

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
KABIAN SADI CAMPOZANA

**IMPACTO ENERGÉTICO E ECONÔMICO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS EM UMA
MICRORREDE SOB DIFERENTES REGIMES DE CARREGAMENTO**

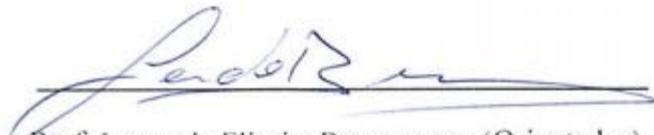
UFSC
2017

KABIAN SADI CAMPOZANA

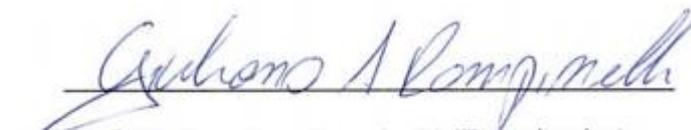
**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE ENERGIA**

Trabalho de conclusão de curso na modalidade de artigo científico para a aprovação na disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso do curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Santa Catarina – Campus Araranguá

Aprovado em: 07/07/2017



Prof. Leonardo Elzeire Bremermann (Orientador)



Prof. Giuliano Arns Rampinelli (Examinador)



Prof. Luciano Lopes Pfitscher (Examinador)

RESUMO

O setor de transporte é um dos maiores contribuintes para emissão de gases estufa. A inserção de veículos elétricos surge como alternativa para diminuir o uso dos combustíveis tradicionais. Entretanto, a adição de uma nova carga elétrica na rede pode causar danos colaterais aos seus coeficientes de adequabilidade e necessitar da ampliação da capacidade de geração da rede. Para avaliar o impacto de uma frota de veículos elétricos, foi realizada uma simulação com o software HOMER, considerando duas estratégias de recarga de veículos elétricos, a recarga direta e recarga em vale, para avaliar a diferença marginal entre as duas. O estudo foi realizado utilizando dados disponíveis de uma microrrede real, localizada no assentamento rural da Nova Amazônia, em Roraima. O resultado do estudo identificou que, quando comparando a adição da recarga direta com a adição da recarga em vale, na microrrede, houve o aumento da energia produzida pelo gerador a diesel. O aumento da energia produzida implicou também em um aumento de emissão de monóxido e dióxido de carbono, além de aumento no preço do kWh.

Palavras-chave: Veículo elétrico. Carregamento. Microrrede.

ABSTRACT

The transport sector is one of the biggest contributors to greenhouse gas emissions. The electric vehicles are an alternative to reduce the use of fossil fuels. However, an addition of a new electric load in the power system might cause collateral damage to its adequacy indexes and the need of increasing the generation capacity. In order to evaluate the impact of a fleet of electric vehicles, a simulation was performed through the HOMER software, considering two electric vehicles charging strategies, direct charging and valley charging, to evaluate the marginal difference between them. The study was carried out using a real micro-grid, located in the rural settlement of Nova Amazônia, Roraima. The result of the study identified, when compared both charging strategies, the increase of the produced energy from the diesel generator. The increase in produced energy led to an increase in carbon monoxide and carbon dioxide emissions, as well as an increase in the kWh price.

Keywords: Electric Vehicle. Charging. Micro-Grid.

1 INTRODUÇÃO

A necessidade de redução da dependência de combustíveis fósseis também produziu a demanda pelo uso de energias alternativas no setor de transportes, para que se tornassem menos dependentes do petróleo e seus derivados. As soluções em maior destaque que surgiram para o transporte são os veículos elétricos (EV, do inglês *electric vehicle*), que podem ser classificados em veículos elétricos puros (BEV, do inglês *battery electric vehicle*), cuja única força motriz é o motor elétrico alimentado por uma bateria e os veículos elétricos híbridos (HEV, do inglês *hybrid electric vehicle*) que também contam com um sistema de combustão como fonte de energia. Existe também a categoria dos veículos elétricos híbridos plug-in (PHEV, do inglês *plug-in hybrid electric vehicle*), capazes de funcionar também como fontes de energia para a rede, quando esta se encontra sobrecarregada.

No ponto de vista de fontes energéticas renováveis, com produção de energia elétrica variável e dependentes de fluxos de energia com previsibilidade estocástica, tal qual a energia solar e eólica, os EV se apresentam como uma solução auxiliar para o despacho de energia, atuando como uma carga em momentos de baixa demanda da rede e alta produção e como fornecedor de energia armazenada, em momentos de maior demanda e baixa produção. Desta forma, um sistema integrado de energia renovável com EV resolveria tanto o problema da variabilidade da geração, não coincidente com os picos de demanda, quanto o impacto na rede elétrica que a recarga de uma frota poderia ocasionar. Quando a possibilidade dos EV atuarem como plug-in, o horário em que a recarga da frota acontecerá torna-se crítico, pois a adição de mais cargas no horário de ponta poderia prejudicar o funcionamento da rede como um todo. Sendo assim, para a efetiva integração dos EV na frota sem prejudicar a qualidade da rede, a estratégia de carregamento adotada mostra-se primordial para complementar a solução.

Partindo destes pressupostos, o presente trabalho terá o objetivo de avaliar e comparar o impacto na rede elétrica com a inserção das cargas de veículos elétricos com recarga direta, quando o veículo se conecta a rede e recarrega assim que conclui uma viagem, e com recarga em vale, quando a recarga do veículo ocorre apenas nos períodos de vale do perfil de carga da rede. O estudo será realizado a partir dos dados de uma microrrede real, no qual será avaliado todo o impacto energético e econômico entre essas duas formas de recarga e contará com o apoio do *software* HOMER.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Nesta seção será apresentado o Estado da Arte referente à tecnologia dos EV.

2.1 Os veículos elétricos

A principal característica dos veículos elétricos é que sua fonte de energia para acionar os motores elétricos são suas baterias elétricas ou ultracapacitores, podendo contar também com freios regenerativos como fonte energética auxiliar (EHSANI; GAO; EMADI, 2010).

Os veículos elétricos possuem menor complexidade de mecanismo de funcionamento, que quando comparados com os veículos de combustão interna (VIC). Na tecnologia de combustão tradicional, fazem-se presentes caixas de câmbio, motor de arranque, sistemas de arrefecimento, bombas de água, sistemas de exaustão, entre outros, tais sistemas são inexistentes em veículos de tecnologia de propulsão elétrica (BORBA, 2012).

A maior vantagem comparativa entre a tecnologia dos BEV e dos VIC é em relação à alta eficiência do motor elétrico, não raramente maior que 90%. A frenagem regenerativa, sistema em que o motor elétrico passa a atuar como gerador reaproveitando a energia cinética da desaceleração, aumenta ainda mais a eficiência dos BEV, tornando-os o tipo mais eficiente da categoria. Ainda que a baixa autonomia e os custos sejam apontados como desvantajosos, os BEV ainda possuem baixo nível de ruído e pouca vibração (BORBA, 2012).

Relativo à eficiência, é importante destacar a atratividade dos veículos elétricos dentro de vias urbanas. O ponto de operação do motor de baixo torque, exigido em vias urbanas, é mais ineficiente e pouco atrativo com VIC, mas é onde os BEV possuem maior eficiência de conversão. Traçando um paralelo entre os BEV e os HEV, pode-se afirmar as vantagens dos BEV na emissão zero de poluentes e na operação silenciosa do motor, enquanto o HEV possuem maior autonomia devido ao uso integrado do sistema elétrico com o combustível convencional (BORBA, 2012).

Segundo Borba (2012), tratando-se da autonomia, as distâncias de 125 km a 150 km são considerados como as autonomies médias de um BEV, com uma capacidade de bateria típica de 30 kWh de energia. Desta forma, pode-se estimar o desempenho energético do veículo como sendo de 5,0 km/kWh até 6,7 km/kWh, com alguma capacidade adicional de reserva. Outros autores, tal qual Vlieta et al. (2011) apresenta valores mais otimistas, com o desempenho variando de 6,1 km/kWh até 10,8 km/kWh.

2.2 Baterias para veículos elétricos

As baterias são os dispositivos que, por armazenamento químico, fornecem energia elétrica para os motores dos veículos elétricos. As baterias tornam-se, então, o principal fator limitante da autonomia dos BEV. Suas principais características são três: energia específica mássica, que consiste na energia armazenada por unidade de massa; potência específica mássica, que consiste na potência fornecida por unidade de massa; e tempo de vida útil, que é o número de ciclos de recarga que a bateria suporta.

