GRID energia

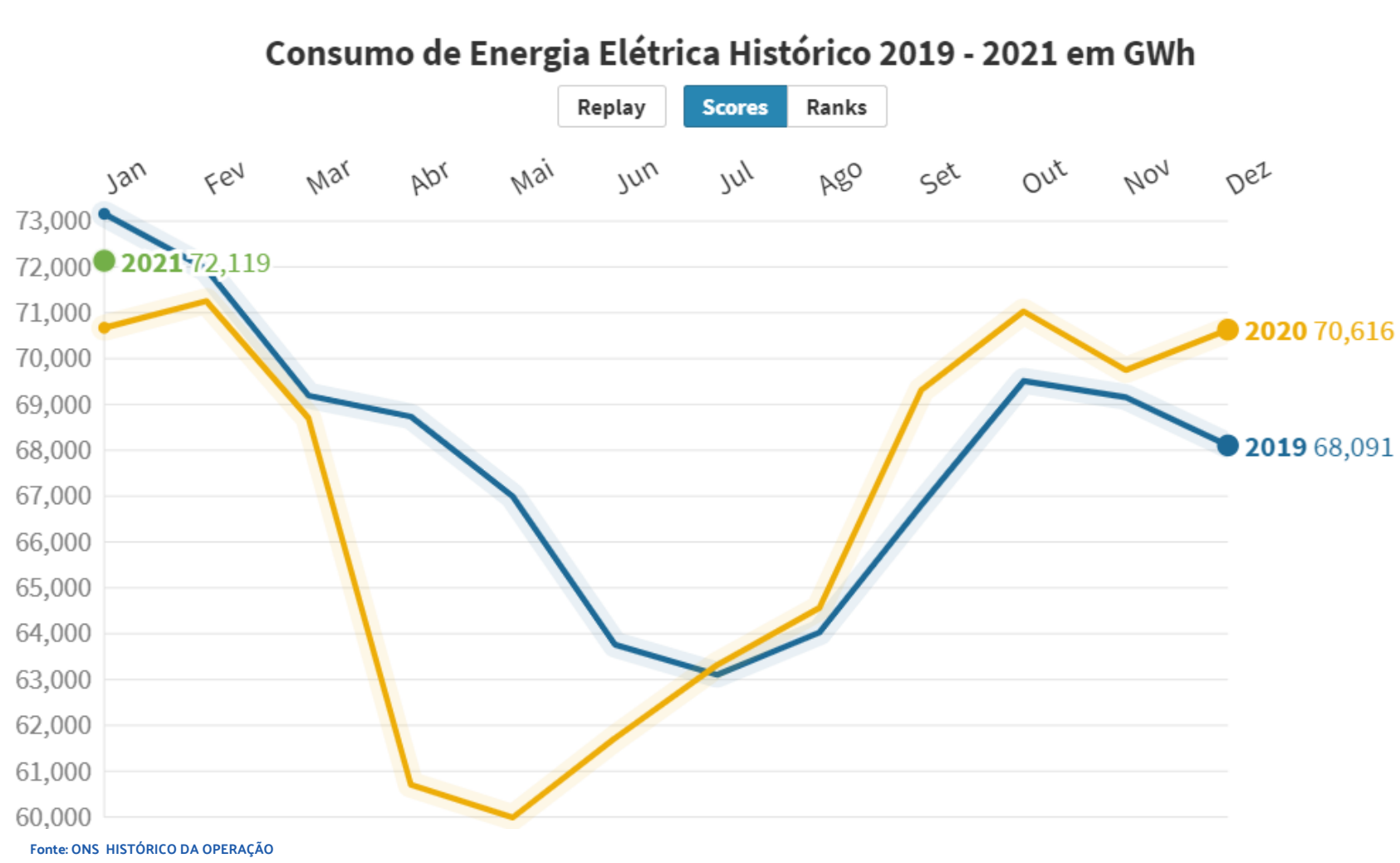
BOLETIM MENSAL DE ENERGIA

FEVEREIRO
2021

CARGA DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL

A carga no Sistema Interligado Nacional (SIN) foi maior em janeiro de 2021 que a carga registrada em janeiro de 2021 em 2,1%.

Consumo de Energia Elétrica Histórico 2019 - 2021 em GWh



Fonte: ONS HISTÓRICO DA OPERAÇÃO

Em janeiro a carga do SIN realizou 1, 2% abaixo do previsto, aproximadamente 893 MWmédios de acordo com o Histórico da Operação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Em **fevereiro** as projeções são para que a carga se realize em **72.589 MWmédios**, um acrescimo de **1,9%** em relação ao consumo verificado em fevereiro de 2020.

A produção industrial segue em alta. Os efeitos das medidas restritivas implantadas para conter o avanço da pandemia influenciam de maneira menos acentuada nas previsões. Outro fator que influencia a projeção de carga é a ocorrência de temperaturas elevadas em todas as regiões, nas primeiras semanas de Fevereiro.

NÍVEIS DE ARMAZENAMENTO DO SIN

Em janeiro o nível de armazenamento dos reservatórios do Sistema Interligado Nacional (SIN) apresentou leve recuperação em relação a dezembro fechando em **29, 5%** da capacidade nominal do sistema. Fazendo uma análise comparativa das bacias hidrográficas com o mês anterior, observamos queda nos níveis de armazenamento no submercado N e recuperação nos demais Submercados, com destaque para melhora nos reservatórios do SE/CO.

Para fevereiro há a previsão de recuperação tímida no nível dos reservatórios, realizando-se principalmente na primeira semana operativa. Ao fim do mês de fevereiro, o volume armazenado esperado é de 30, 1%, demostrando a **baixa recuperação das bacias** nesse período úmido e acendendo no mercado um **sinal de alerta**. Iniciamos os primeiros meses de 2021 com armazenamento crítico, pior que o início do pior ano do histórico (2017).

Submercado	Capacidade Mwmês	Nível de armazenamento 31/jan/2021	
SE/CO	203.567	49.955	25%
S	19.897	6.554	33%
NE	51.602	26.028	50%
N	15.165	3.018	20%

Submercado	Capacidade Mwmês	Nível de armazenamento 28/fev/2021	
SE/CO	203.567	47.024	23%
S	19.897	8.775	44%
NE	51.602	26.833	52%
N	15.165	4.640	31%

* Capacidade de armazenamento de energia da bacia/reservatório em relação ao subsistema considerando todos os reservatórios cheios.

