GERENCIAMENTO DE ENERGIA UTILIZANDO RECOZIMENTO SIMULADO EM UM SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA CONTENDO VEÍCULOS ELÉTRICOS

MARCEL A. A. VIEGAS[1], CAROLINA DE M. AFFONSO[1].

1. *Instituto de Tecnologia, Universidade Federal do Pará (UFPA)*
Guamá Rua Augusto Corrêa 01
67140-140 - Belém, PA - Brasil
E-mails: marcelviegas@ufpa.br, carolina@ufpa.br

Abstract— This paper presentes a power management tool of a power system that contains Electric Vehicles inserted as loads. The optimization technique used was Simulated Annealing. Three charging strategies were adopted: Peak Charging, Off-peak Charging and Smart Charging besides Demand Side Management technique, in order to minimize the total energy cost of the network being studied. The system used is the IEEE 39 bus (*New England*). The results proved the effectiveness of the proposed method and the importance of considering besides distribution, generation and transmission in studies of planning and expansion of electric energy systems that contain Electric Vehicles.

Keywords— *smart grid*, electric vehicles, demand side management, simulated annealing.

Resumo— Este trabalho propõe uma ferramenta de gerenciamento de energia de um sistema de potência que contém Veículos Elétricos inseridos como cargas. A técnica de otimização utilizada foi o Recozimento Simulado. Foram adotadas três estratégias de carregamento: Carregamento no Horário de Ponta, Carregamento Fora de Ponta e Carregamento Inteligente. E uma técnica de Gerenciamento pelo Lado da Demanda, com o objetivo de minimizar o custo total de energia da rede sob estudo. O sistema utilizado é o do IEEE de 39 barras (*New England*). Os resultados comprovaram a eficácia do método proposto e a importância de se considerar além da distribuição, a geração e a transmissão nos estudos de planejamento e expansão de sistemas de energia elétrica que contenham Veículos Elétricos.

Palavras-chave— *smart grid*, veículos elétricos, gerenciamento pelo lado da demanda, recozimento simulado.

1 Introdução

Considerando 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.

A *Smart Grid* pode ser conceituada como uma rede que utiliza sensores, comunicações, habilidades computacionais e controle para integrar e interagir inteligentemente diversas tecnologias, tais como: Veículos Elétricos (VEs), pois no contexto da sustentabilidade, e referindo-se à emissão de gases nocivos ao meio ambiente além da forte dependência por combustíveis fósseis, a SG proporciona a infraestrutura necessária para a inserção de carros elétricos na rede, gerenciando o carregamento dos mesmos a fim de não sobrecarregá-la e de melhorar a funcionalidade total do sistema de energia elétrica (Gellings, 2009).

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 (Siebert et al., 2012).

No que tange às técnicas de GLD junto ao uso de Veículos Elétricos, especialmente os tipos conectáveis (*Plug-in Electric Vehicles* – PEVs), há uma série de benefícios, incluindo: corte ou alívio de pico em curvas de carga seja pelo aumento do consumo em períodos fora de ponta ou pela descarga da bateria dos PEVs em períodos de ponta (Pang, Dutta and Kezunovic, 2011).

O interesse de muitos pesquisadores tem aumentado em Veículos Elétricos, 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.

Um estudo no sistema teste do IEEE de 14 barras utilizando-se o *Power System Analysis Toolbox* (PSAT) no MATLAB é realizado em (Kongjeen and Bhumkittipitch, 2016), 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 (Sousa, Morais and Vale, 2012) é realizado o

gerenciamento de energia de uma rede de distribuição com VEs utilizando-se a técnica de Recozimento Simulado. Em (Aghamohammadi et al., 2012) 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.

Este trabalho contribui em relação ao estado da arte no sentido de analisar o impacto das estratégias de carregamento dos Veículos Elétricos 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 varáveis no tempo (*Time-Of-Use rates* – TOU), detalhadas em (Manso and Silva, 2002). E, para a otimização do carregamento da bateria dos VEs, que minimiza o custo, será utilizado o método de Recozimento Simulado, também conhecido por *Simulated Annealing*.

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 metodologia proposta neste trabalho, desde o sistema teste, os VEs utilizados no estudo, a formulação do problema, e o método de Recozimento Simulado utilizado; a seção 4 apresenta os resultados numéricos e gráficos obtidos com o método proposto; e a seção 5 apresenta as considerações finais deste trabalho.

2 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.

