O histórico da EAR no SIN é apresentado na Figura 5.5.

Figura 5.5: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWmês)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do NOS

F) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

No mês de agosto de 2017, o CMO médio foi superior ao do mês anterior em todos os subsistemas, e o valor de R$506,89/MWh foi idêntico em todos eles. Para todos os subsistemas, o aumento do custo marginal de operação foi 97,28% na comparação mensal, devido à maior participação das termelétricas na geração. Na comparação ano a ano, a alta nos preços foi de 446,75% para o subsistema SE, 468,26% para o S e 388,66% para NE e N.

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

	ago-17	ago-17/jul-17	ago-17/ago-16	Tendências 12 meses	jul-17	ago-16
SE	506,89	97,28%	446,75%		256,94	92,71
S	506,89	97,28%	468,26%		256,94	89,20
NE	506,89	97,28%	388,66%		256,94	103,73
N	506,89	97,28%	388,66%		256,94	103,73

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 setembro de 2017, a potência instalada de micro e minigeração distribuída - MMGD era de 176,0 MW, sendo aproximadamente metade na alta tensão e metade na baixa tensão. Da potência instalada de MMGD, 72,5% era do tipo fotovoltaica, 13,0% térmica, 8,6% hidráulica e 5,8% eólica. A Tabela 5.9 apresenta as 10 distribuidoras com maior capacidade instalada de MMGD. É importante destacar que 20,0% da capacidade instalada de MMGD está na área de concessão da CEMIG-D e 11,9% 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 6,34%, enquanto que, em relação ao mesmo mês do ano passado, esta apresentou aumento de 202,07%. Na comparação mensal, as distribuidoras que apresentaram maiores taxas de crescimento foram CELG-D (+23,05%), a RGE Sul (+10,12%) e a Copel (+9,27%). Na comparação anual, as distribuidoras que se destacaram pelas maiores taxas de crescimento foram a CEEE-D (+1151,35%), Energisa Mato Grosso (+501,91%) e RGE Sul (+456,35%).

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

Distribuidoras	set-17	set-17/ago-17	set-17/set-16	Tendências 12 meses	ago-17	set-16
CEMIG Distribuição S.A	35.160,41	8,62%	122,71%		32.370,85	15.787,67
Companhia Energética do Ceará	20.881,14	1,38%	343,63%		20.597,39	4.706,89
Light Serviços de Eletricidade S.A.	10.611,86	1,93%	412,27%		10.410,79	2.071,53
Celesc Distribuição S.A.	10.285,52	1,77%	247,54%		10.107,03	2.959,50
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.	9.979,82	10,12%	456,35%		9.062,31	1.793,80
Copel Distribuição S.A	9.237,16	9,27%	210,43%		8.453,83	2.975,56
Companhia Paulista de Força e Luz	8.803,25	8,84%	339,47%		8.088,55	2.003,16
Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A.	6.865,06	0,00%	501,91%		6.865,06	1.140,55
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	6.110,95	3,96%	1151,35%		5.878,25	488,35
CELG Distribuição S.A.	5.430,32	23,05%	282,14%		4.412,94	1.421,02
Outras	52.647,27	6,85%	129,70%		49.273,47	22.920,13
Total	176.012,76	6,34%	202,07%		165.520,47	58.268,16

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

H) EXPANSÃO

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

Fonte	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Termelétrica	62	136	350	1.829	50	-	-	2.428
Biomassa	312	70	85	481	125	49	25	1.147
Solar	625	1.175	497	18	-	-	-	2.316
Hidrelétrica	611	3.472	3.235	1.833	221	41	-	9.413
PCH	65	193	214	771	181	91	50	1.565
Eólica	1.177	1.577	1.360	498	90	-	-	4.701
Total	2.852	6.623	5.741	5.431	667	180	75	21.570

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

No período de 16 de agosto a 15 de setembro de 2017, a expansão de geração registrada pelo SIN foi de 84,5 MW em termelétricas a biomassa, 60 MW em fotovoltaicas, 13,5 MW em PCH e 301,9 MW em eólicas. Assim, o aumento da capacidade instalada desde o início do ano para usinas eólicas totaliza 1,12 GW, com previsão de 1,17 GW adicionais até o fim dezembro.

Para as usinas fotovoltaicas, por sua vez, a expectativa até o final do ano é de expansão de 625 MW, similar aos 611 MW em hidrelétricas, relativo à próxima unidade geradora de Belo Monte, cuja previsão de entrada é em 30/11.

I) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Foi verificado processo de reajuste tarifário em 6 distribuidoras ao longo do período, como mostra a Tabela 5.11.

