

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

FELIX SKORUPSKI

**ANÁLISE DOS IMPACTOS DA MICROGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA
DISTRIBUÍDA NA REGULAÇÃO DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO
SECUNDÁRIAS**

PONTA GROSSA

2026

FELIX SKORUPSKI

**ANÁLISE DOS IMPACTOS DA MICROGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA
DISTRIBUÍDA NA REGULAÇÃO DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO
SECUNDÁRIAS**

**Analysis of the Impacts of Distributed Solar Photovoltaic Microgeneration on
Voltage Regulation in Secondary Distribution Networks**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação
apresentado como requisito para obtenção do título
de Bacharel em Engenharia Elétrica, da
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
(UTFPR).
Orientador(a): Prof. Dr. Márcio Mendes Casaro.

PONTA GROSSA

2026



Esta licença permite compartilhamento, remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, mesmo para fins comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es). Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

FELIX SKORUPSKI

**ANÁLISE DOS IMPACTOS DA MICROGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA
DISTRIBUÍDA NA REGULAÇÃO DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO
SECUNDÁRIAS**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação
apresentado como requisito para obtenção do título
de Bacharel em Engenharia Elétrica, da
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
(UTFPR).

Data de aprovação: 01/Julho/2026

Márcio Mendes Casaro
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Edison Luiz Salgado Silva
Mestrado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Julio Cesar Guimarães
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

**PONTA GROSSA
2026**

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por me conceder a saúde, força e resiliência necessárias para superar as adversidades e concluir esta etapa tão desafiadora e gratificante da minha trajetória.

Aos meus pais, Mario e Rosely, por todo o sacrifício, pelo amor incondicional e por terem acreditado em mim desde o primeiro dia. O apoio de vocês durante todos esses anos de universidade foi o que me manteve firme para não desistir. Esta conquista é tão de vocês quanto minha.

Ao meu orientador, professor Márcio Mendes Casaro, pela paciência, confiança e orientações que elevaram o nível deste trabalho.

Aos meus amigos e colegas de curso, que compartilharam o peso e a leveza dessa jornada acadêmica. Vocês tornaram esses anos inesquecíveis.

"Não podemos resolver nossos problemas
com o mesmo nível de pensamento que
usamos quando os criamos." (Albert
Einstein, 1946).

RESUMO

O presente trabalho aborda os desafios técnicos impostos pela crescente expansão da microgeração fotovoltaica nas redes de distribuição de energia elétrica. O problema central em questão é que essas infraestruturas foram projetadas originalmente sob a premissa de fluxo unidirecional de potência, tornando-se suscetíveis a fenômenos adversos. Observando essa realidade, este trabalho ocupa-se em investigar os impactos técnicos decorrentes da inserção progressiva de sistemas fotovoltaicos na rede elétrica de baixa tensão. Será apresentado, inicialmente, um panorama geral sobre a geração distribuída e os parâmetros normativos de qualidade de energia da ANEEL. Em seguida, será demonstrada a modelagem computacional de um ramal de distribuição secundário elaborado no software OpenDSS, onde considerou-se a parametrização baseada nas normas técnicas da Copel. Ao final, será realizada a simulação de múltiplos cenários de injeção fotovoltaica ao longo de um ciclo de 24 horas. O principal objetivo deste estudo é identificar os limites operacionais da rede frente a diferentes níveis de geração fotovoltaica, focando especificamente no comportamento do perfil de tensão e na ocorrência de inversão de fluxo de potência.

Palavras-chave: Geração Distribuída; Fluxo de Potência; OpenDSS; Redes de Distribuição.

ABSTRACT

This study addresses the technical challenges posed by the growing adoption of photovoltaic microgeneration within electric power distribution networks. The core issue is that these infrastructures were originally designed for unidirectional power flow, rendering them susceptible to adverse effects. Against this backdrop, this work investigates the technical impacts resulting from the progressive integration of photovoltaic systems into low-voltage electrical grids. Initially, an overview of distributed generation and ANEEL's regulatory parameters for power quality is presented. Subsequently, a computational model of a secondary distribution feeder—developed using OpenDSS software and parameterized according to Copel's technical standards—is demonstrated. Finally, simulations of multiple photovoltaic injection scenarios are conducted over a 24-hour cycle. The study's primary objective is to identify the grid's operational limits under varying levels of photovoltaic generation, focusing specifically on voltage profile behavior and the occurrence of power flow reversal.

Keywords: Distributed Generation; Power Flow; OpenDSS; Distribution Networks.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Matriz Elétrica Mundial (1990 - 2023).....	13
Figura 2 - Matriz elétrica nacional.....	14
Figura 3 - Efeito fotovoltaico	19
Figura 4 - Módulo fotovoltaico de Silício Monocristalino	21
Figura 5 - Módulo fotovoltaico de Silício Policristalino	22
Figura 6 - Rolo de células de Silício Amorfo.....	23
Figura 7 - Vista explodida de um módulo fotovoltaico	25
Figura 8 - Conexão de um sistema fotovoltaico On-Grid.....	27
Figura 9 - Conexão de um sistema fotovoltaico Off-Grid	28
Figura 10 - Fluxo Metodológico	32
Figura 11 - Produção anual do sistema fotovoltaico simulado	32
Figura 12 - Geração Diária do Sistema Fotovoltaico Simulado.....	33
Figura 13 - Disposição dos postes e UCs	35
Figura 14 - Potência consumida pela rede.....	39
Figura 15 - Tensões no poste 1	40
Figura 16 - Tensões no poste 9.....	41
Figura 17 - Tensões no poste 7.....	42
Figura 18 - Potência da rede com 40% de geração	43
Figura 19 - Tensões no poste 1 com 40% de geração fotovoltaica	44
Figura 20 - Tensões no poste 4 com 40% de geração fotovoltaica	45
Figura 21 - Tensões no poste 7 com 40% de geração fotovoltaica	45
Figura 22 - Potência da rede com 50% de geração fotovoltaica	47
Figura 23 - Tensões no poste 1 com 50% de geração fotovoltaica	48
Figura 24 - Tensões no poste 9 com 50% de geração fotovoltaica	49
Figura 25 - Tensões no poste 6 com 50% de geração fotovoltaica	50
Figura 26 - Tensões no poste 7 com 50% de geração fotovoltaica	51
Figura 27 - Potência total da rede com 100% de geração fotovoltaica.....	52
Figura 28 - Tensões no poste 1 com 100% de geração fotovoltaica	53
Figura 29 - Tensões no poste 4 com 100% de geração fotovoltaica	54
Figura 30 - Tensões no poste 7 com 100% de geração fotovoltaica	55
Figura 31 - Curvas de potência ativa total da rede para os diferentes cenários	56

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Faixas de Classificação de tensões de leitura em baixa tensão	30
Tabela 2 - Dados de irradiação solar de Ponta Grossa - PR.....	32

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AWG	American Wire Gauge (Escala Americana de Bitolas de Fios)
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	Electric Power Research Institute
EVA	Etileno Acetato de Vinila
F-F	Fase-Fase
F-N	Fase-Neutro
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
IEA	Agência Internacional de Energia
IP	Índice de Proteção
MC4	Multi-Contact 4 millimeters
MME	Ministério de Minas e Energia
MSL	Movimento Solar Livre
NBR	Norma Brasileira
NTC	Norma Técnica da Copel
OpenDSS	Open Distribution System Simulator
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
p.u.	Por unidade
TL	Tensão de Leitura
UC	Unidade Consumidora
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná
VTCD	Variações de Tensão de Curta Duração
XLPE	Polietileno Reticulado

LISTA DE SÍMBOLOS

R\$	Real
GW	Gigawatt
h	Hora
%	Porcentagem
eV	Elétron-Volt
kW	Quilowatt
GWp	Gigawatt-pico
kV	Quilovolt
V	Volt
kWh	Quilowatt-hora
Wp	Watt-pico
kWh/m ² .dia	Quilowatt-hora por metro quadrado ao dia
m ²	Metro quadrado
kVA	Quilovolt-ampere
mm ²	Milímetro quadrado
m	Metro
km	Quilômetro
A	Ampere
kWp	Quilowatt-pico
°C	Grau Celsius
pol	Polegada
daN	Decanewton

SUMÁRIO

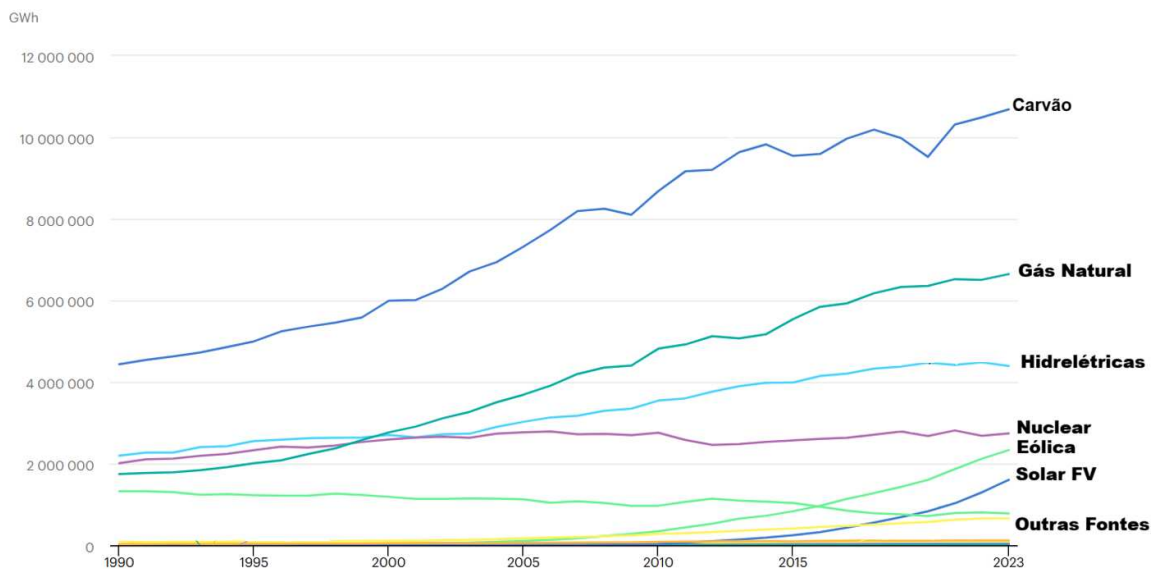
1.1	Contextualização	14
1.1.1	Inversão de Fluxo	15
1.2	Problema	16
1.3	Justificativa.....	16
1.4	Objetivo Geral.....	16
1.5	Objetivos Específicos	17
2	REVISÃO DE LITERATURA	18
2.1	Efeito Fotovoltaico	18
2.2	Células Fotovoltaicas.....	20
2.3	Módulo Fotovoltaico	23
2.4	Sistemas <i>On-Grid</i> e <i>Off-Grid</i>.....	25
2.4.1	Sistema <i>On-Grid</i>	25
2.4.2	Sistemas <i>Off-Grid</i>	27
2.5	Geração Centralizada e Geração Distribuída	28
2.6	Parâmetros de qualidade de energia	29
2.6.1	Tensão em Regime Permanente.....	30
3	METODOLOGIA	31
3.1	Modelagem da Rede.....	34
3.2	Medidores	36
3.3	Cenários Analisados	37
4	ANÁLISES E RESULTADOS	39
4.1	Cenário 1	39
4.2	Cenário 2	42
4.3	Cenário 3	47
4.4	Cenário 4	51
5	CONCLUSÃO	57
	REFERÊNCIAS.....	59
	ANEXO A - Códigos utilizados	63
	ANEXO B - - Tabela de Dimensionamento de Ramal de Entrada ...	74
	ANEXO C - Classificação de consumidores residenciais	75
	ANEXO D - Folha de dados do inversor.....	75
	ANEXO E - Folha de dados módulo fotovoltaico	76

1 INTRODUÇÃO

Em um mundo onde cada vez mais se busca pelo avanço tecnológico aliado à sustentabilidade, as formas de geração de energia renovável têm se mostrado um tópico de grande relevância dentro e fora do âmbito da engenharia elétrica. Em meio às várias opções disponíveis, a geração fotovoltaica tem ganhado cada vez mais espaço no mercado nacional e internacional.

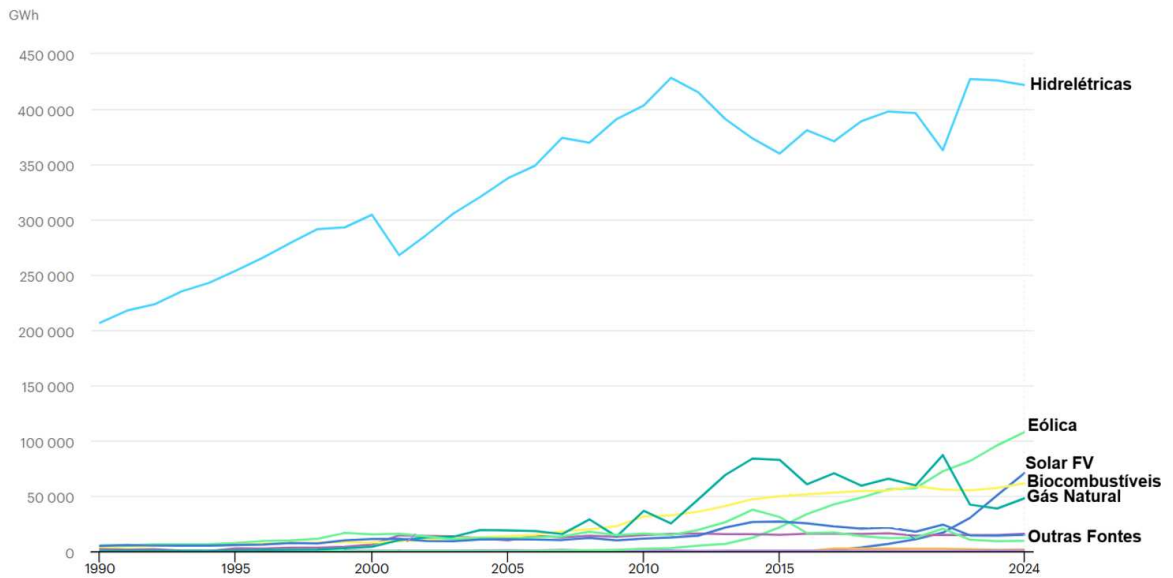
A matriz elétrica mundial é composta principalmente por fontes de energia não renováveis, como mostra a figura 1.

Figura 1 - Matriz Elétrica Mundial (1990 - 2023)



Fonte: Adaptado de IEA (2024)

Por outro lado, quando analisamos a matriz elétrica brasileira o cenário é muito diferente, as fontes de energia renováveis somam quase toda a matriz elétrica nacional, impulsionada principalmente pelas usinas hidrelétricas.

Figura 2 - Matriz elétrica nacional

Fonte: Adaptado de IEA (2025)

No âmbito da geração solar inclui-se a geração distribuída, modalidade onde as unidades consumidoras produzem a própria energia elétrica por meio de usinas instaladas nos seus telhados e terrenos. Segundo a ABSOLAR, desde 2012 o segmento trouxe mais de R\$ 296,1 bilhões em investimentos, e mais de 2 milhões de empregos, tornando a geração fotovoltaica uma opção cada vez mais viável na busca por economia aliada ao desenvolvimento sustentável.

1.1 Contextualização

O crescimento da geração fotovoltaica na matriz elétrica brasileira fez com que o Brasil atingisse um patamar histórico de 40 GW de potência instalada (VIVA, 2025). Porém, essa expansão trouxe consigo problemas operacionais e comerciais, o que gerou disputas entre os consumidores e as concessionárias de energia. Em alguns estados como Minas Gerais, Goiás e Espírito Santo, os consumidores têm enfrentado um volume crescente de negativas de conexão para a instalação de novos projetos residenciais e comerciais de micro e minigeração.

As distribuidoras de energia justificam esses indeferimentos sob a alegação de saturação da infraestrutura local e ocorrência do fenômeno de inversão de fluxo de potência. Porém, entidades representativas do setor, como a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) e o Movimento Solar Livre (MSL), argumentam que o fluxo reverso de potência é uma consequência prevista pela própria Agência

Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) desde a criação do sistema de compensação de créditos de energia em 2012. Assim, as restrições de acesso pelas distribuidoras são classificadas como arbitrárias e carentes de embasamento técnico transparente.

A paralisação decorrente das negativas de acesso pode resultar em graves consequências socioeconômicas para a cadeia produtiva do setor fotovoltaico. Somente no estado de Minas Gerais, a suspensão de novos projetos motivou o encerramento das atividades de mais de 1200 empresas integradoras (PV MAGAZINE BRASIL, 2025).

Sob o ponto de vista regulatório, a resolução 1.098/2024 da ANEEL estipula que a distribuidora é obrigada a fornecer estudos técnicos completos e assinados por um responsável técnico interno da própria concessionária, explicitando as ferramentas e parâmetros de simulação adotados. Caso a distribuidora negue o acesso sem disponibilizar tal estudo, o consumidor possui o direito de registrar uma queixa formal, dispondo a concessionária de um prazo de até 10 dias úteis para responder e fundamentar tecnicamente a decisão (ANEEL, 2024).

1.1.1 Inversão de Fluxo

Para entender as justificativas apresentadas pelas distribuidoras, é necessário analisar os fenômenos que ocorrem nas redes secundárias de baixa tensão quando há a injeção de energia fotovoltaica. As redes tradicionais de distribuição no Brasil foram projetadas de forma radial e passiva, operando com fluxo unidirecional de potência – partindo dos geradores centralizados para os pontos de consumo final (ENERGÊS, 2024).

A injeção em larga escala de geração distribuída altera essa dinâmica, transformando a rede secundária em um sistema bidirecional. A inversão de fluxo acontece quando a potência ativa instantânea gerada pela usina solar supera a potência ativa consumida pelas cargas locais da unidade. Esse excedente de energia é injetado diretamente na rede secundária de baixa tensão, invertendo o sentido da corrente elétrica. Essa corrente reversa flui de volta ao enrolamento secundário do transformador de distribuição. Consequentemente, nos horários de pico de irradiação solar e geração de energia (entre 10h e 16h), os quais coincidem com os períodos de baixo consumo residencial, a alta injeção de potência ativa reversa provoca uma elevação de tensão significativa nas barras de acoplamento dos clientes. Esse

aumento de tensão pode ultrapassar os limites superiores de adequação estabelecidos pelo PRODIST.

Por outro lado, no fim do dia, a curva de geração fotovoltaica cai rapidamente a zero, coincidindo com o início da curva de carga residencial máxima (que ocorre entre 18h e 20h devido ao uso de chuveiros elétricos, iluminação e eletrodomésticos) (SILVA; CHRUN, 2024). Essa rápida transição de um estado de injeção para um estado de alto consumo de potência causa uma queda acentuada no perfil de tensão, provocando flutuações e estresse térmico aos equipamentos de regulação e manobra da rede de distribuição.

1.2 Problema

A expansão do setor de geração fotovoltaica no Brasil criou um conflito técnico, já que as redes secundárias de baixa tensão foram projetadas para operar com fluxo unidirecional de potência (da rede para a carga).

O problema central desta pesquisa consiste em determinar o limite máximo de penetração fotovoltaica suportado por um alimentador secundário antes que a injeção de potência ativa reversa ultrapasse os critérios de conformidade de tensão em regime permanente.

1.3 Justificativa

A transição energética exige que redes de distribuição se adaptem à descentralização da geração. No entanto, a ausência de estudos que quantifiquem os impactos técnicos da GD pode levar a restrições desnecessárias ou ao comprometimento da qualidade da energia elétrica para os demais consumidores.

1.4 Objetivo Geral

Analisar o comportamento do perfil de tensão em uma rede de distribuição secundária frente ao aumento da penetração de microgeração distribuída, identificando os limites técnicos de conexão de acordo com os critérios de qualidade da ANEEL.

1.5 Objetivos Específicos

- Modelar uma rede de distribuição secundária em software de simulação, utilizando parâmetros de condutores e transformadores padronizados;
- Estabelecer o perfil de tensão da rede em regime permanente sem a presença de geração distribuída;
- Inserir sistemas fotovoltaicos em pontos estratégicos da rede e simular cenários de penetração crescente;
- Comparar os níveis de tensão obtidos nas simulações com as faixas de operação definidas no Módulo 8 do PRODIST
- Identificar o ponto de ruptura técnica da rede, determinando a capacidade máxima de hospedagem de carga fotovoltaica para o alimentador em estudo.

2 REVISÃO DE LITERATURA

Este capítulo apresenta o embasamento teórico necessário para a compreensão dos impactos causados pela inserção de geração distribuída em redes de baixa tensão. A fundamentação divide-se em três eixos principais: os aspectos construtivos e o princípio de funcionamento das células e módulos fotovoltaicos; as características operacionais que diferenciam os sistemas conectados à rede dos sistemas isolados; e as diretrizes regulatórias vigentes que servem como parâmetros para a qualidade da energia elétrica no cenário nacional.

2.1 Efeito Fotovoltaico

Descoberto em 1839 pelo físico francês Alexandre Edmond Becquerel, o efeito fotovoltaico consiste em um processo de geração de corrente elétrica a partir de células fotovoltaicas quando expostas à radiação solar. Becquerel observou a geração de uma diferença de potencial nos extremos de placas metálicas imersas em uma solução quando expostas à luz (SELL, 2023).

