

O InfoPLD é uma publicação semanal que traz uma análise dos fatores que influenciam na formação do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD. A partir de 1º de janeiro de 2021, o PLD passou a ser calculado oficialmente para cada submercado em base horária, conforme proposto pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP e definido pela Portaria MME 301/2019. Para a obtenção de uma maior granularidade na formação do PLD, foi adicionado à cadeia de modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, o modelo DESSEM.

A publicação deste boletim, tem por intuito apresentar a evolução do PLD em granularidade horária do modelo DESSEM que a partir de 1º de janeiro de 2021 passou a ser calculado e divulgado diariamente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Além disso, também são apresentadas as principais alterações na função de custo futuro - FCF do modelo DECOMP que será utilizada pelo modelo DESSEM.

O boletim também apresenta a estimativa dos Encargos de Serviços do Sistema - ESS, originados por razão de segurança energética e por restrições elétricas no sistema; a estimativa dos custos devido ao descolamento entre o Custo Marginal de Operação - CMO¹ e o PLD e a estimativa do fator de Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE.

PLD – 5ª semana operativa

O Gráfico 1 apresenta a média diária do PLD do submercado Sudeste/Centro-Oeste calculado e divulgado pela CCEE diariamente, considerando o modelo DESSEM, para o mês de dezembro de 2021.

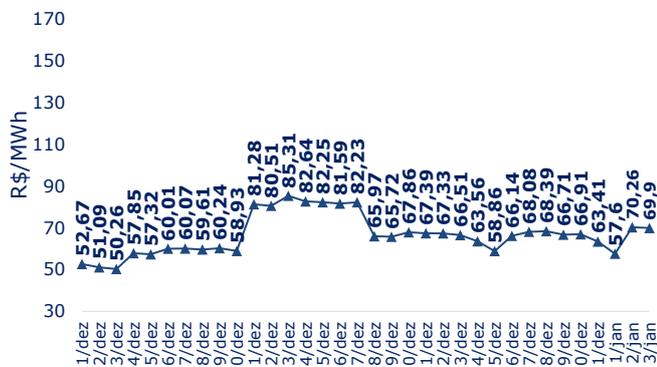


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da quinta semana operativa, que corresponde ao período de 25 de dezembro a 31 de dezembro de 2021, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.



Gráfico 2 – PLD em base horária da quinta semana operativa

A Tabela 1 abaixo apresenta a média semanal da quinta semana operativa para o PLD publicado em granularidade horária.

Tabela 1 – Média semanal do PLD para a quinta semana operativa de dezembro (em R\$/MWh)

SE/CO	S	NE	N
65,50	65,50	64,59	63,93

Análise da FCF do DECOMP – 1ª semana operativa

A Tabela 2 apresenta os valores de Função de Custo Futuro válido para a primeira semana operativa, que corresponde o período de 1 de janeiro a 7 de janeiro de 2021. Destacamos que não aplicamos os limites de PLD mínimo e máximo nos valores apresentados na Tabela 2 com o intuito de apresentar de maneira mais detalhada o comportamento da FCF do modelo DECOMP. A aplicação dos limites mínimo e máximos ocorre apenas após o processamento do modelo DESSEM.

Tabela 2 – FCF do modelo DECOMP (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	74,30	74,30	0,00	0,00
Média	73,90	73,90	0,00	0,00
Leve	69,53	69,53	0,00	0,00
Média semanal	71,91	71,91	0,00	0,00

A Tabela 3 traz a comparação entre a FCF média da quinta semana de dezembro e da primeira semana de janeiro:

Tabela 3 – Comparação entre a FCF da quinta semana de dezembro e da primeira semana de janeiro (em R\$/MWh)

Submercado	FCF		
	5ª sem - dez	1ª sem - jan	Variação %
SE/CO	66,28	71,91	8,5%
S	66,28	71,91	8,5%
NE	47,56	0,00	-100,0%
N	47,56	0,00	-100,0%

As variações da atualização da FCF do DECOMP estão atreladas, entre outros fatores, à previsão de aflúncias e demanda no Sistema Interligado Nacional - SIN, que corresponde à estimativa do volume de água que deverá chegar aos reservatórios.

¹Custo Marginal de Operação - custo do recurso para atendimento a um acréscimo marginal de demanda.

O Gráfico 3 ilustra a evolução para o ano de 2021 dos preços semanais do modelo DECOMP e da média semanal do PLD (obtido pelo modelo DESSEM) para o submercado Sudeste:

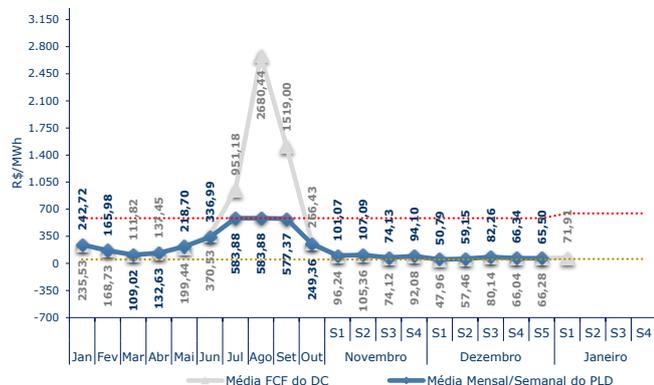


Gráfico 3 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/C. Oeste (em R\$/MWh)

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE informa que, com a entrada oficial do Preço da Liquidação das Diferenças - PLD ocorrida no dia 1º de janeiro de 2021, com granularidade horária, a publicação do PLD é realizada todos os dias com vigência para o dia subsequente (por hora e submercado). Para a obtenção de uma maior granularidade na formação do PLD, foi adicionado à cadeia de modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, o modelo DESSEM.

Diante desse fato, continuaremos informando em caráter informativo, os valores obtidos com base na função de custo futuro do modelo DECOMP, ressaltamos que esses resultados não possuem valor comercial.

Os preços médios semanais da função de custo futuro do modelo DECOMP, para o período de 1 de janeiro a 7 de janeiro, apresentaram variações de: 8,5% nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul, fechando a R\$ 71,91/MWh; e -100,0% nos submercados Nordeste e Norte, fechando a R\$ 0,00/MWh.

Os principais fatores responsáveis pela variação na função de custo futuro do modelo DECOMP foi a revisão nas afluências esperadas para o mês de janeiro e da demanda de energia no SIN.

Para dezembro de 2021, é esperado que as afluências fechem em torno de 95% da MLT para o sistema, sendo 88% no Sudeste; 30% no Sul; 102% no Nordeste e 186% no Norte

Posteriormente, espera-se que as afluências de janeiro de 2021 fechem em torno de 109% da MLT para o sistema, sendo 96% no Sudeste; 40% no Sul; 123% no Nordeste e 183% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do Sistema Interligado Nacional (SIN) fique 3.070 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -1.787 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -1.013 MWmédios no submercado Sul, -237 MWmédios no submercado Nordeste e -33 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 2070 MWmédios acima do esperado em relação a expectativa da semana passada. Os níveis estão mais altos em todos os submercados, sendo: +484 no Sudeste, +176 no Sul, +884 no Nordeste e +526 no Norte.

NEWAVE

O modelo NEWAVE estima o custo futuro da energia e reflete para o DECOMP o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios.