Fonte: Info PLD - CCEE e ONS Reservatórios

ENA

Submercado	Realizado Janeiro % da MLT	Previsão Fevereiro % da MLT
Sudeste	68%	81%
Sul	149%	128%
Nordeste	46%	60%
Norte	54%	76%
SIN	69%	81%

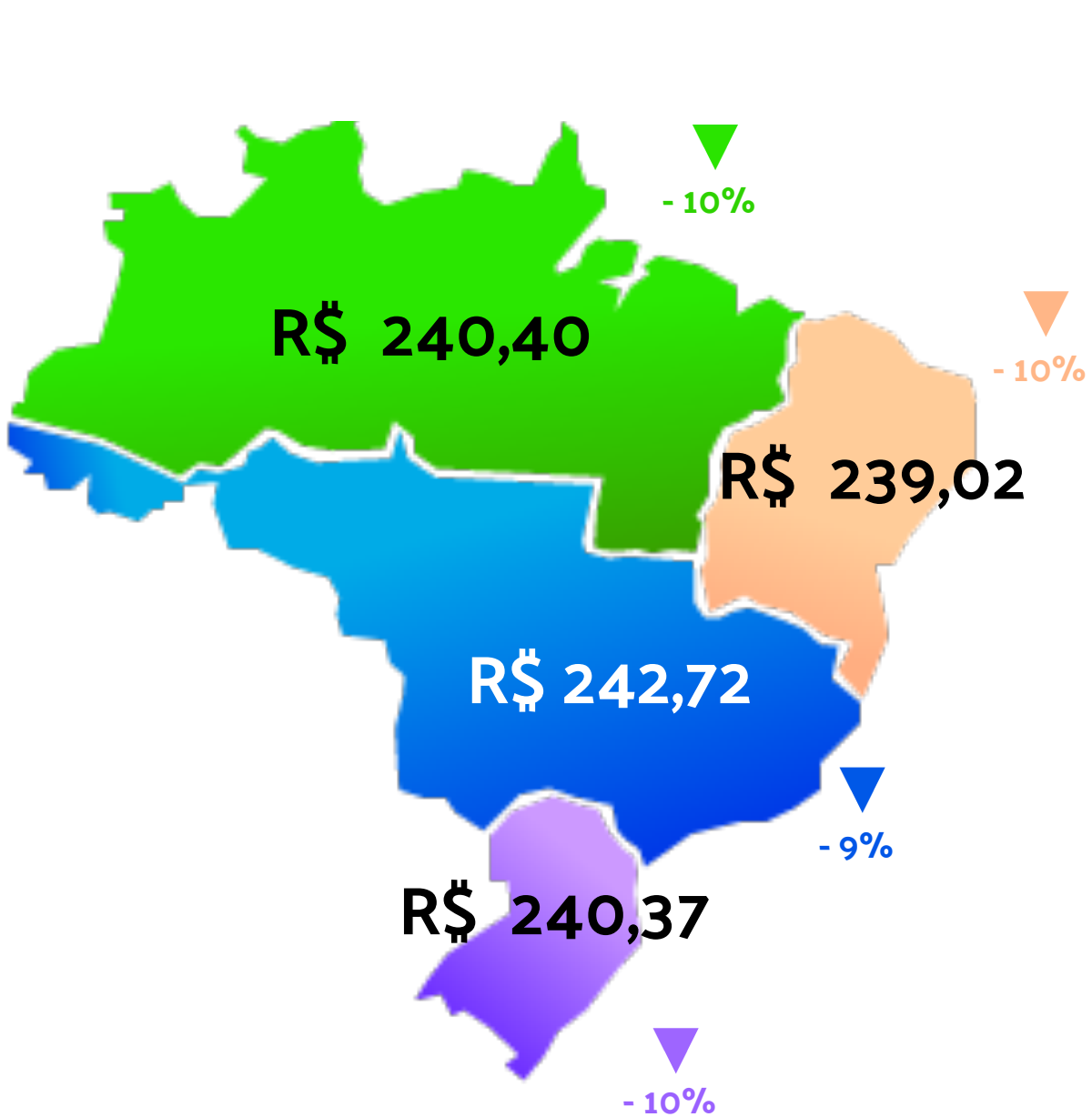
Fonte: Info PLD - CCEE

A Energia Natural Afluente (ENA), que indica as vazões dos reservatórios hidrelétricos, em janeiro ficou abaixo do esperado, fechando o mês em 69% da média histórica (MLT), frente aos 76% esperados. Espera-se que as afluências de fevereiro de 2021 fechem em torno de 81% da MLT para o sistema, sendo aproximadamente 81% na região Sudeste/Centro-Oeste, 60% na região Nordeste, 76% na região Norte e 128% na região Sul.

PLD

A CCEE informa que o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, no cálculo para janeiro reduziu para todos os submercados cem torno de 10 pontos percentuais em relação ao verificado em dezembro de 2020.

A média anual do PLD projetada para 2021 é de 96, 26 R $/MWh no SE/CO. Caso de confirme a projeção, teremos o terceiro ano consecutivo com redução do PLD médio no mercado.



Preços médios de Janeiro de 2021 (R$/MWh)			
Sudeste	Sul	Nordeste	Norte
242,72	240,37	239,02	240,40

