

Programação Linear Aplicada ao Carregamento Coordenado de Veículos Elétricos em Redes de Distribuição

Sarah M. de Sá*, Michael Douglas L. Pereira*, John F. Franco*

* UNESP – Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Câmpus Experimental de Rosana
Av. dos Barrageiros, 1881, 19274-000, Rosana, São Paulo, Brasil
(e-mails: sarah.migueleds@gmail.com, michael.pereira@unesp.br, fredy.franco@unesp.br)

Abstract: Community pressure to reduce greenhouse gas emissions combined with the low efficiency of the combustion engine and improvements in electric energy storage technologies for electric vehicles (EVs), have resulted in the growth in popularity of these automobiles at developed countries. An uncoordinated loading of many EVs cause significant impacts to the distribution networks. This work developed a second-order conic programming model and a linear programming model for the coordinated charging of EVs in an electricity distribution network. Both proposed formulations aim the minimization of the uncharged energy in each VE and the time of charging, while satisfying the network operation restrictions. The mathematical optimization models were implemented in the modeling language AMPL, solved using CPLEX, and tested in the 33-bus and 136-bus systems. The main impacts that the network suffers from the loading of EVs without any kind of control were presented. Following, the improvements that the coordinated control, defined by the mathematical model, provide to the network and to the users of the EVs are shown, minimizing the energy not supplied and the losses in the process. It is concluded that the proposed models help the integrations of EVs in distribution networks by keeping operational limits.

Resumo: A pressão da comunidade para reduzir as emissões de gases de efeito estufa, aliada à baixa eficiência do motor a combustão e às melhorias nas tecnologias de armazenamento de energia dos veículos elétricos (VEs), resultou no aumento desses automóveis nos últimos anos. Porém, o carregamento simultâneo de um grande número de VEs pode trazer impactos significativos no sistema de distribuição de energia elétrica. Nesse contexto, este artigo apresenta um modelo de programação cônica de segunda ordem inteira mista e um modelo linear para o carregamento coordenado dos VEs. As formulações propostas têm como objetivo a minimização da energia não carregada, assim como do tempo de carregamento para cada VE, satisfazendo as restrições de operação da rede. Os modelos matemáticos foram implementados na linguagem de modelagem matemática AMPL e testados em sistemas de 33 barras e de 136 barras, sendo resolvidos usando o *solver* CPLEX. Inicialmente foram avaliados os principais impactos que a rede sofre com o carregamento descoordenado dos VEs. Na sequência, são apresentadas as melhorias que os modelos cônico e linear proporcionam à rede. Esses resultados confirmam a eficiência dos modelos propostos na solução do carregamento coordenado de VEs, contribuindo para facilitar sua integração nas redes de distribuição.

Keywords: Conic Programming; Coordinated Charging; Distribution Networks; Electric Vehicles; Linear Programming.

Palavras-chaves: Carregamento Coordenado; Programação Cônica; Programação Linear; Redes de Distribuição; Veículos Elétricos

NOMENCLATURA			
Conjuntos:		$m_{mn,w}^S$	Declividade do bloco w na linearização do fluxo de potência do circuito mn .
L	Conjunto de circuitos.	Δt	Duração do período de tempo t .
N	Conjunto de barras.	η	Eficiência da bateria dos veículos elétricos.
T	Conjunto de períodos.	$f c_t$	Fator de carga no período t .
VE	Conjunto de veículos elétricos.	Z_{mn}	Impedância no circuito mn .
Parâmetros:		Δ_{mn}^S	Limite do bloco w na linearização do fluxo de potência do circuito mn .
b_{ve}	Barra onde o veículo ve está conectado.	V_{max}	Magntude de tensão máxima (kV).
SOC_{ve}^{max}	Capacidade da bateria do veículo ve .	V_{min}	Magntitude de tensão mínima (kV).
SOC_{ve}^{in}	Carga inicial da bateria do veículo ve .	S_{max}	Número de discretizações usadas para a variável $V_{n,t}^{sqr}$.
I_{mn}^{max}	Corrente máxima da linha mn .	P_n^d	Potência ativa demandada no nó n (kW).
		P_{ve}	Potência de carregamento dos veículos elétricos.
		Q_n^d	Potência reativa demandada no nó n (kVar).

R_{mn}	Resistência no circuito mn .
X_{mn}	Reatância no circuito mn .
β	Taxa de autodescarga da bateria dos veículos elétricos.
V_{est}	Tensão estimada usada na linearização da equação de tensão, corrente e potência aparente.