Nas variáveis que influenciam a obtenção da FCF incluem-se o armazenamento inicial, a tendência hidrológica, o cronograma de expansão das usinas, entre outras.

Armazenamento inicial

O Gráfico 4 apresenta a evolução do armazenamento deste ano para o SIN e os valores dos armazenamentos mínimo e máximo atingidos nesta região desde o ano 1996, considerando o nível de armazenamento em novembro de cada ano (final do período seco). Tal gráfico foi construído com base nos dados do Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO e no Relatório Diário da Situação Hidráulico-Hidrológica da Usinas Hidrelétricas do SIN - RDH, disponibilizados diariamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

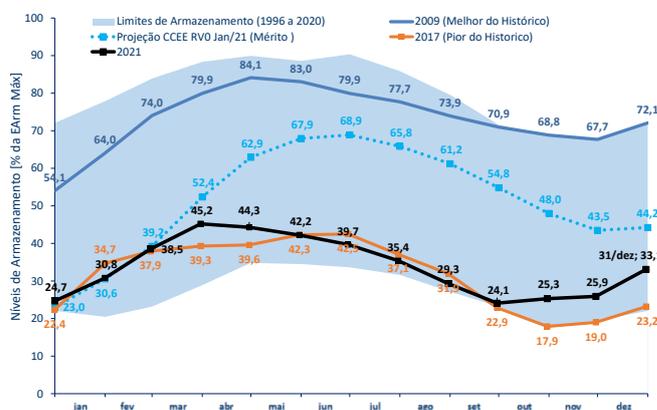


Gráfico 4 - Energia armazenada do SIN

No Gráfico 4, é possível observar a recuperação dos reservatórios nos primeiros três meses de 2021 e uma pequena queda a partir de abril e que se intensificou em maio de 2021. Com o início do período úmido, fica evidente o início da recuperação dos reservatórios no último trimestre.

Quando comparamos os níveis de armazenamento, do dia 31 de dezembro de 2021, com os verificados no final de novembro de 2021, observamos as seguintes variações: +5,9 % para o Sudeste, -11% para o Sul, +14,6% para o Nordeste e +22% para o Norte.

Realizando a comparação entre o dia 31 de dezembro de 2021 com o mesmo período do ano anterior, se observa variação positiva em todos os submercados: Sudeste (+6,8%), Sul (+15,4%), Nordeste (+6,4%) e Norte (+26,8%).

Adicionalmente, a Tabela 4 mostra, em percentual do volume máximo, os armazenamentos iniciais utilizados por submercado para o processamento do modelo NEWAVE nos meses de dezembro de 2021 e janeiro de 2022, e suas respectivas diferenças. Os valores referentes à cada submercado são a somatória dos níveis dos Reservatórios Equivalentes de Energia - REEs que compõem os submercados.

Tabela 4 – Comparação dos armazenamentos iniciais do NEWAVE em dezembro e janeiro (em %) – por submercado

Mês	SE/CO	S	NE	N
dez/21	24,8%	37,3%	47,0%	45,2%
jan/21	25,4%	42,4%	51,7%	51,6%
Diferenças	0,6%	5,1%	4,7%	6,4%

Tendência hidrológica

As ENAs passadas são utilizadas pelo modelo NEWAVE como tendência hidrológica e influenciam na construção da FCF. A Tabela 5 mostra o comportamento das ENAs dos meses anteriores a janeiro, bem como o valor médio dos cenários gerados para este mês. A tendência hidrológica, considerada para a construção dos cenários de afluência para janeiro, está igual ou acima da MLT para os REEs Madeira, Telles Pires, Norte, Belo Monte e Manaus gerando cenários também igual ou acima da média. Já os demais REEs, que apresentaram afluências passadas abaixo da média, também tiveram cenários futuros gerados inferiores à média para janeiro.

Tabela 5 – ENAs passadas (em % da MLT)

REE	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	Ordem	JAN
Sudeste			59	96	107	129	4	94
Madeira					79	114	2	113
Telles Pires						137	1	118
Itaipu			74	140	101	75	4	91
Parana						71	1	81
Parapanama						37	1	65
Sul						34	1	75
Iguaçu						27	1	71
Nordeste				44	82	102	3	86
Norte						160	1	143
Belo Monte	70	49	49	67	176	236	6	165
Manaus						287	1	206

A ordem do PAR (p) indica o número de meses passados que influenciam na obtenção dos cenários de ENAs.

Cronograma da expansão

Com base no cronograma dos empreendimentos, licenciamentos, obras e financiamentos, o Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico - DMSE² revisa mensalmente os cronogramas de entrada em operação comercial das usinas hidrelétricas – UHE; termelétricas – UTE; fotovoltaicas – UVF; eólicas – UEE; Centrais Geradoras Hidrelétricas – CGH e Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs.

A oferta hidráulica, apresentada no Gráfico 5, considerou as alterações do GTDP no HIDR e o atraso de aproximadamente 4 meses na UHE São Roque.

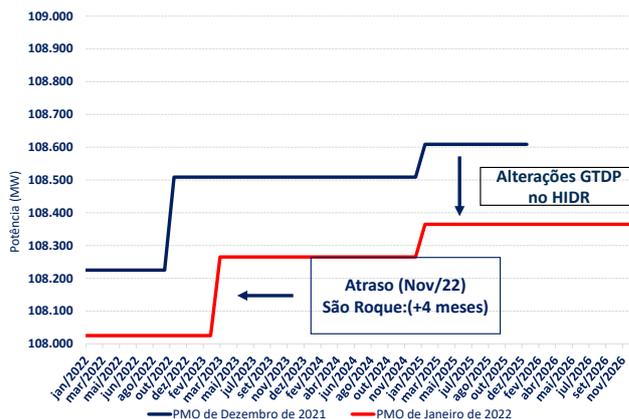


Gráfico 5 - Oferta de Usinas Hidroelétricas

Conforme Gráfico 6, a oferta térmica não sofreu nenhuma alteração.

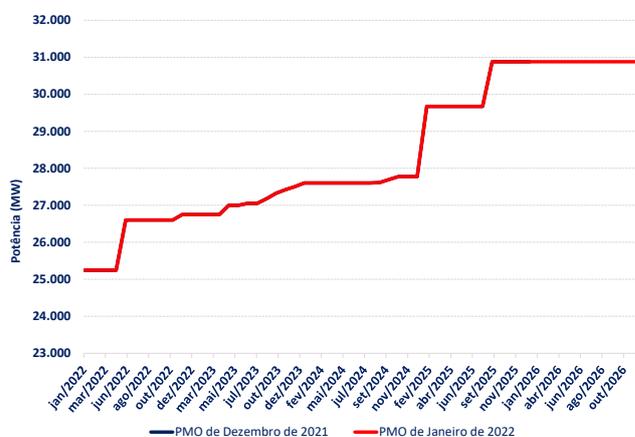


Gráfico 6 - Oferta de Usinas Térmicas

Carga - NEWAVE

A comparação entre a carga considerada para o Programa Mensal da Operação – PMO e cálculo do PLD, de dezembro e janeiro de 2021, é ilustrada no Gráfico 7, mostrando a comparação entre a carga para todo o horizonte do modelo NEWAVE.