Fonte: Info PLD - CCEE

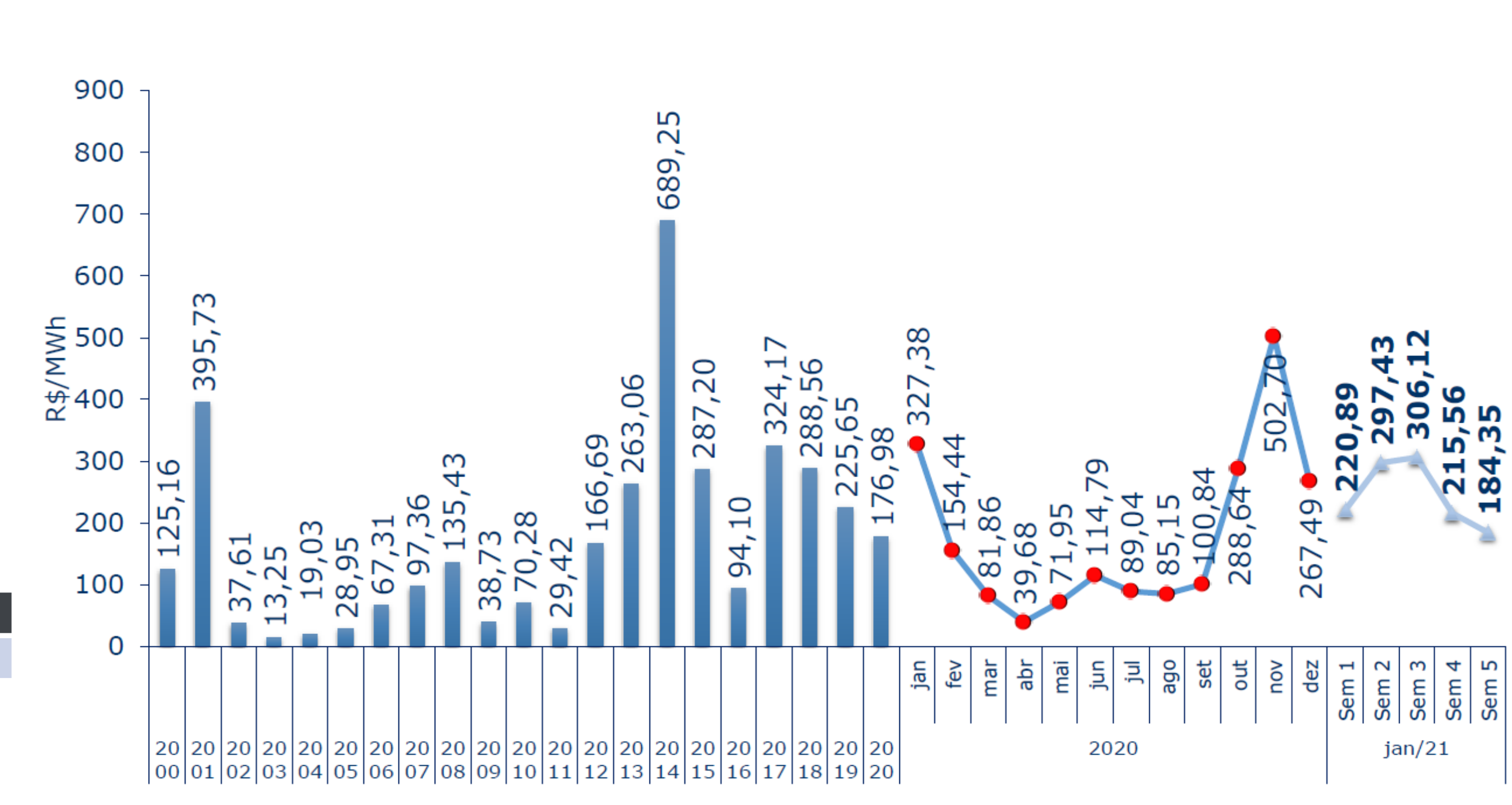
COMPORTAMENTO DO PREÇO

PLD SE/CO

Na primeira semana operativa de fevereiro de 2021 os preços médios dos submercados (PLD médio) reduziram. Uma diminuição de 41% para o Nordeste, 37% para o Sudeste e 39% nos demais submercados em relação ao PLD médio de janeiro

Preços médios de Fevereiro Semana (R$/MWh)			
Sudeste	Sul	Nordeste	Norte
152,10	141,53	146,43	146,43

