

Setor Elétrico

*Por Adriana Gouvêa, Carlos Eduardo Paes, Gláucia Fernandes e Marina Azevedo**

A) DEMANDA

Tabela 4.1: Consumo de Energia por Subsistema (MWmed)

	out-19	out-19/set-19	out-19/out-18	Tendências*	set-19	out-18
SE/CO	40.733,16	3,32%	3,63%		39.424,83	39.305,27
S	11.700,12	6,99%	4,01%		10.935,72	11.249,06
NE	11.410,18	6,71%	0,24%		10.692,25	11.382,48
N	5.658,75	-1,48%	2,74%		5.743,85	5.507,69
SIN	69.502,21	4,05%	3,05%		66.796,65	67.444,50

* Tendências nos últimos 12 meses.

Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

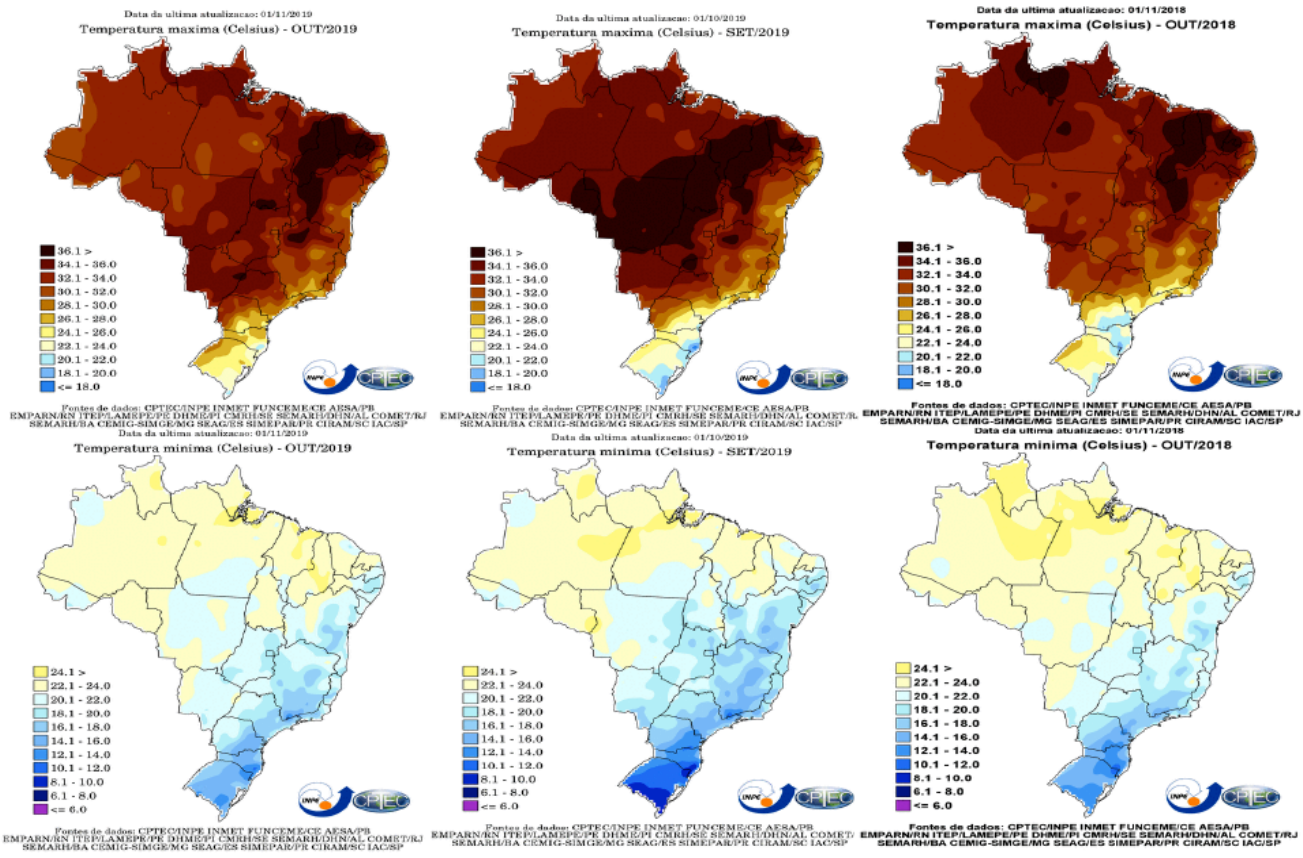
Em outubro de 2019, o consumo de energia total do SIN aumentou 4,05%, quando comparado a setembro. Como pode ser observado na Tabela 4.1, apenas o subsistema do Norte teve redução da carga e o subsistema do Sul apresentou o maior percentual de consumo de energia, contribuindo para o aumento da carga no SIN. No entanto, o maior consumo de energia foi registrado pelo subsistema SE/CO. Apesar desse aumento, os valores das variações percentuais foram relativamente baixos, indicando que a demanda por eletricidade em outubro teve pequena alteração em relação ao mês anterior.

A variação do consumo de energia elétrica dos subsistemas pode estar associada às temperaturas. Na Figura 4.1 nota-se que, ao longo de grande parte do território nacional, as temperaturas máxi-

mas do mês de outubro de 2019 foram menores em relação ao mês de setembro, principalmente na região Centro-oeste. No entanto, nas regiões Sul e Nordeste houve um aumento significativo na temperatura, possivelmente explicando o fato da demanda por eletricidade ter aumentado nesses subsistemas.

Na comparação anual percebe-se que a variação do consumo de energia no SIN entre outubro de 2019 e outubro de 2018 foi menor, com um acréscimo de pouco mais de 3%. Nessa análise, os subsistemas individualmente também tiveram alterações no consumo, com destaque para os subsistemas Sul e Nordeste. O subsistema Sul teve um acréscimo superior a 4%, já o Nordeste praticamente manteve seu consumo constante, próximo de zero, nesse caso a temperatura máxima não deve ter variado muito para o mesmo período do ano.

