



AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

Nota Técnica nº 126/2018-SRM/ANEEL

Em 3 de agosto de 2018.

Processo: **48500.000703/2017-80**

Assunto: Revisão periódica das receitas anuais permitidas das concessionárias de transmissão de energia elétrica: custos operacionais regulatórios.

I – DO OBJETIVO

1. A presente Nota Técnica dá continuidade à discussão, iniciada por meio das Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL (SIC nº 48580.001545/2017-00) e nº 164/2017-SRM/ANEEL (SIC nº 48580.001623/2017-00), sobre os critérios e procedimentos a serem utilizados no processo de revisão periódica das receitas anuais permitidas das instalações de transmissão de energia elétrica, especificamente em relação às regras para o estabelecimento dos custos operacionais regulatórios.

II – DOS FATOS

2. Em 24 de fevereiro de 2017, foi aberta a Consulta Pública nº 2/2017, com fins de avaliação da base de dados que subsidiaria o estudo de benchmarking dos custos operacionais das concessionárias de transmissão. As contribuições foram recebidas até 10 de abril de 2017.

3. Em 02 de agosto de 2017, foi aberta a primeira fase da Audiência Pública nº 41/2017, que trata do aprimoramento da regulamentação da revisão tarifária periódica das concessionárias de transmissão. A primeira fase encerrou-se em 15 de setembro.

4. Em 22 de setembro de 2017 a Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado – SRM emitiu a Nota Técnica nº 160/2017-SRM/ANEEL, por meio da qual propôs os critérios e procedimentos a serem utilizados na apuração dos custos operacionais regulatórios no âmbito do processo de revisão periódica das receitas anuais permitidas das instalações de transmissão de energia elétrica.

5. Em 27 de setembro de 2017, foi aberta a segunda fase da Audiência Pública nº 041/2017, que trata do aprimoramento da regulamentação da revisão tarifária periódica das concessionárias de transmissão, com o objetivo de colher subsídios em relação aos temas de custos operacionais regulatórios e custo de capital¹.

¹ A 2ª Fase da Audiência Pública nº 041/2017, foi realizada em duas etapas distintas: (i) na primeira etapa, com início em 27/9/2017 e término em 26/10/2017, na qual foram disponibilizadas as Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e 161/2017-SRM/ANEEL e, posteriormente, nº 164/2017-SRM/ANEEL, para contribuições; e (ii) na segunda etapa, com início em 30/10/2017 e término em 13/11/2017, na qual foram oportunizadas manifestações relativas exclusivamente às contribuições recebidas na primeira etapa da Audiência Pública.

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

ASSINADO DIGITALMENTE POR JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, FELIPE PEREIRA

MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL, LUCAS ELIAS GOMES DORNINGER, HERMANO DUMONT VERONESE

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 17124673004778A4 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.asp>



Fl. 2 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

6. Em 4 de outubro de 2017, a SRM emitiu a Nota Técnica nº 164/2017-SRM/ANEEL por meio da qual retificou os resultados apresentados na Nota Técnica nº 160/2017-SRM/ANEEL.
7. Em 8 de novembro de 2017 a ANEEL publicou Aviso de Alteração da Audiência Pública nº 041/2017, por meio do qual estendeu o período para envio de contribuições da primeira etapa, até 24 de novembro de 2017; e alterou o período de contribuições da segunda etapa, que teve início em 28 de novembro de 2017 e término em 11 de dezembro de 2017.
8. Na primeira etapa da segunda fase da Audiência Pública nº 041/2017, foram recebidas 16 contribuições, em sua maioria de agentes e associações setoriais. Na segunda etapa da segunda fase da Audiência Pública nº 041/2017 foram recebidas 8 contribuições, todas de agentes e associações setoriais.
9. Em 5 de fevereiro e 14 de março de 2018 a SRM emitiu os Ofícios Circulares nº 001/2018-SRM/ANEEL e nº 004/2018-SRM/ANEEL por meio dos quais solicitou às concessionárias de transmissão informações acerca de eventual compartilhamento de infraestrutura e/ou pessoal, a partir do qual poderia ser realizado seu agrupamento para fins de estudos de benchmarking.
10. Entre fevereiro e março de 2018, as concessionárias de transmissão responderam aos Ofícios Circulares nº 001/2018-SRM/ANEEL e nº 004/2018-SRM/ANEEL.
11. Entre a abertura da segunda fase da Audiência Pública nº 041/2017 e julho de 2018, diversas concessionárias de transmissão enviaram à ANEEL os dados georreferenciados das linhas de transmissão sob sua responsabilidade, o que permitiu à equipe de georreferenciamento da SGI (Equipe Geo HEX) o desenvolvimento de estudo sobre as condições ambientais às quais se submete cada concessionária.

III – DA ANÁLISE

12. Um ponto central no processo de definição de custos operacionais regulatórios é o estabelecimento do critério a ser adotado pelo regulador para aferição do nível de eficiência de custos das empresas. Em termos práticos essa etapa compreende o estabelecimento de um modelo teórico que irá nortear o regulador na identificação de uma referência de custos compatível com as particularidades de cada agente. A especificação desse modelo deve levar em consideração as características do segmento em análise e tem como grande desafio a escolha de variáveis que representem de forma adequada os principais fatores geradores de custo de cada empresa.
13. A segunda fase da Audiência Pública nº 041/2017 se estendeu de 27 de agosto a 13 de dezembro de 2017, para recebimento de contribuições quanto à proposta de aprimoramento do modelo a ser utilizado na revisão dos custos eficientes das transmissoras. Foi um período de intensa discussão no qual foram recebidas diversas contribuições quanto a aspectos que, segundo os agentes, não estariam adequadamente representados ou mesmo não considerados no modelo. Diante do grande número e diversidade das contribuições recebidas propõe-se uma nova fase de discussão do tema, a fim de que o modelo possa ser novamente avaliado após a consideração de uma série de elementos trazidos durante o período de contribuições. A seguir será detalhada nova proposta de metodologia para essa finalidade.

III.1 – Base de Dados

III.1.1 Ativos físicos

14. Conforme informado na Nota Técnica nº 160/2017-SRM/ANEEL, a base de dados utilizada nas

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

ASSINADO DIGITALMENTE POR JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, FELIPE PEREIRA

MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL, LUCAS ELIAS GOMES DORNINGER, HERMANO DUMONT VERONESE

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 17124673004778A4 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 3 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

simulações então apresentadas contemplava parte das contribuições recebidas no âmbito da Consulta Pública nº 2/2017, uma vez que algumas contribuições ainda se encontravam em análise.

15. As simulações apresentadas nesta Nota Técnica contemplam a análise de todas as contribuições apresentadas no âmbito da Consulta Pública nº 2/2017. O status da análise de cada instalação, para cada ano do período de 2013 a 2016 consta no arquivo “BASE DE DADOS.xlsx”, anexo, e segue a classificação discriminada na Tabela 1.

Tabela 1 – Status da análise das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 2/2017

Status	Descrição
R	Ratificado
E	Excluído
M	Modificado
A	Acrescentado
N	Não informado

16. Os módulos com status “Acrescentado” cujos respectivos códigos (IdeMdl) não foram apresentados pelas concessionárias de transmissão no âmbito da Consulta Pública nº 2/2017 não foram considerados para fins de contagem, tampouco na composição de variáveis agregadas (como potência aparente por nível de tensão, extensão de linha por nível de tensão, etc).

17. Caso tais módulos já possuam código atribuído pela ANEEL, estes poderão ser informados pelas concessionárias de transmissão na nova fase de discussões que se propõe nesta Nota Técnica, de modo que os respectivos módulos poderão ser considerados na base de dados final. Caso não possuam código atribuído pela ANEEL, não podem ser considerados na base de dados, uma vez que devem passar por processo de regularização, a ser conduzido pela Superintendência de Concessões, Permissões e Autorizações da Transmissão e Distribuição – SCT.

III.1.2 Agrupamento das concessionárias

18. No âmbito da Segunda Fase da Audiência Pública nº41/2017, foi sugerido que o agrupamento das concessionárias licitadas e prorrogadas ocorresse a partir de um critério operacional, considerando eventual compartilhamento de infraestrutura e/ou pessoal e/ou serviços e não de um critério societário, como havia ocorrido no modelo então proposto.

19. Desta forma, por meio dos Ofícios Circulares nº 001/2018-SRM/ANEEL e nº 004/2018-SRM/ANEEL a ANEEL solicitou às concessionárias de transmissão informações acerca de eventual compartilhamento de infraestrutura e/ou pessoal, a partir do qual poderia ser realizado seu agrupamento para fins de estudos de *benchmarking*.

20. A partir das respostas recebidas, novo agrupamento foi adotado. Os novos grupos constam no arquivo “BASE DE DADOS.xlsx”, em anexo.

III.2 Metodologia de Cálculo de Eficiência – *Data Envelopment Analysis* – DEA 1º Estágio

21. A exemplo do que foi feito nos ciclos de revisão anteriores e no estudo de que tratam as Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL, optou-se pelo uso do DEA (*Data Envelopment Analysis*) como método para a estimação da eficiência de custos. Por se tratar de uma ferramenta amplamente

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

ASSINADO DIGITALMENTE POR JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, FELIPE PEREIRA

MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL, LUCAS ELIAS GOMES DORNINGER, HERMANO DUMONT VERONESE

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 17124673004778A4 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 4 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

utilizada em estudos dessa natureza por agências reguladoras de diversas jurisdições em todo o mundo, pelas suas vantagens em termos de flexibilidade e simplicidade, bem como por ter sido utilizado nas últimas três revisões para o segmento de transmissão sem contestações.

22. Maior detalhamento desse método pode ser encontrado nas Notas Técnicas que subsidiaram os processos de revisão tarifária dos segmentos de transmissão e distribuição, e no Apêndice C da Nota Técnica nº 160/2017-SRM/ANEEL.

III.2.1 Variáveis

23. Conforme estudo de que tratam as Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL, a base de dados utilizada contempla as informações referentes às instalações de transmissão sob responsabilidade de cada empresa, tanto em termos quantitativos quanto qualitativos², e os custos operacionais contabilizados entre 2013 e 2016.

24. O insumo utilizado no estudo foi a despesa operacional das transmissoras, composto pelas contas de pessoal, materiais, serviços de terceiros, seguros, tributos e outros, para o período de 2013 a 2016. A fonte dessa informação foi o registro contábil no Balanço Mensal Padronizado – BMP para os anos de 2015 e 2016 e do Relatório de Informações Trimestrais – RIT para o período de 2013 e 2014.

25. Conforme destacado na seção III.1, a base de dados foi submetida à Consulta Pública nº 2/2017 e as eventuais alterações advindas das contribuições recebidas já foram incorporadas. As contas e subcontas utilizadas no estudo permanecem as mesmas apresentadas no Apêndice A a Nota Técnica nº 160/2017-SRM/ANEEL. Utilizou-se o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA para atualização monetária das contas de pessoal e serviços, e o Índice Geral de Preços do Mercado - IGPM para as demais.

26. Foi mantido o ajuste adotado referente à diferenciação do custo de mão de obra entre regiões, detalhado no Apêndice B da Nota Técnica nº 160/2017-SRM/ANEEL.

27. Em termos de modelagem, as maiores alterações do presente estudo em relação àquele apresentado nas Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL decorrem da abertura de algumas das variáveis produto consideradas, mantendo a diretriz de que tais variáveis devem refletir as instalações disponibilizadas por cada transmissora.

28. A representação de linhas de transmissão e subestações por unidades modulares segue o mesmo formato adotado na base de remuneração e no Sistema de Gestão de Transmissão – SIGET da ANEEL. No presente modelo, as variáveis de produto escolhidas são apresentadas na Tabela 2 e serão explicitadas mais adiante no texto.

² Por exemplo, para cada transmissora, constam: a quantidade de cada tipo de equipamento, para cada nível de tensão; potência, em MVA, para cada nível de tensão; extensão de linha de transmissão, para cada nível de tensão, etc.



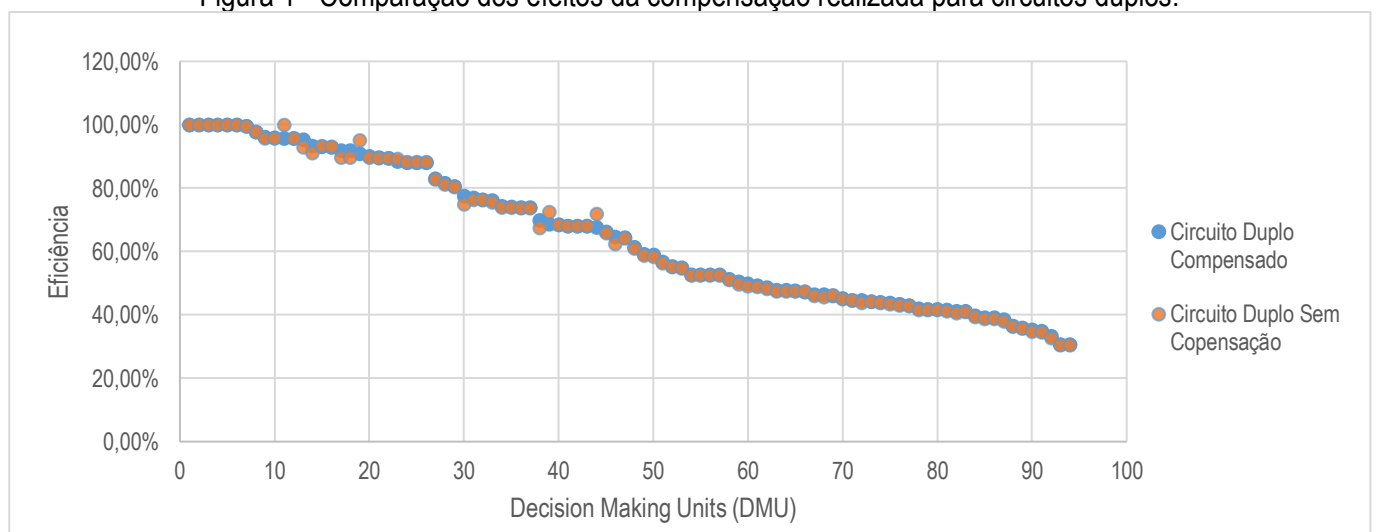
Fl. 5 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

Tabela 2 – Variáveis utilizadas no modelo de 1º estágio.

Variáveis	Descrição
Extensão de Rede com tensão inferior a 230 kV	Considera extensão total das redes com tensão inferior a 230 kV e ajuste para circuito duplo.
Extensão de Rede com tensão igual ou superior a 230 kV	Considera extensão total das redes com tensão igual ou superior a 230 kV e ajuste para circuito duplo.
Potência aparente total, em MVA, de equipamentos de subestação.	Soma das potências de transformadores e conversoras (MVA)
Potência reativa total, em Mvar, de equipamentos de subestação.	Soma das potências de reatores, banco de capacitores série e em derivação, compensadores síncronos e estáticos e bancos de filtros (Mvar)
Equipamentos de subestação com tensão inferior a 230 kV	Soma das unidades de equipamentos principais com tensão inferior a 230 kV e considera ajuste para bancos de transformadores e reatores monofásicos.
Equipamentos de subestação com tensão igual ou superior a 230 kV	Soma das unidades de equipamentos principais e considera ajuste para bancos de transformadores e reatores monofásicos.
Módulos de manobra com tensão inferior a 230 kV	Soma das unidades modulares de manobra com tensão inferior a 230 kV (entradas de linha, conexões de equipamentos e interligações de barramentos).
Módulos de manobra com tensão igual ou superior a 230 kV	Soma das unidades modulares de manobra com tensão igual ou superior a 230 kV (entradas de linha, conexões de equipamentos e interligações de barramentos).
Qualidade	Média do tempo total em que as instalações de transmissão de cada empresa estiveram indisponíveis no período de 2013 a 2016.

29. Nesta nova proposta, as linhas de transmissão sob responsabilidade das concessionárias de transmissão permanecem representadas a partir de sua extensão, divididas em duas faixas de tensão: até 230 kV e igual ou superior a 230 kV. Foi testada a utilização das variáveis extensão rede com e sem compensação para circuitos duplos. Dada a semelhança dos resultados obtidos, pelos motivos expostos na Nota Técnica nº 160/2017-SRM/ANEEL, foi mantido o ajuste para as linhas de transmissão em circuito duplo, as quais tiveram contabilizadas metade do comprimento de seus circuitos. A Figura 1 apresenta a comparação dos efeitos da compensação realizada para circuitos duplos.

Figura 1 - Comparação dos efeitos da compensação realizada para circuitos duplos.



30. A variável *Potência Total*, composta pela soma dos valores de potência aparente de

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

ASSINADO DIGITALMENTE POR JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, FELIPE PEREIRA

MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL, LUCAS ELIAS GOMES DORNINGER, HERMANO DUMONT VERONESE

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 17124673004778A4 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>

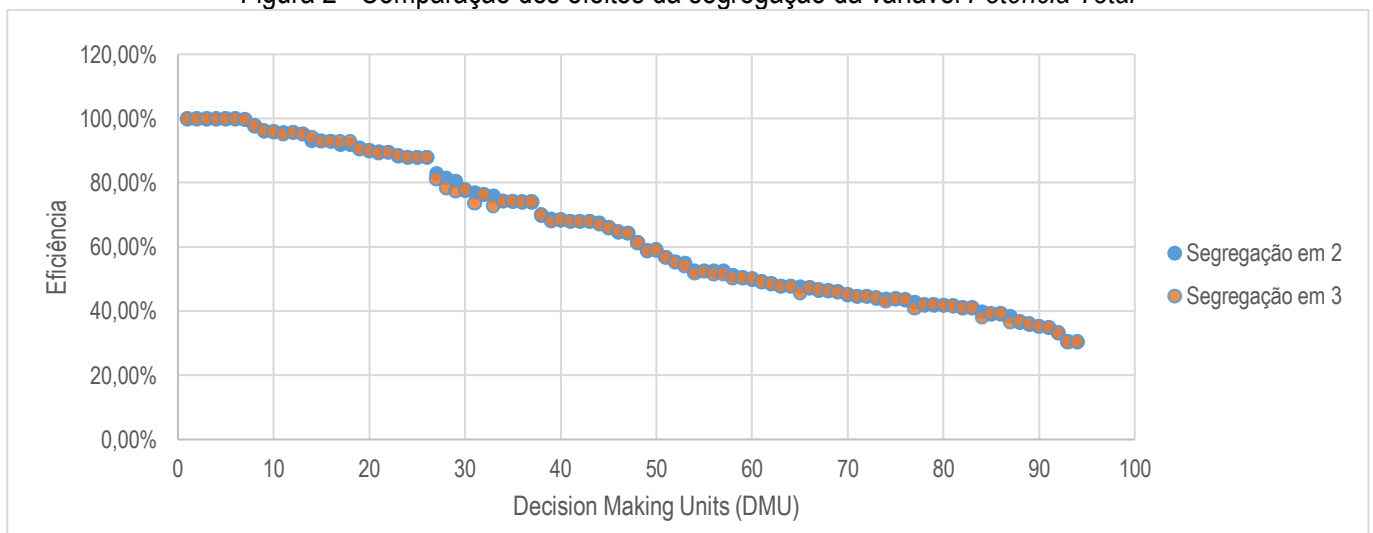


Fl. 6 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

transformadores e conversoras, em MVA, e de potência reativa, dos equipamentos de compensação reativa, tais como reatores, bancos de capacitores série e em derivação, compensadores síncronos e estáticos e bancos de filtros, em Mvar, foi segregada em suas duas componentes: *Potência aparente*, em MVA, e *Potência reativa*, em Mvar.

31. A possibilidade de segregação da variável *Potência Total* (MVA + Mvar) em três novas variáveis: *Potência Aparente*, em MVA, *Potência Reativa* vinculada a bancos de capacitores e reatores em derivação, em Mvar, e *Potência Reativa* vinculada aos demais equipamentos de compensação reativa, tais como compensadores síncronos e estáticos, bancos de capacitores série e bancos de filtros, também em Mvar, foi analisada e apresentou resultados muito semelhantes ao modelo ora proposto. Assim, visando uma modelagem mais simplificada e tendo em vista que esta abertura contribui pouco para a análise, optou-se por segregar a variável *Potência Total* (MVA + Mvar) apenas em *Potência Aparente*, em MVA, e *Potência Reativa*, em Mvar. A Figura 2 apresenta a comparação dos efeitos da segregação da variável *Potência Total* (MVA + Mvar) em 2 (MVA e Mvar) ou 3 (MVA, Mvar_{BC e RT}, e Mvar_{DECR}) novas variáveis.

Figura 2 - Comparação dos efeitos da segregação da variável *Potência Total*



32. A partir de diversas contribuições apresentadas na segunda fase da Audiência Pública nº 041/2017 as variáveis (i) *Equipamentos de Subestação*, correspondente à soma dos módulos de equipamentos, com ajuste para o caso de bancos de transformadores e reatores monofásicos³, e (ii) *Módulos de Manobra*, correspondente à soma dos módulos de entrada de linha, conexão de equipamentos e interligação de barramentos, foram segregadas em duas faixas de tensão: inferior a 230 kV e igual ou superior a 230 kV.

III.2.2 Qualidade

33. Os dados referentes à qualidade da prestação do serviço de transmissão de energia elétrica utilizados na análise de que trataram as Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL foram substituídos por dados diretamente extraídos do Sistema de Apuração da Transmissão – SARTRA. Todas as ocorrências referentes ao período 2013 e 2016 foram extraídas do sistema e consideradas na análise, respeitado o status de *Consistido pelo ONS* e, mais importante, desde que a situação do registro estivesse classificada como *fechada e/ou processada*.

34. Optou-se por alterar a variável representativa da qualidade no modelo em função de contribuições

³ Bancos de transformadores e de reatores monofásicos foram multiplicados por 3, contabilizando assim, cada uma de suas unidades.



Fl. 7 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

recebidas no período de Audiência. Uma, em especial, referente à diferenciação da qualidade por nível de tensão ensejou uma reflexão adicional quanto a esse tema. O argumento apresentado foi que ao representar a qualidade por meio da potência interrompida se estaria refletindo de forma desproporcional no modelo as interrupções em instalações com nível de tensão mais elevado.

35. De fato, como a potência se relaciona com o quadrado da tensão, essa representação resulta em um impacto mais relevante para interrupções em instalações de tensão mais elevada. Assim, para uma mesma duração de interrupção, empresas operando em níveis de tensão mais alto teriam um resultado inferior de qualidade refletido no modelo. Haveria uma exigência proporcionalmente maior para essas empresas, no tocante ao tempo de interrupção de suas instalações.

36. Por outro lado, é preciso reconhecer que o nível de tensão de operação influencia, em alguma medida, no custo da qualidade. É esperado que reduzir marginalmente o tempo de interrupção em instalações de 500 kV seja mais caro do que em instalações de 230 kV. Esse é ponto central dessa discussão. Haja vista que se busca um modelo que relacione qualidade e custos operacionais, o que se busca é a variável que melhor represente essa relação. A dificuldade está em identificar o grau de influência do nível de tensão de operação nesse problema.

