

## Minimização dos Custos de Operação de um Veículo Elétrico com Capacidade V2G

Macklyster Lãnucy S. S. de Lacerda\* Bruno Gonçalves Knoblauch\*\*  
Vinícius Ferreira dos Remédios\*\*\* Atilio Caliari de Lima\*\*\*\*  
Augusto César Rueda Medina† Walbermark Marques dos Santos‡

*Universidade Federal do Espírito Santo - UFES,  
Laboratório de Eletrônica de Potência e Acionamento Elétrico -  
LEPAC*

\* e-mail: [macklyster.lacerda@edu.ufes.br](mailto:macklyster.lacerda@edu.ufes.br).

\*\* e-mail: [knoblauchwow2@gmail.com](mailto:knoblauchwow2@gmail.com).

\*\*\* e-mail: [vinicius.remedios@edu.ufes.br](mailto:vinicius.remedios@edu.ufes.br).

\*\*\*\* e-mail: [atilio.lima@edu.ufes.br](mailto:atilio.lima@edu.ufes.br).

† e-mail: [augusto.rueda@ufes.br](mailto:augusto.rueda@ufes.br).

‡ e-mail: [walbermark.santos@ufes.br](mailto:walbermark.santos@ufes.br).

---

**Abstract:** Electric vehicles (EV) have several advantages over traditional internal combustion vehicles, either for environmental or performance reasons. However, the autonomy of these vehicles is directly associated to the use of high energy density batteries, which in turn, have limitations related to charging time, depth of discharge and the number of charge/discharge cycles. These characteristics increase the costs related to energy and battery wear. However, a planned charging/discharging management, according to the owner's needs, has the ability to minimize the vehicle operational costs. In this article, the AMPL language is used to solve two optimization problems that aim to minimize the operational costs of an electric vehicle. A variable pricing plan called "Tempo Verde Supervalve" from the company Endesa, which operates in Spain, was used. In the elaborated problem, if it is financially advantageous, the vehicle owner can sell energy to the grid. The obtained results show that the proposed methodology can adapt to the energy purchase and sale tariffs, providing a reduction in the EV recharge price.

**Resumo:** Os veículos elétricos (VE) possuem diversas vantagens em relação aos tradicionais veículos de combustão interna, seja por razões ambientais ou de performance. Entretanto, a autonomia desses veículos está diretamente associada à utilização de baterias de alta densidade energética, que por sua vez, possuem limitações relacionadas ao tempo de recarga, à profundidade de descarga e à quantidade de ciclos de carga/descarga. Essas características elevam os custos relacionados com energia e desgastes da bateria. Todavia, uma gestão planejada de carga e descarga, conforme as necessidades do proprietário, tem a capacidade de minimizar os custos de operação de um veículo elétrico. Neste artigo, a linguagem AMPL é utilizada para resolver dois problemas de otimização que visam minimizar os custos de operação do mesmo. Foi utilizado um plano de tarifação variável denominado "Tempo Verde Supervalve" da empresa Endesa, que opera na Espanha. No problema elaborado, caso seja financeiramente vantajoso, o proprietário do veículo pode realizar a venda de energia para a rede. Os resultados obtidos mostram que a metodologia proposta pode se adaptar às tarifas de compra e venda de energia, proporcionando uma redução do preço de recarga do VE.

*Keywords:* Optimization, V2G, variable pricing, electric vehicles, AMPL.

*Palavras-chaves:* Otimização, V2G, tarifação variável, veículos elétricos, AMPL.

---

### 1. INTRODUÇÃO

Melhorias nas tecnologias relacionadas aos veículos elétricos (VE) estão proporcionando um aumento na procura e venda dos mesmos. Estimativas apontam que em 2025 a venda anual pode alcançar 1,2 milhão de unidades nos USA e 3 milhões de unidades na China (Kolawole and Al-

Anbagi, 2018). Neste cenário, o aumento na demanda por energia deve impulsionar o mercado de energias renováveis, como fotovoltaica e eólica. Entretanto, tais fontes possuem geração intermitente e necessitam de elementos armazenadores para conciliar geração e demanda, elevando o custo da energia. Por isso, propõe-se o uso das baterias dos VE's como elementos armazenadores, onde a energia é retornada sob demanda à rede através da tecnologia V2G (do inglês *vehicle to grid*) (Calvillo et al., 2016). Li et al. (2017) estima que os VE's ficam estacionados em média 96 % do tempo e são utilizados principalmente no deslocamento

---

\* A realização deste trabalho foi possível graças ao suporte financeiro provido pela Fundação de Amparo À Pesquisa e Inovação do Espírito Santo (FAPES).

entre casa e trabalho. Assim, este período ocioso pode ser aproveitado para compra e venda de energia.

