



Análise crítica das restrições de interrupções programadas nas obras de redes de distribuição de média e de baixa tensão

Tema: Redes de Distribuição

Autores: Bruno Marciano Lopes

Co-Autores: Gabriel Henrique de Oliveira Almeida; Isabel Carolina Elis Silva; Rafael da Costa Oliveira; Antônio de Pádua Dutra Pereira

Empresa: Cemig Distribuição S. A.

Resumo

O objetivo desse trabalho é analisar o impacto das restrições regulatórias sobre a continuidade do provimento de energia elétrica nas obras de redes de média e de baixa tensão das distribuidoras, bem como propor algumas soluções gerais. Pela regulamentação vigente, as interrupções programadas e as não programadas são contabilizadas conjuntamente, tanto para fins de apuração, quanto para definição de limites e para aplicação de multas. No entanto, elas têm características distintas tanto em suas causas, como em seus efeitos para os consumidores. Este artigo mostra que desconsiderar algumas diferenças pode prejudicar a execução das obras ou torná-las mais onerosas e complexas. Tais efeitos são discutidos e comprovados, utilizando dados públicos da Aneel e da Cemig. Também é apresentada uma metodologia para estimar o impacto de interrupções nos consumidores, provocado por obras de expansão de rede. O trabalho visa fomentar a discussão sobre o tema. Ainda, traz como recomendações gerais para melhoria regulatória: separar a apuração e os limites de impactos programados e não programados; levar em consideração que os impactos programados são proporcionais ao volume de obras e dependem também de suas localidades e perfis; para interrupções programadas, estabelecer limites no qual, não havendo violação, os indicadores não sejam contabilizados.

1. Introdução

Por meio da Agenda 2030, a ONU estabeleceu o objetivo de assegurar para todos o acesso universal a serviços de energia confiáveis, modernos e a preços acessíveis, até 2030 (ONU, 2015). No contexto da distribuição de energia elétrica, isso se traduz no provimento de energia elétrica com capilaridade, quantidade e qualidade adequados. Esta deve ser a missão de qualquer concessionária.

Uma vez que a energia elétrica é um bem essencial e sua distribuição é um monopólio natural, o papel de regulamentação e fiscalização, exercido no Brasil pela Aneel, é fundamental. Um exemplo de alinhamento de interesses da sociedade e das concessionárias, por meio da intervenção do órgão regulador é a elaboração e execução do Plano de Desenvolvimento da Distribuição, previsto no Módulo 2 do Prodist (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) (Aneel, 2021b), com o qual a concessionária apresenta o resultado dos estudos de planejamento do sistema de distribuição, incluindo plano de expansão e plano de obras, alinhadas com diretrizes e estudos do ONS e da EPE.

Quanto à qualidade da energia elétrica, o Módulo 8 do PRODIST estabelece os procedimentos relativos ao seu fornecimento, especificamente para quatro temas: qualidade de produto - conformidade de tensão; qualidade de serviço – continuidade do fornecimento; qualidade comercial – satisfação e atendimento de demandas do cliente; e segurança do trabalho e das instalações (Aneel, 2021c). Sobre a qualidade do serviço, interrupções de clientes podem ocorrer por diversas razões, e praticamente todas são contabilizadas na apuração do DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) percebido. No entanto, para fins de verificação do atendimento aos limites estabelecidos, são expurgadas interrupções em dia crítico, ou em emergências, ou de origem externa ao sistema de distribuição, dentre outras situações. Restam as seguintes componentes que devem ser gerenciadas pela distribuidora:

- DECip – DEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição e programada, não ocorrida em Dia Crítico; e
- DECind – DEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, não programada e não expurgável.

Para este artigo, o termo DECip será substituído por “DEC programado” e o termo DECind por “DEC não programado”.

A regulamentação do setor elétrico é complexa e, por vezes, pode gerar efeitos imprevisíveis e indesejados. Este trabalho aborda dificuldades e restrições vivenciados pelas áreas de expansão de redes de baixa e média tensão decorrentes da definição de limites de DEC, em um cenário em que os volumes de investimento em obras é crescente e os limites para este indicador são decrescentes.

A despeito das questões identificadas, é imprescindível que as concessionárias estejam comprometidas e busquem soluções para a redução dos transtornos aos clientes provocados por suas intervenções na rede, especialmente quanto ao tempo de interrupção e ao número de clientes impactados pelas obras. A busca desse resultado se inicia na fase de projeto, em que se procura os melhores traçados de rede e alocações de equipamentos, bem como se antevê as manobras e o tempo de realização dos serviços. Também são analisados e utilizados recursos para redução das interrupções tais como trabalho em linha viva, uso de geradores de baixa e de média tensão e *big jumpers*

Para não ultrapassar o limite regulatório, é importante estimar os impactos das carteiras de obras no DEC da distribuidora e de seus conjuntos elétricos. Aí reside um grande desafio, pois o número de clientes afetados e o tempo de interrupção depende de muitos fatores, tais como o tamanho da obra, equipamentos que serão instalados, características do alimentador, fatores externos como trânsito e presença de uso mútuo, condições ambientais, composição e experiência da equipe, imprevistos, dentre outros. Este trabalho traz como contribuição uma metodologia para se estimar o DEC de uma carteira de obras, baseado no local, porte e tipologia de cada uma. A metodologia é baseada em regressão linear, de simples execução, e é permeada de estratégias para a redução de erros de previsão.

O presente artigo está estruturado da seguinte forma: a seção de introdução apresenta os desafios para a execução de obras de rede de média e baixa tensão relacionados à interrupção de fornecimento aos clientes em duas perspectivas: restrições regulatórias e previsibilidade. A seção de desenvolvimento se subdivide em metodologia e resultados, focando separadamente as duas perspectivas. A seção de conclusões traz algumas sugestões de melhoria regulatória, além de sintetizar o trabalho.

