

# Recarga Inteligente de Veículos Elétricos Considerando Diferentes Modelos Tarifários Visando Benefícios para a Concessionária e Consumidores

Kaio H. S. Forte\*, Hugo H. S. Santos, Carolina M. Affonso

*\*Faculdade de Engenharia Elétrica e Biomédica  
Universidade Federal do Pará, Belém, PA, 66075-110  
(e-mail: kaio.forte@itec.ufpa.br)*

---

**Abstract:** This paper proposes a smart charging method using linear programming to minimize the EVs charging costs and attend transformer capacity constraint, reducing the negative impacts of uncoordinated charging, bringing benefits for both utility and consumer. Simulations are conducted through OpenDSS software in a real distribution system in Brazil. Several penetration levels and different electricity tariffs are considered. The results show smart charging can efficiently reduce energy costs and mitigate some negative effects of uncoordinated charging, even for high penetration levels of electric vehicles.

**Resumo:** Este artigo propõe um método de recarga inteligente utilizando programação linear, visando reduzir os custos de energia e atender as restrições de limite de capacidade do transformador, mitigando os impactos negativos da recarga descoordenada, trazendo benefícios tanto a concessionária de energia quanto ao consumidor. As simulações são realizadas através do software *OpenDSS* em uma rede de distribuição real do Brasil. São considerados vários níveis de penetração e diferentes modelos tarifários para avaliação do desempenho da metodologia proposta. Os resultados mostram que a recarga inteligente consegue de forma eficiente reduzir os custos de energia e ainda mitigar de forma satisfatória os efeitos negativos da recarga descoordenada, mesmo para altos níveis de penetração de veículos elétricos.

**Keywords:** Electric vehicle; smart charging; linear programming; distribution system.

**Palavras-chaves:** Veículos elétricos; recarga inteligente; programação linear; rede de distribuição.

---

## 1. INTRODUÇÃO

Espera-se que no futuro os veículos elétricos (VEs) dominem o mercado automobilístico, sendo a mobilidade elétrica uma forma de combater as mudanças climáticas. O número estimado de estações de recarga privadas para 2020 foi de 9.5 milhões, dos quais 7 milhões estão em residências e o restante em locais de trabalho. Isso representa 40 gigawatts (GW) de capacidade instalada nas residências e mais de 15 GW de capacidade instalada nos locais de trabalho (IEA, 2021).

Dessa forma, a conexão de VEs, se feita de maneira descoordenada, pode trazer diversos desafios para o sistema elétrico como o aumento das perdas, ocorrência de problemas de subtensão e sobrecarga em transformadores, podendo se tornar inviável sob um alto nível de penetração de VEs (Dubey e Santoso, 2015; Akhavan-Rezai et al., 2012). Uma das formas de diminuir os impactos negativos causados pela recarga de VEs se dá através de um agente agregador, entidade responsável por gerenciar a recarga de vários VEs de uma determinada região, sendo assim capaz de impactar de forma expressiva a rede elétrica (García-Villalobos et al., 2014). Para isso, o agregador precisa ser capaz de prever a demanda diária dos VEs baseado em dados históricos, preferências do usuário etc. De posse dessa informação e utilizando sistemas de medição e comunicação avançada, o agregador pode utilizar algoritmos para alcançar objetivos que atendam tanto às restrições do sistema quanto aos donos dos VEs.

Dentre os diversos métodos computacionais para a recarga inteligente de VEs, a programação linear (PL) é um dos mais populares por ser simples e efetiva, além de ter um baixo custo computacional (Yang, Li e Foley, 2015). Como exemplo, no trabalho de Clement-Nyns, Haesen e Driesen (2011) um algoritmo desenvolvido utilizando PL conseguiu resolver grande parte dos problemas de subtensão ocasionados pela recarga descoordenada de VEs. Similarmente, Bitencourt et al. (2019), utilizando do mesmo algoritmo, foi capaz de analisar os impactos que a carga extra advinda da recarga de VEs ocasiona nos transformadores. Um outro método, desta vez desenvolvido por Affonso e Kezunovic (2019), conseguiu evitar a sobrecarga nos transformadores e consequente redução da vida útil do transformador, através da recarga coordenada de VEs e de um sistema de baterias na presença de geração fotovoltaica.

