



UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

**Danilo Roberto da Fonseca
Maria Gabriela Pereira Brito
Thiago Troaca Piovesan**

**Geração de Energia Elétrica
Etapa final - Projeto Final
Estação de Recarga Off-Grid para Veículos Elétricos**

**Apucarana
2025**

Sumário

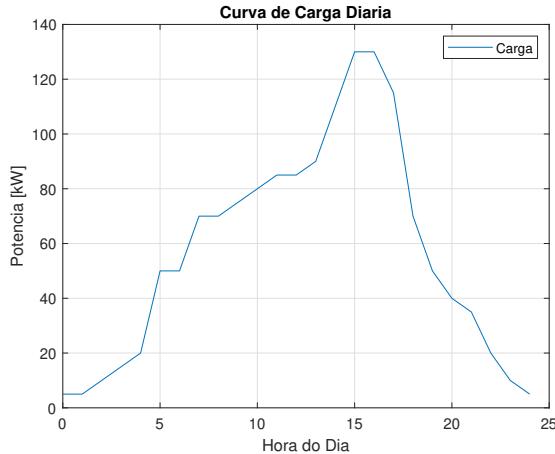
1 Análise da Demanda	3
1.1 Caracterização da curva de carga	3
1.2 Cálculo da demanda máxima	4
1.3 Fator de carga	4
1.4 Consumo anual de energia	4
2 Dimensionamento Técnico	6
2.1 Estimativa da potência instalada necessária para cada solução	6
2.2 Consideração do fator de capacidade de cada tecnologia	6
2.3 Dimensionamento preliminar dos principais equipamentos	6
2.3.1 Sistema fotovoltaico	6
2.3.2 Sistema do gerador a diesel	8
2.3.3 Banco de Baterias	8
3 Simulação	10
3.1 Resultados	11
4 Análise de Produção	13
4.1 Estimativa da geração anual de energia para cada solução	13
4.2 Uso de dados de recursos energéticos da região de implantação fictícia	13
5 Análise Econômica	14
5.1 Investimento inicial (CAPEX)	14
5.2 Estimativa dos Custos de Operação e Manutenção (OPEX)	14
5.2.1 Estimativa numérica do OPEX anual	15
5.3 Cálculo do Custo Nivelado de Energia (LCOE)	16
5.3.1 Cálculo do LCOE (modelo simplificado)	17
6 Análise Qualitativa	18
6.1 Impactos socioambientais	18
6.2 Confiabilidade	18
6.3 Flexibilidade operacional	19
7 Conclusão	21

1 Análise da Demanda

1.1 Caracterização da curva de carga

Durante nossas pesquisas sobre o tema, não encontramos uma curva de carga específica para um eletroposto localizado em uma rodovia distante, porém levando em consideração as informações encontradas durante as pesquisas, a curva apresentada na figura 1 foi construída.

Figura 1: Curva de carga diária



Fonte: Autoria própria

A curva evidencia picos de consumo concentrados nos horários de maior fluxo veicular (entre as 16 e 18 horas), com o início da utilização no começo dos turnos de trabalho (entre 6 e 8 horas) e períodos de menor utilização durante a madrugada. O pico de potência fica em torno de 130 kW, que é, aproximadamente, a potência correspondente a 6 carregadores de 22 kW ligados simultaneamente, considerando o carregador da figura 5. Essas informações serão utilizadas para o correto dimensionamento da capacidade do sistema fotovoltaico, do banco de baterias e da potência nominal do gerador a diesel, garantindo o equilíbrio entre geração e demanda. Temos a carga total diária representada em 1.

$$E_{diaria} = \sum Pot/Horas = 1.425 MWh \quad (1)$$

Figura 2: Carregador NeoCharge 22kW



Fonte: NeoCharge

1.2 Cálculo da demanda máxima

A demanda máxima do eletroposto corresponde ao maior valor instantâneo de potência solicitado pelos carregadores durante o período de operação. Com base na curva de carga elaborada, é possível observar que o pico diário ocorre entre 16 e 18 hrs, momento em que, como já explicado acima, até 6 carregadores podem operar simultaneamente. Considerando carregadores rápidos de 22 kW cada, a potência máxima estimada é:

$$P_{max} = 6 \cdot 22 \text{ kW} = 130 \text{ kW} \quad (2)$$

Esse valor será utilizado como referência para o dimensionamento do sistema fotovoltaico, do banco de baterias e do gerador auxiliar. Além disso, é recomendado aplicar um fator de segurança entre 10% e 20%, devido à incerteza da demanda real em regiões remotas.[1]

1.3 Fator de carga

O fator é uma métrica que avalia o quanto uniforme é o consumo de energia ao longo do tempo, e pode ser definido da seguinte maneira:

$$FC = \frac{E_{diaria}}{P_{max} \cdot 24h} \quad (3)$$

Sendo E_{diaria} a energia consumida por dia e P_{max} a potência máxima consumida pelo sistema. Um baixo fator de carga indica grandes variações entre horas de pico e horas de pouca utilização, o que é típico em eletropostos de rodovias. A partir da curva modelada de carga diária, estima-se um fator de carga igual a:

$$FC = \frac{1.425 \text{ MWh}}{130 \text{ kW} \cdot 24h} = 0.457 \quad (4)$$

1.4 Consumo anual de energia

O consumo anual de energia pode ser obtido pela integração da curva de carga ao longo de um dia e a multiplicação da mesma pelos 365 dias de um ano. Sendo assim, temos:

$$E_{anual} = E_{diaria} \cdot 365 \text{ dias} = 1.425 \text{ MW/dia} \cdot 365 = 520.125 \text{ MW/ano} \quad (5)$$

Esse valor calculado é essencial para comparar custos, produção energética e viabilidade econômica das soluções propostas.

