

Carregamento Ótimo de VEs para Viabilizar a Participação de Estações de Carregamento no Mercado Local de Energia

Enielma Cunha da Silva*. Carlos Sabillon**. John Fredy Franco Baquero†.

* Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista (UNESP),
Ilha Solteira, São Paulo, Brasil (e-mail: enielma.cunha@unesp.br).

** Instituto LOYOLATECH, Universidad Loyola Andalucia, Sevilla, Espanha (e-mail: cfsa27@gmail.com).

† Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista (UNESP),
Ilha Solteira, São Paulo, Brasil (e-mail: fredy.franco@unesp.br).

Abstract: The increasing generation and flexible demand at a local level enable the development of a local market structure, in which its participants could trade with each other and/or with other market structures. Therefore, demands such as electric vehicle charging stations could take advantage of the flexibility in charging electric vehicles to participate in the market. In this sense, this paper intends to explore the optimal charging of electric vehicles to enable the participation of charging stations in the local energy market, considering that energy transactions in the market are constrained by the physical limits of the network. A mathematical model is proposed to represent the operation of prosumers and charging stations, as well as their commercial interaction in a local market structure. Charging stations' interests in the market are represented by an aggregator. The objective of the proposed model is to minimize energy purchase costs from the aggregator, with the coordination of charging as the control variable. The impact of this control was analyzed considering using the IEEE 33-node distribution system, and the results obtained show that this coordination enabled a better participation of the charging stations in the local market.

Resumo: O aumento de geração e de demanda flexível no sistema de distribuição de energia elétrica possibilita o desenvolvimento de estruturas de mercado locais, nas quais seus participantes poderiam negociar entre si e/ou com outras estruturas de mercado. Portanto, demandas como estações de carregamento de veículos elétricos poderiam aproveitar a flexibilidade associada ao carregamento dos veículos elétricos, participando ativamente nos esquemas de mercados elétricos locais. Nesse sentido, este artigo explora carregamento ótimo de veículos elétricos para viabilizar a participação de estações de carregamento no mercado local de energia, considerando que as transações de energia no mercado devem respeitar os limites físicos da rede. Um modelo matemático é proposto para representar a operação de *prosumers* e de estações de carregamento, e a interação comercial entre eles em uma estrutura de mercado local. Os interesses das estações de carregamento no mercado são representados por um agregador. O objetivo do modelo proposto consiste em minimizar os custos com compra de energia do agregador, sendo a coordenação do carregamento a variável de controle. O impacto deste controle foi analisado considerando o sistema de distribuição IEEE de 33 barras, e os resultados obtidos mostraram que esta coordenação possibilitou uma melhor participação das estações de carregamento no mercado local.

Keywords: Electric vehicles; Charging stations; Local electricity market; *Prosumers*.

Palavras-chaves: Estações de carregamento; Mercado Local; *Prosumers*; Veículos elétricos.

1. NOMENCLATURA

A. Conjuntos e Índices:

Γ_l Conjunto de circuitos

Γ_n Conjunto de nós

Γ_p Conjunto dos *prosumers*

Γ_s Conjunto de subestações

Γ_t Conjunto de intervalos de tempo

Γ_u Conjunto dos veículos elétricos

p *Prosumers*

t Intervalo de tempo

u Estação de carregamento

B. Parâmetros:

c_t^{pros}	Preço da energia vendida pelos <i>prosumers</i>
c_t^{OSD}	Preço da energia vendida pelo OSD
\bar{T}_{ij}	Capacidade térmica do circuito <i>ij</i> .
$p_{p,t}^{\text{linq}^{\text{pros}}}$	Potência líquida dos <i>prosumers</i>
R_{ij}	Resistência no circuito <i>ij</i> .
\underline{V}, \bar{V}	Limite superior e inferior para magnitude de tensão.
Z_{ij}	Impedância no circuito <i>ij</i> .
X_{ij}	Reatância no circuito <i>ij</i> .
ξ_t	Fator de geração da GD dos <i>prosumers</i> para cada intervalo de tempo <i>t</i>

C. Variáveis:

$[I, P, Q]_{ij,t}$	Corrente e fluxo de potência no circuito <i>ij</i> no tempo <i>t</i> .
$P_{t,u}^{\text{ec}}$	Potência requerida pela estação de carregamento <i>u</i> no intervalo <i>t</i>
$p_{p,t}^{\text{EVosD}}$	Parcela de potência comprada pelo agregador do OSD
$p_{p,t}^{\text{EVpros}}$	Parcela de potência comprada pelo agregador dos <i>prosumers</i>
$P_{s,t}^S, Q_{s,t}^S$	Potência ativa e reativa fornecida pela subestação da barra <i>s</i> no tempo <i>t</i> .
$V_{i,t}$	Magnitude de tensão na barra <i>i</i> no tempo <i>t</i> .

2. INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, a forma de gerar e consumir energia elétrica tem sido uma pauta importante na discussão de sustentabilidade, resultando em incentivos no desenvolvimento e adoção de tecnologias que reduzem o impacto ambiental na produção e consumo de eletricidade. Desta forma, a integração de geração distribuída (GD) renovável e veículos elétricos (VEs) no sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE) tem sido incrementada significativamente. Diferentes estudos têm sido feitos para acomodar grandes capacidades de GD e VEs no SDEE (Cunha et al., 2021; Quijano et al., 2021). Desde uma perspectiva econômica, a disponibilidade a grande escala destes recursos pode ser aproveitada mediante uma integração comercial a um nível local entre a GD e os VEs, devido à proximidade dos participantes. Esta integração comercial é comumente alcançada através da implementação mercado local, sendo que neste mercado os participantes são vizinhos entre si (ou estão geograficamente próximos) (Wiersma & Devine-Wright, 2014).

Os proprietários dos VEs possuem algumas alternativas para se conectar à rede e realizar o carregamento dos seus veículos, como pontos de conexão residenciais, estações de carregamento, entre outros. O número considerável de VEs que podem-se conectar a estações de carregamento, oferece a possibilidade de participar do mercado local de energia, e assim utilizar a flexibilidade no carregamento dos VEs para negociar com produtores locais. A participação dos VEs no mercado de energia vem sendo abordada de diferentes perspectivas, podendo vender serviços de flexibilidade no mercado de energia local (Masood et al., 2020). Em alguns trabalhos os VEs têm apenas um papel de usuário passivo ou

de integrar um conjunto de demanda que participa do mercado mediante um programa de resposta à demanda (Rashidzadeh-Kermani et al., 2020). Essas propostas usufruem da flexibilidade no carregamento dos VEs; no entanto, os benefícios individuais que estes poderiam ter na interação direta no mercado de energia não foram amplamente explorados. Para superar esta limitante, Neyestani et al. (2017) e de Shafie-Khah et al. (2018) propuseram a participação dos parkings lots (PLs) no mercado de energia por meio do gerenciamento da demanda dos VE, com o intuito de maximizar seu respectivo lucro.

A transação de energia gerada no mercado local vem tendo uma crescente participação. Em alguns trabalhos os produtores conseguem instituir um mercado P2P como *prosumers* (Etukudor et al., 2020), podendo até negociarem entre si (Shokri et al., 2021). Contudo, estes trabalhos não consideram a interação com VEs, perdendo o potencial que a flexibilidade no carregamento dos VEs tem para se adaptar as curvas de geração. A coordenação do carregamento dos VEs pode promover a interação entre VEs e GD renovável no mercado de energia.

Neste sentido, a flexibilidade no carregamento dos VEs é explorada neste artigo a fim de viabilizar a participação de estações de carregamento no mercado local de energia, considerando que as transações de energia no mercado devem respeitar os limites físicos da rede. A participação das estações de carregamento no mercado local será realizada por um representante intitulado como agregador, o qual será responsável por intermediar as negociações das estações com outros participantes do mercado, como os *prosumers*. Um modelo matemático de programação linear inteira mista foi desenvolvido a fim de descrever a operação dos *prosumers* e das estações de carregamento de VEs, assim como a interação de compra e venda de energia entre eles. O agregador pretende minimizar os custos de compra de energia das estações de carregamento por meio da coordenação do carregamento dos VEs. Adicionalmente, o impacto do controle do carregamento dos VEs nos custos de compra de energia foi analisado por meio de diferentes testes no sistema de distribuição IEEE de 33 barras. Em todos os testes as trocas de energia no mercado respeitaram os limites físicos da rede a fim de tornar a proposta mais aplicável aos sistemas de distribuição existentes.

3. DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

O mercado local é uma estrutura que permite a integração de *prosumers* (produtores e consumidores), consumidores, sistemas de armazenamento e GD no mercado de energia, onde os agentes podem comprar e vender energia entre si, e em alguns casos sem a necessidade da interferência do operador do sistema de distribuição (OSD). Os participantes desse mercado têm a liberdade de estabelecer a precificação da energia, levando em conta seus respectivos interesses. A fim de incrementar a receita dos participantes desse mercado, pode ser adicionado ao processo de decisão do problema o gerenciamento de variáveis, como geração renovável e carregamento de VEs (Khorasany et al., 2018).