Apesar do número de VEs vendidos no Brasil ainda ser pouco expressivo em comparação com o mercado mundial, espera-se que o número de vendas aumente em um futuro próximo, sendo fundamental avaliar as atuais condições da rede de distribuição e propor possíveis soluções de adequação. Este artigo propõe uma metodologia para recarga ótima de veículos elétricos utilizando programação linear, tendo como objetivo a redução dos custos energéticos para os consumidores. Os resultados são avaliados considerando diferentes modelos tarifários como a tarifa de energia convencional e a tarifa Branca, e sob diversos níveis de penetração. A metodologia proposta é avaliada analisando os benefícios para o

consumidor por meio dos custos de energia, e para a concessionária, avaliando o fator de carga, ocorrência de sobrecarga no transformador e violações de tensão nas barras da rede. As simulações computacionais são realizadas em uma rede real de baixa tensão do Brasil, utilizando o software OpenDSS e Python.

## 2. FORMULAÇÃO DO MÉTODO DE OTIMIZAÇÃO

Este trabalho tem como objetivo realizar a recarga inteligente dos veículos elétricos para o dia seguinte, com fins de planejamento, tendo como base as previsões de demanda residencial e viagens dos VEs. A otimização é realizada utilizando programação linear, e após isso um fluxo de carga é realizado para avaliação dos impactos na rede com a solução obtida. O método proposto consegue ajustar o processo de recarga das baterias dos VEs considerando a aplicação da tarifa elétrica em vigor, que pode ser a convencional ou Branca, com o objetivo de minimizar o custo do consumo de energia e garantindo que não haja sobrecarga no transformador. A função objetivo e restrições a serem atendidas durante o processo de otimização são descritas a seguir.

### 2.1 Função Objetivo

A metodologia proposta tem como objetivo minimizar o custo do consumo de energia conforme mostrado em (1).

$$\text{Min. } f = \sum_{t=1}^N P_T^t * c^t \quad (1)$$

Onde  $P_T^t$  é a potência ativa no transformador no instante de tempo  $t$  em kW e  $c^t$  é a tarifa de energia no instante de tempo  $t$ , em R\$/kWh.

### 2.2 Limite de Capacidade do Transformador

A equação (2) garante que a potência ativa total no transformador ( $P_T^t$ ) não ultrapasse sua capacidade nominal. Vale notar que o valor de 91% da potência nominal do transformador ( $S_{nom}$ ) é uma forma de compensar as perdas do sistema, que não são levadas em consideração nesta formulação por motivos de simplicidade. Sendo assim, 9% da potência nominal se deve às perdas técnicas. A potência reativa total no transformador é dado por  $Q_T^t$ .

$$P_T^t \leq \sqrt{0.91 * S_{nom}^2 - Q_T^{t^2}}, \forall t = 1, \dots, N \quad (2)$$

### 2.3 Demanda do Transformador

Similarmente, (3) determina que a potência ativa total do sistema deve ser equivalente à potência ativa das unidades consumidoras residenciais ( $P_{base}^t$ ), somando as potências ativas de todos os veículos elétricos ( $P_{EV}^{t,i}$ ) que estiverem em processo de recarga no instante de tempo  $t$ .

$$P_T^t = P_{base}^t + \sum_{i=1}^{N_{ev}} P_{EV}^{t,i}, \quad (3)$$

$$\forall i = 1, \dots, N_{EV} \text{ e } \forall t = 1, \dots, N$$

### 2.4 Restrições da Bateria dos Veículos

Por sua vez, (4) obriga que o estado de carga da bateria ( $SOC^{t,i}$ ) atual do veículo  $i$  seja igual à quantidade de carga no tempo anterior ( $SOC^{t-1,i}$ ) somada com a quantidade de carga adicionada no intervalo de tempo  $\Delta t$  entre medições (10 minutos), sendo  $\eta_{EV}$  a eficiência de recarga e  $C_b$  a capacidade da bateria do VE em kWh. Por fim, (5) assegura que todos os veículos no horário de partida ( $SOC^{t_{partida},i}$ ) tenham estado de carga igual ou superior a 80%.

$$SOC^{t,i} = SOC^{t-1,i} + \frac{\eta_{EV} * P_{EV}^{t,i} * \Delta t}{C_b}, \quad (4)$$

$$SOC^{t_{partida},i} \geq 80\%, \quad (5)$$

$$\forall i = 1, \dots, N_{EV} \text{ e } \forall t = 1, \dots, N$$

### 2.5 Limites de Operação

Também foram definidos limites de operação para as variáveis de decisão. Em (6) a potência de recarga dos veículos precisa ser menor que 7,7 kW e superior a 0 kW, o que assegura que o veículo não fornecerá potência à rede, ou seja, não irá operar no modo V2G (*vehicle-to-grid*). Em (7), é definido que o estado da carga de qualquer veículo no instante de tempo  $t$  precisa estar entre os valores mínimo e máximo estipulados.

