



Análise Técnica-Financeira da Adoção de Curvas Volt-var e Volt-Watt em Geradores Distribuídos

Tema: Recursos Energéticos Distribuídos

Autores: Heliton O. Vilibor

Co-Autores: Augusto Janssen, Vinicius C. Cunha, Rodrigo S. Bonadia, Tiago R. Ricciardi, Paulo C. M. Meira, Walmir Freitas

Empresa: Companhia Paulista de Força e Luz

Resumo

Este trabalho realiza uma análise dos impactos técnicos e financeiros resultantes da adoção de curvas Volt-var (QV) e Volt-Watt (PV) em micro e minigeradores distribuídos. Da perspectiva da distribuidora, avaliam-se os impactos da adoção de curvas QV e PV no número de consumidores e de redes de baixa tensão (BT) com sobretensão, nas perdas técnicas e no número de redes BT com sobrecarga em condutores. Da perspectiva do acessante, avaliam-se o corte de geração e a necessidade de sobredimensionamento do inversor. Para a análise com microgeradores, são simulados dez cenários (curvas) diferentes em 118.314 redes secundárias com aumento progressivo da penetração de geração fotovoltaica. Para a análise com minigeradores, dois cenários representativos são apresentados: um gerador fotovoltaico e um hidráulico. Os resultados indicam que: (i) as curvas QV e PV podem mitigar sobretensão; (ii) as curvas QV elevam as perdas técnicas e o número de condutores com sobrecarga; (iii) as curvas PV podem reduzir expressivamente a geração de energia dos acessantes, que são impactados de maneira não uniforme; e (iv) o sobredimensionamento de dispositivos tem impacto marginal sob ambas as perspectivas. Este trabalho é fruto do projeto de P&D ANEEL “PD-00063-3085/2022”.

1. Introdução

Devido ao surgimento e aumento da penetração de novas tecnologias distribuídas conectadas aos sistemas de distribuição de energia elétrica, como os geradores distribuídos, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) abriu a Tomada de Subsídios nº 11/2020. Essa tomada de subsídios teve a finalidade de receber contribuições referentes a modelos regulatórios para a inserção de recursos energéticos distribuídos (REDs), considerando seus potenciais impactos no setor elétrico. Neste contexto, alguns questionamentos presentes ou diretamente relacionados ao exposto na Nota Técnica nº 76/2021-SRD/ANEEL (ANEEL, 2021), associada à Tomada de Subsídios 11/2020, são: (i) quais são as melhores estratégias para aumentar a capacidade de hospedagem de uma rede? (ii) soluções comumente chamadas de *non-wire alternatives* são eficazes? (iii) tais soluções devem ser incentivadas? (iv) os acessantes devem contribuir de forma compulsória com a regulação de tensão e/ou frequência do sistema através da habilitação de curvas de regulação dos inversores inteligentes?

Neste cenário, o objetivo deste trabalho é contribuir para a reflexão sobre alguns dos questionamentos listados acima mediante a avaliação dos impactos técnicos e financeiros da adoção de curvas de regulação Volt-var (QV) e Volt-Watt (PV) em micro e minigeradores distribuídos – as quais se enquadram como *non-wire alternatives* – em regime permanente. Da perspectiva da distribuidora, os custos e benefícios da adoção das curvas de regulação são avaliados pelos impactos nos índices de sobretensão em regime permanente, no número de redes com sobrecarga em condutores e no nível de perdas técnicas. Por outro lado, da perspectiva do acessante, são avaliados três pontos: o corte de geração, a necessidade de sobredimensionamento de equipamentos, e a distribuição dos impactos entre os consumidores. Diferentes ajustes das curvas de regulação são considerados para entender como diferentes parametrizações impactam a distribuidora e os acessantes.

Para os estudos de análise de adoção de curvas de regulação QV e PV em microgeradores fotovoltaicos (microGD ou microFV), este trabalho apresenta os resultados de extensivas simulações de fluxos de carga série-temporais realizadas em 118.314 redes secundárias com aumento progressivo de penetração de microGD. Nesses estudos, nove curvas de regulação diferentes são avaliadas além do caso base (sem curvas de regulação). Para a análise de adoção de curvas de regulação QV e PV em minigeradores (miniGD), dois estudos de caso representativos são apresentados, considerando dois perfis de geração diferentes (fotovoltaico e hidráulico) e dois alimentadores diferentes. Estas simulações foram executadas utilizando o DSS Extensions (MEIRA, n.d.), implementação alternativa do OpenDSS.

Os resultados obtidos indicam que: (i) a adoção das curvas QV e PV pode mitigar sobretensão; (ii) a adoção das curvas QV eleva as perdas técnicas e o número de condutores com sobrecarga; (iii) a adoção das curvas PV pode reduzir expressivamente a geração de energia dos acessantes, que são impactados de maneira não uniforme; e (iv) o sobredimensionamento de dispositivos tem impacto marginal sob ambas as perspectivas.

Este trabalho é produto do projeto de P&D ANEEL “PD-00063-3085/2022 – Requisitos Mínimos de Funções de Proteção Anti-Ilhamento e de Curvas de Regulação de Geradores Distribuídos”, realizado em parceria entre a CPFL Energia, a Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), a Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo (EESC USP), a Universidade Estadual do Oeste do Paraná (UNIOESTE) e a empresa Energy Research and Analytics (ERA).

Este artigo é organizado da seguinte forma. Na Seção 2 são apresentadas: as curvas de regulação utilizadas e seu princípio de funcionamento (Seção 2.1), a metodologia de quantificação dos custos (Seção 2.2) e as metodologias e os resultados obtidos nos estudos de análise de adoção de curvas de regulação em microGD (Seção 2.3) e em miniGD (Seção 2.4). A Seção 3 apresenta as conclusões, e as referências bibliográficas encontram-se na Seção 4.

2. Desenvolvimento

Essa seção apresenta as curvas de regulação utilizadas, a quantificação dos impactos técnicos e financeiros, as metodologias empregadas e a discussão dos principais resultados obtidos.

2.1 Curvas de regulação Volt-var (QV) e Volt-Watt (PV) empregadas

As curvas QV empregadas nesse trabalho são apresentadas na Figura 1.a. As curvas QV I e II foram extraídas das curvas especificadas no Standard IEEE 1547 (IEEE, 2018) para REDs de categoria A e B, respectivamente. As curvas QV auxiliam na regulação de tensão ao absorver/injetar potência reativa para reduzir/elevar o perfil de tensão (BIDGOLI, 2018), (ZHANG, 2024). Da Figura 1, nota-se que a curva QV II não injeta ou absorve potência reativa em cenários de operação próximos da tensão nominal (banda morta

em torno da tensão de 1,0 pu), permitindo que o carregamento do inversor seja unicamente de potência ativa; possui maior sensibilidade a variações de tensão (maior inclinação fora da banda morta); e patamares superior e inferior maiores, em módulo, do que a curva QV I. Sendo assim, conclui-se que o suporte de potência reativa da curva QV II é maior do que o da curva QV I, e, dessa forma, espera-se uma maior contribuição à regulação de tensão.

