

Setor Elétrico

Por Carlos Eduardo Paes
e Gláucia Fernandes

A) DEMANDA

Tabela 4.1: Carga de Energia por Subsistema (MWmed)

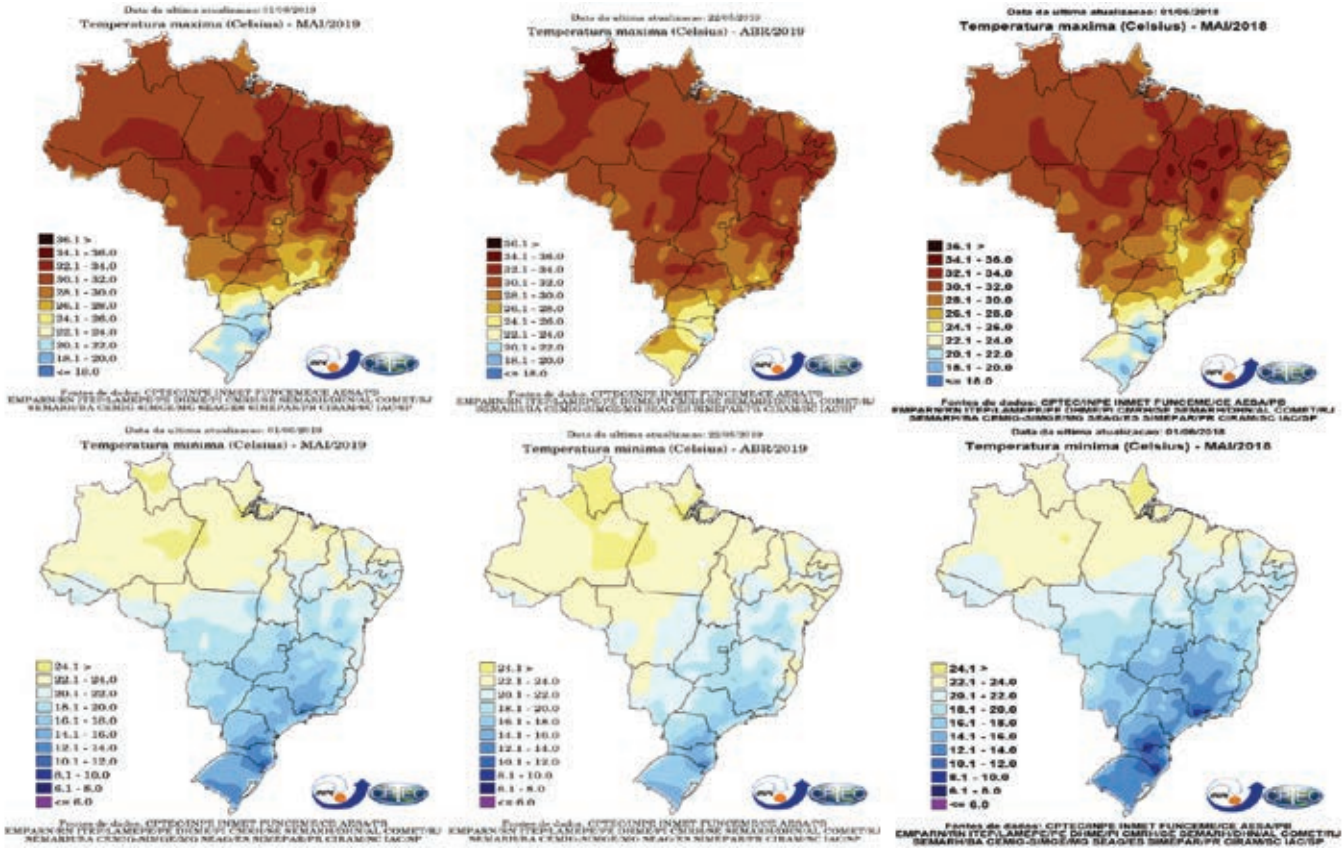
	mai-19	mai-19/abr-19	mai-19/mai-18	Tendências*	abr-19	mai-18
SE/CO	39.086,42	-3,34%	4,75%		40.437,28	37.314,27
S	11.198,40	-4,28%	4,22%		11.699,10	10.745,43
NE	11.092,06	-0,28%	5,78%		11.123,72	10.485,82
N	5.608,13	2,70%	6,23%		5.460,65	5.279,25
SIN	66.985,01	-2,53%	4,95%		68.720,75	63.824,77

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

Em maio de 2019, o consumo de energia total do SIN reduziu 2,53%, quando comparado ao mês anterior. Como pode ser observado na Tabela 4.1, a carga diminuiu em todos os subsistemas com exceção do Norte. A maior redução ocorreu no S, 4,28%. Esta redução do consumo provavelmente está associada às temperaturas que estão diminuindo com o início do inverno, como apresentado na Figura 4.1.

