

INVESTIGAÇÃO DE SOLUÇÕES PARA OS IMPACTOS TÉCNICOS CAUSADOS PELA CONEXÃO MASSIVA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS AOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

YURI G. PINTO, FERNANDA C. L. TRINDADE, LUCAS DE A. RAMIREZ

Departamento de Sistemas e Energia, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas

Av. Albert Einstein, 400, CEP 13084-852, Campinas, SP, Brasil

E-mails: yuri@dsee.fee.unicamp.br, fernanda@dsee.fee.unicamp.br, luucasramirez@gmail.com

Abstract— The amount of carbon dioxide produced by vehicles moved by fossil fuel and the lower price of batteries technology are leading to the increase in utilization of electric vehicles as a transport alternative worldwide. The massive presence of charging batteries in the distribution networks intensifies the technical impacts that must be studied and mitigated by the electric utilities. In this context, this work investigates solution methods for the main technical impacts (steady state and at fundamental frequency) caused by the increase in penetration level of electric vehicles as loads connected to Brazilian distribution networks using a real feeder as example.

Keywords— Electric vehicles charging, distribution network infrastructure, technical impacts, Monte Carlo simulations.

Resumo— A grande quantidade de dióxido de carbono emitido por veículos movidos a combustíveis fósseis e a redução dos preços das tecnologias de bateria estão resultando no aumento da utilização de veículos elétricos como alternativa de transporte no mundo. A presença massiva de recargas de baterias de veículos elétricos nas redes de distribuição agrava impactos técnicos que devem ser estudados e mitigados pelas companhias de distribuição de energia. Neste contexto, este trabalho investiga métodos de solução de infraestrutura para os principais impactos técnicos (em regime permanente e na frequência fundamental) causados pelo aumento no nível de penetração de veículos elétricos como cargas dos sistemas de distribuição brasileiros utilizando um alimentador real como exemplo.

Palavras-chave— Recarga de veículos elétricos, infraestrutura de sistemas de distribuição de energia elétrica, impactos técnicos, simulações Monte Carlo.

1 Introdução

As mudanças climáticas são uma ameaça urgente ao planeta e o maior responsável por essas mudanças é o dióxido de carbono (CO_2), que é emitido principalmente pela queima de combustíveis fósseis. Nos Estados Unidos, o setor de transporte é a segunda maior fonte de gases de efeito estufa, concentrando 31,6% das emissões de CO_2 (EPA, 2016).

A utilização de veículos elétricos (*Electric Vehicles* – EV) como alternativa para os tradicionais veículos com motor a combustão interna (MCI) é uma das possíveis soluções para a questão ambiental. Huo (2015) realizou um estudo comparativo entre a utilização de veículos com MCI e veículos elétricos para três estados americanos e três províncias chinesas quanto à emissão de gases poluentes. Em regiões com menor dependência de energia provida de termoeletricas a carvão, os EVs representam emissões até 60% menores que os veículos com MCI.

Assim, impulsionada por questões ambientais, prevê-se que a quantidade de EVs no mercado mundial atinja cerca de 3 milhões de EVs em 2020 e 19 milhões em 2030 (Crestani, 2015).

Alguns modelos de EVs são recarregados através da conexão com a rede de distribuição de energia elétrica (os *Plug-in Electric Vehicles* – PEVs). Durante o processo de recarga, a bateria do PEV repre-

senta uma carga adicional de elevada potência conectada ao sistema elétrico, aumentando a demanda de energia elétrica. Diante da tendência mundial de utilização de PEVs, é importante que sejam estudados os impactos técnicos nas redes de distribuição brasileiras, bem como as possíveis soluções para os impactos identificados.