As transações no mercado local podem ser realizadas por um mediador, sendo este responsável pelas negociações entre os

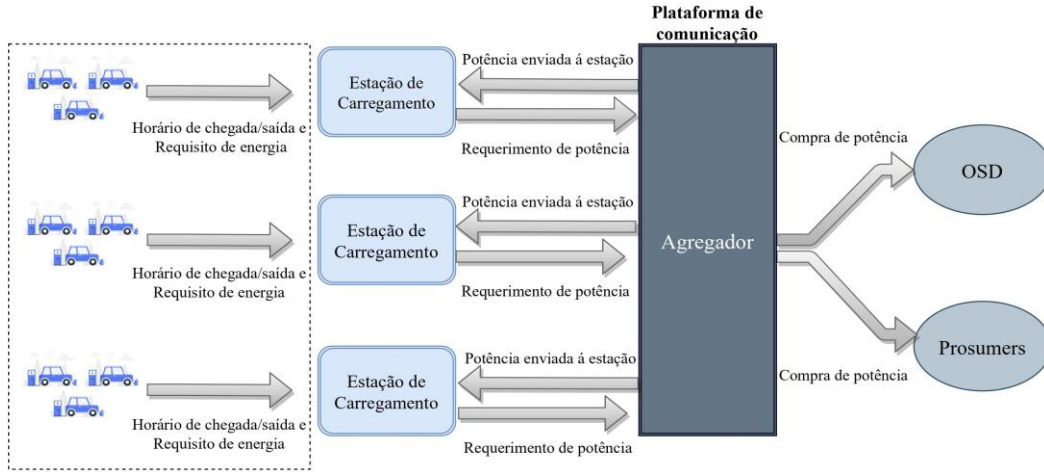


Fig. 1 Fluxograma que representa a estrutura e transações do mercado

participantes. Neste artigo um agregador irá mediar os interesses das estações de carregamento de VEs, sendo responsável por determinar as transações de energia das estações com os *prosumers* e com o OSD, conforme ilustrado na Fig. 1. Partindo do pressuposto de que os preços de energia oferecida pelos *prosumers* serão menores que os oferecidos pelo OSD, o agregador poderá coordenar o carregamento dos VEs afim de aproveitar a disponibilidade de geração dos *prosumers* e assim reduzir o custo de compra de energia. Nesse sentido, neste artigo é explorada a interação comercial entre os *prosumers* e as estações de carregamento de VEs em uma estrutura de mercado local.

3.1. Operação dos Prosumers

Os *prosumers* têm a capacidade de injetar ou absorver potência da rede. As restrições 1–(5) representam matematicamente a interação do *prosumer* ‘*p*’ com o sistema elétrico, para cada intervalo de tempo ‘*t*’. A restrição 1 determina a potência líquida dos *prosumers* $P_{p,t}^{linq^{pros}}$ como a diferença entre a geração $P_{m,t}^{dg}$ e a demanda $P_{p,t}^{dem}$. O despacho de potência gerada do *prosumer* ($P_{p,t}^{dg}$) é considerado proveniente de unidades de GD fotovoltaicas, conforme estabelecido em (2), onde $P_p^{ins^{dg}}$ é a potência instalada, e ξ_t é o coeficiente de geração no intervalo de tempo *t*. A fim de diferenciar a injeção de potência ($P_{p,t}^{linq^{pros+}}$) do consumo ($P_{p,t}^{linq^{pros-}}$), é definida a restrição (3).

$$P_{p,t}^{linq^{pros}} = P_{p,t}^{dg} - P_{p,t}^{dem} \quad (1)$$

$$P_{p,t}^{dg} = P_p^{ins^{dg}} \xi_t \quad (2)$$

$$P_{p,t}^{linq^{pros}} = P_{p,t}^{linq^{pros+}} - P_{p,t}^{linq^{pros-}} \quad (3)$$

$$P_{p,t}^{linq^{pros+}} \geq 0 \quad (4)$$

$$P_{p,t}^{linq^{pros-}} \geq 0 \quad (5)$$

3.2. Padrões de Condução dos Proprietários dos VEs

Um agregador é considerado para representar as estações de carregamento dentro do mercado de energia. O agregador receberá as informações da energia solicitada pelos proprietários dos VEs da estação de carregamento *u*, e seus respectivos padrões de condução. A partir destas informações, o agregador comprará potência dos *prosumers*; caso estes não possuam energia suficiente, a potência faltante será fornecida pelo OSD.