De acordo com o Standard IEEE 1547, a potência reativa possui prioridade em relação à potência ativa, isto é, a injeção de potência ativa pode ser reduzida para que potência reativa seja absorvida/injetada conforme a curva QV, sem ultrapassar a capacidade nominal do gerador. Para que não haja corte de potência ativa, o inversor deve ser sobredimensionado. A porcentagem de sobredimensionamento pode ser obtida com base na Equação (1), em que P_{max} é a máxima potência ativa injetada, Q_{max_QV} é a máxima potência reativa injetada/absorvida definida pela curva QV e S_{nom} é a capacidade nominal do dispositivo em pu com base na potência ativa máxima. Quando especificado, este trabalho assume um sobredimensionamento de 5% e 10% para o inversor mediante o uso das curvas QV I e II, respectivamente.

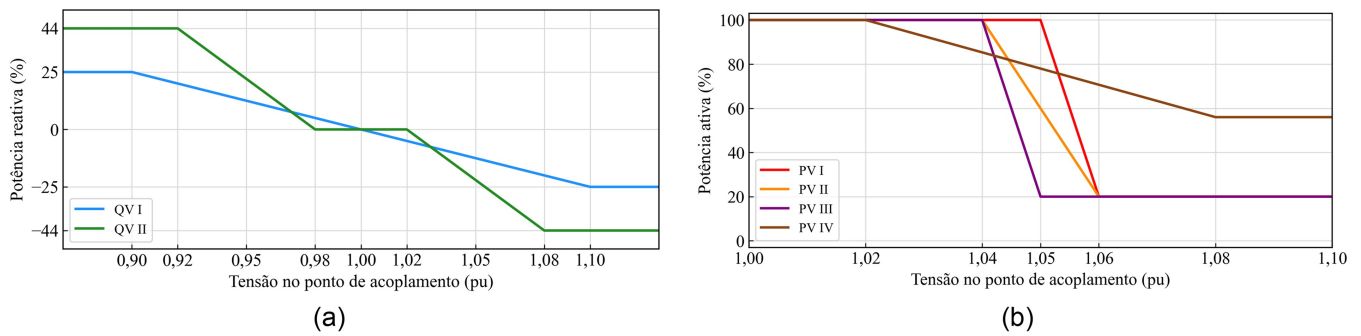


Figura 1 - Curvas de regulação adotadas. (a) Volt-var, (b) Volt-Watt.

<p style="text-align: center;"><u>QV I</u></p> $P_{max} = 1,0 \text{ pu} \quad Q_{max_QV} = 0,25 \cdot S_{nom} \text{ pu}$ $S_{nom}^2 = P_{max}^2 + Q_{max_QV}^2$ $S_{nom}^2 = 1,0^2 + (0,25 \cdot S_{nom})^2$ $S_{nom}^2 (1 - 0,25^2) = 1^2$ $S_{nom} = 1,0328 \text{ pu}$ <p>Sobredimensionamento $\cong 5\%$</p>	<p style="text-align: center;"><u>QV II</u></p> $P_{max} = 1,0 \text{ pu} \quad Q_{max_QV} = 0,44 \cdot S_{nom} \text{ pu}$ $S_{nom}^2 = P_{max}^2 + Q_{max_QV}^2$ $S_{nom}^2 = 1,0^2 + (0,44 \cdot S_{nom})^2$ $S_{nom}^2 (1 - 0,44^2) = 1^2$ $S_{nom} = 1,1136 \text{ pu}$ <p>Sobredimensionamento $\cong 10\%$</p>	<p>(1)</p>
--	--	------------

As curvas PV adotadas nesse trabalho são apresentadas na Figura 1.b. Elas auxiliam na regulação de tensão ao limitar a máxima injeção de potência ativa (SILVA, 2020), (LIU, 2020). A curva PV I é considerada por atuar apenas quando o limite de sobretensão precária definido no Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2022a) é ultrapassado. As curvas PV II e III são consideradas por antecipar o início de corte de geração. A curva PV IV é empregada por reduzir o corte de geração máximo e antecipar ainda mais o corte de geração, o que aumenta o número de acessantes contribuindo com a regulação de tensão.

A contribuição das curvas QV e PV à regulação de tensão dos sistemas de distribuição de energia pode ser mais bem entendida avaliando-se a Equação (2) (JENKINS, 2000). A modificação dos valores de $P_{injetado}$ e/ou $Q_{injetado}$ ocasionada pela atuação das curvas de regulação mitiga a elevação de tensão em comparação com o caso base, sem as curvas de regulação.

$$\Delta V \approx \frac{R(P_{injetado} - P_{absorvido}) + X(Q_{injetado} - Q_{absorvido})}{V} \quad (2)$$

A Equação (2) também evidencia que o nível de curto-circuito do ponto de conexão do gerador, representado na equação por R e X , influencia fortemente a atuação das curvas – quanto menor o nível de curto-circuito (maior R e X), maior a elevação de tensão ocasionada pela injeção de potência e maior a atuação das curvas.

2.2 Metodologia para quantificação de custos

O cálculo dos custos relacionados à atuação das curvas de regulação é determinado de acordo com a métrica técnica avaliada e com base mensal. Para o cálculo dos custos para o acessante (C_{corte}), assume-se que a energia não gerada por conta do corte realizado pelas curvas QV e PV necessita ser comprada. Desta forma, este custo é quantificado conforme apresentado em (3), em que E_{corte} é a energia cortada devido à atuação das curvas e $TUSD$ e TE são as tarifas de uso do sistema de distribuição e de energia, respectivamente:

$$C_{corte} = TUSD \cdot E_{corte} + TE \cdot E_{corte} \quad (3)$$

Para o cálculo dos custos por compensação de transgressão de tensão por consumidor (C_{transg}), utiliza-se a formulação apresentada no módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2022a), reproduzida em (4), em que DRP e DRC são os indicadores Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária e Crítica, respectivamente; $DRPlim$ e $DRClim$ são os limites para esses indicadores (3% e 0,5%); k_1 e k_2 são nulos se os indicadores são menores que seus limites e iguais a 3 e 7, caso contrário; e $EUSD$ é o encargo de uso do sistema de distribuição:

$$C_{transg} = \left[\left(\frac{DRP - DRPlim}{100} \right) \cdot k_1 + \left(\frac{DRC - DRClim}{100} \right) \cdot k_2 \right] \cdot EUSD \quad (4)$$

Os custos relacionados às perdas técnicas (C_{perdas}) são calculados pela multiplicação das perdas técnicas (E_{perdas}) e o custo do mix de energia da distribuidora (C_{mix}), conforme (5):

$$C_{perdas} = E_{perdas} \cdot C_{mix} \quad (5)$$

2.3 Análise da adoção de curvas de regulação em microgeradores

A seguir, apresenta-se a análise dos impactos técnicos e financeiros resultantes da adoção de curvas de regulação PV e QV em microgeradores distribuídos.