Na comparação anual, no entanto, houve crescimento do consumo do SIN. O crescimento total observado foi de 4,95%. Todos os subsistemas aumentaram seu consumo de energia entre os meses de maio de 2018 e 2019. O maior aumento anual foi observado no N, 6,23%. Em seguida aparece o N com 5,78%.

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



Fonte: CPTEC/INPE

B) OFERTA

Conforme apresentado na Tabela 4.2, entre os meses de abril e maio de 2019, a geração total de energia diminuiu 3,93%. A geração hidráulica, que constitui a principal fonte geradora de energia no Brasil, teve uma diminuição total de 7,79%, possivelmente devido ao período de secas. Observou-se aumento da geração das usinas térmicas em 7,48%. Contudo, em termos de geração nuclear, ocorreu um decréscimo de 30,12%, um decréscimo extremamente relevante devido à troca de combustível que fez com que a usina Angra 2 voltasse a operar somente no final do mês. A geração eólica aumentou 6,73%, enquanto que a geração solar teve um pequeno aumento de 0,65%.

Na comparação anual, observa-se um aumento de 15,18% na geração total do SIN. A geração solar teve um crescimento de grande expressão, com um aumento de 56,95% em relação ao mês de abril do ano passado. Apenas as fontes térmica e nuclear tiveram redução na geração em relação ao ano passado, reduzindo respectivamente 10,09% e 48,34%.

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

		mai-19	mai-19/abr-19	mai-19/mai-18	Tendências*	abr-19	mai-18
SE/CO	Hidráulica	28.776,00	-11,41%	41,26%		32.480,86	20.370,48
	Nuclear	1.038,01	-30,12%	-48,34%		1.485,50	2.009,17
	Térmica	5.842,92	24,87%	-13,59%		4.679,05	6.761,75
	Eólica	3,50	-16,81%	-74,17%		4,20	13,53
	Solar	149,47	-2,74%	45,58%		153,68	102,67
	Total	35.809,90	-7,71%	22,40%		38.803,29	29.257,60
S	Hidráulica	8.135,49	6,11%	46,56%		7.667,31	5.551,10
	Térmica	1.085,80	14,96%	-3,83%		944,54	1.129,05
	Eólica	573,78	13,06%	-11,25%		507,49	646,49
	Solar	0,24	-30,43%	-35,92%		0,35	0,38
	Total	9.795,31	7,41%	33,69%		9.119,68	7.327,02
NE	Hidráulica	2.552,44	2,14%	36,25%		2.499,07	1.873,32
	Térmica	1.572,79	-29,60%	-10,23%		2.234,21	1.752,04
	Eólica	4.630,58	47,87%	8,30%		3.131,43	4.275,53
	Solar	335,58	2,23%	62,12%		328,25	206,99
	Total	9.091,38	10,97%	12,13%		8.192,96	8.107,89
N	Hidráulica	11.210,81	-3,20%	10,71%		11.581,78	10.126,60
	Térmica	912,08	1,23%	10,34%		900,96	826,63
	Eólica	116,43	88,68%	120,13%		61,71	52,89
	Solar	1,34	-	-	-	1,22	0,00
	Total	12.240,66	-2,43%	11,22%		12.545,67	11.006,12
Itaipu		6.514,59	-16,42%	-19,29%		7.794,00	8.071,25
Total	Hidráulica	57.189,33	-7,79%	24,34%		62.023,02	45.992,75
	Nuclear	1.038,01	-30,12%	-48,34%		1.485,50	2.009,17
	Térmica	9.413,60	7,48%	-10,09%		8.758,76	10.469,48
	Eólica	5.324,28	43,71%	6,73%		3.704,82	4.988,45
	Solar	486,62	0,65%	56,95%		483,50	310,04
SIN		73.451,84	-3,93%	15,18%		76.455,60	63.769,88