Variáveis:

$SOC_{ve,t}$	Estado de carga do veículo ve no período t .
$P_{mn,t}$	Fluxo de potência ativa no circuito mn no intervalo de tempo t .
$P_{mn,t}^-$	Fluxo de potência ativa no circuito mn em direção inversa no intervalo de tempo t .
$P_{mn,t}^+$	Fluxo de potência ativa no circuito mn em direção direta no intervalo de tempo t .
$Q_{mn,t}$	Fluxo de potência reativa no circuito mn no intervalo de tempo t .
$Q_{mn,t}^+$	Fluxo de potência reativa no circuito mn em direção direta no intervalo de tempo t .
$Q_{mn,t}^-$	Fluxo de potência reativa no circuito mn em direção inversa no intervalo de tempo t .
$P_{n,t}^g$	Potência ativa fornecida pela subestação no nó n .
$Q_{m,t}^g$	Potência reativa gerada no circuito m no intervalo de tempo t .
$I_{mn,t}^{sqr}$	Quadrado da corrente no circuito mn no intervalo de tempo t .
$V_{n,t}^{sqr}$	Quadrado da magnitude da tensão no nó n no intervalo de tempo t .
$x_{ve,t}$	Variável contínua entre 0 e 1 associada à potência de carregamento dos VEs.
W_{mn}	Variável auxiliar usada na modelagem do estado do circuito mn .
$\Delta_{mn,w,t}^P$	Variável auxiliar na linearização do fluxo de potência ativa do circuito mn .
$\Delta_{mn,w,t}^Q$	Variável auxiliar na linearização do fluxo de potência reativa do circuito mn .

1. INTRODUÇÃO

Os veículos elétricos (VEs) surgiram antes dos veículos baseados em combustíveis fósseis, porém só se destacaram nos últimos anos devido ao crescimento das discussões mundiais, referentes as mudanças climáticas em decorrência da emissão de gases causadores do efeito estufa. O que fez surgir uma pressão social para que as indústrias automotivas buscassem novas abordagens e tecnologias mais limpas e sustentáveis (Ellingsen, 2017). Com isso, foram realizadas melhorias no armazenamento de energia dos VEs, aumentando sua popularidade, demonstrando uma dinâmica de crescimento em países desenvolvidos (Sprei, 2018).

Os VEs possuem baterias que permitem armazenar a energia necessária para o transporte, devendo ser recarregadas nas residências ou em eletropostos; essa carga deverá ser fornecida pela rede de distribuição de energia elétrica. A implantação em massa de VEs pode ser uma boa solução para as questões ambientais e preocupações com a exploração dos

recursos não-renováveis (Saber e Venayagamoorthy, 2009), mas também pode causar problemas técnicos na rede elétrica devido a cargas intermitentes e distribuídas (Schlee *et al.*, 2010; Xu *et al.*, 2019).

Durante alguns períodos do dia, costuma acontecer o carregamento simultâneo de um número grande de VEs, podendo resultar em sobrecargas da rede ou a tensões por baixo dos limites estabelecidos pelos reguladores (Lin, 2010; Tang *et al.*, 2016). Além disso, a energia disponível pode se tornar insuficiente para a colher os processos de recarga de todos os VEs (Ferro *et al.*, 2019). Esses problemas podem ser intensificados por um carregamento descoordenado dos VEs.

Para reduzir os impactos negativos dos VEs na operação do sistema de distribuição podem ser adotados esquemas de carregamento coordenado, nos quais o operador do sistema irá controlar o carregamento dos VEs. Diversos autores têm estudado através de seus trabalhos como a conexão massiva de VEs a feta a distribuição e qual seria o tipo de coordenação ideal para seu carregamento.

Franco *et al* (2015) propuseram um novo modelo de programação linear inteira mista para o problema de coordenação do carregamento de VEs no sistema de distribuição; o modelo matemático é obtido aplicando técnicas de linearização em uma formulação de programação não linear de números inteiros mistos. Também, Amini, Moghaddam e Karabasoglu propõem uma abordagem em duas etapas para a alocação de estacionamentos para VEs e recursos renováveis distribuídos na rede de distribuição de energia elétrica, considerando as restrições técnicas do operador da rede (2017).

No trabalho de Richardson, Flynn e Keane é proposta uma formulação de programação linear para o carregamento ideal de veículos elétricos (2012); o modelo matemático foi formulado considerando as sensibilidades da rede, em vez de incluir as próprias equações da rede. Enquanto o trabalho de Sabillon-Antunez *et al.* (2017) apresenta uma nova abordagem para resolver o problema de coordenação da carga considerando o controle volt/var, operação de serviços avançados de energia e geração distribuída despachável.

Dessa forma, para manter uma operação adequada da rede de distribuição e carregar os VEs de forma eficiente, enquanto atende os clientes em um tempo razoável, é necessário realizar a coordenação do carregamento (Franco *et al.*, 2015; Lakshminarayana *et al.*, 2016). Ao aproveitar a infraestrutura de comunicação das futuras redes inteligentes, o operador do sistema de distribuição de energia elétrica pode controlar o carregamento de cada VE de acordo com uma programação para todos os VEs do sistema.

Assim, torna-se necessário continuar trabalhando no tratamento dos problemas que o carregamento dos VEs acarreta no sistema de distribuição de energia elétrica. Neste trabalho foi desenvolvido um modelo de otimização cônico de segunda ordem que permite definir o carregamento coordenado dos VEs em uma rede de distribuição de energia elétrica. Além disso, adotou-se uma representação contínua para o carregamento, assumindo ser tecnologicamente possível fazer o controle do carregamento da bateria. Essa suposição permite que o problema seja modelado usando Programação Linear, diferente de outros trabalhos, como o de

Franco *et al* (2015), que usa Programação Linear Inteira Mista, o que demanda maior esforço computacional na sua solução. Também, um modelo linear também foi desenvolvido neste trabalho, a fim de reduzir os esforços computacionais e garantir soluções de boa qualidade.