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



Fonte: CPTEC/INPE (2019).

B) OFERTA

A Tabela 4.2 mostra que a geração total de energia elétrica aumentou quase 3% entre os meses de setembro e outubro de 2019. O despacho das termelétricas aumentou, com variação de aproximadamente 5% no SIN. Apesar de mostrar a maior variação, o subsistema Nordeste gerou menos eletricidade de fonte térmica em valor absoluto quando comparado ao Sudeste/Centro-oeste no mês de outubro de 2019.

Nessa análise de despachabilidade de energia no SIN, a geração hidráulica, que compõe maior percentual da matriz elétrica do Brasil, teve um aumento total de aproximadamente 9%. Diferente desse comportamento, as fontes nuclear, solar e eólica tiveram decréscimo na geração de energia elétrica. Esse resultado foi influenciado pela redução da geração dessas fontes nas regiões SE/CO e NE, em outubro.
O subsistema Norte teve maior variação de geração elétrica a partir das fontes de energia eólica e solar, totalizando quase 292MWmed em outubro de 2019. Apesar de variações negativas, nesse mesmo período, o subsistema do Nordeste despachou em valor absoluto 7.700MWmed referentes as mesmas fontes, que são de grande relevância nessa região.

Na comparação anual, observa-se um aumento superior a 13% na geração de energia total despachada no SIN. Percentualmente, o crescimento da geração solar foi de grande relevância, em torno de 70% em relação ao mês de outubro do ano passado, conforme pode ser observado na Tabela 4.2. No subsistema do Sudeste/Centro-oeste, o crescimento anual da fonte solar foi de quase 96%, enquanto no Nordeste foi de aproximadamente 60%, sendo os valores absolutos dessas regiões na mesma ordem de grandeza.

Ainda na Tabela 4.2, a fonte solar teve maior variação na geração de energia elétrica em relação ao ano passado, atingindo 68,7%. Apesar da maior oferta da geração renovável (hidráulica, eólica e solar fotovoltaica), o SIN precisou despachar uma quantidade significativa de geração térmica para complementariedade do sistema, o que deve ter refletido no aumento da tarifa de energia elétrica desse mês.

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

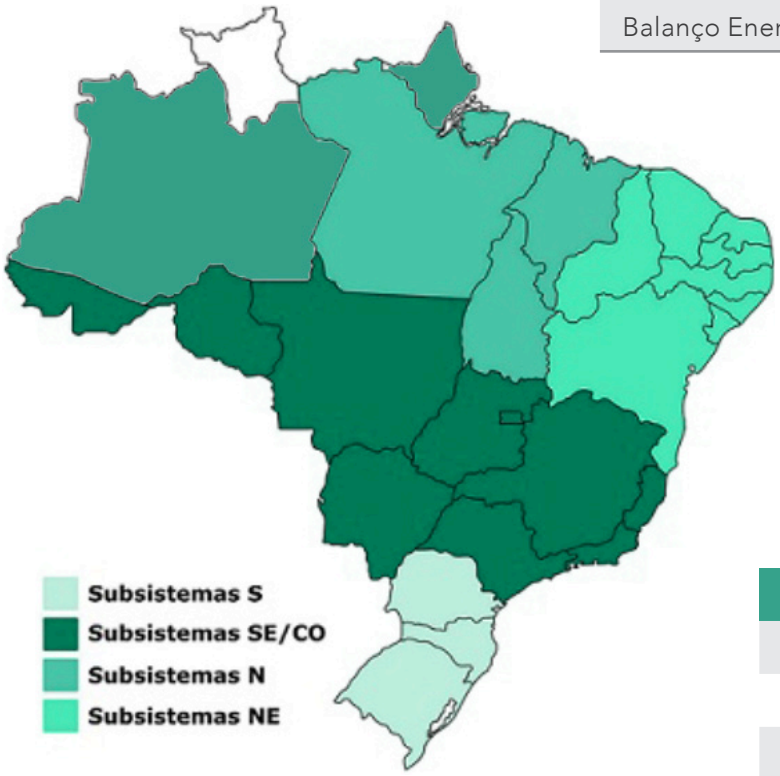
		out-19	out-19/set-19	out-19/out-18	Tendências*	set-19	out-18
SE/CO	Hidráulica	29.689,52	4,77%	52,44%		28.339,14	19.475,88
	Nuclear	1.955,46	-2,89%	3,39%		2.013,63	1.891,43
	Térmica	8.628,65	5,19%	29,82%		8.202,85	6.646,67
	Eólica	11,95	17,45%	23,95%		10,17	9,64
	Solar	227,88	-1,63%	95,47%		231,65	116,58
	Total	40.513,46	4,42%	43,97%		38.797,44	28.140,20
S	Hidráulica	6.125,89	4,46%	-41,92%		5.864,23	10.546,76
	Térmica	1.446,68	-5,57%	17,79%		1.531,97	1.228,18
	Eólica	767,70	9,84%	7,36%		698,92	715,09
	Solar	0,38	20,36%	0,47%		0,32	0,38
	Total	8.340,65	3,03%	-33,22%		8.095,44	12.490,41
NE	Hidráulica	2.770,83	11,66%	40,96%		2.481,45	1.965,72
	Térmica	2.543,89	11,83%	24,81%		2.274,76	2.038,25
	Eólica	7.273,58	-3,47%	31,14%		7.535,24	5.546,44
	Solar	427,25	-0,82%	56,64%		430,79	272,76
	Total	13.015,55	2,31%	32,50%		12.722,24	9.823,17
N	Hidráulica	4.479,56	7,23%	13,84%		4.177,66	3.935,00
	Térmica	2.688,29	2,49%	8,98%		2.622,97	2.466,81
	Eólica	289,56	16,49%	78,36%		248,58	162,35
	Solar	1,87	24,72%	-	-	1,50	0,00
	Total	7.459,29	5,79%	13,64%		7.050,71	6.564,16
Itaipu		6.833,44	-9,60%	-31,77%		7.559,48	10.016,00
Total	Hidráulica	36.232,36	8,80%	39,85%		33.303,00	25.907,36
	Nuclear	1.955,46	-2,89%	3,39%		2.013,63	1.891,43
	Térmica	15.307,51	4,61%	23,65%		14.632,55	12.379,91
	Eólica	8.342,79	-1,77%	29,68%		8.492,91	6.433,52
	Solar	657,39	-1,03%	68,68%		664,26	389,72
SIN		76.162,38	2,61%	13,62%		74.225,31	67.033,94

