

AVALIAÇÃO TÉCNICA DA INTEGRAÇÃO DE SISTEMAS FV E BESS EM ESTAÇÃO DE RECARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

Danielly Norberto Araujo – danielly.araujo@fieb.org.br
Olga Moraes Toledo – olga.toledo@fbter.org.br
Ana Tereza Andrade Borba – ana.borba@fieb.org.br
SENAI CIMATEC, Área de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica

Resumo. O número de Veículos Elétricos (VEs) tem crescido significativamente nos últimos anos, sendo os setores de transportes e de energia diretamente impactados. Em relação aos sistemas elétricos, os VEs são integrados às redes elétricas para recarga e devem estar associados a sistemas de distribuição de baixo carbono para potencialização dos seus benefícios. Nesse sentido, a recarga inteligente por meio da associação de sistemas Fotovoltaicos (FV) e Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias (BESS, Battery Energy Storage System) à infraestrutura de eletropostos tem se destacado, sendo indispensável a projeção da capacidade instalada da estação e de seus componentes mediante a previsão de aumento de número de VEs. Dessa forma, o presente trabalho teve como objetivo dimensionar uma estação de recarga de VEs conectada à rede elétrica, considerando a expansão da frota de VEs do CIMATEC Park entre 2021 e 2030, bem como diferentes cenários de intensidade de uso dos veículos. Para modelagem, dimensionamento e simulação da estação de recarga projetada, o software HOMER Grid foi utilizado. Além disso, entre os parâmetros analisados, avaliou-se a potência FV necessária para atendimento dos VEs, a potência solicitada pela estação à rede elétrica, o número de ultrapassagem de demanda contratada e a potência FV injetada na rede elétrica. Os resultados evidenciaram que considerando a intensidade de uso do veículo de 218 km/dia e consumo energético de 800 kWh/dia, uma planta FV de 75 kW e um BESS de 100 kW/375 kWh realizam suporte à rede elétrica durante a recarga de VEs, em que o sistema de armazenamento atua tanto na otimização da geração FV quanto no controle de demanda.

Palavras-chave: Veículos Elétricos, Recarga Inteligente, HOMER Grid

1. INTRODUÇÃO

Mobilidade elétrica se refere à transformação e eletrificação do setor de transportes, por meio do desenvolvimento e inserção de veículos capazes de reduzir os impactos ambientais, sociais e econômicos desse setor (Ajanovic, Haas e Schrödl, 2021). O conceito também está relacionado à descarbonização do setor de energia, tendo em vista que para potencializar os benefícios da utilização de VEs os mesmos devem ser integrados a sistemas elétricos de baixo carbono (De Rubens *et al.*, 2021).

Dados da Agência Internacional de Energia (IEA, *International Energy Agency*) indicam que o mercado mundial da mobilidade elétrica tem crescido significativamente nos últimos anos. Em 2007 havia apenas algumas centenas de VEs transitando no mundo (Das *et al.*, 2021), enquanto que o marco de 10 milhões de veículos foi alcançado em 2020 (IEA, 2021). No Brasil, segundo a Associação Brasileira de Veículos Elétricos (ABVE), o número de VEs aumentou de 1.100 em 2016 para 77.259 em 2021, sendo esse considerado o melhor ano da mobilidade elétrica do País (ABVE, 2021). Em relação às perspectivas, espera-se que até 2030 haja 1 milhão de VEs circulando no Brasil e 145 milhões e no mundo (Autodata, 2021; IEA, 2021).

Os principais motivos para o crescimento observado dos VEs são: transição energética, aumento da consciência ambiental, avanço da tecnologia, redução crescente de custos dos veículos, realização de incentivos governamentais e investimentos da indústria automobilística (Ahmad *et al.*, 2021). Apesar disso, ainda há desafios que devem ser superados para incentivar e viabilizar a utilização de VEs. Entre os desafios, pode-se citar: alto custo da bateria, estratégias eficientes de recarga, interoperabilidade dos eletropostos e o impacto da integração dos veículos no sistema elétrico (Das *et al.*, 2021).

No aspecto da integração de VEs às redes elétricas, a recarga dos veículos pode ocasionar uma maior complexidade na operação e planejamento do sistema elétrico, principalmente quando a rede elétrica convencional não está apta para atender a carga adicional dos VEs. Os impactos causados pela recarga de VEs nas redes de distribuição englobam: variação de tensão, desequilíbrio de tensão, perdas de energia e injeção de harmônicos (Das *et al.*, 2021). Nesse sentido, estudos têm indicado que a recarga inteligente pode ser uma estratégia eficaz para gerenciar a recarga do veículo de acordo com as restrições da rede de distribuição e as necessidades dos usuários (Datta, Kalam, Shi, 2021).

Entre os diferentes métodos de recarga inteligente, a associação de sistemas FV e BESS à infraestrutura de eletropostos tem se destacado. O sistema FV pode ser utilizado para recarregar os veículos à medida que a geração FV estiver disponível, de modo que a utilização da rede elétrica é reduzida. Já o sistema de armazenamento pode aumentar a eficiência e confiabilidade do sistema FV, bem como ser utilizado para fornecer suporte à rede elétrica em horários de pico ou quando necessário (Datta, Kalam, Shi, 2021).

Para o planejamento de estações de recarga de VEs conectadas à rede elétrica e associadas a plantas FV e BESS, aspectos relacionados ao dimensionamento, operação, controle, gerenciamento e proteção do sistema e de seus componentes devem ser levados em consideração (Ma, 2019). Além disso, é indispensável que as estações sejam projetadas para o atendimento da carga futura dos veículos, sendo assim analisadas as necessidades do aumento da capacidade do sistema FV, do BESS, da rede elétrica ou do número de carregadores disponíveis à medida que o número de VEs aumente (Alkaws *et al.*, 2021).