As formulações propostas têm como objetivo a minimização da energia não carregada em cada VE e seu tempo de carregamento, reduzindo o impacto no usuário a o tempo que são satisfeitas as restrições de operação da rede de distribuição de energia elétrica.

Os dois modelos foram escritos na linguagem de modelagem matemática AMPL e resolvidos por meio do solver CPLEX. Dois sistemas de distribuição foram utilizados para avaliar a qualidade da solução: IEEE de 33 barras (Baran e Wu, 1989) e um sistema de distribuição brasileiro real com 136 barras (Mantovani, Casari e Romero, 2000).

O restante deste documento está organizado da seguinte forma: Na Seção 2 descreve-se o modelo matemático proposto; a aplicação do modelo nas redes de distribuição 33 barras e 136 barras e a correspondente discussão são apresentados na Seção 3; finalmente, na Seção 4 apresenta-se as conclusões.

2. MODELAGEM MATEMÁTICA PARA O PROBLEMA DE CARREGAMENTO DE VES

Neste trabalho, pretende-se minimizar a energia não fornecida a cada veículo conectado na rede, assim como o tempo necessário para o carregamento, atendendo às restrições de operação (leis de Kirchhoff, limites de tensão e capacidade de corrente dos circuitos). As equações da formulação *Branch Flow* (Farivar e Low, 2013) são usadas para representar o estado de operação da rede de distribuição.

Assume-se que as baterias dos VEs devem ser carregadas ao longo de um intervalo de tempo T , dividido em vários períodos; A energia requerida por cada bateria é conhecida. Os VEs possuem dispositivos de comunicação que permitem que o sistema de distribuição elétrica possa controlar o estado de carregamento das baterias através da variável $x_{ve,t}$; se $x_{ve,t} = 1$, a bateria está carregando na sua potência máxima; se $x_{ve,t} = 0$, a bateria não está carregando e se $x_{ve,t}$ é qualquer outro valor entre 0 e 1, a bateria está carregando em uma potência menor que a máxima. Restrições operacionais, como limites de tensão, limites de geração de energia e correntes máximas do circuito devem ser satisfeitos.

O modelo proposto leva em consideração a influência do carregamento dos VEs na rede e aproveita o fato de que as redes de distribuição são operadas de forma radial. A solução do modelo define um cronograma de carregamento ideal para os VEs. O modelo tradicional de injeção de potência baseado em variáveis nodais (tensões, injeções de correntes e ângulos de fase) é transformado em um equivalente que usa os fluxos de potência e o módulo da tensão sujeito ao balanço de potências ativa e reativa nas barras.

2.1 Modelo de Programação Cônica para a Representação da Operação do Sistema de Distribuição

A formulação matemática proposta para o problema da coordenação do carregamento dos VEs no sistema de distribuição de energia elétrica pode ser representada matematicamente usando (1)–(8).

$$\min \sum_{ve \in VE} [SOC_{ve}^{max} - SOC_{ve,T}]^2 \quad (1)$$

$$-\sum_{t \in T} \sum_{ve \in VE} x_{ve,t} 2^{T-t} \quad (2)$$

$$\sum_{m,n \in L} P_{m,n,t} - \sum_{m,n \in L} (P_{m,n,t} + R_{m,n} I_{m,n,t}^2) + P_{n,t}^g =$$

$$P_n^d \cdot f_{c_t} + \sum_{\substack{ve \in VE | b_{ve}=n \\ \in VE}} P_{ve} x_{ve,t} \quad \forall n \in N, t \in T, ve$$

$$\sum_{m,n \in L} Q_{m,n,t} - \sum_{m,n \in L} (Q_{m,n,t} + X_{m,n} I_{m,n,t}^2) + Q_{n,t}^g = \quad (3)$$

$$Q_n^d \cdot f_{c_t} \quad \forall n \in N, t \in T$$

$$V_{m,t}^2 - V_{n,t}^2 = 2(R_{mn} P_{mn,t} + X_{mn} Q_{mn,t}) + Z_{mn}^2 I_{mn,t}^2 \quad (4)$$

$$\forall m, n \in L, n \in N, t \in T$$

$$V_{n,t}^{sqr} I_{mn,t}^{sqr} \geq P_{mn,t}^2 + Q_{mn,t}^2 \quad \forall m, n \in L, n \in N, t \in T \quad (5)$$

$$V_{min}^2 \leq V_{n,t}^{sqr} \leq V_{max}^2 \quad \forall n \in N, t \in T \quad (6)$$

$$0 \leq I_{m,n,t}^{sqr} \leq I_{max}^2 \quad \forall mn \in L, t \in T \quad (7)$$

$$0 \leq x_{ve,t} \leq 1 \quad (8)$$

Em que (1) é a função objetivo; o primeiro termo desta função ($\sum_{ve \in VE} [SOC_{ve}^{max} - SOC_{ve,T}]^2$) representa a energia não carregada nos VEs, elevada ao quadrado visando que a energia não carregada seja uniforme entre os VEs; já o segundo termo da função objetivo ($-\sum_{t \in T} \sum_{ve \in VE} x_{ve,t} 2^{T-t}$) incentiva que o modelo se esforce para carregar os VEs nos primeiros períodos, ou seja, o mais rápido possível, a partir de diferentes pesos, tendo peso maior os primeiros períodos. As equações (2) e (3) representam o balanço de potência ativa e reativa. A queda de tensão nos circuitos é representada por (4), enquanto o cálculo da corrente do circuito é representado por (5), mostrando com a desigualdade \geq que se trata de um modelo cônico. As restrições (6) e (7) representam os limites de tensão nas barras e corrente nos circuitos e (8) limita o estado de carregamento dos VEs.

