



Contribuição da Enel à Consulta Pública nº 011/2020, que trata de obter subsídios para a proposta de atualização das faixas de acionamento e dos valores dos adicionais das Bandeiras Tarifárias para o Ciclo 2020/2021.



Sumário

| | |
|--|---|
| 1. Introdução..... | 2 |
| 2. Atualização das variáveis de cálculo dos prêmios de repactuação do risco hridrológico | 2 |
| 3. Risco de submercado | 2 |
| 4. Custos de geração por fonte termelétrica - CCEAR-D..... | 5 |
| 5. Intervalo da Bandeira Tarifária Vermelha..... | 5 |



1. Introdução

O Grupo Enel apresenta nos itens subsequentes sua contribuição à Consulta Pública nº 011/2020 (CP11/20), que propôs a atualização dos valores dos adicionais das bandeiras tarifárias para o Ciclo 2020/2021 por meio da Nota Técnica nº 018/2020-SRG-SGT-SRM/ANEEL, de 27/02/2020, os quais entraram em vigor a partir de 1º de julho de 2020.

Iremos abordar quatro temáticas a fim de contribuir com a homologação dos valores adicionais dos patamares da bandeira. Sendo: (i) Atualização das variáveis de cálculo dos prêmios de repactuação do risco hídrológico; (ii) Risco de submercado, devido as diferenças de preços entre submercado; (iii) Custos de geração por fonte termelétrica - CCEAR-D, e; (iv) Intervalo da Bandeira Tarifária Vermelha.

2. Atualização das variáveis de cálculo dos prêmios de repactuação do risco hídrológico

O valor da previsão de receita relativa aos prêmios de repactuação do risco hídrológico foram obtidos por meio do *script* em R, disponibilizada na CP11/20, "Premios.R", do qual é extraído o valor de R\$4,55/MWh a ser subtraído de cada patamar das bandeiras (amarela, vermelha1 e vermelha2).

Ao validar com o atual prêmio do risco hídrológico de R\$ 45.871.500 em fev/2020 (referência março/2020, mês de 744 horas), com a previsão de novas usinas a pagar o risco hídrológico (2.703 MWm em julho/2020), ao prêmio de R\$ 21,43/MWh, vemos que o valor mensal de referência (mês de 730 horas) passa para R\$ 85 milhões, em um total ano de R\$ 1,020 bilhão.

Ao se dividir o montante pelo mercado de 35.331 MWm, temos o valor de R\$ 3,3 / MWh. Logo, solicitamos substituir o valor do benefício do prêmio do risco hídrológico.

Por fim, lembramos que o procedimento de deduzir da bandeira tarifária o valor do prêmio é coerente caso não se retire este prêmio do adiantamento do risco hídrológico dos reajustes tarifários, mantendo o processo atual de cálculo deste adiantamento.

3. Risco de submercado

Na contribuição Enel relativa à Audiência Pública nº 08/2019 (AP08/19) que tratava da revisão das faixas de acionamento e dos adicionais das bandeiras tarifárias, a vigorar de maio de 2019 a abril de 2020 foi incluído o tema do risco de submercado relativo às diferenças de preços entre submercados.



“Após a entrada em operação da usina de Belo Monte, a região Norte passou a ter um excesso de capacidade para seu consumo e possibilidade de transmissão. Em 2018, a ENA do Norte até abril foi de 20 GWm, para um mercado de 5 GWm. Pela impossibilidade de se escoar o potencial de geração hidrelétrica do Norte para outros submercados, o InfoCCEE de 28/março/2019 projeta para o submercado o piso de R\$ 42/MWh até o mês de maio, se descolando dos demais submercados.

Quando os PLDs de outros submercados disparam, a exposição financeira é alta. No ano de 2018, a exposição financeira devido à diferença de preços entre submercado foi de R\$ 1,7 bilhão. Em 2019, as diferenças de preços estão maiores do que em 2018.