O modelo dos VEs conectados em uma estação de carregamento *u* é dado pelas equações (6)–(9). A equação (6) determina a máxima energia armazenada ($E_{t,u}^{max}$) na estação de carregamento *u*, no intervalo de tempo *t*. De forma análoga, (7) define a máxima potência ($P_{t,u}^{max}$) que pode ser enviada para a estação *u* no intervalo de tempo *t*, sendo $D_{v,t}$ os intervalos de tempo *t* que o VE *v* estará estacionado e disponível para carregar, E_v^{cap} a capacidade da bateria do VE *v*, e P_v^{ev} a potência do carregador. A energia de chegada ($E_{t,u}^{cheg}$) e saída ($E_{t,u}^{sai}$) da estação *u*, no intervalo de tempo *t*, é estabelecida por (8) e (9) respectivamente. A disponibilidade de carregamento dos VEs ($D_{v,t}$), os horários de chegada ($h_{v,t}^{cheg}$) e saída ($h_{v,t}^{sai}$) dos VEs *v* no intervalo de tempo *t*, são obtidos por meio de funções de densidade de probabilidade (FDP) elaboradas por Yao *et al.* (2013).

$$E_{t,u}^{max} = \sum_{v=1}^{\overline{VE}} E_v^{cap} D_{v,t}, \quad \forall(t, u), \quad (6)$$

$$P_{t,u}^{max} = \sum_{v=1}^{\overline{VE}} P_v^{ev} D_{v,t}, \quad \forall(t, u), \quad (7)$$

$$E_{t,u}^{cheg} = \sum_{v=1}^{\overline{VE}} E_v^{ini} h_{v,t}^{cheg}, \quad \forall(t, u), \quad (8)$$

$$E_{t,u}^{sai} = \sum_{v=1}^{\overline{VE}} E_v^{cap} h_{v,t}^{sai}, \quad \forall(t, u), \quad (9)$$

3.3. Modelo Matemático de Otimização

O problema proposto neste trabalho é desde a perspectiva do agregador das estações de carregamento de VEs, onde por meio da coordenação do carregamento dos VEs procura-se minimizar o custo com compra de energia. Dessa forma, a função objetivo apresentada em (10) é composta pela parcela de energia comprada ao OSD (P_t^{EVOSD}) e aos *prosumers* ($P_{p,t}^{linq^{proso}}$), a um preço de c_t^{OSD} e c_t^{proso} , respectivamente. Esta função objetivo está sujeita às restrições (11)-(22).

$$\min: \sum_{t \in \Gamma_T} c_t^{OSD} P_t^{EVOSD} + \sum_{t \in \Gamma_T} \sum_{p \in \Gamma_{proso}} c_t^{proso} P_{p,t}^{EVproso} \quad (10)$$

$$\begin{aligned} \text{s. a:} \\ \sum_{ij \in \Gamma_l} P_{ij,t} - \sum_{ij \in \Gamma_l} (P_{ij,t} + R_{ij} I_{ij,t}^2) + \sum_{s \in \Gamma_s | s=i} P_{s,t}^S + P_t^{OSD} \\ + \sum_{p \in \Gamma_p} P_{p,t}^{linq^{proso}} = \sum_{u \in \Gamma_u} P_{t,u}^{ec} + P_{i,t}^d, \quad \forall(i, t), \end{aligned} \quad (11)$$

$$\sum_{ij \in \Gamma_l} Q_{ij,t} - \sum_{ij \in \Gamma_l} (Q_{ij,t} + X_{ij} I_{ij,t}^2) + \sum_{s \in \Gamma_s | s=i} Q_{s,t}^S = Q_{i,t}^d, \quad \forall(i, t), \quad (12)$$

$$V_{i,t}^2 - V_{j,t}^2 = 2(R_{ij} P_{ij,t} + Q_{ij,t} X_{ij}) - Z_{ij}^2 I_{ij,t}^2, \quad \forall(i, j, ij, t), \quad (13)$$

$$I_{ij,t}^2 V_{j,t}^2 = P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2, \quad \forall(j, ij, t), \quad (14)$$

$$\underline{V} \leq V_{i,t} \leq \bar{V}, \quad \forall(i, t), \quad (15)$$

$$0 \leq I_{ij,t} \leq \bar{I}_{ij}, \quad \forall(ij, t), \quad (16)$$

$$E_{t,u}^{ec} = E_{t-1,u}^{ec} + E_{t,u}^{arr} - E_{t,u}^{dep} + \Delta_t P_{t,u}^{ec}, \quad \forall(t, u), \quad (17)$$

$$0 \leq E_{t,u}^{ec} \leq E_{t,u}^{max}, \quad \forall(t, u), \quad (18)$$

$$0 \leq P_{t,u}^{ec} \leq P_{t,u}^{max}, \quad \forall(t, u), \quad (19)$$

$$\sum_{p \in \Gamma_p} P_{p,t}^{EVproso} + P_t^{EVOSD} = P_{t,u}^{ec}, \quad \forall(t, u), \quad (20)$$

$$P_{p,t}^{EVproso} \leq P_{p,t}^{linq^{proso+}}, \quad \forall(t, p), \quad (21)$$

$$P_{p,t}^{EVproso} \leq P_{t,u}^{ec}, \quad \forall(t, u, p), \quad (22)$$

onde os índices (i, j), ij , p , u e t correspondem aos conjuntos Γ_n , Γ_l , $\Gamma_p \in \Gamma_n$, $\Gamma_u \in \Gamma_n$ e Γ_t , respectivamente.