37. Se, por um lado, uma relação quadrática com os custos parece pouco razoável, no extremo oposto, a desconsideração da influência da tensão por completo também implica em uma imperfeição na representação. Na ausência de elementos adicionais, deve-se buscar uma solução de compromisso na escolha da variável a ser utilizada.

38. Entendeu-se que a melhor alternativa seria representar a qualidade pelo tempo total de interrupção das instalações. Desconsiderando, portanto, a influência da tensão. Em que pese o fato de que pode ser mais caro operar em níveis de tensão mais altos, concordamos com o argumento de que uma relação quadrática com os custos não parece razoável. A representação pelo tempo total de interrupção seria, portanto, a melhor alternativa. Ademais, vale destacar que, no modelo adotado para a distribuição, a qualidade também é representada pelo tempo total de interrupção dos consumidores. Nesse sentido, a mudança da variável contribui para maior harmonização dos modelos de *benchmarking* adotados pela ANEEL.

39. Da mesma forma como ocorreu para o modelo de que tratam as Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL, a opção pela média dos tempos totais de interrupção entre os anos de 2013 a 2016, em detrimento dos valores verificados em cada ano, decorre da volatilidade observada para essa variável. De um ano para outro, podem haver diferenças significativas. 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 alinhado com os objetivos propostos.

III.2.3 Pesos

40. Na solução do problema de programação linear pelo método DEA, a eficiência é obtida a partir da ponderação das variáveis utilizadas no modelo conforme formulação apresentada no Apêndice C da Nota Técnica nº 160/2017-SRM/ANEEL. Essencialmente, a solução busca encontrar um conjunto de pesos associados a cada uma das variáveis, por empresa, que determinam a relatividade entre insumos e produtos⁴.

41. Em sua concepção clássica, o método DEA não estabelece qualquer restrição quanto aos pesos atribuídos a cada componente. Estes são escolhidos livremente, de forma a se obter a maior eficiência possível para

⁴ Optou-se pela formulação do DEA na forma conhecida como problema dos multiplicadores ou múltiplos (*multiplier problem*)



Fl. 8 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

cada empresa em análise. Essa total liberdade de escolha dos pesos pode, em alguns casos, conduzir a resultados pouco intuitivos como, por exemplo, variáveis com peso nulo. Em última análise, isso reduz o poder discriminatório do modelo e introduz viés às estimativas de eficiência.

42. Assim como no estudo de que trataram as Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL, nesta proposta, o problema de viés nas estimativas de eficiência associado ao método DEA também foi tratado por meio da introdução de restrições de *trade-offs* de produção⁵.

43. Na escolha das variáveis que estariam sujeitas a restrições, foi mantida a premissa de, inicialmente, se avaliar a correlação entre elas. Por exemplo, a escolha de representação em separado da variável *Extensão de Rede* por nível de tensão ($<$ ou \geq 230 kV) implica na possibilidade de atribuir pesos distintos para cada uma, contudo, é natural esperar que haja uma relação entre esses custos. O mesmo ocorre para as variáveis *Equipamentos de Subestação* ($<$ ou \geq 230 kV) e *Módulos de Manobra* ($<$ ou \geq 230 kV), bem como para as variáveis que representam *Potência Aparente* e *Potência Reativa*.

44. Assim como no estudo de que trataram as Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL, os valores das restrições de *trade-offs* de produção utilizados foram inseridos no modelo de otimização. A Tabela 3 resume as restrições de *trade-off* introduzidas no modelo sobre as quais cabem considerações. A segregação da potência total em reativa e aparente permitiu um maior detalhamento das características das instalações das transmissoras, pois o intervalo de pesos admissíveis para a potência aparente (R\$/MVA) se mostrou menos volátil do que para a potência reativa, uma vez que se trata de um conjunto menor de equipamentos. Procurou-se refletir essa característica no modelo. Para fins de modelagem, admite-se que o custo unitário da *Potência Reativa* pode ser até, no máximo, duas vezes superior e, no mínimo, a metade do custo unitário da *Potência Aparente*.

Tabela 3 - Restrições para *trade-offs* entre insumos e produtos.

Relação	Limite	Valor
Potência Reativa vs Potência Aparente	Mínimo	0,50
	Máximo	2,00
Equip. de Subestação \geq 230 kV. vs Mod. Manobra \geq 230 kV	Mínimo	1,00
	Máximo	10,00
Extensão de Rede $<$ 230kV vs Extensão de Rede \geq 230kV	Mínimo	0,20
	Máximo	0,75
Mod. Manobra $<$ 230 kV vs Mod. Manobra \geq 230 kV	Mínimo	0,20
	Máximo	0,75
Equip. Subestação $<$ 230 kV vs Equip. Subestação \geq 230 kV	Mínimo	0,20
	Máximo	0,75
Opex vs Potência Aparente (R\$/MVA-MVAr)	Mínimo	800,00
	Máximo	2.000,00
Opex vs Extensão de Rede \geq 230kV (R\$/km rede)	Mínimo	2.500,00
	Máximo	8.500,00
Opex vs Mod. Manobra \geq 230 kV (R\$/módulo)	Mínimo	15.000,00
	Máximo	70.000,00

45. Para a segregação dos módulos e equipamentos por nível de tensão, admitiu-se a mesma relação

⁵ O problema de viés nas estimativas de eficiência associado ao método DEA é conhecido e discutido na literatura acadêmica. Para atualização da metodologia de definição dos custos operacionais das concessionárias de transmissão optou-se, a exemplo do que foi feito nos estudos anteriores (Nota Técnica nº 383/2012-SRE/ANEEL, de 24/10/2012 e Nota Técnica nº 66/2015-SRM/SGT/ANEEL, 24/4/2015), pela introdução de restrições no problema objetivando mitigar esse efeito. A literatura acadêmica é rica em trabalhos relacionados à correção de viés nas estimativas do DEA. A abordagem utilizada neste estudo baseou-se na proposição de Podinovski (PODINOVSKI, V. V. *Production trade-offs and weight restrictions in data envelopment analysis*. Journal of the Operational Research Society, v. 55, n. 12, p. 1311-1322, 2004)⁵ de restrições de *trade-offs* de produção.



Fl. 9 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

adotada para extensão de rede, ou seja, $0,20 \leq x \leq 0,75$.

III.2.4 Resultado do modelo DEA

46. O resultado da aplicação da metodologia DEA, conforme detalhado nas seções anteriores está discriminado na Tabela 4. Como será detalhado a seguir, optou-se por uma análise da eficiência em dois estágios.

Tabela 4 – Resultados da metodologia DEA com a modelagem proposta

Empresa	Ano	Eficiência	Empresa	Ano	Eficiência
ALUPAR_HOL	2016	100,00%	COPEL-GT	2014	64,47%
CELEO_HOL	2016	100,00%	COPEL-GT_HOL	2015	61,37%
CTEEP_HOL	2015	100,00%	COPEL-GT	2015	59,07%
ALUPAR_HOL	2014	100,00%	CEEE-GT	2014	59,00%
CELG G&T	2013	100,00%	CEEE-GT	2015	56,84%
ALUPAR_HOL	2015	99,96%	COPEL-GT_HOL	2016	55,41%
CTEEP_HOL	2014	99,67%	FURNAS	2016	54,96%
CELEO_HOL	2015	97,67%	COPEL-GT	2016	52,70%
CTEEP	2014	96,08%	FURNAS	2014	52,63%
CTEEP	2015	95,87%	FURNAS	2015	51,33%
TBE_HOL	2016	95,79%	CHESF_HOL	2014	50,49%
CELG G&T	2014	95,73%	CHESF	2014	49,96%
CELEO_HOL	2013	95,25%	COPEL-GT	2013	49,29%
CEMIG-GT	2016	93,23%	COPEL-GT_HOL	2013	48,67%
CTEEP_HOL	2016	93,08%	TAESA_HOL	2014	47,60%
CTEEP_HOL	2013	92,92%	ELETRONORTE_HOL	2014	47,27%
TBE_HOL	2015	90,91%	CHESF_HOL	2016	46,44%
STATE GRID_HOL	2014	90,14%	CEEE-GT	2013	46,38%
STATE GRID_HOL	2013	89,73%	ELETRONORTE_HOL	2015	46,06%
CTEEP	2013	89,56%	ELETRONORTE	2015	45,18%
CELEO_HOL	2014	88,38%	ELETRONORTE	2014	44,66%
CTEEP	2016	88,04%	ELETROSUL	2014	44,63%
STATE GRID_HOL	2016	82,98%	ELETRONORTE_HOL	2013	44,14%
TAESA_HOL	2015	81,53%	FURNAS	2013	43,96%
TAESA_HOL	2016	80,61%	CHESF_HOL	2015	43,80%
CEMIG-GT	2015	77,54%	CHESF	2016	43,47%
TAESA	2015	76,94%	TAESA_HOL	2013	42,92%
CELG G&T	2015	76,31%	CHESF	2015	41,93%
TAESA	2016	76,08%	CHESF	2013	41,83%
STATE GRID_HOL	2015	74,34%	CHESF_HOL	2013	41,82%
CEEE-GT	2016	74,15%	ELETROSUL	2015	41,66%
CEMIG-GT	2014	69,85%	ELETROSUL	2016	41,14%
TBE_HOL	2014	68,75%	ELETRONORTE	2013	41,10%
ALUPAR_HOL	2013	68,42%	TAESA	2014	39,83%
CELG G&T	2016	68,10%	TAESA	2013	38,48%
TBE_HOL	2013	67,70%	ELETRONORTE_HOL	2016	36,58%
COPEL-GT_HOL	2014	66,27%	ELETRONORTE	2016	35,95%
CEMIG-GT	2013	64,67%	ELETROSUL	2013	33,32%

III.3 Análise de 2º Estágio

47. Em estudos de *benchmarking* utilizando DEA, é por vezes recomendável uma análise de segundo estágio utilizando método paramétrico, tipicamente, a regressão linear. O segundo estágio é utilizado para incorporar no modelo o efeito de fatores exógenos, que podem estar influenciando o desempenho observado. Uma das

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

ASSINADO DIGITALMENTE POR JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, FELIPE PEREIRA

MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL, LUCAS ELIAS GOMES DORNINGER, HERMANO DUMONT VERONESE

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 17124673004778A4 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 10 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

vantagens da abordagem em dois estágios é a possibilidade de acomodar no modelo diversas variáveis em diferentes formatos, sem ter que assumir, *a priori* a sua relação (positiva ou negativa) com a produtividade das empresas. Além disso, por ser tratar de uma regressão, é possível avaliar a significância estatística do resultado.

48. Assim, a condução de uma análise de segundo estágio pode ser uma boa alternativa para testar e validar premissas da influência de fatores exógenos, tais como idade média das instalações sob responsabilidade das empresas e/ou variáveis ambientais no resultado do estudo de eficiência, corrigindo, eventualmente, o resultado do primeiro estágio.

49. No caso específico, existem diversos fatores que poderiam estar influenciando o desempenho das transmissoras, por exemplo: tipo e porte da vegetação, incidência de queimadas, pluviosidade, incidência de raios, declividade do terreno, tipo de acesso às instalações, coincidência ou proximidade de traçados de linhas do mesmo agente, densidade espacial das instalações, custo de mão-de-obra, etc.

III.3.1 Variáveis Exógenas

50. Entre a abertura da segunda fase da Audiência Pública nº 041/2017 e julho de 2018, diversas concessionárias de transmissão enviaram à ANEEL os dados georreferenciados das linhas de transmissão sob sua responsabilidade, o que permitiu à equipe de georreferenciamento da SGI (Equipe Geo HEX) o desenvolvimento de estudo sobre as condições ambientais às quais está submetida cada concessionária.

51. A ANEEL ainda não dispõe dos dados georreferenciados de todas as linhas de transmissão cadastradas no Sistema de Gestão da Transmissão – SIGET. Entretanto, cerca de 74 % das linhas de transmissão sob responsabilidade das concessionárias de transmissão que compuseram o estudo formaram a base de dados georreferenciados utilizada. Entre as concessionárias prorrogadas, o percentual de dados georreferenciados disponíveis chega a cerca de 90%.

52. O detalhamento do estudo realizado pela equipe de georreferenciamento da SGI (Equipe Geo HEX) consta no ANEXO I desta Nota Técnica.

53. Para a variável *Idade Média dos Ativos*, foi construído indicador que representa a vida média dos ativos em operação comercial para cada concessão relativo aos anos civis de 2013 a 2016.

54. Para cada unidade modular em operação comercial, na data-base desejada, considerou-se a sua depreciação acumulada, calculada a partir da data de entrada em operação comercial do módulo e de sua taxa média de depreciação, dada pelo Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, aprovado pela Resolução Normativa nº 674, de 2015. Ciente da vida útil regulatória total do módulo, foi possível estimar, por unidade modular, a vida média em operação da instalação.

55. O cálculo da vida média da concessão foi realizado pela ponderação das diversas taxas médias de depreciação modulares e o seu VNR correspondente, resultando na taxa de depreciação da concessão. A estimativa da vida média altera-se, anualmente, pela entrada em operação comercial de novas instalações, ajustando-se, desse modo, o percentual da base líquida da concessão em relação ao VNR, bem como a vida útil média da concessão, calculada como o inverso da taxa média de depreciação.

56. Para as concessionárias prorrogadas, é importante destacar que parte do cálculo não foi realizado por unidade modular. Isso porque para os ativos remunerados por meio da RBSE e/ou RPC, foram considerados os valores de base líquida, depreciação acumulada e taxa média de depreciação, todos homologados quando da

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

ASSINADO DIGITALMENTE POR JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, FELIPE PEREIRA

MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL, LUCAS ELIAS GOMES DORNINGER, HERMANO DUMONT VERONESE

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 17124673004778A4 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.asp>



Fl. 11 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

aprovação da base de remuneração regulatória, nos termos das Portarias nº 267, de 2013, e nº 120/2016, bem como das Resoluções Normativas nº 589, de 2013, e nº 762/2017. Tal como dito acima, o resultado obtido para RBSE também foi ponderado em relação às demais receitas das concessionárias.

57. A Tabela 5 apresenta a descrição da variável “*Idade média dos ativos*” e das 11 variáveis ambientais construídas a partir do estudo realizado pela equipe de georreferenciamento da SGI e que foram analisadas no âmbito do segundo estágio.

Tabela 5 – Variáveis exógenas analisadas no estudo de segundo estágio

Variável	Descrição
Idade média dos ativos	Idade média dos ativos sob responsabilidade de cada concessionária de transmissão.
Declividade média	Declividade média do terreno por onde passam as linhas de transmissão sob responsabilidade de cada concessionária de transmissão.
Densidade média de descargas	Densidade média das descargas atmosféricas incidentes nas proximidades (envoltória de 1 km) das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada concessionária de transmissão.
Intersecção com Terras Indígenas e Unidades de Conservação	Relação entre a área de intersecção entre a envoltória (1 km) dos traçados das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada transmissora e a área de Unidades de Conservação Federais, Estaduais e Municipais e Terras Indígenas e área 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 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 de 5 a 20 m, 20 a 30 m e 30 a 50 m na área da envoltória de 1 km dos traçados das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada transmissora.
Precipitação acumulada anual média	Precipitação acumulada média anual na área da envoltória de 1 km dos traçados das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada transmissora.
Incidência de queimadas	Quantidade média de focos de calor por km ² da área 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, por km ² da área 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 entre a envoltória (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, e área da envoltória de 1 km dos traçados das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada transmissora.
Adensamento de rede	Relação da extensão total de linhas de transmissão sob responsabilidade de cada concessionária e área da menor circunferência que as circunscreve. ⁶
Coincidência de traçados	Relação entre a extensão das linhas de transmissão que compartilham traçado com outras linhas de transmissão de uma mesma concessionária com a extensão total de linhas de transmissão desta concessionária.

III.3.2 Prospecção de Modelos

58. A partir das 12 variáveis pré-selecionadas, foram testados diversos modelos utilizando regressões

⁶ No caso de transmissoras com redes descontínuas é feita a soma das razões para cada aglomerado de instalações. Para mais detalhes, vide Anexo I.



Fl. 12 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

Tobit⁷ considerando como variável dependente os escores de eficiência obtidos no primeiro estágio⁸. Por análise combinatória, foram testadas todas as combinações possíveis (4.095 regressões) dessas 12 variáveis. Das 4.095 regressões testadas, foram descartados todos os resultados nos quais algum dos coeficientes estimados não apresentou significância estatística⁹.

59. Também foram descartadas as regressões cujos coeficientes estimados apresentaram-se incoerentes, por exemplo, coeficientes negativos para a variável idade, na tentativa de explicar maiores custos de operação e manutenção ou coeficientes positivos para a variável concentração, também na tentativa de explicar maiores custos de operação e manutenção.

60. Por fim, restaram 15 modelos a serem analisados, para os quais também foram realizadas regressões pelo método dos Mínimos Quadrados Ordinários. Os 15 modelos foram então ordenados a partir de seu coeficiente de determinação, R², e aquele com o maior resultado para este coeficiente foi selecionado: a variável dependente foi a distância de *Sheppard* e as explicativas foram *Idade Média dos Ativos*, *Incidência de Queimadas* e *Adensamento de Rede*. O resultado da regressão do modelo Tobit selecionado está disposta na Tabela 6.

Tabela 6 – Resultados da regressão Tobit do modelo selecionado

	Coeficiente Estimado	Erro Padrão	t	Pr (>t)
Intercepto	1,0717	0,1587	6,752	1,46*10 ⁻¹¹
Idade	1,3763	0,2213	6,219	5,00*10 ⁻¹⁰
Focos de Queimadas	0,4379	0,2056	2,130	3,32*10 ⁻²
Concentração Média	-0,9543	0,2188	-4,362	1,29*10 ⁻⁰⁵
logSigma	-0,7905	0,0833	-9,490	< 2,00*10 ⁻¹⁶

61. O coeficiente de determinação, R², da regressão pelo método dos Mínimos Quadrados Ordinários do modelo selecionado é 0,3763.

III.3.3 Correções de 2º Estágio

62. A partir do modelo de 2º Estágio selecionado, foi feita a correção das Eficiências de 1º Estágio. Os resultados obtidos estão discriminados na Tabela 7.

⁷ O modelo Tobit é um modelo de regressão com variável dependente truncada.

⁸ Excluídas as observações que haviam sido incluídas no modelo para fins de rateio, detalhadas nas seções III.4 e III.8. As regressões são realizadas entre as eficiências usando a distância de *Sheppard* (1/distância de *Farrell*) e as variáveis explicativas.

⁹ Critério de significância: Pr (>t) <0.1



Fl. 13 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

 Tabela 7 – Resultado da correção das *Eficiências de Sheppard* – 1º Estágio

Empresa	Ano	Resultado 1º Estágio	Resultado 2º Estágio	Diferença (p.p)	Empresa	Ano	Resultado 1º Estágio	Resultado 2º Estágio	Diferença (p.p)
CEMIG-GT	2016	93,23%	147,49%	54,27	COPEL-GT	2014	64,47%	57,32%	-7,15
CEMIG-GT	2015	77,54%	111,26%	33,71	ELETRONORTE_HOL	2015	46,06%	57,25%	11,19
CEMIG-GT	2014	69,85%	96,31%	26,46	CHESF	2014	49,96%	57,19%	7,23
CELG G&T	2013	100,00%	95,36%	-4,64	TBE_HOL	2013	67,70%	56,98%	-10,72
CELG G&T	2014	95,73%	93,14%	-2,58	ALUPAR_HOL	2014	100,00%	56,63%	-43,37
CEMIG-GT	2013	64,67%	86,51%	21,84	STATE GRID_HOL	2015	74,34%	55,97%	-18,37
CELEO_HOL	2016	100,00%	84,83%	-15,17	CHESF_HOL	2014	50,49%	55,53%	5,03
FURNAS	2016	54,96%	83,44%	28,48	ELETROSUL	2014	44,63%	54,60%	9,97
TBE_HOL	2016	95,79%	82,16%	-13,63	COPEL-GT_HOL	2014	66,27%	54,45%	-11,82
CELEO_HOL	2015	97,67%	79,65%	-18,02	COPEL-GT	2015	59,07%	53,54%	-5,53
CELG G&T	2015	76,31%	76,62%	0,30	ELETRONORTE_HOL	2013	44,14%	52,24%	8,10
TAESA_HOL	2016	80,61%	76,52%	-4,10	ELETRONORTE	2015	45,18%	51,78%	6,61
TAESA	2016	76,08%	76,16%	0,09	ELETROSUL	2015	41,66%	50,85%	9,19
TBE_HOL	2015	90,91%	76,06%	-14,85	COPEL-GT_HOL	2015	61,37%	50,83%	-10,54
FURNAS	2014	52,63%	75,18%	22,55	ELETROSUL	2016	41,14%	50,61%	9,47
CELEO_HOL	2013	95,25%	74,69%	-20,56	CHESF_HOL	2016	46,44%	50,56%	4,12
CTEEP_HOL	2015	100,00%	74,67%	-25,33	ELETRONORTE	2014	44,66%	50,29%	5,63
TAESA_HOL	2015	81,53%	74,31%	-7,22	CHESF	2016	43,47%	49,98%	6,51
TAESA	2015	76,94%	74,03%	-2,91	CEEE-GT	2014	59,00%	48,84%	-10,15
FURNAS	2015	51,33%	74,02%	22,69	COPEL-GT	2016	52,70%	48,12%	-4,57
CTEEP_HOL	2014	99,67%	73,67%	-26,00	CHESF	2015	41,93%	47,43%	5,50
CTEEP_HOL	2016	93,08%	71,83%	-21,25	CHESF_HOL	2015	43,80%	47,30%	3,50
CELEO_HOL	2014	88,38%	70,70%	-17,68	CEEE-GT	2015	56,84%	47,21%	-9,63
CELG G&T	2016	68,10%	69,67%	1,58	COPEL-GT_HOL	2016	55,41%	46,78%	-8,63
CTEEP	2015	95,87%	69,28%	-26,59	CHESF	2013	41,83%	46,51%	4,67
CTEEP_HOL	2013	92,92%	68,61%	-24,31	CHESF_HOL	2013	41,82%	45,30%	3,48
CTEEP	2014	96,08%	68,55%	-27,53	COPEL-GT	2013	49,29%	45,18%	-4,10
STATE GRID_HOL	2014	90,14%	68,05%	-22,09	ELETRONORTE	2013	41,10%	45,09%	3,99
CTEEP	2016	88,04%	66,03%	-22,01	COPEL-GT_HOL	2013	48,67%	44,30%	-4,37
STATE GRID_HOL	2013	89,73%	65,64%	-24,09	TAESA_HOL	2014	47,60%	44,10%	-3,50
CTEEP	2013	89,56%	64,09%	-25,47	ALUPAR_HOL	2013	68,42%	43,85%	-24,56
STATE GRID_HOL	2016	82,98%	62,69%	-20,29	ELETRONORTE_HOL	2016	36,58%	43,83%	7,24
TBE_HOL	2014	68,75%	59,53%	-9,22	ELETRONORTE	2016	35,95%	40,39%	4,43
ALUPAR_HOL	2016	100,00%	59,00%	-41,00	CEEE-GT	2013	46,38%	39,99%	-6,39
CEEE-GT	2016	74,15%	58,68%	-15,47	TAESA_HOL	2013	42,92%	39,62%	-3,30
ELETRONORTE_HOL	2014	47,27%	57,92%	10,66	TAESA	2014	39,83%	38,37%	-1,47
ALUPAR_HOL	2015	99,96%	57,76%	-42,20	ELETROSUL	2013	33,32%	37,96%	4,64
FURNAS	2013	43,96%	57,47%	13,51	TAESA	2013	38,48%	36,84%	-1,64

63. Destaca-se a intensidade dos valores de correção obtidos. É esperado que fatores exógenos possam influenciar no desempenho de custos das empresas. Contudo, casos muito extremos, devem ser avaliados com cautela. Não parece razoável, por exemplo, que 54,26 pontos percentuais de eficiência da CEMIG-GT¹⁰, no ano de 2016, sejam em decorrência de fatores ambientais. Isso implicaria que fatores, como *Idade Média dos Ativos*, *Incidência de Queimadas e Adensamento de Rede*, justificassem cerca de R\$ 80 milhões por ano de custos operacionais da empresa.