Nesse sentido, este trabalho tem como objetivo dimensionar uma estação de recarga de VEs associada a sistemas FV e BESS tomando por base a expansão da frota de veículos do CIMATEC Park entre 2021 e 2030. Serão analisados, entre outros aspectos, a potência FV necessária para atendimento dos VEs, a potência solicitada pela estação à rede elétrica, o número de ultrapassagem de demanda contratada e a potência FV injetada na rede elétrica. Para isso, o *software* HOMER Grid foi utilizado na modelagem, dimensionamento e simulação da estação de recarga.

2. METODOLOGIA

Nessa seção será apresentada a metodologia utilizada no presente artigo, incluindo a descrição do *software* utilizado e as premissas consideradas para o desenvolvimento do estudo, que priorizou aspectos técnicos e se concentrou nos parâmetros energéticos do sistema projetado. Na Fig. 1 é apresentada a visão geral do sistema e dos componentes da estação, que é composta pela rede elétrica, planta FV, BESS e dois carregadores rápidos de VEs. Para uma melhor visualização dos benefícios da integração das tecnologias, as análises foram divididas em duas partes: I) integração de sistemas FV à estação de recarga, II) integração de sistemas FV e BESS às estações de recarga.

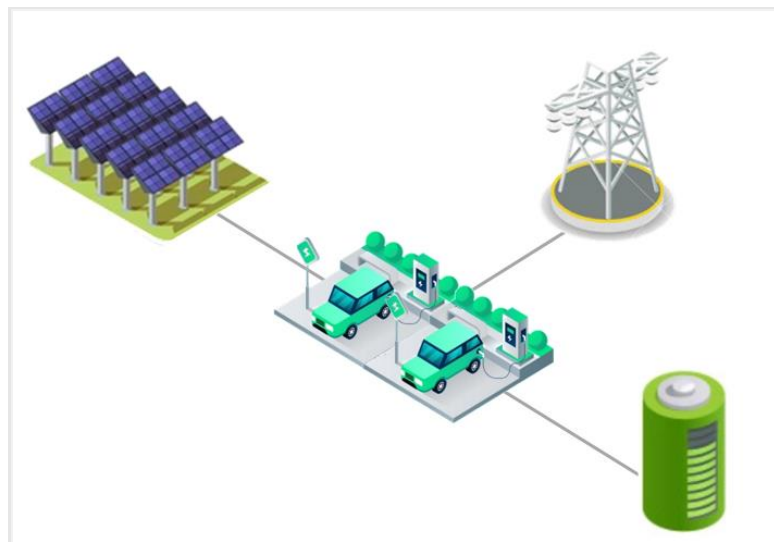


Figura 1 – Visão geral da estação de recarga projetada

2.1 Software

O HOMER GRID foi o *software* utilizado para modelagem, dimensionamento e simulação da estação de recarga por ser um programa computacional direcionado para projetos de sistemas híbridos de energia conectados à rede elétrica. O HOMER Grid é desenvolvido pelo HOMER Energy LLC e é baseado em equações matemáticas, de modo que cálculos para definição dos componentes e comparação dos resultados são realizados, visando identificar o arranjo ótimo do sistema (Homer, 2021a).

Para seleção do sistema ótimo, o programa realiza simulações e calcula o Valor Presente Líquido (VPL) de cada solução viável encontrada. O sistema com o menor VPL é considerado pelo *software* o arranjo com o maior custo-benefício e, conseqüentemente, o ótimo (Homer, 2021b). O VPL é definido matematicamente pela Eq. (1).

$$VPL = -C_0 + \sum_{i=1}^N \frac{C_i}{(1-r)^i} \quad (1)$$

Sendo: C_0 o investimento inicial (R\$), C_i o fluxo de caixa para o período i (R\$), r a taxa de desconto (%), N o tempo de vida do projeto (anos) e i o período de investimento (anos).

No HOMER, o algoritmo de despacho é responsável por realizar decisões e indicar como a carga elétrica será atendida pelas fontes de energia disponíveis no sistema e os momentos propícios para recarga da bateria, entre outros aspectos. Para isso, o algoritmo calcula os parâmetros do sistema com 48h de antecedência, de modo que as seguintes

informações são conhecidas: demanda elétrica da carga e a geração FV para as 48h seguintes, bem como as tarifas de energia da concessionária. Para assegurar a recarga da bateria para uso posterior, o algoritmo do HOMER determina que a rede recarregue a bateria em momentos de indisponibilidade de geração renovável, até mesmo quando as tarifas de energia estiverem altas.

2.2 Caracterização do local

No presente estudo considerou-se o CIMATEC Park como local de instalação da estação de recarga projetada (Fig. 2). O CIMATEC Park é um complexo tecnológico e industrial localizado no centro industrial de Camaçari, Bahia, desenvolvido para ampliar a infraestrutura do SENAI CIMATEC. As atividades do CIMATEC Park contemplam, entre outras, o apoio à fabricação de protótipos e instalações-piloto, ensaios e validação de processos em escala industrial, pesquisa, desenvolvimento e inovação (Cimatec, 2021).



Figura 2 – CIMATEC Park

Para simulação da planta FV, o *software* HOMER Grid utilizou os parâmetros ambientais de Camaçari, cujas médias anuais de irradiação solar horizontal e temperatura são 4,91 kWh/m²/dia e 25,45 °C, respectivamente.