2. Desenvolvimento

Esta seção é composta pelas subseções de metodologia e de resultados. Cada qual é subdivida nos temas de avaliação dos impactos provocados pelas restrições de interrupções nas obras, e previsão do volume de interrupções pelas obras de expansão.

2.1 METODOLOGIA

2.1.1 Avaliação de impactos das restrições de interrupções nas obras

Este trabalho se inspira nas percepções dos autores, empregados da Cemig que atuam na gestão de obras de expansão das redes de média e baixa tensão da região metropolitana de Belo Horizonte. São baseadas em situações concretas e nas interações com projetistas, supervisores, fiscais de obras, encarregados, programadores de manobras, representantes do COD e de pares de outras regionais da Cemig, dentre outras.

Por meio de dados abertos do Portal de Relatórios da Aneel, foi investigado se suas análises corroboram com a visão dos especialistas. Os principais dados obtidos foram sobre indicadores de continuidade DEC e FEC (Aneel, 2025a), e Plano de Desenvolvimento da Distribuição (Aneel, 2025b). A regulamentação relevante para o trabalho é composta pelos módulos 2 e 8 do Prodist, além do Módulo 1 - Glossário e Termos Técnicos do Prodist (Aneel, 2021a).

Portanto, esta etapa do trabalho é baseada na visão de especialistas corroborada por dados e informações disponibilizadas pela Aneel. Sempre que possível, os resultados e conclusões foram extrapolados para o contexto de outras distribuidoras.

2.1.2 Previsão do volume de interrupções pelas obras de expansão das redes de média e baixa tensão

Antes de descrever a metodologia para a estimativa das interrupções dos clientes, cabe apresentar brevemente alguns conceitos existentes no Prodist. A duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão – DIC, é um indicador mensal que apura a soma de todas as horas e centésimos de hora que cada cliente ficou interrompido no período, expurgando interrupções em dia crítico, ou em emergências, ou de origem externa ao sistema de distribuição, dentre outras situações. A apuração distingue interrupções programadas de não programadas, mas isso não é levado em consideração para fins de cálculos de compensação ao consumidor, ou para fins de multas por violação de limites pela concessionária. O já citado DEC, é a soma do DIC dividido pelo número de consumidores. Ou seja, trata-se do DIC médio, que pode ser apurado por conjunto, polo, malha, distribuidora etc. Também pode ser apurado mensalmente ou anualmente. Assim como o DIC, pode ser discriminado entre programado e não programado, mas não há distinção para fins de limites regulatórios impostos à distribuidora. O Consumidor Hora Interrompido – CHI é o somatório dos valores de DIC dos consumidores atingidos por interrupção no fornecimento de energia. Por fim, o DGC, Desempenho Global de Continuidade é um indicador que considera simultaneamente a razão entre o DEC anual apurado e seu limite e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e seu limite: $DGC = (DEC/DEClim + FEC/FEClim)$. Quanto menor o DGC, melhor.

Sobre o porte das obras de expansão, ele pode ser inferido pelo custo dos serviços de execução. Ou seja, obras mais intensivas em serviços são consideradas maiores. Na Cemig, os custos de mão de obra são referenciados em Unidade de Serviços (US), utilizada para medição de diversas atividades de execução de obras de redes de distribuição (Cemig, 2024).

No presente trabalho, as interrupções dos consumidores são apresentadas em CHI. Já o custo das obras é dado em US. Utilizando valores pregressos, pode-se fazer regressões lineares com estas grandezas e obter estimativas de CHI por US. Assim, para carteiras futuras, pode-se estimar o CHI de cada obra, por meio do custo previsto. É oportuno salientar que o fato de a Cemig usar uma unidade própria para estimar o custo das obras não impede que a metodologia seja empregada por outras distribuidoras, bastando adaptações simples.

A Cemig, assim como todas as distribuidoras, possui registros de cada manobra programada em sua área de concessão, com informações relevantes tais como data, previsão e realização dos momentos de início e de fim, e número de clientes interrompidos. Com isso, é registrado o CHI de cada manobra. Também são registrados o conjunto elétrico e alimentador onde a manobra é realizada, nota de serviço (única para cada obra) ao qual a manobra está associada e valor da obra. É possível verificar se a intervenção é para manutenção, poda de árvore, para obras ou outras finalidades. Quanto às obras, podem ser estratificadas entre obras de mercado, PART e internas. Estas últimas, por sua vez, podem ser classificadas por diversos critérios, mas vale ressaltar que o tipo de obra é fundamental para a estimativa do CHI necessário. Por exemplo, obras de instalação de religadores consomem muito mais CHI por US do que obras para um novo loteamento, por exemplo.

A metodologia consiste nos seguintes passos:

- 1) Obter a massa de dados de manobras programadas e executadas de um período suficientemente longo e representativo.
 - a. No caso da Cemig, foram separadas 100.826 manobras, com um CHI total de 22,73 Mi, no período de 01/01/2023 a 22/11/2024.
 - b. As manobras foram separadas quanto ao objetivo: “Construção”, “Manutenção”, “Poda de Árvores” e “Outras”
- 2) Separar apenas manobras relativas a “Construção” que estivessem finalizadas. Assim, é possível saber tanto o custo quanto o consumo de CHI real de cada obra (sobraram 58.283 manobras)
- 3) Tratamento de dados das manobras.
 - a. Retirada de cadastros incompletos
 - b. Retirada de dados suspeitos
 - i. Manobras com mais de 16 horas
 - ii. Valores de obras menores que 0,1 US
 - iii. Diferenças de valores e CHI realizado e programado maior do que 10 vezes, para mais ou para menos, quando o CHI programado for maior do que 50 CHI. (55.219 manobras remanescentes).
- 4) Agrupar as manobras por obra, somando o CHI delas. Deve-se assegurar que as obras estão finalizadas (restaram 31.408 NS).
- 5) Retirar *outliers*. O objetivo nesta etapa é retirar dados duvidosos, e não circunstâncias raras.
 - a. Percentis 0,05% e 99,95% de US, CHI e de CHI por US. (31.311 NS)
- 6) Identificar e acrescentar propriedades relevantes das obras, que possam ser usadas tanto para ajustar os modelos de regressão quanto para aplicar nas previsões. Usar técnicas de estatística descritiva (gráficos de dispersão, boxplot etc.) para analisar o comportamento dos dados para várias possibilidades de agrupamentos.
 - a. Conforme será apresentado na seção de resultados, na Cemig foi observado diferença significativa na demanda de CHI por US quando agrupadas por malha e por tipos de obra.
 - b. Os tipos de obra considerados, no caso da Cemig, foram: Mercado, PART, MT vinculada a SE (obras de média tensão vinculadas a obras de subestações), Religadores (obras de instalação de religadores), Minas Trifásico (programa de substituição de redes monofásicas por trifásicas em áreas rurais), Interligação de Média Tensão (para flexibilidade operativa), Dupla Alimentação (redundância para pequenas cidades e povoados), e Demais Obras.
- 7) Selecionar as propriedades que se provaram mais determinantes para a separação dos dados. Realizar a regressão entre US e CHI por US, para os conjuntos de dados selecionados.
 - a. No caso da Cemig, os dados foram agrupados por malha e por tipo de obra.

b. Para cada grupo, é preciso limitar o valor superior de CHI por US, evitando que eventos raros distorçam a regressão. Para este trabalho, o critério adotado foi limitar o valor a duas vezes o limite superior do *boxplot* (este, por sua vez é dado por $Q3 + 1.5 * IQR$ – terceiro quartil mais 1,5 vezes o intervalo interquartil).

c. Sempre que o tamanho da amostra permitir, a regressão deve ser feita por partes, separando por faixas de valores de US. No caso da Cemig, foram feitas até 5 regressões por agrupamento, e cada agrupamento deveria ter ao menos 60 amostras.

d. Deve-se assegurar um tamanho amostral mínimo para que a regressão represente o fenômeno modelado com um erro aceitável. Para este trabalho, sempre que o tamanho amostral foi inferior a 30, os dados por malha foram substituídos por amostras de toda a Cemig, preservando a separação por tipo de obra.

8) Validar o modelo, confrontado seus resultados com medições de carteiras de obras pregressas. Sobre o item 7, tanto a aplicabilidade do modelo de regressão linear, quanto a manutenção da incerteza do modelo em patamar razoável dependem de premissas que não são plenamente atendidas na relação entre US e CHI por US: linearidade, independência de erros, homocedasticidade (homogeneidade da variância) e normalidade de resíduos (Chein, 2019). Uma estratégia para adequar o fenômeno observado e o modelo é fazer a regressão por partes, conforme proposto. Para reduzir a incerteza do modelo, deve-se elevar o tamanho amostral, mas há um compromisso entre este recurso e o de se agrupar as amostras por similaridades (por malha, por polo, por tipo de obra etc.).

Para validar a metodologia, foram produzidas 1000 carteiras fictícias aleatórias anuais e mensais, considerando que tamanho aproximado da carteira de 2024 foi de aproximadamente 24.000 obras. As carteiras foram obtidas dos registros do período de janeiro de 2023 a novembro de 2024, sendo estes os mesmos utilizados para os modelos de regressão. Para cada rodada, foi calculada a diferença entre o CHI por US estimado e o real. O resultado é apresentado por meio de *boxplot*.

2.2 RESULTADOS

2.2.1 Avaliação de impactos das restrições de interrupções nas obras

Em 15 de março de 2024, a Aneel publicou uma matéria cujo subtítulo é “Compensações para consumidores em virtude do descumprimento dos limites de duração e frequência de interrupções chegam a 1,080 bilhão em 2023”. O informativo exalta as reduções do DEC e do FEC médio no país ao longo dos anos e apresenta o ranking das concessionárias, destacando aquelas com melhor desempenho e as com maior progresso. A data do lançamento da matéria, no Dia do Consumidor, evidencia a importância do tema. A agência apresenta as suas principais iniciativas que fomentaram os ganhos:

O avanço observado nos últimos anos é resultado de diversas ações da ANEEL, tais como as novas

regras de qualidade do fornecimento nos contratos de concessão das distribuidoras, as compensações

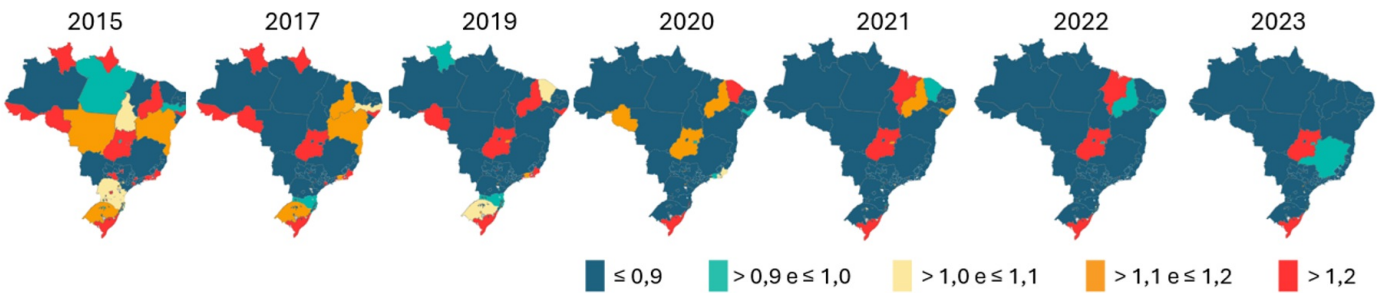
financeiras aos consumidores, os incentivos na tarifa por meio do Componente de Qualidade, a adoção

de planos de resultados para as distribuidoras que apresentavam desempenho insuficiente, as fiscalizações da Agência e a definição de limites de interrupção decrescentes para as concessionárias.

