

Setor Elétrico

Por Carlos Eduardo Paes,
e Gláucia Fernandes

A) DEMANDA

Tabela 4.1: Consumo de Energia por Subsistema (MWmed)

	jun-19	jun-19/mai-19	jun-19/jun-18	Tendências*	mai-19	jun-18
SE/CO	37.253,63	-4,69%	0,40%		39.086,42	37.103,40
S	10.758,52	-3,93%	-2,05%		11.198,40	10.984,01
NE	10.265,12	-7,46%	0,51%		11.092,06	10.212,88
N	5.517,74	-1,61%	4,12%		5.608,13	5.299,32
SIN	63.795,02	-4,76%	0,31%		66.985,01	63.599,62

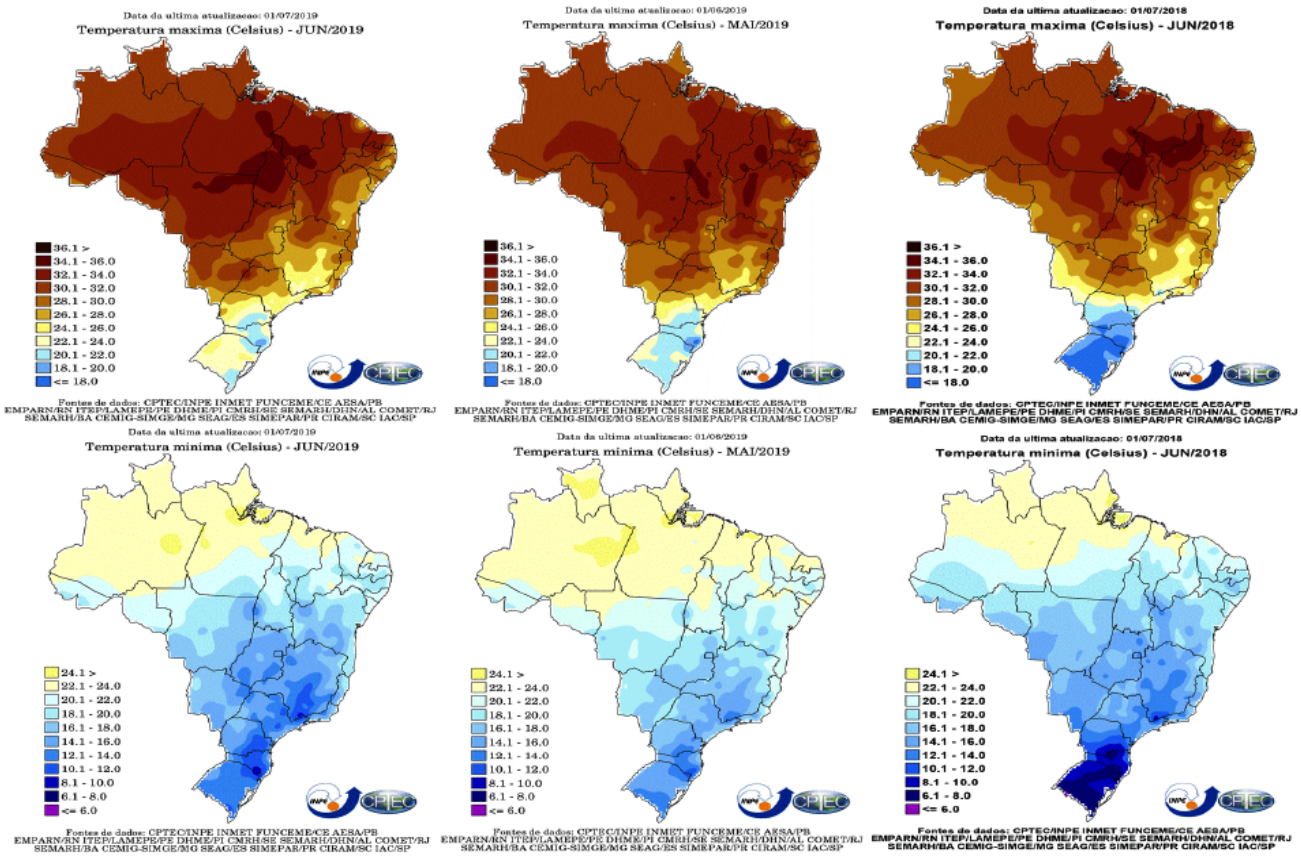
* Tendências nos últimos 12 meses.
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Em junho de 2019, o consumo de energia total do SIN reduziu 4,76%, quando comparado ao mês anterior. Como pode ser observado na Tabela 4.1, houve uma redução da carga em absolutamente todos os subsistemas, sendo que a maior redução ocorreu no NE, 7,46%.