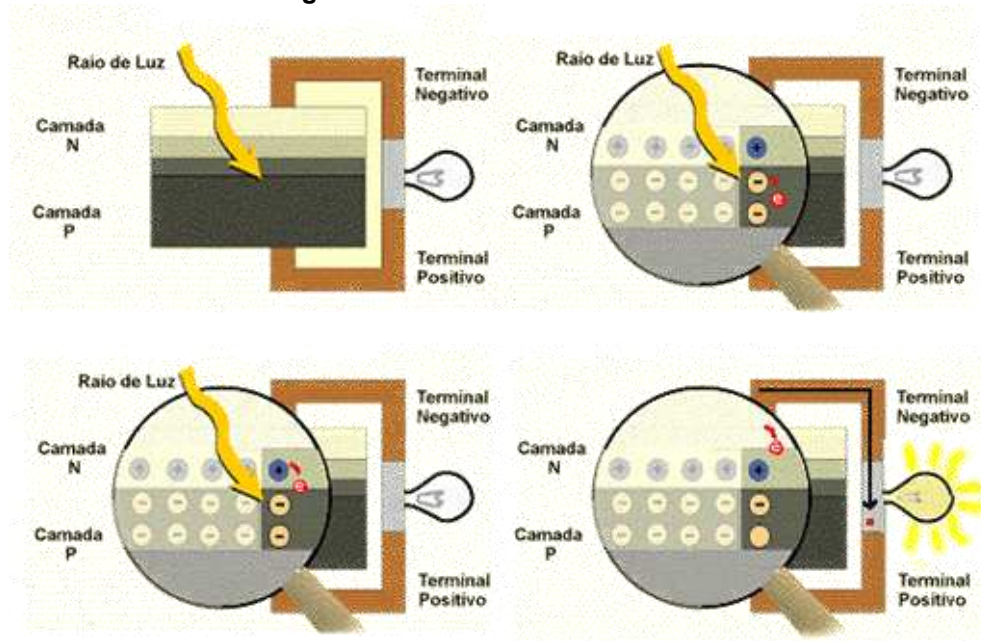
Mais tarde, em 1883, o inventor norte-americano Charles Fritts desenvolveu a primeira célula fotovoltaica de estado sólido, utilizando selênio revestido por uma fina camada de ouro, alcançando uma eficiência de conversão de aproximadamente 1% (SELL, 2023).

O maior salto de tecnologia, até então, veio em 1954, quando os cientistas, Gerald Pearson, Calvin Fuller e Daryl Chapin descobriram acidentalmente que o silício dopado com impurezas era hipersensível à luz. Assim, eles criaram a primeira célula solar de silício moderna, com eficiência de 6% (SELL, 2023). No início, o alto custo de fabricação restringiu o uso da tecnologia a programas aeroespaciais, sendo os satélites *Vanguard I* (1958) e *Telstar* (1962) os pioneiros na utilização de módulos fotovoltaicos (*Solar Energy World*, 2011). Nas décadas seguintes houve um aumento exponencial no interesse global em fontes renováveis, isso promoveu aprimoramentos contínuos nos processos de fabricação de semicondutores, o que reduziu drasticamente os custos dessa tecnologia.

A estrutura do silício puro possui quatro elétrons em sua camada de valência. Em condições normais, o silício puro atua como um isolante elétrico, pois todos os elétrons estão ligados à rede cristalina na chamada banda de valência. Para que haja condução de eletricidade, esses elétrons precisam ser excitados e saltar para a banda

de condução. Entre essas duas bandas existe uma região denominada lacuna de energia. Para o silício, essa lacuna equivale a aproximadamente 1,1 eV (Portal Solar, 2026a).

Figura 3 - Efeito fotovoltaico



Fonte: Cresesb (2008)

Quando a radiação solar incide sobre a célula, os fótons que possuem energia igual ou superior à lacuna de energia do silício conseguem transferir essa energia a um elétron da banda de valência, fazendo com que ele salte para a banda de condução (Portal Solar, 2026b). Ao se deslocar, o elétron deixa em seu lugar um espaço vazio na estrutura atômica, denominado lacuna, que se comporta como uma carga elétrica positiva. Esse processo cria o chamado par elétron-lacuna.

Para que os pares elétron-lacuna gerem energia útil em vez de se recombinarem, a célula fotovoltaica precisa de um campo elétrico interno capaz de forçar a separação dessas cargas. Isso é obtido através de um processo chamado de dopagem, que cria duas regiões diferentes no silício:

- Região tipo P (Positiva): A base do cristal de silício é dopada com átomos de elementos trivalentes, geralmente o boro. Como o boro possui apenas três elétrons na camada de valência, a ligação cristalina com o silício apresenta a falta de um elétron, gerando um excesso de lacunas no material.

- Região tipo N: a camada superficial do cristal é dopada com elementos pentavalentes, como o fósforo. O elétron extra do fósforo não se liga à estrutura cristalina do silício, ficando livre na banda de condução, criando um material com excesso de cargas negativas.

Quando a camada P e a camada N são unidas, forma-se a “junção P-N”. Assim, ocorre um fenômeno natural onde os elétrons da região N migram para ocupar as lacunas da região P. Esse deslocamento dá origem a chamada “região de depleção”, que não possui portadores livres, mas que gera um forte campo elétrico. Sob iluminação solar, os pares elétron-lacuna formados nas imediações da junção P-N são instantaneamente separados pela força desse campo elétrico, os elétrons são empurrados para a malha metálica frontal (polo negativo) e as lacunas para o contato metálico traseiro (polo positivo), formando uma corrente elétrica assim que o circuito é fechado (SOUTO, 2025).

2.2 Células Fotovoltaicas

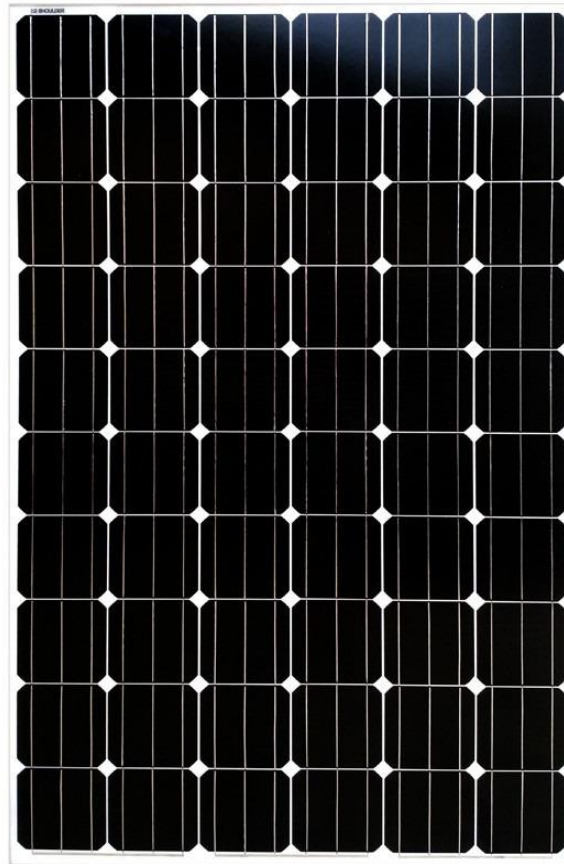
O mercado fotovoltaico é majoritariamente composto por tecnologias baseadas em silício cristalino, as quais representam aproximadamente 98% da participação de mercado global, sendo o restante composto pelas tecnologias de película fina (VDMA, 2025). Essa dominância do silício é explicada por sua abundância na crosta terrestre e pela maturidade da sua cadeia de suprimentos.

As células de silício cristalino subdividem-se em silício monocristalino e silício policristalino. Ambas são produzidas a partir do silício grau eletrônico purificado através de vias gasosas, com pureza mínima de 99,9999% (BRITO, 2004).

As células de silício monocristalino se destacam pelo maior desempenho, possuindo eficiências elevadas, entre 15% e 22% (Portal Solar, 2026). Isso acontece pois o mono-Si é fabricado a partir de um único cristal contínuo de silício. A ausência de barreiras físicas internas (como as fronteiras de grão presentes no silício policristalino) permite que os elétrons se movimentem livremente.

Visualmente, os painéis são fáceis de identificar devido à sua coloração escura e uniforme, além disso, as células possuem as pontas arredondadas (em formato octagonal ou pseudo-quadrado). Isso decorre da necessidade de cortar e moldar o lingote de silício que é originalmente cilíndrico para maximizar o aproveitamento de espaço nos módulos retangulares.

Figura 4 - Módulo fotovoltaico de Silício Monocristalino



Fonte: Portal Solar (2026)

Sua principal vantagem é que necessita de menor área instalada para gerar a mesma quantidade de energia em comparação com outras tecnologias de silício ou película fina, já que sua eficiência é superior. Por outro lado, o seu método de fabricação exige um controle térmico rígido e alto consumo de energia, tornando o processo produtivo caro. Além disso, o fatiamento do lingote com serras de fio e o corte de suas laterais para ajustar a geometria geram uma perda significativa de silício refinado na forma de resíduo (ALPHA SOLAR, 2023).

O silício policristalino, por sua vez, é constituído por uma associação de múltiplos grãos cristalinos orientados em ângulos diferentes. As fronteiras de grão presentes nas células representam falhas na rede periódica do semicondutor, atuando como regiões de forte recombinação de portadores de carga (CANAL SOLAR, 2019). Consequentemente, as eficiências dessas células são limitadas à faixa de 13% a 18%. Embora o processo exija menor rigor térmico e gere menos resíduo de silício em comparação ao monocristalino, a redução de preço dos módulos mono-Si e o

surgimento de novas arquiteturas levaram à descontinuação gradual do silício policristalino nos principais mercados mundiais (ALPHA SOLAR, 2023)

Figura 5 - Módulo fotovoltaico de Silício Policristalino



Fonte: Portal Solar (2026)

Existem também as células do tipo silício amorfo, sendo classificadas na categoria de filmes finos. Diferente das células de silício cristalino, o silício amorfo apresenta uma estrutura atômica desordenada. Essa desorganização atômica gera elétrons superficiais desemparelhados, que atuam como centros de recombinação de cargas, reduzindo a eficiência do dispositivo. Para mitigar esses defeitos, incorpora-se hidrogênio à estrutura durante o processo de deposição química a vapor em temperaturas próximas de 200 °C. Além disso, o principal obstáculo dessa tecnologia é sua degradação induzida pela luz. Sob as primeiras horas de exposição solar, ocorre uma quebra gradual das ligações de silício-hidrogênio na camada ativa da célula, gerando novos defeitos estruturais. Esse fenômeno faz com que a eficiência inicial do dispositivo sofra uma redução, para a casa dos 7%, enquanto sua eficiência média fica na casa dos 12% (PORTAL SOLAR, 2026).

Figura 6 - Rolo de células de Silício Amorfo



Fonte: Portal Solar (2026)

Devido à baixa densidade de potência, sua aplicação em grandes usinas ou telhados residenciais é inviável, pois exigiria áreas muito extensas de instalação. Assim, o silício amorfo é direcionado a nichos específicos, como dispositivos portáteis, barcos, trailers e algumas integrações com projetos arquitetônicos (PORTAL SOLAR, 2026).

2.3 Módulo Fotovoltaico

Os módulos fotovoltaicos são componentes formados pela ligação em série das células fotovoltaicas. Por serem muito frágeis, as células fotovoltaicas são encapsuladas e cobertas por uma camada de vidro temperado e emoldurados em alumínio. Na parte de trás, há a chamada caixa de junção, onde os componentes são conectados e de onde saem os cabos positivo e negativo para a conexão dos módulos no sistema. Como mostra a figura 7, a montagem do módulo é realizada da seguinte maneira:

1. Vidro Temperado: Possui como função principal proteger as séries de células fotovoltaicas. Sua superfície externa recebe um revestimento e tratamento químico antirreflexivo, projetado para que a luz incidente não seja espelhada para a atmosfera, garantindo que o máximo de fótons seja absorvido pelas células. Deve ser resistente o suficiente

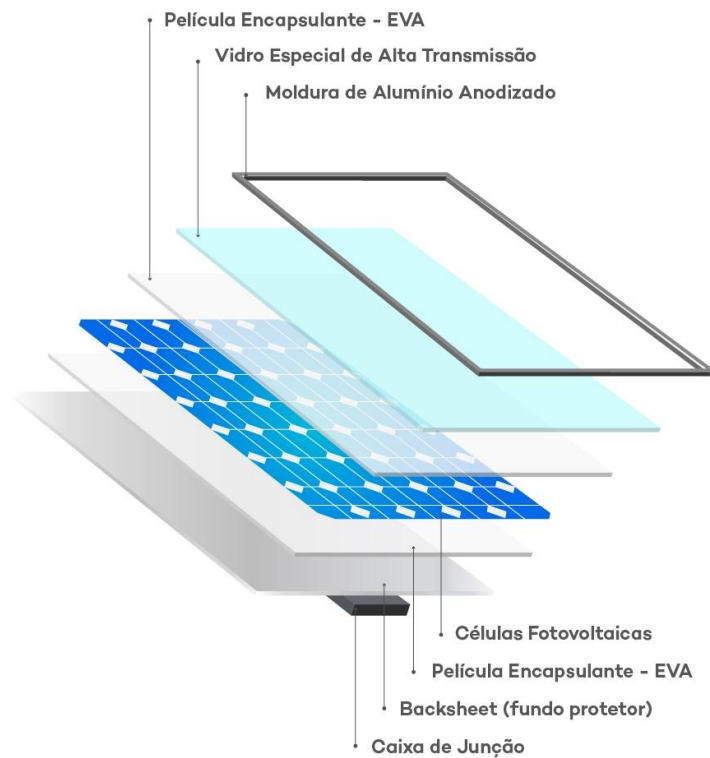
para suportar fenômenos meteorológicos extremos, como vendavais, acúmulo de neve e impactos diretos de granizo.

2. Filme Encapsulante Primário: Imediatamente abaixo do vidro temperado, posiciona-se a primeira lâmina do material selante. O padrão da indústria é a utilização de duas folhas de EVA.
3. Células Fotovoltaicas: No núcleo da montagem encontram-se as células de silício cristalino. As células são alinhadas e conectadas eletricamente por arranjos em série através de fios condutores planos feitos de cobre ou alumínio. Esses arranjos são conectados em paralelo na saída do módulo (dentro da caixa de junção). Para coletar os elétrons gerados na superfície do silício, cada face de célula possui uma grade metálica composta por linhas latitudinais finas que escoam a corrente para linhas longitudinais mais espessas chamadas de barramentos (PORTAL SOLAR, 2026).
4. Filme Encapsulante Secundário: Após o posicionamento da malha de células, uma segunda camada idêntica de EVA é depositada cobrindo o arranjo por trás. Quando o módulo é submetido à temperatura e pressão na laminadora industrial, as duas camadas de EVA derretem, envolvem o silício e polimerizam. O EVA selado protege os semicondutores contra infiltração de poeira, chuva ou umidade.
5. *Backsheet*: É uma película estrutural espessa e extremamente durável, frequentemente de coloração branca ou preta opaca. Composto por até três substratos poliméricos distintos (como Tedlar ou poliéster), o *backsheet* atua como uma barreira física contra a ação climática e abrasão, além de um isolante elétrico de alta segurança.
6. Moldura de alumínio: Após a montagem das etapas anteriores as bordas são protegidas e encapsuladas por uma moldura rígida. O material utilizado é o alumínio anodizado (IBERDROLA, 2026). A moldura é prensada ao redor das extremidades de vidro, frequentemente vedada com silicone adicional. Essa estrutura serve para dar rigidez de torção ao módulo. Sem ela, o manuseio, o transporte ou ação do vento no telhado causaria a flexão do painel. Uma torção acima da capacidade suportada pelo módulo causaria

microfissuras, que comprometem drasticamente a capacidade de geração e vida útil do mesmo.

7. Caixa de Junção: Fixada na superfície externa do *backsheet*, é um gabinete de plástico resistente a chamas e água (IP68), que centraliza as conexões elétricas. É da caixa de junção que saem os chicotes de fiação em corrente contínua, que nas suas extremidades possuem por padrão conectores do tipo MC4, permitindo a interligação entre os módulos e inversores.

Figura 7 - Vista explodida de um módulo fotovoltaico



Fonte: (Sunergia, 2024)

2.4 Sistemas *On-Grid* e *Off-Grid*

Os dois tipos mais comuns de sistemas de geração fotovoltaica são conhecidos como *on-grid* e *off-grid*.

2.4.1 Sistema *On-Grid*

O sistema *on-grid* é conectado à rede de distribuição elétrica da concessionária de energia, e consolidou-se como o modelo de geração distribuída

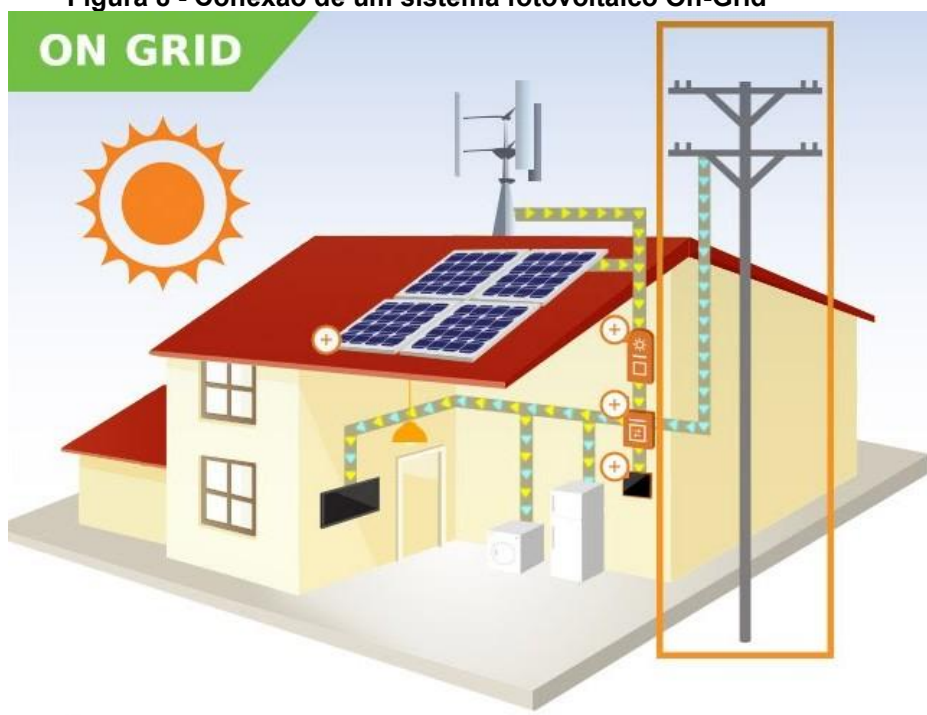
mais difundido no Brasil, principalmente por apresentar custos operacionais reduzidos e menor complexidade de instalação quando comparado aos sistemas equipados com baterias.

O funcionamento de uma planta *on-grid* segue uma sequência pré determinada de funcionamento, iniciando nos módulos fotovoltaicos, que realizam a captação da radiação solar e produzem eletricidade em corrente contínua. Essa energia é conduzida em tempo real pelos circuitos elétricos CC até o inversor solar. O inversor é o equipamento responsável por converter a energia gerada em CC para CA.

Após a conversão, a energia elétrica CA flui para o quadro de distribuição da unidade consumidora, suprimindo as cargas ativas instantaneamente. Quando a geração é superior ao consumo das cargas do imóvel, o excedente de energia flui pelo ramal de conexão e é injetado na rede de distribuição da concessionária. Por outro lado, quando a geração é insuficiente, as cargas utilizam a energia da concessionária para suprir a diferença entre geração e consumo. Esse fluxo bidirecional de energia é contabilizado pelo medidor de faturamento da concessionária, que registra tanto o consumo quanto a energia injetada, e posteriormente calcula a compensação tarifária.

Como principal vantagem desse tipo de sistema podemos citar o custo, uma vez que não há a necessidade de baterias para armazenar a energia gerada. A sua principal desvantagem, porém, está no fato do sistema ser desconectado em casos de falta de energia por parte da concessionária (REVISTA POTÊNCIA, 2022).

Figura 8 - Conexão de um sistema fotovoltaico On-Grid



Fonte: Revista Potência (2022)

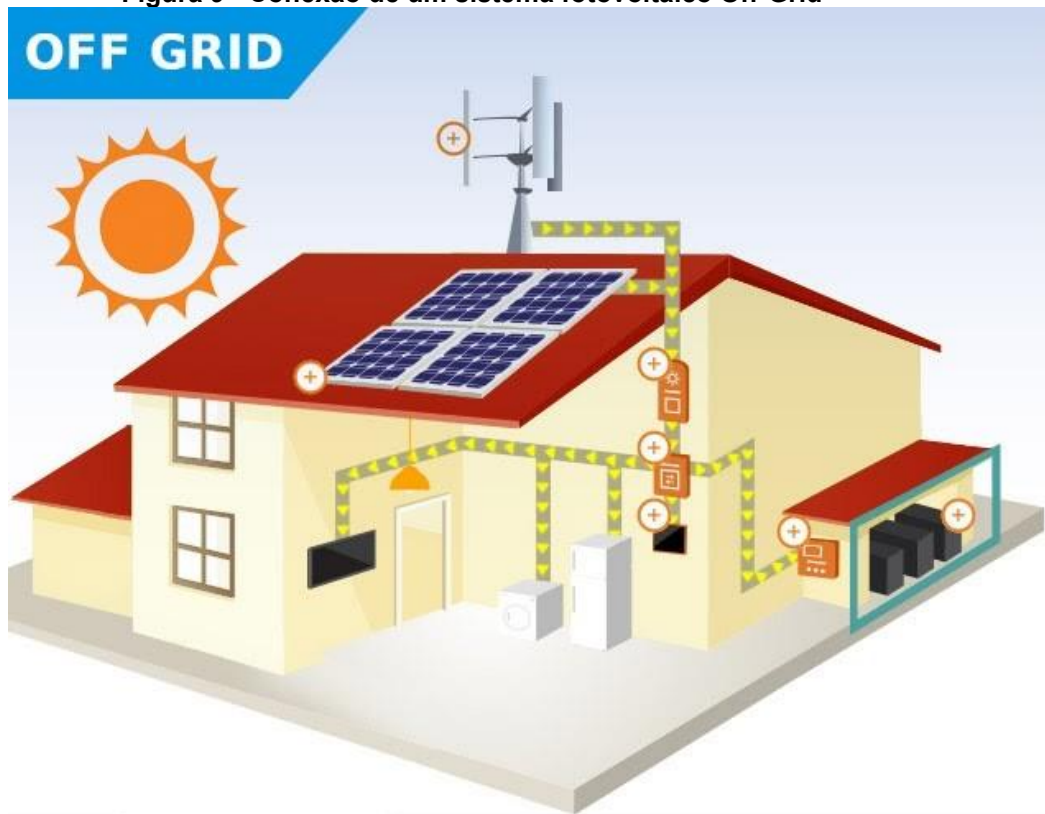
2.4.2 Sistemas Off-Grid

O sistema fotovoltaico *off-grid* é projetado para operar de maneira totalmente isolada das redes de distribuição da concessionária. Esse modelo costuma ser empregado em áreas remotas onde a estrutura elétrica é incapaz de atender as necessidades do consumidor, sistemas de sinalização rodoviária e bombeamento agrícola.

