

Metodologia para Avaliar a Viabilidade Econômica de Microrrede Voltada às Recargas de Veículos Elétricos em Rodovias

Joelson Lopes da Paixão*. Alzenira da Rosa Abaide**. Leonardo Nogueira Fontoura da Silva***

*Universidade Federal de Santa Maria, UFSM,
Brasil (Tel: 55-99954-2497; e-mail: joelson.paixao@hotmail.com).

**Universidade Federal de Santa Maria, UFSM,
Brasil (Tel: 55-3220-8792; e-mail: alzenira@ufsm.br).

***Universidade Federal de Santa Maria, UFSM,
Brasil (Tel: 55-9945-0096; e-mail: leo.nogueirafs@gmail.com).

Abstract: Concerns about the availability of environmental resources, together with the increasing degradation of the environment, have encouraged society to seek/develop new alternatives in the energy and transport sectors. In this way, large investments have been made in the use of energy from renewable sources, as well as in the transition to mobility without CO₂ emissions. Therefore, following this bias, the article proposes a methodology to estimate the economic feasibility of implementing a fast-charging station for electric vehicles (EVs) on highways. The study considers a microgrid structure, composed of generations, a fast charger, and energy storage. Generation and consumption scenarios (EV recharges) are estimated for the following years in the microgrid. Considering the investments made for the implementation of the infrastructure and the estimates of revenues and costs, the payback time of the initial investment is evaluated. In the case study carried out, zeroing out the initial investments would take at least 8/9 years. If the structure only had generation elements, the period would be reduced to 6/7 years. Other analyses can consider the marginal fee to be charged so that the invested capital returns within a certain period.

Resumo: As preocupações com a disponibilidade dos recursos ambientais, juntamente com a crescente degradação do meio ambiente têm estimulado a sociedade a buscar/desenvolver novas alternativas nos setores de energia e transportes. Dessa forma, vultuosos investimentos têm sido empregados no aproveitamento energético a partir de fontes renováveis, bem como na transição para a mobilidade sem emissões de CO₂. Portanto, seguindo esse viés, o artigo propõe uma metodologia para estimar a viabilidade econômica da implantação de estação de recarga rápida de veículos elétricos (VEs) em rodovias. O estudo considera uma estrutura de microrrede, composta por gerações, carregador rápido e armazenamento de energia. Cenários de geração e consumo (recargas de VEs) são estimados para os anos seguintes na microrrede. Considerando os investimentos realizados para a implantação da infraestrutura e as estimativas de receitas e custos, é avaliado o tempo de retorno do investimento inicial. No estudo de caso realizado, para zerar os investimentos iniciais seriam necessários ao menos 8/9 anos. Caso a estrutura tivesse apenas os elementos de geração, o período seria reduzido para 6/7 anos. Outras análises podem ser realizadas considerando tarifa marginal a ser cobrada, para que o capital investido retorne em até determinado período.

Keywords: Return of Investment; Microgrid; Fast-Charging Station; Recharges on Highways; Electric Vehicles and Distributed Generation.

Palavras-chaves: Retorno de Investimento; Microrrede; Estação Rápida de Recargas; Recargas em Rodovias; Veículos Elétricos e Geração Distribuída.

1. INTRODUÇÃO

O desenvolvimento de veículos automotores, disponíveis e acessíveis à população, foi um dos maiores avanços do século XIX. Esse tipo de veículo se popularizou, se aprimorou e ganhou mercado no decorrer dos anos seguintes a sua invenção. Naquela época a população mundial era menor, bem como os níveis de poluição, emissões e, inclusive, o conhecimento humano sobre os impactos que causamos ao

planeta. Sucessivamente, à medida que os veículos ganharam participação em escala mundial, tornando-se acessíveis à praticamente toda a população, juntamente com o desenvolvimento científico, passou-se a entender que o uso de veículos à combustão era extremamente nocivo ao meio ambiente. As emissões de CO₂ e de demais gases contribuem para a aceleração do efeito estufa, além de facilitar o surgimento de uma série de doenças respiratórias decorrentes

da poluição do ar (Sales and Uhlig, 2017; Luca de Tena and Pregar, 2018).

O desenvolvimento da humanidade vem demandando novos e contínuos esforços para combinar crescimento, progresso e sustentabilidade. Frente a esses novos desafios, muitas nações já começaram a trabalhar em soluções para limpar a matriz energética e também promover uma mobilidade mais limpa e livre de CO₂ (IEA, 2019). No setor de geração de eletricidade políticas em prol de fontes renováveis juntamente com investimentos em tecnologia e inovação têm norteado países a apostar em sistemas de geração eólicos e fotovoltaicos, por exemplo. Fatores como: dependência energética, escassez de recursos naturais não renováveis e o barateamento dos sistemas renováveis têm ajudado na dispersão das fontes limpas pelo mundo (Khan *et al.*, 2018; Ahmed *et al.*, 2020; IRENA, 2020).