Os BEV, por terem como única fonte de energia a bateria, necessitam de baterias com maior densidade energética. Entretanto, a massa das baterias é o maior fator limitante para sua seleção, em função do volume ocupado dentro do veículo. Em função disso, veículos muito pesados, como ônibus, acabam possuindo autonomies baixas.

Outro fator determinante para a seleção de baterias para veículos elétricos é sua durabilidade. Por possuírem baterias como única fonte de energia primária, tornam-se necessárias muitas recargas ao longo do tempo de uso do veículo. Dessa forma, a bateria escolhida deve suportar um elevado número de ciclos de recarga sem perder a qualidade e eficiência (BORBA 2012).

São separadas em duas categorias as baterias disponíveis no mercado, as baterias primárias e secundárias. As primárias tratam-se daquelas cuja reação química é irreversível, fazendo-as inutilizáveis após a primeira descarga. Já as secundárias, aplicadas em veículos elétricos, podem ser diversas vezes descarregadas e recarregadas. As principais tecnologias de baterias secundárias são as baterias de chumbo-ácidas (*Pb*), níquel cádmio (*Ni-Cd*), hidreto metálico de níquel (*Ni-Mh*), íon de lítio (*Li-ion*) (VALSERA-NARANJO et al, 2009).

O tipo de bateria em maior destaque para os BEV é a de *Li-ion*, por possuir alta energia específica, superando 150 Wh/kg e potências específicas que atingem cerca de 2000 W/kg. Possui um nível alto de ciclos de recarga, a tecnologia torna-se ainda mais atrativa, principalmente para veículos elétricos de maior porte. A maior desvantagem da tecnologia é seu custo, sendo relativamente alto (FAIA, 2006).

2.3 Formas de recarga de veículos elétricos

2.3.1 Tecnologias de recarga de veículos elétricos

Os veículos elétricos podem ser carregados de duas formas: condutiva e indutiva. A recarga condutiva consiste na transferência de energia por meio de cabos ou conectores físicos, sendo indispensável o contato, enquanto a recarga indutiva dispensa contato, ocorrendo por variação do campo magnético gerado por um fluxo de corrente em um material condutor. A forma mais comum de recarga encontrada é a condutiva (BORBA, 2012).

São divididas as formas de recarga em três níveis. O nível 1 se trata da recarga em tomada residencial padrão, com tensões de 380/220 e 220/127 V, sendo os padrões de disjuntores para essas tomadas de 10 a 20 A. O nível 2 admite ligação fase-fase com 220 V, mas com duas subdivisões (baixa e alta) de corrente. O nível 2 baixo funciona com corrente de 10 a 20 A, enquanto o nível 2 alto funciona com valores maiores, necessitando de algumas mudanças de infraestrutura quanto ao cabeamento e disjuntores. O nível 3 é voltado para recargas rápidas, comportando tensões de 600 V (em CC ou CA) podendo chegar a 240 kW, implicando em maiores mudanças de infraestrutura (BORBA, 2012).

O Quadro 1 compara as formas de recarga;

Quadro 1 – Formas de recarga

Método	Tensão (V)	Corrente (A)	Potência (kW)
Nível 1	127 CA	10 - 20	1,2 - 2,5
Nível 2 (baixo)	220 CA	10 - 20	2,2 - 4,4
Nível 2 (alto)	220 CA	< 80	< 18
Nível 3 (CA)	< 600 trifásico		15 - 96
Nível 3 (CC)	600 CC		< 240

Fonte: Borba, 2012.

Várias pesquisas exploram os impactos da adição da carga de uma frota de veículos elétricos na rede, como o estudo apresentando por Bremermann (2014). Para evitar uma eventual sobrecarga na rede, é interessante que os veículos elétricos tenham sua demanda de

carga fornecida por uma fonte energética adicional e renovável, como por exemplo, a energia solar fotovoltaica.

Segundo Neves (2013), a energia solar fotovoltaica vive um momento de grande popularização, com a constante queda de preços, tornando a tecnologia mais competitiva no mercado. O Brasil ainda possui altos índices de radiação solar, mesmo o sul do país, que possui os menores índices do território nacional (4,20 – 6,70 kWh/m²), possui maior intensidade de radiação que países europeus com tecnologia mais consolidada, como Alemanha (0,90 – 1,25 kWh/m²). Dessa forma, a energia solar fotovoltaica mostra-se como favorita para suprir a carga de veículos elétricos de forma sustentável.

2.3.2 Metodologias de recargas de veículos elétricos

Segundo Bremermann (2014), as recargas de veículos elétricos podem seguir três estratégias, sendo elas a recarga direta, recarga em vale e recarga inteligente.

A recarga direta consiste na conexão direta à rede, para a recarga do veículo elétrico, assim que sua viagem termina. A recarga em vale acontece apenas durante o período de vale da rede. A recarga inteligente (V2G, do inglês *vehicle-to-grid*) é capaz de avaliar as condições da rede e programar o veículo para servir como fonte de energia, com a energia disponível restante na bateria, ao concluir sua viagem se a rede estiver em condições críticas. Na recarga inteligente, o veículo elétrico irá recarregar quando a energia demandada não for prejudicial para a qualidade da rede.

A recarga direta e em vale produzem igual impacto na demanda da rede, sua grande diferença encontra-se no fato que, para a recarga em vale, o impacto é deslocado para o horário de vale, enquanto na recarga direta o impacto pode ocorrer no horário de pico. A recarga V2G possui como grande vantagem a possibilidade de servir como fonte de energia, dessa forma, ao adicionar carga à rede quando esta encontra-se sobrecarregada, são mitigados os impactos das demais cargas no horário de pico. A recarga V2G permite, dessa forma, que haja menor demanda por fontes energéticas fósseis, como termelétricas, que são acionadas em momentos de alta demanda.

2.4 Frotas de veículos elétricos e seu impacto na rede

Com a inserção de uma frota de veículos elétricos em uma rede, a sua recarga pode apresentar um impacto adicional significativo no comportamento desta e em seus coeficientes

de confiabilidade. Alguns autores buscaram investigar o impacto de uma frota de veículos elétricos em redes elétricas, para avaliar como a rede reage quando sujeita às diversas formas de recargas dos veículos.

Giglioli et al. (2014) realizou a análise do impacto da frota na rede, representada pelo sistema de potência italiano. O autor simulou o comportamento da rede com diferentes índices de penetração de frota elétrica e formas de recarga. Os cenários de penetração de carga foram de baixa penetração, com 1,5 milhões de EVs e alta penetração, 15 milhões de EVs. A energia consumida pela recarga da frota de veículos nos dois cenários foi de 5,5 GWh/dia e 55 GWh/dia para os cenários de baixa penetração e alta penetração, respectivamente.

Hemphill (2012) realizou um estudo considerando dados do perfil de mobilidade da *New South Wales Transport Data Center* (TDC), da Austrália, para gerar as curvas de carga de BEV e HEV. O modelo considerou os dados de bateria de um EV disponível no mercado, o modelo Nissan Leaf, e dois níveis de carga foram considerados, sendo 4,00 kW e 8,53 kW. Soares et al. (2010) analisou a substituição de 25% e 50% de uma frota de 2.285 veículos leves por veículos plug-in na Ilha das Flores, em Portugal. Os autores encontraram um aumento de 41% e 109% no pico de carga e 31% e 60% no consumo diário de energia elétrica, para as substituições de frota de 25% e 50%, respectivamente.

2.5 Sistemas isolados híbridos de energia

Sistemas isolados são caracterizados por não estarem conectados a rede, possuindo geração autônoma de energia e mantendo-se independentemente. Esse tipo de sistema é encontrado majoritariamente em locais remotos, devido a limitações econômicas no transporte de energia. A energia desses sistemas pode ser produzida de diversas formas, destacando-se geradores a diesel entre as fontes fósseis e sistemas fotovoltaico ou eólico para as fontes renováveis.

Modelos de sistemas isolados híbridos podem ser criados com objetivos específicos, como bombeamento de água em propriedades rurais, por exemplo. Entretanto esses sistemas podem ser encontrados em pequenas comunidades e podem servir como modelo de microrrede, sendo uma opção interessante para estudar o comportamento de pequenas cargas e seu impacto (CLEAN ENERGY CONCIL, 2008).

3 METODOLOGIA

Nesse estudo serão empregadas técnicas convencionais, baseadas no balanço energético, para dimensionar o sistema. Será feita uma simulação de uma microrrede para avaliar o impacto das diferentes formas de recarga de uma pequena frota de EVs. O comportamento da rede será simulado utilizando o HOMER (*Hybrid Optimization of Multiple Electric Renewables*).

