

Setor Elétrico

Por Guilherme Pereira e Isabella Costa

A) DISPONIBILIDADE

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

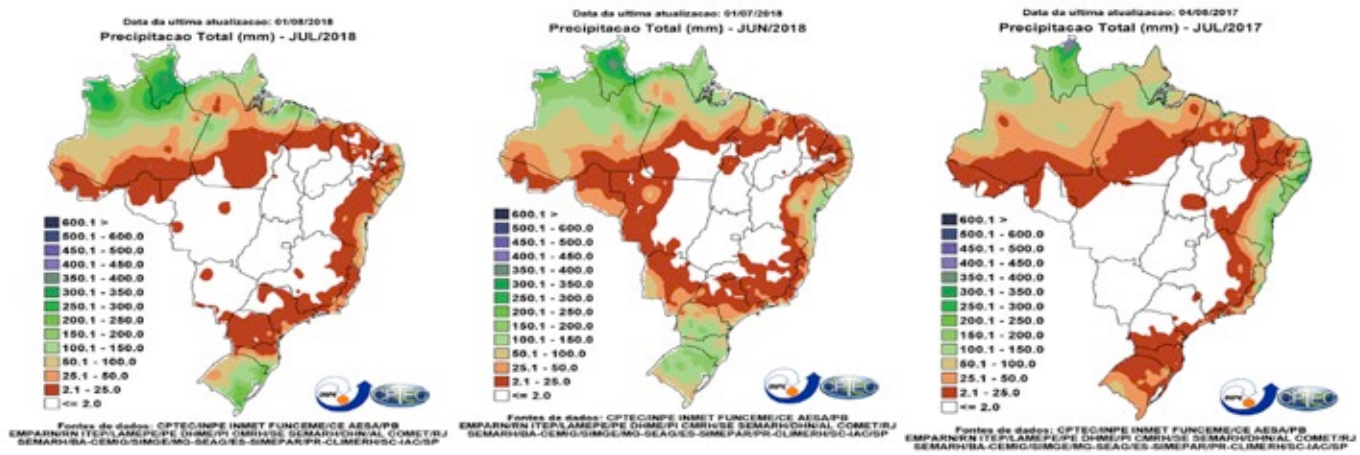
	jul-18		jul-18/jun-18	jul-18/jul-17	Tendências*	jun-18		jul-17	
SE/CO	17.710,00	69,55%	-27,58%	-11,48%		24.455,00	76,19%	20.006,00	79,22%
S	6.572,00	58,54%	28,21%	54,16%		5.126,00	49,38%	4.263,00	37,95%
NE	1.416,00	36,31%	-21,72%	17,80%		1.809,00	38,27%	1.202,00	30,59%
N	3.941,00	75,46%	-48,71%	71,50%		7.684,00	73,39%	2.298,00	59,77%
SIN	29.639,00	-	-24,15%	6,73%		39.074,00	-	27.769,00	-

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

A precipitação total foi baixa em grande parte do território nacional no mês de julho de 2018. Isto pode ser observado através da Figura 5.1 onde pode-se perceber um aumento das áreas com baixa pluviosidade entre os meses de junho e julho de 2018. Esta redução da precipitação total pode ser observada também através das ENAs. A disponibilidade hídrica reduziu em 24,15%, conforme Tabela 5.1. Nos subsistemas SE/CO, NE e N, houve uma redução de 27,58%, 21,72% e 48,71% respectivamente. Por outro lado, houve um aumento de 28,21% na ENA da região Sul. Além disso, vale a pena destacar que a situação em julho de 2018 é delicada, como indica a relação entre ENA e MLT[27]. Em todos os casos, a ENA esteve abaixo da média histórica, SE/CO (69,55%), S (58,54%), NE (36,31%) e N (75,46%).