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA), as fontes renováveis, em particular as tecnologias eólica e solar, são responsáveis por uma das maiores parcelas das reduções globais de emissões de CO₂ entre 2020 e 2030. A implantação da tecnologia de energia renovável permite a mitigação do investimento em novas usinas de geração de energia de combustível fóssil e o deslocamento da geração de carvão, gás e usinas de petróleo existentes (IEA, 2022b).

O setor de transportes corresponde por mais de 30% da energia mundialmente consumida, também é um grande responsável pelas emissões de CO₂, com participação próxima a 20% no total de emissões. A principal fonte energética do setor de transportes é o petróleo. Esse consumo é dividido entre transporte rodoviário (que representa cerca de 72% do total), transporte ferroviário (4%), transporte marítimo (8%), transporte aéreo (6%), e transporte por ônibus (1%). O transporte rodoviário é a principal fonte de emissão de gases de efeito estufa relacionados ao transporte (IEA, 2022c).

Desde a retomada dos investimentos e interesses na eletrificação da frota veicular no século XXI, a disseminação de VEs tem sido crescente ano a ano. Dados da IEA indicam uma frota global próxima aos 15 milhões de VEs puros, conforme mostra a Fig. 1. Para o ano de 2022, a IEA já estimava que até 13% dos carros de passeio leves vendidos seriam elétricos (IEA, 2022a).

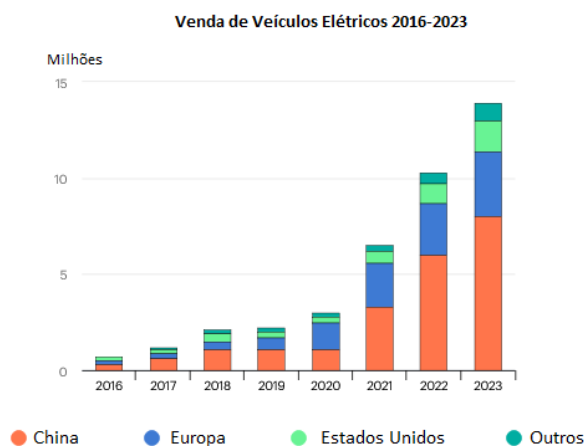


Fig. 1: Venda de VEs nos últimos 8 anos no mundo.

A maturação e efetivação do mercado de VEs depende de condições favoráveis em termos políticos, econômicos e de infraestrutura (Khan *et al.*, 2018). Embora a maioria das recargas de VEs ocorram em ambientes residenciais ou estacionamentos, uma parcela dos carregamentos demanda pontos públicos distribuídos nas cidades e também em rodovias (Das *et al.*, 2020). Essas estações públicas têm a função de complementar a carga em longos trajetos, nos quais a autonomia dos VEs não é suficiente, ou até mesmo para garantir uma autonomia mínima remanescente ao final da viagem, reduzindo a Taxa de Ansiedade do condutor.

Estudos apontam que é necessário ao menos uma estação rápida de recarga para cada 1000 VEs, semelhante ao que se tem com os veículos a combustão (Gnann *et al.*, 2018). A distribuição de postos públicos de recarga rápida já ultrapassou as 600 mil unidades ao redor do mundo, sendo a China a que concentra as maiores quantidades de carregadores. Em relação ao *marketshare* de VEs, atualmente, a Noruega é o país com a melhor distribuição de estações de recarga, apresentando 1 estação para cada 35 VEs (IEA, 2022d). O Brasil possui relação parecida, com 34 VEs por estação pública de recarga. No entanto, aqui a participação de VEs é muito baixa, corresponde a menos de 0.3% da frota total de veículos leves, enquanto lá é próxima dos 20% da frota total, com participação acima de 80% nas vendas de novos veículos.

No Brasil os números de VEs já comercializados e de infraestruturas de recargas públicas ainda é muito baixo se comparado aos números de China e Europa. Mesmo assim, alguns passos já vêm sendo dados e são importantes para alavancar e solidificar a entrada do VE. Um deles é o investimento em infraestruturas de recarga rápida em rodovias, pois permitem viagens mais longas e dão segurança aos motoristas.

Nesse artigo é proposto o estudo da viabilidade financeira do investimento em infraestrutura de recarga rápida junto às rodovias, visto que a demanda é crescente e vital para a dispersão e crescimento do mercado de VEs. Estimar a rentabilidade da implantação é necessária, pois auxilia na tomada de decisão sobre os investimentos e permite vislumbrar um horizonte de retorno do capital inicial e receitas. No estudo são abordadas duas configurações de estação rápida de recarga de VEs, uma somente com carregador veicular rápido, e outra no conceito de microrrede, com geração distribuída e armazenador local de energia.