Por conta desta característica, a receita de sobrecontratação que de fato se realiza é menor do que a premissa do cálculo de sobrecontratação, sobretudo nos meses úmidos. No cálculo do Adicional de Bandeiras, é considerada uma receita de Sobrecontratação proporcional à sobra de 1.821 MWm liquidada ao PLD médio ponderado por submercado naquela Bandeira. É importante ter em mente que em 5 meses do ano (42% do tempo), essa premissa não se verifica devido ao Risco de diferenças de preços do Submercado Norte para os demais Submercados.”

A proposta da Enel era que o desequilíbrio de caixa apontado poderia ser solucionado em parte com a cobertura tarifária no Reajuste Tarifário e outra parte com o ajuste no acionamento de Bandeiras.

Na época da AP08/19 a ANEEL não acatou a proposta, informando que a problemática já estava endereçada no setor, pois com a entrega dos empreendimentos de interligação entre os subsistemas a exposição seria mitigada (Nota Técnica nº 035/2019-SRG/SGT/SRM-ANEEL, de 24/04/2019).

Pode ser observado já no início de 2020 já é sentida a diferença entre preços dos submercado.



Diferenças entre PLDs entre Submercados em 2018, 2019 e 2020

| | | jan/18 | fev/18 | mar/18 | abr/18 | mai/18 | jun/18 | jul/18 | ago/18 | set/18 | out/18 | nov/18 | dez/18 |
|-----------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| PLD SE | R\$/MWh | 180 | 189 | 219 | 110 | 325 | 473 | 505 | 505 | 473 | 272 | 124 | 79 |
| PLD N | R\$/MWh | 142 | 43 | 40 | 51 | 159 | 442 | 505 | 505 | 474 | 272 | 124 | 52 |
| Diferença | | -38 | -146 | -179 | -59 | -166 | -31 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | -27 |
| | | jan/19 | fev/19 | mar/19 | abr/19 | mai/19 | jun/19 | jul/19 | ago/19 | set/19 | out/19 | nov/19 | dez/19 |
| PLD SE | R\$/MWh | 192 | 444 | 234 | 180 | 135 | 79 | 186 | 237 | 220 | 274 | 317 | 227 |
| PLD N | R\$/MWh | 74 | 45 | 42 | 42 | 51 | 79 | 177 | 211 | 219 | 274 | 317 | 227 |
| Diferença | | -118 | -398 | -192 | -138 | -84 | 0 | -8 | -26 | -1 | 0 | 0 | 0 |
| | | jan/20 | fev/20 | mar/20 | | | | | | | | | |
| PLD SE | R\$/MWh | 327 | 154 | 82 | | | | | | | | | |
| PLD N | R\$/MWh | 327 | 126 | 43 | | | | | | | | | |
| Diferença | | 0 | -29 | -39 | | | | | | | | | |

A diferença de preços em fev/2020 gerou exposição de R\$ 150 MM para o setor, aumentando em março/2020. Caso não fosse a redução de carga do COVID, certamente a diferença de preços continuaria em abril, montando valores significativos até o fim do período úmido.

Assim, entendemos ainda ser relevante que a ANEEL considere a proposta que ora a reapresentamos:

“A cobertura tarifária pode incorporar o risco de submercado do PLD da Bandeira Verde, a ser considerada em conjunto com o Adiantamento do Risco Hidrológico conforme modificação do Submódulo 4.4 e 4.4A. Como a cobertura é ex-ante (com PLDs projetados), propomos unicamente considerar a diferença de preços entre os Submercados Norte e Sul/Sudeste. Isso porque de maneira ex-ante é mais difícil projetar diferença de preços entre os submercados Norte e Nordeste.

O acionamento da Bandeira passa a considerar a exposição de submercado do mês:

Acionamento =

$$\text{Percentil}_{\text{taxia}} (1-\text{GSF}) * \text{PLD}_{\text{ponderado dos submercados}} + ((\text{PLD N} - \text{PLD S/SE}) * \text{Intercâmbio}_{\text{cccar, ccgf e ccen, N vs. S/SE}} + (\text{PLD NE} - \text{PLD S/SE}) * \text{Intercâmbio}_{\text{cccar, ccgf e ccen, NE vs. S/SE}}) / \text{Mercado Bandeira}$$

Onde:

$\text{Percentil}_{\text{taxia}} (1-\text{GSF}) * \text{PLD}_{\text{ponderado dos submercados}}$ => Percentil de acionamento das Bandeiras;

PLD N => PLD N projetado conforme o PMO do ONS para o mês seguinte;

PLD S/SE => PLD S/SE projetado conforme o PMO do ONS para o mês seguinte;

$\text{Intercâmbio}_{\text{cccar, ccgf e ccen, N vs. S/SE3}}$ => Total de intercâmbio de contratos de



CCEARs, CCGF e CCEN registrados no Submercado Norte no mês, cujos compradores se encontram no Submercado S/SE, deduzido das quantidades de CCEARs, CCGF e CCEN registrados no Submercado S/SE no mês, cujos compradores se encontram no N;

Intercâmbio_{ccear, ccgf e ccen}, NE vs. S/SE => Total de intercâmbio de contratos de CCEARs, CCGF e CCEN registrados no Submercado Nordeste no mês, cujos compradores se encontram no Submercado S/SE, deduzido das quantidades de CCEARs, CCGF e CCEN registrados no Submercado S/SE no mês, cujos compradores se encontram no Nordeste;

Mercado Bandeira => Mercado Cativo do ano (35331,24 MWh)"

4. Custos de geração por fonte termelétrica - CCEAR-D

Solicitamos atualizar os CVUs utilizados no arquivo "SGT_BASE DE DADOS TÉRMICAS" com os dados do PMO de maio/2020, tendo em vista o impacto do novo patamar das taxas de câmbio nos preços dos combustíveis.

Com a atualização, os adicionais sob o respectivo PLD de referência de cada bandeira fica conforme tabela abaixo:

R\$/MWh

| | Amarela | Vermelha1 | Vermelha2 |
|-----------------|---------|-----------|-----------|
| Valores em 2019 | 15,45 | 18,93 | 17,59 |
| Valores em 2020 | 11,71 | 19,32 | 20,41 |

5. Intervalo da Bandeira Tarifária Vermelha

Conforme já mencionado nas contribuições da Enel nas últimas audiências públicas, a matriz energética do SIN mudou nos últimos 20 anos. As termelétricas e eólicas são muito mais representativas, em detrimento da fonte hidrelétrica. Isso faz com que, dado a mesma situação de carga e de reservatórios, hoje se opte por despachar menos hidrelétricas, porque é possível despachar usinas termelétricas e as eólicas por vezes suprem parte da demanda. Por esse motivo, o GSF seria diferente hoje dado a mesma situação energética.

Considerando que esta audiência pública propõe uma redução dos valores de adicionais de bandeiras, vislumbramos neste momento a oportunidade de se rever o intervalo da bandeira vermelha, cobrindo uma distribuição de probabilidade de eventos com ao menos parte dos



eventos de 2017 e de 2018. Ainda que a bandeira vermelha 2 não inclua até o percentil 100%, seria possível incluir por exemplo até o 97%, de forma a incluir alguns meses desse período controlando o aumento do adicional da bandeira vermelha.

Dessa forma, os adicionais e os limites de acionamento das bandeiras seriam alterados da seguinte maneira:

Tabela 1 - Adicionais para distribuição de probabilidade até 97% (R\$/MWh)

| Adicionais | | | Acionamento | | |
|-------------------|-------|-------|-------------------|-------|-------|
| Cobertura até 97% | AP | 2019 | Cobertura até 97% | AP | 2019 |
| 13,06 | 13,06 | 13,43 | 22,02 | 22,02 | 15,75 |
| 35,88 | 32,40 | 41,69 | 59,48 | 59,48 | 53,63 |
| 62,72 | 52,64 | 62,43 | 82,56 | 75,61 | 77,06 |

Este procedimento teria a vantagem de adequar a bandeira a configuração mais recente da matriz energética do SIN, capaz de cobrir o desequilíbrio de caixa mês de nov/2017, por exemplo¹.

¹ Ainda que o auge do período seco de 2017 e 2018, entre agosto e outubro de 2017 e de junho a setembro de 2018 fiquem fora da cobertura tarifária da Bandeira Tarifária.