2 Dimensionamento Técnico

2.1 Estimativa da potência instalada necessária para cada solução

Para garantir o atendimento adequado da demanda elétrica do eletroposto *off-grid*, é necessário dimensionar corretamente a potência instalada de cada uma das tecnologias envolvidas no sistema híbrido: geração fotovoltaica, banco de baterias e gerador a diesel. O ponto de partida para esse dimensionamento é a demanda máxima obtida a partir da curva de carga diária levantada no item anterior. Observa-se que o pico de potência atinge aproximadamente 130 kW entre 16 h e 18 h, representando o cenário crítico de carregadores rápidos operando simultaneamente[2].

Dessa forma, o sistema deve ser capaz de fornecer potência igual ou superior ao valor de pico, ao mesmo tempo em que assegura energia suficiente para abastecer os períodos de média e baixa geração solar. Cada tecnologia deve contribuir de maneira distinta.

2.2 Consideração do fator de capacidade de cada tecnologia

O Fator de Capacidade (FC) é um indicador amplamente empregado para avaliar o desempenho e a eficiência de sistemas de geração de energia, uma vez que relaciona a energia efetivamente produzida em um determinado período com a energia máxima teoricamente possível de ser gerada. Dessa forma, o FC representa o percentual de utilização do potencial máximo de geração do sistema, permitindo comparações entre tecnologias e diferentes condições operacionais.

No presente estudo, considera-se que a geração anual do sistema fotovoltaico é de aproximadamente 1.4607 MW, enquanto a energia máxima possível de ser produzida no mesmo período é de 4.176 MW. Assim, o cálculo do fator de capacidade é realizado por meio da Equação 6:

$$Fc = \frac{Energia}{Energia_{máxima}} \quad (6)$$

Substituindo-se os valores, obtém-se a relação apresentada na Equação 7:

$$Fc = \frac{1.4607}{4.176} = 0.35 \quad (7)$$

2.3 Dimensionamento preliminar dos principais equipamentos

2.3.1 Sistema fotovoltaico

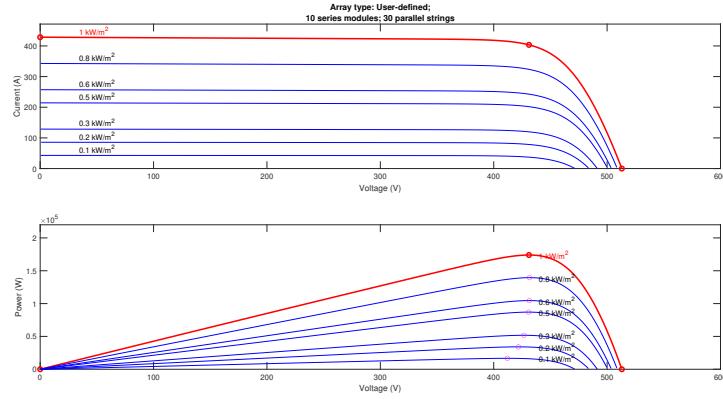
Para o sistema PV, foi utilizada a placa fotovoltaica do modelo ASTRO N5 CHSM72N(DG)/F-BH Bifacial series 580w, da marca ASTROENERGY, com as seguintes características e com as seguintes curvas:

Tabela 1: Principais características da placa fotovoltaica

Potência Máxima	579.8295 [W]
Células por módulo	144 [Ncell]
Tensão de circuito aberto	51.3 [V]
Corrente de curto-circuito	14.28 [A]
Tensão no ponto de potência máxima	43.11 [V]
Corrente no ponto de potência máxima	13.45 [A]
Coeficiente de temperatura	-0.25 [%/deg.C]

Fonte: Autoria própria

Figura 3: Curva do painel



Fonte: Autoria própria

Para o dimensionamento do fotovoltaico, foi considerada a energia total consumida em um dia, calculada em 1. O sistema fotovoltaico gera 1.4607 MW, com um excedente de 18.3 kWh, já que o pico da curva de carga diária coincide com o baixo nível da geração solar. A quantidade de placas fotovoltaicas foi calculada a partir da potência de pico na curva diária de carga, apresentado abaixo:

$$Q_{placas} = \frac{P_{max}}{P_{placa}} = \frac{130 \text{ kW}}{580 \text{ W}} = 225 \text{ placas} \quad (8)$$

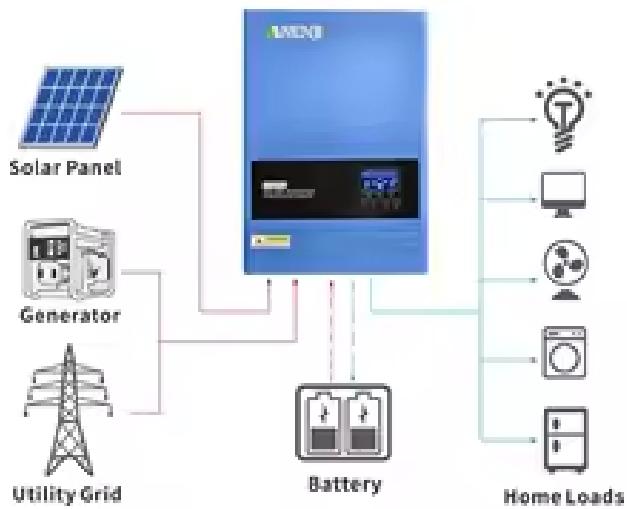
Foram utilizadas 300 placas a fim de produzir o excedente, sendo usadas 10 placas em série e 30 conjuntos em paralelo, levando em consideração o horário de pico fora do horário da maior produção da geração solar, sendo necessário também 30 inversores de 6.2kW. [3]

Figura 4: Painel 580w AstroEnergy



Fonte: mercadolivre.com

Figura 5: Inversor 6.2kW off grid



Fonte: [aliexpress.com](https://www.aliexpress.com)

2.3.2 Sistema do gerador a diesel

Considerando que a carga apresenta pico de 130 kW, optou-se pelo Grupo Gerador RPW R2A-W165 Diesel 165 kVA, cuja capacidade é de 115 kW em operação *prime* e 132 kW em regime *stand-by*, garantindo atendimento seguro ao ponto de maior demanda.

