



Metodologia para Obtenção Automática dos Custos de Reforço de Rede para Acomodação de Geração Distribuída

Tema: Recursos Energéticos Distribuídos

Autores: Heliton de Oliveira Vilibor

Co-Autores: Rodrigo S. Bonadia, Leonardo Hernandez, Tiago Barbosa, Tailan R. Garcia, Fernanda C. L. Trindade, Walimir Freitas

Empresa: Companhia Paulista de Força e Luz

Resumo

Este artigo apresenta uma metodologia passível de generalização para a estimação automática dos custos associados aos reforços necessários ao sistema de distribuição de baixa tensão (BT) para acomodar diferentes níveis de penetração de microgeração solar fotovoltaica (microFV). Um sistema é capaz de acomodar a microFV se, ao recebê-la, são ainda respeitados os limites regulatórios, como os estabelecidos no documento intitulado Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Os custos estimados neste trabalho consistem no investimento necessário na rede de distribuição para acomodação da microgeração (material e mão de obra). As redes de distribuição de BT são modeladas a partir de dados disponíveis na Base de Dados Geográficos da Distribuição (BDGD). Tais modelos permitem avaliar a capacidade de hospedagem dos circuitos de BT e realizar a análise técnica de engenharia com a reprodução das estratégias convencionais para recebimento de geração via reforço de rede. A sintetização desses dados possibilita a determinação dos custos acumulados e custos marginais de expansão da distribuição, a identificação de tendências, e comportamentos gerais (e.g. toda uma região, ou toda uma distribuidora) ou específicos (e.g. um determinado alimentador, ou uma rede de baixa tensão em particular) além de permitir a comparação de diferentes fatores e estratégias de reforço nos custos. O desenvolvimento desta metodologia se dá num momento em que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) trabalha na quantificação dos custos e benefícios da geração distribuída e enquanto a quantidade de pedidos de conexão de microgeração continua elevada, sobrecarregando os departamentos de planejamento e gestão de ativos das concessionárias de distribuição de energia elétrica brasileiras. Em suma, o objetivo é prover insumos para o entendimento da seguinte questão: Qual é o custo/benefício por kWp de microgeração instalada para um determinado conjunto de redes de distribuição de baixa tensão? Os resultados mostram que a adoção desta metodologia possibilita uma abordagem transparente do problema de planejamento, trazendo resultados que permitem comparar diferentes decisões em diferentes tipos de redes. Também fica evidenciada a dimensão das necessidades de intervenções e investimentos em infraestrutura diante de recebimento de uma grande quantidade de geração distribuída.

1. Introdução

O marco inicial regulatório da micro e minigeração distribuída (MMGD) é a resolução normativa (REN) ANEEL nº 482/2012 (ANEEL, 2012), que criou o sistema de compensação de energia elétrica no Brasil. A resolução anterior foi então atualizada pela REN nº 687, de 24 de novembro de 2015, sendo aprimoradas as regras aplicáveis à MMGD, com a alteração do limite da potência instalada de minigeração de 1 MW para 5 MW 1 (e 3 MW para fontes hídricas), e de microgeração de 100 kW para 75 kW, além da criação de novas modalidades, como os empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada. Na data de publicação da resolução eram contabilizados 11,5 MWp de geração solar fotovoltaica distribuída. Em janeiro de 2022, a Lei 14.300, entre outras definições, facilita a troca de titularidade das contas de energia elétrica em determinadas condições de autoconsumo remoto.

Em vista das mudanças descritas acima, em 2022 e 2023, uma nova conexão de gerador fotovoltaico ocorria nos sistemas de distribuição de energia elétrica brasileiros aproximadamente a cada 10 segundos considerando horário comercial. Atualmente, o Brasil possui cerca de 33 GW em capacidade instalada de MMGD, sendo predominantemente geração fotovoltaica e com a microgeração correspondendo a aproximadamente 80%. A elevada taxa de conexão está associada a uma ainda maior taxa de solicitações de conexão e à necessidade de adequação das redes para solução de impactos técnicos que violem os limites regulatórios que prezam pela qualidade do serviço e do fornecimento de energia elétrica. Entre os potenciais impactos técnicos causados pelo aumento de penetração de geradores nos sistemas de distribuição de energia elétrica estão: aumento da magnitude de tensão; sobrecarga de condutores ou transformadores; aumento no nível de desequilíbrio de tensão.

A despeito dos benefícios da MMGD, a adequação das redes para acomodação desses geradores resulta em custos para as distribuidoras e no aumento da tarifa de energia elétrica, afetando toda a sociedade. Por conseguinte, fez-se necessário determinar os custos e benefícios advindos da instalação de micro e minigeradores. Neste contexto, os requisitos de operação têm impactos relevantes nos custos dos sistemas, compostos pelos custos referentes à necessidade de reforço de rede e de perdas técnicas. Portanto, é necessário que seja desenvolvida uma metodologia técnico-econômica que permita estimar tais custos considerando diferentes níveis de penetração. Considerando o atual contexto, em que esta estimativa deve ser feita no âmbito nacional e por profissionais de formação diversa, desafios referentes à escalabilidade e reprodutibilidade são destacados.

