



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO (CTC)
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Eduardo Henrique Tudisco Favaretto

**COMPARAÇÃO ENTRE USINAS FOTOVOLTAICAS OPERANDO EM
DIFERENTES MODOS DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA: AUTOCONSUMO
REMOTO E GERAÇÃO COMPARTILHADA**

Florianópolis

2026

Eduardo Henrique Tudisco Favaretto

**COMPARAÇÃO ENTRE USINAS FOTOVOLTAICAS OPERANDO EM
DIFERENTES MODOS DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA: AUTOCONSUMO
REMOTO E GERAÇÃO COMPARTILHADA**

Trabalho de Conclusão do Curso submetido ao curso de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Gustavo Xavier de Andrade Pinto, Dr.

Florianópolis

2026

Favaretto, Eduardo Henrique Tudisco
COMPARAÇÃO ENTRE USINAS FOTOVOLTAICAS OPERANDO EM
DIFERENTES MODOS DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA: : AUTOCONSUMO
REMOTO E GERAÇÃO COMPARTILHADA / Eduardo Henrique Tudisco
Favaretto ; orientador, Gustavo Xavier de Andrade Pinto,
2026.
91 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro
Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica,
Florianópolis, 2026.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. usinas fotovoltaicas de
investimento. 3. geração compartilhada. 4. autoconsumo
remoto. 5. microgeração distribuída. I. Pinto, Gustavo
Xavier de Andrade. II. Universidade Federal de Santa
Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Eduardo Henrique Tudisco Favaretto

**COMPARAÇÃO ENTRE USINAS FOTOVOLTAICAS OPERANDO EM
DIFERENTES MODOS DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA:
AUTOCONSUMO REMOTO E GERAÇÃO COMPARTILHADA**

Este Trabalho Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 05 de março de 2026.



Documento assinado digitalmente
ROBERTO FRANCISCO COELHO
Data: 08/04/2026 11:04:09-0300
CPF: ***.034.249-**
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Roberto Francisco Coelho, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:



Documento assinado digitalmente
Gustavo Xavier de Andrade Pinto
Data: 05/03/2026 17:43:30-0300
CPF: ***.532.959-**
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Eng. Eletric. Gustavo Xavier de Andrade Pinto, Dr. Eng.
Orientador

Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente
RENATO LUCAS PACHECO
Data: 06/03/2026 12:13:57-0300
CPF: ***.751.489-**
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Renato Lucas Pacheco, Dr. Eng.
Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente
MARILIA BRAGA
Data: 05/03/2026 17:48:23-0300
CPF: ***.769.569-**
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Eng. Eletric. Marília Braga, Dra. Eng.
Universidade Federal de Santa Catarina

AGRADECIMENTOS

Obrigado primeiramente aos meus pais, Rose e Luís, que me possibilitaram estudar na UFSC; a minha esposa Denise, que sempre me apoiou e acreditou que eu iria conseguir vencer; a minha psicóloga Mariana Petrolí, que me incentivou e me ajudou muito a chegar até aqui; ao Dr. Gustavo Xavier, por toda a orientação e conhecimentos valiosos para este trabalho; à Dr^a. Marília Braga, ao João P. Veríssimo, à Heloisa Lima e ao Fotovoltaica-UFSC, pelo conhecimento partilhado; ao Prof. Dr. Renato Pacheco, por toda ajuda e compreensão neste período; e a todos os demais amigos da graduação que estiveram presentes, me acompanharam, me ajudaram e me incentivaram durante toda a trajetória na UFSC desde 2013.

RESUMO

O objetivo principal deste trabalho foi comparar a operação de usinas de microgeração fotovoltaicas pertencentes ao grupo-B, tanto na modalidade de autoconsumo remoto com usina instalada em telhado, quanto em geração compartilhada com usina em solo. Foi feita também uma revisão bibliográfica sobre as principais leis e conceitos que regem o setor elétrico brasileiro em termos de microgeração distribuída. Para os dois tipos de usinas considerados, foram calculados indicadores técnicos do setor fotovoltaico, tais como *yield*, *performance ratio*, e diversos tipos de perdas. Também foram calculados indicadores de viabilidade financeira, tais como Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), tempo de *Payback* e o custo nivelado de energia (LCOE), a fins de comparação entre as usinas, sob a ótica de investimento. Além da análise pelo lado do investidor, foram feitas também análises do ponto de vista do consumidor que aluga parte dessas usinas fotovoltaicas para obter desconto em sua fatura de energia (energia por assinatura). Para isso, foram realizados os cálculos de tarifa de compensação nos consumidores para cada modo específico de operação da usina, observando as regras de cada modalidade.

Palavras-chave: microgeração distribuída; geração compartilhada; autoconsumo remoto; créditos de energia; compensação de energia; energia por assinatura; usinas fotovoltaicas de investimento.

ABSTRACT

This study aimed to compare the operation of photovoltaic (PV) microgeneration power plants belonging to Group B, initially under the remote self-consumption modality with a rooftop-installed system, and subsequently under the shared generation modality with a ground-mounted system. A literature review was also conducted on the main laws and concepts governing the Brazilian electricity sector in terms of distributed microgeneration. For both types of power plants considered, technical indicators commonly used in the photovoltaic sector were calculated, such as energy yield, performance ratio, and various categories of losses. Financial feasibility indicators were also calculated, including Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), payback period, and Levelized Cost of Energy (LCOE), in order to compare the PV systems from an investment perspective. In addition to the analysis from the investor's standpoint, evaluations were also carried out from the perspective of the consumer who leases part of these photovoltaic plants to obtain a discount on their electricity bill (energy subscription model). For this purpose, compensation tariff calculations were performed for consumers under each specific operational modality in accordance with the applicable rules and regulations governing each modality.

Keywords: distributed microgeneration; shared generation; remote self-consumption; energy credits; energy compensation; energy subscription; investment photovoltaic plants.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Funções e Componentes Tarifários da TE	23
Figura 2 - Funções e Componentes Tarifários Da TUSD	23
Figura 3 - Evolução Da Energia Solar Fotovoltaica	26
Figura 4 - Comparação entre Tarifas de Compensação	30
Figura 5 – Especificações Elétricas do Módulo FV	37
Figura 6 – Coeficientes de Temperatura do Módulo FV	38
Figura 7 - Especificações Elétricas do Inversor de 12kW	39
Figura 8 - Especificações Elétricas dos Inversores de 5kW e 8kW	39
Figura 9 - Especificações Elétricas do Inversor de 75 kW	40
Figura 10 - Dados Meteorológicos Considerados nas Simulações	41
Figura 11 - Foto Satélite da Residência.....	43
Figura 12 - Modelo 3D da Residência	44
Figura 13 - Modelo 3D da Residência - segunda perspectiva	44
Figura 14 – Vista aérea do terreno da usina em solo	45
Figura 15 - VISUALIZAÇÃO 3D DO SISTEMA FV EM SOLO	46
Figura 16 - Distância entre as Duas Usinas FV Consideradas.....	47
Figura 17 - Localização do Quadrante 5574 No Atlas	47
Figura 18 - Coeficientes de Variação com relação à Temperatura.....	49
Figura 19 - Definições de Perdas Térmicas no PVSyst.....	49
Figura 20 - Determinação do valor de perda ôhmica na simulação.....	50
Figura 21 - Efeito Prático do Acúmulo de Poeira do módulo FV.....	51
Figura 22 - Perdas IAM por raio solar com alto ângulo de incidência.....	52
Figura 23 - Perdas IAM consideradas	53
Figura 24 - Perdas por degradação no tempo	54
Figura 25 - Gráfico de garantia do módulo FV da Astroenergy	56
Figura 26 - Definição do tempo de indisponibilidade do sistema FV	56
Figura 27 - Valor Padrão de Perda por Qualidade dos Módulos	57
Figura 28 - Valores Padronizados para perdas de Mismatch no PVSyst	59
Figura 29 - Alíquotas de PIS e COFINS de Jun/2024 até Set/2025	63
Figura 30 - Exemplo de modelo 3D de residência no PVSyst	66
Figura 31 - Exemplo de sombreamento do sistema FV no PVSyst	66
Figura 32 – Tela de escolha da base de dados meteorológica no PVSyst...	67

Figura 33 - Consumo da UC do sistema de telhado – doze meses.....	69
Figura 34 – Energia Gerada e Irradiação Global – Usina de Telhado	70
Figura 35 – Diagrama de perdas da usina de telhado	71
Figura 36 – <i>Yield</i> (produtividade) mensal do sistema em telhado	72
Figura 37 – PR Mensal do Sistema em Telhado	72
Figura 38 - Irradiação Global X Irradiação Efetiva - sistema em telhado.....	74
Figura 39 - Comparativo Antes X Depois - Cliente UC 7	76
Figura 40 - Energia Total Gerada x Irradiação Global Horizontal (GHI)	80
Figura 41 - <i>Yield</i> (Produtividade) mensal.....	80
Figura 42 - Performance Ratio (Rendimento Global) MENSAL	81
Figura 43 - Irradiação Global x Irradiação Efetiva	82
Figura 44 - Diagrama de Perdas para a Usina de Telhado	84
Figura 45 - Detalhamento de Perdas da Usina de Solo.....	85
Figura 46 - Ranking das concessionárias mais caras do Brasil.....	92
Figura 47 - Total Diário de Irradiação Global Horizontal.....	93

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Lista de UCs consideradas no estudo	42
Tabela 2 - Detalhamento do Sistema FV - Autoconsumo	45
Tabela 3 - Detalhamento do Sistema FV de Solo	48
Tabela 4 - Resumo de Tarifas e Alíquotas da COPEL para 2025/2026	64
Tabela 5 - Tabela completa de tarifas COPEL com tributos em 2025/2026	64
Tabela 6 - Irradiação Global Horizontal e suas Perdas	73
Tabela 7 - Faturas antes e depois do desconto	75
Tabela 8 - Resumo Operacional Autoconsumo	76
Tabela 9 - VPL, Geração e Fluxo de Caixa Usina de Telhado	78
Tabela 10 - Valores Base Para Simulação	78
Tabela 11 - Indicadores Financeiros – Usina Em Telhado	79
Tabela 12 - Irradiação Global E Suas Respectivas Correções	82
Tabela 13 - Resumo Operacional Autoconsumo	86
Tabela 14 - VPL, Geração e Fluxo de Caixa Usina de Solo	87
Tabela 15 - Valores Base Para Simulação	88
Tabela 16 - Indicadores Financeiros – Usina Telhado	88
Tabela 17 - Resumo Final Comparativo entre as duas Usinas FV	89
Tabela 18 - Consumidor Energia por Assinatura - Autoconsumo	90
Tabela 19 - Consumidor Energia por Assinatura - Compartilhado	91

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CDC	Código de Defesa do Consumidor
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CPF	Cadastro de Pessoa Física
FV	Fotovoltaica
GD	Geração Distribuída
ICMS	Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias
kW	quilowatt, medida de potência
kWh	quilowatt-hora, medida de energia
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> (rastreador de ponto de máxima potência)
NMOT	<i>Nominal Module Operating Temperature</i> (condições nominais de temperatura de operação)
PIS	Programa de Integração Social
REN	Resolução Normativa
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
STC	<i>Standard Test Conditions</i> (condições ideais de teste)
TE	Tarifa de Energia
TMA	Taxa Mínima de Atratividade de um investimento
TUSD	Tarifa sobre o Uso do Sistema de Distribuição
UC	Unidade Consumidora

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	OBJETIVOS	17
1.1.1	OBJETIVO GERAL	17
1.1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	18
1.2	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	18
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	19
2.1	AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO LIVRE (ACL) E REGULADA (ACR)	19
2.1.1	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA (ACR)	19
2.1.1.1	<i>GRUPO A (ALTA E MÉDIA TENSÃO)</i>	20
2.1.1.2	<i>GRUPO B (BAIXA TENSÃO)</i>	21
2.2	COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA NO ACR.....	22
2.3	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL	24
2.4	ENERGIA INSTANTÂNEA (OU SIMULTÂNEA), FATOR DE SIMULTANEIDADE E ENERGIA INJETADA	26
2.5	SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (SCEE).....	27
2.5.1	AUTOCONSUMO	28
2.5.2	GERAÇÃO COMPARTILHADA	28
2.6	REGRAS DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA E CÁLCULO DAS TARIFAS DE ENERGIA	29
2.6.1	Regras para cálculo de tarifas de acordo com os tipos de GD e de acordo com o ICMS	31
2.7	ALUGUEL DE USINAS DE INVESTIMENTO E ENERGIA POR ASSINATURA	32
2.8	FONTES DE ENERGIA DESPACHÁVEIS E NÃO-DESPACHÁVEIS.....	33
2.9	TIPOS DE USINAS GD (I, II E III)	33
2.10	MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDAS	34
2.11	CONTRATOS NECESSÁRIOS PARA EFETIVAR ENERGIA POR ASSINATURA	34
3	METODOLOGIA	37
3.1	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS E INVERSORES UTILIZADOS NA SIMULAÇÃO	37
3.2	DADOS METEOROLÓGICOS UTILIZADOS.....	40

3.3	UNIDADES CONSUMIDORAS (BENEFICIÁRIAS) CONSIDERADAS.....	41
3.4	UNIDADES CONSUMIDORAS (GERADORAS) CONSIDERADAS	43
3.4.1	UC geradora - autoconsumo	43
3.4.2	UC geradora – geração compartilhada	45
3.5	PERDAS DO SISTEMA FV CONSIDERADAS NAS SIMULAÇÕES	48
3.5.1	Perdas Térmicas	49
3.5.2	Perdas Ôhmicas	50
3.5.3	Perdas por Sujeira Acumulada (<i>Soiling</i>).....	50
3.5.4	Perdas por Ângulo de Incidência do Raio Solar (IAM)	51
3.5.5	Perdas por degradação no tempo - Envelhecimento (<i>Ageing</i>)	53
3.5.6	Perdas por Sombreamento	54
3.5.7	Perdas LID (Degradação Induzida pela Luz).....	55
3.5.8	Perdas por indisponibilidade	56
3.5.9	Perdas de Qualidade do Módulo.....	57
3.5.10	Perdas de <i>Mismatch</i> entre módulos.....	57
3.6	INDICADORES DE UMA USINA FV	59
3.6.1	Produtividade (<i>Yield</i>)	59
3.6.2	Taxa de Desempenho (<i>Performance Ratio</i>)	60
3.7	INDICADORES DE ATRATIVIDADE FINANCEIRA DE UMA USINA FV ...	60
3.7.1	Valor Presente Líquido	61
3.7.2	Taxa interna de retorno	61
3.7.3	LCOE	62
3.8	CÁLCULO DE TARIFAS PARA A CONCESSIONÁRIA COPEL EM 2026 .	63
3.9	PROGRAMA DE SIMULAÇÃO DE SISTEMAS FV.....	65
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	69
4.1	SIMULAÇÃO DE SISTEMA EM TELHADO NO MODELO DE AUTOCONSUMO LOCAL E REMOTO.....	69
4.1.1	SIMULAÇÃO DE CONSUMO SIMULTÂNEO NA UC GERADORA	69
4.1.2	SIMULAÇÃO DE GERAÇÃO FV.....	70
4.1.3	MODELO DE AUTOCONSUMO LOCAL E REMOTO – CÁLCULOS DE TARIFAS E FATURAS	74
4.1.4	INDICADORES DE ANÁLISE FINANCEIRA	77
4.2	SIMULAÇÃO DE SISTEMA EM SOLO NO MODELO DE GERAÇÃO COMPARTILHADA	79

4.2.1	SIMULAÇÃO DE GERAÇÃO FV.....	79
4.2.2	MODELO DE GERAÇÃO COMPARTILHADA – CÁLCULOS DE TARIFAS E FATURAS.....	85
4.2.3	INDICADORES DE ANÁLISE FINANCEIRA	87
4.3	ANÁLISE ECONÔMICA COMPARATIVA - INVESTIDORES	89
4.4	ANÁLISE ECONÔMICA COMPARATIVA - CONSUMIDORES	90
4.5	TARIFA DE ENERGIA NÍVEL DE IRRADIAÇÃO NO PARANÁ.....	91
5	CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS	95
	REFERÊNCIAS	99

1 INTRODUÇÃO

As usinas fotovoltaicas (FV) atualmente são especialmente relevantes devido a crescente disseminação e acessibilidade da geração distribuída no Brasil nos últimos anos. Além disso, houve um aumento significativo da representatividade da energia solar fotovoltaica dentro da matriz energética brasileira. Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2025), a potência instalada de usinas FV saltou de 53,8GW em 2024 para 62,4GW em 2025, passando a representar 24,1% da matriz energética brasileira.