O conjunto de restrições (11)–(16) está relacionado ao sistema de distribuição. A operação em estado estacionário da rede é representado por (11)–(14) e os limites técnicos por (15) e (16). As restrições (11) e (12) determinam o balanço de potência ativa e reativa respectivamente. Em (13) é definida a queda de tensão entre a barra i e j . A corrente no circuito ij é calculado pela equação (14). Os limites de tensão e corrente são assegurados pelas restrições (15) e (16) respectivamente. (Franco et al., 2013) Para linearizar o modelo apresentado, os

termos $V_{j,t}^2$ e $I_{ij,t}^2$ são substituídos por novas variáveis $V_{j,t}^{sqr}$ e $I_{ij,t}^{sqr}$ (Franco et al., 2013), e em (14), o produto $I_{ij,t}^2 V_{j,t}^2$ é aproximado usando o valor nominal de tensão, no entanto, os termos $P_{ij,t}^2$ e $Q_{ij,t}^2$ são linearizados usando o método de linearização por partes (Alguacil et al., 2003).

A fim de garantir que as estações de carregamento recebam a potência necessária para carregar todos os VEs conectados, as restrições (17)–(22), baseadas nas equações desenvolvidas por Quijano et al. (2021), são adicionadas ao modelo, sendo os VEs considerados de forma agregada. A equação (17) descreve a operação dinâmica da bateria, sendo o balanço dinâmico de energia da estação de carregamento u , onde a energia da estação u no intervalo de tempo t ($E_{t,u}^{ec}$), é resultado da energia armazenada no tempo anterior ($E_{t-1,u}^{ec}$), da energia de entrada ($E_{t,u}^{arr}$) e saída ($E_{t,u}^{dep}$) dos VEs, e da energia comprada para o carregamento ($\Delta_t P_{t,u}^{ec}$). A energia $E_{t,u}^{ec}$ e a potência $P_{t,u}^{ec}$ é limitada pelas restrições (18) e (19) respectivamente. Para completar o modelo dos agregadores, as restrições (20)–(22) são definidas. Um balanço de potência é determinado em (20), onde $P_{t,u}^{ec}$ caracteriza a potência requerida pela estação de carregamento u no intervalo de tempo t , $P_{p,t}^{EVproso}$ e P_t^{EVOSD} representam as parcelas de potência que o agregador vai comprar do *prosumer* e do OSD, respectivamente. A potência vendida pelo *prosumers* tem que ser menor igual a potência disponível no *prosumers* ($P_{p,t}^{linq^{proso+}}$) (21) e deve ser menor ou igual à potência requerida pelo agregador (22). Portanto, este modelo descreve matematicamente a operação dos *prosumers*, VEs e do sistema de distribuição no contexto do mercado de energia local e considera as restrições físicas e técnicas da rede de distribuição que poderiam impactar em um mercado local de energia.

4. ESTUDO DE CASO E RESULTADOS

Nesta seção, serão apresentadas as informações dos parâmetros relacionados aos VEs, *prosumers* e o OSD. O comportamento da estrutura de mercado proposto será analisado numericamente em um período de operação de 24 horas, sob diferentes condições de teste considerando um sistema de distribuição de 33 barras (Baran & Wu, 1989). O modelo matemático é codificado em AMPL e sua solução é obtida por meio do CPLEX.

4.1. Dados

O sistema de distribuição IEEE de 33 barras possui uma tensão nominal de 12,6 kV e uma demanda convencional de 3,715 MW. Neste sistema é preciso respeitar os limites máximo e mínimo de tensão de 1,05 e 0,95 p.u., respectivamente, e uma corrente máxima de 250 A nos condutores. Para a análise da proposta, é considerado que a estrutura de mercado local tem como participantes três grupos de *prosumers* e um agregador que media os interesses de três estações de carregamento.

Como já mencionado, o *prosumer* integra demanda e geração. Os grupos de *prosumers* estão localizados nas barras 7, 18 e 29 (Fig. 4), com as respectivas demandas pico 88,2 kW,

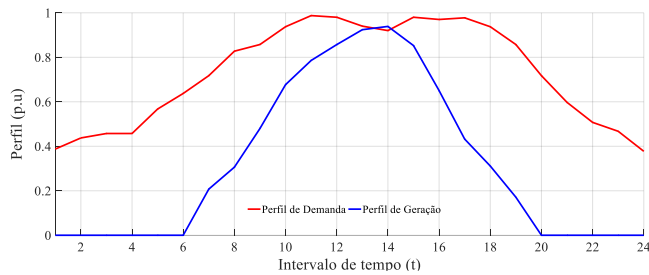


Fig. 2 Perfil de Demanda e Geração Fotovoltaica.