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

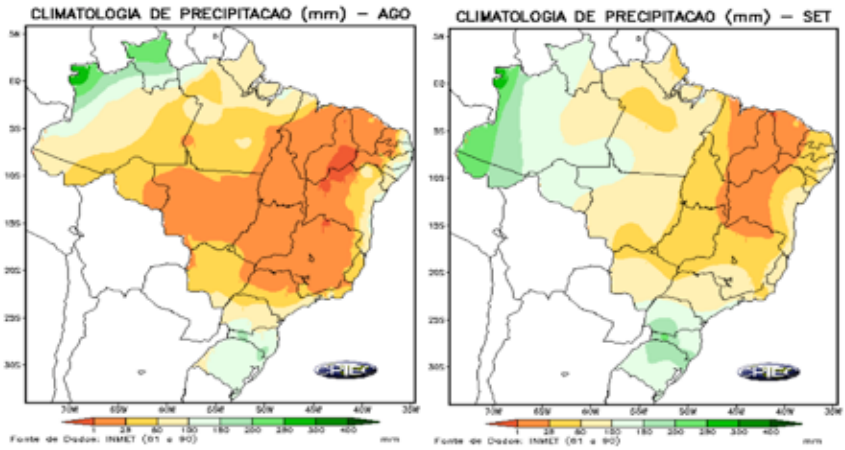
Figura 5.1: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para jul/18, jun/18 e jul/17.



Fonte: CPTEC/INPE

Na comparação anual, pode-se afirmar que a disponibilidade hídrica no mês de julho de 2018 foi maior do que julho de 2017, pois houve uma variação positiva de 6,73%. As ENAs nos subsistemas S, NE e N tiveram uma variação positiva de 54,16%, 17,80% e 71,50%, respectivamente. Por outro lado, o SE/CO sofreu uma redução de 11,48%. A Figura 5.2 apresenta a pluviosidade média dos meses de agosto e setembro, onde é possível observar uma gradual redução das áreas de baixa precipitação com a aproximação do final do período seco.

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



Fonte: CPTEC/INPE

B) DEMANDA

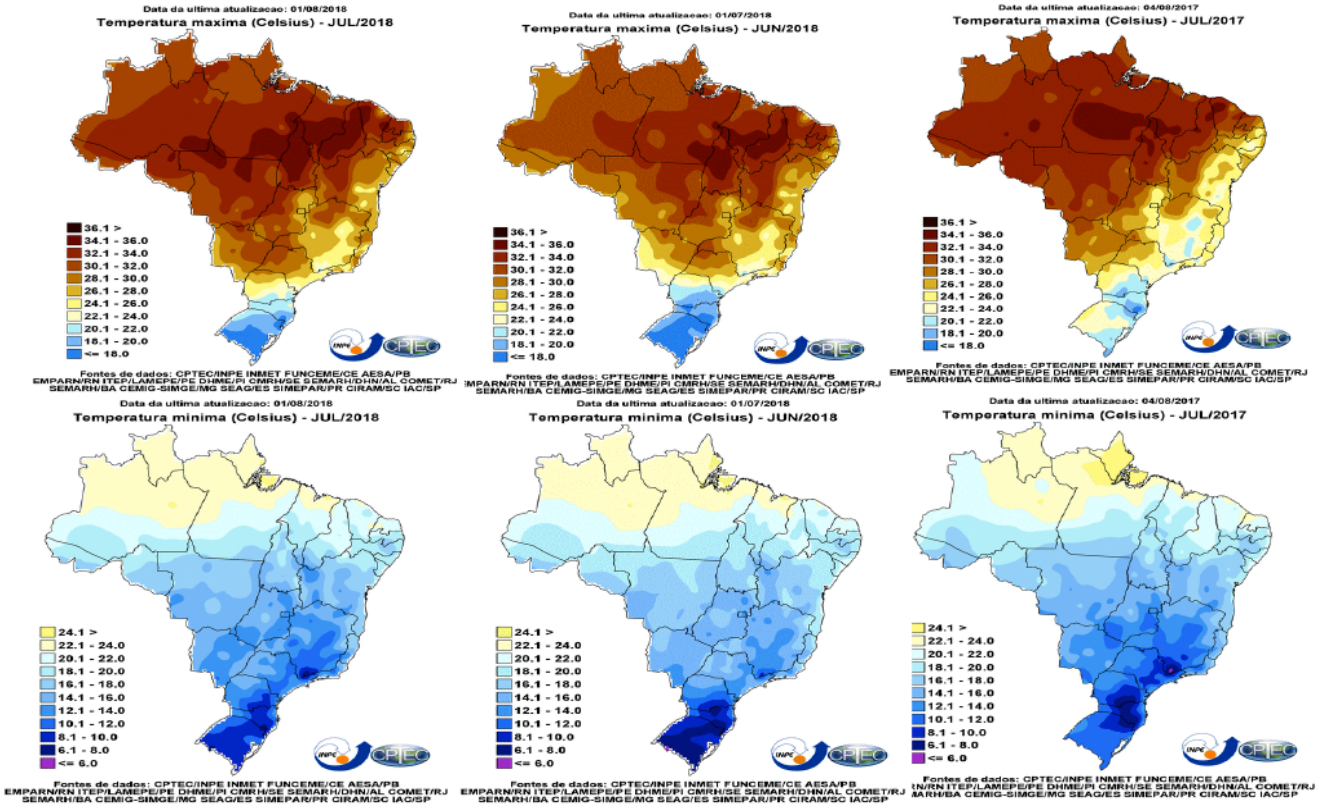
Tabela 5.2: Consumo de Energia por Subsistema (MWmed)