Acompanhado desse movimento, surgiu também o interesse de investidores em construir suas próprias usinas fotovoltaicas de minigeração/microgeração, com a finalidade específica de obter renda passiva mensal. Os proprietários das usinas conseguem operar dessa forma ao alugar suas usinas FV para consumidores que desejam diminuir o valor gasto em suas faturas de energia, através do modelo conhecido como Energia por Assinatura. Nestes contratos de energia por assinatura, o consumidor firma um acordo de alugar parte de uma usina FV, receber energia dela mensalmente, e em troca sua fatura será reduzida de acordo com o valor de aluguel mensal acordado entre as partes.

De forma a explicar como tudo isso é feito no Brasil, foram expostas neste trabalho as principais regras do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), sobretudo em se tratando de usinas fotovoltaicas de pequeno porte (micro e minigeração), conectadas ao sistema de distribuição.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 OBJETIVO GERAL

O principal objetivo deste trabalho é avaliar, por meio de simulações de dois estudos de caso, a atratividade financeira de usinas FV conectadas à rede elétrica para consumidores do ambiente de contratação regulado (ACR), sendo investigados os mecanismos de compensação de energia via autoconsumo e geração compartilhada.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a) Comparar o valor da tarifa de compensação para os modelos de autoconsumo e geração compartilhada;
- b) avaliar a atratividade financeira de usinas FV no modelo de autoconsumo remoto;
- c) avaliar atratividade financeira de usinas FV no modelo de geração compartilhada;
- d) discutir os aspectos positivos e negativos dos modelos de autoconsumo remoto e de geração compartilhada.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

Inicialmente foi feita uma revisão bibliográfica das principais regras que regem hoje o ACR no Brasil, detalhando sobre os grupos de tensão, sobre os cálculos das tarifas de energia e de seus impostos envolvidos, os modos de compensação existentes e os tipos de geração distribuída.

Posteriormente, foi feita uma exposição da metodologia usada, como por exemplo o programa (*software*) usado nas simulações, os modelos e especificações dos módulos e inversores considerados, os dados meteorológicos utilizados pelo *software*, bem como as unidades consumidoras beneficiárias usadas para o estudo.

Após a metodologia, são apresentados os resultados das simulações de uma usina fotovoltaica em telhado, operando com compensação em autoconsumo remoto, assim como uma outra simulação, dessa vez de uma usina fotovoltaica de solo, com compensação em geração compartilhada. Serão comparadas as gerações de ambas as usinas, e seus respectivos retornos financeiros.

Por fim, na conclusão, foi debatido qual o melhor modelo em termos de rentabilidade financeira (percentual) para seu proprietário. Isto é, se para o investidor é mais vantajoso construir uma usina FV de tamanho menor no telhado de sua residência (operando em autoconsumo remoto), ou se é melhor construir uma usina de solo grande em solo, e alugar ela para múltiplos consumidores simultaneamente via geração compartilhada.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste tópico serão abordados conceitos que servirão de base para entendimento deste trabalho, principalmente relacionados à tarifa de energia, às regras da ANEEL para categorização de usinas, e às regras para a compensação da energia na fatura do consumidor.

2.1 AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO LIVRE (ACL) E REGULADA (ACR)

O atual modelo de comercialização de energia elétrica no Brasil está fundamentado nos marcos regulatórios instituídos pelo Governo Federal em 2004 (BRASIL, 2004a e 2004b). Esse modelo determinou que a comercialização de energia se daria em dois ambientes de contratação: ambiente de contratação livre (ACL) e ambiente de contratação regulada (ACR)

No ACL, os consumidores categorizados como grupo-A (alta e média tensão) tem a opção de contratar seus próprios fornecedores de energia livremente, se assim preferirem. Ou seja, eles não precisam obrigatoriamente consumir a energia da concessionária à qual eles estão conectados, podendo assim encontrar fornecedores mais baratos para suprir seu consumo.

Este estudo direciona sua análise ao ACR, considerando sua relevância para o contexto analisado e seu alinhamento aos objetivos propostos. Em razão dessa delimitação, o ACL não é aprofundado na revisão bibliográfica

2.1.1 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA (ACR)

Normalmente também chamado de “mercado cativo”, o ACR é onde se enquadram todos os consumidores que não estão no ACL. A resolução da ANEEL nº 1000/2021 (ANEEL, 2021), publicada em 7 de dezembro de 2021, estabelece as disposições gerais do fornecimento de energia para ACR.

Dentro do ACR estão os consumidores de grupo A que preferiram não contratar um fornecedor de energia próprio, além de todos os consumidores de baixa tensão (grupo B), que, até o momento da elaboração deste estudo, são obrigados a consumir sua energia da concessionária à qual estão ligados.

A partir de 2026, os consumidores B3 (comerciais, industriais e serviços) também poderão entrar no ACL, e finalmente em 2028, os consumidores do subgrupo B1 (residencial) poderão entrar no ACL (IENERGYBR, 2025). As definições e requisitos de cada grupo de consumidores é abordada nos tópicos a seguir.

2.1.1.1 *GRUPO A (ALTA E MÉDIA TENSÃO)*

No grupo A se enquadram todos os consumidores de média e alta tensão, ou seja, a partir de 2,3kV, ou que estejam conectadas ao sistema de distribuição por via subterrânea (ANEEL, 2021). Cada faixa de tensão corresponde a um subgrupo específico (A1, A2, A3 e A4) ou à instalação subterrânea (AS).

Neste grupo, os consumidores estão sujeitos a à tarifa binômia, na qual são cobrados não apenas pela energia consumida, mas também pela demanda contratada. Além disso, as tarifas podem variar conforme o período em que ocorre o consumo de energia. Esses períodos variam de acordo com cada distribuidora de energia e são chamados de “ponta” e “fora ponta”, sendo o horário de ponta obrigatoriamente um intervalo de 3h00min consecutivas (ANEEL, 2021). A adoção deste sistema com diferentes tarifas horárias visa a racionalização do consumo de energia.

Por exemplo, se a distribuidora definir como horário de ponta o intervalo entre as 18h00min e 21h00min, será cobrada uma tarifa maior do consumidor que utilizar energia nesta faixa, já que é normalmente neste período que o sistema elétrico das distribuidoras mais precisa de energia. Ainda neste exemplo, entre 21h01min e 23h59min, e entre 00h00min e 17h59min, será cobrada uma tarifa menor (horário fora ponta).

Com tarifas variáveis ao longo do dia, os consumidores são incentivados a utilizar energia nos períodos com preços mais baixos, diminuindo o impacto causado na rede elétrica nos horários de pico. Dentro deste grupo, existem duas formas de tarifação: horária verde e horária azul.

No caso da tarifação horária verde, o consumidor está sujeito à cobrança das tarifas de energia de ponta e fora ponta, bem como de uma tarifa de demanda contratada única (sem distinção de horários), dada em R\$/kW. Neste grupo, estão todos os consumidores com tensão abaixo de 69kV que optarem por ficar na

modalidade verde, já que eles também podem escolher migrarem para a modalidade tarifária azul.

No caso da tarifação horária azul, o consumidor da mesma forma também fica sujeito às tarifas de energia de consumo ponta e fora ponta, mas a tarifa de demanda contratada neste caso também é dividida em demanda ponta e demanda fora ponta. Neste grupo, se enquadram obrigatoriamente as UCs com tensão acima de 69kV (ANEEL, 2021).

A vantagem da modalidade horária azul é que a tarifa de energia durante o horário de ponta é significativamente menor que a tarifa de energia do horário de ponta da modalidade verde. No entanto, a tarifa de demanda contratada no horário de ponta na modalidade azul é muito mais alta que a tarifa única de demanda contratada da modalidade verde. Portanto, a melhor escolha depende de uma análise detalhada da curva de consumo da unidade consumidora ao longo do dia.

O foco deste trabalho não será no grupo A nem nas tarifas horárias, mas sim no grupo B com tarifação convencional, como será descrito a seguir.

2.1.1.2 GRUPO B (BAIXA TENSÃO)

Neste grupo estão todos os consumidores cuja tensão seja menor que 2,3kV, assim como alguns consumidores de grupo A que possam ter optado por serem tarifados como grupo B, desde que sigam pelo menos um dos seguintes critérios:

- a) potência combinada dos transformadores da entrada de energia seja de no máximo 112,5 kVA;
- b) potência combinada dos transformadores da entrada de energia seja de no máximo 1112,5 kVA, e se classificar na subclasse de cooperativa de eletrificação rural;
- c) a atividade realizada na UC for voltada para hospedagem e hotelaria, e estar em área turística;
- d) instalações permanentes para atividades esportivas, cuja carga instalada de refletores seja maior ou igual a dois terços da carga instalada total (ANEEL, 2021).

Dentro do grupo B, o consumidor pode optar por ser tarifado na modalidade convencional, que tem uma tarifa de energia fixa, sem depender de horário. Ou pode optar pela modalidade branca, a qual, semelhante ao grupo A, tem diferentes tarifas

de acordo com os horários de consumo. No entanto, em dezembro de 2025, a ANEEL fez uma proposta de consulta pública para a possível aplicação automática de tarifa horária branca nos consumidores tipo B1, B2 e B3 que consumam mais de 1000 kWh/mês até 2026 (ANEEL, 2025).

Assim como no grupo A, a tarifa ponta para a modalidade branca corresponde a um horário de 3h00min consecutivas, definidos pela distribuidora. Com a diferença de que há ainda a tarifa intermediária, que corresponde a 1h00min antes e 1h00min depois do horário ponta. (ANEEL, 2021). De forma análoga, o horário fora ponta é todo o restante das horas do dia que não foram consideradas no horário de ponta nem no horário intermediário.

No entanto, uma das vantagens do grupo B é que não há demanda contratada (R\$/kW), mas há cobrança do custo de disponibilidade, que é a quantidade mínima de energia que o consumidor é obrigado a pagar para a distribuidora de energia, independente do seu consumo. Em casos de instalações monofásicas, o custo de disponibilidade é o correspondente a 30kWh; para instalações bifásicas, o custo é o equivalente a 50kWh; e finalmente para trifásicas, o custo é o referente a 100kWh (ANEEL, 2021).

2.2 COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA NO ACR

O preço da energia para o consumidor final é fundamentalmente composto por Tarifa de Energia (TE), Tarifa pelo Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e impostos (ANEEL, 2023a). Como pode ser observado na Figura 1 a seguir, a TE é a componente relativa à tarifa de energia de fato, enquanto a TUSD é a componente sobre o uso do sistema de distribuição de energia elétrica (Figura 2). Apesar do nome TUSD remeter à “distribuição”, nesta componente tarifária também são inclusos encargos e cobranças do sistema de transmissão de energia elétrica (ANEEL, 2023a).

Figura 1 - Funções e Componentes Tarifários da TE



Fonte: ANEEL (2023)

Figura 2 - Funções e Componentes Tarifários Da TUSD



Fonte: ANEEL (2023)

Além disso, ainda estão presentes nas faturas de energia alguns impostos federais, estaduais e municipais. Entre os federais, estão o Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS). O nível máximo permitido para esses impostos é 1,65% para PIS e 7,60% para COFINS (BRASIL, 2002).

Já o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) é um imposto estadual. No caso específico da COPEL, que será avaliada neste trabalho, a alíquota de ICMS hoje é estabelecida em 19% nos casos gerais, exceto em caso de eletrificação rural (COPEL, 2021b). E por fim, o imposto municipal é a Contribuição

para o Serviço de Iluminação Pública (COSIP), cujas faixas de valores tem regras próprias para cada município brasileiro.

Geralmente, ICMS, PIS e COFINS incidem sobre a TE e a TUSD, salvos os casos em que o consumidor seja isento de PIS/COFINS em decorrência de o consumidor estar associado a alguma cooperativa de distribuição de energia.

2.3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

Um dos primeiros marcos na história da energia solar no Brasil foi a Resolução Normativa nº 482 de 2012 (REN 482). Ela introduziu as primeiras regras e condições necessárias para poder instalar sistemas de mini/microgeração distribuída, bem como a criação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), a determinação da potência limite entre micro e minigeração como sendo 100kW (ANEEL, 2012), entre outras deliberações.

Posteriormente, a REN 687/2015 (ANEEL, 2015) trouxe atualizações importantes para o setor, como: alteração do limite de microgeração de 100kW para 75kW, que persiste até hoje; mudança na validade dos créditos de energia, que deixaram de ter validade de apenas 36 meses e passaram a ser 60 meses (ANEEL, 2015), regra que também persiste até hoje; aumento da agilidade e desburocratização de alguns processos de aprovação de novos projetos nas concessionárias, sobretudo de novos sistemas fotovoltaicos; criação do conceito de autoconsumo remoto e geração compartilhada, que serão temas centrais deste trabalho e serão melhor abordados nos tópicos seguintes; alterações nas regras da SCEE; criação do conceito de Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras (EMUC), que seria um imóvel que naturalmente seja fracionado em diversas unidades consumidoras que operem de forma independente, mas com uma área comum com unidade consumidora também independente das outras (ANEEL, 2015), tal qual condomínios residenciais e prédios comerciais com múltiplas salas; entre outros.

