

## NOTA TÉCNICA Nº 177/2022–SRM/ANEEL

Em 8 de dezembro de 2022.

Processo: **48500.002651/2022-43**

Assunto: **Proposta de abertura de Segunda Fase da Tomada de Subsídios – TS nº 14/2022 para consolidação da Base de Dados que será utilizada no estudo de *benchmarking* de custos operacionais regulatórios das concessionárias de transmissão prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013.**

**I – DO OBJETIVO**

1. Propor instauração de Segunda Fase da Tomada de Subsídios nº 14/2022 para apresentar e consolidar as bases de dados que serão utilizadas no estudo de *benchmarking* de eficiência dos custos operacionais regulatórios das concessionárias de transmissão prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013, que passarão por revisão periódica da Receita Anual Permitida – RAP em 1º de julho de 2023, conforme data contratual.

**II – DOS FATOS**

1. Por meio da Resolução Normativa – REN nº 257, de 6 de março de 2007, após as discussões realizadas no âmbito da Audiência Pública – AP nº 7/2006, a ANEEL estabeleceu os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos para realização da primeira revisão periódica das concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica. Nessa ocasião, realizou-se estudo de *benchmarking* dos custos operacionais, conforme descrito no Anexo III das Notas Técnicas nº 125/2007-SRE/ANEEL<sup>1</sup>, de 11 de maio de 2007, e nº 182/2007-SRE/ANEEL<sup>2</sup>, de 22 de junho de 2007.

---

<sup>1</sup> SIC nº 48548.004468/2007-00.

<sup>2</sup> SIC nº 48548.004488/2007-00.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P2 da NOTA TÉCNICA Nº 177/2022-SRM/ANEEL, de 8/12/2022.

2. Por meio da REN nº 386, de 15 de dezembro de 2009, após as discussões realizadas no âmbito da AP nº 68/2008, a ANEEL estabeleceu os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos para realização da segunda revisão periódica das concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica. Nessa ocasião, realizou-se estudo de *benchmarking* dos custos operacionais, conforme descrito no Anexo III das Notas Técnicas nº 371/2008-SRE/ANEEL<sup>3</sup>, de 10 de dezembro de 2008, e nº 396/2009-SRE/ANEEL<sup>4</sup>, de 1º de dezembro de 2009.

3. Em dezembro de 2012, com base na Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, foram assinados termos aditivos contratuais para, dentre outros, prorrogar, a partir de 1º de janeiro de 2013, a vigência de nove<sup>5</sup> contratos de concessão de transmissão não licitados. As receitas iniciais desses contratos foram estabelecidas pelo Poder Concedente por meio da Portaria MME nº 579, de 31 de outubro de 2012, levando-se em consideração, dentre outros, estudo de *benchmarking* de custos operacionais, conforme descrito na Nota Técnica nº 383/2012-SRE/ANEEL<sup>6</sup>, de 24 de outubro de 2012.

4. Os termos aditivos mencionados, estabelecem na cláusula oitava as regras para revisão da Receita Anual Permitida – RAP dessas transmissoras, conforme transcrito a seguir:

*“CLÁUSULA OITAVA – REVISÃO DA RECEITA ANUAL PERMITIDA (...)*

*A ANEEL procederá, a cada cinco anos, à REVISÃO PERIÓDICA da RECEITA ANUAL PERMITIDA estabelecida no **caput** da Cláusula Sétima deste TERMO ADITIVO, conforme regulamentação, alterando-a para mais ou para menos, considerando os estímulos à eficiência e à modicidade tarifária.*

***Primeira Subcláusula** – A primeira revisão periódica será realizada em 1º de julho de 2018.”*

5. Por meio da REN nº 880, de 2020, a ANEEL, após as discussões realizadas no âmbito da AP nº 41/2017, aprovou, dentre outros, a versão 4.0 do submódulo 9.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret, que trata da revisão periódica das concessionárias de transmissão não licitadas. Na seção 5 do referido submódulo constou os custos operacionais regulatórios calculados no âmbito da primeira revisão periódica dos contratos prorrogados nos termos da Lei nº 12.783, de 2013, que levou em consideração estudo de *benchmarking*, conforme descrito nas Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL<sup>7</sup>,

<sup>3</sup> SIC nº 48548.007061/2008-00.

<sup>4</sup> SIC nº 48548.004556/2009-00.

<sup>5</sup> Contrato de concessão – CC nº 6/1997 (Cemig-GT), CC nº 55/2001 (CEEE-GT), CC nº 57/2001 (Eletrosul), CC nº 58/2001 (Eletronorte), CC nº 59/2001 (CTEEP), CC nº 60/2001 (Copel-GT), CC nº 61/2001 (Chesf), CC nº 62/2001 (Furnas) e CC nº 63/2001 (Celg-GT).

<sup>6</sup> SIC nº 48548.003835/2012-00.

<sup>7</sup> SIC nº 48580.001545/2017-00.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

P3 da NOTA TÉCNICA Nº 177/2022-SRM/ANEEL, de 8/12/2022.

de 22 de setembro de 2017, nº 164/2017-SRM/ANEEL<sup>8</sup>, de 4 de outubro 2017, nº 26/2018-SRM/ANEEL<sup>9</sup>, de 3 agosto de 2018, nº 141/2018-SRM/ANEEL<sup>10</sup>, de 24 de agosto de 2018, e nº 204/2018-SRM/ANEEL<sup>11</sup>, de 4 de dezembro de 2018.

6. Por ocasião da segunda revisão periódica da RAP dos contratos prorrogados, prevista para ocorrer em 1º de julho de 2023, os parâmetros de eficiência e do modelo de *benchmarking* dos custos operacionais serão novamente analisados. Isto posto, em 2 de agosto de 2022, por meio de Aviso publicado no Diário Oficial da União – DOU, seção 3, página 106, foi aberta a Tomada de Subsídios – TS nº 14/2022 por 30 dias com o objetivo de obter subsídios e informações adicionais acerca da base de dados que será utilizada no estudo de *benchmarking* dos custos operacionais regulatórios dos agentes de transmissão.

7. Naquela data, foram disponibilizados para análise e crítica dos interessados os seguintes dados: 1) despesas operacionais contábeis das transmissoras, referente ao período de 2017 a 2021, conforme informações fornecidas pelas próprias empresas no Balancete Mensal Padronizado – BMP; 2) lista das instalações de transmissão, incluindo características técnicas, cadastradas na base de dados da ANEEL e em operação comercial até 30 de junho de 2021; 3) proposta de agrupamentos operacionais das concessionárias que realizam algum tipo de compartilhamento operacional, seja de infraestrutura, pessoal ou serviço; 4) dados de indisponibilidade em instalações de transmissão ocorridas no período entre 2017 e 2021, obtidas a partir do Sistema de Apuração da Transmissão – SATRA; e 5) composição da força de trabalho das concessionárias em 31 de dezembro de 2020, conforme respostas encaminhadas pelas empresas ao Ofício Circular nº 2/2022-SRM/ANEEL<sup>12</sup>.

8. Em 15 de agosto de 2022, por meio da carta CT-111/2022<sup>13</sup> e em 17 de agosto de 2022, por meio da Carta CTA-PR-01592/2022<sup>14</sup>, a ABRATE e a Eletrobras, respectivamente, solicitaram prorrogação de prazo para envio de contribuições à TS nº 14/2022 para o dia 14/10/2022 alegando grande volume de informações a serem analisadas e o envolvimento das empresas em múltiplas atividades: regulatórias, societárias e de orçamento.

9. Por meio do Aviso de Prorrogação, publicado no Diário Oficial da União – DOU de 25/8/2022, seção 3, página 172, a ANEEL prorrogou até 30/9/2022 o prazo final para envio de contribuições da Tomada de Subsídios nº 14/2022, atendendo parcialmente o pleito dos agentes. Além disso, foram disponibilizados para análise e crítica dos interessados os seguintes dados adicionais: 1) variável exógena “*Idade Média dos Ativos*”, que representa a vida média dos ativos de transmissão em operação comercial para cada concessão referente aos anos de 2017 a 2021; 2) base de dados utilizada

<sup>8</sup> SIC nº 48580.001623/2017-00.

<sup>9</sup> SIC nº 48580.001210/2018-00.

<sup>10</sup> SIC nº 48580.001312/2018-00.

<sup>11</sup> SIC nº 48580.002051/2018-00.

<sup>12</sup> SIC nº 48580.000447/2022-00.

<sup>13</sup> SIC nº 48513.022101/2022-00.

<sup>14</sup> SIC nº 48513.022101/2022-00.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P4 da NOTA TÉCNICA Nº 177/2022-SRM/ANEEL, de 8/12/2022.

no cálculo do Índice Salarial – IS, bem como a metodologia proposta para realização do cálculo desse parâmetro e o resultado preliminar obtido.

### III – DA ANÁLISE

10. A cláusula oitava dos contratos de concessão de transmissão prorrogados definiu a data da primeira revisão periódica da RAP desses contratos em 1º de julho de 2018, com periodicidade de 5 anos. Portanto, a segunda revisão está prevista para ocorrer em 1º de julho de 2023 e um dos componentes a serem avaliados no âmbito dessa discussão trata-se dos custos operacionais regulatórios.

11. Nessa seara, a abordagem adotada pela ANEEL no processo de cálculo dos custos operacionais no âmbito da revisão periódica busca estabelecer parâmetros de eficiência de modo a determinar os custos associados à execução dos processos e atividades de direção, administração e, principalmente, de operação e manutenção das instalações de transmissão que assegurem que a concessionária possa obter os níveis de qualidade do serviço exigidos.