Como não possui o apoio da rede de distribuição quando o sistema é incapaz de suprir a demanda, esse tipo de sistema necessita da integração de um banco de armazenamento composto por baterias, que têm por finalidade, garantir o suprimento contínuo de energia em períodos noturnos ou sob condições de baixa radiação.

Em razão do banco de armazenamento e dos componentes associados à ele, essa modalidade de geração tem um custo de implementação e manutenção mais elevado em comparação ao sistema *on-grid*, tornando-a inviável para a maioria dos consumidores (REVISTA POTÊNCIA, 2022).

Figura 9 - Conexão de um sistema fotovoltaico Off-Grid



Fonte: Revista Potência (2022)

2.5 Geração Centralizada e Geração Distribuída

A versatilidade dos sistemas fotovoltaicos permite que a arquitetura e finalidade dos projetos varie desde arranjos de microgeração para consumo residencial até complexos de grande porte para produção centralizada. Assim, a geração de energia solar divide-se em dois modelos: a geração centralizada (GC) e a geração distribuída (GD).

A geração centralizada é o modelo tradicional de produção do setor elétrico, onde a energia é produzida em grandes usinas distantes dos centros de consumo e é injetada na rede de transmissão de alta tensão do Sistema Interligado Nacional, percorrendo longas distâncias até as distribuidoras locais. No Brasil, o planejamento de expansão da capacidade de GC é coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) com o suporte técnico da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), por meio do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE). A aprovação do PDE 2034, pela Portaria MME nº 831/2025, estabelece o direcionamento estratégico da transição energética pelos próximos dez anos (2025-2034), mantendo a meta de participação de fontes renováveis acima de 85% na matriz elétrica (MME, 2025).

Por outro lado, a geração distribuída representa um modelo de geração descentralizado em que pequenas unidades geradoras são instaladas junto ou próximas aos pontos de consumo, conectando-se à rede de distribuição local.

Ainda dentro da GD, temos uma subdivisão de categorias, onde a microgeração distribuída é formada por centrais geradoras com potência instalada menor ou igual a 75 kW, e a distribuidora local é responsável pelos custos de adequação da rede de distribuição e pelos equipamentos de medição. Já a minigeração distribuída refere-se a centrais com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual 3 MW para a geração fotovoltaica, e cabe ao consumidor o custeio dos sistemas de medição e participação financeira nas obras de reforço da rede de distribuição.

No longo prazo, as estimativas da EPE apontam para a instalação de 78 GWp em sistemas de geração distribuída até o ano de 2050 (PORTAL SOLAR, 2026c), divididos da seguinte maneira:

- Segmento Residencial: 33 GW
- Segmento Comercial: 29 GW
- Segmento Industrial: 13 GW
- Poder Público: 3 GW

Essa projeção evidencia o papel central da microgeração residencial e das instalações comerciais na transformação do perfil de consumo elétrico do país.

2.6 Parâmetros de qualidade de energia

A regulamentação do setor elétrico brasileiro, sob a responsabilidade da ANEEL, estabelece requisitos rígidos para assegurar a conformidade do fornecimento de energia elétrica pelas concessionárias de distribuição através dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST).

A qualidade da energia é analisada sob a ótica de fenômenos de regime permanente e de regime transitório. Em regime permanente, os principais parâmetros monitorados são as variações de tensão, distorções harmônicas, desequilíbrio de tensão, fator de potência, flutuação de tensão e variações de frequência. Em regime transitório, avaliam-se as variações de tensão de curta duração (VTCD). Para esse estudo, avaliou-se como principal parâmetro a qualidade da tensão em regime permanente.

2.6.1 Tensão em Regime Permanente

A conformidade da tensão em regime permanente é avaliada em intervalos consecutivos de integralização de 10 minutos. As leituras coletadas são comparadas com a tensão de referência nominal do ponto de conexão e classificadas em três faixas de variação: adequada, precária ou crítica. As faixas de tensão para redes de distribuição secundárias brasileiras operando abaixo de 2.3 kV dependem do padrão de atendimento adotado conforme apresentado na tabela 1.

Tabela 1 - Faixas de Classificação de tensões de leitura em baixa tensão

Tensão Nominal	Tipo de Conexão	Tensão de Atendimento Adequada (V)	Tensão de Atendimento Precária (V)	Tensão de Atendimento Crítica (V)
220 / 127 V	F-F	$202 \leq TL \leq 231$	$191 \leq TL < 202$ $231 < TL \leq 233$	$TL < 191$ ou $TL > 233$
220 / 127 V	F-N	$117 \leq TL \leq 133$	$110 \leq TL < 117$ $133 < TL \leq 135$	$TL < 110$ ou $TL > 135$
380 / 220 V	F-F	$350 \leq TL \leq 399$	$331 \leq TL < 350$ $399 < TL \leq 403$	$TL < 331$ ou $TL > 403$
380 / 220 V	F-N	$202 \leq TL \leq 231$	$191 \leq TL < 202$ $231 < TL \leq 233$	$TL < 191$ ou $TL > 233$
240 / 120 V	F-F	$221 \leq TL \leq 252$	$209 \leq TL < 221$ $252 < TL \leq 254$	$TL < 209$ ou $TL > 254$
	F-N	$110 \leq TL \leq 126$	$104 \leq TL < 110$ $126 < TL \leq 127$	$TL < 104$ ou $TL > 127$
220 / 110 V	F-F	$202 \leq TL \leq 231$	$191 \leq TL < 202$ $231 < TL \leq 233$	$TL < 191$ ou $TL > 233$
	F-N	$101 \leq TL \leq 116$	$116 < TL \leq 117$	$TL < 96$ ou $TL > 117$

Fonte: Adaptado de ANEEL (2021)

Caso o desempenho da distribuidora viole tais limites, ela fica sujeita a realizar compensações financeiras mensais ao consumidor faturado (ANEEL, 2021).

3 METODOLOGIA

Para a realização das simulações de fluxo de potência dinâmico e a avaliação dos impactos causados pela inserção de geração distribuída, foi utilizado o software *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS), desenvolvido pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI). O OpenDSS é um simulador de sistemas de distribuição elétrico de código aberto, projetado para analisar o comportamento de redes elétricas de distribuição em regime permanente.

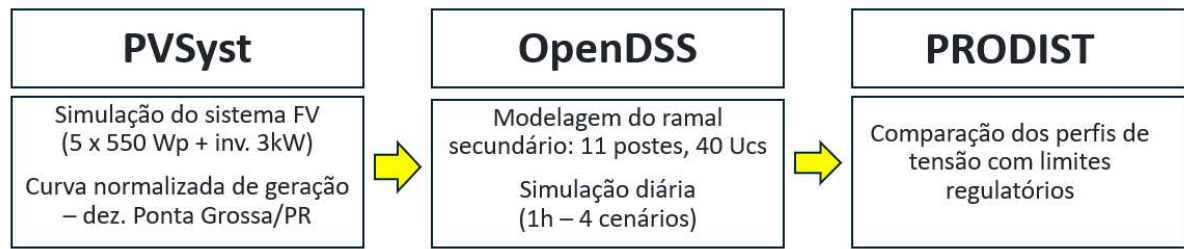
O software permite a representação explícita de sistemas trifásicos assimétricos, redes bifásicas e monofásicas, além da presença do condutor neutro e de sistemas de aterramento. Essa modelagem é essencial para o estudo de redes secundárias de baixa tensão, as quais apresentam desequilíbrios estruturais inerentes devido à distribuição desigual de cargas residenciais entre as fases.

Para este trabalho, o OpenDSS foi operado no modo de simulação diário. Neste modo, o software executa fluxos de potência sucessivos em regime permanente para cada intervalo de tempo especificado, permitindo mapear de forma dinâmica as variações temporais da demanda de carga e o perfil de geração fotovoltaica ao longo de um período de 24 horas. Dessa forma, torna-se possível identificar com precisão os instantes de máxima injeção de potência ativa reversa e as consequentes violações nos níveis de tensão regulamentados pela ANEEL.

Nota-se que, embora os critérios estabelecidos pelo módulo 8 do PRODIST determinem janelas de integralização de 10 minutos para a classificação regulatória dos níveis de tensão, este estudo adota passos de simulação horários (*stepsize* = 1h). Esta simplificação é uma premissa para análises de fluxo de potência em regime permanente e planejamento de capacidade máxima de rede a longo prazo. Assume-se, para fins de modelagem, a estabilidade das condições de contorno de carga e geração dentro de cada intervalo de 60 minutos, permitindo identificar as violações sistêmicas sem a necessidade de ferramentas de curtíssimo prazo.

A fim de facilitar a alteração dos parâmetros de simulação, os elementos do circuito foram modelados em códigos separados e compilados no código principal através do comando *Redirect*. Os códigos utilizados encontram-se no anexo A deste trabalho. A sequência de integração das ferramentas de simulação computacional, partindo da modelagem do sistema fotovoltaico até a análise de conformidade normativa, está sintetizada no fluxograma metodológico apresentado na figura 10.

Figura 10 - Fluxo Metodológico

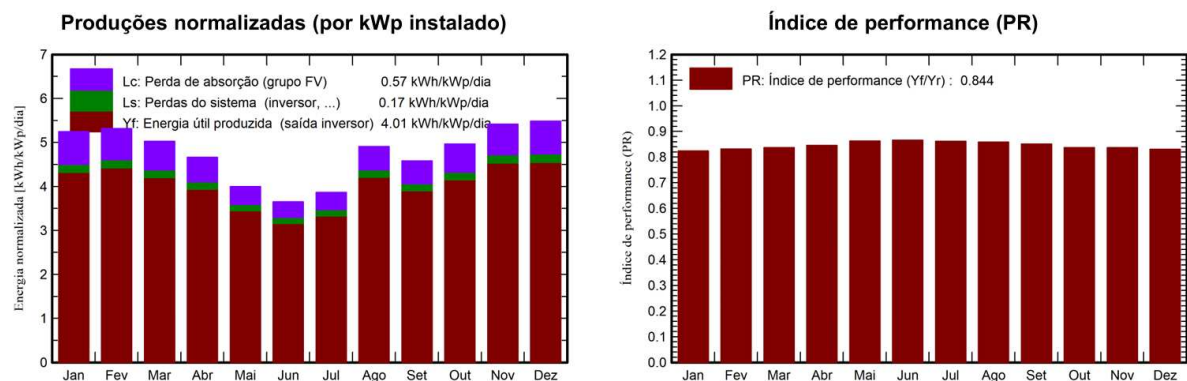


Fonte: Autoria Própria (2026)

Para a modelagem do perfil de injeção de energia solar, utilizou-se o programa PVsyst. O programa foi empregado para simular o comportamento de uma unidade geradora padrão, dimensionada para a demanda anual de 4028,17 kWh, em torno de 335 kWh/mês (figura 11), constituída por um arranjo de 5 módulos fotovoltaicos de 550 Wp, acoplados a um inversor com capacidade nominal de saída de 3 kW em CA.

Figura 11 - Produção anual do sistema fotovoltaico simulado

Produção do sistema			
Energia produzida	4028.17 kWh/ano	Índice de perf. PR	84.37 %



Fonte: Autoria própria (2026)

Para os valores de irradiância padrão da região de Ponta Grossa – PR, utilizou-se da base de dados da CRESESB.

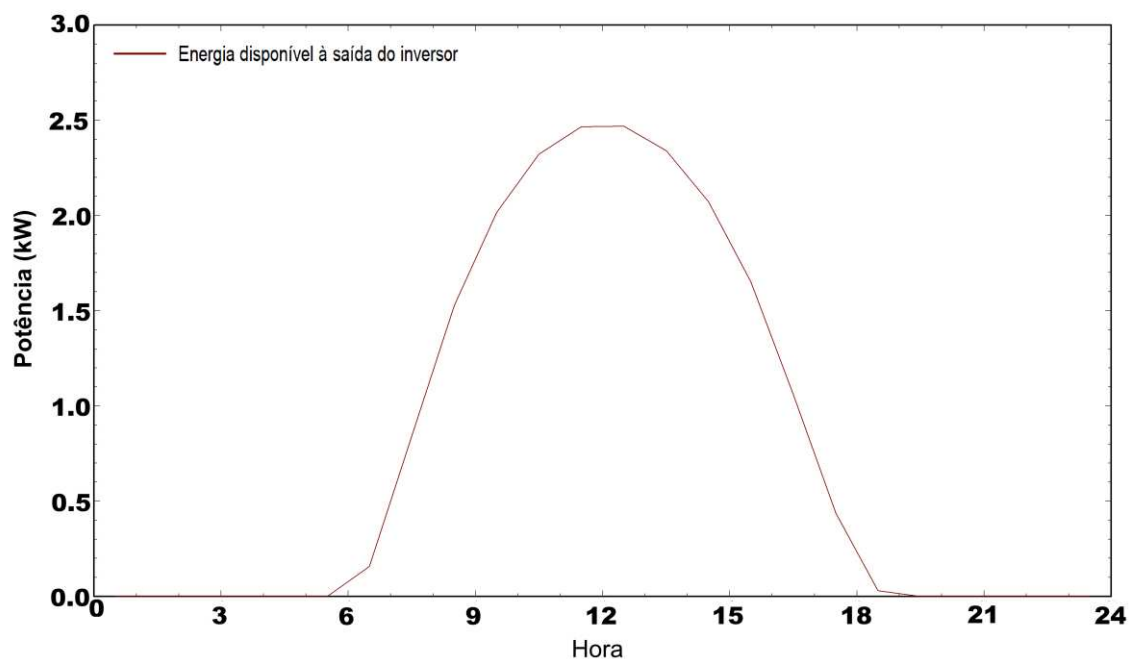
Tabela 2 - Dados de irradiação solar de Ponta Grossa - PR

Irradiação solar diária média [kWh/m².dia]											
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
5,60	5,38	4,77	4,10	3,27	2,0	3,10	4,09	4,25	4,86	5,65	5,89

Fonte: Adaptado de CRESESB (2026)

Visto que todas as unidades consumidoras do circuito compartilham do mesmo ambiente geográfico e estão submetidas às mesmas condições de irradiância e temperatura, adotou-se o método da curva normalizada. A partir de uma simulação realizada no PVsyst, extraiu-se a curva de produção horária de potência ativa para um dia típico de operação no mês de dezembro (figura 12), onde a irradiância será maior que em outros períodos do ano.

Figura 12 - Geração Diária do Sistema Fotovoltaico Simulado



Fonte: Autoria própria (2026)

Os dados de geração obtidos foram normalizados ao se dividir o valor de potência de cada intervalo de tempo pelo valor máximo registrado no pico de irradiação. Esse procedimento resultou em um vetor adimensional de 24 multiplicadores. Este perfil foi então indexado ao OpenDSS através do elemento *Loadshape* sob a designação de “Curva_Solar”, permitindo que o simulador escale e replique dinamicamente o comportamento do circuito de acordo com as potências de módulos e inversores parametrizados em cada ponto de conexão ao longo da rede de baixa tensão.

3.1 Modelagem da Rede

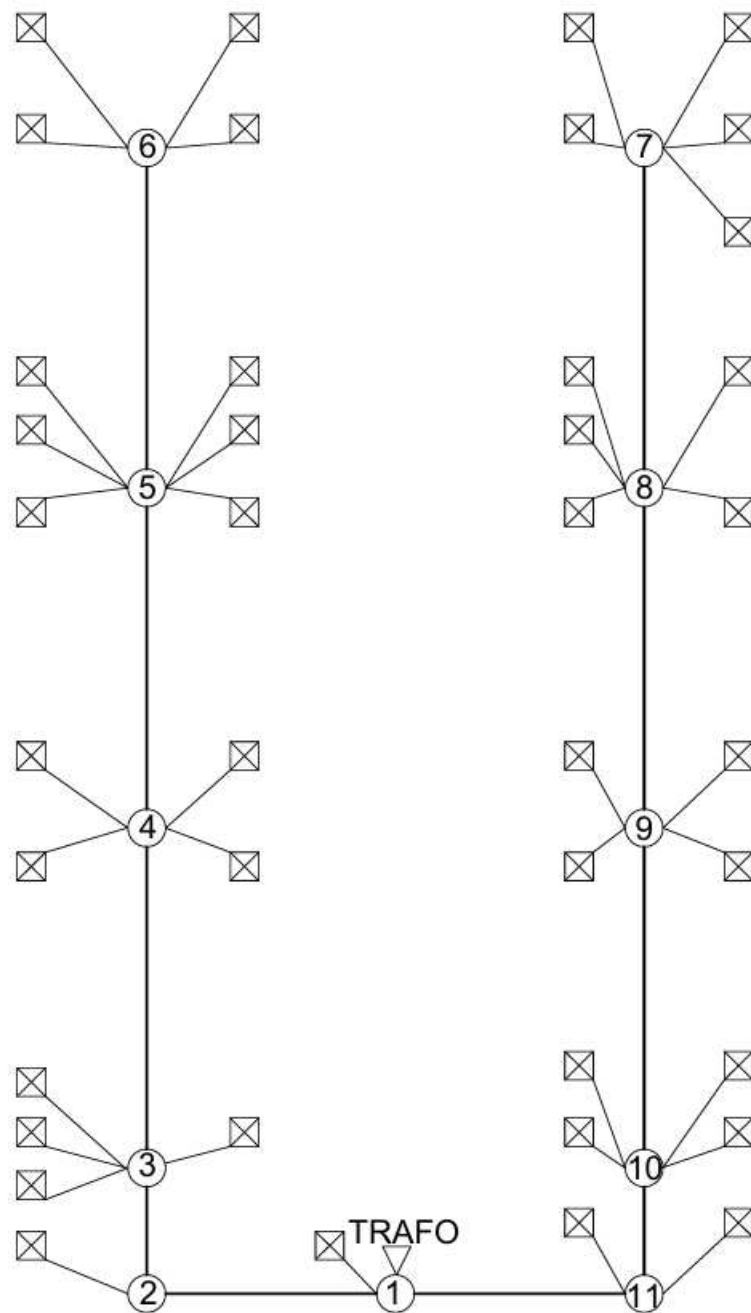
Para a realização das simulações foi modelada uma rede de distribuição secundária hipotética, do tipo radial simples, baseada nos critérios estabelecidos pela NTC 841001 (Projetos de Rede de Distribuição Urbana) e NTC 901100 (Fornecimento em tensão secundária de distribuição) da Copel. Distribuíram-se 40 unidades consumidoras ao longo de 11 postes, formando um circuito simétrico e equilibrado (figura 13).

A escolha por uma topologia de rede simétrica e equilibrada constitui uma decisão deliberada de projeto. O objetivo é isolar de forma pura o impacto técnico da inversão do fluxo de potência na regulação de tensão. Caso desequilíbrios dinâmicos fossem introduzidos, os problemas causados mascarariam os efeitos exclusivos causados pela injeção progressiva da microgeração fotovoltaica.

A alimentação do sistema é efetuada por um transformador de distribuição trifásico com potência nominal de 75 kVA e relação de transformação de 13,8 kV para 0,22 kV, em conformidade com a padronização de equipamentos da concessionária.

Os condutores que compõem o tronco principal e os ramais secundários de distribuição foram modelados utilizando a biblioteca de cabos *Linencode* para indexar os parâmetros elétricos de resistência e reatância. Adotou-se o cabo multiplexado com isolamento em XLPE e condutores de alumínio com seção transversal de 35 mm². Os comprimentos de cada vão basearam-se em lotes padrões de 12x25 m e foram convertidos e inseridos em quilômetros para compatibilidade com a base de cálculo de impedância do OpenDSS.

Figura 13 - Disposição dos postes e UCs



Fonte: Autoria própria (2026)

Os níveis de tensão do circuito e modelo de atendimento dos consumidores foram baseados na NTC 901100, e adotou-se para esse estudo a categoria 28, com alimentação bifásica e disjuntor de entrada de 50A para todas as 40 UCs (Anexo B). Cada residência foi inserida no simulador por meio do elemento *Load*, e na falta de dados reais disponibilizados pela concessionária, utilizou-se uma potência nominal diversificada de 1,56 kVA.

