

Energy Resource Management in a Smart Grid Considering Integration of Electric Vehicles and Wind Power Generation using Simulated Annealing

M. A. A. Viegas and C. M. Affonso

Abstract— *This paper presents a power management tool of a power system operating in a Smart Grid that contains Electric Vehicles inserted as loads and Wind Power Generation. The optimization technique used was Simulated Annealing, in order to minimize the total energy cost of the network being studied. Three charging strategies were adopted: Peak Charging, Off-peak Charging and Smart Charging besides Demand Side Management techniques. In addition to the charging process will also be studied the discharging of the battery electric vehicles, preferably at the peak of the load curve, as well as the possibility of supplying grid power through the wind farm to supply both loads in the topology of the system as for the loads of electric vehicles inserted through the creation of a charging/ discharging station. The system used is the IEEE - 39 bus New England power system. The results proved the effectiveness of the proposed method and the importance of considering besides distribution as well as generation and transmission in studies of planning and expansion of electric energy systems that contain Electric Vehicles and Wind Power Generation.*

Index Terms-- Electric Vehicles, Demand Side Management, Wind Power Generation, Smart Grid, Simulated Annealing.

I. INTRODUÇÃO

Tendo em vista os avanços tecnológicos, as barreiras ambientais, sociais e econômicas impostas à construção e à expansão do sistema de energia elétrica em atender à crescente demanda, um novo paradigma do setor elétrico é estabelecido, através do conceito de rede de energia elétrica inteligente, *Smart Grid* (SG), do inglês.

Outra mudança que vem ocorrendo no setor elétrico é o aumento do uso de fontes renováveis de energia, que utilizam recursos que se regeneram ou que se mantêm ativos permanentemente. A utilização das mesmas tem crescido substancialmente nos últimos anos em diversos países devido a necessidade de compor matrizes energéticas mais limpas, além dos avanços tecnológicos que possibilitam o aumento da eficiência e da confiabilidade destes sistemas de geração. Existem vários tipos de fontes renováveis de energia, das quais

podemos citar: a eólica, a solar, a hídrica, e a biomassa. As quais, geralmente, são conectadas diretamente na distribuição sob forma de Geração Distribuída (GD) [2].

Paralelo a isso, o interesse de muitos pesquisadores tem aumentado em Veículos Elétricos (VEs), principalmente nos PEVs da família dos Veículos Elétricos à Bateria (*Battery Electric Vehicles* – BEVs), devido à flexibilidade dos mesmos, uma vez que esses VEs podem ser usados como cargas, pequenos geradores ou sistemas de armazenamento.

Dessa forma, a *Smart Grid* pode ser conceituada como uma rede que utiliza sensores, comunicações, habilidades computacionais e controle para integrar e interagir inteligentemente tecnologias, como: Veículos Elétricos e Geração Distribuída, pois no contexto da sustentabilidade, e referindo-se à emissão de gases estufa, nocivos ao meio ambiente, além da forte dependência por combustíveis fósseis, a SG proporciona a infraestrutura necessária tanto para a inserção de carros elétricos na rede, gerenciando o carregamento e o descarregamento dos mesmos, bem como a penetração de Recursos Energéticos Distribuídos (RED) a fim de não sobrecarregá-la e de melhorar a funcionalidade total do sistema de energia elétrica [3].

A partir da implantação da SG torna-se, também, viável a interação do consumidor com a rede, tornando-o mais participativo e ciente no que se refere aos gastos com o consumo de energia, podendo desenvolver técnicas de gerenciamento de energia, como o Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD), termo também conhecido do inglês como: *Demand Side Management* (DSM).

O GLD consiste no planejamento e na implementação de atividades para influenciar o uso de eletricidade do consumidor de maneira que produza mudanças desejadas na curva de carga da concessionária de energia elétrica, essas alterações são: redução dos picos de carga, preenchimento de vales, deslocamento de carga, conservação estratégica, crescimento estratégico de carga e flexibilização da curva de carga, as quais podem ser vistas mais detalhadas em [4].

No que tange às técnicas de GLD junto ao uso de Veículos Elétricos, especialmente os tipos conectáveis (*Plug-in Electric Vehicles* – PEVs), e aliados ao uso da Geração Eólica, há uma série de benefícios, tais como: corte ou alívio de pico em curvas de carga seja pelo aumento do consumo em

M. A. A. Viegas, Universidade Federal do Pará (UFPA), Belém, Pará, Brasil (e-mail: marcelviegas@ufpa.br).

C. M. Affonso Viegas, Universidade Federal do Pará (UFPA), Belém, Pará, Brasil (e-mail: carolina@ufpa.br).

períodos fora de ponta ou pela descarga da bateria dos PEVs em períodos de ponta, além do possível carregamento da bateria dos PEVs a partir de fontes de energia renovável inseridas como GD na rede, e da geração de energia elétrica a partir de aerogeradores para atender, em parte, à demanda própria do sistema [5].

Em [6], é feito um estudo no sistema teste do IEEE de 14 barras utilizando o *Power System Analysis Toolbox* (PSAT) no MATLAB, para a modelagem dos VEs como cargas, através de barras que emulam uma Estação de Carregamento na rede de distribuição e, a partir das simulações por fluxo de carga, determinam-se os impactos na transmissão e na geração. Em [7] é realizado o gerenciamento de energia de uma rede de distribuição com VEs utilizando-se a técnica de Recozimento Simulado. Em [8] os VEs são modelados como cargas a fim de se realizar o GLD em um sistema de potência, através do carregamento e do descarregamento dos veículos otimizados por meio de uma técnica de programação não-linear inteira mista. Em [9] é realizado o despacho de energia coordenado em uma micro-rede contendo veículos elétricos e geração eólica.

Este trabalho tem como objetivo analisar o impacto das estratégias de carregamento, de descarregamento dos Veículos Elétricos e da otimização do despacho da Geração Eólica no custo total de energia do sistema elétrico sob estudo em níveis não só de distribuição, mas também de transmissão e de geração, com a aplicação de técnicas de GLD através de tarifas variáveis no tempo (*Time-Of-Use rates – TOU*), detalhadas em [9]. E, para a otimização do carregamento, do descarregamento da bateria dos VEs, e da Geração Eólica, que minimiza o custo, será utilizado o método de Recozimento Simulado, também conhecido por *Simulated Annealing* [10].

As próximas seções deste artigo estão organizadas da seguinte maneira: a seção 2 descreve os conceitos fundamentais e os modelos de Veículos Elétricos utilizados para estudos em sistemas de energia elétrica; na seção 3 será apresentada a modelagem das incertezas associadas ao comportamento da velocidade do vento e das turbinas eólicas adotadas neste estudo; na seção 4 será apresentada a metodologia proposta neste trabalho, desde o sistema teste, os VEs, as turbinas eólicas, a formulação do problema, e o método de Recozimento Simulado utilizados; a seção 5 apresenta os resultados numéricos e gráficos obtidos com o método proposto; e a seção 6 apresenta as considerações finais deste trabalho.

II. VEÍCULOS ELÉTRICOS

Entende-se por Veículo Elétrico aquele em que pelo menos um dos eixos seja acionado por motor elétrico, que converte energia elétrica na energia mecânica necessária à sua propulsão.

Este trabalho, utilizará VEs *plug-in* da família de Veículos Elétricos a Bateria (BEVs), em que a energia é fornecida por um conjunto de baterias que são recarregadas na rede elétrica, para então alimentarem um ou mais motores elétricos acoplados às suas rodas.

O diagrama esquemático de um PEV é mostrado na Fig. 1, onde a bateria corresponde à unidade de armazenamento. O

sistema de tração inclui um inversor de potência trifásico e um motor elétrico de indução trifásico em corrente alternada, um conversor eletrônico de potência e interfaces entre as unidades de armazenamento *on-board*, e a Rede Elétrica para fluxos de potência ativa e reativa.