2.3 Perfil de carga

Desde 2020, o *software* HOMER Grid possibilita a modelagem de estações de recarga de VEs para o dimensionamento de sistemas renováveis de energia. Entre os dados necessários para modelar uma estação de recarga no HOMER, pode-se citar: potência do carregador, horário e tempo de duração da recarga, quantidade de carregadores e consumo energético diário. Dessa forma, foram considerados 2 carregadores de 50 kW e um tempo de recarga de 40 minutos para modelagem da estação projetada.

Quanto ao consumo energético, considerou-se a premissa do aumento gradativo e anual do número de VEs da frota de veículos do CIMATEC Park até um número total de 20 veículos em 2030, assim como estipulou-se 3 cenários de intensidade diária de uso dos veículos (50 km, 100 km e 218 km). Adicionalmente, foram considerados os dados de autonomia (218 km), tamanho da bateria (40 kWh) e tempo estimado para recarga (40 minutos) do VE Nissan Leaf.

Assim, considerando a razão entre a intensidade de uso diário e a autonomia do veículo, uma recarga de 9,20 minutos seria necessária para circulação de um veículo com intensidade de uso de 50 km/dia, de modo que um consumo energético de 9,17kWh/dia seria ocasionado. Para circulação de 100 km/dia, uma sessão de recarga de 18,40 minutos seria necessária, sendo um consumo energético de 18,35 kWh/dia causado. Já para circulação diária de 218 km, uma sessão completa seria necessária, ocasionando um consumo de 40 kWh/dia. Na Tab.1 é apresentado o consumo energético para a frota de VEs do CIMATEC Park, considerando os três cenários de intensidade de uso do veículo e o aumento gradativo do número de VEs até 2030.

Tabela 1 – Consumo energético de acordo com o número de VEs da frota de veículos do CIMATEC Park e da intensidade de uso diária

ANO	NÚMERO DE VES	CONSUMO ENERGÉTICO (kWh/DIA)		
		50 KM/DIA	100 KM/DIA	218 KM/DIA
2021	1	9,17	18,35	40,00
2022	2	18,35	36,70	80,00
2023	5	45,87	91,74	200,00
2024	7	64,22	128,44	280,00

ANO	NÚMERO DE VES	CONSUMO ENERGÉTICO (kWh/DIA)		
		50 KM/DIA	100 KM/DIA	218 KM/DIA
2025	10	91,74	183,49	400,00
2026	12	110,09	220,18	480,00
2027	14	128,44	256,88	560,00
2028	16	146,79	293,58	640,00
2029	18	165,14	330,28	720,00
2030	20	183,49	366,97	800,00

Em relação à distribuição das recargas dos veículos durante o dia, foi priorizada a recarga simultânea de 2 VEs por hora entre 8h e 17h. No entanto, para consumos energéticos superiores a 560 kWh/dia foram inseridas também recargas a partir das 18h. Vale salientar ainda que, o perfil de recarga dos VEs (potência requerida para recarga da bateria do veículo) é gerado randomicamente pelo HOMER de acordo o número de recargas ocorridas por hora, a duração da recarga estabelecida, a potência e a quantidade de carregadores da estação.

2.4 Rede elétrica

A modelagem da rede elétrica no HOMER é realizada a partir dos custos referentes ao consumo de energia, que são definidos e variam com a modalidade tarifária da unidade consumidora. Para seleção da modalidade tarifária aplicada à estação, as seguintes considerações foram realizadas: 1) a potência instalada da carga é 100 kW (2 carregadores de 50 kW, cada); 2) cargas com potências superiores a 75 kW devem ser atendidas em média tensão (Neoenergia, 2021); 3) sistemas de armazenamento são mais viáveis em consumidores que precisam deslocar o consumo da ponta para o fora ponta (EPE, 2021). A partir disso, a modalidade tarifária A4-verde foi entendida como a mais viável (EPE, 2021).

Nessa modalidade, tarifas diferenciadas são aplicadas para o consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia, e há somente uma única tarifa de demanda de potência. Utilizando os preços exercidos pela COELBA, concessionária responsável por distribuir energia elétrica na Bahia, a rede foi modelada no HOMER a partir dos seguintes custos: consumo de energia elétrica no horário ponta e fora ponta de R\$ 2,43/kWh e R\$ 0,27/kWh, respectivamente, e demanda ativa de R\$ 32,70/kW. A demanda contratada estabelecida na simulação foi de 75 kW para avaliar os benefícios de integrar sistemas FV e de armazenamento de energia no controle da demanda contratada.

2.5 Planta FV

A partir do mecanismo “Homer Optimizer” do *software* HOMER Grid, as simulações foram realizadas considerando o limite da planta FV de 75 kWp, estabelecido devido à regulação brasileira, que determina que a potência FV instalada em clientes do grupo A é limitada pelo valor da demanda contratada da unidade consumidora (ANEEL, 2017). Além disso, a planta FV foi modelada a partir das seguintes informações:

- Parâmetros ambientais: parâmetros do local de instalação do eletroposto;
- Modelo do módulo FV: C6SU – 340M;
- Potência do módulo FV: 340 Wp;
- Vida útil: 25 anos;
- Perdas no sistema (sujeira e sombreamento, por exemplo): 12%;
- Custo médio de aquisição: R\$ 4.528,40/kWp (GREENER, 2021);
- Custo de reposição dos inversores FV: 25% do custo de aquisição;
- Custo de Operação&Manutenção (O&M) anual: 5% do custo de aquisição.