12. Uma importante etapa desse processo é a construção das bases de dados que, em um segundo momento, serão utilizadas no desenvolvimento dos modelos que irão representar os custos operacionais eficientes das concessionárias. A qualidade da informação utilizada é fundamental para que se produzam modelagens robustas e resultados aderentes à realidade.

13. A experiência de processos anteriores demonstrou que a discussão acerca dos dados em paralelo à discussão de modelagem tende a ficar comprometida uma vez que se perde o foco da qualidade da informação utilizada, ficando a discussão muito pautada nos resultados obtidos em decorrência da sua utilização.

14. Isto posto, por meio da TS nº 14/2022 a ANEEL iniciou discussão para dar publicidade, transparência e reprodutibilidade às bases de dados que serão utilizadas no âmbito desse processo, apresentando suas características, fontes e metodologia de construção. Ao mesmo tempo, permitiu-se que os agentes envolvidos pudessem fazer suas avaliações e manifestações quanto a eventuais divergências e inconsistências existentes na base de dados, viabilizando a realização, a priori, de eventuais correções que se mostrassem necessárias.

15. No âmbito da referida Tomada de Subsídios foram recebidas contribuições de 13 agentes, quais sejam: Celeo Redes Brasil S.A. – **Celeo**; Companhia Energética de Minas Gerais – **Cemig**; Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil – **CGT Eletrosul**; Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – **CHESF**; Copel Geração e Transmissão – **Copel-GT**; Energias do Brasil S.A. - **EDP**; Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - **Eletrobras**; Centrais Elétricas do Norte do Brasil – **Eletronorte**; Furnas Centrais Elétricas – **Furnas**; Grupo CPFL Energia – **CPFL**; Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - **ISA CTEEP**; Grupo Equatorial Energia – **Equatorial**; Grupo Energisa – **Energisa**.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P5 da NOTA TÉCNICA Nº 177/2022-SRM/ANEEL, de 8/12/2022.

16. Reforçando o compromisso da ANEEL com a transparência, propõe-se a abertura de segunda fase da TS nº 14/2022, disponibilizando à sociedade dados de variáveis que podem ser utilizadas em eventual cálculo de segundo estágio da metodologia DEA - *Data Envelopment Analysis*, conforme levantamento realizado pela equipe de georreferenciamento da Superintendência de Gestão Técnica da Informação – SGI da ANEEL (Equipe Imagem), a partir dos dados georreferenciados das Linhas de Transmissão – LT sob responsabilidade das concessionárias.

17. Além disso, será disponibilizada base de dados consolidada após análise das contribuições e considerações encaminhadas no âmbito da TS nº 14/2022, contribuindo, assim, para aumentar a robustez do cálculo a ser realizado.

### III.1 – Agrupamentos Operacionais e empresas consideradas no cálculo

18. Primeiramente, cabe pontuar que, assim como no último estudo de *benchmarking* realizado, conforme descrito no Relatório de Análise de Contribuições – RAC anexo à Nota Técnica nº 204/2018-SRM/ANEEL<sup>15</sup>, de 07/12/2018, entende-se que as concessionárias licitadas e prorrogadas operam sobre a mesma fronteira tecnológica. Essa premissa também foi sustentada pela Agência no processo de cálculo do Fator X e do Ganho de Eficiência Empresarial – GEE do setor de transmissão, realizado no âmbito da CP nº 64/2021.

19. Não obstante, tal premissa se sustenta pela simples observação e comparação entre as concessões. Não se está falando de atividades distintas, muito pelo contrário, em ambos os casos o que se tem são concessões de serviço público para operar e manter ativos de transmissão que ao final são os mesmos, ou seja, representam a mesma tecnologia. O fato de estarem submetidas a regimes regulatórios e econômicos distintos não as torna diferentes sob a ótica de uma análise comparativa de eficiência de custos. Na realidade, esse aspecto não deve ser considerado para essa finalidade.

20. Portanto, mantém-se o entendimento de que as transmissoras prorrogadas e licitadas podem e devem ser comparadas sob a ótica de eficiência de custos. No entanto, feitas essas considerações, a questão central para o estabelecimento da comparabilidade entre as concessões de transmissão, independente da sua característica contratual, está na adequada consideração dos elementos que as diferenciam no tocante aos fatores endógenos e exógenos da análise.

21. Sob esse aspecto, lembra-se que a ANEEL, no âmbito da AP nº 41/2017, já constatou a existência de potenciais distorções na alocação de custos operacionais em algumas transmissoras licitadas, conforme consta na Nota Técnica nº 160/2017-SRM/ANEEL<sup>16</sup>, de 22 de setembro de 2017, transcrito a seguir.

<sup>15</sup> SIC nº 48580.002051/2018-00.

<sup>16</sup> SIC nº 48580.001545/2017-00.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P6 da NOTA TÉCNICA Nº 177/2022-SRM/ANEEL, de 8/12/2022.

*“49. Considerando o fato de que diversas concessionárias licitadas são composições societárias que incluem tanto as concessionárias existentes quando da publicação da Lei nº 8.987, de 1995, quanto novos grupos empresariais, as discrepâncias entre as eficiências verificadas para as concessionárias licitadas e as verificadas para as concessionárias existentes podem decorrer de um problema de alocação de custos entre as Sociedades de Propósito Específico – SPE e suas respectivas acionistas. Isso porque, em alguns casos, uma parte ou a totalidade dos custos administrativos, dentre outros, estariam alocados na empresa “mãe”.*

22. Sendo assim, caso observadas, discrepâncias entre as eficiências estimadas para as concessionárias licitadas e prorrogadas poderiam não ser exclusivamente atribuídas à uma eventual melhor gestão das primeiras, mas sim decorrentes da ausência de um segmento importante de atividades operacionais no âmbito das SPEs. Haveria, portanto, dificuldades em se comparar de forma simples e direta os agentes dessas duas categorias.

23. Não obstante, como forma de mitigar o problema identificado, a Agência realizou o agrupamento de concessionárias pertencentes ao mesmo grupo econômico considerando a existência de eventual compartilhamento de infraestrutura, pessoal ou serviço. Tais agrupamentos, por sua vez, passaram a compor as amostras, agora comparáveis por meio do modelo DEA, em substituição às SPE individualizadas. Sendo assim, as inconsistências apontadas foram minimizadas, dado que o agrupamento operacional englobaria todos os custos, bem como todos os ativos físicos de suas subsidiárias.

24. Diante do exposto, entende-se que a solução adotada no estudo anterior, referente à criação dos agrupamentos operacionais, contribui para aumentar a comparabilidade entre transmissoras licitadas e não-licitadas, na medida em que mitiga as inconsistências de alocação de custos supracitadas, de modo que essa abordagem será mantida no presente processo. Sendo assim, com base nas respostas encaminhadas pelas próprias concessionárias ao Ofício Circular nº 2/2022-SRM/ANEEL<sup>17</sup>, foram identificadas e agrupadas as empresas que efetivamente realizam algum tipo de compartilhamento operacional, seja de infraestrutura, pessoal ou serviço.

25. Alguns agentes alegaram que encontraram divergências entre os agrupamentos operacionais informados na TS nº 14/2022 e aqueles considerados em processos anteriores como, por exemplo, na AP nº 41/2017, referente ao último estudo de *benchmarking* de custos operacionais das transmissoras. Com relação a esse ponto, ressalta-se que os agrupamentos operacionais considerados neste processo são aqueles que constam na Tabela 3 da Nota Técnica nº 97/2022-SRM/ANEEL<sup>18</sup>, de 29/7/2022, e, conforme mencionado, refletem as informações mais atuais encaminhadas pelas próprias empresas à ANEEL, de modo que não houve alteração em relação ao que foi apresentado na TS nº 14/2022, com exceção do agrupamento EDP\_HOL em que houve a inclusão das empresas EDP, MA I e MA II após solicitação do próprio Grupo EDP em sua contribuição à TS nº 14/2022.

<sup>17</sup> SIC nº 48580.000447/2022-00.

<sup>18</sup> SIC nº 48580.000950/2022-00.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P7 da NOTA TÉCNICA Nº 177/2022-SRM/ANEEL, de 8/12/2022.

26. Logo, observa-se da Nota Técnica mencionada que foram criados 19 agrupamentos operacionais. Além disso, há 52 concessionárias que não compartilham custos com outras empresas e, portanto, não foram agrupadas. Isto posto, a princípio, tem-se um universo de 71 empresas com instalações de transmissão em operação comercial entre 2017 e 2021 e que poderiam ser consideradas no estudo de *benchmarking* a ser realizado. Conforme discutido anteriormente, entende-se que as transmissoras não-licitadas e licitadas podem e devem ser comparadas sob a ótica de eficiência de custos, porém com algumas ressalvas.

27. Isto posto, com o objetivo de reduzir potenciais distorções, entende-se razoável considerar na modelagem apenas os agentes que possuíam contratos de concessão em operação comercial no início do período analisado. Dessa forma, propõe-se que sejam mantidas na amostra apenas as concessionárias ou agrupamentos operacionais que possuíam pelo menos um contrato de concessão que já se encontrava em operação comercial em 1º/1/2017.

28. Ademais, com o intuito de aumentar a homogeneidade da amostra utilizada na estimativa da fronteira de eficiência e a comparabilidade entre as empresas, propõe-se que sejam consideradas no modelo apenas as transmissoras e agrupamentos que possuem, no período analisado, escala operacional no mínimo igual ou superior àquela apresentada pela EDP Goiás (antiga CELG-GT), menor concessionária prorrogada a ter seus custos operacionais regulatórios estabelecidos no âmbito deste processo.