A definição da demanda unitária de 1,56 kVA baseou-se nos critérios de dimensionamento de acordo com a quantidade de consumidores e demanda mensal de energia estipulada (Anexo C), aplicando-se o fator de coincidência. O uso do fator de coincidência é indispensável para refletir o comportamento real do sistema de distribuição, visto que mitiga o sobredimensionamento artificial da rede ao considerar que os picos de demanda de todas as residências não ocorrem de forma simultânea. Assim, a curva média de um consumidor pode não coincidir com a curva real medida, porém, um agregado de consumidores deve ter sua representação muito próxima da curva acumulada média (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2017).

Para representar o comportamento dinâmico dessas cargas em um período de 24 horas, utilizou-se como referência os perfis de carga validados na monografia de Helena Ogata (OGATA; Helena Megale, 2015), garantindo correspondência fidedigna com os hábitos de consumo de redes residenciais semelhantes.

Para mitigar desequilíbrios artificiais na simulação e reproduzir as diretrizes de equilíbrio de fases exigidas em projetos de engenharia de distribuição, as 40 cargas foram distribuídas de forma igualitária e alternada entre os três pares de fases disponíveis ao longo dos 11 postes da rede. O balanceamento foi estruturado da seguinte forma:

- 13 cargas conectadas entre as fases A e B
- 13 cargas conectadas entre as fases B e C
- 14 cargas conectadas entre as fases C e A

Por fim, as conexões dos sistemas de microgeração fotovoltaica de 2,75 kWp, foram espelhadas nos mesmos nós de conexão bifásica das respectivas cargas residenciais, garantindo que a injeção respeitasse o arranjo pré-estabelecido de fases e permitisse a análise real dos impactos no transformador.

3.2 Medidores

Para o controle do balanço energético e perdas, foi instalado um medidor de potência virtual no ponto de entrega, junto ao transformador, para caracterizar a demanda agregada e quantificar as perdas técnicas totais da rede.

Também foram alocados monitores de tensão em pontos estratégicos para garantir que os níveis de tensão permaneçam dentro dos limites do PRODIST, independentemente da carga ou injeção fotovoltaica:

- Poste 1 (Nó de referência): Ponto de referência de tensão nominal, servindo para a calibração do modelo elétrico e verificação das condições de contorno impostas pela concessionária
- Postes 4 e 9 (Pontos de transição): Instalados nas seções intermediárias de cada ramal, estes nós permitem observar a transição da tensão ao longo do condutor, servindo como referência para identificar o comportamento de queda de tensão em cada rum.
- Postes 6 e 7 (Fins de linha): Monitora o fim de linha de cada ramal, onde as violações de tensão são mais suscetíveis de ocorrer por estarem nos pontos mais distantes do circuito.

A escolha destes pontos de monitoramento permite uma análise comparativa precisa entre a resposta elétrica dos dois ramais. Essa abordagem garante que o estudo contemple não apenas a magnitude da carga, mas também como sua distribuição física influencia a regulação de tensão e a resposta do sistema à penetração da microgeração fotovoltaica.

3.3 Cenários Analisados

Para avaliar o impacto técnico decorrente da inserção de geração distribuída e determinar a capacidade máxima de integração, estipulou-se uma metodologia de simulação baseada em cenários progressivos. O comportamento elétrico do circuito foi monitorado ao longo de um período de 24 horas, confrontando os critérios de desempenho regulatórios com os níveis de penetração fotovoltaica. Para isso, foram definidos 4 cenários de testes.

O cenário de referência, denominado Cenário 1, foi parametrizado com 0% de penetração fotovoltaica. Este cenário representa a operação original do circuito alimentado pelo transformador de 75 kVA, servindo como lastro comparativo para quantificar as quedas de tensão e as perdas elétricas na ausência de injeção fotovoltaica.

Já o cenário 2, com 40% das unidades com geração fotovoltaica, foi estrategicamente desenhado com o objetivo de identificar o ponto exato de ruptura técnica do circuito. Foram alocados 16 sistemas fotovoltaicos distribuídos ao longo dos ramais.

Para o cenário 3, foram inseridos geradores em 50% das unidades consumidoras, este cenário tem o propósito de representar a transição do sistema para o estado de falha regulatória.

O cenário 4 propõe a simulação de estresse no qual todas as 40 unidades consumidoras do ramal possuem microgeração fotovoltaica. O seu propósito é avaliar o caso mais severo possível de fluxo de potência reverso e seu impacto na regulação de tensão.

Os critérios de desempenho e restrições operativas adotadas foram baseados nos limites regulatórios vigentes no módulo 8 do PRODIST e pelas recomendações de carregamento da própria concessionária. Determinou-se como violação técnica qualquer cenário que resulte em:

- Sobretensão em regime permanente: Tensões de linha superiores a 1,05 pu (231 V) em qualquer um dos 11 postes do circuito, critério monitorado especialmente nos horários de máxima irradiância solar;
- Subtensão em regime permanente: Tensões de linha inferiores a 0,92 pu (202,4 V), monitorados prioritariamente no pico de demanda residencial noturno;
- Sobrecarga do Transformador: Carregamento superior a 100% da capacidade nominal do transformador de distribuição, avaliando o estresse térmico do equipamento tanto pelo consumo concentrado de noite quanto pelo fluxo reverso de potência ativa injetada em direção à rede ao meio dia.

A aplicação desse método permite obter uma matriz de resultados robusta, identificando o exato momento em que o circuito necessita de intervenções técnicas ou reforços estruturais para continuar integrando fontes renováveis com segurança.

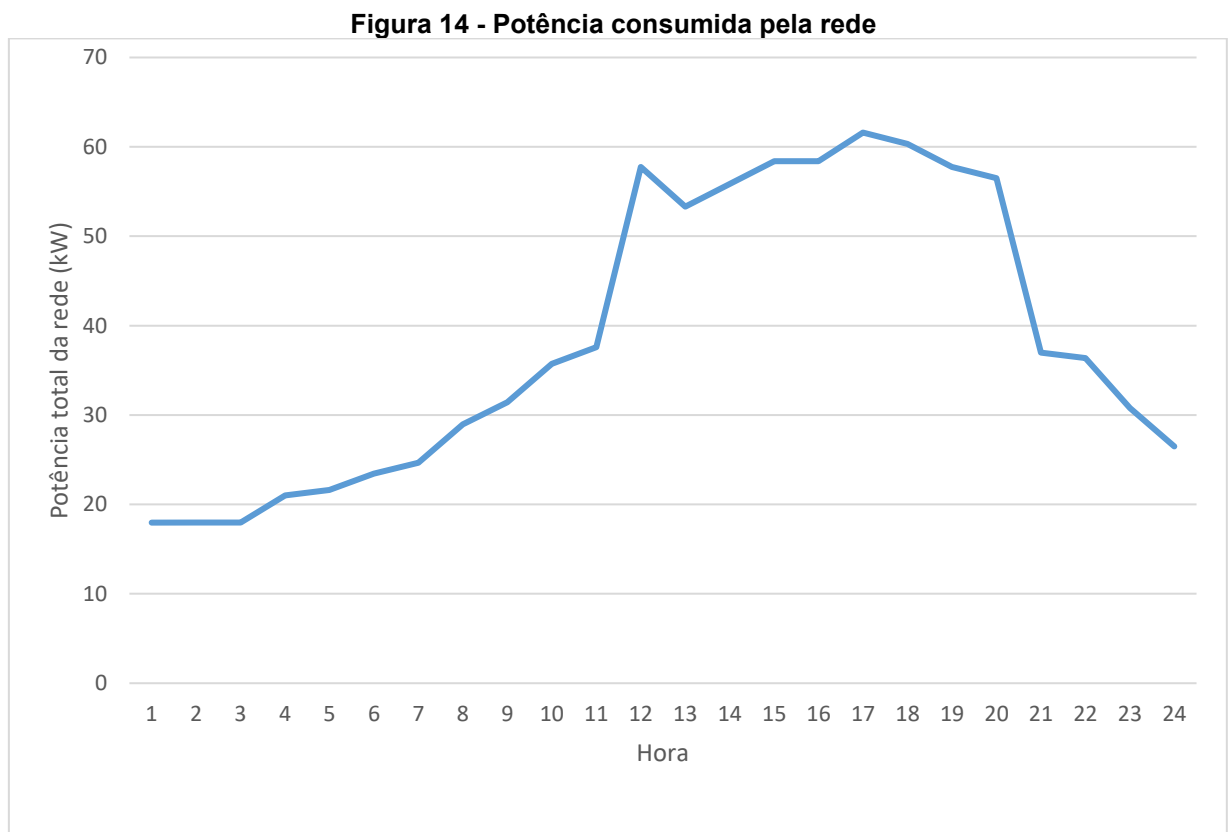
4 ANÁLISES E RESULTADOS

Este capítulo apresenta os resultados e discussões referentes às simulações computacionais realizadas no OpenDSS. O objetivo principal desta etapa é quantificar os impactos técnicos decorrentes da inserção progressiva de sistemas de microgeração fotovoltaica na rede de distribuição secundária modelada.

4.1 Cenário 1

A análise do fluxo de potência nos ramais demonstrou um comportamento característico de redes predominantemente residenciais. Observa-se que a demanda do sistema é menor no período da manhã e atinge seu valor de pico a partir das 17h.

No medidor principal da rede, a potência ativa demandada no horário de ponta ultrapassa ligeiramente a marca de 60 kW no alimentador, como mostra a figura 14.



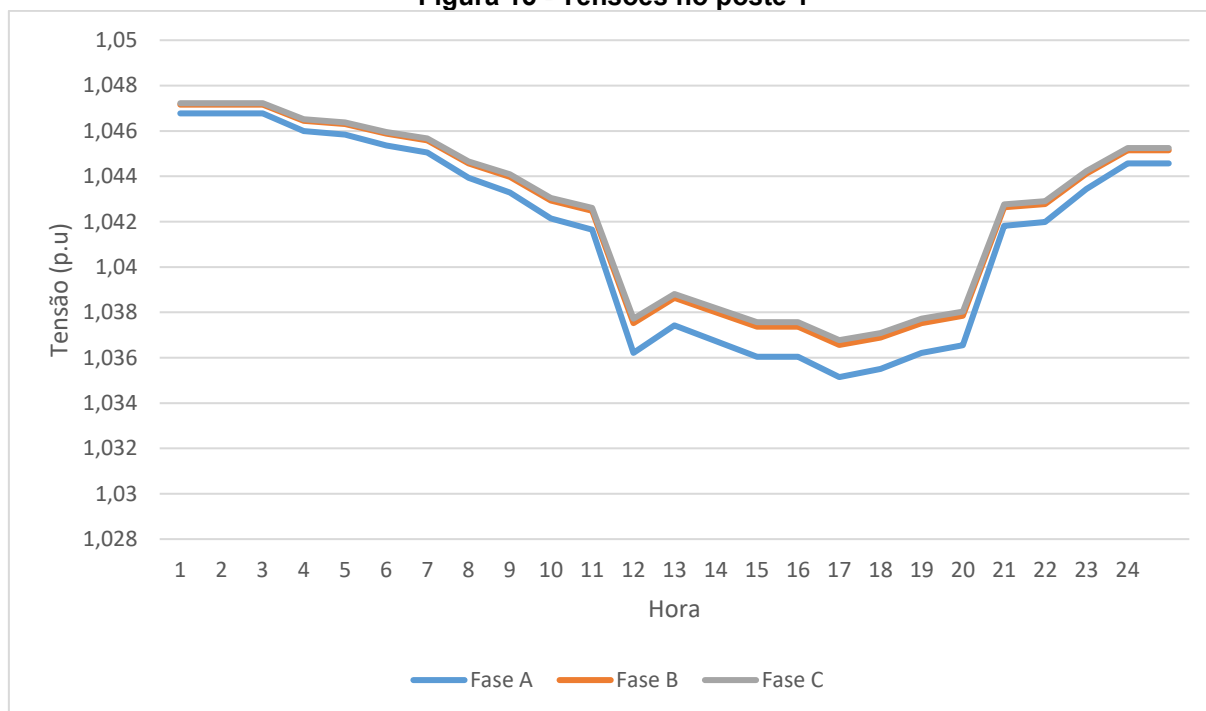
Fonte: Autoria própria (2026)

Já o monitoramento dos níveis de tensão ao longo dos nós da rede permitiu mapear o impacto da impedância dos condutores frente à variação da carga. Como esperado, a tensão apresenta seus valores mínimos de forma inversamente

proporcional ao pico de potência, ocorrendo a partir das 17h em todos os pontos monitorados.

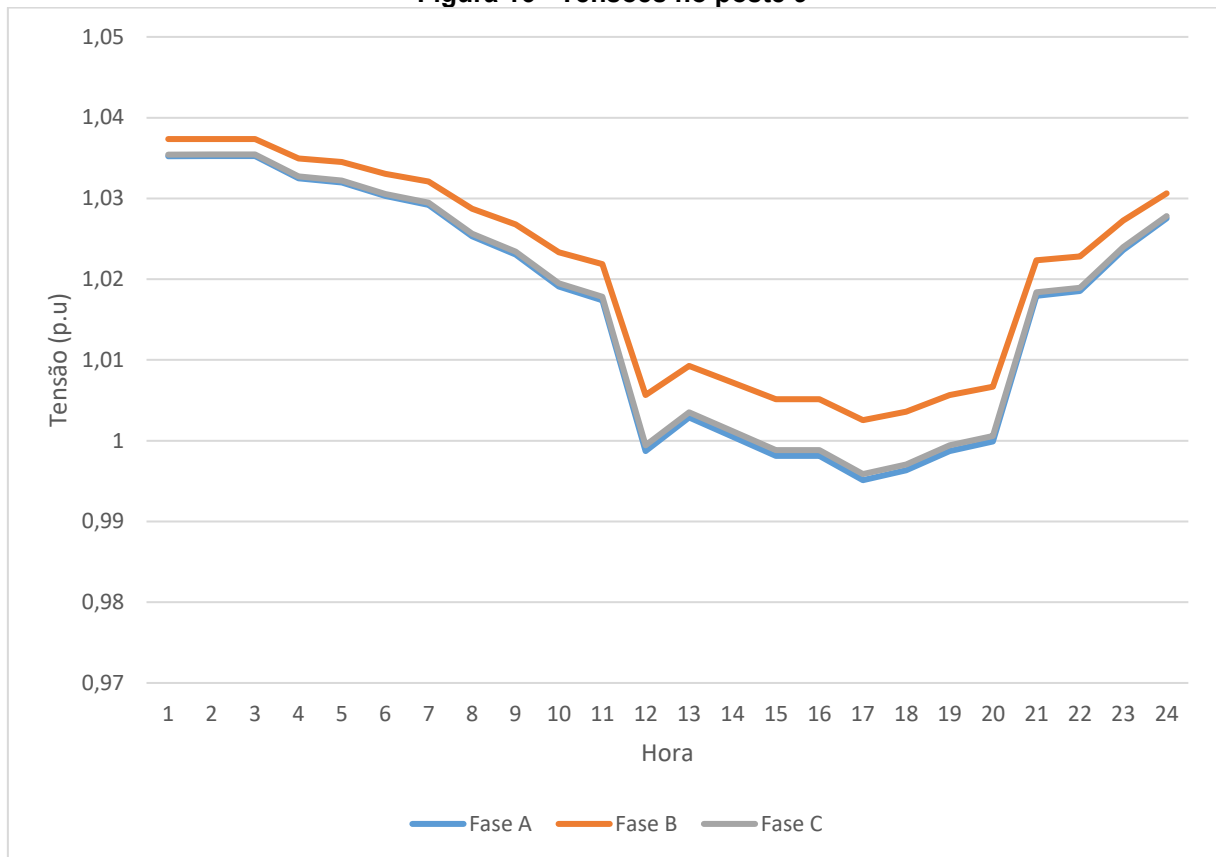
No poste 1, sendo o ponto de entrega do secundário do transformador, a tensão manteve-se estável, operando próxima a 1,047 p.u. nos períodos de carga leve e registrando uma queda para aproximadamente 1,035 p.u. durante o pico de demanda (figura 15).

Figura 15 - Tensões no poste 1

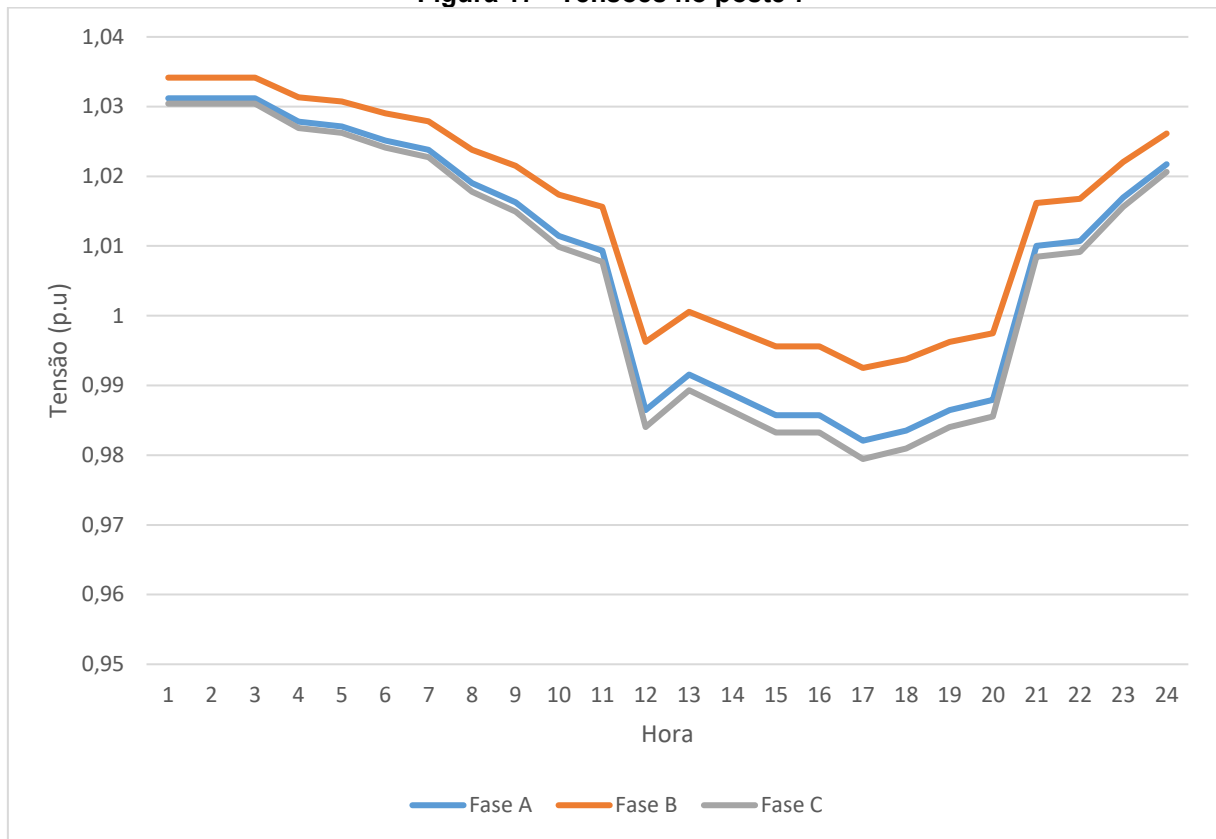


Fonte: Autoria própria (2026)

Os postes localizados nas porções intermediárias dos ramais, já evidenciam o efeito da queda de tensão na linha. No horário de ponta, as tensões nestes nós reduziram-se para patamares abaixo de 1 p.u (figura 16).

Figura 16 - Tensões no poste 9**Fonte: Autoria própria (2026)**

Os pontos de fim de linha registraram as maiores quedas de tensão, refletindo o acúmulo da impedância de todo o ramal. Apresentando tensões mínimas na casa dos 0,98 p.u. (figura 17).

Figura 17 - Tensões no poste 7

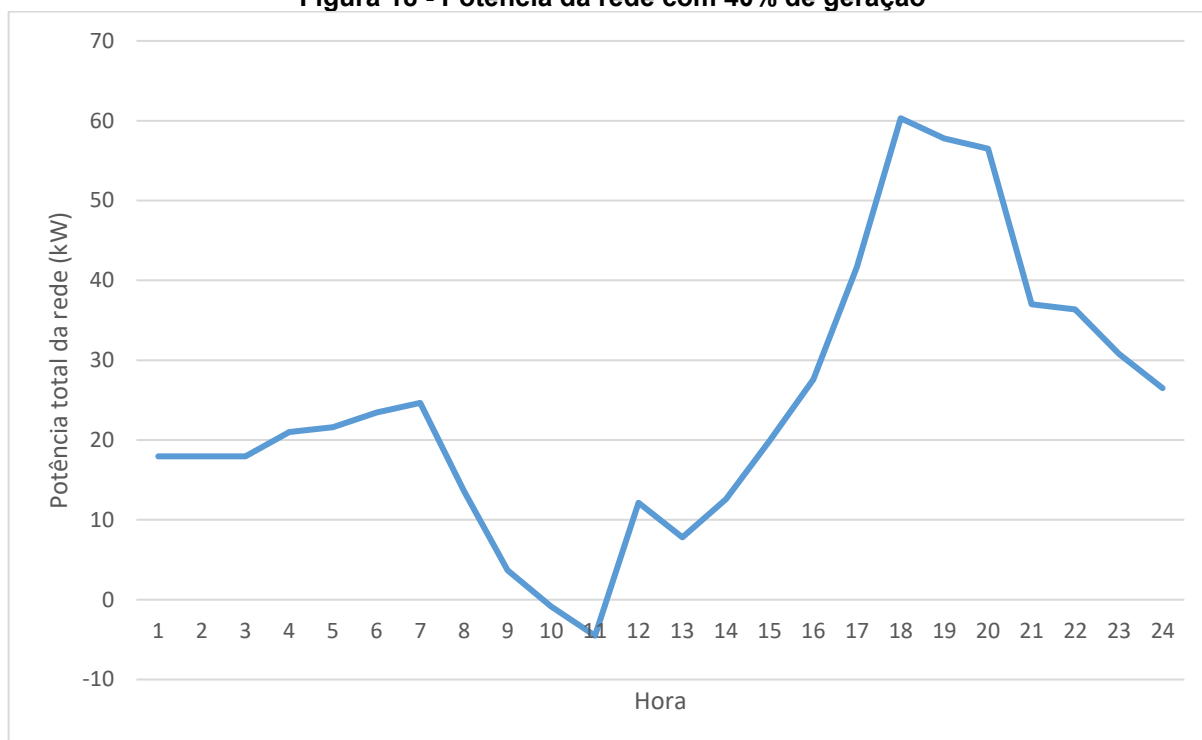
Fonte: Autoria própria (2026)

Apesar destas quedas naturais, constata-se que a rede opera com certa folga regulatória, bem acima do limite mínimo estabelecido pelo PRODIST, que é de 0,92 p.u..