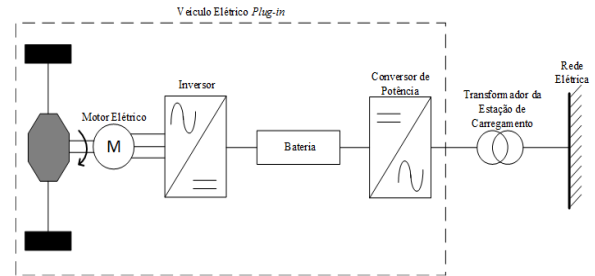


Figura 1. Diagrama Esquemático do Veículo Elétrico *Plug-in*.

As tecnologias de carregamento dos Veículos Elétricos estão sob constante desenvolvimento e pesquisa. Os carregadores desses veículos podem operar em corrente alternada (CA) ou em corrente contínua (CC), de acordo com as características do método de carregamento utilizado (de 1 a 3) preconizado na norma da *Society for Automotive Engineers* (SAE) J1772 consultada em [12], e no *National Electrical Code* (NEC) Article 625, visto em [13], conforme evidência a Tabela 1.

Tabela 1. Características dos métodos de carregamento CA/CC de acordo com a norma da SAE J1772.

Método de Carregamento	Nível de Tensão	Máxima Corrente	Tempo Típico de Carregamento
CA Nível 1	120 V, monofásico	12 a 16 A	7 a 17 h
CA Nível 2	208 a 240 V, monofásico ou trifásico	Acima de 80 A	1,5 a 7 h
CA Nível 3	208 a 600 V, trifásico	Até 400 A	10 a 15 min.
CC	200 a 600 V	Até 400 A	10 a 15 min.

O método CA Nível 1 é muito comum em ambientes residenciais e em pequenas edificações comerciais, o método CA Nível 2 é utilizado tanto em ambientes residenciais quanto comerciais de pequeno e de grande porte, sejam privados ou públicos, tais como: estações de carregamento, *shoppings centers*, ambientes de trabalho, etc. O método CA Nível 3 ainda está em fase de desenvolvimento. O método CC já existe em dois níveis: CC Nível 1 e CC Nível 2 e são preferencialmente utilizados em estações de carregamento rápido, o método CC Nível 3 está em fase de desenvolvimento.

Geralmente, o Veículo Elétrico *plug-in* como carga dependente da tensão, que será conectada no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) da rede de energia elétrica, conforme mostrado na Fig. 2, pode ser representado através de

uma modelo matemático exponencial como mostrado em [14], [15], expresso por:

$$\frac{P}{P_0} = a \left(\frac{V}{V_0} \right)^{\alpha_P} + b \quad (1)$$

$$\frac{Q}{Q_0} = \left(\frac{V}{V_0} \right)^{\alpha_Q} \quad (2)$$

$$Q = P \cdot \text{tg}(\theta) \quad (3)$$

onde: $a \left(\frac{V}{V_0} \right)^{\alpha_P}$ representa a parcela de potência ativa dependente da tensão, b representa a parcela de potência ativa constante. P_0 representa potência ativa consumida na tensão de referência V_0 , em que V_0 é inicialmente desconhecida e obtida através de uma solução de fluxo de carga CA para determinação de P_0 e de Q_0 , a qual representa a potência reativa consumida pelo veículo na tensão de referência V_0 . P e Q são as potências ativa e reativa nominais na tensão de linha nominal V , do barramento CA trifásico em que o veículo é carregado.

Enquanto que a , b , α_P , α_Q , e θ representam: o termo de potência ativa dependente da tensão, o termo de potência ativa constante, a componente exponencial de potência ativa, a componente exponencial de potência reativa e o ângulo do fator de potência do Veículo Elétrico *plug-in*, respectivamente.

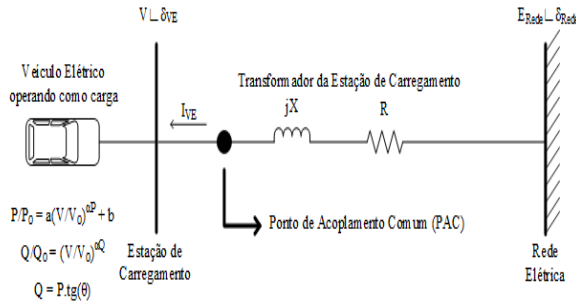


Figura 2. Modelo do Veículo Elétrico operando como carga, conectado no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) de uma Rede.

Os valores de a , b , α_P , α_Q , e θ utilizados neste trabalho são de cunho prático e estão dentro dos intervalos que foram verificados através de testes experimentais em laboratório com veículos comerciais, como apresentado em [14]-[16].

Tipicamente os intervalos para esses parâmetros são: $a = [0,0036; 0,0730]$; $b = [0,9270; 0,9964]$; $\alpha_P = [-5,228; -1,172]$; $\alpha_Q = [-5,228; -1,172]$ e $\cos(\theta) = [0,95; 0,98]$, segundo [14].

Os valores de α_P são caracteristicamente negativos, em virtude da influência da resistência parasita do indutor do filtro de entrada do carregador dos Veículos Elétricos que é mostrado em [17], e justificado em [18].

É importante ressaltar que os modelos convencionais para carga em barras PQ, podem ser facilmente derivados de (1), pois para potência constante, faz-se: $a = 0$; para corrente constante e impedância constante, faz-se: $b = 0$ e $\alpha_P = 1$ ou $\alpha_P = 2$, respectivamente, resultando no modelo ZIP muito

frequente na literatura, e, também utilizado para estudos com Veículos Elétricos como publicado recentemente em [19].

Outro modelo, comumente, usado para representação de Veículos Elétricos para estudos em sistemas de energia elétrica é a representação que leva em consideração o modo de operação da bateria (carregamento/descarregamento). O processo de carregamento é uma reação química que ocorre neste dispositivo de armazenamento, e pode ser modelado por uma função exponencial no tempo, como mostrado em [20], dada por:

$$P_{EV}(t) = P_{EV,max} \cdot (1 - e^{-\alpha t/t_{max}}) + P_{EV,0} \quad (4)$$

em que: $P_{EV}(t)$ representa o valor instantâneo em potência ativa do carregamento da bateria do Veículo Elétrico, ou seja, quanto será demandado em potência do barramento de carga; $P_{EV,max}$ é a máxima capacidade em potência ativa da bateria do veículo; $P_{EV,0}$ refere-se ao valor inicial em potência ativa que havia na bateria do veículo; e t_{max} é o máximo tempo de carregamento.

O parâmetro constante α é calculado assumindo-se que a bateria do veículo está totalmente descarregada quando é absorvida 97 % da máxima capacidade da bateria, na terça parte do máximo tempo de carregamento, isto é, $t = t_{max}/3$. Isso é uma suposição geral aceita para maioria dos sistemas de baterias de Veículos Elétricos comerciais [20].