2.6 BESS

Para modelagem do BESS, as seguintes premissas foram consideradas:

- Tecnologia da bateria: íons de lítio;
- Potência: 100 kW;
- Capacidade energética: 375 kWh;
- SoC mínimo: 20%;
- SoC máximo: 100%;
- Eficiência: 92%;
- Custo de aquisição: R\$ 3000,00/Wh (EPE, 2021);
- Custo de reposição das baterias: 20% do custo de aquisição;
- Custo de O&M anual: 10% do custo de aquisição.

A potência do conversor que compõe o BESS baseou-se no valor da carga instalada (100 kW). Enquanto que a capacidade energética (375 kWh) na premissa de que o BESS deveria estar apto para suprir a carga durante o horário de

ponta, que possui duração de 3 horas. Além disso, considerou-se um rendimento de 75% entre os ciclos de carga e descarga do sistema de armazenamento (Schimpe et al. 2018).

3. RESULTADOS

Os resultados obtidos serão apresentados conforme as simulações foram realizadas, ou seja, em duas partes: estação de recarga conectada à rede elétrica e integrada à I) planta FV e à II) planta FV e BESS. O consumo energético considerado nas simulações é apresentada na Fig. 3.

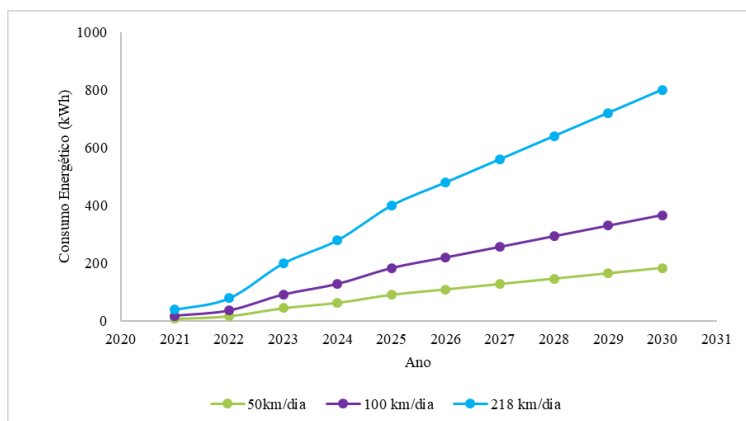


Figura 3 – Consumo energético dos VE's entre 2021 e 2030

3.3 Parte I – Planta FV

Na primeira parte das simulações, somente a planta FV foi utilizada como suporte à rede elétrica durante a recarga dos veículos, em que os diferentes cenários de intensidade diária de uso dos veículos e o aumento gradativo do número de VE's na frota de veículos do CIMATEC Park foram considerados. Dessa forma, sabendo que o *software* HOMER categoriza os sistemas de energia de acordo com o VPL das soluções encontradas, na Fig. 4 é apresentada o dimensionamento ótimo da planta FV para o atendimento do consumo dos VE's. Adicionalmente, a área necessária para instalação da planta FV é apresentada.

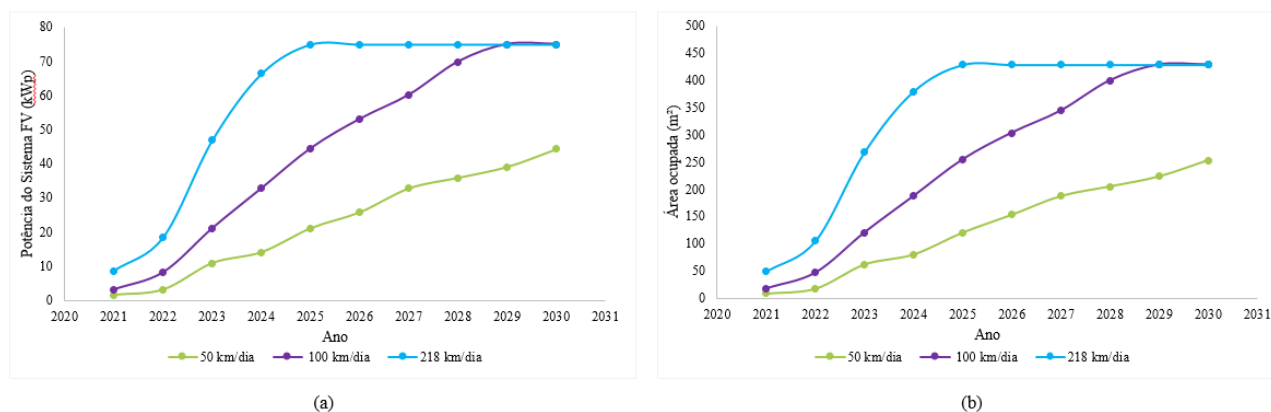


Figura 4 – (a) Potência da planta FV necessária para atender o consumo dos VE's e (b) área necessária para instalação

É visto que a potência FV necessária para o atendimento dos VE's aumenta à medida que o número de veículos da frota evolui, observando-se proporcionalidade entre a utilização diária dos veículos, o consumo energético, a potência FV instalada e a área necessária para instalação. Em 2024, por exemplo, com 7 VE's na frota de veículos do CIMATEC, uma planta FV de 14,10 kWp deve ser utilizada para uma intensidade de uso diária de 50 km/dia, enquanto que para as intensidades de uso diária de 100 km/dia e 218 km/dia, plantas FV de 32,80 kWp e 66,40 kWp são necessárias, respectivamente. As respectivas áreas dos sistemas FV são 80,63 m², 187,57 m² e 379,71 m².

Adicionalmente, percebe-se que no cenário de intensidade de uso de 100 km/dia, a partir do ano de 2029 a potência FV necessária para o atendimento do consumo dos VE's é limitada em 75 kWp, enquanto que no cenário 218 km/dia é a partir de 2025. Isso ocorre devido à limitação estabelecida no valor da potência FV, que foi motivada pela regulamentação vigente no Brasil, sinalizando que sistemas FV com potências superiores a 75 kWp seriam necessários para o atendimento dos consumos energéticos dos casos mencionados. Para sistemas FV com potência instalada de 75 kWp, a área calculada é 428,89 m².