* Tendências nos últimos 12 meses.
Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

C) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 4.2: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN

Balanço Energético (+) Superávit
(-) Déficit



Subsistema N	
Carga	5.659
Geração Hídrica	4.480
Geração Térmica	2.688
Geração Eólica	290
Balanço Energético	1.799

Subsistema NE	
Carga	11.410
Geração Hídrica	2.771
Geração Térmica	2.544
Geração Eólica	7.274
Geração Solar	427
Balanço Energético	1.605

Subsistema SE/CO	
Carga	40.733
Geração Hídrica	29.690
Geração de Itaipu	6.833
Geração Térmica	8.629
Geração Nuclear	1.955
Geração Eólica	12
Geração Solar	228
Balanço Energético	6.614

Subsistema S	
Carga	11.700
Geração Hídrica	6.126
Geração Térmica	1.447
Geração Eólica	768
Balanço Energético	-3.360

Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

Conforme os dados apresentados na Figura 4.2, no mês de outubro de 2019, apenas o subsistema do Sul não teve geração acima do consumo de energia elétrica, dessa forma, os demais subsistemas tiveram balanço energético positivo. Dentre os subsistemas apresentados, o SE/CO se destacou com o maior superávit, com geração de energia elétrica em torno de 7 GWmed superior à sua demanda. O NE apresentou o menor superávit, 1,6 GWmed. Com exceção do subsistema NE, a geração hídrica contribuiu significativamente com o despacho de energia elétrica no SIN.

Contudo, conforme Tabela 4.3, os valores de intercâmbio entre as regiões sofreram variações em outubro de 2019, principalmente da SE/CO para o NE e da S para o SE/CO, em que ocorreu inversão no sentido do envio da energia elétrica.

Comparando com o mês anterior, o intercâmbio se deu do SE/CO para o S, no período atual foi em módulo maior, indicando aumento no intercâmbio. Esse aumento de intercâmbio entre as regiões se deu não apenas de setembro para outubro de 2019, mas também entre outubro de 2018 e outubro de 2019. No entanto, nesse último período, o intercambio aconteceu de S para o SE/CO. Já o intercâmbio NE para o SE/CO, no período atual foi em módulo menor que o mês de setembro, indicando decréscimo no intercâmbio.

Essa análise mostrou que o subsistema NE exportou eletricidade da região SE/CO; e o N importou percentualmente mais energia elétrica das regiões NE e SE/CO esse mês que no mês de setembro. O SE/CO exportou mais energia do S em outubro de 2019, diferentemente aconteceu em outubro de 2018 em que importou energia elétrica do S.

No mês de outubro, verifica-se que a região internacional importou mais eletricidade do S que no mês passado. Ainda nessa comparação temporal, pode-se observar também na Tabela 4.3, que o subsistema N aumentou significativamente a importação de energia elétrica da região NE.

Tabela 4.3: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	out-19	out-19/set-19	out-19/out-18	Tendências*	set-19	out-18
S - SE/CO	-3.211,64	-18,53%	-294,42%		-2.709,46	1.651,89
Internacional - S	158,07	23,20%	-61,50%		128,30	410,55
N - NE	233,37	11806,63%	-71,64%		1,96	823,02
N - SE/CO	1.566,58	20,05%	571,03%		1.304,90	233,46
SE/CO - NE	-1.838,74	9,51%	-349,73%		-2.031,95	736,28

* Tendências nos últimos 12 meses.
Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

D) DISPONIBILIDADE

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

	out-19		out-19/set-19	out-19/out-18	Tendências*	set-19		out-18	
	Mwmed	MLT				Mwmed	MLT	Mwmed	MLT
SE/CO	13.731,00	58,08%	0,02%	-46,64%		13.728,00	70,00%	25.733,00	109,35%
S	5.518,00	39,82%	60,55%	-66,00%		3.437,00	28,00%	16.230,00	119,56%
NE	972,00	29,54%	-22,12%	-28,05%		1.248,00	41,00%	1.351,00	40,70%
N	1.756,00	73,06%	14,70%	8,40%		1.531,00	67,00%	1.620,00	66,99%
SIN	21.977,00	-	10,19%	-51,09%		19.944,00	-	44.934,00	-

* Tendências nos últimos 12 meses.
Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