¹⁰ Resultado de segundo estágio subtraído do resultado de primeiro estágio [54,26% = 147,29% - 93,23%].



Fl. 14 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

64. Nesse sentido, apesar de as regressões de segundo estágio terem se mostrado importantes para ajudar a identificar fatores externos que estariam influenciando o resultado de eficiência das empresas, o mecanismo de correção desse resultado parece desarrazoado. Na próxima seção, será descrita uma abordagem alternativa para consideração dos fatores exógenos no cálculo da eficiência das transmissoras.

III.3.4 Tratamento alternativo para fatores exógenos

65. A proposta consiste em utilizar os coeficientes oriundos da regressão Tobit como ponderadores das variáveis exógenas na construção de um índice composto que contemple, de forma conjunta, os principais fatores de influência identificados no estudo de segundo estágio. O índice de cada *Decision Making Unit* – DMU é computado pelos valores observados das variáveis *Idade Média dos Ativos*, *Incidência de Queimadas e Adensamento de Rede*, ponderados pelos coeficientes obtidos na regressão. Representa uma medida do grau de dificuldade vivenciado pelo agente, ou seja, quanto mais alto o valor do índice mais adversa é a condição em que ele opera.

66. Como principal vantagem, destaca-se que essa abordagem permite uma análise comparativa que retrate as condições operativas de cada empresa, considerando o peso relativo de cada uma das variáveis exógenas em seus custos operacionais por meio de um critério objetivo. Assim, embora estejam sendo consideradas múltiplas dimensões na análise, a ponderação pelos coeficientes obtidos na regressão de segundo estágio faz com que aquelas dimensões cujos efeitos foram identificados como mais determinantes sobre a eficiência de custos predominem na construção do índice¹¹.

67. Identificada uma medida dos efeitos exógenos, o passo seguinte foi utilizar essa informação para o cálculo das eficiências. Para tanto, propõe-se uma adaptação do método descrito por Coelli¹² para ajustes ambientais. Assim, foi criado um conjunto específico de empresas comparáveis para cada DMU a partir do índice construído. Esse grupo é composto pelas observações dos agentes mais semelhantes à DMU em análise sob a ótica da adversidade das condições em que ela opera. Propõe-se, portanto, que cada observação da amostra tenha um grupo de comparação composto pelas DMU com índice igual ou maior que o seu. Isso significa que determinada DMU em análise só estaria sendo comparada com concessionárias em condições exógenas iguais ou mais desfavoráveis que a sua.

68. A adaptação foi no sentido de manter conjunto mínimo de comparação para cada observação. Isso porque a adoção direta do método resultaria em agrupamentos muito pequenos para as empresas com índices mais altos. Na falta de empresas comparáveis, todas as empresas operando nas condições mais adversas seriam consideradas 100% eficientes, o que vai de encontro ao propósito original de se fazer esse tratamento alternativo, que é considerar os efeitos dos fatores exógenos dentro de uma perspectiva de razoabilidade.

69. Assim, foi mantido um grupo de comparação mínimo de 2/3 da amostra original. Isso significa que, para o pior caso, ou seja, para a observação em condições de operação mais adversas, eliminou-se da base de observações comparáveis o terço da amostra correspondente àquelas observações com menor adversidade operacional.

70. A Tabela 8 discrimina os resultados dos escores finais de eficiência pelo procedimento de 2º Estágio proposto.

¹¹ Tendo em vista que todas as variáveis exógenas foram normalizadas antes de serem testadas nas regressões.

¹² Coelli, T. J., Rao, D. S. P., O'Donnell, C. J. and Battese, G. E., *An introduction to efficiency and productivity analysis*, Springer, 2005



Fl. 15 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

Tabela 8 – Resultado do procedimento de 2º Estágio proposto

Empresa	Ano	Adversidade Operacional	Tamanho do Grupo de Comparação	Eficiência	Empresa	Ano	Adversidade Operacional	Tamanho do Grupo de Comparação	Eficiência
TBE_HOL	2016	0,4484	53	100,00%	COPEL-GT	2014	0,4343	56	68,32%
CELEO_HOL	2016	0,4445	54	100,00%	COPEL-GT_HOL	2015	0,3340	57	64,87%
CELEO_HOL	2013	0,3680	53	100,00%	COPEL-GT	2015	0,4473	54	62,56%
ALUPAR_HOL	2014	0,0367	75	100,00%	CEEE-GT	2014	0,3239	60	60,96%
CELG G&T	2013	0,5349	53	100,00%	CEEE-GT	2015	0,3195	63	58,90%
CTEEP_HOL	2016	0,3480	54	100,00%	COPEL-GT_HOL	2016	0,3374	56	58,58%
CTEEP_HOL	2015	0,3331	58	100,00%	FURNAS	2016	1,0000	51	57,94%
ALUPAR_HOL	2016	0,0860	73	100,00%	COPEL-GT	2016	0,4434	54	55,72%
ALUPAR_HOL	2015	0,0610	74	100,00%	FURNAS	2014	0,9645	53	55,40%
CEMIG-GT	2016	0,8428	53	100,00%	CHESF_HOL	2014	0,6934	52	54,93%
CTEEP_HOL	2014	0,3227	61	99,67%	CHESF	2014	0,7445	52	54,42%
CELEO_HOL	2015	0,4078	64	97,67%	FURNAS	2015	0,9835	53	54,06%
STATE GRID_HOL	2014	0,3185	64	96,83%	ELETRONORTE_HOL	2014	0,8391	53	52,60%
CELG G&T	2014	0,5486	51	96,64%	CHESF_HOL	2016	0,6905	53	52,57%
STATE GRID_HOL	2013	0,2846	69	96,55%	COPEL-GT	2013	0,4407	55	52,18%
CTEEP	2014	0,2784	70	96,08%	ELETRONORTE_HOL	2015	0,8634	53	51,24%
CTEEP	2015	0,2906	68	95,87%	ELETRONORTE	2015	0,7649	53	50,41%
TBE_HOL	2015	0,4195	63	95,25%	ELETRONORTE	2014	0,7428	53	49,82%
CTEEP_HOL	2013	0,3038	66	92,92%	COPEL-GT_HOL	2013	0,4278	59	49,71%
CELEO_HOL	2014	0,3721	52	91,68%	CHESF_HOL	2015	0,6859	53	49,57%
CTEEP	2013	0,2605	72	89,57%	ELETRONORTE_HOL	2013	0,8126	53	49,21%
CTEEP	2016	0,3057	65	88,03%	CHESF	2016	0,7768	53	49,11%
STATE GRID_HOL	2016	0,2978	67	87,30%	TAESA_HOL	2014	0,4530	53	48,70%
CEMIG-GT	2015	0,8402	53	83,78%	CEEE-GT	2013	0,3293	59	47,49%
TAESA_HOL	2015	0,4860	53	83,31%	CHESF	2013	0,7355	53	47,39%
TAESA_HOL	2016	0,5226	51	82,44%	CHESF	2015	0,7609	53	47,25%
TBE_HOL	2013	0,3756	51	81,65%	CHESF_HOL	2013	0,6964	52	47,25%
STATE GRID_HOL	2015	0,2620	71	79,81%	ELETROSUL	2014	0,8528	53	46,99%
TBE_HOL	2014	0,4122	64	78,69%	FURNAS	2013	0,9402	53	46,27%
TAESA	2015	0,5332	53	78,09%	ELETRONORTE	2013	0,7183	52	45,93%
CELG G&T	2015	0,5723	51	77,87%	ELETROSUL	2015	0,8701	52	44,16%
TAESA	2016	0,5697	52	77,29%	ELETROSUL	2016	0,8846	53	43,78%
CEEE-GT	2016	0,3218	62	77,26%	TAESA_HOL	2013	0,4339	57	43,56%
CEMIG-GT	2014	0,8419	53	75,37%	ELETRONORTE_HOL	2016	0,8825	53	40,38%
COPEL-GT_HOL	2014	0,3412	55	70,27%	TAESA	2014	0,5021	53	40,28%
CEMIG-GT	2013	0,8399	53	69,60%	ELETRONORTE	2016	0,7808	53	39,66%
CELG G&T	2016	0,5918	53	69,45%	TAESA	2013	0,4883	53	38,83%
ALUPAR_HOL	2013	0,0000	76	68,42%	ELETROSUL	2013	0,8233	51	35,07%

71. A eficiência média das observações para o período de 2013 a 2016 foi de 69,65%. A amplitude entre a maior (100%) e a menor (35,07%) eficiência é de 64,93%. Em relação ao estudo de *benchmarking* de que trataram as Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL, houve elevação tanto da eficiência média das observações para o período de 2013 a 2016, antes de 64,56%¹³, quanto da eficiência mínima, antes de 32,08%¹⁴.

¹³ Já considerando os resultados retificados pela Nota Técnica nº 164/2017-SRM/ANEEL.

¹⁴ Já considerando os resultados retificados pela Nota Técnica nº 164/2017-SRM/ANEEL.



Fl. 16 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

A amplitude dos resultados, antes de 67,92%¹⁵, foi reduzida.

72. A Tabela 9 apresenta comparação entre os *rankings* obtidos no presente estudo e no estudo de que trataram as Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL para as concessionárias cujos contratos foram prorrogados¹⁶.

Tabela 9 – Comparação entre o *ranking* de eficiência obtido pelo presente estudo e o obtido pelo estudo de que trataram as Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL.

Metodologia Proposta			Metodologia Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL		
Posição	Empresa	Eficiência	Posição	Empresa	Eficiência
1	CEMIG-GT	100,00%	1	CEMIG-GT	92,30%
2	CTEEP	88,03%	2	CTEEP	89,46%
3	CEEE-GT	77,26%	3	CEEE-GT	85,93%
4	CELG G&T	69,45%	4	CELG G&T	72,36%
5	FURNAS	57,94%	5	FURNAS	58,37%
6	COPEL-GT	55,72%	6	COPEL-GT	53,02%
7	CHESF	49,11%	8	CHESF	42,14%
8	ELETROSUL	43,78%	7	ELETROSUL	44,14%
9	ELETRONORTE	39,66%	9	ELETRONORTE	34,61%

Legenda:

 Subiu no ranking
  Manteve a mesma posição
  Desceu no ranking

III.4 Separação dos custos operacionais associados aos contratos de concessão prorrogados em 2012

73. Os custos contábeis utilizados como insumo no modelo DEA são informados pelas empresas à ANEEL associados a seus respectivos Cadastros Nacionais de Pessoa Jurídica – CNPJ. Assim, para empresas com mais de um contrato de concessão vinculado ao mesmo CNPJ, faz-se necessário tratamento que permita individualizar os custos operacionais referentes a cada contrato de concessão, uma vez que nem todos serão objeto do processo de revisão de 2018.

74. A metodologia de rateio desta nova proposta é a mesma que consta nas Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL: foram acrescentadas à amostra, observações para representar os contratos de interesse (neste caso, os contratos de concessão prorrogados em 2012), que são uma composição i) dos custos totais informados por cada empresa, ii) com os ativos físicos e indicadores de qualidade vinculados apenas a tais contratos.

75. Assim, o próprio método do DEA foi utilizado para identificar a parcela de custos associados aos ativos vinculados aos contratos de concessão que passam por processo de revisão. Como os *inputs* de custos são os mesmos em ambos os casos, mas a quantidade de ativos é menor, a solução ótima indicará uma parcela adicional de ineficiência que corresponde à parcela de custos operacionais que pode ser reduzida em função da individualização do contrato que será revisado. Essas observações para fins de rateio são inseridas nos grupos de comparação das DMU correspondentes ao ano de 2016 das concessionárias com contratos prorrogados em 2012. A Tabela 10 discrimina as eficiências atribuídas aos contratos de concessão de interesse.

¹⁵ Já considerando os resultados retificados pela Nota Técnica nº 164/2017-SRM/ANEEL.

¹⁶ No âmbito da Lei nº 12.873/2013.



Fl. 17 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

Tabela 10 – Eficiência já considerando o rateio do PMSO de cada empresa para o contrato em revisão.

Empresa	Ano	Eficiência
CEMIG-GT – CC 006/1997	2016	98,92%
CTEEP – CC 059/2001	2016	88,03%
CEEE-GT – CC 055/2001	2016	76,99%
CELG G&T – CC 063/2001	2016	69,45%
FURNAS – CC 062/2001	2016	55,55%
COPEL-GT – CC 060/2001	2016	50,60%
CHESF – CC 061/2001	2016	43,85%
ELETROSUL – CC 057/2001	2016	37,42%
ELETRONORTE – CC 058/2001	2016	34,03%

III.5 Regras de Aplicação

76. Os índices discriminados na Tabela 10 têm como referência o máximo nível de eficiência verificado dentre as observações consideradas. Assim como ocorreu no estudo submetido a Audiência Pública, dada a grande amplitude entre a melhor e a pior eficiência apuradas, reconhece-se a dificuldade em se aplicar os índices calculados pela metodologia DEA de forma direta. A Aneel adota para diversos componentes do cálculo tarifário, seja no segmento de transmissão ou de distribuição, o estabelecimento de uma referência regulatória e a possibilidade de as empresas auferirem receita adicional caso tenham apresentado desempenho superior ao exigido pelo regulador.

77. Dentro dessa premissa, buscando potencializar o incentivo à busca das melhores práticas de operação e manutenção, nas Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL foi proposto que as eficiências estimadas pelo modelo DEA fossem normalizadas pelo terceiro quartil do conjunto de resultados.

78. No âmbito da Segunda Fase da Audiência Pública nº41/2017, foi sugerida a adoção de ajuste pela média dos escores das DMU com eficiência maior ou igual a 50%, conforme ocorre para o segmento de distribuição, sob a justificativa de se ampliar o sinal regulatório de estímulo às empresas com maior eficiência, bem como de se harmonizar o regulamento ora proposto para o segmento de transmissão com aquele já vigente para o segmento de distribuição.

79. Julgando razoáveis tais argumentos, propõe-se que o ajuste seja feito pela média das eficiências das empresas que apresentaram escores iguais ou maiores que 50%, igual a 78,96%. A Tabela 11 discrimina os índices de eficiência ajustados e individualizados para os contratos de concessão de interesse.

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

ASSINADO DIGITALMENTE POR JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, FELIPE PEREIRA

MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL, LUCAS ELIAS GOMES DORNINGER, HERMANO DUMONT VERONESE

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 17124673004778A4 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 18 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

Tabela 11 – Eficiência ajustada pela média das eficiências das empresas que apresentaram escores iguais ou maiores que 50% e individualizada para os contratos de concessão de interesse

Empresa	Eficiência Ajustada e Individualizada para o Contrato de Concessão de Interesse
CEMIG-GT CC 006/1997	125,28%
CTEEP CC 059/2001	111,48%
CEEE-GT CC 055/2001	97,51%
CELG G&T CC 063/2001	87,96%
FURNAS CC 062/2001	70,35%
COPEL-GT CC 060/2001	64,07%
CHESF CC 061/2001	55,53%
ELETROSUL CC 057/2001	47,39%
ELETRONORTE CC 058/2001	43,10%

80. Propõe-se, portanto, que os índices discriminados na Tabela 11 sejam aplicados aos custos operacionais informados pelas empresas para o ano de 2016.

81. A Tabela 12 apresenta os resultados obtidos e os compara com os custos operacionais regulatórios atuais, que consistem na Receita Anual Permitida – RAP estabelecida pela Portaria MME nº 579, de 2012, a preços de junho de 2018, acrescida de 2% dos Valores Novos de Reposição – VNR das instalações de transmissão vinculadas a cada contrato e que entraram em operação comercial desde 1º de janeiro de 2013.

Tabela 12 – Custos Operacionais Regulatórios Propostos X Custos Operacionais Regulatórios Atuais (R\$ X 1.000,00)

Empresa	A	B	C	D	E	F
	Eficiência	Eficiência Normalizada	PMSO (Jun/18)	O&M Regulatório Atual (Jun/18)	O&M Alvo Proposto (Jun/18)	Varição (E-D)/D
CEMIG-GT CC 006/1997	98,92%	125,28%	183.409,32	222.616,88	229.768,15	3,21%
CTEEP CC 059/2001	88,03%	111,48%	542.134,30	749.447,75	604.381,88	-19,36%
CEEE-GT CC 055/2001	76,99%	97,51%	251.377,46	262.610,45	245.106,99	-6,67%
CELG G&T CC 063/2001	69,45%	87,96%	44.351,37	26.276,92	39.009,72	48,46%
FURNAS CC 062/2001	55,55%	70,35%	1.378.836,45	891.588,06	969.969,41	8,79%
COPEL-GT CC 060/2001	50,60%	64,07%	184.324,19	172.594,26	118.103,01	-31,57%
CHESF CC 061/2001	43,85%	55,53%	1.154.163,65	738.722,09	640.863,55	-13,25%
ELETROSUL CC 057/2001	37,42%	47,39%	543.286,21	568.890,41	257.463,34	-54,74%
ELETRONORTE CC 058/2001	34,03%	43,10%	956.332,51	400.549,60	412.134,38	2,89%
Médio / Total	61,65%	78,07%	5.238.215,46	4.033.296,43	3.516.800,43	-12,81%

82. Destacamos que as maiores quedas entre os custos operacionais regulatórios atuais e os custos regulatórios propostos estão relacionadas, em parte, ao aprimoramento metodológico associado à variável qualidade. Enquanto na metodologia proposta tal variável compôs o primeiro estágio do modelo DEA, no estudo realizado em 2012, essa variável foi utilizada para o ordenamento das empresas em grupos, para os quais os resultados de eficiência do modelo DEA foram ajustados com acréscimos que variavam de 10 %, para aquelas com piores índices de qualidade, a 49 %, para aquelas com melhores índices de qualidade.

83. Assim como no estudo de que tratam as Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-

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

ASSINADO DIGITALMENTE POR JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, FELIPE PEREIRA

MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL, LUCAS ELIAS GOMES DORNINGER, HERMANO DUMONT VERONESE

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 17124673004778A4 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 19 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

SRM/ANEEL, a maior queda ocorre para a ELETROSUL. A esse respeito destaca-se que o escore de eficiência apurado para essa empresa é muito semelhante nos dois estudos. Portanto, apesar de, em 2012, a empresa ter obtido resultado de 46,90% de eficiência estimada por meio do método DEA (contra 37,42% no estudo atual), recebeu um “bônus” de 49 pontos percentuais adicionais no momento da aplicação em decorrência do ordenamento realizado a partir da variável qualidade, o que atenuou significativamente o reposicionamento que deveria ter ocorrido em seus custos operacionais, caso os resultados do método DEA não tivessem sido ajustados.

84. A Tabela 13 apresenta a comparação entre os resultados da metodologia proposta em relação àqueles oriundos das propostas metodológicas na abertura da 2ª fase da Audiência Pública, em conformidade com as Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL.

Tabela 13 – Comparação entre os resultados das as Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL e os resultados da nova metodologia proposta. (R\$ X 1.000,00)

Empresa	O&M Proposto na NT 164/2017-SRM/ANEEL (Jun/18)	O&M Alvo Proposto (Jun/18)	Diferença
CEMIG-GT CC 006/1997	194.882,23	229.768,15	17,90%
CTEEP CC 059/2001	564.600,14	604.381,88	7,05%
CEEE-GT CC 055/2001	249.947,71	245.106,99	-1,94%
CELG G&T CC 063/2001	37.362,17	39.009,72	4,41%
FURNAS CC 062/2001	890.680,39	969.969,41	8,90%
COPEL-GT CC 060/2001	103.986,84	118.103,01	13,57%
CHESF CC 061/2001	511.859,23	640.863,55	25,20%
ELETROSUL CC 057/2001	236.664,69	257.463,34	8,79%
ELETRONORTE CC 058/2001	315.162,58	412.134,38	30,77%
Total	3.105.145,98	3.516.800,43	13,26%

85. Dado que a transição dos valores atuais para a nova regra de revisão de receita poderia gerar impactos relevantes para parte das empresas, recomenda-se que seja permitido um período de adaptação, com ajuste gradual dos valores de custos operacionais reconhecidos, de modo que os agentes possam se adequar aos novos patamares. A Tabela 14 apresenta os valores de custos operacionais a serem reconhecidos para cada contrato no próximo ciclo revisional.

Tabela 14 – Valores de O&M propostos para o período de julho de 2018 a junho de 2023, a preços de jun/18 (R\$ X 1.000,00)

Empresa	Jul/2018 a Jun/2019	Jul/2019 a Jun/2020	Jul/2020 a Jun/2021	Jul/2021 a Jun/2022	Jul/2022 a Jun/2023
CEMIG-GT CC 006/1997	224.047,13	225.477,39	226.907,64	228.337,89	229.768,15
CTEEP CC 059/2001	720.434,58	691.421,40	662.408,23	633.395,06	604.381,88
CEEE-GT CC 055/2001	259.109,76	255.609,07	252.108,38	248.607,69	245.106,99
CELG G&T CC 063/2001	28.823,48	31.370,04	33.916,60	36.463,16	39.009,72
FURNAS CC 062/2001	907.264,33	922.940,60	938.616,87	954.293,14	969.969,41
COPEL-GT CC 060/2001	161.696,01	150.797,76	139.899,51	129.001,26	118.103,01
CHESF CC 061/2001	719.150,38	699.578,67	680.006,97	660.435,26	640.863,55
ELETROSUL CC 057/2001	506.605,00	444.319,58	382.034,17	319.748,75	257.463,34
ELETRONORTE CC 058/2001	402.866,56	405.183,51	407.500,47	409.817,42	412.134,38
Total	3.929.997,23	3.826.698,02	3.723.398,84	3.620.099,63	3.516.800,43

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

ASSINADO DIGITALMENTE POR JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, FELIPE PEREIRA

MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL, LUCAS ELIAS GOMES DORNINGER, HERMANO DUMONT VERONESE

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 17124673004778A4 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 20 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

III.6 Custos operacionais regulatórios associados às instalações de transmissão que tenham entrado em operação comercial entre 1º de julho de 2016 e a data de corte para o processamento da revisão

86. Os resultados constantes da coluna E da Tabela 12 correspondem aos custos operacionais associados às instalações de transmissão vinculadas aos contratos de concessão nela discriminados e que estavam em operação comercial até 30 de junho de 2016, $CAOM_{base}$.