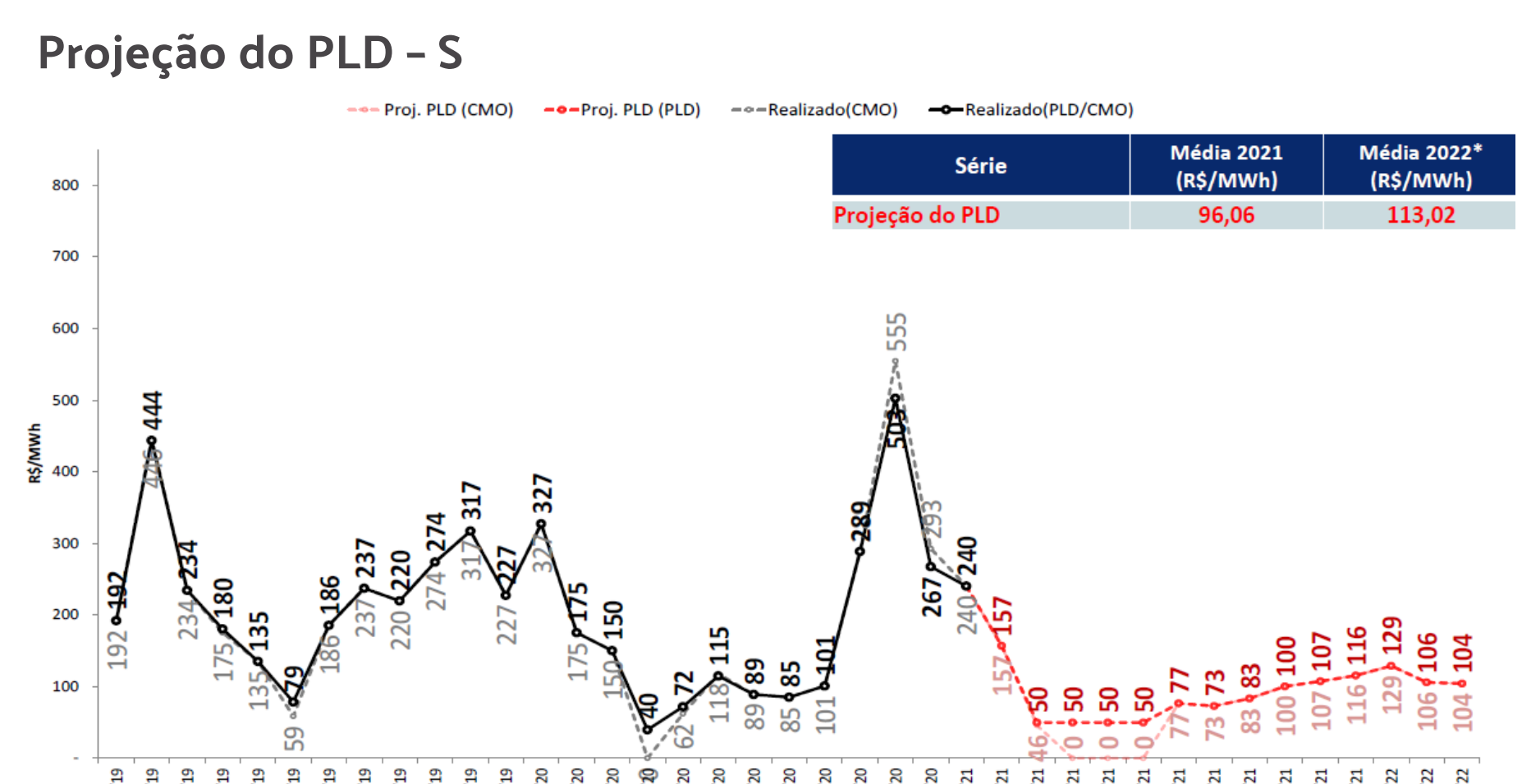
Fonte: Info PLD - CCEE



Fonte: Info PLD

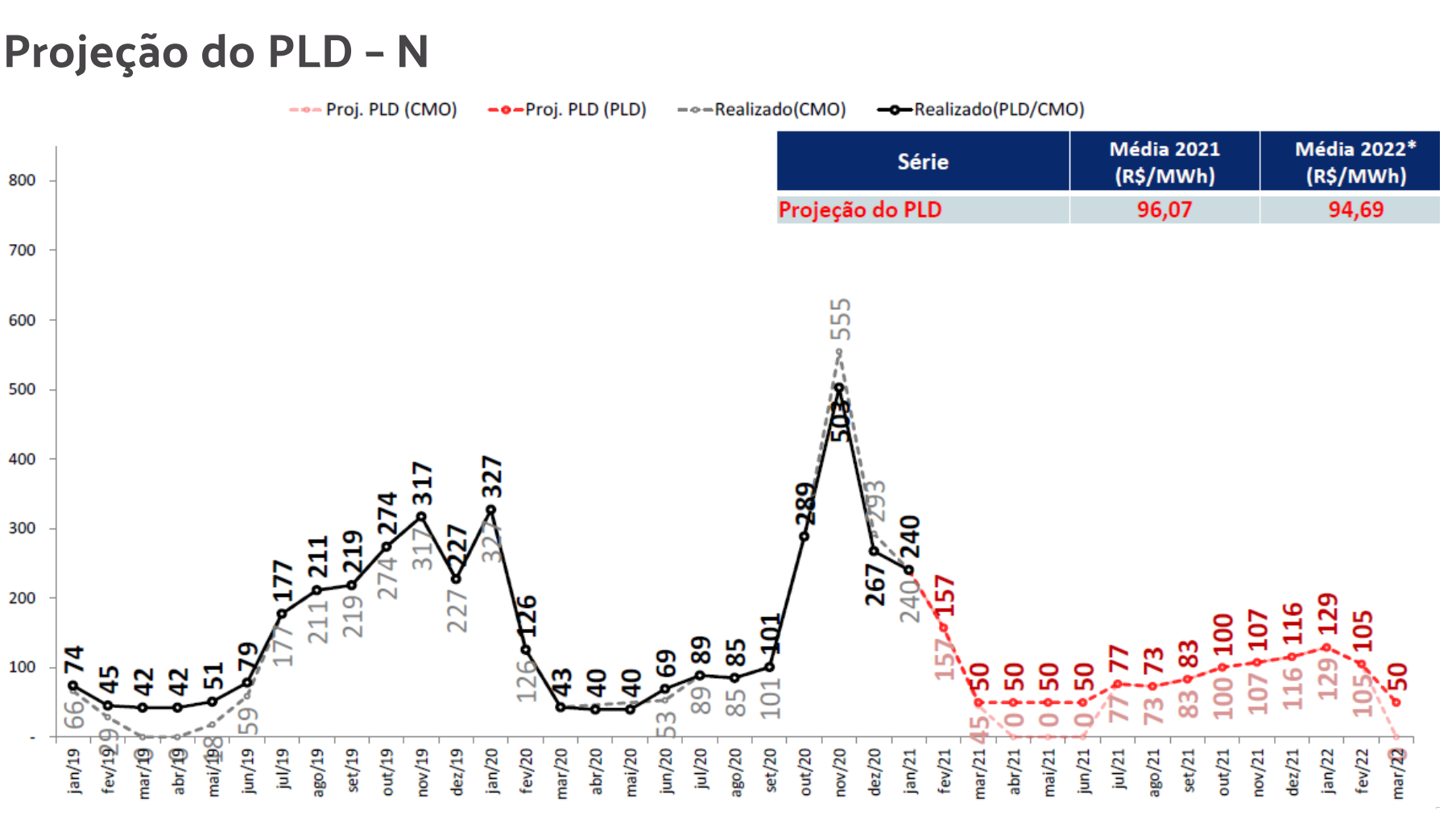
PROJEÇÃO DE PLD PARA PRÓXIMOS MESES POR SUBMERCADO

Projeção do PLD – SE



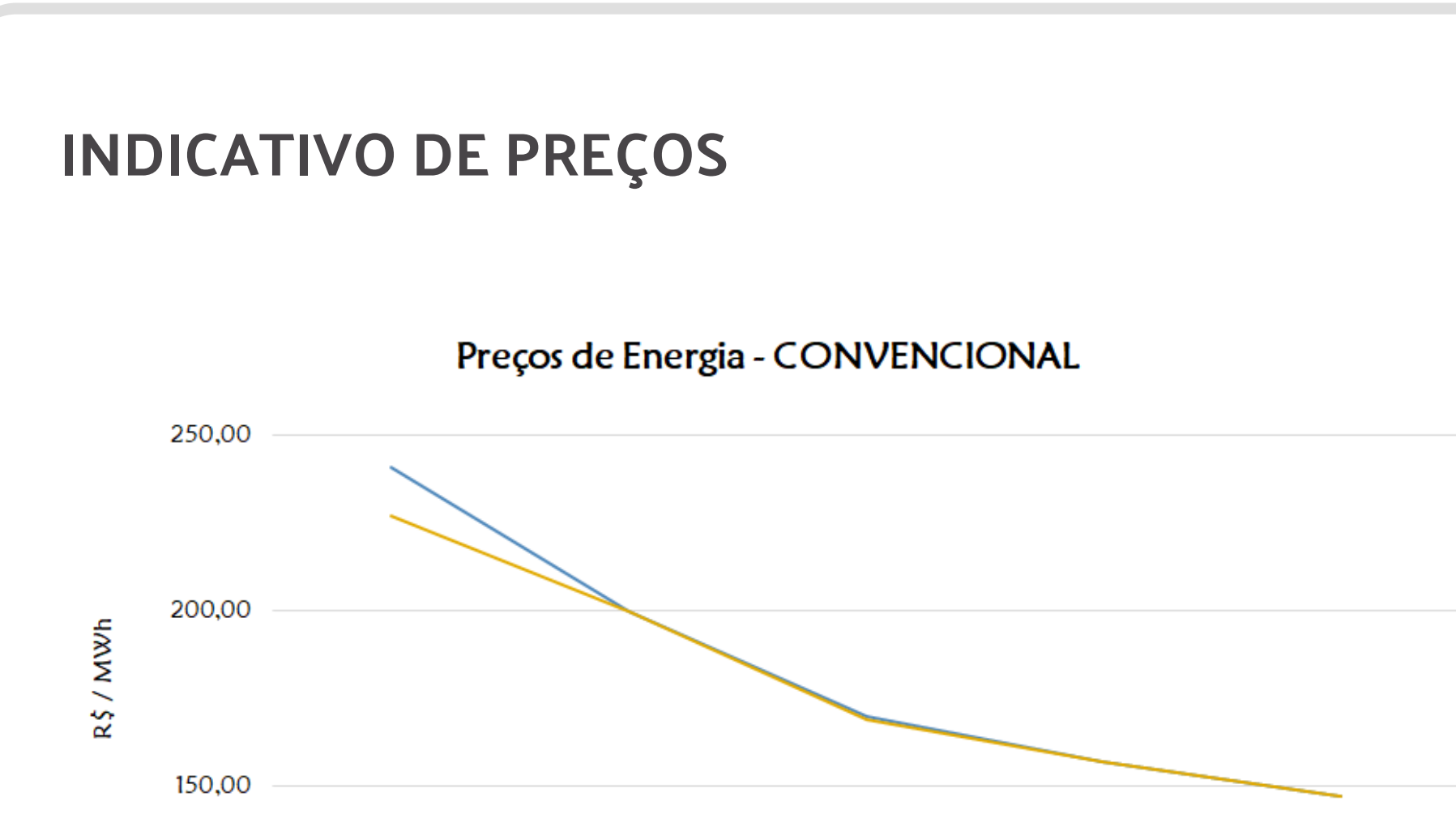
Série	Média 2021 (R$/MWh)	Média 2022* (R$/MWh)
Projeção do PLD	96,26	113,02