Figura 6: Gerador diesel



Fonte: www.rpwgeradores.com.br

2.3.3 Banco de Baterias

Para o armazenamento de energia do sistema foram utilizadas baterias de capacidade nominal de 192 kWh, com tensão operacional de 320 V e corrente nominal de 600 Ah. Cada módulo é constituído por 100 células de 3.2 V conectadas em série, conforme ilustrado na Figura 7.

A escolha do banco de baterias leva em consideração a necessidade de suprimento de potência durante o período de pico da carga, que ocorre entre 18h e 20h, quando a geração fotovoltaica é insuficiente. Embora a geração diária total exceda a demanda global, há um desbalanceamento temporal entre geração e consumo que exige um sistema de armazenamento capaz de suavizar este desfasamento. [4]

Com base na análise da curva de carga e nas limitações de potência instantânea fornecida por um único módulo, determinou-se que seriam necessários quatro módulos de 192 kWh conectados em paralelo. Essa configuração aumenta proporcionalmente a capacidade de fornecimento de potência e energia, garantindo:

- atendimento ao pico de demanda de aproximadamente 130 kW;
- margem adicional para compensar perdas nos conversores CC/CA;
- redução da profundidade de descarga (*Depth of Discharge*, DoD), aumentando a vida útil do banco;
- possibilidade de operação estável do sistema durante períodos prolongados de baixa irradiação.

Assim, o banco total de armazenamento resulta em uma capacidade energética de:

$$E_{\text{banco}} = 4 \times 192 \text{ kWh} = 768 \text{ kWh.} \quad (9)$$

Essa capacidade é suficiente para suprir o déficit energético entre a geração fotovoltaica e a carga durante o período noturno, além de proporcionar suporte ao sistema em eventos transitórios, garantindo maior estabilidade da micro-rede isolada.

Figura 7: Célula de bateria utilizada (3.2V – 12Ah)

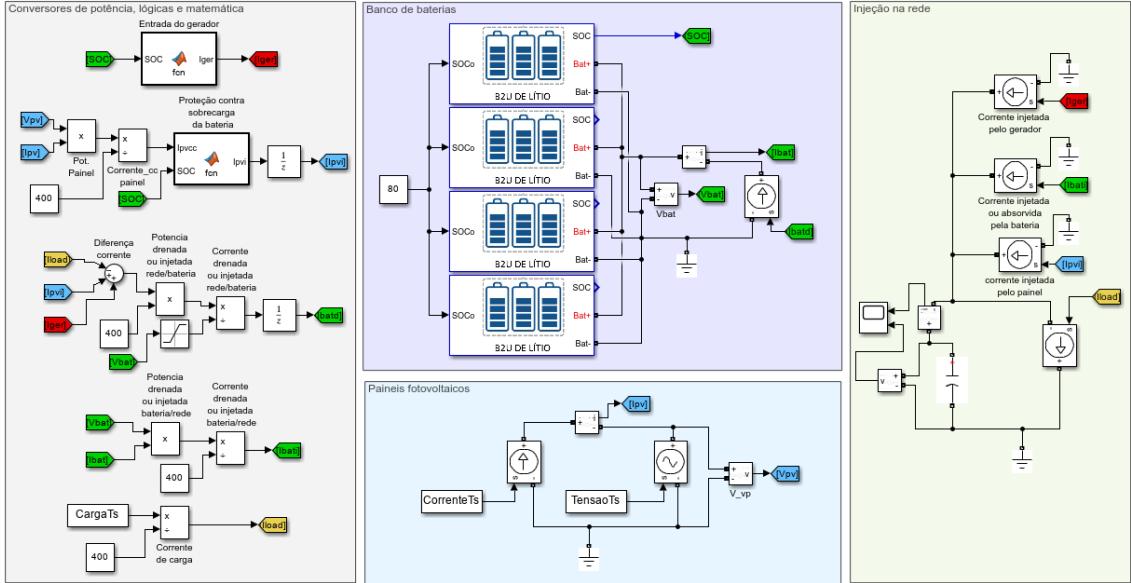


Fonte: www.amazon.com

3 Simulação

O circuito simulado do conjunto da geração fotovoltaica, do gerador a diesel e das baterias é descrito na figura 8.

Figura 8: Circuito simulado em *MATLAB/Simulink*



Fonte: Autoria própria

A lógica de acionamento do gerador baseia-se no estado de carga da bateria (SOC). A tabela 2 mostra a corrente injetada por este em cada caso:

Tabela 2: Lógica do gerador a diesel

Estado	Entra com(%)	Sai com(%)	Potência(kW)	Corrente(A)
0	$SOC \geq 80$	$SOC \leq 70$	0	0
1	$SOC \leq 70$	$SOC \geq 80$	5	12.5
2	$SOC \leq 60$	$SOC \geq 70$	20	50
3	$SOC \leq 50$	$SOC \geq 65$	60	150
4	$SOC \leq 40$	$SOC \geq 55$	115	287.5
5	$SOC \leq 37$	$SOC \geq 42$	138	345