2.3.1 Metodologia para análise da adoção de curvas de regulação em microgeradores

Uma visão geral da metodologia empregada para avaliação da adoção de curvas de regulação em microGD é apresentada na Figura 2. A metodologia inicia com a conversão dos dados de redes presentes na Base de Dados de Gestão da Distribuição (BDGD) (ANEEL, 2022b) em arquivos no formato '.dss'. Nestes estudos, apenas os transformadores de distribuição e as redes secundárias são modeladas em detalhes, enquanto a rede primária é aproximada por um equivalente de rede. Ao todo, 118.314 redes da CPFL Paulista são consideradas. Cada rede é simulada com aumento progressivo de penetração de microGD para cada curva

de regulação avaliada. São avaliadas as penetrações de 0, 10, 20, 30, ..., 100%, em que o nível de penetração é definido como o número de microGDs em relação ao número de unidades consumidoras (UCs) da rede. Os geradores são dimensionados para compensar o consumo médio da UC. A ordem de conexão dos microGDs é determinada aleatoriamente com probabilidade uniforme e mantida dentre as diferentes curvas avaliadas. Todos os microGDs são fotovoltaicos e o perfil de geração corresponde a uma curva de irradiação de céu limpo. A adesão das curvas de regulação é 100%, ou seja, elas são ativadas em todos os microGDs. Armazenam-se os índices de sobretensão, o número de condutores com sobrecarga, o valor das perdas técnicas e o corte de geração por acessante. As simulações foram executadas utilizando o DSS Extensions (MEIRA, n.d.).

As próximas subseções apresentam os impactos técnicos e financeiros da adoção das curvas de regulação. Inicialmente, são apresentados os resultados obtidos em todas as 118.314 redes, independente da ocorrência de transgressões de sobretensão e/ou de sobrecarga em cada nível de penetração. Ações como reforço de rede (recondutoramento, troca de transformador etc.) e atuações de equipamentos de controle de tensão (e.g. regulador de tensão) não são consideradas. Assim, a contribuição das curvas QV e PV na regulação de tensão pode ser mais bem compreendida. Posteriormente, apenas as redes que atingem 100% de penetração sem transgressões de tensão e sobrecarga são apresentadas. Por fim, é apresentado um estudo de sensibilidade dos ajustes da curva PV.

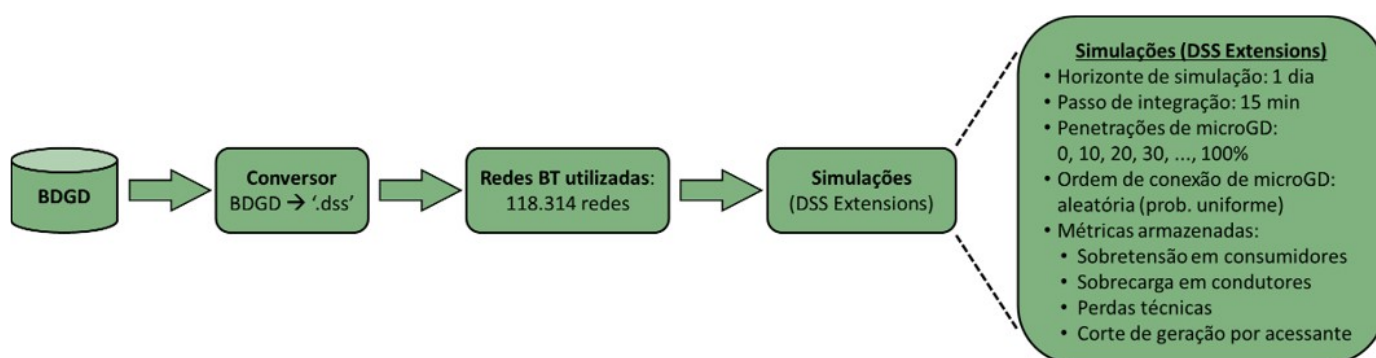
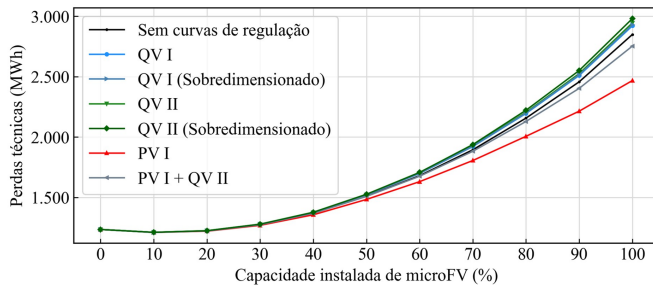


Figura 2 - Visão geral da metodologia: microgeradores.

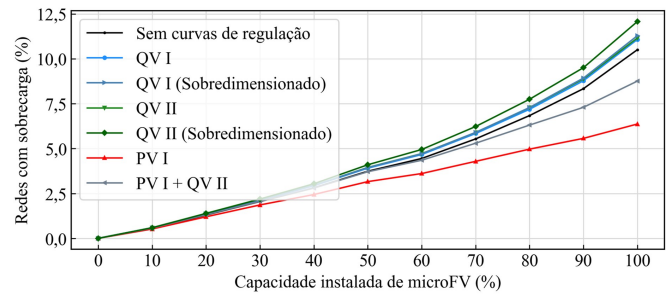
2.3.2 Impactos técnicos e financeiros da adoção de curvas QV e PV em microgeradores

2.3.2.1 Análise dos principais ajustes considerados

A Figura 3 apresenta as perdas técnicas diárias (3.a) e o número de redes com sobrecarga em condutores (3.b) por nível de penetração de microGD. Percebe-se que a adoção das curvas QV tende a elevar as perdas técnicas e o número de redes com sobrecarga, dado que a absorção de potência reativa aumenta o carregamento do sistema durante o período de geração fotovoltaica. Nota-se, também, que a adoção da curva PV tende a reduzir as perdas técnicas e o número de redes com sobrecarga por conta do corte de potência ativa. Ademais, percebe-se que o sobredimensionamento do inversor eleva marginalmente as perdas técnicas.