Esta redução do consumo provavelmente está associada às temperaturas que diminuíram devido ao inverno, como apresentado na Figura 4.1, estabelecendo temperaturas mais amenas por todo o território nacional, embora algumas partes das regiões Norte e Centro-Oeste ainda tenham apresentado temperaturas máximas bastante elevadas.

Na comparação anual, no entanto, houve crescimento do consumo do SIN. O crescimento total observado foi de apenas 0,31%. Todos os subsistemas aumentaram seu consumo de energia entre os meses de maio de 2018 e 2019 com exceção do S, que teve uma diminuição de 2,05%. O maior aumento anual foi observado no N, 4,12%.

Figura 4.1: Mapas de Temperatura Máxima e Mínima no Brasil para jun/19, mai/19 e jun/18



Fonte: CPTEC/INPE (2019).

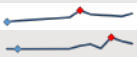
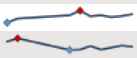
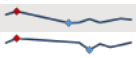
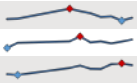
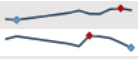
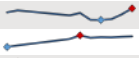
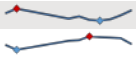
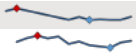
B) OFERTA

Conforme apresentado na Tabela 4.2, entre os meses de maio e junho de 2019, a geração total de energia elétrica diminuiu 4,13%. A geração hidráulica, que constitui a principal fonte geradora de energia no Brasil, teve uma diminuição total de quase 10%, possivelmente devido ao período de secas. Observou-se diminuição da geração também nas usinas térmicas em 3,25%.

Contudo, o grande destaque esteve na geração nuclear, já que ocorreu um aumento de 90,91% em relação à maio do mesmo ano. Esse aumento extremamente relevante foi devido ao retorno completo de operação da usina Angra 2, uma vez que uma operação de troca de combustível fez com que ela voltasse a operar somente no final do mês de maio. A geração eólica também teve um aumento muito significativo de 37,78%, enquanto que a geração solar teve um aumento de 4,31%.

Na comparação anual, observa-se um aumento de 10,82% na geração total do SIN. A geração solar teve um crescimento de grande expressão, com um aumento de 55,04% em relação ao mês de junho do ano passado. Apenas as fontes térmica e nuclear tiveram redução na geração em relação ao ano passado, reduzindo respectivamente 34,07% e 1,36%, mostrando que a diferença da Nuclear em relação a junho do ano passado não foi muito significante.

Tabela 4.2: Geração de Energia Despachada por Subsistema e por Tipo (MWmed)

		jun-19	jun-19/mai-19	jun-19/jun-18	Tendências*	mai-19	jun-18
SE/CO	Hidráulica	25.855,79	-10,15%	31,91%		28.776,00	19.600,99
	Nuclear	1.981,71	90,91%	-1,36%		1.038,01	2.008,94
	Térmica	5.914,07	1,22%	-27,60%		5.842,92	8.168,17
	Eólica	3,12	-10,73%	-83,83%		3,50	19,29
	Solar	166,83	11,62%	47,80%		149,47	112,88
	Total	33.921,52	-5,27%	13,41%		35.809,90	29.910,26
S	Hidráulica	8.979,04	10,37%	70,84%		8.135,49	5.255,94
	Térmica	1.022,88	-5,80%	-25,48%		1.085,80	1.372,71
	Eólica	644,50	12,33%	0,23%		573,78	643,02
	Solar	0,31	28,57%	10,97%		0,24	0,28
	Total	10.646,73	8,69%	46,41%		9.795,31	7.271,95
NE	Hidráulica	2.434,03	-4,64%	29,81%		2.552,44	1.875,12
	Térmica	834,90	-46,92%	-60,58%		1.572,79	2.118,17
	Eólica	6.552,82	41,51%	24,37%		4.630,58	5.268,71
	Solar	338,98	1,01%	58,21%		335,58	214,25
	Total	10.160,73	11,76%	7,22%		9.091,38	9.476,25
N	Hidráulica	7.830,04	-30,16%	12,10%		11.210,81	6.984,94
	Térmica	1.335,88	46,46%	-38,03%		912,08	2.155,57
	Eólica	135,20	16,12%	27,92%		116,43	105,69
	Solar	1,48	-	-	-	1,34	0,00
	Total	9.302,60	-24,00%	0,61%		12.240,66	9.246,21
Itaipu		6.387,05	-1,96%	-16,37%		6.514,59	7.637,51
Total	Hidráulica	51.485,95	-9,97%	24,50%		57.189,33	41.354,49
	Nuclear	1.981,71	90,91%	-1,36%		1.038,01	2.008,94
	Térmica	9.107,73	-3,25%	-34,07%		9.413,60	13.814,62
	Eólica	7.335,64	37,78%	21,52%		5.324,28	6.036,71
	Solar	507,60	4,31%	55,04%		486,62	327,41
SIN		70.418,63	-4,13%	10,82%		73.451,84	63.542,17