	jul-18	jul-18/jun-18	jul-18/jul-17	Tendências*	jun-18	jul-17
SE/CO	37.074,48	-0,08%	4,84%		37.103,40	35.364,34
S	11.080,20	0,88%	3,59%		10.984,01	10.696,10
NE	10.249,90	0,36%	5,76%		10.212,88	9.692,00
N	5.180,27	-2,25%	-4,63%		5.299,32	5.431,96
SIN	63.584,85	-0,02%	3,92%		63.599,62	61.184,40

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

A carga de energia do SIN foi praticamente constante na comparação mensal, sofrendo uma pequena variação de -0,02%. Na comparação anual, o consumo de energia aumentou 3,92%, acompanhando a melhora 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 85,30 para 91,50 pontos e o Índice de Percepção de Situação Atual Empresarial de 81,10 para 89,90 entre julho de 2017 e julho de 2018. É importante destacar que o Indicador de Incerteza da Economia (IIE-Br), também desenvolvido pelo IBRE/FGV sofreu uma queda de 3,42% na comparação anual. Além disso, esse crescimento anual pode estar associado a temperaturas mais quentes, como pode ser observado na Figura 5.3.

Figura 5.3: Mapas de Temperatura Máxima e Mínima no Brasil para jul/18, jun/18 e jul/17



Fonte: CPTEC/INPE

C) OFERTA

A geração total de energia no SIN no mês de julho apresentou uma ligeira queda de 0,11% com relação ao mês anterior, de acordo com a Tabela 5.3. Houve uma redução da geração hidráulica em 5,20%, principalmente em decorrência de uma menor disponibilidade hídrica. Contudo, essa redução foi compensada por um aumento da geração térmica (9,33%), eólica (12,75%) e solar (7,91%). O maior uso de térmicas contribuiu para o aumento das emissões, fazendo com que o fator de emissão de GEE (tCO_2/MWh) aumentasse em 31,15%.

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

		jul-18	jul-18/jun-18	jul-18/jul-17	Tendências*	jun-18	jul-17
SE/CO	Hidráulica	19.136,31	-2,37%	14,66%		19.600,99	16.689,76
	Nuclear	2.007,29	-0,08%	4,89%		2.008,94	1.913,79
	Térmica	8.479,36	3,81%	0,45%		8.168,17	8.441,62
	Eólica	23,30	20,78%	408,06%		19,29	4,59
	Solar	120,33	6,61%	38424,01%		112,88	0,31
	Total	29.766,60	-0,48%	10,04%		29.910,26	27.050,07
S	Hidráulica	7.012,26	33,42%	-20,06%		5.255,94	8.771,47
	Térmica	1.596,67	16,31%	50,19%		1.372,71	1.063,08
	Eólica	775,86	20,66%	9,85%		643,02	706,32
	Solar	0,29	4,89%	-34,09%		0,28	0,44
	Total	9.385,08	29,06%	-10,97%		7.271,95	10.541,32
NE	Hidráulica	1.826,60	-2,59%	11,39%		1.875,12	1.639,79
	Térmica	2.510,95	18,54%	19,65%		2.118,17	2.098,54
	Eólica	5.883,17	11,66%	23,41%		5.268,71	4.767,33
	Solar	232,67	8,60%	339,45%		214,25	52,95
	Total	10.453,38	10,31%	22,14%		9.476,25	8.558,60
N	Hidráulica	4.180,71	-40,15%	11,82%		6.984,94	3.738,94
	Térmica	2.516,57	16,75%	-0,95%		2.155,57	2.540,64
	Eólica	123,84	17,17%	600,99%		105,69	17,67
	Solar	0,00	-	-		0,00	0,00
	Total	6.821,11	-26,23%	8,32%		9.246,21	6.297,25
Itaipu		7.048,00	-7,72%	-18,85%		7.637,51	8.685,40
Total	Hidráulica	39.203,87	-5,20%	-0,81%		41.354,49	39.525,37
	Nuclear	2.007,29	-0,08%	4,89%		2.008,94	1.913,79
	Térmica	15.103,55	9,33%	6,79%		13.814,62	14.143,87
	Eólica	6.806,17	12,75%	23,84%		6.036,71	5.495,90
	Solar	353,30	7,91%	557,87%		327,41	53,70
SIN		63.474,17	-0,11%	3,83%		63.542,17	61.132,64