Mais adiante, foi publicada a REN 1000/2021, que revogou (e substituiu) uma série de normas anteriores sobre bandeiras tarifárias, consumidores livres, ouvidorias e até veículos elétricos (BRASIL, 2021). Também unificou diversas leis em prol do consumidor de energia elétrica, bem como estabeleceu regras sobre a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica (BRASIL, 2021). Por fim, observado o Código de Defesa do Consumidor (CDC), também ampliou os direitos e prazos de

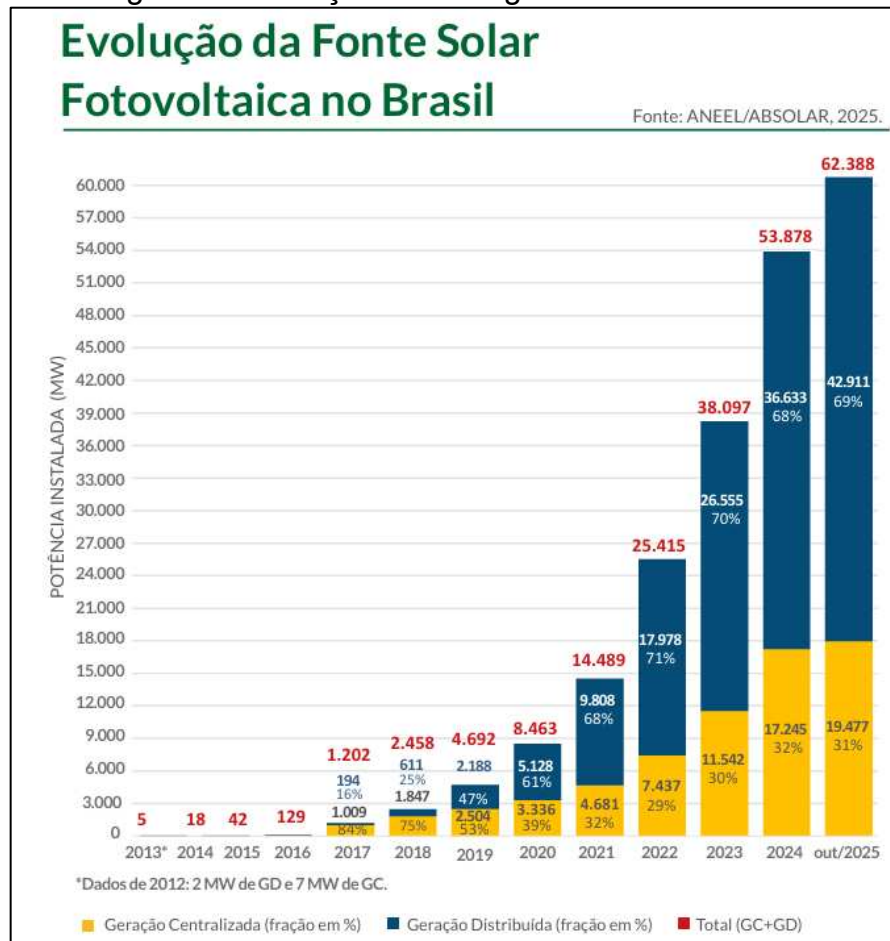
ressarcimento por danos e criou o mecanismo de reembolso dobrado em casos de a concessionária fazer alguma cobrança incorreta.

Por fim, em 2022 foi publicada a lei que é amplamente considerada o ponto mais importante da história do setor no Brasil: a Lei 14.300/2022, que é o marco legal da geração distribuída. Alguns dos pontos mais importantes trazidos por ela foram:

- Conceder direito adquirido de isenção do fio-b da TUSD (tarifa pelo uso do sistema de distribuição) a quem protocolasse o pedido de acesso na distribuidora até o dia 7 de janeiro de 2023 (BRASIL, 2022a);
- Cobrança progressiva do fio-b da TUSD de 2023 a 2029 para projetos protocolados a partir de 8 de janeiro de 2023, iniciando em 15% de fio-b em 2023 e culminando em 100% em 2029; esse tema será melhor explicado no tópico 2.9 deste trabalho;
- Flexibilizou e melhorou a adesão aos grupos de consumidores compartilhados, como cooperativas, associações e consórcios de geração compartilhada (SCHIRATO, 2023);
- Introduziu o conceito de fontes despacháveis de energia e o vinculou a algumas regras de minigeração distribuída. Dependendo se a fonte de energia é despachável ou não, o limite para ser considerado minigeração era alterado. Esse tema será mais bem abordado no tópico 2.8.

Além do conjunto de resoluções normativas que fizeram parte da história do setor solar fotovoltaico no Brasil, desde 2013 a energia solar vem crescendo de forma muito rápida e se popularizando bastante no país, conforme apresentado na introdução deste trabalho. Isso fica especialmente evidente ao analisar a Figura 3 a seguir. Nela é possível observar que, no intervalo de três anos entre 2017 e 2020, a potência instalada de energia solar FV se multiplicou por cerca de sete vezes e, mesmo assim, no intervalo de 2020 até o fim de 2025, a potência instalada se multiplicou mais de sete vezes novamente. Vale ressaltar também que desde 2020 a geração distribuída (GD) já tem mais representatividade na potência instalada que a própria geração centralizada (GC) e mantém essa posição até hoje.

Figura 3 - Evolução Da Energia Solar Fotovoltaica



FONTE: ABSOLAR/ANEEL (2025)

2.4 ENERGIA INSTANTÂNEA (OU SIMULTÂNEA), FATOR DE SIMULTANEIDADE E ENERGIA INJETADA

Quando se fala de geração proveniente de usinas FV, os conceitos de energia instantânea (ou simultânea), fator de simultaneidade e energia injetada são extremamente importantes. Toda energia gerada por uma usina FV (sem armazenamento / baterias) ou é consumida localmente na própria unidade consumidora (UC) em que é gerada, ou é enviada para a rede elétrica da distribuidora de energia.

A energia simultânea é a parcela da energia gerada que é autoconsumida no mesmo período e na mesma UC em que a geração ocorre. No caso de usinas FV, esse período é geralmente delimitado entre 6h00min e 18h00min (de acordo com a disponibilidade do sol).

Caso a usina FV tenha gerado mais energia do que a UC ligada a ela tenha sido capaz de consumir durante o dia (geração > consumo), a energia gerada excedente vai para a rede de distribuição na forma de energia injetada. A energia excedente injetada na rede elétrica pela UC se transformará, então, em créditos energéticos, que posteriormente poderão ser usufruídos pela própria UC ou por outras UCs por via remota.

O fator de simultaneidade é justamente uma medida percentual entre a quantidade de energia gerada que é consumida instantaneamente pelas cargas daquela UC e a quantidade de energia gerada no total (CANAL SOLAR, 2023). Quanto maior o fator de simultaneidade em um sistema solar FV, mais energia FV a UC consome durante o dia.

Em termos de faturamento de energia, a energia que é consumida na mesma UC e simultaneamente ao período de geração não é contabilizada no medidor de energia da distribuidora, porém, ainda deve ser considerada nas análises financeiras.

Toda a energia excedente FV que foi injetada na rede da distribuidora gerará créditos de energia que poderão ser usufruídos pela UC e contabilizados na fatura de energia da mesma, mas com uma tarifa reduzida. Essa redução varia conforme uma série de regras de compensação da ANEEL, bem como algumas regras para impostos estaduais e federais que serão mais bem descritas ao longo deste trabalho.

2.5 SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (SCEE)

O sistema de compensação de energia elétrica é todo o sistema de envio e armazenamento de créditos de energia por parte de usinas de mini e microgeração distribuída (MMGD) para suas respectivas unidades consumidoras beneficiárias. As usinas injetam energia no sistema elétrico da distribuidora por “empréstimo gratuito” (ANEEL, 2023b) e essa energia se torna crédito de energia, que pode ser usado em outras unidades consumidoras remotamente, ou até mesmo armazenado para uso futuro na mesma unidade geradora.

Ao construir uma usina de geração distribuída, é necessário enquadrar ela em algum modelo de compensação de energia, para que a distribuidora entenda para onde deverá enviar toda a geração de energia excedente e em quais unidades ela ficará alocada. Independente do modelo escolhido, a energia excedente de cada mês ficará alocada na(s) unidade(s) escolhida(s) pelo prazo máximo de 60 meses, antes

de expirarem completamente (ANEEL, 2023b). Essa alocação de energia se dá por meio de “armazenamento” de créditos de energia em determinadas unidades consumidoras, sendo o “armazenamento” algo puramente virtual, haja vista que essa energia não é armazenada em baterias, banco de capacitores, nem nada do gênero.

2.5.1 AUTOCONSUMO

Dois dos principais modelos do SCEE são o autoconsumo e a geração compartilhada. O autoconsumo se dá quando a própria entidade que gera a energia é a mesma que vai consumi-la, sendo que a entidade pode ser uma pessoa física (CPF) ou jurídica (CNPJ). Ou seja, esse modelo pressupõe que todas as UCs envolvidas estejam na mesma titularidade perante a distribuidora de energia. O modelo de faturamento em autoconsumo se divide ainda em dois submodelos:

- Autoconsumo local: modelo em que o excedente de energia elétrica gerado no mês é alocado e posteriormente consumido apenas na própria unidade (UC) que de fato gerou essa energia (BRASIL, 2022a);
- Autoconsumo remoto: modelo em que o excedente de energia elétrica gerado no mês é enviado mensalmente e alocado em outras unidades consumidoras (UCs) que estejam na mesma titularidade da unidade geradora (BRASIL, 2022a).

Tanto nos modelos de autoconsumo remoto quanto no de geração compartilhada, não há limite para a quantidade de UCs envolvidas.

2.5.2 GERAÇÃO COMPARTILHADA

Já a geração compartilhada é o modelo que permite que uma mesma usina seja alugada e utilizada por múltiplos consumidores (beneficiários) diferentes ao mesmo tempo, sem a obrigatoriedade de ter todas as unidades consumidoras na mesma titularidade. As usinas precisam estar na titularidade de uma empresa cujo CNPJ esteja apto a atuar em geração compartilhada, de forma que os consumidores que vão alugar frações da usina consigam aderir ao modelo compartilhado apenas ao assinar um termo de adesão à empresa de geração compartilhada (BRASIL, 2022a).

As empresas de geração compartilhada podem ser de três tipos:

- Consórcio;
- Associação;
- Cooperativa.

Em qualquer um desses três modelos, a forma de compensação de energia na fatura da distribuidora é idêntica. A diferença entre eles está principalmente na forma de constituição do CNPJ, que pode ter variações sobre número de membros, requisitos mínimos para se constituir, entre outros.

2.6 REGRAS DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA E CÁLCULO DAS TARIFAS DE ENERGIA

Primeiramente, é necessário que todas as UCs envolvidas estejam dentro da área de atendimento da mesma concessionária de energia, mas não é necessário que elas estejam no mesmo grupo de tensão (A ou B). É possível vincular usinas FV de grupo A (que estejam no ACR) em múltiplos consumidores de grupo B, assim como é possível vincular usinas de grupo B em consumidores de grupo A (que estejam no ACR).

Outro ponto primordial nestas operações de compensação de energia é o cálculo do preço da energia para estes consumidores. A tarifa de energia (tarifa de consumo) que aparece na fatura do consumidor é uma combinação entre as componentes TE, TUSD, eventuais bandeiras tarifárias que estejam vigentes no período, bem como impostos incidentes sobre todas essas componentes. Ela é medida em R\$/kWh, e seu cálculo se dá conforme (1):

$$TC = \frac{TE+TUSD+BT}{(1-A_{ICMS}) \cdot (1-A_{PIS}-A_{COFINS})} \quad (1)$$

Onde:

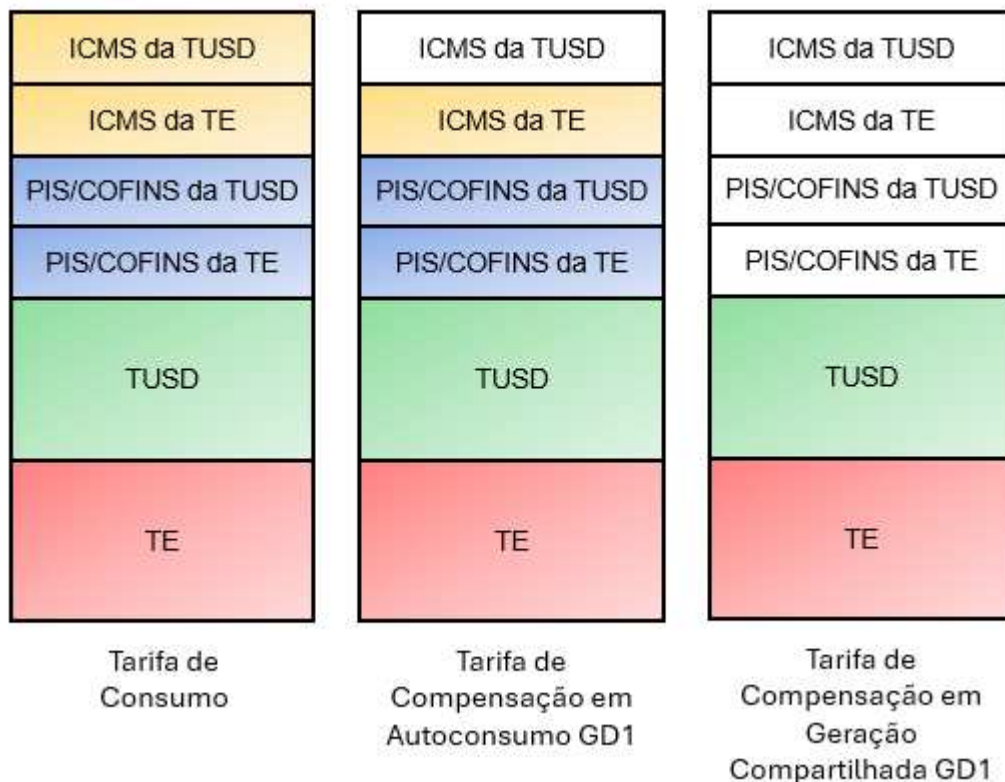
- TC = Tarifa final do consumidor vigente no período considerado;
- A_{ICMS} = Alíquota do imposto ICMS vigente no período considerado;
- A_{PIS} = Alíquota do imposto PIS vigente no período considerado;
- A_{COFINS} = Alíquota do imposto COFINS vigente no período considerado;
- BT = Bandeira tarifária vigente no período considerado.

Os valores de TE, TUSD e bandeira tarifária são os valores sem tributos que são determinados pelos relatórios publicados pela ANEEL anualmente para cada distribuidora do Brasil.