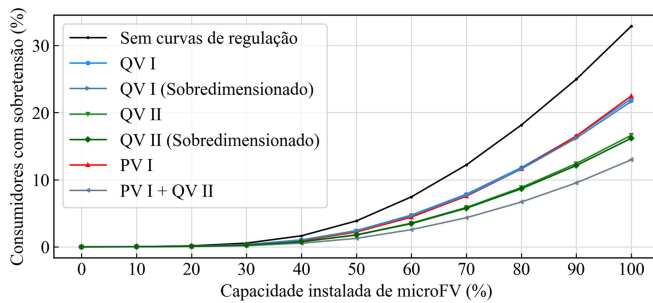
(a)



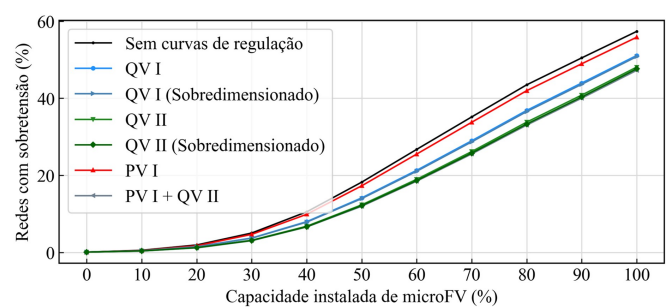
(b)

Figura 3 - Impacto das curvas QV e PV (a) nas perdas técnicas e (b) no número de redes com sobrecarga. A Figura 4 apresenta o número de consumidores (4.a) e redes (4.b) com sobretensão. Nota-se que a adoção das curvas QV e PV reduzem o número de consumidores com sobretensão, sobretudo a adoção da curva QV II e a adoção conjunta das curvas PV I e QV II. Nota-se, também, que o número de redes com sobretensão também é reduzido, porém em menor proporção. Ou seja, em muitas redes, a adoção das curvas QV e PV diminuem o número de consumidores com sobretensão, porém não mitigam todas as transgressões. Ademais, percebe-se que o sobredimensionamento do inversor tem pouco impacto em ambas as métricas.

A Figura 5 apresenta qual é o limite técnico mais restritivo – isto é, aquele que acontece primeiro – em cada cenário simulado. Nota-se que a adoção das curvas de regulação aumenta o número de redes sem violações dos limites técnicos (QV I: +5,5%, QV II: +8,0%, PV I: +1,1%, PV I + QV II: +8,5%). Percebe-se novamente que a adoção das curvas QV aumenta o número de redes com violações de sobrecarga em condutores (QV I: +0,7%, QV II: +1,1%). O perfil dos limites técnicos mais restritivos não é alterado pelo sobredimensionamento do inversor.



(a)



(b)

Figura 4 - Impacto das curvas QV e PV no (a) número de consumidores com sobretensão e (b) número de redes com sobretensão.

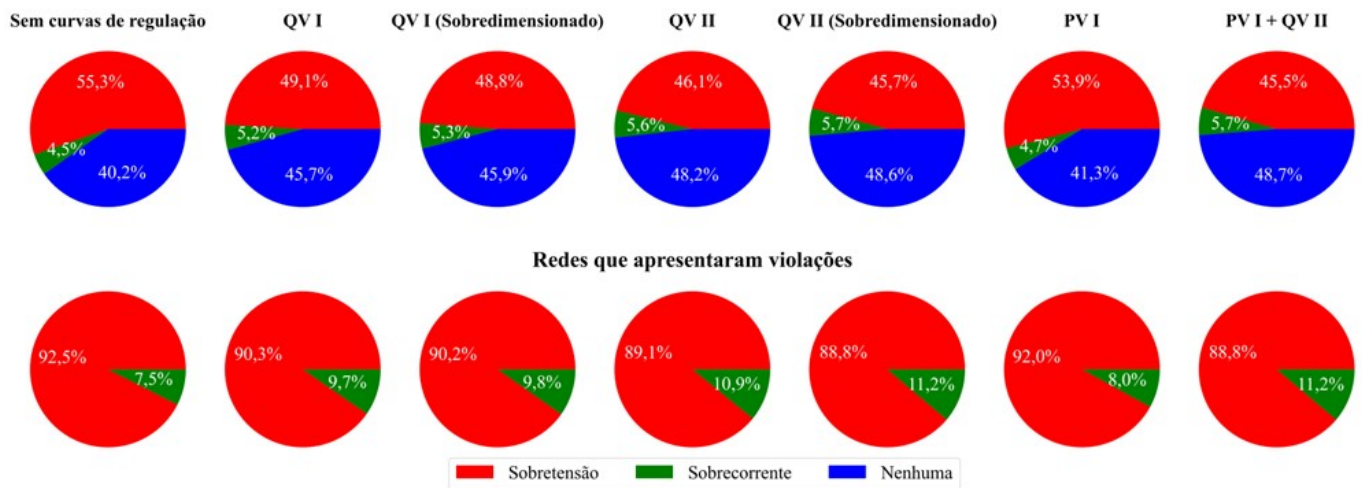


Figura 5 - Limites técnicos mais restritivos por cenário simulado.

Do ponto de vista do acessante, a Figura 6 apresenta o corte de geração total (6.a), a distribuição cumulativa do corte de geração por acessante (6.b), e o rendimento energético de todos os acessantes – isto é, quanto é gerado de energia em relação ao cenário sem curvas de regulação – com a adoção da curva QV II (6.c) e PV I (6.d) por nível de penetração de microGD. Percebe-se que o corte de geração total é pequeno (próximo de 4% com a curva PV I na penetração de 100%), porém nota-se que o corte de geração por acessante pode chegar a 70% com esta curva. Ainda, da Figura 6.b, nota-se que aproximadamente 20% dos acessantes possuem corte de geração com a adoção da curva PV I. Em relação a adoção da curva QV II, nota-se que o corte de geração por acessante devido à prioridade de potência reativa é baixo independentemente do nível de penetração de microGD (<4% com a curva mais impactante).

A Figura 7 mostra que o corte de geração tende a ser maior para consumidores eletricamente distantes do transformador (menor nível de curto-circuito). Conforme discutido na Seção 2.1, quanto menor o nível de curto-circuito, maior a elevação de tensão ocasionada pela injeção de potência, logo, maior a atuação das curvas de regulação. Percebe-se que os acessantes são impactados de maneira não uniforme.