2. CONTEXTUALIZAÇÃO ACERCA DO TEMA

Os investimentos em fontes renováveis bem como em infraestruturas voltadas à mobilidade elétrica, por ainda serem onerosos, demandam uma atenção especial no quesito técnico. Estudos voltados a avaliação do potencial de geração para a fonte a ser explorada devem ser conduzidos na(s) região(ões) de interesse para mapear os locais com condições mais favoráveis (Paixão *et al.*, 2021).

Toda a etapa de projeto, instalação e usabilidade de estações de recarga rápida são dependentes de diversos fatores. Inclusive os custos relativos a implantação de uma infraestrutura pode variar bastante dependendo do local de

instalação, como condições do sistema elétrico local, necessidades de criação de circuitos novos ou reforços dos existentes. Variáveis socioeconômicas também podem influenciar na tomada de decisão, uma vez que regiões com padrões econômicos mais elevados tendem a ser mais aderentes às inovações. Portanto, estudos preliminares de avaliações macro dos locais candidatos podem ser ferramentas úteis para endossar decisões e garantir o sucesso dos empreendimentos (Da Paixão et al., 2021).

Modelagens de estimativas de uso, ocupação e operação de estações rápidas de recargas são alternativas comumente empregadas quando há falta de informações suficientes ou ausência de banco de dados históricos. Na literatura diferentes metodologias são propostas como ferramentas para modelar e estimar o comportamento de recargas de VEs ao longo de períodos, como: dias, meses ou anos (Ivarsoy, Torsater and Korpas, 2020; Da Silva et al., 2021; Paixão et al., 2022; Silva et al., 2023). Diversas variáveis são responsáveis e contribuem para o comportamento de recargas em rodovias, como: fluxo de veículos, *marketshare* de VEs, capacidade de baterias, tipo de viagem, condições climáticas, disponibilidades de estação de recargas, infraestruturas de recarga, etc.

3. METODOLOGIA PROPOSTA

Nessa seção é apresentada a metodologia proposta no trabalho, a qual é composta por 3 pilares principais, que são: a estimação de eventos de recargas na estação, previsão da geração de energia localmente e análise do fluxo de caixa ao longo do período avaliado, conforme mostra a Fig. 2.

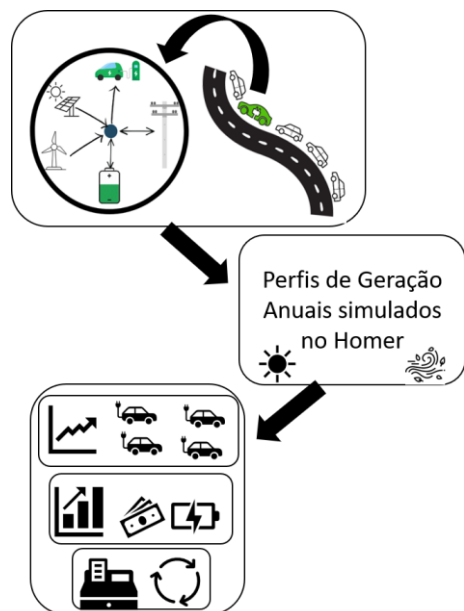


Fig. 2: Ilustração dos 3 pilares metodológicos.

3.1 Modelagem das Recargas de VEs

A estimação do montante de energia que será demandado ao longo do tempo para o suprimento das recargas dos VEs está diretamente ligado aos eventos de recargas. Esse volume de energia é suprido via geração local, armazenador e/ou

proveniente da rede elétrica. Para a energia vendida nas operações de recargas, há um retorno financeiro variável, conforme a fonte utilizada. Quando utilizada a própria geração local da microrrede, o retorno tende a ser maior, visto que o proprietário não está comprando energia, somente vendendo. Vale lembrar que há um investimento inicial na composição da infraestrutura completa, assim o aproveitamento dessa energia acelera a recuperação dos investimentos num primeiro momento e, posteriormente, maximiza os lucros.

Em estações rápidas de recargas os eventos de recargas são altamente randômicos. Ou seja, recargas podem ocorrer em diferentes períodos do dia, oscilar com as sazonalidades de fluxo da rodovia, com as condições climáticas, com a participação de VE na frota veicular, tipos de VEs, comportamentos dos usuários, entre outras variáveis. Logo, aqui são gerados eventos de recargas baseados no fluxo, médio de VEs na rodovia, tipos de VEs, capacidade de baterias, fator de ocupação do local, como feito em (Ivarsoy, Torsater and Korpas, 2020; Paixão et al., 2022).