29. Dessa forma, as empresas foram ranqueadas com base nos seguintes critérios<sup>19</sup>: i) quantidade de unidades modulares; ii) potência aparente instalada; iii) potência reativa instalada; e iv) extensão de rede. Posteriormente, foram selecionados apenas os agentes com escala operacional igual ou superior a da EDP Goiás, considerando a composição dos critérios informados.

30. Após a aplicação dos referidos filtros, restaram 24 agentes. A Tabela 1 discrimina esses agentes em ordem decrescente de escala operacional.

**Tabela 1 – *Ranking* de escala operacional.**

Agente
FURNAS
ISA_HOL
CHESF
ELETRONORTE
CGT ELETROSUL
STATE GRID_HOL
TAESA_HOL
CEMIG-GT

<sup>19</sup> Foi utilizada a média, entre 2017 e 2021, dos valores apurados para cada um dos critérios.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P8 da NOTA TÉCNICA Nº 177/2022-SRM/ANEEL, de 8/12/2022.

CEEE-T
EVOLTZ_HOL
COPEL_HOL
TBE_HOL
IEMADEIRA
CELEO_HOL
GEMINI_HOL
BMTE
QUANTUM_CYMI_HOL
TP NORTE
ENEL CIEN
XRTE
ALUPAR_HOL
TRANSENERGIA_HOL
EQUATORIAL_HOL
CELG G&T

31. Por fim, a partir da lista apresentada na Tabela 1, alguns agrupamentos ainda foram expurgados da amostra, conforme justificativas a seguir:

- i) EVOLTZ\_HOL (composta por concessões que eram da Abengoa) e GEMINI\_HOL (composta por concessões que eram da Isolux), pois em parte do período analisado neste estudo as concessionárias que compunham esses agrupamentos encontravam-se ou estavam concluindo processos de recuperação judicial e extrajudicial, respectivamente, o que pode distorcer os resultados obtidos;
- ii) QUANTUM\_CYMI\_HOL, ALUPAR\_HOL e EQUATORIAL\_HOL, uma vez que a maior parte dos atuais ativos associados a tais agrupamentos entraram em operação comercial apenas na metade final do período analisado<sup>20</sup>, o que pode causar volatilidades indesejadas na base de dados;
- iii) IEMADEIRA, BMTE, ENEL CIEN e XRTE, pois trata-se de concessões cuja maior parte (em alguns casos a totalidade) dos ativos são operados em corrente contínua, o que as diferencia sobremaneira, em termos tecnológicos, das demais empresas da amostra; e

<sup>20</sup> De 7 contratos de concessão associados ao agrupamento QUANTUM\_CYMI\_HOL, 4 deles entraram em operação comercial a partir de 2020; de 10 contratos de concessão atualmente associados ao agrupamento ALUPAR\_HOL, 5 deles entraram em operação comercial a partir de 2019; de 9 contratos de concessão associados ao agrupamento EQUATORIAL\_HOL, 8 deles entraram em operação comercial a partir de 2019.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.





P9 da NOTA TÉCNICA Nº 177/2022-SRM/ANEEL, de 8/12/2022.

- iv) TP NORTE, pois trata-se de SPE que não encaminhou todas as informações solicitadas nos Ofícios Circulares enviados pela ANEEL.

32. Diante do exposto, propõe-se que a amostra final a ser considerada na modelagem DEA do presente processo seja composta por 14 empresas, representadas pelos agentes remanescentes após a aplicação dos filtros e expurgos mencionados. Ressalta-se que se trata da mesma quantidade de empresas adotadas no estudo de eficiência de custos operacionais realizado no âmbito da AP nº 41/2017. A única diferença entre as amostras utilizadas nos dois processos refere-se a retirada do agrupamento ALUPAR\_HOL e a inclusão do agrupamento TRANSENERGIA\_HOL.

33. Em síntese, propõe-se que, a princípio, a amostra final a ser utilizada no modelo DEA seja composta pelos seguintes agentes: FURNAS, ISA\_HOL, CHESF, ELETRONORTE, CGT ELETROSUL, STATE GRID\_HOL, TAESA\_HOL, CEMIG-GT, CEEE-T, COPEL\_HOL, TBE\_HOL, CELEO\_HOL, TRANSENERGIA\_HOL e CELG G&T. Contudo, ressalta-se que pode haver alterações na lista de agentes a serem considerados no modelo, em decorrência das discussões a serem realizadas.

34. Por último, em sua contribuição à TS nº 14/2022, a CTEEP alega que há necessidade de se realizar tratamento adicional acerca das incorporações de concessões realizadas entre 2017 e 2021, citando<sup>21</sup>, por exemplo, o caso da TDG e ETN, que foram incorporadas pela Chesf e a TSBE, incorporada pela CGT Eletrosul. De acordo com o agente:

*“Observam-se a partir do ano de incorporação dessas empresas dados de insumos e produtos zerados para as incorporadas, bem como saltos nos valores das transmissoras que as incorporaram. Na modelagem utilizando o DEA, é possível que as transmissoras que incorporaram se tornem mais eficientes, na medida em que os ativos são totalmente transferidos e os custos operacionais tendem a não ser completamente repassáveis.*

*Esse ponto é de especial atenção para a definição dos custos operacionais regulatórios porque estratégias de compra e venda podem afetar a eficiência operacional das transmissoras. A Agência deve avaliar como tratar adequadamente estes casos.”*

35. Com relação a esse ponto, cabe destacar que após a assinatura dos termos aditivos aos contratos associados às concessões incorporadas, o agente incorporador torna-se titular sobre os direitos, prerrogativas, obrigações e encargos referentes ao Contrato de Concessão objeto da incorporação, portanto, é razoável que as instalações vinculadas sejam consideradas na base de ativos do agente incorporador após a assinatura do termo aditivo.

36. Além disso, se estratégias de fusões e aquisições podem impactar a eficiência das empresas, tais situações podem e devem ser consideradas no modelo, pois fazem parte da dinâmica do

<sup>21</sup> O agente ainda cita o caso da Amazonas-GT, que teria sido incorporada pela Eletronorte. Porém, os ativos da Amazonas-GT foram adquiridos pela ENERGISA-AM após processo competitivo de leilão.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P10 da NOTA TÉCNICA Nº 177/2022-SRM/ANEEL, de 8/12/2022.

setor elétrico e são estratégias legítimas que podem ser adotadas pelas empresas para obter ganhos de escala e, conseqüentemente, aumentar sua eficiência e produtividade. Portanto, não há qualquer ajuste adicional a ser feito na base de dados com relação a essa questão.

### III.2 – Custos Operacionais Contábeis

37. Conforme já mencionado, no presente estudo, assim como nos processos anteriores, será considerada como variável insumo a despesa operacional das transmissoras, obtida a partir das informações fornecidas pelas próprias empresas no Balancete Mensal Padronizado – BMP encaminhado à ANEEL no período entre 2017 e 2021, considerando os gastos com Pessoal, Materiais, Serviços de Terceiros e Outros (PMSO). Nesse levantamento, foram selecionadas as subcontas apresentadas na Tabela 1 da Nota Técnica nº 97/2022-SRM/ANEEL.

38. Destaca-se que a Agência deixou de incluir no rol de contas do PMSO a ser utilizado no estudo de *benchmarking* as subcontas “Outros” de natureza “Gastos Diversos” (6105.2.19.99 e 6105.2.39.99), pois verificou-se que, em geral, tais subcontas são compostas por valores que não possuem características de PMSO ou que representam gastos impróprios para repasse tarifário como, por exemplo, multas de trânsito, multas aplicadas pela ANEEL, custos de construção, condenações judiciais, gastos com patrocínios, brindes, doações, dentre outros.

39. Porém, algumas empresas alegaram que a não consideração das referidas subcontas pode excluir indevidamente custos notadamente operacionais como a contribuição associativa ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, despesas com comunicação e reprografia, além das despesas com estagiários e programas de iniciação ao trabalho, que em alguns casos podem ser contabilizadas nas subcontas 6105.2.19.99 e 6105.2.39.99. Destaca-se que para o setor de distribuição, a Agência considera tais despesas no PMSO regulatório para fins do estudo de *benchmarking*. Além disso, a partir de 2022, o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE já contempla de forma discriminada contas específicas para a contabilização dessas despesas.

40. Diante do exposto, foi emitido o Ofício Circular nº 11/2022-SRM/ANEEL<sup>22</sup>, de 4/10/2022, solicitando às empresas que informassem as despesas realizadas com estagiários e programas de iniciação ao trabalho, contribuição associativa ao ONS e com comunicação e reprografia referente aos anos de 2017 a 2021. Esses montantes foram incluídos nos custos operacionais regulatórios<sup>23</sup> do estudo de *benchmarking*, porém, foi feita verificação se tais valores foram contabilizados em subcontas já utilizadas para compor o PMSO das empresas. Em caso positivo, esses valores não foram incluídos novamente para que não houvesse o reconhecimento em duplicidade.

41. A CTEEP solicita que seja discutido procedimento para tratar os casos em que as

<sup>22</sup> SIC nº 48580.001631/2022-00.

<sup>23</sup> Os gastos com comunicação, reprografia e contribuição associativa ao ONS foram considerados na conta “Outros” e os gastos com estagiários foram considerados na conta “Pessoal”.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

P11 da NOTA TÉCNICA Nº 177/2022-SRM/ANEEL, de 8/12/2022.

concessionárias possuem, em determinado ano, número de módulos igual a zero, porém PMSO diferente de zero, situação comum às fases construtivas das instalações, de modo a se evitar vieses na análise. Com relação a tais situações, uma vez que o objetivo do estudo é avaliar a eficiência de custos para se operar e manter ativos de transmissão que se encontram em operação comercial, propõe-se que as despesas operacionais contabilizadas em períodos anteriores à entrada em operação comercial das instalações sejam desconsiderados do cálculo, análogo ao procedimento realizado no cálculo do Fator X e do GEE.