$$0kW \leq P_{EV}^{t,i} \leq 7.7kW, \quad (6)$$

$$20\% \leq SOC^{t,i} \leq 100\%, \quad (7)$$

$$\forall i = 1, \dots, N_{EV} \text{ e } \forall t = 1, \dots, N$$

## 3. DESCRIÇÃO DO SISTEMA TESTE

As simulações deste estudo foram desenvolvidas no software *Open Distribution System Simulator* – OpenDSS (Dugan, 2010), considerando dois dias consecutivos com amostragem de 10 minutos, totalizando um intervalo de 48 horas. Além disso, foram utilizados dados de um sistema de distribuição real localizado no município de Ijuí, no Rio Grande do Sul, Brasil (Teixeira, 2018).

### 3.1 Sistema de Distribuição

O sistema é composto por um transformador abaixador de 112,5 kVA, com relação de 22,5 kV/380 V, e 88 unidades consumidoras residenciais, variando entre conexões trifásicas (380 V) e monofásicas (240 V) que são distribuídas entre as 50 barras do sistema, conforme mostra a Fig. 1 (Ferreira, Santos e Affonso, 2022).

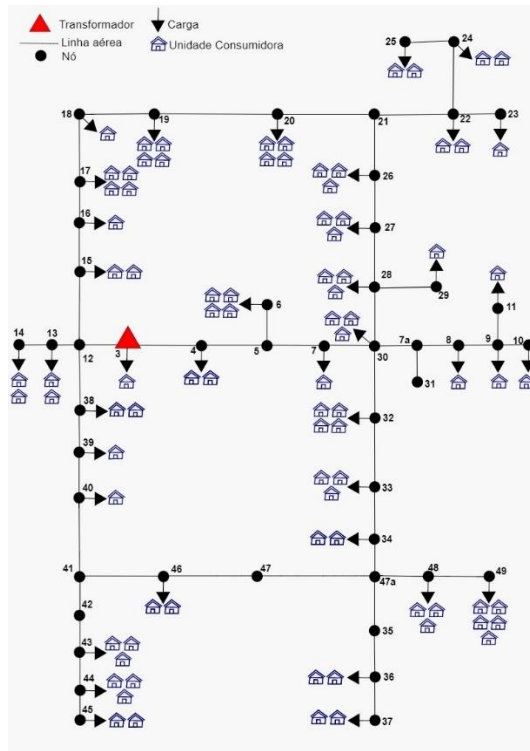


Fig. 1: Sistema de distribuição de Ijuí/RS.

O perfil de demanda das residências foi baseado em medições de 10 em 10 minutos reais da região centro oeste dos EUA (Muratori, 2017), sendo adaptado para a demanda média da região de Ijuí. A Fig. 2 mostra a curva de carga adotada sendo este também o caso base deste estudo, onde não há a conexão de nenhum veículo elétrico na rede.

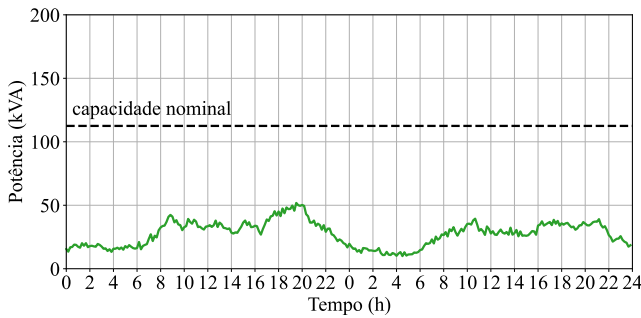


Fig. 2: Curva de carga das unidades consumidoras residenciais adotada (Caso Base).

### 3.2 Tarifa de Energia

Para a tarifa adotou-se os modelos de tarifa convencional e tarifa Branca a partir de valores reais da concessionária local de Ijuí (CPFL, 2021). Para a tarifa convencional, em qualquer momento do dia o valor cobrado por kWh consumido se mantém constante, em R\$ 0,3585. Já no modelo de tarifa Branca, o valor da energia varia ao longo do dia conforme o horário, conforme apresentado na Tabela 1.

**Tabela 1. Horários e valores da tarifa Branca.**

Horário	Ponta	Intermediário	Fora de Ponta
	18:30 - 21:30	17:30 - 18:30 e 21:30 - 22:30	00:00 - 17:30 e 22:30 - 23:59 (do 2º dia)
Valor da Tarifa	R\$ 0,72587	R\$ 0,48095	R\$ 0,23604

### 3.3 Modelagem dos Veículos Elétricos

A modelagem do veículo elétrico deste estudo tomou como base o modelo real *Nissan Leaf*, bastante popular, que conta com um banco de baterias com capacidade de 40 kWh e uma autonomia aproximada de 389 km.