87. Os custos operacionais associados às instalações de transmissão que tenham entrado em operação comercial entre 1º de julho de 2016 e a data de corte para o processamento da revisão serão calculados a partir da multiplicação dos pesos atribuídos pelo modelo DEA a cada um dos produtos discriminados na Tabela 3 pela sua variação nesse período, corrigida pelo fator de ajuste de que trata o item III.5 (média das eficiências das empresas que apresentaram escores iguais ou maiores que 50%, igual a 78.96%), conforme formulação a seguir.

$$CAOM_{ad} = \frac{1}{\theta_{ref}} \sum_{j=1}^m v_j \Delta y_j \quad (1)$$

Onde:

$CAOM_{ad}$: custos operacionais associados às instalações de transmissão que tenham entrado em operação comercial entre 1º de julho de 2016 e a data de corte para o processamento da revisão;

y_j : produto “j” da empresa;

v_j : “peso” atribuído ao produto “j”;

m : total de produtos;

θ_{ref} : média das eficiências das empresas que apresentaram escores iguais ou maiores que 50%, utilizada para normalizar as eficiências estimadas para cada empresa. Valor: 78.96%

88. Os pesos atribuídos pelo DEA a cada produto para cada concessionária estão discriminados em Anexo do Submódulo 9.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, cuja minuta também se propõe submeter à nova fase de discussão.

89. Os custos operacionais totais de cada concessionária, $CAOM_t$, consistirão na soma dos custos operacionais associados às instalações de transmissão sob sua responsabilidade que estavam em operação comercial até 30 de junho de 2016 com os custos operacionais associados às instalações de transmissão que tenham entrado em operação comercial entre 1º de julho de 2016 e a data de corte para o processamento da revisão, conforme formulação a seguir:

$$CAOM_t = CAOM_{base} + CAOM_{ad} \quad (2)$$

III.7 – Custos operacionais aplicáveis às concessionárias desverticalizadas ou transmissoras equiparadas

90. Para os contratos das concessionárias de transmissão desverticalizadas nos termos da Lei nº 10.848, de 2004, bem como das empresas que foram equiparadas técnica e comercialmente às concessões de transmissão nos termos da Lei nº 12.111, de 2009, mantém-se a proposta constante das Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL.

III.8 – Tratamento das transferências das Demais Instalações de Transmissão – DIT

91. A Resolução Normativa nº 758, de 7 de fevereiro de 2017, estabeleceu as condições gerais para

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

ASSINADO DIGITALMENTE POR JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, FELIPE PEREIRA

MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL, LUCAS ELIAS GOMES DORNINGER, HERMANO DUMONT VERONESE

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 17124673004778A4 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 21 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

incorporação das Demais Instalações de Transmissão – DIT pelas concessionárias de distribuição. Essa transferência abrange, em suma, ativos das DIT que atualmente são de uso exclusivo de concessionárias de distribuição, desde que não abrangidos pela Portaria MME nº 120/2016, ou seja, nos termos da regulamentação vigente, as DIT que se enquadram no §2º do art. 15 da Lei nº 12.783/2013 não tem a transferência compulsória estabelecida.

92. Dentre as definições estabelecidas na Resolução Normativa nº 758, de 2017, encontram-se os prazos e condições para as transferências compulsórias. O artigo 2º estabelece:

“Art. 2º As DIT listadas no Anexo serão incorporadas ao Ativo Imobilizado das distribuidoras especificadas na sua primeira revisão tarifária ordinária subsequente a 1º de janeiro de 2019.

§1º Mediante acordo entre as partes, a distribuidora pode assumir a operação das instalações que serão transferidas previamente à incorporação, sem fazer jus a qualquer antecipação de receitas e de custos operacionais nos processos tarifários.

§2º As DIT com reforços autorizados devem ser incorporadas na primeira revisão tarifária da distribuidora após o comissionamento do ativo.

§3º A partir da incorporação, as distribuidoras passam a se responsabilizar pela operação e manutenção das instalações e as transmissoras deixam de fazer jus às parcelas de Receita Anual Permitida – RAP associadas às DIT transferidas.

§4º A transferência das DIT de que trata o caput não cessam as obrigações anteriores à data de incorporação dos ativos referentes aos pagamentos dos encargos de conexão ainda não efetuados”.

93. À época da aprovação da Resolução, julgou-se adequado que a inclusão dos bens que serão transferidos às distribuidoras fosse efetivada somente após sua avaliação na Base de Remuneração Regulatória das transmissoras, o que aconteceria nos processos de revisão tarifária, em julho de 2018. Outro fato relevante que motivou a decisão tomada é que, atualmente, as receitas iniciais dos contratos prorrogados sob a égide da Lei nº 12.783, de 2013, e que se referem apenas ao O&M, foram calculadas para toda a concessão de transmissão, conforme Portaria MME nº 580, de 31 de outubro de 2012, sendo estas rateadas dentre as instalações existentes pelo seu valor novo de reposição, calculado pelo Banco de Preços ANEEL.

94. Assim, o custo de O&M atualmente vinculado a determinada instalação não estaria necessariamente associado à sua operação. Esse rateio não causa distorções quando se analisa a empresa como um todo, para a qual é garantido o recebimento do valor total da receita pela sua disponibilidade, desde que respeitados os padrões de qualidade estabelecidos. No entanto, pode tornar-se relevante ao se destacar bens específicos da base de ativos existentes. Concluiu-se, portanto, que a definição da receita que seria deduzida em virtude da transferência das DIT, associada somente aos custos operacionais, ocorreria quando da discussão da metodologia de revisão tarifária periódica.

95. A pretendida solução tem por objetivo vincular a eventual redução de receita com o efetivo custo de O&M das instalações a serem transferidas. Assim, propomos tratamento semelhante àquele dispensado às concessionárias detentoras de mais de um contrato, discutido na seção III.4

96. Para cada empresa que será submetida à revisão tarifária e que possui DIT a serem transferidas, conforme anexo da Resolução Normativa nº 758, de 2017, foi incluída no conjunto de amostras do modelo DEA uma observação composta pelos mesmos custos, porém deduzidos os ativos a serem transferidos. Como resultado, a redução esperada no parâmetro de eficiência em virtude da redução dos ativos é diretamente relacionada à redução na receita advinda do processo de transferência das DIT.

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

ASSINADO DIGITALMENTE POR JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, FELIPE PEREIRA

MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL, LUCAS ELIAS GOMES DORNINGER, HERMANO DUMONT VERONESE

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 17124673004778A4 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 22 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

97. Propõe-se que a diferença entre os custos operacionais propostos para as observações com e sem as DIT que serão transferidas sejam subtraídas da receita referente aos custos operacionais das concessionárias de transmissão no ciclo em que a transferência ocorrer, em uma só parcela.

98. As diferenças entre os custos operacionais estimados para os contratos de interesse, antes e após a transferência das DIT previstas na Resolução Normativa nº 758, de 7 de fevereiro de 2017 estão discriminadas na Tabela 15.

Tabela 15 – Diferença entre os custos operacionais estimados para os contratos de interesse, antes e após a transferência das DIT previstas na Resolução Normativa nº 758, de 7 de fevereiro de 2017

Empresa	Ano	Eficiência	Eficiência Normalizada	PMSO (jun/18) R\$ X 1,000	O&M Proposto (Alvo) R\$ X 1,000
CEEE-GT CC 055/2001*	2016	76.99%	97.51%	251,377.46	245,106.99
CEEE-GT CC 055/2001 PÓS TRANSF. DIT*		76.99%	97.51%		245,106.99
Diferença:					0.00
FURNAS CC 062/2001	2016	55.55%	70.35%	1,378,836.45	969,969.41
FURNAS CC 062/2001 PÓS TRANSF. DIT		55.48%	70.26%		968,717.97
Diferença					-1,251.43
CHESF CC 061/2001	2016	43.85%	55.53%	1,154,163.65	640,863.55
CHESF CC 061/2001 PÓS TRANSF. DIT		43.80%	55.47%		640,231.56
Diferença					-631.99
ELETROSUL CC 057/2001	2016	37.42%	47.39%	543,286.21	257,463.34
ELETROSUL CC 057/2001 PÓS TRANSF. DIT		36.81%	46.61%		253,251.09
Diferença					-4,212.24

* A diferença apurada para a concessionária CEEE-GT foi nula, apesar de constarem três instalações a serem transferidas na Resolução Normativa nº 758, de 7 de fevereiro de 2017. Ocorre que tais instalações não constam na base de ativos da concessionária para o ano de 2016 utilizada no DEA. Tal fato será apurado durante a nova fase de Audiência Pública que se propõe.

IV – DO FUNDAMENTO LEGAL

99. Aplicam-se leis nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 10.848, de 15 de março de 2004, nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e os Decretos nº 2.335, de 6 de outubro de 1997 e nº 2.655, de 2 de julho de 1998.

V – DA CONCLUSÃO

100. A metodologia proposta apresenta alguns aprimoramentos em relação à metodologia proposta nas Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL, tais como (i) abertura da variável *Potência Total* em duas novas variáveis, correspondentes à *Potência Aparente*, em MVA, e *Potência Reativa*, em Mvar, (ii) abertura das variáveis *Equipamentos de Subestação* e *Módulos de Manobra* em duas faixas de tensão: inferior a 230 kV e igual ou superior a 230 kV; e (iii) alteração da variável que representa a qualidade do serviço prestado para a média do tempo total em que as instalações de transmissão de cada empresa estiveram indisponíveis no período de 2013 a 2016.

101. Foi incluída análise de segundo estágio, com a construção de um índice composto que contempla, de forma conjunta, os principais fatores de influência identificados (*Idade Média dos Ativos*, *Incidência de Queimadas* e *Adensamento de Rede*), representando o grau de dificuldade vivenciado pelo agente.

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

ASSINADO DIGITALMENTE POR JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, FELIPE PEREIRA

MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL, LUCAS ELIAS GOMES DORNINGER, HERMANO DUMONT VERONESE

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 17124673004778A4 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 23 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

102. Por meio de uma adaptação do método descrito por Coelli¹⁷ para ajustes ambientais, foi criado um conjunto específico de empresas comparáveis para cada DMU a partir do índice construído, composto pelas observações dos agentes mais semelhantes à DMU em análise sob a ótica da adversidade das condições em que ela opera. Para observação da amostra foi definido um grupo de comparação composto pelas DMU com índice igual ou maior que o seu. Assim, cada DMU foi comparada com concessionárias em condições exógenas iguais ou mais desfavoráveis que a sua, respeitado um conjunto mínimo de comparação para cada observação (de dois terços de todas as DMU analisadas).

103. A partir desta abordagem, a eficiência média das observações para o período de 2013 a 2016 foi de 69,65 %. A amplitude entre a maior (100 %) e a menor (35,07 %) eficiência é de 64,93 %. Em relação ao estudo de *benchmarking* de que trataram as Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL, houve elevação tanto da eficiência média das observações para o período de 2013 a 2016, antes de 64,56%¹⁸, quanto da eficiência mínima, antes de 32,08%¹⁹. A amplitude dos resultados, antes de 67,92%²⁰, foi reduzida.

104. Quanto à aplicação, mantendo a diretriz de se estabelecer incentivos regulatórios tal como discutido nas Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL e buscando harmonizar o tratamento ora proposto com aquele já utilizado para o segmento de distribuição, propôs-se que as eficiências estimadas pelo modelo DEA sejam normalizadas pela média das eficiências das empresas que apresentaram escores iguais ou maiores que 50%, (78.96%) para que, posteriormente sejam aplicadas aos custos operacionais atualmente praticados pelas empresas.

Por fim, foi proposta regra de transição por meio da qual os efeitos econômicos seriam divididos cinco parcelas iguais, aplicadas gradativamente, entre julho de 2018 (retroativamente) e junho de 2023, conforme discriminado na Tabela 14.

VI – DA RECOMENDAÇÃO

105. Recomendamos o encaminhamento do processo à Diretoria para deliberação de abertura de Audiência Pública conforme proposta apresentada nesta Nota Técnica, entre 10 de agosto e 10 de setembro de 2018.

LUCAS ELIAS GOMES DORNINGER
Especialista em Regulação

MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL
Especialista em Regulação

HERMANO DUMONT VERONESE
Especialista em Regulação

FELIPE PEREIRA
Especialista em Regulação

De acordo:

JÚLIO CÉSAR REZENDE FERRAZ
Superintendente de Regulação Econômica e Estudos do Mercado

¹⁷ Coelli, T. J., Rao, D. S. P., O'Donnell, C. J. and Battese, G. E., *An introduction to efficiency and productivity analysis*, Springer, 2005

¹⁸ Já considerando os resultados retificados pela Nota Técnica nº 164/2017-SRM/ANEEL.

¹⁹ Já considerando os resultados retificados pela Nota Técnica nº 164/2017-SRM/ANEEL.

²⁰ Já considerando os resultados retificados pela Nota Técnica nº 164/2017-SRM/ANEEL.

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

ASSINADO DIGITALMENTE POR JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, FELIPE PEREIRA

MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL, LUCAS ELIAS GOMES DORNINGER, HERMANO DUMONT VERONESE

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 17124673004778A4 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Anexo I

PARÂMETROS AMBIENTAIS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

Superintendência de Gestão Técnica da Informação – SGI
Equipe Geo HEX
Geoprocessamento



Fl. 2 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

SUMÁRIO

ÍNDICE DE ILUSTRAÇÕES	3
1. INTRODUÇÃO.....	1
2. DEFINIÇÃO DAS VARIÁVEIS AMBIENTAIS A SEREM UTILIZADAS.....	1
3. METODOLOGIA DE ANÁLISE DOS DADOS E RESULTADOS.....	1
3.1 DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	1
a) Fonte dos dados	1
b) Processamento e análise dos dados.....	2
c) Erros inerentes ao processo	5
3.2 FOCOS DE CALOR	5
a) Fonte dos dados	5
b) Processamento e análise dos dados.....	6
c) Erros inerentes ao processo	9
Erros de omissão de dados pelos satélites: Estes erros	10
e) Erros de Inclusão/Comissão	11
3.3 VEGETAÇÃO	11
a) Fonte dos dados:	11
b) Processamento e análise dos dados.....	11
c) Erros Inerentes ao Método	15
3.4 PRECIPITAÇÃO	15
a) Fonte dos dados	15
b) Processamento e Análise dos Dados	15
c) Erros Inerentes ao Método	17
3.5 DECLIVIDADE	17
a) Fonte dos dados	17
b) Processamento e análise dos dados.....	17
3.6 ESTRADAS E RODOVIAS	18
b) Processamento e análise dos dados.....	18
3.7 TERRAS INDÍGENAS	19
a) Fonte dos dados	19
b) Processamento e análise dos dados.....	19
3.8 UNIDADES DE CONSERVAÇÃO.....	20
a) Fonte dos dados	20
b) Processamento e análise dos dados.....	20
3.9 DISPERSÃO DE LINHAS POR TRANSMISSORA – 1º MÉTODO	21
a) Fonte dos dados:	21
b) Processamento e análise dos dados.....	21
3.10 DISPERSÃO DE LINHAS POR TRANSMISSORA – 2º MÉTODO	22
3.11 ANÁLISE DE PROXIMIDADE DE LINHAS DE TRANSMISSÃO	23
a) Fonte dos dados	23
b) Processamento e análise dos dados.....	23
4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	25



Fl. 3 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

ÍNDICE DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1- Mapa de incidência de descargas atmosféricas disponibilizado na página do ONS.	1
Figura 2 - Malha de pontos correspondentes à incidência de raios	2
Figura 3 - Parâmetros utilizados para a modelagem de superfície krigagem no geostatistical analyst.....	3
Figura 4 - Mapa de incidência de descargas atmosféricas gerado pelo método krigagem.	4
Figura 5 - Amostra do resultado da análise dos dados de descargas atmosféricas.	5
Figura 6 - Malha de pontos referente aos focos de calor detectados pelos satélites AQUA M-T E NOAA 15 – N. Amostra para o ano de 2016.	6
Figura 7 - Exemplo da variação espacial da ocorrência de focos de calor no país.	7
Figura 8 - Exemplo da variação espacial da ocorrência de focos de calor ao longo do trecho de uma linha de transmissão no estado do Mato Grosso.	7
Figura 9 - Resultado da primeira etapa de análise: número de focos de calor por transmissora para cada ano considerado da série histórica.	8
Figura 10 - Gradação da concentração de focos de calor por área, conforme método kernel.	9
Figura 11 - Amostra de perfis esquemáticos da vegetação associados às diferentes classes de uso do solo, conforme manual técnico da vegetação (IBGE, 2012).	12
Figura 12 - Principais etapas de análise do cálculo de altura da vegetação	14
Figura 13 - Mapa com espacialização da vegetação segundo classes de altura.....	14
Figura 14 - Exemplo de conversão de classe após 2014 em área de grande dinâmica de uso e cobertura do solo.....	15
Figura 15 - Distribuição espacial das estações meteorológicas automáticas.....	16
Figura 16 - Distribuição espacial das estações meteorológicas automáticas no Brasil	16
Figura 17 - Espacialização da precipitação acumulada média anual. Espacialização para o Brasil (à esquerda) e na área da transmissora CHESF (à direita).	17
Figura 18 - Resultado do processamento a partir da ferramenta “slope” do ArcGIS.	18
Figura 19 - Tabela de resultados do processamento dos dados de estradas e rodovias.....	19
Figura 20 - Tabela de resultados do processamento dos dados de Terras Indígenas	20
Figura 21 - Exemplo do cruzamento entre o buffer de 1km das linhas de transmissão por Transmissora e as variáveis Terras Indígenas (esquerda) e Unidades de Conservação Federais (direita).....	21
Figura 24 - LTs classificadas: Trechos isoladas (em vermelho) e compartilhadas (em azul).....	23
Figura 25 - Script utilizando a API ArcPy	24



1. INTRODUÇÃO

A fim de atender demanda da Superintendência de Regulação Econômica e Estudos de Mercado – SRM à SGI e em conformidade com o chamado 1115425, foi realizado pela equipe HEX/SGI um trabalho de análise da influência das principais variáveis ambientais na elevação do custo de manutenção de linhas de transmissão. O projeto foi dividido em várias etapas, dentre as quais estão:

2. DEFINIÇÃO DAS VARIÁVEIS AMBIENTAIS A SEREM UTILIZADAS

Foram definidas pela SRM 06 variáveis ambientais para serem avaliadas, quais sejam:

- Descargas atmosféricas
- Focos de Calor
- Vegetação
- Precipitação
- Estradas e rodovias
- Terras indígenas e unidades de conservação
- Dispersão da rede
- Quantidade de linhas da mesma transmissora compartilhando a mesma faixa de segurança.

3. METODOLOGIA DE ANÁLISE DOS DADOS E RESULTADOS

3.1 DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

a) Fonte dos dados:

Os dados utilizados foram disponibilizados pelo ONS, especificamente pelo engenheiro Carlos Campinho, da Gerência de Engenharia de Instalações da Transmissão. O ONS intermediou a disponibilização dos dados que originalmente são gerados e interpolados pelo INPE e disponibilizados na página do ONS, apenas para visualização, (Figura 1). Foi obtido um arquivo texto com coordenadas e atributos para uma série histórica de 15 anos (1998 a 2013).

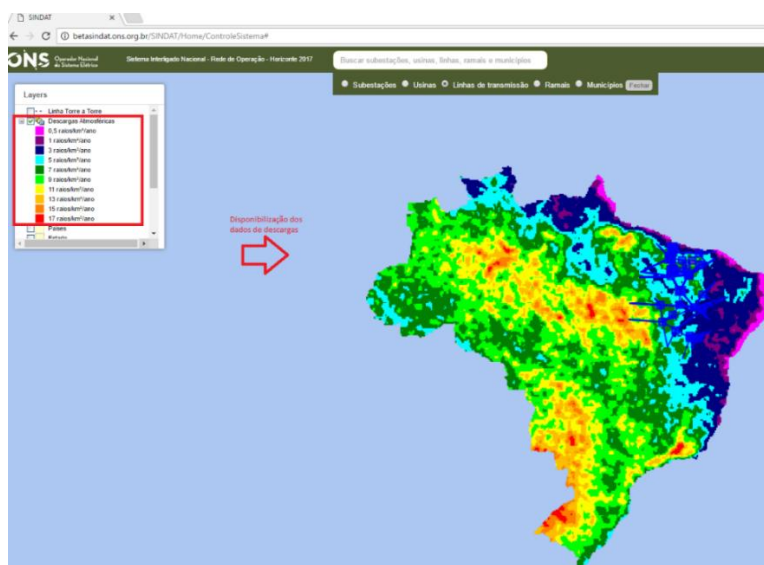


Figura 3- Mapa de incidência de descargas atmosféricas disponibilizado na página do ONS.



Fl. 2 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

b) Processamento e análise dos dados:

A partir da espacialização dos pontos do arquivo texto, obtido no ONS, foi gerado um arquivo *Shapefile* no software ArcGIS 10.3.1 com o atributo “incidência de descargas atmosféricas por km²/ ano”, conforme pode ser visualizado na Figura 2.

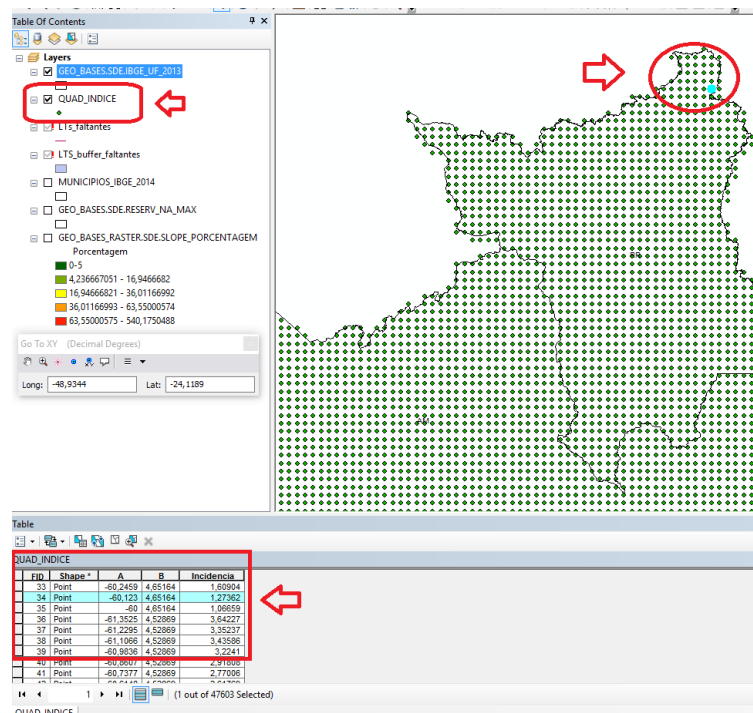


Figura 4 - Malha de pontos correspondentes à incidência de raios

A fim de se ampliar a malha de pontos correspondentes aos dados de incidência e aumentar a precisão da análise foi aplicado um interpolador para os dados. A interpolação constitui-se em um método de estimar um parâmetro para o qual não existe informação disponível (Souza et al, 2011).