2.2 Modelo de Operação das Baterias

As equações (9)–(11) modelam a operação das baterias. As equações (9) e (10) determinam que a energia armazenada na bateria conectada na barra n , $SOC_{ve,t}$, depende do estado anterior da carga, $SOC_{ve,t-1}$, da potência injetada e extraída para o intervalo de tempo Δt (duração do nível de carga) multiplicado pela eficiência da bateria η e a taxa de autodescarga da bateria β_n . Para $t = 0$, $SOC_{ve,0}$ é o estado da

carga inicial, SOC_{ve}^{in} . A expressão (11) representa os limites do estado de carga das baterias.

$$SOC_{ve,t} = SOC_{ve}^{in} + \eta \Delta t P_{ve} x_{ve,t} \quad (9)$$

$$\forall ve \in VE, t \in T, t = 1$$

$$SOC_{ve,t} = SOC_{ve,t-1} + \eta \Delta t P_{ve} x_{ve,t} - \beta \Delta t SOC_{ve,t} \quad (10)$$

$$\forall ve \in VE, t \in T, t > 1$$

$$SOC_{ve}^{in} \leq SOC_{ve,t} \leq SOC_{ve}^{max} \quad \forall t \in T, ve \in VE \quad (11)$$

2.3 Linearização do Modelo

O modelo (1)–(11) não é linear porque (5) apresenta o produto de duas variáveis ($V_{n,t}^{sqr}$ e $I_{l,m,n,t}^{sqr}$) e termos quadrados ($P_{l,m,n,t}^2$ e $Q_{l,m,n,t}^2$). Duas técnicas de linearização são aplicadas em (5) para obter um modelo de programação linear inteira mista equivalente, segundo proposto no trabalho de Borges, Franco e Rider (2014). Assim, para resolver o problema de carregamento dos VEs com um modelo MILP, é necessário substituir a equação não linear (5) pelo equivalente definido pelo conjunto de equações (12)–(21).

$$V_{est}^2 I_{ij}^{sqr} = \sum_{w=1}^W m_{ij,w}^S (\Delta_{ij,w}^P + \Delta_{ij,w}^Q) \quad (12)$$

$$P_{ij} = P_{ij}^+ - P_{ij}^- \quad (13)$$

$$Q_{ij} = Q_{ij}^+ - Q_{ij}^- \quad (14)$$

$$P_{ij}^+ + P_{ij}^- = \sum_{w=1}^W \Delta_{ij,w}^P \quad (15)$$

$$Q_{ij}^+ + Q_{ij}^- = \sum_{w=1}^S \Delta_{ij,w}^Q \quad (16)$$

$$0 \leq \Delta_{ij,w}^P \leq \underline{\Delta}_{ij}^S \quad (17)$$

$$0 \leq \Delta_{ij,w}^Q \leq \underline{\Delta}_{ij}^S \quad (18)$$

$$P_{ij}^+, P_{ij}^-, Q_{ij}^+, Q_{ij}^- \geq 0 \quad (19)$$

$$\underline{\Delta}_{ij}^S = \frac{S_{max}}{W} \quad (20)$$

$$m_{ij,w}^S = (2w - 1) \underline{\Delta}_{ij}^S \quad (21)$$

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os modelos de otimização apresentados na seção anterior foram implementados na linguagem de programação matemática AMPL e resolvidos usando o solucionador comercial para problemas de otimização CPLEX (versão 12.6.3.0, 64 bits usando configurações padrão). O dispositivo usado para realizar os testes foi um notebook da Compaq, modelo Presario CQ23 e processador Intel Celeron N3350 1.10 GHz.

Foi feita a análise dos efeitos que a rede sofre usando os sistemas IEEE de 33 barras (Baran e Wu, 1989) e de 136 barras (Mantovani, Casari e Romero, 2000). As seguintes condições são as mesmas para os dois sistemas: carga inicial na bateria de todos os veículos é igual à 10 kWh; quando estão em estado de carregamento, os VEs consomem uma potência de 10 kW em cada período; o tempo total a validado (T) para

que os VEs alcancem a carga máxima permitida (40 kWh) são 6h15 min (18h até 00h15 min), sendo dividido em 25 intervalos com $\Delta t = 0,25h$; a eficiência da bateria dos veículos é $\eta = 95\%$ e a taxa de autodescarga é $\beta_{11} = 0,021$ por dia.

3.1 Efeitos do Carregamento no Sistema de 33 Barras

Foram conectados 120 VEs no sistema IEEE de 33 barras como mostrado na Figura 1, onde cada imagem de um veículo conectado a uma barra, na verdade, representa 10 veículos nessa barra. Por exemplo, VE 1-10 indica que os VEs 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 e 10 estão carregando na barra 18.