É importante ressaltar que para todo o horizonte do NEWAVE ocorreu elevação da carga referente a revisão do planejamento anual da operação energética (PLAN 2022-2026). A revisão resultou em uma redução de aproximadamente 749 MW médios na expectativa para o período entre janeiro de 2022 e dezembro de 2025.

² Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico – órgão que coordena reunião mensal para revisão do cronograma de entrada em operação comercial das usinas.

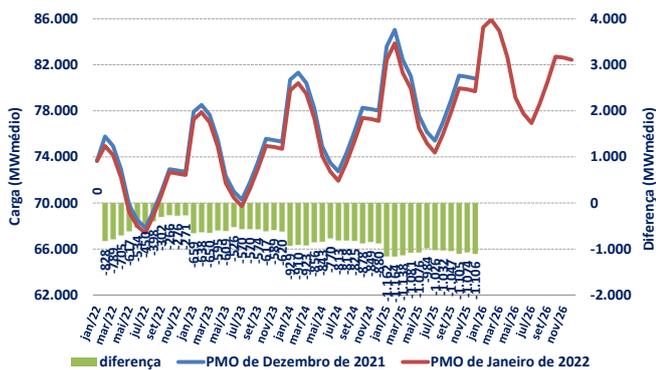


Gráfico 7 - Carga no NEWAVE - SIN

Usinas Não Simuladas Individualizadamente

A comparação entre a expectativa de geração média considerada para o Programa Mensal da Operação - PMO e cálculo do PLD de dezembro de 2021 e janeiro de 2022 é ilustrada no Gráfico 8.

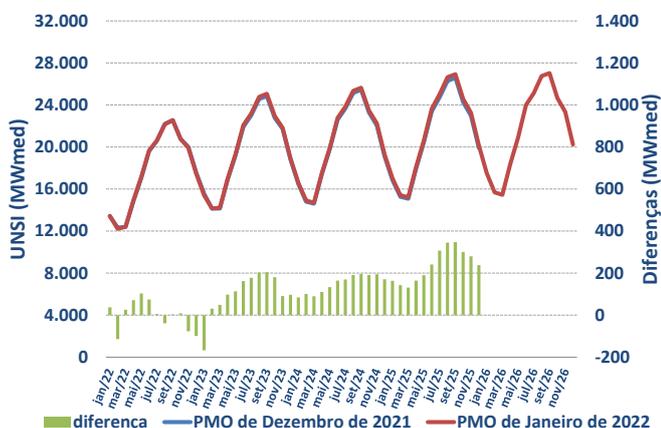


Gráfico 8 - Expectativa de geração das usinas não simuladas individualizadamente

Para o período observa-se uma elevação média de 123 MWmédios de geração de usinas não simuladas individualmente - UNSI, com maior variação de + 347 MWmédios em setembro de 2021.

Decomposição da FCF do NEWAVE

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação do PLD no NEWAVE, o Gráfico 9 e Gráfico 10 ilustra a evolução do preço quando realizadas as atualizações das variáveis referentes à Função de Custo Futuro - FCF da primeira semana de janeiro de 2021 para os submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte.

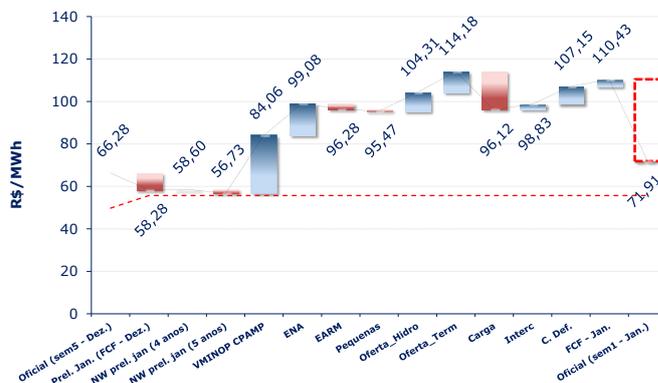


Gráfico 9 - Decomposição da variação do PLD devido a FCF para os submercado Sudeste/Centro-Oeste e Sul

O horizonte de estudo do modelo DECOMP compreende dois meses. A partir do segundo mês, as informações associadas ao valor da água são obtidas por meio de uma consulta ao modelo NEWAVE - conhecida como acoplamento entre os modelos NEWAVE e DECOMP.

A implementação da metodologia VMINOP apresentou aumento na FCF de aproximadamente R\$ 27/MWh. A atualização da ENA realizada nos meses anteriores impactou em elevação de aproximadamente R\$ 15/MWh na FCF do modelo NEWAVE. Pode-se destacar ainda a atualização dos parâmetros hidráulicos e termelétricos elevou a FCF em aproximadamente R\$ 9/MWh e R\$ 10/MWh, respectivamente. Além disso a revisão da carga reduziu a FCF em torno de R\$ 18/MWh.

As demais atualizações tiveram impactos menores quando comparados aos passos mais significativos.

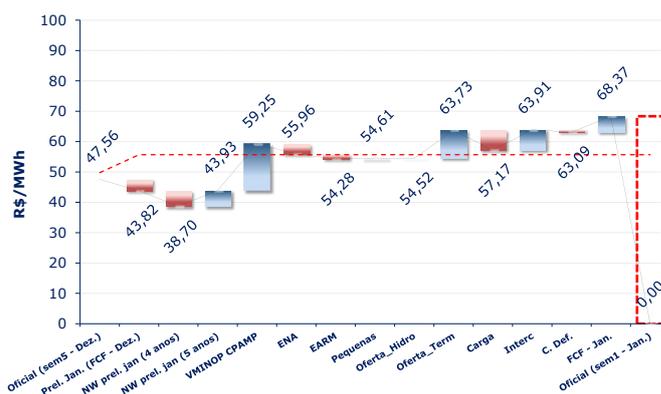


Gráfico 10 - Decomposição da variação do PLD devido a FCF para os submercado Nordeste e Norte

Para as regiões Nordeste e Norte houve aumento na FCF de aproximadamente R\$ 15/MWh devido a implementação da metodologia VMINOP. A atualização dos parâmetros termelétricos elevou a FCF em aproximadamente R\$ 9/MWh. Além disso a revisão da carga reduziu a FCF em torno de R\$ 7/MWh.

As demais alterações no preço, ilustradas no passo "FCF DC s1 (oficial)" referem-se às alterações do DECOMP, e com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação da Função de Custo Futuro - FCF DECOMP, são apresentadas na seção "Decomposição da FCF do DECOMP" deste boletim.

DECOMP

A partir de 1º de janeiro de 2021, o modelo DECOMP passou a ser utilizado oficialmente como função de custo futuro de curto prazo para o modelo DESSEM, o qual passou a determinar o despacho de geração das usinas individualizadas, que minimiza o custo total de operação ao longo do período de planejamento. Um dos resultados do modelo DECOMP é o Custo Marginal de Operação - CMO que, que apresenta indicativos do possível comportamento esperado posteriormente pelo modelo DESSEM.

Entre as variáveis que influenciam os resultados do modelo DECOMP destacam-se a ENA, o armazenamento inicial e a carga.