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

C) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 4.2: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN

Balanço Energético (+) Superávit
(-) Déficit

Subsistema N	
Carga	5.518
Geração Hídrica	7.830
Geração Térmica	1.336
Geração Eólica	135
Balanço Energético	3.783



Subsistema NE	
Carga	10.265
Geração Hídrica	2.434
Geração Térmica	835
Geração Eólica	6.553
Geração Solar	339
Balanço Energético	-104

Subsistema SE/CO	
Carga	37.254
Geração Hídrica	25.856
Geração de Itaipu	6.387
Geração Térmica	5.914
Geração Nuclear	1.982
Geração Eólica	3
Geração Solar	167
Balanço Energético	3.055

Subsistema S	
Carga	10.759
Geração Hídrica	8.979
Geração Térmica	1.023
Geração Eólica	645
Balanço Energético	-112

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS.

Conforme os dados apresentados na Figura 4.2 e na Tabela 4.3, no mês de junho de 2019, apenas nos subsistemas NE e S a geração foi menor do que o consumo de energia. A carga no submercado SE/CO foi de aproximadamente 37.254 MWmed, enquanto que sua geração foi cerca de 40.309 MWmed, resultando num balanço energético de 3.055 MWmed, menor do que o mês anterior. O balanço energético positivo dos submercados N e SE/CO foi importante para suprir o balanço negativo dos subsistemas NE e S, porém a necessidade de importação destes subsistemas não foi muito significativa, apenas um pouco mais 100 MWmed.

Ainda, com exceção da transmissão S – SE/CO, os valores de intercâmbio apresentaram grandes variações em relação ao mês anterior. Tal variação se torna principalmente expressiva quando se observa os intercâmbios Internacional – S e SE/CO – NE. Os valores negativos indicam que o subsistema SE/CO recebeu energia do NE e o S exportou energia para outros países, ao contrário do que ocorreu no mês anterior e em junho do ano passado.

Tabela 4.3: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	jun-19	jun-19/mai-19	jun-19/jun-18	Tendências*	mai-19	jun-18
S - SE/CO	-374,56	72,36%	89,75%		-1.355,34	-3.654,62
Internacional - S	-263,38	-651,58%	-558,53%		47,75	57,44
N - NE	599,86	-67,12%	-34,24%		1.824,43	912,18
N - SE/CO	3.187,85	-33,70%	5,05%		4.808,10	3.034,71
SE/CO - NE	-495,46	-381,11%	-182,23%		176,25	-175,55

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

D) DISPONIBILIDADE

Tabela 4.4: Energia Natural Afluente-ENA e a Relação com as Respectivas MLTs (MWmed)

	jun-19		jun-19/mai-19	jun-19/jun-18	Tendências*	mai-19		jun-18	
	Mwmed	MLT				Mwmed	MLT	Mwmed	MLT
SE/CO	30.824,00	95,23%	-19,03%	26,04%		38.067,00	96,71%	24.455,00	76,19%
S	16.914,00	155,82%	17,61%	229,96%		14.381,00	161,13%	5.126,00	49,38%
NE	2.622,00	55,89%	-33,25%	44,94%		3.928,00	55,30%	1.809,00	38,27%
N	8.976,00	86,14%	-50,10%	16,81%		17.987,00	90,57%	7.684,00	73,39%
SIN	59.336,00	-	-20,21%	51,86%		74.363,00	-	39.074,00	-

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

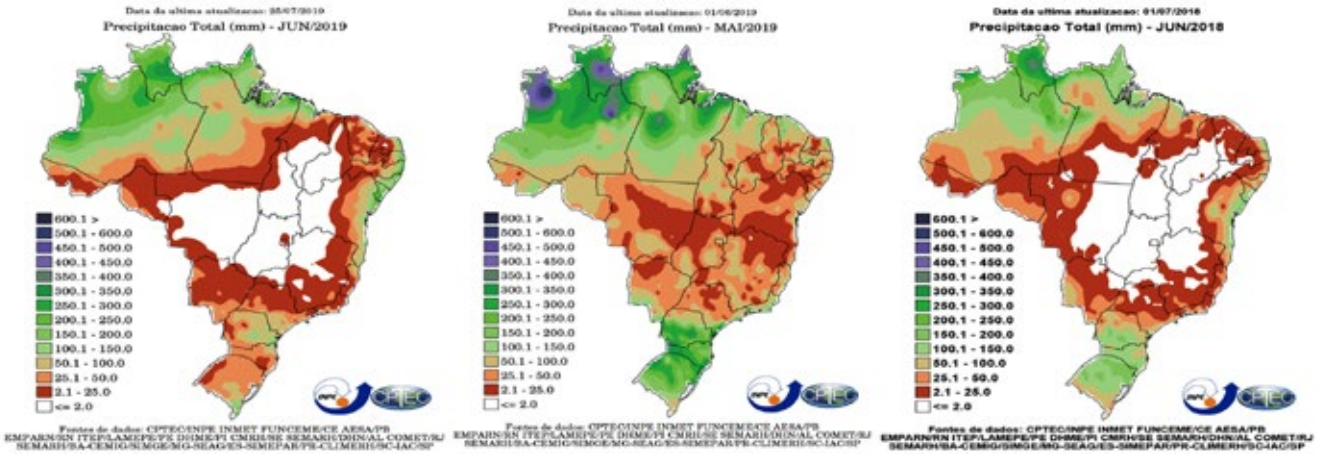
A Tabela 4.4 apresenta informações acerca da Energia Natural Afluente (ENA). Entre os meses maio e junho de 2019, a disponibilidade hídrica total do SIN diminuiu 20,21%. Continuou em ritmo de queda, provavelmente devido ao período seco que ocorre durante os meses de inverno. A ENA aumentou em apenas um subsistema, S, em que a variação foi de mais de 17,61%. No subsistema N, a ENA diminui aproximadamente pela metade em relação a maio de 2019.