Por outro lado, a potência ativa suprida ($P_{EV-s}(t)$) pela bateria do Veículo Elétrico é calculada assumindo-se que são necessárias $t_s = t_{max} - t_d$ horas, para o descarregamento total da bateria do veículo na rede elétrica, onde t_d é o tempo restante que seria necessário para o carregamento completo da bateria. Então, $P_{EV-s}(t)$ é dado por:

$$P_{EV-s}(t) = P_{EV,max} \cdot e^{-\alpha} \cdot e^{\alpha t_s/t_{max}} \quad (5)$$

III. MODELAGEM DA GERAÇÃO EÓLICA

O comportamento da velocidade do vento pode ser modelado pela função densidade de probabilidade de Weibull $f(v, k, c)$ [21], dada por:

$$f(v, k, c) = \frac{k}{c^k} v^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right] \quad (6)$$

onde: v é a velocidade do vento, k e c , são parâmetros que representam o fator de forma e o fator de escala, respectivamente. O primeiro indica o formato da curva de Weibull e está relacionado com a variação de velocidade, ou seja, valores de k mais altos resultam em curvas com picos mais agudos, representando menores variações na velocidade de vento. Já o segundo qualifica a velocidade do vento. Já a função distribuição acumulada $F(v, k, c)$, cuja a utilidade é de se indicar a probabilidade com que o vento sopra com uma velocidade menor ou igual a v ($P\{V \leq v\}$), considerando-se V uma variável aleatória podendo ser expressa como:

$$F(v, k, c) = P\{V \leq v\} = \int_0^v f(\tau) d\tau = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (7)$$

Neste trabalho, considerou-se que $k = 2$, fazendo a densidade de probabilidade de Weibull, transformar-se em um caso especial, chamado função densidade de probabilidade de Rayleigh [22], a qual é mostrada em (8). A densidade de Rayleigh é monoparamétrica e depende apenas da velocidade média. Esta densidade é muitas vezes utilizada, por ser obtida de forma mais simples, já que necessita apenas da velocidade média para sua definição.

$$f(v, k = 2, c) = \left(\frac{2v}{c^2}\right) \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^2\right] \quad (8)$$

O fator de escala c pode ser encontrado através da definição de valor médio da velocidade do vento dada em (9) e através da aproximação (10), sendo v_m a velocidade média do vento.

$$v_m = \int_0^{\infty} v f(v, k = 2, c) dv = \int_0^{\infty} v \left(\frac{2v}{c^2}\right) \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^2\right] dv = \frac{\sqrt{\pi}}{2} c \quad (9)$$

$$c \cong 1,128 v_m \quad (10)$$

A potência de saída da turbina eólica, por sua vez, depende da velocidade do vento e pode ser obtida usando-se a curva de potência da turbina eólica. Dessa forma, a potência mecânica disponível no eixo da turbina do aerogerador (P_m) é dada por:

$$P_m = \begin{cases} 0; & 0 \leq v \leq v_{partida} \text{ ou } v \geq v_{corte} \\ 0,5 \cdot \rho \cdot C_p(\lambda, \theta_p) \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v^3; & v_{partida} < v < v_{nominal} \\ P_n; & v_{nominal} < v < v_{corte} \end{cases} \quad (11)$$

onde: ρ é a densidade do ar, que sob condições padrões (ao nível do mar e temperatura ambiente de 15 °C) é de 1,225 kg/m³; R é o raio do rotor; $C_p(\lambda, \theta_p)$ é o coeficiente de potência para o tipo de turbina eólica escolhida para este estudo que é do tipo DFIG (*Doubly Fed Induction Generator*), dado em (12), e esse parâmetro representa os fatores que limitam a potência efetivamente aproveitada por um sistema eólico para conversão em energia elétrica. Seu limite teórico máximo é definido pelo limite de Betz ($C_{p,max} = 16/27 \approx 0,593$). E esse parâmetro é função não linear do ângulo de passo θ_p e da relação de velocidade de ponta de pá λ (*Tip Speed Ratio* – TSR), a qual corresponde à razão entre a velocidade da ponta da pá ($\eta 2\pi R$), e a velocidade do vento não perturbada à montante do rotor (v), sendo f a frequência do sistema e η a eficiência da caixa de multiplicação de velocidades que varia entre 95 e 98 %, dependendo basicamente do tipo de eixo utilizado e da lubrificação [23].

$$C_p(\lambda, \theta_p) = 0,22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4\theta_p - 5\right) \exp\left(\frac{-12,5}{\lambda_i}\right) \quad (12)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\theta_p} - \frac{0,035}{\theta_p^3 + 1} \quad (13)$$

A velocidade $v_{partida}$ (também chamada de velocidade de *cut-in*) é a velocidade de vento mínima para que o rotor saia de seu estado de repouso inicial, produzindo torque mecânico e iniciando o movimento das pás e consequente geração de energia; $v_{nominal}$ é a velocidade de vento na qual a potência nominal (P_n) do aerogerador é extraída; e v_{corte} (também conhecida por velocidade de *cut-out*) é o valor de velocidade de vento na qual a regulação atua para interromper o movimento do rotor eólico, protegendo-o contra cargas excessivamente altas e danos estruturais.

IV. METODOLOGIA PROPOSTA

Esta seção apresenta a metodologia proposta neste artigo para o gerenciamento de energia em um sistema de potência contendo Veículos Elétricos e Geração Eólica, através de estratégias de carregamento e de descarregamento dos VEs, da otimização do despacho dos geradores eólicos e da aplicação de técnicas de GLD utilizando-se as tarifas TOU. Também serão mostrados detalhes do algoritmo de Recozimento Simulado e da formulação matemática utilizada.

A. Sistema New England

O método proposto, neste trabalho, foi implementado no sistema do IEEE de 39 barras (*New England*), cujo diagrama unifilar é mostrado na Fig. 3, composto por: 10 geradores, 29 barras PQ (das quais 19 possuem cargas de potência constante), 44 linhas de transmissão e 12 transformadores. As cargas ativa e reativa totais do sistema são: 6097,1 MW e 1409,1 MVar. A potência base do sistema é de 100 MVA e a frequência 60 Hz. Todos os dados deste sistema podem ser consultados de onde o mesmo foi retirado [24].

Esse sistema possui níveis de tensão de transmissão, basicamente, em torno de 400 kV, que é a tensão base. No entanto, para simular a inserção de uma Estação de Carregamento de Veículos Elétricos nesta rede de energia elétrica é necessária uma expansão, evidenciada na Fig. 3, através de 3 transformadores rebaixadores juntamente com 3 novas barras na rede: 40, 41 e 42, as quais simularão, respectivamente, uma subestação de subtransmissão em 138 kV, uma subestação de distribuição em 13,8 kV e uma Estação de Carregamento com transformador rebaixador de: 13,8/0,416 kV, com 0,05 + j0,3 p.u. de impedância, para agregar a carga de Veículos Elétricos com tensões de alimentação do barramento CA nominais de 416 V (tensão de linha) e de 240 V (tensão de fase).

Após estudos preliminares de estabilidade de tensão com Estimador Não-Linear e Unidades de Medição Fasorial Sincronizadas, ou do inglês: *Phasor Measurement Units* (PMUs) em [25], constatou-se que a barra PQ mais firme do sistema *New England*, em termos de violação das tensões, é a barra 11, a partir da qual se executou a expansão do sistema para a implantação da Estação de Carregamento de Veículos Elétricos. A barra e a expansão a partir da mesma são destacadas na Fig. 3.

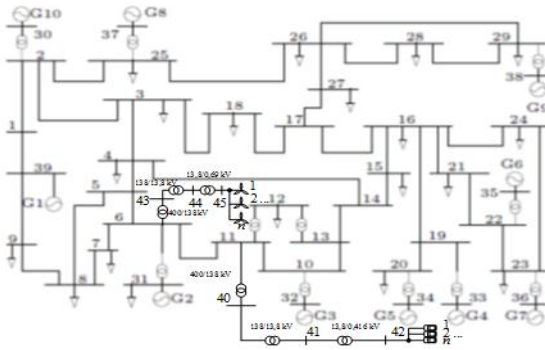


Figura 3. Sistema *New England* expandido com a Estação de Carregamento para Veículos Elétricos através de transformador rebaixador na barra 42 a partir da barra 11, e com o Parque Eólico na barra 45 a partir da barra 6.