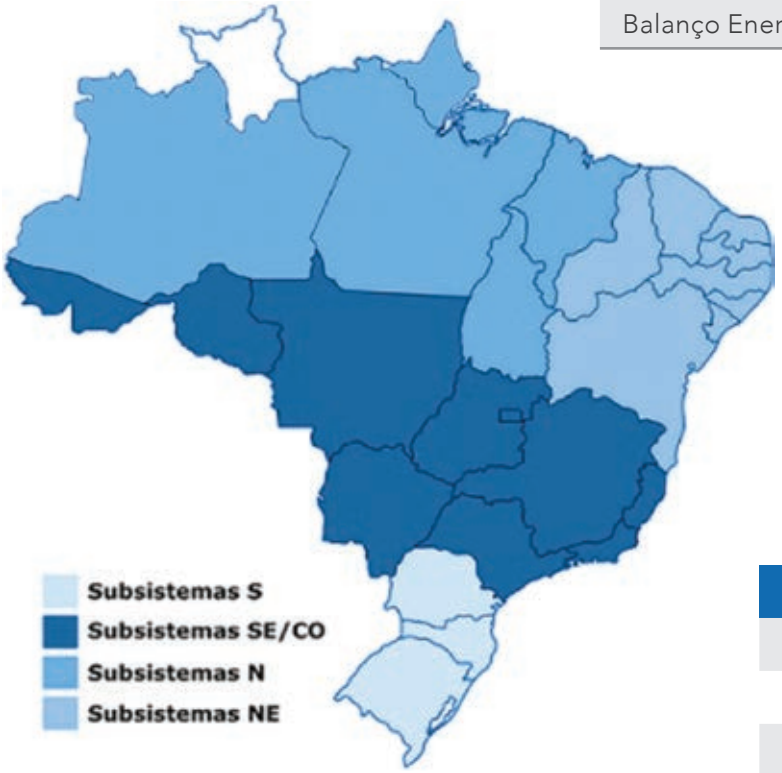
* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

C) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 4.2: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN

Balanço Energético (+) Superávit
(-) Déficit

Subsistema N	
Carga	5.608
Geração Hídrica	11.211
Geração Térmica	912
Geração Eólica	116
Balanço Energético	6.631



Subsistema NE	
Carga	11.092
Geração Hídrica	2.552
Geração Térmica	1.573
Geração Eólica	4.631
Geração Solar	336
Balanço Energético	-2.001

Subsistema SE/CO	
Carga	39.086
Geração Hídrica	28.776
Geração de Itaipu	6.515
Geração Térmica	5.843
Geração Nuclear	1.038
Geração Eólica	3
Geração Solar	149
Balanço Energético	3.238

Subsistema S	
Carga	11.198
Geração Hídrica	8.135
Geração Térmica	1.086
Geração Eólica	574
Balanço Energético	-1.403

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 maio de 2019, apenas nos subsistemas N e SE/CO a geração foi maior do que o consumo de energia. A carga no submercado SE/CO foi de aproximadamente 39.086 MWmed enquanto que sua geração foi cerca de 42.324 MWmed, resultando num balanço energético de 3.238 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 que precisaram importar respectivamente 2.001 MWmed e 1.403 MWmed. Apesar da necessidade de importação, tais valores são menores do que no mês anterior, indicando que esses subsistemas conseguiram atender a partir de energia gerada dentro de si próprios uma maior porcentagem da sua demanda neste mês.

Tabela 4.3: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	mai-19	mai-19/abr-19	mai-19/mai-18	ndências 12 mes	abr-19	mai-18
S - SE/CO	-1.355,34	46,22%	59,70%		-2.520,27	-3.363,52
Internacional - S	47,75	-19,11%	-13,01%		59,03	54,89
N - NE	1.824,43	-28,77%	-11,83%		2.561,45	2.069,21
N - SE/CO	4.808,10	6,29%	31,45%		4.523,56	3.657,66
SE/CO - NE	176,25	-52,27%	-42,91%		369,30	308,72

* 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)

	mai-19		mai-19/abr-19	mai-19/mai-18	Tendências*	abr-19		mai-18	
	Mwmed	MLT				Mwmed	MLT	Mwmed	MLT
SE/CO	38.067,00	96,71%	-26,77%	23,86%		51.981,00	96,55%	30.734,00	78,36%
S	14.381,00	161,13%	108,97%	360,49%		6.882,00	100,81%	3.123,00	36,12%
NE	3.928,00	55,30%	-39,84%	52,13%		6.529,00	55,70%	2.582,00	36,03%
N	17.987,00	90,57%	-29,54%	8,06%		25.528,00	97,66%	16.645,00	83,45%
SIN	74.363,00	-	-18,21%	40,09%		90.920,00	-	53.084,00	-