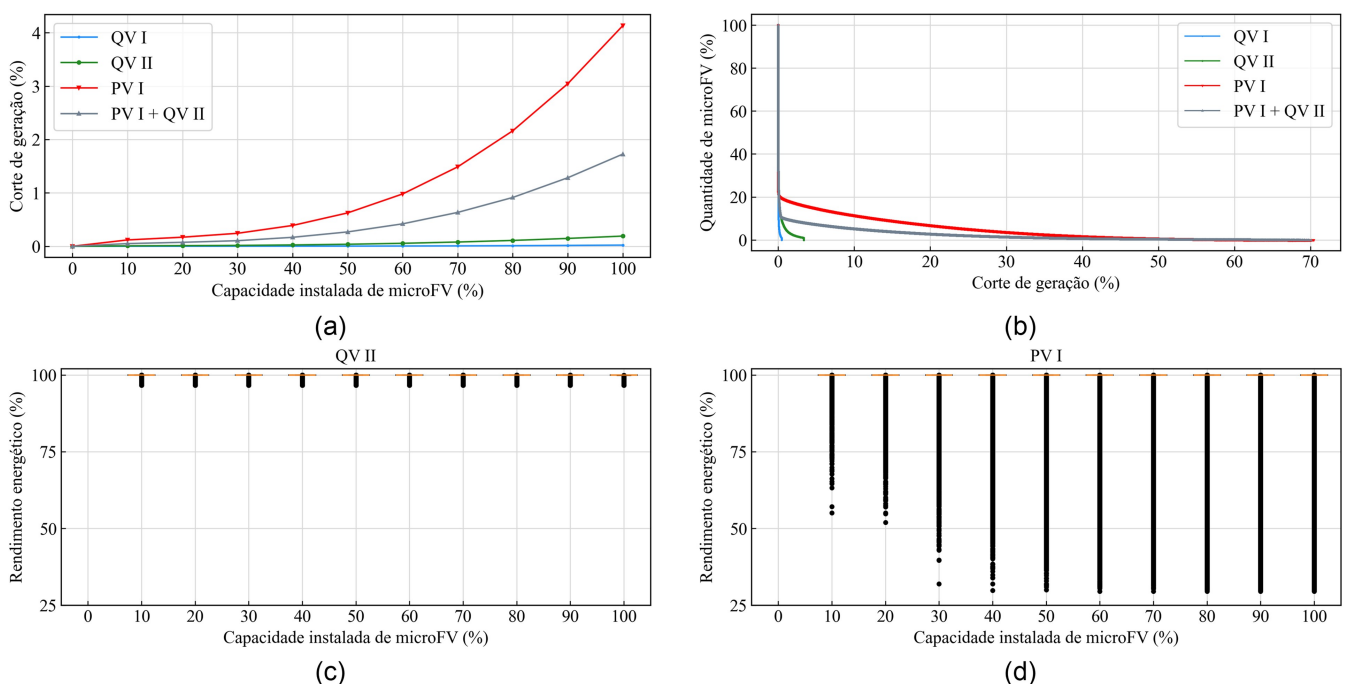


Figura 6 - Impacto das curvas QV e PV no corte de geração: (a) corte de geração total, (b) distribuição cumulativa do corte de geração por acessante, (c) e (d) rendimento energético por acessante.

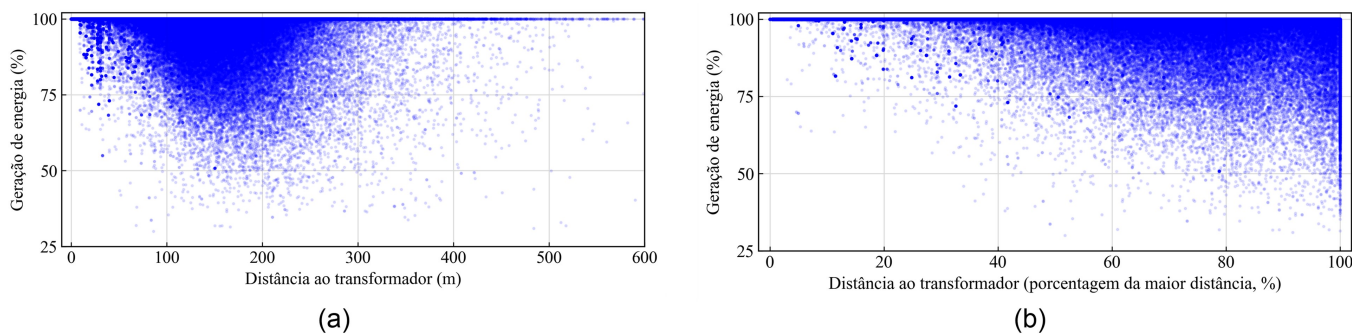


Figura 7 – Influência da distância elétrica ao transformador de distribuição no corte de geração por acessante: (a) em metros, (b) em porcentagem da maior distância. Cenário: curva PV I, penetração de 50%.

Ainda sob a perspectiva do acessante, a Figura 8 apresenta o custo por corte de geração em função da capacidade nominal do microGD (eixo vertical com escalas diferentes). Nota-se que para um microGD de 10 kW, o custo (ganho evitado) mensal por corte de geração varia entre, aproximadamente, R\$ 0,00 e R\$ 50,00 com a adoção da curva QV II e entre R\$ 0,00 e R\$ 750,00 com a adoção da curva PV I. A Figura 9 apresenta uma comparação entre o valor da energia compensada com e sem a atuação das curvas de regulação. Os eixos são limitados em R\$ 500,00 para detalhar o impacto financeiro do corte de geração em microGDs de pequeno porte. Nota-se que um microGD capaz de gerar, sem curvas de regulação, um montante de energia correspondente a R\$ 500,00, pode acabar gerando apenas R\$ 200,00 com a adoção da curva PV I. Assim, das figuras, conclui-se que: (i) todos os microGDs estão sujeitos a corte de geração, inclusive os de pequeno porte; (ii) o corte de geração não é uniforme entre os acessantes, isto é, o ganho evitado por corte de geração em dois microGDs de mesma capacidade nominal pode ser bastante diferente; (iii) a curva PV I ocasiona um corte de geração expressivo, conforme já discutido anteriormente.

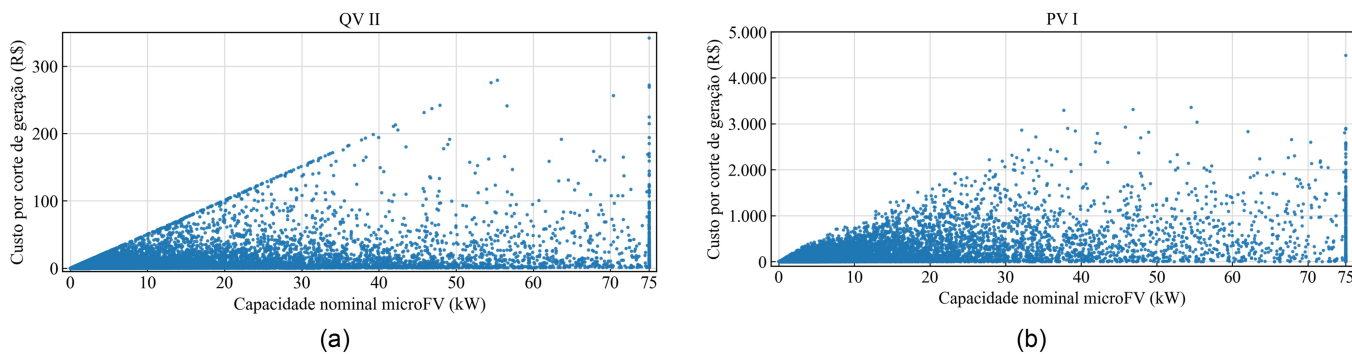


Figura 8 – Custo por corte de geração em função da capacidade nominal do microGD (eixo vertical com escalas diferentes).