Quanto à necessidade de escalabilidade, o Brasil possui redes de distribuição de energia elétrica diversas e de extensa cobertura, divididas pela área de concessão/permissão de 105 distribuidoras, sendo 53 concessionárias e 52 permissionárias. As redes apresentam diferentes características construtivas (e.g., conexão e capacidade de transformadores, níveis de tensão típicos, condutores, configuração de rede). Um dos desafios de criar generalizações em certas avaliações está nas grandes diferenças regionais que podem ser encontradas em termos de estruturação dos circuitos. Outro aspecto importante está relacionado à organização e às práticas de projeto das redes de distribuição. As distribuidoras projetam e operam as suas redes tendo como base as suas experiências técnicas previamente adquiridas, consolidadas em seus respectivos padrões e normas, e suas realidades econômicas. Assim, a metodologia de obtenção dos custos de reforço de rede deve contemplar a realidade da maioria das distribuidoras (ou seja, o mais generalista possível).

Quanto à questão de reprodutibilidade, a metodologia proposta deve permitir a reprodução por diferentes agentes do setor elétrico e afins. Desta forma, metodologias complexas e dificilmente aplicáveis não podem ser adotadas, mesmo que eventualmente resultem em valores de custos mais precisos. Tal fato é imprescindível considerando a importância do assunto e o interesse de grande parte da população brasileira nos resultados almejados nesta etapa do projeto.

Em suma, os desafios existentes (mais específicos) são:

-

A necessidade de capturar cenários reais futuros (metodologia probabilística);

- Determinação de estratégias de reforço tipicamente empregadas pelas distribuidoras (melhores práticas de engenharia com menor custo global);
- Como determinar os **custos** das estratégias de reforço empregadas pelas distribuidoras (custos em equipamentos e diversos).

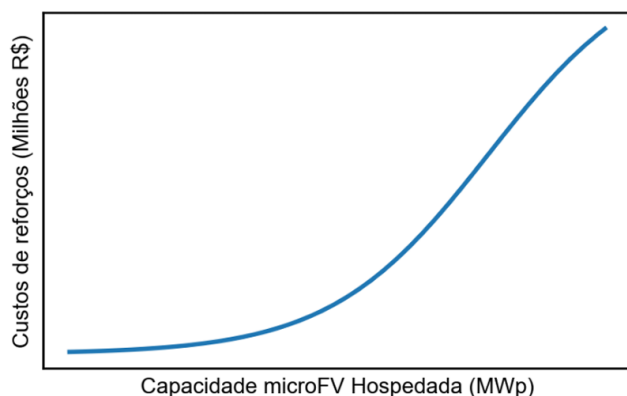
Com base nesses pontos de aprimoramento, a equipe da CPFL Energia se uniu a pesquisadores da Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação da Universidade Estadual de Campinas (Unicamp) e Energy Research and Analytics (ERA) para a realização do projeto de Pesquisa e Desenvolvimento ANEEL No. PD-0063 3085/2022, intitulado “Requisitos Mínimos de Funções de Proteção Anti-Ilhamento e de Curvas de Regulação de Geradores Distribuídos”, com duração de 36 meses. O projeto é composto por três frentes. A frente a que este artigo se refere tratou de executar estudos e desenvolver metodologias técnico-econômicas para determinar os custos para os sistemas de distribuição causados pela inserção de micro e minigeradores operando com as curvas de regulação de tensão e frequência. Foram quantificados os custos devido à necessidade de reforços de redes e devido ao impacto nas perdas elétricas. Os resultados podem ser empregados, por exemplo, na tomada de decisão sobre a regulação do setor. Com o objetivo de divulgar os resultados do projeto à comunidade, este artigo foca no procedimento proposto para estimativa dos custos para adequação das redes para acomodar microgeradores distribuídos (custos para acomodação da minigeração e custos/benefícios das perdas elétricas não são abordados neste trabalho, embora sejam investigados no projeto).

2. Desenvolvimento

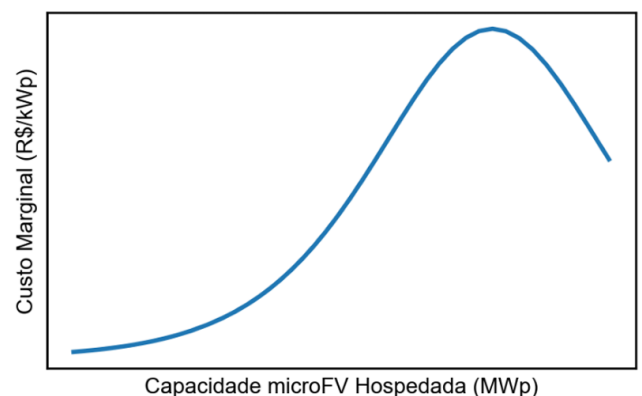
Esta seção apresenta o procedimento idealizado para responder à seguinte pergunta: Qual é o custo em R\$ por kWp de microgeração instalada em termos de reforço de rede? Em primeiro lugar, apresenta-se o conceito de curva de custo marginal global e esta apresentação é seguida pela descrição do procedimento para obtenção desta curva.