3.1 HOMER

O HOMER *Microgrid Tool* permite a modelagem de diferentes tipos de cargas e fontes energéticas, permitindo fácil comparação entre diferentes configurações de um mesmo sistema. O software pode simular redes em condição *off-grid* supridas por cargas elétricas e térmicas, contando com qualquer combinação de módulos solares fotovoltaicos, turbinas eólicas, geradores a diesel, baterias e diversos outros recursos.

O *software* realiza o estudo estruturando-se em etapas de simulação, otimização e análise de sensibilidade de microrredes. Na simulação, é calculado, para cada espaço de tempo, a viabilidade técnica do sistema e seu custo total (construção, operação, manutenção). Na otimização, o HOMER simula diversas configurações do sistema para encontrar aquela que mais se adequa nas especificações técnicas e que fica com o menor custo de ciclo de vida da tecnologia empregada. A análise de sensibilidade requer informações como dados históricos climáticos, comportamento econômico e métodos de controle para medir efeitos de incerteza no sistema. O HOMER possui uma vasta biblioteca com todas as informações técnicas e econômicas utilizadas para as simulações, incluindo banco de dados de preço de equipamentos. Dessa forma, o HOMER trabalha a partir das simulações, realiza a otimização do sistema e, por último, a análise sensível da microrrede.

Durante a simulação, a cada espaço de tempo ao longo de um ano, será realizado o cálculo de balanço energético. A cada instante, o software comparará a demanda térmica elétrica e térmica de energia com o fornecimento das fontes disponíveis. A partir de cada iteração matemática, o *software* informará se a microrrede proposta é viável ou deficitária. A microrrede será viável quando o fornecimento de energia térmica e elétrica provido pelas fontes de energias para a microrrede for superior à demanda, sendo igual ou inferior a microrrede será deficitária.

A equação de balanço energético pode ser vista na Equação 1:

$$\text{Balanço Energético} = \sum \text{Energia gerada} - \sum \text{Energia demandada} \quad [1]$$

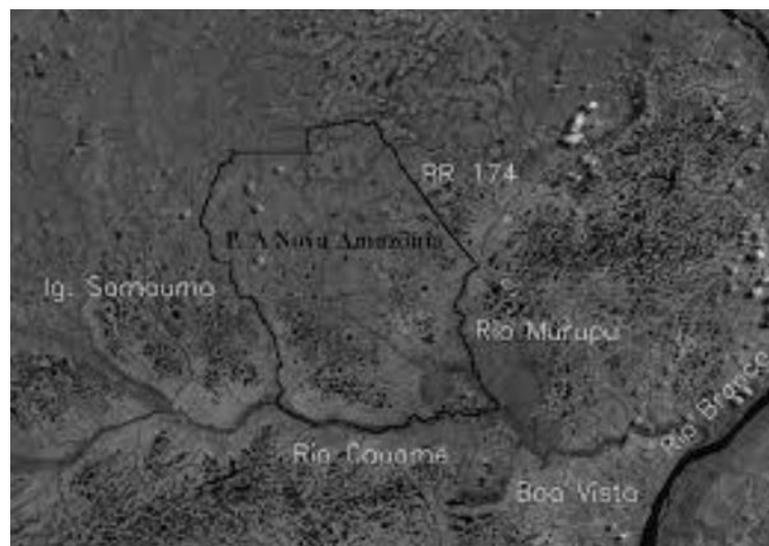
$$\text{Balanço Energético} = \begin{cases} > 0 : \text{Viável} \\ \leq 0 : \text{Deficitário} \end{cases}$$

Quando o sistema a ser modelado contém bancos de baterias e geradores a diesel, é necessário definir a estratégia de despacho de energia. O software permite dois tipos de estratégias de despacho, chamadas de *load-following* e *cycle-charging*. Na estratégia *load-following* os geradores nunca são utilizados para recarregar as baterias, a recarga delas fica a encargo das fontes renováveis conectadas a microrrede. Já na estratégia *cycle-charging* os geradores produzem energia excedente para alimentar as baterias. Para a simulação do presente trabalho, foi adotada a estratégia de *load-following*.

3.2 A microrrede de Nova Amazônia

A microrrede escolhida foi a de Nova Amazônia, devido à disponibilidade de dados. Localizado próximo a Boa Vista, no estado de Roraima, está o assentamento rural de Nova Amazônia, com 77.688,38 hectares de extensão. O assentamento, que pode ser visto na Figura 1, possui aproximadamente 430 famílias e está desconectado do Sistema Interligado Nacional (SIN).

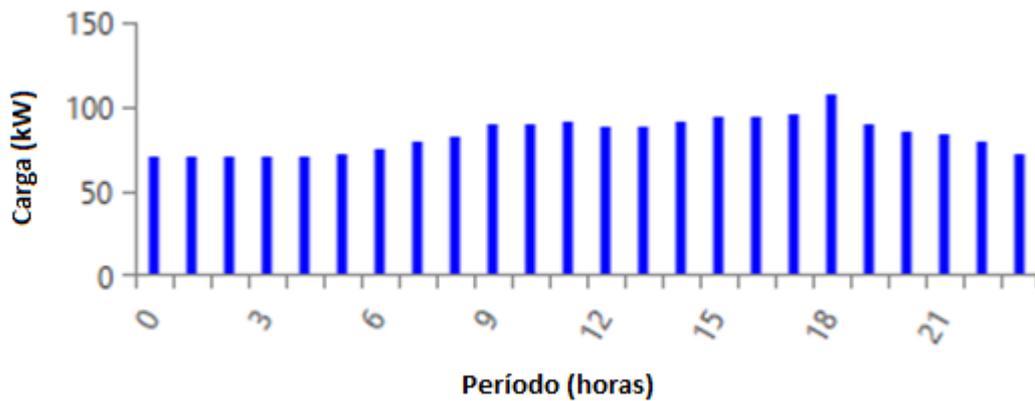
Figura 1 – Localização de Nova Amazônia.



Fonte: Monteiro (2016).

A carga dessa microrrede é de aproximadamente 2001,00 kWh por dia e sua variação pode ser vista na Figura 2.

Figura 2 – Consumo de carga ao longo do dia.



Fonte: Elaboração própria.

Os equipamentos mais financeiramente onerosos existentes nessa microrrede são bombas d'água e sistemas de irrigação, sendo o restante da carga basicamente composta por aparelhos de ar-condicionado. As bombas de água ficam ligadas por quase 24 horas ao dia, com o pico de carga ocorrendo às 18h e com uma flutuação aproximada de 20% durante o dia. Devido à posição geográfica próxima ao equador, as variações climáticas são mínimas e resultam em variações mínimas no consumo de energia.

3.3 Os veículos elétricos e sua carga

Para definir as cargas dos veículos elétricos foi utilizada a metodologia de Bremermann (2014). A carga foi calculada a partir do perfil de mobilidade português e utilizou a simulação feita pelo sistema chamado IEEE RTS – 96 HW. No trabalho de Bremermann (2014) a simulação considerou o sistema com geração de potência de 9.865,00 MW e o perfil de carga atingindo o pico de 8.550,00 MW. O cenário de penetração de veículos elétricos foi considerado o leve, correspondente a uma frota de 2,5% dos veículos leves de 2030 em Portugal, correspondente a 207.000 veículos.

Para adequar os resultados dessa simulação à microrrede estudada neste trabalho, os resultados foram expressos em porcentagem, para demonstrar o acréscimo na curva de carga, baseado na potência de pico do sistema. A simulação foi realizada para a estratégia de recarga direta e em vale, cujos resultados podem ser vistos no Quadro 2.

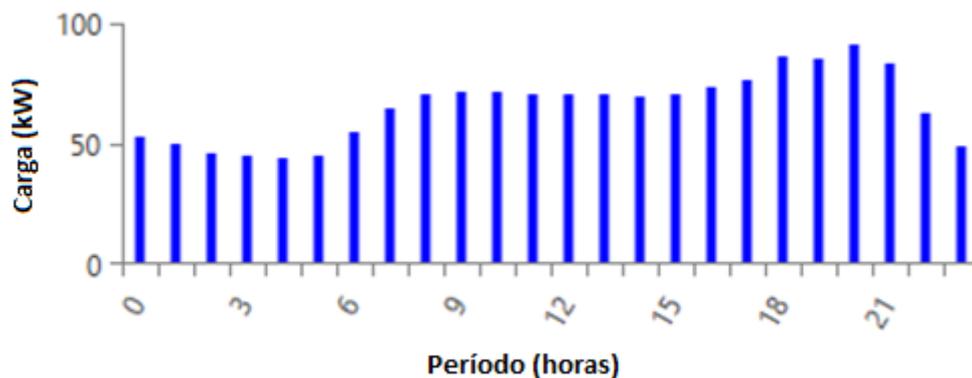
Quadro 2 – Curva de carga da frota de veículos elétricos.