O aumento na degradação da bateria em função da elevação do número de ciclos de carga e descarga é um dos principais desafios relacionados à venda da energia armazenada em VE's (Schuller et al., 2014). Deste modo, além dos custos da energia, o valor de revenda deve cobrir também os custos referentes à degradação da bateria. A facilidade de conexão com a rede elétrica é outro fator determinante para o sucesso da tecnologia V2G. Por isso, soluções como a tecnologia de transmissão indutiva de energia (IPT) são estudadas e visadas para a substituição da transmissão convencional, que utiliza cabos. A tecnologia IPT utiliza um acoplamento magnético composto por conjuntos ressonantes para a transmissão da energia de centímetros até metros de distâncias (Xia et al., 2020). Assim, a conexão com a rede seria realizada por meio de IPT's posicionadas nas vagas de estacionamento e o proprietário não mais teria que lidar com cabos (Wen et al., 2020).

O uso conjunto destas tecnologias pode contribuir para suprir altas demandas de energia, de modo a achatar a curva de carga em horários críticos. Debnath et al. (2020) propõe um sistema coordenado de carregamento de VE's, que utiliza cronogramas de carregamento em conjunto com uma rede de servidores. O autor enfatiza que, mesmo sem a integração de energias renováveis e da tecnologia V2G, o estudo realizado aponta uma diminuição de cerca de 14 % no pico de demanda em relação à curva não coordenada de carga. Pal et al. (2019) propõe um método de otimização da alocação de estações de carregamento rápido com integração V2G. A análise foi realizada na rede IEEE 33 nós radial e teve como objetivo a diminuição das perdas no sistema. Porém, apesar de encontrar e expor os pontos ótimos de alocação em relação às perdas, o autor afirma que a distância entre as estações e os proprietários também representa fundamental importância no processo de alocação abordado.

Destarte, neste trabalho é realizada uma otimização do ponto de vista do proprietário do veículo elétrico (VE), com o objetivo de estabelecer cronogramas de compra e venda de energia que minimizem os custos de operação do VE. Duas abordagens foram elaboradas e seus resultados comparados. Na Seção 2 são expostas as considerações estabelecidas e a descrição matemática dos problemas de otimização. A seguir, na Seção 3 os métodos de elaboração e os parâmetros aplicados aos problemas de otimização são descritos. Os resultados adquiridos são apresentados e analisados na Seção 4. Por fim, na Seção 5 é desenvolvida a conclusão do trabalho.

## 2. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

Os problemas de otimização elaborados tem o objetivo de minimizar o custo individual de operação de um VE. Essa otimização é realizada por meio de um cronograma de carga e descarga que se adéqua às necessidades do proprietário. Na abordagem linear são utilizadas variáveis binárias e valores fixos de potência para carga e descarga, enquanto que, na abordagem não linear a potência é tratada como uma variável que se adéqua ao cronograma. Ambas abordagens foram elaboradas com base nas seguintes considerações:

- A otimização apresentada tem o objetivo de minimizar o custo individual de operação de um VE, visando as necessidades do proprietário;
- A energia consumida durante o uso do VE é proporcional à velocidade média e ao tempo de duração da viagem, deste modo, os problemas de otimização abrangem a utilização dos VE em ambiente urbano e também rodoviário;
- O gasto de energia por quilômetro rodado é resultado de uma linearização do consumo através das informações de carga e autonomia máxima da bateria do VE;
- O VE é utilizado principalmente na locomoção entre o domicílio e o local de trabalho do proprietário, de modo que a rotina de utilização seja conhecida. Essa rotina padrão pode ser adquirida através de um algoritmo adaptativo presente no próprio VE, limitando o proprietário a informar o horário e duração estimada de viagens não frequentes;
- O VE deve ser conectado na rede sempre que for estacionado por longos períodos de tempo, como no período que o proprietário permanece no trabalho e em domicílio;
- Todas as estações de carregamento devem possuir infraestrutura que permite a bidirecionalidade de potência;
- O VE é inapto a realizar compra ou venda de energia durante viagens, deste modo, no início da viagem o VE deve possuir toda a energia necessário para alcançar o destino;
- As estações de carregamento utilizam o padrão lento, que possuem potência máxima de cerca de 3,3 kW;
- O custo associado à degradação da bateria é calculado com as informações de carga máxima, valor de compra, profundidade de descarga e o número de ciclos de carga e descarga suportado;
- Os cronogramas são elaborados considerando um período de 24 horas.

As decisões de compra, venda ou não realização de nenhuma ação são tomadas para intervalos de tempo  $dt = 1/n$ , onde  $n$  representa o número de intervalos por hora. Deste modo, foi definido o conjunto de índices  $K = \{1, 2, \dots, m\}$ , tendo  $m = 24/dt$ ; esse conjunto representa os intervalos de tempo no período de 24 horas.

### 2.1 Degradação da Bateria

O custo  $c_d$  relacionado à degradação da bateria, dado em  $\$/kWh$ , foi calculado conforme descrito no artigo Leou (2016). A referida expressão está exposta na Equação 1:

$$c_d = \frac{Ckwh}{Lc \cdot DoD} \quad (1)$$

onde  $Ckwh$  é o custo por  $kWh$  da bateria,  $DoD$  é a profundidade de descarga e  $Lc$  é o número de ciclos de carga e descarga relacionado com a profundidade de descarga.