Neste contexto, o objetivo deste trabalho é investigar possíveis soluções de infraestrutura que possam ser executadas pelas concessionárias brasileiras de modo a adequar suas redes de distribuição para um cenário de penetração massiva de PEVs. Na Seção 2, é apresentada uma revisão sobre os impactos técnicos intensificados pelo aumento no nível de penetração de PEVs para guiar a proposta de soluções. Na Seção 3, são apresentadas métricas de avaliação utilizadas para cada impacto técnico identificado. As propostas de soluções de infraestrutura e os estudos de caso são apresentados na Seção 4. As conclusões gerais são apresentadas na Seção 5.

2 Impactos Técnicos Associados à Conexão de PEVs às Redes de Distribuição

Redes de distribuição sofrem impactos técnicos que variam de acordo com a infraestrutura física e o carregamento. Se uma rede experimenta carregamento superior àquele ao qual é projetada, esta pode sofrer com tensões de magnitudes inferiores aos valores

adequados e com um índice de perdas elevado. Caso haja um carregamento maior em uma ou duas fases e/ou os condutores sejam dispostos de maneira assimétrica, cria-se desequilíbrio de tensão em certas barras. Magnitude de tensão e desequilíbrio de tensão em níveis inadequados resultam em prejuízos às cargas do sistema. Adicionalmente, os equipamentos utilizados na rede possuem limites de operação, como por exemplo os limites térmicos de transformadores e condutores. Caso estes limites não sejam respeitados, diminui-se a vida útil destes equipamentos, resultando em elevados custos à concessionária.

O principal fator técnico responsável por limitar a quantidade de PEVs conectados à rede de distribuição é a queda na magnitude de tensão das barras de carga do sistema (Kelly, 2009; Nyns, 2009; Hui-ling, 2012; Moghbel, 2012). O aumento de corrente elétrica fluindo pela impedância equivalente do sistema aumenta a queda de tensão na rede de distribuição. Em redes longas, a impedância equivalente tende a ser maior, ocasionando uma queda de tensão maior em relação a redes curtas (Kelly, 2009).

A conexão de cargas monofásicas e bifásicas nas redes de baixa tensão resulta em desequilíbrio de tensão. Eletropostos de recarga residencial são tipicamente monofásicos ou bifásicos, fazendo com que o desequilíbrio de tensão sofra variações quando os PEVs estão conectados à rede (Moghbel, 2012). Em alguns casos, quando os eletropostos são conectados em fases menos carregadas do sistema, o desequilíbrio de tensão da rede pode diminuir, mas o fato é que a conexão dos eletropostos é arbitrária e a tendência é que a recarga dos PEVs provoque o aumento do desequilíbrio de tensão.

Linhas de distribuição e transformadores são equipamentos projetados para atender uma determinada demanda ao longo de um horizonte de planejamento. A conexão de cargas adicionais, aumenta a corrente que flui por esses equipamentos, resultando em possíveis sobrecargas e diminuição da vida útil (Kelly, 2009; Moghbel, 2012).

Quanto às perdas elétricas, o aumento na corrente que circula pelos condutores das redes de distribuição resulta no aumento desse impacto (Nyns, 2009; Hui-ling, 2012).

3 Metodologia de Avaliação dos Impactos Técnicos

Este trabalho propõe e investiga soluções para quatro impactos técnicos identificados com base no conteúdo da seção anterior: (a) violação de tensão mínima, (b) sobrecarga dos condutores, (c) sobrecarga de transformadores de distribuição e (d) elevação das perdas elétricas. Embora o desequilíbrio de tensão possa ser um problema em países onde as cargas são predominantemente monofásicas, a prática brasileira de conexões residenciais bifásicas ou trifásicas, e o balanceamento das cargas entre as fases resulta na diminuição deste problema. Ainda, no Brasil não

existe norma que limite o desequilíbrio de tensão para sistemas de baixa tensão, onde os impactos técnicos são mais acentuados; e em todos os estudos realizados neste trabalho não houve violação do limite de 2% de desequilíbrio para a média tensão – limite recomendado pela ANEEL no PRODIST.

Para identificar a existência dos impactos listados e, consequentemente, a necessidade da adoção de medidas de solução, necessitam-se de métricas. As métricas adotadas para a identificação de cada um dos impactos tratados são apresentadas a seguir.