Sendo a tensão da rede em 240 V para uma conexão monofásica, foi considerado então que a recarga dos veículos elétricos é feita em nível 2 (SAE, 2017), possuindo as seguintes especificações:

- Capacidade da Bateria ( $C_b$ ) = 40 kWh
- Eficiência de Recarga ( $\eta_{EV}$ ) = 0.95
- Potência de Recarga ( $P_{EV}$ ) = 7,7 kW

Os horários de chegada dos veículos foram escolhidos de forma aleatória dentro de uma base de dados obtida a partir do projeto *Electric Nation* (Dudek et. al., 2019), onde foram coletados dados reais de mais de 98 mil eventos de conexão de veículos elétricos na rede.

A Fig. 3 mostra a distribuição de horários de conexão dos veículos para os dias da semana. Já os horários de partida dos veículos no dia seguinte, ocorre entre as 5h e às 6h. A barra em que cada veículo se encontra e os seus respectivos horários de partida e chegada podem ser vistos no Apêndice “A”.

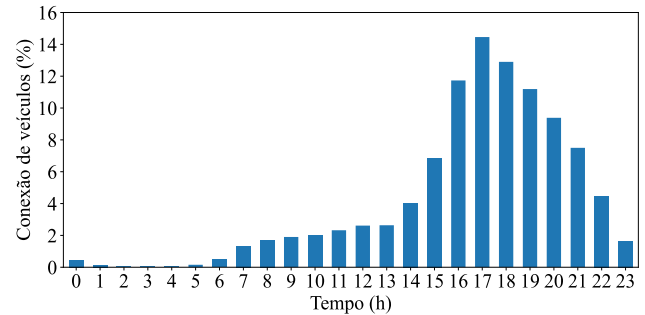


Fig. 3: Distribuição dos horários de chegada dos veículos elétricos para os dias da semana.

## 4. RESULTADOS

As simulações foram realizadas baseadas em 3 casos, os quais são apresentados a seguir:

- Caso 1: Recarga descoordenada;
- Caso 2: Recarga inteligente com tarifa convencional;
- Caso 3: Recarga inteligente com tarifa Branca.

Para cada caso foram realizadas simulações para 3 níveis de penetração: 10% (9 veículos), 35% (31 veículos), e 50% (44 veículos). Os resultados são apresentados a seguir.

#### 4.1 Caso 1: Recarga Descoordenada

Este cenário considera que todos os veículos elétricos iniciam o processo de recarga assim que chegam na residência, de maneira imediata e sem que nenhuma otimização seja aplicada, e finalizam a recarga quando o estado de carga da bateria atinge 80%.

A Fig. 4 apresenta a demanda no transformador de distribuição para o caso base, no qual não ocorre recarga de nenhum veículo elétrico, e para os demais níveis de penetração analisados. É possível perceber que a partir do nível de penetração de 35% já ocorre sobrecarga no transformador, sendo a sobrecarga mais acentuada para o nível de penetração de 50%.

Em relação a tensão, a recarga descoordenada não ocasiona violação da tensão apenas para o cenário com nível de penetração de 10%. A Fig. 5 ilustra o perfil de tensão obtido na fase a da barra 47, escolhida por apresentar maior variação de tensão. Nota-se que à medida que o nível de penetração dos VEs aumenta a tensão diminui, havendo violação dos limites mínimos de tensão nos casos de 35% e 50%.

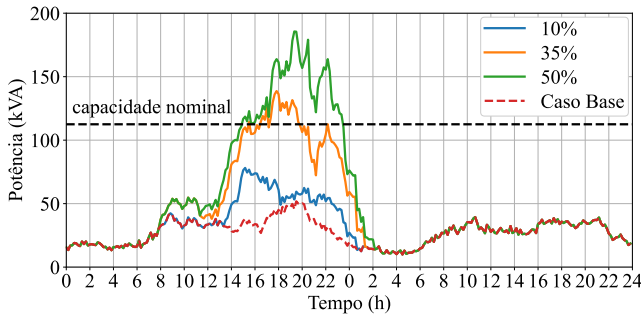


Fig. 4: Curva de carga no transformador para recarga descoordenada.