### 2.2 Cronograma de Viagens e Cálculo da Energia Consumida por Intervalo de Tempo

Nos intervalos de tempo  $k$  em que o VE não está estacionado e, portanto, se encontra desconectado da rede, ações

de compra ou venda de energia não devem ser realizadas. Por essa razão, os problemas de otimização necessitam de um cronograma de viagens, contendo a informação dos intervalos de utilização do VE. Este cronograma foi implementado através do vetor de parâmetros binários  $CV_k \quad \forall k \in \{1, 2, \dots, m\}$ , definido como:

$$CV_k = \begin{cases} 1, & \text{se o carro está estacionado no intervalo } k; \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases}$$

A energia  $E_c$  consumida pelo VE em um intervalo de tempo  $k$ , foi calculada através da multiplicação entre o valor médio de potência consumida por hora  $P_{ch}$  e o intervalo de tempo  $dt$ , assim:  $E_c = P_{ch} \cdot dt$ . A potência média  $P_{ch}$ , dada em kW, foi calculada através da Equação 2:

$$P_{ch} = v_m \frac{Et}{auto} \quad (2)$$

onde  $v_m$  é a velocidade média do automóvel, dada em  $km/h$ ,  $Et$  é a capacidade máxima da bateria, dada em  $kWh$  e  $auto$  é a autonomia máxima do veículo, dada em  $km$ .

### 2.3 Problema de Otimização com Potência Fixa

Este problema foi formulado considerando constantes as potências de carga e descarga da bateria, referentes à compra e venda de energia, respectivamente. Deste modo, o objetivo consiste em encontrar um cronograma de compra e venda de energia que minimize os custos de operação do VE e atenda às necessidades do proprietário, de acordo com o cronograma de viagem  $CV_k$ . As variáveis de decisão relativas à compra ou venda de energia são definidas por duas variáveis binárias  $Xc_k$  e  $Xv_k$  mutuamente exclusivas, definidas como:

$$Xc_k = \begin{cases} 1, & \text{se a energia é comprada no intervalo } k; \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases}$$

$$Xv_k = \begin{cases} 1, & \text{se a energia é vendida no intervalo } k; \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases}$$

**Função Objetivo** A função objetivo é composta pela soma dos custos de operação do VE em todos os intervalos de tempo  $k \in \{1, 2, \dots, m\}$ , conforme apresentado na Equação 3:

$$\text{Minimizar } z = dt \cdot \sum_{k=1}^m [tc_k \cdot Xc_k \cdot Pr / \eta_r + (c_d / \eta_i - tv_k) \cdot Xv_k \cdot Pi \cdot \eta_i + c_d(1 - CV_k) \cdot P_{ch}] \quad (3)$$

A Equação 3 é composta por três parcelas, relacionadas respectivamente com os parâmetros:  $tc_k$ ,  $(c_d / \eta_i - tv_k)$  e  $c_d$ . A primeira parcela, relacionada com a tarifa de compra  $tc_k$ , representa o custo da energia comprada no intervalo de tempo  $k$ ; onde  $Pr$  é a potência fornecida à bateria e  $\eta_r$  é o rendimento do retificador. A segunda parcela, associada a  $(c_d / \eta_i - tv_k)$ , representa o custo da energia

vendida no intervalo de tempo  $k$ ; onde  $tv_k$  é a tarifa de venda da energia,  $Pi$  é a potência drenada da bateria e  $\eta_i$  é o rendimento do inversor. Neste momento, é importante ressaltar que a venda de energia somente resultará em um diminuição de custos se a tarifa de venda for maior que o custo de degradação dividido pelo rendimento do inversor, ou seja, se  $tv_k > c_d / \eta_i$ . Por fim, a terceira parcela consiste no custo referente à degradação da bateria provocada pela utilização do VE.

**Restrições** O problema de otimização com potência fixa possui as seguintes restrições:

- Restrição 1 - A compra ou venda de energia somente acontece quando o carro está estacionado e conectado a rede. Além disso, não é permitido realizar, simultaneamente, a compra e venda de energia.

$$Xc_k + Xv_k \leq CV_k \quad \forall k \in \{1, 2, \dots, m\}$$

- Restrição 2 - O estado de carga da bateria no final do intervalo  $k$  deve ser igual ao estado de carga no final do intervalo  $k - 1$  somado com um valor equivalente à energia vendida, comprada ou consumida no intervalo  $k$ . A variável "estado de carga", definida como SOC (do inglês *State of Charge*), admite valores entre 0 e 1, porém, o proprietário tem a liberdade de configurar um limite mínimo.

$$SOC_k = SOC_{k-1} + \frac{dt}{Et} [(Xc_k \cdot Pr - Xv_k \cdot Pi) - (1 - CV_k) \cdot Pc] \quad \forall k \in \{1, 2, \dots, m\}$$