No entanto, para calcular precisamente a tarifa de compensação, é necessário um cálculo mais elaborado, visto que essa tarifa dependerá do modelo de compensação (autoconsumo ou geração compartilhada), do tipo de GD em que a usina se encontra (GD1 ou GD2), do estado em que a UC se encontra (o ICMS é uma alíquota própria de cada estado), e das regras que o estado impõe para isenção (ou não) do ICMS da componente TUSD.

As regras para cálculo da tarifa de compensação são descritas na Figura 4 a seguir:

Figura 4 - Comparação entre Tarifas de Compensação



Fonte: o autor

Ainda na Figura 4, é possível verificar que no modelo de autoconsumo não ocorre a restituição do ICMS da TUSD, ou seja, a tarifa de compensação fica ligeiramente menor que a tarifa de consumo tradicional. Na geração compartilhada, além da falta de restituição do ICMS da TUSD, ocorre ainda a não-restituição do ICMS

da TE, nem do PIS/COFINS da TE, nem do PIS/COFINS da TUSD. Por isso, frequentemente a tarifa de compensação em geração compartilhada é significativamente menor que a tarifa de compensação em autoconsumo. Os efeitos financeiros dessas cobranças foram mais bem explicados na seção de resultados deste trabalho.

2.6.1 Regras para cálculo de tarifas de acordo com os tipos de GD e de acordo com o ICMS

As usinas FV tratadas neste trabalho podem ser categorizadas como GD1 ou GD2, dependendo da data em que seus projetos foram protocolados e aprovados dentro da concessionária. Essas definições e a diferenciação entre os tipos de GD foi mais bem explicada na seção 2.9 deste trabalho.

Para fins de cálculo da componente TUSD no momento da compensação, as regras para GD1 e GD2 se diferenciam da seguinte forma:

- GD1: restituição completa da componente fio-b da TUSD até o ano de 2045;
- GD2: não-restituição da componente fio-b da TUSD, com aumentos progressivos a partir de 2023, até atingir 100% no ano de 2029, segundo a seguinte regra: (BRASIL, 2022a)
 - 2023 – 15% de fio-b da TUSD
 - 2024 – 30% de fio-b da TUSD
 - 2025 – 45% de fio-b da TUSD
 - 2026 – 60% de fio-b da TUSD
 - 2027 – 75% de fio-b da TUSD
 - 2028 – 90% de fio-b da TUSD
 - 2029 – 100% de fio-b da TUSD

Em se tratando de ICMS, a alíquota percentual varia de estado para estado, com os valores máximos por lei sendo de 17% a 18% (BRASIL, 2022b). Além disso, nos casos de autoconsumo, é possível que alguns estados apliquem legislação regional própria (em caráter excepcional) de forma a conceder isenção do ICMS da TUSD.

2.7 ALUGUEL DE USINAS DE INVESTIMENTO E ENERGIA POR ASSINATURA

O fato de que a energia excedente pode ser enviada mensalmente para outras unidades possibilita a implementação de negócios como: o aluguel de usinas de investimento, do ponto de vista do proprietário da unidade geradora; a contratação de energia por assinatura, do ponto de vista daquele que é puramente um consumidor de energia.

As unidades geradoras que geram excedente de energia podem alugar sua usina inteira (ou partes dela) para um ou mais consumidores. O dono da unidade geradora recebe uma remuneração mensal por isso, que geralmente é calculada por uma parcela fixa e uma parcela performance, essa última dependendo da potência entregue pela usina no mês em questão. O cálculo exato é arbitrário e varia de acordo com cada contrato firmado entre gerador, consumidor e, em alguns casos, intermediado pela empresa gestora de energia.

O consumidor que aluga uma usina de investimento (ou parte dela) o faz justamente para obter algum desconto em sua fatura de energia. Ao alugar uma usina, a usina envia uma parte de sua geração mensal para a unidade do consumidor e essa energia é abatida da fatura de energia deste consumidor. O valor exato do abatimento depende de uma série de fatores e está diretamente ligado com o fato da usina estar em autoconsumo ou geração compartilhada, se a usina é GD1 ou GD2, regras e alíquotas de impostos do estado em que eles se encontram (principalmente para o ICMS) e, obviamente, também dependerá da distribuidora em que eles se encontram.

Além disso, unidades consumidoras no grupo B geralmente têm suas tarifas de compensação maiores que as tarifas de compensação do grupo A (devido aos componentes da tarifa definidos pela ANEEL), o que certamente deve ser levado em conta ao traçar as prioridades para abatimento dos créditos energéticos e ao escolher para quais unidades consumidoras (UCs) essa energia será enviada.

Tanto para o investidor proprietário da geradora quanto para o consumidor que aluga a usina FV, é sempre melhor que a tarifa de compensação seja cada vez mais alta, para que a energia da usina compense o maior valor financeiro possível na fatura do consumidor beneficiário. Uma tarifa de compensação mais alta geralmente vem de usinas enquadradas como GD1, em estados com baixo ICMS, operando em autoconsumo remoto e enviando para unidades beneficiárias de grupo-B (baixa tensão).

Todos esses fatores combinados maximizariam a quantidade de benefícios financeiros fluindo entre as partes (gerador e consumidor) e minimiza o valor pago para as concessionárias (fio-b), governos estaduais (ICMS) e governo federal (PIS e COFINS).

2.8 FONTES DE ENERGIA DESPACHÁVEIS E NÃO-DESPACHÁVEIS

Segundo a lei Nº 14.300 (BRASIL, 2022), as fontes de energia despacháveis são as usinas cuja geração mensal possa ser controlada (“despachada”) por meio de um controlador local ou remoto. Enquadram-se aqui as usinas hidrelétricas, usinas de biomassa, de biogás e usinas solares fotovoltaicas até 3MW e que tenham baterias com capacidade de armazenar pelo menos 20% de sua geração mensal (BRASIL, 2022a).

2.9 TIPOS DE USINAS GD (I, II E III)

Quando se fala estritamente de Geração Distribuída, as usinas podem ser categorizadas em 3 tipos:

- a) Usina tipo GD I: são usinas que já existiam até 07/01/2023 ou que tiveram seu parecer técnico de acesso (PTA) protocolado junto a distribuidora de energia até o dia 07/01/2023 (ENERGÊS, 2023). Usinas deste tipo conquistaram o direito de isenção da componente tarifária “Fio-b da TUSD” até o ano de 2045;
- b) Usina tipo GD II: são usinas protocoladas a partir de 08/01/2023, provenientes de fonte de energia não-despachável, e que tenham potência CA menor que 500kW;
- c) Usina tipo GD III: são usinas que também foram protocoladas a partir de 08/01/2023, com potência instalada CA de 500kW ou mais, provenientes de uma fonte de energia não-despachável (ANEEL, 2022)

Para fins deste trabalho, as usinas solares analisadas foram enquadradas no como GD II.

2.10 MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDAS

As usinas de microgeração são aquelas provenientes de fontes de energia renováveis e que tenham potência instalada CA igual ou menor que 75 kW (BRASIL, 2022a).

As usinas de minigeração são as usinas com fonte de energia renovável com potência instalada entre 75kW e 5MW, em caso de fontes despacháveis, ou potência instalada entre 75kW e 3MW, em caso de fontes não-despacháveis (BRASIL, 2022a).

Para os fins deste trabalho, todas as usinas solares aqui estudadas serão do tipo microgeração distribuída, em virtude dos seus tamanhos reduzidos e maior agilidade para instalação e inicialização de operações.

2.11 CONTRATOS NECESSÁRIOS PARA EFETIVAR ENERGIA POR ASSINATURA

O tipo de contrato que rege essa operação de energia por assinatura geralmente é um contrato de aluguel de equipamentos fotovoltaicos entre as partes, ou em alguns casos ou termos de adesão do consumidor à associação / cooperativa / consórcio de geração compartilhada.

No caso do modelo de autoconsumo, é realmente um contrato de aluguel de equipamentos fotovoltaicos entre o investidor (locador) e o consumidor (locatário) diretamente, no qual fica acordado que o consumidor locará uma fração da usina FV. A porcentagem locada da usina geralmente fica explícita em contrato.

No caso de geração compartilhada, como há uma empresa gestora intermediando a operação, a empresa gestora faz um contrato de aluguel de equipamentos fotovoltaicos em que a gestora se torna locatária da usina, e o investidor se torna locador. Em paralelo a esse contrato, a gestora emitirá termos de adesão para que qualquer número de novos clientes beneficiários possa entrar no grupo de usinas compartilhada. Neste termo de adesão, o consumidor concorda em aderir ao CNPJ para receber benefícios mensais de energia. É importante notar que, no caso de geração compartilhada, o contrato entre a gestora de energia e o consumidor aderente é um termo de adesão a um CNPJ, e não um contrato de aluguel.

É necessário utilizar esse modelo de contrato de aluguel de usinas porque é explicitamente proibida a venda de energia para consumidores grupo-B, ou alugar

equipamentos e terrenos em unidades de reais por unidades de energia (ANEEL, 2023b).

Geralmente, os contratos entre a empresa gestora e o dono da usina tem vigência de 5 a 10 anos, com exigência de aviso prévio em caso de rescisão e multa rescisória considerável em caso de rescisão não-justificada e antecipada. Os contratos da gestora com os consumidores são geralmente de seis meses a dois anos, e os benefícios negociados podem variar de 10% a 20% de desconto, na maioria dos casos. Ainda nos contratos com consumidores, geralmente se pede aviso prévio de 30 a 90 dias apenas; e várias empresas nem chegam a cobrar uma multa rescisória. O que é praticamente unanimidade é que, quando o cliente rescindir, se houver créditos da usina armazenados com o cliente consumidor, eles serão cobrados todos de uma vez (antecipadamente).

No caso de um contrato de aluguel entre Investidor e Consumidor em autoconsumo, ou no caso do contrato entre Investidor e Gestora na geração compartilhada, o preço do aluguel não pode ser dependente de unidades de energia. Por isso, o aluguel geralmente é acordado como:

- uma taxa fixa acordada entre as partes, de forma que o aluguel que o consumidor pagará seja menor que a fatura de energia que ele já paga para a concessionária; nesse caso, o valor exato do aluguel geralmente é definido para ficar cerca de 10%, 15% ou 20% abaixo do valor total (R\$) gasto pelo consumidor em suas faturas de energia (considerando média mensal); isso é o que geralmente ocorre no autoconsumo remoto, no contrato direto entre investidor e consumidor;
- ou um aluguel na forma de parcela fixa + parcela variável. Nesse caso, a parcela fixa precisa representar mais de 50% do montante total do aluguel, e a parcela variável pode depender de algum outro fator previamente acordado entre as partes, como, por exemplo, os meses do ano, ou a potência média verificada na usina naquele mês. Isso é o que geralmente ocorre no contrato entre investidor e empresa gestora, nos casos de geração compartilhada.

Nos contratos envolvendo a usina, quem tem a responsabilidade de deixar a usina em plena operação, com monitoramento online 24/7h, é justamente o investidor dono da usina. Caso ocorra algum dano à usina que interrompa a geração, geralmente é o investidor que precisa acionar a seguradora ou o pós-vendas para corrigir a

situação o mais rápido possível, com risco de haver multa contratual, dependendo dos casos.

3 METODOLOGIA

Este trabalho apresenta um método para avaliar, por meio de simulações, a atratividade financeira de usinas fotovoltaicas conectadas à rede elétrica para consumidores do ambiente de contratação regulado (ACR), sendo investigados os mecanismos de compensação de energia via autoconsumo e geração compartilhada.

Mais especificamente, serão analisadas simulações de uma usina FV residencial em telhado operando em autoconsumo no grupo B e simulações de uma usina FV comercial em solo operando em geração compartilhada, também no grupo B.

3.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS E INVERSORES UTILIZADOS NA SIMULAÇÃO

Em todas as simulações feitas neste trabalho, foi considerado apenas um módulo fotovoltaico: o modelo CHSM72N(DG)/F-BH-585 da Astroenergy. Se trata de um módulo de potência nominal 585W, de silício monocristalino, n-type TOPCon, bifacial, com 144 células (6x24). As demais características elétricas podem ser observadas nas Figuras 5 e 6:

Figura 5 – Especificações Elétricas do Módulo FV

Electrical Specifications		
STC: Irradiance 1000W/m ² , Cell Temperature 25° C, AM=1.5		
Rated output (Pmpp / Wp)	580	585
Rated voltage (Vmpp / V)	43.11	43.27
Rated current (Impp / A)	13.45	13.52
Open circuit voltage (Voc / V)	51.30	51.50
Short circuit current (Isc / A)	14.28	14.36
Module efficiency	22.5%	22.6%
NMOT: Irradiance 800W/m ² , Ambient Temperature 20° C, AM=1.5, Wind Speed 1m/s		
Rated output (Pmpp / Wp)	436.2	439.9
Rated voltage (Vmpp / V)	40.59	40.73
Rated current (Impp / A)	10.75	10.80
Open circuit voltage (Voc / V)	48.73	48.92
Short circuit current (Isc / A)	11.53	11.59

Fonte: ASTROENERGY (2023)

Figura 6 – Coeficientes de Temperatura do Módulo FV

Temperature Ratings (STC)		Operating Parameters	
Temperature coefficient (Pmpp)	-0.29%/°C	No. of diodes	3
Temperature coefficient (Isc)	+0.043%/°C	Junction box IP rating	IP 68
Temperature coefficient (Voc)	-0.25%/°C	Max. series fuse rating	30 A
Nominal module operating temperature (NMOT)	41±2°C	Max. system voltage (IEC/UL)	1500V _{DC}

Fonte: ASTROENERGY (2023)

Quanto aos inversores, foi utilizado mais de um modelo nas simulações, já que foi feita uma simulação para uma aplicação residencial de usina em telhado, com inversores de menor potência, e uma aplicação comercial de usina em solo, onde se justifica o uso de inversor de maior potência.

No projeto residencial, foram utilizados inversores da Huawei Technologies de três modelos diferentes, descritos a seguir. As especificações dos inversores são apresentadas nas Figuras 7 e 8.

- inversor trifásico de 12kW modelo SUN2000-12KTL-M2-380V;
- inversor trifásico de 5kW de modelo SUN2000-5KTL-M1-380V;
- inversor trifásico de 8kW de modelo SUN2000-8KTL-M1-380V.