Projeção do PLD – NE



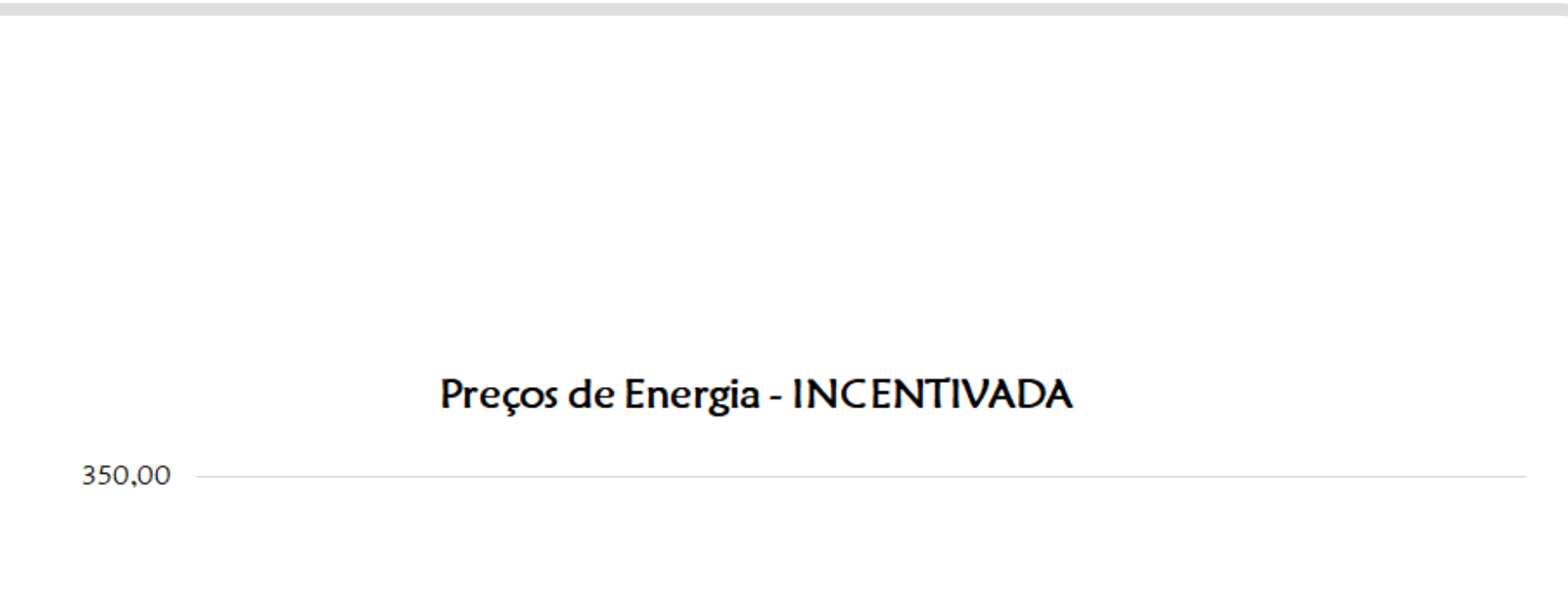
Série	Média 2021 (R$/MWh)	Média 2022* (R$/MWh)
Projeção do PLD	95,96	94,69

