

Composição e Avaliação de Estratégias de Controle de Subtensão em Redes de Distribuição Causada pela Recarga de Veículos Elétricos

Hugo H. S. Santos*. Edna S. S. Mejia*. João R. Pinheiro*.
Carolina M. Affonso*

*Faculdade de Engenharia Elétrica
Universidade Federal do Pará
Belém, Brasil
e-mail: hugo.silva.santos@itec.ufpa.br

Abstract: This paper aims to evaluate the effectiveness of four techniques applied to the inverter of electric vehicles for the mitigation of undervoltage occurrences due to the charging of electric vehicles in a low voltage network. The techniques employed are: Volt-Var control, Volt-Watt control, controlled recharge strategy, and the combination of controlled recharge and Volt-Var control. The simulations were conducted in a real system located in the southern region of Brazil, using OpenDSS and MATLAB software. The results show that the Volt-Var control exerts less influence on voltage control, but the controlled recharge together with the Volt-Var control proved to be more effective for this purpose.

Resumo: Este artigo tem como objetivo avaliar a efetividade de quatro técnicas aplicadas no inversor de veículos elétricos para a mitigação de ocorrências de subtensão devido à recarga de veículos elétricos em uma rede de baixa tensão. As técnicas empregadas são: controle Volt-Var, controle Volt-Watt, estratégia de recarga controlada, e a combinação da recarga controlada e controle Volt-Var. As simulações foram conduzidas em um sistema real localizado na região sul do Brasil, utilizando os *softwares* OpenDSS e MATLAB. Os resultados mostram que o controle Volt-Var exerce menor influência no controle de tensão, porém a recarga controlada juntamente com o controle Volt-Var se mostrou mais efetiva para esta finalidade.

Keywords: Electric vehicles; low voltage distribution network; Volt-Var control; Volt-Watt control; controlled recharge.

Palavras-chaves: Veículos elétricos; rede de distribuição de baixa tensão; controle Volt-Var; controle Volt-Watt; recarga controlada.

1. INTRODUÇÃO

O aumento da popularidade dos veículos elétricos (VEs) tem levantado preocupações quanto aos possíveis impactos técnicos que esta tecnologia pode ocasionar no sistema elétrico. Em 2020, as vendas dos VEs alcançaram mais de 10 milhões de unidades em todo o mundo, representando um aumento de 43% em relação a 2019 (IEA, 2020). Este aumento expressivo mostra o quanto esta tecnologia está em ascensão, exigindo esforços em pesquisa e desenvolvimento para prever seus impactos técnicos e econômicos na rede, assim como para reverter ou mitigar estes impactos.

Vários trabalhos têm sido publicados visando avaliar e mitigar os efeitos negativos ocasionados pela recarga de veículos elétricos na rede de distribuição. Segundo Clement-Nyns, Haesen e Driesen (2011), a recarga de veículos elétricos de forma descoordenada pode ocasionar problemas locais na rede, como o aumento das perdas de potência ativa e desvio de

tensão, afetando a qualidade da energia entregue pela concessionária. Conforme Ul-Haq et al. (2015), também pode ocorrer a sobrecarga no transformador e o desequilíbrio de tensão entre as fases. As análises de Turker et al. (2012) e Affonso e Kezunovic (2019) mostram que um transformador funcionando em sobrecarga tem sua vida útil reduzida, o que representa perda econômica para a concessionária, reforçando a necessidade de planejamento frente à crescente adoção do uso de veículos elétricos.

Em Shahnia et al. (2013), o desequilíbrio de tensão é investigado, quando causado por veículos elétricos operando nos modos *grid-to-vehicle* (G2V) ou *vehicle-to-grid* (V2G). Como apresentado por Silva et al. (2019), a recarga das baterias dos veículos elétricos plug-in ocorre principalmente entre 4 da tarde e 6 da manhã do dia seguinte, aumentando ainda mais a demanda de potência no período de pico.

A recarga inteligente dos veículos elétricos tem sido alvo de bastante estudo visando reduzir os impactos na rede de distribuição de baixa tensão, utilizando diversos tipos de algoritmos de otimização (Sá et al., 2020). O funcionamento destes métodos geralmente requer a comunicação entre os carregadores (controle centralizado), medições do estado da rede no ponto de conexão e obtenção dos dados do veículo conectado, sendo sua implementação mais difícil, especialmente em tempo real. Outra possibilidade é a aplicação das técnicas de controle de tensão Volt-Var e Volt-Watt, já implementadas atualmente em sistemas fotovoltaicos (Olowu et al., 2021. Alsharief, 2021), e que também podem ser empregadas nos inversores dos veículos elétricos. Neste caso, existem poucos estudos na literatura.