42. Além disso, alguns agentes demonstraram preocupação com relação à grande variabilidade e dispersão nos dados de PMSO de algumas empresas de um ano para outro. Também, destacaram a presença de valores nulos e negativos, mesmo após o agrupamento em *holdings*, em subcontas utilizadas no cálculo dos custos operacionais, que poderiam indicar potenciais inconsistências na base de dados. Quanto a esse ponto, cabe ressaltar que a proposta de se utilizar, no presente estudo, uma amostra composta por 14 empresas, considerando apenas os agentes remanescentes após a aplicação dos filtros e expurgos mencionados na seção anterior, elimina grande parte dos potenciais problemas apontados pelas concessionárias.

43. No entanto, com relação aos valores negativos, informa-se que é possível haver lançamentos contábeis negativos em determinadas subcontas em decorrência de ajustes, por exemplo. Sendo assim, tal situação não é necessariamente um problema, configura inconsistência ou erro de lançamento. Não obstante, como forma de mitigar tais situações, será proposto o seguinte ajuste pontual: nos casos<sup>24</sup> em que determinada conta agregada (considerando o somatório de todas as subcontas correspondentes) de Pessoal, Materiais, Serviço de Terceiros ou Outros, apresentar, em base anual, valor total negativo, o montante contabilizado será substituído pela média simples dos valores contabilizados nos anos anterior e subsequente ao ano em que foi observado o valor negativo<sup>25</sup>.

44. Adicionalmente, os casos em que foi verificado registro de PMSO nulo em anos que a respectiva concessionária possuía instalações em operação comercial (Centroeste em 2017, ETN e Lagoa Nova em 2019, CGI em 2020, FOTE e ONTE em 2021) também sofreram ajustes. Para essas situações, o valor de PMSO foi extrapolado a partir dos valores de anos adjacentes.

45. Destaca-se que mesmo após a realização dos ajustes, duas concessionárias permaneceram com valores de PMSO inconsistente, quais sejam: Light<sup>26</sup>, que não apresentou qualquer valor de PMSO entre 2017 e 2021; e LTTE, que apresentou valores negativos na conta “Outros” em todos os anos de 2017 a 2021. No entanto, como tais empresas não farão parte da amostra a ser utilizada no modelo DEA, conforme proposto nesta Nota Técnica, não haverá qualquer impacto no cálculo a ser realizado.

<sup>24</sup> Foram apurados 22 casos que se enquadram nessa situação, mas apenas 8 são em empresas a serem utilizadas no cálculo.

<sup>25</sup> Caso o valor negativo ocorra no primeiro ano da série histórica, será utilizada a média simples dos valores contabilizados nos dois anos subsequentes. Caso o valor negativo ocorra no último ano da série histórica, será utilizada a média simples dos valores contabilizados nos dois anos anteriores.

<sup>26</sup> Apesar da Light possuir contrato de concessão formalizado e assinado apenas em 2018, suas instalações de transmissão já se encontram em operação comercial há mais de 20 anos, oriundas do processo de desverticalização da Light distribuidora.

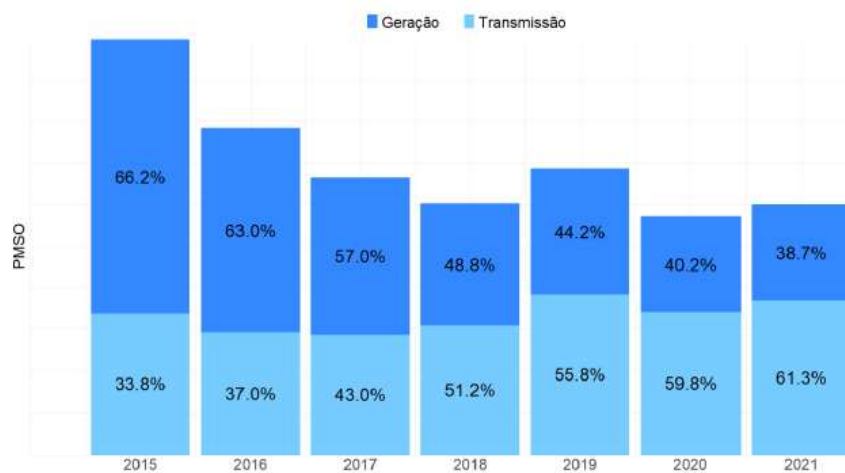
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

P12 da NOTA TÉCNICA Nº 177/2022-SRM/ANEEL, de 8/12/2022.

46. Outra questão levantada pela Eletrobras é quanto ao critério de alocação de despesas no caso de concessionárias que operam em mais de um segmento como, por exemplo, geração e transmissão. O agente ressalta que até 2015 o MCSE estabelecia um critério único para o rateio das despesas operacionais de Administração Central entre os diferentes segmentos, contudo, a partir dessa data o MCSE foi alterado, permitindo que as empresas realizassem o referido rateio com base em critérios definidos pelos próprios agentes<sup>27</sup>. Nessa linha, a empresa chama a atenção para o caso concreto da Cemig-GT, conforme transcrito a seguir:

*“Analisando o conjunto de agentes que possuem GT, chama atenção o caso da CEMIG-GT. O histórico de PMSO declarado no BMP para os segmentos de Geração e Transmissão revela uma mudança significativa na proporção dos custos alocados. Para o ano de 2015, por exemplo, a parcela de custos alocados no segmento de transmissão representava 33,8% do total, ao passo que em 2021 esse segmento representa 61,3%. Especificamente para os anos de 2017 e 2018 percebe-se um mínimo histórico para o segmento de Transmissão que não coincide com o mínimo histórico da empresa. Avaliando apenas os custos declarados em transmissão, se observa um vale de 2015 a 2018, contudo, a empresa como um todo apresentou seus maiores custos nesse período. A maior parte desses custos foi alocado para o segmento de geração. Ou seja, o aparente bom desempenho do segmento Transmissão da CEMIG-GT nos primeiros anos da série pode ser fruto simplesmente do critério de alocação definido para determinados anos.”*

Figura 12: Rateio CEMIG



Fonte: Contribuição da Eletrobras à TS nº 14/2022.

47. Com relação a essa questão, cabem alguns apontamentos. Primeiramente, a própria Eletrobras não padroniza o critério de rateio entre as empresas do grupo. Enquanto Furnas, Chesf e CGT

<sup>27</sup> O MCSE define que “ficará a critério das Outorgadas que tiverem multiplicidade de atividades fazer a escolha do melhor critério para rateio da Administração Central, com posterior apropriação nas Unidades Operativas da atividade fim. Cabe destacar a necessidade de manter este critério devidamente documentado e disponível à ANEEL, se necessário.”

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P13 da NOTA TÉCNICA Nº 177/2022-SRM/ANEEL, de 8/12/2022.

Eletrosul realizam o rateio das despesas operacionais de Administração Central de forma proporcional às despesas de Pessoal e Serviços de Terceiros alocadas diretamente em cada uma das atividades, a Eletronorte realiza o rateio de forma proporcional à Receita Bruta de cada segmento.

48. Além disso, o MCSE vigente dá liberdade às empresas para definirem o critério de rateio que melhor represente a real alocação de custos da concessionária. Logo, não será proposto ajuste a ser feito no PMSO das concessionárias com relação a essa questão. Não obstante, caso os agentes entendam que a ANEEL deva alterar o MCSE e estabelecer um critério de rateio único, sugere-se que as empresas apresentem essa solicitação em momento adequado, para análise e eventual aprimoramento futuro, quando da revisão do referido Manual.

49. Finalmente, com relação ao caso concreto da Cemig-GT, cabe destacar que entre 2016 e 2018 venceram os contratos de concessão de quatro<sup>28</sup> usinas hidrelétricas que representavam em torno de um terço do parque gerador do grupo. Nesse período, tais usinas passaram para o regime de cotas de garantia física e foram assumidas por novos concessionários, após a realização de processos licitatórios. Portanto, era esperado que os custos operacionais totais da Cemig-GT diminuíssem ao longo desse período, ao passo que a participação dos custos do segmento de transmissão aumentassem. Observa-se do gráfico apresentado pela Eletrobras, que, no geral, foi esse o comportamento verificado.

50. Por último, a CEEE-T solicita que seja desconsiderado do cálculo do PMSO do exercício de 2021 da concessionária, o montante de R\$ 28.241.263,69<sup>29</sup>, contabilizado em março de 2021, referente a custos retroativos aos exercícios de 2013 a 2020, os quais foram utilizados para a quitação parcial de mútuo existente entre a CEEE-T e a CEEE-D decorrente de compartilhamento de infraestrutura e recursos humanos que ocorreu entre as duas empresas no período compreendido entre 1º/8/2013 e 30/6/2020.

51. Quanto a esse ponto, não se concorda com a solicitação do agente, pois, a maior parte do período a que se refere o montante informado está contido na janela de dados a serem considerados no presente estudo (2017 a 2021). Adicionalmente, de acordo com a regulamentação vigente, é obrigação das próprias concessionárias realizar os lançamentos contábeis de forma correta e tempestiva, de modo a refletir a realidade de suas operações. Finalmente, a não consideração de tais valores no estudo de *benchmarking* anterior, referente ao período de 2013 a 2016, pode ter sobrestimado indevidamente a eficiência da CEEE-T no referido estudo, logo, é razoável que tais valores sejam, então, considerados no presente processo.