Projeção do PLD – S



Série	Média 2021 (R$/MWh)	Média 2022* (R$/MWh)
Projeção do PLD	96,06	113,02

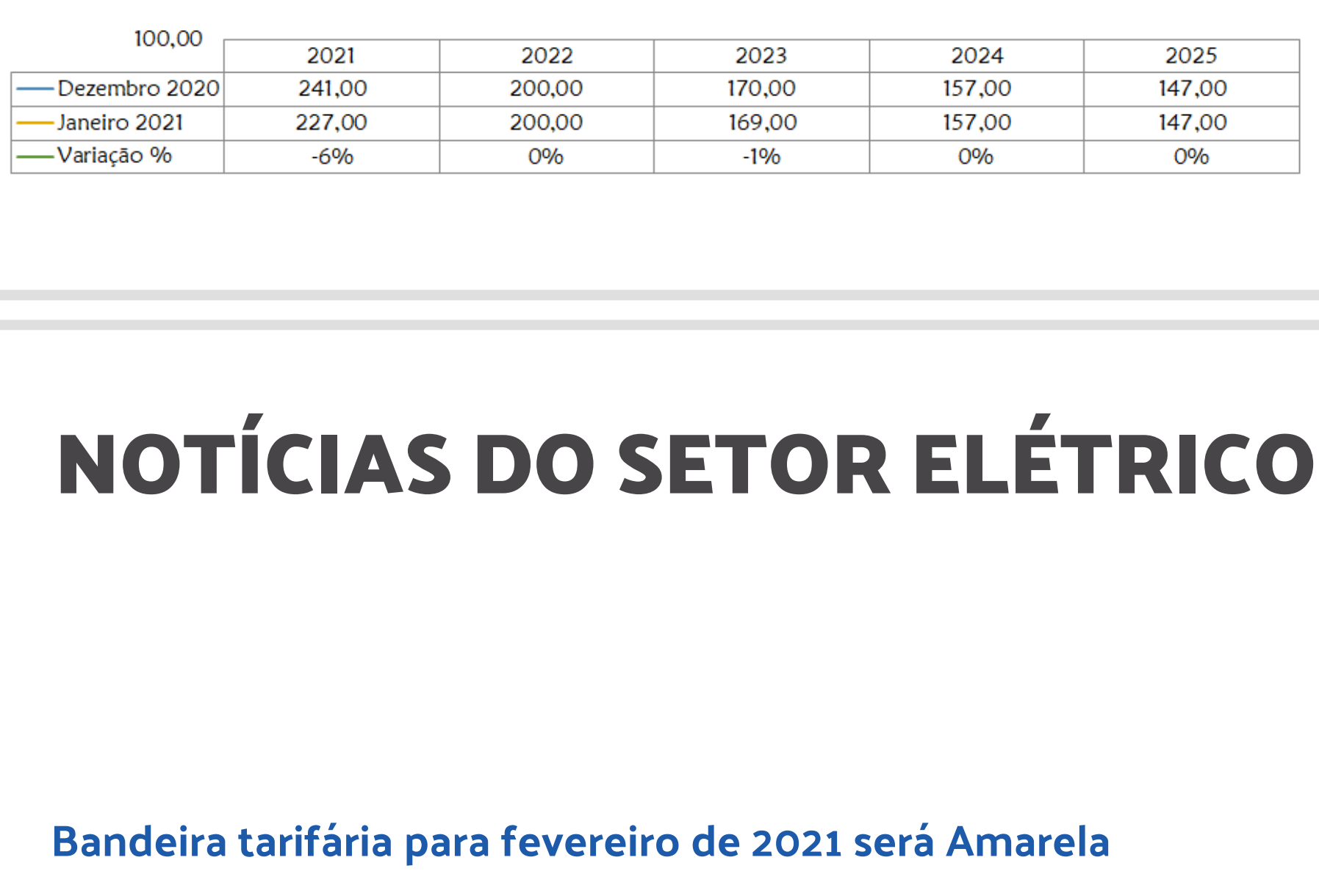
Projeção do PLD – N



Série	Média 2021 (R$/MWh)	Média 2022* (R$/MWh)
Projeção do PLD	96,07	94,69

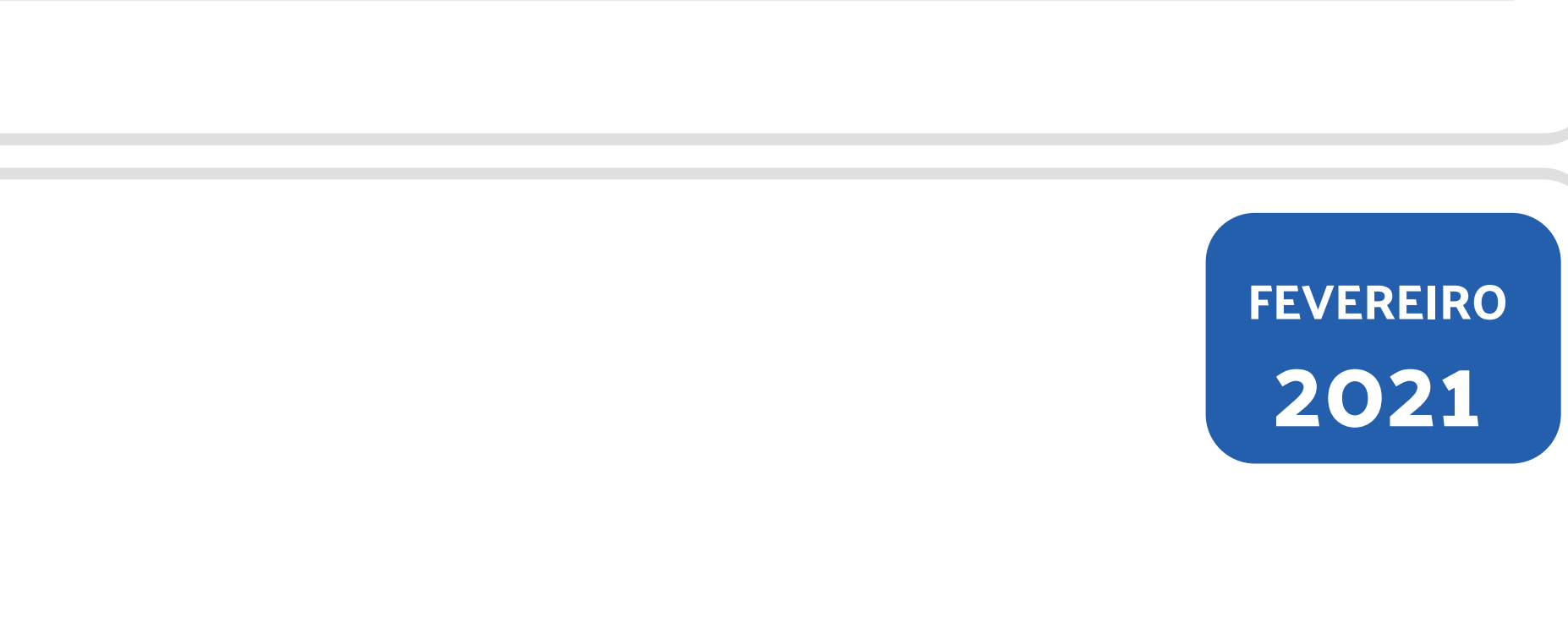
INDICATIVO DE PREÇOS

Preços de Energia - CONVENCIONAL



	2021	2022	2023	2024	2025
Dezembro 2020	241,00	200,00	170,00	157,00	147,00
Janeiro 2021	227,00	200,00	169,00	157,00	147,00
Variação %	-6%	0%	-1%	0%	0%

Preços de Energia - INCENTIVADA

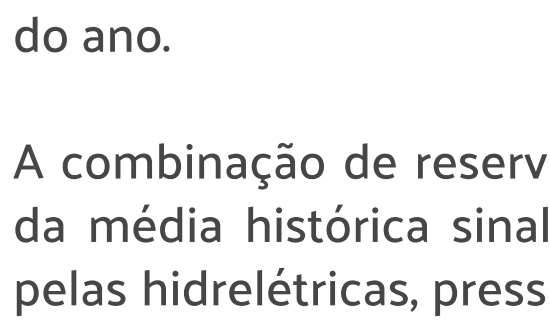


	2021	2022	2023	2024	2025
Dezembro 2020	297,00	245,00	209,00	191,00	180,00
Janeiro 2021	289,00	249,00	208,00	191,00	180,00
Variação %	-3%	2%	0%	0%	0%

NOTÍCIAS DO SETOR ELÉTRICO

FEVEREIRO
2021

Bandeira tarifária para fevereiro de 2021 será Amarela



A bandeira tarifária em fevereiro segue amarela, com custo de R$1,343 para cada 100kWh consumidos.

Fevereiro é um mês típico do período úmido nas principais bacias do Sistema Interligado Nacional (SIN). Todavia, os principais reservatórios de hidrelétricas do SIN vêm apresentando recuperação lenta de níveis em função do volume de chuvas abaixo do padrão histórico para esse período do ano.