Fonte: seção da Aneel no portal Gov.BR (Aneel, 2023)

A figura 1 e a tabela 1 mostram a melhoria consistente dos indicadores de continuidade no país. Entre 2015 e 2023, o número de concessionárias com DGC acima de 1 caiu de 20 para apenas 4, e o de permissionárias de 9 para 3 (Aneel 2025a). O DEC apurado médio nacional reduziu 44% no mesmo período. Por meio da tabela 1, verifica-se que o DEC programado reduziu quase tanto quanto o não programado, o que

deixa claro que a exigência regulatória impôs mudanças nas práticas das distribuidoras em suas obras de expansão e de manutenção, dentre outras atividades que consomem CHI. A figura 2, no entanto, mostra que quanto menor o DEC total de uma distribuidora, maior tende a ser a parcela de DEC programado. Na realidade da Cemig, o maior desafio está relacionado ao significativo aumento do volume de obras para os próximos anos. A tabela 2 mostra os aportes financeiros do PDD da Cemig realizados entre 2015 e 2023 e as projeções para 2024 e 2025, todos relativos à realização de 2023. Verifica-se que o investimento atual e futuro é significativamente superior ao do passado.



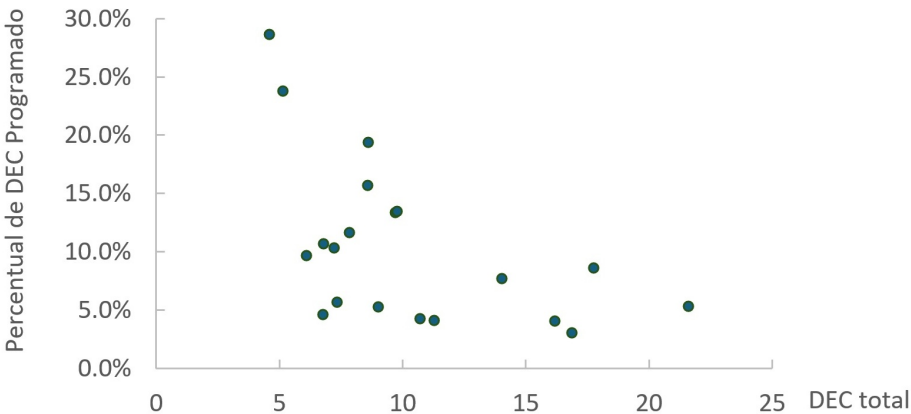
Fonte: adaptado de Aneel | Reports Abertos | Indicadores de continuidade DEC FEC (Aneel, 2025a)

Figura 1 – DGC das distribuidoras no Brasil nos últimos anos.

Tabela 1 – Evolução do DEC nacional e contribuição do DEC programado no DEC total

Ano	Valor do DEC			Redução em relação a 2015			Limite	Apurado / Limite
	Apurado	Prog.	Não prog.	Apurado	Prog.	Não prog.		
2015	18,7	1,8	16,3	-	-	-	14,0	134%
2016	15,9	1,7	13,6	15%	4%	17%	13,3	119%
2017	14,5	1,7	12,5	23%	8%	24%	12,8	113%
2018	13,3	1,4	11,6	29%	22%	29%	12,7	105%
2019	13,0	1,2	11,5	31%	33%	29%	12,5	104%
2020	11,5	1,0	10,4	38%	46%	36%	12,3	94%
2021	11,8	1,0	10,6	37%	44%	35%	12,0	99%
2022	11,2	1,1	10,1	40%	41%	38%	11,6	96%
2023	10,4	0,9	9,5	44%	48%	42%	11,3	92%

Fonte: adaptado de Aneel | Reports Abertos | Indicadores de continuidade DEC FEC (Aneel, 2025a)



Fonte: adaptado de Aneel | Reports Abertos | Indicadores de continuidade DEC FEC (Aneel, 2025a)

Figura 2 – Contribuição do DEC programado no DEC total nacional não expurgável em 2023 nas 20 maiores distribuidoras do país.

Tabela 2 – Aportes do PDD da Cemig, relativos ao PDD realizado de 2023

Ano	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
PDD (%)	49%	40%	116%	40%	40%	44%	45%	154%	100%	252%	254%	354%	310%	226%
								← realizado		planejado	→			

Fonte: adaptado de Aneel | Reports Abertos | Plano de Desenvolvimento da Distribuição (Aneel, 2025b)

A solução trivial para a redução continuada de DEC seria reduzir o volume de intervenções. No entanto, ela confronta tanto com o incremento de capacidade do sistema para atendimento aos consumidores, quanto com a melhoria do sistema para a redução do DEC não programado. Já o uso intensivo, indiscriminado, de recursos de redução de DEC, tais como trabalho em linha viva e uso de geradores, cujos custos são reconhecidos como investimentos, pode ir contra a modicidade tarifária. Portanto, há uma dicotomia: considerando a regulamentação vigente, enquanto muitas obras visam melhorias duradouras para o cliente, elas são desestimuladas pelos reflexos das interrupções necessárias ou, por vezes, oneradas exageradamente para reduzi-los.

Neste sentido, seguem alguns vieses percebidos da regulamentação vigente:

1) É razoável admitir que a percepção e os inconvenientes do consumidor sobre as interrupções não programadas e as programadas são bastante distintos. No primeiro caso, ele não tem oportunidade de se preparar. Além disso, a interrupção é vista apenas como uma falha do sistema (e, por consequência, da distribuidora). No segundo caso, o cliente pode reduzir seu desconforto e eventuais prejuízos, e percebe a intervenção como um sinal de melhoria da qualidade do serviço.