Essas diferenças podem ser observadas a partir dos dados de precipitação mostrados na Figura 4.3, que apresenta a precipitação total para os meses analisados. Pela imagem pode-se observar que a região costeira teve um maior índice de chuvas em

2019 em relação ao ano passado, contudo a região Centro-Oeste apresentou índices mais baixos este ano na comparação anual. O segundo maior decréscimo ocorreu no NE (com um decréscimo de 33,25%), indicando uma complicação na região já que a mesma já naturalmente apresenta baixo armazenamento hídrico. Tal conjuntura se refletiu na mudança para a bandeira tarifária vermelha patamar 1 em agosto deste ano.

Contudo, vale destacar que as ENAs de todos os submercados estão maiores que suas respectivas médias históricas (relação ENA e MLT[18]). Também pela comparação anual foi possível observar um aumento na ENA total do SIN. A variação observada em relação ao mesmo período do ano passado foi de 51,86%. Interessante observar que todos os subsistemas novamente tiveram uma variação positiva.

Figura 4.3: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para jun/19, mai/19 e jun/18.

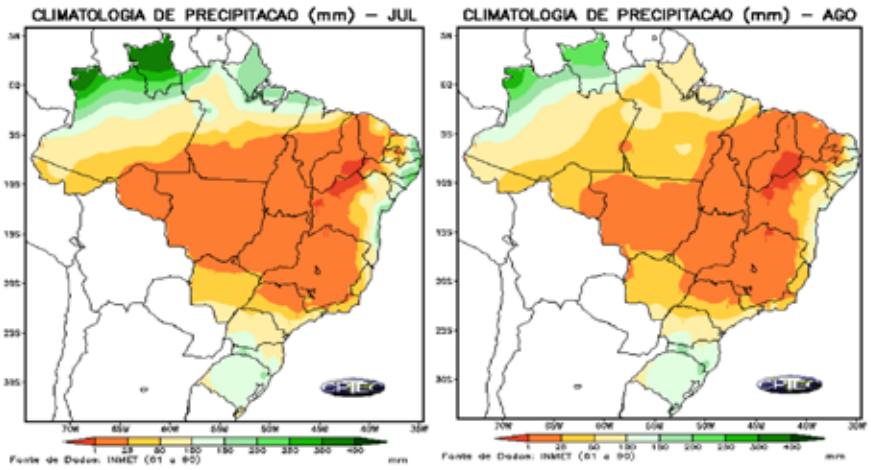


Fonte: CPTEC/INPE.

Além dessa, a Figura 4.4 apresenta a pluviosidade média para os meses de julho e agosto de 2019, onde é possível observar uma pequena melhora na precipitação ao longo da região Norte no mês de agosto. Segundo a Figura 4.4, apenas as regiões Sul e uma pequena parte do extremo Norte do país devem manter suas precipitações médias em torno ou um pouco acima de 100 mm, enquanto o centro do território nacional continua apresentando em torno de 25 mm.