Figura 7 - Especificações Elétricas do Inversor de 12kW

Technical Specification	SUN2000 -12KTL-M2	SUN2000 -15KTL-M2
Efficiency		
Max. efficiency	98.50%	98.65%
European weighted efficiency	98.00%	98.30%
Input		
Recommended max. PV power	18,000 Wp	22,500 Wp
Max. input voltage ²	1,080 V	
Operating voltage range ³	160 V ~ 950 V	
Start-up voltage	200 V	
Rated input voltage	600 V	
Max. input current per MPPT	27 A ⁴	
Max. short-circuit current	39 A	
Number of MPP trackers	2	
Max. number of inputs	4	
Output		
Grid connection	Three phase	
Rated output power	12,000 W	15,000 W
Rated AC Apparent power	12,000 VA	15,000 VA
Max. apparent power	13,200 VA	16,500 VA
Rated output voltage	230 Vac / 400 Vac, 3W + N + PE	
Rated AC grid frequency	50 Hz / 60 Hz	
Max. output current	20 A	25.2 A
Adjustable power factor	0.8 leading ... 0.8 lagging	
Max. total harmonic distortion	≤ 3 %	

Fonte: HUAWEI (2019)

Figura 8 - Especificações Elétricas dos Inversores de 5kW e 8kW

Technical Specification	SUN2000 -5KTL-M1	SUN2000 -6KTL-M1	SUN2000 -8KTL-M1
Efficiency			
Max. efficiency	98.4%	98.6%	98.6%
European weighted efficiency	97.5%	97.7%	98.0%
Input (PV)			
Recommended max. PV power ¹	7,500 Wp	9,000 Wp	12,000 Wp
Max. input voltage ²	1,100 V		
Operating voltage range ³	140 V ~ 980 V		
Start-up voltage	200 V		
Rated input voltage	600 V		
Max. input current per MPPT	11 A		
Max. short-circuit current	15 A		
Number of MPP trackers	2		
Max. input number per MPP tracker	1		
Input (DC Battery)			
Compatible Battery	HUAWEI Smart String ESS 5kWh ~ 30kWh		
Operating voltage range	600 V ~ 980 V		
Max operating current	16.7 A		
Max charge Power	10,000 W		
Max discharge Power	5,500 W	6,600 W	8,800 W
Output (On Grid)			
Grid connection	Three-phase		
Rated output power	5,000 W	6,000 W	8,000 W
Max. apparent power	5,500 VA	6,600 VA	8,800 VA
Rated output voltage	220 Vac / 380 Vac, 230 Vac / 400 Vac, 3W / N+PE		
Rated AC grid frequency	50 Hz / 60 Hz		
Max. output current	8.5 A	10.1 A	13.5 A
Adjustable power factor	0.8 leading ... 0.8 lagging		
Max. total harmonic distortion	≤ 3 %		

Fonte: HUAWEI (2025)

Na usina de aplicação comercial, que foi simulada em solo, foi utilizado um inversor trifásico de 75kW também da Huawei Technologies, de modelo SUN2000-75KTL-M1, com especificações apresentadas na Figura 9.

Figura 9 - Especificações Elétricas do Inversor de 75 kW

Especificação Técnica	SUN2000-75KTL-M1
Eficiência	
Eficiência Máxima	98,6% (380/400 Vca)
Eficiência Europeia	98,3% (380/400 Vca)
Entrada	
Máxima Tensão de Entrada ¹	1100 V
Máxima Corrente por MPPT	26 A
Máxima Corrente de Curto-Circuito	40 A
Tensão de Partida	200 V
Faixa de Tensão Operacional ²	200 V ~ 1000 V
Tensão Nominal de Entrada	600Vcc (380/400Vca)
Nº de Rastreadores MPPT	10
Nº de Entradas por MPPT	2
Saída	
Potência Nominal de Saída	75 kW
Potência Aparente Máxima	75 kVA
Tensão de Saída	400 / 380 Vca, 3W + N + PE
Frequência	50 / 60 Hz
Corrente Nominal de Saída	113,6 A (380 Vca), 108,6 A(400V ca)
Corrente Máxima de Saída	113,6 A (380 Vca), 108,6 A (400 Vca)
Faixa Ajustável do Fator de Potência	0,8 adiantado ... 0,8 atrasado
Distorção Harmônica Máxima	< 3%

Fonte: HUAWEI (2024)

3.2 DADOS METEOROLÓGICOS UTILIZADOS

Os valores mensais dos dados meteorológicos empregados nas simulações são apresentados na Figura 10. Conforme será apresentado na seção 3.4, os locais escolhidos para análise dos sistemas FV são bastante próximos (4,38 km), por este motivo, um único conjunto de dados meteorológicos foi utilizado na simulação das duas localidades.

Figura 10 - Dados Meteorológicos Considerados nas Simulações

Site Apucarana ATLAS+meteonorm (Brazil)						
Data source Apucarana ATLAS+meteonorm_MN82mod.SIT -- Meteonorm 8.2 (2006-2019), Sat=100% (Modified by user)						
	Global horizontal irradiation	Horizontal diffuse irradiation	Temperature	Wind Velocity	Linke turbidity	Relative humidity
	kWh/m ² /mth	kWh/m ² /mth	°C	m/s	[-]	%
January	179.0	79.0	24.0	2.90	3.101	78.0
February	158.1	67.1	24.2	2.80	3.100	76.3
March	161.2	63.8	23.9	2.69	3.030	72.4
April	136.7	49.4	22.1	2.50	2.853	73.8
May	111.8	43.2	18.7	2.50	2.772	76.1
June	99.3	36.8	17.3	2.40	2.846	79.0
July	109.0	40.0	17.4	2.81	2.870	72.0
August	138.6	44.0	19.7	3.10	3.462	58.9
September	139.8	53.2	21.4	3.40	4.517	60.8
October	164.0	67.3	23.0	3.30	3.686	65.2
November	177.9	73.3	23.0	3.30	3.267	71.2
December	192.0	80.8	24.0	2.90	3.142	73.1
Year	1767.4	697.9	21.6	2.9	3.221	71.4

Fonte: PVSYST (2026)

Os dados de irradiação global horizontal (GHI) e irradiação horizontal difusa (DHI) foram retirados da base de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017), enquanto que os dados de temperatura, velocidade do vento e umidade relativa do ar vieram do Meteonorm 8.2 (2019).

3.3 UNIDADES CONSUMIDORAS (BENEFICIÁRIAS) CONSIDERADAS

Neste trabalho, será considerado que as usinas FV simuladas sempre serão capazes de enviar toda a energia gerada excedente para outras UCs (beneficiárias), e cada beneficiária, por sua vez, usufruirá do máximo de energia compensável possível em suas respectivas faturas.

Ademais, todas as UCs beneficiárias aqui descritas são UCs reais e de grupo-B (baixa tensão), de forma a maximizar o valor monetário compensado. Além disso, todas as UCs beneficiárias consideradas neste trabalho estão ligadas à distribuidora Companhia Paranaense de Energia (COPEL) e todas pertencem à modalidade de

tarifação convencional (fixa, com tarifação única). O consumo total delas e o valor atual de suas respectivas faturas na COPEL podem ser observados na Tabela 1:

Tabela 1 - Lista de UCs consideradas no estudo

UC	Cliente	Consumo COMPENSÁVEL MÉDIO (kWh)	FATURA ATUAL
44629729	UC 1 - Usina Telhado	312,17	R\$ 349,66
11781963	UC 2 - Cliente Remoto	235,83	R\$ 242,48
101771177	UC 3 - Cliente Remoto	583,08	R\$ 579,49
35513454	UC 4 - Cliente Remoto	187,00	R\$ 201,06
99093545	UC 5 - Cliente Remoto	255,33	R\$ 259,03
14780160	UC 6 - Cliente Remoto	720,83	R\$ 653,93
94518726	UC 7 - Cliente Remoto	286,33	R\$ 285,32
108949290	UC 8 - Cliente Remoto	330,75	R\$ 365,42
12712337	UC 9 - Cliente Remoto	398,50	R\$ 363,51
85857548	UC 10 - Cliente Remoto	725,83	R\$ 658,17
69613494	UC 11 - Cliente Remoto	624,75	R\$ 555,45
109743628	UC 12 - Cliente Remoto	2.279,42	R\$ 1.976,13
26523213	UC 13 - Cliente Remoto	2.224,52	R\$ 1.971,97
26523213	UC 14 - Cliente Remoto	1.062,29	R\$ 943,59
75743191	UC 15 - Cliente Remoto	5.409,25	R\$ 4.673,71
8764581	UC 16 - Cliente Remoto	8.643,33	R\$ 7.417,30
111843030	UC 17 - Cliente Remoto	95,78	R\$ 123,67
11898518	UC 18 - Cliente Remoto	83,17	R\$ 112,97
66012520	UC 19 - Cliente Remoto	148,92	R\$ 168,75

Fonte: o autor

Especificamente na UC 44629729, que é a unidade onde será instalado o sistema residencial de 57 módulos, haverá consumo simultâneo de energia. Ou seja, parte da energia gerada nesta UC será consumida localmente, ao mesmo tempo em que a energia está sendo gerada. Tanto o consumo durante esse período, como a energia gerada que é consumida neste período, não aparecem nos medidores de energia da distribuidora, mas essa energia ainda deve ser levada em conta para cálculos de rentabilidade do sistema FV e de energia por assinatura.

Segundo Gulkowski (2022), o fator de simultaneidade (FS) é definido em (2):

$$FS = \frac{E_{sim}}{E_{sim} + E_{exp}} \quad (2)$$

Onde:

- E_{sim} = Energia consumida simultaneamente à geração;

- E_{exp} = Energia exportada (ou injetada) à rede da distribuidora, por não ter sido consumida no momento quando foi gerada.

3.4 UNIDADES CONSUMIDORAS (GERADORAS) CONSIDERADAS

3.4.1 UC geradora - autoconsumo

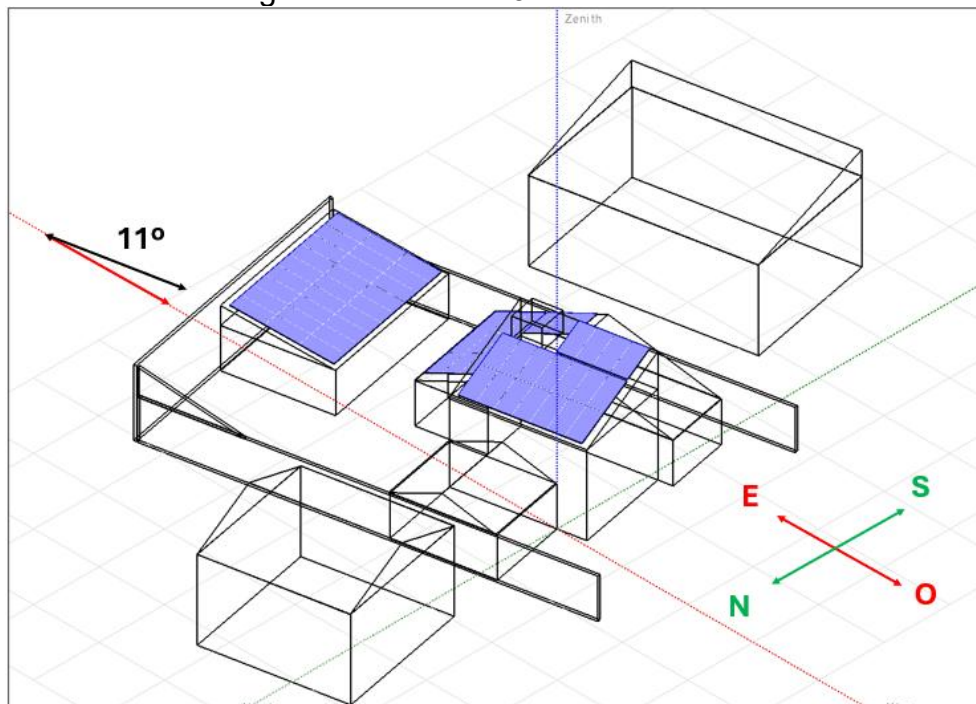
A unidade consumidora deste cenário é uma residência de dois andares, localizada na cidade de Apucarana – PR, ligada à concessionária COPEL, de grupo B1, tipo convencional residencial, com instalação trifásica. Sua localização exata fica em <https://maps.app.goo.gl/1q8scUyPAfoz1uRW8>, com latitude $-23,5708297^\circ$ e longitude $-51,4710335^\circ$. Ela pode ser vista com mais detalhes nas Figuras 11, 12 e 13:

Figura 11 - Foto Satélite da Residência



Fonte: o autor. Adaptado de GOOGLE (2026a)

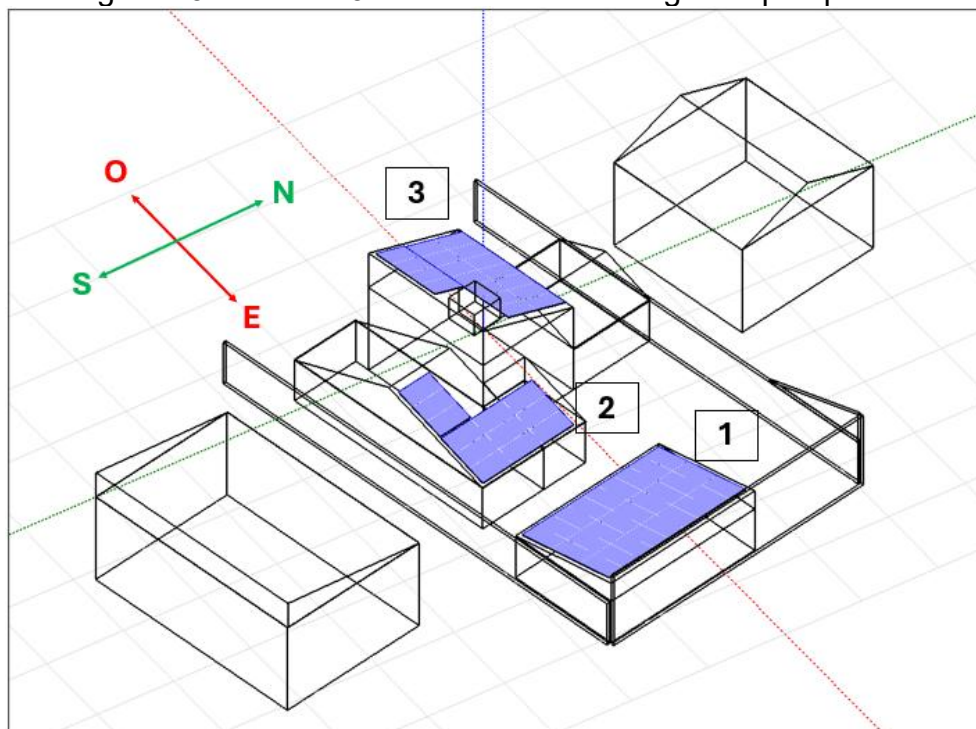
Figura 12 - Modelo 3D da Residência



Fonte: o autor

Como observado na Figura 12, todas as construções estão deslocadas com ângulo de 11° com relação ao eixo Leste-Oeste. Já que é uma instalação em telhado, essa alteração interfere no ângulo de azimute dos módulos, que por sua vez também foi considerado nas simulações deste trabalho.