Em relação à utilização da rede elétrica, na Fig. 5 é apresentada a participação da rede para o fornecimento de energia elétrica para os VEs entre 2021 e 2030. Nota-se que, considerando a intensidade de uso diária de 50 km, a participação da rede diminui ao longo dos anos, o que indica uma maior participação da planta FV. Com a intensidade de uso de 100 km/dia, a participação da rede elétrica diminui até o ano de 2029 e aumenta logo em seguida. Já com 218 km/dia de intensidade de uso, a participação da rede elétrica é decrescente até 2024 e evolui em seguida.

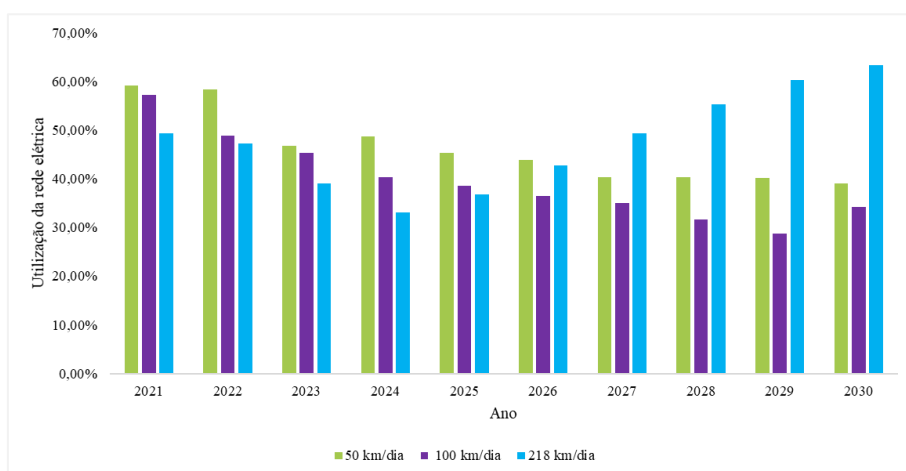


Figura 5 – Utilização da rede elétrica de acordo com o ano e a intensidade de uso diária do veículo

O aumento da participação da rede elétrica a partir de 2029 e 2024 para os cenários de intensidade de 100 km e 218 km, respectivamente, indica que a limitação da planta FV ocasiona uma maior necessidade de fornecimento de energia pela rede para atendimento dos VEs. Para visualização da complementariedade entre a participação da planta FV e da rede elétrica, a Fig. 6 é apresentada, sendo visto que à medida que a utilização da rede diminui, a participação da planta evolui, e vice-versa.

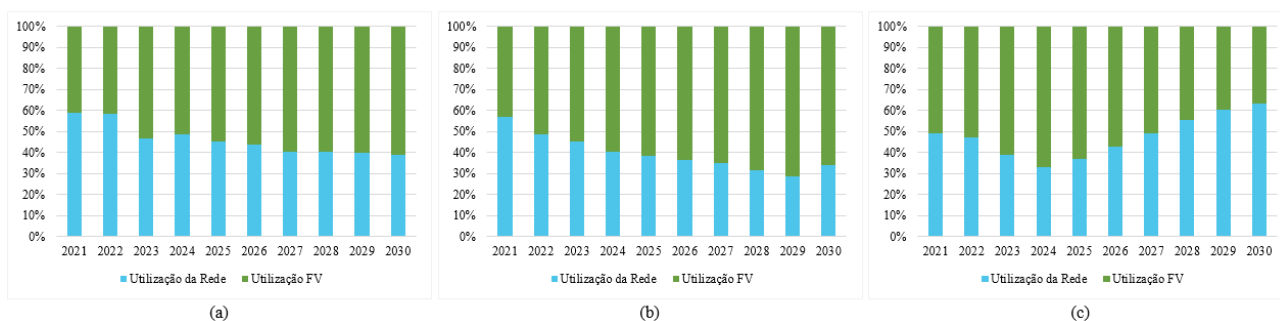


Figura 6 – Utilização da rede elétrica e da planta FV de acordo com a intensidade de uso do veículo de (a) 50 km/dia, (b) 100 km/dia e c) 218 km/dia

Adicionalmente, na Tab. 2 é apresentada a maior potência solicitada pela estação à rede elétrica de acordo com o ano e a intensidade de uso do veículo. Verifica-se que o valor da potência solicitada atinge 98,33 kW em alguns casos, que é aproximadamente 25 kW maior que a demanda contratada. Na Fig. 7 é apresentada o número de ocorrências de ultrapassagem da demanda contratada, em que para efeitos de comparação, realiza-se a análise considerando a estação com a utilização da rede elétrica isolada e associada ao sistema FV para o fornecimento de energia à estação.