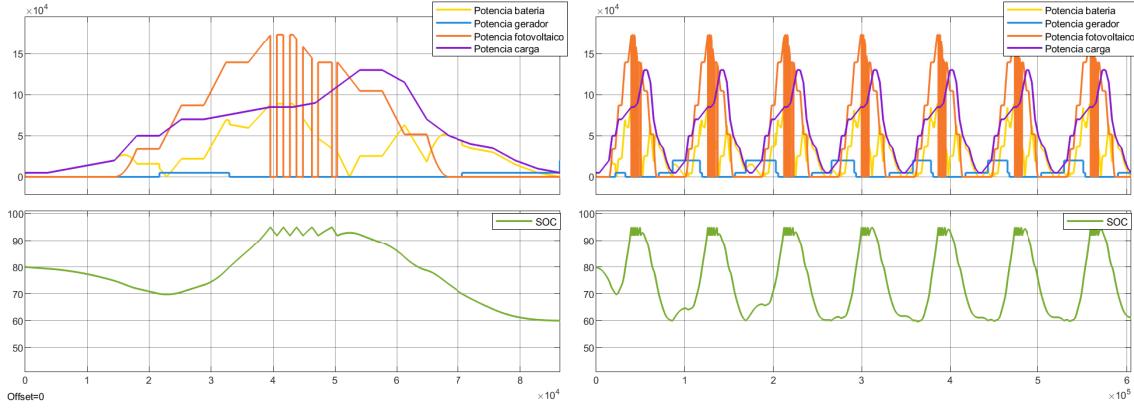
Fonte: Autoria própria

As baterias são responsáveis por armazenar o excedente de energia gerado e disponibilizá-lo quando necessário. Por essa razão, o sistema fotovoltaico incorpora uma lógica de proteção que evita a sobrecarga das baterias. Como todo o excedente de produção é direcionado ao armazenamento, a geração é desligada quando o SOC atinge 95% e religada somente quando retorna a 92%.

3.1 Resultados

A partir da simulação de um dia e de uma semana típicas, com as curvas de carga e de geração fotovoltaica apresentadas anteriormente, foram obtidas as curvas temporais de potência e o perfil de estado de carga (SOC) das baterias durante o período em análise.

Figura 9: Comportamento do sistema durante um dia e semana típicas

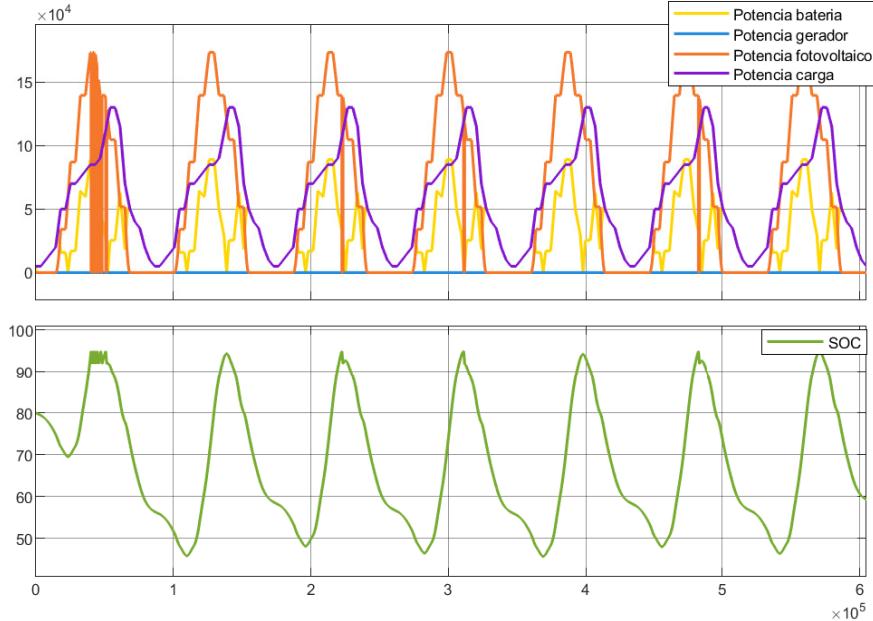


Fonte: Autoria própria

Onde é possível perceber que o gerador foi ligado em alguns períodos, evidenciando a principal dificuldade que é o pico de geração longe do pico de carga.

Mantendo o gerador desligado durante o período de uma semana, foi possível obter as curvas da figura 10.

Figura 10: Comportamento do sistema sem gerador a diesel



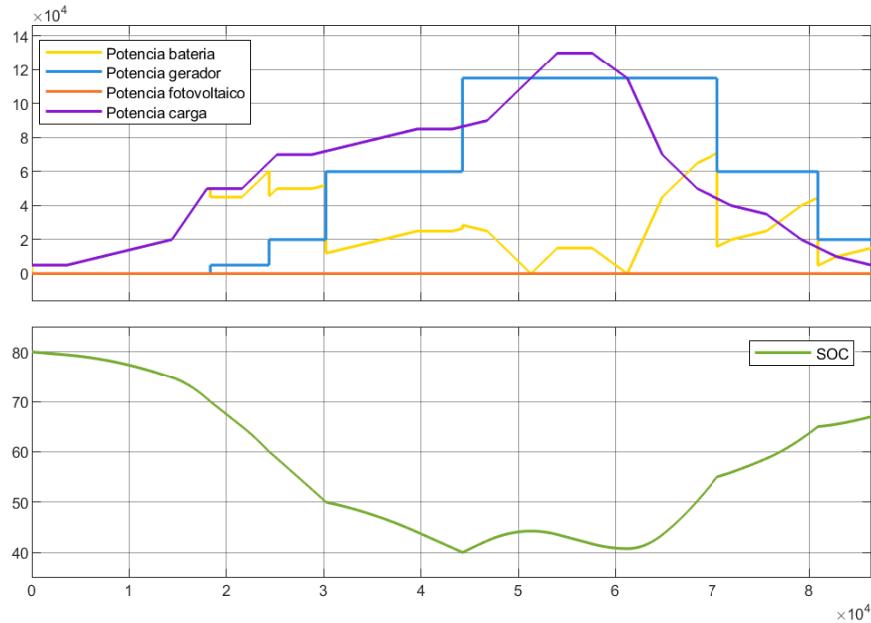
Fonte: Autoria própria

Dessa figura é possível perceber que o banco de baterias foi capaz de manter o sistema funcionando durante uma semana, porém o estado de carga que atingiram durante a operação ($SOC < 45\%$) é prejudicial para a conservação da

vida útil das baterias.