Atendendo a 1,1 milhão de unidades consumidoras localizadas em 102 municípios do estado de Alagoas, a CEAL aumentou em 20,76% as tarifas dos consumidores da baixa tensão e em 23,36% as tarifas dos consumidores de alta tensão, gerando em média um crescimento de 21,60% nas tarifas de energia da área de concessão. As novas tarifas da CEAL entraram em vigor a partir de 28 de setembro. A concessionária CEPISA que atende 1,2 milhão de unidades consumidoras localizadas em 224 municípios do estado do Espírito Santo teve suas tarifas de energia elétrica reajustadas a partir de 28 de setembro em 27,63% em média, sendo 27,02% para os consumidores da baixa tensão e 30,06% para os consumidores da alta tensão. A concessionária Centrais Elétricas de Goiás (CELG), que atende a 2,8 milhões de unidades consumidoras do estado de Goiás, teve reajuste de 12,03% na alta tensão e 15,89% na baixa tensão, o que resultou em um aumento médio de 14,65% das tarifas a partir do dia 22 de outubro. As 1,1 milhão de unidades consumidoras localizadas no Distrito Federal e atendidas pela Companhia Energética de Brasília (CEB), a partir do dia 22 de outubro, tiveram reajuste tarifário de 8,46% na alta tensão e 6,84% na baixa tensão, o que levou a um efeito médio de 7,35%. A concessionária Companhia Piratininga de Força e Luz – CPFL Piratininga, que atende 1,6 milhão de unidades consumidoras localizadas no estado de São Paulo apresentou um reajuste tarifário médio de 17,28%, sendo 21,51% para os consumidores da alta tensão e 14,86% para os consumidores da baixa tensão. As novas tarifas da CPFL Piratininga entraram em vigor no dia 23 de outubro. Atendendo a 1,8 milhão de unidades consumidoras localizadas no estado de São Paulo, a Bandeirante Energia teve suas tarifas reajustadas a partir de 23 de outubro a uma taxa média de 24,37%, sendo 22,67% para a baixa tensão e 27,31% para a alta tensão, como mostra a Tabela 5.11.

Tabela 5.11: Reajustes Tarifários (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Reajuste Tarifário	Data
CEAL	Companhia Energética de Alagoas	AL	**21,6%**	28/set
CEPISA	Companhia Energética do Piauí	PI	**27,6%**	28/set
CELG-D	Centrais Elétricas de Goiás	GO	**14,7%**	22/out
CEB-DIS	Companhia Energética de Brasília	DF	**7,4%**	22/out
CPFL Piratininga	Companhia Piratininga de Força e Luz – CPFL Piratininga	SP	**17,3%**	23/out
BANDEIRANTE	Bandeirante Energia S.A	SP	**24,4%**	23/out

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

J) LEILÕES

No dia 27 de setembro, ocorreu o leilão nº 1/2017 em que foram arrematadas as hidrelétricas São Simão (GO/MG), Jaguara (MG/SP), Miranda (MG) e Volta Grande (MG/SP), anteriormente sob concessão da CEMIG. Totalizando 2,92 GW de potência instalada e 1,97 GW de garantia física, as quatro usinas ofertadas foram arrematadas no leilão com 9,73% de ágio médio por R$ 12,130 bilhões de bonificação pelas Outorgas.

No dia 31 de agosto, a minuta do edital do segundo leilão de transmissão de 2017 (Leilão nº 02/2017) entrou em audiência pública, devendo permanecer até o dia 29 de setembro. A princípio, estima-se que o leilão contribua para a realização de R$ 8,8 bilhões em investimentos. O certame será dividido em 11 lotes, com empreendimentos nos estados da Bahia, Ceará, Minas Gerais, Pará, Paraíba, Paraná, Piauí, Pernambuco, Rio Grande do Norte e Tocantins. Ao todo, os empreendimentos somam 4.919 quilômetros (km) de linhas de transmissão e 10.416 mega-volt-amperes (MVA) de capacidade de transformação de subestações. A publicação do edital deve ocorrer até o dia 26 de outubro, ao passo que o leilão está previsto para ocorrer no dia 15 de dezembro.

Por fim, o governo anunciou a realização de Leilões de Energia Nova A-4 e A-6 nos dias 18 e 20 de dezembro de 2017, respectivamente. No Leilão de Energia Nova A-4 serão negociados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), com início de entrega em 1° de janeiro de 2021, na modalidade por quantidade para usinas hidrelétricas (suprimento de trinta anos), e na modalidade por disponibilidade para usinas termelétricas a biomassa e usinas a partir de fonte eólica e solar fotovoltaica (suprimento de vinte anos). Já no Leilão de Energia Nova A-6, serão negociados CCEARs, com início de entrega em 1° de janeiro de 2023, na modalidade por quantidade para usinas hidrelétricas (suprimento de trinta anos), e na modalidade por disponibilidade para usinas termelétricas a carvão, a gás natural em ciclo combinado ou a biomassa (suprimento de vinte e cinco anos) e usinas a partir de fonte eólica (suprimento de vinte anos).