[18] 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 4.4: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para julho e agosto de 2019

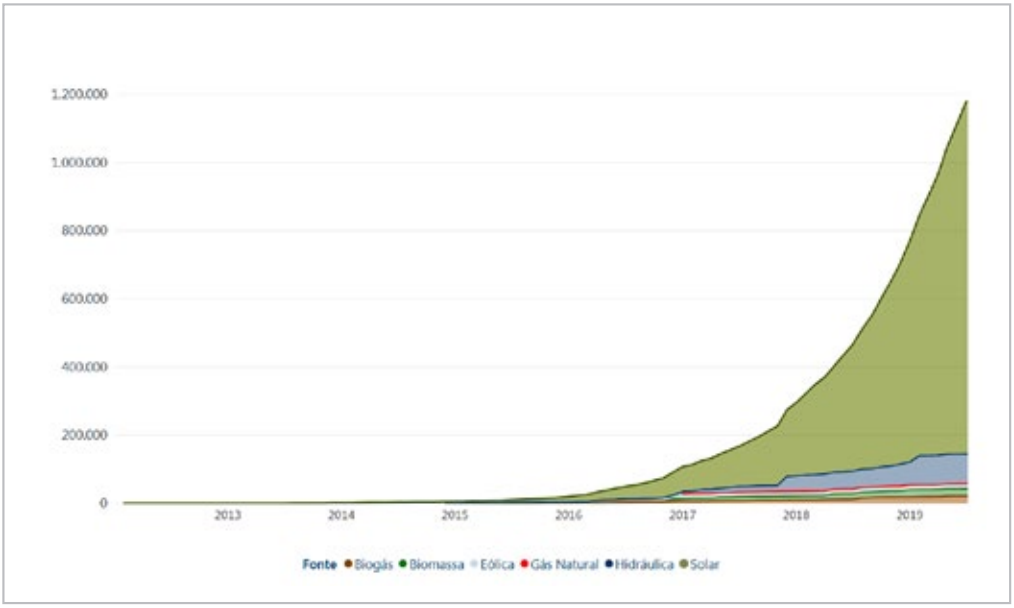


Fonte: CPTEC/INPE.

E) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Em termos de MMGD (Micro e Mini Geração Distribuída), respaldada na Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, nos meses de maio e junho, novamente o crescimento se deu principalmente devido à fonte solar fotovoltaica. Em julho, o montante de capacidade instalada atingiu aproximadamente 1.180 MW, considerando todas as fontes e modalidades, conforme mostra o Gráfico 4.1. Desse montante, em torno de 87,7% é representado pela fonte solar fotovoltaica. Já as outras fontes não apresentam uma participação tão significativa, estando a segunda posição ocupada pela fonte hidráulica na forma de CGH's (Centrais Geradoras Hidrelétricas), representando atualmente aproximadamente apenas 7,5% da MMGD total.

Gráfico 4.1: Histórico da Capacidade Instalada da Micro e Minigeração Distribuída (em kW)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

No final de junho foi finalizada a primeira fase da Audiência Pública nº 001/2019 promovida pela ANEEL para discutir a revisão das regras aplicáveis à MMGD pelo Relatório de Análise de Impacto Regulatório da Resolução Normativa 482/2012. Atualmente, o modelo vigente faz a compensação da energia gerada pelas parcelas componentes da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e da Tarifa de Energia (TE). Nas próximas fases, os dois projetos de transição componentes da nova proposta serão avaliados.

A Compensação Local prevê que aqueles que instalarem o sistema de MMGD até o final de 2019 se manteriam no modelo atual de crédito de energia por 25 anos a partir da data de conexão, enquanto conexões entre 2020 e o marco de 3,365 GW de MMGD no território nacional estariam aptas a creditar todas as componentes da tarifa de fornecimento por 10 anos. Instalações após essa marca de 3,365GW passariam automaticamente a ter incidência da TUSD do Fio B, enquanto para os restantes tal incidência ocorreria após o período de 25 anos para quem está sob o modelo atual e também logo após a potência instalada de MMGD no país atingir 3,365GW para quem se conectar a partir de 2020.

Já a Compensação Remota também estabelece que quem instalar seu sistema até 2019 ou a partir de 2020 até o marco de 1,25 GW continuaria no modelo atual de crédito de energia por 25 anos e por 10 anos, respectivamente, porém no último caso estes poderiam compensar todas as taxas com exceção dos encargos, TUSD do Fio B e Fio A logo após o período de 10 anos. Aqueles que se conectassem entre a marca de 1,25 GW e a marca de 2,13 GW de MMGD instalada no país, teriam os primeiros 10 anos faturados apenas pela TUSD Fio B e, logo após esse período, seriam faturados pelos encargos, TUSD Fio B e Fio A. Em último caso, conexões após um total de 2,13 GW instalados no país seriam faturadas automaticamente pela TUSD Fio B, Fio A e encargos.

A motivação para as mudanças no modelo atual surge da insustentabilidade do sistema de compensação vigente, que no futuro se tornaria inviável pelo sobrecarregamento dos consumidores que não possuem unidade de geração próxima. A publicação da revisão das regras está prevista para ocorrer até o final de 2019, contudo antes da sua versão final e entrada em vigência, a mesma ainda precisará passar pela avaliação da comunidade.