Já para dias chuvosos e nublados a figura 11 mostra o comportamento do sistema sem geração fotovoltaica.

Figura 11: Comportamento sem geração solar



Fonte: Autoria própria

De onde é visível a presença apenas do gerador a diesel suprindo a carga, também é perceptível que o gerador não necessitou entrar em modo *Stand-by*.

4 Análise de Produção

4.1 Estimativa da geração anual de energia para cada solução

A geração anual de energia é obtida pela soma da quantidade de energia que a geração solar e o gerador a diesel produzem por dia multiplicada pelos 365 dias por ano.

$$G_{anual} = G_{diaria} \cdot 365 \text{ dias} = (1.4607 \text{ MW/dia} + 37.85 \text{ KW/dia}) \cdot 365 = 546.970750 \text{ MW/ano} \quad (10)$$

4.2 Uso de dados de recursos energéticos da região de implantação fictícia

Para a estimativa do desempenho energético das soluções propostas, foram utilizados dados de recursos energéticos representativos da região fictícia definida para implantação do sistema. Esses dados incluem parâmetros de irradiação solar, temperatura média e condições climáticas sazonais, uma vez que tais variáveis influenciam diretamente a eficiência de geração fotovoltaica e o comportamento térmico dos equipamentos. O lugar fictício utilizado para a implementação do eletroponto fica em Caitité/Bahia, com a irradiação média anual equivalente a $5.601 \text{ Wh/m}^2.\text{dia}$, de acordo com [5].

A irradiação solar média diária foi utilizada como base para calcular a produtividade esperada dos módulos fotovoltaicos, considerando perdas associadas a temperatura, orientação e inclinação dos painéis. Adicionalmente, a análise contempla dados de disponibilidade do recurso solar ao longo do ano, como também visto em [5], permitindo modelar períodos de maior e menor geração e avaliar a necessidade de suporte energético adicional pelo gerador a diesel ou pelo banco de baterias.

Figura 12: Médias de irradiação solar em Caitité/Bahia

Médias do Total Diário da Irradiação Global Horizontal para o Estado da BAHIA													
(Wh/m ² .dia)													
Mostrar 10 registros		---- Inserir ID ----											
ID	Lon	Lat	Anual	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out
22950	-42,449	-14,1005	5601	6361	6488	5760	5156	4561	4331	4651	5410	5992	6288
ID	Lon	Lat	Anual	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out

Fonte: [5]

Essas informações fundamentam a previsão de geração anual e permitem uma análise comparativa entre as alternativas de suprimento energético, considerando tanto a confiabilidade quanto a variabilidade dos recursos naturais disponíveis na região modelada.

5 Análise Econômica

A análise econômica tem como objetivo avaliar a viabilidade financeira das alternativas de suprimento energético consideradas no sistema isolado, levando em conta custos de investimento, operação, manutenção e o desempenho energético das soluções ao longo de sua vida útil. Nesta seção, são estimados os custos operacionais anuais (OPEX) e calculado o Custo Nivelado de Energia (LCOE) para permitir a comparação objetiva entre as configurações analisadas, incluindo sistema fotovoltaico, banco de baterias e gerador a diesel.

5.1 Investimento inicial (CAPEX)

Nesta seção apresenta-se a estimativa preliminar do investimento inicial (CAPEX) do sistema, considerando os preços unitários informados para painéis, inversores, gerador e módulos de bateria. Foram consideradas quatro unidades de bateria (cada uma com 192 kWh) conforme dimensionamento adotado.

Tabela 3: Estimativa de CAPEX — itens principais

Item	Custo (R\$)
300 painéis (R\$770/unidade)	231.000
30 inversores 6,2 kW (R\$1.696/unidade)	50.880
Gerador diesel	83.146
4 módulos de bateria (R\$6.900/unidade)	27.600
CAPEX direto (equipamentos)	392.626
BOS, instalação, transporte e contingência (15% do CAPEX direto)	58.894
CAPEX total estimado	451.520

Observações

- A potência instalada do arranjo fotovoltaico é $300 \times 580 \text{ W} = 174 \text{ kWp}$. Considerando apenas painéis e inversores, o custo de equipamentos PV é R\$281.880, ou $\approx \text{R\$1.620/kWp}$.
- A provisão de 15% cobre custos típicos de balance-of-system (estrutura de montagem, cabos, proteção), transporte, comissionamento, mão-de-obra e uma margem de contingência para eventuais acréscimos. Esse percentual é indicativo e pode ser ajustado após cotações.
- Não estão incluídos impostos (ICMS, IPI, etc.), eventuais custos de terraplenagem, obras civis especiais, licenciamento e custos financeiros (juros), que devem ser acrescidos ao CAPEX quando disponíveis.
- Caso o número de módulos de bateria ou o preço unitário mudem, os valores devem ser recalculados diretamente.

5.2 Estimativa dos Custos de Operação e Manutenção (OPEX)

Os custos de operação e manutenção representam as despesas recorrentes associadas à operação do sistema ao longo do tempo. Para sistemas híbridos em microrredes isoladas, esses custos geralmente incluem:

- Custos de operação do gerador a diesel (consumo de combustível, lubrificação, substituição de filtros).
- Manutenção preventiva e corretiva dos módulos fotovoltaicos.
- Manutenção do inversor e controladores de carga.
- Manutenção do banco de baterias (equalização, ventilação, substituições programadas).