### III.3 – Base de Ativos Físicos

52. Quanto aos ativos físicos, conforme consta na Nota Técnica nº 97/2022-SRM/ANEEL, foram levantadas as características técnicas de todas as instalações de transmissão cadastradas na base de dados da ANEEL e que entraram em operação comercial até 30/6/2021. Nesse levantamento, foram

<sup>28</sup> UHEs Jaguará, Miranda, Volta Grande e São Simão.

<sup>29</sup> Representa em torno de 11% do PMSO da concessionária do exercício de 2021.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P14 da NOTA TÉCNICA Nº 177/2022-SRM/ANEEL, de 8/12/2022.

utilizadas as informações constantes no Sistema de Gestão da Transmissão – Siget, nas Resoluções Homologatórias emitidas<sup>30</sup> pela ANEEL referente ao reajuste da RAP e, de forma complementar, as informações que constam no Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN – SINDAT, disponibilizado<sup>31</sup> pelo Operador Nacional do Sistema – ONS, portanto, informações de domínio público.

53. Também foi disponibilizada no âmbito da TS nº 14/2022 planilha específica para que as empresas pudessem informar eventuais inconsistências que, porventura, tenham sido identificadas na base de ativos físicos. Destaca-se que diversos agentes apresentaram sugestões de ajustes e todas, sem exceção, foram devidamente avaliadas com base nas informações fornecidas pelas empresas. Contudo, tendo em vista que o tempo necessário para regularização desses ativos nas bases de dados da ANEEL é longo e exige a participação de outras superintendências da Agência, optou-se por tratar as solicitações das concessionárias para consideração apenas no âmbito desse processo específico.

54. Não obstante, informa-se que a expectativa para o próximo estudo de *benchmarking* de custos operacionais das transmissoras, previsto para ocorrer em 2028, seja realizado com base apenas nas instalações efetivamente cadastradas na Base de Dados das Instalações de Transmissão de Energia Elétrica – BDIT, estabelecida por meio da REN nº 861<sup>32</sup>, de 26/11/2019. Trata-se de base de dados detalhada formada a partir de conjunto de informações fornecidas pelas próprias transmissoras, mas que ainda se encontra em desenvolvimento, o que torna inviável a sua utilização no momento.

55. Ressalta-se ainda que o efetivo processo de regularização das instalações com reflexo nas bases de dados da ANEEL prescinde de análise das áreas competentes da Agência, mais notadamente da Superintendência de Concessões, Permissões e Autorizações de Transmissão e Distribuição – SCT. Portanto, é importante para os processos de revisão subsequentes que as concessionárias, em conjunto com as superintendências competentes, realizem a devida regularização dos ativos tanto no Siget, quanto na BDIT. Cabe ressaltar que a análise feita no âmbito deste processo não vincula a avaliação a ser realizada pelas demais áreas da ANEEL.

56. Com relação aos ajustes realizados, cabem alguns apontamentos. Primeiramente, verificou-se que havia algumas situações não isonômicas na base de ativos. Cita-se, por exemplo, o caso de módulos de manobra, com disjuntor, associados a capacitores série. Enquanto a maioria das empresas que possuíam essa instalação tinham o respectivo módulo construtivo representado na base de dados, havia algumas transmissoras, principalmente as licitadas mais antigas, que não possuíam esse módulo de conexão representado na base de dados. Sendo assim, foram realizados ajustes pontuais de ofício para incluir tais instalações e, portanto, reduzir assimetrias.

57. Além disso, alguns agentes solicitaram a inclusão de módulos de conexão extremamente simplificados, alguns compostos por apenas uma chave seccionadora. Entende-se que não é razoável que

<sup>30</sup> Disponíveis em: <https://biblioteca.aneel.gov.br/Busca/Avancada>

<sup>31</sup> Disponível em: <http://sindat.ons.org.br/SINDAT/Home/ControleSistema>

<sup>32</sup> Posteriormente os comandos dessa REN foram incorporados no Módulo 6 - Coordenação e Controle da Operação das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

P15 da NOTA TÉCNICA Nº 177/2022-SRM/ANEEL, de 8/12/2022.

tais módulos sejam incluídos na base e comparados com módulos completos, com disjuntor. Isto posto, após detida análise, observou-se que muitos módulos com essa característica já não estavam, de fato, representados na base de dados, o que se entende adequado. Porém, havia alguns módulos com essa característica que estavam representados, principalmente módulos de conexão associados a reatores de neutro, transformadores de aterramento e reatores de linha não-manobráveis. Sendo assim, foram realizados ajustes pontuais de ofício para excluir esses módulos de conexão, aumentando a isonomia entre as concessionárias.

58. Apresenta-se, a seguir, um resumo dos principais critérios adotados nesse estudo para se padronizar e obter uma base de ativos menos assimétrica e mais isonômica. Ressalta-se que os critérios foram aplicados a todas as empresas, sem distinção:

- Foram incluídas, excluídas ou alteradas as instalações, conforme solicitação das empresas, desde que embasadas em documentos comprobatórios enviados pelas concessionárias;
- Foram incluídos os módulos de conexão com disjuntor que não estavam representados na base de dados, mais notadamente módulos de manobra associados a capacitores série;
- Foram incluídos os transformadores de potência e respectivos módulos de conexão, desde que manobráveis, associados a compensadores síncronos e estáticos;
- Foram incluídos os módulos gerais vinculados às concessionárias que possuem instalações pertencentes à Função de Transmissão – FT Módulo Geral em determinada subestação;
- A representação das Estações Conversoras foi padronizada de modo a incluir, além das válvulas da conversão CA-CC (representadas pelo equipamento Conversora – CV no Siget), os transformadores de potência, os bancos de filtros em corrente contínua e os módulos de manobra associados;
- Foram retirados os módulos de conexão não-manobráveis, ou seja, sem disjuntor. Boa parte dessas instalações são compostas por apenas uma chave seccionadora.

59. Como resultado dos ajustes realizados, informa-se que 919 módulos foram incluídos na base de ativos, foram excluídos 586 módulos e 354 tiveram alguma característica técnica alterada. Entende-se que, após os ajustes, obteve-se base de dados mais isonômica e aderente à realidade das concessionárias.

60. Será disponibilizada no âmbito da TS, planilha contendo o detalhamento da análise da ANEEL para cada uma das solicitações das empresas, bem como as modificações realizadas de ofício.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P16 da NOTA TÉCNICA Nº 177/2022-SRM/ANEEL, de 8/12/2022.

61. Por fim, a CTEEP solicitou que fosse incluída informação na base de ativos referente à data de entrada em operação comercial de cada um dos módulos listados em cada ano. Com relação a esse ponto, ressalta-se que tal informação já está presente na planilha de cálculo da variável “Idade Média”<sup>33</sup> dos ativos, disponibilizada no âmbito da TS, além de estar presente também na planilha “Lista de Módulos” publicada pela ANEEL nos processos anuais de reajuste da RAP das transmissoras.

### III.4 – Dados de Qualidade

62. Com relação aos dados referentes à qualidade da prestação do serviço de transmissão de energia elétrica, foram disponibilizadas as informações associadas às indisponibilidades em instalações de transmissão ocorridas no período entre 2017 e 2021, conforme dados extraídos diretamente do Sistema de Apuração da Transmissão – SATRA<sup>34</sup>, sob responsabilidade do ONS e de domínio público.

63. No entanto, algumas empresas alegaram a existência de divergências na base de dados e solicitaram ajustes. Após detida análise, verificou-se que, de fato, havia inconsistências nos dados como, por exemplo, eventos faltantes, eventos duplicados, eventos com duração equivocada ou em branco, dentre outros. Diante do exposto, foi encaminhado o Ofício nº 96/2022-SRM/ANEEL<sup>35</sup>, de 4/10/2022, solicitando ao ONS que encaminhasse os dados associados às indisponibilidades em instalações de transmissão de energia elétrica ocorridas no período entre 2017 e 2021, conforme informações constantes do SATRA, nos seguintes termos:

*“(...) solicitamos ao ONS que encaminhe planilha contendo apenas as indisponibilidades ocorridas em instalações de transmissão de energia elétrica no período entre 2017 e 2021 e que ensejaram a cobrança de Parcela Variável por Indisponibilidade – PVI ou desconto na Receita Anual Permitida – RAP das concessionárias de transmissão, nos termos do regulamento vigente à época, e que seja informado apenas um registro por evento, ou seja, não deve haver duplicidades no período total de duração de indisponibilidade associado ao mesmo evento”.*

64. O ONS atendeu a solicitação por meio da Carta CTA-ONS DGL 1850/2022<sup>36</sup>, de 14/10/2022, que foi posteriormente retificada por meio da Carta CTA-ONS DGL 1951/2022<sup>37</sup>, de 4/11/2022. Portanto, serão utilizadas as informações oficialmente encaminhadas pelo ONS, gestor do sistema SATRA.

65. Diante do exposto, será adotado o seguinte critério a todas as concessionárias, sem distinção: serão consideradas as indisponibilidades, totais ou parciais, em Funções de Transmissão que

<sup>33</sup> Destaca-se que a ANEEL não possui, de forma consolidada, a data de entrada em operação comercial de todos os ativos classificados como RBSE/RPC. Não obstante, sabe-se que tais instalações entraram em operação antes de 31/5/2000.

<sup>34</sup> O acesso aos dados do SATRA pode ser obtido a partir de cadastro no portal SINtegre do ONS: <https://sintegre.ons.org.br>

<sup>35</sup> SIC nº 48580.001646/2022-00.

<sup>36</sup> SIC nº 48513.027803/2022-00.

<sup>37</sup> SIC nº 48513.029818/2022-00.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

P17 da NOTA TÉCNICA Nº 177/2022-SRM/ANEEL, de 8/12/2022.

ensejaram a cobrança de Parcela Variável ou desconto na Receita Anual Permitida – RAP, nos termos do regulamento vigente, conforme dados oficiais informados pelo ONS. A extração das informações no sistema SATRA foi realizada pelo Operador no dia 21/10/2022.