3.1 Métricas Empregadas

A ANEEL estabelece através do Módulo 8 do PRODIST (2015) que em um período de monitoramento de 7 dias, a tensão mínima é considerada violada caso sua magnitude seja inferior a 0,92 pu para sistemas de baixa tensão ou inferior a 0,93 pu para sistemas de média tensão por pelo menos 3% do tempo. As simulações do presente trabalho são feitas com horizonte de 24 horas, então, considera-se violação quando a tensão mínima na carga for inferior a 0,92 pu ou 0,93 pu por pelo menos 45 minutos.

A métrica de avaliação de sobrecarga dos condutores é feita considerando períodos maiores que 1 hora com corrente superior a 100% da corrente nominal. Esta métrica é utilizada por Quirós-Tortós (2015) e foi validada por informações fornecidas por engenheiros de concessionárias brasileiras.

Os transformadores de distribuição são considerados em sobrecarga quando permanecerem sob carregamento superior a 150% da potência nominal por pelo menos 1 hora. Esta métrica é utilizada pela CPFL (2015) no dimensionamento do sistema de proteção dos transformadores de distribuição.

As perdas elétricas são avaliadas neste trabalho pela relação entre a energia ativa perdida e a energia ativa fornecida à rede pela subestação. Neste caso, não há um limite, a análise é comparativa.

3.2 Metodologia de Avaliação

Os valores das métricas listadas acima são obtidos a partir dos resultados de simulações de fluxo de carga série temporal em um alimentador real brasileiro de 11,4 kV com 58 transformadores 11,4/0,22 kV, 2.443 ramos, 2 bancos de capacitores, 2.047 cargas secundárias e 17 cargas primárias. A demanda máxima da rede é de 1,88 MVA.

Devido à característica estocástica do problema do uso dos PEVs, o estado do sistema teste é investigado utilizando o método de Monte Carlo. Neste trabalho, este método é responsável por gerar 500 cenários de simulação, para cada estudo realizado, variando-se aleatoriamente os seguintes fatores: (a) a posição dos eletropostos residenciais; (b) o início e a duração de cada recarga residencial; (c) a quantidade de recargas rápidas; e (d) o instante de início de cada recarga rápida (assume-se que a duração da recarga rápida seja de 30 min). Cada cenário gerado corresponde a uma simulação de fluxo de carga série-

temporal (para 24 horas). Ao fim da simulação dos 500 cenários, obtêm-se as métricas descritas em 3.1.

Para executar as simulações e processar os resultados, utiliza-se o OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*) associado ao Python 3.5 via servidor COM (*Component Object Model*).

Mais detalhes sobre os modelos adotados e as funções de densidade de probabilidade utilizadas para a geração dos cenários de forma aleatória são apresentados a seguir.

Os eletropostos residenciais são modelados como cargas bifásicas de potência constante de 3,5 kW e fator de potência unitário. Além dos eletropostos residenciais, um eletroposto de recarga rápida é alocado no primário do alimentador próximo ao meio da rede. O eletroposto de recarga rápida, instalado na média tensão, possui três postos de recarga modelados como cargas primárias trifásicas com potência constante de 40,0 kW e fator de potência unitário.

Para a definição de cada cenário a ser simulado no Monte Carlo, a seguinte rotina é seguida:

1. *Cálculo da quantidade de PEVs* – O cálculo da quantidade de PEVs é feito multiplicando-se o número de consumidores de cada rede secundária pelo nível de penetração, que é um dado de entrada do algoritmo. Ressalta-se que neste trabalho o nível de penetração de PEVs é definido como a quantidade de PEVs dividida pelo número de unidades consumidoras da rede.
2. *Definição do tipo de recarga (residencial ou rápida)* – Neste trabalho, assume-se que a probabilidade de ocorrência de recarga rápida é de 10%. Portanto, 90% das recargas efetuadas são residenciais.
3. *Alocação das recargas residenciais* – Todos os consumidores possuem a mesma probabilidade de receber um eletroposto residencial. Portanto, os consumidores são escolhidos de forma aleatória seguindo uma distribuição uniforme.
4. *Definição do início de cada recarga*
 - a. *Recarga rápida* – Para cada PEV escolhe-se aleatoriamente, seguindo uma distribuição uniforme, o momento em que a recarga se inicia, respeitando-se o intervalo entre 07:00 e 20:00, com discretização de 30 min.
 - b. *Recarga residencial* – Para cada PEV escolhe-se aleatoriamente, seguindo uma distribuição uniforme, o momento em que a recarga se inicia, respeitando-se o intervalo entre 18:00 e 20:00, com discretização de 15 min.
5. *Definição da duração de cada recarga residencial (Δt_{rec})* – A duração de cada recarga residencial é definida por:

$$\Delta t_{rec} [h] = \frac{Dist \times TC}{TR}$$

sendo, *Dist*, a distância percorrida por cada PEV; *TC*, a taxa de consumo (igual a 0,18 kWh/km); e *TR*, taxa de recarga do eletro-

posto residencial (3,50 kWh/h). A distância percorrida segue uma distribuição de probabilidade lognormal com média de 50 km e variância de 200 km (Orr, 1982) e é apresentada na Figura 1.

Para todos os casos considerados nesta seção foram realizadas 500 simulações de Monte Carlo e os resultados dos cenários são tratados considerando o conceito estatístico de 95º percentil. De acordo com este conceito, em um determinado vetor de dados o valor indicado como 95º percentil não é superado em 95% do total de valores deste vetor.

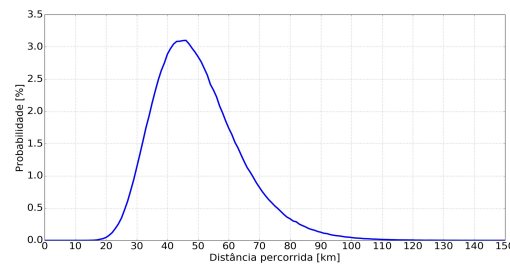


Figura 1 – Distribuição de probabilidade para seleção de distância percorrida por cada PEV.

4 Propostas de Solução e Estudos de Caso

Nesta seção, estudos de caso são apresentados para quatro níveis de penetração de PEVs (5%, 10%, 20% e 30%). O Caso 1 trata dos resultados para a configuração original do alimentador real. No Caso 2, é feita a elevação de tensão de saída da subestação. No Caso 3, os condutores dos ramos de distribuição críticos são substituídos por condutores de maior bitola (recondutoramento). E, no Caso 4, os transformadores mais carregados são substituídos por equipamentos de maior potência.

Uma das soluções para elevar o perfil de tensão nas barras do alimentador é provocar o aumento da tensão na saída da subestação através da alteração do tap do regulador de tensão. Assim, o Caso 2 é simulado ajustando-se a tensão na barra de saída da subestação em 1,035 pu. Este valor de tensão foi escolhido para evitar a violação do limite superior de tensão (1,05 pu) devido à atuação dos bancos de capacitores de 600 kvar, próximo à subestação, e de 1.200 kvar, próximo ao meio da rede.

A segunda melhoria de infraestrutura proposta para mitigação dos impactos técnicos é o recondutoramento de 10 km de condutores utilizados em ramos de distribuição secundários (Caso 3). O alimentador teste possui cerca de 100 km de condutores. Então, a proposta resulta em um índice de substituição de aproximadamente 10%. Os ramos substituídos são selecionados considerando a soma dos comprimentos dos trechos mais carregados do Caso 1 para a penetração de 30%, até o limite de comprimento estabelecido. Esta mesma substituição é usada para as simulações de todas as penetrações. A estrutura e o material dos ramos são mantidos e a bitola dos condutores é aumentada em uma unidade de diâmetro comercial.