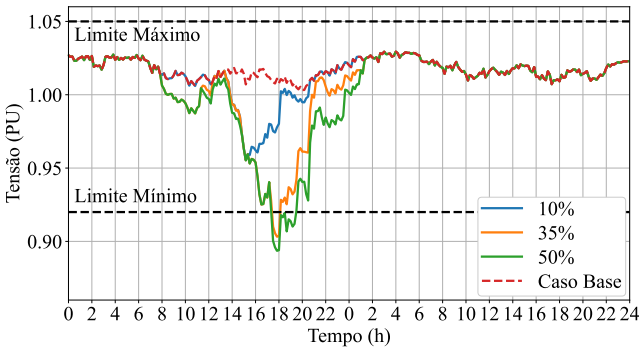


Fig. 5: Perfil de tensão na barra 47 para recarga descoordenada.

A Fig. 6 apresenta a curva de recarga e estado de carga para todos os veículos elétricos para o caso de recarga descoordenada com nível de penetração de 35%. Como pode ser observado, todos os veículos fazem a recarga com máxima potência no instante em que se conectam à rede, e só finalizam quando o estado de carga da bateria atinge 80%.

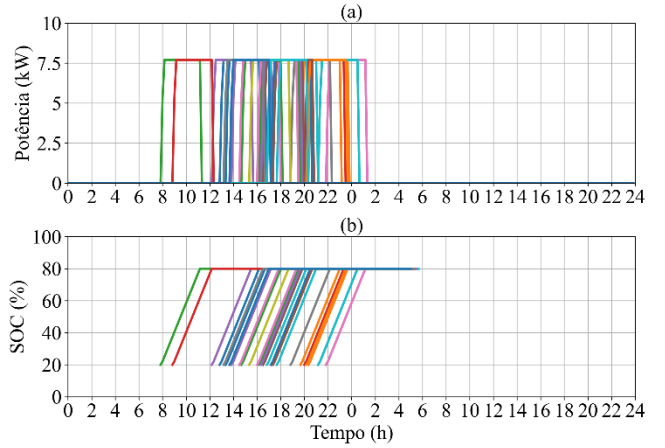


Fig. 6: Demanda dos veículos elétricos para recarga descoordenada e nível de penetração de 35%. a) Curva de carga. b) Estado de carga.

#### 4.2 Caso 2: Recarga Inteligente com Tarifa Convencional

Neste cenário, a recarga ótima é implementada considerando a tarifa de energia convencional, que permanece a mesma durante todo o dia. A Fig. 7 ilustra a curva de carga no transformador. Diferentemente do cenário anterior, para qualquer nível de penetração analisado o transformador continua a operar dentro de seus limites de capacidade nominal. Percebe-se também que não existe distinção entre quais horários a recarga é realizada, já que a tarifa adotada é a mesma para qualquer hora do dia. Ocorre apenas um deslocamento da demanda excedente a capacidade nominal do transformador, para outros horários com menor demanda. Em todos os níveis de penetração não ocorre violação de tensão, conforme ilustra a Fig. 8.

A Fig. 9 apresenta um exemplo do processo de recarga inteligente de um VE para todos os níveis de penetração utilizando a tarifa convencional. Nota-se que a potência de recarga se ajusta, e à medida que o nível de penetração aumenta, o processo de recarga passa a se dar de forma mais lenta.

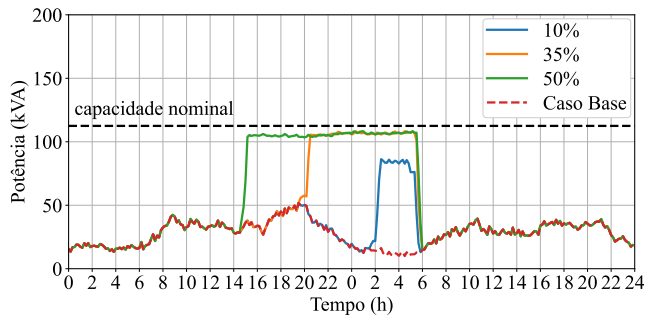


Fig. 7: Curva de carga no transformador para recarga inteligente com tarifa convencional.

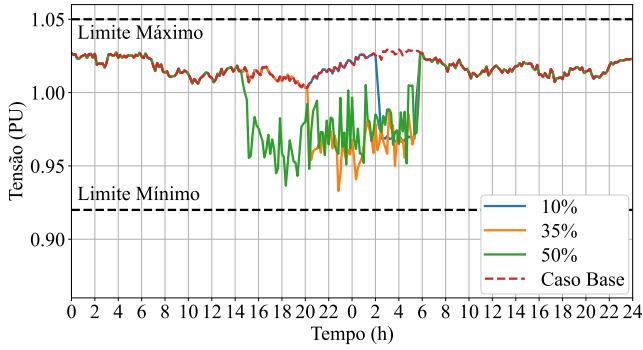


Fig. 8: Perfil de tensão na barra 47 para recarga inteligente com tarifa convencional.