Período (hora)	Recarga direta (%)	Recarga em vale (%)
0	49,3	43,7
1	45,9	40,5
2	42,4	43,2
3	41,2	51,4
4	41,1	56,5
5	41,6	59,5
6	51,3	69,8
7	59,7	72,1
8	66,0	68,2
9	66,7	66,9
10	66,6	66,9
11	65,8	66,1
12	65,9	66,1
13	65,9	66,1
14	64,5	64,5
15	65,3	65,3
16	68,9	69,3
17	70,4	70,1
18	79,2	70,1
19	78,6	66,9
20	84,4	62,9
21	76,9	56,5
22	58,7	48,5
23	45,6	40,5

Fonte: Elaboração própria a partir de Bremermann (2014).

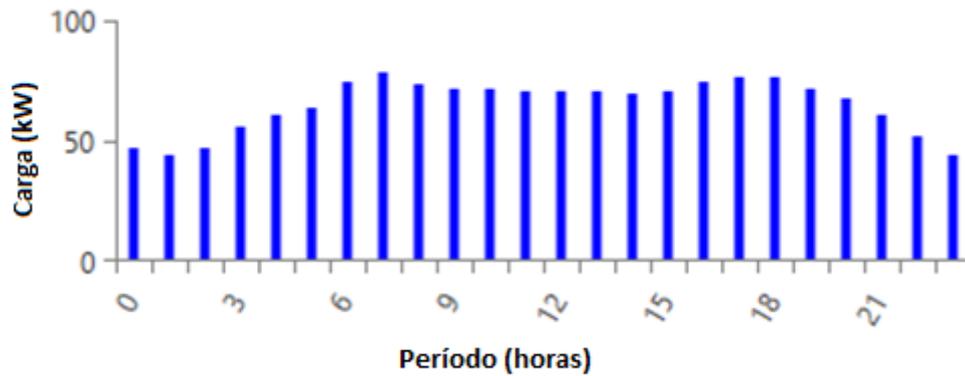
O resultado ser multiplicado pelo pico de carga da microrrede (108 kW), gerando perfis de carga proporcionais a do restante da microrrede e estando adequados para a inserção no HOMER. Os perfis de carga gerados estão expressos nas Figuras 3 e 4.

Figura 3 – Curva de carga dos veículos elétricos em recarga direta.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 4 – Curva de carga dos veículos elétricos em recarga no vale

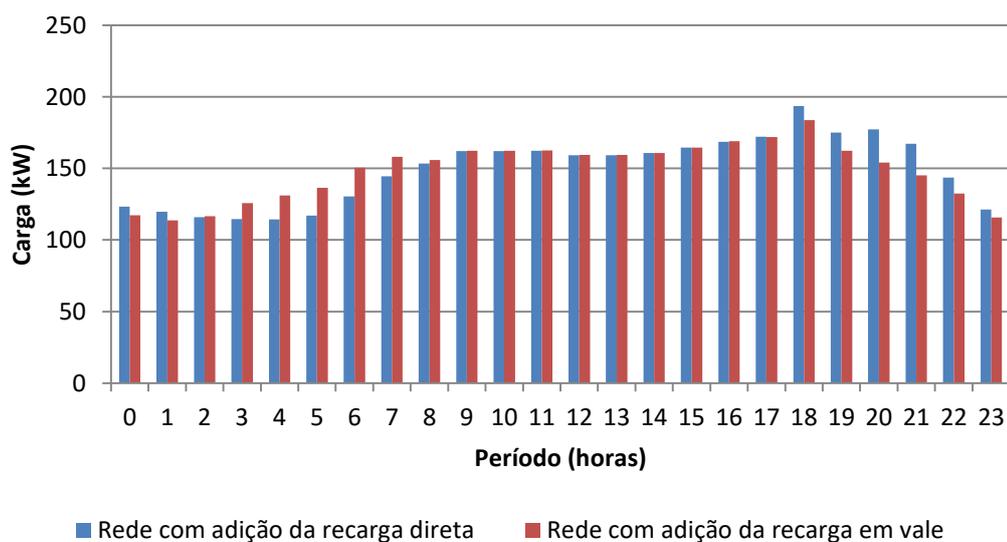


Fonte: Elaboração própria.

Como as saídas de veículos, segundo a metodologia de Bremermann (2014), são por sorteio, seria improvável que os dois perfis de carga apresentassem a mesma demanda energética total no período de um dia. A estratégia de recarga direta demandou 1.579,00 kWh de energia por dia enquanto a estratégia de recarga em vale demandou 1568,00 kWh por dia. A diferença entre a recarga direta e a recarga em vale foi de 0,7%, sendo tolerável para a confiabilidade da simulação.

A adição das duas cargas dos EV na carga normal da rede produz os novos perfis de carga, podendo ser vistos e comparados na Figura 5.

Figura 5 – Comparação entre as novas curvas de carga com adição da carga dos EV



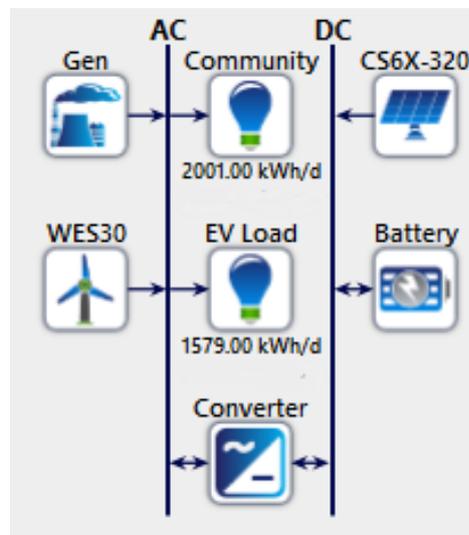
Fonte: Elaboração própria.

3.4 Modelagem dos componentes no HOMER

Utilizando o software HOMER, etapa de construção, são selecionados os componentes da rede e como eles são ligados a ela. Os componentes considerados na simulação são: gerador, módulo solar fotovoltaico, sistema de baterias e conversor.

A configuração do sistema no software é apresentada na Figura 6.

Figura 6 – Configuração da microrrede, com os veículos elétricos em estratégia de recarga direta.



Fonte: Elaboração própria.

A configuração permanece a mesma ao mudar a estratégia de recarga, mudando apenas a quantidade de energia demandada pelo componente EV Load, correspondente a 1568,00 kWh/dia no caso da recarga em vale. A rede é separada em dois barramentos, de corrente contínua (DC, do inglês *direct current*) e corrente alternada (AC, do inglês *alternating current*), havendo um conversor entre os barramentos.

3.4.1 Gerador

Através do HOMER, é possível dimensionar o gerador com base na potência (kW), consumo de combustível, emissão e custos. As mais importantes características dos geradores são a energia máxima e mínima produzida, tempo de vida em horas por ano, tipo de combustível e curva do combustível. A curva de combustível é utilizada para relacionar a quantidade de energia produzida ao consumo de combustível.

O consumo de combustível F (L/h) é modelado pelo HOMER através da Equação 2:

$$F = F_0 Y_{gen} + F_1 P_{gen} \quad [2]$$

Sendo F_0 como o coeficiente linear do combustível ($\frac{L}{h \times kW}$), Y_{gen} é a potência nominal do gerador (kW), F_1 é o coeficiente angular do combustível ($\frac{L}{h \times kW}$) e P_{gen} é a geração de energia elétrica do gerador (kW).

A eficiência do gerador é calculada pelo HOMER através da Equação 3:

$$\eta_{gen} = \frac{3.6 \times P_{gen}}{m_{fuel} \times LHV_{fuel}} \quad [3]$$

m_{fuel} corresponde a vazão mássica de combustível (kg/h), LHV_{fuel} é o poder calorífico inferior do combustível ($\frac{MJ}{kg}$) e 3.6 é o coeficiente de conversão, sendo 1 kWh = 3.6 MJ.

Segundo a Equação 4, sabemos que:

$$m_{fuel} = \rho_{fuel} \times \frac{F}{1000} \quad [4]$$

A densidade (ρ_{fuel}) corresponde à densidade do combustível e é expressa em kg/m³.