Por outro lado, para alocação do parque eólico, para que se tenha os benefícios da integração de fontes eólicas no sistema, faz-se necessário um adequado dimensionamento e alocação do parque eólico, sendo este um aspecto muito importante no planejamento de sistemas de energia elétrica. No estudo realizado em [26] com o sistema *New England* constatou-se a partir da solução de fluxo de carga ótimo e de programação evolucionária auto-adaptativa, incorporando Geração Eólica à rede sob estudo, em vários cenários de simulação, que a barra mais adequada para a expansão no sentido de se efetuar a alocação ótima do parque eólico é a barra 6, no que diz respeito à redução do custo de geração de energia elétrica a partir do parque eólico. O esquema de expansão foi similar ao da estação de carregamento dos VEs, porém para os aerogeradores a tensão é 0,69 kV (tensão de linha).

Portanto, neste trabalho utilizou-se também a barra 6, para a alocação do parque eólico, como mostrado na Fig. 3.

B. Aerogerador Enercon E-126 EP4

O aerogerador escolhido, neste artigo, para as simulações foi o *Enercon E-126 EP4* e possui: turbina eólica de eixo horizontal, com rotor de 3 pás, à montante da torre (*upwind*); potência nominal de 4,2 MW; raio do rotor de 63,5 m; controle de passo (*pitch control*); velocidade de *cut-in* de 3 m/s, velocidade nominal de 14 m/s; velocidade de *cut-out* de 28 m/s e gerador de indução duplamente excitado (DFIG). As especificações técnicas completas são encontradas disponíveis em [27].

C. BEV Nissan Leaf

O veículo elétrico *plug-in* pertencente à família dos BEVs escolhido, neste artigo, para as simulações foi o *Nissan Leaf*, cuja a Bateria é de íons de lítio (LI-ION), pois esse tipo apresenta-se, na atualidade, como a melhor solução tecnológica adotada pelos fabricantes de VEs tanto híbridos como elétricos. A bateria possui Capacidade Máxima de 24 kWh, a Potência Máxima do Carregador é de 3,3 kW, e o Tempo Máximo de Carregamento é de 7 h. As especificações técnicas completas são encontradas disponíveis em [28].

D. Formulação do Problema

Neste trabalho, o gerenciamento do consumo de energia na rede sob estudo depende do número “*n*” de Veículos Elétricos carregando no sistema, do número de Veículos Elétricos descarregando na rede, do tipo de estratégia de carregamento/descarregamento dos veículos escolhida, e do quanto de potência gerada pelo parque eólico está sendo despachada. Existe na literatura uma gama de técnicas de carregamento de VEs, entre elas destacam-se: o Carregamento no Horário de Ponta, o Carregamento Fora de Ponta e o Carregamento Inteligente, que são bem detalhados em [29].

O objetivo proposto é minimizar, através do Carregamento Inteligente, do Descarregamento dos VEs e da otimização da Geração Eólica, aliado às estratégias de GLD, o custo total de energia, que é dado pelo produto da potência entregue pela rede durante um intervalo de tempo T ($P_{rede}(t)$) pela tarifa de energia, expresso por:

$$\text{Min } C_{total} = \sum_{t=1}^T P_{rede}(t) \times Tar(t) \quad (14)$$

onde, Tar : tarifa de energia (US\$/kWh);

O fluxo de potência ativa e reativa em todos os ramos deve satisfazer as equações de fluxo de carga da seguinte forma [30]:

$$P_k = \sum_{m=1}^{Nb} V_k V_m [G_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) + B_{km} \text{sen}(\delta_k - \delta_m)] \quad (15)$$

$$Q_k = \sum_{m=1}^{Nb} V_k V_m [G_{km} \text{sen}(\delta_k - \delta_m) - B_{km} \cos(\delta_k - \delta_m)] \quad (16)$$

Além disso, o problema considera como restrições de desigualdade:

- Limites de tensão nas barras de carga ($0,9 \text{ p.u.} \leq V_k \leq 1,1 \text{ p.u.}$);
- Limites de geração dos geradores do sistema *New England*, tal que $P_{g,t}^i$ e $Q_{g,t}^i$ são as potências ativa e reativa geradas pela *i*-ésima unidade geradora no tempo t :

$$P_{g,min}^i \leq P_{g,t}^i \leq P_{g,max}^i \quad (17)$$

$$Q_{g,min}^i \leq Q_{g,t}^i \leq Q_{g,max}^i \quad (18)$$

- Limites de geração dos aerogeradores:

$$0 \leq P_{m,t}^i(v) \leq P_n \quad (19)$$

- Balanço de potência da rede, com base na lei da conservação da energia, onde a potência consumida pela demanda própria do Sistema *New England* ($P_{NE}(t)$) mais a potência demandada por uma carga de “*n*” Veículos Elétricos ($P_{EV}(t)$) carregando, menos a potência de “*n*” Veículos Elétricos descarregando ($P_{EV-s}(t)$), menos a potência gerada pelo parque eólico ($P_{g \text{ eólica}}(t) = N \cdot P_m(t)$), deve ser igual à potência entregue pela rede, tal que N é o número de aerogeradores que compõem o parque. Assim:

$$P_{rede}(t) = P_{NE}(t) + P_{EV}(t) - P_{EV-s}(t) - P_g eólica(t) \quad (20)$$

- Limite de Carregamento do Veículo Elétrico, é necessário respeitar a Potência de Carregamento Máxima do Carregador ($P_{carregador,max} = 3,3 \text{ kW}$).

$$P_{carregamento}(t) \leq P_{carregador,max} \quad (21)$$

- Por segurança, a bateria não pode ser carregada com potências que excedam o valor máximo nem descarregada abaixo do valor mínimo, podendo significar redução da vida útil ou até perda total da bateria. Foi considerado que a potência mínima armazenada em cada veículo é de 20 % do total, ou seja, um Estado de Carga, do inglês: *State of Charge* (SoC) de 20 %. Logo:

$$P_{bateria}^{min} \leq P_{bateria}(t) \leq P_{bateria}^{max} \quad (22)$$

E. Algoritmo Recozimento Simulado

O Recozimento Simulado (*Simulated Annealing – SA*) é uma meta-heurística proposta por [11]. Trata-se de uma técnica de busca randômica para a solução de problemas de otimização global. O método simula o processo de recozimento de metais (também chamado de recristalização), em que a temperatura do sistema é aumentada até pouco abaixo do ponto de fusão do material. A temperatura é reduzida lentamente, e é dado algum tempo para o material se acomodar a cada nova temperatura, tentando minimizar sua energia. A sequência é continuada até que seja obtida uma estrutura cristalina livre de imperfeições (estado de baixa energia). Se o material for resfriado bruscamente sua estrutura ficará desordenada e instável.

Fazendo uma analogia entre o processo de recozimento de metais a um problema de otimização, tem-se que:

- Os estados possíveis de um metal correspondem a soluções do espaço de busca;
- A energia em cada estado corresponde ao valor da função objetivo;
- A energia mínima corresponde ao valor de uma solução ótima local, possivelmente global.

Com base neste princípio, o método de Recozimento Simulado é composto pelos seguintes passos:

Passo 1: Escolha uma solução inicial (X_0) randômicamente. Esta solução passa a ser a solução atual (X) e ótima (X^*);

Passo 2: Selecione aleatoriamente uma solução X' vizinha a X e calcule o valor da variação da função objetivo $\delta f = f(X') - f(X)$;

Passo 3: Se a variação da função objetivo $\delta f < 0$, o método aceita o movimento e X' passa ser a solução atual ($X = X'$). Posteriormente, se $f(X') < f(X^*)$, então faz-se $X' = X^*$;

Passo 4: Se a variação da função objetivo $\delta f \geq 0$, X' poderá ser aceita como solução atual, mas com probabilidade de transição: $p = e^{(-\delta f / T)}$, na qual T é a temperatura (estabelecida pelo usuário) que regula a probabilidade de aceitar soluções ruins. Empregou-se o resfriamento geométrico, onde $T(t) = T_0 \beta^t$, tal que $0 < \beta < 1$, β é a taxa de resfriamento e T_0 é a temperatura inicial.