Armazenamento inicial

O Gráfico 11 ilustra o armazenamento inicial no SIN considerado pelo modelo DECOMP:

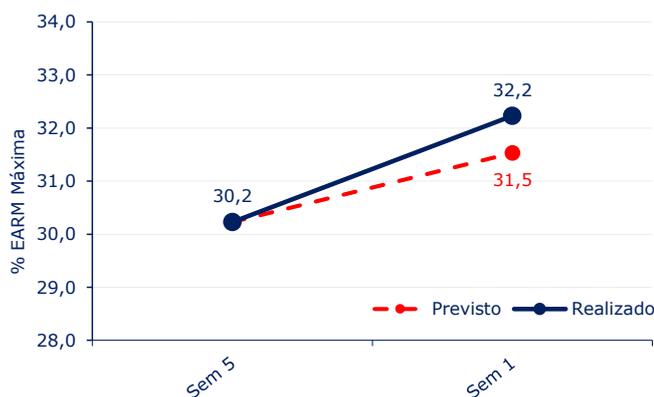


Gráfico 11 - Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 31,5% (Energia Armazenada de 92.942 MWh) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 32,2% (Energia Armazenada de 95.012 MWh), e representou um aumento de 2.070 MWh em relação a expectativa da semana anterior.

A Tabela 6 ilustra o nível de armazenamento por submercado:

Tabela 6 - EARM (MWh) prevista e realizada para a primeira semana operativa de janeiro

Submercado	RV0 - previsto (MWh)	RV0 - realizado (MWh)	Diferença (MWh)
SE/CO	51.720	52.204	484
S	8.277	8.453	176
NE	25.803	26.687	884
N	7.142	7.668	526

Carga - DECOMP

O Gráfico 12 apresenta a variação da carga prevista para a primeira semana de janeiro:

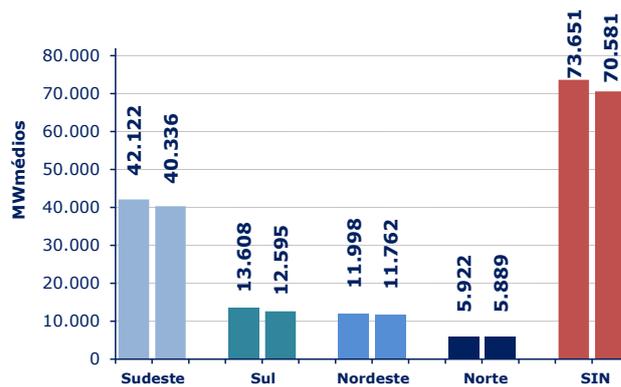


Gráfico 12 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 12 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Neste caso, comparamos o que estava previsto para o valor mensal para janeiro na RV4 de dezembro (1ª coluna) com o previsto para a primeira semana operativa da RV0 de janeiro (2ª coluna).

A Tabela 7 apresenta a variação de carga no SIN para a primeira semana operativa de janeiro.

Tabela 7 - Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
-1.787	-1.013	-237	-33

Além da previsão para a semana em análise, o Gráfico 13 compara a previsão mensal de carga da primeira semana de janeiro (RV0) com o previsto nas revisões anteriores.

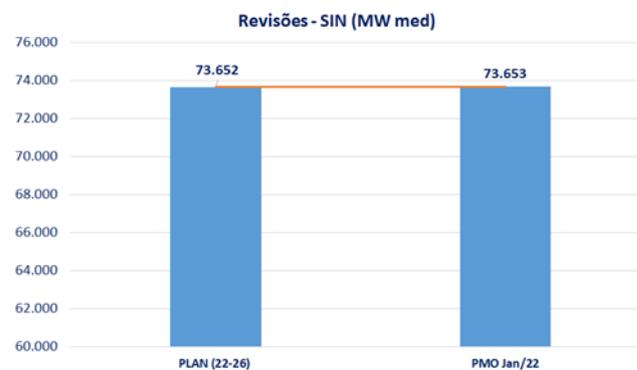


Gráfico 13 - Diferenças entre as previsões da RQ do PLAN e PMO de janeiro.

A pandemia da COVID-19 ainda continua influenciando negativamente o desempenho da economia global e nacional. Todavia, com os avanços na cobertura vacinal e a recuperação da economia, seus impactos são menores do que os observados no começo deste ano. Vale destacar que o surgimento da nova variante ômicron continua sendo um risco para o cenário, tendo em vista o aumento recente do número de casos e de internações na Europa e nos EUA. De uma forma geral, a economia brasileira segue em processo de recuperação, porém, em intensidade e ritmo muito menores aos observados no 1º semestre deste ano. Para 2022, de acordo com o PLAN 2022-26, espera-se que o PIB cresça 1,3% e a carga 2,7%, ante 2021.

Em termos mensais, o PMO indicou uma expectativa de carga para o mês de janeiro de 73.652 MW médios para o SIN. Ante os valores

verificados em janeiro de 2021, antes da pandemia, portanto, houve aumento, em MW médios, de +16 (+0,0%) para o SIN.

Ao comparar as previsões do PMO com os valores verificados em janeiro de 2021 as projeções são de crescimento em: Sudeste (+1.223 MW médios ou +3,0%), Sul (+995 MW médios ou +7,9%); de redução em: Nordeste (-279 MW médios ou -2,3%), Norte (-710 MW médios ou -10,7%); resultando uma variação não expressiva para o SIN.

Conforme esperado, as previsões do PMO de janeiro são iguais as da do PLAN 22-26.



Gráfico 14 - Projeção da carga da revisão 0 do PMO de janeiro

No PMO os valores estimados para a 1ª semana operativa foram: 40.640 MW médios para Sudeste/Centro-Oeste, 12.711 MW médios para o Sul, 11.813 MW médios para o Nordeste e 5902 MW médios para o Norte, totalizando de 71.066 MW médios para o SIN.

A Tabela 8 ilustra os valores de carga previstos em cada revisão para o SIN:

Tabela 8 - Carga prevista para o mês de janeiro

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RVO	71.066	73.649	74.566	74.778	74.942

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

Intercâmbio entre submercados

O Gráfico 15, Gráfico 16 e Gráfico 17 ilustram os fluxos de intercâmbio entre os submercados para os patamares de carga pesada, média e leve. Ressaltamos que nos quadrados verdes, é ilustrado o valor do custo marginais sem a aplicação dos limites de preço resultantes do processamento da FCF do modelo DECOMP.