4.2 Cenário 2

O segundo cenário avaliou o impacto da inserção de microgeração fotovoltaica em 40% das unidades consumidoras.

A análise da potência total do circuito deixa em evidência os estágios iniciais de formação da chamada “curva de pato”. Conforme ilustrado na figura 18, a injeção local de energia durante a manhã reduz a demanda vista pelo transformador até o ponto de inversão de fluxo.

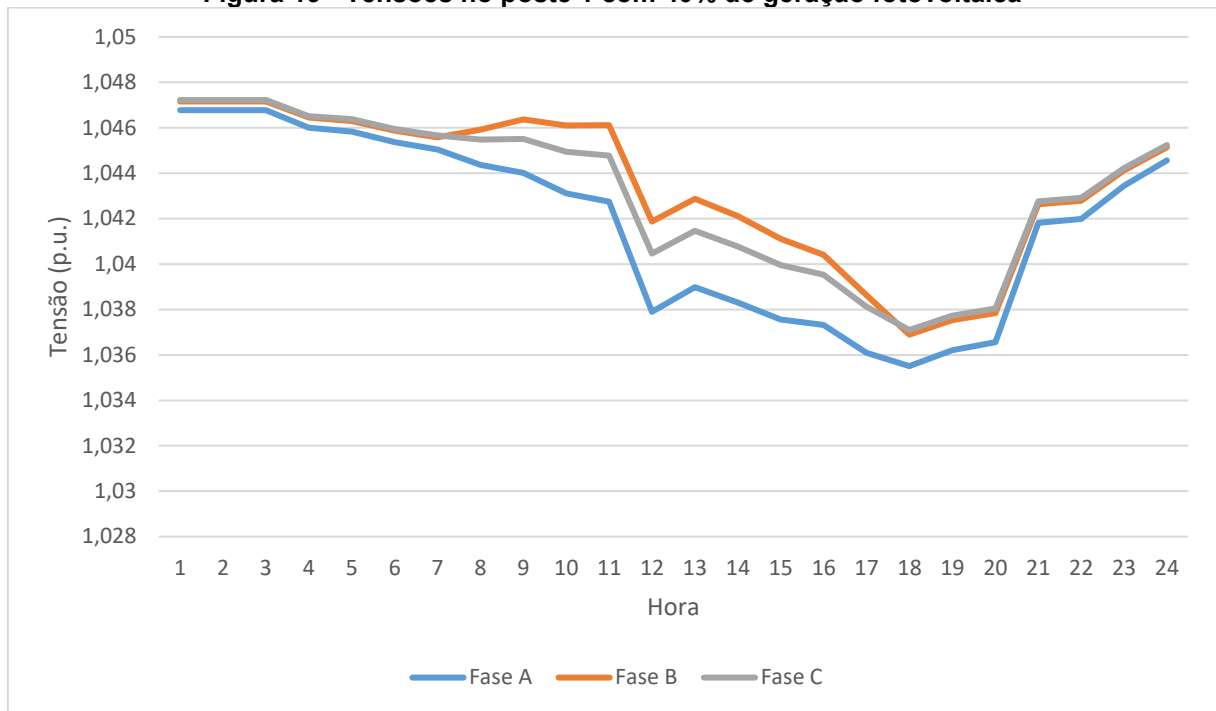
Figura 18 - Potência da rede com 40% de geração

Fonte: Autoria própria (2026)

Às 11h, período de alta irradiação e baixo consumo, a rede atinge um fluxo de potência reverso de aproximadamente -4,5 kW. Ainda assim, neste cenário de injeção fotovoltaica, o comportamento de consumo residencial no horário de almoço (por volta do meio-dia) com o acionamento simultâneo de eletrodomésticos é o suficiente para absorver integralmente o excedente fotovoltaico, neutralizando o fluxo reverso e retornando a potência para patamares positivos (consumo da rede).

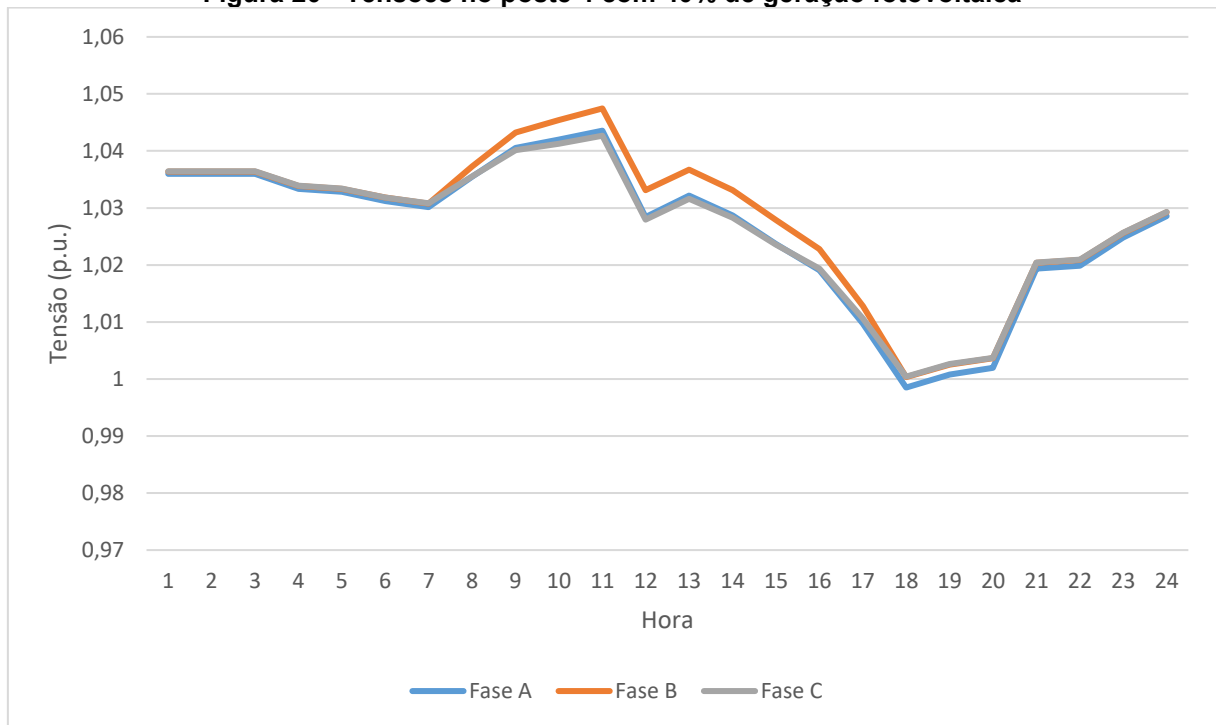
O maior impacto dessa inversão de fluxo mostrou-se na regulação de tensão do circuito. Diferente do cenário 1, onde a maior preocupação se dá no pico de demanda noturna, o cenário 2 traz a sobretensão no período de máxima irradiação. O monitoramento revela o acúmulo da elevação de tensão ao longo dos condutores, desde o transformador até as extremidades do circuito.

No poste 1 (figura 19) a tensão acompanha a injeção de energia com estabilidade, mantendo um pico próximo do cenário 1 às 11h.

Figura 19 - Tensões no poste 1 com 40% de geração fotovoltaica

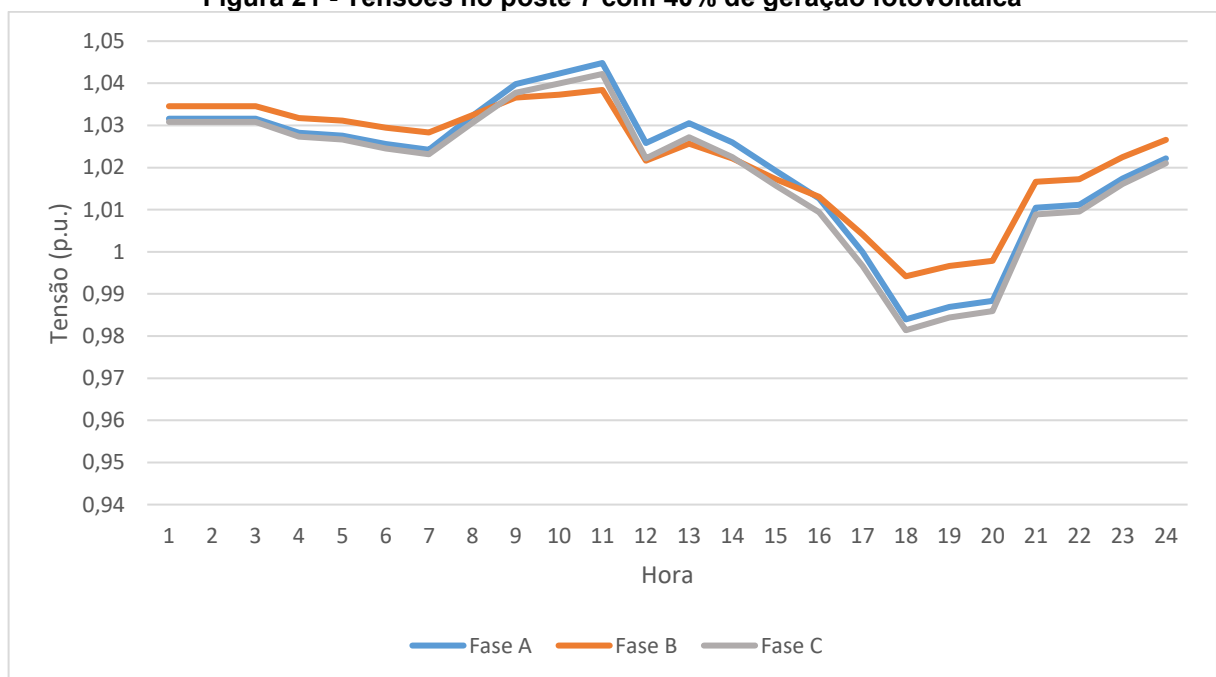
Fonte: Autoria própria (2026)

Nos trechos intermediários, a inversão de fluxo também eleva o perfil da rede, com registros de valores em torno de 1,047 p.u. no pico da geração, como mostra a figura 20.

Figura 20 - Tensões no poste 4 com 40% de geração fotovoltaica

Fonte: Autoria própria (2026)

A figura 21 mostra que nos pontos de fim de linha, no horário crítico, as tensões de pico registradas foram de 1,044 p.u. .

Figura 21 - Tensões no poste 7 com 40% de geração fotovoltaica

Fonte: Autoria própria (2026)

Os pontos mais distantes do transformador registraram as maiores elevações de tensão do circuito nos horários de pico da irradiação solar. Esse comportamento é explicado pelo efeito acumulativo da resistência dos condutores ao longo do ramal.

A variação de tensão em redes de distribuição pode ser analisada de forma simplificada por meio da equação:

$$\Delta V \approx \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{V_1}$$

Onde:

ΔV : Queda de tensão

R : Resistência Ôhmica Total

P : Potência ativa

X : Reatância Indutiva Total

Q : Potência Reativa

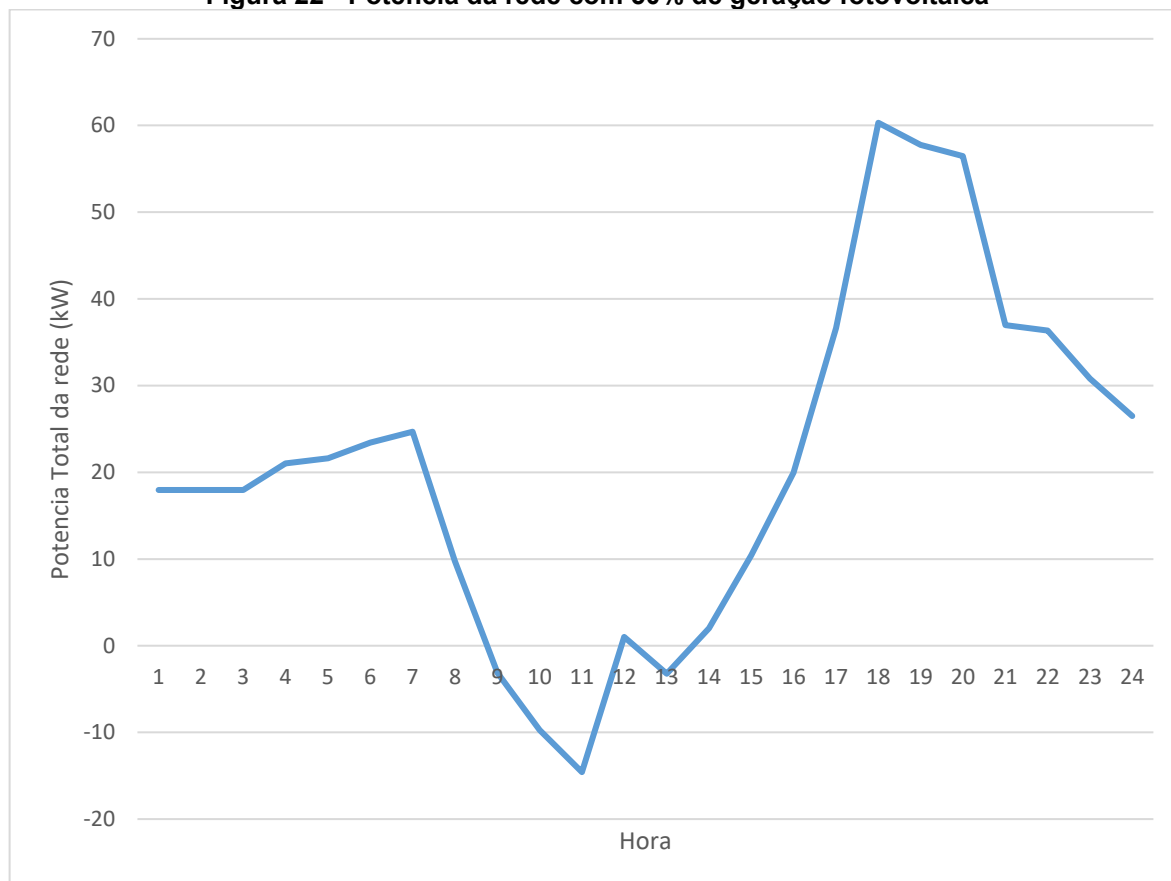
V_1 : Tensão Nominal

Em redes secundárias de baixa tensão, a resistência ôhmica (R) dos cabos de alumínio possui uma magnitude muito maior do que sua reatância (X). Nos períodos de máxima geração fotovoltaica, a produção solar supera o consumo das cargas locais, gerando inversão do fluxo de potência ativa e tornando esse termo negativo na equação ($P < 0$). Matematicamente, a multiplicação da resistência por uma potência ativa negativa resulta em uma variação de tensão (ΔV) negativa. Fisicamente, uma queda de tensão negativa representa uma elevação na tensão. Como a distância e a resistência dos cabos se acumulam até o final da rede, esse aumento do perfil de tensão torna-se máximo nos postes mais distantes do transformador.

4.3 Cenário 3

Com o objetivo de determinar a capacidade máxima de hospedagem do alimentador secundário em estudo, o terceiro cenário inseriu sistemas fotovoltaicos em 50% das unidades consumidoras. O aumento da geração distribuída continuou alterando o perfil de carregamento do alimentador durante o período diurno, evidenciado pela figura 22.

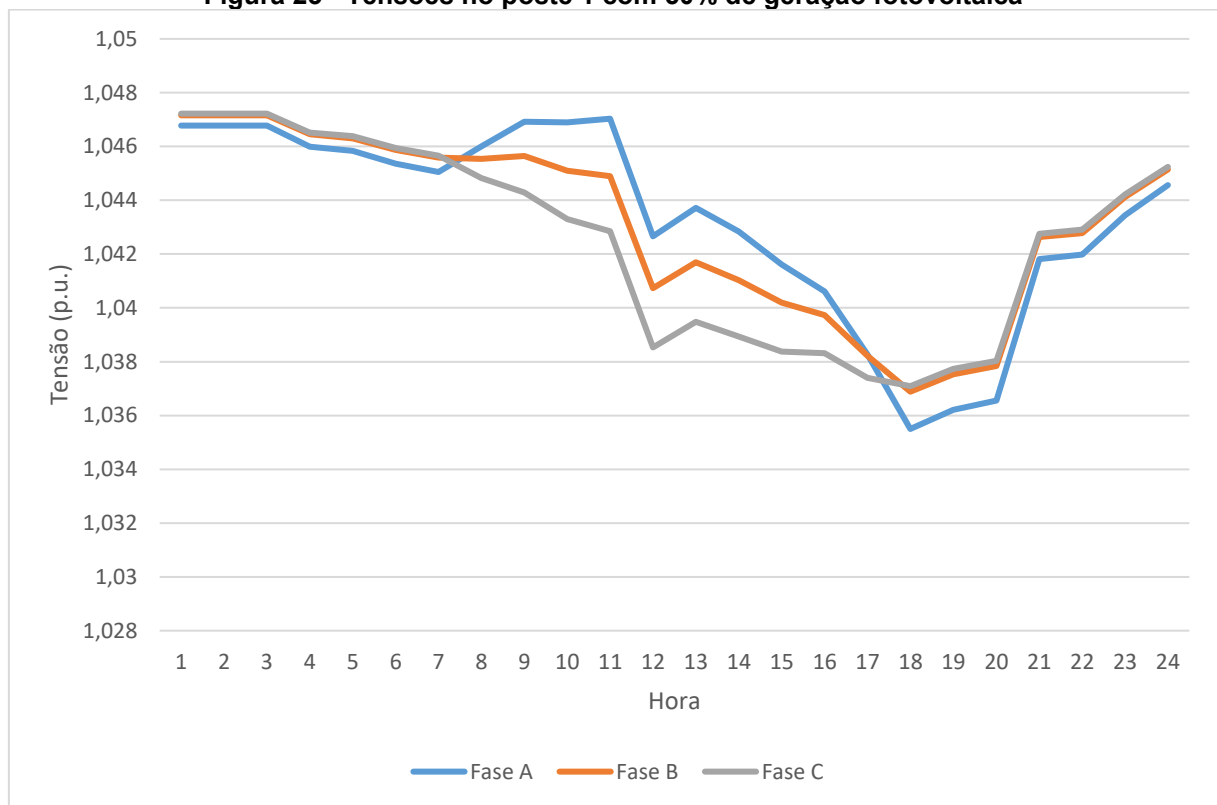
Figura 22 - Potência da rede com 50% de geração fotovoltaica



Fonte: Autoria própria (2026)

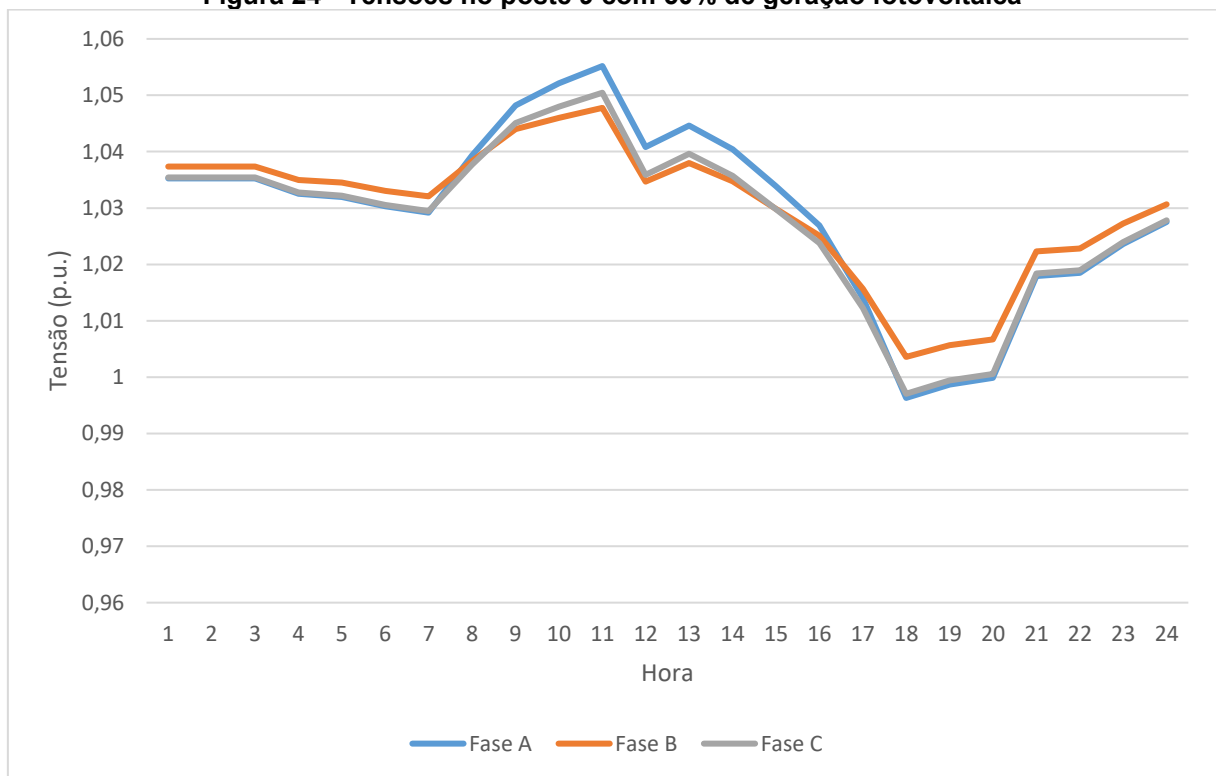
Às 11h, a geração supera o consumo local de forma expressiva, resultando em um fluxo de potência reverso de -14,5 kW no ramal principal.