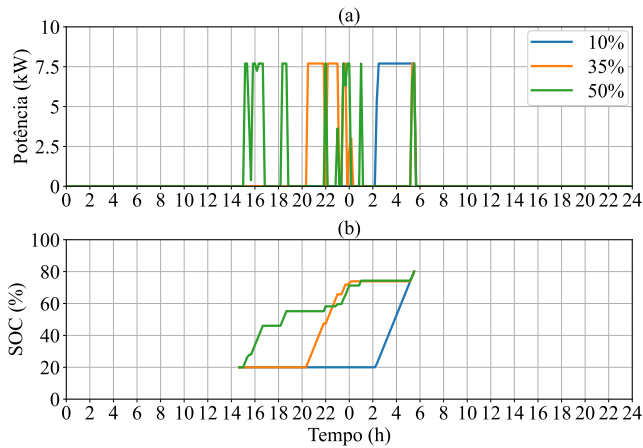


Fig. 9: Demanda do veículo elétrico 7 para recarga inteligente com tarifa convencional. a) Curva de recarga. b) Estado de carga.

#### 4.3 Caso 3: Recarga Inteligente com Tarifa Branca

Neste cenário, a recarga inteligente é aplicada utilizando a tarifa Branca, que assume valores diferentes dependendo da hora do dia. Os resultados são apresentados na Fig. 10. Os horários de tarifa são identificados nas figuras a seguir através de cores, sendo o verde associado ao horário fora de ponta (menor valor), amarelo ao horário intermediário, e vermelho ao horário de ponta (maior valor). Neste caso, o algoritmo evita realizar a recarga dos veículos durante o horário de ponta, dando preferência aos horários em que a tarifa é mais baixa.

Em todos os níveis de penetração a otimização foi eficiente e evitou a sobrecarga no transformador. Quando o nível de penetração é de 10%, a curva de recarga é a mesma quando comparada ao caso de recarga inteligente com tarifa convencional. Isso ocorre, pois, a recarga é realizada fora do horário de pico e não excede a capacidade do transformador, não havendo, portanto, razão para ser modificada. No entanto, para níveis de penetração maiores, a recarga ocorre durante o horário de tarifa mais elevada, sendo necessária sua modificação para minimizar a função objetivo e atender as restrições. Isto faz com que o processo de recarga demore mais tempo. Com a tarifa Branca, os níveis de tensão foram atendidos para todos os níveis de penetração, não havendo violação conforme ilustra a Fig. 11.

A Fig. 12 apresenta a recarga inteligente de um VE utilizando a tarifa Branca para diferentes níveis de penetração. Nota-se que entre as 18:30 h e 21:30h (horário de ponta) o estado de carga da bateria do veículo permanece inalterado, ou seja, a recarga não é realizada. Além disso, à medida que o nível de penetração aumenta, o tempo de recarga também aumenta.

#### 4.3 Avaliação dos Resultados

Considerando o lado da concessionária, os resultados são avaliados em termos do atendimento a capacidade do transformador, número de barras com violação de tensão e fator de carga, que é um indicador que mede o quanto a energia elétrica é uniformemente consumida, calculado pela razão entre a demanda média e a demanda máxima em um intervalo de tempo. Já pelo lado do consumidor, os resultados são avaliados em termos do custo total de energia.

A Tabela 2 apresenta os resultados obtidos para todos os casos com nível de penetração de 50%. Este cenário foi escolhido para apresentar os resultados por ser o caso mais extremo. Os resultados mostram um aumento no fator de carga com a metodologia proposta indicando maior eficiência energética, seja utilizando o modelo de tarifa convencional ou de tarifa Branca. A metodologia proposta também é eficaz em evitar a ocorrência de sobrecarga no transformador, independente da tarifa adotada. No que diz respeito ao número de barras na rede com violação de tensão, nota-se uma redução considerável com a metodologia proposta, sendo de 100% com a tarifa convencional e 87% com a tarifa Branca.