São primeiro analisados os impactos negativos que o carregamento descoordenado desses VEs pode causar no sistema com limites máximos e mínimos de tensão de 1,05 p.u. e 0,90 p.u. Os modelos matemáticos para o carregamento coordenado são usados para mostrar como esses efeitos podem ser mitigados sem afetar demais o carregamento dos VEs.

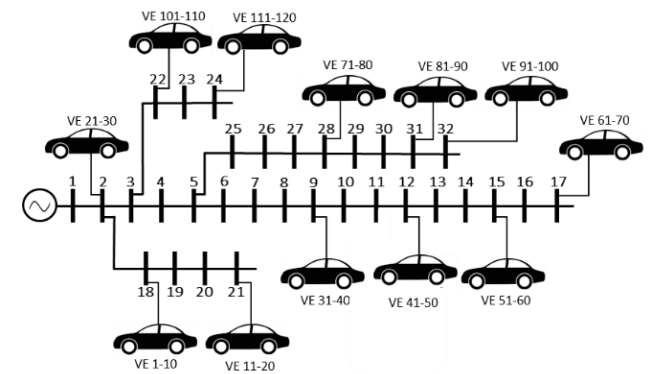


Figura 1. Sistema IEEE de 33 barras com 120 VEs

Quando o carregamento não possui nenhum tipo de controle, os limites do sistema elétrico não são atendidos. Dessa forma, pode-se oferecer carga a todos os VEs ao mesmo tempo, i.e., os VEs não sofrem de atraso no processo de carregamento. Por outro lado, nos modelos cônico e linear, para evitar que os limites de tensão e correntes do sistema sejam ultrapassados, se torna necessário coordenar e revezar o carregamento dos VEs, levando a um atraso até completar a carga das baterias dos VEs.

A Tabela 1 apresenta o tempo de carregamento médio de todos os VEs nos três casos analisados. Os modelos cônico e linear possuem um atraso de 30 min em relação ao caso sem controle. Esse pequeno atraso acontece em razão da necessidade de desligar alguns veículos durante o carregamento, fazendo com que alguns consumidores tenham que esperar mais do que outros para chegar na carga máxima, garantindo que a operação do sistema de distribuição não apresente problemas como subtensões, sobrecargas da rede e excessivo aumento das perdas.

Tabela 1– Tempo de carregamento dos VEs no sistema 33 barras

Tipo de Controle	Tempo de Carregamento	Atraso
Sem controle	2h45 min.	–

Modelo Cônico	3h15 min.	30 min.
Modelo Linear	3h15 min.	30 min.

A Figura 2 mostra o carregamento do veículo 1 conectado na barra 18. Esse exemplo representa o pior caso no sistema. Foram necessárias 3h15 min para esse VE carregar completamente quando não havia nenhum controle no sistema. Quando houve coordenação do carregamento, esse veículo demorou mais 3 horas para carregar completamente, tanto na solução fornecida pelo modelo cônico quanto na versão linearizada. Felizmente, apenas os 10 VEs conectados na barra 18 tiveram esse atraso. Importante ressaltar que isso se deu pelo fato do modelo escolher adiar o carregamento desses veículos para conseguir completar o carregamento dos outros 110 VEs; a barra 18 não é a causa desse carregamento incompleto.

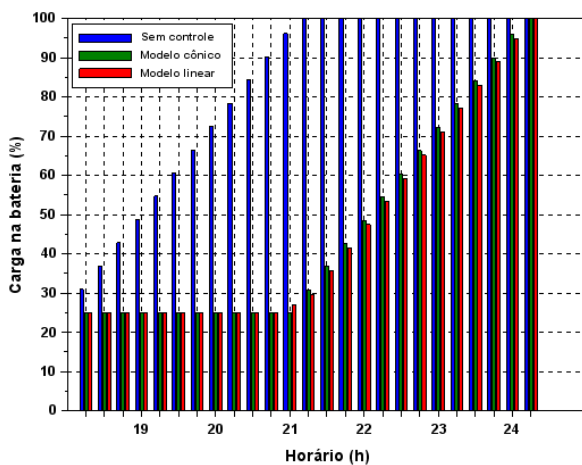


Figura 2. Carregamento do VE 1 no sistema 33 barras

Os modelos matemáticos analisados buscam minimizar a energia não carregada nos veículos além do tempo de carregamento. Em todos os casos, consegue-se atingir valores de energia não carregada próximos a zero. Além de terem carregado todos os VEs, os modelos cônico e linear também apresentaram uma operação mais favorável para a concessionária, como é mostrado na Figura 3, na Figura 4 e na Figura 5.

O atraso no carregamento completo dos VEs que um carregamento coordenado causa pode não ser relevante em muitos casos. Porém, analisando essa questão desde o ponto de vista de um usuário, é trivial que haja o interesse de ter esse automóvel com carga suficiente para ser usado o mais rápido possível. Portanto, se torna importante reduzir o tempo de carregamento dos VEs em comparação àquele alcançado através de um carregamento sem controle, que pode ser considerado como o menor tempo.