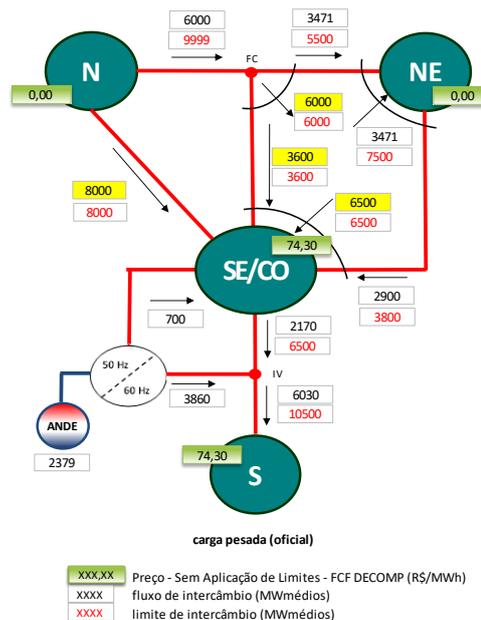


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado

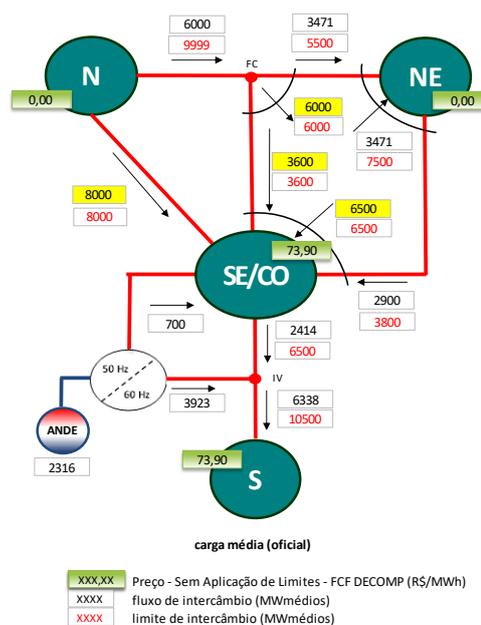


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

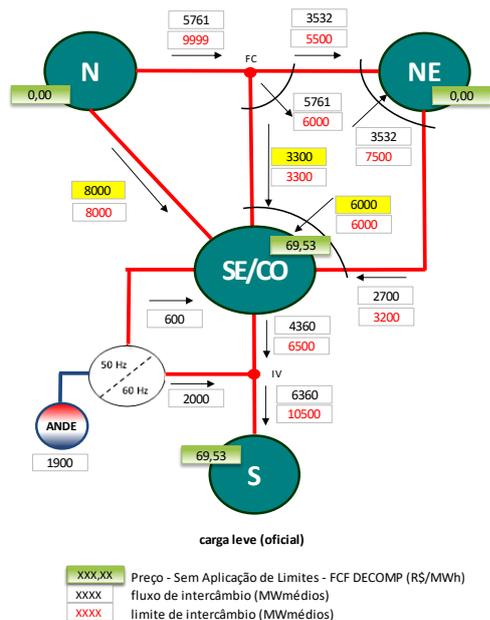


Gráfico 17 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Leve

Declaração de CVU

A REN ANEEL nº 843/2019, de 2 de abril de 2019, estabeleceu que a partir de janeiro de 2020, os agentes termelétricos de geração poderão declarar para o PMO e suas revisões, valor inferior ao CVU aprovado pela ANEEL ou atualizado pela CCEE. Destacando ainda, que o valor de CVU declarado teria vigência de acordo com o período declarado pelo agente, limitado ao mínimo da semana operativa e máximo ao mês operativo em questão. Para os demais meses será considerado o CVU aprovado pela ANEEL ou atualizado pela CCEE.

Com a finalidade de apresentar os valores de CVU declarado ao ONS e a CCEE, é apresentada na Tabela 9 as declarações de CVU para a primeira semana operativa de janeiro de 2021.

Tabela 9 - Declaração de CVU para a primeira semana operativa de janeiro

Nome	CVU Declarado (R\$/MWh)	CVU Original (R\$/MWh)
ATLANTICO	208,58	208,69

Decomposição da FCF do DECOMP

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação da Função de Custo Futuro – FCF, referentes ao DECOMP, o Gráfico 18 ilustra os principais impactos na FCF dos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte.

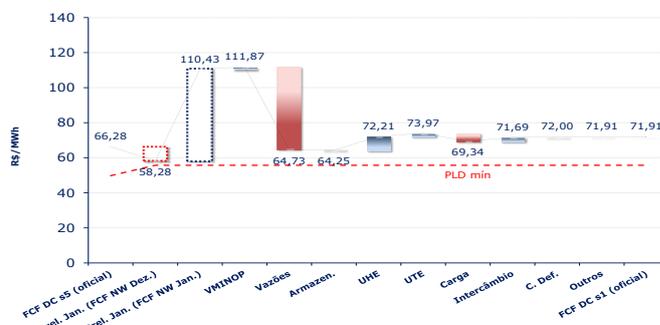


Gráfico 18 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Sudeste e Sul

Para a primeira semana operativa, observa-se uma expectativa de elevação nas aflúências reduziu a FCF em aproximadamente R\$ 37/MWh. A atualização dos parâmetros das usinas hidrelétricas impactou em aproximadamente R\$ 8/MWh de elevação.

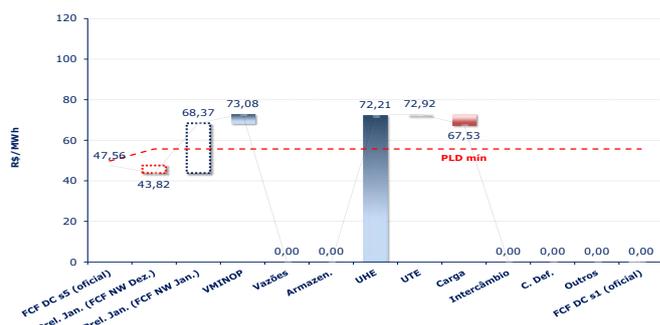


Gráfico 19 - Decomposição da variação da FCF para o submercado Nordeste e Norte

Em relação ao submercado Nordeste e Norte a expectativa de elevação nas aflúências reduziu a FCF em aproximadamente R\$ 73/MWh. A atualização dos parâmetros das usinas hidrelétricas impactou em aproximadamente R\$ 72/MWh de elevação. Por fim, o passo de intercâmbio reduziu a FCF em aproximadamente R\$ 67/MWh

As demais variáveis apresentaram influências menos significativas na variação da FCF do DECOMP.

Oferta e demanda

A curva de oferta e demanda para os submercados são apresentados no gráfico a seguir. Observa-se que, até o valor da demanda, a curva de oferta é formada nesta ordem: usinas não-despachadas individualmente; geração inflexível; e geração por ordem de mérito para todos os submercados.

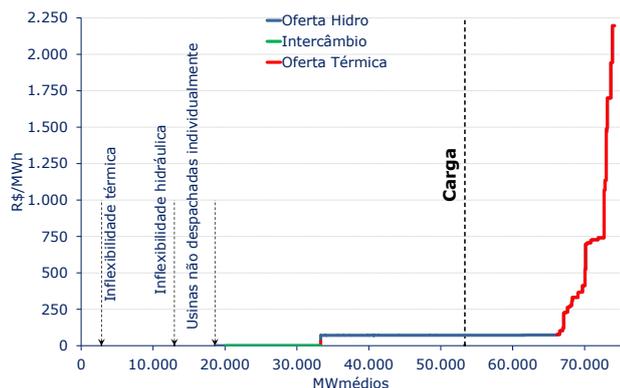


Gráfico 20 - Oferta e demanda de energia para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul

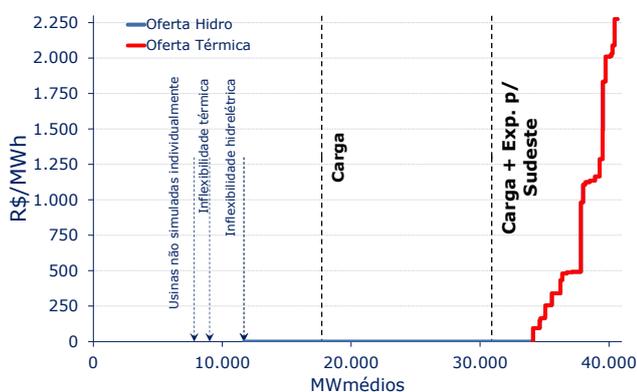


Gráfico 21 - Oferta e demanda de energia para os submercado Nordeste e Norte

Estimativa de ESS

O Gráfico 22 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de dezembro de 2021:

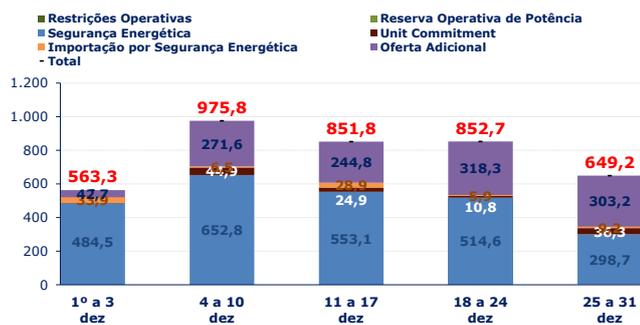


Gráfico 22 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de dezembro

A Tabela 10 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de dezembro:

Tabela 10 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de dezembro

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Total
Restrição operativa (R\$ MM)						
Sudeste	-	-	-	2,35	1,42	3,77
Sul	-	-	0,14	0,41	-	0,55
Nordeste	-	-	-	0,25	0,38	0,63
Norte	-	-	-	0,05	-	0,05
Total	0,00	0,00	0,14	3,06	1,80	5,00
Segurança Energética (R\$ MM)						
Sudeste	212,00	356,66	377,77	337,85	230,40	1.514,68
Sul	7,77	16,34	15,94	30,35	13,24	83,65
Nordeste	201,48	211,21	139,83	140,59	55,07	748,18
Norte	63,24	68,64	19,57	5,82	0,01	157,28
Total	484,49	652,84	553,11	514,62	298,72	2.503,78
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)						
Sudeste	0,04	19,80	4,11	6,11	28,69	58,76
Sul	0,37	1,92	1,82	2,80	7,63	14,54
Nordeste	1,80	15,01	13,28	1,60	0,00	31,69
Norte	-	8,15	5,71	0,27	0,02	14,15
Total	2,21	44,87	24,92	10,79	36,35	119,13
Oferta Adicional (R\$ MM)						
Sudeste	37,71	88,17	86,48	84,91	85,08	382,35
Sul	5,04	183,39	158,33	233,42	218,10	798,29
Total	42,75	271,56	244,81	318,34	303,18	1.180,63
Importação por Segurança Energética (R\$ MM)						
Total	33,86	6,54	28,86	5,89	9,17	84,32

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 22 e na Tabela 10 resulta na expectativa de 3,9 bilhões, sendo R\$ 2,5 bilhões devido ao despacho térmico por segurança energética, R\$ 119,1 milhões por unit commitment, R\$ 84,3 milhões devido a importação por segurança energética, R\$ 1,2 bilhões devido a oferta adicional e R\$ 5,0 milhões devido a restrições operativas.

O Gráfico 23 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de janeiro de 2021:

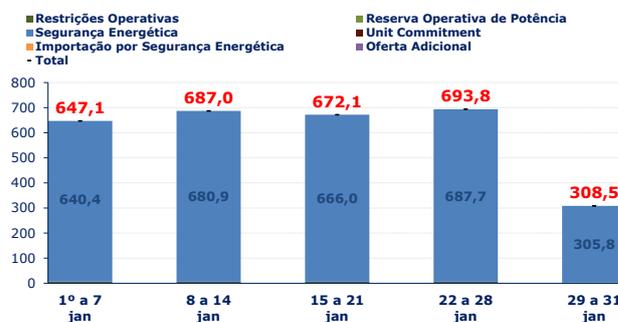


Gráfico 23 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de janeiro

A Tabela 11 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de janeiro:

Tabela 11 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de janeiro

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Total
Restrição Operativa (R\$ MM)						
Sudeste	0,69	-	-	-	-	0,69
Sul	6,08	6,02	6,05	6,10	2,65	26,90
Total	6,77	6,02	6,05	6,10	2,65	27,59
Segurança Energética (R\$ MM)						
Sudeste	286,87	338,10	319,99	339,61	151,65	1.436,22
Sul	94,07	93,52	93,74	94,05	40,52	415,89
Nordeste	183,67	173,57	176,56	178,28	81,10	793,18
Norte	75,75	75,75	75,75	75,75	32,54	335,56
Total	640,36	680,95	666,03	687,70	305,81	2.980,84
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oferta Adicional (R\$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importação por Segurança Energética (R\$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 23 e na Tabela 11 resulta na expectativa de 3,0 bilhões, sendo R\$ 3,0 bilhões devido ao despacho térmico por segurança energética e R\$ 27,6 milhões devido a restrições operativas.

O valor estimado de geração para o período de 1 a 29 de dezembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados dos dias 30 e 31 de dezembro estão disponíveis no Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO.

A expectativa para o período de 1º a 31 de janeiro de 2021 foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo DECOMP, relativa à revisão 0 de janeiro de 2021. Adicionalmente, foi considerado o despacho parcial da ordem de 15 GWmed do parque termelétrico disponível no modelo DECOMP, para a estimativa do encargo por segurança energética.

Ressaltamos que os valores previstos neste boletim consideram os encargos por restrição de operação por *Constrained-On*, ou seja, aqueles pagos pela geração despachada acima da ordem de mérito de custo. Além disso, os valores apresentados não consideram a estimativa de ESS por Deslocamento Hidráulico.

Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD

Considerando o Despacho ANEEL nº 183/2015; o descrito na Nota Técnica nº 52/2015 – SRM/SRG/ANEEL, aprovada na 12ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da Aneel, realizada em 14/04/15; e o disposto na Resolução Normativa ANEEL nº 658/2015, as usinas enquadradas na condição CMO>CVU>PLD, ou seja, despachadas por ordem de mérito no Deck do ONS e não despachadas em comparativo ao PLD, têm seus custos caracterizados como “custos devido ao descolamento entre CMO e PLD”.

A nota técnica ainda esclarece que as usinas termelétricas que possuem Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR, na modalidade por disponibilidade, na situação CMO>CVU>PLD, devem ter seu custo adicional coberto por meio da receita de venda advinda desses contratos. Desta forma, nos custos previstos neste boletim, a parcela da geração comprometida com o

CCEAR não é considerada na previsão dos custos devido ao descolamento entre CMO e PLD.

Confira, no item anterior, o detalhamento de como foram obtidos os valores previstos para o período. A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para dezembro é apresentada no Gráfico 24.

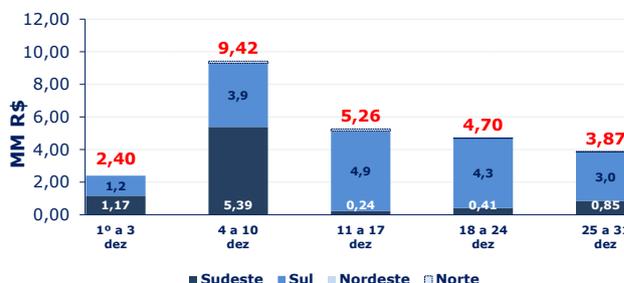


Gráfico 24 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de dezembro de 2021

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 24 resulta na expectativa de R\$ 25,6 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para dezembro.