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

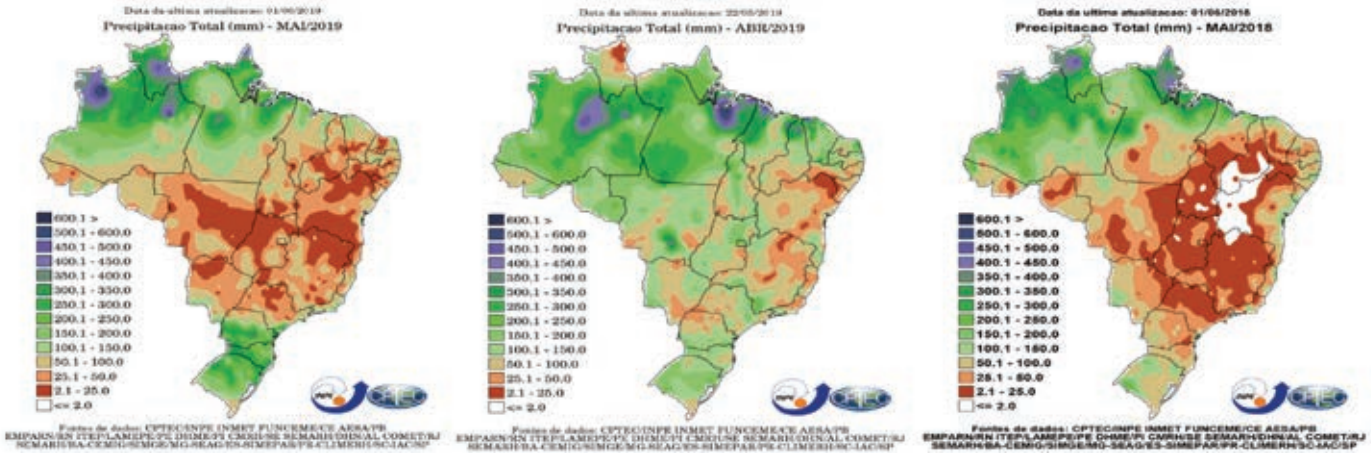
A Tabela 4.4 apresenta informações acerca da Energia Natural Afluente (ENA). Entre os meses abril e maio de 2019, a disponibilidade hídrica total do SIN diminuiu 18,21%. Continuou em ritmo de queda, provavelmente devido ao início do período seco. A ENA aumentou em apenas um subsistema, S, em que a variação foi de mais de 100%. Apesar de indicar um aumento exorbitante, ele foi um pouco menos de 1/3 da variação ocorrida no mesmo período do ano passado. Essa diferença pode ser observada a partir dos dados de precipitação mostrados na Figura 4.3, que mostra um maior índice de chuvas em relação ao ano passado na região Sul. O maior decréscimo ocorreu no NE (com um decréscimo de 39,84%), seguido do N (com um decréscimo de 29,54%) e do SE/CO (com

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

um aumento de 26,77%). Contudo, vale destacar que as ENAs de dois dos quatro submercados (SE/CO e N) estão bem próximas de suas respectivas médias históricas (relação ENA e MLT[1]). NE e S são os únicos em que ocorre um distanciamento considerável de suas respectivas MLT's.

Na comparação anual, foi possível observar um aumento na ENA total do SIN. A variação observada foi de 40,09%. Interessante observar que todos os subsistemas tiveram uma variação positiva, com destaque para o Sul em que ocorreu uma variação de mais de 350%.