O processo de interpolação é constituído de duas partes, sendo a primeira a definição de um relacionamento de vizinhança, e o segundo a definição de qual método será utilizado para calcular os valores desconhecidos (Miranda, 2005). Após pesquisa sobre o método de interpolação mais adequado para os dados, foi definido o método *krigagem*.

O método considera que pontos próximos no espaço tendem a ter valores mais semelhantes do que pontos mais afastados, ou seja, os dados estão correlacionados no espaço. O método *krigagem* utiliza funções matemáticas para acrescentar pesos maiores nas posições mais próximas aos pontos amostrais e pesos menores nas posições mais distantes, assim é possível criar novos pontos interpolados com base nessas combinações lineares de dados Mello *et al* (2003).

O resultado dos testes executados para definição do interpolador mostrou que o *krigagem* gerou dados com o menor desvio padrão, dentre os métodos avaliados como *IDW* (*Inverse Validation Weighting*), por exemplo. Nas **Figuras 3 e 4** podem ser visualizados todos os parâmetros utilizados para a modelagem de superfície *Krigagem* e correspondente resultado, respectivamente.



Fl. 3 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

A ferramenta utilizada para espacialização e análise dos dados foi o ArcGIS 10.3.1, mais especificamente, a extensão *Geostatistical Analyst*, que possibilita a definição dos parâmetros mostrados na Figura 3.

Após a interpolação dos dados, foi utilizada a ferramenta “*Extract values to points*” disponível na extensão *Spatial analyst* do ArcGIS para extrair os valores numéricos do arquivo *raster* resultante da interpolação dos dados.

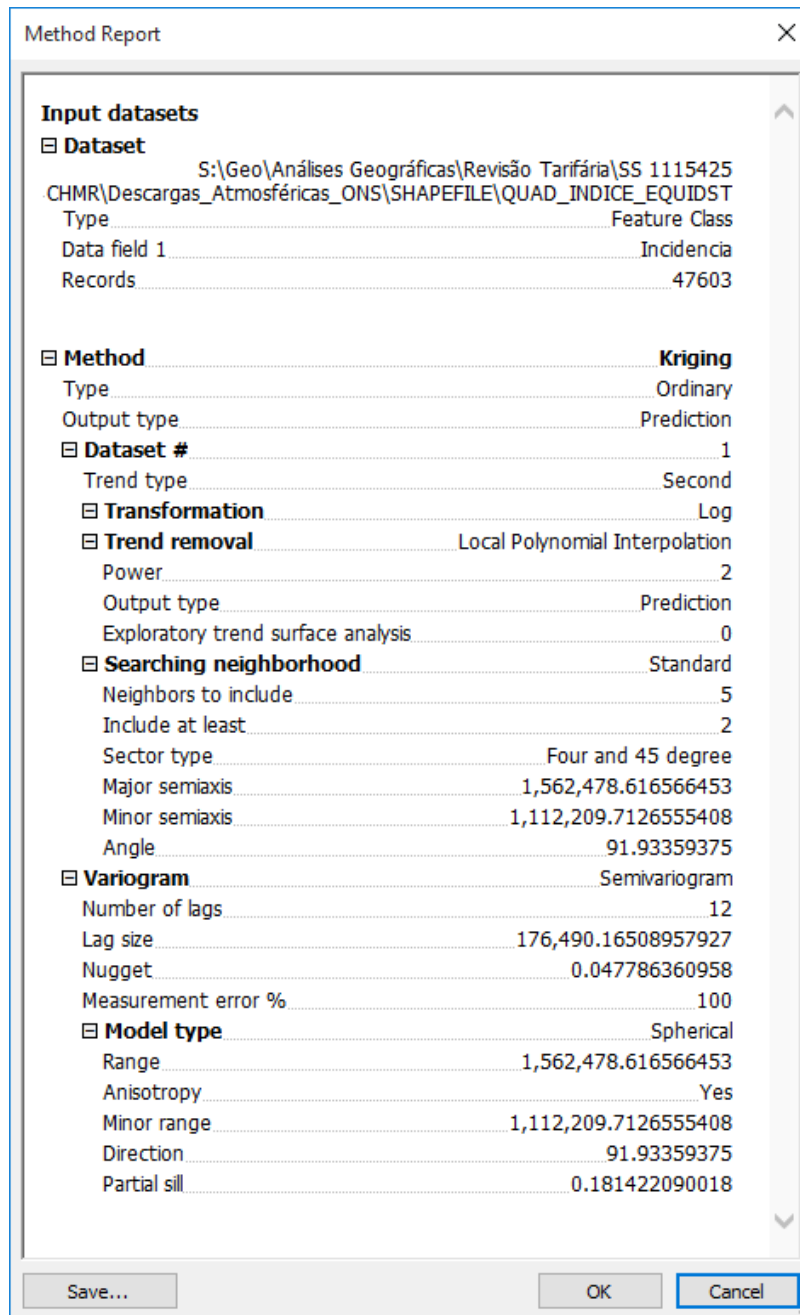


Figura 5 - Parâmetros utilizados para a modelagem de superfície krigagem no geostatistical analyst.



Fl. 4 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

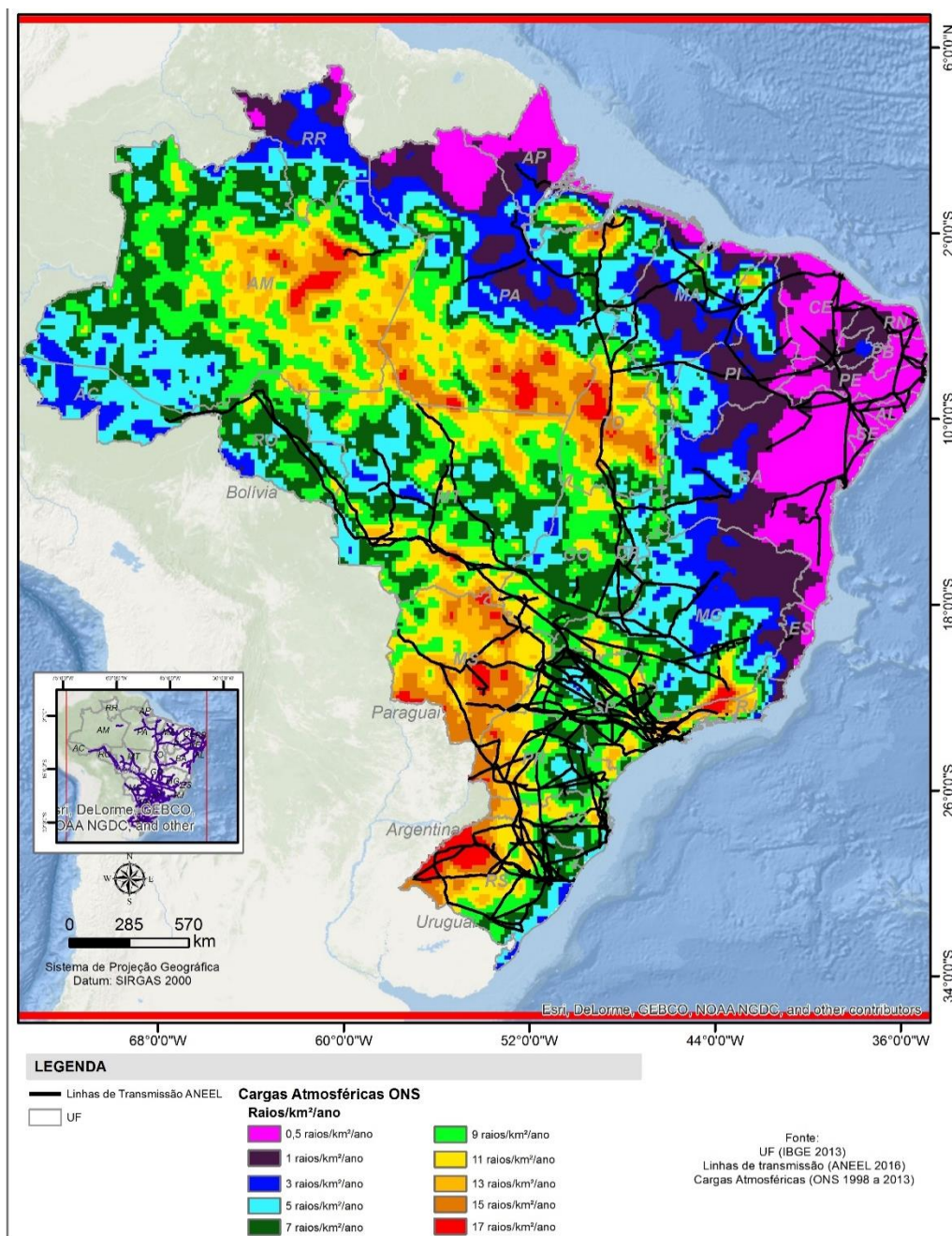


Figura 6 - Mapa de incidência de descargas atmosféricas gerado pelo método krigagem.

Após a etapa de extração de valores numéricos, foram calculados valores de mínima, média e máxima de descargas atmosféricas para cada linha de transmissão considerada uma área de buffer de 1 km margeando cada lado das linhas (Figura 5 a). A partir desse resultado, os cálculos estatísticos de mínima, média e máxima foram obtidos para a área total de abrangência de cada transmissora, como exemplificam os resultados parciais contidos na Figura 5 b. Para essa etapa, foi utilizada a ferramenta *Arctoolbox Data Management tool*, *dissolve* e atributo *Rasterval* para os cálculos estatísticos.



Fl. 5 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

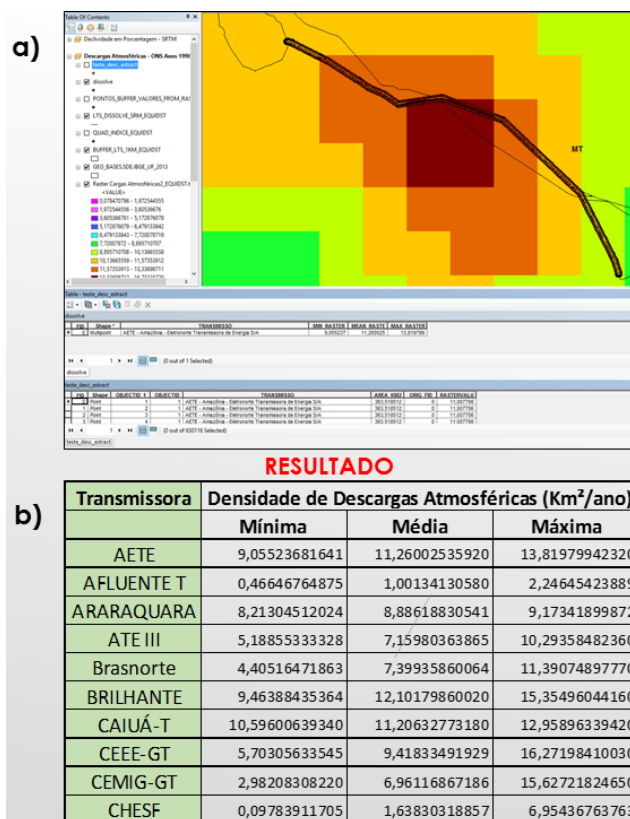


Figura 7 - Amostra do resultado da análise dos dados de descargas atmosféricas.

c) Erros inerentes ao processo

Os erros decorrentes da análise estão associados predominantemente a escala dos dados. Como a célula de resolução é de 1 km, os demais dados obtidos foram resultantes da interpolação dos dados. Análises mais pontuais devem considerar esse contexto.

3.2 FOCOS DE CALOR

a) Fonte dos dados:

Os dados de focos de calor foram adquiridos na página oficial do banco de dados de queimadas do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE (<http://www.inpe.br/queimadas/bdqueimadas>). Foi obtida uma série histórica de 11 anos (2007 a 2017), com dados de focos de calor diário (**Figura 6**).

Os dados disponibilizados pelo INPE contemplam todos os satélites que possuem sensores óticos operando na faixa termal-média de 4um e que o INPE consegue receber.



Fl. 6 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

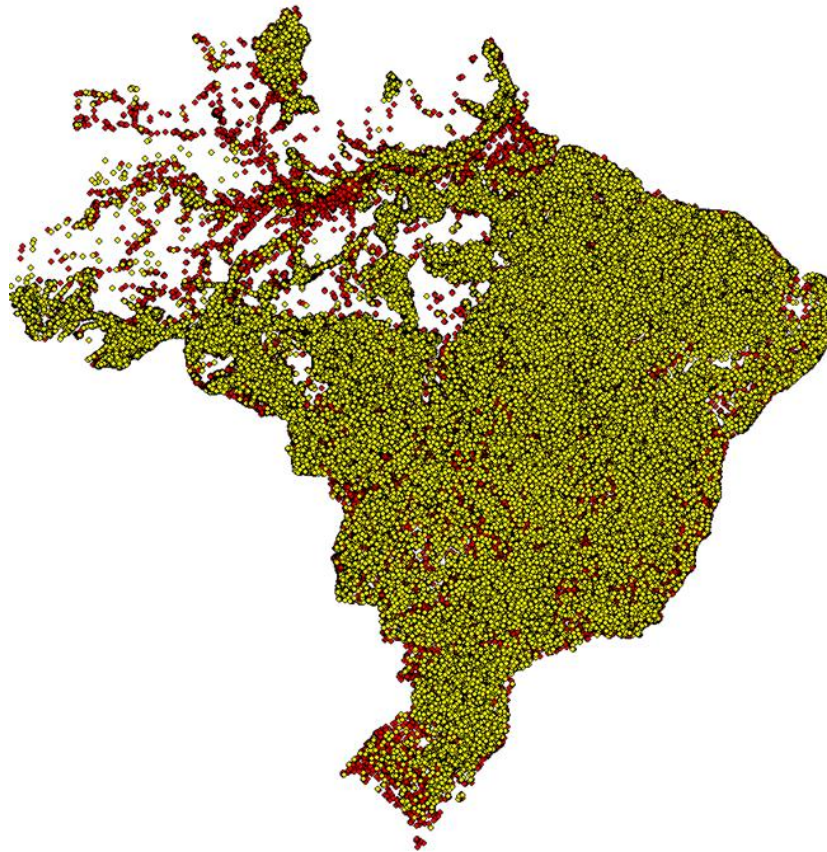


Figura 8 - Malha de pontos referente aos focos de calor detectados pelos satélites AQUA M-T E NOAA 15 – N. Amostra para o ano de 2016.

Os dados são processados operacionalmente, na Divisão de Satélites e Sistemas Ambientais - DSA as imagens AVHRR/3 dos satélites polares NOAA-15, NOAA-18, NOAA-19 e METOP-B, as MODIS dos NASA TERRA e AQUA, as VIIRS do NPP-Suomi, e as imagens dos satélites geoestacionários, GOES-13 e MSG-3. Cada satélite de órbita polar produz pelo menos dois conjuntos de imagens por dia, e os geoestacionários geram várias imagens por hora. (INPE, 2017).

Para o presente trabalho foram utilizados os dados do satélite de referência AQUA-M-T (sensor MODIS, passagem no início da tarde), cujos dados diários de focos detectados são usados para compor a série temporal ao longo dos anos, permitindo a análise de tendências nos números de focos para as mesmas regiões e entre regiões, em períodos de interesse.

b) Processamento e análise dos dados

A primeira etapa de análise consistiu em verificar a tendência espacial de ocorrência das queimadas ao longo da série histórica considerada. Os dados confirmaram que mesmo indicando apenas uma fração do número real de focos (de queimadas e incêndios florestais), por usarem o mesmo método e o mesmo horário de imageamento ao longo dos anos, os resultados do "satélite de referência" permitem analisar as tendências espaciais e temporais dos focos.

Além dos dados do satélite de referência, foram utilizados os dados do NOAA/noite com o objetivo de cobrir todos os períodos do dia. Como exemplifica a Figura 7, há uma tendência na variação espacial da ocorrência de focos de calor. Para as épocas mais secas do ano, há uma regularidade



Fl. 7 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

de ocorrências em determinadas áreas do país, sobretudo aquelas com predominância de vegetação de Cerrado.

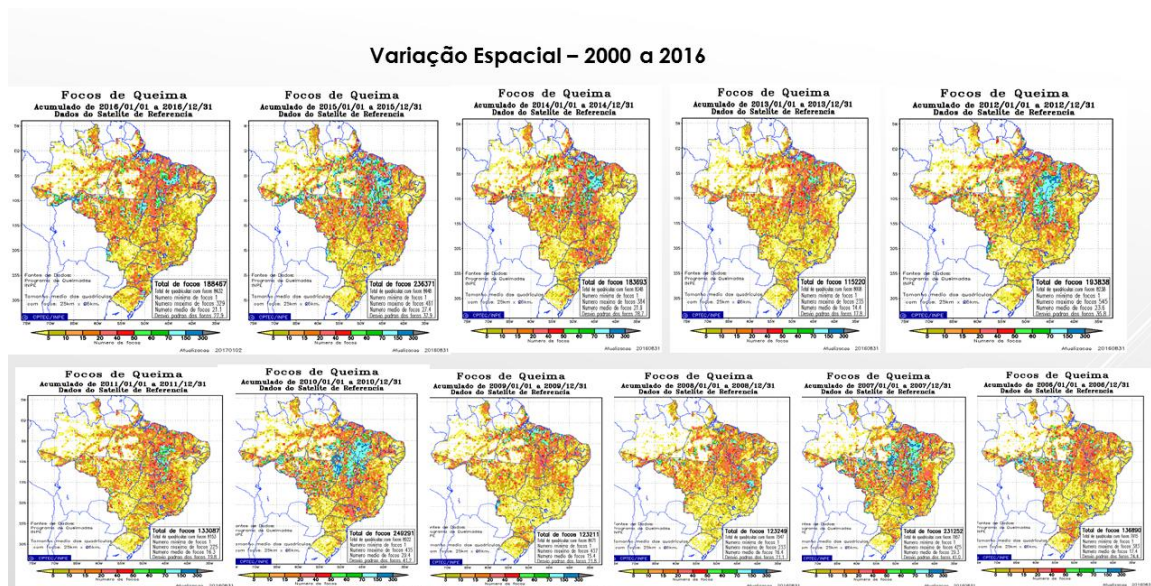


Figura 9 - Exemplo da variação espacial da ocorrência de focos de calor no país.

Por outro lado, essa tendência pode variar significativamente para análises mais locais. A Figura 8 mostra um trecho de linha da transmissora TP NORTE, no Mato Grosso. Os dados indicam que para fins de análise do impacto da variável no custo de manutenção, de fato, devem ser consideradas as variações locais ao longo das linhas.

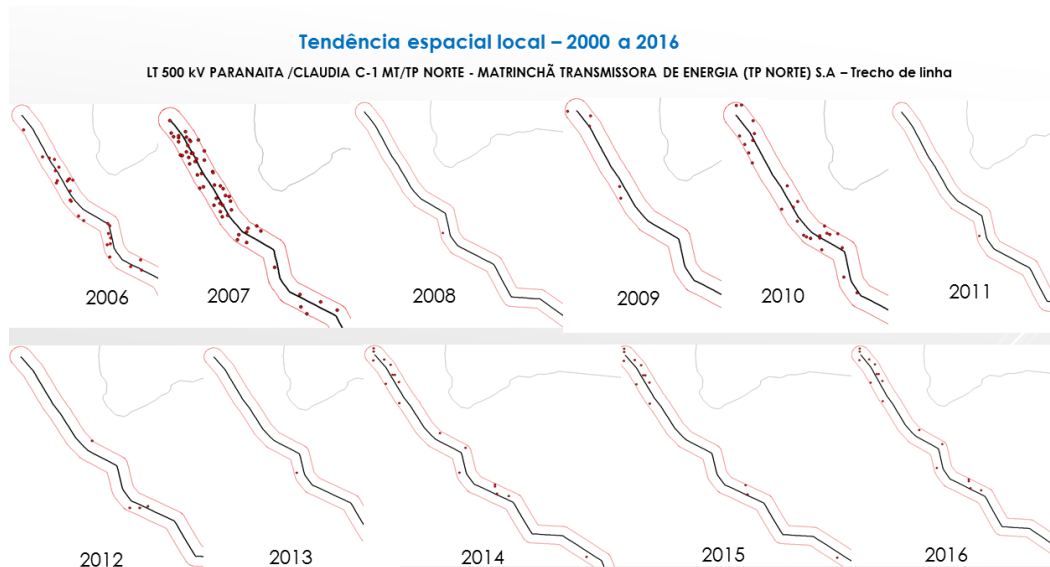


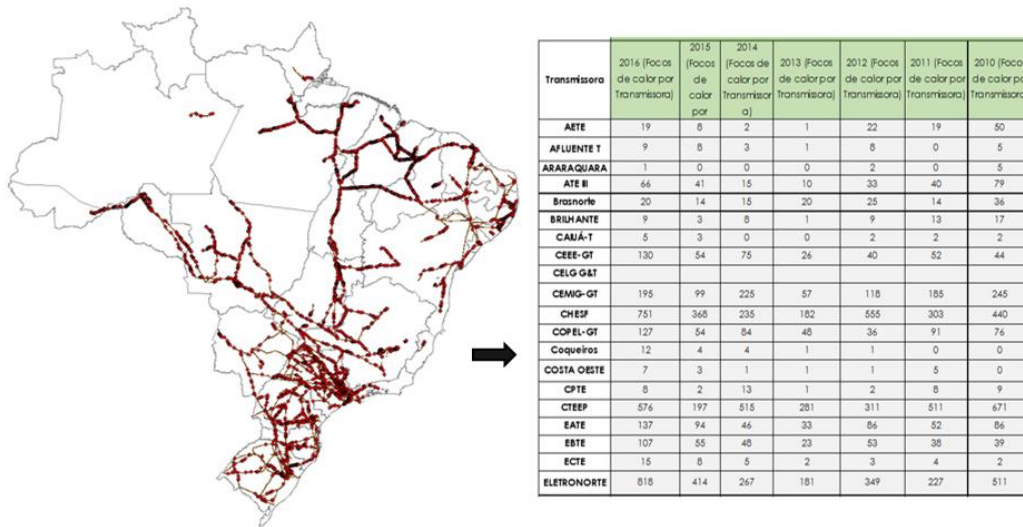
Figura 10 - Exemplo da variação espacial da ocorrência de focos de calor ao longo do trecho de uma linha de transmissão no estado do Mato Grosso.

A fim de se obter uma estimativa da tendência de ocorrência de incêndios nas áreas de operação das transmissoras, foram utilizadas ferramentas de intersecção e agrupamento no ArcGIS, para cada ano. As ferramentas foram utilizadas para discriminar e quantificar a soma de focos de calor



Fl. 8 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

detectados ao longo das linhas na área de abrangência do buffer, por transmissora, como ilustra a Figura 9.



Focos de calor distribuídos ao longo das linhas de transmissão

Figura 11 - Resultado da primeira etapa de análise: número de focos de calor por transmissora para cada ano considerado da série histórica.

Uma segunda vertente de análise dos dados, considerou a necessidade de se identificar as áreas com maior concentração de focos. Como a grande quantidade de dados não possibilita uma visualização das variações de concentração dos focos de calor nas diferentes regiões do país, optou-se pela aplicação do interpolador kernel, método estatístico de interpolação mais utilizado quando o objetivo é avaliar a concentração espacial de ocorrências de queimadas por área, conforme demonstraram o resultado dos trabalhos analisados.