A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para janeiro é apresentada no Gráfico 25.



Gráfico 25 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de janeiro de 2021

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 25 resulta na expectativa de R\$ 0 milhão em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para janeiro.

Fator de Ajuste do MRE

O MRE é um mecanismo de compartilhamento e mitigação de risco hidrológico, o que possibilita o despacho centralizado das usinas hidrelétricas. O fator de ajuste do MRE representa a razão entre a geração hidráulica no centro de gravidade das usinas participantes desse mecanismo pelo montante total de suas garantias físicas sazonalizadas.

O Gráfico 26 apresenta a estimativa semanal da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para dezembro de 2021.

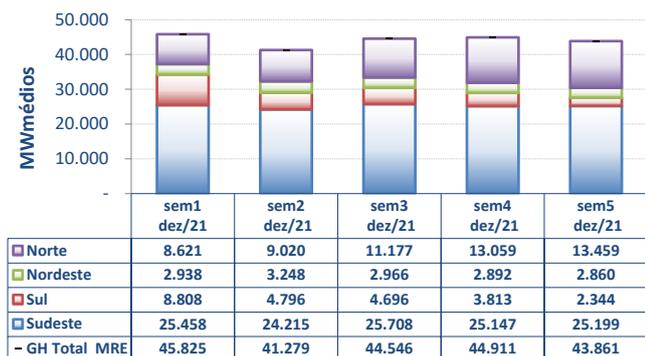


Gráfico 26 – Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

No Gráfico 27 é apresentada a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE, comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para dezembro de 2022. Para janeiro de 2022, ainda está em elaboração o cálculo considerando os fatores de divulgação da garantia física sazonalizadas preliminar.

A garantia física sazonalizada de 2022 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado – Dados Gerais 2021" divulgado no dia 10 de dezembro de 2021 e considera o fator definitivo de sazonalização divulgado no Comunicado nº 044/21, de 19 de janeiro de 2021.

O valor estimado de geração para o período de 1 a 29 de dezembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados dos dias 30 e 31 de dezembro estão disponíveis no Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO.

A expectativa para o período de 1 de janeiro a 31 de janeiro de 2021 foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo DECOMP, relativa à revisão 0 de janeiro de 2021. Adicionalmente, foi considerado o despacho de todo o parque termelétrico disponível no modelo DECOMP para a estimativa de geração hidráulica.

Além disso, sobre a geração hidráulica aplicou-se um fator de perdas totais (rede básica e internas), obtido a partir da análise do histórico, com o objetivo de emular o comportamento operativo e comercial do SIN.

As garantias físicas sazonalizadas foram reduzidas em aproximadamente 5%, o que representa uma expectativa global dos fatores de disponibilidade, perdas internas e de rede básica, calculadas com base nos dados contabilizados dos últimos 12 meses.

Além disso, foram adicionadas as parcelas de garantia física das unidades geradoras com entrada em operação prevista para 2021, no perfil do MRE, de acordo com cronograma da reunião do DMSE de dezembro de 2021. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Além dos valores mensais para dezembro, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal.

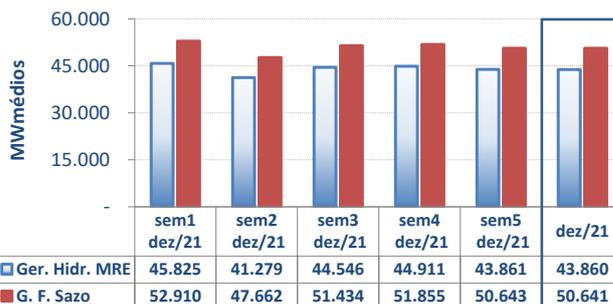


Gráfico 27 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de dezembro de 2021

O Gráfico 28 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de dezembro (ainda não contabilizado).

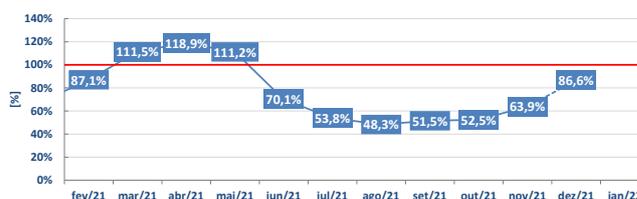


Gráfico 28 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684 de 11 de dezembro de 2015, o Gráfico 29 e o Gráfico 30 trazem as estimativas do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico, o qual considera a garantia física com a sazonalização uniforme ("flat"). Além do valor mensal para os meses de dezembro e janeiro, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para ambos os meses.

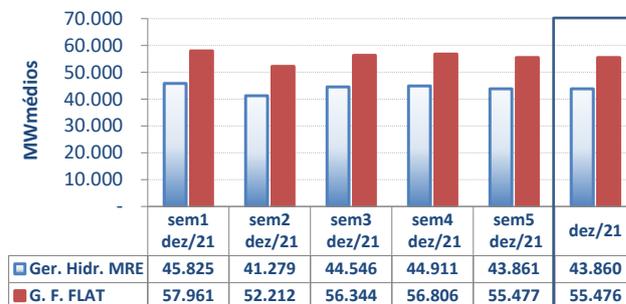


Gráfico 29 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de dezembro de 2021

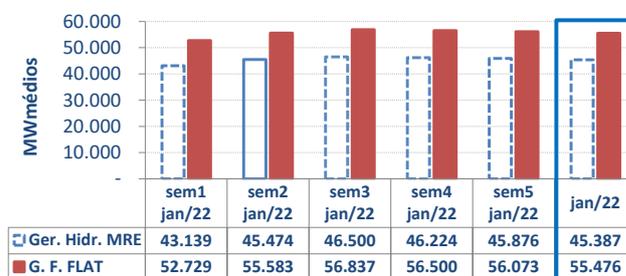


Gráfico 30 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de janeiro de 2022

O Gráfico 31 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE considerando a garantia física com a sazonalização uniforme ("flat"), bem como a estimativa do mês de dezembro e janeiro (ainda não contabilizados).



Gráfico 31 – Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

Projeção do PLD

A projeção de PLD apresentada neste boletim é realizada com base na projeção de ENA por Redes Neurais Artificiais - RNA, considerando o horizonte dos próximos 14 meses.

O Gráfico 32 até o Gráfico 35 ilustram, na linha tracejada vermelha, os PLDs projetados para o período de janeiro de 2022 a fevereiro de 2023.

Além da projeção por redes neurais, para este mês é apresentada duas sensibilidades: Limite Superior (LS) e Limite Inferior (LI) da realização de ENA do mês de janeiro de 2021.