Passo 5: Verificar se a temperatura do sistema é maior que a temperatura final pré-estabelecida, em caso afirmativo,

retorna-se ao passo 2 e a busca continua até que a temperatura fique menor que a temperatura final pré-estabelecida.

Ao final, a melhor solução encontrada para o problema proposto está contida na variável solução final (X^*). Esta solução contém a matriz que representa a melhor topologia virtual encontrada para a rede, que, nesse trabalho, diz respeito ao número “ n ” de Veículos Elétricos carregando e descarregando a cada hora do dia, e ao valor de potência consumida pela carga dos VEs e suprida pelos mesmos a cada hora do dia, além da potência gerada pelo parque eólico hora a hora. As variáveis de controle para o algoritmo são $P_{EV}(t)$, $P_{EV-s}(t)$ e $P_g eólica(t)$.

V. RESULTADOS

O algoritmo proposto foi implementado no *software* MATLAB integrado com a *toolbox Power System Analysis Toolbox* (PSAT) que possui rotinas para a solução do fluxo de carga [30]. Serão realizadas 3 estratégias de carregamento: Carregamento no Horário de Ponta (Não Coordenado), Carregamento Fora de Ponta (Parcialmente Coordenado) e Carregamento Inteligente (Coordenado). O último, por sua vez, terá como objetivo minimizar o custo total de energia. Será considerado um número $n = 50000$ Veículos Elétricos, no máximo, carregando aleatoriamente na rede, através da Estação de Carregamento, que também pode ser vista como um Agregador de cargas. As análises serão feitas para a carga ativa do sistema, a carga reativa é obtida analogamente.

Este número de Veículos para estudos de planejamento da expansão do sistema e avaliação dos impactos não somente para a distribuição, mas também para a geração e para a transmissão, no contexto das *Smart Grids*, são muito bem discutidos em [8], em que é perfeitamente aceitável agregar de 1000 a 100000 VEs em estudos que envolvam o sistema elétrico como um todo, uma vez que considerou-se um horizonte de planejamento até 2030-2040, quando a penetração de Veículos Elétricos no sistema em estudo, localizado na América do Norte, será muito significativa como justificado em [31]-[33].

Neste trabalho, para os parâmetros escolhidos para o Veículo Elétrico *Nissan Leaf* foram: $V = 416 \text{ V}$; $\alpha_p = -2,573$; $\alpha_Q = -2,573$; $a = 0,07$; $b = 0,93$; $\cos(\theta) = 0,96$; $t_{max} = 7 \text{ h}$; e $\alpha = 10,5197$.

Já para o Recozimento Simulado os parâmetros adotados são: $T_0 = 3200$; $\beta = 0,90$; *Temperatura Final* = 1×10^{-10} ; e *Número de iterações na mesma temperatura* = 10.

A Fig. 4 ilustra a Curva de Carga do Sistema *New England* adotada como referencial para o estudo, sem os Veículos Elétricos carregando na rede. Percebe-se que o pico corresponde a 5700 MW às 19 h, podendo-se definir este valor como sendo o patamar pesado de carga. E 3500 MW às 3 h, como sendo o horário que apresenta o menor consumo de energia, podendo-se definir este como o patamar leve de carga.

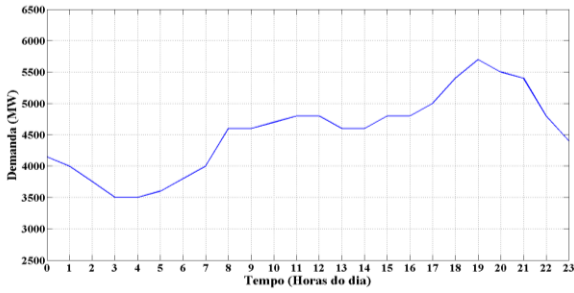


Figura 4. Curva de Carga do Sistema *New England* para Demanda Base sem Veículos Elétricos.

A partir dessa demanda, inserem-se os Veículos Elétricos na rede, de forma aleatória, através da função UNIFRND do MATLAB, que representa a carga de VEs inserida, em termos probabilísticos, através de uma distribuição uniforme, seguindo-se 3 estratégias de carregamento, cujos resultados são mostrados posteriormente.

Paralelo a isso, a Geração Eólica também é inserida probabilisticamente, uma vez que a velocidade do vento é uma variável aleatória. Dessa forma, para a obtenção dos cenários durante as iterações do Recozimento Simulado é necessário estabelecer valores para a velocidade do vento dentro de certos intervalos, através de previsões estatísticas hora a hora baseadas em um banco de dados de medições reais do perfil de vento da localidade onde o sistema sob estudo se localiza, extraídos de [34], com amostras tomadas em intervalos de 10 minutos.

As curvas da função densidade de probabilidade e da função distribuição acumulada, são mostradas na Fig. 5 e na Fig. 6, respectivamente, e estão baseadas nos dados de medição reais, cujos valores do fator de forma e do fator de escala são: $k = 2$ e $c = 9,1274$, considerando a velocidade média do vento $v_m = 8,09$ m/s. A partir dessas curvas, extraem-se as amostras da variável aleatória velocidade do vento (V) com distribuição de probabilidade condicionada ($F(v)/v_1 < V \leq v_2$) aos intervalos de variação de velocidade do vento pré-estabelecidos, conforme mostrado em (23)

$$F(v|v_1 < V \leq v_2) = \frac{P\{V \leq v, v_1 < V \leq v_2\}}{P\{v_1 < V \leq v_2\}} = \begin{cases} 0, & V < 0 \\ \frac{F(v) - F(v_1)}{F(v_2) - F(v_1)}, & v_1 \leq V < v_2 \\ 1, & V \geq v_2 \end{cases} \quad (23)$$

A curva velocidade do vento *versus* tempo foi subdividida em três trechos que apresentam comportamento característico de acordo com o banco de dados e, portanto, com velocidades compreendidas dentro de certos intervalos de variação de velocidade pré-definidos. Os trechos selecionados neste estudo foram: De 1 h às 7 h, $5,6$ m/s $\leq V \leq 10,8$ m/s; de 8 h às 19 h $6,6$ m/s $\leq V \leq 10,8$ m/s; e de 20 h às 24 h $6,0$ m/s $\leq V \leq 10,4$ m/s.

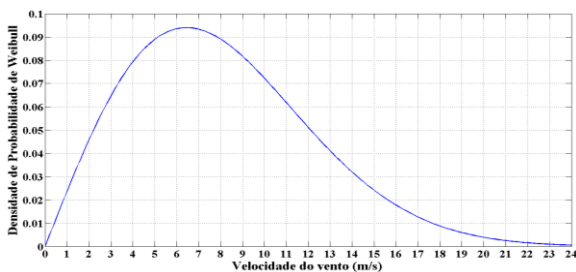


Figura 5. Função Densidade de Probabilidade de Weibull, $k = 2$ e $c = 9,1274$.

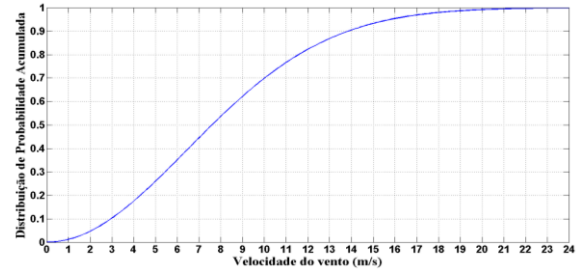


Figura 6. Distribuição de Probabilidade Acumulada.