Em linhas gerais, o interpolador Kernel é um método estatístico de estimação de curvas de densidades. Neste método, cada um dos eventos é ponderado pela distância em relação a um valor central, o núcleo. Também pode ser considerado como o ajuste de uma função bidimensional aos eventos considerados; a função realiza uma contagem de todos os pontos dentro de uma área de influência. Estes pontos são ponderados pela distância de cada um até o ponto que está sendo estimado. Os resultados da interpolação possibilitam uma análise geográfica do comportamento de padrões já que é possível visualizar a intensidade pontual de determinado fenômeno em toda a região de estudo (Druck, et al., 2004), como demonstra a Figura 10.



Fl. 9 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

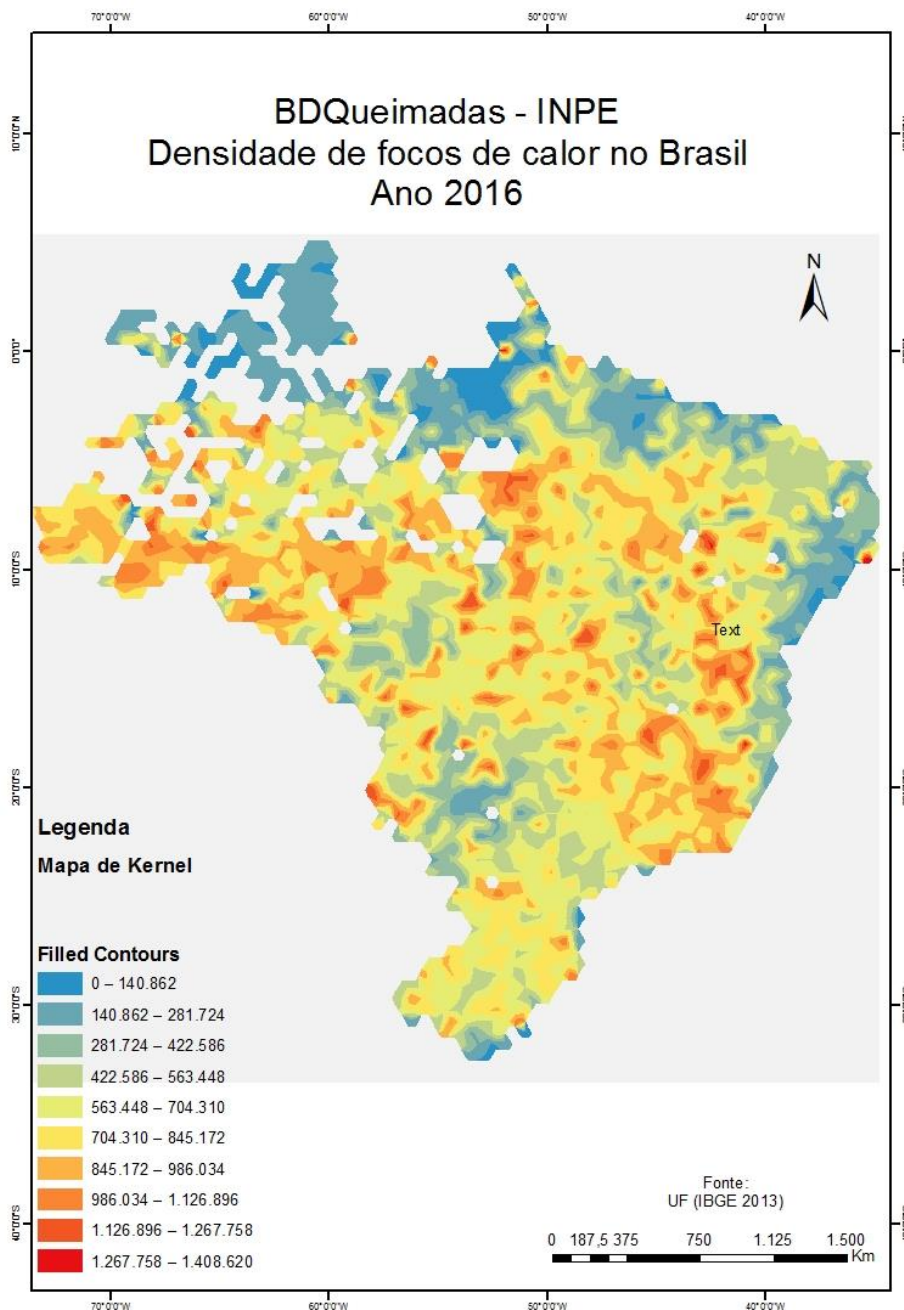


Figura 12 - Gradação da concentração de focos de calor por área, conforme método kernel.

c) Erros inerentes ao processo

A detecção de focos de calor por imagens de satélite possui algumas limitações que precisam ser compreendidas para a correta utilização dos dados. Entre elas estão:

Resolução espacial dos satélites: o elemento de resolução espacial (“pixel”) dos satélites em órbita polar tem 1 km x 1 km ou mais, portanto, uma queimada de algumas dezenas de metros quadrados será registrada como tendo pelo menos 1 km² ou, no caso dos satélites



Fl. 10 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

geoestacionários, 16 km² (Setzer et al. 2010). Também pode ocorrer o contrário, uma queimada de apenas alguns metros, irá aparecer na imagem como sendo de no mínimo 1 km².

Erros de omissão de dados pelos satélites: Estes erros podem ocorrer quando nuvens e fumaça bloqueiam a transmissão do sinal da queimada e nenhum foco de calor pode ser detectado no momento da passagem do satélite. A seguir, é exemplificado situações e causas que podem gerar erros de omissão.

- Quando o fogo rasteiro atinge a floresta e a cobertura do dossel dificulta a detecção de focos de calor;
- O horário de passagem dos satélites. Alguns passam pela manhã, outros no fim da tarde e estes podem não registrar uma queimada que ocorreu ao meio dia por poucas horas;
- A redução da detecção quando o ângulo de observação do satélite está no limite de cobertura;
- Em função de problemas com o funcionamento do satélite e devido a diferentes algoritmos usados para a detecção de focos de calor.
- Incidência de fogo em uma das encostas de determinada montanha, enquanto que o satélite só observou o outro lado.

A taxa de omissão de detecção dos satélites é ainda relativamente alta, por volta de 40%. Assim, é imprescindível que sejam usados o maior número de satélites possíveis para se obter uma justa revisão tarifária relacionado ao desligamento das linhas devido ao fogo.

Em trabalhos de validação em regiões montanhosas (Região Sudeste/Mata Atlântica) foi verificado que nenhum incêndio menor que 10ha foi detectado pelos satélites, apenas 1 incêndios médios foi detectado (23ha em 2008) e todos os grandes foram detectados por pelo menos 3 satélites, totalizando 4 incêndios que puderam ser associados aos focos de calor estudados. Considerando todos os incêndios analisados, os satélites deixaram de detectar 96% das ocorrências, enquanto que levando em conta apenas os de médio e grande porte a omissão foi de 75% (ICMBio, 2011).

Estas observações são compatíveis com os resultados de outros estudos similares para a região Norte do Brasil, onde são relatadas omissões dos satélites entre 65 a 100% das ocorrências de fogo (Pantoja et al. 2005; Pantoja & Brown 2007). Em relação as omissões dos eventos de médio porte, pensou-se estas estarem associadas principalmente ao espaço temporal de passagem dos satélites e ao relevo acidentado, já que a vegetação atingida apresenta fisionomia aberta, não cabendo a hipótese de as copas de floresta densa prejudicarem a detecção.

As análises confirmam os resultados de estudos para outras regiões e demonstra que o método de detecção de focos de calor, se utilizado isoladamente, omite significativa parte das ocorrências de fogo. Este fato é ainda mais significativo para a região da Serra da Mantiqueira, onde as propriedades são em geral pequenas e médias, o relevo acidentado e a maioria das ocorrências de incêndios são de menores proporções e duração que em outras regiões do país, como no Norte e no Centro-Oeste.

Outros trabalhos no bioma Caatinga, no norte de Minas demonstram que considerando todas as cicatrizes mapeadas, independentemente do tamanho, verificou-se que os focos de calor acertaram em 26,00% dos casos (dentro ou próximo das cicatrizes). As análises desses resultados levaram em consideração as limitações físicas, intrínsecas aos diferentes sistemas envolvidos, a



Fl. 11 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

fim de avaliar os acertos por classes de tamanho das queimadas. Das 30 queimadas maiores que 100 hectares, aproximadamente 61% foram detectadas. O erro de omissão (39%) está dentro do limite de aceitação adotado pela equipe do Sistema de Monitoramento de Queimadas do INPE (Pereira, A. A. et al., 2012).

e) Erros de Inclusão/Comissão

- Quando os satélites erram a localização geográfica dos focos de calor. Segundo o INPE, a imprecisão na localização dos focos de calor é de cerca de 1km, podendo chegar a 6km.
- Se uma queimada ocorre por várias horas, o foco de calor pode ser detectado mais de uma vez, devido aos diferentes intervalos de passagens de diferentes satélites (Brown et al., 2004).

3.3 VEGETAÇÃO

a) Fonte dos dados:

A principal fonte de informação utilizada foi o IBGE, de onde foram obtidos o mapa de uso e ocupação do solo do ano de 2014, o mapa de vegetação do ano de 2004 e o Manual de Vegetação Brasileira do IBGE, referente às formas de vida segundo Raunkier (IBGE, 2012), adaptada às condições brasileiras.

b) Processamento e análise dos dados

O mapa de uso e ocupação do solo disponibiliza as classes de Corpo D'água continental; Mosaico de agropecuária com remanescentes florestais; Mosaico de vegetação campestre com áreas agrícolas; Mosaico de vegetação florestal com áreas agrícolas; Pastagem natural; Pastagem plantada; Silvicultura; Vegetação campestre; Vegetação florestal; Área agrícola; Área artificial; Área descoberta e Área úmida. Essa foi a informação base utilizada para a definição da altura média da vegetação nas áreas de interesse do trabalho.

Cada classe constante no mapa de vegetação possui um perfil esquemático correspondente na paisagem que é descrito no Manual Técnico da Vegetação Brasileira (IBGE, 2012), conforme ilustra Figura 11.

Afim de suprir a demanda pela altura média da vegetação presente nas áreas de interesse deste trabalho, foi feito um cruzamento entre os dados de Vegetação do IBGE (2004) com dados de Uso e Cobertura do Solo do IBGE (2014). A partir da classificação da vegetação nas áreas de interesse, foi atribuída a cada classe um valor referente à sua altura média, conforme classificação presente no Manual de Vegetação Brasileira do IBGE referente às formas de vida segundo Raunkier (IBGE, 2012), adaptada às condições brasileiras, conforme segue:

- Macrofanerófitos - plantas de alto porte, variando entre 30 e 50 m de altura, ocorrendo principalmente na Amazônia e na Região Sul do Brasil;
- Mesofanerófitos - plantas de porte médio, variando entre 20 e 30 m de altura, ocorrendo na maior parte do território brasileiro;
- Microfanerófitos - plantas de baixo porte, variando entre 5 e 20 m de altura, ocorrendo principalmente nas Regiões Nordeste e Centro-Oeste; e



Fl. 12 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

- Nanofanerófitos - plantas anãs raquíticas, variando entre 0,25 e 5 m de altura, com predominância nas áreas campestres do Brasil.

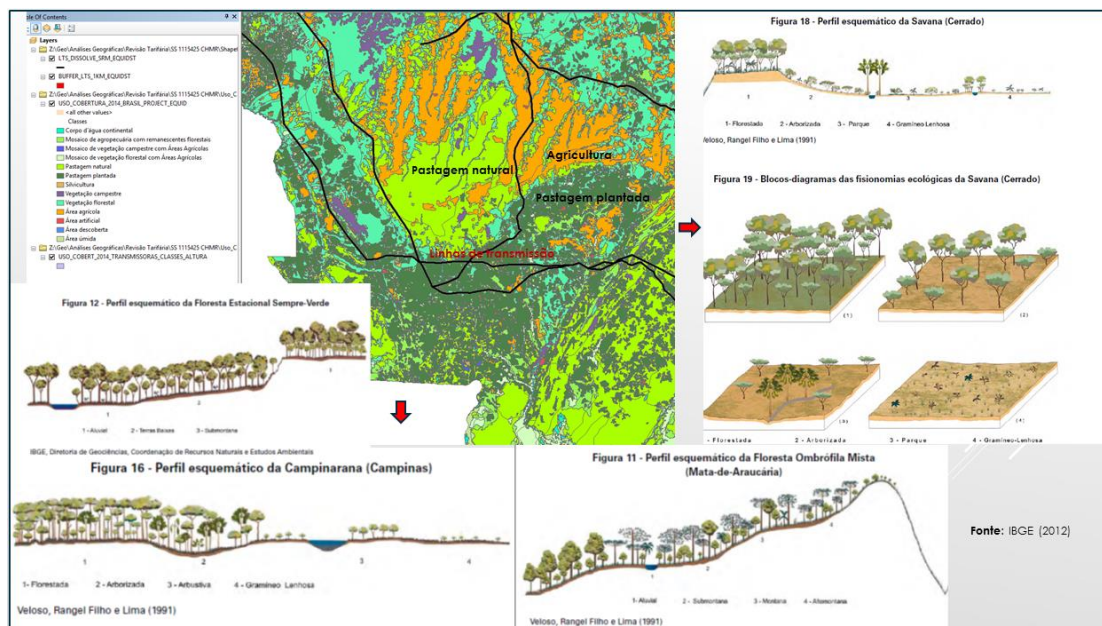


Figura 13 - Amostra de perfis esquemáticos da vegetação associados às diferentes classes de uso do solo, conforme manual técnico da vegetação (IBGE, 2012).

Para as fitofisionomias cuja descrição não foi suficientemente clara quanto à altura da vegetação, foram utilizadas bibliografias complementares ao Manual Técnico da Vegetação do IBGE tais como Santos *et al* (1998); Andrade *et al* (2004); Pereira *et al* (2011); Hess *et al* (2009); Andrade *et al* (2014). Além disso, para a classe Silvicultura, constante no mapa de uso, foi atribuída a média de altura entre 20 e 25 metros, baseado nos resultados do trabalho de Fernandes *et al*, 2012.

Seguindo a classificação de formas de vida, conforme IBGE (2012) foram estabelecidas 4 classes de altura, além de uma classe abrangendo as ocorrências de áreas sem vegetação, como se segue:

0. **Ausente:** Corpo d'água Continental, área artificial, área descoberta;
1. **Anã:** 0,25 e 5 m de altura;
2. **Baixo:** 5 e 20 m de altura;
3. **Médio:** 20 e 30 m de altura;
4. **Alto:** 30 e 50 m de altura.

Foram estabelecidas algumas etapas para alcançar o resultado da altura média da vegetação na área de abrangência de cada transmissora, conforme amostra da Figura 12, cujos valores foram especializados para melhor visualização das classes (Figura 13).

Na primeira etapa, utilizando o software ArcGIS, na projeção **Equidistante**, foi utilizada a ferramenta INTERSECT entre a Camada USO_COBERTURA_IBGE_BRASIL_SIRGAS com a Camada BUFFER_1KM. Foram excluídas as colunas desnecessárias para análise, permanecendo somente TRANSMISSORA e ALTURA.



Fl. 13 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

Na segunda etapa, na projeção **Equidistante**, foi utilizada a ferramenta DISSOLVE da Camada resultante da Primeira etapa, marcando na opção “Dissolve_Field(s) (optional)” as opções TRANSMISSOR e ALTURA. O resultado foi o agrupamento de todas as áreas de mesma classe por transmissora.

A terceira etapa é feita para evidenciarmos as áreas das transmissoras que ultrapassam os limites geográficos do país e/ou a camada de dados de Uso e Ocupação. Na projeção **Equidistante**, foi utilizada a ferramenta ERASE da Camada BUFFER_1KM com a Camada resultante da Segunda etapa, onde o “INPUT” será BUFFER_1KM, e o “Erase” será a Camada resultante da Segunda etapa. No resultado, criar a coluna “ALTURA” e preencher com “5”, que será o nome da Classe que esses polígonos fazem parte (Não Classificável). O resultado encontrado deve ser inserido (copy/paste) no shape da Camada resultante da Segunda etapa, para ali ficar junto com as demais classes e aparecer no resultado final.

Na quarta etapa, foi criado o campo “AREA_TRANS” que será o campo com área em KM² da transmissora. Foi feito o JOIN com a Camada BUFFER_1KM por nome da transmissora. Foi feito o “Field calculator” para preencher com as informações da AREA_KM2 da Camada BUFFER_1KM. Foi removido o JOIN, e criado o campo “AREA_KM2”, em que foi calculada a área em KM² para cada classe por transmissora por meio da ferramenta “Calculate Geometry” em KM² (Equidistante). Assim temos as áreas de cada classe de cada transmissora.

Na quinta etapa, foi feito “PROJECT” para converter para SIRGAS 2000 e criada a feature class pro resultado final da “VEGETACAO” no gdb da Revisão Tarifária.

A partir das áreas identificadas para cada classe, foi calculada a média ponderada para encontrar o valor médio da altura da vegetação na área total de cada transmissora. Foi considerado o valor de altura médio das classes 0, 1, 2, 3 e 4 (0m; 2,625m; 12,5m; 25m; 40m). Não foram considerados os valores da classe 5, já que são referentes às áreas de Linhas de transmissão que vão além da camada de dados disponíveis de vegetação e/ou ultrapassaram os limites geográficos brasileiros. Os valores médios de altura de cada classe foram multiplicados pelo valor de área da classe correspondente, e dividido pela soma das áreas.

$$=((0*S3)+(2,625*T3)+(U3*12,5)+(25*V3)+(W3*40))/(S3+T3+U3+V3+W3)$$



Fl. 14 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

1

ID	COBERTURA	2014	BRAZIL	PROJECT	EQUID
1520	Polygon	152017	Passagem natural	CERRADO	Atividade Agrária
1520	Polygon	152083	Passagem natural	CERRADO	Atividade Agrária
1520	Polygon	152077	Passagem natural	CERRADO	Atividade Agrária
1520	Polygon	152074	Passagem natural	CERRADO	Atividade Agrária
1520	Polygon	152071	Passagem natural	CERRADO	Atividade Agrária
1520	Polygon	152070	Passagem natural	CERRADO	Atividade Agrária
1520	Polygon	152019	Passagem natural	CERRADO	Atividade Agrária
1520	Polygon	152022	Passagem natural	CERRADO	Atividade Agrária
1531	Polygon	153119	Passagem natural	MATO ATLÂNTICA	Vegetação Secundária e Abandonada
1531	Polygon	153120	Passagem natural	MATO ATLÂNTICA	Vegetação Secundária e Abandonada
1531	Polygon	153137	Passagem natural	MATO ATLÂNTICA	Vegetação Secundária e Abandonada
1531	Polygon	153130	Passagem natural	MATO ATLÂNTICA	Vegetação Secundária e Abandonada
1531	Polygon	153137	Passagem natural	MATO ATLÂNTICA	Vegetação Secundária e Abandonada
1531	Polygon	153151	Passagem natural	MATO ATLÂNTICA	Vegetação Secundária e Abandonada
1531	Polygon	153100	Passagem natural	MATO ATLÂNTICA	Vegetação Secundária e Abandonada
1531	Polygon	153104	Passagem natural	MATO ATLÂNTICA	Vegetação Secundária e Abandonada
1531	Polygon	153111	Passagem natural	MATO ATLÂNTICA	Vegetação Secundária e Abandonada
1531	Polygon	153139	Passagem natural	MATO ATLÂNTICA	Vegetação Secundária e Abandonada
1531	Polygon	153137	Passagem natural	MATO ATLÂNTICA	Vegetação Secundária e Abandonada
1531	Polygon	153131	Passagem natural	MATO ATLÂNTICA	Vegetação Secundária e Abandonada
1531	Polygon	153102	Passagem natural	MATO ATLÂNTICA	Vegetação Secundária e Abandonada
1544	Polygon	154403	Passagem natural	MATO ATLÂNTICA	Vegetação Secundária e Abandonada
1544	Polygon	154400	Passagem natural	MATO ATLÂNTICA	Vegetação Secundária e Abandonada
1544	Polygon	154410	Passagem natural	MATO ATLÂNTICA	Vegetação Secundária e Abandonada
1544	Polygon	154425	Passagem natural	MATO ATLÂNTICA	Vegetação Secundária e Abandonada
1544	Polygon	154426	Passagem natural	MATO ATLÂNTICA	Vegetação Secundária e Abandonada
1544	Polygon	154417	Passagem natural	MATO ATLÂNTICA	Vegetação Secundária e Abandonada
1544	Polygon	154405	Passagem natural	MATO ATLÂNTICA	Vegetação Secundária e Abandonada
1544	Polygon	154479	Passagem natural	MATO ATLÂNTICA	Vegetação Secundária e Abandonada
1544	Polygon	154401	Passagem natural	MATO ATLÂNTICA	Vegetação Secundária e Abandonada
1544	Polygon	154402	Passagem natural	MATO ATLÂNTICA	Vegetação Secundária e Abandonada
1544	Polygon	154404	Passagem natural	MATO ATLÂNTICA	Vegetação Secundária e Abandonada

2

Manual de Vegetação Brasileira do IBGE referente às formas de vida - Raunkjær (IBGE, 2012), adaptada às condições brasileiras:

- **Nanofanerófitos** - plantas **anãs raquíticas**, variando entre 0,25 e 5 m de altura, com predominância nas áreas campestres do Brasil.
- **Microfanerófitos** - plantas de **baixo porte**, variando entre 5 e 20 m de altura, ocorrendo principalmente nas Regiões Nordeste e Centro-Oeste; e
- **Mesofanerófitos** - plantas de **porte médio**, variando entre 20 e 30 m de altura, ocorrendo na maior parte do território brasileiro;
- **Macrofanerófitos** - plantas de **alto porte**, variando entre 30 e 50 m de altura, ocorrendo principalmente na Amazônia e na Região Sul do Brasil;

3

CLASSES CONFORME ALTURA

CLASSE 0. AUSENTE: Corpo d'água Continental, área artificial, área descoberta;

CLASSE 1. ANÃ: 0,25 e 5 m de altura: predominância de nanofanerófitos

CLASSE 2. BAIXO: 5 e 20 m de altura; predominância de microfanerófitos

CLASSE 3. MÉDIO: 20 e 30 m de altura; predominância de mesofanerófitos;

CLASSE 4. ALTO: 30 e 50 m de altura – Predominância de Macrofanerófitos

4

Cálculo da Altura Média (Média Ponderada)

$$Alt\ Média = \frac{(A0 * h0) + (A1 * h1) + (A2 * h2) + (A3 * h3) + (A4 * h4)}{A0 + A1 + A2 + A3 + A4}$$

Onde:
 A0: Área em Km² da Classe 0 h0: Altura média da Classe 0
 A1: Área em Km² da Classe 1 h1: Altura média da Classe 1
 A2: Área em Km² da Classe 2 h2: Altura média da Classe 2
 A3: Área em Km² da Classe 3 h3: Altura média da Classe 3
 A4: Área em Km² da Classe 4 h4: Altura média da Classe 4