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

Na comparação anual, observa-se um pequeno aumento de 3,83% na geração total. A geração hídrica praticamente não variou (-0,81%) enquanto que a geração térmica, eólica e solar aumentaram respectivamente 6,79%, 23,84% e 557,87%. A elevação da geração térmica, consequentemente, contribuiu para um aumento de 24,35% do fator de emissão de GEE (tCO_2/MWh).

Tabela 5.4: Fator de Emissão[28] de GEE (tCO_2/MWh)

	jul-18	jul-18/jun-18	jul-18/jul-17	Tendências*	jun-18	jul-17
SIN	0,1200	31,15%	24,35%		0,0915	0,0965

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

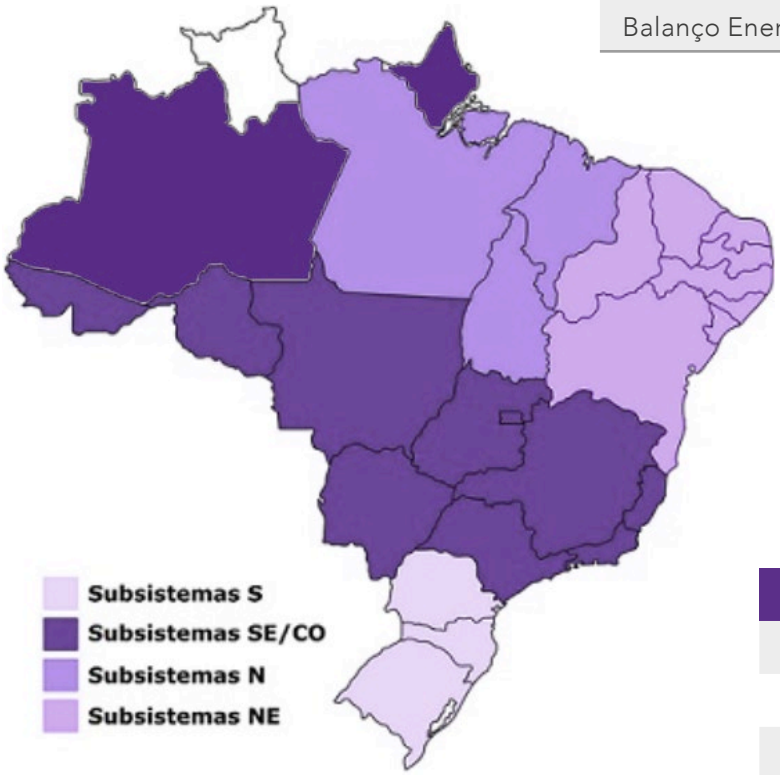
28 O valor para julho de 2018 é uma previsão da FGV Energia, pois até a data de fechamento do boletim o fator de emissão de GEE ainda não tinha sido divulgada.

D) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 5.4: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN

Balanço Energético (+) Superávit
(-) Déficit

Subsistema N	
Carga	5.180
Geração Hídrica	4.181
Geração Térmica	2.517
Geração Eólica	124
Balanço Energético	1.641



Subsistema NE	
Carga	10.250
Geração Hídrica	1.827
Geração Térmica	2.511
Geração Eólica	5.883
Geração Solar	233
Balanço Energético	203

Subsistema SE/CO	
Carga	37.074
Geração Hídrica	19.136
Geração de Itaipu	7.048
Geração Térmica	8.479
Geração Nuclear	2.007
Geração Eólica	23
Geração Solar	120
Balanço Energético	-260

Subsistema S	
Carga	11.080
Geração Hídrica	7.012
Geração Térmica	1.597
Geração Eólica	776
Balanço Energético	-1.695

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS

Conforme os dados apresentados na Figura 5.4 e na Tabela 5.5, no mês de julho de 2018 os subsistemas S e SE/CO foram deficitários, recebendo cada um deles respectivamente 1.695 MWMed e 260 MWMed. Praticamente toda essa energia foi suprida pelo subsistema N, superavitário em 1.641 MWMed. Adicionalmente, houve um complemento de 203 MWMed fornecidos pelo NE e aproximadamente 111 MWMed na forma de importação internacional.