Este trabalho busca comparar a efetividade de quatro dos métodos para mitigação de subtensão ocasionada pela recarga de veículos elétricos em uma rede de distribuição de baixa tensão. As metodologias empregadas são: controle Volt-Var, Volt-Watt, recarga controlada, e a combinação dos métodos de recarga controlada e controle Volt-Var. As simulações são realizadas através dos softwares OpenDSS e MATLAB. A efetividade é avaliada analisando a diminuição no nível de desvio de tensão e na sobrecarga do transformador de distribuição.

2. METODOLOGIA PROPOSTA

Levando em consideração um sistema elétrico de potência comum, como observado na Fig. 1, onde R_L e X_L são parâmetros de linha, \bar{E}_1 e \bar{E}_2 são as tensões nos dois terminais, P_C e Q_C são as potências ativa e reativa das cargas consumidoras e P_{VE} e Q_{VE} são as potências ativa e reativa bidirecionais dos veículos elétricos.

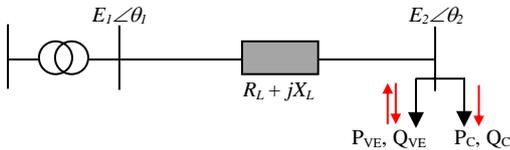


Fig. 1: Sistema de distribuição típico.

A corrente no final do alimentador é expressa por

$$\bar{I}_C = \frac{\bar{S}_C}{\bar{E}_2^*} = \frac{P - jQ}{\bar{E}_2^*} = \frac{(P_C + P_{VE}) - j(Q_C + Q_{VE})}{\bar{E}_2^*} \quad (1)$$

Enquanto a queda de tensão ao longo do alimentador pode ser expressa por

$$\Delta V = [\bar{E}_2 - \bar{E}_1] = |\bar{I}_C (R_L + jX_L)| \quad (2)$$

$$\Delta V = \frac{|(R_L P + X_L Q) + j(X_L P - R_L Q)|}{E_2} \quad (3)$$

Onde $P = P_C + P_{VE}$ e $Q = Q_C + Q_{VE}$.

Como o ângulo entre E_1 e E_2 é muito pequeno, a parte imaginária de (3) pode ser desprezada, obtendo:

$$\Delta V \approx \frac{R_L(P_C + P_{VE}) + X_L(Q_C + Q_{VE})}{E_2} \quad (4)$$

Dessa maneira, é possível observar que a variação das potências ativa (P_{VE}) e reativa (Q_{VE}) injetada pelos veículos elétricos é capaz de influenciar na queda de tensão na rede, representando a possibilidade de regulação de tensão. Neste artigo quatro técnicas de regulação de tensão são avaliadas:

- Controle Volt-Var,
- Controle Volt-Watt,
- Recarga controlada de VEs,
- Combinação da recarga controlada e controle Volt-Var.

Dentre os vários aspectos que avaliam a qualidade da energia entregue pela concessionária destaca-se o nível de tensão, cujo controle é fundamental para garantir o bom funcionamento dos equipamentos conectados à rede. No Brasil, o PRODIST estabelece valores de referência e limites operacionais de tensão em regime permanente, conforme ilustra a Fig. 2, os quais foram adotados neste trabalho (ANEEL, 2017).

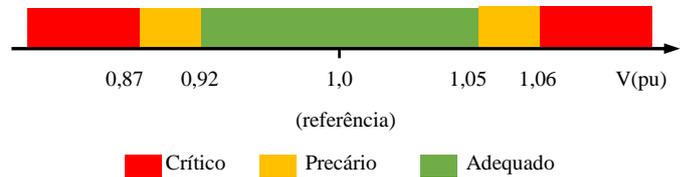


Fig. 2: Classificação das faixas de tensão em regime permanente em relação à referência de acordo com o PRODIST.

Neste artigo, estes controles são implementados através de funções do MATLAB na rede utilizada, baseadas na lógica individual do estado da arte de cada uma, utilizando como base Kersting (2012), Santos, Affonso e Kezunovic (2021) e Kashani, Mobarrez e Bhattacharya (2017).

2.1 Controle Volt-Var

Usualmente, a recarga de VEs é feita com fator de potência unitário, sem o consumo ou geração de potência reativa. No controle Volt-Var, considera-se que durante a recarga do VE o inversor tem capacidade de injetar ou absorver potência reativa, conforme o nível de tensão no ponto de conexão.

Neste trabalho, foi utilizada a relação a seguir:

$$Q(V(t)) = \begin{cases} Q^{max} & , V(t) \leq V_1 \\ \frac{-Q^{max}(V(t)-V_2)}{(V_2-V_1)} & , V_1 < V(t) \leq V_2 \\ 0 & , V_2 < V(t) \leq V_3 \\ \frac{-Q^{min}(V(t)-V_3)}{(V_4-V_3)} & , V_3 < V(t) \leq V_4 \\ -Q^{min} & , V(t) > V_4 \end{cases} \quad (5)$$

Onde $V(t)$ representa a tensão medida no ponto de conexão, Q^{max} representa a máxima potência injetada, Q^{min} a máxima potência absorvida e V_1, V_2, V_3 e V_4 as tensões de controle. O intervalo entre V_2 e V_3 é conhecido como banda morta, onde não existe ação de controle.