66. Não será feita distinção ou ponderação entre as durações dos diferentes tipos de eventos, sejam programados ou não, pois, conforme contrato de concessão, é responsabilidade das empresas manter o serviço disponível a plena capacidade e em tempo integral, ressalvadas as exceções previstas em regulamento. Uma vez que estão sendo considerados apenas os eventos que ensejaram a cobrança de PV, entende-se que a proposta está adequada às definições já estabelecidas em regramentos vigentes.

67. Com base em esclarecimentos fornecidos pelo ONS, decidiu-se por considerar as ocorrências com o status de “Consistido” pelo ONS e desde que a situação do registro não estivesse classificada como “Aberta”. Além disso, foram consideradas apenas as ocorrências cujas formas de contabilização estão descritas na Tabela 2, conforme Manual de Classificação do sistema SATRA.

**Tabela 2 – Formas de Contabilização consideradas.**

Sigla	Descrição	Qntd. Eventos
I_R	Operação Incompleta Isenta de desconto / Utilização de Fase Reserva Reduz Pagamento Base.	2
O_R	Operação Incompleta considerada Outros Desligamentos / Utilização de Fase Reserva Reduz Pagamento Base.	1
U_R	Operação Incompleta Urgência / Utilização de Fase Reserva Reduz Pagamento Base.	2
P_R	Operação Incompleta Programada / Utilização de Fase Reserva Reduz Pagamento Base.	1
R_R	Restrição Reduz Pagamento Base / Reserva Reduz Pagamento Base	2
IRE	Operação Incompleta Isenta de desconto/ Restrição da Capacidade Operativa Reduz Pagamento Base.	5
ORE	Operação Incompleta considerada Outros Desligamentos/ Restrição da Capacidade Operativa Reduz Pagamento Base.	1
PRE	Operação Incompleta Programada/ Restrição da Capacidade Operativa Reduz Pagamento Base.	4
ODP	Outros Desligamentos passíveis de participar da PVI, considerados, para efeito de cálculo da PVI, com fator multiplicador para Outros Desligamentos - kO igual a kP, e não considerados no padrão de Frequência de Outros Desligamentos.	217
ODU	Outros Desligamentos passíveis de participar da PVI e do padrão de frequência de Outros Desligamentos, com kO de urgência.	583
ONF	Outros Desligamentos passíveis de participar da PVI e não considerados no padrão de Frequência de Outros Desligamentos.	1.909
OPV	Outros Desligamentos passíveis de participar da PVI e do padrão de frequência de Outros Desligamentos.	9.729

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P18 da NOTA TÉCNICA Nº 177/2022-SRM/ANEEL, de 8/12/2022.

<b>PPV</b>	Desligamento programado passível de participar da Parcela Variável por Indisponibilidade - PVI.	16.945
<b>RPB</b>	Evento que gera redução no Pagamento Base Mensal - PB.	2.628
<b>Total</b>		<b>32.029</b>

68. Na apuração da duração total dos desligamentos, foi utilizada a “Duração Real”, pois representa o real período em que as instalações permaneceram indisponíveis. Além disso, conforme informações do ONS, a “Duração Ajustada” considera, por exemplo, fatores multiplicadores por atraso de desligamentos programados (1,5 nos primeiros 30 minutos e 5 no tempo restante de atraso) e a não utilização do período programado, nos termos da regulamentação vigente. Isto posto, entende-se que a duração real é mais adequada ao objetivo pretendido.

69. Adicionalmente, da mesma forma como ocorreu no modelo utilizado na revisão anterior, propõe-se utilizar a média dos tempos totais de interrupção entre os anos de 2017 e 2021, em detrimento dos valores verificados em cada ano, em decorrência da significativa volatilidade observada para essa variável. Tal fato pode estar relacionado ao próprio ciclo de falhas dos equipamentos de transmissão, que, em muitos casos, ocorrem com frequências bianuais, quinquenais ou, até mesmo, decenais. Nesse sentido, a apuração das falhas médias acumuladas em um período mais longo está mais alinhada aos objetivos propostos para este estudo.

70. Em sua contribuição, a CHESF alega que as indisponibilidades cuja duração seja superior ao total de horas de um ano acarretaria distorção em relação aos demais anos, caso o dado seja utilizado para fins estatísticos. Sendo assim, a empresa propõe a divisão destas horas ao longo dos anos correspondentes. Quanto a esse ponto, conforme mencionado anteriormente, uma vez que a proposta é apurar a indisponibilidade média (indisponibilidade total dividida pelo número de anos considerados), em detrimento dos valores verificados em cada ano, o problema apontado pelo agente não tem impacto.

71. Por fim, a Eletrobras afirma que *“a existência de uma única variável para representação da qualidade, na prática, define uma escolha metodológica. Portanto, é oportuno que ANEEL disponibilize indicadores adicionais para a variável de qualidade. É importante que variáveis alternativas sejam testadas e as bases sejam disponibilizadas”*. Porém, o agente não sugeriu de forma concreta e objetiva quais indicadores alternativos poderiam ser utilizados para modelar a variável de qualidade.

72. Não obstante, será proposto para avaliação o seguinte indicador alternativo para se modelar a qualidade do serviço prestado pelas transmissoras: disponibilidade das FT. Para construí-lo, foram levantadas, para cada concessionária e em cada ano, todas as FT passíveis de aplicação de Parcela Variável<sup>38</sup>, nos termos da regulamentação vigente. Com isso, é possível estimar qual a disponibilidade máxima anual, em horas, esperada de cada concessionária (Quantidade de FT x 24 horas x 365 dias).

<sup>38</sup> Conforme regulamento vigente, apenas Funções de Transmissão associadas a equipamentos classificados como Rede Básica, Rede Básica de Fronteira e Interligação Internacional são passíveis de aplicação de Parcela Variável.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.





P19 da NOTA TÉCNICA Nº 177/2022-SRM/ANEEL, de 8/12/2022.

73. De posse da disponibilidade máxima, é possível calcular a disponibilidade efetiva de cada concessionária, em horas, subtraindo-se a indisponibilidade apurada anteriormente. Ressalta-se que, assim como na variável indisponibilidade, propõe-se utilizar a média dos tempos totais de disponibilidade entre os anos de 2017 e 2021, em detrimento dos valores verificados em cada ano. A princípio, a vantagem de se utilizar a disponibilidade é que esta variável possui relação positiva com a eficiência das empresas, ao contrário da indisponibilidade, o que possibilita manter a formulação clássica do modelo DEA, sem a necessidade de ajustes para inclusão de produtos negativos (indesejados).

74. Em uma análise preliminar dos dados, estes apresentam coerência. Observa-se um elevado nível de disponibilidade no setor de transmissão de energia elétrica como um todo, o que já era esperado. A disponibilidade média (em %) de cada empresa varia de 97,07% a 100%, e a disponibilidade média geral entre 2017 e 2021 é de 99,59%. O resultado está compatível com o que foi apurado no Relatório de Avaliação do Resultado Regulatório – RARR nº 2/2020-SRT/ANEEL<sup>39</sup>, de 10/3/2020, que trata a Avaliação do Resultado da Qualidade dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica.

75. Ainda cabe observar que, a princípio, poder-se-ia utilizar, de forma alternativa, o montante cobrado a título de Parcela Variável – PV para modelar a variável qualidade no método DEA. Entretanto, desde 1º de julho de 2017, a RAP das transmissoras prorrogadas contempla o componente financeiro da Portaria MME nº 120/2016, que representa o pagamento pelo serviço associado às instalações de transmissão classificadas como RBSE/RPC prestado pelas concessionárias entre 2013 e 2017 e ainda não recebido. Destaca-se que esses montantes compõe a base de cálculo das Parcelas Variáveis. Portanto, a utilização da PV como indicador de qualidade na modelagem DEA pode causar distorções em desfavor das transmissoras prorrogadas, de modo que essa alternativa será descartada no momento.

### III.4 – Índice Salarial

76. Com relação ao Índice Salarial – IS, a metodologia encontra-se descrita na Nota Técnica nº 111/2022-SRM/ANEEL<sup>40</sup>, de 22/8/2022. Em resumo, a construção do IS baseia-se em informações salariais aplicadas à estrutura de pessoal típica de uma empresa de transmissão de energia elétrica. No âmbito desse processo e assim como ocorre no processo de distribuição, as informações salariais brasileiras foram obtidas a partir da Relação Anual de Informações Sociais – RAIS<sup>41</sup>. Tais informações são inteiramente de domínio público e disponibilizadas anualmente pelo Programa de Disseminação das

<sup>39</sup> SIC nº 48552.000205/2020-00.

<sup>40</sup> SIC nº 48580.001207/2022-00.

<sup>41</sup> A RAIS é um registro administrativo, criada em 1975, pelo Decreto nº 76.500, com diversos fins operativos e administrativos do antigo Ministério do Trabalho e Emprego. Os estabelecimentos que possuem vínculos trabalhistas formalizados são obrigados a enviar, anualmente, as informações da RAIS ao governo federal. Os dados contidos na RAIS podem ser comparados a censo anual do segmento formal do mercado de trabalho, contendo informações de assalariados que possuem carteira de trabalho, servidores públicos e estatutários. Além das informações de identificação da empresa, a RAIS apresenta, trabalhador a trabalhador, as informações de vínculo empregatício como: idade, escolaridade, remuneração, dentre outras.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

P20 da NOTA TÉCNICA Nº 177/2022-SRM/ANEEL, de 8/12/2022.