Tabela 5.5: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	jul-18	jul-18/jun-18	jul-18/jul-17	Tendências*	jun-18	jul-17
S - SE/CO	-1.584,46	56,65%	-1438,05%		-3.654,62	-103,02
Internacional - S	110,66	92,65%	113,79%		57,44	51,76
N - NE	364,85	-60,00%	-47,19%		912,18	690,83
N - SE/CO	1.275,99	-57,95%	543,37%		3.034,71	198,33
SE/CO - NE	-568,34	-223,75%	-228,42%		-175,55	442,58

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

E) ESTOQUE

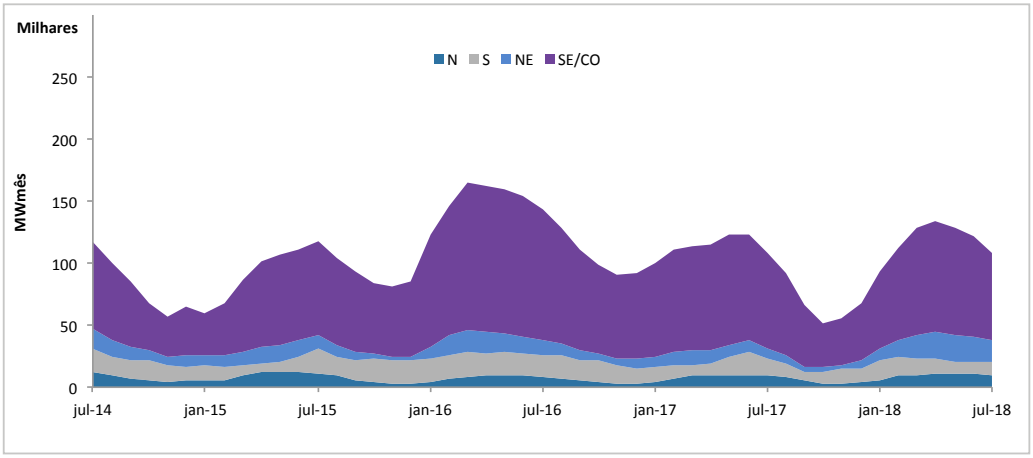
Tabela 5.6: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

	jul-18		jul-18/jun-18	jul-18/jul-17	Tendências*	jun-18		jul-17	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	69.705	34,29%	-13,77%	-10,17%		80.832	39,77%	77.600	38,16%
S	9.817	48,84%	-4,28%	-30,45%		10.256	51,03%	14.115	70,22%
NE	18.105	34,93%	-7,17%	132,26%		19.504	37,63%	7.795	15,05%
N	10.102	67,14%	-4,62%	13,37%		10.591	70,39%	8.911	59,25%
SIN	107.729	37,11%	-11,10%	-0,64%		121.183	41,76%	108.421	37,35%

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

Como conseqüência dos volumes pluviométricos observados entre os meses de junho e julho, foi registrado uma redução de 11,10% na Energia Armazenada (EAR) do SIN, resultando em 37,11% da capacidade total dos reservatórios. Em todos os subsistemas houve uma redução da EAR. A maior redução foi observada no subsistema SE/CO, 13,77%. Quando comparado aos resultados registrados no ano anterior, observa-se uma redução na EAR de 0,64%. Houve um considerável acúmulo de EAR no NE, passando de 7.795 MWmês para 18.105 MWmês, o que representou uma variação de +132,26%. Todavia, a situação ainda é delicada, pois a energia acumulada representou apenas 34,93% da capacidade do reservatório. No N também foi possível observar um aumento da EAR. Por outro lado, houve uma redução de 30,45% no S e 10,17% no SE/CO.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

F) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

Entre os meses de junho e julho de 2018, como esperado, o CMO médio subiu em todos os subsistemas, chegando a 603,46 R$/MWh. Este fenômeno está associado a uma menor geração hídrica e maior geração térmica. Quando comparado com julho de 2017, o aumento observado foi de R$134,87% para todos os subsistemas.