Agrupando a equação chegamos a Equação 5:

$$\eta_{gen} = \frac{3600 \times P_{gen}}{\rho_{fuel} \times F_0 Y_{gen} + F_1 P_{gen} \times LHV_{fuel}} \quad [5]$$

A biblioteca do HOMER possui diversos tipos de combustíveis, com suas propriedades termoquímicas, além de diversos tipos de geradores disponíveis comercialmente. O gerador também pode ser calibrado para o gerador operar em momentos específicos e, no caso de nenhuma especificação, o HOMER determina o *start* baseando-se nas necessidades da rede e nos custos relativos entre o gerador e outras fontes de energia.

Para a simulação, foi selecionado um gerador a diesel auto-dimensionável, cuja potência de saída é calculada para preencher a demanda quando as fontes renováveis forem insuficientes. Outras características atribuídas ao gerador é a carga mínima (25%) e o tempo de vida (15.000,00 horas). Detalhes específicos econômicos do combustível ou do gerador não foram levados em consideração por não fazer parte do interesse desse estudo. O objetivo dos geradores também é o de prover estabilidade para a rede, devido à natureza instável das fontes renováveis.

3.4.2. Módulos fotovoltaicos

O banco de dados do *software* HOMER possui a disposição diversos módulos comerciais com informações técnicas. Também é possível programar um módulo solar fotovoltaico genérico. Com o recurso de otimizar o sistema modelado e com a análise de sensibilidade é possível encontrar o número ideal de módulos e o melhor arranjo possível.

Os módulos solares são modelados pelo HOMER como dispositivos que produzem corrente contínua proporcional à radiação solar global incidente, independente da tensão. O *software* também é capaz de levar em consideração a temperatura em que o módulo encontra-se submetido. A potência produzida pelo sistema fotovoltaico é dada por P_{PV} na Equação 6:

$$P_{PV} = f_{PV} Y_{pv} \frac{I_T}{I_{STD}} [1 + \alpha_P (T_C - T_{STD})] \quad [6]$$

O f_{PV} corresponde ao coeficiente de redução, um fator que condensa todas as adversidades que podem reduzir o desempenho do módulo, distanciando-o do funcionamento ideal, esses efeitos são relacionados a perdas como sujeira ou temperatura elevada. O coeficiente de potência (α_P) medido em %/°C considera a variação na geração de energia causada pela pelo aumento de temperatura do módulo solar. A temperatura da célula fotovoltaica (T_C) é analisada no tempo, mas sob condições padrões o valor corresponde a 25°C. Se não houve o interesse de analisar as condições da temperatura, utilizando $T_C = T_{STD} = 25^\circ\text{C}$, a equação fica reduzida a Equação 7:

$$P_{PV} = f_{PV} Y_{pv} \frac{I_T}{I_{STD}} \quad [7]$$

O Y_{PV} é a potência nominal de produção de energia do módulo quando submetido a condições padrão, correspondendo a 1 kW/m² com o painel a 25°C. I_T corresponde a radiação global solar incidente no arranjo fotovoltaico, medido em kW/m² e analisada a cada instante de tempo. I_{STD} corresponde a radiação global solar padrão, no valor igual a 1 kW/m².

Selecionado a partir da biblioteca do HOMER, a simulação usará o módulo fotovoltaico CanadianSolar CS6X-320. Os dados climáticos de entrada que determinarão a capacidade de geração do sistema estão no banco de dados do HOMER e fazem parte da análise sensível do *software*.

3.4.3. Turbinas eólicas

O HOMER possui em sua biblioteca diversas turbinas eólicas comerciais, bem como modelos genéricos pré-programáveis.

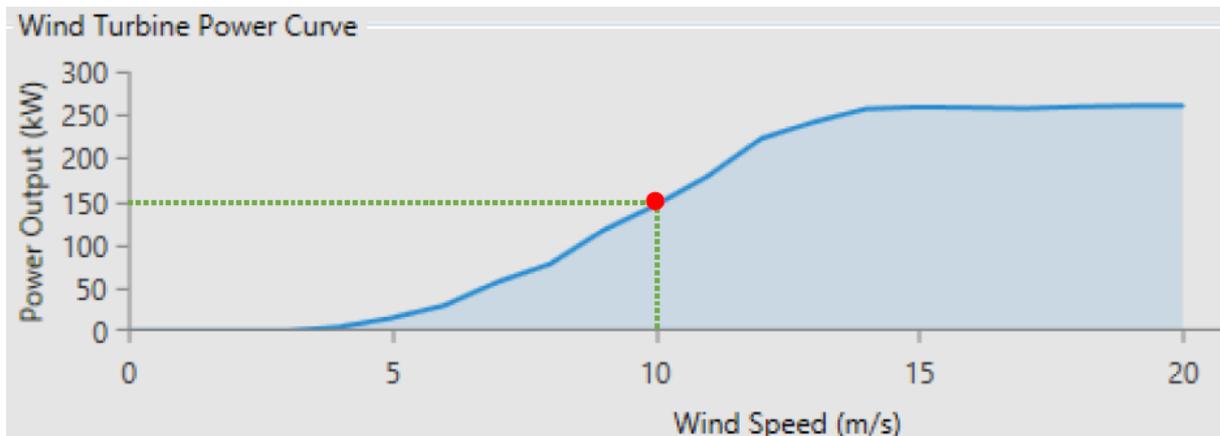
Para calcular a energia produzida por uma turbina eólica, precisa-se primeiro calcular a velocidade do vento na altura do eixo da turbina (U_{hub}), medida em m/s. A velocidade do vento no eixo pode ser dada pela Equação 8, da lei de potência:

$$U_{hub} = U_{anem} \times \left(\frac{z_{hub}}{z_{anem}} \right)^\alpha \quad [8]$$

Tem-se que U_{anem} é a velocidade do vento no anemômetro, medido em m/s, z_{hub} é a altura do eixo, em metros, z_0 é o comprimento de rugosidade da superfície, em metros, z_{anem} é a altura do anemômetro, em metros e α é o expoente adimensional da lei de potência.

A partir da velocidade encontrada, é calculada a potência produzida em condições padrão de densidade de ar. O cálculo é feito pelo HOMER a partir da curva de potência da turbina eólica, para condições normais de temperatura e pressão. Para, por exemplo, 10 m/s de velocidade de vento, com a turbina selecionada para essa simulação, seriam gerados 150 kW. A curva pode ser vista na Figura 7.

Figura 7 – Curva de potência para turbina eólica



Fonte: Monteiro (2016)

O passo final para o cálculo da potência é ajustá-la pela densidade do ar, multiplicando a potência encontrada pela curva de velocidade do vento pela razão de densidades, segundo a Equação 9:

$$P_{WTG} = \left(\frac{\rho}{\rho_0} \right) P_{STD} \quad [9]$$

Tem-se que P_{WTG} é a potência final produzida pela turbina, expressa em W, P_{STD} é a potência encontrada a partir da curva de potência da turbina, expressa em W, ρ é a densidade do ar real, expressa em kg/m^3 e ρ_0 é a densidade em condições normais de temperatura e pressão, com valor igual a $1,225 \text{ kg/m}^3$.

A simulação será realizada utilizando a turbina eólica de modelo WES 250, produzida pela *Wind Energy Solutions*, com potência nominal de 250 kW e produção nominal de energia de 29,3 kW de potência, para a média de velocidade de vento do local igual a 6 m/s, segundo a curva de potência da turbina eólica. Os dados climáticos de entrada que determinarão a capacidade de geração do sistema estão no banco de dados do HOMER e fazem parte da análise sensível do *software*.

3.4.4. Baterias

O software HOMER, para simular bancos de bateria na qualidade de sistemas de armazenamento, calcula a capacidade máxima de potência que pode ser absorvida e despachada para a microrrede, a cada instante de tempo. Essa capacidade máxima de carga calculada é usada para tomar decisões de quando a bateria pode absorver a energia excedente produzida pelas fontes renováveis ou quanto de energia excedente o gerador deverá produzir. A capacidade máxima varia no tempo, de acordo com o estado da carga da bateria e o recente histórico de carga e descarga da bateria.

Existem três limitações colocadas pelo HOMER para estabelecer a capacidade máxima de um banco de baterias. A primeira é dada pelo modelo cinético de bateria, que calcula a potência máxima do banco de baterias ($P_{batt, kbm}$) dada pela Equação 10 (Nema et al., 2008; Manwell e J. McGowan, 1993):

$$P_{batt, kbm} = \frac{(k \times Q_1 \times e^{-k\Delta t}) + (k \times c \times Q \times (1 - e^{-k\Delta t}))}{1 - e^{-k\Delta t} + c \times (k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})} \quad [10]$$

Temos que Q_1 é a energia disponível na bateria no início do instante de tempo simulado, expresso em kWh, Q é a quantidade total de energia na bateria no início do instante de tempo simulado, em kWh, c é a relação de capacidade da bateria, k a constante de variação da bateria, expresso em h^{-1} e Δt é o instante de tempo da simulação, medido em h.