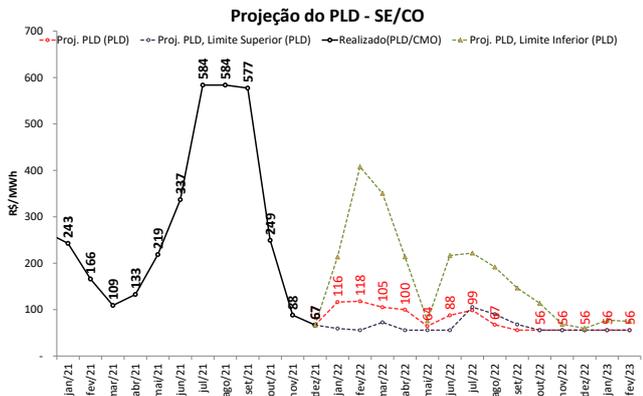


Gráfico 32 - Projeção do PLD do Sudeste

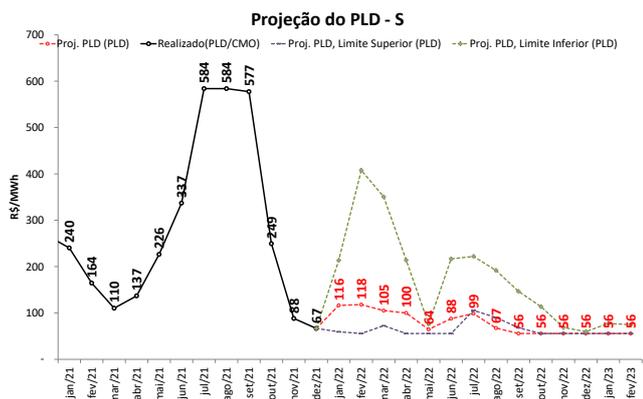


Gráfico 33 - Projeção do PLD do Sul

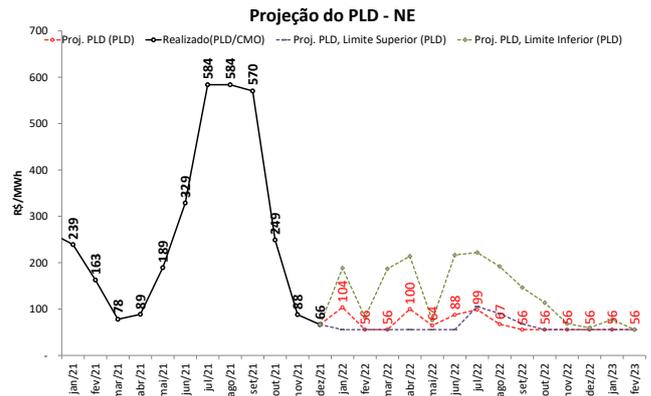


Gráfico 34 - Projeção do PLD do Nordeste

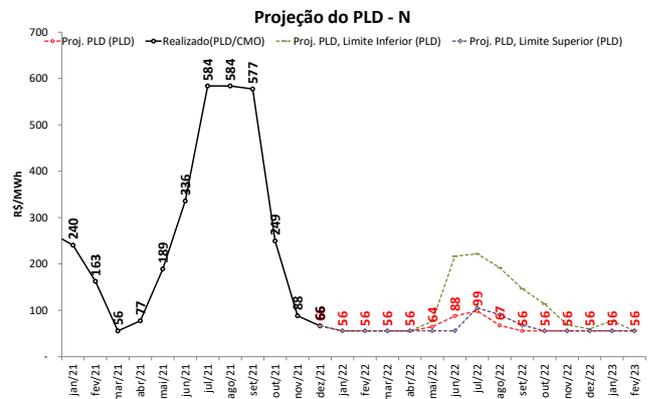


Gráfico 35 - Projeção do PLD do Norte

A Tabela 12 apresenta os valores dos PLDs projetados por submercado para o período de janeiro de 2022 a fevereiro de 2023.

SE/CO	jan/22	fev/22	mar/22	abr/22	mai/22	jun/22	jul/22	ago/22	set/22	out/22	nov/22	dez/22	jan/23	fev/23
Proj. PLD	116	118	105	100	64	88	99	67	56	56	56	56	56	56
Proj. PLD, Limite Superior	59	56	73	56	56	56	105	90	68	56	56	56	56	56
Proj. PLD, Limite Inferior	214	408	350	214	76	217	222	192	147	114	69	60	77	75

S	jan/22	fev/22	mar/22	abr/22	mai/22	jun/22	jul/22	ago/22	set/22	out/22	nov/22	dez/22	jan/23	fev/23
Proj. PLD	116	118	105	100	64	88	99	67	56	56	56	56	56	56
Proj. PLD, Limite Superior	59	56	73	56	56	56	105	90	68	56	56	56	56	56
Proj. PLD, Limite Inferior	214	408	350	214	76	217	222	192	147	114	69	60	77	75

NE	jan/22	fev/22	mar/22	abr/22	mai/22	jun/22	jul/22	ago/22	set/22	out/22	nov/22	dez/22	jan/23	fev/23
Proj. PLD	104	56	56	100	64	88	99	67	56	56	56	56	56	56
Proj. PLD, Limite Superior	56	56	56	56	56	56	105	90	68	56	56	56	56	56
Proj. PLD, Limite Inferior	188	82	187	214	76	217	222	192	147	114	69	60	77	56

N	jan/22	fev/22	mar/22	abr/22	mai/22	jun/22	jul/22	ago/22	set/22	out/22	nov/22	dez/22	jan/23	fev/23
Proj. PLD	56	56	56	56	64	88	99	67	56	56	56	56	56	56
Proj. PLD, Limite Superior	56	56	56	56	56	56	105	90	68	56	56	56	56	56
Proj. PLD, Limite Inferior	56	56	56	56	76	217	222	192	147	114	69	60	77	56

Tabela 12 – Resultados da Projeção do PLD

Disclaimer - A CCEE alerta e ressalta que é de responsabilidade exclusiva dos agentes de mercado e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação e comerciais, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. Assim, não cabe atribuir à CCEE qualquer responsabilidade pela tomada de decisões administrativas e empresariais relacionadas ao tema. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente material sem a identificação da fonte.

Inconsistências identificadas no cálculo do PLD

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE com a finalidade de dar publicidade aos agentes de mercado informa eventuais inconsistências encontradas durante o cálculo do PLD, mais especificamente em relação ao modelo DESSEM.

1 – Para os casos dos dias 25 a 27 de dezembro foi considerado equivocadamente a Restrição Elétrica - RE 607, restrição interna ao submercado, constante no arquivo entdados.dat, sendo corrigida no deck do dia 28/12/2021.

2 – Nos dias 25 a 27 foi desconsiderado equivocadamente a restrição de taxa de variação de defluência número 2.394, que foi retirado do caso do ONS, porém devido a previsibilidade da restrição de vazão utilizada pela CCEE, ela deveria não deveria ter sido retirada no caso da CCEE, uma vez que a defluência total mínima do caso da CCEE corresponde ao valor de 3.600 m³/s. Esta inconsistência impactou o arquivo operuh.dat, sendo corrigida no deck do dia 28/12/2021.

Todas as correções supracitadas já foram implementadas no deck de dados do modelo DESSEM, seguindo as regras previstas na Resolução Normativa ANEEL nº 843/2019, que determina que, caso seja detectada inconsistência no processo de cálculo do Custo Marginal da Operação – CMO e do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, esta deverá ser corrigida e produzir efeito no dia subsequente à identificação.

Histórico de Versões

Versão 1 – Ajustada a Estimativa do ESS, apresentada no Gráfico 22 e na Tabela 10. Também foram ajustados os valores apresentados para a geração hidráulica das usinas do MRE no Gráfico 27 e Gráfico 29.