2.1 Introdução do conceito de curva de custo marginal global

Neste trabalho propõe-se o levantamento da curva de custo marginal global associada à microFV em redes BT considerando estratégias de reforços tipicamente adotadas pelas distribuidoras. A curva de custo marginal global é derivada da curva de custo acumulado. Tais curvas são apresentadas na Figura 1(a) e na Figura 1(b).



(a) Custo acumulado



(b) Custo marginal

Figura 1 – Curvas de custo de reforço de rede em função da capacidade hospedada de microgeração fotovoltaica (microFV).

Um dos aspectos importantes dessas curvas é a necessidade de obter valores relacionados a cenários futuros (previsão) e tal aspecto é representado neste trabalho empregando-se simulações Monte Carlo. São simulados diversos cenários variando quantas e quais são as unidades consumidoras que recebem microFVs. Para cada cenário, a contabilização dos custos resultantes de ações de reforço de rede em uma única rede apresenta o comportamento retratado na Figura 2, que ilustra um caso em que dois geradores fotovoltaicos (FV 1 e FV 2) são conectados sem necessitar de reforço de rede; já a conexão do terceiro e do quarto geradores fotovoltaicos (FV 3 e FV 4) resulta na necessidade de adequação da rede, associada a um custo; e assim por diante. Nota-se que a curva possui forma de degraus, o que dificultaria a obtenção da curva de custo marginal global (dada pela derivada da curva de custo acumulado).

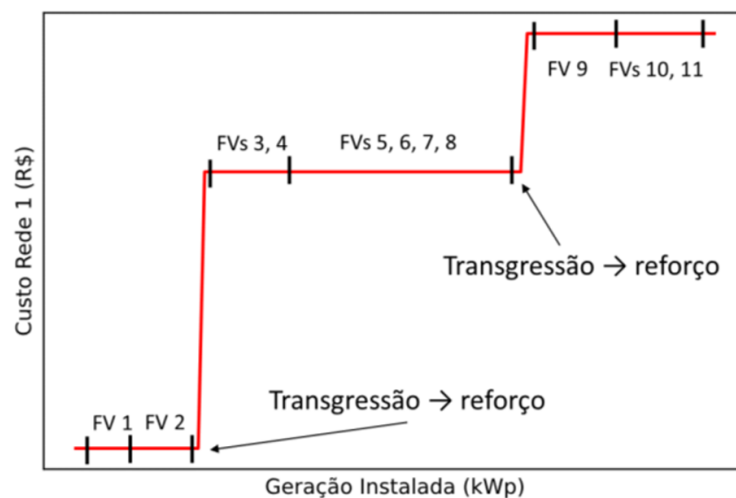


Figura 2 – Curva de custo de reforço acumulado para um cenário de uma rede de baixa tensão.

Adicionalmente, observa-se que para 50 cenários a variabilidade dos valores de custo para uma rede de baixa tensão é grande, conforme mostrado na Figura 3(a). Mas, conforme obtêm-se 50 cenários para um alimentador (Figura 3(b)) ou para uma distribuidora inteira (Figura 3(c)), a variabilidade diminui, permitindo aproximar os valores por uma função que pode ser derivada, resultando na curva de custo marginal global desejada. A partir deste ponto, a curva de custos de reforço para uma distribuidora inteira será chamada de curva de custo acumulado global.