5

TRANSMISSORAS	VEGETAÇÃO (KM²)					VEGETAÇÃO- PERCENTUAL (%)					MÉDIA PONDERADA
	Ausente	Muito Baixo (0,25 a 5m)	Baixo (5 a 20m)	Médio (20 a 30m)	Alto (30 a 50m)	Ausente	Muito Baixo (0,25 a 5m)	Baixo (5 a 20m)	Médio (20 a 30m)	Alto (30 a 50m)	
AFTE	20,15	543,53	0	0	0	5,5	94,4	0	0	0	1,479274988
AFLUENTE	6,95	246,7	0	0	0	2,7	97,3	0	0	0	2,550075103
ARARAQUARA	0	28,18	0	0	0	0	100	0	0	0	2,625
ATE II	20,73	832,16	0	0	0	3,6	96,4	0	0	0	2,553408981
Bassourã	6,9	720,61	0	0	0	18,54	0,9	96,6	0	0	3,529923825
BRLHANTE	4,63	1021,55	0	0	0	23,57	0,4	97,3	0	0	3,45380181
CARILTY	348	238,38	0	3,41	0	1,3	88,3	0	0,5	0	1,248070005
CEEE-GT	473,42	7520,95	0	103,37	0	5,8	92,9	0	1,3	0	2,75757398
CEMIG-GT	517,92	488,89	0	0	0	10,1	89,9	0	0	0	2,358779013
CHESF	728,51	12420,97	0	80,27	4398,78	4,2	71,2	0	0,5	24,1	11,61861059
COPEL-GT	241,76	3994,39	0	0	0	6,1	93,9	0	0	0	2,499964
Coqueiros	4,35	113,11	0	0	0	3,4	96,6	0	0	0	2,355413071
CODIA-DESTE	2,08	209,38	85,07	0	0	0,8	75,7	23,5	0	0	4,927642972
ECTE	44,69	239,50	0	15,99	0	12,9	82,9	0	4,6	0	3,195318571
CTEP	1483,93	16421,37	0	0	0	8	91,1	0	0	0	2,414280534
EATE	49,56	1128,46	0	0	612,25	2,8	62,9	0	0	34,1	15,40281287
ETTE	26,42	2457,76	0	0,94	0	1,7	98,2	0	0,1	0	2,59328137
ECTE	12,8	146,04	289,63	35,24	0	2,7	30,3	56	11,1	0	10,55958323
ELETROOESTE	322,89	5094,07	0	0	1569,07	4,6	72,9	0	0	22,2	10,89814011
ELETROSUL	504,71	12098,31	0	478,27	0	3,7	91	0	3,5	0	3,307842398

Resultado Final

Figura 14 - Principais etapas de análise do cálculo de altura da vegetação

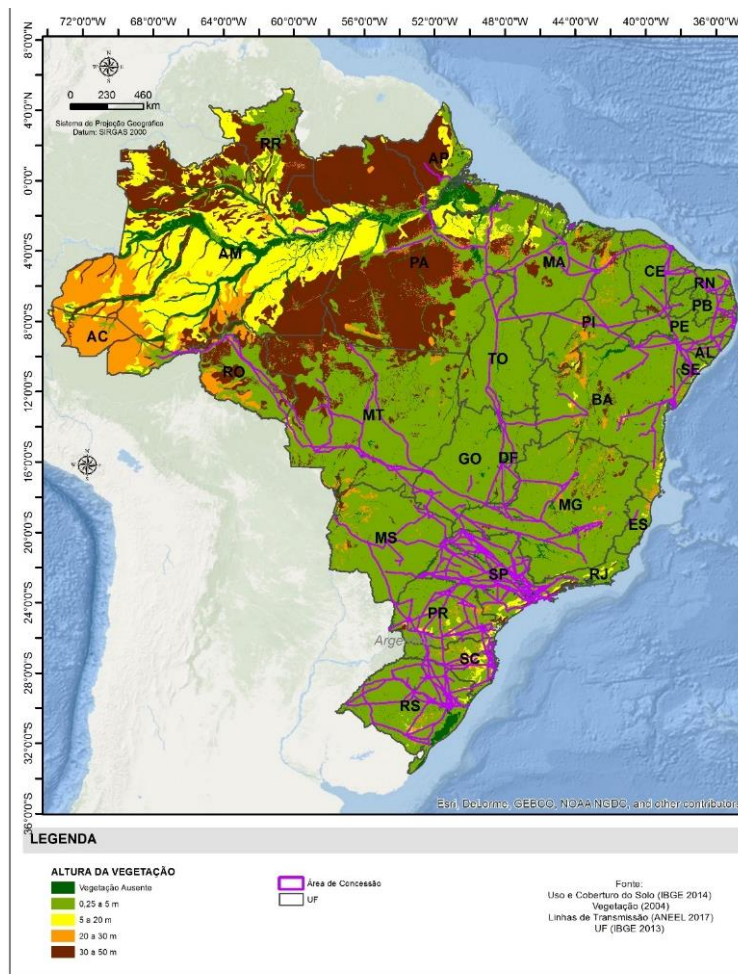


Figura 15 - Mapa com espacialização da vegetação segundo classes de altura.

Fl. 15 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

c) Erros Inerentes ao Método

Um dos erros possíveis é a conversão da classe definida no mapa do IBGE de 2014, sobretudo em áreas de alta dinâmica de uso e ocupação do solo. A Figura 14 mostra um exemplo de área de vegetação florestal que foi posteriormente desmatada e possivelmente convertida em área agrícola. Esses valores têm impacto na área quantificada para cada tipo de vegetação, conforme altura.

Outro erro inerente é resultante da diferença na escala dos dados usados para classificação. Ao cruzar dados de uma escala “grosseira”, como por exemplo, dados de vegetação na escala de 1:5.000.000 com dados de uma escala de 1:1.000.000, de mais detalhe, perde-se informações relativas a cobertura do solo para áreas menos extensas.



Figura 16 - Exemplo de conversão de classe após 2014 em área de grande dinâmica de uso e cobertura do solo.

3.4 PRECIPITAÇÃO

a) Fonte dos dados:

Os dados de precipitação acumulada foram obtidos no site do Instituto Nacional de Meteorologia para os anos de 2000 a 2017 para 265 estações meteorológicas. O download dos dados foi realizado por estação, ano a ano, até completar a série histórica de 17 anos.

b) Processamento e Análise dos Dados

A partir dos dados de precipitação acumulada mensal, foram geradas as médias de precipitação acumulada anual e a média geral para todo o período estudado para cada estação, distribuídas conforme Figura 15 a. Conforme pode ser observado, há um vazio de estações em várias partes do país e mesmo para as áreas com maior concentração, as estações são muito esparsas, o que resulta em várias áreas com ausência de dados.



Fl. 16 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

Nesse contexto, com o objetivo de preencher toda a superfície com dados e gerar informações de precipitação para as localidades que não dispunham de dados medidos, foi aplicado um interpolador utilizando o método krigagem. O método foi utilizado após os testes no software Arcgis mostrarem o menor desvio padrão dentre os outros interpoladores disponíveis no programa. O resultado foi confirmado pelo trabalho de Santos et al (2011).

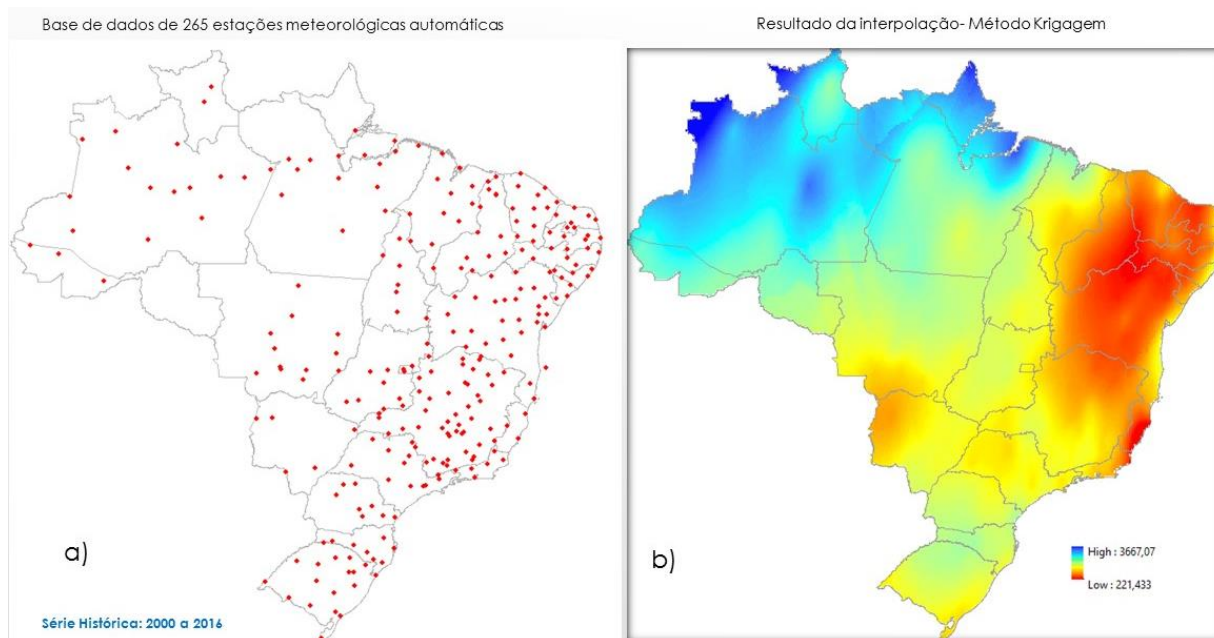


Figura 17 - Distribuição espacial das estações meteorológicas automáticas

A partir dos resultados da interpolação, foi possível extrair os valores de precipitação acumulada média anual para as áreas de concessão através da ferramenta “Extract Values to Points” (Spatial Analyst > Extraction) do software ArcGIS e a partir disso gerar um valor médio para cada área de interesse. A tabela de resultados apresenta, além do valor médio, os valores mínimos e máximos de ocorrência nas áreas de concessão.

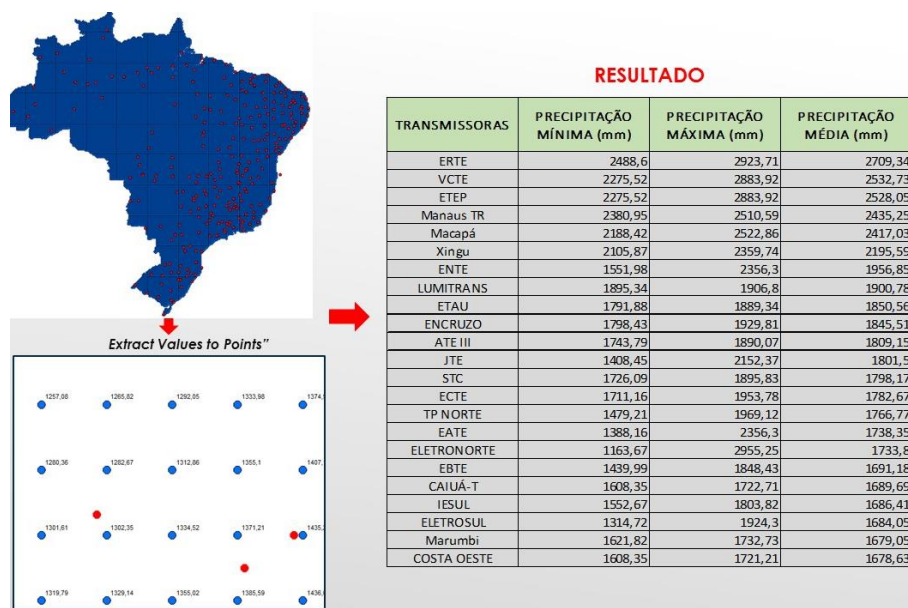


Figura 18 - Distribuição espacial das estações meteorológicas automáticas no Brasil

Fl. 17 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

c) Erros Inerentes ao Método

Em virtude da escala, é necessário considerar que os dados podem variar significativamente para situações mais pontuais e áreas muito pequenas. Os resultados permitem ter um panorama geral da distribuição de chuvas no país conforme ilustra a Figura 17.

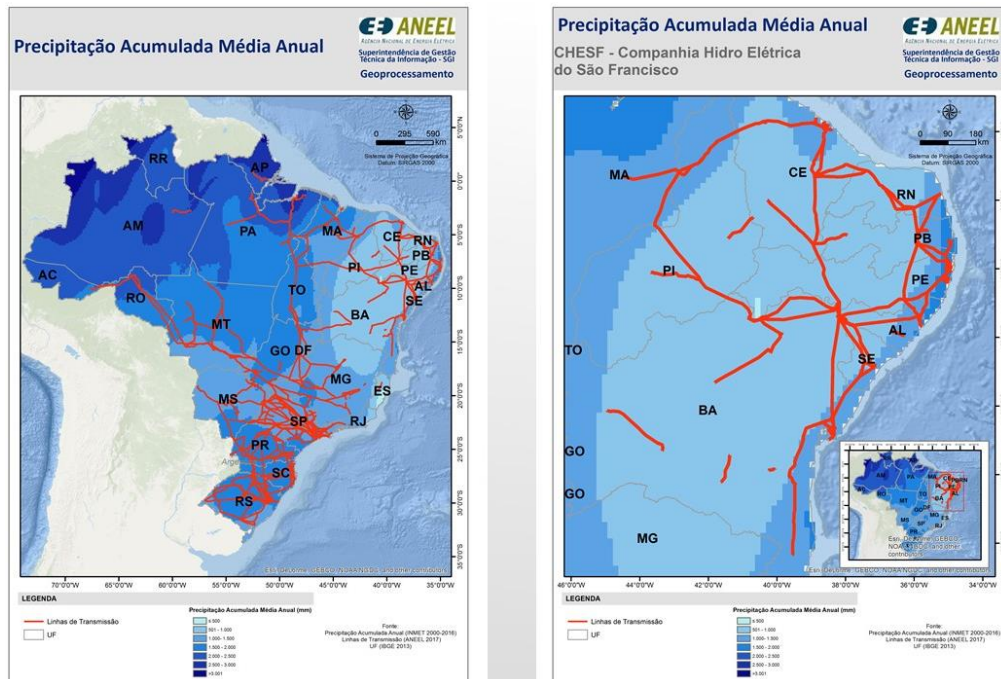


Figura 19 - Espacialização da precipitação acumulada média anual. Espacialização para o Brasil (à esquerda) e na área da transmissora CHESF (à direita).

3.5 DECLIVIDADE

a) Fonte dos dados:

Inicialmente, foram obtidas imagens SRTM 30 m para todo o território nacional, obtidas no link <http://www.viewfinderpanoramas.org/dem3.html>.

b) Processamento e análise dos dados

Para geração dos dados de declividade em graus e porcentagem, foi utilizada a ferramenta SLOPE (Declive) do ArcGIS Spatial Analyst por meio dos dados de Altimetria obtidos das imagens. Foram gerados dados de declividade em porcentagem e graus, por Transmissora, incluída a área de buffer de 1 Km. Em seguida, os dados Raster foram convertidos para pontos por meio da ferramenta raster to point do ArcGIS, onde foram obtidos os valores de declividade mínima, média e máxima. Sendo assim, foi possível se fazer a média de declividade por Transmissora utilizando a ferramenta “summary statistics”.



Fl. 18 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

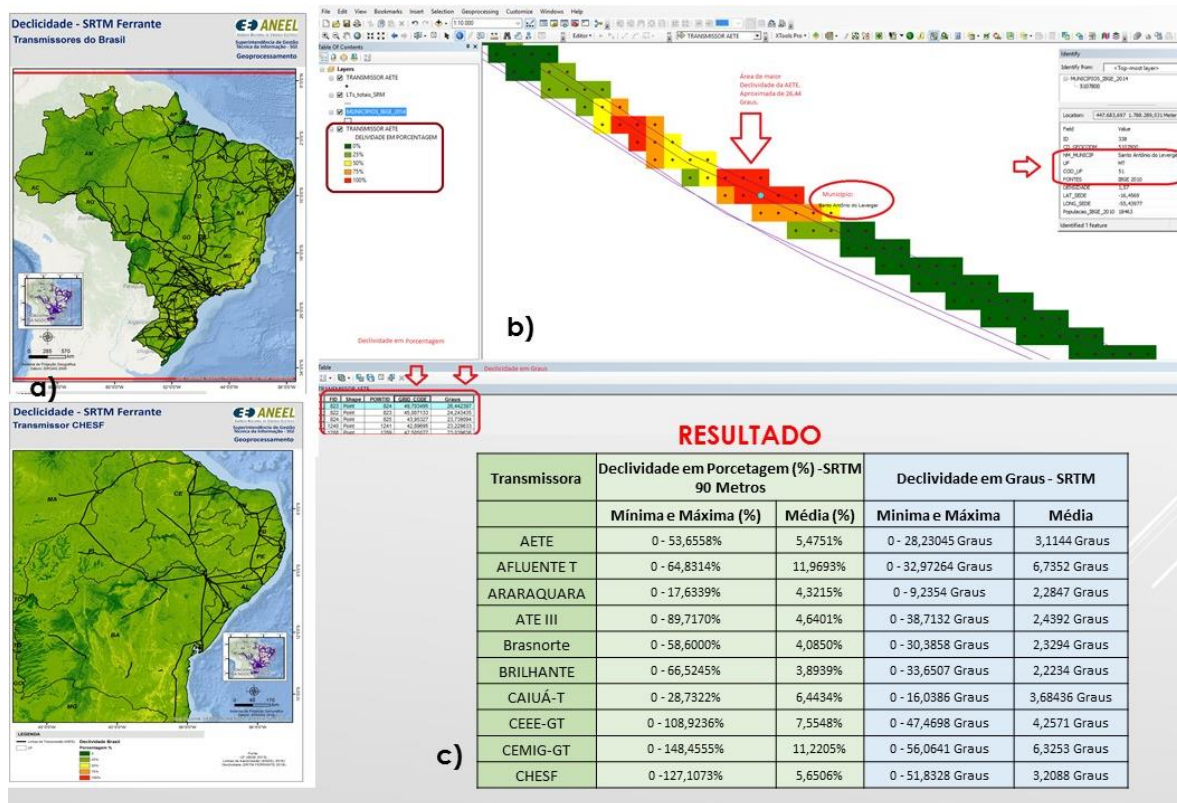


Figura 20 - Resultado do processamento a partir da ferramenta “slope” do ArcGIS.

3.6 ESTRADAS E RODOVIAS

a) Fonte dos dados:

Foram utilizados os dados de Rodovias Federais e Rodovias Estaduais, disponíveis no site oficial do DNIT (<http://www.dnit.gov.br/planejamento-e-pesquisa/dnit-geo>) Ano base: 2016.

b) Processamento e análise dos dados

Os dados foram classificados em Rodovias Federais: pavimentadas e não pavimentadas e Rodovias Estaduais: pavimentadas e não pavimentadas, em unidades de Km.

Em seguida, foi realizada a intersecção entre o Buffer de 1km das Transmissoras e o shapefile das Rodovias Federais e Estaduais. Na sequência, foi gerado o *dissolve* entre as Transmissoras e Rodovias Pavimentadas e Não pavimentadas obtendo-se o valor em km das rodovias federais e estaduais, por transmissora, conforme ilustrado na Figura 19.

Afim de verificar a existência de rodovias paralelas às Linhas de Transmissão, o que facilita o acesso às Linhas de Transmissão, foram selecionadas rodovias com extensão maior que 10km dentro do buffer criado, e a partir desta, calculada a quilometragem para rodovias pavimentadas e não pavimentadas. Realizou ainda a intersecção entre o buffer das Linhas de Transmissão e o buffer das rodovias para o cálculo de área da sobreposição a que cada transmissora é responsável.



Fl. 19 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

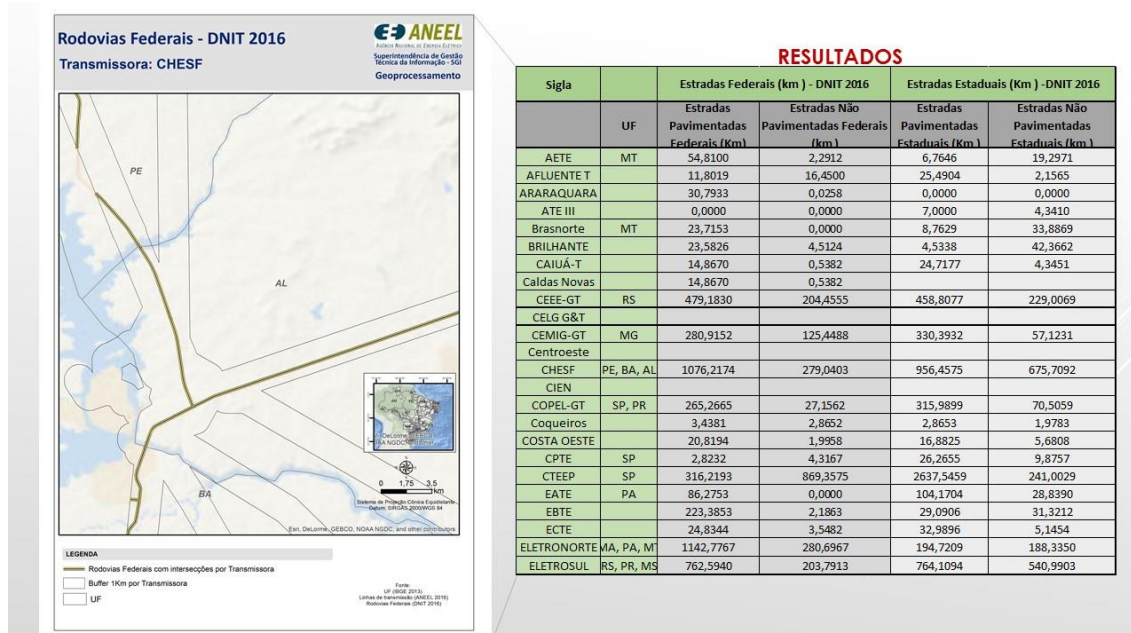


Figura 21 - Tabela de resultados do processamento dos dados de estradas e rodovias.

3.7 TERRAS INDÍGENAS

a) Fonte dos dados:

Foi utilizada a base de dados do site oficial da Fundação Nacional do Índio - FUNAI de 2017, disponível em <http://www.funai.gov.br/index.php/shape>, no Sistema de Coordenadas Geográficas Sirgas 2000.

b) Processamento e análise dos dados

Visando realizar o cruzamento entre o limite das terras indígenas e o arquivo vetorial do *buffer* de 1km das Transmissoras, foram empregadas ferramentas do software ArcGIS de intersecção e agrupamento. Dessa forma, foram discriminadas as Terras Indígenas e as Unidades da Federação que interceptam as Transmissoras. As respectivas áreas de Terra Indígena sobrepostas com o *buffer* de 1km foram calculadas e somadas em km².