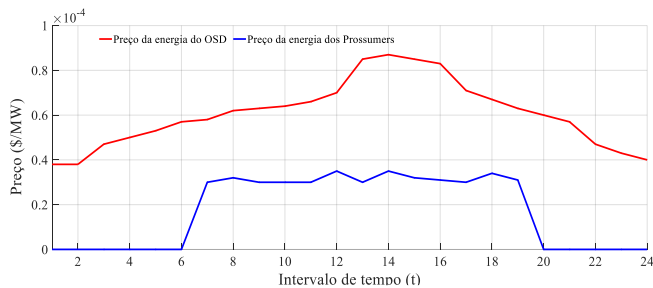


Fig. 3 Preço da energia vendida pelos prosumers e OSD.

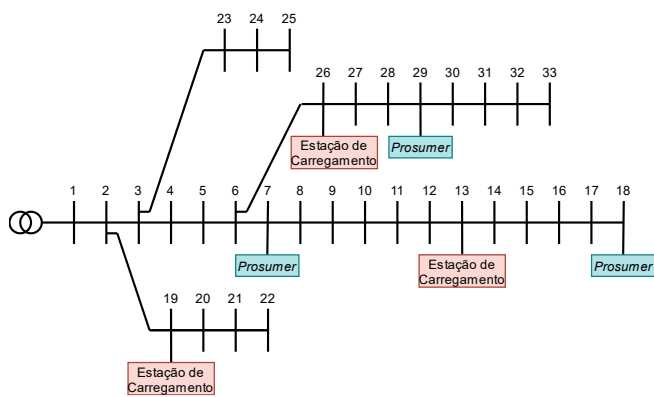


Fig. 4 Sistema de Distribuição de 33-barras.

66,6 kW e 21,6 kW. Na Fig. 2 se mostra o perfil de demanda destes *prosumers*. A geração é proveniente de tecnologia fotovoltaica, sendo a potência instalada dos grupos igual a 200 kW, 250 kW e 100 kW, respectivamente. O perfil de geração para 24 horas está apresentado na Fig. 2. Além disso, os *prosumers* podem vender seu excesso de geração ao preço apresentado na Fig. 3. No entanto, os agregadores também podem comprar energia do OSD ao preço apresentado na Fig. 3. No que se refere as informações dos VEs, as estações de carregamento estão localizadas nas barras 26, 19 e 13 (Fig. 4), sendo que cada uma é responsável pelo carregamento de 100 VEs. Para fins de simplificação é considerado que todos os VEs que irão carregar na estação são modelos NISSAN Leaf com bateria de 40 kWh e carregador de 6,6 kW.

4.2. Análises considerando diferentes condições de teste

A fim de analisar o impacto da coordenação do carregamento dos VEs no custo de compra de energia, os seguintes casos sob diferentes condições de teste foram estudados:

Tabela 1. Resumo dos resultados obtidos para cada caso

	Caso I	Caso II	Caso III	Caso IV
F.O. (\$)	101,47	88,49	91,4	83,34
Custo da energia comprada do OSD (\$)	101,47	88,49	68,84	54,8
Custo da energia comprada dos <i>Prosumers</i> (\$)	–	–	37,37	28,54
Energia enviada ao agregador pelo OSD nas 24h (MWh)	2,33	2,33	1,64	1,44
Energia enviada ao agregador pelos <i>prosumers</i> nas 24h (MWh)	–	–	0,69	0,89

- Caso I: Considera unicamente a opção de comprar energia do OSD. A coordenação do carregamento dos VEs não é realizada;
- Caso II: Semelhante ao Caso I, no entanto o agregador efetua o controle do carregamento dos VEs;
- Caso III: O agregador tem a alternativa de comprar de energia dos *prosumers* e/ou do OSD. A coordenação do carregamento dos VEs não é efetuada;
- Caso IV: Análogo ao Caso II, com a distinção de que o agregador realiza a coordenação do carregamento dos VEs.

Os resultados obtidos para cada caso estão apresentados na Tabela 1. A Fig. 5 apresenta a potência comprada pelo agregador nos 24 intervalos de tempo. Com o intuito de diferenciar a demanda da geração, a potência vendida pelo OSD e *prosumers* está no eixo superior do gráfico, enquanto a potência requerida pelo agregador no eixo inferior. Na solução do Caso I o agregador compra a energia para as estações de carregamento do OSD, sendo considerado que os VEs estacionados na estação começam a carregar no intervalo de tempo que estacionam, e o carregamento se mantém até que estejam carregados, ou seja, o carregamento dos VEs não é controlado, conforme apresentado na Fig. 5.a. Dessa forma o agregador compra potência do OSD nesses intervalos de tempo, independentemente do preço, diferentemente do Caso II em que, como apresentado na Fig. 5.b, o agregador coordena o carregamento dos VEs para comprar energia nos intervalos mais baratos, e assim consegue uma redução de 12,79% nos custos com compra de energia, em comparação com o Caso I.