A potência máxima injetada pelo inversor pode ser calculada utilizando a expressão que relaciona a potência aparente do dispositivo S_{inv} com seu fator de potência fp :

$$Q^{max} = S_{inv} \cdot \sqrt{1 - fp^2}$$

A expressão (5) é representada na Fig. 3 abaixo.

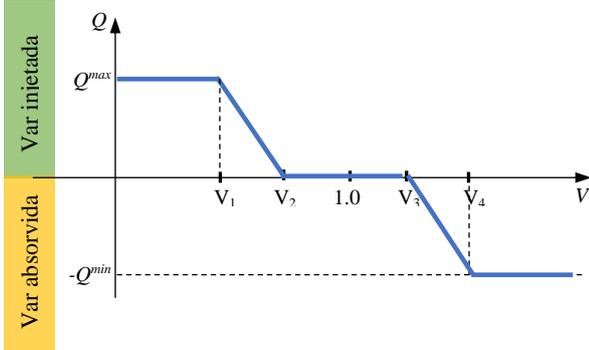


Fig. 3: Curva de controle Volt-Var.

Como o foco deste trabalho é apenas avaliar situações de subtensão, foi feita a definição de apenas $V_1 = 0,92$ e $V_2 = 0,98$. Assim, o controle funciona apenas na zona verde da Fig. 3 com a injeção de potência reativa. O fator de potência mínimo foi adotado em 0,95.

Redes de distribuição de baixa tensão geralmente possuem alta razão R/X . Observando (4), nota-se que a efetividade deste método depende do valor de X_L . Quanto maior a relação R/X , menor será a eficácia da regulação de tensão por meio da injeção ou absorção de potência reativa.

2.2 Controle Volt-Watt

No controle Volt-Watt, considera-se que durante a recarga do VE o inversor tem capacidade de reduzir a absorção de potência ativa conforme o nível de tensão no ponto de conexão, sem injeção ou absorção de potência reativa, o que leva a (6):

$$\Delta V \approx \frac{R_L(P_C + P_{VE}) + X_L Q_C}{E_2} \quad (6)$$

Assim, reduzindo P_{VE} reduz-se a queda de tensão na rede. O controle é implementado por meio de (7)-(8):

$$P(V(t)) = \begin{cases} p^{min} & , V(t) \leq V_1 \\ P^{max}(aV(t) + b) & , V_1 < V(t) \leq V_2 \\ p^{nom} & , V(t) > V_2 \end{cases} \quad (7)$$

$$a = \frac{p^{max} - p^{min}}{V_2 - V_1} \text{ e } b = p^{min} - a \cdot V_1. \quad (8)$$

Onde $V_1 = 0,92$, $V_2 = 0,98$, que são as tensões limites para variação linear da função Volt-Watt, p^{nom} e p^{min} são respectivamente a potência nominal do inversor e a potência mínima de funcionamento implementada na estratégia, adotada em 0,5 pu.

Neste trabalho, não é admissível o aumento da potência para além do próprio valor nominal de placa do dispositivo, sendo

então o comportamento da curva de controle conforme observado na Fig. 4.

Como citado anteriormente, redes de distribuição tem alta razão R/X , o que torna este método mais eficaz na regulação de tensão quando comparado ao controle Volt-Var. No entanto, a redução da potência de recarga implica em maior tempo para realização da recarga completa da bateria do VE, sendo muitas vezes indesejável, afetando o conforto do proprietário do veículo.

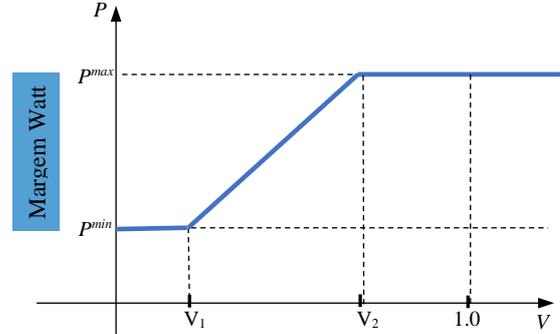


Fig. 4: Curva de controle Volt-Watt.