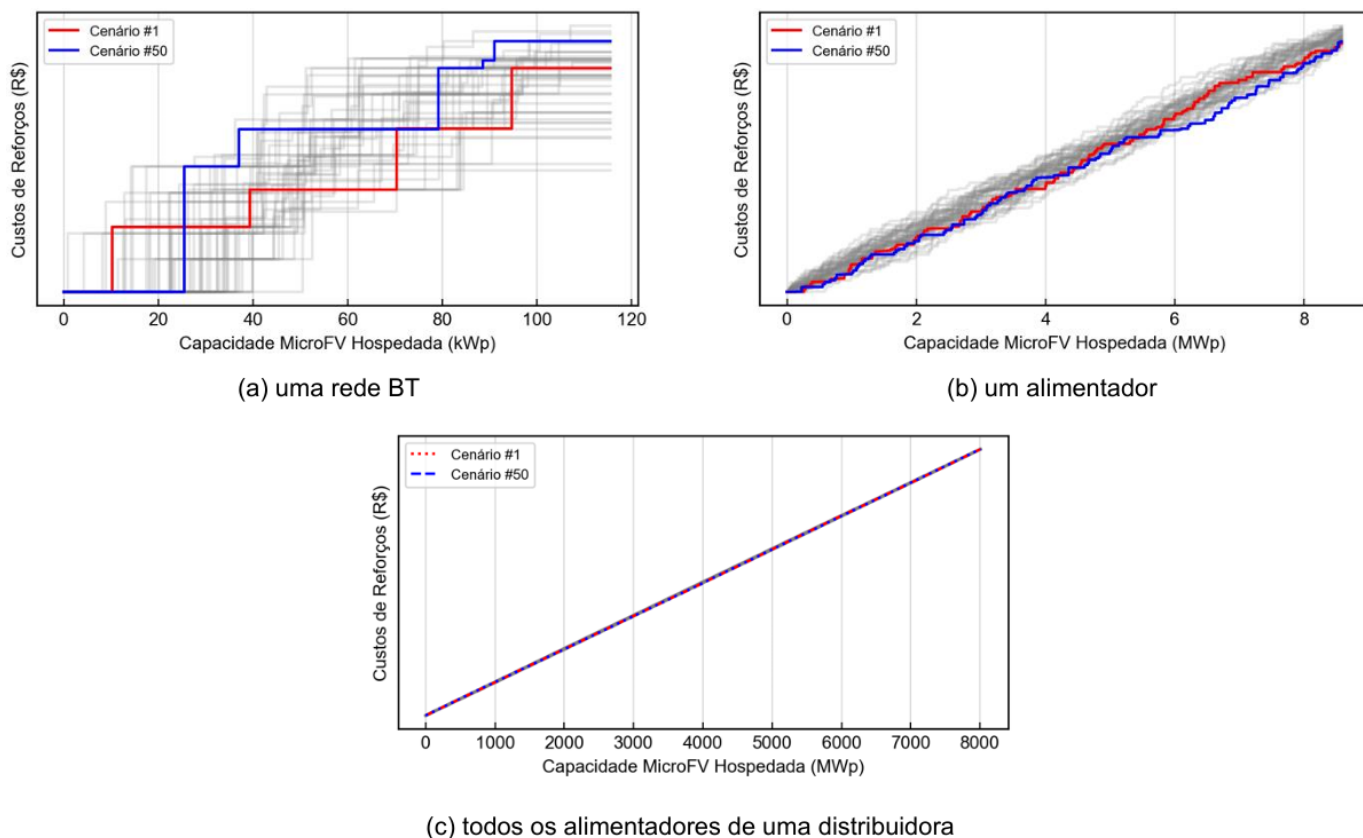


Figura 3 – Curva de custo de reforço acumulado para 50 cenários Monte Carlo.

Mediante a constatação que é possível obter uma curva de custo marginal global para determinada distribuidora, necessita-se de uma metodologia que permita automatizar este processo. A seguir, apresenta-se o procedimento proposto para obtenção do custo de cada ação de reforço para uma rede BT, seguido pelo processo de ordenação das conexões para obtenção da curva de custo acumulado global e da curva de custo marginal global.

2.2 Descrição da metodologia proposta

A Figura 4 apresenta uma visão geral da metodologia proposta para quantificação automática dos custos de reforço de rede tendo como produto principal a curva de custo marginal global. Na ferramenta implementada pela equipe, os algoritmos foram implementados em linguagem de programação Python (PYTHON SOFTWARE FOUNDATION, 2023), e para as simulações de fluxo de carga, foi utilizado o motor de cálculo da distribuição alternativa do software OpenDSS, AltDSS (DSS EXTENSIONS, 2022). Esse pacote alternativo faz parte de um esforço para portar o OpenDSS original de maneira eficiente para outras plataformas, como diferentes sistemas operacionais, arquiteturas de processadores, linguagens de programação e ambientes de desenvolvimento. Além disso, oferece funcionalidades extras que não estão disponíveis pela interface oficial COM (Component Object Model).

O armazenamento dos dados utilizados nesta pesquisa, como as informações das redes estudadas e os resultados das análises, foi realizado com o auxílio de bancos de dados SQLite (SQLITE, 2023). Esse formato oferece várias vantagens para manipulação de dados e eficiência ao permitir extração de informações sem processar o arquivo completo. Além disso, é compatível com diversas ferramentas de código aberto e, com a extensão SpatialLite, suporta também dados espaciais (geométricos), o que amplia suas possibilidades de uso. É importante considerar que não são necessários recursos computacionais avançados para aplicação da metodologia e as simulações vêm sendo realizadas em computadores do tipo pessoal.

A entrada do processo é customizável e composta pelos seguintes itens: (1) Base de Dados Geográficos da Distribuidora (BDGD) (ANEEL, 2024a) (ANEEL, 2024b); (2) parâmetros gerais de simulação e da microgeração; (3) parâmetros de definição dos limites técnicos; (4) parâmetros gerais dos reforços de rede. Na Figura 4 nota-se que, além do bloco de leitura e tratamento de dados, há dois blocos principais. O primeiro trata do levantamento dos custos de reforço de cada rede de BT de uma distribuidora, e o segundo trata do levantamento das curvas de custo acumulado global e custo marginal global. O passo-a-passo desses dois blocos serão apresentados nas subseções a seguir.