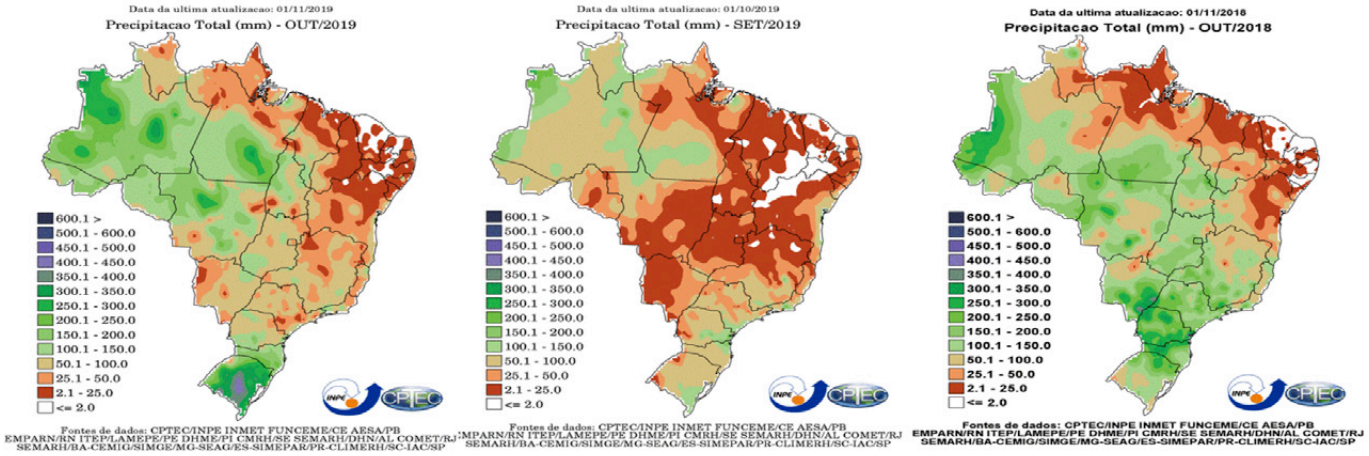
A Tabela 4.4 apresenta informações acerca da Energia Natural Afluente (ENA). Entre os meses de setembro e outubro de 2019, a disponibilidade hídrica total do SIN aumentou 10,2%. Com a aproximação do período úmido, ocorreu um crescimento em todos os submercados, com destaque para o S em que o crescimento mensal foi quase 61%. O último que apresentou queda foi o NE, com um decrescimento percentual de pouco mais de 22%. Contudo, em relação a outubro de 2018, o SIN teve uma menor disponibilidade hídrica, com uma diferença de mais da metade do valor em potência.

Os dados de precipitação mostrados na Figura 4.3, que apresenta a precipitação total para os meses analisados, mostram uma melhora relevante em outubro em relação a setembro. Pelas imagens é possível perceber que principalmente a região Centro-Oeste teve um crescimento de mais de 100 mm de chuva, enquanto o Nordeste continua crítico, apesar de ter melhorado em relação ao mês anterior.

Já em outubro do ano passado os volumes de precipitação estavam melhores no geral em todas as regiões com exceção do Nordeste, em que a média da região se manteve na mesma ordem de grandeza. Além disso, vale destacar que as ENAs de todos os submercados estão menores que suas respectivas médias históricas para o mês de outubro (relação ENA e MLT[18]), com o valor mais discrepante no Nordeste, com apenas 29,54%. O submercado Norte é o que mais se aproxima de sua média histórica com 73%, mas ainda sim a ENA para outubro deste ano foi menor do que sua média histórica.

[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.

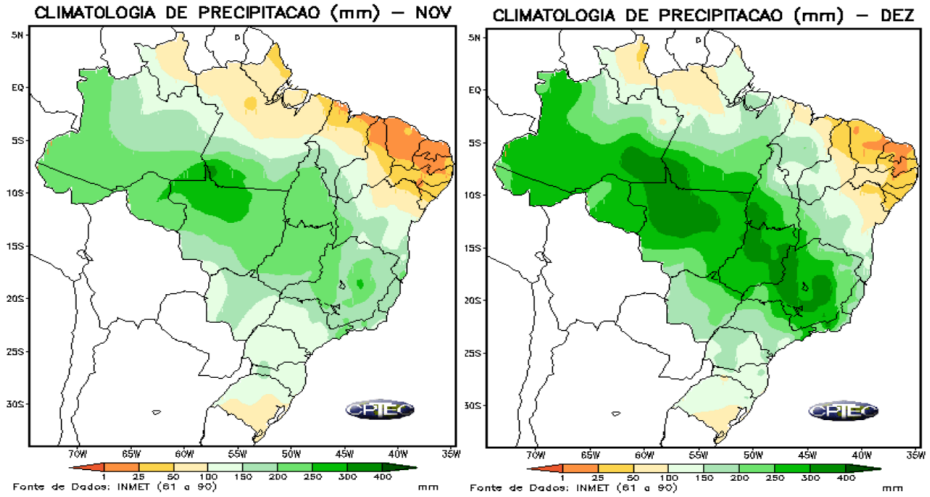
Figura 4.3: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para out/19, set/19 e out/18.



Fonte: CPTEC/INPE.

Além dessa, a Figura 4.4 apresenta a pluviosidade média para os meses de novembro e dezembro de 2019, em que é possível observar uma melhora considerável na precipitação ao longo de todo o território nacional, principalmente nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Norte. No Nordeste e no Sul a previsão também é de melhora, porém ainda com uma pequena parte do Nordeste com índices abaixo de 50mm.

Figura 4.4: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para novembro e dezembro de 2019



Fonte: CPTEC/INPE.