Essa metodologia permite gerar via Simulação de Monte Carlo perfis de recarga para cada dia ao longo do ano, com base nos padrões e funções de probabilidade de ocorrência. A partir do total de cenários simulados é possível encontrar curvas médias de carga para a estação ao longo das 24 horas diárias. Por consequência, à medida que a participação de VEs aumenta, os eventos de recargas tendem a ficar mais frequentes e intensos, aumentando também a curva média de carregamento observada na estação.

3.2 Geração Estimada Anualmente

A estimação do montante de energia gerado localmente na estação rápida de recargas, em composição de microrrede, corresponde ao segundo pilar da metodologia. Determinadas as fontes de geração que serão instaladas, é possível utilizar-se de métodos matemáticos e/ou ferramentas computacionais para obter o montante de energia gerado ao longo do período escolhido, comumente anos.

Nesse artigo a geração de energia local é estimada por simulações anuais no *software* Homer versão 3.14.2. Tendo o local de instalação definido, é possível estimar o perfil diário de produção de energia para o período de tempo desejado (dia, semana, mês ou ano). A resolução dos dados meteorológicos importados pelo Homer é geralmente de hora em hora. Contudo, caso haja posse de dados de outras fontes ou dados experimentais, por exemplo, estes podem ser carregados facilmente no Homer como arquivos no formato .txt.

3.3 Análise da Viabilidade do Empreendimento

Por fim, vem o terceiro pilar, que é voltando ao balanço das receitas e despesas ao longo do tempo. A partir dessa análise, encontra-se um período no qual as receitas oriundas da operação da microrrede sejam capazes de liquidar os investimentos iniciais.

É válido ressaltar que, ao longo dos anos subsequentes, deve haver alterações nas variáveis que compõem o problema. Em

outras palavras, a frota de VEs circulantes tende a aumentar, da mesma forma, os custos com a compra de energia para suplementar as demandas das recargas também deve variar, se tornando mais oneroso. Assim, essas variáveis serão atualizadas nos anos seguintes com base na tendência de variação observada a partir dos dados históricos dos últimos anos. Portanto, considerando a base de dados histórica de cada uma dessas grandezas, é ajustada uma linha de tendência, com a qual se pode deduzir valores futuros acurados, caso a tendência de evolução não mude drasticamente.

A viabilidade econômica está atrelada ao balanço entre os gastos e receitas decorrentes de um projeto ou investimento. Pode ser entendida também como a determinação do tempo total necessário para que os investimentos iniciais sejam quitados, de maneira a encontrar o *payback* (tempo de retorno do investimento inicial).

Essa análise de viabilidade será realizada a partir do método de Valor Presente Líquido (VPL), o qual traz para o presente todos os fluxos de caixa esperados no futuro. Nas avaliações, enquanto o VPL possuir valor negativo, o valor investido ainda não está totalmente recuperado. Quando o VPL ficar zerado, significa que o investimento inicial foi pago, então pode-se calcular o período que foi necessário para reaver o investimento (*payback*). A partir desse período o investimento inicial foi recuperado, e os fluxos de caixas vão corresponder aos lucros (no caso de valores positivos) ou prejuízos (no caso de valores negativos) decorrentes da operação do empreendimento.

É fortemente recomendada a utilização de alguma taxa de correção ao trazer valores futuros para o presente. Esse artifício matemático ajuda a corrigir as desvalorizações da moeda ao longo do tempo (meses, anos, etc.). Nesse trabalho é proposto o uso da média da Taxa Selic (MTS), observada nos últimos 20 anos, como taxa de correção aplicada, conforme dado em (1).

$$MTS = \frac{\sum_{i=0}^n TS_i}{n} \quad (1)$$

onde: TS_i é a taxa Selic no período i , enquanto n é o total de períodos considerados (meses ou anos). Dessa forma, os fluxos de caixa futuros, de venda de energia em recargas, terão os valores corrigidos por essa taxa, MTS. Portanto os valores no presente serão dados ajustados conforme (2).

$$VPL = \frac{\sum_{i=0}^n VF_i}{(1 + MTS)^i} \quad (2)$$

onde: VPL é o valor presente líquido, VF_i é o valor futuro no período i , enquanto n é o total de períodos considerados (meses ou anos). Nesse trabalho são considerados períodos n como anos.

4. ESTUDO DE CASO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

O estudo de viabilidade econômica é aplicado considerando uma estação rápida de recargas de VEs, na formação de microrrede, composta por unidade geradora fotovoltaica de 9 kWp (no formato de *carport*), aerogerador de 24 kW/30 kVA,

banco de baterias com capacidade de armazenamento de 215 kWh de energia e potência máxima despachável de 100 kW e um carregador rápido de 60 kW (3 tipos de conectores, capaz de realizar até duas recargas simultâneas), conforme ilustrado na Fig. 3. Essa microrrede está alocada junto a um estabelecimento comercial (posto de combustível), no município de Osório-RS, conforme estudos realizados previamente (Da Paixão *et al.*, 2021).