Tabela 2 – Maior potência solicitada pela estação à rede elétrica

ANO	POTÊNCIA SOLICITADA (kW)		
	50 KM/DIA	100 KM/DIA	218 KM/DIA
2021	40,60	41,43	65,58
2022	33,31	65,63	79,35
2023	66,13	76,63	93,93
2024	66,12	92,45	94,33
2025	76,64	92,03	97,41

ANO	POTÊNCIA SOLICITADA (kW)		
	50 KM/DIA	100 KM/DIA	218 KM/DIA
2026	86,37	93,43	96,70
2027	92,45	94,16	95,77
2028	93,56	94,12	98,33
2029	91,21	97,08	98,33
2030	92,14	94,16	98,33

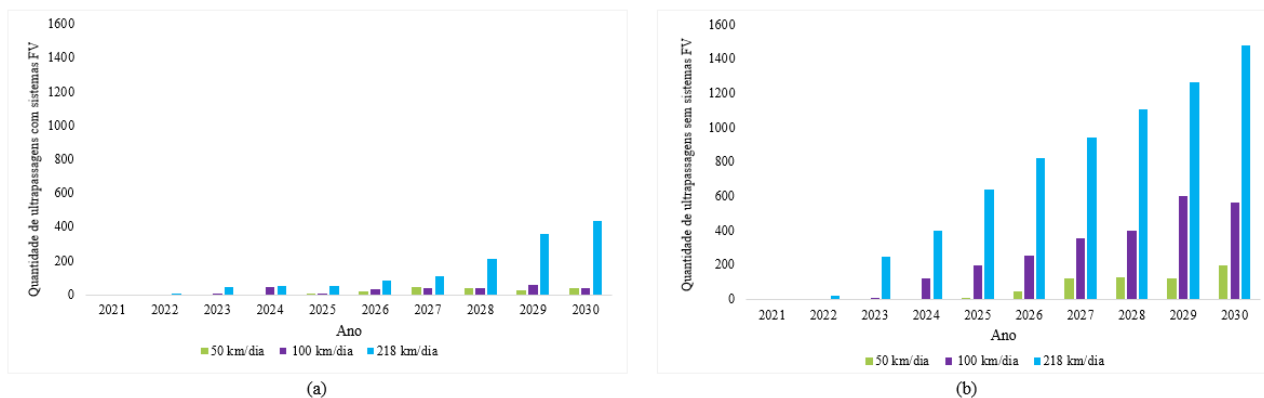


Figura 7 – Quantidade de ultrapassagens da demanda contratada com a utilização (a) da planta FV e a rede elétrica para o fornecimento de energia à estação, e (b) somente da rede elétrica

A partir disso, percebe-se que a planta FV contribui para redução da quantidade de ultrapassagens, sendo visto que no ano de 2030 e para o cenário de 218 km/dia, houve aproximadamente 450 ultrapassagens da demanda contratada com o suporte da geração FV à estação. Sem a planta FV, houve em torno de 1500 ultrapassagens de demanda. Vale salientar que quanto mais a rede elétrica é requerida, maior é o número de ocorrências de demanda ultrapassada, mesmo com a utilização da planta FV.

Quanto à potência injetada na rede elétrica pela planta FV, a Tab. 3 é apresentada. A avaliação da potência injetada na rede elétrica é fundamental, tendo em vista os possíveis impactos negativos causados pela integração de sistemas FV no sistema de distribuição (Sadeghian e Wang, 2020). O maior valor de potência injetada para os cenários de 50 km/dia, 100 km/dia e 218 km/dia são, respectivamente, 38,82 kW, 57,21 kW e 54,33 kW.

Tabela 3 – Maior potência injetada pela planta FV na rede elétrica

ANO	POTÊNCIA INJETADA (kW)		
	50 KM/DIA	100 KM/DIA	218 KM/DIA
2021	1,43	2,85	7,85
2022	2,85	7,49	16,76
2023	9,99	19,26	41,52
2024	12,84	29,96	54,33
2025	19,26	39,45	50,72
2026	23,54	47,06	50,32
2027	29,96	50,70	46,97
2028	32,81	57,21	43,19
2029	35,67	53,10	49,22
2030	38,82	50,76	51,96

Conforme os resultados obtidos nessa seção, conclui-se que a planta FV contribuiu efetivamente para o fornecimento de energia elétrica para a estação de VEs projetada. Apesar disso, de acordo com as análises de complementariedade da utilização da rede elétrica e da planta FV, bem como do número de ocorrências de ultrapassagem de demanda apresentadas, percebe-se que com o aumento do consumo energético dos VEs, a participação FV foi limitada em alguns cenários.

O cenário mais impactado pela limitação da planta FV foi o de utilização diária do VE de 218 km. Complementarmente, os resultados evidenciaram que com o aumento da potência FV da planta projetada, a potência

injetada na rede elétrica evoluiu. Esse comportamento já era esperado em função do limite da inserção FV imposto pela regulação vigente no Brasil e considerada neste estudo.

3.4 Parte II – Planta FV e BESS

A parte II das simulações considera a integração de plantas FV e BESS no eletroposto projetado. A função do sistema de armazenamento é recarregar os veículos em momentos que a geração FV não estiver disponível ou não for suficiente, assim como quando a tarifa de energia da rede elétrica estiver alta. O sistema de armazenamento também é responsável por otimizar a geração FV, armazenando o excedente gerado para posterior utilização. Vale salientar, no entanto, que o algoritmo de despacho do HOMER também utilizada a rede elétrica para recarga do BESS.

Considerando as plantas FV dimensionadas na parte I das simulações e o cenário mais impactado pela limitação FV (intensidade de uso de 218 km/dia), na Tab. 4 é apresentada a maior potência FV solicitada à rede elétrica nas duas partes das simulações. O objetivo é comparar os benefícios associados à estação de recarga com planta FV e à estação de recarga com planta FV e BESS.