E) ESTOQUE

Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

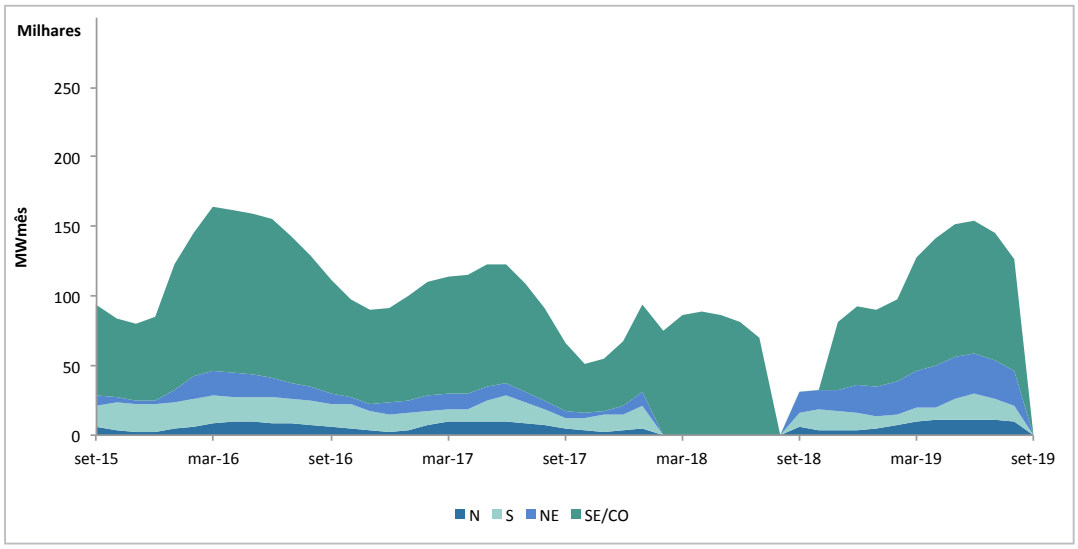
	out-19		out-19/set-19	out-19/out-18	Tendências*	set-19		out-18	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	45.261	22,26%	-28,17%	9,81%		63.007	30,99%	41.218	20,28%
S	8.097	39,34%	-6,14%	-45,82%		8.627	41,92%	14.946	74,36%
NE	19.930	38,45%	-12,34%	49,40%		22.736	43,87%	13.340	25,74%
N	4.462	29,66%	-39,33%	12,76%		7.355	48,88%	3.957	26,30%
SIN	77.750	26,74%	-23,57%	5,84%		101.725	34,99%	73.461	25,31%

* Tendências nos últimos 12 meses.
Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

Como pode ser observado na Tabela 4.5, entre os meses de setembro e outubro de 2019, a Energia Armazenada (EAR) total do SIN diminuiu 23,57%, atingindo apenas 26,74% da capacidade total dos reservatórios. Em todos os quatro subsistemas a variação foi negativa devido aos baixos índices de precipitação nos meses anteriores. A diminuição da geração hidráulica na maioria dos submercados com o aumento da geração termelétrica em conjunto com a diminuição dos níveis dos reservatórios indicam a tentativa de otimização do uso da água frente ao período seco com menor afluência.

O Norte foi novamente o submercado com a maior variação observada: 39,33% de redução entre setembro e outubro. Na comparação anual é possível perceber que a EAR aumentou 1,43% no SIN. Um percentual aparentemente baixo, mas que indica um maior armazenamento médio em volume de água em relação a outubro de 2018. De fato, é possível perceber que apenas o submercado Sul apresentou uma diminuição na quantidade de energia armazenada em relação ao mesmo mês do ano passado. O Gráfico 4.3 indica esses aumentos de armazenamento nos submercados em relação ao ano passado.

Gráfico 4.1: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWmês)



Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

F) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

O Custo Marginal de Operação (CMO) representa o custo para atender à carga incremental, sem expansão da capacidade. Seu cálculo é realizado por meio de simulações da operação do sistema e a principal variável de decisão do modelo [NEWAVE] é a energia natural afluente simulada.

Junto com o Custo Marginal de Expansão (CME)[19], o CMO representa um parâmetro também importante na determinação da expansão do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). Pois, com uma demanda crescente ao longo do tempo, a expansão do SEB acontecerá quando ambos os custos se igualarem [módulo do CMO for igual ao módulo do CME].

Observa-se na Tabela 4.6 que em outubro de 2019 os quatro subsistemas SE/CO, S, NE e N apresentaram CMOs iguais, com um valor aproximado de 265,25 R$/MWh.

Contudo, em relação ao mês anterior [setembro de 2019], os quatro subsistemas registraram CMO médio crescente. Nos subsistemas SE/CO e S esse aumento foi de aproximadamente 23,6%, enquanto, nos subsistemas NE e N, o aumento foi de aproximadamente 24,6%. Esses valores são reflexo de recuos nas vazões dos quatro subsistemas, frente ao aumento no consumo do período.

O CMO médio dos quatro subsistemas em outubro de 2019 foi 1,1% menor que em outubro de 2018. O deplecionamento nos níveis de armazenamento dos reservatórios já é fato comum neste período do ano, por isso a variação do CMO é pequena em relação ao ano anterior.

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

	out-19	out-19/set-19	out-19/out-18	Tendências*	set-19	out-18
SE/CO	265,25	23,61%	-1,09%		214,58	268,17
S	265,25	23,60%	-1,09%		214,61	268,17
NE	265,25	24,65%	-1,09%		212,79	268,17
N	265,25	24,60%	-1,09%		212,87	268,17

* Tendências nos últimos 12 meses.
Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

G) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O aumento da competitividade das fontes renováveis tem beneficiado significativamente a mini e micro geração distribuída (MMGD) no mercado nacional. Inicialmente, sobretudo, os incentivos políticos favoreciam o avanço dessa modalidade no sistema, respaldados na REN 482/2012 da ANEEL. Mas, hoje a evolução desse cenário tem-se intensificado com a redução dos custos dos equipamentos associados à geração de energia, principalmente, solar fotovoltaica.