A tensão da barra de saída da subestação é fixada em 1,00 pu durante as simulações do Caso 3.

O Caso 4 consiste na substituição dos seis transformadores mais carregados (cerca de 10% do total de transformadores). A escolha dos transformadores substituídos é semelhante à escolha dos condutores, escolhe-se os 6 transformadores mais carregados para o Caso 1 com 30% de penetração e essa substituição é utilizada para as simulações de todas as penetrações. O alimentador teste possui transformadores de 15, 30, 45, 75, 112,5 e 150 kVA e a substituição de um equipamento é feita por outro transformador de potência superior respeitando os valores existentes. No Caso 4, a tensão da barra de saída da subestação é ajustada em 1,00 pu e não há recondutoramento dos ramos.

4.1 Violação de tensão

A avaliação da violação da magnitude de tensão é feita considerando a quantidade de barras que apresentam violação de tensão (barras críticas). A violação de tensão foi definida na Seção 3 e para que uma barra seja apontada como uma barra crítica, entende-se que o limite deve ser superado em pelo menos 475 cenários (95º percentil).

Para todos os casos, as penetrações de 5% e 10% não resultam em barras críticas. Este resultado estabelece que a rede estudada pode suportar pelo menos 10% dos consumidores possuindo PEV sem que a concessionária precise se preocupar com este impacto. As Tabelas 2 a 5 apresentam os resultados referentes à violação de tensão.

Tabela 1 – Resultados sobre a violação de tensão (Caso 1).

Penetração [%]	Quant. de barras críticas	Duração [h]
20	73	[0,75 – 2,25]
30	279	[0,75 – 3,00]

Tabela 2 – Resultados sobre a violação de tensão (Caso 2).

Penetração [%]	Quant. de barras críticas	Duração [h]
30	26	[0,75 – 1,25]

Tabela 3 – Resultados sobre a violação de tensão (Caso 3).

Penetração [%]	Quant. de barras críticas	Duração [h]
20	19	[0,75 – 1,75]
30	111	[0,75 – 2,50]

Tabela 4 – Resultados sobre a violação de tensão (Caso 4).

Penetração [%]	Quant. de barras críticas	Duração [h]
20	56	[0,75 – 2,00]
30	218	[0,75 – 2,75]

O aumento da demanda da rede de distribuição referente à adição dos eletropostos faz com que a rede de distribuição passe a apresentar consumidores com problemas de violação de tensão mínima em penetrações entre 10% e 20%. A elevação de tensão de saída da subestação é a primeira ação proposta para diminuir este impacto técnico. A configuração da rede de distribuição estudada no Caso 1 apresenta violação para a penetração de 20%, esta violação é solucionada com a elevação de tensão da subestação proposta no Caso 2, entretanto, para a penetração de

30% esta elevação de tensão não é suficiente para eliminar todas as cargas impactadas. Então, é possível verificar que o aumento da tensão da subestação possibilita uma maior penetração de veículos elétricos conectados à rede, mas é limitada pela violação de tensão superior em barras próximas à subestação.

Embora o recondutoramento de redes secundárias e a troca de transformadores sejam soluções de infraestrutura que não são apresentadas com o intuito de solucionar diretamente o problema de violação de tensão, auxiliam em sua solução (Tabelas 4 e 5).

4.2 Sobrecarga de condutores

A avaliação da sobrecarga de condutores é feita considerando a quantidade de ramos que apresentam sobrecarga em seus condutores (ramos críticos). Um ramo é considerado crítico quando o coeficiente estabelecido na Seção 3 é atingido em pelo menos 95% dos cenários.

Para todos os casos, a penetração de 5% não resulta em ramos críticos. Este resultado estabelece que a rede estudada pode suportar pelo menos 5% dos consumidores possuindo PEV sem que a concessionária precise se preocupar com este impacto. A Tabela 5 e a Tabela 6 apresentam os resultados sobre a sobrecarga de ramos de distribuição para os Casos 1 e 3, respectivamente. Os resultados dos Casos 2 e 4 são iguais aos resultados do Caso 1.