Tabela 5.7: CMO Médio Mensal - R$/MWh

	jul-18	jul-18/jun-18	jul-18/jul-17	Tendências*	jun-18	jul-17
SE/CO	603,46	28,70%	134,87%		468,89	256,94
S	603,46	28,70%	134,87%		468,89	256,94
NE	603,46	45,33%	134,87%		415,23	256,94
N	603,46	45,33%	134,87%		415,23	256,94

* 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 agosto de 2018, a potência instalada de micro e minigeração distribuída - MMGD era de aproximadamente 471 MW. Da potência instalada de MMGD, aproximadamente 79% era do tipo fotovoltaica, 11% hidráulica, 7% térmica e 3% eólica. A Tabela 5.8 apresenta as 10 distribuidoras com maior capacidade instalada de MMGD. É importante destacar que a CEMIG-D é a distribuidora com maior capacidade instalada em sua área de concessão.

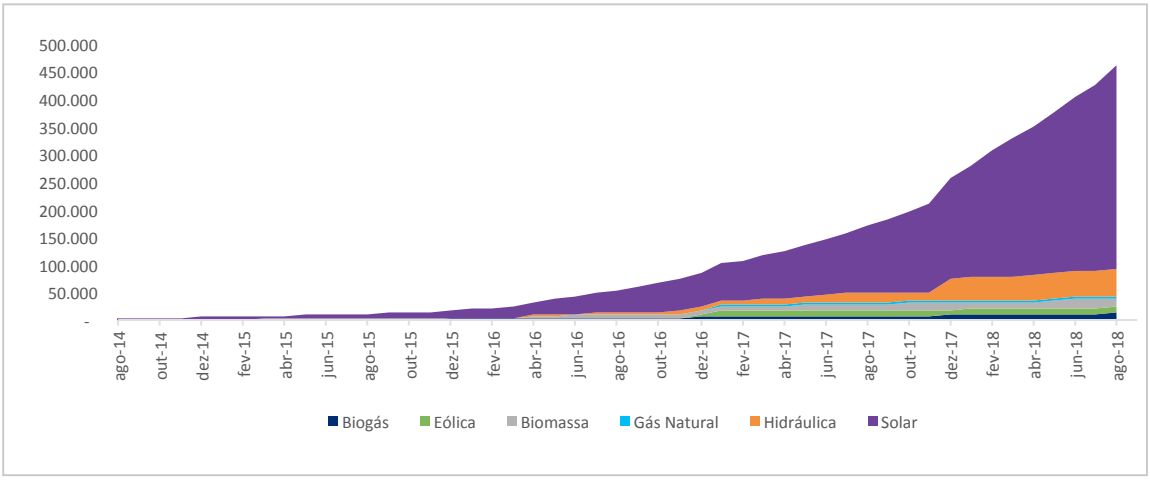
A MMGD está em constante processo de crescimento, como pode ser observado na Figura 5.8. Em apenas um ano, houve um crescimento de 174,97%. Na comparação com o mês anterior, a capacidade instalada cresceu 8,33%. O maior conhecimento da modalidade, a disseminação do consumo compartilhado e novos incentivos financeiros que melhoram o retorno do projeto justificam a expansão dessa modalidade de geração.

Tabela 5.8: Capacidade Instalada de Micro e Minigeração Distribuída (kW) por Distribuidora

Distribuidoras	ago-18	ago-18/jul-18	ago-18/ago-17	jul-18	ago-17
CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A	111.724,36	6,25%	244,04%	105.156,93	32.473,95
Celesc Distribuição S.A.	31.780,30	16,00%	198,03%	27.396,42	10.663,53
RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	31.454,50	8,91%	244,97%	28.881,79	9.118,00
COMPANHIA ENERGETICA DO CEARA	29.729,74	0,00%	50,07%	29.729,74	19.810,63
COPEL DISTRIBUICAO S.A.	26.376,90	6,55%	211,11%	24.755,23	8.478,43
COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ	20.630,20	7,50%	153,74%	19.191,62	8.130,47
LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S A	20.189,36	8,13%	93,92%	18.671,92	10.411,29
ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	17.968,45	4,94%	123,86%	17.122,05	8.026,77
CELG DISTRIBUIÇÃO S.A.	14.366,27	4,44%	208,56%	13.755,36	4.655,96
RIO GRANDE ENERGIA SA	14.202,91	12,20%	213,53%	12.658,33	4.530,01
Outras	153.336,32	10,97%	177,44%	138.180,60	55.268,79
Total	471.759,31	8,33%	174,97%	435.499,99	171.567,83

* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

Figura 5.6: Histórico da Capacidade Instalada da Micro e Minigeração Distribuída (em kW)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

H) EXPANSÃO

Tabela 5.9: Expansão prevista para o SIN por fonte (MW)

Fonte	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Termelétrica	126,56	796,14	2.100,79	1.304,50	50,00	-	4.378
Biomassa	46,02	61,02	206,87	740,66	20,00	178,50	1.253
Solar	610,70	445,14	30,00	544,00	85,00	-	1.715
Hidrelétrica	725,11	5.846,98	-	32,00	71,22	35,18	6.710
PCH	49,43	132,62	384,87	553,49	214,05	49,87	1.384
Eólica	917,65	2.034,00	222,90	120,00	372,70	906,93	4.574
Total	2.475	9.316	2.945	3.295	813	1.170	20.015

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

No período de 16 de julho a 15 de agosto de 2018, a expansão registrada pelo SIN foi de aproximadamente 135 MW. Conforme apresentado na Tabela 5.9, até o final de 2018, a expectativa é que a capacidade de geração do sistema seja incrementada em 2475 MW, sendo aproximadamente 5% em termelétrica, 2% em Biomassa, 25% em Solar, 29% em hidrelétrica, 2% em PCH e 37% em eólica. Até 2023, é esperado que haja um aumento de 20.015 MW.

I) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Como pode ser observado nas Tabelas 5.10 e 5.11, ao longo do período, foram verificados os processos de reajuste tarifário em 10 distribuidoras.

No processo de reajuste tarifário, a concessionária Elektro que atende 2,6 milhões unidades consumidoras localizadas em 223 municípios de São Paulo e 5 do Mato Grosso do Sul teve suas tarifas de energia elétrica reajustadas a partir de 27 de agosto de 2018 em 24,42% em média, sendo 23,20% para os consumidores da baixa tensão e 26,75% para os consumidores da alta tensão.

A Cemar, que atende 2,4 milhões de unidades consumidores localizadas no Maranhão, teve um reajuste médio de suas tarifas em 16,94%. Desse total, o efeito para baixa tensão foi de 16,77% enquanto que para alta tensão foi 17,86%. O reajuste é valido a partir de 28 de agosto de 2018.

Atendendo a 1,4 milhão de unidades consumidoras localizadas no estado da Paraíba, a Energisa Paraíba teve suas tarifas reajustadas em 15,41% para os consumidores da baixa tensão e em 16,75% para os consumidores da alta tensão, gerando em média um crescimento de 15,73% nas tarifas de energia. As novas tarifas da Energisa Paraíba entraram em vigor em 28 de agosto de 2018.

A Cooperaliança, que atende a 37,4 mil unidades consumidoras localizadas em 4 municípios do estado de Santa Catarina, teve reajuste médio de 17,17% na alta tensão e 12,57% na baixa tensão, o que resultou em aumento médio de 14,38% nas tarifas a partir de 29 de agosto de 2018.

Com aproximadamente 3,6 mil unidades consumidoras, a concessionária João Cesa teve suas tarifas médias reajustadas em 8,66%, sendo 8,51% o efeito médio na baixa tensão e 9,48% o efeito médio na alta tensão. As novas tarifas entraram em vigor em de 29 de agosto de 2018.

A partir de 26 de agosto de 2018, entraram em vigor as novas tarifas reajustadas da Forcel. O efeito médio para a baixa tensão foi de 20,64% enquanto que para a alta tensão o efeito foi de 43,78%, resultando em um efeito médio para o consumidor de 29,86%.

A EFLUL, que atende 6.740 unidades consumidores no município de Urussanga - SC, teve um reajuste tarifário médio de 12,32%, sendo 7,49% na baixa tensão e 18,22% na alta tensão. Os reajustes são válidos a partir de 29 de agosto de 2018.