Tabela 4 – Maior potência solicitada à rede elétrica – intensidade de uso de 218 km/dia

ANO	POTÊNCIA SOLICITADA (kW)	
	PLANTA FV E ELETROPOSTO	PLANTA FV, BESS E ELETROPOSTO
2021	65,58	53,20
2022	79,35	66,42
2023	93,93	74,93
2024	94,33	64,22
2025	97,41	66,47
2026	96,70	59,15
2027	95,77	61,97
2028	98,33	64,22
2029	98,33	73,23
2030	98,33	74,36

Observa-se que na estação de recarga composta pela planta FV e BESS, a potência solicitada não foi maior do que 75 kW (valor da demanda contratada), enquanto na estação composta somente pela planta FV, a potência solicitada atingiu valores em torno de 98 kW. Para visualização do número de ultrapassagens de demanda, a Tab. 5 é apresentada a partir da comparação de ultrapassagens de demanda mediante a estação suprida (a) apenas pela rede elétrica, (b) pela rede elétrica e planta FV e (c) pela rede elétrica, planta FV e BESS. Com a inserção do sistema de armazenamento e planta FV à estação, não foi constatada nenhuma ultrapassagem da demanda contratada.

Tabela 5 – Quantidade de ultrapassagens da demanda contratada – intensidade de uso de 218 km/dia

ANO	NÚMERO DE OCORRÊNCIAS DE DEMANDA ULTRAPASSADA		
	REDE	PLANTA FV E ELETROPOSTO	PLANTA FV, BESS E ELETROPOSTO
2021	0	0	0
2022	42	6	0
2023	249	48	0
2024	397	52	0
2025	642	54	0
2026	826	85	0
2027	945	110	0
2028	1106	214	0
2029	1266	362	0
2030	1477	436	0

Em relação à potência FV injetada na rede elétrica, na Tab. 6 é apresentado o maior valor obtido considerando a estação com a planta FV e a estação com planta FV e BESS. A partir disso, conclui-se que a estação composta pela planta

FV e BESS injeta menos potência na rede elétrica do que a estação composta somente pela planta FV, indicando que o BESS armazena a geração FV excedente e minimiza a sua injeção no sistema de distribuição.

Tabela 6 – Maior potência injetada pela planta FV na rede elétrica – intensidade de uso de 218 km/dia

ANO	POTÊNCIA INJETADA (kW)	
	PLANTA FV E ELETROPOSTO	PLANTA FV, BESS E ELETROPOSTO
2021	7,85	3,96
2022	16,76	8,14
2023	41,52	32,61
2024	54,33	43,97
2025	50,72	36,72
2026	50,32	37,92
2027	46,97	41,25
2028	43,19	38,58
2029	49,22	41,95
2030	51,96	48,02

Na Fig. 8 é apresentado o somatório da potência FV total anual injetada na rede elétrica durante o período avaliado considerando as duas partes da simulação, em que a diferença da injeção FV na rede elétrica aumenta até o ano de 2024 e diminui em seguida devido à limitação do sistema FV. Como esperado, a injeção total de potência FV é menor na estação que possui além da planta FV, o sistema de armazenamento.

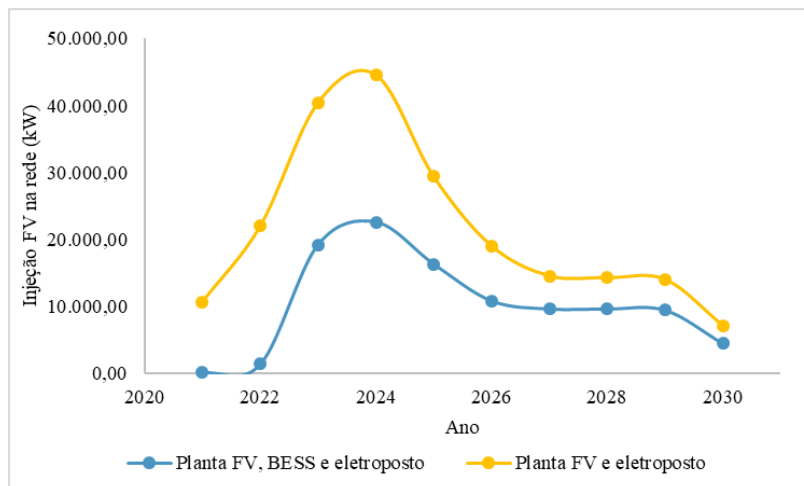


Figura 8 – Potência FV total injetada na rede elétrica - intensidade de uso de 218 km/dia

Por meio dos resultados obtidos na segunda parte das simulações, pode-se concluir que o sistema de armazenamento atuou tanto na otimização da geração FV quanto no controle de demanda. Na otimização da geração FV, o BESS minimizou a injeção da potência na rede elétrica para valores próximos a 0 (anos 2021 e 2022), armazenando a energia FV excedente para posterior utilização. No controle de demanda, o sistema de armazenamento atuou fornecendo energia para carga, de modo que a demanda contratada não foi ultrapassada.

4. CONCLUSÃO

O presente estudo teve como objetivo realizar uma avaliação técnica da integração de sistemas FV e BESS em estações de recarga de VEs, considerando a expansão da frota de veículos do CIMATEC Park entre 2021 e 2030. Para isso, simulações no *software* HOMER Grid foram realizadas, em que a modelagem, o dimensionamento e as análises dos resultados obtidos foram possibilitadas. As simulações, bem como as análises foram divididas em duas partes. Na primeira, realizou-se o dimensionamento ótimo de plantas FV para a estação, sendo visto que à medida que o número e a utilização diária de VEs evoluiu, a potência FV aumentou até o valor limite estabelecido de 75 kWp.