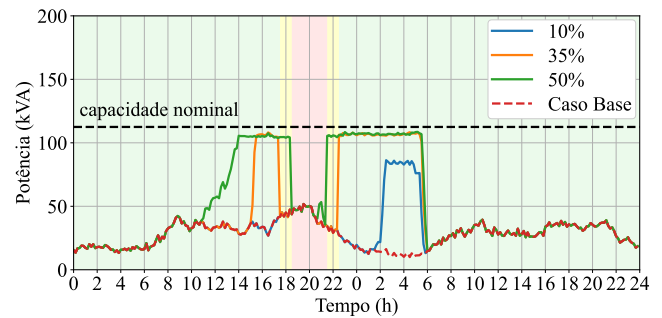


Fig. 10: Curva de carga no transformador para a recarga inteligente com tarifa Branca.

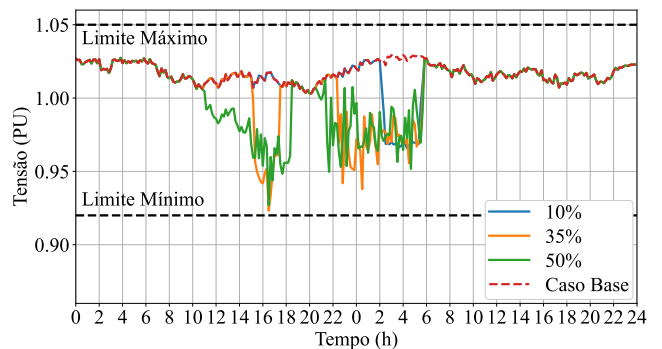


Fig. 11: Perfil de tensão na barra 47 para a recarga inteligente com tarifa Branca.

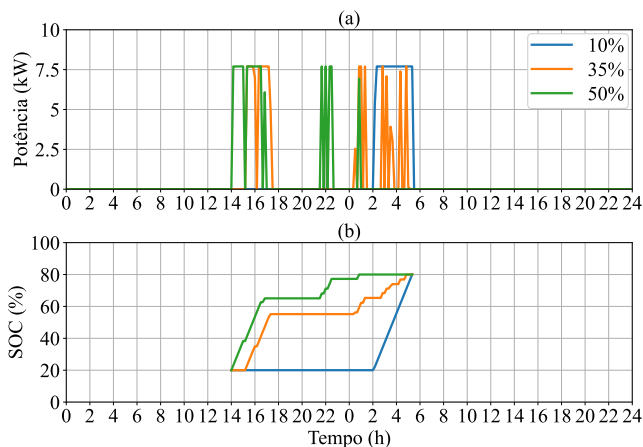


Fig. 12: Demanda do veículo elétrico 5 para recarga inteligente com tarifa Branca. a) Curva de recarga. b) Estado de carga.

Em relação aos custos energéticos, a recarga descoordenada tem maior custo quando a tarifa Branca é aplicada, já que a recarga ocorre no horário de ponta. Porém, quando a metodologia proposta é empregada, o uso da tarifa Branca permite maior redução de custo, em torno de 22,5%.

**Tabela 2. Resultados para nível de penetração de 50%.**

	Caso 1: Recarga Descoord.	Caso 2: Recarga Inteligente (Tar.Conv.)	Caso 3: Recarga Inteligente (Tar.Branca)
Fator de Carga	0,41	0,69	0,69
Sobrecarga no Transformador	Sim	Não	Não
Barras com violação de tensão	23	0	3
Custo Total (R\$)	5.131,49 (TC) 5.201,40 (TB)	5.100,55	4.030,47

## 6. CONCLUSÕES

Este trabalho propôs uma técnica de otimização implementada através de programação linear que busca a minimização dos custos energéticos para a recarga de veículos elétricos, atendendo os limites nominais do transformador. A metodologia foi aplicada em um sistema de distribuição residencial real do Brasil, e diversos níveis de penetração de veículos elétricos e modelos tarifários foram avaliados.

Os resultados apontam que para os níveis de penetração baixos, a recarga descoordenada não ocasiona sobrecarga no transformador nem problemas de subtensão. Por outro lado, para níveis de penetração mais significativos, a recarga descoordenada ocasiona sobrecarga no transformador além de subtensão. Nestes casos, a metodologia proposta mostrou-se eficaz trazendo benefícios tanto para o consumidor como para a concessionária, ocasionando a redução dos custos de energia, redução do pico de demanda, melhoria do perfil de tensão na rede, além de evitar ocorrência de sobrecarga no transformador.

Foi possível observar que a adoção de regimes tarifários diferenciados em conjunto com a implementação da metodologia proposta, torna a economia financeira uma realidade, reduzindo efetivamente custos enquanto se obtém os mesmos resultados finais.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - CNPq, pelo apoio financeiro e/ou técnico no desenvolvimento deste artigo.