2.3 Procedimento para obtenção dos custos de reforço de redes BT

Uma vez que todas as redes BT são modeladas no formato DSS, o processo segue incrementando o nível de penetração de microFV em cada rede BT escolhendo as UCs a receber microFV por sorteio aleatório (ressalta-se que as UCs que já possuem microFV são desprezadas nesta etapa). Em seguida, realiza-se o cálculo de fluxo de carga utilizando o AltDSS (DSS EXTENSIONS, 2022). Esta análise pode ser série-temporal (do inglês, Quase-Static Time Series (QSTS) Load Flow) a depender da duração especificada nos dados de entrada. Então, avalia-se se alguma métrica foi violada e, em caso positivo, simula(m)-se a(s) prática(s) de reforço respeitando a ordem de prioridade prevista nos dados de entrada até que o problema (violação da métrica) seja solucionado e obtém-se o custo associado à prática. A simulação é encerrada quando 100% dos consumidores possuem microgerador ou não é possível executar mais reforços.

É notável que, conforme verificado na Figura 3(c), se pode simular o fenômeno de expansão da inserção de microgeração apenas uma vez em cada concessionária estudada, i.e., não é utilizado de fato um método de Monte Carlo caracterizado pela repetição de muitos casos estocásticos de simulação. Como a avaliação global dos custos é feita para um conjunto grande de redes e propõe-se a utilização de simulações em larga escala, está claro o interesse de redução do custo computacional do problema de grande porte pela redução da quantidade de simulações a serem realizadas. Contudo, com efeito, justifica-se a não necessidade de adoção de Monte Carlo no caso de análise de grandes quantidades de UCs devido à baixíssima dispersão dos resultados.

Nas seções a seguir são detalhados alguns aspectos metodológicos específicos.

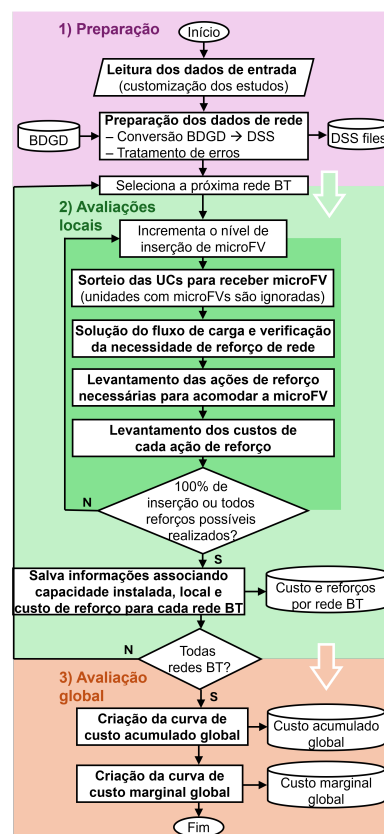


Figura 4 – Procedimento para obtenção automática dos custos de reforços de redes.

2.3.1 Dimensionamento dos microgeradores

Três opções foram implementadas na rotina computacional para o dimensionamento dos microgeradores e definição da lógica de aumento de penetração. Tais opções podem ser escolhidas pelo usuário da ferramenta (a terceira opção é adotada como opção padrão):

- Quantidade e localização fixas de microFV e o aumento no nível de penetração aumenta a potência de cada microFV;
- Cada microFV possui um valor fixo de 2 kWp (levemente maior que a potência necessária para suprir o consumidor mediano da CPFL Paulista) e o aumento no nível de penetração aumenta a quantidade de microFV no sistema elétrico;
- Cada microFV é dimensionado para compensar o consumo de carga respectiva (sistema de compensação de energia, sem autoconsumo remoto) e o aumento no nível de penetração aumenta a quantidade de microFV no sistema elétrico. Cada microFV é limitada em 75 kWp.

O faseamento dos microFVs é definido conforme apresentado na Tabela 1.

Tabela 1 – Faseamento dos microFVs.

Conexão da UCBT	Inversor FV
FN (AN, BN ou CN)	Única possibilidade: monofásico fase-neutro com as mesmas fases da carga (mesma conexão da carga)
FF (AB, BC ou AC)	Única possibilidade: monofásico fase-fase com as mesmas fases da carga (mesma conexão da carga)
FFN (ABN, BCN ou ACN)	Sempre conectado monofásico fase-fase
FFFN (ABCN)	Sempre conectado monofásico trifásico (mesma conexão da carga)

2.3.2 Definição de nível de penetração

Na metodologia, é possível escolher entre duas formas de descrever o nível de penetração de microFV em uma rede secundária de baixa tensão, a saber:

Penetração I: por potência (pode ultrapassar 100%)

$$penetracao_I = \frac{\sum_{geradores} kWp}{kVA_{nominal\ transformador\ original}} \quad (1)$$