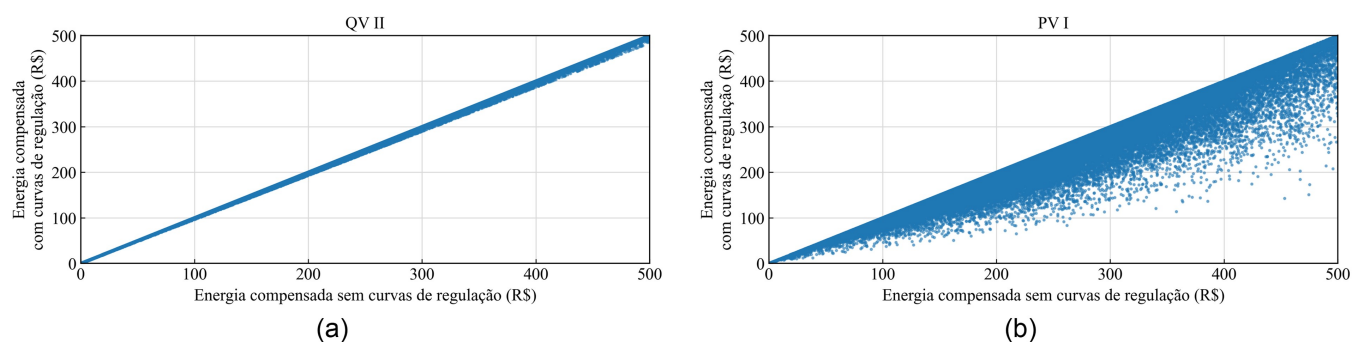


Figura 9 – Comparação do valor da energia compensada com/sem as curvas QV e PV.

A Tabela 1 apresenta a variação dos custos em relação ao cenário sem curvas de regulação considerando somente as redes em que a adoção das curvas de regulação possibilita a máxima penetração de microGD sem a ocorrência de sobretensões e sobrecarga. As redes que (i) acomodam 100% de penetração de microGD sem violações no caso base; ou (ii) possuem violações mesmo com a adoção das curvas de regulação foram descartadas. Nota-se que: (i) a adoção das curvas QV I e II possibilita que um maior número de redes atinja a penetração máxima de microGD em comparação à adoção da curva PV I; (ii) a adoção da curva PV I ocasiona um custo por corte de geração equivalente a 56,5% da redução de custos por sobretensão; e (iii) a adoção das curvas QV I e II aumenta as perdas técnicas. Por fim, nota-se que a adoção conjunta das curvas PV I e QV II resulta na maior redução de custos por sobretensão. Entretanto, essa redução é pouco expressiva perto dos custos associados à penetração de 100% de microGD nas 118.314 redes sem a adoção de curvas de regulação (aproximadamente R\$ 200 milhões).

Tabela 1 – Impacto financeiro da adoção de curvas QV e PV – apenas redes sem violações.

Curva de regulação	Variação de custo em relação ao caso base (mil R\$)			Número adicional de redes sem violações*
	Sobretensão	Perdas técnicas	Corte de geração	
QV I	-523	+31 (+0,64%)	+0,4	6.441
QV II	-1.525	+27 (+0,51%)	+28	9.552
PV I	-699	-20 (-0,48%)	+395	1.497
PV I + QV II	-2.177	+22 (+0,4%)	+186	10.370

*Redes que (i) acomodam 100% de penetração de microGD sem violações no caso base ou (ii) possuem violações mesmo com a adoção das curvas de regulação desconsideradas.

2.3.2.2 Análise de sensibilidade – ajustes das curvas PV

Esta subseção apresenta os resultados da adoção das curvas de regulação PV II, III e IV. A Figura 10 apresenta o número de consumidores com sobretensão (10.a), o número de redes com sobretensão (10.b), o corte de geração total (10.c) e a distribuição cumulativa do corte de geração por acessante (10.d). Dado que os ajustes II, III e IV são mais restritivos do que o ajuste I, esses ajustes são mais eficazes na mitigação de sobretensão em consumidores. Em contrapartida, o corte de geração total aumenta, assim como a quantidade de acessantes com corte de geração, sobretudo com o ajuste IV. Porém, como discutido na Seção 2.1, o máximo corte de geração é reduzido com este ajuste. Sendo assim, o corte de geração total

dos três ajustes é parecido. Percebe-se que maiores ganhos para as concessionárias (menor número de sobretensões) implica maiores despesas para os acessantes (maior corte de geração).

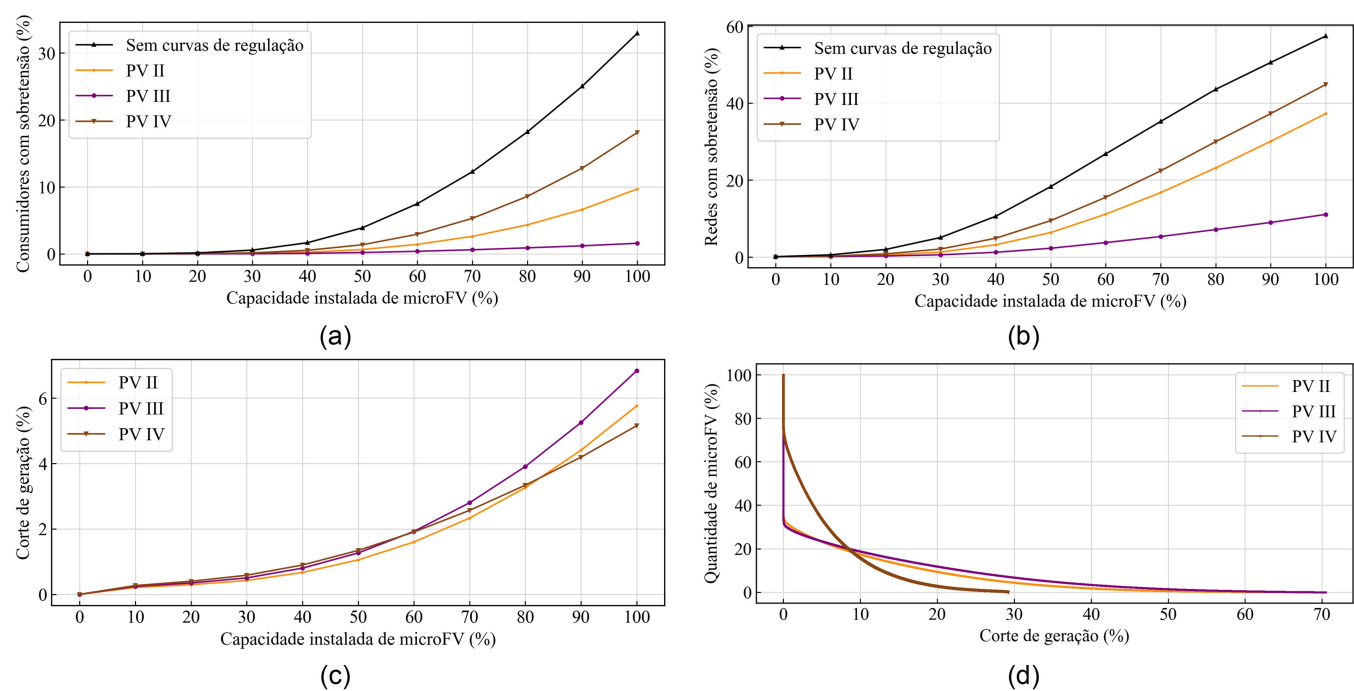


Figura 10 – Análise de sensibilidade, ajustes das curvas PV: (a) consumidores com sobretensão, (b) redes com sobretensão, (c) corte de geração total e (d) distribuição cumulativa do corte de geração por acessante.