Ao todo, foram 1.676 empreendimentos cadastrados para o Leilão A–4 e 1.092 projetos castrados para o Leilão A-6. Os empreendimentos cadastrados no leilão A-4 totalizam uma oferta de 47.965 MW de potência, sendo 55,5% proveniente de usinas eólicas, 38,3% de usinas fotovoltaicas, 4,1% de termelétricas a biomassa, 2,0% de Pequenas Centrais hidrelétrica-PCHs e 0,2% de Centrais Geradoras Elétricas – CGE. Os empreendimentos cadastrados no leilão A-4 estão majoritariamente localizados na Bahia, Piauí e Ceará. Já os empreendimentos cadastrados no leilão A-6 totalizam a oferta de 53.424 MW de potência, sendo 49,9% proveniente de usinas eólicas, 40,4% de termelétricas a gás natural, 3,9% de termelétricas a biomassa, 3,5% de termelétricas a carvão, 2,0% de Pequenas Centrais hidrelétrica-PCHs e 0,4 de Hidrelétricas de maior porte – UHE. Os empreendimentos cadastrados no leilão A-6 estão majoritariamente localizados na Bahia, Rio Grande do Norte e Rio de Janeiro.

Além disso, a Diretoria da ANEEL aprovou no dia 3 de outubro a abertura da audiência pública por intercâmbio documental para debater os editais dos leilões de energia nova N° 04/2017 - "A-4" e N° 05/2017 - "A-6". As contribuições podem ser encaminhadas até o dia 5 de novembro para o e-mail: ap053_2017@aneel.gov.br

L) NOTÍCIAS RELEVANTES DO SETOR ELÉTRICO

Situação dos reservatórios em outubro

A situação dos reservatórios continuava crítica em 19 de outubro de 2017. A pior situação foi observada nos reservatórios do Nordeste que se encontravam com apenas 7,48% de sua capacidade. Nestes, houve uma redução de aproximadamente 3 pontos percentuais quando comparados aos 10,57% de 19 de setembro de 2017. Com relação aos reservatórios do Norte, os níveis também pioraram passando de 43,34% para 25,16%. No Sudeste/Centro-Oeste, em apenas 31 dias, o nível dos reservatórios caiu de 28,42% para 20,17%. O Sul foi o único subsistema que permaneceu relativamente estável em relação aos níveis de armazenamento durante o período. No S, os reservatórios se encontravam com 43,74% de sua capacidade em 19 de outubro de 2017. No mês anterior, o volume de energia armazenada nos reservatórios deste subsistema era de 43,72%.

ANEEL atualiza norma para revisão de cotas de garantia física de hidrelétricas

Com o objetivo de fornecer maior previsibilidade às distribuidoras na gestão dos contratos de energia, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) revisou a metodologia empregada para definir as cotas de garantia física das usinas hidrelétricas. Anteriormente, a revisão das cotas era feita a cada três anos e aplicada aos três anos seguintes. Com a mudança, a partir de 2018, as cotas para o terceiro ano à frente passam a ser definidas anualmente, de forma que as distribuidoras sempre possuam a informação dos fatores de cota alocados para um horizonte de três anos. Desta forma, a ANEEL espera que o novo sistema atenda aos critérios de eficiência na gestão dos contratos.

Leilão de linhas da Abengoa devem ocorrer somente em 2018

Após declaração de caducidade de nove concessões de transmissão da Abengoa feita pelo Ministério de Minas e Energia (MME) em setembro, o diretor da ANEEL José

Jurhosa Junior informou que essas linhas de transmissão não serão incluídas na próxima licitação, agendada para 15/12. As linhas que estavam sob responsabilidade da Abengoa só poderão ser incluídas nas licitações seguintes, caso a EPE julgue que ainda sejam necessárias, visto que algumas delas deverão ser supridas na licitação de dezembro.

Distribuidoras lançarão campanha para uso racional de energia

A ANEEL autorizou o lançamento de uma campanha para conscientização do uso racional de energia a ser conduzido pelas distribuidoras a partir de novembro e que utilizará recursos do Programa de Eficiência Energética, pagos pelo consumidor através da tarifa de energia. O objetivo é estimular os consumidores a evitar desperdícios e usar a energia elétrica de maneira mais eficiente. Segundo estimativas da ANEEL, o custo da campanha deve ser da ordem de R$20 milhões.

Angra 1 conclui operação de manutenção e volta operar

A usina nuclear de Angra 1 concluiu sua operação de manutenção programada, iniciada em 19 de agosto, e voltou a operar. Durante os 56 dias que esteve desligada, dentre as diversas atividades realizadas, executou-se o reabastecimento do combustível nuclear e a troca dos transformadores principais, o que levou a uma parada mais longa que o usual.

Fontes das Notícias: Canal Energia, Editora Brasil Energia e Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).