A segunda limitação é função da máxima taxa de recarga (α_c), dada em A/Ah, que é determinada pelo usuário. A potência de carga do banco de baterias estabelecida por essa limitação obedece a Equação 11:

$$P_{batt,mcr} = \frac{(1 - e^{-\alpha_c \Delta t}) \times (Q_{max} - Q)}{\Delta t} \quad [11]$$

Temos que Q_{max} é a capacidade total do banco de baterias, em kWh.

A terceira limitação é função da corrente máxima de carga (I_{max}), expressa em A, que é definida pelo usuário. A potência máxima de carga do banco de baterias ($P_{batt,mcc}$) é calculada pela Equação 12:

$$P_{batt,mcc} = \frac{N_{batt} \times I_{max} \times V_{nom}}{1000} \quad [12]$$

Sendo N_{batt} o número de baterias no banco de baterias e V_{nom} a tensão nominal das baterias, em V.

A capacidade máxima de carga do banco de bateria ($P_{batt,cmax}$) corresponde ao mínimo dos três valores encontrados pelas limitações impostas pelo HOMER, dividido pela eficiência de carga (η_{batt}).

$$P_{batt,cmax} = \frac{MIN(P_{batt,mcc}, P_{batt,mcr}, P_{batt,kbm})}{\eta_{batt}} \quad [13]$$

Outro importante fator a ser considerado é a máxima potência de descarga ($P_{batt,dmax,kbm}$). É dada pela Equação 14:

$$P_{batt,dmax,kbm} = \frac{-k \times c \times Q_{max} + k \times Q_1 \times e^{-k\Delta t} + k \times c \times Q \times (1 - e^{-k\Delta t})}{1 - e^{-k\Delta t} + c \times (k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})} \quad [14]$$

Deve ser consideradas as perdas na descarga, levando-se em conta a eficiência de descarga da bateria ($\eta_{batt,d}$), dessa forma, a máxima potência de descarga real ($P_{batt,dmax}$) é dada pela Equação 15:

$$P_{batt,dmax} = \eta_{batt,d} \times P_{batt,dmax,kbm} \quad [15]$$

Para compor o banco de baterias que servirá de armazenamento de segurança, foi escolhida uma bateria genérica de chumbo-ácido, de 1 kWh e com tensão nominal de 12V.

3.4.5. Conversor

Foi selecionado para a simulação um conversor genérico, que pode operar como inversor ou retificador. Esse equipamento possui apenas quatro configurações a serem determinadas pelo usuário, sendo o tempo de vida e a eficiência do inversor, determinados em 15 anos e 90% respectivamente, e a capacidade e eficiência do retificador, determinados em 100% e 85%.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Com todos os componentes caracterizados no HOMER, o software realiza suas simulações buscando encontrar o arranjo ótimo. Esse arranjo ótimo é determinado pelo critério econômico, encontrando o cenário menos oneroso para o sistema, que caracteriza a alocação mais inteligente de recursos para cumprir o fim de suprir a demanda energética da microrrede. Os índices econômicos adotados para a simulação foram o de tempo de vida do sistema, de 25 anos e inflação, de 2% ao ano, como o banco de dados do HOMER apresenta todos os equipamentos na moeda dólar, os resultados utilizam a mesma unidade monetária.

Duas simulações foram feitas, sendo a primeira a da microrrede com o adicional de carga de EVs com perfil de recarga direta e a segunda com o adicional de carga de EVs com perfil de carga em vale. Por limitações do software, não foi possível simular a microrrede com a adição das cargas V2G.

4.1 Resultado com recarga direta de EVs

Foram realizadas 1.028 simulações, sendo que 836 atingiram o critério de viabilidade, apresentando balanço energético positivo, enquanto 192 apresentaram balanço energético igual ou inferior a 0, sendo considerados deficitários.

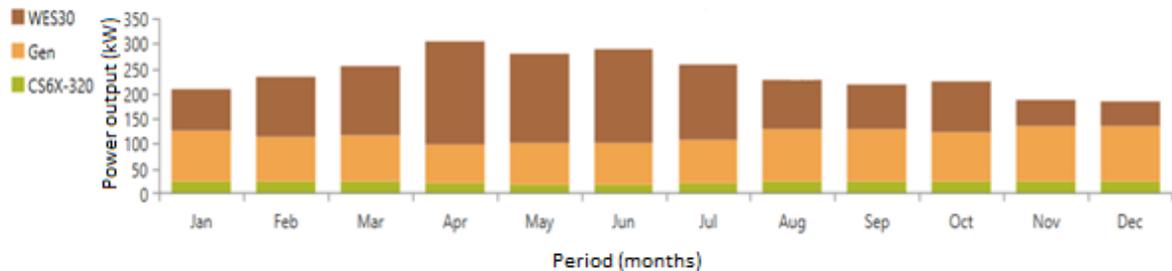
O cenário mais economicamente viável para atender a demanda da microrrede é equipado com sistema solar fotovoltaico com a potência calculada em 150 kW, 3 turbinas eólicas de 250 kW cada, 380 kW de gerador a diesel, 100 kW de conversor e 45 baterias no banco de baterias. Nesse arranjo, a energia elétrica produzida por fontes renováveis correspondem a 60,29% da matriz energética da microrrede. Entretanto, devido à estratégia de despacho, a energia elétrica oriunda das fontes renováveis para injeção direta na microrrede, foi de 36%.

Os resultados econômicos do sistema são de um investimento inicial correspondente a \$ 379.623, com um custo operacional anual de \$ 438.792, sendo o custo final da energia por kWh calculado em \$ 0,358. O dado econômico mais importante para a avaliação econômica do sistema é o valor presente do custo de implantação e operação, durante toda a vida útil do sistema, calculado em \$ 6.052.112,00.

A Figura 8 mostra a geração de energia elétrica mensal, para cada fonte energética, sendo WES30 o nome correspondente a turbina eólica no software, Gen o nome

correspondente ao gerador a diesel e CS6X-320 o nome correspondente ao sistema fotovoltaico.

Figura 8 – Geração de energia elétrica para recarga direta



Fonte: Elaboração própria.

O gerador a diesel operou durante 7.333 horas do ano e produziu, anualmente, 831.628 kWh, consumindo 265.614 L/ano de diesel, com eficiência média de conversão de 31,8%. As emissões anuais de monóxido de carbono e de dióxido de carbono foram calculadas em 1.726,49 kg e 699.448,46 kg respectivamente.

A geração solar fotovoltaica produziu anualmente 202.984,38 kWh operando por 4.380 horas anuais. O fator de capacidade do sistema foi de 15,43%, sendo a potência máxima atingida pelo sistema de 125 kW e a potência média entregue a microrrede de 23,17 kW.

A simulação dimensionou 3 turbinas eólicas para o sistema, com potência de 250 kW cada, totalizando uma potência instalada de 750 kW. O sistema operou por 6.881 horas por ano e produziu 1.059.750,07 kWh anuais de energia. O fator de capacidade foi de 16,15% e a potência média de saída do sistema foi de 120,98 kW.

O banco de baterias foi arranjando em um string com 45 baterias em paralelo. O sistema possui capacidade nominal de 45 kWh, mas a capacidade nominal utilizável é de apenas 27,02 kWh, a autonomia, que corresponde ao tempo até a descarga, de 0,18 horas e expectativa de vida de 2,67 anos. A energia injetada no banco de baterias foi de 15.024,58 kWh/ano, ocorreu uma perda por eficiência de 3.007,77 kWh/ano e uma adição de carga em função da depleção de armazenamento na ordem de 27,02 kWh/ano, o balanço resultou em 12.043,84 kWh/ano injetados na microrrede pelo banco de baterias.

O conversor é composto pelo inversor e retificador. O inversor operou 2.993 horas por ano, com cerca de 69.214,63 kWh/ano de energia de entrada e 62.293,17 kWh/ano de saída, apresentando uma perda de 6.921,46 kWh/ano. O retificador trabalhou por 2.196 horas por

ano, com cerca de 8.669,97 kWh/ano de energia de entrada e 7.369,47 kWh/ano de saída, com 1.300,50 kWh/ano de perda.