Tabela 5 – Resultados sobre a sobrecarga de condutores (Casos 1, 2 e 4).

Penetração [%]	Quant. de ramos críticos	Duração [h]
10	4	[1,00 – 2,75]
20	18	[1,00 – 3,75]
30	37	[1,00 – 4,50]

Tabela 6 – Resultados sobre a sobrecarga de condutores (Caso 3).

Penetração [%]	Quant. de ramos críticos	Duração [h]
10	1	[1,00 – 1,25]
20	5	[1,00 – 3,00]
30	16	[1,00 – 3,50]

O aumento do fluxo de corrente elétrica pelos condutores gerado pelo aumento da demanda, faz com que a rede de distribuição estudada apresente condutores em sobrecarga para penetrações entre 5% e 10%. O recondutoramento dos ramos de distribuição proposta no Caso 3 diminui consideravelmente a quantidade de ramos em sobrecarga, entretanto, a estratégia de recondutoramento adotada não permite eliminar totalmente a sobrecarga da rede estudada para as penetrações de 10%, 20% e 30%.

O recondutoramento foi feito de forma a elevar a bitola dos condutores em somente uma unidade comercial, mas esta ação não soluciona o problema de sobrecarga em alguns condutores. Por exemplo, o ramo número 72 apresenta corrente máxima de 192% de sua corrente nominal e a sobrecarga dura 3,00 horas no Caso 1, o recondutoramento do Caso 3 faz com que este ramo apresente corrente máxima de 134% de sua nova corrente nominal e sobrecarga por 1,75 hora, apesar de uma sobrecarga menor, o ramo

ainda se mantém como crítico. Uma das etapas de trabalho futuro é a melhoria desta estratégia de recondutoramento a fim de solucionar totalmente as situações de sobrecarga.

A elevação de tensão da saída da subestação e a troca de transformadores não são soluções que foram idealizadas para melhorar diretamente o problema de sobrecarga de condutores e mostram que pouco influem neste impacto técnico.

4.3 Sobrecarga de transformadores

A avaliação de sobrecarga de transformadores de distribuição é feita considerando a quantidade de equipamentos sobrecarregados. Assim como os demais casos, um transformador é considerado crítico quando o coeficiente estabelecido na Seção 3 é atingido em pelo menos 95% dos cenários.

Transformadores são equipamentos tipicamente projetados para atender a rede por um longo horizonte de planejamento e seu sistema de isolamento permite que sejam demandadas potências superiores às nominais por determinados intervalos de tempo. Assim, para todos os casos, as penetrações de 5%, 10% e 20% de PEV não apresentam sobrecarga nos transformadores. Então, para a rede estudada, a concessionária não precisa se preocupar com este impacto técnico até que o nível de penetração de PEV seja superior a 20%. A Tabela 7 apresenta o resultado sobre a sobrecarga dos transformadores para os Casos 1, 2 e 3. O Caso 4 não apresentou sobrecarga de transformadores.

Tabela 7 – Resultados sobre a sobrecarga dos transformadores (Casos 1, 2 e 3).

Penetração [%]	Quant. de transformadores	Duração [h]
30	1	[1,00 - 1,50]

O aumento do fluxo de potência pelos transformadores de distribuição oriundo da adição dos carregadores de PEV faz com que a rede estudada apresente um transformador em sobrecarga para penetrações entre 20% e 30% de PEV. A substituição dos transformadores solucionou o problema de sobrecarga dos Casos 1, 2 e 3 e a demanda máxima do transformador foi diminuída de 184% para 146% da sua potência nominal.

A elevação da tensão de saída da subestação e o recondutoramento não foram soluções implementadas a fim de melhorar diretamente o problema de sobrecarga em transformadores e, de fato, pouco influem neste impacto.