Figura 13 - Modelo 3D da Residência - segunda perspectiva



Fonte: o autor

Os telhados utilizados foram numerados de 1 a 3, como mostrado na Figura 13. Cada telhado foi designado a um inversor próprio, todos com duas entradas MPPTs (*maximum power point tracker*) disponíveis. O detalhamento de cada circuito pode ser observado na Tabela 2:

Tabela 2 - Detalhamento do Sistema FV - Autoconsumo

Descrição	Telhado 1	Telhado 2	Telhado 3
Orientação predominante	OESTE	LESTE	NORTE
Ângulo de Azimute	+101°	-79°	+11°
Ângulo de Tilt dos módulos	10°	20°	20°
Quantidade de módulos	27	12	18
Qtde de módulos por MPPT	18 9	6 6	9 9
Qtde de módulos em cada string	9 9 9 0	6 0 6 0	9 0 9 0
Potência CC instalada (kWp)	15,795	7,020	10,530
Potência CA do Inversor (kW)	12,00	5,00	8,00
Overload CC/CA do Inversor	131,63%	140,40%	131,63%

Fonte: o autor

3.4.2 UC geradora – geração compartilhada

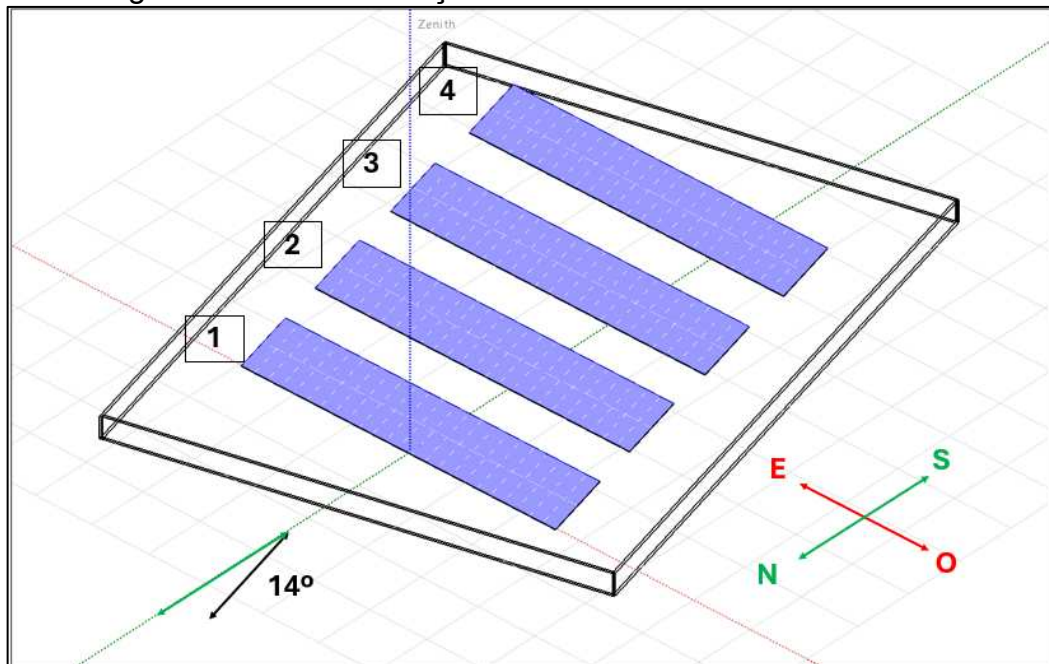
A unidade consumidora deste cenário é um terreno vazio, também situado na cidade de Apucarana-PR, também ligado à concessionária COPEL, de grupo B3, modalidade tarifária convencional, com instalação também trifásica. Sua localização fica em <https://maps.app.goo.gl/UL1ygzUQF3UGSAZ47>, com latitude -23,610241° e longitude -51,472732°. A localização exata e a usina de solo do local podem ser vistas com mais detalhes nas Figuras 14 e 15:

Figura 14 – Vista aérea do terreno da usina em solo



Fonte: o autor. Adaptado de GOOGLE (2026b)

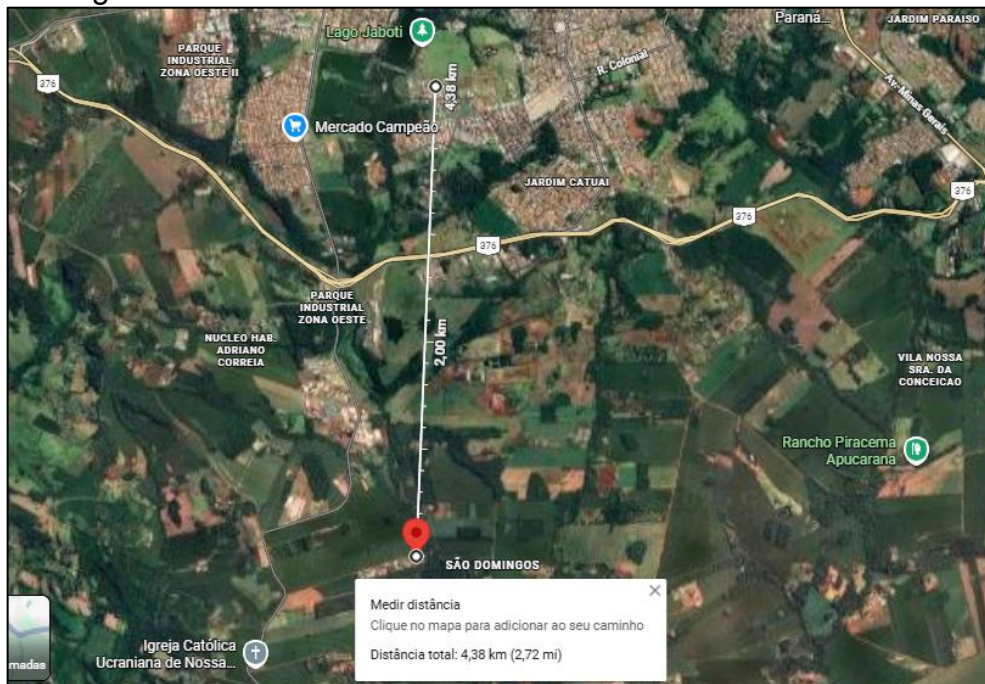
Figura 15 - VISUALIZAÇÃO 3D DO SISTEMA FV EM SOLO



Fonte: o autor

Como observado nas Figuras 14 e 15, o muro do terreno e a rua estão alinhadas com ângulo de 14° com relação ao eixo Norte-Sul. No entanto, por ser uma instalação em solo, em um terreno originalmente vazio, os módulos foram todos considerados com instalação em ângulo de azimute 0° , ou seja, perfeitamente alinhados para a direção Norte. A usina FV foi organizada em quatro seções de 48 módulos cada, de forma que os módulos dentro de cada seção ficaram dispostos em uma matriz de 2 x 24 módulos.

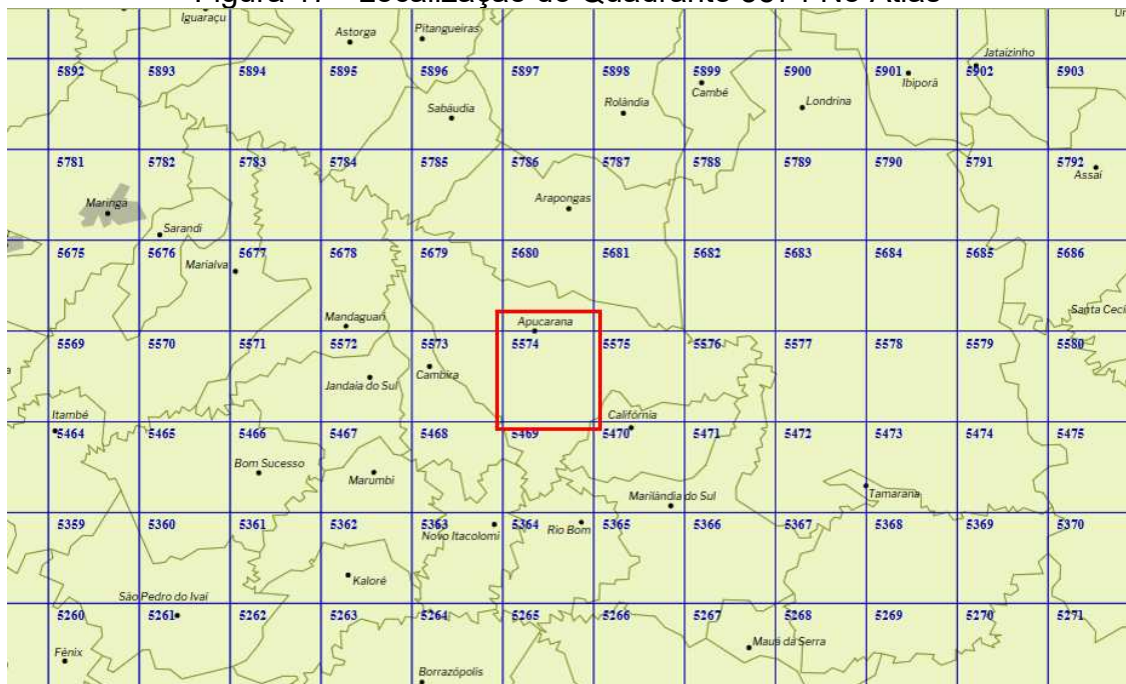
Figura 16 - Distância entre as Duas Usinas FV Consideradas



Fonte: o autor. Adaptado de GOOGLE (2026)

Como pode ser observado na Figura 17, haja vista que a distância ambas as unidades geradoras é de aproximadamente 4,38km, ambas se localizam no quadrante 5574 (Figura 17) do Atlas Brasileiro de Energia Solar de 2017 (LABREN, 2017) e, portanto, ambas foram submetidas aos mesmos dados de irradiação.

Figura 17 - Localização do Quadrante 5574 No Atlas



Fonte: LABREN (2017)

Quanto à divisão dos circuitos da usina de solo, como mostra a Tabela 3, as quatro seções da usina foram igualmente divididas entre as seis MPPTs e doze *strings* do inversor de 75kW, de forma que cada MPPT tivesse duas *strings* iguais conectadas, todas de 16 módulos cada. Cada uma das quatro seções, por ter 48 módulos, ocuparão o equivalente a 3 strings (ou uma MPPT e meia).

Tabela 3 - Detalhamento do Sistema FV de Solo

Descrição	SEÇÃO 1		SEÇÃO 1		SEÇÃO 2			SEÇÃO 2				
Orientação predominante	NORTE		NORTE		NORTE			NORTE				
Ângulo de Azimute	0°		0°		0°			0°				
Ângulo de Tilt dos módulos	20°		20°		20°			20°				
Quantidade de módulos por seção	48		48		48			48				
Identificação das MPPTs	A		B		C			D				
Identificação das strings	A1	A2	B3	B4	C5	C6	D7	D8	E9	E10	F11	F12
Qtde de módulos em cada string	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Potência CC instalada (kWp)	112,32											
Potência CA do Inversor (kW)	75,00											
Overload CC/CA do Inversor	149,76%											

Fonte: o autor

3.5 PERDAS DO SISTEMA FV CONSIDERADAS NAS SIMULAÇÕES

Para simular a geração de um sistema FV com mais realismo, é necessário considerar algumas perdas. Essas perdas geralmente estão atreladas a variações de parâmetros ambientais e construtivos do módulo.

Neste trabalho, serão consideradas nas simulações a maioria das perdas disponíveis no PVSystem, tais como as perdas: térmicas (variação de temperatura de operação); ôhmicas, por características do cabeamento (*wiring*) do projeto; por poeira acumulada na superfície dos módulos (*soiling*); por ângulo de incidência do raio solar (IAM); por envelhecimento dos módulos (*ageing*); por *mismatch* (“descasamento”) de potência entre módulos durante o MPP (ponto de máxima potência); por degradação induzida pela luz (LID); por sombreamento parcial dos módulos; por indisponibilidade do sistema; e por tolerância de potência de pico dos módulos em relação à potência nominal (que geralmente pode ser encontrada nos *datasheets*). Nos tópicos seguintes essas perdas serão detalhadas.

3.5.1 Perdas Térmicas

São perdas associadas aos níveis de temperatura e refrigeração dos módulos. Em geral, em condições STC, quanto mais a temperatura do módulo sobe, menor será a potência máxima de saída (KAYABASI et al, 2023). Esse efeito também pode ser observado no trecho do *datasheet* na Figura 18 a seguir.

Figura 18 - Coeficientes de Variação com relação à Temperatura

Temperature Ratings (STC)	
Temperature coefficient (Pmpp)	-0.29%/°C
Temperature coefficient (Isc)	+0.043%/°C
Temperature coefficient (Voc)	-0.25%/°C
Nominal module operating temperature (NMOT)	41 ± 2°C

Fonte: ASTROENERGY (2023)

Np PVSyst, a variável U_c é um “coeficiente de perda de calor” e, quanto maior seu valor, melhor é a refrigeração do sistema, isto é, melhor é a capacidade do sistema em dissipar o calor. Para casos de usinas FV de solo o fator U_c é estimado em 29 W/m^2K . Em casos de sistemas FV sem ventilação alguma em um dos lados do módulo, o fator U_c é estimado em $U_c = 15 W/m^2K$. E nos casos intermediários, em que há ainda algum espaço para ventilação na parte de trás dos módulos, considere-se $U_c = 20 W/m^2K$ (PVSYST, 2020i). Nos casos deste trabalho, foi considerado $U_c = 20 W/m^2K$ e $U_c = 29 W/m^2K$ para o projeto de telhado e de solo, respectivamente. A Figura 19 apresenta a tela para definição de perdas térmicas do PVSyst.

Figura 19 - Definições de Perdas Térmicas no PVSyst

Field Thermal Loss Factor

Thermal Loss factor $U = U_c + U_v * \text{Wind vel}$

Constant loss factor U_c W/m^2K

Wind loss factor U_v $W/m^2K m/s$

Default value acc. to mounting

"Free" mounted modules with air circulation

Domes

Semi-integrated with air duct behind

Integration with fully insulated back

Field Thermal Loss Factor

Thermal Loss factor $U = U_c + U_v * \text{Wind vel}$

Constant loss factor U_c W/m^2K

Wind loss factor U_v $W/m^2K m/s$

Default value acc. to mounting

"Free" mounted modules with air circulation

Domes

Semi-integrated with air duct behind

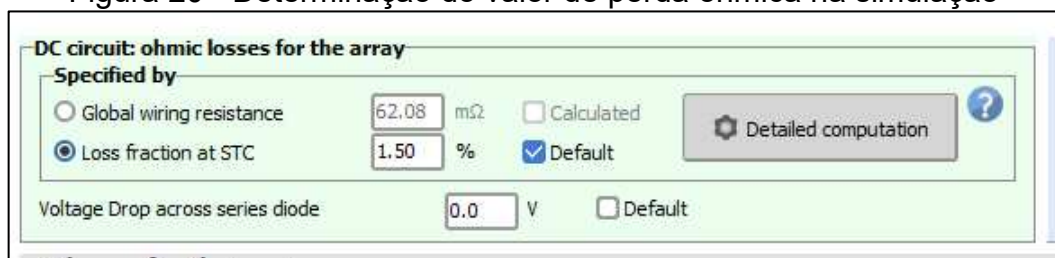
Integration with fully insulated back

Fonte: PVSYST (2026)

3.5.2 Perdas Ôhmicas

São as perdas associadas à corrente elétrica percorrendo os cabos envolvidos no projeto. Geralmente, são definidas como uma fração percentual de perda em STC (*Loss Fraction at STC*) (PVSyst, 2020c). Na Figura 20 e nas simulações deste trabalho, foi considerado o valor padrão do PVSyst de 1,50% de fração de perda (de potência) em condições de STC (condições ideais no *datasheet* no módulo) para as perdas no circuito de corrente contínua (CC).