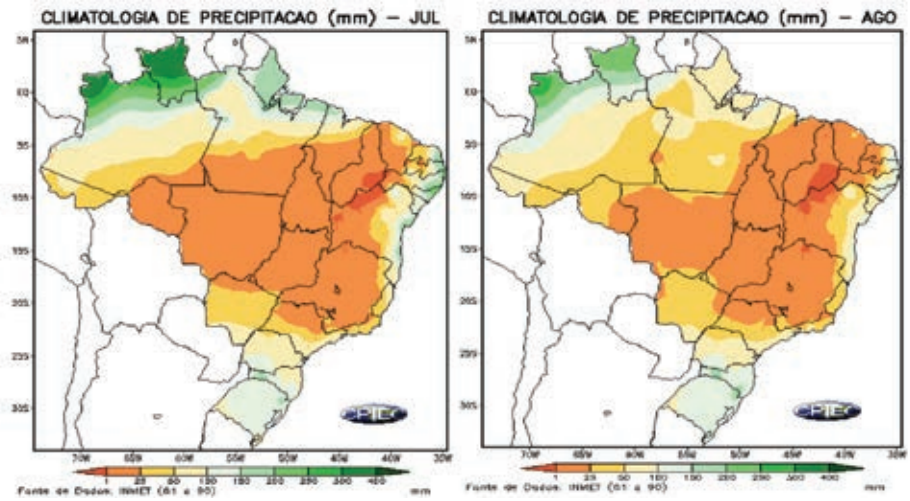
Figura 4.3: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para mai/19, abr/19 e mai/18.



Fonte: CPTEC/INPE

A Figura 4.3 apresenta a precipitação total para os meses analisados. Além dessa, a Figura 4.4 apresenta a pluviosidade média para os meses de junho e julho de 2019, onde é possível observar uma redução da expectativa de precipitação com a chegada do período seco em grande parte do território nacional. Segundo a Figura 4.4, apenas as regiões Sul e uma pequena parte do extremo Norte do país e da costa da região Nordeste devem manter suas precipitações médias acima de 100 mm.

Figura 4.4: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para julho e agosto de 2019

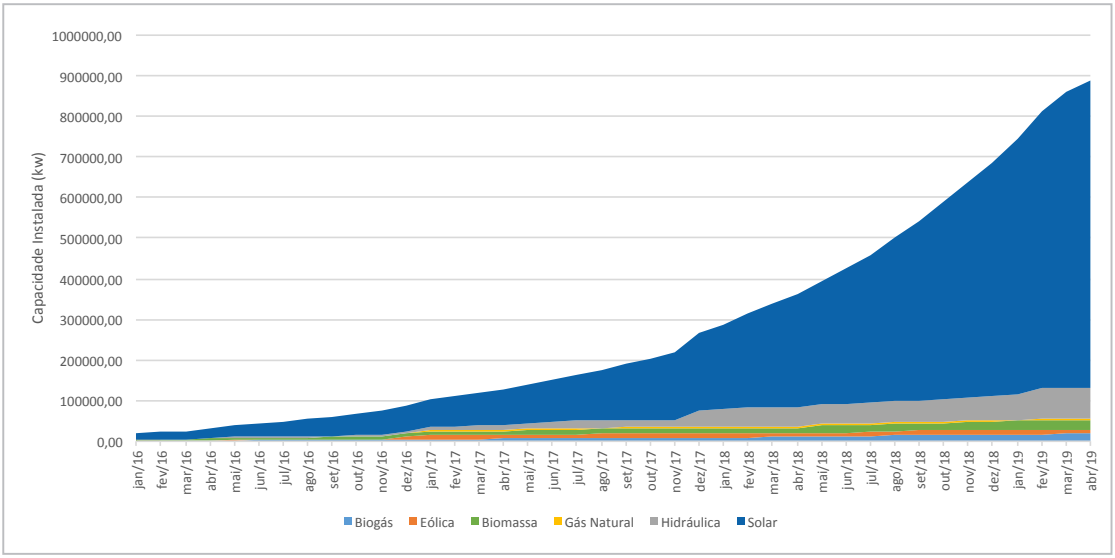


Fonte: CPTEC/INPE

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 junho, o montante de capacidade instalada atingiu aproximadamente 1.070 MW, considerando todas as fontes e modalidades, conforme mostra o Gráfico 4.1. Desse montante, em torno de 87% 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 8% 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.

Em junho, a MMGD ultrapassou a marca de 1GW de capacidade instalada. Esse momento foi celebrado com destaque em diversos canais de notícia pela internet, com direito a nota de publicação da própria ANEEL. Segundo o diretor-geral da agência, André Pepitone, a marca de 1 GW é resultado do trabalho da ANEEL para viabilizar o empoderamento do consumidor de energia elétrica. As Resoluções Normativas 482/2012 e 687/2015 permitiram o consumidor a gerar sua própria energia elétrica e, como agência reguladora, a ANEEL está sempre se preocupando em incorporar novas tecnologias, ao mesmo tempo em que preza pela manutenção do equilíbrio do sistema, como diz o diretor. Ainda segundo ele, "a geração distribuída equivale, no setor elétrico, à revolução do smartphone nas telecomunicações"[2].