No Caso III, o agregador tem a alternativa de comprar energia dos *prosumers*. Desta forma, o fornecimento de potência ao agregador por parte do OSD é reduzido em 29,61%, levando a uma redução de 9,92% no custo do agregador com compra de energia, em comparação ao Caso I. Isto ocorre devido a que os *prosumers* oferecem um menor preço por sua energia, e conforme pode ser observado na Fig. 5.c os intervalos de tempo que se tem disponibilidade de geração nos *prosumers* o agregador optou por comprar energia do mesmo. No entanto,

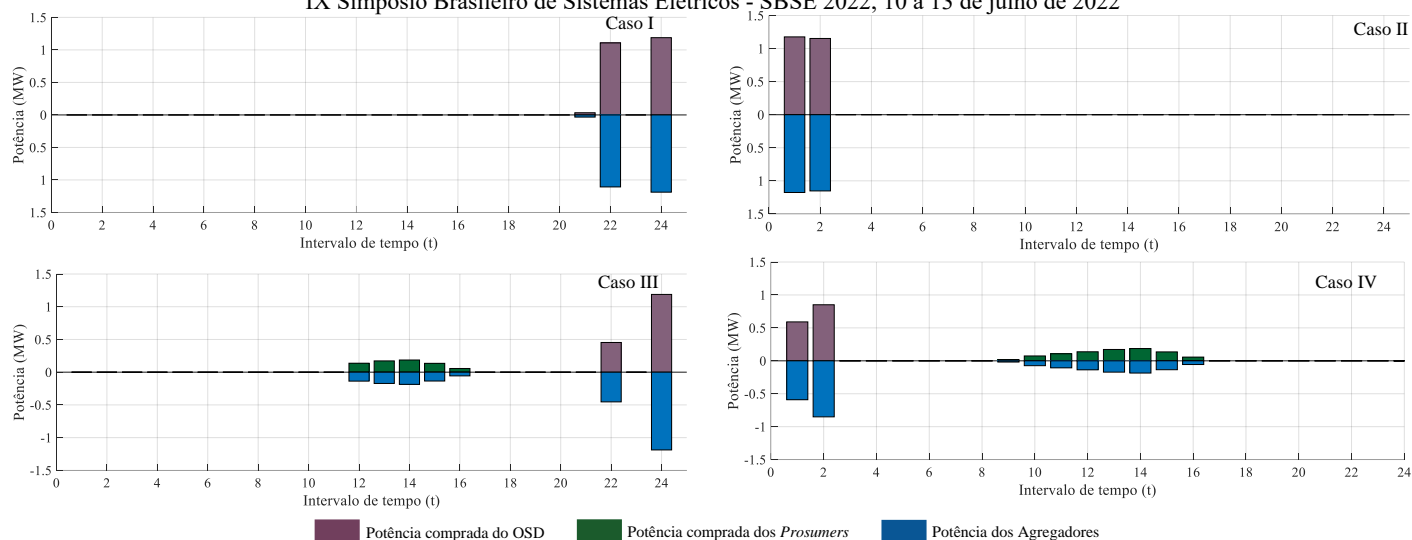


Fig. 5 Potência comprada pelo agregador para a) Caso I, b) Caso II, c) Caso III e Caso IV.

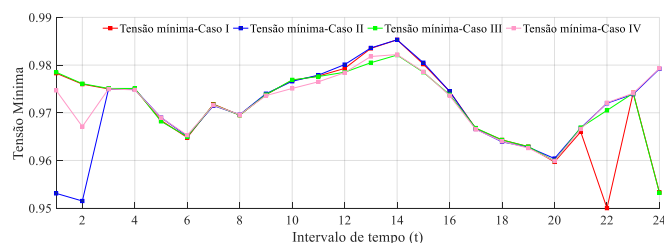


Fig. 6 Tensão mínima em cada intervalo de tempo

ao realizar a coordenação do carregamento dos VEs, no Caso IV, o agregador consegue tomar vantagem da disponibilidade da geração dos *prosumers*, e assim alcançar mais 8,82% na redução dos custos com compra de energia. Como mostra a Fig. 5.c e 5.d, o agregador adapta sua carga ao despacho de geração dos *prosumers*, e a energia proveniente dos *prosumers* aumenta em 28,99%. Assim, a alternativa de comprar dos *prosumers* combinada com o controle no carregamento dos VEs, no Caso IV. Além disso, os limites técnicos do sistema testem de 33 barras foram respeitados em todos os casos; a Fig. 6 mostra que nas 24 horas de operação o limite mínimo foi atendido para todos os casos.