4.4 Perdas elétricas

Para as perdas elétricas, não há um limite pré-estabelecido em norma e a análise é feita comparando a relação entre energia perdida e a energia fornecida pela subestação nos diferentes casos e penetrações. A avaliação é feita considerando o valor do coeficiente de perdas que abrange 95% dos cenários.

O aumento da demanda da rede de distribuição derivada da conexão de carregadores de PEV aumen-

ta o fluxo de corrente elétrica por condutores e transformadores. Este aumento do fluxo de corrente percorrendo as resistências internas dos equipamentos aumenta o coeficiente de energia perdida.

Na Tabela 8 são apresentados os coeficientes de energia perdida para todos os casos estudados e todos os níveis de penetração considerados.

Tabela 8 – Resultados sobre as perdas ativas.

Penetração [%]	Caso 1 [%]	Caso 2 [%]	Caso 3 [%]	Caso 4 [%]
5	0,76	0,74	0,72	0,75
10	0,85	0,82	0,80	0,84
20	1,04	1,00	0,97	1,02
30	1,27	1,22	1,17	1,24

O aumento da penetração de PEVs elevou consideravelmente o coeficiente de perdas, sendo que este coeficiente é cerca de 1,8 vez maior para a penetração de 30% em comparação com o respectivo caso base (considera-se como caso base a rede com 0% de penetração na configuração de cada um dos casos).

A elevação de tensão do Caso 2 diminui ligeiramente a corrente que flui pela rede, pelo fato de que todas as cargas são modeladas como potência constante. Assim, o Caso 2 apresenta coeficientes de perdas elétricas menores do que o Caso 1.

O aumento da bitola dos condutores feito através do recondutoramento do Caso 3, diminui a resistência dos ramos de distribuição. Esta diminuição da resistência também leva a menores coeficientes de perdas elétricas, pois a corrente fluirá por resistências menores até as cargas.

Transformadores com maior potência nominal tipicamente possuem uma menor impedância interna, assim, a substituição de transformadores por equipamentos de maior potência diminui a resistência que é percorrida pela corrente elétrica, reduzindo a energia perdida.

5 Conclusão

Neste trabalho foram investigadas possíveis soluções de infraestrutura para o agravamento dos impactos técnicos causado pela conexão massiva de veículos elétricos aos sistemas de distribuição de energia elétrica. O aumento da demanda da rede de distribuição durante as recargas de PEVs faz com que a rede de distribuição passe a apresentar: (a) violação dos limites de tensão mínima, (b) sobrecarga de condutores, (c) sobrecarga de transformadores e (d) aumento das perdas elétricas. Neste cenário, é importante que as distribuidoras de energia elétrica possuam planos de ação para garantir que a operação de suas redes de distribuição permaneça dentro de limites aceitáveis.

A elevação de tensão de saída da subestação é a principal proposta para diminuir o impacto dos carregadores no perfil de tensão da rede. O ajuste de um regulador de tensão na saída da subestação de maneira a elevar o perfil de tensão da rede compensa a

queda de tensão adicional devido aos PEVs. É verificado que o aumento da tensão da subestação possibilita uma maior penetração de PEVs conectados à rede, mas este aumento é limitado pela violação de tensão superior em cargas próximas à subestação. O recondutoramento de redes secundárias e a troca de transformadores são soluções de infraestrutura que podem ser consideradas como alternativas adicionais para este impacto.

O aumento do fluxo de corrente elétrica pelos condutores resultante do aumento da demanda faz com que algumas redes de distribuição apresentem condutores em sobrecarga. O recondutoramento dos ramos de distribuição diminui a quantidade de ramos em sobrecarga. Entretanto, a forma como este recondutoramento foi feito neste trabalho não permite eliminar totalmente a sobrecarga da rede estudada.

O aumento do fluxo de potência pelos transformadores de distribuição pode fazer com que a rede de distribuição apresentem transformadores em sobrecarga. Como transformadores são equipamentos que projetados para atenderem a rede por um longo horizonte de planejamento, a sobrecarga dos transformadores foi o impacto menos restritivo dentre os impactos técnicos estudados.