A estimativa anual do OPEX pode ser expressa como:

$$OPEX_{\text{total}} = OPEX_{\text{PV}} + OPEX_{\text{bat}} + OPEX_{\text{diesel}}, \quad (11)$$

onde:

- $OPEX_{PV}$ = custo anual de manutenção do sistema fotovoltaico;
- $OPEX_{bat}$ = custo anual de manutenção e reposição do banco de baterias;
- $OPEX_{diesel}$ = custos referentes à operação do gerador.

Os custos para cada componente podem ser expressos como porcentagens do investimento inicial ($CAPEX$), prática amplamente adotada em análises econômicas:

$$OPEX_{PV} = \alpha_{PV} \cdot CAPEX_{PV}, \quad (12)$$

$$OPEX_{bat} = \alpha_{bat} \cdot CAPEX_{bat}, \quad (13)$$

$$OPEX_{diesel} = C_{comb} \cdot E_{diesel} + C_{man}. \quad (14)$$

onde:

- α_{PV} = fração anual de manutenção;
- α_{bat} = fração anual de manutenção;
- C_{comb} = custo do combustível (R\$/L);
- E_{diesel} = energia fornecida pelo gerador (kWh/ano);
- C_{man} = custos anuais de manutenção mecânica do gerador.

5.2.1 Estimativa numérica do OPEX anual

Utilizando as premissas de CAPEX informadas e as taxas de manutenção adotadas ($\alpha_{PV} = 1,5\%$, $\alpha_{bat} = 4\%$), obteve-se a seguinte estimativa anual de OPEX:

$$CAPEX_{PV} = 231.000 + 50.880 = 281.880 \text{ R\$ (painéis + inversores)}$$

$$CAPEX_{bat} = 27.600 \text{ R\$}$$

$$CAPEX_{diesel} = 83.146 \text{ R\$}$$

$$OPEX_{PV} = 0,015 \times 281.880 = \mathbf{4.228,20 \text{ R\$ / ano}}$$

$$OPEX_{bat} = 0,04 \times 27.600 = \mathbf{1.104,00 \text{ R\$ / ano}}$$

Considerando $E_{diesel,ano} = 37,85 \times 365 = 13.819,25 \text{ kWh/ano}$, consumo específico $SFC = 0,25 \text{ L/kWh}$ e preço do diesel = R\$5,00/L:

$$V_{comb} = 13.819,25 \times 0,25 = 3.453,81 \text{ L/ano}$$

$$C_{comb} = 3.453,81 \times 5,00 = 17.269,06 \text{ R\$ / ano}$$

$$OPEX_{diesel} = C_{comb} + C_{man} = 17.269,06 + 5.000 = \mathbf{22.269,06 \text{ R\$ / ano}}$$

$OPEX_{total} = 4.228,20 + 1.104,00 + 22.269,06 = \mathbf{27.601,26 \text{ R\$ / ano}}$

Tabela 4: Estimativa de OPEX anual (valores calculados)

Item	OPEX anual (R\$)
Manutenção PV (1,5% de 281.880)	4.228,20
Manutenção e provisão baterias (4% de 27.600)	1.104,00
Combustível do gerador ($3.453,81 \text{ L/ano} \times \text{R\$}5,00/\text{L}$)	17.269,06
Manutenção gerador (estimativa)	5.000,00
OPEX_total (estimado)	27.601,26

5.3 Cálculo do Custo Nivelado de Energia (LCOE)

O Custo Nivelado de Energia (LCOE, *Levelized Cost of Energy*) representa o custo total por unidade de energia gerada ao longo da vida útil do sistema, considerando todos os custos e a energia entregue ao longo do período analisado. Essa métrica permite comparar diferentes tecnologias de forma equivalente.

O LCOE é definido como:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{CAPEX + OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}}, \quad (15)$$

onde:

- N = vida útil do sistema (anos);
- $CAPEX$ = custo de investimento inicial;
- $OPEX_t$ = custo anual de operação e manutenção no ano t ;
- E_t = energia gerada/entregue no ano t ;
- r = taxa de desconto anual.

Para sistemas híbridos com múltiplas fontes, o LCOE global é obtido combinando os custos nivelados ponderados de cada componente:

$$LCOE_{\text{híbrido}} = \frac{CAPEXPV + CAPEX_{\text{bat}} + CAPEX_{\text{diesel}} + \sum_{t=1}^N \frac{OPEX_{\text{total}}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_{\text{entregue}}}{(1+r)^t}}, \quad (16)$$

com:

$$E_{\text{entregue}} = E_{\text{PV}} + E_{\text{bat}} + E_{\text{diesel}}. \quad (17)$$

O LCOE é especialmente útil para:

- comparar alternativas de tamanho do banco de baterias;
- avaliar cenários com maior ou menor participação do gerador a diesel;
- quantificar o impacto econômico da autonomia desejada;
- determinar economicamente a melhor configuração do sistema isolado.