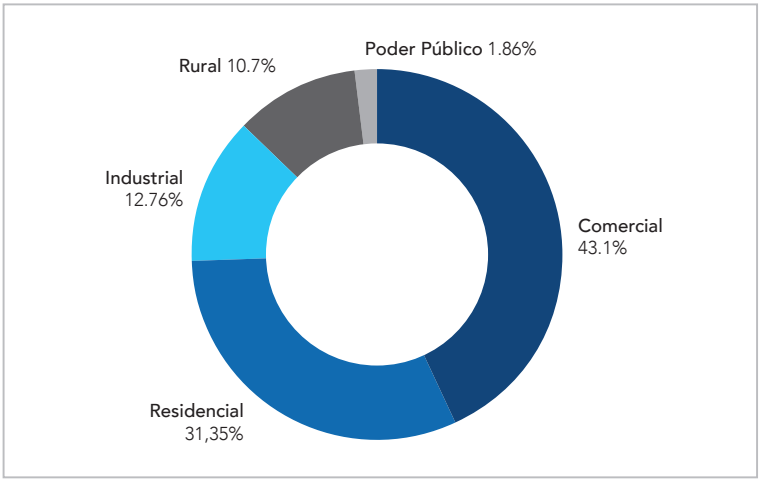
Outro diretor da ANEEL, Rodrigo Limp, relator da revisão da norma, comentou que essa marca é fruto do grande potencial brasileiro para a exploração de fontes renováveis e também da confiança do marco regulatório, indicando que é previsto para os próximos anos um crescimento ainda mais robusto, o que

[2] http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-ultrapassa-marca-de-1gw-em-geracao-distribuida/656877

torna ainda mais relevante e necessário o debate acerca da revisão da Resolução nº 482.

Dentre os estados da federação, Minas Gerais é o que mais aderiu à MMGD, superando 16 mil unidades de geração e mais de 200 MW de potência instalada. Em seguida, temos os estados de São Paulo e Rio Grande do Sul com um pouco mais de 14,5 mil e 12 mil unidades cada, respectivamente. Contudo, é importante ressaltar que a maior parte da potência instalada de MMGD está aplicada ao setor comercial, com um pouco mais de 40%, seguida do setor residencial, com um pouco mais de 30%, como mostra o Gráfico 4.2. Os dois juntos chegam a quase 75% da capacidade total de MMGD no país, o que indica ainda pouca aderência em zonas rurais, onde a MMGD pode ser de extrema utilidade quando se trata de localidades com difícil acesso à rede elétrica, necessitando possivelmente de mais estudos e incentivos que fomentem a micro e minigeração distribuída em locais mais afastados dos centros urbanos.

Gráfico 4.2: Capacidade Instalada Acumulada de MMGD por Classe (em kW)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

F) ESTOQUE

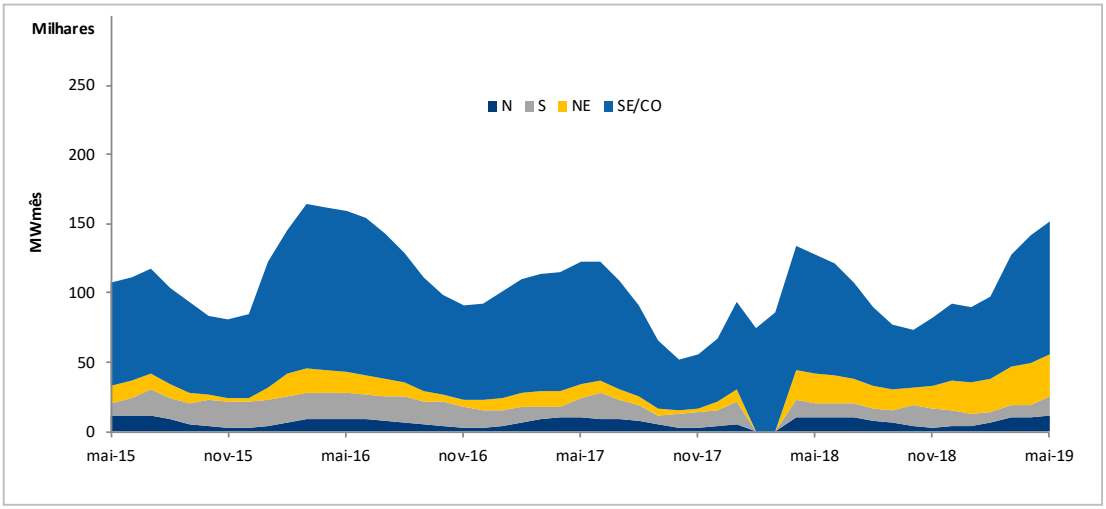
Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWmês)