## REFERÊNCIAS

- Affonso, C. D. M., and Kezunovic, M. (2019). Technical and economic impact of pv-bess charging station on transformer life: A case study. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(4), 4683–4692.
- Akhavan-Rezai, E., Shaaban, M. F., El-Saadany, E. F., and Zidan, A. (2012). Uncoordinated charging impacts of electric vehicles on electric distribution grids: Normal and fast charging comparison. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*.
- Bitencourt, L. de A., Borba, B. S. M. C., Dias, B. H., Maciel, R. S., Dias, D. H. N., and Oliveira, L. W. (2019). Electric Vehicles Charging Optimization to Improve the Insertion Considering the Brazilian Regulatory Framework. *Energy Storage*, 1(4), 1–13.
- Clement-Nyns, K., Haesen, E., and Driesen, J. (2011). The impact of vehicle-to-grid on the distribution grid. *Electric Power Systems Research*, 81(1), 185–192.
- CPFL (2021). Taxas e Tarifas. Available at: <https://servicosonline.cpfl.com.br/agencia-webapp/#/taxas-tarifas> (Accessed: 23 January 2022)
- Dubey, A., and Santoso, S. (2015). Electric Vehicle Charging on Residential Distribution Systems: Impacts and Mitigations. *IEEE Access*, 3(May 2021), 1871–1893.
- Dudek, E., Platt, K., Storer, N., Barnfather, P., and Duke, R. (2019). Electric Nation Customer Trial Final Report. Western Power Distribution.
- Dugan, R. C (2010). Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS). EPRI
- Ferreira, V. L. N., Santos, H. H. and Affonso, C. M. (2022) Combined Effects of Reactive Power Support from Solar and Electric Vehicles Inverters in a Residential Distribution System. Unpublished.
- García-Villalobos, J., Zamora, I., San Martín, J. I., Asensio, F. J., and Aperribay, V. (2014). Plug-in electric vehicles in electric distribution networks: A review of smart charging approaches. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 38, 717–731.
- IEA (2021). Global EV Outlook 2021. International Energy Agency. Available at: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2021> (Accessed: 23 January 2022).
- Muratori, M. (2017). Impact of uncoordinated plug-in electric vehicle charging on residential power demand -



supplementary data. *National Renewable Energy Laboratory*. Available at: <https://data.nrel.gov/submissions/69> (Accessed: 23 January 2022).

SAE (2017). J1772-2017: SAE Electric Vehicle Conductive Charge Coupler.

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.

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*, 27(3), 1323–1331.

Yang, Z., Li, K., and Foley, A. (2015). Computational scheduling methods for integrating plug-in electric vehicles with power systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51, 396–416.

#### Apêndice A. DADOS DE CONEXÃO DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS

Veículo	Barra	Horário de Chegada	Horário de Partida
VE 1	barra24	13:30	5:20
VE 2	barra14	20:30	5:20
VE 3	barra49	14:50	5:40
VE 4	barra47	20:10	4:50
VE 5	barra6	14:00	5:20
VE 6	barra11	21:20	5:30
VE 7	barra12	14:40	5:30
VE 8	barra11	13:50	5:30
VE 9	barra22	17:20	5:20
VE 10	barra38	17:50	4:50
VE 11	barra44	13:00	5:50
VE 12	barra13	19:50	4:50
VE 13	barra48	16:20	5:10
VE 14	barra27	22:00	5:30
VE 15	barra26	12:20	5:10
VE 16	barra7a	16:40	5:10
VE 17	barra9	22:00	5:20
VE 18	barra37	19:00	5:20
VE 19	barra17	21:20	4:50
VE 20	barra35	21:20	5:50
VE 21	barra33	17:20	5:20
VE 22	barra3	20:20	5:30
VE 23	barra44	8:00	5:20
VE 24	barra20	9:00	5:40
VE 25	barra43	16:30	5:40

VE 26	barra7a	17:30	4:50
VE 27	barra30	16:10	5:00
VE 28	barra14	13:20	5:30
VE 29	barra38	15:30	4:50
VE 30	barra41	17:00	5:00
VE 31	barra16	13:50	5:10
VE 32	barra43	20:20	5:40
VE 33	barra47a	22:50	5:10
VE 34	barra43	19:10	5:00
VE 35	barra31	18:40	4:50
VE 36	barra46	19:10	5:00
VE 37	barra13	11:30	5:10
VE 38	barra14	17:20	5:10
VE 39	barra21	17:20	4:50
VE 40	barra11	20:20	5:50
VE 41	barra27	19:20	5:10
VE 42	barra27	21:40	5:10
VE 43	barra27	16:30	5:20
VE 44	barra47	13:10	5:40