Atendendo a 6 mil de unidades consumidoras no estado de São Paulo, a CEDRAP teve suas tarifas reajustadas em 14% para os consumidores da baixa tensão e em 12,05% para os consumidores da alta tensão, gerando em média um crescimento de 13,07% nas tarifas de energia. As novas tarifas entraram em vigor em 31 de agosto de 2018.

A Iguaçu Distribuidora, que atende a 35.434 unidades consumidoras localizadas no interior de Santa Catarina, teve reajuste médio de 13,09% na alta tensão e 11,88% na baixa tensão, o que resultou em aumento médio de 12,29% nas tarifas a partir de 29 de agosto de 2018.

Por fim a CEAL, cuja as novas tarifas entraram em vigor a partir 28 de setembro de 2018, teve um reajuste médio de 6,68%. Desse total, o reajuste para a baixa tensão foi de 6,60% enquanto que o para alta tensão foi de 6,89%. A CEAL é uma distribuidora localizada em Alagoas e atende a 1,1 milhão de unidades consumidoras.

Tabela 5.10: Reajustes Tarifários (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Reajuste Tarifário	Data
Elektro	Elektro Eletricidade e Serviços S/A	SP	24,42%	27/ago
Cemar	Companhia Energética do Maranhão	MA	16,94%	28/ago
EPB	Energisa Paraíba Distribuidora de Energia	PB	15,73%	28/ago
Cooperaliança	Cooperativa Aliança	SC	14,38%	29/ago
Empresa Força e Luz João Cesa	Concessionária João Cesa	SC	8,66%	29/ago
Forcel	Força e Luz Coronel Vivida Ltda.	PR	29,86%	26/ago
EFLUL	Empresa Força e Luz Urussanga Ltda	SC	12,32%	29/ago
CEDRAP	Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento Rural do Alto Paraíba	SP	13,07%	31/ago
Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda.	SC	12,29%	29/ago
CEAL	Companhia Energética de Alagoas	AL	6,68%	28/set

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

J) LEILÕES

O Leilão de Energia Nova A-6 ocorreu no dia 31 de agosto de 2018 (Leilão de Geração nº 03/2018 (A-6)). O Leilão movimentou ao todo R$ 23,6 bilhões em contratos, equivalentes ao montante de 168.033.684/MWh de energia. O preço médio ao final das negociações foi de R$ 140,87 por MWh, com deságio de 46,89% em relação aos preços-tetos estabelecidos, representando uma economia de R$ 20,9 bilhões para os consumidores de energia.

Ao final das negociações, foram contratados 62 empreendimentos de geração, sendo 11 hidrelétricas (78,7 MW médios), 48 usinas eólicas (420,1 MW médios), 2 usinas térmicas movidas a biomassa (9,8 MW médios) e uma térmica a gás natural (326,4 MW médios), o que soma 835 MW médios de energia contratada.

Ao todo, os projetos que foram negociados totalizam 1.228,6 MW médios de garantia física e as usinas deverão iniciar o fornecimento de energia elétrica a partir de 1º de janeiro de 2024.

A ANEEL também neste último mês, aprovou proposta de alteração da penalidade por falha no suprimento de combustível de termelétricas. A principal mudança na regra é associar o cálculo da penalidade ao preço do combustível (Custo Variável Unitário – CVU), ao invés do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, com reflexo positivo na precificação da energia negociada pelas térmicas em leilões.

A nova regra se adapta às melhores práticas internacionais do setor de combustível e aumenta a atratividade dos empreendimentos termelétricos nos leilões. A penalidade para combustível líquido passa a ser 10% do valor do CVU da usina para o combustível não entregue, e para os demais (gás, GNL e carvão) o limite da sanção chega a 30% do CVU da usina, considerado as indisponibilidades apuradas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

Ademias, na sexta-feira (21/9), a diretoria da ANEEL e os vencedores do Leilão de Transmissão 02/2018 assinarão os contratos de concessão para construção e operação de mais de 2 mil quilômetros de novas linhas. Além de ter todos seus 20 lotes arrematados, o leilão atingiu o deságio médio recorde de 55,26.

Diretoria da ANEEL aprovou na última terça-feira (18/9), a abertura de audiência pública para aprimorar os Editais dos Leilões nº 5/2018 e nº 6/2018, destinados à compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, denominados Leilão de Energia Existente "A-1" e "A-2", de 2018, nos termos da Portaria MME nº 307/2018. A previsão é que os leilões sejam realizados sequencialmente em 7 de dezembro deste ano.