	mai-19		mai-19/abr-19	mai-19/mai-18	Tendências*	abr-19		mai-18	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	95.753	47,10%	4,42%	10,54%		91.704	45,11%	86.626	42,60%
S	14.989	72,83%	65,28%	46,58%		9.069	44,07%	10.226	50,88%
NE	29.990	57,86%	0,00%	45,83%		29.991	57,86%	20.565	39,69%
N	11.074	73,60%	3,83%	4,03%		10.666	70,89%	10.645	70,75%
SIN	151.806	52,21%	7,34%	18,54%		141.430	48,64%	128.062	44,11%

* 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 abril e maio de 2019, a Energia Armazenada (EAR) total do SIN aumentou 7,34%, atingindo 52,21% da capacidade total dos reservatórios. Em quase todos os quatro subsistemas a variação foi positiva. A capacidade dos reservatórios do NE permaneceu inalterada. O S foi o subsistema com a maior variação observada, 65,28%. Em seguida aparecem os SE/CO com 4,42%, o N com 3,83% e por fim o NE com redução nula. Na comparação anual é possível perceber que a EAR aumentou 10,54%, 46,58%, 45,83% e 4,03% no SE/CO, S, NE e N, respectivamente. Essas variações contribuíram para que a EAR total do SIN aumentasse 18,54% em um ano.

Gráfico 4.3: 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 maio de 2019 o Custo Marginal de Operação (CMO) reduziu nos submercados SE/CO e S, quando comparados ao mês anterior. Destaque para os CMOs do N e do NE que foram iguais à R$ 16,09, resultado de variações hidrológicas. Os CMOs do SE/CO e S foram de R$ 124,92, o que representa uma redução de 27,76%, comparados ao mês anterior. Na comparação anual pode-se perceber que o CMO reduziu em todos os submercados.

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

	mai-19	mai-19/abr-19	mai-19/mai-18	Tendências*	abr-19	mai-18
SE/CO	124,92	-27,76%	-59,77%		172,93	310,54
S	124,92	-27,76%	-59,77%		172,93	310,54
NE	16,09	66,20%	-90,63%		9,68	171,78
N	16,09	0,00%	-84,19%		0,00	101,73

* 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 4 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, a Ceris teve um reajuste médio para a baixa tensão de 10,01% enquanto que para a alta tensão o reajuste foi de 9,88%, resultando num efeito médio para o consumidor final de 10%.

A Energisa Sul Sudeste também teve sua tarifa reajustada. O efeito médio para o consumidor foi de 1,30%. Tanto a baixa quanto a alta tensão tiverem reajustes médios positivos, 0,16% e 4,10%, respectivamente. Segundo a ANEEL, os gastos com encargos setoriais colaboraram para reduzir o índice de reajuste tarifário em -3,91%, enquanto que o impacto da bandeira tarifária reduziu o reajuste em -4,42%.

A ENEL também teve sua tarifa reajustada. O efeito médio para o consumidor foi de 7,03%. Tanto a baixa quanto a alta tensão tiverem reajustes médios positivos, 6,48% e 8,46%, respectivamente. Segundo a ANEEL, pagamento do empréstimo da Conta ACR contribuiu para redução de -4,58% no reajuste.

Por fim, a ANEEL ainda aprovou o reajuste da ETO. A ETO teve um reajuste médio para a baixa tensão de -0,36%, enquanto que para a alta tensão foi de -0,20%, resultando num efeito médio para o consumidor final de -0,33%. Segundo a ANEEL, os gastos com encargos setoriais colaboraram para reduzir o índice de revisão tarifária em aproximadamente -4,08%. Também, o pagamento do empréstimo da Conta ACR e ajustes da CDE contribuíram no cálculo do reajuste com aproximadamente – 3,97%.