Estatísticas do Trabalho – PDET do Ministério do Trabalho por meio de seu sítio eletrônico<sup>42</sup>. A estrutura de pessoal típica de uma empresa de transmissão foi construída a partir das informações encaminhadas pelas próprias transmissoras em resposta ao Ofício Circular nº 2/2022-SRM/ANEEL.

77. No geral, os agentes concordaram com a proposta de cálculo endereçada pela ANEEL, salvo poucas sugestões concretas de aprimoramento. Primeiramente, destaca-se que as empresas CPTe e Caiuá-T encaminharam suas informações de composição salarial, que foram devidamente incorporadas na base de dados. Além disso, Furnas solicitou a retificação de suas informações de composição salarial, de modo que o quantitativo de funcionários refletisse exclusivamente os vínculos empregatícios associados ao segmento de transmissão, conforme resposta encaminhada pela empresa em atendimento ao Ofício Circular nº 2/2022-SRM/ANEEL. A solicitação foi atendida.

78. A Eletrobras solicita que as ocupações 8611-05 e 8611-15 não sejam retiradas do cálculo do IS, conforme destacado na Nota Técnica nº 111/2022-SRM/ANEEL. O agente argumenta que as ocupações 8611-05, 8611-10, 8611-15 e 8611-20 apresentam, na prática, características muito semelhantes por pertencerem a mesma família de ocupações (8611). Além disso, segundo a concessionária, pode haver defasagem da classificação das CBO no âmbito administrativo das empresas, fazendo com que colaboradores sejam alocados em funções distintas, porém dentro da mesma família.

79. Por fim, o agente pondera que a retirada das CBO 8611-05 e 8611-15 conduz a uma redução na participação da função “operadores de instalações” na estrutura padrão representativa da força de trabalho das transmissoras, que sai de 4,3%, conforme estabelecido no último estudo de *benchmarking*, para 1,8% neste estudo. A Eletrobras afirma que uma participação tão pequena para a CBO 8611 pareceria atípica tendo em vista a atividade das empresas de transmissão.

80. A solicitação do agente foi acatada e as CBO 8611-05 e 8611-15 foram reincluídas no cálculo, pois, conforme consta na Nota Técnica nº 111/2022-SRM/ANEEL, entende-se que as atividades que pertencem a mesma família, ou seja, que possuem os mesmos quatro primeiros dígitos de CBO são semelhantes ou análogas e possuem faixa salarial equivalente. Destaca-se ainda que no cálculo realizado para a revisão de 2018, tais ocupações também não foram excluídas.

81. A CTEEP solicita que se retire o filtro de considerar apenas as CBO cuja soma acumulada das frequências totalize 90% da quantidade total de funcionários, de modo a preservar a heterogeneidade das ocupações que refletem os diferentes contextos operacionais encontrados pelas empresas. De acordo com a concessionária, a aplicação do filtro mencionado excluiria da metodologia de índice salarial inúmeras ocupações relevantes para o setor de transmissão.

82. Com relação a esse ponto, ressalta-se que o objetivo do procedimento é definir uma estrutura padrão de uma transmissora, excluindo-se as CBO menos recorrentes como, por exemplo, “caixa de banco”, “técnico em radiologia”, “médico veterinário”, dentre outras que também aparecem

<sup>42</sup> Disponível em: <http://pdet.mte.gov.br/microdados-rais-e-caged/>

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

P21 da NOTA TÉCNICA Nº 177/2022-SRM/ANEEL, de 8/12/2022.

com baixa frequência<sup>43</sup> na base de dados, e não necessariamente capturar toda a heterogeneidade das ocupações presentes nas concessionárias.

83. Embora haja certo nível de discricionariade na escolha da linha de corte a ser utilizada, lembra-se que em nenhum estudo de *benchmarking* realizado pela ANEEL até o momento, seja no setor de distribuição ou transmissão, considerou-se no cálculo do índice salarial uma amostra com 100% das CBO informadas pelas concessionárias. Como exemplo, no último estudo realizado para o setor de transmissão, foram consideradas as CBO cuja soma acumulada das frequências totalizou 92,6%, conforme consta no Apêndice B da Nota Técnica nº 160/2017-SRM/ANEEL<sup>44</sup>, de 22/09/2017.

84. Diante do exposto, não se concorda com a solicitação da CTEEP de se considerar 100% das CBO informadas, porém, propõe-se o deferimento parcial do pleito, com a consideração das CBO cuja soma acumulada das frequências totalize 95%<sup>45</sup> da quantidade total de funcionários, número compatível com o estudo realizado anteriormente. A Tabela 3 apresenta um resumo da estrutura típica do setor de transmissão que foi obtida após a realização dos ajustes descritos.

**Tabela 3 – Estrutura Típica do Setor de Transmissão.**

CBO	Descrição Resumida	Freq.	CBO	Descrição Resumida	Freq.
3131	Eletrotécnico	15,4%	5174	Vigia	1,1%
2143	Engenheiro eletricista	10,9%	2524	Analista de recursos humanos	1,0%
4110	Assistente administrativo	8,5%	4101	Supervisor administrativo	0,9%
8611	Operador de quadro de distribuição	6,0%	3516	Técnico em segurança do trabalho	0,8%
7321	Eletricista de manutenção de linhas elétricas	4,1%	9541	Operador eletromecânico	0,7%
5173	Vigilante	4,0%	2525	Analista financeiro	0,7%
2521	Administrador	3,6%	7156	Eletricista de instalações	0,7%
8612	Operador de subestação	3,5%	7823	Motorista de carro de passeio	0,7%
5143	Trabalhador da manutenção de edificações	3,4%	3515	Técnico em secretariado	0,7%
2522	Contador	3,3%	4102	Supervisor de tesouraria	0,6%
1421	Gerente administrativo e financeiro	2,2%	3115	Técnico de utilidade	0,6%
8621	Operador de utilidade	2,1%	3542	Comprador	0,6%
2124	Analista de desenvolvimento de sistemas	1,8%	1427	Gerente de projetos e manutenção	0,6%
2410	Advogado	1,7%	3133	Técnico de transmissão	0,5%
8601	Supervisor de operação elétrica	1,4%	4141	Almoxarife	0,5%
6220	Jardineiro	1,4%	2140	Engenheiro ambiental	0,5%
3171	Desenvolvedor de sistemas de TI	1,4%	2149	Engenheiro de segurança do trabalho	0,5%
2142	Engenheiro civil	1,2%	3222	Técnico de enfermagem	0,5%
3132	Técnico de manutenção eletrônica	1,2%	-	Outros	8,8%
2512	Economista	1,1%	<b>Total</b>		<b>100%</b>

<sup>43</sup> Há ocupações com frequência inferior a 1, devido a processos de rateio realizados pelas concessionárias.

<sup>44</sup> SIC nº 48580.001545/2017-00.

<sup>45</sup> Com isso seriam consideradas no cálculo 68 CBO distintas, conforme memória de cálculo disponibilizada. A última atividade considerada é a de "Servente de obras" (7170), com frequência de 0,16%.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P22 da NOTA TÉCNICA Nº 177/2022-SRM/ANEEL, de 8/12/2022.

85. A Eletrobras ainda questiona o aprimoramento metodológico proposto na Nota Técnica nº 111/2022–SRM/ANEEL de aplicação de índice salarial personalizado por concessionária, a partir da proporcionalização da RAP associada às instalações concentradas em cada uma das regiões geográficas sobre o total da RAP da transmissora. Para o agente, *“a proporcionalização pela RAP não seria a maneira mais correta de aplicação, haja vista a possibilidade de influência de componentes regulatórios, sejam eles financeiros ou indenizatórios”*.

86. Não obstante, a empresa não apresentou qualquer alternativa concreta, limitando-se a sugerir *“que sejam realizados novos estudos quando da obtenção das linhas georreferenciadas das concessionárias”*. Sendo assim, para fins de comparação e avaliação nesta TS, foi calculado para cada concessionária e em cada ano da análise, com base nos dados georreferenciados obtidos pela Agência, qual o percentual da extensão total das linhas de transmissão está localizado em cada uma das regiões geográficas do Brasil. Os valores obtidos foram utilizados para se proporcionalizar o IS em cada região geográfica. Cabe frisar que das 185 empresas que constam na base de dados, 33 delas não possuem linhas de transmissão, porém tais empresas possuem instalações em apenas uma região, o que facilita a definição do índice salarial a ser aplicado, independente do método escolhido.

87. Adicionalmente, quanto ao IS calculado para cada empresa, conforme metodologia descrita na Nota Técnica nº 111/2022–SRM/ANEEL (de forma proporcional à RAP), informa-se que foram excluídas da proporcionalização as parcelas de receita associadas ao componente financeiro da Portaria MME nº 120/2016, por tratar-se de pagamento de custo de capital por serviço prestado pelas empresas no período compreendido entre janeiro de 2013 a junho de 2017. Além disso, trata-se de componente específico e que está presente apenas na receita das transmissoras prorrogadas. Entende-se que, dessa forma, a base de cálculo da proporcionalização do IS pela RAP fica mais homogênea.

88. Comparando os dois métodos de cálculo (proporcional à RAP ou à extensão de LT localizada em cada região), em termos de resultado, observa-se que do universo de 185 empresas analisadas, em 153 delas é indiferente o método utilizado para se proporcionalizar o IS, pois estas concessionárias, em sua maioria, possuem instalações em apenas uma região. Nas 32 empresas em que a escolha do método de proporcionalização do IS produz resultados diferentes, verifica-se variações entre -9,5% a 5,5% no IS, a depender do método escolhido.