Figura 20 - Determinação do valor de perda ôhmica na simulação



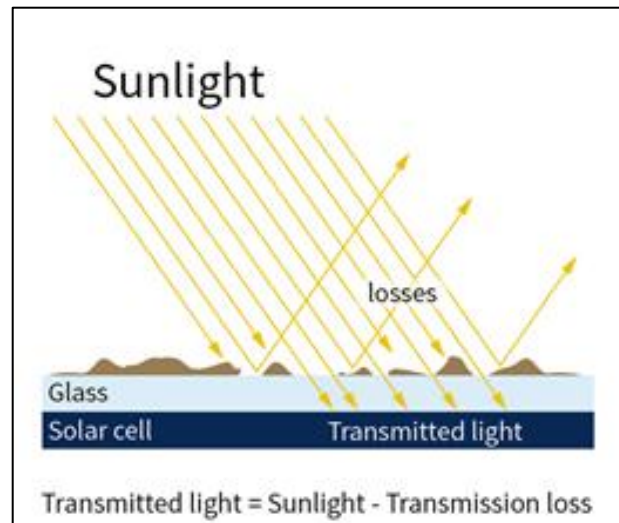
Fonte: PVSyst (2026)

Para efeitos de simplicidade, as perdas ôhmicas do circuito AC não foram consideradas neste trabalho.

3.5.3 Perdas por Sujeira Acumulada (*Soiling*)

São causadas pelo acúmulo de uma camada de partículas na superfície do módulo, levando a perda de potência, por diminuir a quantidade de irradiação incidindo nas células fotovoltaicas. Essas partículas podem ser oriundas de alguma combustão nos arredores do sistema FV, precipitação de neve, cinzas vulcânicas, poluição atmosférica (COSTA, 2021) e pelo vento carregando partículas do próprio solo para cima. Com os modelos atuais, ainda é difícil estimar as perdas por sujeira com boa precisão, mas se sabe que ela é fortemente dependente da quantidade de chuva que precipita na região do sistema FV mensalmente (PVSYST, 2020b). Para fins deste trabalho, foi utilizada uma estimativa mais pessimista de 3,0% de perdas por sujeira acumulada. A Figura 21 mostra o efeito prático do depósito de partículas sólidas na superfície do módulo FV:

Figura 21 - Efeito Prático do Acúmulo de Poeira do módulo FV



Fonte: ZONEN (2017)

3.5.4 Perdas por Ângulo de Incidência do Raio Solar (IAM)

Para minimizar a quantidade de irradiação refletida no vidro dos módulos, geralmente é preferível que os módulos sejam configurados de forma que os raios solares cheguem perfeitamente perpendiculares à superfície do módulo (PVSYST, 2020a). Para instalações de sistemas FV fixos (sem rastreadores para movimentar os módulos de acordo com o sol), a inclinação mais otimizada para a melhor geração possível é aquela que se iguala à latitude do local, apontando para o norte (caso esteja no hemisfério sul) e apontando para o sul (caso esteja no hemisfério norte).

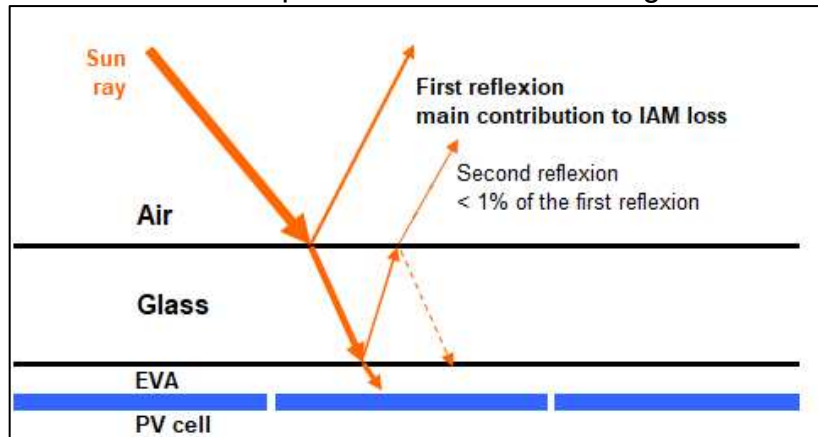
A localidade escolhida para as simulações deste trabalho foi Apucarana-PR-Brasil, que tem latitude por volta de $-23,6^\circ$ (Sul). Para maximizar a incidência solar neste caso, a melhor orientação possível seria apontar os módulos a $23,6^\circ$ para o Norte, com ângulo azimutal igual a 0° . Em sistemas FV instalados em telhados com múltiplas orientações, como no cenário residencial deste trabalho por exemplo, não é tão vantajoso empregar estruturas adicionais para otimizar ao máximo a orientação e inclinação dos módulos. Em geral, mesmo após as correções, as diferenças de captação de irradiação solar são pequenas para as faixas de inclinação de telhado usadas no Brasil, e para baixas latitudes como a estudada neste trabalho.

A sigla IAM vem do inglês, e corresponde ao *modificador por ângulo de incidência*. Esse tipo de perda se intensifica em ocasiões em que o ângulo de incidência do raio solar no módulo FV é diferente de 0° . Quanto maior for o ângulo de

incidência, maiores serão os efeitos de reflexão e refração dos raios solares, maiores serão as perdas IAM no módulo e menos irradiação chegará de fato nas células FV (PVSYST, 2020a).

Esse fator deve ser considerado pois a eficiência e a potência nominais do módulo fotovoltaico são determinadas em laboratório, sob condições padronizadas de teste, com incidência perpendicular da radiação simulada sobre a superfície do módulo. Em condições reais de operação, desvios em relação a essa configuração resultam em perdas por reflexão. Essas perdas são estimadas a partir do cálculo da posição solar e do ângulo de incidência da radiação sobre o módulo, sendo então consideradas por meio do modificador de ângulo de incidência. A Figura 22 ilustra essas perdas.

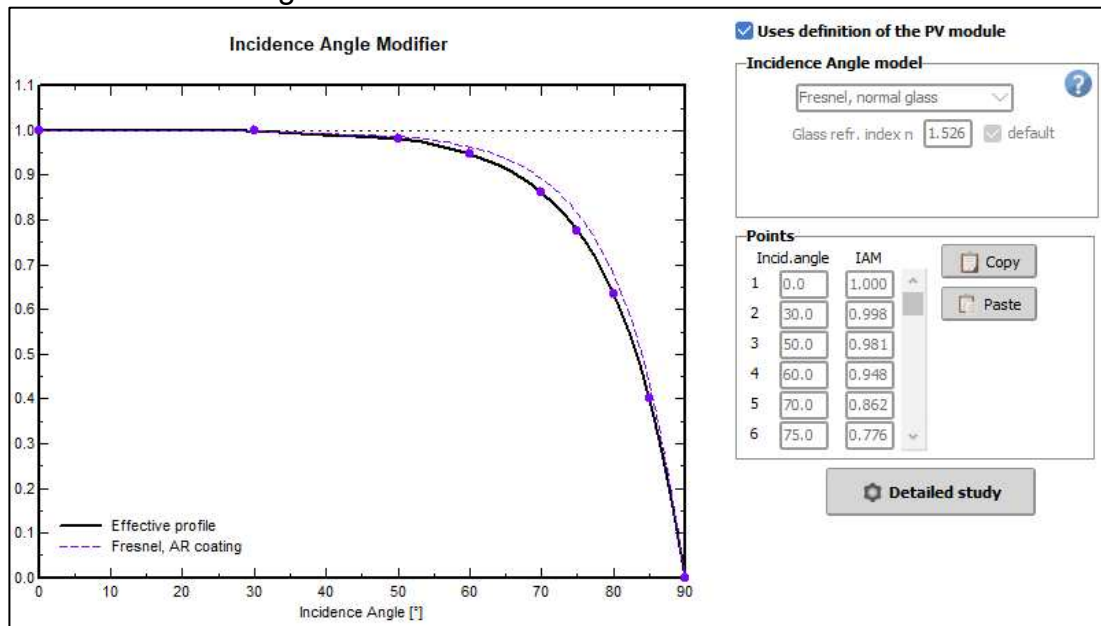
Figura 22 - Perdas IAM por raio solar com alto ângulo de incidência



Fonte: PVSYST (2020a)

Para fins deste trabalho, as perdas IAM foram consideradas nas simulações com os valores padrão que o PVSyst obtém do *datasheet* de cada módulo. Para o módulo considerado neste trabalho, os valores padrão vão até IAM = 0,776, para quando os raios solares incidem no módulo com ângulo de 75°. A Figura 23 apresenta as perdas IAM consideradas:

Figura 23 - Perdas IAM consideradas



Fonte: PVsyst (2026)

3.5.5 Perdas por degradação no tempo - Envelhecimento (*Ageing*)

Com o passar dos anos, os módulos vão naturalmente perdendo parte de sua eficiência e, conseqüentemente, sua potência máxima de saída vai diminuindo progressivamente. Nos *datasheets*, os fabricantes geralmente expõem o gráfico de perda de eficiência do módulo com valores de aproximadamente 20% de perda de eficiência após 25 anos, que seria a vida útil do equipamento (PVSYST, 2020d).

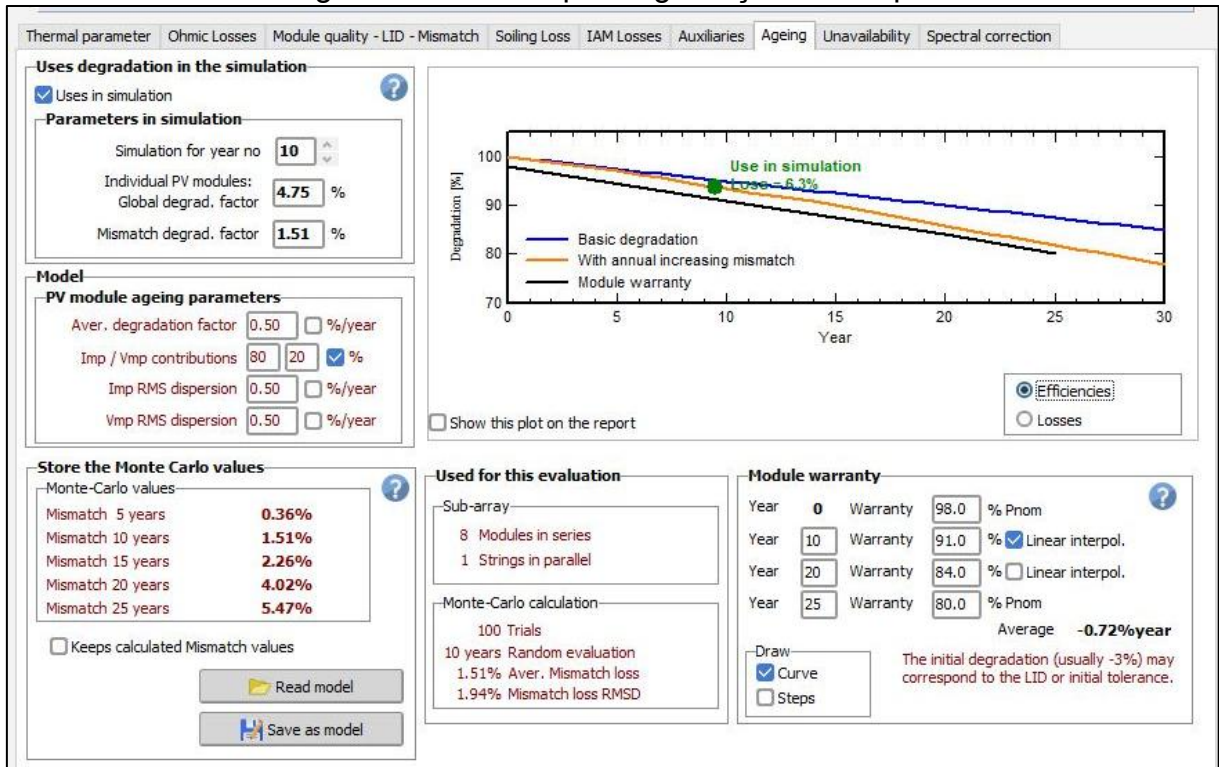
Esses valores no *datasheets* estão associados à garantia que o fabricante dá ao módulo, mas não necessariamente se traduzirá na prática com o passar dos anos da implementação do projeto. Caso a degradação realmente medida venha a ser maior que os valores reportados no *datasheet*, o consumidor deverá recorrer ao fabricante.

Apesar de ser uma grandeza difícil de estimar corretamente, alguns fabricantes já mediram degradações na faixa de -0,30% a 0,68% ao ano, em média (PVSYST, 2020d).

O PVsyst sugere utilizar o valor padrão de -0,40%/ano para a perda de eficiência anual dos módulos, de acordo com as informações de garantia dos fabricantes, como mostrado na Figura 24. No entanto, neste trabalho foi considerada perda de degradação de -0,50%/ano por estar mais próximo da realidade atual dos módulos (JORDAN et al, 2016).

Ainda na Figura 24, a curva preta simboliza a curva presente nos *datasheets* e que está associada à garantia do módulo; a curva azul representa a taxa base de degradação anual; e a curva laranja vai além e simula a degradação acelerada pelo *mismatch* entre módulos, ou seja, o fato de os módulos se degradarem de forma desigual entre si, também contribui para acelerar a degradação dos módulos (PVSyst, 2020d).

Figura 24 - Perdas por degradação no tempo



Fonte: PVSYST (2026)

3.5.6 Perdas por Sombreamento

É um dos fatores cruciais no bom funcionamento de um sistema FV. O projetista sempre deve ter cuidado ao planejar o local correto de instalação dos módulos, de forma a driblar possíveis sombras que possam cobrir total ou parcialmente os módulos. Se um módulo estiver com pouca incidência de luz devido a sombreamento, ele limitará a corrente de todos os módulos que estiverem na associação série com ele na mesma *string*.