2) A prosperidade de uma região está diretamente ligada ao aumento da capilaridade, da capacidade e da qualidade da rede de energia elétrica. Quanto mais investimentos em infraestrutura elétrica, mais obras e mais necessidade de se interromper o provimento e energia temporariamente.

3) Tanto o DEC programado quanto o não programado são parcialmente gerenciáveis pela distribuidora por meio de investimentos e aprimoramentos em seus processos de manutenção, operação, atendimento emergencial, planejamento de manobras etc. No entanto, diante de um cenário alta probabilidade de violação de limites de indicadores de continuidade, obras que necessitam de interrupções temporárias podem ser adiadas e a produtividade como um todo pode ser comprometida.

4) Como corolário, as distribuidoras passam a lidar com complexidades, incertezas e *trade-offs* prejudiciais a seu desempenho global. São exemplos:

a. empreiteiras terceirizadas podem temer paralizações das atividades de execução de obras nos meses finais do ano por “falta de DEC” e, antevendo esta situação, evitar expandir sua capacidade produtiva. Como consequência, a concessionária tem dificuldades para cumprir o PDD, que é de interesse tanto dela quanto da sociedade.

b. O CHI se torna um recurso excessivamente escasso, podendo ser disputado entre áreas de execução de serviços de campo da empresa, gerando resultados sub otimizados.

c. a opção ou a necessidade de se atrasar obras estruturantes, ou mesmo de mercado, para não violar limites de DEC.

d. algumas medidas de redução de DEC, como uso de manobras complexas, equipes de linha viva, equipes sobre dimensionadas ou geradores podem ser efetivas para reduzir o CHI mas, quando utilizadas indiscriminadamente, podem ser demasiadamente onerosas ou provocarem redução de produtividade, o que reflete no custo das obras.

5) Além do valor global por distribuidora, o DEC também é apurado por conjuntos elétricos. Conjuntos em situação crítica podem ter seus desempenhos melhorados por manutenções, obras de reforços, de interligação, instalação de religadores etc. Surge um paradoxo: tais intervenções podem piorar o indicador local, o que desestimula a intervenção justamente onde ela é mais necessária.

6) A segurança é valor inegociável no setor elétrico. No entanto, pressões por redução dos tempos de interrupções e cumprimento de prazos exíguos podem aumentar o risco de falhas pelas equipes de campo. Isso também vale para a realização de manobras complexas, com múltiplos recursos, visando reduzir o número de consumidores impactados.

Portanto, é evidente a necessidade de alteração da regulamentação para mitigar os vieses apontados.

2.2.2 Previsão do volume de interrupções pelas obras de expansão das redes de média e baixa tensão

Esta seção mostra que a previsão de consumo de CHI para uma carteira de obras é um exercício relativamente complexo, e seus resultados não podem ser generalizados. Analisando o contexto da Cemig, a figura 3 indica que existem diferenças significativas no consumo de CHI por US entre as sete regionais[1] do Estado. Tais discrepâncias podem ser explicadas pela combinação de diversos fatores: se a rede é urbana ou rural, grau de adensamento da localidade, presença de dispositivos de seccionamento, posição da obra na rede, disponibilidade e efetividade de recursos de redução de CHI, complexidade das manobras envolvidas, presença de dificultadores e imprevistos relativos, por exemplo, a trânsito, a condições ambientais, a equipamentos de telecomunicações (uso mútuo) etc. Assim, é importante a regionalização dos parâmetros do modelo de estimativa.

Outro fator fundamental são os perfis das carteiras de obras. A instalação de religadores consome muito mais CHI por US do que os demais tipos, conforme revela a figura 4. Já a figura 5 mostra que obras similares em localidades diferentes podem ter consumos distintos. Em termos médios, obras para atendimento ao mercado na região central do Estado (“CE”) consomem muito mais CHI por US do que obras no Triângulo Mineiro (“TA”).

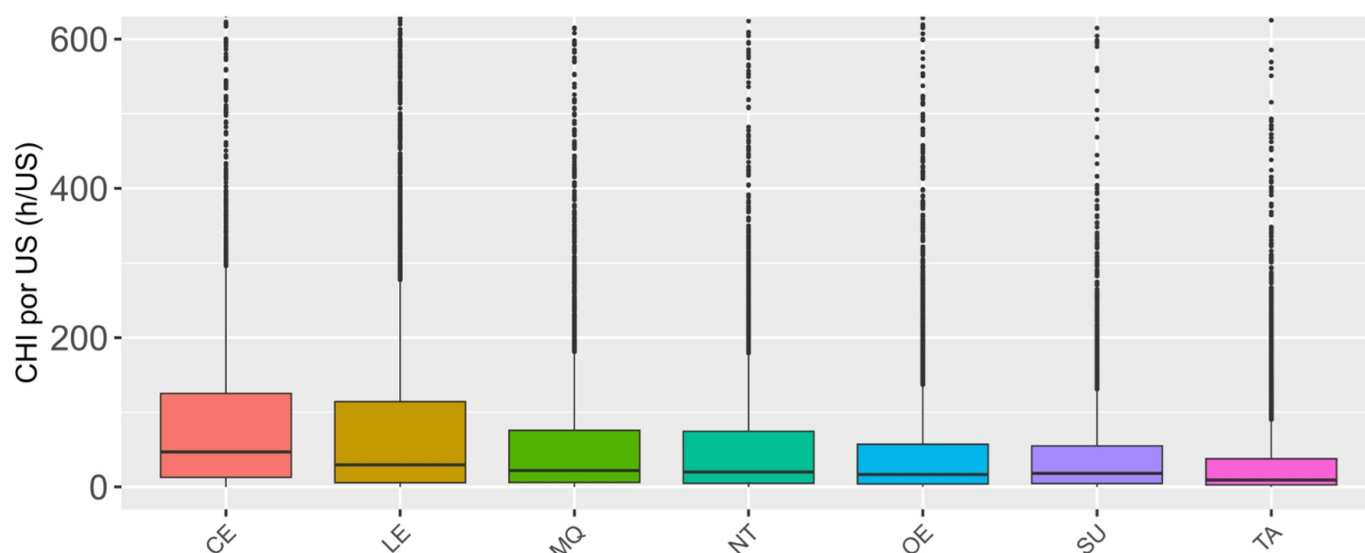


Figura 3 – CHI por US observado na CEMIG, por malha, para obras de expansão de rede