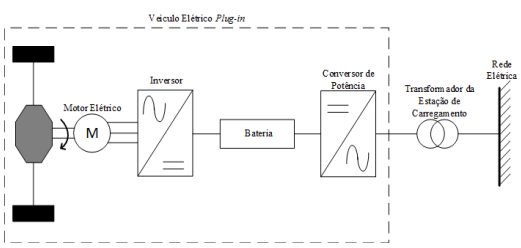

Figura 1. Diagrama Esquemático do Veículo Elétrico *Plug-in*.

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, e no *National Electrical Code* (NEC) *Article* 625 (Earley et al., 2008), conforme evidencia a Tabela 1.

Tabela 1. Características dos métodos de carregamento CA/CC de acordo com a norma da SAE J1722.

Método de Carregamento	**Nível de Tensão**	**Máxima Corrente**	**Tempo**
CA Nível 1	120 V, monofásico	12 a 16 A	7-17 h
CA Nível 2	208 a 240 V, monofásico ou trifásico	Acima de 80 A	1,5-7 h
CA Nível 3	208 a 600 V, trifásico	Até 400 A	10-15 min.
CC	200 a 600 V	Até 400 A	10-15 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 (Dharamakeerthi, Mithulananthan and Saha, 2013) (Kongjeen and Bhumkittipitch, 2016) (Mithulananthan and Saha, 2012), expresso por:

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

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

$$Q = P.tg(\theta) \quad (3)$$

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.

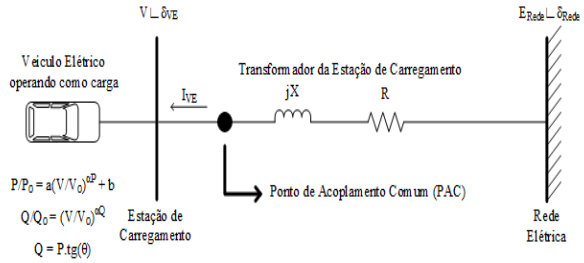

Figura 2. Modelo do Veículo Elétrico operando como carga, conectado no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) de uma Rede.

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 (Garcia-Valle and Vlachogiannis, 2009), dada por:

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

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 (Garcia-Valle and Vlachogiannis, 2009).

3 Metodologia Proposta

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

3.1 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 (Pai, 1989).

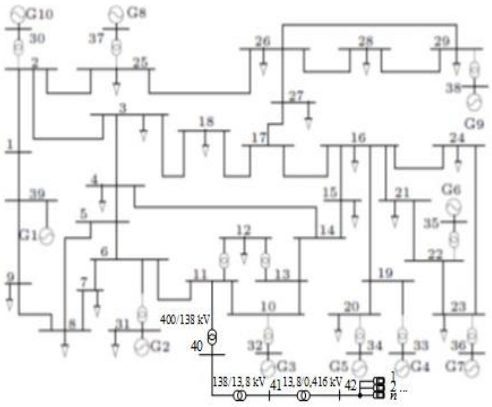

Figura 3. Sistema *New England* expandido com a Estação de Carregamento para Veículos Elétricos através de transformador rebaixador na barra 42.

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 (Garcia-Valle, Silva and Nielsen, 2009), constatou-se que a barra PQ mais firme 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.

3.2 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 no *website* da fabricante.

3.3 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 e do tipo de estratégia de carregamento dos veículos escolhida. 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 (Braga, 2010).

O objetivo proposto é minimizar, através do Carregamento Inteligente, 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:

$$Min\ C_{total} = \sum_{t=1}^{T} P_{rede}(t) \times Tar(t) \quad (5)$$

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 (Kundur, 1994):

$$P_k = \sum_{m=1}^{Nb} V_k V_m [G_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) + B_{km} sen(\delta_k - \delta_m)] \quad (6)$$

$$Q_k = \sum_{m=1}^{Nb} V_k V_m [G_{km}\ \text{sen}(\delta_k - \delta_m) - B_{km} cos(\delta_k - \delta_m)] \quad (7)$$

Além disso, o problema considera como restrições de desigualdade:

- Limites de tensão nas barras de carga (0,9 p.u. ≤ V_k ≤ 1,1 p.u.);
- 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, deve ser igual à potência entregue pela rede. Assim:

$$P_{rede}(t) = P_{NE}(t) + P_{EV}(t) \quad (8)$$

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

$$P_{carregamento}(t) \leq P_{carregador,max} \quad (9)$$

- 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:

$$P_{bateria}^{min} \leq P_{bateria}(t) \leq P_{bateria}^{max} \quad (9)$$

3.4 Algoritmo Recozimento Simulado

O Recozimento Simulado (*Simulated Annealing – SA*) é uma meta-heurística proposta por (Kipkpatrick, Gelatt and Vecchi, 1983). 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) randomicamente. 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 a cada hora do dia, e ao valor de potência consumida pela carga dos VEs a cada hora do dia. A variável de controle para o algoritmo é $P_{EV}(t)$.