2.3 Recarga Controlada de VEs

Uma abordagem alternativa às anteriores é a recarga controlada do VE. Para a aplicação deste método, são necessárias as informações de potência de recarga, capacidade de armazenamento da bateria e o estado de carga (SOC – *state of charge*) da bateria no instante de conexão do veículo a rede. De posse destas informações, é possível calcular o tempo total de recarga (ΔT_{rec}) a partir de (9).

$$\Delta T_{rec} \approx \frac{C_b \left(1 - \frac{SOC\%}{100}\right)}{\eta \times P_{rec}} \quad (9)$$

Onde C_b representa a capacidade da bateria, $SOC\%$ o estado de carga da bateria em porcentagem, P_{rec} a potência de recarga e η a eficiência do carregador.

A Fig. 5 apresenta o fluxograma da metodologia proposta para estratégia de recarga controlada.

O algoritmo leva em consideração que em uma rede residencial a maior demanda se concentra no fim do dia. Assim, visando reduzir a sobrecarga no alimentador e situações de subtensão, a recarga dos veículos elétricos tem seu período limitado para iniciar à meia-noite e finalizar até T_{saida} , período estabelecido para cada veículo em que deve ter sua recarga completa para a saída dos proprietários para o dia de trabalho.

O algoritmo distribui aleatoriamente um valor inteiro entre 1 e 2 para prioridade. Veículos com prioridade 1 tem a recarga iniciada imediatamente à meia-noite, e veículos com prioridade 2 tem a recarga iniciada posteriormente, em $T_{ini} = T_{saida} - \Delta T_{rec}$. Assim, de uma maneira ou de outra, no horário em que o veículo elétrico será utilizado, o mesmo estará com sua bateria carregada completamente.

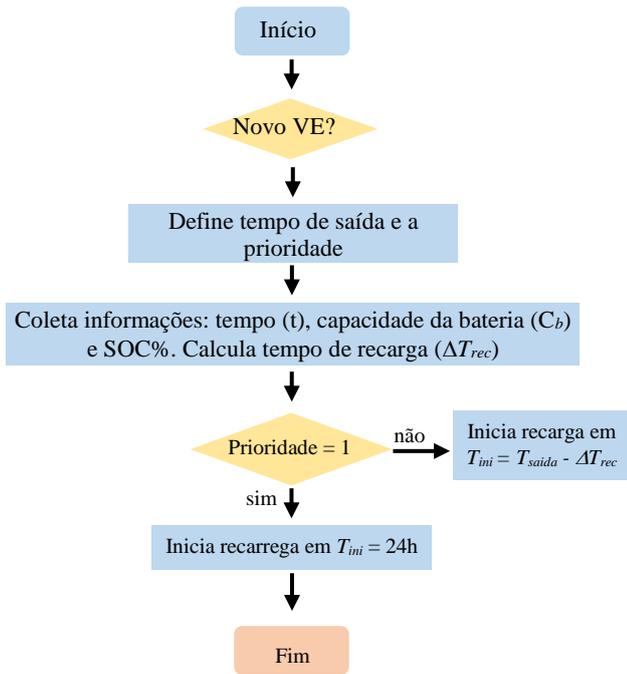


Fig. 5: Fluxograma de funcionamento do algoritmo de recarga controlada.

O cálculo do intervalo de tempo exato necessário para a recarga completa da bateria, partindo do valor de *SOC* no qual o veículo foi conectado no momento de chegada na garagem até o *SOC* 100%, em associação com a limitação de que toda e qualquer recarga só deve começar a partir da meia noite e com o fator prioridade, o que impede que muitos veículos estejam carregando simultaneamente no final da madrugada, a subtensão observável na rede deve ser de menor magnitude, porém ainda presente.

Este método não impacta no conforto do usuário quanto ao tempo de recarga, pois não oferece valores de *SOC* final inferiores à integralidade da capacidade da bateria do veículo. É esperado que, se utilizado constantemente, o *SOC* dos veículos abrangidos pelo método se mantenha em valores relativamente altos, de acordo com o padrão de utilização dos veículos elétricos, o que impede o surgimento de cenários extremos, onde o *SOC* dos veículos é baixo o suficiente para que muitos tenham suas recargas simultaneamente.

3. SISTEMA TESTE

O sistema teste utilizado foi uma rede real de baixa tensão localizada na região sul do Brasil, cujo diagrama é apresentado na Fig. 6. O transformador tem potência de 112,5 kVA com tensões de 23 kV/380 V, conectado em delta-estrela aterrado. Um total de 88 unidades consumidoras são atendidas por este alimentador, onde 31 possuem conexão trifásica, 56 monofásica e 1 bifásica. A rede de testes utilizada foi modelada no OpenDSS (Dugan, 2021), incluindo dados de linha, carga e transformador. As simulações foram realizadas para um intervalo de 24 horas, com uma resolução de 10 minutos, totalizando 144 pontos. Foram contabilizados então 144 fluxos de carga, integrando uma série temporal sequencial.