A combinação de reservatórios baixos com a perspectiva de chuvas abaixo da média histórica sinaliza patamar desfavorável de produção de energia pelas hidrelétricas, pressionando os custos relacionados ao risco hidrológico (GSF). A conciliação da geração esperada das hidrelétricas com o preço da energia no mercado de curto prazo (PLD) levou à caracterização do patamar amarelo para o acionamento das Bandeiras.

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica

TR projeta aumento médio de tarifas residenciais em 14,5%

As tarifas residenciais em 2021 devem ter uma alta de 14,5%. O cálculo é da TR Soluções, que realizou a projeção considerando dados de todas as 53 distribuidoras do país, além de sete permissionárias. São três os grandes gatilhos que levaram ao cálculo, índices de correção dos reajustes, compra de energia e custos de transmissão.

De acordo com a empresa, o maior aumento esperado é na parcela que corresponde ao serviço de distribuição de energia elétrica, com alta de 15, 5%, representando 4,5 pontos porcentuais da alta média. O aumento, atribui a TR, é fortemente pressionado pelo IGP-M, que ficou em 23,14% no ano passado. Uma parte das distribuidoras têm suas receitas reajustadas pelo IGP-M e a outra parte pelo IPCA, o índice inflacionário, que fechou 2020 em 4,52%.

Em segundo lugar estão os custos com a compra de energia, com aumento de 9,5% em relação a 2020. Esse aumento se deve ao fato de que a maior parte dos custos financeiros que as empresas teriam repassado às tarifas em 2020, em decorrência da sobrecontratação de energia e da queda do mercado ter sido coberto pelo empréstimo da Conta Covid, cujo pagamento, segundo as regras adotadas terá início em 2021.

Por fim, destacam-se os custos associados ao serviço de transmissão de energia. Isso porque as empresas que passam por evento tarifário no primeiro semestre de 2021 devem ter reconhecido nas tarifas o aumento aprovado pela Aneel em julho de 2020, que elevou a receita de transmissão para o segmento de consumo em mais que 44, 5%, passou de R $ 10, 4 bilhões para R$ 15 bilhões.

Fonte: Canal Energia

Aprovados reajustes tarifários de Equatorial-AL e Energisa Borborema-PB

A Agência Nacional de Energia Elétrica aprovou ajustes no resultado da Revisão Tarifária Extraordinária da **Equatorial Alagoas**, decorrentes do pagamento, com recursos da Reserva Global de Reversão, de ativos classificados como sobras físicas. Os impactos econômicos e financeiros resultantes da decisão serão considerados no próximo reajuste tarifário da distribuidora.

A indenização das sobras físicas pela RGR vai reduzir em 0,807% a parcela da tarifa relacionada aos custos de distribuição (Parcela B), o que representa a retirada de R$ 5,18 milhões dos valores a serem pagos pelo consumidor. Esses ativos remunerados pela conta setorial serão contabilizados pela distribuidora como "Obrigações Especiais", o que significa que eles estarão fora dos investimentos a serem reconhecidos na tarifa.

O uso de recursos da RGR para remunerar as sobras físicas foi estabelecido pela Medida Provisória 998, de 2020, publicada após a homologação da RTE da Equatorial Alagoas, em abril do ano passado. O objetivo da MP era a redução das tarifas dos consumidores das distribuidoras privatizadas. O pagamento à Equatorial foi autorizado pelo Ministério de Minas e Energia, por meio da Portaria 483, de 2021.

O processo de revisão tarifária periódica da **Energisa Borborema** (PB) foi concluído pela Agência Nacional de Energia Elétrica nesta terça-feira, 2 de fevereiro. A distribuidora foi autorizada a aplicar aumento médio de 5,21%, sendo 8,61% em média para consumidores conectados em alta tensão e 4, 06% em media para os de baixa tensão. A previsão inicial era de um índice de 3,45%.

A maior contribuição para o resultado veio da parcela A, que inclui encargos setoriais, custo de transmissão e compra de energia. O item que mais contribuiu foram os custos de transporte, afetados pela correção expressiva no valor das tarifas das transmissoras.

A Aneel também aprovou os limites dos indicadores de qualidade DEC e FEC, que indicam a duração e a frequência das interrupções no fornecimento de energia, para o período de 2022 a 2025.

As novas tarifas da distribuidora entrarão em vigor na próxima quinta-feira, 4 de fevereiro. A Energisa Borborema atende seis municípios na Paraíba com cerca de 510 mil habitantes.

Fonte: Canal Energia

CCEE encerra 2020 com 10.734 agentes

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica viu o seu número de associados crescer 19% em 2020. A entidade encerrou o ano com 10.734 agentes. O resultado foi impulsionado pela nova onda migratória de consumidores para o mercado livre, que alcançou a segunda maior marca da história.

No total, apontou a entidade, foram 1.732 migrações de consumidores do Ambiente de Contratação Regulado no ano, somando 1.618 especiais e 114 livres. Isso levou a um crescimento de 23% no número de consumidores especiais, que já são 7.556. O volume de consumidores livres, por sua vez, teve evolução de 11%, chegando a 1.023.

	Classe	Participação dez/20	[%]	dez/19	[%]	Evolução 2020/2019
🟧	Gerador a Título de Serviço Público	42	0,4%	43	0,5%	-2%
🟦	Gerador Autoprodutor	78	0,7%	76	0,8%	3%
🟥	Distribuidor	48	0,4%	48	0,5%	0%
🟪	Comercializador	397	3,7%	341	3,8%	16%
🟩	Gerador Produtor Independente	1.590	14,8%	1.445	16,0%	10%
🟨	Consumidor Especial	7.556	70,4%	6.135	68,1%	23%
⬛	Consumidor Livre	1023	9,5%	922	10,2%	11%
	Total	10.734	100%	9.010	100%	19%

A expectativa da câmara é de que em 2021 os números continuem em expansão. No início do ano, já eram registrados 1.104 processos de adesão em andamento. São 842 consumidores especiais, 49 de consumidores livres, 76 comercializadores, 116 produtores independentes, 11 geradores, seis distribuidores e quatro autoprodutores.

Fonte: Canal Energia

Controvérsia entre IBAMA x Belo Monte e Impactos nos preços do Mercado Livre de Energia

Impasse tem comprometido a vida do Rio Xingu e põe em xeque a quantidade de energia a ser produzida pela hidrelétrica de Belo Monte.

Desde o segundo semestre de 2020, arrasta-se uma decisão sobre as vazões de água da Usina Hidrelétrica Belo Monte. Trata-se de uma revisão do hidrograma de consenso pelo Ibama, que prevê os volumes que devem ser liberados pela usina hidrelétrica.