- Restrição 3 - No final do intervalo que antecede os intervalos de utilização do VE, o estado de carga deve ser maior ou igual ao valor mínimo configurado pelo usuário. Neste trabalho, o referido valor é declarado pelo parâmetro  $SOC_{hc}$ , que pode admitir valores entre 0 e 1. Esta quantia de energia deve ser suficiente para as viagens iniciadas nos intervalos  $hc_i \cdot n$ . O parâmetro  $hc_i$  pode variar de 1 a 24 e representa o horário de início da viagem,  $p$  é o número de viagens realizadas no dia e  $n$  é a quantidade de intervalos por hora.

$$SOC_k \geq SOC_{hc} \quad \forall k = hc_i \cdot n, \text{ com: } \begin{cases} i \in \{1, 2, \dots, p\} \\ k \in \{1, 2, \dots, m\} \end{cases}$$

- Restrição 4 - O estado de carga não deve ser inferior ao limite mínimo  $SOC_{min}$  estabelecido pelo proprietário.

$$SOC_k \geq SOC_{min}$$

- Restrição 5 - O estado de carga final deve ser maior ou igual ao estado de carga inicial. O parâmetro  $SOC_0$  representa o estado inicial de carga. Esta restrição impede que a energia armazenada no dia anterior seja utilizada para minimizar os custos no dia atual.

$$SOC_m \geq SOC_0$$

### 2.4 Problema de Otimização com Potência Variável

O problema linear formulado na seção 2.3 consegue disponibilizar um cronograma de compra e venda que minimize os custos de operação do VE. Entretanto, os resultados obtidos são dependentes do número de intervalos de tempo  $m$  e das potências fixas  $Pr$  e  $Pi$ . Por este motivo, foram

realizadas modificações que possibilitaram a obtenção de um cronograma que fornece valores de potência para cada intervalo de tempo  $k$ , além da informação de compra e venda.

**Função Objetivo** A função objetivo foi elaborada de modo semelhante à função apresentada na Equação 3, por isso, os comentários realizados na Subseção 2.3.1 são válidos também para a função objetivo de potência variável. Todavia, ao invés de utilizar variáveis binário ( $X_{c_k}$  e  $X_{v_k}$ ) e parâmetros fixos de potência ( $P_r$  e  $P_i$ ), foram utilizadas as variáveis  $P_k^{car}$  e  $P_k^{desc}$ , que representam a potência de carga e descarga da bateria, respectivamente, no intervalo de tempo  $k$ . Logo, a função objetivo considerando potências variáveis ficou da forma exposta na Equação 4:

$$\text{Minimizar } z = dt \cdot \sum_{k=1}^m [tc_k \cdot P_k^{car} / \eta_r + (c_d / \eta_i - tv_k) \cdot P_k^{desc} \cdot \eta_i + c_d(1 - CV_k) \cdot P_{ch}] \quad (4)$$

**Restrições** O problema de otimização com potência variável compartilha das restrições 3, 4 e 5 definidas na Seção 2.3.2. Além dessas restrições, também se aplicam as restrições definidas ou modificadas a seguir:

- Restrição 1 - Não é permitida a realização simultânea de compra e venda de energia.

$$P_k^{car} \cdot P_k^{desc} = 0 \quad \forall k \in \{1, 2, \dots, m\}$$

- Restrição 2 - A taxa de variação de potência deve ser limitada a um valor estabelecido de acordo com as especificações da bateria do VE. Este limite é representado pelo parâmetro  $\Delta P_{max}$ .

$$|(P_k^{car} - P_{k-1}^{car}) - (P_k^{desc} - P_{k-1}^{desc})| \leq \Delta P_{max} \quad \forall k \in \{1, 2, \dots, m\}$$

- Restrição 3 - A compra e venda de energia somente deve ser realizada quando o VE estiver estacionado e conectado a rede.

$$P_k^{car} + P_k^{desc} = 0 \text{ se } CV_k = 0 \quad \forall k \in \{1, 2, \dots, m\}$$

- Restrição 4 - O balanço de energia na bateria deve ser efetuado de acordo com a variação de energia em cada intervalo de tempo  $k$ .

$$SOC_k = SOC_{k-1} + \frac{dt}{Et} [(P_k^{car} - P_k^{desc}) - (1 - CV_k) \cdot Pc] \quad \forall k \in \{1, 2, \dots, m\}$$

- Restrição 5 - As potências de compra e venda devem ser limitadas aos valores de  $P_r$  e  $P_i$ , respectivamente.

$$\begin{aligned} P_k^{car} &\leq P_r \\ P_k^{desc} &\leq P_i \end{aligned} \quad \forall k \in \{1, 2, \dots, m\}$$

### 3. METODOLOGIA E PARÂMETROS

Os problemas de otimização descritos nas Seções 2.3 e 2.4 foram elaborados em linguagem AMPL e compilados com o software AMPL versão de estudante (Inc, 2021). Devido às restrições impostas nesta versão, o número de