A Fig. 7 ilustra o esquema de tarifas empregadas neste trabalho, a Tarifa Convencional e a Tarifa TOU, com base em dados reais e recentes extraídos do operador do sistema elétrico *New England* e do *Energy Information and Administration* (EIA), disponíveis em [35] e apresentados na Tabela 2.

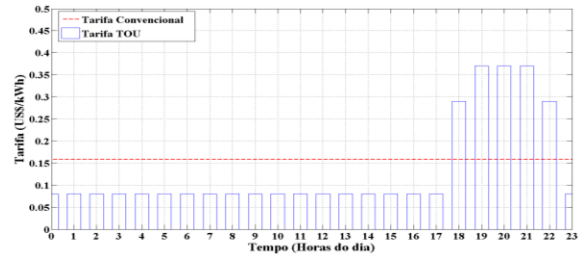


Figura 7. Tarifa Convencional e Tarifa TOU estabelecidas pelo EIA.

Tabela 2. Tarifas empregadas no estudo, segundo o EIA.

Modalidade	Posto	Tarifas (US\$/kWh)
Tarifa TOU	Ponta	0,37
	Intermediário	0,29
	Fora de Ponta	0,08
Tarifa Convencional	--	0,1585

A. Carregamento no Horário de Ponta e Carregamento Fora de Ponta

No Carregamento no Horário de Ponta, não há qualquer supervisão por parte do sistema de gestão de rede. O usuário tenderá a carregar o seu carro tipicamente em torno das 18 h, depois de um dia de trabalho. Qualquer carregamento lento realizado a partir desse horário ocorre muito próximo ou durante o pico de consumo de energia elétrica diário (em torno das 19 h às 22 h).

Desta forma, foi suposto que 20% do total de PEVs carrega no período diurno e os 80% restantes no período noturno [29].

O Carregamento no Horário de Ponta pode ser visualizado na Fig. 8. Nota-se que houve um acréscimo de carga mais significativo para o sistema no horário compreendido entre 19 h e 21 h, resultando em uma maior diferença entre a demanda base e à demanda base somada aos VEs carregando no horário de ponta (curva em vermelho). O novo maior consumo,

continua às 19 h, aumentando para 5972,9 MW, o que corresponde a um incremento de 4,78 % ao caso base. Alguns acréscimos de carga, também, são criados em horários de carga média como das 15 h às 18 h e de carga leve: da 0 h às 6 h.

Isso é resultado do carregamento não coordenado que tem como consequência um custo total de energia elétrica maior, quando se compara este cenário ao carregamento base do sistema sem veículos carregando na rede. O custo total de energia associado ao Caso Base é de: US\$ 17.244.800,00. Enquanto que para o Carregamento no Horário de Ponta é de: US\$ 17.773.000,00.

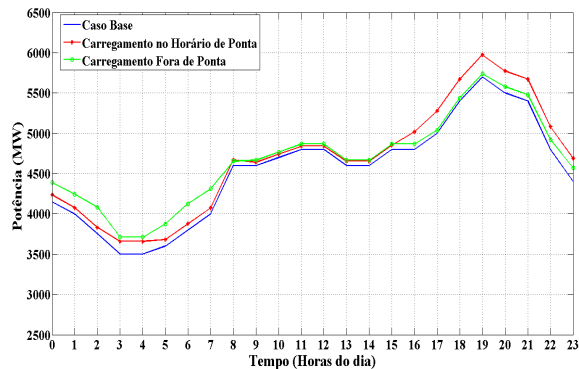


Figura 8. Caso Base, Carregamento no Horário de Ponta e Fora de Ponta.

No Carregamento Fora de Ponta, parte-se do pressuposto que existam mecanismos de incentivos para o consumo de energia durante horários caracterizados pelo baixo consumo da mesma, havendo assim uma redução da tarifa de energia para o carregamento lento das 0 h às 7 h. Este modelo assemelha-se ao modelo anterior, com a diferença de que o carregamento lento, ao invés de começar às 18 h, iniciará à meia noite [29].

No caso do Carregamento Fora de Ponta, o gráfico da Fig. 8 evidencia que a maior diferença entre a demanda base e à demanda base somada aos VEs carregando (curva em verde) foi trasladado para o horário de 0 h às 7 h, cujo maior acréscimo foi às 2 h aumentando-se a demanda base de 3750 MW para 4082,5 MW, que corresponde a um incremento de 8,87 % em relação ao caso base. Já o custo total de energia associado ao Carregamento Fora de Ponta é de US\$ 17.767.000,00.

B. Carregamento Inteligente

Neste tipo de carregamento, assume-se que o comando e supervisão do carregamento são assegurados pelo sistema de gestão da rede inteligente. Desta forma, para não haver sobrecarga na rede, os carregamentos são divididos no tempo e realizados durante a noite, no horário em que há um menor consumo. Os usuários ligam seus carros na tomada e o gestor da rede procura otimizar o processo de carregamento.

Na modelagem do Carregamento Inteligente, o total de veículos que carregam no período noturno (80% dos PEV) foi dividido em quatro grupos iguais. O primeiro grupo inicia o carregamento às 22h, sendo que cada um dos grupos seguintes começa o carregamento uma hora depois do anterior ter iniciado [29].

O Carregamento Inteligente pode ser visualizado na Fig. 9. Percebe-se que houve uma significativa redução na carga

ativa total do sistema período de ponta (entre 19 h e 21 h e nos períodos de carga leve e média (das 8 h às 18 h), comparando-se aos Carregamentos no Horário de Ponta e Fora de Ponta, de tal sorte que a curva do Carregamento Inteligente quase que se sobrepõe a do Caso Base. Já no período de 0 h até às 7 h, notou-se ligeiro incremento, cujo maior acréscimo foi à 1 h aumentando-se a demanda base de 4000 MW para 4134 MW, que corresponde a um incremento de 3,35 % em relação ao caso base, menos que no Carregamento Fora de Ponta, o que trará um impacto financeiro benéfico.

Esse incremento representa a técnica de GLD denominada Preenchimento de Vales.

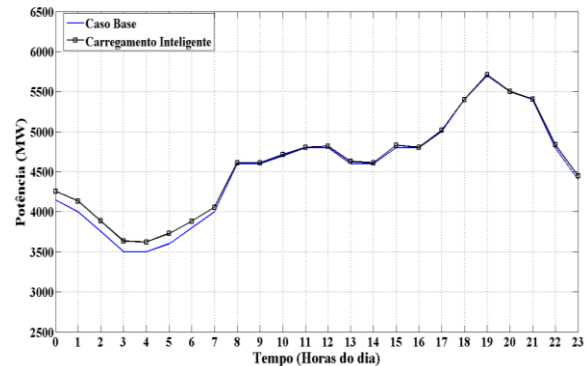


Figura 9. Carregamento Inteligente.

O valor da Função Objetivo, para o caso do Carregamento Inteligente, que representa o custo total da energia na rede em estudo (C_{total}), tem valor inicial de: US\$ 16.191.189,24, ou seja, já parte de um valor menor que o dos carregamentos anteriores. Para após 3256 iterações ter um valor ótimo de: C_{total}^* (US\$) = 15.764.414,09, e para essa tarefa o algoritmo de Recozimento Simulado necessitou de 12,55 segundos. Isso representa uma redução de: US\$ 1.480.385,91, ou 8,58 %, relação ao Caso Base.

A validação das restrições técnicas da rede tais como: limites de tensão e de geração ativa e reativa dos geradores do sistema, não estão incluídos na abordagem de otimização do *Simulated Annealing*. Para garantir que a solução obtida seja tecnicamente viável, o resultado é submetido a uma validação pós-otimização por solução de fluxo de carga que verifica as restrições não verificadas pelo algoritmo. Isso é conhecido na literatura como Validação Técnica [7].