Conforme o Ibama, as regras de operação do reservatório da usina, operada pela Norte Energia, passaram a comprometer a subsistência de quem vive ao longo de um trecho de 130 km do Rio Xingu, a chamada Volta Grande do Xingu.

Naquele momento, o Ibama, através de um hidrograma alternativo, determinou inicialmente o aumento da vazão média mensal do rio, determinando alteração nos volumes para outubro (de 700 m³/s para 760 m³/s), novembro (800m³/s para 1000 m³/s) e dezembro (de 900m³/s para 1200m³/s). Essa ação faz com a empresa tenha um menor volume de água nos reservatórios para gerar energia no período seco, entre os meses de abril a outubro.

Repercussões

A Norte Energia entrou com ação judicial com pedido de liminar para estender o efeito suspensivo até que fossem realizados estudos complementares pelo Ibama. O pedido foi negado pela Justiça Federal e a empresa entrou com agravo de instrumento, mas o recurso ao Tribunal Regional Federal da 1ª Região também foi indeferido, após manifestação da AGU.

Para janeiro de 2021, o Ibama determinou que a concessionária fizesse a liberação de 3.100 m³/s, frente a programação de 1.100 m³/s da Norte Energia.

O descolamento dessa programação se torna muito mais agudo no mês de fevereiro, quando a empresa pretende liberar 1.600 m³/s, enquanto o Ibama cobra uma vazão de 10.900 m³/s. A decisão final sobre a liberação de água em fevereiro tem que sair até sexta feira dia 29.

A concessionária Norte Energia nega que suas operações estejam causando impacto ambiental na região.

Impactos ao Setor Elétrico

A decisão do Ibama vem em meio a preocupações e discussões sobre os reais impactos ambientais do empreendimento para as comunidades locais. Já pelo lado da usina e do setor elétrico, a discussão está relacionada a prejuízos para a produção de energia e abastecimento ao Sistema Interligado Nacional, uma vez que a usina foi construída para operar sob determinadas garantias físicas do projeto.

Em nota, a CCEE informou que a nova defluência de 3.100 m³/s, não alterou o cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) de janeiro, ou seja, a CCEE considerou a previsibilidade anterior de vazão, a mantendo em 1.100 m³/s para o cálculo de todo o mês. Já o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), informa que utilizará a nova medida em seus processos de programação da operação diária e revisões.

Os preços de energia de contratos firmados para 2021, já sofreram aumento devido a estas incertezas e pela expectativa de menor oferta de energia no sistema elétrico nos próximos meses. Há uma corrente que indica tendência de preços ainda maiores para 2021, caso a decisão do hidrograma oficial seja contrária à Usina Belo Monte.

Fonte: GRID Energia

Grande devedor no GSF quitará sua dívida na próxima liquidação do MCP, aponta CCEE

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica espera anunciar na próxima semana, na liquidação financeira das operações do mercado de curto prazo referentes a dezembro, novos acordos de quitação dos débitos do GSF. Um deles com outro grande devedor, que estava entre os seis maiores em valores aberto, assim como o ocorrido com a AES Brasil no mês passado.

"Teremos antecipações importantes de mais do que um agente, que vai dar um cenário diferente para a liquidação de dezembro", comentou o presidente do Conselho de Administração da CCEE, Rui Altieri Silva, em entrevista coletiva promovida nesta segunda-feira, 1° de fevereiro.

O pagamento comentou o executivo é de um grande dos que somavam 70% do que estava em aberto. "Se estiver no patamar de 16% que foi o impacto com o pagamento da AES, isso significa que em duas liquidações pagamos 30% do que estava represado. Dessa vez será uma parte expressiva que será paga", limitou-se a dizer.

Fonte: Canal Energia

CCEE: projeção é de PLD médio de R $ 96, 26/ MWh para SE/CO em 2021

A projeção de PLD médio para o submercado Sudeste/ Centro-Oeste para o ano de 2021 é de R$ 96,26/ MWh, com expectativa de R$ 113,02/ MWh para 2022. Em fevereiro, ele deve ficar em R $ 157/ MWh, caindo para o preço mínimo nos meses seguintes e se recuperando a partir de julho. Os dados foram apresentados no encontro PLD, realizado nesta segunda-feira, 1º de fevereiro. O cenário mais otimista, com limite superior, traz um PLD médio de R$ 86,19/ MWh para 2021 e de média de R$ 92,56/ MWh no ano seguinte. No cenário do limite inferior, mais pessimista, ele fica com valor médio de R $ 147,31/ MWh em 2021 e de R$ 163,18/ MWh em 2022

No submercado Nordeste, a previsão é que o PLD médio fique em R$ 95,96/ MWh e R$ 94,69 para o ano que vem. O cenário otimista traz um preço de R $ 85, 88/ MWh em 2021 e de R $ 85, 63/ MWh em 2022, enquanto o pessimista traz um PLD de R$ 147 este ano e de R$ 162,06 no ano que vem.

O Sul vai ter comportamento similar ao do Sudeste, com projeção média de PLD de R$ 96,06/ MWh este ano e de 113,02/ MWh para o ano que vem. O cenário otimista traz um preço médio de R$ 85,98/ MWh de R$ 92,56/ MWh no ano que vem. O limite inferior projeta um PLD médio de 147,03/ MWh em 2021 e de R$ 163/ MWh em 2022.

Já no Norte, a média de preço esse ano fica em 96,07/ MWh e R$ 94,69 para o 2022. O cenário de limite superior traz um PLD médio de 85,99/ MWh para 2021 e de R$ 85,63/ MWh. O PLD médio com limite inferior fica em R$ 133, 08.

A estimativa é que os Encargos de Serviços do Sistema somem R $ 1, 64 bilhão em janeiro, sendo que a segurança energética vai demandar a maior parte, de R$ 1,07 bilhão. As Unit Commitment ficaram em R$ 30,7 milhões, enquanto o custo de descolamento no mês chegou a R$ 6,4 milhões.

Fonte: Canal Energia

Resposta da Demanda passa a valer para todo o país a partir de 1º de fevereiro

A Agência Nacional de Energia Elétrica publicou nesta terça-feira, 26 de janeiro, alteração na resolução normativa que cria o Programa Piloto de Resposta à Demanda. A partir de agora, poderão ser habilitados a participar do programa todos os consumidores livres, parcialmente livres e consumidores cujos contratos de compra de energia seguem os preceitos estabelecidos no art. 5º da Lei nº 13.182, de 2015, conectados na rede de supervisão do ONS. Antes apenas os do Norte e Nordeste estavam aptos a participar. A nova resolução vale a partir do dia 1º de fevereiro.

Fonte: Canal Energia