2.4 Análise da adoção de curvas de regulação em minigeradores

2.4.1 Metodologia para análise da adoção de curvas de regulação em minigeradores

A metodologia empregada para os estudos de adoção de curvas de regulação em miniGDs é determinística. Foram realizadas múltiplas simulações em diversos alimentadores variando-se o ponto de conexão do gerador, a capacidade nominal e o perfil de geração. Nestes estudos, são utilizados modelos detalhados da rede primária e da rede secundária. De forma análoga aos estudos de microGD, as simulações foram executadas com o DSS Extensions (MEIRA, n.d.). Neste artigo, dois cenários representativos são apresentados na próxima subseção. A Tabela 2 apresenta características dos dois alimentadores utilizados.

Tabela 2 – Características dos alimentadores.

Estudo de caso	Nível de tensão (kV)	Banco de capacitores	UCBT	UCMT	Extensão rede prim. (km)	Extensão rede sec. (km)
1	11,9	3	7.094	33	170,7	136,3
2	23,1	2	5.212	45	176,5	91,5

2.4.2 Impactos financeiros da adoção de curvas QV e PV em minigeradores

No primeiro estudo de caso, um miniGD fotovoltaico de 2 MVA é conectado a 24,7 km da subestação. A topologia do alimentador, incluindo o ponto de conexão do miniGD, o perfil de geração considerado e o perfil de tensão na média tensão são apresentados na Figura 11. Os impactos financeiros encontram-se na Tabela 3.

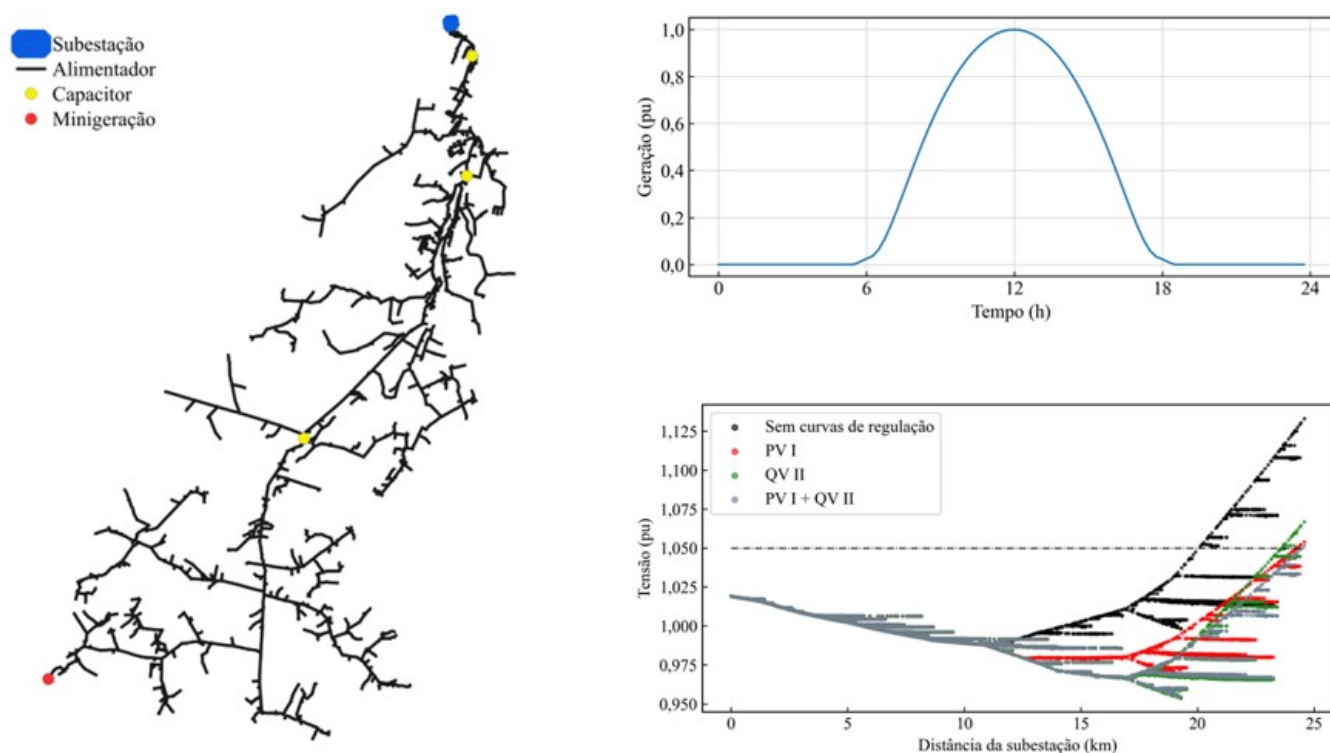


Figura 11 – Topologia do alimentador, perfil de geração e perfil de tensão – estudo de caso 1.

Tabela 3 – Impactos financeiros da adoção das curvas de regulação – estudo de caso 1.

Curva de regulação	Sobretensão (R\$)	Perdas Técnicas (R\$)	Corte de geração (R\$)	Total (R\$)
Sem curvas	36.629,33	50.783,67	0,00	87.413,00
PV I	214,51 (-99,4%)	45.636,63 (-10,1%)	46.463,89 (corte de 25,8%)	92.315,03 (+5,6%)
QV II	729,40 (-98,0%)	55.924,57 (+10,1%)	2.701,91 (corte de 1,5%)	59.355,87 (-32,1%)
PV I + QV II	151,09 (-99,6%)	51.219,15 (+0,9%)	22.337,98 (corte de 12,4%)	73.708,22 (-15,7%)

No segundo estudo de caso, um miniGD hidráulico de 2 MVA é conectado a 9,7 km da subestação. As informações e resultados encontram-se na Figura 12 e na Tabela 4. O perfil de geração utilizado é obtido através da média ponto a ponto de medições reais de um gerador hidráulico em um mês com alta geração. Em geradores síncronos distribuídos, o controle de tensão é associado à variação de potência reativa, enquanto a variação de potência ativa atua sobretudo no controle de velocidade da máquina. Desta forma, apenas a curva QV II é empregada neste estudo de caso.

Nos dois estudos de caso, os custos por sobretensão são significativamente reduzidos, porém não eliminados – ou seja, outras soluções como ajuste de equipamentos ou recondutoramento são necessárias. Ademais, nota-se que apesar de diferenças quantitativas, os impactos da adoção das curvas de regulação nos dois cenários são similares: a adoção das curvas QV e PV em miniGDs pode mitigar as transgressões de tensão; a adoção da curva QV eleva as perdas técnicas; e a adoção da curva PV reduz expressivamente a geração de energia do acessante. Percebe-se também que os impactos são similares aos identificados nos estudos de adoção de curvas QV e PV em microGDs.