CHI por US Realizado por tipo de obra | (tamanho da amostra)

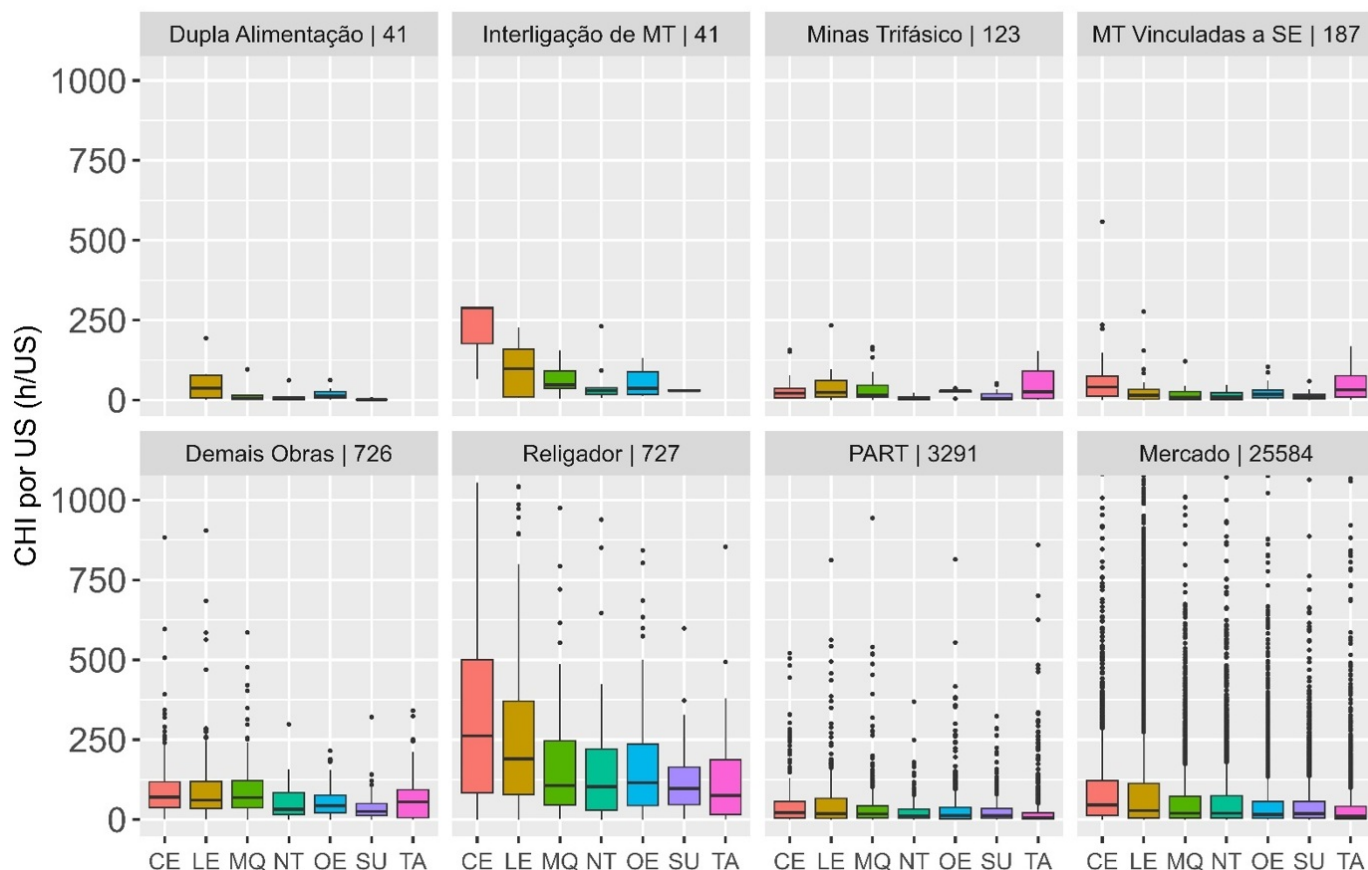


Figura 4 – CHI por US observado na CEMIG, por tipo de obra e por malha

Portanto, a análise exploratória dos dados sugere separar as obras por localidade e por tipo. A figura 5 apresenta a relação entre o custo da obra e o consumo de CHI de cada uma das milhares de obras nas malhas Leste e Triângulo ocorridas no período de análise. É notório que a relação entre estas variáveis é não linear (além da ausência de homocedasticidade), o que comprova a necessidade de que a regressão seja feita por partes.