Fl. 20 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

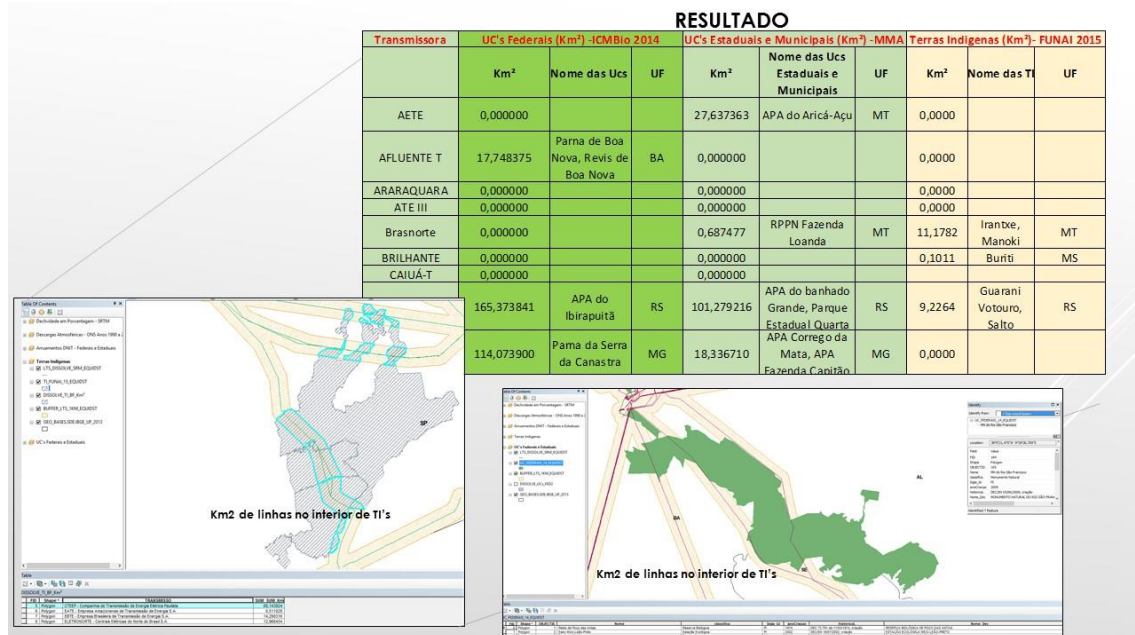


Figura 22 - Tabela de resultados do processamento dos dados de Terras Indígenas

3.8 UNIDADES DE CONSERVAÇÃO

a) Fonte dos dados:

Foi utilizada a base de dados de Unidades de Conservação Federais, no Sistema de Coordenadas Geográficas Sirgas 2000, disponibilizada no site oficial do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade – ICMBio, <http://www.icmbio.gov.br/portal/geoprocessamentos/51-menu-servicos/4004-downloads-mapa-tematico-e-dados-geoestatisticos-das-uc-s>.

Ademais, foram adquiridas as bases de dados de Unidades de Conservação Estaduais e Municipais, no Sistema de Coordenadas Geográficas SAD69, obtidas junto ao site oficial do Ministério do Meio Ambiente – MMA, <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>.

b) Processamento e análise dos dados

Inicialmente foi feita a junção dos dados vetoriais de Unidades de Conservação Estaduais e Municipais, pois a análise dessas modalidades de UCs foram realizadas em conjunto. Além disso, estes dados foram projetados do Sistema de Coordenadas Geográficas SAD69 para Sirgas 2000. Para realizar o cruzamento entre o limite das Unidades de Conservação e o buffer de 1km das linhas de transmissão foram utilizadas as ferramentas de intersecção e agrupamento disponíveis no ArcGIS. Em seguida, foram calculadas e somadas as áreas em km² das respectivas Unidades de Conservação que interceptam as Transmissoras, como exemplificado na Figura 21.



Fl. 21 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

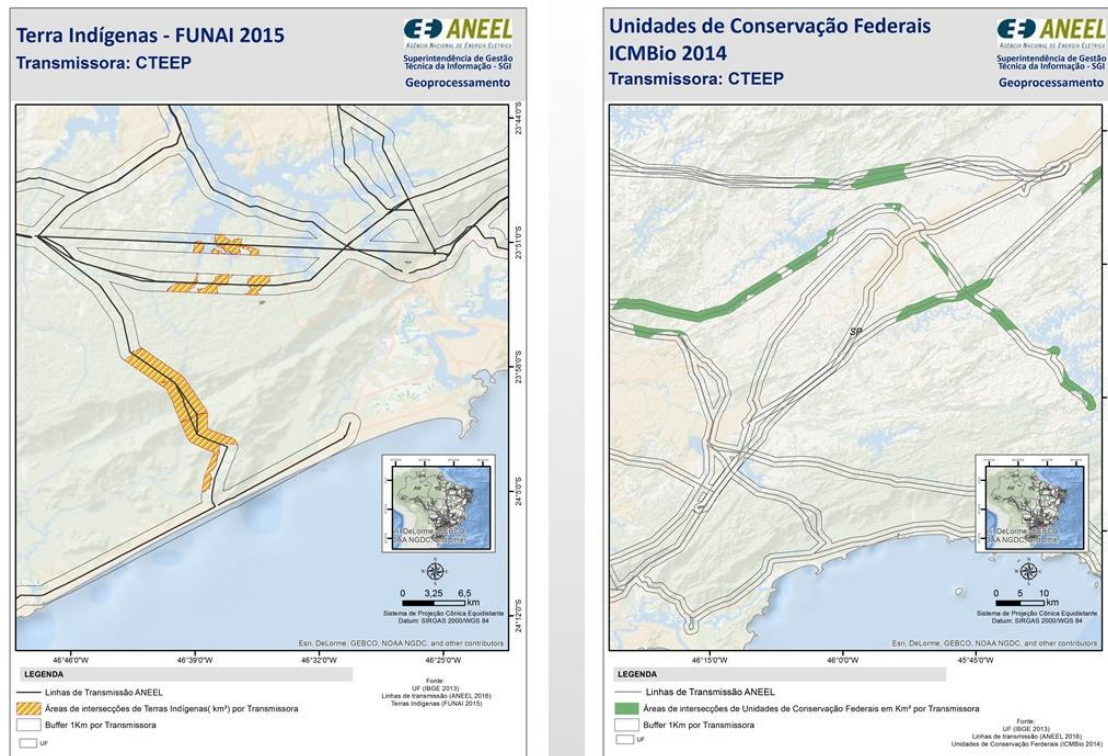


Figura 23 - Exemplo do cruzamento entre o buffer de 1km das linhas de transmissão por Transmissora e as variáveis Terras Indígenas (esquerda) e Unidades de Conservação Federais (direita).

Posteriormente, foram identificadas as Unidades de Conservação e suas respectivas Unidades da Federação que interceptam o *buffer* de 1km das linhas de transmissão, por transmissora.

3.9 DISPERSÃO DE LINHAS POR TRANSMISSORA – 1º MÉTODO

a) Fonte dos dados:

Foi utilizada a base de dados do SIGET-GEO ANEEL para gerar a Variável Dispersão das Linhas por Transmissora em quilômetro linear e área em km². Essa variável representa a área de abrangência que a Transmissora deve se estender em deslocamento para manutenção/assistência de sua Rede de Transmissão.

b) Processamento e análise dos dados

O processamento para gerar a variável Dispersão surgiu a partir da base de dados do SIGET-GEO, com a utilização do software ArcGIS 10.5.1 utilizando a ferramenta Minimum Bounding Geometry do Arctoolbox Data Management Tool, junto ao Shapefile DISSOLVE das Linhas por Transmissoras e os parâmetros representados na figura 22.

A função da ferramenta compreende-se da seguinte maneira: selecionar o extremo linear de cada linha da Transmissora (os vértices dos extremos) e fazer um círculo envolvente por Transmissora. Com a área de interesse da Transmissora criada, é feito o cálculo da área da Transmissora assim como o cálculo da extensão da Linha de Transmissão.



Fl. 22 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

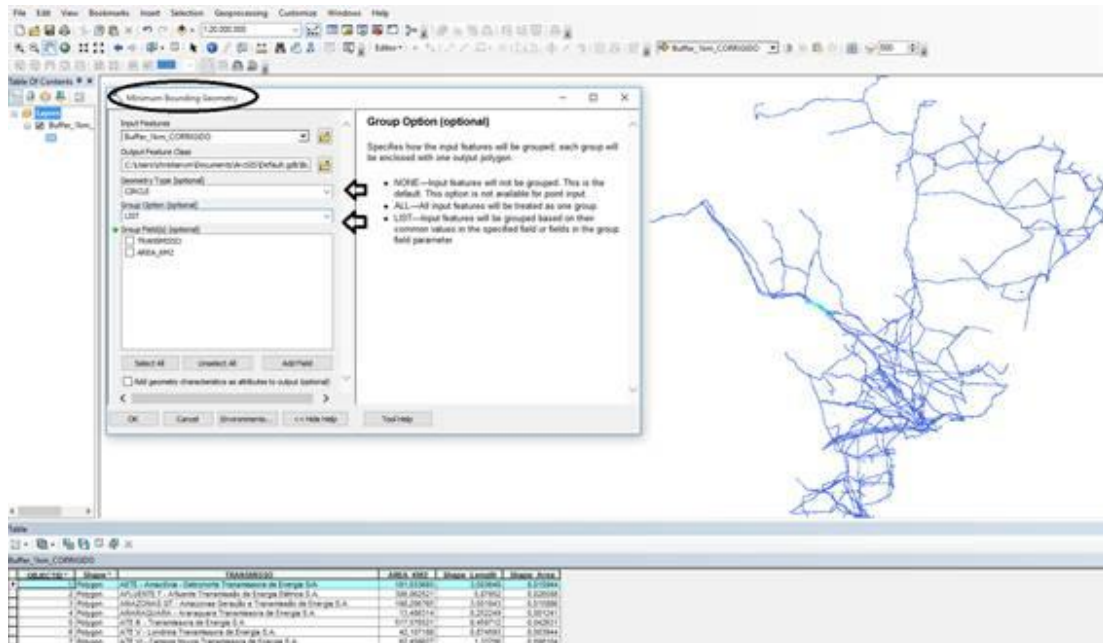


Figura 22 - Parâmetros utilizados para cálculo da Dispersão.

3.10 DISPERSÃO DE LINHAS POR TRANSMISSORA – 2º MÉTODO

O 2º Método foi realizado com a intenção de representar em Km linear e em Km² a área de abrangência das Transmissoras que atuam em diferentes regiões do país e fazer o cálculo de área utilizando o menor raio de circunferência para representar a Dispersão por Transmissora. O segundo método foi executado para 4 Transmissoras, (CEMIG, ELETRONORTE, PPTE, TAESA) e os resultados foram satisfatórios, conforme figura 23.

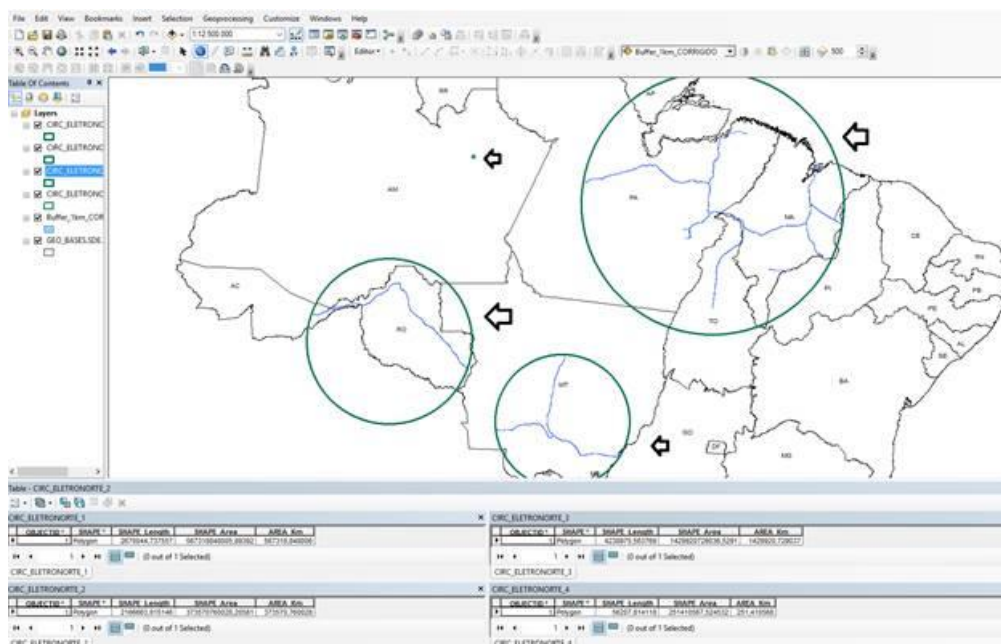


Figura 23 - Exemplo do Resultado da Variável Dispersão, 2º Método, para a Transmissora ELETRONORTE.

Fl. 23 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

3.11 ANÁLISE DE PROXIMIDADE DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

a) Fonte dos dados:

Todos os procedimentos foram realizados em ambiente SIG utilizando a base de Linhas de Transmissão (GEO_BASES.SDE.SIGET_LT) presente no Banco de Dados geoespacial da ANEEL.

b) Processamento e análise dos dados

O objetivo da corrente análise é identificar e quantificar trechos de linhas de transmissão cujas Faixas de Passagem, definidas em 1km, são compartilhadas ou não com outras linhas da mesma transmissora ou holding.

Para cada linha, aqui considerada a extensão de conexão entre duas subestações, foi delimitada uma região de interesse (Faixa de Passagem) com extensão de 500 metros em cada lado, totalizando 1 km. São considerados compartilhados os trechos de linha cuja localização seja abrangida pela Faixa de Passagem de uma outra linha ou trecho. Considera-se isolados os trechos cuja localização não coincida com a Faixa de Passagem de nenhuma outra linha.

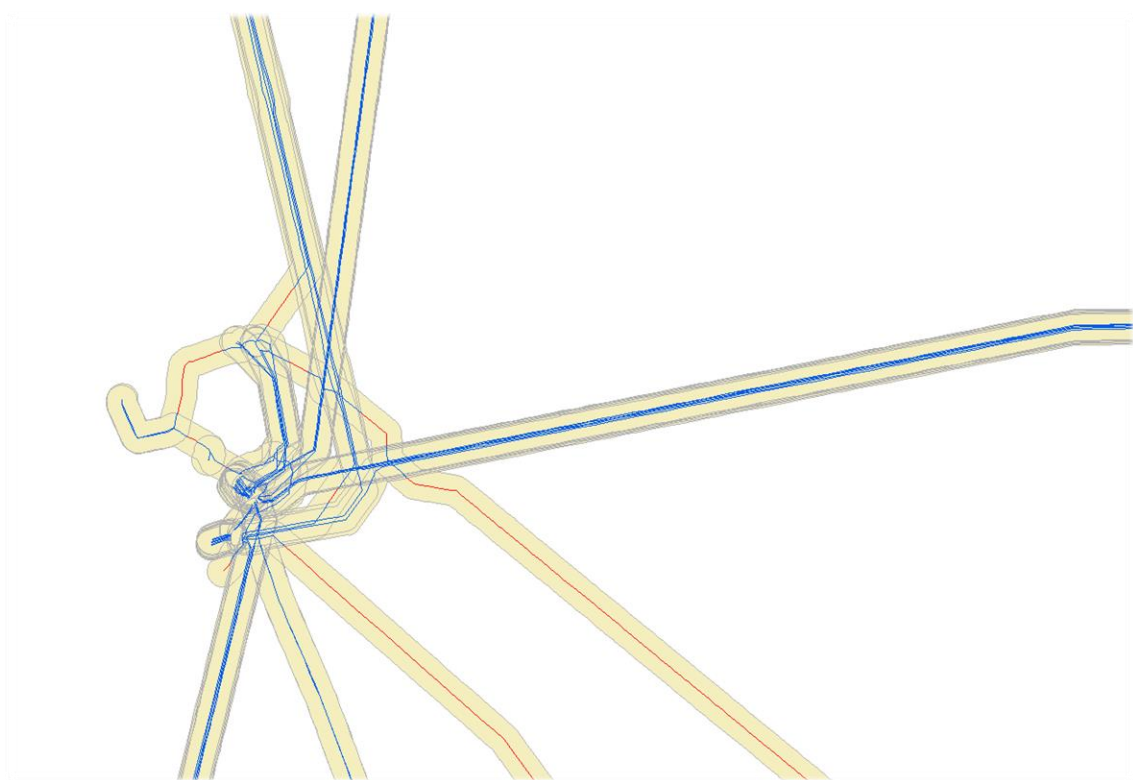


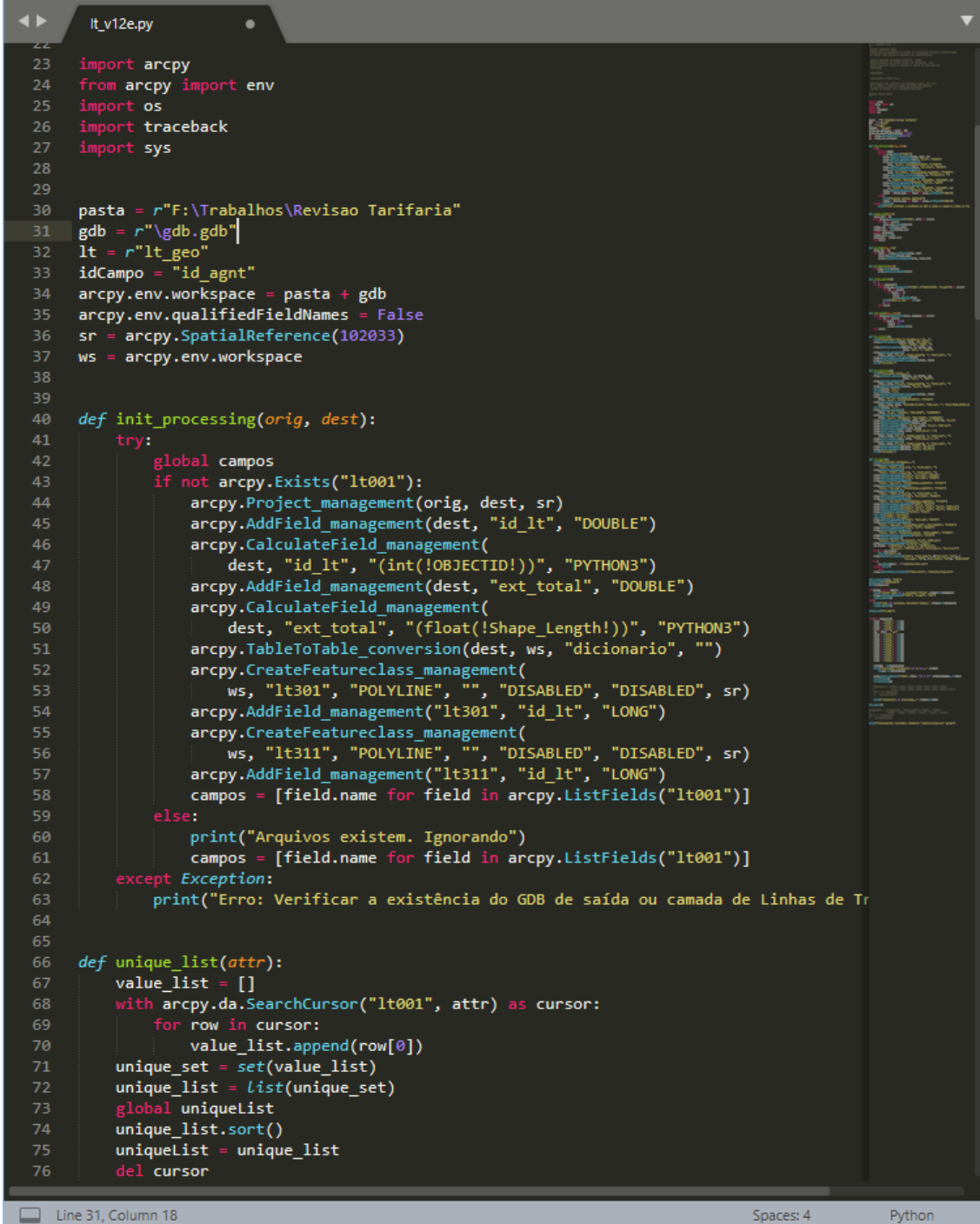
Figura 244 - LTs classificadas: Trechos isoladas (em vermelho) e compartilhadas (em azul)

Dada a complexidade conceitual da atividade, não foi possível executá-la utilizando ferramenta de geoprocessamento pré-existente, todos os procedimentos foram realizados a partir de correlacionamentos entre feições geográficas e dados tabulares.



Fl. 24 do Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL, de 03/08/2018.

A implementação foi feita de forma procedural, utilizando os recursos disponibilizados pela API ArcPy disponibilizada pelo ArcGIS Pro. Tal abordagem foi necessária dada a quantidade de agrupamentos (transmissoras e holdings) e processamentos intermediários.



```

it_v12e.py
22
23 import arcpy
24 from arcpy import env
25 import os
26 import traceback
27 import sys
28
29
30 pasta = r"F:\Trabalhos\Revisao Tarifaria"
31 gdb = r"\gdb.gdb"
32 lt = r"lt_geo"
33 idCampo = "id_agnt"
34 arcpy.env.workspace = pasta + gdb
35 arcpy.env.qualifiedFieldNames = False
36 sr = arcpy.SpatialReference(102033)
37 ws = arcpy.env.workspace
38
39
40 def init_processing(orig, dest):
41     try:
42         global campos
43         if not arcpy.Exists("lt001"):
44             arcpy.Project_management(orig, dest, sr)
45             arcpy.AddField_management(dest, "id_lt", "DOUBLE")
46             arcpy.CalculateField_management(
47                 dest, "id_lt", "(int(!OBJECTID!))", "PYTHON3")
48             arcpy.AddField_management(dest, "ext_total", "DOUBLE")
49             arcpy.CalculateField_management(
50                 dest, "ext_total", "(float(!Shape_Length!))", "PYTHON3")
51             arcpy.TableToTable_conversion(dest, ws, "dicionario", "")
52             arcpy.CreateFeatureclass_management(
53                 ws, "lt301", "POLYLINE", "", "DISABLED", "DISABLED", sr)
54             arcpy.AddField_management("lt301", "id_lt", "LONG")
55             arcpy.CreateFeatureclass_management(
56                 ws, "lt311", "POLYLINE", "", "DISABLED", "DISABLED", sr)
57             arcpy.AddField_management("lt311", "id_lt", "LONG")
58             campos = [field.name for field in arcpy.ListFields("lt001")]
59         else:
60             print("Arquivos existem. Ignorando")
61             campos = [field.name for field in arcpy.ListFields("lt001")]
62     except Exception:
63         print("Erro: Verificar a existência do GDB de saída ou camada de Linhas de Tr
64
65
66 def unique_list(attr):
67     value_list = []
68     with arcpy.da.SearchCursor("lt001", attr) as cursor:
69         for row in cursor:
70             value_list.append(row[0])
71     unique_set = set(value_list)
72     unique_list = list(unique_set)
73     global uniqueList
74     unique_list.sort()
75     uniqueList = unique_list
76     del cursor
  
```

Line 31, Column 18 Spaces: 4 Python

Figura 225 - Script utilizando a API ArcPy