4.2 Resultado com recarga em vale

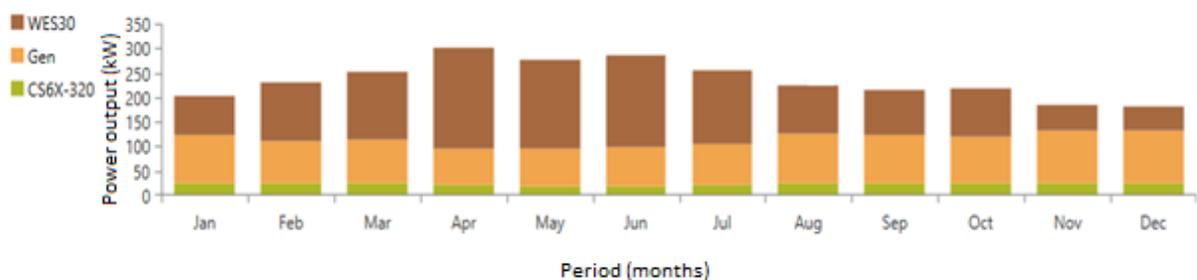
Para esse cenário, foram realizadas 1.050 simulações, sendo 858 cenários viáveis e 192 cenários deficitários.

Dentre as simulações viáveis, a mais economicamente atrativa é equipada com 150 kW de geração de energia solar fotovoltaica, 3 turbinas eólicas de 250 kW cada, 350 kW de gerador a diesel, 100 kW de conversor e 45 baterias no banco de baterias. Nesse arranjo, a energia elétrica produzida a partir de fontes renováveis correspondeu a 61,24% da matriz energética da microrrede.

O investimento inicial na geração de energia para a microrrede foi calculado em \$ 364.609, com um custo operacional anual de \$ 414.433, resultando no custo final do kWh sendo de \$ 0,340. O valor presente dos custos de implementação e operação foi calculado em \$ 5.722.199,00.

A Figura 9 mostra a geração de energia mensal, para cada fonte energética.

Figura 9 – Geração de energia elétrica para recarga em vale



Fonte: Elaboração própria.

O gerador a diesel operou por 7.331 horas anuais e produziu 799.300 kWh/ano de energia elétrica, com o consumo anual de 254.737 L de combustível. A eficiência média de conversão do gerador a diesel foi de 31,9%. As emissões anuais de monóxido de carbono e dióxido de carbono são, respectivamente, 1.655,79 kg e 670.805,69 kg.

A geração fotovoltaica produziu anualmente 202.961,76 kWh, operando por 4.380 horas anuais. O fator de capacidade calculado foi de 15,47%, sendo a potência máxima atingida pelo sistema de 125 kW e a potência média entregue a microrrede de 23,17 kW.

O sistema eólico dimensionado pelo sistema foi de 3 turbinas de 250 kW, totalizando 750 kW de potência instalada. O sistema operou por 6.881 horas anuais e produziu 1.059.750,07 kWh/ano. O fator de capacidade foi de 16,15% e a potência média de saída do sistema foi 120,98 kW.

O banco de baterias foi arranjando em um string com 45 baterias em paralelo. O sistema possui capacidade nominal de 45 kWh, mas a capacidade nominal utilizável é de apenas 27,02 kWh, autonomia de 0,18 horas e expectativa de vida de 2,66 anos. A energia injetada no banco de baterias foi 15.115,96 kWh/ano, ocorreu uma perda por eficiência de 3.026,04 kWh/ano e uma adição em função da depleção do armazenamento na ordem de 27,02 kWh/ano, resultando num balanço de 12.116,94 kWh/ano transferidos do banco de baterias para a microrrede.

O inversor operou por 3.178 horas anuais, com cerca de 76.712,39 kWh/ano de energia de entrada e 69.041,15 kWh/ano de saída, apresentando perda anual de 7.671,24 kWh. O retificador trabalhou por 2.074 horas anuais, com cerca de 7.849,52 kWh/ano de entrada e 6.672,09 kWh/ano de saída, apresentando perda de 1.177,43 kWh

4.3 Comparação entre os sistemas e suas implicações

O sistema de recarga direta teve um total de 1280 kW de potência instalada, 2,4% superior ao sistema de recarga em vale, que contou com 1250 kW de potência instalada. A diferença localiza-se nos geradores a diesel, com 30 kW de potência instalada a mais no sistema de recarga direta. A energia elétrica produzida anualmente no cenário de recarga direta foi de 2.094.362,45 kWh, enquanto que no cenário de recarga em vale foi de 2.062.011,83, uma diferença de 1,57% de consumo.

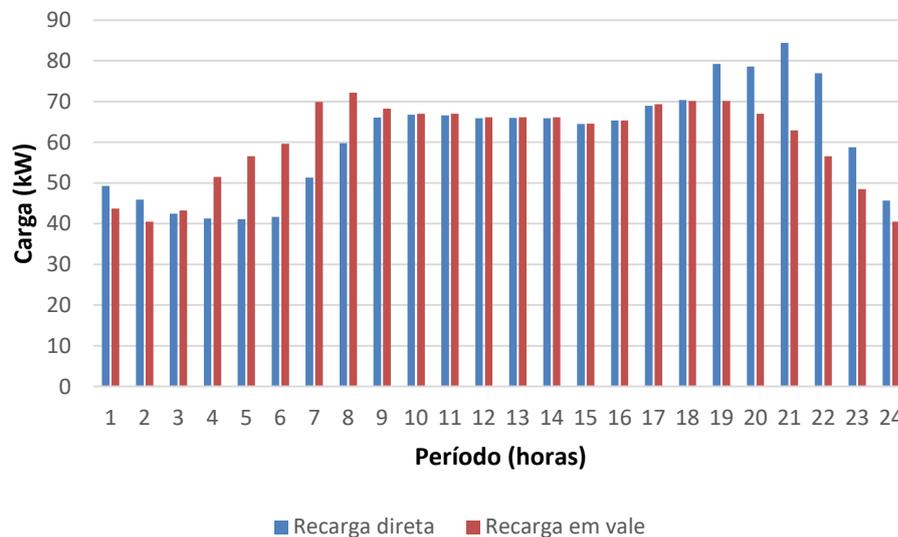
A diferença na geração de energia das fontes renováveis, nas duas simulações otimizadas, é inferior a 1% na geração fotovoltaica e inexistente na geração eólica. Isso é resultado do comportamento do software ao usar os históricos climáticos e meteorológicos ao desenvolver a análise sensível. A grande diferença encontra-se mesmo na energia produzida pelos geradores a diesel, de 32.328,00 kWh/ano produzidos, entre o cenário de recarga direta e em vale.

Na microrrede, o suprimento da demanda ocorre de forma prioritária consumindo a energia das fontes renováveis, enquanto a disponibilidade do recurso permitir, passando depois para as baterias que, pela estratégia de despacho adotada – *load-following* –, sempre

são carregadas com excedente das fontes renováveis. Se a demanda cresce além da capacidade de fornecimento de energia por fontes renováveis, a geração a diesel é acionada.

O impacto na microrrede, produzido pelo deslocamento de carga dos veículos elétricos, do horário de pico para a madrugada, como pode ser visto na Figura 10, resultou em um dimensionamento de gerador com potência reduzida em 30 kW. A mudança no regime de carregamento impactou diretamente na energia produzida pelos geradores, sendo que no cenário de recarga direta o consumo foi de 831.628 kWh/ano e, na recarga em vale, 799.300 kWh/ano, uma diferença de 4,04%.

Figura 10 – Comparação entre as curvas de carga dos métodos de recarga da frota de veículos elétricos



Fonte: Elaboração própria.

Ao deslocar carga dos veículos elétricos para o horário de vale, ocorre o acréscimo da diferença marginal entre a recarga em vale e a recarga direta, na carga já demandada pela comunidade da microrrede. Na recarga direta, a diferença marginal entre os dois perfis de carga dos veículos elétricos é atendido pelos geradores a diesel, conforme já demonstrado. Entretanto, por ser horário de vale, no cenário da recarga em vale, o acréscimo de demanda deve ser atendido pelas fontes prioritárias, as energias renováveis e segundo os resultados da simulação, percebe-se um sensível aumento do consumo de energia proveniente das baterias para cenário.

No cenário de recarga direta, o balanço de energia injetada na microrrede pelo banco de baterias resultou em 12.043,84 kWh/ano, enquanto na recarga em vale, esse número subiu para 12.116,94 kWh/ano. O aumento foi pequeno, cerca de 0,68%, entretanto foi na

contramão dos demais comportamentos das cargas, demonstrando que, pela rede estar muito menos sobrecarregada no horário de vale, o aumento marginal neste horário pode ser suprido com as fontes renováveis, com o aumento da energia entregue pelas baterias e, por consequência, torna-se necessário um gerador de potência inferior.