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
Ceris	Cooperativa de Eletrificação da Região de Itapecerica da Serra	SP	10,01%	9,88%	10,00%	11/jul	6 mil
Energisa Sul Sudeste	Energisa Sul Sudeste	SP, MG e PR	0,16%	4,10%	1,30%	12/jul	790 mil
ENEL	ENEL São Paulo (ex-Eletropaulo)	SP	6,48%	8,46%	7,03%	04/jul	7,2 milhões
ETO	Energisa Tocantins – Distribuidora de Energia S.A		-0,36%	-0,20%	-0,33%	04/jul	592 mil

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

I) EXPANSÃO

Tabela 4.8: Expansão prevista para o SIN por fonte (Quantidade de Usinas).

Sigla	Concessionária	Estado	Baixa Tensão (em média)	Alta Tensão (em média)	Efeito Médio para o consumidor	Data	Número de unidades consumidoras atendidas
Celpa	Centrais Elétricas do Pará	PA	6,30%	-6,56%	3,16%	07/ago	2,6 milhões
Elektro	Elektro Redes S/A	SP	-11,21%	-2,92%	-8,37%	27/ago	2,6 milhões
EDP	EDP-ES	ES	-6,79%	-6,35%	-6,66%	07/ago	1,5 milhão

Fonte: Elaboração própria a partir de 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 479 usinas. Desse total, as eólicas (EOL) irão contribuir com o maior percentual, 54,1%. Em seguida aparecem as pequenas centrais hidrelétricas (PCH) com 26,6%, as termelétricas (UTE) com 9,2%, a solar (UFV) com 6,4% e as hidrelétricas (UHE) e as centrais geradoras hidráulicas (CGH) com 1,8% cada.

Vale destacar que as termelétricas irão representar cerca de 81,9% de toda a expansão em 2019. Em 2020, esse percentual cai para 9%. A partir de 2020 pode-se perceber uma redução significativa, agregando ao sistema apenas 37 usinas 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 127 usinas, sendo aproximadamente 2,4% em hidrelétrica, 81,9% em termelétrica, 7,9% em solar, 4,7% em eólica, 1,36% em PCH e 0,8% em CGH.

J) LEILÕES

A ANEEL realizou no dia 28/6/19, em parceria com a CCEE, o Leilão de Geração A-4 deste ano, com o objetivo de contratar energia proveniente de novos empreendimentos de geração de fontes hidrelétrica, eólica, solar fotovoltaica e termelétrica a biomassa, com início do suprimento a partir de janeiro de 2023.

Foram negociados Contratos de Comercialização em Ambiente Regulado (CCEARs) por quantidade, com prazo de suprimento de 30 anos, para empreendimentos hidrelétricos. Também houve contratos por disponibilidade, com prazo de suprimento de 20 anos, para usinas a biomassa e contratos por quantidade, com prazo de 20 anos, diferenciados por fontes, para empreendimentos a partir das fontes eólica e solar fotovoltaica. Para este leilão, o sistema de cadastramento da EPE recebeu 1.581 projetos, totalizando 51,2 mil MW de potência instalada.

O Leilão de Geração A-4 registrou deságio médio de 45% no preço da energia e vai gerar investimentos de R$ 1,892 bilhão na construção de novas usinas. O certame contratou 401,6 MW de potência e teve preço médio de R$ 151,15 por MWh. O deságio médio em relação aos preços-teto estabelecidos representa uma economia de R$ 2,166 bilhões para os consumidores de energia.

Os projetos hidrelétricos tiveram deságio de 31,2%, negociados a R$ 198,12/MWh, enquanto os empreendimentos eólicos chegaram ao preço de R$ 79,9 por MWh (deságio de 61,5%). Os projetos a energia solar negociaram seus contratos por R$ 67,48/MWh, com deságio de 75,6% e termelétricas a biomassa venderam energia por R$ 179,87/MWh, com deságio de 42,2%.

Foram contratados 15 empreendimentos de geração, sendo 5 PCHs (81,3 MW), 1 UTE movida a biomassa (21,4 MW), 3 usinas EOL (95,2 MW) e outras 6 usinas UFV (203,7 MW). Os estados beneficiados com a contratação de projetos foram Ceará (5), Piauí (2), Santa Catarina (2), Minas Gerais (2), Rio Grande do Norte (1), Paraná (1), Mato Grosso (1) e Mato Grosso do Sul (1). Os investimentos nas usinas devem gerar 4,5 mil empregos.

De acordo com dados da ANEEL para o período de 2005 a 2019, o volume de investimentos do Brasil em geração de energia superou a marca dos R$ 312 bilhões, com o acréscimo de 86 gigawatts de potência ao SIN a criação de 1,2 milhão de empregos diretos.