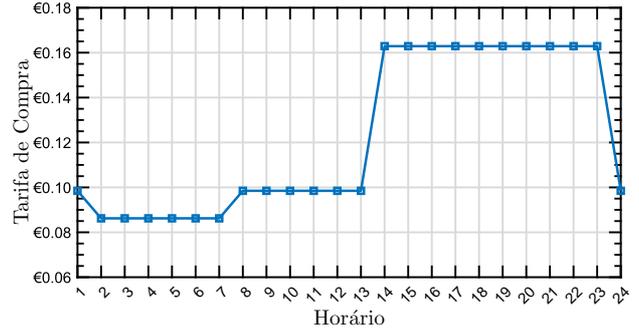


Figura 1. Tarifa horária de compra de energia “Tempo Verde Supervalle” da empresa Endesa, que opera na Espanha ENDESA (2021); valores em Euro.

intervalos por hora foi limitado em  $n \leq 7$  para o problema de otimização de potência fixa (POPF) e  $n \leq 4$  para o problema de otimização de potência variável (POPV).

A otimização foi executada utilizando os dados de capacidade da bateria e autonomia da versão do Nissan Leaf vendida entre os anos de 2013 e 2018 (Database, 2021). Este modelo foi escolhido por conta das informações de  $L_c$  e  $DoD$  (retiradas de Leou (2016)), que não foram encontradas para outros modelos. O custo  $C_{kwh}$  foi estimado de acordo com as informações expostas no artigo publicado pela empresa de consultoria empresarial *McKinsey & Company* (McKinsey, 2017). Além disso, foi considerado potências nominais similares à potência nominal do padrão lento de carregamento, denominado: *Standard 3.3 kW On-Board Charger*. Os referidos parâmetros estão expostos na Tabela 1.

Tabela 1. Parâmetros utilizados na implementação dos problemas de otimização em linguagem AMPL.

$Et$	24 kWh	$auto$	135 km
$v_m$	30 km/h	$L_c$	2000 ciclos
$DoD$	0,8	$C_{kwh}$	200 euros
$P_r$	3,3 kW	$\eta_r$	0,93
$P_i$	3,3 kW	$\eta_i$	0,93
$\Delta P_{max}$	3 kW		

Para facilitar a visualização dos resultados, as potências de compra e venda foram apresentadas através das variáveis  $\Delta P_{f_k}$  e  $\Delta P_{v_k}$ , calculadas na Equação 5. Essas variáveis são definidas como a diferença entre as potências de compra e venda em cada intervalo de tempo  $k$ . Deste modo, valores de  $\Delta P_{f_k}$  e  $\Delta P_{v_k}$  positivos estão relacionados com a compra de energia, negativos com a venda de energia e zero com a não realização de ações de compra ou venda.

$$\begin{aligned} \Delta P_{f_k} &= X_{c_k} \cdot P_r - X_{v_k} \cdot P_i \\ \Delta P_{v_k} &= P_k^{car} - P_k^{desc} \end{aligned} \quad \forall k \in \{1, 2, \dots, m\} \quad (5)$$

A tarifa de compra da energia foi adquirida do plano de tarifação “Tempo Verde Supervalle” da empresa Endesa, que opera na Espanha ENDESA (2021). Neste plano de tarifação existem três diferentes valores, que são cobrados conforme o horário de utilização da energia. Assim, a tarifa varia de acordo com a demanda por energia do horário em questão. Este plano está exposto no gráfico da Figura 1.

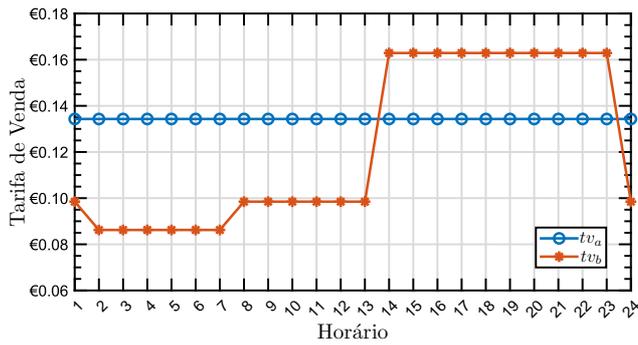


Figura 2. Tarifas horárias de venda de energia, onde:  $tv_a = c_d/\eta_i$  e  $tv_b =$  tarifa de compra (Figura 1); valores em Euro.

Adquiriu-se otimizações para dois planos de tarifação de venda da energia armazenada no VE, essas tarifações estão expostas na Figura 2. A tarifa denominada  $tv_a$  é constante e igual ao custo de degradação da bateria  $c_d/\eta_i$ . A divisão por  $\eta_i$  indica que os custos  $c_d$  são aplicados sobre a energia drenada da bateria, enquanto que a tarifa de venda é aplicada sobre a energia injetada na rede.

O segundo plano de tarifação, denominada  $tv_b$ , foi definido igual à tarifa de compra apresentada na Figura 1. Nos horários de alta demanda essa tarifação supera os custos de degradação da bateria e, por isso, viabiliza a venda de energia neste período.