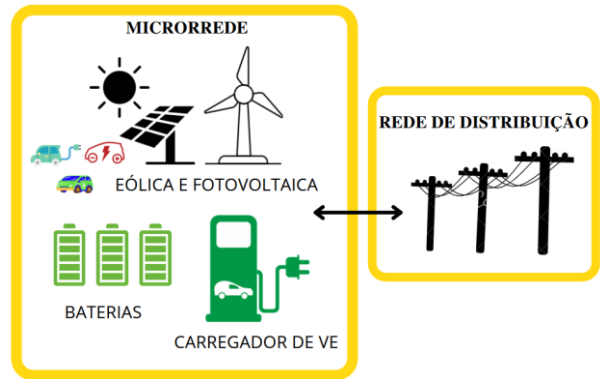


Fig. 3: Microrrede e elementos que a compõem.

Na configuração de microrrede, o banco de baterias opera, mantendo sempre um mínimo de 30% de energia reserva, para garantir a operação mesmo em *off-grid*. Ademais, ao longo da operação da microrrede o armazenador busca utilizar localmente a energia gerada, reduzindo as injeções de energia para a rede elétrica local.

O custo de implantação da infraestrutura completa é de 1,5 milhões. Caso, seja considerado somente o carregador rápido o valor fica em R\$ 350 mil, já o carregador com as fontes de geração eólica e fotovoltaica, o valor fica em R\$ 650 mil. Esses valores são baseados em cotações de mercado realizadas no ano de 2022.

4.1 Estimação das Recargas na Microrrede

Simulações de geração de eventos de carregamentos foram rodadas ao longo dos anos para estimar as recargas. Como já comentado, o fluxo de VEs diários na rodovia é sazonal, os períodos de chegadas também oscilam ao longo dia, a quantidade de energia solicitada por carregamento é dependente do tipo e capacidade do VE, bem como do estado de carga inicial (*State of Charge – SoC*) das baterias. Na Fig. 4 é mostrada a curva média de potência demandada nas recargas de VE, por fase, obtida a partir das simulações anuais.

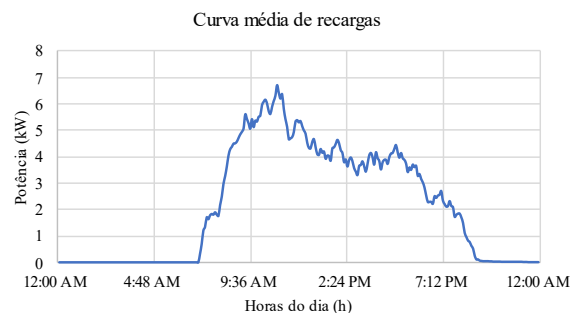


Fig. 4: Curva média de potência de carregamento.

O comportamento exato de eventos de recargas em rodovias é bastante incerto, dessa forma o uso de média da tendência de comportamento foi o artifício escolhido para contornar essa dificuldade. Essa curva representa o valor médio de potência solicitado ao longo do dia por recargas de VEs.

4.2 Estimação da Geração Anual na Microrrede

Ao longo de um ano simulado, o montante de energia médio gerado localmente foi de 4.052 kWh para o sistema fotovoltaico e de 25.164 kWh para o aerogerador. Esse montante médio de energia obtido será considerado para todos os anos, atual e subsequentes, visto que as gerações estão associadas às variáveis meteorológicas que têm um comportamento bem definido e típico ao longo do ano. Logo, a geração média anual deve sofrer pouca variação de um ano para outro. Na Fig. 5 a curva média diária de potência pode ser observada para ambas as gerações, eólica e fotovoltaica. Essas curvas representam a potência média observada ao longo de um dia.

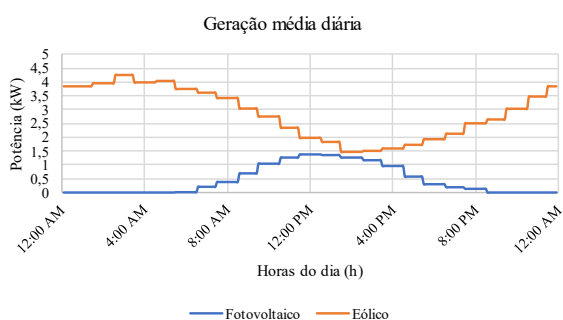


Fig. 5: Curvas médias de geração (Eólica e Fotovoltaica).