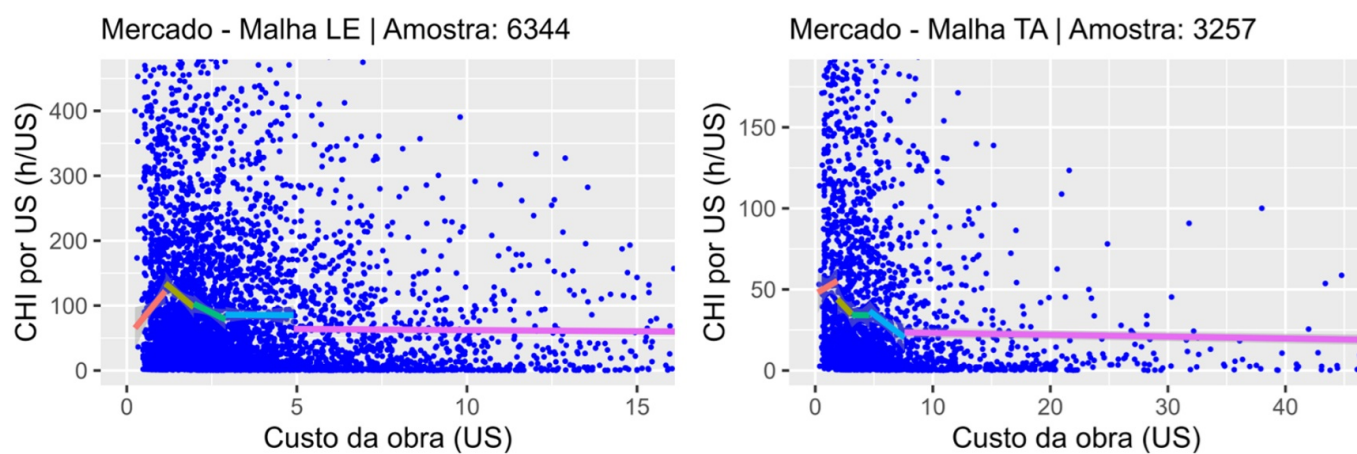


Figura 5 – Dados observados e resultada da regressão do consumo de CHI para obras de atendimento ao mercado em malhas da Cemig

A figura 6 explora o mesmo tema da figura 5, agora para obras de religadores. Vale observar que o tamanho amostral pode ser uma restrição importante, limitando o número de partes possíveis na regressão. Retomando à figura 4, verifica-se que as quatro tipologias de obra apresentadas na linha superior não possuem amostras suficientes para se realizar regressões. Por esta razão, elas foram transferidas para a categoria “Demais Obras”, para fins de obtenção das curvas. Outro destaque são os pontos vermelhos, que representam regressões realizadas no passado, quando as obras foram separadas por tipo, mas não por região. Neste caso, o consumo de CHI por US na malha Centro foi bastante subestimado, enquanto oposto ocorreu na malha Sul.

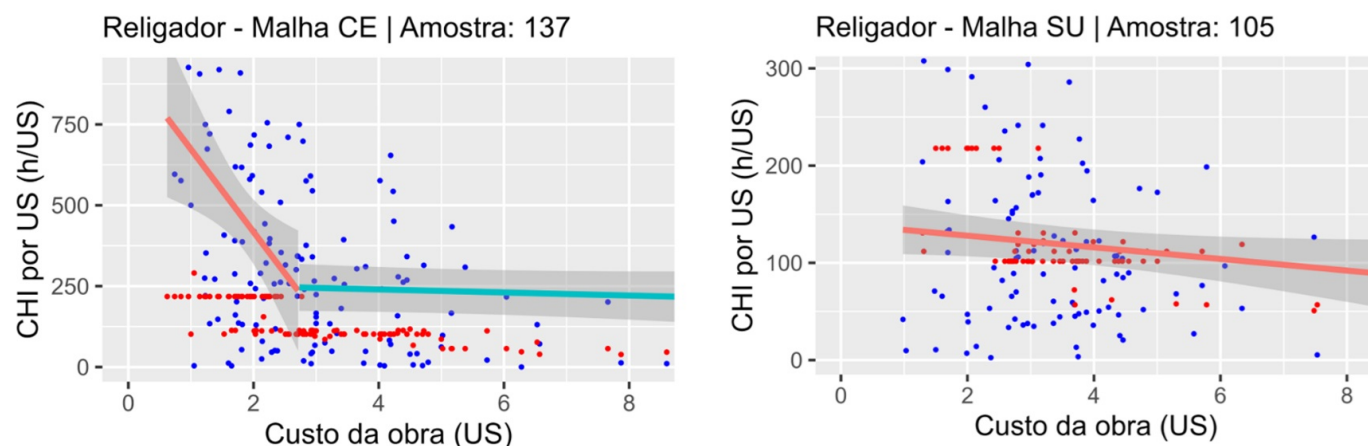


Figura 6 – Dados observados (azul) projeções pregressas (vermelho) e resultada da regressão do consumo de CHI para obras de instalação de religadores em malhas da Cemig

A figura 7 é utilizada para validar o modelo. Em termos médios, os desvios anuais e mensais se mostraram bastante aceitáveis, raramente ultrapassando 5%. O problema reside na variabilidade do desvio, não raro ultrapassando 20% para carteiras mensais. Isso não ocorre por imprecisão do modelo, mas principalmente porque a variabilidade do consumo de CHI das obras é tão grande que o tamanho da carteira, apesar de grande, é insuficiente para provocar a convergência para média. Em termos práticos, isso pode ser um empecilho para a execução das obras, que podem ter metas de CHI inatingíveis. Esta dificuldade pode ser ainda maior para concessionárias menores.