No nó principal (figura 23) a tensão ainda se manteve sob controle, operando estável em torno de 1,047 p.u., absorvendo o fluxo reverso sem grandes distorções.

Figura 23 - Tensões no poste 1 com 50% de geração fotovoltaica

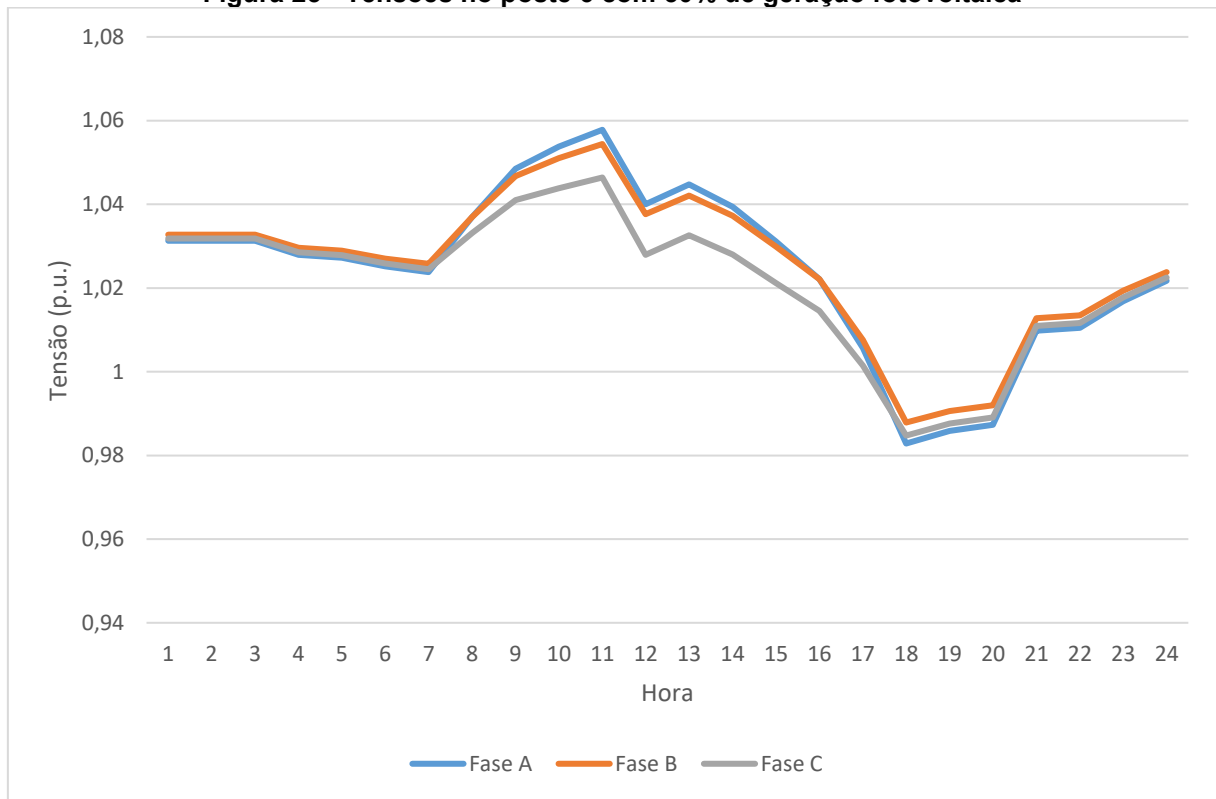
Fonte: Autoria Própria (2026)

Já nos postes intermediários, a inversão de fluxo provocou uma elevação considerável. Na figura 24 é possível observar as tensões passando a marca de 1,055 p.u. no pico das 11h.

Figura 24 - Tensões no poste 9 com 50% de geração fotovoltaica

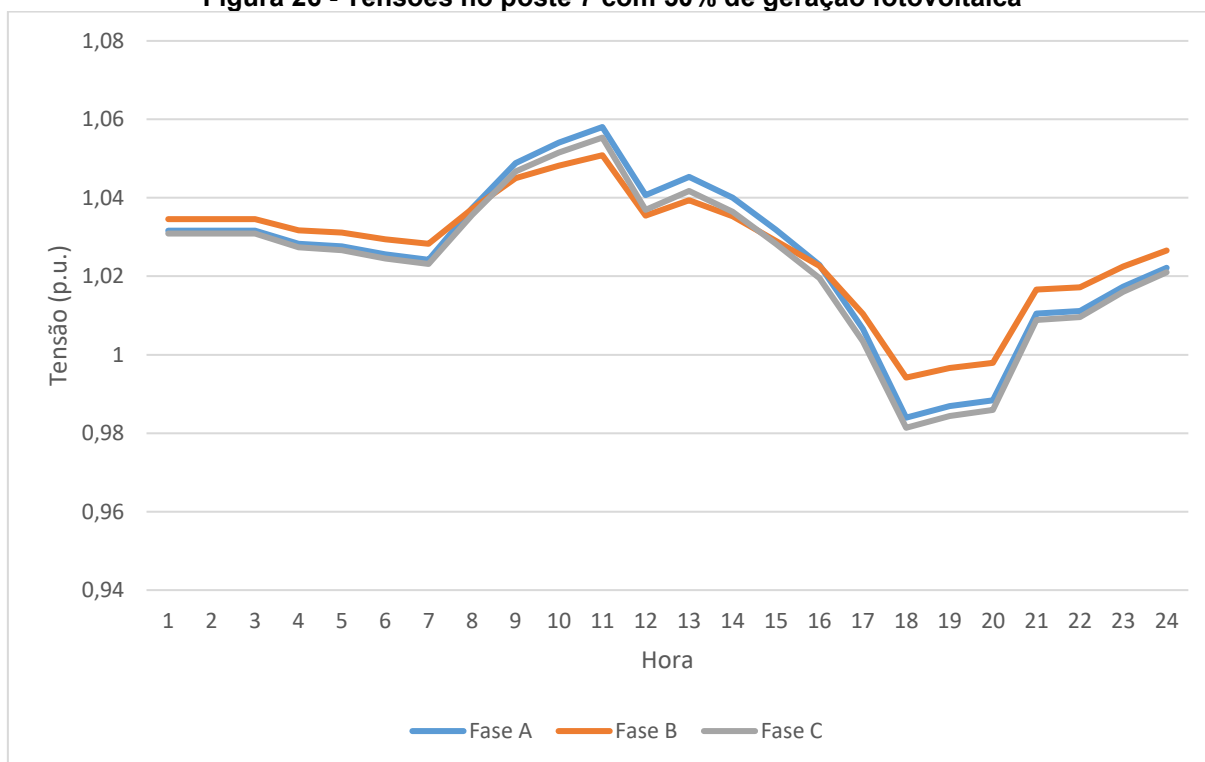
Fonte: Autoria própria (2026)

Por sua vez, os postes de fim de linha apresentaram as condições mais críticas do estudo. A figura 25 mostra que no horário de máxima injeção, a tensão no poste 6 atingiu valores na ordem de 1,057 p.u..

Figura 25 - Tensões no poste 6 com 50% de geração fotovoltaica

Fonte: Autoria própria (2026)

O poste 7 (figura 26) atingiu valores ainda maiores, aproximadamente 1,058 p.u.. Analisando os dois ramais que derivam do principal, fica demonstrado que ambos passam a atuar como exportadores de energia para a média tensão.

Figura 26 - Tensões no poste 7 com 50% de geração fotovoltaica

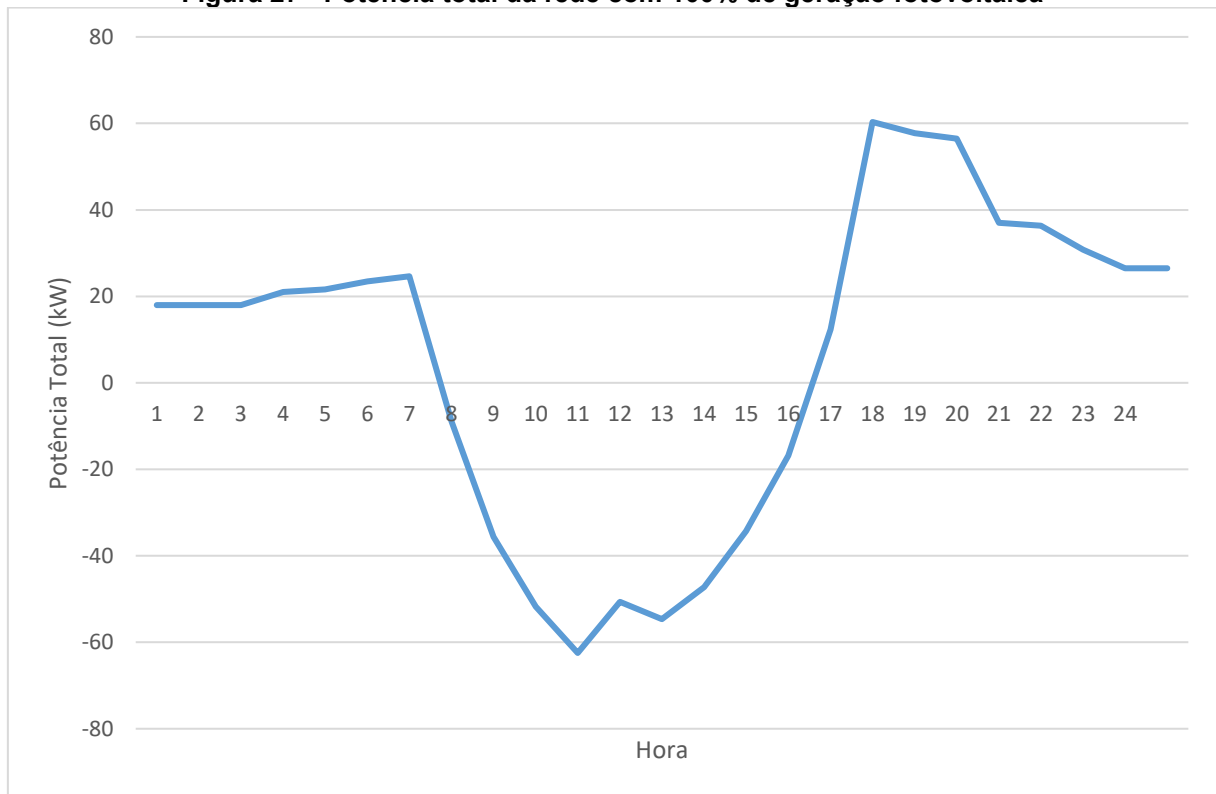
Fonte: Autoria própria (2026)

Ambos os valores superam o limite superior “Adequado” estabelecido pelo PRODIST (1,05 p.u.). Verifica-se também que às 12h, em correlação com o pico do almoço, as tensões têm um alívio, o comportamento se normaliza e as quedas de tensão no horário de ponta das 18h permanecem dentro dos limites permitidos, assim como observado no cenário sem geração.

4.4 Cenário 4

O quarto e último cenário analisado simula o limite de 100% das unidades consumidoras operando com sistemas fotovoltaicos de 2,75 kWp.

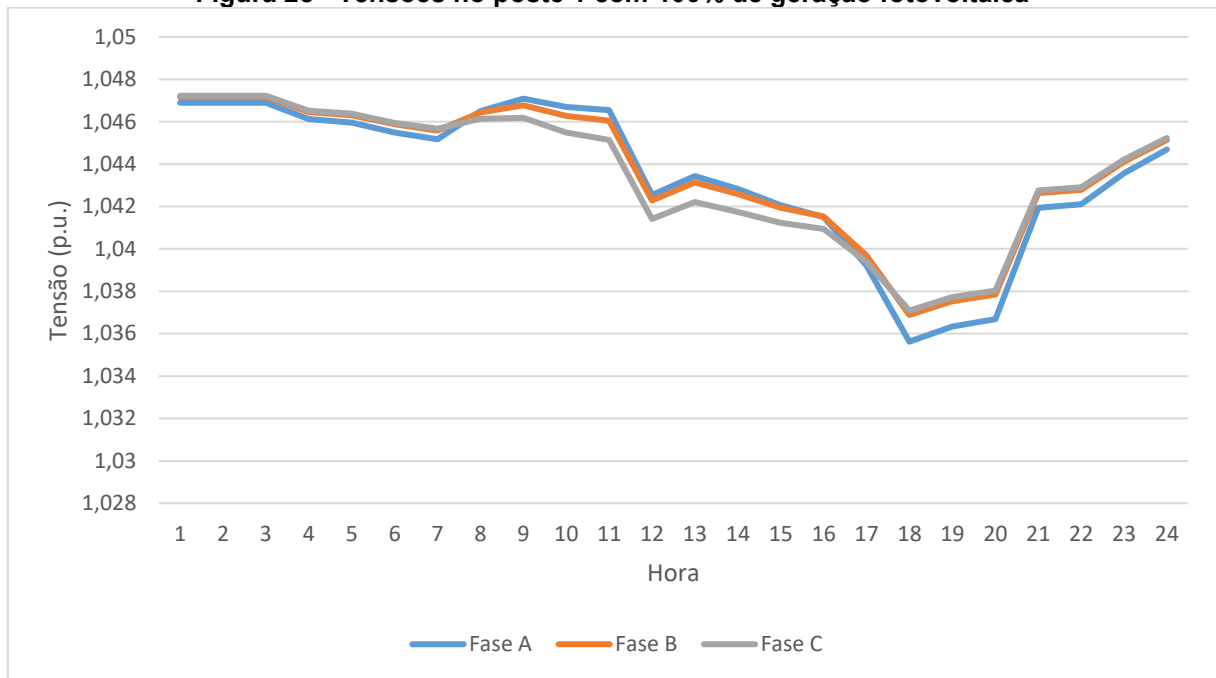
A análise da potência total do circuito mostra um cenário de fluxo de potência reverso massivo. A demanda vista pelo transformador é drasticamente reduzida ao longo da manhã (figura 27), período de menor consumo, ultrapassando a barreira de 0 kW antes das 8h.

Figura 27 - Potência total da rede com 100% de geração fotovoltaica

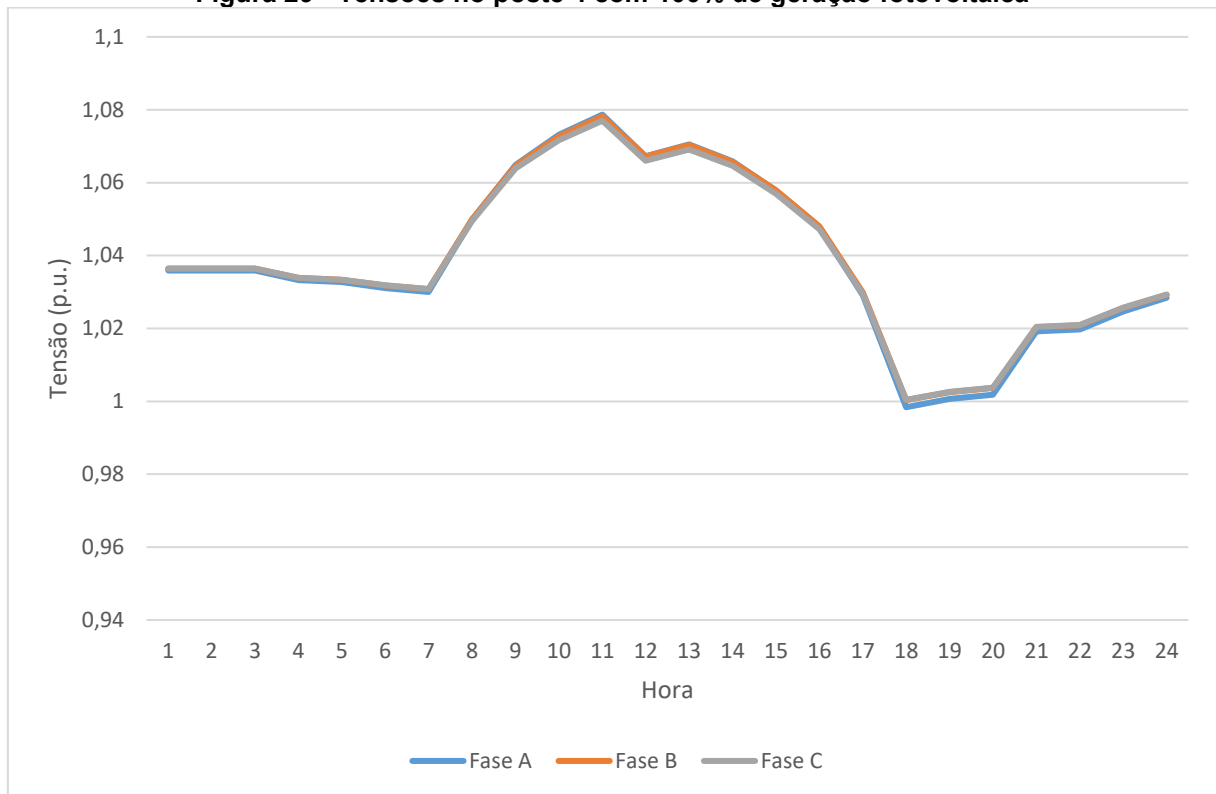
Fonte: Autoria própria (2026)

No período de máxima irradiação, a rede atinge um pico de injeção reversa de -60 kW. Neste estágio, o ramal de baixa tensão deixa de ser um consumidor e passa a atuar como uma usina geradora virtual, exportando grande volume de potência de volta para o barramento de média tensão. Nota-se também que o pico de consumo do horário de almoço já não é mais capaz de neutralizar o excedente de geração fotovoltaica, reduzindo para apenas -50 kW.

A análise do perfil de tensão do nó principal (figura 28) mostra que a proximidade com o transformador foi capaz de manter as tensões dentro do limite regulatório, mesmo com a alta injeção de energia na rede.

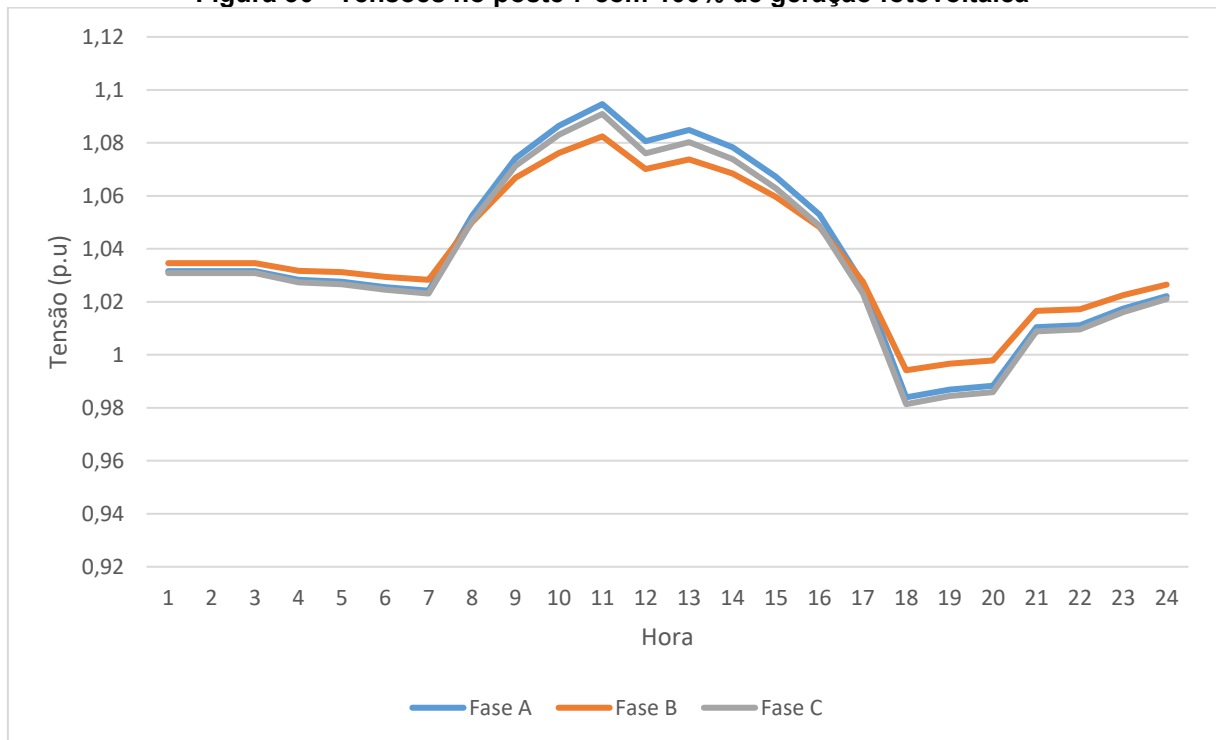
Figura 28 - Tensões no poste 1 com 100% de geração fotovoltaica**Fonte: Autoria própria (2026)**

A partir do ponto intermediário da rede, a perda de controle sobre a tensão torna-se evidente. A curva de tensão apresentada na figura 29 sofre uma grave deformação, atingindo valores de 1,078 p.u., muito acima dos limites regulatórios do PRODIST.