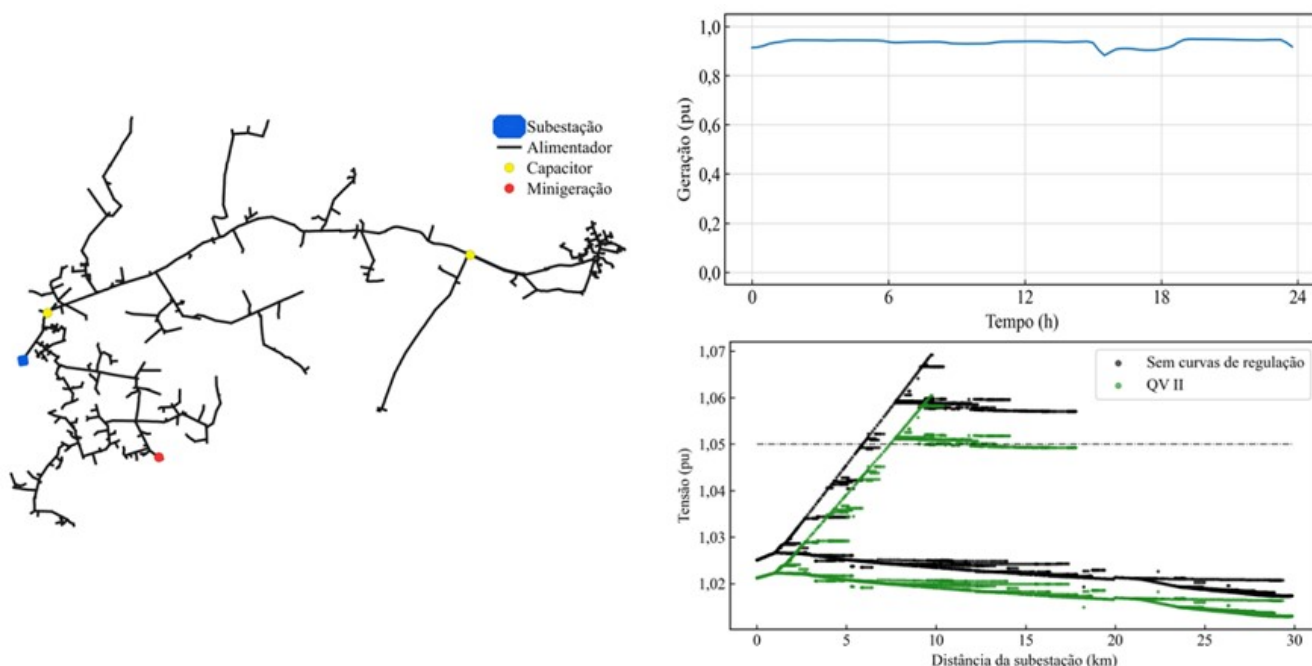


Figura 12 – Topologia do alimentador, perfil de geração e perfil de tensão – estudo de caso 2.

Tabela 4 – Impactos financeiros da adoção das curvas de regulação – estudo de caso 2.

Curva de regulação	Sobretensão (R\$)	Perdas Técnicas (R\$)	Corte de geração (R\$)	Total (R\$)
Sem curvas	17.837,95	32.555,00	0,00	50.392,94
QV II	2.936,93 (-83,5%)	33.857,46 (+4,0%)	0,00 (sem corte)	36.794,39 (-27,0%)

3. Conclusão

Este trabalho avaliou a adoção de curvas de regulação Volt-var (QV) e Volt-Watt (PV) em micro e minigeradores distribuídos. Constatou-se que os impactos da adoção das curvas QV e PV em micro e minigeradores são similares. De forma geral, mostrou-se que a adoção das curvas QV e PV em microgeradores pode mitigar as transgressões de tensão em consumidores. Porém, o número de redes BT com sobretensão é mitigado em menor proporção. Assim, conclui-se que a adoção das curvas de regulação não transforma a natureza global do problema (elevado número de redes com sobretensões) em local (poucas redes com sobretensões). Para acomodar um maior número de microgeradores, outras soluções como reforço de rede (recondutoramento, troca de transformador etc.) e/ou ajuste de equipamentos (e.g. regulador de tensão) mantêm-se necessárias.

Em relação à adoção das curvas PV, mostrou-se que elas reduzem expressivamente a geração de energia dos acessantes, sobretudo os ajustes mais restritivos, como os ajustes II, III e IV. Ademais, os acessantes são impactados de maneira não uniforme, ou seja, um acessante pode ser mais prejudicado que outro. Conforme visto, o nível de curto-circuito no ponto de conexão do acessante é um dos fatores que influenciam o quanto ele é impactado. Em relação à adoção das curvas QV, mostrou-se que o corte de geração

ocasionado por elas é pequeno ($< 4\%$ por acessante) e que os índices de sobretensão foram pouco modificados pela consideração do sobredimensionamento dos inversores. Logo, os resultados indicam que, sob as condições avaliadas, o sobredimensionamento não é de suma importância. Ademais, viu-se que a adoção das curvas QV eleva o número de redes com sobrecarga em condutores e as perdas técnicas, sobretudo para o caso dos minigeradores. Assim, as despesas adicionais associadas à adoção das curvas QV e PV, isto é, elevação de perdas e corte de geração, podem ser mais significativas do que os benefícios de redução das transgressões de tensão.

Agradecimentos

Este trabalho foi financiado em parte pela CPFL Energia, através do programa de P&D ANEEL, processo PD-00063-3085/2022, pela Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), processos 2023/07072-9 e 2021/11380-5, e pelo Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) processos 310934/2023-0.

4. Referências bibliográficas

ANEEL. Nota técnica nº 0076/2021-SRD/ANEEL. 2021.

ANEEL. PRODIST – módulo 8 – qualidade do fornecimento de energia elétrica. 2022a.

ANEEL. PRODIST – módulo 10 – sistema de informação geográfica regulatório. 2022b.

BIDGOLI, H. S.; VAN CUTSEM, T. Combined local and centralized voltage control in active distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 2, pp. 1374-1384, Mar. 2018.

IEEE. Standard 1547 – IEEE standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power system interfaces. Nova York, 2018.

JENKINS, N.; ALLAN, R.; CROSSLEY, P.; KIRSCHEN, D.; STRBAC, G. Embedded generation. IET. United Kingdom. 2000.

LIU, M. Z.; PROCOPIOU, A. T.; PETROU, K.; OCHOA, L. F.; LANGSTAFF, T.; HARDING, J.; THEUNISSEN, J. On the fairness of PV curtailment schemes in residential distribution networks. *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 5, pp. 4502-4512, Set. 2020.

MEIRA, P.; KRISHNAMURTHY, D.; ET AL. DSS Extensions [Online]. Disponível em: <<https://dss-extensions.org/>>. Acesso em 17/09/2024.

SILVA, E. L.; LIMA, A. M. N.; CORRÊA, M. B. R.; VITORINO, M. A.; BARBOSA, L. T. Data-driven sensitivity coefficients estimation for cooperative control of PV inverters. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 35, no. 1, pp. 278-287, Fev. 2020.

ZHANG, C.; XU, R. & YANG, L. Optimization of local voltage control with coordinating droop functions under high PV penetration. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 39, no. 5, pp. 6776-6779, Set. 2024.