Penetração II: por número de geradores (entre 0 e 100%)

$$penetracao_{II} = \frac{n^{\circ} geradores}{n^{\circ} cargas\ elegíveis\ para\ receber\ geradores} \quad (2)$$

2.3.3 Critérios de violação

Para determinar se a capacidade de hospedagem foi superada e, conseqüentemente, a necessidade da adoção de medidas de solução, necessita-se de métricas. As métricas consideradas nesta metodologia são relativas aos seguintes tipos de transgressões:

Violações de limites de tensão (ANEEL, 2021):

- Sobre tensão nos consumidores;
- Sobre tensão nos consumidores;

Violações de sobrecarga:

- Sobrecorrentes nas linhas (IEEE, 2013) (QUIRÓS-TORTÓS et al., 2015);
- Sobrecarga nos transformadores:
 - Sobrecarga instantânea (CPFL ENERGIA, s.d.);
 - Vida útil estimada e temperatura máxima nos transformadores (IEEE, 2012) (CPFL ENERGIA, s.d.).

Questões relativas ao desequilíbrio de tensão não são consideradas, uma vez que dados de faseamento na baixa tensão podem ter muitos problemas e que ações corretivas de faseamento podem colaborar de maneira quase definitiva na eliminação de questões de desbalanço. Por fim, métricas normalmente impostas nas avaliações de redes são normalmente definidas pelo órgão regulador – ANEEL Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021) – e podem ser assim configuradas na rotina computacional desenvolvida.

2.3.4 Práticas de reforço de rede

Os reforços considerados para mitigar os impactos técnicos são:

- **Recondutoramento da linha secundária:** substituição dos segmentos de rede de BT das linhas secundárias do transformador até o barramento onde ocorreu a violação para cabos secundários de ampacidade máxima utilizados pela concessionária;
- **Recondutoramento de linha de serviço:** substituição dos segmentos de serviço ao cliente para cabos de serviço de ampacidade máxima utilizados pela concessionária;
- **Substituição de transformador:** substituição do transformador por outro de maior potência nominal (o menor transformador possível para suprir a nova demanda de potência necessária);
- **Seccionalização do circuito:** divisão do circuito de BT em dois circuitos (tentando manter ambos os circuitos com cargas aproximadamente iguais, ou o mais próximo possível disso), e instalação de um novo transformador no novo circuito no ponto que minimize a distância das cargas até o transformador;
- **Realocação do transformador:** mover o transformador para um novo local no mesmo circuito (o barramento onde metade da carga está a jusante e a outra metade a montante, ou o mais próximo possível disso).

Além da substituição dos condutores, a metodologia avalia automaticamente a necessidade de substituição de postes e acrescenta um valor relacionado a emendas etc. Ressalta-se que a ordem de priorização dos reforços para cada impacto técnico avaliado é customizável no arquivo de entrada para representar a prática da distribuidora da forma mais realista possível.

2.3.5 Estimativa dos custos de reforço

Os custos de materiais principais (transformadores de distribuição, postes e condutores primários, secundários e de serviço) são obtidos em (ANEEL, 2024c). Já os demais custos, que consistem em elementos menores (e.g., fixação), mão-de-obra, serviços e custos administrativos, podem ser extraídos da Base de Preços Referenciais (BPR) (ANEEL, 2022).

Neste trabalho, os custos foram validados com orçamentos de obra reais e as diferenças obtidas são de até 2%. Portanto, considerou-se o procedimento e os valores adotados satisfatórios.

2.4 Procedimento para obtenção da curva de custo marginal global

Uma vez obtidas as curvas de custo por rede BT, tem-se uma lista ordenada de conexões de microFVs e o respectivo custo de reforço de rede para cada ação. Em seguida, necessita-se obter a curva de custo marginal global a partir da curva de custo acumulado global, que representa toda a distribuidora.

Para construir a curva de custo acumulado global, necessita-se acumular os custos de cada ação de reforço indicada para cada uma das redes BT até que todas as UCs da distribuidora recebam um sistema microFV. Nesse processo, a ordem de conexão dos microFVs na respectiva rede BT é importante porque afeta o reforço necessário e, conseqüentemente, o valor do custo associado a cada microFV.

Respeitando-se a ordem de conexão de cada microFV na respectiva rede BT, é possível ordená-los na curva de custo acumulado global seguindo uma das seguintes opções: (1) Sequência aleatória por UC: conexão dos 8 sistemas microFV segue sequência aleatória com probabilidade igual para todas as UCs (uniforme); (2) Sequência aleatória por rede BT: todas as UCs de uma rede BT aleatória instalam microFV antes que a próxima rede BT (escolhida aleatoriamente) seja analisada; (3) Sequência aleatória não uniforme (viés): a probabilidade de conexão é proporcional ao consumo (kWh) da UC (i.e., sistemas maiores tendem a conectar antes que os sistemas menores). A adoção de tais sequências de ordenação para uma distribuidora resulta nas curvas apresentadas na Figura 5. Os resultados também foram validados com dados reais (curva em laranja) e nota-se que a sequência aleatória não uniforme adere ao comportamento real.