89. Considerando o PMSO das empresas após a aplicação do IS e o agrupamento em *holdings*, observa-se variações entre -6,69% a 5,39%. Levando-se em consideração apenas os agentes a serem incluídos na modelagem, observa-se variações no PMSO entre -2,13% a 0,57%. Portanto, em termos práticos, os dois métodos de proporcionalização do IS (proporcional à RAP ou à extensão de LT localizada em cada região) produzem resultados consistentes e próximos entre si. Dito isso, será disponibilizado para avaliação e discussão, o IS personalizado de cada empresa, calculado com base nos dois métodos descritos.

90. Por fim, a concessionária CEEE-T solicitou *“no âmbito da Tomada de Subsídios nº 014/2022, a divulgação da base de dados e das memórias de cálculos dos Índices Salariais, por conta da expressiva*

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P23 da NOTA TÉCNICA Nº 177/2022-SRM/ANEEL, de 8/12/2022.

*redução do índice para a região Sul, fenômeno não observado nas demais regiões no mesmo período*". Esclarece-se à transmissora que todas as bases de dados e códigos computacionais associados ao cálculo do Índice Salarial já se encontram devidamente publicadas no site da TS nº 14/2022 desde a publicação do Aviso de Prorrogação da TS ocorrido em 25/8/2022. Todas as demais concessionárias embasaram suas contribuições na base de dados disponibilizada.

91. Com base no exposto, a Tabela 4 apresenta os índices salariais calculados para cada Região geográfica do Brasil e para cada ano individualmente, após a realização das alterações discutidas nesta Nota Técnica. Cabe destacar que o IS do ano de 2021 foi calculado e incorporado na base de dados, uma vez que o Ministério do Trabalho disponibilizou os dados da RAIS referentes a tal ano.

**Tabela 4 – Índice Salarial por Região.**

Ano	CO	NE	NO	SE	SU
2017	0,9215	0,9112	0,8411	1,0788	1,0687
2018	0,9132	0,8643	0,8763	1,0956	1,0263
2019	0,9228	0,8720	0,8920	1,0848	1,0178
2020	0,9475	0,8701	0,8517	1,0881	1,0222
2021	0,9137	0,8466	0,8693	1,0842	1,0286

### III.4 – Variáveis Exógenas

92. Em estudos de *benchmarking* utilizando a metodologia DEA, há a possibilidade da realização de análise de segundo estágio utilizando-se método paramétrico, tipicamente regressão linear. O segundo estágio pode ser utilizado para incorporar à metodologia o efeito de fatores exógenos não inclusos no modelo e que podem influenciar no desempenho das empresas. Uma das vantagens da abordagem em dois estágios é a possibilidade de se acomodar na metodologia diversas variáveis em diferentes formatos, sem ter que assumir, *a priori*, a sua relação (positiva ou negativa) com a eficiência das empresas. Adicionalmente, por se tratar de uma regressão, é possível avaliar a significância estatística do resultado.

93. Assim, entende-se que a condução de análise de segundo estágio é uma alternativa adequada para testar e validar premissas em relação à influência de fatores exógenos, tais como variáveis ambientais e/ou idade média das instalações, no resultado do estudo de eficiência das empresas. Um dos principais insumos necessários para viabilização do estudo mencionado trata-se dos dados georreferenciados das Linhas de Transmissão – LT sob responsabilidade das concessionárias.

94. Diante disso, foi encaminhado o Ofício Circular nº 6/2022-SRM/ANEEL<sup>46</sup> para solicitar às concessionárias os dados georreferenciados de um conjunto de linhas de transmissão, que não possuíam tais dados disponíveis na ANEEL. A partir das respostas encaminhadas pelas empresas e dos dados já disponíveis na Agência, a equipe de Georreferenciamento da Superintendência de Gestão Técnica da

<sup>46</sup> SIC nº 48580.001176/2022-00.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.





P24 da NOTA TÉCNICA Nº 177/2022-SRM/ANEEL, de 8/12/2022.

Informação – SGI (Equipe Imagem) elaborou extenso estudo acerca das possíveis variáveis ambientais a serem utilizadas no modelo. O detalhamento do estudo mencionado está descrito no Anexo I desta Nota Técnica, que será disponibilizada no âmbito desta Tomada de Subsídios, juntamente com o resultado das variáveis ambientais calculadas.

95. Destaca-se que, em função da metodologia e dos dados utilizados, apenas as empresas e agrupamento operacionais que possuem Linhas de Transmissão em operação comercial tiveram as variáveis ambientais calculadas. Porém, todas as empresas/agrupamentos que, a princípio, irão compor a amostra a ser utilizada no modelo DEA possuem Linhas de Transmissão e, portanto, tiveram suas variáveis ambientais devidamente calculadas.

96. A partir do estudo realizado pela equipe de georreferenciamento da SGI, foram definidas 11 variáveis ambientais a serem analisadas no âmbito do segundo estágio do modelo DEA, conforme descrição da Tabela 5.

**Tabela 5 – Variáveis ambientais a serem analisadas no estudo de segundo estágio do modelo DEA.**

Variável	Descrição
Declividade média	Declividade média, em percentual, do terreno por onde passam as linhas de transmissão sob responsabilidade de cada transmissora.
Densidade média de descargas	Densidade média das descargas atmosféricas incidentes na área da envoltória de 1 km dos traçados das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada transmissora.
Intersecção com Terras Indígenas e Unidades de Conservação	Relação entre a área de intersecção da envoltória de 1 km dos traçados das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada transmissora com a área de Unidades de Conservação Federais, Estaduais e Municipais e Terras Indígenas sobre a área (em km <sup>2</sup> ) da envoltória de 1 km dos traçados das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada transmissora.
Altura média de vegetação	Altura média da vegetação presente na área (em km <sup>2</sup> ) da envoltória de 1 km dos traçados das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada transmissora.
Percentual de vegetação alta	Soma dos percentuais de vegetação de altura superior a 5 metros na área (em km <sup>2</sup> ) da envoltória de 1 km dos traçados das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada transmissora.
Precipitação acumulada média anual	Precipitação acumulada média anual na área (em km <sup>2</sup> ) da envoltória de 1 km dos traçados das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada transmissora.
Incidência de queimadas	Quantidade de focos de calor sobre a área (em km <sup>2</sup> ) da envoltória de 1 km dos traçados das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada transmissora.
Quantidade de acessos de estradas	Quantidade de acessos de estradas federais e estaduais, pavimentadas e não pavimentadas sobre a área (em km <sup>2</sup> ) da envoltória de 1 km dos traçados das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada transmissora.
Área de intersecção com estradas	Relação entre a área de intersecção da envoltória de 1 km dos traçados das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada transmissora e a envoltória de 1 km do traçado de rodovias federais e estaduais, pavimentadas e não pavimentadas, sobre a área (em km <sup>2</sup> ) da envoltória de 1 km dos traçados das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada transmissora.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P25 da NOTA TÉCNICA Nº 177/2022-SRM/ANEEL, de 8/12/2022.

Adensamento de rede	Relação entre a extensão total de linhas de transmissão sob responsabilidade de cada transmissora e a área da menor circunferência que as circunscreve.
Coincidência de traçados	Relação entre a extensão das linhas de transmissão que compartilham traçado com outras linhas de transmissão de uma mesma concessionária e a extensão total de linhas de transmissão desta concessionária.

97. Além disso, foi construído indicador para a variável exógena “Idade Média dos Ativos”, conforme metodologia já descrita na Nota Técnica nº 111/2022-SRM/ANEEL, que representa a vida média dos ativos de transmissão em operação comercial para cada concessão referente aos anos de 2017 a 2021. Cabe destacar que no âmbito da TS nº 14/2022, CGT Eletrosul e Equatorial apresentaram pequenos ajustes pontuais a serem realizados na base de dados utilizada para o cálculo da variável “Idade Média dos Ativos”. As solicitações foram atendidas, porém as alterações no resultado dessa variável foram marginais.

#### IV – DO FUNDAMENTO LEGAL

98. As argumentações apresentadas nesta Nota Técnica e no RAIR em anexo são fundamentadas nos seguintes dispositivos legais e regulatórios:

- a) Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;
- b) Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;
- c) Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- d) Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997;
- e) Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004;
- f) Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013;
- g) Versão 4.1 do submódulo 9.1 dos Proret, de 31 de maio de 2022; e
- h) Cláusula Oitava dos Contratos de Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica.

#### V – DA CONCLUSÃO

99. Conclui-se pela publicação da base de dados discutida nesta Nota Técnica, que será utilizada no estudo de *benchmarking* dos custos operacionais regulatórios das concessionárias de transmissão cujos contratos foram prorrogados nos termos da Lei nº 12.783, de 2013, permitindo que a sociedade a avalie, critique, audite e valide, viabilizando a realização de eventuais correções e aprimoramentos que se mostrem necessários.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P26 da NOTA TÉCNICA Nº 177/2022-SRM/ANEEL, de 8/12/2022.

## VI – DA RECOMENDAÇÃO

100. Diante do exposto, recomenda-se a abertura de segunda fase da Tomada de Subsídios nº 14/2022, pelo período de 30 dias, a fim de que os interessados se manifestem acerca dos assuntos tratados nesta Nota Técnica.

(assinado digitalmente)  
**LUCAS ELIAS GOMES DORNINGER**  
Especialista em Regulação

(assinado digitalmente)  
**MATEUS DE OLIVEIRA FERREIRA**  
Especialista em Regulação

(assinado digitalmente)  
**VICTOR QUEIROZ OLIVEIRA**  
Especialista em Regulação

**De acordo:**

(assinado digitalmente)  
**JÚLIO CÉSAR REZENDE FERRAZ**  
Superintendente de Regulação Econômica e Estudos de Mercado

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.