4 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 (Milano, 2005). 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 (Aghamohammadi et al., 2012), 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 (Hadley and Tsvetkova 2008) (Pang, Dutta and Kezunovic, 2011) (Sullivan, Salmeen and Simon, 2009).

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

Os valores dos parâmetros a, b, α_P, α_Q, e θ escolhidos 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 (Dharamakeerthi, Mithulananthan and Saha, 2013) (Hajagos and Danai, 1998) (Kongjeen and Bhumkittipitch, 2016) (Mithulananthan and Saha, 2012).

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 (Dharamakeerthi, Mithulananthan and Saha, 2013).

Já para o Recozimento Simulado os valores adotados são: $T_0 = 3200$; $\beta = 0{,}90$; *Temperatura Final* $= 1 \times 10^{-10}$; e *Número de iterações na mesma temperatura* $= 10$, conforme (Sousa, Morais and Vale, 2012).

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.

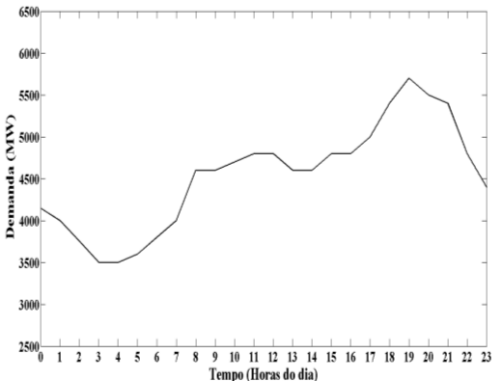

Figura 4. Curva de Carga do Sistema *New England* para Demanda Base sem Veículos Elétricos.

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.

A Fig. 5 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). Esses dados são facilmente obtidos e estão disponíveis no *site* do EIA.

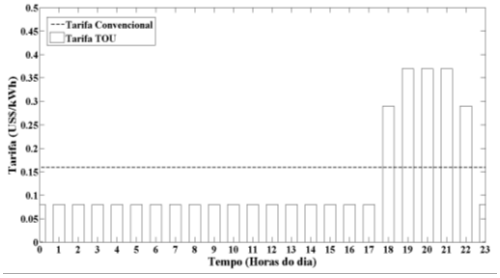

Figura 5. Tarifa Convencional e Tarifa TOU estabelecidas pelo EIA.

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

4.1 Carregamento no Horário de Ponta

Neste tipo de carregamento, 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 (Braga, 2010).

O Carregamento no Horário de Ponta pode ser visualizado na Fig. 6. 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. 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.

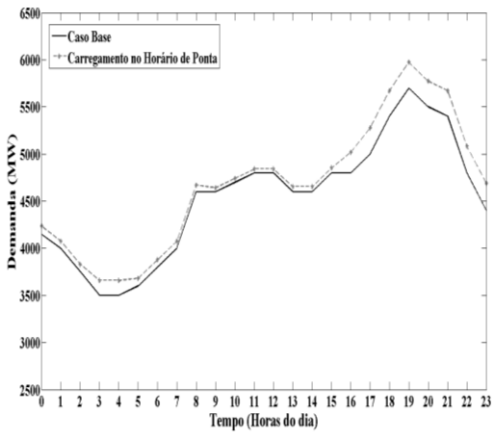

Figura 6. Carregamento no Horário de Ponta.

4.2 Carregamento Fora de Ponta

Nesta situação, 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.

O usuário, independentemente de conectar seu carro à rede assim que chegar na Estação de Carregamento, poderá ter instalado no sistema de carregamento um temporizador que controlará o início do processo, uma vez que os equipamentos ligados à rede tenderão a entrar em funcionamento quando a tarifa de energia for mais barata (Braga, 2010).

No caso do Carregamento Fora de Ponta, o gráfico da Fig. 7 evidencia que a maior diferença entre a demanda base e à demanda base somada aos VEs carregando 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.