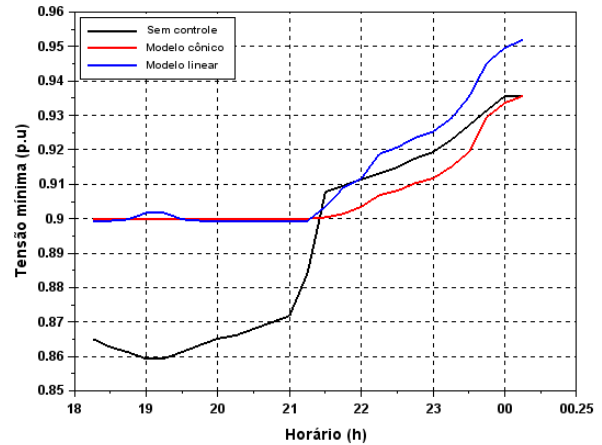


Figura 3. Tensão o mínima no sistema de 33 barras

Tensões abaixo do limite inferior são consequência do carregamento não controlado de um número elevado de VEs. Como é possível notar na Figura 3, a aplicação do carregamento coordenado evita problemas de tensão. O carregamento sem controle também causa um aumento significativo nos níveis de corrente, levando a maiores perdas de potência durante o começo do carregamento (Figura 4). Esse excessivo aumento das perdas também resulta na degradação da qualidade da energia e faz com que a subestação de energia elétrica precise injetar mais potência para atender à demanda do consumo de todos os VEs conectados (Figura 5). Tal esforço é dispensado com a devida coordenação do carregamento.

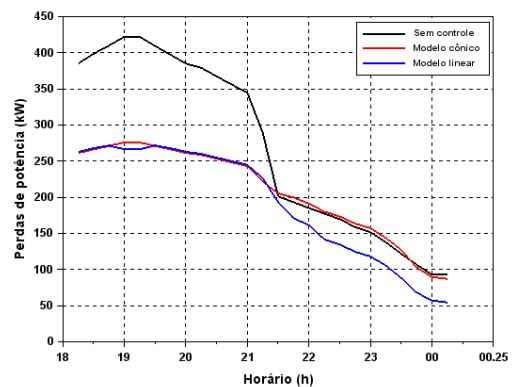


Figura 4. Perdas de potência no sistema de 33 barras

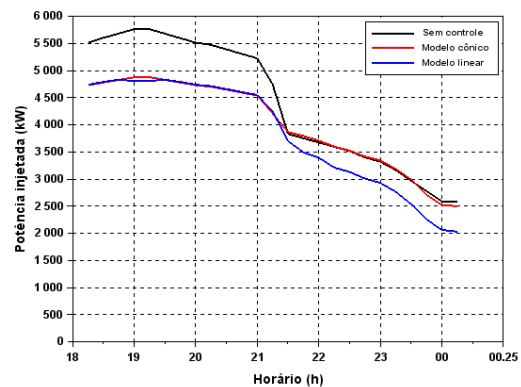


Figura 5. Potência injetada pela subestação no sistema de 33 barras

Esses resultados mostram que as estratégias de carregamento, definidas no modelo cônico e no modelo linear, permitem que a rede opere em condições adequadas e, embora o carregamento descontrolado ainda ofereça um tempo de espera menor aos proprietários de VEs, a diferença para os modelos controlados não é tão grande.

A necessidade de linearizar o modelo cônico de segunda ordem inicialmente desenvolvido está no interesse de reduzir os esforços computacionais ao tempo que se atendem os limites de operação do sistema de distribuição. Pode-se dizer que isso foi alcançado sendo que o modelo cônico demorou 7,19 s e o modelo linear demorou 0,28 s para definir o carregamento.

3.1 Efeitos do Carregamento no Sistema de 136 Barras

Quatro VEs, com condições idênticas aos VEs do teste anterior, foram conectados em cada barra de carga no sistema de 136 barras para realizar o mesmo tipo de análise; os limites máximos e mínimos de tensão para este caso são 1,05 p.u. e 0,93 p.u.

Assim como foi notado no teste com o sistema de 33 barras, para o sistema de 136 barras o carregamento sem controle alcançou o nível de carga máxima rapidamente, como mostrado na Tabela 2. Através dos modelos cônico e linear se conseguiu o carregamento dos veículos com um atraso médio de apenas 15 min em relação ao carregamento descoordenado, uma diferença muito pequena.

Se grande parte dos proprietários de VEs chegassem em casa às 18h e apenas precisassem usar seus automóveis no dia seguinte, não faria diferença se o carregamento total dos veículos acontecesse em mais de 6 horas. Porém, se um número significativo de usuários de VEs precisa usar o carro em menos de 6 horas de carregamento, surge a necessidade de minimizar este tempo de espera.

Tabela 2 – Tempo de carregamento dos VEs no sistema 136 barras

Tipo de Controle	Tempo de Carregamento	Atraso
Sem controle	2h30 min.	–
Modelo Cônico	2h45 min.	15 min.
Modelo Linear	2h45 min.	15 min.