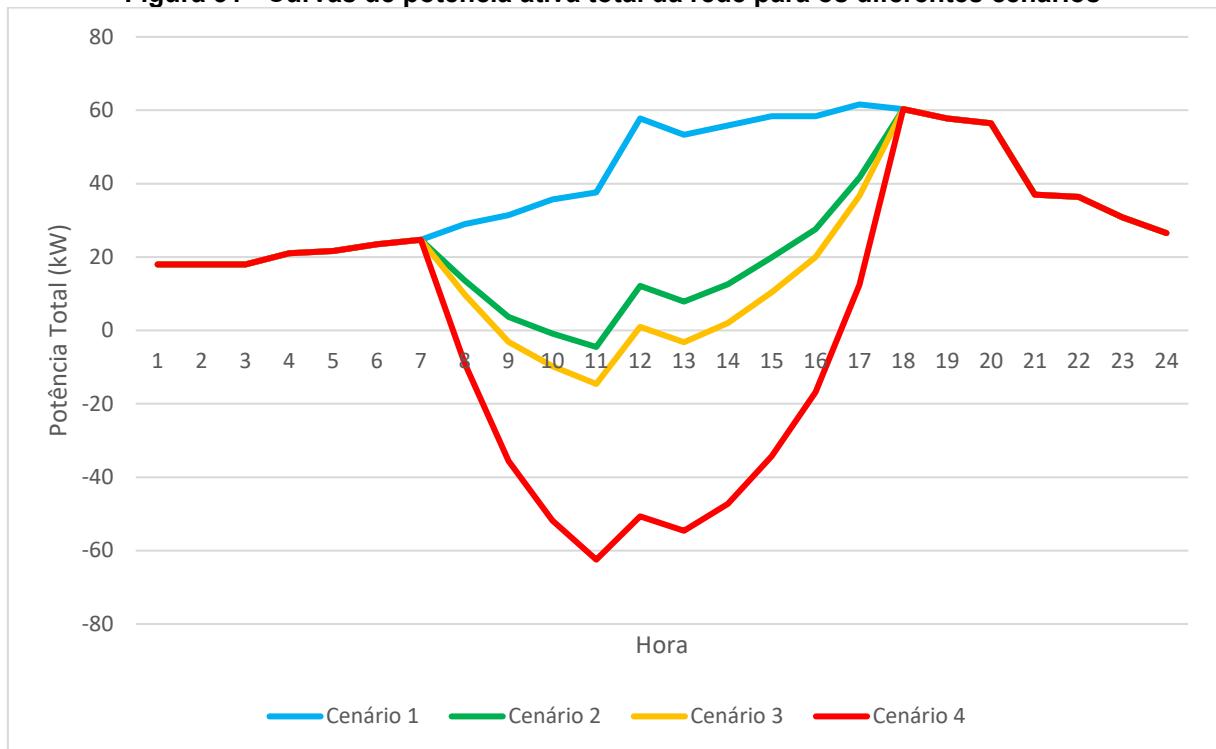
Figura 29 - Tensões no poste 4 com 100% de geração fotovoltaica

Fonte: Autoria própria (2026)

O colapso operacional atinge seus valores mais críticos nos finais de linha. No poste 7, a tensão durante o dia dispara para níveis superiores a 1,09 p.u.(figura 30), violando gravemente os limites de tensão estabelecidos pela ANEEL.

Figura 30 - Tensões no poste 7 com 100% de geração fotovoltaica**Fonte: Autoria própria (2026)**

Para consolidar o impacto da inserção progressiva da microgeração distribuída fotovoltaica sobre o comportamento dinâmico da rede secundária, compilou-se o balanço de potência ativa vista pelo transformador de distribuição para todos os cenários avaliados, conforme ilustrado na figura 31.

Figura 31 - Curvas de potência ativa total da rede para os diferentes cenários

Fonte: Autoria Própria (2026)

5 CONCLUSÃO

O presente estudo cumpriu a proposta inicial de investigar os impactos técnicos da microgeração fotovoltaica em redes de distribuição secundárias, fornecendo um diagnóstico progressivo sobre as limitações físicas da infraestrutura elétrica frente à transição energética.

Inicialmente, a modelagem computacional da rede se provou altamente eficaz. Ao estabelecer o perfil de tensão em regime permanente sem a presença de geração (cenário 1), foi possível constatar a eficácia da regulação tradicional das concessionárias. A elevação da tensão no barramento do transformador mostrou-se essencial para garantir níveis de tensão adequados nos finais de linha durante o horário de maior demanda.

A partir desta base, a inserção progressiva de sistemas fotovoltaicos em pontos estratégicos do circuito, permitiu mapear a dinâmica da inversão do fluxo de potência. Ao comparar sistematicamente os resultados das simulações com os limites do Módulo 8 do PRODIST, ficou evidente que o limite superior de 1,05 p.u. torna-se a maior vulnerabilidade do sistema durante o dia.

Comprovou-se que a rede suporta até 40% de penetração fotovoltaica. Neste patamar, a elevação de tensão diurna atinge 1,045 p.u. nas extremidades da rede, operando no limite absoluto da conformidade regulatória.

Simulações subsequentes demonstraram que acréscimos além desse ponto rompe a estabilidade do sistema. Aos 50% de penetração, os limites do PRODIST já são violados com valores de 1,058 p.u., e no cenário extremo de 100%, o colapso operacional é severo, com tensões atingindo 1,095 p.u..

Os resultados obtidos, portanto, ilustram as graves consequências do fluxo reverso de potência não mitigado. Do ponto de vista da infraestrutura, a sobretensão contínua eleva o estresse dielétrico sobre os componentes da rede, acelerando a degradação de equipamentos. Da ótica do consumidor, tensões na ordem de 1,095 p.u. impediriam o funcionamento correto dos próprios inversores, uma vez que estes são parametrizados a partir dos valores de tensão da rede em que são instalados. Na prática, isso resulta no desligamento intermitente dos sistemas no momento de maior irradiação solar, reduzindo drasticamente a eficiência da geração e frustrando o retorno financeiro do cliente.

Atualmente, as concessionárias de energia enfrentam um desafio complexo para lidar com esse cenário. Como consequência, muitas distribuidoras têm recorrido a medidas paliativas, como a imposição de restrições de injeção ou a exigência de estudos de viabilidade complexos para autorizar novas conexões, o que acaba atuando como um gargalo para a expansão da energia limpa.

Portanto, conclui-se que as redes de distribuição radiais convencionais, projetadas sob a premissa do fluxo unidirecional de potência, não possuem resiliência estrutural para acomodar a expansão contínua da geração distribuída a longo prazo. Para superar este impasse sem a necessidade de obras civis dispendiosas (como a troca de quilômetros de cabos ou transformadores), o setor elétrico deve transicionar para o paradigma de redes inteligentes, com o uso de sistemas de armazenamento, que podem ser utilizados para absorver o excedente de potência durante o dia despachá-la estrategicamente no horário de ponta noturna.

A integração destas tecnologias desponta como o caminho técnico e economicamente mais viável. Somente através da evolução das lógicas de controle será possível a consolidação de uma matriz energética limpa e descentralizada.

REFERÊNCIAS

IEA. **Energy Statistics Data Browser**. 10 jun. 2025. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser>. Acesso em: 4 mar. 2026.

PV Magazine Brasil. “**Setor solar criou 323,8 mil postos de trabalho em 2025, segundo Absolar**”. 23 mar. 2026. Disponível em: <https://www.pv-magazine-brasil.com/2026/03/23/setor-solar-criou-3238-mil-postos-de-trabalho-no-brasil-em-2025-segundo-absolar/>. Acesso em: 6 abr. 2026.

Viva. “**Absolar: distribuidoras estão negando pedidos de novos projetos de energia solar**”. 10 jun. 2025. Disponível em: <https://viva.com.br/noticias/absolar-distribuidoras-estao-negando-pedidos-de-novos-projetos-de-energia-solar.html>. Acesso em: 4 mar. 2026.

PV Magazine Brasil. “**Delírio regulatório da Aneel sobre inversão de fluxo gerou prejuízo imenso ao setor solar**”, afirma deputado Lafayette de Andrada. 06 mai. 2025. Disponível em: <https://www.pv-magazine-brasil.com/2025/05/06/delirio-regulatorio-da-aneel-sobre-inversao-de-fluxo-gerou-prejuizo-imenso-ao-setor-solar-afirma-deputado-lafayette-de-andrada/>. Acesso em: 15 abr. 2026.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 1.098, de 23 de julho de 2024**. Aprimora a Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, em função da publicação da Lei nº 14.620, de 2023, que dispõe sobre o Programa Minha Casa, Minha Vida, e dá outras providências. Brasília, DF: ANEEL, 2024. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20241098.pdf>. Acesso em: 15 abr. 2026.

ENERGÊS. **Novas Regras de Inversão de Fluxo: Como a REN 1.098/24 Impacta a Geração Distribuída**. 15 nov. 2024. Disponível em: <https://energes.com.br/inversao-de-fluxo/>. Acesso em: 15 abr. 2026.

SILVA, Bruno Takasume Nita da; CHRUN, Ivan Rossato. **Impactos gerados pela conexão de unidades de geração distribuída nas redes de distribuição de energia elétrica**. Journal of Exact Sciences – JES, v. 43, n. 2, p. 5-15, out./dez. 2024. Disponível em: https://www.mastereditora.com.br/periodico/20241109_174242.pdf. Acesso em: 21 abr. 2026.

SELL, Nancy J. Bell **Scientists Develop the Photovoltaic Cell**. In: HISTORY Research Starters. [S.l.]: EBSCO, 2023. Disponível em: <https://www.ebsco.com/research-starters/history/bell-scientists-develop-photovoltaic-cell>. Acesso em: 1 mai. 2026.

SOLAR ENERGY WORLD. **Solar History: Bell Labs and the first modern silicon solar cell**. 9 ago. 2011. Disponível em: <https://www.solarenergyworld.com/blog/beyond-solar/solar-history-bell-labs-and-the-first-modern-silicon-solar-cell/>
Acesso em: 1 maio. 2026.

PORTAL SOLAR. **Células Solares**: o que são, como funcionam e tipos. [2026]. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/celulas-solares>
Acesso em: 1 mai. 2026.

IBERDROLA. **Células fotovoltaicas**: conheça sua evolução, seus diferentes tipos e as últimas inovações. [2026]. Disponível em: <https://www.iberdrola.com/quem-somos/nosso-modelo-inovacao/celulas-fotovoltaicas-fotoeletricas>
Acesso em: 19 maio. 2026.

SOUTO, Ana Lucia. **Célula fotovoltaica: o que é e como funciona**. Toda Matéria, [2025]. Disponível em: <https://www.todamateria.com.br/celula-fotovoltaica-o-que-e-e-como-funciona/>.
Acesso em: 1 mai. 2026.

VERBAND DEUTSCHER MASCHINEN- UND ANLAGENBAU (VDMA). **International Technology Roadmap for Photovoltaics (ITRPV)**: Sixteenth Edition and Release of the New Digital Product. Frankfurt: VDMA, 15 abr. 2025. Disponível em: <http://itrpv.vdma.org>.
Acesso em: 23 jun. 2026.

BRITO, S. **Energia solar - Princípios e Aplicações**. [2004]. Disponível em: https://cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf
Acesso em: 23 jun. 2026.

CANAL SOLAR. **Silício mono ou policristalino: quem vence o duelo?** [2019]. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/silicio-mono-ou-policristalino-quem-vence-o-duelo/>
Acesso em: 23 jun. 2026.

ALPHA SOLAR. **Módulo Monocristalino x Policristalino: Entenda as diferenças**. [2023]. Disponível em: <https://alphasolar.com.br/modulo-monocristalino-x-policristalino-entenda-as-diferencas/>
Acesso em: 23 jun. 2026.

SUNERGIA. **Quais os principais tipos de módulos fotovoltaicos?** 31 dez. 2024. Disponível em: <https://sunergia.com.br/blog/quais-os-principais-tipos-de-modulos-fotovoltaicos/>
Acesso em: 19 maio. 2026.

REVISTA POTÊNCIA. **Energia Solar**: sistemas on-grid e off-grid. [2022]. Disponível em: <https://revistapotencia.com.br/portal-potencia/mercado/energia-solar-sistemas-on-grid-e-off-grid/>
Acesso em: 19 maio. 2026.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **MME aprova Plano Decenal de Expansão de Energia 2034**. 9 abr. 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt->

br/assuntos/noticias/mme-aprova-plano-decenal-de-expansao-de-energia-2034
Acesso em: 23 maio. 2026.

PORTAL SOLAR. **Geração Distribuída de Energia**: o que é e como funciona. [2026?]. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/geracao-distribuida-de-energia.html>
Acesso em: 23 maio. 2026.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST)**: Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. 7 dez. 2021. Disponível em: https://git.aneel.gov.br/publico/centralconteudo/-/raw/main/procreg/prodist/modulo08/aren20251137_Prodist_modulo_8_v14.pdf
Acesso em: 23 maio. 2026.

OLIVEIRA, Henrique Carvalho de. **Contribuições para a análise dos impactos da geração distribuída fotovoltaica e de sistemas de armazenamento de energia em redes de distribuição de energia elétrica**. 2023. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2023. Disponível em: <https://repositorio.ufu.br/bitstream/123456789/41496/1/Contribui%C3%A7%C3%B5esAn%C3%A1liseImpactos.pdf>
Acesso em: 23 maio. 2026.

OGATA, Helena Megale. **Análise do impacto da geração solar fotovoltaica em um sistema de distribuição de energia elétrica**. 2015. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação) – Escola de Engenharia e São Carlos da Universidade de São Paulo, 2015. Disponível em: <https://bdta.abcd.usp.br/item/003172184>
Acesso em: 27 set. 2025.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. **Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. Versão 11.0.0.1. Palo Alto: EPRI, 2026. Disponível em: <https://www.epri.com/pages/sa/opendss>
Acesso em: 2 jun. 2026.

PVSYST SA. **PVsyst**: photovoltaic software. Versão 7.4. Satigny: PVsyst SA, 2024. Disponível em: <https://www.pvsyst.com/en/>
Acesso em: 20 dez. 2025.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA (COPEL). **NTC 901100: Fornecimento em Tensão Secundária de Distribuição**. Curitiba: Copel, 2016. Disponível em: <https://www.copel.com/site/fornecedores-e-parceiros/pesquisa-de-normas-tecnicas/>
Acesso em: 3 jun. 2026.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA (COPEL). **NTC 841001: Projeto de Redes de Distribuição Urbana**. Curitiba: Copel, 1999. Disponível em: <https://www.copel.com/site/fornecedores-e-parceiros/pesquisa-de-normas-tecnicas/>
Acesso em: 3 jun. 2026.

KAGAN, Nelson; OLIVEIRA, Carlos César Barioni de; ROBBA, Ernesto João. **Introdução a sistemas elétricos de potência**. 2. Ed. São Paulo: Edgard Blücher, 2017.

JA SOLAR. **JAM72S30 530-555/MR Series: Deep Blue 3.0**. Pequim: JA Solar, 2021. Disponível em: <https://www.jasolar.com/html/en/>. Acesso em: 14 jun. 2026.

SOLIS INVERTERS. **Folha de Dados: S6-Ge1P(2.56)K**. Ningbo: Ginlong Technologies, 2023. Disponível em: <https://www.solisinverters.com/br/downloadcenter.html>. Acesso em: 14 jun. 2026.

ANEXO A - Códigos utilizados

! ARQUIVO PRINCIPAL

Clear

! Ponto de partida da rede

New Circuit.Alimentador_Urbano basekv=13.8 pu=1.00 phases=3

! Redirecionando os subarquivos

Redirect Linecodes.dss

Redirect Curvas.dss

Redirect Transformador.dss

Redirect Linhas.dss

Redirect Cargas.dss

!Redirect Fotovoltaico.dss

Redirect Medidores.dss

! Forçando todas as cargas a operar em bifásico

Batchedit Load..* phases=1

! Configurações de simulação

Set Voltagebases=[13.8, 0.22]

CalcVoltagebases

! Carregando as coordenadas para plotar os gráficos

Buscoords Coord.dss

! Definição do passo de simulação em regime permanente

Set Mode=Daily

Set StepSize=1h

Set Number=24

! EXECUÇÃO DA SIMULAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE DADOS

Solve

! Comandos para salvar os dados

Sample

Save

Export Monitors all

Export Meters all

! --- GRÁFICO DE 24H ---

! Plota as tensões das 3 fases no Poste 6

Plot Monitor object=Mon_Poste6 channels=(1, 3, 5)

! Grafico para o pico do sol

! Set Mode=Snapshot Hour=12

! Solve

! Plot Profile

! Grafico para o pico de carga noturna

Set Mode=Snapshot Hour=20

Solve

Plot Profile phases=all

!-----

! CABO UTILIZADO

! Dados baseados na NTC

! Cabo Multiplexado de Alumínio 35 mm² (2 AWG)

New Linecode.Cabo_35Al nphases=3 BaseFreq=60

~ R1=0.868 X1=0.250

~ R0=2.150 X0=0.330

~ Normamps=115

~ units=km

!-----

! CURVA DE CARGA RESIDENCIAL DIÁRIA

New Loadshape.Curva_Residencial npts=24 interval=1 mult=[.3 .3 .3 .35 .36 .39 .41 .48 .52
.59 .62 .94 .87 .91 .95 .95 1.0 .98 .94 .92 .61 .60 .51 .44]

! Curva de Geração Normalizada

New Loadshape.Curva_Solar npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0 .06365 .34140 .61870
.81656 .94019 .99846 1 .94780 .83923 .66843 .42899 .17744 .01227 0 0 0 0 0]

!-----

! CONFIGURAÇÃO DO TRANSFORMADOR DA REDE (PADRÃO 220/127V)

New Transformer.Trafo_Copel Phases=3 Windings=2

~ Xhl=5.0 ! Reatância de curto-circuito padrão (%)

~ wdg=1 bus=SourceBus Conns=delta kv=13.8 kva=75

~ wdg=2 bus=Barra_Trafo Conns=wye kv=0.22 kva=75 tap=0.95 ! tensão de linha 220V

! -----

! CONFIGURAÇÃO DA TOPOLOGIA DOS VÃOS DE POSTE

! --- TRONCO PRINCIPAL INFERIOR ---

New Line.Ramal_Trafo Phases=3 LineCode=Cabo_35Al Length=0.001 Bus1=Barra_Trafo
Bus2=Poste_1

New Line.Vao_1_2 Phases=3 LineCode=Cabo_35Al Length=0.0263 Bus1=Poste_1
Bus2=Poste_2 ! Trafo até Esquina Esq. (26.3 m)

New Line.Vao_1_11 Phases=3 LineCode=Cabo_35Al Length=0.0263 Bus1=Poste_1
Bus2=Poste_11 ! Trafo até Esquina Dir. (26.3 m)

! --- RAMAL DA ESQUERDA ---

New Line.Vao_2_3 Phases=3 LineCode=Cabo_35Al Length=0.0133 Bus1=Poste_2
Bus2=Poste_3 ! Esquina Esq. até Poste 3 (13.3 m)

New Line.Vao_3_4 Phases=3 LineCode=Cabo_35Al Length=0.0360 Bus1=Poste_3
Bus2=Poste_4 ! Poste 3 até Poste 4 (36.0 m)

New Line.Vao_4_5 Phases=3 LineCode=Cabo_35Al Length=0.0360 Bus1=Poste_4
Bus2=Poste_5 ! Poste 4 até Poste 5 (36.0 m)

New Line.Vao_5_6 Phases=3 LineCode=Cabo_35Al Length=0.0360 Bus1=Poste_5
Bus2=Poste_6 ! Poste 5 até Fim de Linha 6 (36.0 m)

! --- RAMAL DA DIREITA ---

New Line.Vao_11_10 Phases=3 LineCode=Cabo_35Al Length=0.0133 Bus1=Poste_11
Bus2=Poste_10 ! Esquina Dir. até Poste 10 (13.3 m)

New Line.Vao_10_9 Phases=3 LineCode=Cabo_35Al Length=0.0360 Bus1=Poste_10
Bus2=Poste_9 ! Poste 10 até Poste 9 (36.0 m)

New Line.Vao_9_8 Phases=3 LineCode=Cabo_35Al Length=0.0360 Bus1=Poste_9
Bus2=Poste_8 ! Poste 9 até Poste 8 (36.0 m)

New Line.Vao_8_7 Phases=3 LineCode=Cabo_35Al Length=0.0360 Bus1=Poste_8
Bus2=Poste_7 ! Poste 8 até Fim de Linha 7 (36.0 m)

! -----

! CONFIGURAÇÃO DAS CARGAS BIFÁSICAS - TOTAL: 40 CASAS

! --- POSTE DO TRANSFORMADOR E ESQUINAS ---

New Load.Carga_P1_AB Bus1=Poste_1.1.2 kV=0.22 kVA=1.56 PF=0.95 Model=1
Daily=Curva_Residencial ! 1 casa (A-B)

New Load.Carga_P2_BC Bus1=Poste_2.2.3 kV=0.22 kVA=1.56 PF=0.95 Model=1
Daily=Curva_Residencial ! 1 casa (B-C)

New Load.Carga_P11_AB Bus1=Poste_11.1.2 kV=0.22 kVA=1.56 PF=0.95 Model=1
Daily=Curva_Residencial ! 1 casa (A-B)

New Load.Carga_P11_CA Bus1=Poste_11.3.1 kV=0.22 kVA=1.56 PF=0.95 Model=1
Daily=Curva_Residencial ! 1 casa (C-A)