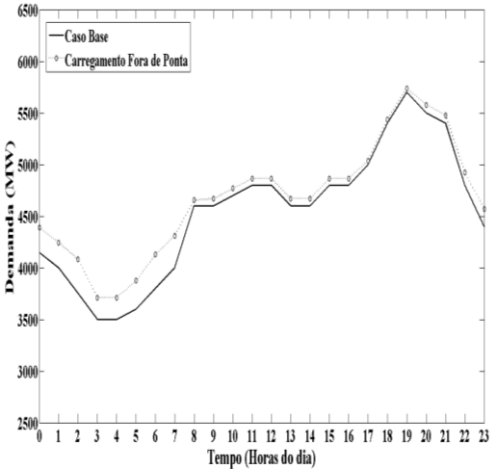

Figura 7. Carregamento Fora de Ponta.

4.3 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 (Braga, 2010).

O Carregamento Inteligente pode ser visualizado na Fig. 8. Percebe-se que 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, similar a que foi utilizada no Carregamento Fora de Ponta.

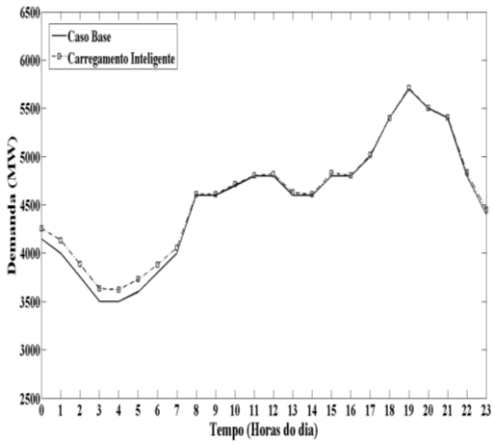

Figura 8. Carregamento Inteligente.

A Fig. 9 evidencia o valor da Função Objetivo que representa o custo total da energia na rede em estudo (C_{total}), cujo valor inicial para o caso do Carregamento Inteligente é 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.

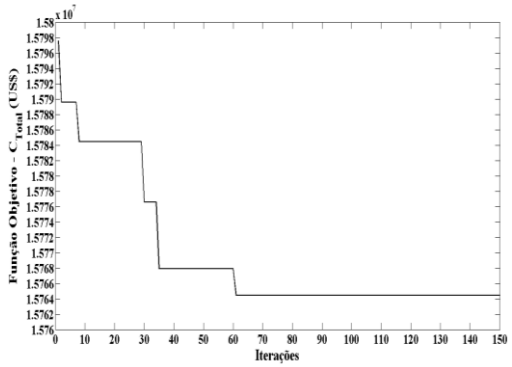

Figura 9. Evolução do valor da Função Objetivo (C_{total}).

A Fig. 10 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 600 já está muito próxima do valor final que é 1×10^{-10}. Por questões de escala foram apresentadas as primeiras 1200 iterações do algoritmo.

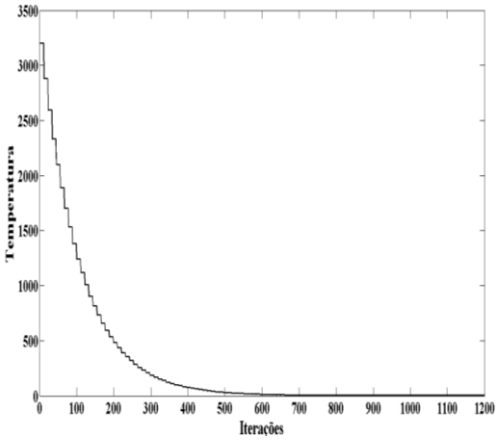

Figura 10. Decaimento Geométrico da Temperatura.

Tabela 3. Resultados.

Tipo de Carregamento	Custo Total (US$)	Economia em relação ao Caso Base (US$)
Ponta	17.773.000,00	-528.200,00
Fora de Ponta	17.767.000,00	-522.000,00
Inteligente	**15.764.414,09**	**1.480.385,91**

5 Conclusão

Este trabalho propôs uma ferramenta de gerenciamento de energia de um sistema de potência que contém Veículos Elétricos através do método de Recozimento Simulado, de estratégias de carregamento e de uma técnica de GLD.

Foi apresentada a proposta de uma metodologia de minimização dos custos de carregamento de baterias (por meio do *Simulated Annealing*) de Veículos Elétricos ligados ao sistema teste utilizado, IEEE 39 barras (*New England*). Além das estratégias de carregamento das baterias no horário de maior consumo e carregamento das baterias no horário de menor consumo.