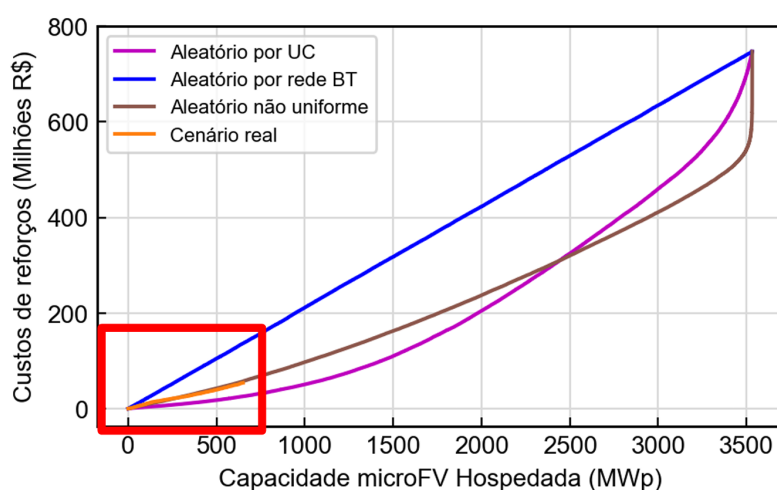


Figura 5 – Curva de custo de reforço acumulado para 50 cenários Monte Carlo.

2.5 Resultados

As curvas de custos acumulados e marginais de duas empresas do grupo CPFL Energia são apresentadas na Figura 6. Observa-se que as curvas de ambos os custos globais são bem-comportadas dentro da faixa de inserção de interesse, i.e., conforme projeções baseadas em cenários econômicos regionais em um médio prazo.

A ordenação aleatória global realizada por rede BT evidencia a baixa influência da ordem cronológica de adoção pelos consumidores e traz uma curva de custo marginal aproximadamente constante e coincidente com um valor médio, de maneira que seu uso pode evitar conclusões relacionadas com casos extremos. Dos resultados obtidos no projeto, a dimensão dos investimentos encontrados para um cenário de inserção completa de microFVs é da ordem de bilhões de reais. Muito embora cada concessionária tenha suas características distintas e particulares, a utilização das curvas de custo marginal permite avaliar, entre outros fatores, tendências de necessidade dos investimentos em infraestrutura. O valor dos custos foi omitido porque varia consideravelmente com as considerações adotadas e especificadas no arquivo de entrada. A metodologia apresentada na Seção 2.3 permite estudos variados que envolvam custo de reforço de rede.

Por exemplo, estudos dedicados associados à capacidade de acomodação de geradores distribuídos ou dedicados a avaliar o efeito das curvas de regulação PV e QV em microFVs com e sem reforço de rede, alteração das perdas mediante ações de reforço de rede.