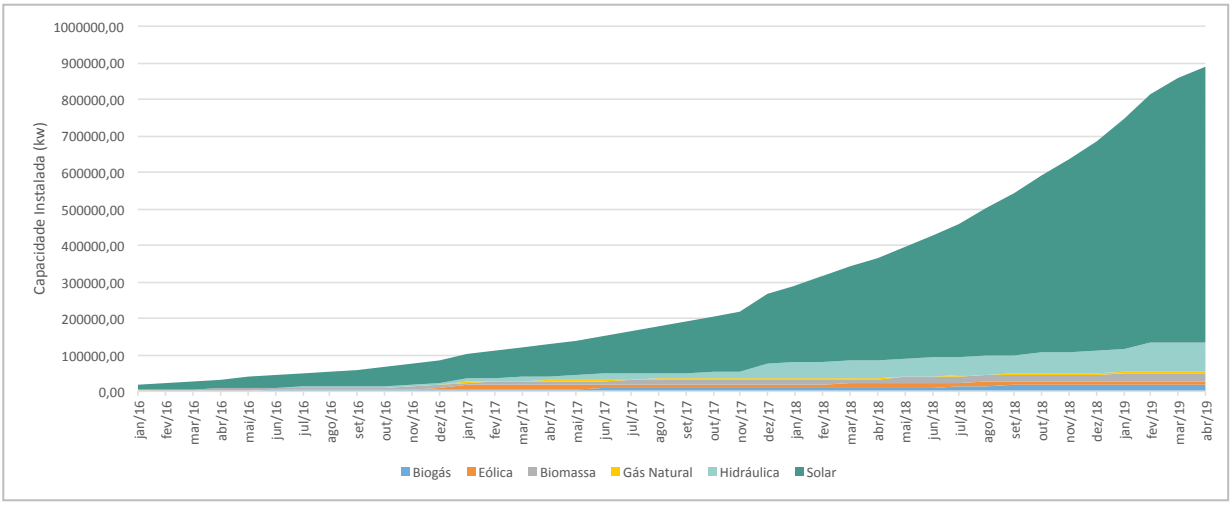
Além disso, aliado ao elevado custo da tarifa, consumidores com certo poder aquisitivo têm optado por gerar sua própria energia elétrica, adquirindo painéis fotovoltaicos e, dessa forma, tornando-se

[19] O cálculo do CME baseia-se nos resultados dos leilões de energia nova e na estimativa da disposição de investir dos agentes.

menos dependentes das distribuidoras. Diante desse poder de escolha, os consumidores podem decidir a forma como consomem, armazenam e produzem eletricidade. No entanto, o sistema elétrico deve estar preparado para garantir o fornecimento do serviço com qualidade a todos os usuários conectados à rede.

Em novembro de 2019, a capacidade instalada acumulada de MMGD ficou em torno de 1,8 GW, o que inclui as fontes biogás, biomassa, eólica, gás natural, hidráulica e solar, como pode ser observado no Gráfico 4.2. Desse valor, aproximadamente 91% corresponde à geração solar fotovoltaica, que teve aumento de capacidade de 3,2% em relação ao valor de outubro de 2019. Dessa forma, pode-se concluir que o mercado de MMGD no Brasil é basicamente representado pela fonte solar fotovoltaica, com apenas 9% dele sendo compartilhado entre as outras fontes.

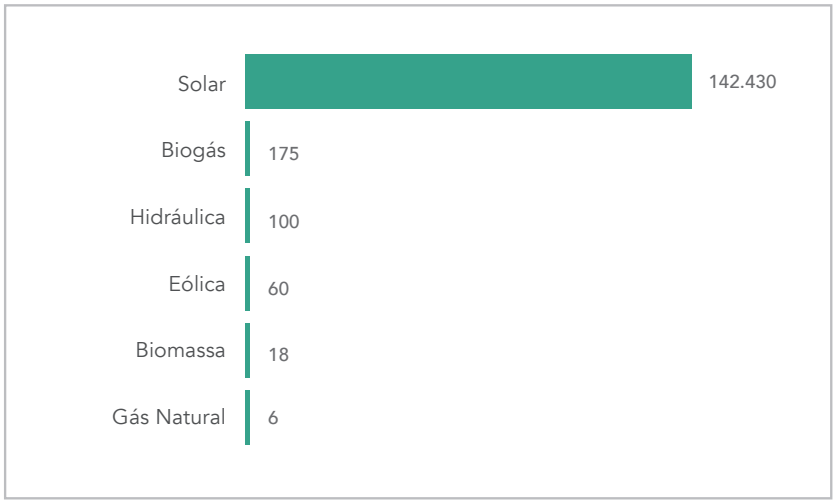
Gráfico 4.2: Histórico da Capacidade Instalada da Micro e Minigeração Distribuída (em kW).



Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL (2019).

O Gráfico 4.3 mostra o número de conexões total atual por cada tipo de fonte, corroborando com o crescimento mostrado no gráfico anterior. Por ele pode-se perceber que a fonte solar fotovoltaica ultrapassa as outras em muitas ordens de grandeza.