Outro impacto pelo aumento da utilização dos geradores a diesel está na emissão de gases de efeito estufa, como monóxido e dióxido de carbono, liberados pela combustão do combustível fóssil usado para gerar energia. Com a recarga em vale, a emissão de monóxido de carbono foi de 1.655,79 kg/ano e a emissão de dióxido de carbono foi de 670.805,69 kg/ano. Com a recarga direta, a emissão de monóxido de carbono subiu para 1.726,49 kg/ano e a emissão de dióxido de carbono subiu para 699.448,46 kg/ano. Isso representa um aumento de 4,27% nas emissões tanto de monóxido de carbono quanto dióxido de carbono. Esse aumento de emissão de gases de efeitos estufa na atmosfera apresenta um impacto muito crítico quando for observado em valores absolutos, com uma rede maior que a estudada.

Com o acionamento de um motor de potência maior, naturalmente o consumo de combustível também sobe. O aumento do consumo de combustível acarretado pela estratégia de recarga direta em detrimento da recarga em vale foi de 10.877 L, ou de 4,26%. Entretanto, o software HOMER não é capaz de levar em consideração o impacto do aumento da demanda de um recurso escasso, no caso o diesel, na variação dos preços desse recurso. Embora seja impossível de quantificar neste trabalho, pela lei de oferta e demanda, os preços do diesel subiriam e mudariam sensivelmente o custo operacional da microrrede, caso a estratégia de recarga direta fosse adotada, causando também um impacto indireto na vida econômica da população.

O grande impacto a ser avaliado nessa microrrede, com todas essas variáveis e diferenças de carga e consumo, é o na vida econômica das pessoas da comunidade. Os números que melhor traduzem esse impacto são o valor presente do investimento na geração e na operação da microrrede e o custo por kWh da energia elétrica a ser consumida pela comunidade.

Com a estratégia de recarga direta, o valor presente investido na microrrede foi de \$ 6.052.112,00, com o preço da energia em \$ 0,358 por kWh. Com a recarga em vale, o valor presente na microrrede foi de \$ 5.722.199,00, com preço de energia em \$ 0,340 por kWh. O valor de valor presente no cenário de recarga direta foi 5,76% superior ao cenário com recarga em vale e o preço da energia foi 5,29% superior.

Tratando-se da vida econômica da população da comunidade um acréscimo de 5,29% no preço da energia, apenas com a adoção da estratégia de recarga direta, que não leva em

consideração as condições da rede no momento em que a recarga dos EV são realizadas, pode afetar significativamente a economia local. Além do impacto direto no custo de vida da população, todos os setores econômicos e sua cadeia de produção seriam afetados.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com as mudanças climáticas em pauta, a busca por maneiras de mitigar a emissão de gases de efeito estufa estende-se também ao setor de transportes. Os veículos elétricos chegam como uma alternativa viável para resolver esse problema, entretanto a forma que a recarga acontecerá é uma questão chave para minimizar ainda mais impactos. Com a recarga direta, que não leva em consideração a situação da rede, pode haver um impacto negativo econômico e também o aumento das emissões de gases poluentes que almejavam em serem evitados em primeiro lugar. A mudança na estratégia de recarga, para a recarga em vale, traz benefícios ambientais e econômicos, sendo uma solução simples e sem nenhum custo, para complementar a adoção dos veículos elétricos como forma de transporte.

O momento não pensado da recarga do veículo, caracterizado pela recarga direta, pode ainda produzir danos não claros para a vida econômica da região. O aumento encontrado no preço da energia, embora pareça sensível, pode ocasionar um impacto em cadeia. Um bem produzido numa fábrica teria o custo de produção aumentado e, ao chegar numa loja para o consumidor final, essa loja teria seu custo operacional também acrescido com o aumento da energia. Por fim, a população teria seu poder de compra reduzido ao ter que arcar com o aumento dos custos domésticos de energia. Toda a cadeia de produção econômica de uma região seria impactada pelo acréscimo dos custos da energia elétrica, produzindo um dano final muito maior do que o inicialmente calculado.

Todo o impacto avaliado para a inserção de uma frota de EV na microrrede considerou, segundo a metodologia de Bremermann (2014), uma penetração leve, de cerca de 2,5% da frota portuguesa de 2030. Nesse caso, para cenários mais pesados de penetração de veículos, a tendência é um agravamento do impacto da demanda de recarga e da discrepância entre o cenário de recarga direta e recarga em vale. É possível inferir que com a maior penetração de veículos elétricos, tanto a demanda caracterizada por fontes fósseis, como o gerador a diesel, quanto o preço da energia subam.

A tecnologia mais eficiente para mitigar os danos provenientes pelas cargas de veículos elétricos é o V2G, não sendo possível avaliar essa alternativa desse estudo, em função de limitações do software. Entretanto, fica a recomendação de, em estudos futuros,

investigarem a diferença proporcionada no impacto a microredes, quando comparando a estratégia V2G as demais estratégias já analisadas nesse trabalho.

REFERÊNCIAS

- BORBA, B. S. M. C. **Modelagem integrada da introdução de veículos leves conectáveis à rede elétrica no sistema energético brasileiro**. 2012. 179 f. Tese (Doutorado) - Curso de Planejamento Estratégico, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.
- BREMERMANN, L. E.. **Impact Evaluation of the Large Scale Integration of Electric Vehicles in the Security of Supply**. 2014. 240 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engineering, Electrical And Computer Engineering, University Of Porto, Porto, 2014.
- CAMPANARI, S.; MANZOLINI, G.; LAIGLESIA, F. G. de. Energy analysis of electric vehicles using batteries or fuel cells through well-to-wheel driving cycle simulations. **Journal Of Power Sources**. Milano, v. 186, p. 464-477. jan. 2009. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775308018934>>. Acesso em: 08 maio 2016.
- CLEAN ENERGY COUNCIL, 2008. **Accreditation Case Study Overview**. Available: <http://www.bcse.org.au/docs/STA/accreditation%20forms/Quick%20Find%20Forms/2008Accred%20-%20CS%20O'view%20SPS%20and%20GC.pdf>
- EHSANI, M.; GAO, Y.; EMADI, A. **Modern Electric, Hybrid Electric, and Fuel Cell Vehicles: Fundamentals, Theory, and Design**. 2. ed. Boca Raton: Crc Press, 2010. 534 p.
- FAIA, S. M. R.. **Optimização de Sistemas de Propulsão de Veículos para Frotas**, 2006. 144 f. Tese (Doutorado), Universidade Técnica de Lisboa - Instituto Superior Técnico, Lisboa, 2006.
- GIGLIOLI, R., GIUNTOLI, M., LUTZEMBERGER, G., and POLI, D. (2014). **Impact of a large fleet of evs on the efficiency and reliability of an electric power system**. In IEEE, editor, 2014 IEEE International Electric Vehicle Conference.
- HEMPHILL, M. (2012). **Electricity distribution system planning for an penetration of plug-in electric vehicles in new south wales**. In IEEE, editor, Universities Power Engineering Conference.
- MANWELL; MCGOWAN, J. **Lead acid battery storage model for hybrid energy systems**. Solar Energy, vol. 50, pp. 399-405, 1993.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2016. **Ministério de Minas e Energia, Balanço Energético Nacional**. Brasil.
- MONTEIRO, V. N. **HYBRID POWER GENERATION SYSTEMS APPLIED TO ISOLATED COMMUNITIES**. 2016. 87 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2016.
- NEMA et al: **A current and future state of art development of hybrid energy system using wind and PV-solar: A review**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, no 13, pp 2096-2103, Oct 2008.

NEVES, J.C.M. **Avaliação técnico-econômica de um aquecedor solar de água com coletor de tubos a vácuo na cidade de Cascavel-PR.** 2013. 54 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Energia na Agricultura, Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel, 2013.

SOARES, F. J., LOPES, J. A. P., and ALMEIDA, P. M. R. (2010). **A monte carlo method to evaluate electric vehicles impacts in distribution networks.** In IEEE, editor, 2010 IEEE Conference On Innovative Technologies For An Efficient And Reliable Electricity Supply.

VALSERA-NARANJO, E., SUMPER, A., LLORET-GALLEGO, P., VILLAFÁFILA-ROBLES, R., SUDRIA-ANDREU, A., 2009. **Electrical Vehicles: State of Art and Issues for their Connection to the Network.** In: ELECTRICAL POWER QUALITY AND UTILISATION. 10. 2009. Lodz.

VLIET, O. V., BROUWER, A. S., KURAMOCHI, T., BROEK, M. V. D., FAAIJ, A., 2011. Energy use, cost and CO2 emissions of electric cars. **Journal of Power Sources:** 196: 2298-2310.