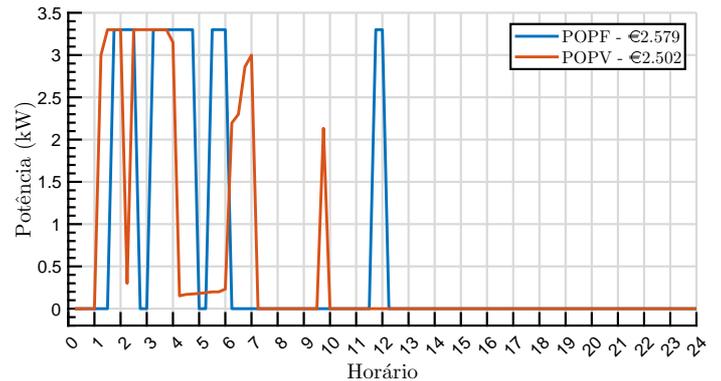
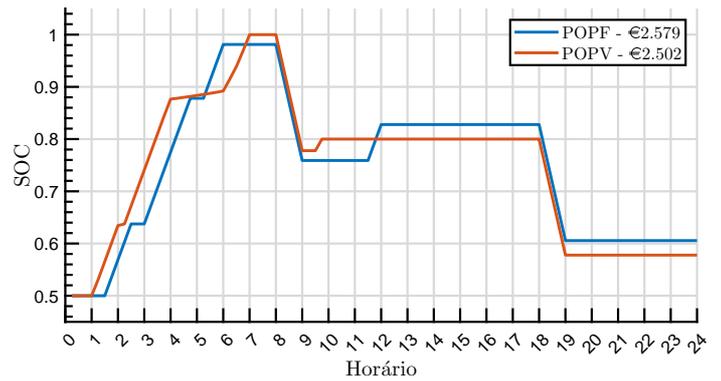
#### 4. RESULTADOS E ANÁLISES

Os resultados apresentados foram adquiridos considerando um cenário onde o proprietário do VE o utiliza, numa zona urbana, para o deslocamento entre domicílio e ambiente de trabalho. Essa distância foi definida em 30 km, que devem ser percorridos no período de 1 hora. Além disso, foi considerado que o proprietário deve permanecer no ambiente de trabalho das 9 às 18 horas. Portanto, o VE deve realizar 2 viagens diárias, a primeira, da casa para o trabalho, entre 8 e 9 horas e a segunda, do trabalho para a casa, entre 18 e 19 horas.

Os problemas de otimização de potência fixa (POPF) e variável (POPV) foram analisados para os dois planos tarifários exibidos no gráfico da Figura 2.

*Tarifa de Venda Igual ao Custo de Degradação da Bateria ( $tv = tv_a$ )* Nos gráficos da Figura 3 estão expostas as curvas referentes aos estados de carga e potências provenientes dos dois problemas de otimização.

Através dos estados de carga exibidos na Figura 3a, podemos observar uma tendência de compra de energia durante o período de 1 a 7 horas, esse período corresponde justamente aos horários de menor tarifa de compra. Das 8 às 9 horas, durante a primeira viagem do VE, ocorre o consumo de aproximadamente 22 % do montante da energia armazenada. No fim desta viagem, a bateria é recarregada até atingir o limite mínimo requisitado para o início da segunda viagem. Esta recarga é realizada durante o período relativa ao valor intermediário da tarifa de compra, que vai de 7 as 13 horas. Após isso, o VE



(b) Em azul:  $\Delta P f_k$  e em laranja:  $\Delta P v_k$

Figura 3. Comparação entre os estados de carga e potências resultantes das otimizações de potência fixa (POPF) e variável (POPV), para  $n = 4$  e  $tv = tv_a$ .

permanece ocioso até o início da segunda viagem, onde novamente ocorre um consumo de aproximadamente 22 % do montante da energia armazenada. No final da segunda viagem, o VE ainda continua com cerca de 10 % de energia excedente e não realiza a venda desta energia. Este comportamento é devido ao valor da tarifa de venda  $tv_a$ , que embora cubra os custos referentes à degradação da bateria, não fornece nenhum lucro adicional. Por isso, as soluções propostas pelos problemas de otimização optam por manter esta energia para uso posterior.

Os cronogramas de compra e venda exibidos no gráfico da Figura 3b permaneceram positivos ou nulos em todos os intervalos de tempo, isso indica que, tanto o POPF, quanto o POPV, não realizaram vendas de energia. Apesar disso, o POPV dispôs de um custo de operação de €2,502, enquanto que o POPF de um custo de €2,579. Essa diferença indica possíveis limitações nos resultados adquiridos através do POPF. Por este motivo, os custos de operação para diferentes quantidades de intervalos por hora  $n$  foram levantados e comparados no gráfico da Figura 4.