Neste teste, todos os VEs conseguiram carregar completamente, sendo que o pior caso foi o VE #359, conectado na barra 116. Como mostrado na Figura 6, o sistema sem controle conseguiu carregar esse VE em 3h 15 min, enquanto os modelos com coordenação do carregamento precisaram de mais 2h para alcançar 40 kWh.

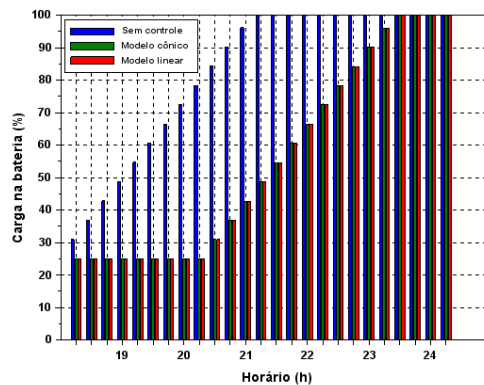


Figura 6. SOC do VE #359 conectado no sistema de 136 barras

Em relação ao problema de subtensão que o carregamento sem controle de muitos VEs causa, foi possível manter valores dentro dos limites aceitáveis para os carregamentos coordenados como apresentado na Figura 7.

Além disso, os modelos cônico e linear levaram a menores valores de perdas de potência do que no caso descontrolado, como mostra a Figura 8.

O tempo computacional para o modelo cônico ser executado foi de 20,83 s. Já o modelo linear operou em 0,55 s, indicando sua maior eficiência computacional.

Os dois sistemas analisados possuem naturezas diferentes e tiveram cenários nada semelhantes, entretanto, as formulações propostas foram capazes de carregar todos os VEs com atrasos que não prejudicam muito o usuário, enquanto respeitaram as condições e limites do sistema.

Como consequência disso, a subestação do sistema de distribuição consegue atender a demanda injetando quantidades menores de potência quando a coordenação é feita, como pode ser conferido na Figura 9.

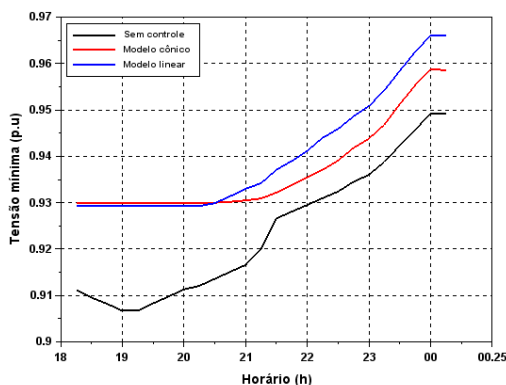


Figura 7. Tensão mínima no sistema de 136 barras

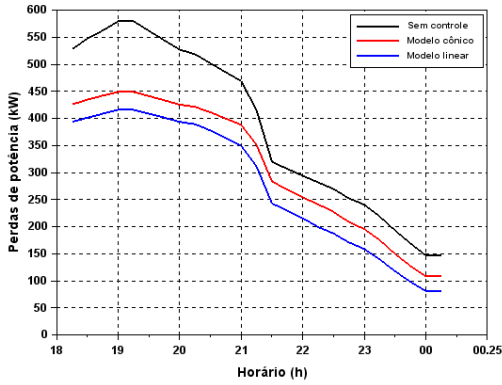


Figura 8. Perdas de potência no sistema de 136 barras

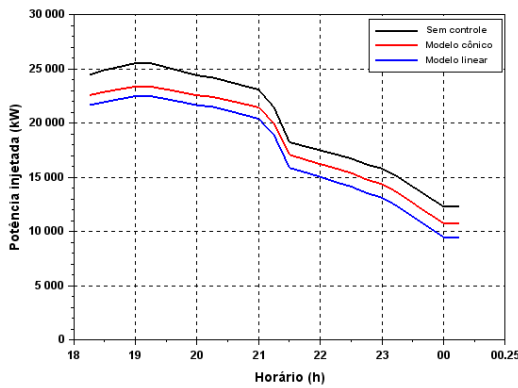


Figura 9. Potência injetada pela subestação no sistema de 136 barras

Essa conclusão sugere que esse sistema elétrico em particular tem preparo suficiente para absorver o crescimento da demanda por energia elétrica da expansão do número de VEs em operação. Porém, quando a participação dos VEs representar a metade da frota, serão necessários novos investimentos para atender essa demanda. Acolher a ideia de coordenar o carregamento é uma solução viável para esse problema, pois além de apresentar resultados otimista, também mostra a possibilidade de aproveitar a infraestrutura de comunicação das futuras redes inteligentes.

3. CONCLUSÕES

Embora a implantação em massa de VEs seja favorável para as questões ambientais, quando muitos VEs carregam simultaneamente, a rede elétrica pode sofrer com problemas técnicos como tensões abaixo do limite estabelecido e aumento excessivo das perdas. Caso o carregamento desses veículos aconteça de forma descoordenada, esses problemas são intensificados. Assim, neste artigo, foram desenvolvidos modelos de programação cônica e linear para o carregamento coordenado de VEs em uma rede de distribuição de energia elétrica. As formulações propostas têm como objetivo a minimização da energia não carregada em cada VE e a minimização do tempo de carregamento, satisfazendo as restrições de operação da rede.