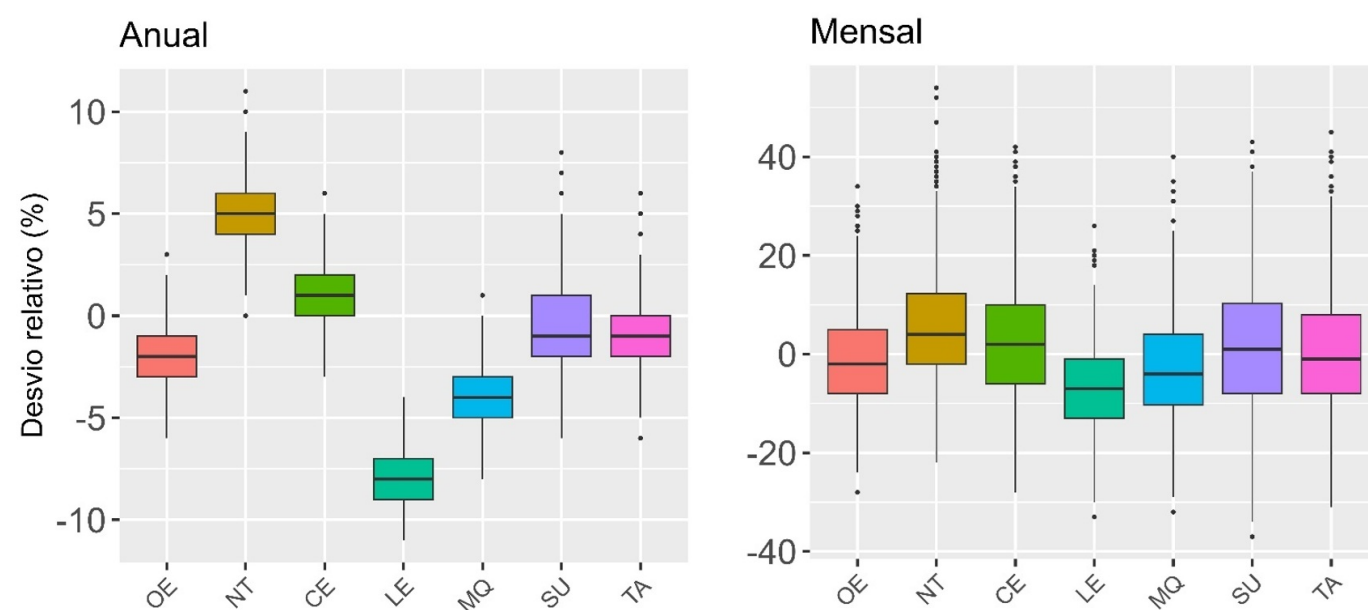


Figura 7: Desvios anual e mensal do CHI por US obtidos pela razão do CHI estimado pelo observado para conjuntos de 24.000 obras, para a estimativa anual e 2.000 obras para estimativas mensais

[1] A estrutura foi alterada em janeiro de 2025 e atualmente são 6 regionais.

3. Conclusão

A regulamentação do setor é assertiva no que tange à redução gradativa dos limites de indicadores de continuidade do fornecimento de energia elétrica, na compensação aos consumidores, e na aplicação de multas nos casos de violações. É prova disso a redução significativa do DEC médio nacional nos últimos anos, tanto o não programado quanto o programado. No entanto, há sinais de esgotamento da capacidade das distribuidoras de reduzir o DEC programado, especialmente aquelas que já atingiram baixos valores. No limite, a busca de impactos muito baixos pode levar a soluções sub ótimas para o sistema e onerar excessivamente os consumidores. Nas concessionárias, os riscos de violação de indicadores podem induzir ações perfeitamente aderentes à regulamentação, mas contrárias aos interesses dos consumidores e ou da empresa.

Este artigo demonstrou diversos vieses provocados pelo tratamento indistinto entre o DEC programado e o não programado. Há de se considerar que o DEC programado é decorrente de intervenções benéficas ao sistema, seja para expansão ou manutenção. Acertadamente, há previsão regulatória para situações em que o DEC não programado não seja contabilizado para fins de limites. É o caso do dia crítico: uma das motivações desse dispositivo é estabelecer um teto para a mobilização de recursos, sem o qual eles estariam ociosos a maior parte do tempo, onerando a tarifa. Por outro lado, todo DEC programado é contabilizado, não importando se o projeto, a obra, e o uso de recursos tenham sido os melhores possíveis ou se a intervenção visasse justamente a melhoria do indicador. Agravando a situação, a concessionária pode ter seu indicador piorado, mesmo melhorando consistentemente seu desempenho, simplesmente pelo aumento do número de obras, sejam elas de mercado (da qual não tem controle sobre o montante), sejam de melhoria do sistema.

Portanto, vislumbra-se as seguintes mudanças na apuração dos indicadores de continuidade de fornecimento, visando a melhoria continuada dos serviços, mas sem provocar as distorções identificadas:

1. Separar a apuração e os limites de DEC programado e não programado;
2. Desenvolver metodologias e alterar a regulamentação considerando que o DEC programado é proporcional ao volume de obras e depende de suas localidades e perfis;
3. Para o DEC programado, estabelecer limites de CHI por obra no qual, não havendo violação, não seja contabilizado.

O presente trabalho visa alertar para a importância do tema para o setor e fomentar a discussão. No entanto, não representa uma visão abrangente, por não considerar as perspectivas de outras áreas e distribuidoras. O assunto é importante, complexo, e merece ser aprofundado.

4. Referências bibliográficas

ANEEL. ANEEL divulga os resultados do desempenho das distribuidoras na continuidade do fornecimento de energia elétrica em 2023, Seção da Aneel no portal Gov.BR, 2023.

ANEEL. Portal Web: Indicadores de Continuidade DEC e FEC, Agência Nacional de Energia Elétrica, 2025a.

ANEEL. Portal Web: Plano de Desenvolvimento da Distribuição – PDD, Agência Nacional de Energia Elétrica, 2025b.

ANEEL. Prodist - Módulo 1 - Glossário e Termos Técnicos do Prodist, Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021a.

ANEEL. Prodist - Módulo 2 – Planejamento da expansão do sistema de distribuição, Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021b.

ANEEL. Prodist - Módulo 8 – Qualidade da energia elétrica, 2021c.

CEMIG. ND.5.1 – Fornecimento de energia elétrica em tensão secundária – Rede de distribuição aérea – edificações individuais, Companhia Energética de Minas Gerais, 2024.

Chein, Flávia. Introdução aos modelos de regressão linear: um passo inicial para compreensão da econometria como uma ferramenta de avaliação de políticas públicas, Escola Nacional de Administração Pública (Enap), 2019.

ONU. Transformando Nosso Mundo: A Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável, Centro de Informação das Nações Unidas para o Brasil (UNIC Rio), 2015.