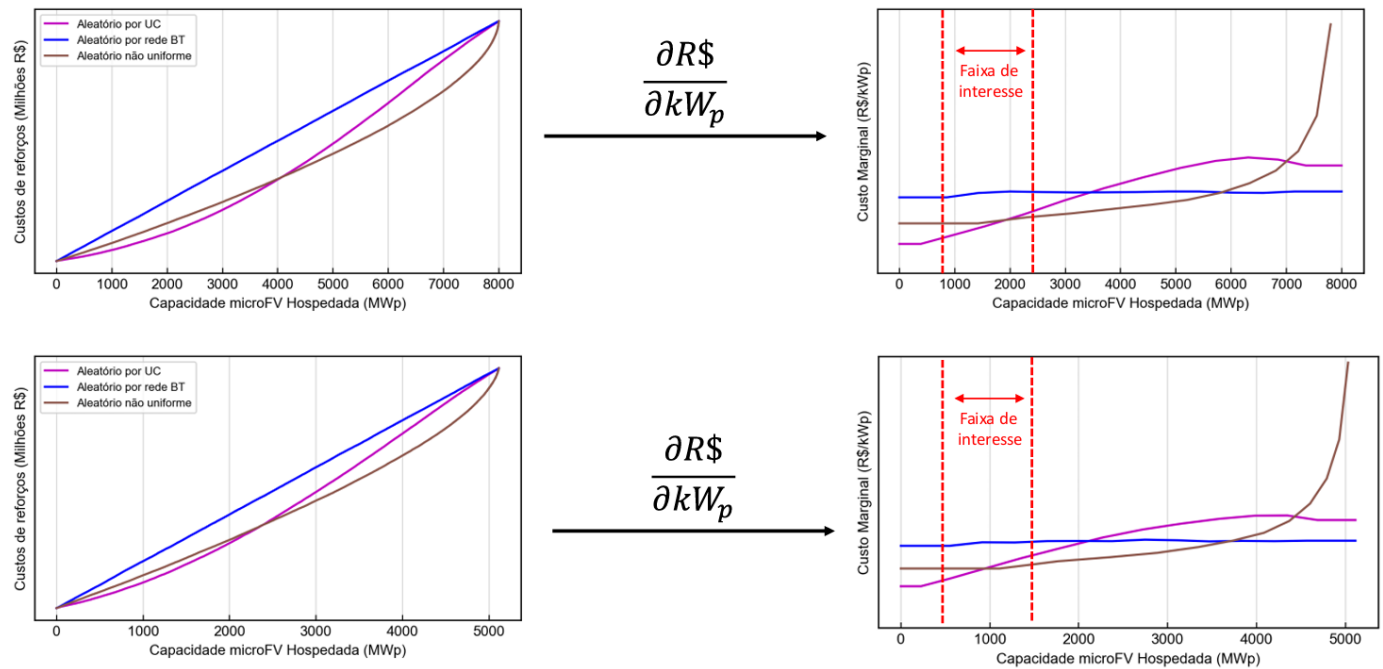


Figura 6 – Curva de custo acumulado global e curva de custo marginal global para duas distribuidoras.

3. Conclusão

Este trabalho apresentou resultados referentes ao projeto de Pesquisa e Desenvolvimento ANEEL No PD-0063 3085/2022, intitulado “Requisitos Mínimos de Funções de Proteção Anti-Ilhamento e de Curvas de Regulação de Geradores Distribuídos”, mais particularmente aqueles da frente de custos para adequação das redes para acomodar microgeradores distribuídos.

Uma metodologia foi proposta para obtenção automática das curvas de custo acumulado global e de custo marginal global para grandes conjuntos de redes (distribuidoras de energia elétrica). Dada a baixa dispersão dos resultados, a simulação única do fenômeno de inserção de microgeração traz bons resultados e não são necessários diversos cenários estocásticos. As curvas de custo de marginal representam o investimento adicional necessário (em R\$) para atender os critérios regulatórios de qualidade do produto por potência (kWp) adicional de microgeração solar fotovoltaica conectado nas redes de baixa tensão em função da potência instalada.

A metodologia procura trazer transparência para o processo de planejamento, propondo a realização de simulações em larga escala a partir da modelagem e execução automática dos processos de análise de redes conforme o aumento da quantidade de microgeração, modelagem das intervenções tipicamente realizadas pelas distribuidoras em se tratando de reforços de redes e dos principais critérios e prioridades utilizados pela engenharia da distribuição em termos de estratégia de reforço.

A metodologia é passível de generalização, tendo sido desenvolvida com foco nas necessidades do cenário nacional em que aspectos de escalabilidade, reprodutibilidade, clareza e facilidade são almejados.

4. Referências bibliográficas

ANEEL. Resolução normativa nº 482, 17 de abril de 2012.

PYTHON Software Foundation. Python. Disponível em: <https://www.python.org/>. Acesso em: 13 maio 2023.

MEIRA, P.; KRISHNAMURTHY, D. et al., DSS Extensions [Online]. Available: <https://dss-extensions.org/>. Acesso em: 01 out. 2024.

OPENDSS. EPRI Distribution System Simulator. Disponível em: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/>. Acesso em: 08 jan. 2020.

SQLITE. SQLite. Disponível em: <https://www.sqlite.org/>. Acesso em: 13 maio 2023.

ANEELa. Base de Dados Geográfica da Distribuidora - BDGD. Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/base-de-dados-geografica-da-distribuidora-bdgd>. Acesso em: 22 set. 2024.

ANEELb. Manual da BDGD e Anexos. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-contenidos/manuais-modelos-e-instrucoes/distribuicao>. Acesso em: 22 set. 2024.

ANEELc. Resolução normativa nº 956, 07 de dezembro de 2021. ANEXO VIII, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221003.pdf>. Acesso em: 22 set. 2024.

QUIRÓS-TORTÓS, J.; OCHOA, L. F.; ALNASER, S. W.; BUTLER, T. Control of EV Charging Points for Thermal and Voltage Management of LV Networks. IEEE Transactions on Power Systems, v. 31, n. 4, p. 3028-3039, set. 2015.

IEEE. Guide for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors. IEEE Standard 738-2012, dez. 2013.

CPFL ENERGIA. GED 16628: Orientação Técnica - Proteção de transformadores de distribuição. Engenharia de Normas e Padrões.

IEEE. IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators. IEEE Std C57.91-2011 (Revision of IEEE Std C57.91-1995), 7 mar. 2012. DOI: 10.1109/IEEESTD.2012.6166928.

CPFL ENERGIA. GED 13285: Orientação Técnica – Avaliação do carregamento de transformadores de distribuição com base em medição de corrente. Engenharia de Normas e Padrões.

ANEELd. Audiência Pública 016/2022. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas>. Acesso em: 22 set. 2024.

ANEEL. Resolução normativa nº 1003, 01 de fevereiro de 2022, ANEXO XV, Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica de Concessionárias de Distribuição, Submódulo 2.3, Base de Remuneração Regulatória, Versão 2.0 C. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221003.pdf>. Acesso em: 04 jan. 2023.