Na Figura 4, vemos que a variação do número de intervalos de tempo teve impacto somente nos custos relativos ao POPF, sendo que, a elevação de  $n$  resultou numa aproximação entre os custos fornecidos pelo POPF e POPV. As limitações impostas pela versão de estudante do AMPL restringiram os valores de  $n$  para o POPV, embora provavelmente esses valores fossem continuar constantes para  $n$  igual a 5, 6 e 7.

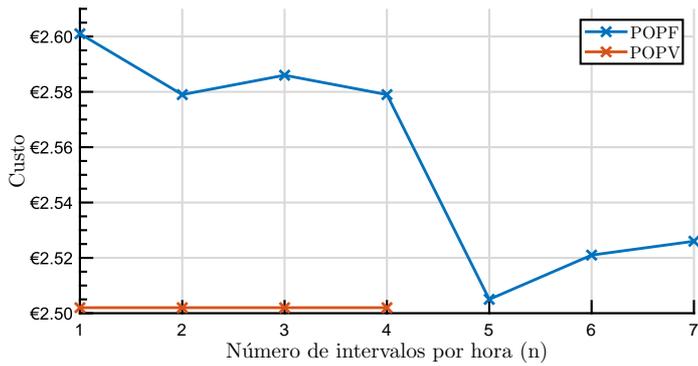


Figura 4. Custos de Operação em função do número de intervalos por hora  $n$ , considerando  $tv = c_d/\eta_i$ .

*Tarifa de Venda Igual à Tarifa de Compra ( $tv = tv_b$ )* A nova tarifação foi aplicada nos problemas de otimização e os resultados obtidos para o POPF e POPV estão expostos nos gráficos da Figura 5.

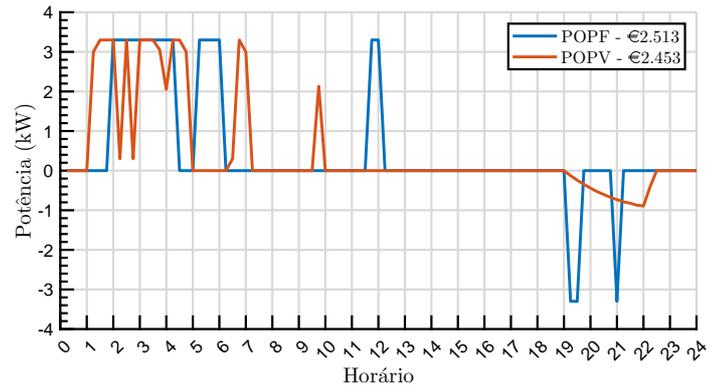
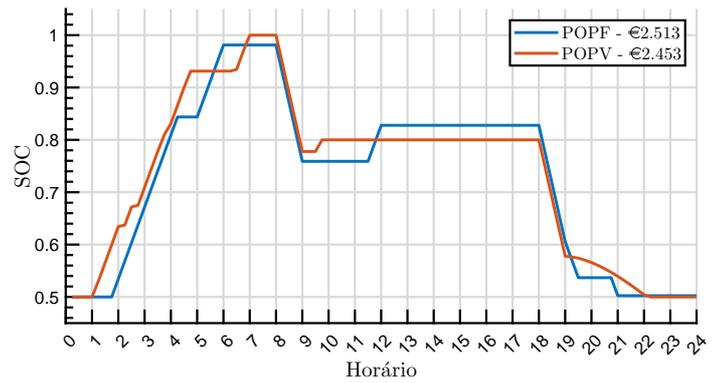
Uma análise do comportamento das curvas de estado de carga, apresentadas na Figura 5a, nos mostra que a mudança no plano de tarifação não levou a grandes alterações no padrão de carregamento do VE. Assim, a compra de energia continua acontecendo nos horários de menor tarifação, ou seja, entre 1 e 7 horas. Após o término da primeira viagem, entre 9 e 13 horas, apesar da presença do valor médio de tarifa, ambos os problemas optam por realizar uma recarga de modo a suprir somente a necessidade de carga para a segunda viagem, que foi configurada em 80 % da energia total da bateria. Depois do término da segunda viagem, a energia excedente foi vendida até que fosse atingido o limite mínimo requerido.

No gráfico da Figura 5b, a principal diferença entre os resultados disponibilizados pelos dois problemas aconteceu no período de venda da energia. A otimização disponibilizada pelo POPV realizou uma venda gradual em baixa potência, enquanto que, o POPF dispôs de dois picos de potência, entre 19 e 21 horas. Assim, a solução proposta pelo POPV ocasionou uma curva de descarga suavizada, distribuída nos intervalos de maior valor tarifário. Por fim, o custo de operação do POPV, de €2,453, novamente, foi menor que o do POPF, de €2,513. Isto indica que o POPV dispõe de melhores resultados de forma independente do valor da tarifa de venda.