F) ESTOQUE

Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

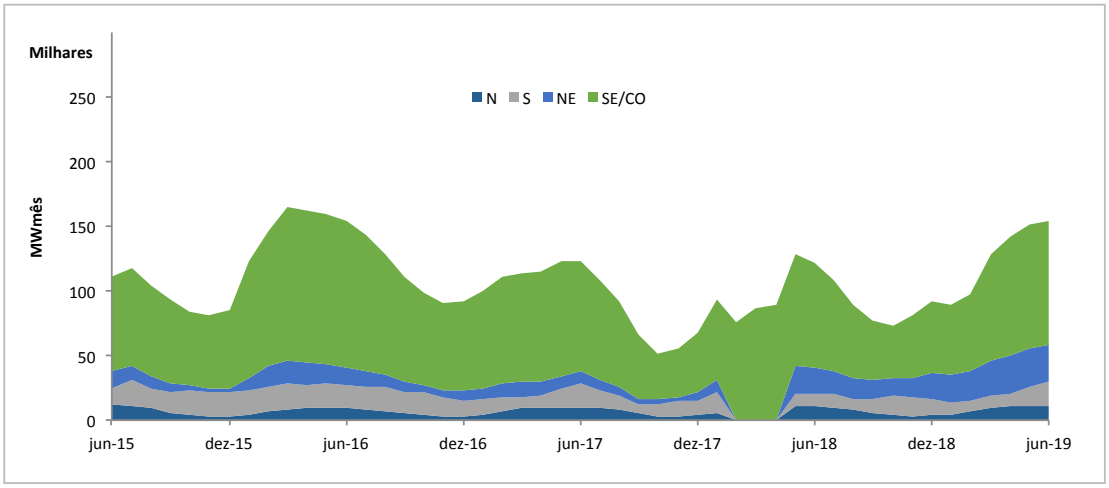
	jun-19		jun-19/mai-19	jun-19/jun-18	Tendências*	mai-19		jun-18	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	96.261	47,35%	0,53%	19,09%		95.753	47,10%	80.832	39,77%
S	18.231	88,58%	21,63%	77,76%		14.989	72,83%	10.256	51,03%
NE	28.812	55,59%	-3,93%	47,72%		29.990	57,86%	19.504	37,63%
N	11.093	73,73%	0,17%	4,74%		11.074	73,60%	10.591	70,39%
SIN	154.397	53,10%	1,71%	27,41%		151.806	52,21%	121.183	41,76%

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

Como pode ser observado na Tabela 4.5, entre os meses de maio e junho de 2019, a Energia Armazenada (EAR) total do SIN aumentou 1,71%, atingindo 53,10% da capacidade total dos reservatórios. Em quase todos os quatro subsistemas a variação foi positiva devido à uma pequena melhora na precipitação do país.

O S foi o subsistema com a maior variação observada, 21,63%. Em seguida aparecem os SE/CO com 0,53%, o N com 0,17% e por fim o NE com redução de -3,93%. Na comparação anual é possível perceber que a EAR aumentou 19,09%, 77,76%, 47,72% e 4,74% no SE/CO, S, NE e N, respectivamente. Essas variações contribuíram para que a EAR total do SIN aumentasse 27,41% em um ano.

Gráfico 4.2: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWmês)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

G) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

Como pode ser observado na Tabela 4.6, em junho de 2019 o Custo Marginal de Operação (CMO) de todos os CMOs foram iguais à R$ 71,26, resultado de variações hidrológicas. Os CMOs dos submercados SE/CO e S tiveram uma redução de 42,96%, comparados ao mês anterior. Os CMOs dos submercados NE e N tiveram um aumento de 342,93%, comparados ao mês anterior.

Tabela 4.6: CMO Médio Mensal – (R$/MWh)

	jun-19	jun-19/mai-19	jun-19/jun-18	Tendências*	mai-19	jun-18
SE/CO	71,26	-42,96%	-84,80%		124,92	468,89
S	71,26	-42,96%	-84,80%		124,92	468,89
NE	71,26	342,93%	-82,84%		16,09	415,23
N	71,26	342,93%	-82,84%		16,09	415,23

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

H) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Ao longo do último período, foram verificados os processos de reajuste tarifário de 8 concessionárias. A Tabela 4.9 apresenta as tarifas médias para baixa e alta tensão, além do efeito médio para o consumidor, a data de entrada em vigor do reajuste e o número de unidades consumidoras atendidas pela concessão.

Como pode ser observado na Tabela 4.7, as concessionárias EDP-ES e EDP-SP tiveram um reajuste médio para a baixa tensão de -5,56% e -3,14%, respectivamente, enquanto que para a alta tensão o reajuste foi de -3,22% e -0,25%, respectivamente, resultando num efeito médio para o consumidor final de -4,84% e -2,10%, respectivamente.

A Celpa também teve sua tarifa reajustada. O efeito médio para o consumidor foi de 0,69%. O reajuste médio para a baixa tensão foi de -2,12% enquanto que para a alta tensão o reajuste foi de -3,81%.