4.3 Avaliação da Viabilidade Econômica

Para inicializar o problema, é adotada uma tarifa média de R\$ 1,5 por kW. Esse valor é basicamente o dobro do que está sendo cobrado na tarifa média de energia, para consumidores comerciais atualmente. É considerado competitivo frente à gasolina, pois com esse valor, tendo uma média de consumo no VE de 4 km/kWh, seria possível rodar 16 km por 6 reais. Ou seja, preço equivalente a um litro de gasolina para um veículo tradicional, com média de consumo de 16 km/ℓ. Para estimação da evolução da tarifa nos próximos anos, e atualização do preço cobrado por kWh nas recargas, foi traçada uma linha de tendência a partir dos dados históricos de tarifa energética nos últimos 10 anos, conforme mostrado na Fig. 6 (ANEEL, 2023).

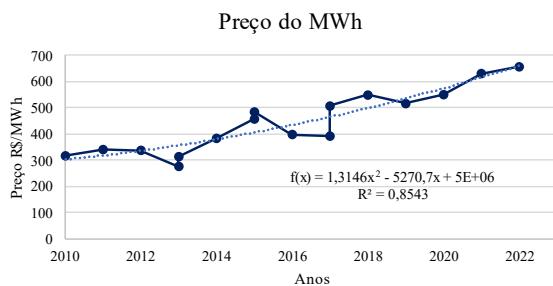


Fig. 6: Preço histórico do MWh para o consumidor comercial.

A partir da equação polinomial de 2º grau obtida foi estimado o valor a ser cobrado por kWh nos próximos 15 anos considerando a tendência de crescimento observada até então, conforme mostrado na Tabela 1.

Tabela 1. Tarifa estimada para os próximos anos.

Ano	Tarifa (R\$/kWh)
2024	1,50
2025	1,68
2026	1,78
2027	1,89
2028	1,99
2029	2,11
2030	2,23
2031	2,35
2032	2,48
2033	2,61
2034	2,75
2035	2,89
2036	3,04
2037	3,19
2038	3,35

Fonte: Autoria própria.

Da mesma forma, a partir dos dados históricos de vendas de VEs nos últimos anos, foi interpolada uma curva de tendência de dispersão do VEs nos próximos anos, conforme mostrado na Fig. 7 (NeoCharge, 2023).

VE (Exponencial e Polinomial)

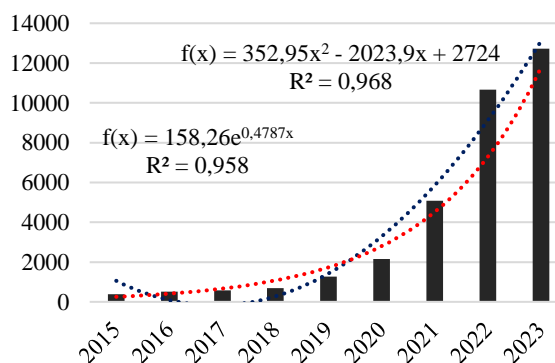


Fig. 7: Curvas estimadas para modelar crescimento do VE.

Considerando as estimativas de crescimento de tarifas de energia e de VE via curva exponencial e polinomial, procedeu-se para a análise econômica do investimento da infraestrutura de recargas. Foram estimados os valores futuros médios de geração, recargas e tarifas. Para realizar a análise sobre o *payback* do investimento, os valores de receita futuros, decorrentes da venda de kWh, foram atualizados para o tempo presente, via taxa MTS, que possui valor de 11,5% ao ano (Ávila, 2023). O valor médio energia gerado pelas fontes eólica e fotovoltaica ficou em 29.216 kWh. Nas Tabela 2 e Tabela 3 são mostrados os valores obtidos nos estudos para os próximos 15 anos.

Tabela 2. Resumo dos dados estimados para os próximos 15 anos, com crescimento de frota de VEs polinomial.

Ano	Energia vendida nas recargas (kWh)	Receita líquida (R\$)	VPL (R\$)
2024	18.816	33.424	33.424
2025	34.263	53.416	47.906
2026	43.275	63.986	51.468
2027	53.331	75.583	54.526
2028	64.431	88.207	57.069
2029	76.576	101.857	59.104
2030	89.764	116.533	60.646
2031	103.996	132.236	61.720
2032	119.272	148.965	62.357
2033	135.592	166.721	62.591
2034	152.956	185.503	62.460
2035	171.364	205.312	61.999
2036	190.816	226.147	61.248
2037	211.311	248.008	60.241
2038	232.851	270.896	59.013
Soma	1.698.620	2.116.801	855.778

Fonte: Autoria própria.

Tabela 3. Resumo dos dados estimados para os próximos 15 anos, com crescimento de frota de VEs exponencial.