## 5. CONCLUSÃO

Os resultados indicam que ambas abordagens possuem a capacidade de se adaptar às tarifas de compra e venda de energia, levando em conta as necessidades do proprietário do VE. Entretanto, o POPV dispôs de custos aproximadamente 2,5 % menores em relação ao POPF, revelando uma maior versatilidade às restrições impostas. Além disso, o POPV mostrou menor dependência em relação ao número de intervalos por hora, o que viabiliza o uso de maiores intervalos de tempo, diminuindo assim o custo computacional do problema. A venda gradual de energia foi outra vantagem do POPV, uma vez que este comportamento minimiza o desgaste da bateria.

Na metodologia utilizada, gera-se um cronograma otimizado de carga e descarga do VE, de acordo com as necessi-



(b) Em azul:  $\Delta P f_k$  e em laranja:  $\Delta P v_k$

Figura 5. Comparação entre os estados de carga e potências resultantes das otimizações de potência fixa (POPF) e variável (POPV), para  $n = 4$  e  $tv = tv_b$ .

dades do proprietário. A gestão da energia, proporcionada pelo cronograma, minimiza a necessidade de recargas rápidas em alta potência e evita níveis excessivamente baixos e/ou altos de carga, aumentando a vida útil da bateria. Além disso, a recarga em baixa potência diminui picos de demanda, trazendo maior estabilidade para a rede elétrica local. A capacidade de venda da energia é outro fator capaz de auxiliar na estabilidade da rede e ainda trazer benefícios financeiros ao proprietário do VE. Entretanto, tais vantagens dependem do conhecimento prévio da rotina de utilização do VE e viagens não programadas podem comprometer a gestão da energia. Por isso, uma interessante continuidade deste trabalho seria a inclusão de soluções que diminuam o impacto de viagens não programadas na gestão da energia, além do levantamento de algoritmos adaptativos capazes de estabelecer tais rotinas.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à UFES, à CAPES pelas bolsas de estudo e à FAPES pelas bolsas de estudo e suporte financeiro do projeto Mobilidade Elétrica no Espírito Santo.

## REFERÊNCIAS

- Calvillo, C.F., Czechowski, K., Söder, L., Sanchez-Mirallas, A., and Villar, J. (2016). Vehicle-to-grid profitability considering EV battery degradation. *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC*, 2016-Decem, 310–314. doi:10.1109/APPEEC.2016.7779518.

- Database, E. (2021). Nissan Leaf 24 kWh (2013-2018) price and specifications - EV Database. URL <https://ev-database.org/car/1019/Nissan-Leaf-24-kWh>.
- Debnath, B., Biswas, S., and Uddin, M.F. (2020). Optimization of Electric Vehicle Charging to Shave Peak Load for Integration in Smart Grid. *2020 IEEE Region 10 Symposium, TENSYP 2020*, (June), 483–488. doi:10.1109/TENSYP50017.2020.9231029.
- ENDESA (2021). Tempo Verde Supervalle. URL <https://www.endesaclientes.com/Hogares/Sales-Process?idProduct=1500550446492&idLightOffer=TV20S>.
- Inc, A.O. (2021). AMPL for Students. URL <https://ampl.com/products/ampl/ampl-for-students/>.
- Kolawole, O. and Al-Anbagi, I. (2018). The impact of EV battery cycle life on charge-discharge optimization in a V2G environment. *2018 IEEE Power and Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference, ISGT 2018*, 1–5. doi:10.1109/ISGT.2018.8403393.
- Leou, R.C. (2016). Optimal Charging/Discharging Control for Electric Vehicles Considering Power System Constraints and Operation Costs. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(3), 1854–1860. doi:10.1109/TPWRS.2015.2448722.
- Li, Q., Zou, J., and Li, L. (2017). Optimum operation on electric vehicles considering battery degradation in V2G system. *Chinese Control Conference, CCC*, 2835–2840. doi:10.23919/ChiCC.2017.8027795.
- Mckinsey (2017). Electrifying insights: How automakers can drive electrified vehicle sales and profitability. Technical report. URL <https://www.mckinsey.com>.
- Pal, A., Bhattacharya, A., and Chakraborty, A.K. (2019). Allocation of EV Fast Charging Station with V2G Facility in Distribution Network. *2019 8th International Conference on Power Systems: Transition towards Sustainable, Smart and Flexible Grids, ICPS 2019*. doi:10.1109/ICPS48983.2019.9067574.
- Schuller, A., Dietz, B., Flath, C.M., and Weinhardt, C. (2014). Charging strategies for battery electric vehicles: Economic benchmark and V2G potential. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(5), 2014–2222. doi:10.1109/TPWRS.2014.2301024.
- Wen, F., Chu, X., Li, Q., and Gu, W. (2020). Compensation Parameters Optimization of Wireless Power Transfer for Electric Vehicles. *Electronics*, 9(5), 789. doi:10.3390/electronics9050789.
- Xia, J., Yuan, X., Li, J., Lu, S., Cui, X., Li, S., and Fernández-Ramírez, L.M. (2020). Foreign Object Detection for Electric Vehicle Wireless Charging. *Electronics*, 9(5), 805. doi:10.3390/electronics9050805. URL <https://www.mdpi.com/2079-9292/9/5/805>.