A CPFL Piratininga também teve sua tarifa reajustada. O efeito médio para o consumidor foi de -7,47%. Tanto a baixa quanto a alta tensão tiverem reajustes médios negativos, -10,14% e -2,70%, respectivamente. Entre os itens que colaboram para o índice negativo estão a redução de 0,97 dos custos de aquisição de energia e o pagamento do empréstimo da Conta ACR da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), que está contribuindo para reduzir o índice de revisão tarifária em aproximadamente - 5,89%.

As distribuidoras que atendem o interior do Rio Grande do Sul, ou seja, a Demei, a Eletrocar e a Mux Energia também tiveram suas tarifas reajustadas. O efeito médio para o consumidor foi de -9,18%, -5,33% e -5,46, respectivamente. A baixa tensão teve reajuste médio negativo nos três casos, sendo respectivamente -9,19%, 6,01% e -6,24%. A alta tensão também teve reajuste médio negativo nos três casos, sendo respectivamente -9,12%, 3,69% e -4,34%.

A Panambi também teve sua tarifa reajustada. O efeito médio para o consumidor foi de 7,25%. Tanto o reajuste médio para a baixa tensão, quanto para a alta tensão foram positivos, 5,51% e 10,47%.

Por fim, a ANEEL ainda aprovou o reajuste tarifário de 11 cooperativas, localizadas nos estados do Paraná e Rio Grande do Sul: Cooperativa de Distribuição de Energia Elétrica de Arapoti Ltda (Ceral Dis), Cooperativa Regional de Energia e Desenvolvimento Ijuí Ltda (Ceriluz), Cooperativa de Distribuição e Geração de Energia das Missões (Cermissões), Cooperativa de Distribuição de Energia Teutônia (Certel), Cooperativa Distribuidora de Energia Fronteira Noroeste (Cooperluz), Coprel Cooperativa de Energia (Coprel), Cooperativa de Distribuição de Energia (Creluz-D), Cooperativa Regional de Eletrificação Rural do Alto Uruguai (Creral), Cooperativa de Distribuição de Energia Fontoura Xavier (Cerfox), Cooperativa de Distribuição de Energia Entre Rios Ltda (Certhil) e Cooperativa de Distribuição de Energia Elétrica de Castro (Castro Dis). O efeito médio para o consumidor desses reajustes é de 10,00%, 16,06%, 21,45%, 10,00%, 17,54%, 13,41%, 13,74%, 15,65%, 11,74%, 10,00% e 10,00%, respectivamente.

Tabela 4.7: Reajustes Tarifários

Sigla	Concessionária	Estado	Baixa tensão (em média)	Alta tensão (em média)	Efeito médio para o consumidor	Data	Número de unidades consumidoras
Celpa	Centrais Elétricas do Pará	PA	2,12%	-3,81%	0,69%	06/ago	2,6 milhões
EDP-ES	Espírito Santo Centrais Elétricas S.A	ES	-5,56%	-3,22%	-4,84%	06/ago	1,57 milhão
EDP-SP	EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A.	SP	-3,14%	-0,25%	-2,10%	23/jul	1,9 milhão
CPFL Piratininga	Companhia Piratininga de Força e Luz	SP	-10,14%	-2,70%	-7,47%	22/jul	1,7 milhões
Demei	Departamento Municipal de Energia de Ijuí	RS	-9,19%	-9,12%	-9,18%	16/jul	33,2 mil
Eletrocar	Centrais Elétricas de Carazinho S.A	RS	-6,01%	-3,69%	-5,33%	16/jul	37,7 mil
Mux Energia	Muxfeldt Marin & Cia Ltda	RS	-6,24%	-4,34%	-5,46%	16/jul	11,7 mil
Panambi	Hidropan Distribuição de Energia S/A	RS	5,51%	10,47%	7,25%	16/jul	18,6 mil

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

I) EXPANSÃO

Tabela 4.8: Expansão prevista para o SIN por fonte (MW)

Fonte	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Sem previsão	Total
UTE	632	1.779	2.115	830	140	2.036	289	7.822
UHE	2.335	647	13	-	99	-	779	3.873
CGH	5	3	3	-	-	3	-	14
PCH	12	332	471	361	110	4	524	1.814
UTN	-	-	-	-	-	-	1.405	1.405
UFV	217	185	898	1.622	-	-	-	2.922
EOL	74	1.263	236	1.025	1.236	1.413	105	5.354
Total	3.275	4.209	3.736	3.839	1.585	3.456	3.102	23.203

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Conforme apresentado na Tabela 4.8, de 2019 até o final de 2024, a expansão prevista, considerando apenas projetos sem graves restrições para entrada em operação, é de aproximadamente 23.203 MW. Desse total, as termelétricas (UTE) irão contribuir com o maior percentual, 33,71%. Em seguida aparecem as eólicas (EOL) com 23,07%, as hidrelétricas (UHE) com 16,69%, as usinas solares (UFV) com 12,59%, as pequenas centrais hidrelétricas (PCH) com 7,82%, as usinas nucleares (UTN) com 6,06% e as centrais geradoras hidráulicas (CGH) com 0,06%.