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, através de técnicas que otimizem esse processo e da aplicação de tarifas TOU.

Em trabalhos futuros, uma versão mais flexível do algoritmo permitirá o descarregamento dos Veículos Elétricos na rede considerada, no intuito de

não só minimizar ainda mais o custo total de energia, mas também investigar os impactos para o sistema no contexto *Smart Grid*.

Agradecimentos

Este trabalho foi apoiado com bolsa de mestrado pela agência de fomento: Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq).

Referências Bibliográficas

Aghamohammadi, M.; Parto, M.; Ghods, A. and Ghazizadeh, S (2012). Effects of V2G Aggregators on the Economic and Loading Performance of Restructured Power Systems, Cigré.

Braga, J (2010). 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.

Dharamakeerthi C.; Mithulananthan N. and Saha T (2011). 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.

Dharamakeerthi, C.; Mithulananthan, N. and Saha T (2013). Impact of Electric Vehicle Fast Charging on Power System Voltage Stability, Electrical Power and Energy Systems, pp. 241-249.

Earley, M.; Sargent, J.; Sheehan, J and Buss, E (2008). National Electrical Code (NEC) Handbook, Edition, Quincy, MA: National Fire Protection Association.

Energy Information and Administration Web Site [Online]. Disponível em: https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.cfm?t=epmt_5_6_a.

Garcia-Valle, R. and Vlachogiannis, J (2009). Letter to the Editor: Electric Vehicle Demand Model for Load Flow Studies. Electric Power Components and Systems, Vol.37, pp. 577-582.

Garcia-Valle, R.; Silva, L. and Nielsen, A (2009). On-Line Voltage Stability Assessment based on PMU Measurements. IET International Conference on Advances in Power System Control – APSCOM 8.

Gellings, C.W (2009). The Smart Grid - Enabling Energy Efficiency and Demand Response. The Fairmont Press.

Hadley, S. and Tsvetkova, A (2008). Potential Impacts of Plug-in Hybrid Electric Vehicles on Regional Power Generation. Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN, ORNL/TM-2007/150.

Hajagos, L. and Danai, B (1998). Laboratory measurements and models of modern loads and their effect on voltage stability studies, Power Systems, IEEE Transactions, Vol. 13, pp. 584-592.

Kipkpatrick, S.; Gelatt, C. and Vecchi M. (1983). Optimization by Simulated Annealing, Science, New Series, Vol. 220, pp. 671-680.

Kongjeen, Y. and Bhumkittipitch, K (2016). Modeling of Electric Vehicles Loads for Power flow Analysis based on PSAT, IEEE Transactions on Industry Application, Vol. 52, No. 1.

Kundur, P (1994). Power System Stability and Control. McGrall-Hill.

Manso, L. and Silva, L (2002). Avaliação de Programas de Gerenciamento da Demanda do ponto de Vista da Confiabilidade, Simpósio de Espscialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Brasília.

Milano, F (2005). An Open Source Power System Analysis Toolbox. IEEE Trans. Power Syst., Vol. 20, No. 3, pp.1199 -1206.

Mithulananthan N. and Saha T (2012). Impact of Electric Vehicle Load on Power System Oscillatory Stability, Australasian Universities Power Engineering Conference, Hobart, TAS, Australia.

Nissan Leaf Web Site [Online]. Disponível em: https://www.nissanusa.com/ev/media/pdf/specs/FeaturesAndSpecs.pdf

Pai, M (1989). Energy Function Analysis for Power System Stability: Kluwer Academic Publishers.

Pang, C.; Dutta P. and Kezunovic, M (2011). 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.

SAE (2010). Recommended Practice for Electric Vehicle and Plug in Hybrid Electric Vehicle Conductive Charger Coupler, SAE Standard J1772.

Siebert, L.; Aoki, A.; Yamakawa, E.; Toledo, F (2012). Gerenciamento pelo Lado da Demanda em Redes Inteligentes Utilizando Algoritmos Genéticos, IV SBSE – Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos.

Sousa, T.; Morais, H. and Vale, Z (2012). Intelligent Energy Resource Management Considering Vehicle-To-Grid: A Simulated Annealing Approach, IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 3, pp. 535-542.

Sullivan, J.; Salmeen, I. and Simon, C (2009). PHEV marketplace penetration: An agent based simulation, University of Michigan, Ann Arbor, Transportation Research Institute. UMTRI-2009-32.