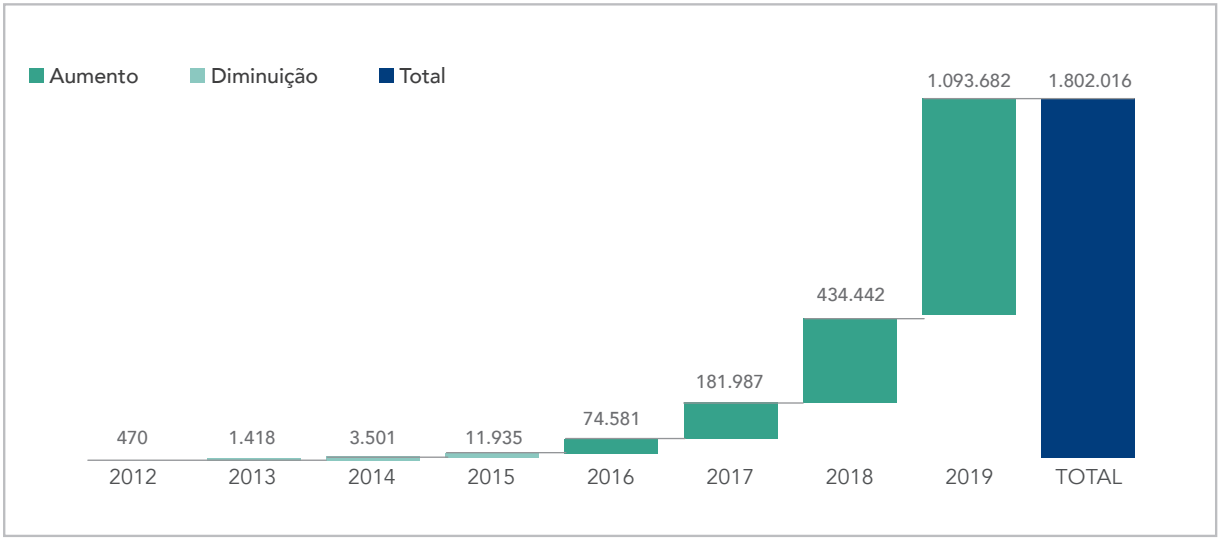
Gráfico 4.3: Número de conexões de Micro e Minigeração Distribuída por fonte (em kW).



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL (2019).

Em pouco mais de um ano, a capacidade total instalada cresceu mais de 50%, conforme mostra o Gráfico 4.4, o que indica o aumento expressivo de instalações de MMGD em 2019 em relação a 2018. Nesse gráfico também pode ser verificado o avanço desse recurso distribuído desde que foi instituído o arcabouço regulatório, previsto para estimular o desenvolvimento de geração energia elétrica de pequeno e médio porte no país.

Gráfico 4.4: Capacidade Instalada da Micro e Minigeração Distribuída Acumulada por Ano (em kW).



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL (2019).

Atualmente, a expansão da MMGD tem exigido uma revisão da regulação vigente devido às distorções causadas ao mercado. O sistema de compensação não é equitativo aos usuários finais de energia elétrica. Ele foi previsto para incentivar a geração distribuída de pequeno e médio porte, mas, em paralelo, a regulação precisa ser adaptada para acompanhar a evolução da demanda.

Assim, a ANEEL propôs novas regras para geração distribuída, que estavam em consulta pública desde 15 de outubro até 30 de dezembro, período em que esperava receber contribuições dos agentes do mercado. O objetivo dessa revisão é manter o avanço da modalidade sem gerar danos passivos aos demais usuários da rede. As novas regras estão previstas para 2020, mas os consumidores que já possuem MMGD permanecem com o sistema de compensação em vigor até 2030.

A proposta estabelece que, a partir de 2020, novos entrantes arcarão com o custo da rede somado aos encargos. Se a conexão de GD for remota, os encargos já entram em 2020, contudo, para GD local os encargos só serão cobrados quando a capacidade instalada total de GD no país chegar a uma quantidade determinada, em torno de 5,9 GW, ou a partir de 2030 caso esse valor não seja atingido até lá. Para conexões existentes ou solicitadas até a publicação da nova norma, os custos de rede e dos encargos só passarão a ser cobrados em 2031, com as regras atuais vigentes até o último dia de 2030.

H) EXPANSÃO

Tabela 4.7: Expansão prevista para o SIN por fonte (Quantidade-Usinas)

Fonte	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Sem previsão	Total
UTE	571	2.502	2.847	857	181	2.036	241	9.235
UHE	100	-	13	-	62	-	674	849
CGH	-	6	3	-	-	-	-	9
PCH	-	186	360	476	222	35	512	1.791
UTN	-	-	-	-	-	-	1.350	1.350
UFV	-	603	1.112	2.892	324	-	-	4.931
EOL	10	1.880	1.143	828	689	1.319	514	6.383
Total	681	5.177	5.478	5.053	1.478	3.390	3.291	**24.548**

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL.

Conforme apresentado na Tabela 4.7, de 2019 até o final de 2024, a expansão prevista no Sistema Interligado Nacional (SIN) é de 21.257 MW, considerando apenas os projetos que não possuem graves restrições e estão previstos para entrada em operação. Desse total, as usinas termelétricas (UTE) contribuirão com o maior percentual (38%), seguida das usinas eólicas (EOL) com 26%, usinas solares fotovoltaicas (UFV) com 20%, pequenas centrais hidrelétricas (PCH) com 7%, termonuclear (UTN) com 6%, e as hidrelétricas (UHE) com 4%.

Em 2020 as térmicas a biomassa e fósseis representarão 48% da potência total prevista para expansão do sistema, enquanto as usinas eólicas são a fonte com segunda maior participação, representando 36% da potência total prevista. A mudança no perfil das principais fontes, que acontece entre 2019 e 2020,

está em conformidade com o quadro previsto para a expansão até o ano de 2024, no qual as térmicas e eólicas também são as principais fontes responsáveis pela expansão do sistema elétrico.

Dos 9,2 GW de potência que será acrescida ao sistema em 2024 por novas usinas termelétricas, 7,4 GW [81%] são provenientes de combustíveis de origem fóssil, principalmente gás natural.

A partir de 2020 a expansão da fonte hídrica passa a acontecer majoritariamente por meio de pequenas centrais hidrelétricas, que somarão 131 novas usinas e uma capacidade instalada de 1,8 GW. Diante desses dados, percebe-se uma mudança na estrutura da geração por fontes hídricas, que passa a restringir cada vez mais projetos de grande porte, que possuem maiores restrições sociais e ambientais associadas.

I) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Ao longo do período entre 7 de novembro e 10 de dezembro de 2019, foi verificado o processo de proposição de reajuste tarifário de 5 concessionárias. Ao calcular o reajuste, a ANEEL considera a variação de custos associados à prestação do serviço, a aquisição e a transmissão de energia elétrica, bem como os encargos setoriais.

A Tabela 4.8 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.

Tabela 4.8: Reajustes Tarifários.

Sigla	Concessionária	Estado	Baixa tensão (em média)	Alta tensão (em média)	Efeito médio para o consumidor	Data	Número de unidades consumidoras
Chesp	Companhia Hidroelétrica São Patrício	Goiás	0,52%	-2,92%	-0,12%	19/nov	37 mil
Equatorial Piauí	Equatorial Energia Piauí	Piauí	-7,16%	-7,16%	-7,16%	02/dez	1,2 milhão
CEA	Companhia de Eletricidade do Amapá	Amapá	-5,17%	-9,13%	-6,13%	30/nov	206,2 mil
DMED MG	DME Distribuição S.A	Minas Gerais	2,05%	10,33%	5,29%	19/nov	77,7 mil
CERMC	Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento da Região de Mogi das Cruzes	São Paulo	5,62%	6,12%	5,84%		3 mil

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL.

No caso da Chesp, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores de baixa tensão é de uma redução de 0,12%. Esse efeito decorre da redução de -4,20% no cálculo dos encargos setoriais, reflexo da liquidação antecipada da Conta-ACR realizada pela ANEEL em setembro de 2019, e de -1,57 nos custos de transporte, decorrente da conexão direta da Chesp à Rede Básica em agosto de 2019, por meio do encerramento do contrato de uso do sistema de distribuição com a Enel Goiás. Tal operação acarretou uma economia de R$ 1,2 milhão, com uma redução de -8,54% nos custos relativos ao uso do sistema de distribuição.

A Equatorial Piauí também teve sua tarifa reajustada. O efeito médio para o consumidor foi de -7,16%. Nesse caso, a baixa e a alta tensão tiveram reajustes médios negativos de 7,16%. O pagamento antecipado do empréstimo da Conta ACR, foi um dos itens que mais contribuiu para a redução da tarifa da distribuidora.

A CEA teve um reajuste médio para a baixa tensão de -5,17% enquanto que para a alta tensão o reajuste foi de 9,13 %, resultando num efeito médio para o consumidor final de 6,13%.O pagamento do empréstimo da Conta ACR e ajustes

em rubrica (retirada CDE Decreto) da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE contribuiu para a redução da tarifa da distribuidora amapaense, com a diminuição dos custos referentes à encargos setoriais, de aproximadamente – 1,15%.

A DMED MG também teve sua tarifa reajustada. O efeito médio para o consumidor foi de 5,29%. Tanto a baixa quanto a alta tensão tiveram reajustes médios positivos, 2,05% e 10,33%, respectivamente. Contribuíram para o efeito positivo, principalmente, a inclusão dos componentes financeiros apurados no atual reajuste, levando a um aumento de 13,01%, bem como custos com pagamento de encargos setoriais, que representaram -5,16%.

Por fim, a ANEEL ainda aprovou o reajuste da cooperativa CERMC. Os consumidores atendidos pela permissionária terão as tarifas reajustadas em 5,84%.

J) LEILÕES

Entre o período de 12 de novembro a 10 de dezembro de 2019, três leilões tiveram resultados relevantes no mercado de energia elétrica, a saber: os Leilões A-1 e A-2 de 2019, destinados à contratação de energia existente e o Leilão de Transmissão n° 2/2019.

Na segunda semana de dezembro, a ANEEL e a CCEE realizaram os leilões de Geração de Energia Existente A-1 e A-2 de 2019, com negociação de 29 MW médios para fornecimento entre 1° de janeiro de 2020 e 31 de dezembro de 2021 e 279 MW médios entre 1° de janeiro de 2021 e 31 de dezembro de 2022. Ao todo, foram negociados R$ 918,9 milhões. Os certames tiveram como objetivo a venda de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes para suprir as necessidades de distribuidoras que atendem o consumidor final.

O preço-teto aprovado pela Secretaria Executiva do Ministério de Minas e Energia (SEE/MME) para todos os produtos ofertados foi de R$190,00/MWh. O Leilão de Energia Existente A-1 negociou energia ao preço médio de R$158,37/MWh, com deságio de 16,65% em relação preço-teto estabelecido. Já no Leilão de Energia Existente A-2, o preço médio ficou em R$171,52/MWh, alcançando deságio de 9,7%. Foram negociados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) por disponibilidade, para energia proveniente de fonte termelétrica a biomassa e a gás natural, sendo que para o empreendimento a biomassa, o CCEAR foi diferenciado por Custo Variável Unitário (CVU igual a zero ou diferente de zero); e por quantidade, para energia proveniente das demais fontes. Quatro empreendimentos térmicos a gás natural negociaram energia no Leilão de Energia Existente A-2, sendo três localizados no Maranhão e um em Minas Gerais.

Com relação ao sistema de transmissão, a ANEEL aprovou o Leilão n°2/2019 para 19 de dezembro de 2019. Serão licitados 12 lotes de concessões, com 17 linhas de transmissão e 16 subestações, contemplando os estados do Acre, Alagoas, Bahia, Ceará, Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Pará, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul e São Paulo. Os empreendimentos que compõem os Lotes de 1 a 9 e 12 são inéditos e serão ofertados pela primeira vez. Parte dos empreendimentos do lote 10 são oriundos de concessões extintas da Companhia Hidroelétrica do São Francisco – CHESF, que tiveram caducidades declaradas por meio da Portaria MME n° 176, de 25 de março de 2019. O certame tem previsão de R$4,18 bilhões em investimentos e criação de 8.782 empregos.