Vale destacar que as hidrelétricas irão representar cerca de 71,30% de toda a expansão em 2019. Em 2020, esse percentual cai para 15,37%. A partir de 2020 pode-se perceber uma redução significativa, agregando ao sistema apenas 111 MW até o final de 2024.

Ainda de acordo com a Tabela 4.8, em 2019 a expectativa é que a capacidade de geração do sistema seja incrementada em 3.275 MW, sendo aproximadamente 71,3% em hidrelétrica, 19,3% em termelétrica, 6,6% em solar, 2,2% em eólica, 0,4% em PCH, 0% em UTN e 0,2% em CGH.

J) LEILÕES

Entre 23 de julho e 06 de agosto de 2019, três leilões destinados à contratação de energia tiveram resultados relevantes atualizados, sendo eles o Leilão A-4 de 2018, o Leilão de Geração nº 1/2019 e o Leilão de Energia Nova A-6 de 2019.

No dia 4 de abril de 2018 foi realizado o Leilão de Energia Nova A-4 (nº 01/2018), destinado à contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração de energia elétrica a partir das fontes hidrelétrica, eólica, solar foto-

voltaica e termelétrica a biomassa, no ACR, com início de suprimento em 1° de janeiro de 2022. No certame foram negociados contratos de energia de 39 usinas, com preço médio de venda de R$ 122,33/MWh e deságio médio de 59,9%.

No dia 30 de julho de 2019, a ANEEL homologou parcialmente o resultado do Leilão A-4 de 2018 para o Consórcio Solar do Sertão V. O empreendimento vai substituir uma das usinas fotovoltaicas do Consórcio São Pedro e São Paulo, que foi inabilitado por não preencher a exigência de Patrimônio Líquido mínimo de 10% do valor do investimento. Com a homologação do Consórcio Solar do Sertão V, falta para concluir o processo do certame a confirmação do resultado para o Consórcio Sertão Brasil Energia Solar Eireli, responsável também por um projeto de energia solar.

O Leilão de Geração nº 1/2019, realizado no dia 31/05, para fornecimento de energia para Roraima, teve no dia 06/08/19 a homologação e adjudicação do resultado aprovado pela ANEEL. Roraima é o único Estado não integrado ao SIN e atualmente consome energia gerada por usinas termelétricas. O certame negociou nove soluções de suprimento, com início previsto para 28 de junho de 2021. Ao todo, o leilão movimentou R$ 1,62 bilhão em investimentos para contratar uma potência nominal de 263,51 MW. Os preços ficaram entre R$ 670 e R$ 1.059,17 para o valor pago pelo MWh.

De acordo com a Aneel, o leilão é considerado inovador pois viabilizou a aquisição de soluções de suprimento de qualquer fonte: renovável (hídrica, solar, eólica, biomassa, biogás, biocombustível, etc.), fóssil, ou ainda mediante o uso misto de fontes, contendo ou não tecnologia de armazenamento de energia. Os maiores investimentos serão em usinas de gás natural, com o investimento previsto de cerca de R$ 425,4 milhões na usina de Jaquatirica II; de cerca de R$ 537,7 milhões na usina Forte de São Joaquim, movida a biocombustível, e de cerca de R$ 126,9 milhões na Usina Monte Cristo Sucuba, movida a óleo diesel.

O Leilão de Energia Nova A-6 de 2019 está previsto para acontecer no dia 17 de outubro de 2019, com início de suprimento em 1° de janeiro de 2025. O certame é destinado à compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração.

No dia 23/07 deste ano, a ANEEL aprovou a abertura de audiência pública, até 26/8/19, para receber contribuições da sociedade ao edital.

Estão cadastrados pela EPE 1.829 projetos que totalizam a oferta de 100.874 MW. Desses, 91,3% dizem respeito à projetos de eólica e fotovoltaica, o que corresponde à 54,46% da potência ofertada. A maior oferta (41,36%) de potência é das termelétricas a gás natural.

Para o leilão foram definidos os seguintes produtos: três na modalidade por quantidade de energia elétrica que tratam de empreendimentos de geração oriundos de fonte hidrelétrica (UHE, PCH e CGH) com prazo de suprimento de 30 anos e usinas de fonte eólica e fonte solar fotovoltaica com prazo de suprimento de 20 anos. Na modalidade por disponibilidade para empreendimentos de geração de fonte termelétrica à biomassa, carvão e gás natural, o prazo de suprimento é de 25 anos.