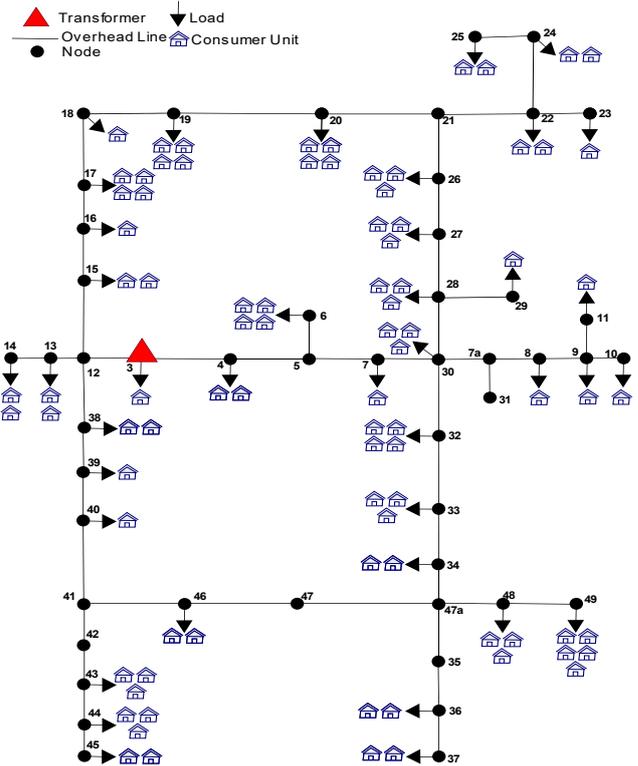


Fig. 6: Alimentador de distribuição de baixa tensão residencial.

3.1 Modelagem da carga residencial

A Fig. 7 mostra a curva de carga total do alimentador residencial adotado, que leva em consideração uma variedade de curvas de demanda individuais para cada carga, obtidas através de medição de um sistema de distribuição real brasileiro (Teixeira, 2018). É possível notar que em nenhum momento a potência no transformador ultrapassa seu limite nominal.

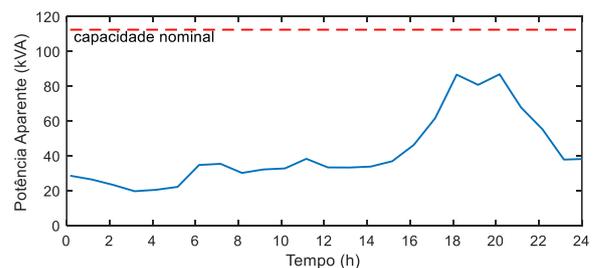


Fig. 7: Curva de carga total do sistema de testes.

3.2 Veículos Elétricos

A modelagem dos veículos elétricos foi baseada nos dados do veículo *Nissan Leaf*, com baterias de 40 kWh e potência de recarga de 7,7 kW (nível 2), e fator de potência inicialmente unitário. Além disso, foram estabelecidos individualmente os horários de chegada e de saída de cada veículo, sendo atribuídos valores entre 16h e 20h para chegada e entre 6h e 8h para saída. Estes valores foram escolhidos baseados em

Quiros-Tortos et al. (2018). Os valores iniciais de *SOC* foram gerados seguindo uma distribuição normal com valores entre 30% e 60%.

Neste trabalho, os veículos elétricos foram distribuídos nas barras mais distantes do alimentador objetivando ter maior impacto na rede por ocorrência de subtensão, e assim avaliar o efeito das técnicas de mitigação de subtensão propostas. Porém, a rigor a conexão dos veículos elétricos deve ser feita utilizando uma modelagem probabilística. A Tabela I apresenta as características dos veículos elétricos utilizados neste estudo.

Tabela 1. Dados dos Veículos Elétricos

Veículo	Barra	Fase	Chegada (h)	Saída (h)	SOC _i %
1	33	A	16	6	30
2	33	B	17	7	40
3	34	A	18	8	50
4	36	A	19	6	60
5	36	C	20	7	70
6	37	A	16	8	30
7	48	B	17	6	40
8	48	C	18	7	50
9	49	A	19	8	60
10	49	A	20	6	70
11	49	A	17	7	30
12	6	C	18	8	40

4. RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS

Esta seção apresenta os resultados obtidos com a aplicação das metodologias propostas de mitigação de subtensão, avaliando a eficácia de cada método. Para isso, serão analisados os gráficos de potência aparente no transformador, além da tensão, potência ativa e reativa na barra 49, onde 3 veículos elétricos estão conectados na fase A, sendo esta a barra mais impactada pela recarga de VEs.