5.CONCLUSÕES

Neste artigo foi analisado o carregamento ótimo de VES para viabilizar a participação de estações de carregamento no mercado local de energia. Um modelo matemático foi apresentado para representar a operação dos *prosumers*, das estações de carregamento de VEs, e a interação de compra e venda de energia entre estes, considerando a rede de distribuição de energia. O problema é formulado desde o ponto de vista do agregador, que tem como objetivo minimizar o custo de compra de energia das estações de carregamento respeitando os limites operacionais do sistema de distribuição, tendo como recurso de controle da coordenação do carregamento dos VEs.

A coordenação do carregamento de VEs permitiu ao agregador aproveitar de maneira eficiente os horários com menores preços, obtendo assim um aumento de 28,99% na energia comprada dos *prosumers* e conseqüentemente uma redução de

8,82% em comparação ao caso sem controle. Portanto, a coordenação no carregamento dos VEs possibilitou uma melhor participação das estações de carregamento no mercado local.

Como propostas futuras, podem-se desenvolver técnicas e modelos de previsão para estimar, mediante dados históricos, os preços de venda de energia, e partir disto o agregador e os *prosumers* negociarem o preço e quantidade de potência.

6.REFERÊNCIAS

- Alguacil, N., Motto, A. L., & Conejo, A. J. (2003). Transmission expansion planning: A mixed-integer LP approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(3), 1070–1077.
- Baran, M. E., & Wu, F. F. (1989). Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 4(2), 1401–1407.
- Cunha, E., Silva, D. A., Melgar-domínguez, O. Z. Y. D., Romero, R., & Member, S. (2021). Simultaneous distributed generation and electric vehicles hosting capacity assessment in electric distribution systems. *IEEE Access*, 9, 110927–110939.
- Etukudor, C., Couraud, B., Robu, V., Früh, W., & Flynn, D. (2020). Automated negotiation for peer-to-peer electricity trading in local energy markets. *Energies*.
- Franco, J. F., Rider, M. J., Lavorato, M., & Romero, R. (2013). Optimal conductor size selection and reconducting in radial distribution systems using a mixed-integer LP approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(1), 10–20.
- Khorasany, M., Mishra, Y., & Ledwich, G. (2018). Market framework for local energy trading: A review of potential designs and market clearing approaches. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 12(22), 5899–5908.
- Lezama, F., Soares, J., Hernandez-Leal, P., Kaisers, M., Pinto, T., & Vale, Z. (2019). Local energy markets: paving the

- path toward fully transactive energy systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 34(5), 4081–4088.
- Masood, A., Hu, J., Xin, A., Sayed, A. R., & Yang, G. (2020). Transactive energy for aggregated electric vehicles to reduce system peak load considering network constraints. *IEEE Access*, 8, 31519–31529.
- Neyestani, N., Yazdani Damavandi, M., Shafie-Khah, M., Bakirtzis, A. G., & Catalao, J. P. S. (2017). Plug-in electric vehicles parking lot equilibria with energy and reserve markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(3), 2001–2016.
- Quijano, D. A., Melgar-Dominguez, O. D., Sabillon, C., Venkatesh, B., & Padilha-Feltrin, A. (2021). Increasing distributed generation hosting capacity in distribution systems via optimal coordination of electric vehicle aggregators. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 15(2), 359–370.
- Rashidzadeh-Kermani, H., Vahedipour-Dahraie, M., Shafie-Khah, M., & Siano, P. (2020). A regret-based stochastic bi-level framework for scheduling of DR aggregator under uncertainties. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 11(4), 3171–3184.
- Shafie-Khah, M., Siano, P., Fitiwi, D. Z., Mahmoudi, N., & Catalão, J. P. S. (2018). An innovative two-level model for electric vehicle parking lots in distribution systems with renewable energy. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(2), 1506–1520.
- Shokri, A., Khorasany, M., Razzaghi, R., & Laaksonen, H. (2021). Hierarchical approach for coordinating energy and flexibility trading in local energy markets. *Applied Energy*, 302(August), 117575.
- Wiersma, B., & Devine-Wright, P. (2014). Decentralising energy: comparing the drivers and influencers of projects led by public, private, community and third sector actors. *Contemporary Social Science*, 9(4), 456–470.
- Xiao, Y., Xiao, Y., Wang, X., Pinson, P., & Wang, X. (2020). Transactive energy based aggregation of prosumers as a retailer. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 11(4), 3302–3312.
- Yao, W., Zhao, J., Wen, F., Xue, Y., & Ledwich, G. (2013). A hierarchical decomposition approach for coordinated dispatch of plug-in electric vehicles. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3), 2768–2778.