C. Descarregamento e Carregamento Inteligentes dos VEs com a Geração Eólica

Nessa estratégia os Veículos Elétricos estão carregando ou descarregando em Modo Coordenado. Durante o período fora de ponta, em que o preço da eletricidade está mais baixo, os VEs serão carregados e no período de ponta, em que o preço da eletricidade é mais alto, as baterias dos VEs serão descarregadas na rede elétrica. A carga do sistema (carga própria do sistema *New England* mais a carga dos VEs) pode ser alimentada tanto pelos geradores síncronos próprios da rede quanto pelos aerogeradores introduzidos como GD.

A Fig. 10 evidencia o valor da Função Objetivo, para o caso do Descarregamento e Carregamento Inteligentes em conjunto com a Geração Eólica, que representa o custo total

da energia na rede em estudo (C_{total}), cujo valor inicial é de: US\$ 15.502.526,77, ou seja, já parte de um valor menor que os dos casos anteriores. Para após 3256 iterações ter um valor ótimo de: $C_{total}^* (US\$) = 15.079.363,30$, e para essa tarefa o algoritmo de Recozimento Simulado necessitou de 101,86 segundos. Isso representa uma redução de: US\$ 2.165.436,70, ou 12,56 %, em relação ao Caso Base. E de: US\$ 685.050,79 ou 4,34 %, quando comparado ao caso em que só se usa o Carregamento Inteligente.

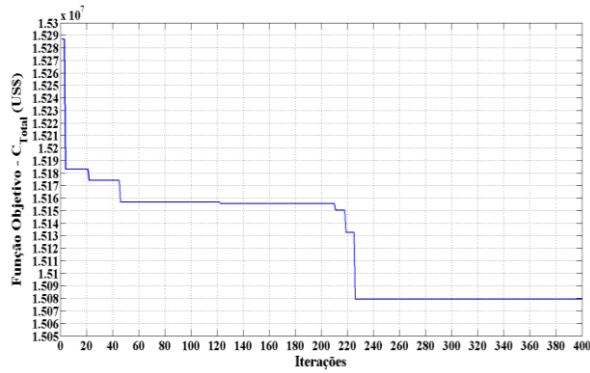


Figura 10. Evolução do valor da Função Objetivo (C_{total}).

A Fig. 11 comprova o processo de resfriamento em que a temperatura parte de seu valor inicial $T_0 = 3200$ e, a partir desse valor, sofre sucessivas reduções ficando, em alguns momentos, constante em determinadas temperaturas até que por volta iteração de número 700 já está muito próxima do valor final que é 1×10^{-10} . Por questões de escala foram apresentadas as primeiras 1200 iterações do algoritmo.

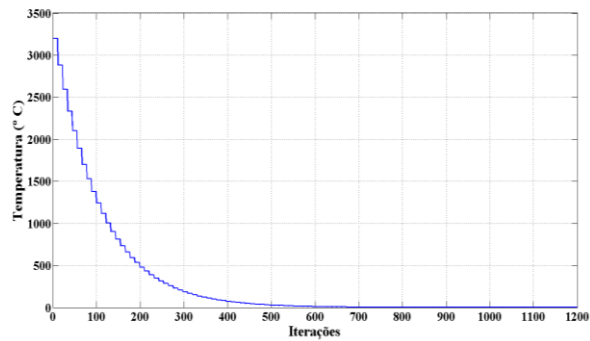


Figura 11. Decaimento Geométrico da Temperatura.

Como resultado dessa estratégia, a Fig. 12 ilustra a curva resultante do Descarregamento e Carregamento Inteligentes com a Geração Eólica otimizados pelo algoritmo Recozimento Simulado. Houve uma significativa redução do pico às 19 h de 5700 MW para 5451 MW, ou 4,37 %, isto se trata também de uma das técnicas de GLD, denominada Corte do Pico (*Peak Shaving*), esta técnica não havia sido aplicada anteriormente, pois havia apenas Carregamento dos VEs, agora, também, com o Descarregamento ela se torna possível e potencialmente mais vantajosa aliada a algum tipo de fonte renovável como a eólica.

Houve também redução no período intermediário da curva de carga, uma vez que apesar do quantitativo de VEs descarregando esse horário ser muito baixo ou nulo, há geração eólica disponível para atender a carga própria do

sistema *New England*. Não se percebe o preenchimento de vales nessa estratégia, pois durante o Carregamento Inteligente dos veículos que é efetuado preferencialmente no período noturno e nas primeiras horas do dia, há geração eólica significativa nesse período, o que contribui para redução na curva de carga no período diurno fora de ponta (0 h às 7 h).

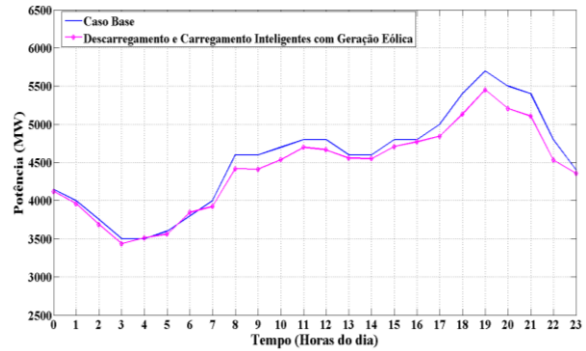


Figura 12. Estratégia de Descarregamento e Carregamento Inteligentes com Geração Eólica.

O gráfico de barras da Fig. 13 ilustra os valores ótimos de potência obtidos pelo Recozimento Simulado. E a Fig. 14 evidencia o quantitativo otimizado de VEs carregando ou descarregando na rede sob estudo.

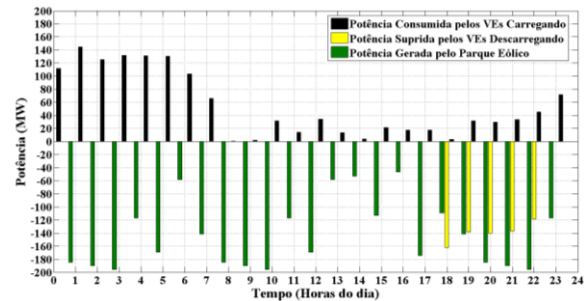


Figura 13. Valores ótimos das potências consumida pelo Carregamento e suprida pelo Descarregamento dos VEs, além da Geração do Parque Eólico.

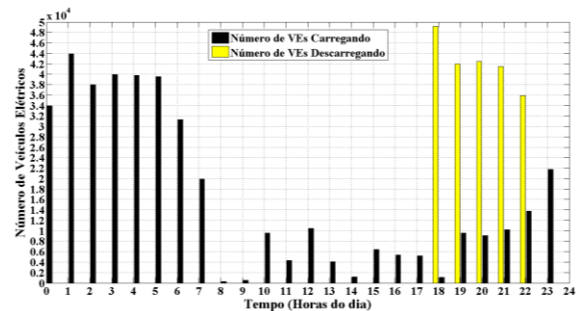


Figura 14. Número de Veículos Elétricos Carregando e Descarregando.

VI. CONCLUSÃO

Este trabalho propôs uma ferramenta de gerenciamento de energia de um sistema de potência que contém Veículos Elétricos e Geração Eólica através do método de Recozimento

Simulado, estratégias de carregamento e de descarregamento e de técnicas de GLD.

Os resultados ratificam que há uma economia significativa quando o carregamento dos Veículos Elétricos é deslocado do período de ponta para o período de menor procura, quando o descarregamento é feito no período de ponta e quando o despacho da Geração Distribuída é realizado. De tal sorte que hajam técnicas que otimizem todos esses processos em conjunto com a aplicação de tarifas TOU e de técnicas de GLD.