Ano	Energia vendida nas recargas (kWh)	Receita líquida (R\$)	VPL (R\$)
2024	18.816	33.424	33.424
2025	45.308	62.804	56.327
2026	73.126	89.360	71.877
2027	118.023	130.572	94.194
2028	190.486	195.354	126.393
2029	307.440	298.092	172.972
2030	496.201	462.005	240.435
2031	800.855	724.567	338.185
2032	1.292.560	1.146.261	479.827
2033	2.086.160	1.824.704	685.044
2034	3.367.009	2.917.449	982.324
2035	5.434.268	4.678.781	1.412.893
2036	8.770.772	7.519.110	2.036.423
2037	14.155.806	12.100.829	2.939.286
2038	22.847.116	19.493.021	4.246.499
Soma	60.003.947	51.676.329	13.916.101

Fonte: Autoria própria.

Nas simulações de crescimento da frota de VEs, se obteve um crescimento do percentual de participação de 0,0212% em 2023 para 0,26% em 2038, considerando a tendência polinomial. Quando considerada a tendência exponencial, o percentual de participação do VE vai para 25,74% em 15 anos.

4.4 Discussão dos Resultados

Com base nos resultados obtidos é possível dizer que caso crescimento de VEs, bem como a participação nas recargas siga o comportamento polinomial de crescimento, o investimento só seria vantajoso considerando implementação de um carregador rápido, ou com carregador rápido e *carport*

fotovoltaico. Nesse caso, o investimento seria reavido entre 7 e 8 anos. No caso da infraestrutura com carregador, sistema fotovoltaico e eólico, o capital investido só seria recuperado em 12 anos. Enquanto que no investimento com a microrrede completa não seria possível reaver o capital investido em até 15 anos.

Por outro lado, quando a tendência de crescimento de VE é exponencial, o capital inicial consegue ser recuperado entre 8 e 9 anos. Se for desconsiderado o armazenador, o investimento é recuperado entre 6 e 7 anos. E, somente com carregador ou carregador e sistema fotovoltaico, o tempo de recuperação do capital investido seria de 5 anos.

Despesas relacionadas à manutenção dos equipamentos foram desprezadas, visto que a vida útil deles é superior aos tempos calculados no retorno do investimento (exceto, para a microrrede). Quanto à operação, os custos são nulos, pois esse tipo de empreendimento é operado diretamente pelo usuário, não sendo necessária a presença de um operador, como é o caso dos frentistas. O próprio usuário de VE faz a recarga e o pagamento desta de maneira autônoma. Vale ressaltar que, devido aos custos elevados desse tipo de empreendimento, pode ser adicionado um custo de seguro anual, como meio de salvaguardar o proprietário de eventuais desastres naturais ou criminosos.

Com base no observado, o caminho mais prudente para o investidor seria a implantação de um *carport* fotovoltaico, com carregador rápido. No decorrer dos anos, conforme o desempenho observado na estação e no comportamento de mercado de VEs, poderiam ser reavaliadas as possibilidades de ampliação da infraestrutura com geração eólica e/ou acréscimo de sistema fotovoltaico.

A estrutura completa de microrrede acaba tendo um acréscimo demasiado nos custos totais de implementação. Embora os preços dos sistemas de armazenamento tenham tido um decaimento acelerado nos últimos anos, o valor médio do quilowatt-hora ainda é bastante elevado, o que pode limitar a aplicação desses sistemas.

5. CONCLUSÕES

É notória a necessidade mundialmente por soluções em termos de eletricidade e mobilidade. Ambos os setores, utilizando como matéria prima derivadas de petróleo, causam impactos ambientais graves e crescentes, além de estarem dependentes de uma fonte finita. Soluções vêm sendo propostas e aplicadas para que este cenário seja revertido. Um exemplo disso são os fomentos para a implantação de sistemas renováveis de energia e de veículos livres com zero emissão de poluentes.

Dessa forma, esse trabalho buscou fazer uma análise sobre a viabilidade econômica do uso integrado de sistemas de geração renovável juntamente com estação rápida de carregamento de VEs em rodovias. Ambos os elementos são peças vitais para a efetivação dos objetivos de transição eletroenergética. Os resultados obtidos mostraram que a associação de carregadores rápidos com fontes renováveis é positiva, e caso o crescimento dos números de VEs se confirme, os investimentos iniciais podem ser recuperados em até 8 anos.

Como trabalhos futuros é sugerido um refinamento no estudo atual, considerando-se tarifas horárias diferenciadas e atualização do *net metering* quando há energia excedente no sistema local sendo injetada na rede de distribuição. Outra sugestão é a proposição de uma tarifa marginal a ser cobrada nas recargas para que o investimento tenha um *payback* de determinado período.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio técnico e financeiro da Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE-D) e Grupo Equatorial de Energia, (projeto de P&D ANEEL - CEEE/EQUATORIAL/UFMS nº 500004061), Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia em Sistemas de Geração Distribuída de Energia (INCT -GD), Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código Financeiro 001 e (nº 23038.000776/2017-54) –, e Universidade Federal de Santa Maria (UFMS), instituições brasileiras.