5.3.1 Cálculo do LCOE (modelo simplificado)

Adotando horizonte $N = 25$ anos e taxa de desconto $r = 8\%$, e assumindo geração anual constante $E_{anual} = 546.970,75$ kWh/ano, o LCOE foi calculado via:

$$LCOE = \frac{CAPEX_{total} + \sum_{t=1}^N \frac{OPEX_{total}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_{anual}}{(1+r)^t}}$$

Substituindo $CAPEX_{total} = 451.520$ R\$ e $OPEX_{total} = 27.601,26$ R\$ / ano, obteve-se:

$$LCOE = 0,12779 \text{ R\$ / kWh} \approx 127,79 \text{ R\$ / MWh}$$

6 Análise Qualitativa

6.1 Impactos socioambientais

A implantação de uma estação de recarga *off-grid* para veículos elétricos acarreta impactos socioambientais positivos e negativos que devem ser avaliados para orientar decisões de projeto, mitigação e monitoramento:

- Redução de emissões atmosféricas: A substituição parcial do fornecimento por geradores diesel pela geração fotovoltaica e armazenamento reduz significativamente as emissões diretas de CO_2 , NO_x e material particulado associadas ao abastecimento do eletroposto. Em operação normal, o sistema PV + baterias reduz a necessidade de funcionamento contínuo do gerador, diminuindo o consumo de combustível fóssil.
- Poluição sonora: Geradores diesel e, em menor grau, transformadores e inversores podem gerar ruído. A adoção preferencial de operação em modo fotovoltaico e a localização adequada do gerador (abrigos acústicos, distância de zonas sensíveis) mitigam impactos sobre comunidades e fauna local.
- Uso da terra e impacto visual: A área ocupada por painéis fotovoltaicos, *inversion racks*, caixas de baterias e infraestrutura de apoio pode modificar o uso do solo. Projetos em rodovias devem buscar integração com áreas já degradadas (estacionamentos, áreas laterais) e considerar cercas e paisagismo para reduzir o impacto visual.
- Gestão de materiais e fim de vida: Baterias (principalmente de íon-lítio) e painéis têm fluxos de resíduos ao final de sua vida útil. É essencial prever rotas de reciclagem ou retorno ao fabricante, estimar custos de substituição e incluir cláusulas contratuais com fornecedores sobre *take-back* ou reciclagem.
- Risco de contaminação: Em caso de acidentes (vazamentos de óleo do gerador, falhas de baterias), existe risco de contaminação do solo e águas pluviais. Medidas mitigadoras incluem contenção de derramamentos, pisos impermeáveis sob o gerador, planos de resposta a emergências e sensores de detecção precoce.
- Benefícios sociais e econômicos: A presença de eletroposto promove a economia local (frete e comércio), incentiva a adoção de veículos elétricos e reduz custos de operação para usuários. Além disso, gera demanda por mão de obra local para manutenção e operação.
- Aspectos regulatórios e de aceitação pública: Projetos devem respeitar normas ambientais, de ruído e de segurança locais. Envolvimento da comunidade e comunicação clara sobre benefícios e impactos contribuem para aceitação e legitimidade do projeto.

Como recomendações de mitigação, temos:

- Priorizar operação PV para reduzir horas de gerador.
- Projetar abrigo acústico e sistema de ventilação para o gerador.
- Implementar contrato de reciclagem para baterias e painel PV.
- Adotar áreas impermeabilizadas e bacias de contenção para manejo de efluentes.
- Plano de comunicação com *stakeholders* locais e planos de emergência documentados.

6.2 Confiabilidade

A confiabilidade descreve a capacidade do sistema em fornecer energia quando necessário. Para o eletroposto *off-grid* são relevantes métricas e estratégias de projeto que garantem disponibilidade e continuidade de serviço.

Temos como métricas relevantes:

- Disponibilidade (*Availability*): $A = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$, onde MTBF é o tempo médio entre falhas e MTTR é o tempo médio para reparo. Projetos devem visar $A \geq 0,99$ para serviços críticos.
- Tempo médio de indisponibilidade tolerável: definir SLA (por exemplo, indisponibilidade máxima anual de algumas horas).

- Autonomia (tempo de suporte por baterias): número de horas que o banco de baterias pode suprir a carga sem geração instantânea. Calcula-se:

$$E_{\text{bat}} = P_{\text{carga}} \times t_{\text{autonomia}} / \text{DoD},$$

onde DoD é a profundidade de descarga (por exemplo, 0,8) e P_{carga} a potência média a suprir.

- Eficiência *round-trip* das baterias(η_{rt}), que afeta a energia efetivamente disponível e o dimensionamento do PV.

Como estratégias de aumento de confiabilidade temos:

- Redundância — uso de componentes redundantes críticos (por exemplo, inversores em N+1, bancos de baterias seccionados e capacidade do gerador com margem, tipicamente 10–20% acima do pico previsto).
- Sistemas de supervisão e controle (SCADA/EMS) — monitoramento em tempo real de tensão, corrente, estado de carga (SoC) das baterias, consumo e operação do gerador, com alarmes e logs para manutenção preditiva.
- Manutenção preventiva e preditiva — cronograma de inspeções, testes de carga, ensaios termográficos em painéis e conexões elétricas, e verificação periódica do gerador (troca de óleo, filtros).
- Testes de comissionamento e planos de contingência — rotinas de teste de comutação entre modos (PV, bateria e gerador), checagens de *black-start*, e procedimentos operacionais padrão.
- Política de operação do gerador — rodízio e teste periódico para evitar degradação por inatividade e garantir prontidão (evitar ficar muitos meses ocioso).
- Proteções elétricas adequadas — disjuntores seletivos, proteção contra surtos, proteção diferencial e coordenação de proteção para evitar desligamentos indevidos.

Como exemplo de requisito prático, considerando que o arranjo PV produz ligeira sobra diária (PV diário = 1,4607 MWh e carga diária = 1,425 MWh), recomenda-se que:

- O gerador seja dimensionado para cobrir picos instantâneos e servir de fonte de reserva (p.ex. 150–180 kW), porém com operação mínima em regime contínuo.
- O banco de baterias tenha autonomia de 2–6 horas dependendo da filosofia operacional — sugerir 4 horas de autonomia para equilíbrio entre custo e confiabilidade.
- Prever margem de potência (10–20%) para perdas do sistema e degradação futura.