As análises contemplam os seguintes casos, onde no caso Base nenhum controle é aplicado para fins comparativos:

- Caso Base;
- Controle Volt-Var;
- Controle Volt-Watt;
- Recarga controlada;

A Fig. 8 apresenta a potência ativa e reativa nos VEs conectados na barra 49 para todos os casos analisados. Nota-se que quando o controle Volt-Watt é aplicado, há uma diminuição considerável da potência ativa consumida pelo VE, como já era esperado, aumentando o tempo necessário para a recarga completa do veículo. Quando a recarga controlada é aplicada, o período de recarga anteriormente de 19h-21h é alterado para 6h-8h do dia seguinte, momento de baixa demanda residencial. Também é possível perceber que como não existe alta demanda por parte dos consumidores residenciais, a recarga pode ser feita com potência ativa mais constante, o que diminui levemente o tempo de recarga das

baterias. A injeção de potência reativa só ocorre quando o controle Volt-Var é aplicado.

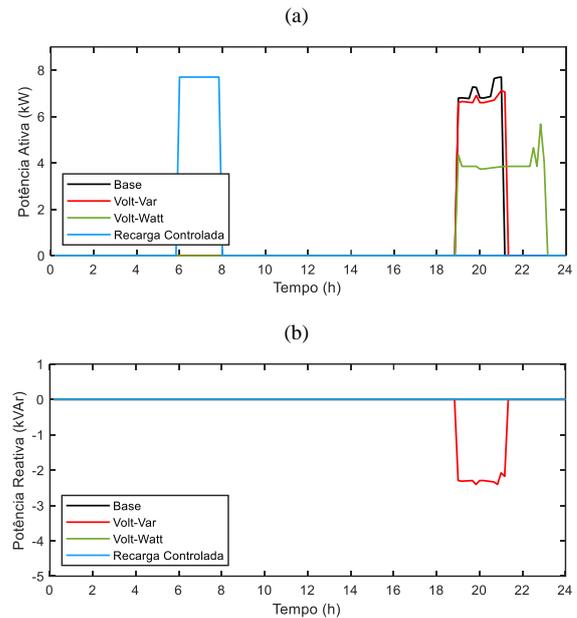


Fig. 8: Potência nos veículos elétricos conectados na barra 49. (a) Ativa, (b) Reativa.

A Fig. 9 apresenta a potência aparente no transformador. Nota-se que a conexão dos veículos elétricos na rede ocasiona sobrecarga no transformador, que é levemente diminuída quando o controle Volt-Var é aplicado devido à injeção de potência reativa. A redução da sobrecarga é mais efetiva quando o controle Volt-Watt é aplicado, pois há redução significativa da potência ativa demandada pelos veículos. No entanto, apenas quando a recarga controlada é aplicada o transformador não opera em sobrecarga devido à modificação no período de recarga de todos os veículos elétricos conectados à rede.

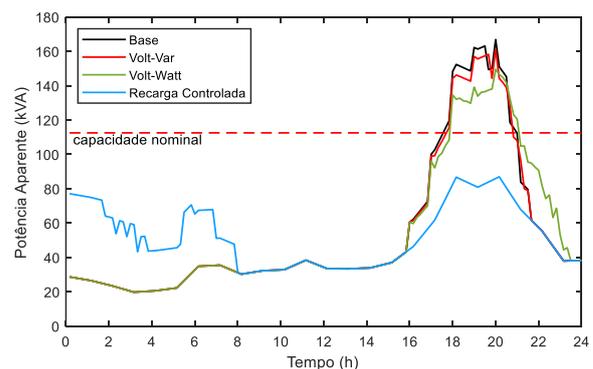


Fig. 9: Potência aparente no transformador.

A Fig. 10 apresenta o perfil de tensão na fase A da barra 49 para as diferentes técnicas implementadas. A inserção de potência reativa por meio do controle Volt-Var ajuda a reduzir a subtensão, que, porém, não é suficiente para manter os níveis de tensão dentro de limites aceitáveis. A aplicação do controle Volt-Watt reduz de forma mais significativa a subtensão na barra, porém ainda apresenta valores abaixo do limite mínimo

aceitável. Com a aplicação da recarga controlada, a demanda dos veículos é deslocada para períodos de menor demanda residencial, não havendo assim sobrecarga no transformador e nem ocorrência de subtensão. Assim, conforme os resultados obtidos, nota-se que o método de recarga controlada foi mais efetivo, tanto para mitigar os efeitos de subtensão quanto para reduzir a sobrecarga no transformador.

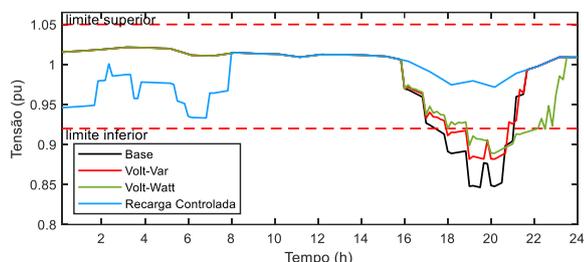


Fig. 10: Perfil de tensão na barra 49 (fase A).