Entre outros aspectos, observou-se que com o aumento do número de VEs, a participação FV foi limitada em alguns cenários e em consequência, houve uma maior necessidade de participação da rede. Além disso, com o aumento da

potência FV, uma maior potência foi injetada na rede elétrica pela planta FV. Na segunda parte das simulações, verificou-se que a utilização de estação de recarga associada à planta FV e BESS possibilitou a manutenção da demanda contratada do CIMATEC Park com a concessionária de energia, bem como otimizou a geração FV. Em alguns casos, foi visto que a potência FV injetada na rede elétrica atingiu valores próximos de 0 a partir da utilização do sistema de armazenamento.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao SENAI CIMATEC pelo suporte técnico-científico e financeiro no Centro de Competências de Sistemas Elétricos.

REFERÊNCIAS

- ABVE. Eletrificados batem todas as previsões em 2021. 2022. Disponível em: <<http://www.abve.org.br/eletrificados-batem-todas-as-previsoes-em-2021/>> Acessado em: 06 jan. 2022.
- ANEEL. Perguntas e Respostas sobre a aplicação da Resolução Normativa nº 482/2012. 2017. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/FAQ+-V3_20170524/ab9ec474-7dfd-c98c-6753-267852784d86/>. Acessado em: 17 nov.2021.
- Ahmad, Aqueel et al. A review of the electric vehicle charging techniques, standards, progression and evolution of EV technologies in Germany. *Smart Science*, v. 6, n. 1, p. 36-53, 2018.
- Ajanovic, Amela; Haas, Reinhard; Schrödl, Manfred. On the Historical Development and Future Prospects of Various Types of Electric Mobility. *Energies*, v. 14, n. 4, p. 1070, 2021.
- Alkaws, Gamal et al. Review of Renewable Energy-Based Charging Infrastructure for Electric Vehicles. *Applied Sciences*, v. 11, n. 9, p. 3847, 2021.
- Autodata. EPE: 1 milhão de elétricos e híbridos no Brasil em 2030. 2020. Disponível em: <<https://www.autodata.com.br/noticias/2019/08/13/epe-1-milhao-de-eletricos-e-hibridos-no-brasil-em-2030-/29433/>>. Acessado em: 10 nov.2021.
- Cimatec, Senai. Apresentação do Cimatec Park. 2021. Disponível em: <<http://www.senaicimatec.com.br/expansoes/cimatec-park/#/>>. Acessado em: 12 nov.2021.
- Datta, Ujjwal; Kalam, Akhtar; Shi, Juan. Smart control of BESS in PV integrated EV charging station for reducing transformer overloading and providing battery-to-grid service. *Journal of Energy Storage*, v. 28, p. 101224, 2020.
- Das, H. S. et al. Electric vehicles standards, charging infrastructure, and impact on grid integration: A technological review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 120, p. 109618, 2020.
- De Rubens, Gerardo Zarazua et al. The market case for electric mobility: Investigating electric vehicle business models for mass adoption. *Energy*, v. 194, p. 116841, 2020.
- EPE. Micro e Minigeração Distribuída & Baterias. 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/>>. Acessado em: 17 nov.2021.
- GREENER. Estudo Estratégico - Geração Distribuída. 2021. Disponível em: <<https://greener.greener.com.br/estudo-gd-1s2021/>>. Acessado em: 17 nov.2021.
- Homer. HOMER software – the trusted global standard in hybrid power system modeling. 2021a. Disponível em: <<https://www.homerenergy.com/>>. Acessado em: 12 nov.2021.
- Homer. Glossary – net present cost. 2021.b. Disponível em: <https://www.homerenergy.com/products/grid/docs/latest/net_present_cost.html/>. Acessado em: 12 nov.2021.
- IEA. Global EV Outlook 2021. 2021. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2021/>>. Acessado em: 15 nov. 2021.
- Neoenergia. DIS-NOR-036 - Fornecimento de Energia Elétrica em Média Tensão de Distribuição à Edificação Individual. Disponível em: <<https://servicos.coelba.com.br/>>. Acessado em: 17 nov.2021.
- Ma, Chao-Tsung. System planning of grid-connected electric vehicle charging stations and key technologies: A review. *Energies*, v. 12, n. 21, p. 4201, 2019.
- Sadeghian, Hamidreza; Wang, Zhifang. A novel impact-assessment framework for distributed PV installations in low-voltage secondary networks. *Renewable Energy*, v. 147, p. 2179-2194, 2020.
- SCHIMPE, Michael et al. Energy efficiency evaluation of a stationary lithium-ion battery container storage system via electro-thermal modeling and detailed component analysis. *Applied energy*, v. 210, p. 211-229, 2018.

EVALUATION OF ELECTRIC VEHICLE CHARGING STATION USING PHOTOVOLTAIC SYSTEMS WITH BESS

Abstract. *Electric vehicle (EV) utilization had a significant increase, and it impacts directly in energy and transport sectors. They are associated with electric power systems for charging. To potentialize these benefits for the use of EVs need lower-carbon electric distribution systems. In that way, smart charging with a photovoltaic (PV) and energy storage (BESS) system is a good option for the management. For that purpose, forethought of the system capacity and components considering an EV increase has required. This work goal was to design a grid-connected charging station to meet the*

expansion of CIMATEC Park EV fleet between 2021 and 2030 with different scenarios of the intensity of vehicle use. The HOMER Grid software was used for system dimensioning, modeling, and simulation. In addition, among the parameters analyzed, the PV power needed to meet the EVs supply, the power requested by the station to the electrical grid, the number of contracted demand exceedances, and the PV power injected into the electrical grid were evaluated. The results show that a 75 kWp PV plant with 100kW/375 kWh BESS system gave grid support during EVs charging considering a use intensity of 218 km/day and power demand of 800 kW/day. In this system, BESS plays an important role even in the PV generation optimization than control demand.

Key words: *Electric Vehicle, Smart Charging, HOMER GRID*