REFERÊNCIAS

- Ahmed, S.D. *et al.* (2020) ‘Grid Integration Challenges of Wind Energy: A Review’, *IEEE Access*, 8(type 1), pp. 10857–10878. Available at: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2964896>.
- ANEEL (2023) *Ranking das Tarifas — Agência Nacional de Energia Elétrica*. Available at: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/ranking-das-tarifas> (Accessed: 12 June 2023).
- Ávila, L. (2023) *Média histórica da Taxa Selic*. Available at: <https://clubedospoupadores.com/tesouro-direto/media-historica-selic.html> (Accessed: 13 June 2023).
- Das, H.S.S.S. *et al.* (2020) ‘Electric vehicles standards, charging infrastructure, and impact on grid integration: A technological review’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 120(November 2019), pp. 1–27. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109618>.
- Gnann, T. *et al.* (2018) ‘Fast charging infrastructure for electric vehicles: Today’s situation and future needs’, *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 62(March), pp. 314–329. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.trd.2018.03.004>.
- IEA (2019) *World Energy Outlook 2019*, International Energy Agency. IEA Publications.
- IEA (2022a) *Electric vehicles - Fuels & Technologies*. Available at: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/electric-vehicles> (Accessed: 16 January 2023).
- IEA (2022b) *Renewables – Analysis*. Available at: <https://www.iea.org/reports/renewables> (Accessed: 16 January 2023).
- IEA (2022c) *Transport – Topics*. Available at: <https://www.iea.org/topics/transport> (Accessed: 16 January 2023).
- IEA (2022d) *Trends in charging infrastructure – Global EV Outlook 2022*. Available at: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2022/trends-in-charging-infrastructure> (Accessed: 17 January 2023).
- IRENA (2020) *Solar energy*. Available at: <https://www.irena.org/solar> (Accessed: 10 August 2021).
- Ivarsoy, E., Torsater, B.N. and Korpas, M. (2020) ‘Stochastic load modeling of high-power electric vehicle charging - A norwegian case study’, *SEST 2020 - 3rd International Conference on Smart Energy Systems and Technologies*, pp. 3–8. Available at: <https://doi.org/10.1109/SEST48500.2020.9203102>.
- Khan, S. *et al.* (2018) ‘A Comprehensive Review on Solar Powered Electric Vehicle Charging System’, *Smart Science*, 6(1), pp. 54–79. Available at: <https://doi.org/10.1080/23080477.2017.1419054>.
- Luca de Tena, D. and Pregger, T. (2018) ‘Impact of electric vehicles on a future renewable energy-based power system in Europe with a focus on Germany’, *International Journal of Energy Research*, 42(8), pp. 2670–2685. Available at: <https://doi.org/10.1002/er.4056>.
- NeoCharge (2023) *Frota de Carros Elétricos no Brasil*. Available at: <https://www.neocharge.com.br/carros-eletricos-brasil> (Accessed: 12 June 2023).
- Paixão, J.L. *et al.* (2022) ‘Proposal and simulation of electrical impacts of microgrid for EV recharging on highway’, in *CIREDD Porto Workshop 2022: E-mobility and power distribution systems*. Institution of Engineering and Technology, pp. 1099–1103. Available at: <https://doi.org/10.1049/icp.2022.0884>.
- Paixão, J.L. da *et al.* (2021) ‘Critérios para avaliar áreas elegíveis para a instalação de microgeração eólica’, in *Anais do I Brazilian Congress of Engineering*. brazco, p. Available at: <https://doi.org/10.51162/brc.eng2021-0012>.
- Da Paixão, J.L. *et al.* (2021) ‘EV fast charging microgrid on highways: A hierarchical analysis for choosing the installation site’, in *2021 56th International Universities Power Engineering Conference: Powering Net Zero Emissions, UPEC 2021 - Proceedings*. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. Available at: <https://doi.org/10.1109/UPEC50034.2021.9548256>.
- Sales, C. and Uhlig, A. (2017) ‘A energia renovável variável’, *Valor Econômico*, p. 3. Available at: www.acendebrasil.com.br (Accessed: 9 November 2020).
- Da Silva, L. *et al.* (2021) ‘Proposal of a load curve modeling applied to highway EV Fast charging stations’, *2021 56th International Universities Power Engineering Conference: Powering Net Zero Emissions, UPEC 2021 - Proceedings* [Preprint]. Available at: <https://doi.org/10.1109/UPEC50034.2021.9548220>.
- Silva, L.N.F. *et al.* (2023) ‘ANALYSIS OF STOCHASTIC LOAD BEHAVIORS ON FAST CHARGING STATIONS OPERATIONAL PLANNING AND BUSINESS MODEL Leonardo’, in *CIREDD 2023 International Conference & Exhibition on Electricity Distribution*, pp. 12–15.