Em trabalhos serão introduzidas outras fontes renováveis, tais como: a solar e a biomassa, além de outras famílias de VEs e da aplicação de tarifas *Real Time Pricing*.

VII. REFERÊNCIAS

- [1] C.W. Gellings, "The Smart Grid - Enabling Energy Efficiency and Demand Response". The Fairmont Press, 2nd ed., Fairmont, 2009.
- [2] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, G. Strbac, "Embedded Generation", IET Power and Energy Series 31, London, United Kingdom, 2000.
- [3] T. Sousa, H. Morais and Z. Vale, "Intelligent Energy Resource Management Considering Vehicle-To-Grid: A Simulated Annealing Approach", in *Proc. IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 3, pp. 535-542, 2012.
- [4] C. W. Gellings, "The Concept of Demand-Side Management for Electric Utilities", *Proceedings of the IEEE*, v. 73, n. 10, pp. 1468-1470, 1985.
- [5] J.G. Vlachogiannis, "Probabilistic Constrained Load Flow Considering integration of Wind Power Generation and Electric Vehicles", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 24, No.4, pp. 1808 – 1817, November 2009.
- [6] Y. Kongjeen and K. Bhumkittipitch, "Modeling of Electric Vehicles Loads for Power flow Analysis based on PSAT", *IEEE Transactions on Industry Application*, Vol. 52, No. 1, 2016.
- [7] T. Sousa, H. Morais and Z. Vale, "Intelligent Energy Resource Management Considering Vehicle-To-Grid: A Simulated Annealing Approach", *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 3, pp. 535-542, 2012.
- [8] M. Aghamohammadi, M. Parto, A. Ghods and S. Ghazizadeh, "Effects of V2G Aggregators on the Economic and Loading Performance of Restructured Power Systems", *Cigré*, 2012.
- [9] T. Wu, Q. Yang, Z. Bao, W. Yan, "Coordinated energy Dispatching in Microgrid with Wind Power Generation and Plug-in Electric Vehicles", *IEEE Trans Smart Grid*, 4(3): 1453 – 63, 2013.
- [10] L. Manso and L. Silva, "Avaliação de Programas de Gerenciamento da Demanda do ponto de Vista da Confiabilidade", *Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, Brasília, 2002.
- [11] S. Kipkpatrick, C. D. Gelatt and M. P. Vecchi, "Optimization by Simulated Annealing", *Science*, New Series, v. 220, p. 671-680, 1983.
- [12] SAE, "Recommended Practice for Electric Vehicle and Plug in Hybrid Electric Vehicle Conductive Charger Coupler", SAE Standard J1772, 2010.
- [13] M. Earley, J. Sargent, J. Sheehan and E. Buss, "National Electrical Code (NEC) Handbook", Edition, Quincy, MA: National Fire Protection Association, 2008.
- [14] C. Dharamakeerthi, N. Mithulananthan, and T. Saha, "Impact of Electric Vehicle Fast Charging on Power System Voltage Stability", *Electrical Power and Energy Systems*, pp. 241-249, 2013.
- [15] N. Mithulananthan and T. Saha, "Impact of Electric Vehicle Load on Power System Oscillatory Stability", *Australasian Universities Power Engineering Conference*, Hobart, TAS, Australia, 2012.
- [16] L. Hajagos and B. Danai, "Laboratory Measurements and Models of Modern Loads and their Effect on Voltage Stability Studies", *Power Systems, IEEE Transactions*, Vol. 13, pp. 584-592, 1998.
- [17] A. Jimenez, and N. Garcia, "Power Flow Modeling and Analysis of Voltage Source Converter-Based Plug-in Electric Vehicles," *IEEE Transactions on Power Systems*, 2011.
- [18] C. Dharamakeerthi, N. Mithulananthan and T. Saha, "Modeling and Planning of EV Fast Charging Station in Power Grid". In: *Presented at The Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, California, USA, 2011.
- [19] A. Haidar and M. K. Muttaqi, "Behavioral Characterization of Electric Vehicle Charging Loads in a Distribution Power Grid through Modeling of Battery Chargers," *IEEE Transactions on Industry Application*, Vol. 52, No. 1, JANUARY/FEBRUARY 2016.
- [20] R. Garcia-Valle and J. Vlachogiannis, "Letter to the Editor: Electric Vehicle Demand Model for Load Flow Studies", *Electric Power Components and Systems*, Vol.37, pp. 577-582, 2009.
- [21] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*. Chichester, U.K.: Wiley, pp. 53–77, 2005.
- [22] Y.M. Atwa, and E.F. El-Saadany, "Probabilistic Approach for Optimal Allocation of Wind based Distributed Generation in Distribution Systems", *IET Renew. Power Gener.*, Vol. 5, Iss. 1, pp. 79–88, 2011.
- [23] K. C. Divya and P. S. N. Rao, "Models for Wind Turbine Generating Systems and their Application in Load Flow Studies," *Elect. Power Syst.-Res.*, vol. 76, no. 9–10, pp. 844–856, 2006.
- [24] M. Pai, "Energy Function Analysis for Power System Stability", Kluwer Academic Publishers, 1989.
- [25] R. Garcia-Valle, L. Silva and A. Nielsen, "On-Line Voltage Stability Assessment based on PMU Measurements", *IET International Conference on Advances in Power System Control – APSCOM 8*, 2009.
- [26] L. Shi, C. Wang, L. Yao and Y. Ni, "Optimal Power Flow Solution Incorporating Wind Power", *IEEE Systems Journal*, Vol. 6, Issue: 2, pp. 233-241, 2012.
- [27] Enercon Web Site [Online]. Disponível em: <http://www.enercon.de/en/products/ep-4/e-126-ep4/>.
- [28] Nissan Leaf Web Site [Online]. Disponível em: <https://www.nissanusa.com/ev/media/pdf/specs/FeaturesAndSpecs.pdf>.
- [29] J. Braga, "Integração de Veículos Elétricos no Sistema Elétrico Nacional", Dissertação. Departamento de Engenharia Eletrotécnico, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa. Monte da Caparica. Portugal, 2010.
- [30] F. Milano, "An Open Source Power System Analysis Toolbox", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 20, No. 3, pp.1199 -1206, 2005.
- [31] S. Hadley and A. Tsvetkova, "Potential Impacts of Plug-in Hybrid Electric Vehicles on Regional Power Generation. Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN, ORNL/TM-2007/150, 2008.
- [32] C. Pang, P. Dutta and M. Kezunovic, "BEVs/PHEVs as Dispersed Energy Storage for V2B Uses in the Smart Grid", *IEEE Transactions on Smart Grid*, Special Issue on Transportation Electrification and Vehicle-to-Grid Applications, 2011.
- [33] J. Sullivan, I. Salmeeen and C. Simon, "PHEV marketplace penetration: An agent based simulation", University of Michigan, Ann Arbor, Transportation Research Institute. UMTRI-2009-32, 2009.
- [34] National Renewable Energy Laboratory (NREL) [Online]. Disponível em: http://wind.nrel.gov/Web_nrel/.
- [35] Energy Information and Administration Web Site [Online]. Disponível em: https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.cfm?t=epmt_5_6_a.

VIII. BIOGRAFIAS



Marcel Augusto Alvarenga Viegas obteve o título de Engenheiro Eletricista pela Universidade Federal do Pará (UFPA), Belém, Pará, Brasil em 2014. É concluinte do curso de Mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Pará (UFPA).



Carolina M. Affonso obteve o título de mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Florianópolis,

Santa Catarina, Brasil em 1999. Em 2004 recebeu o título de doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), Campinas, São Paulo, Brasil. Atualmente é professora do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pará (UFPA). Suas principais áreas de pesquisas são: Planejamento e Otimização de Sistemas de Potência, Estabilidade de Tensão e Geração Distribuída.