! --- RAMAL DA ESQUERDA ---

! Poste 3 - Total: 4 casas (1 AB / 2 BC / 1 CA)

New Load.Carga_P3_AB Bus1=Poste_3.1.2 kV=0.22 kVA=1.56 PF=0.95 Model=1
Daily=Curva_Residencial

New Load.Carga_P3_BC Bus1=Poste_3.2.3 kV=0.22 kVA=3.12 PF=0.95 Model=1
Daily=Curva_Residencial

New Load.Carga_P3_CA Bus1=Poste_3.3.1 kV=0.22 kVA=1.56 PF=0.95 Model=1
Daily=Curva_Residencial

! Poste 4 - Total: 4 casas (2 AB / 1 BC / 1 CA)

New Load.Carga_P4_AB Bus1=Poste_4.1.2 kV=0.22 kVA=3.12 PF=0.95 Model=1
Daily=Curva_Residencial

New Load.Carga_P4_BC Bus1=Poste_4.2.3 kV=0.22 kVA=1.56 PF=0.95 Model=1
Daily=Curva_Residencial

New Load.Carga_P4_CA Bus1=Poste_4.3.1 kV=0.22 kVA=1.56 PF=0.95 Model=1
Daily=Curva_Residencial

! Poste 5 - Total: 6 casas (2 AB / 2 BC / 2 CA)

New Load.Carga_P5_AB Bus1=Poste_5.1.2 kV=0.22 kVA=3.12 PF=0.95 Model=1
Daily=Curva_Residencial

New Load.Carga_P5_BC Bus1=Poste_5.2.3 kV=0.22 kVA=3.12 PF=0.95 Model=1
Daily=Curva_Residencial

New Load.Carga_P5_CA Bus1=Poste_5.3.1 kV=0.22 kVA=3.12 PF=0.95 Model=1
Daily=Curva_Residencial

! Poste 6 (Fim de Linha) - Total: 4 casas (1 AB / 1 BC / 2 CA)

New Load.Carga_P6_AB Bus1=Poste_6.1.2 kV=0.22 kVA=1.56 PF=0.95 Model=1
Daily=Curva_Residencial

New Load.Carga_P6_BC Bus1=Poste_6.2.3 kV=0.22 kVA=1.56 PF=0.95 Model=1
Daily=Curva_Residencial

New Load.Carga_P6_CA Bus1=Poste_6.3.1 kV=0.22 kVA=3.12 PF=0.95 Model=1
Daily=Curva_Residencial

! --- RAMAL DA DIREITA ---

! Poste 10 - Total: 4 casas (1 AB / 2 BC / 1 CA)

New Load.Carga_P10_AB Bus1=Poste_10.1.2 kV=0.22 kVA=1.56 PF=0.95 Model=1
Daily=Curva_Residencial

New Load.Carga_P10_BC Bus1=Poste_10.2.3 kV=0.22 kVA=3.12 PF=0.95 Model=1
Daily=Curva_Residencial

New Load.Carga_P10_CA Bus1=Poste_10.3.1 kV=0.22 kVA=1.56 PF=0.95 Model=1
Daily=Curva_Residencial

! Poste 9 - Total: 5 casas (2 AB / 1 BC / 2 CA)

New Load.Carga_P9_AB Bus1=Poste_9.1.2 kV=0.22 kVA=3.12 PF=0.95 Model=1
Daily=Curva_Residencial

New Load.Carga_P9_BC Bus1=Poste_9.2.3 kV=0.22 kVA=1.56 PF=0.95 Model=1
Daily=Curva_Residencial

New Load.Carga_P9_CA Bus1=Poste_9.3.1 kV=0.22 kVA=3.12 PF=0.95 Model=1
Daily=Curva_Residencial

! Poste 8 - Total: 6 casas (2 AB / 2 BC / 2 CA)

New Load.Carga_P8_AB Bus1=Poste_8.1.2 kV=0.22 kVA=3.12 PF=0.95 Model=1
Daily=Curva_Residencial

New Load.Carga_P8_BC Bus1=Poste_8.2.3 kV=0.22 kVA=3.12 PF=0.95 Model=1
Daily=Curva_Residencial

New Load.Carga_P8_CA Bus1=Poste_8.3.1 kV=0.22 kVA=3.12 PF=0.95 Model=1
Daily=Curva_Residencial

! Poste 7 (Fim de Linha) - Total: 3 casas (0 AB / 1 BC / 2 CA)

New Load.Carga_P7_BC Bus1=Poste_7.2.3 kV=0.22 kVA=1.56 PF=0.95 Model=1
Daily=Curva_Residencial

New Load.Carga_P7_CA Bus1=Poste_7.3.1 kV=0.22 kVA=3.12 PF=0.95 Model=1
Daily=Curva_Residencial

! -----

! MODELAGEM DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

! Cenário de Geração: 40% (16 casas)

! -----

! --- POSTE DO TRANSFORMADOR E ESQUINAS (2 sistemas) ---

New PVSSystem.Solar_P1_AB Bus1=Poste_1.1.2 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar
New PVSSystem.Solar_P2_BC Bus1=Poste_2.2.3 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

! --- RAMAL DA ESQUERDA (7 sistemas) ---

! Poste 3

New PVSSystem.Solar_P3_AB Bus1=Poste_3.1.2 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar
New PVSSystem.Solar_P3_BC Bus1=Poste_3.2.3 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

! Poste 4

New PVSSystem.Solar_P4_AB Bus1=Poste_4.1.2 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar
New PVSSystem.Solar_P4_CA Bus1=Poste_4.3.1 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

! Poste 5

New PVSSystem.Solar_P5_AB Bus1=Poste_5.1.2 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar
New PVSSystem.Solar_P5_BC Bus1=Poste_5.2.3 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

! Poste 6 (Fim de Linha)

New PVSSystem.Solar_P6_CA Bus1=Poste_6.3.1 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

! --- RAMAL DA DIREITA (7 sistemas) ---

! Poste 10

New PVSSystem.Solar_P10_AB Bus1=Poste_10.1.2 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar
New PVSSystem.Solar_P10_BC Bus1=Poste_10.2.3 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

! Poste 9

New PVSystem.Solar_P9_AB Bus1=Poste_9.1.2 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

New PVSystem.Solar_P9_CA Bus1=Poste_9.3.1 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

! Poste 8

New PVSystem.Solar_P8_BC Bus1=Poste_8.2.3 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

New PVSystem.Solar_P8_CA Bus1=Poste_8.3.1 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

! Poste 7 (Fim de Linha)

New PVSystem.Solar_P7_CA Bus1=Poste_7.3.1 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

! -----

! MODELAGEM DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

! Cenário 2: 50% de geração (20 casas)

! -----

! --- POSTE DO TRANSFORMADOR E ESQUINAS (2 sistemas) ---

New PVSystem.Solar_P1_AB Bus1=Poste_1.1.2 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

New PVSystem.Solar_P11_CA Bus1=Poste_11.3.1 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

! --- RAMAL DA ESQUERDA (9 sistemas) ---

! Poste 3

New PVSystem.Solar_P3_BC Bus1=Poste_3.2.3 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

New PVSystem.Solar_P3_CA Bus1=Poste_3.3.1 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

! Poste 4

New PVSystem.Solar_P4_AB Bus1=Poste_4.1.2 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

New PVSystem.Solar_P4_BC Bus1=Poste_4.2.3 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

! Poste 5

New	PVSystem.Solar_P5_AB	Bus1=Poste_5.1.2	kV=0.22	pmpp=2.75	kVA=3.0
daily=Curva_Solar					
New	PVSystem.Solar_P5_BC	Bus1=Poste_5.2.3	kV=0.22	pmpp=2.75	kVA=3.0
daily=Curva_Solar					
New	PVSystem.Solar_P5_CA	Bus1=Poste_5.3.1	kV=0.22	pmpp=2.75	kVA=3.0
daily=Curva_Solar					
! Poste 6 (Fim de Linha)					
New	PVSystem.Solar_P6_AB	Bus1=Poste_6.1.2	kV=0.22	pmpp=2.75	kVA=3.0
daily=Curva_Solar					
New	PVSystem.Solar_P6_CA	Bus1=Poste_6.3.1	kV=0.22	pmpp=2.75	kVA=3.0
daily=Curva_Solar					
! --- RAMAL DA DIREITA (9 sistemas) ---					
! Poste 10					
New	PVSystem.Solar_P10_BC	Bus1=Poste_10.2.3	kV=0.22	pmpp=2.75	kVA=3.0
daily=Curva_Solar					
New	PVSystem.Solar_P10_CA	Bus1=Poste_10.3.1	kV=0.22	pmpp=2.75	kVA=3.0
daily=Curva_Solar					
! Poste 9					
New	PVSystem.Solar_P9_AB	Bus1=Poste_9.1.2	kV=0.22	pmpp=2.75	kVA=3.0
daily=Curva_Solar					
New	PVSystem.Solar_P9_CA	Bus1=Poste_9.3.1	kV=0.22	pmpp=2.75	kVA=3.0
daily=Curva_Solar					
! Poste 8					
New	PVSystem.Solar_P8_AB	Bus1=Poste_8.1.2	kV=0.22	pmpp=2.75	kVA=3.0
daily=Curva_Solar					
New	PVSystem.Solar_P8_BC	Bus1=Poste_8.2.3	kV=0.22	pmpp=2.75	kVA=3.0
daily=Curva_Solar					
New	PVSystem.Solar_P8_CA	Bus1=Poste_8.3.1	kV=0.22	pmpp=2.75	kVA=3.0
daily=Curva_Solar					
! Poste 7 (Fim de Linha)					
New	PVSystem.Solar_P7_BC	Bus1=Poste_7.2.3	kV=0.22	pmpp=2.75	kVA=3.0
daily=Curva_Solar					
New	PVSystem.Solar_P7_CA	Bus1=Poste_7.3.1	kV=0.22	pmpp=2.75	kVA=3.0
daily=Curva_Solar					

```
! -----
! MODELAGEM DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
! Cenário 4: 100% de geração (40 casas)
! -----
```

```
! --- POSTE DO TRANSFORMADOR E ESQUINAS (4 sistemas) ---
```

```
New PVSystem.Solar_P1_AB      Bus1=Poste_1.1.2    kV=0.22  pmpp=2.75  kVA=3.0
daily=Curva_Solar

New PVSystem.Solar_P2_BC      Bus1=Poste_2.2.3    kV=0.22  pmpp=2.75  kVA=3.0
daily=Curva_Solar

New PVSystem.Solar_P11_AB     Bus1=Poste_11.1.2   kV=0.22  pmpp=2.75  kVA=3.0
daily=Curva_Solar

New PVSystem.Solar_P11_CA     Bus1=Poste_11.3.1   kV=0.22  pmpp=2.75  kVA=3.0
daily=Curva_Solar
```

```
! --- RAMAL DA ESQUERDA (18 sistemas) ---
```

```
! Poste 3 (4 sistemas)
```

```
New PVSystem.Solar_P3_AB      Bus1=Poste_3.1.2    kV=0.22  pmpp=2.75  kVA=3.0
daily=Curva_Solar

New PVSystem.Solar_P3_BC_1    Bus1=Poste_3.2.3    kV=0.22  pmpp=2.75  kVA=3.0
daily=Curva_Solar

New PVSystem.Solar_P3_BC_2    Bus1=Poste_3.2.3    kV=0.22  pmpp=2.75  kVA=3.0
daily=Curva_Solar

New PVSystem.Solar_P3_CA      Bus1=Poste_3.3.1    kV=0.22  pmpp=2.75  kVA=3.0
daily=Curva_Solar
```

```
! Poste 4 (4 sistemas)
```

```
New PVSystem.Solar_P4_AB_1    Bus1=Poste_4.1.2    kV=0.22  pmpp=2.75  kVA=3.0
daily=Curva_Solar

New PVSystem.Solar_P4_AB_2    Bus1=Poste_4.1.2    kV=0.22  pmpp=2.75  kVA=3.0
daily=Curva_Solar

New PVSystem.Solar_P4_BC      Bus1=Poste_4.2.3    kV=0.22  pmpp=2.75  kVA=3.0
daily=Curva_Solar

New PVSystem.Solar_P4_CA      Bus1=Poste_4.3.1    kV=0.22  pmpp=2.75  kVA=3.0
daily=Curva_Solar
```

```
! Poste 5 (6 sistemas)
```

```
New PVSystem.Solar_P5_AB_1    Bus1=Poste_5.1.2    kV=0.22  pmpp=2.75  kVA=3.0
daily=Curva_Solar
```

New PVSystem.Solar_P5_AB_2 Bus1=Poste_5.1.2 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

New PVSystem.Solar_P5_BC_1 Bus1=Poste_5.2.3 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

New PVSystem.Solar_P5_BC_2 Bus1=Poste_5.2.3 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

New PVSystem.Solar_P5_CA_1 Bus1=Poste_5.3.1 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

New PVSystem.Solar_P5_CA_2 Bus1=Poste_5.3.1 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

! Poste 6 (Fim de Linha - 4 sistemas)

New PVSystem.Solar_P6_AB Bus1=Poste_6.1.2 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

New PVSystem.Solar_P6_BC Bus1=Poste_6.2.3 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

New PVSystem.Solar_P6_CA_1 Bus1=Poste_6.3.1 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

New PVSystem.Solar_P6_CA_2 Bus1=Poste_6.3.1 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

! --- RAMAL DA DIREITA (18 sistemas) ---

! Poste 10 (4 sistemas)

New PVSystem.Solar_P10_AB Bus1=Poste_10.1.2 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

New PVSystem.Solar_P10_BC_1 Bus1=Poste_10.2.3 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

New PVSystem.Solar_P10_BC_2 Bus1=Poste_10.2.3 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

New PVSystem.Solar_P10_CA Bus1=Poste_10.3.1 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

! Poste 9 (5 sistemas)

New PVSystem.Solar_P9_AB_1 Bus1=Poste_9.1.2 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

New PVSystem.Solar_P9_AB_2 Bus1=Poste_9.1.2 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

New PVSystem.Solar_P9_BC Bus1=Poste_9.2.3 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

New PVSystem.Solar_P9_CA_1 Bus1=Poste_9.3.1 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

New PVSystem.Solar_P9_CA_2 Bus1=Poste_9.3.1 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

! Poste 8 (6 sistemas)

New PVSystem.Solar_P8_AB_1 Bus1=Poste_8.1.2 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

New PVSystem.Solar_P8_AB_2 Bus1=Poste_8.1.2 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

New PVSystem.Solar_P8_BC_1 Bus1=Poste_8.2.3 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

New PVSystem.Solar_P8_BC_2 Bus1=Poste_8.2.3 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

New PVSystem.Solar_P8_CA_1 Bus1=Poste_8.3.1 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

New PVSystem.Solar_P8_CA_2 Bus1=Poste_8.3.1 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

! Poste 7 (Fim de Linha - 3 sistemas)

New PVSystem.Solar_P7_BC Bus1=Poste_7.2.3 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

New PVSystem.Solar_P7_CA_1 Bus1=Poste_7.3.1 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

New PVSystem.Solar_P7_CA_2 Bus1=Poste_7.3.1 kV=0.22 pmpp=2.75 kVA=3.0
daily=Curva_Solar

ANEXO B - - Tabela de Dimensionamento de Ramal de Entrada

TABELA DE DIMENSIONAMENTO																
Categoria	Demanda Máxima (kVA)	Disjuntor Proteção Geral (A)	Número de Fases	Número de Fios	Medidores	RAMAL DE LIGAÇÃO MULTIPLEXADO		RAMAL DE ENTRADA						ATERRAMENTO (condutor nu ou encapado)		POSTE
								Embutido Cobre F e N (mm²) Maneira "B1" de instalar		Subterrâneo Cobre (mm²) F e N Maneira "D" de instalar		Eletroduto ϕ nominal				
						Cobre (mm²)	Alumínio (mm²)	Isolação PVC (70 °C)	EPR ou XLPE (90 °C)	Isolação PVC (70 °C)	EPR ou XLPE (90 °C)	(mm)	(pol)	Condutor de Cobre (mm²)	Eletroduto PVC ϕ nominal	
12	6	50	1	2	M	10	16	10	10	10	10	32	1	10	19	75
14	8	63	1	2	M	10	16	16	10	16	10	32	1	16	19	75
19	10	50	1	3	M3	10	16	10	10	10	10	32	1	10	19	75
22	15	70	1	3	M3	10	25	25	16	25	16	32	1	16	19	100
25	25	100	1	3	M3	16	35	35	25	35	25	40	1 ¼	16	19	200
28	11	50	2	3	B	10	16	10	10	10	10	32	1	10	19	75
29	14	63	2	3	B	10	16	16	10	16	16	32	1	16	19	75
36	19	50	3	4	T	10	16	10	10	10	10	32	1	10	19	75
37	24	63	3	4	T	16	16	16	10	16	16	32	1	16	19	75
38	30	80	3	4	T	16	25	25	16	25	16	40	1 ¼	16	19	200
41	38	100	3	4	T	16	25	35	25	35	25	40	1 ¼	16	19	200
42	48	125	3	4	T	25	35	50	35	50	50	60	2	25	25	200
43	57	150	3	4	T	35	50	70	50	70	70	60	2	35	25	300
44	67	175	3	4	T	50	70	95	70	95	70	75	2 ½	50	25	300
45	76	200	3	4	T	50	70	95	70	* Nota 11	95	75	2 ½	50	25	300
46	37	150	1	3	T	35	50	70	50	70	70	60	2	35	25	300
47	44	175	1	3	T	50	70	95	70	95	70	75	2 ½	50	25	300
48	50	200	1	3	T	50	70	95	95	* Nota 11	95	75	2 ½	50	25	300

Fonte: Copel (2016)

ANEXO C - Classificação de consumidores residenciais

CLASSIFICAÇÃO DE CONSUMIDORES RESIDENCIAIS

TABELA 01

TIPOS	FAIXA DE CONSUMO MENSAL em kWh
BAIXO	de 0 a 75
MÉDIO	de 76 a 150
ALTO	de 151 a 300
ALTÍSSIMO	ACIMA DE 300

TABELA 02

Nº DE CONSUMIDORES NO CIRCUITO	DEMANDA DE CONSUMIDORES POR FAIXA DE CONSUMO			
	BAIXO	MÉDIO	ALTO	ALTÍSSIMO
01 a 05	0,69	1,38	2,72	9,11
06 a 10	0,68	1,28	2,64	8,33
11 a 15	0,67	1,17	2,53	7,50
16 a 20	0,63	1,07	2,34	6,34
21 a 25	0,60	0,97	2,09	5,39
26 a 30	0,56	0,87	1,80	4,41
31 a 40	0,52	0,78	1,56	3,50
acima de 40	0,49	0,71	1,40	2,74

Fonte: Copel (1999)

ANEXO D - Folha de dados do inversor



www.solisinverters.com

Folha de Dados

S6-GR1P(2.5-6)K

Modelo	2.5K	3K	3.6K	4K	4.6K	5K	6K	
Entrada CC								
Potência máxima de entrada	4.25 kW		5.1 kW	6.12 kW	6.8 kW	7.82 kW	8.5 kW	10.2 kW
Tensão máx de entrada	550 V		600 V					
Tensão nominal	250 V		330 V					
Tensão de partida	60 V		120 V					
Intervalo de tensão MPPT	50-450 V		90-520 V					
Corrente máx de entrada			14 A / 14 A					
Corrente máx de curto-circuito			22 A / 22 A					
MPPTs / Número de Entradas		2/2						
Saída CA								
Potência nominal de saída	2.5 kW		3 kW	3.6 kW	4 kW	4.6 kW	5 kW	6 kW
Potência nominal de saída a 40°C	2.5 kW		3 kW	3.6 kW	4 kW	4.6 kW	5 kW	6 kW
Potência máx de saída aparente	2.8 kVA		3.3 kVA	4 kVA	4.4 kVA	5 kVA	5 kVA	6 kVA
Potência máx de saída	2.8 kW		3.3 kW	4 kW	4.4 kW	5 kW	5 kW	6 kW
Potência máx de saída a 40°C	2.8 kW		3.3 kW	4 kW	4.4 kW	5 kW	5 kW	6 kW
Tensão nominal da rede			1/N/PE, 220 V / 230 V					
Frequência nominal da rede			60 Hz					
Corrente nominal de saída da rede	11.4 A / 10.9 A	13.6 A / 13.0 A	16.0 A / 15.7 A	18.2 A / 17.4 A	20.9 A / 20.0 A	22.7 A / 21.7 A	27.3 A	
Corrente máx de saída	13.3 A	15.7 A	16.0 A	21.0 A	23.8 A	25.0 A	27.3 A	
Fator de potência		> 0,99 (0,8 inicial - 0,8 atrasado)						
Harmônicas (THDi)		<3%						

Fonte: Adaptado de Solis (2026)

ANEXO E - Folha de dados módulo fotovoltaico

JA SOLAR

JAM72S30 530-555/MR Series

MECHANICAL DIAGRAMS

Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	28.6kg±3%
Dimensions	2279±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1300mm(+)/1300mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/Pallet 620pcs/40HQ Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC						
TYPE	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR	JAM72S30 -555/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	530	535	540	545	550	555
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.30	49.45	49.60	49.75	49.90	50.02
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.31	41.47	41.64	41.80	41.96	42.11
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.72	13.79	13.86	13.93	14.00	14.07
Maximum Power Current(Imp) [A]	12.83	12.90	12.97	13.04	13.11	13.18
Module Efficiency [%]	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3	21.5
Power Tolerance	±5W					
Temperature Coefficient of Isc(α_Isc)	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β_Voc)	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ_Pmp)	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.

Fonte: Adaptado de JA Solar (2026)