As formulações usadas adotaram uma representação contínua para o carregamento, assumindo ser tecnologicamente possível fazer o controle do carregamento da bateria com programação linear ao invés de programação linear inteira

mista, que demandaria maior esforço computacional em resolver. Observou-se que o modelo linear é resolvido com bastante menor esforço computacional que o modelo cônico.

As formulações foram implementadas na linguagem de modelagem AMPL e foram feitos testes em um sistema de 33 barras e em um sistema de 136 barras da literatura. Observou-se que o carregamento não controlado de VEs levou a problemas de operação da rede (subtensões nas barras, sobrecargas nos circuitos e aumento das perdas de potência). A estratégia de carregamento, definida pelos modelos matemáticos, atrasou a recarga total dos VEs, mas permitiu que a rede operasse em condições adequadas e favoreceu aos usuários dos VEs, minimizando a energia não fornecida e as perdas no processo.

Conclui-se que os modelos estudados permitem resolver o problema de carregamento de VEs na rede de distribuição, enquanto atendem às necessidades dos consumidores. Mais testes devem ser feitos com diferentes cenários e sistemas para garantir a aplicabilidade dos modelos.

4. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico CNPq e à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de S. Paulo – FAPESP (processos nº 2019/20334-7 e 2018/08008-4, projeto CENERGETIC).

5. REFERÊNCIAS

- Amini, M. H., Moghaddam, M. P. e Karabasoglu, O. (2017) “Simultaneous allocation of electric vehicles’ parking lots and distributed renewable resources in smart power distribution networks”, *Sustainable Cities and Society*, 28. doi: 10.1016/j.scs.2016.10.006.
- Baran, M. e Wu, F. (1989) “00025627”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 4.
- Borges, M. C. O., Franco, J. F. e Rider, M. J. (2014) “Optimal reconfiguration of electrical distribution systems using mathematical programming”, *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, 25(1), p. 103–111. doi: 10.1007/s40313-013-0070-x.
- Ellingsen, L. A. W. (2017) “The size and range effect: Life-cycle greenhouse gas emissions of electric vehicles”, *CONCAWE Review*, 2017, p. 6.
- Farivar, M. e Low, S. H. (2013) “Branch flow model: Relaxations and convexification-part i”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3), p. 2554–2564. doi: 10.1109/TPWRS.2013.2255317.
- Ferro, G. et al. (2019) “Optimal charging of electric vehicles in microgrids through discrete event optimization”, *2019 18th European Control Conference, ECC 2019*. EUCA, p. 916–921. doi: 10.23919/ECC.2019.8795999.
- Franco, J. F. et al. (2015) “A Mixed-Integer Linear Programming Model for the Electric Vehicle Charging Coordination Problem in Unbalanced Electrical Distribution Systems”, *IEEE Transactions on Smart Grid*. IEEE, 6(5), p. 2200–2210. doi: 10.1109/TSG.2015.2394489.
- Lakshminarayana, S. et al. (2016) “Cooperation of Storage Operation in a Power Network With Renewable

- Generation”, *IEEE Transactions on Smart Grid*. IEEE, 7(4), p. 2108–2122. doi: 10.1109/TSG.2016.2542367.
- Lin, S. (2010) “Impact of Plug-In Hybrid Electric Vehicles on Distribution Systems”, p. 1–5.
- Mantovani, J. R. S., Casari, F. e Romero, R. A. (2000) “Reconfiguracao de sistemas de distribuicao radiais utilizando o criterio de queda de tensao”, *Controle and Automacao*, 11(3), p. 150–159.
- Richardson, P., Flynn, D. e Keane, A. (2012) “Optimal charging of electric vehicles in low-voltage distribution systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(1), p. 268–279. doi: 10.1109/TPWRS.2011.2158247.
- Saber, A. Y. e Venayagamoorthy, G. K. (2009) “One million plug-in electric vehicles on the road by 2015”, *IEEE Conference on Intelligent Transportation Systems, Proceedings, ITSC*, p. 141–147. doi: 10.1109/ITSC.2009.5309691.
- Sabillon-antunez, C. F. *et al.* (2017) “Volt-VAr Control and Energy Storage Device Operation to Improve the Electric Vehicle Charging Coordination in Unbalanced Distribution Networks”, 3029(c), p. 1–10. doi: 10.1109/TSTE.2017.2695195.
- Schlee, J. *et al.* (2010) “Distribution Grid”, *Computer Engineering*, p. 4–9.
- Sprei, F. (2018) “Disrupting mobility”, *Energy Research and Social Science*. Elsevier, 37(October 2017), p. 238–242. doi: 10.1016/j.erss.2017.10.029.
- Tang, W. *et al.* (2016) “Online Charging Scheduling Algorithms of Electric Vehicles in Smart Grid: An Overview”, *IEEE Communications Magazine*. IEEE, 54(December), p. 76–83. doi: 10.1109/MCOM.2016.1600346CM.
- Xu, S. *et al.* (2019) “Decentralized charging control strategy of the electric vehicle aggregator based on augmented Lagrangian method”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. Elsevier, 104(April 2018), p. 673–679. doi: 10.1016/j.ijepes.2018.07.024.