6.3 Flexibilidade operacional

A flexibilidade operacional descreve a capacidade do sistema de se adaptar a diferentes condições de carga, disponibilidade de recurso e demandas futuras. É uma característica crítica para eletropostos *off-grid* sujeitos a variabilidade de uso e expansão.

Como elementos de flexibilidade:

- Arquitetura modular: dimensionar sistemas modulares (strings de painéis, racks de baterias, inversores modulares) facilita aumentos de capacidade (escalabilidade horizontal) sem necessidade de romper a infraestrutura existente.
- Gerenciamento de carga inteligente (*Smart Charging*): controle dinâmico de potência dos carregadores em função do SoC das baterias, disponibilidade PV e prioridades de usuários (ex.: limitar potência por hora nos horários de pico para atender mais veículos).
- Estratégias de despacho (EMS): sistema de gerenciamento que prioriza PV, baterias e gerador, implementa *peak shaving*, arbitragem entre energia armazenada e gerador e otimização do consumo de combustível.
- Integração com fontes futuras: a topologia deve permitir adição de eólica, geração local adicional ou conexão eventual à rede. Painéis e inversores devem admitir operação em micro-rede com modos *islanding* e reconexão.

- Possibilidade de V2G / V2H (se aplicável): se os veículos e carregadores suportarem, o sistema pode aproveitar baterias veiculares para suportar picos, agregando flexibilidade e reduzindo necessidade de armazenamento estacionário.
- Configurações de operação: modos automáticos (prioridade PV) e manuais (manutenção/inspeção), além de controle remoto para atualizações e ajuste de políticas.

Como benefícios operacionais:

- Redução de custos operacionais: otimização do despacho e *smart charging* diminuem horas de gerador e consumo de combustível.
- Escalabilidade: modularidade permite expansão por demanda, sem grandes reformulações elétricas.
- Melhora na experiência do usuário: tempos de espera menores e maior previsibilidade de recarga com gestão de prioridades e informação em tempo real (status de vagas, tempo estimado de recarga).

Implementação prática e recomendações

1. Adotar um *Energy Management System* (EMS) com lógica de arbitragem configurável e interfaces com os carregadores, inversores, medidores e gerador.
2. Definir políticas de prioridade (ex.: cargas urgentes, usuários pagantes vs. público) e limites de potência por conector.
3. Projetar o sistema para permitir expansão modular de pelo menos 25–50% da capacidade inicial sem substituição integral de inversores ou painéis.
4. Incluir telemetria e atualizações *Over-the-Air* (OTA) para permitir ajustes operacionais remotos.

7 Conclusão

O estudo desenvolvido permitiu caracterizar de forma abrangente o comportamento energético de um eletroposto isolado, desde a modelagem detalhada da curva de carga até o dimensionamento técnico e a avaliação econômica das tecnologias envolvidas. A análise da demanda evidenciou a existência de picos concentrados no final da tarde, período em que a geração fotovoltaica apresenta baixa disponibilidade, reforçando a necessidade de um sistema híbrido capaz de equilibrar geração, armazenamento e suprimento complementar.

O dimensionamento dos equipamentos demonstrou que a integração entre o sistema fotovoltaico, o banco de baterias e o gerador a diesel é essencial para garantir a continuidade de operação do eletroposto, especialmente em cenários críticos como dias nublados, períodos prolongados de baixa irradiação e picos de carga superiores à geração instantânea. A instalação de 300 módulos fotovoltaicos de 580 W, associada a um banco de baterias de 768 kWh e a um gerador de 165 kVA, mostrou-se tecnicamente suficiente para atender à demanda diária estimada, ainda que com necessidade de acionamento do gerador em momentos específicos.

As simulações realizadas em plataforma *MATLAB/Simulink* validaram o dimensionamento adotado, revelando o comportamento dinâmico do sistema ao longo de dias típicos, semanas contínuas e condições adversas de geração. Observou-se que, embora o eletroposto possa operar temporariamente sem o gerador, a profundidade de descarga atingida pelas baterias torna essa estratégia inviável a longo prazo, reforçando o papel indispensável do gerador como elemento de suporte e segurança energética.

Por fim, a análise econômica apresentou uma estimativa preliminar do CAPEX e OPEX do sistema híbrido, apontando um investimento total aproximado de R\$ 451.520 e custos operacionais anuais compatíveis com sistemas isolados de porte semelhante. Esses resultados contribuem para a compreensão da viabilidade técnica e financeira de eletropostos *off-grid*, especialmente em regiões remotas com elevada insolação, como o cenário fictício adotado na Bahia.

De modo geral, o estudo conclui que a implantação de um eletroposto autônomo baseado em geração fotovoltaica, armazenamento em baterias e suporte via gerador a diesel é tecnicamente factível e economicamente justificável, desde que o dimensionamento considere cuidadosamente o perfil de demanda, a variabilidade climática e os requisitos de confiabilidade do sistema.

Referências

- [1] Vian, *Energia Solar: Fundamentos, Tecnologia e Aplicações*. São Paulo: Editora Blucher, 2021. E-book.
- [2] L. B. d. Reis, *Geração de energia elétrica*. Barueri: Manole, 3 ed., 2017. E-book.
- [3] M. R. B. Neto and P. C. M. d. Carvalho, *Geração de Energia Elétrica: Fundamentos*. Rio de Janeiro: Érica, 2012. E-book.
- [4] M. d. O. Pinto, *Energia Elétrica: Geração, Transmissão e Sistemas Interligados*. Rio de Janeiro: LTC, 2013. E-book.
- [5] L. . INPE, “Dados de irradiação – estado da bahia, 2^a edição do *atlas brasileiro de energia solar*.” https://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017_BA.html, 2023. Acesso em: 10 12 2025.