4.1 Análise de Sensibilidade da Recarga Controlada

Neste caso será analisado um cenário mais extremo, em que o estado de carga (SOC) inicial dos VE conectados à barra 49 é reduzido de 60%, 70% e 30% para 30%, 20% e 10% conforme a Tabela II. Estes valores muito baixos de SOC são mais difíceis de ocorrer, pois seria necessário a larga utilização do veículo, equivalente a rodar aproximadamente 273 km para atingir estes níveis. Com isto, os veículos demandam mais energia para efetuar sua recarga completa, aumentando assim o tempo de recarga. Neste caso, a tensão na barra 49 fica no limite dos valores mínimos exigidos, conforme mostra a Fig. 11.

De forma mais extrema ainda, se além de reduzir o SOC inicial dos VEs, alterar os horários de saída para às 7h, fazendo-as coincidir conforme a Tabela III, a tensão na barra ultrapassa o limite mínimo exigido, conforme ilustra a Fig. 12. Neste caso, o início da recarga de alguns veículos é alterado, o que ocasiona recarga simultânea dos veículos, sobrecarregando a rede. Ainda assim, a sobrecarga ainda tem menor magnitude quando comparado aos casos onde não há controle de recarga.

Tabela 2. Relação dos Veículos Elétricos Base

Veículo	Barra	Fase	Chegada (h)	Saída (h)	SOC;%
9	49	A	19	8	30
10	49	A	20	6	20
11	49	A	17	7	10

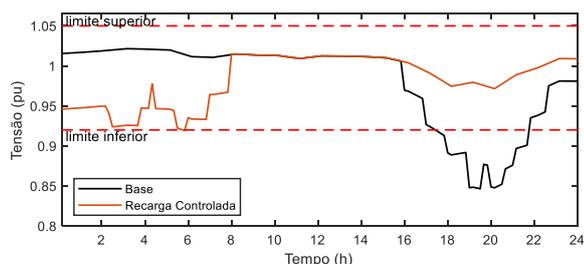


Fig. 11: Perfil de tensão da fase A da barra 49 (utilizando os dados da Tabela 2 – Caso Recarga Controlada)

Tabela 3. Relação dos Veículos Elétricos Base

Veículo	Barra	Fase	Chegada (h)	Saída (h)	SOC;%
9	49	A	19	7	30
10	49	A	20	7	20
11	49	A	17	7	10

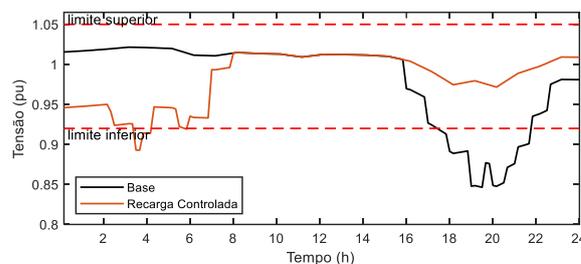


Fig. 12: Perfil de tensão da fase A da barra 49 (utilizando os dados da Tabela 3 – Caso Recarga Controlada)

4.2 Método Combinado: Recarga Controlada + Volt-Var

Este caso analisa a combinação dos métodos de recarga controlada com o Volt-Var, obtendo assim alteração as funcionalidades dos dois controles. O cenário aplicado neste caso foi o mais extremo apresentado na Tabela III. Os resultados obtidos são apresentados na Fig. 13, onde nota-se que a associação entre os dois métodos apresenta resultados satisfatórios mesmo em cenários mais extremos, mantendo a tensão dentro de limites aceitáveis durante todo o período, e diminuindo ainda mais o carregamento no transformador devido à injeção de potência reativa.

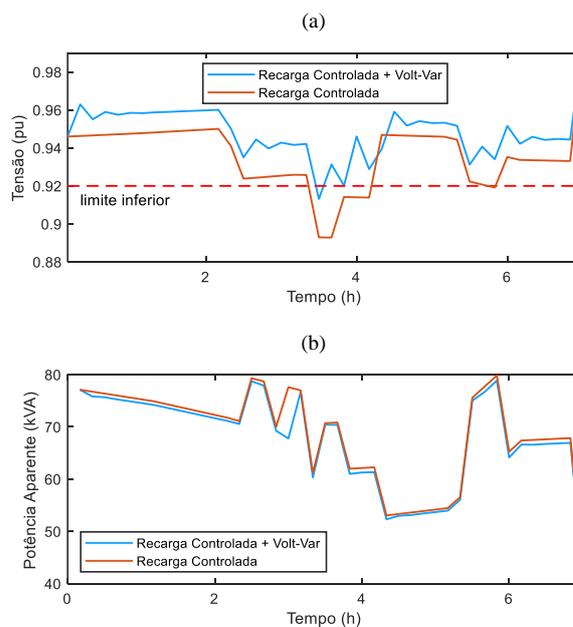


Fig. 13. Resultados do Método Combinado. (a) Tensão na fase A da barra 49. (b) Potência aparente no transformador.

6. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou quatro técnicas de mitigação de subtensão causada pela recarga de veículos elétricos, sendo elas os controles Volt-Var e Volt-Watt, recarga controlada e a associação da recarga controlada com o controle Volt-Var. Os resultados mostraram que a técnica Volt-Var teve ação limitada, o que era esperado devido à baixa relação R/X da rede de distribuição. A técnica Volt-Watt, entretanto, teve maior eficácia, porém apresentando desvantagens não tão acentuadas em comparação com a técnica anterior. Um método diferenciado foi apresentado, utilizando controle de recarga programada, que se mostrou efetivo tanto na redução da sobrecarga do transformador, o que nenhum dos métodos anteriores foi capaz, quanto na mitigação de subtensões no sistema, salvo casos de extrema sobrecarga. Estes casos, porém, apresentaram impactos inferiores aos observados em todos os outros cenários. Adicionalmente, um método que combina as técnicas de recarga controlada e controle Volt-Var foi desenvolvido, onde foi possível perceber a ação das duas táticas de mitigação de subtensão simultaneamente, mostrando que a junção eficácia superior a qualquer método aplicado neste estudo.

REFERÊNCIAS

- Affonso, C. M.; and Kezunovic, M. (2019). Probabilistic Sizing of PV Generation on Commercial Parking Lot with PEVs to Avoid Transformer Aging. *IEEE Milan PowerTech*.
- Alsharief, Y. (2021). Optimization of Volt-Watt Control Parameters to Maximize Power Injection by DERs. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, 2021, pp. 1-5.
- ANEEL (2017). Electric Power Quality - 8th Module, *PRODIST*.
- Clement-Nyns, K., Haesen, E., and Driesen, J. (2011). The impact of vehicle-to-grid on the distribution grid. *Electric Power Systems Research*, 81, 185–192.
- Dugan, R. C. (2021). *Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)*. EPRI.
- International Energy Agency (IEA). (2020) *Global EV outlook 2020*. [Online]. Disponível em: www.iea.org
- Kashani, M. G. Mobarrez, M. and Bhattacharya, S. (2017). Smart inverter volt-watt control design in high PV penetrated distribution systems. *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, pp. 4447-4452.
- Kersting, W. H. (2012). *Distribution System Modeling and Analysis*. 3rd Edition, Taylor&Francis.
- Olowu, T. O. Inaolaji, A. Sarwat, A. and Paudyal, S. (2021). Optimal Volt-VAR and Volt-Watt Droop Settings of Smart Inverters. *IEEE Green Technologies Conference (GreenTech)*, 2021, pp. 89-96.
- Quiros-Tortos, J. Espinosa, A. N. Ochoa, L. F. and Butler, T. (2018). Statistical Representation of EV Charging: Real Data Analysis and Applications. *IEEE Power Systems Computation Conference (PSCC)*.
- Sá, S. M., Pereira, M. D. L. and Franco, J. F. (2020). Programação Linear Aplicada ao Carregamento Coordenado de Veículos Elétricos em Redes de Distribuição. *Congresso Brasileiro de Automática*.
- Santos, H.; Affonso, C. M. and Kezunovic, M. (2021). Volt-Var Support in Distribution Systems by Controlling Electric Vehicles Charging. *IEEE Powertech*.
- Turker, H., Bacha, S., Chatroux, D., and Hably, A. (2012). Low-Voltage Transformer Loss-of-Life Assessments for a High Penetration of Plug-In Hybrid Electric Vehicles (PHEVs). *IEEE Transactions on Power Delivery*.
- Teixeira, J. H. (2018). Análise das perdas elétricas devido a conexão de geração distribuída em um sistema de distribuição secundário. *Bachelor's thesis*. Universidade Regional Do Noroeste Do Estado Do Rio Grande Do Sul.
- Ul-Haq, A., Cecati, C., Strunz, K., and Abbasi, E. (2015). Impact of Electric Vehicle Charging on Voltage Unbalance in an Urban Distribution Network. *Intelligent Industrial Systems*, 1, 51–60.
- Shahnia, F., Ghosh, A., Ledwich, G., and Zare, F. (2013). Predicting Voltage Unbalance Impacts of Plug-in Electric Vehicles Penetration in Residential Low-voltage Distribution Networks. *Electric Power Components and Systems*, 41(16), 1594–1616.
- Silva, G. M., Pfitscher, L. L., Pauletti, P., and Alves, Z. M. (2019). Recharging electric vehicles: Impact on the load curve of a low-voltage distribution network. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*. Gramado, Brasil.