O aumento da penetração de PEVs elevou consideravelmente o coeficiente de perdas, sendo que o coeficiente aumentou em aproximadamente 1,8 vez para a penetração de 30%. O aumento da bitola dos condutores feito através do recondutoramento diminui a resistência dos ramos de distribuição. Esta diminuição da resistência também leva a menores coeficientes de perdas elétricas. Transformadores com maior potência nominal tipicamente possuem uma menor resistência interna, assim, a substituição de transformadores por equipamentos de maior potência diminui a resistência que é percorrida pela corrente elétrica reduzindo assim a energia perdida.

As próximas etapas do trabalho são: (a) definição de uma rotina de soluções de modo a resolver todos os problemas da rede para uma dada penetração, e (b) avaliar o custo das soluções apresentadas.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao apoio da CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz) no Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento PD-0063-0060/2013 e ao apoio financeiro da FAEPEX (Fundo de Apoio ao Ensino, à Pesquisa e Extensão).

Referências Bibliográficas

Clement-Nyns, K.; Haesen, E. and Driesen, J. (2010). The impact of charging plug-in hybrid electric vehicles on a residential distribution grid. IEEE

Transactions on Power Systems Vol. 25 No. 1, 2010. IEEE pp. 371-380.

Crestani, M. S. (2015). As Novas Tecnologias e seus Problemas Iniciais. *Eletricidade Moderna* 495. pp. 6. [Online] Disponível em: http://www.arandanet.com.br/midiaonline/eletricidade_moderna/2015/junho/index.php [Acessado em 07 de Março de 2016].

EPA (2016). Draft inventory of U.S. greenhouse gas emissions and sinks: 1990 – 2014. [Online] Disponível em: <http://www3.epa.gov/climatechange/Downloads/ghgemissions/US-GHG-Inventory-2016-Main-Text.pdf> [Acessado em 15 de Março de 2016].

Hui-ling, L.; Xiao-min, B. and Wen, T. (2012). Impacts of plug-in hybrid electric vehicles charging on distribution grid and smart charging. Power System Technology (POWERCON), 2012. Aukland, 30 Out.-02 Nov. 2012. IEEE.

Huo, H.; Cai, H.; Zhang, Q.; Liu, F. and He, K. (2015). Life-cycle assessment of greenhouse gas and air emissions of electric vehicles: A comparison between China and the U.S.. *Atmospheric Environment* 108. pp. 107-116. [Online] Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1352231015002022> [Acessado em 07 de Março de 2016].

Kelly, L.; Rowe, A. and Wild, P. (2009). Analyzing the impacts of plug-in electric vehicles on distribution networks in British Columbia. Electrical Power & Energy Conference (EPEC), 2009. Montreal, QC, 22-23 Out. 2009. IEEE pp. 1-6.

Moghbel, M.; Masoum, M. A. S.; Shahnia, F. and Moses, P. (2012). Distribution transformer loading in unbalanced three-phase residential networks with random charging of plug-in electric vehicles. Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), 2012. Bali, 26-29 Set. 2012. IEEE pp. 1-6.

Orr, J. A.; Emanuel, A. E. and Oberg, K. W. (1982). Current Harmonics Generated by a Cluster of Electric Vehicles Battery Chargers. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Vol. PAS-101 No. 3. IEEE pp. 691-700.

Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (PRODIST). Módulo 8 Qualidade da energia elétrica (2015). pp. 1-75.

Proteção de Transformadores de Distribuição, CPFL – GED 16628 (2015).

Quirós-Tortós, J.; Ochoa, L. F.; Alnaser, S. W. and Butler, T. (2015). Control of EV Charging Points for Thermal and Voltage Management of LV Networks. IEEE Transactions on Power Systems Vol. PP No. 99, 2015. IEEE pp. 1-12.