De forma a simular de forma precisa o efeito do sombreamento no sistema FV ao longo de cada dia do ano, foram construídos modelos 3D dentro do PVSyst, com

medidas precisas dos obstáculos reais que se encontram nas localidades das usinas FV aqui estudadas.

As perdas resultantes por sombreamento nos dois sistemas aqui simulados serão mais bem discutidas nos resultados, mas é importante ressaltar que essas perdas no sistema de telhado ficaram na faixa de 3% a 5%, enquanto que para a usina de solo ficaram na faixa de 1% a 2%, apenas. Isso porque a usina de telhado está em área residencial, com alguns obstáculos causando sombreamento em diferentes horas do dia.

Em ambos os casos deste trabalho, foi considerado o modelo de sombreamento de *detailed electrical losses* (perdas elétricas detalhadas) como mostrado na Figura 25. Esse modelo é o mais completo e detalhado, já que considera as configurações da *string* que o usuário dimensionou no projeto.

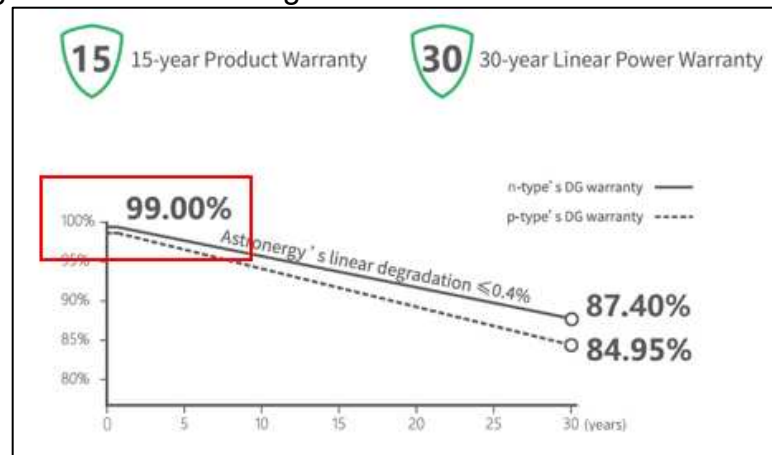
3.5.7 Perdas LID (Degradação Induzida pela Luz)

A degradação induzida pela luz (LID) é uma perda de eficiência que ocorre logo nas primeiras horas de exposição do módulo ao sol e está intimamente ligada à qualidade do *wafer* de silício empregado na fabricação da célula FV e do tipo de dopagem desse *wafer* (PVSyst, 2020e).

A perda LID pode ser vista, também, no gráfico de garantia que é apresentado nos *datasheets* dos fabricantes, como sendo a primeira variação de porcentagem de eficiência logo no ano zero do gráfico e, geralmente tem valores entre 1% e 3% (PVSyst, 2020e).

Na Figura 25, no exemplo do módulo de 585W na Astroenergy que será estudado aqui, poderia considerar-se que a perda LID seria de 1%.

Figura 25 - Gráfico de garantia do módulo FV da Astroenergy



Fonte: ASTRONERGY (2023)

No entanto, neste trabalho foi considerada uma perda LID mais conservadora e pessimista, no valor de 3% para todos ambos os sistemas.

3.5.8 Perdas por indisponibilidade

São as perdas estimadas devido ao tempo que o sistema FV pode ficar inoperante por motivos de manutenção ou desconexão temporária (PVSYST, 2020f). No *software* é possível definir esta perda no valor de sua preferência. No entanto, neste trabalho foi utilizada a sugestão do PVSyst, que consiste em estimar que o sistema ficará fora de operação durante 2% de todo seu tempo de vida, conforme apresentado na Figura 26. Essa premissa foi adotada para ambos os sistemas simulados, pois a indisponibilidade esperada é a mesma em ambos os contextos, já que ela seria causada majoritariamente por queda de energia.

Figura 26 - Definição do tempo de indisponibilidade do sistema FV

Unavailability time fraction (%)	Unavailability duration (days/yr)	Number of periods
2.0	7.30	3

Beginning Date / Hour	Duration (hour)
24/02/1990 14:00:00	58
21/06/1990 01:00:00	58
30/10/1990 03:00:00	58

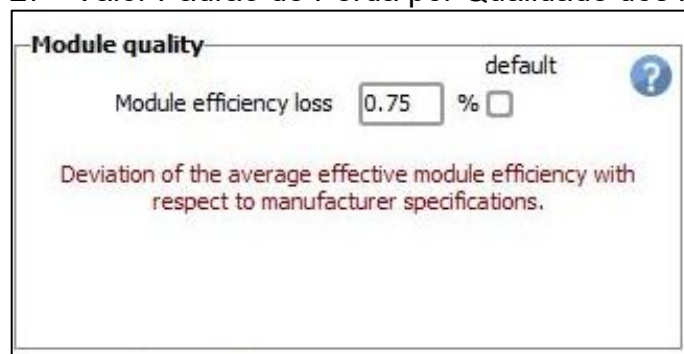
Fonte: PVSyst (2026)

3.5.9 Perdas de Qualidade do Módulo

Esse tipo de perda está associado à discrepância entre a potência de pico do módulo e a potência nominal de datasheet. Alguns fabricantes expõem nos datasheets que a potência nominal do módulo é, por exemplo, 585W na STC, mas com tolerância de +3% (PVSYST, 2020g).

O PVSyst sugere utilizar como valor padrão para essa perda um valor de 0,75% negativo que, na prática, representaria um pequeno ganho na potência do sistema. No entanto, esse valor já não condiz mais com a realidade apontada em *datasheets* dos fabricantes, que só especificam valores positivos para este valor. Por isso, foi considerado 0,75%, conforme a Figura 27:

Figura 27 - Valor Padrão de Perda por Qualidade dos Módulos



The image shows a software window titled "Module quality". Inside, there is a label "Module efficiency loss" followed by a text input field containing "0.75" and a percentage sign "%". To the right of the input field is a "default" label and a blue question mark icon. Below the input field, there is a descriptive text: "Deviation of the average effective module efficiency with respect to manufacturer specifications."

Fonte: PVSYST (2026)

3.5.10 Perdas de *Mismatch* entre módulos

São perdas causadas por certo “desnívelamento” de alguns parâmetros dos módulos. As perdas por *mismatch* ocorrem principalmente por diferenças nas correntes dos módulos ligados em série dentro de uma mesma *string*, e em menor escala, por diferenças de tensão. Esses fatores causarão uma perda de potência no arranjo final.

Dentro de uma associação em série, os módulos de uma mesma *string* operam sob a mesma corrente elétrica. Como cada módulo tem seu próprio ponto de máxima potência (MPP), por fato de a corrente ser igual para todos, alguns módulos já operarão fora do seu MPP, causando, portanto, perdas por *mismatch*

Dentro de uma associação de *strings* em paralelo entre si, elas vão operar na mesma tensão. Mas como essa tensão não necessariamente é a tensão de MPP para cada *string* individualmente, essa diferença entre a tensão de operação e a tensão de MPP da *string* também causa perdas por *mismatch*.

Inclusive, é justamente por conta desses fatores que não se deve colocar módulos com orientações diferentes dentro de uma mesma *string*, haja vista que o MPPT do inversor limitará a corrente de cada *string* pela menor corrente daquela associação série. Seria desastroso, por exemplo, caso houvesse na mesma *string* um módulo com orientação Sul e outro com orientação Norte, já que um deles estaria recebendo consideravelmente menor incidência de irradiação, e, portanto, operando com uma corrente bem menor.

Os módulos FV, mesmo os novos de fábrica, já não são completamente idênticos entre si em todos os seus parâmetros. É comum que ainda no datasheet o próprio fabricante já tenha especificado um intervalo de tolerância para a potência nominal de saída dos módulos (PVSYST, 2020h). Essa diferença natural de potência entre os módulos também causa perdas por *mismatch*.

Na prática, as perdas por *mismatch* podem ser consideradas como a potência atual da *string* ou do arranjo considerado, dividida pela soma das potências individuais dos módulos dessa *string* ou do arranjo. Quanto maior a discrepância dessas potências, maiores serão as perdas por *mismatch*.

Além disso, os outros tipos de perdas, como LID, *soiling*, *ageing* e sombreamento, também contribuem para aumentar a diferença de tensão e/ou potência de saída dos módulos, portanto aumentando e acelerando perdas por *mismatch* (PVSYST, 2020h). Com o passar do tempo, os módulos de um mesmo sistema FV não se degradarão exatamente da mesma forma.

Neste trabalho, será considerado 2,00% como o valor padrão de perda de *mismatch* para potência e 0,05% como o valor padrão dessa perda relativa à diferença de tensão entre *strings*, ambos no ponto de máxima potência (MPP). A Figura 28 mostra esses valores sendo determinados dentro do PVSyst.

Figura 28 - Valores Padronizados para perdas de Mismatch no PVSyst

The image shows a screenshot of the PVSyst software interface. It is divided into two main sections: 'Module mismatch losses' and 'Strings voltage mismatch'. Both sections have a 'Power Loss at MPP' input field and a 'Detailed computation' or 'Detailed study' button. The 'Module mismatch losses' section shows a value of 2.00% and a 'default' label. The 'Strings voltage mismatch' section shows a value of 0.05% and a 'default' label. Both sections also have a question mark icon in the top right corner.

Fonte: PVSyst (2026)

3.6 INDICADORES DE UMA USINA FV

Para melhor avaliar e comparar o desempenho dos sistemas FV simulados, serão utilizados alguns indicadores importantes, tais como a produtividade anual (*Yield*) e a taxa de desempenho (*Performance Ratio*). Todos esses indicadores serão expostos neste trabalho de forma agregada mensalmente e anualmente, porém o *software* PVSyst realiza as simulações em bases diárias e horárias.

3.6.1 Produtividade (*Yield*)

A produtividade (yield) ou produção específica de um sistema fotovoltaico é uma medida do quanto o sistema consegue gerar em função da sua potência instalada. O *yield* pode ser calculado conforme (3) (GULKOWSKI, 2022):

$$Y_i = \frac{E_i^{gerada}}{P} \quad (3)$$

Em que:

- Y_i = Produtividade no intervalo de tempo especificado, usualmente dada em horas ou em kWh/kWp;
- i = Intervalo de tempo especificado;
- P = Potência instalada da usina, dada em kWp;

- E_i^{gerada} = Energia gerada pela usina no intervalo de tempo especificado, expressa em kWh.

3.6.2 Taxa de Desempenho (*Performance Ratio*)

A taxa de desempenho ou *performance ratio* (PR) do sistema fotovoltaico é uma razão entre a energia de fato gerada e a energia que seria produzida em condições ideais de teste, ou STC – *Standard Test Conditions* (ALHMOUD, 2023). A performance ratio no intervalo de tempo especificado pode ser obtida de acordo com (4):

$$PR_i = \frac{E_i^{gerada} \cdot I^{ref}}{P \cdot Irr_i} \quad (4)$$

onde:

- PR_i = Desempenho global no intervalo de tempo especificado;
- i = Intervalo de tempo especificado;
- P = Potência instalada na usina, em kW;
- E_i^{gerada} = Energia gerada pela usina no intervalo de tempo especificado, em kWh
- I^{ref} = Irradiância solar de referência (1000 W/m²);
- Irr_i = Irradiação solar no intervalo de tempo especificado, em kWh/m²;

3.7 INDICADORES DE ATRATIVIDADE FINANCEIRA DE UMA USINA FV

Para poder comparar adequadamente as duas usinas tratadas neste trabalho, bem como poder compará-las a outros tipos de investimento existentes, serão utilizadas ferramentas como o valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR) e o custo da energia gerada (*Levelized Cost of Energy* – LCOE).

3.7.1 Valor Presente Líquido

Para calcular o VPL, é necessário determinar o investimento inicial e o valor presente de todos os fluxos de caixa ao longo do período de vida útil do sistema FV. Para calcular os fluxos de caixa em valor presente, é necessário ter acesso a todas as receitas e custos em cada período e é necessário usar uma taxa de juros como referência.

O VPL representa o valor presente final do projeto, após equiparar todos os fluxos de caixa para um mesmo período. Se o VPL calculado é maior do que zero, significa que a soma de todos os retornos financeiros do projeto é maior que a soma dos custos financeiros do projeto. Se o VPL é negativo, significa que o projeto causará prejuízo, e, portanto, não deveria ser implementado. (COSTA et al., 2022).

O VPL pode ser calculado como em (5) e (6):

$$VP(t) = -I + \sum_{j=1}^t \frac{(R_j - C_j)}{(1+i)^j} \quad (5)$$

$$VPL = VP(n) \quad (6)$$

Onde:

- A condição $1 \leq t \leq n$ é válida;
- $VP(t)$ = Valor presente do capital, expresso em R\$;
- VPL = Valor presente líquido, expresso em R\$;
- I = Investimento inicial, expresso em R\$;
- R_j = Receita proveniente do ano j , expresso em R\$;
- C_j = Custo proveniente do ano j , expresso em R\$;
- i = Taxa anual de juros empregada;
- j = Índice genérico que representa o período j (de 1 até t);
- n = Vida útil do equipamento, expresso em anos.

3.7.2 Taxa interna de retorno

Outro indicador importante que está intimamente ligado ao VPL é a taxa interna de retorno (TIR). Ela representa a taxa de juros que faz o cálculo do VPL ser

igual a zero, ou seja, é o ponto a partir do qual o projeto deixa de ser inviável (VPL negativo) para se tornar potencialmente viável (VPL positivo). A TIR pode ser calculada a partir de (7) (COSTA et al., 2022):

$$-I + \sum_{j=1}^n \frac{(R_j - C_j)}{(1+TIR)^j} = 0 \quad (7)$$

Onde:

- TIR = Taxa interna de retorno;
- n = Vida útil do equipamento;
- R_j = Receita proveniente do ano j, expressa em R\$;
- C_j = Custo proveniente do ano j, expresso em R\$;
- j = Índice genérico que representa o período j;
- I = Investimento inicial, expresso em R\$;

3.7.3 LCOE

O LCOE é o custo (em valor presente) que determinado equipamento tem para gerar sua energia, considerando todo o ciclo de vida útil de tal equipamento, bem como todos os custos atrelados ao equipamento (investimento inicial, manutenções, combustíveis (se houver), entre outros.) (GRECO, 2024). Por isso, o indicador é dado em reais por unidade de energia. O LCOE é importantíssimo para poder comparar as diferentes fontes de energia antes de se fazer o investimento.

O LCOE foi calculado conforme (8):

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^n \frac{O_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+i)^t}} \quad (8)$$

Onde:

- I = investimento inicial, em R\$;
- n = Vida útil do equipamento;
- i = a taxa de juros empregada;

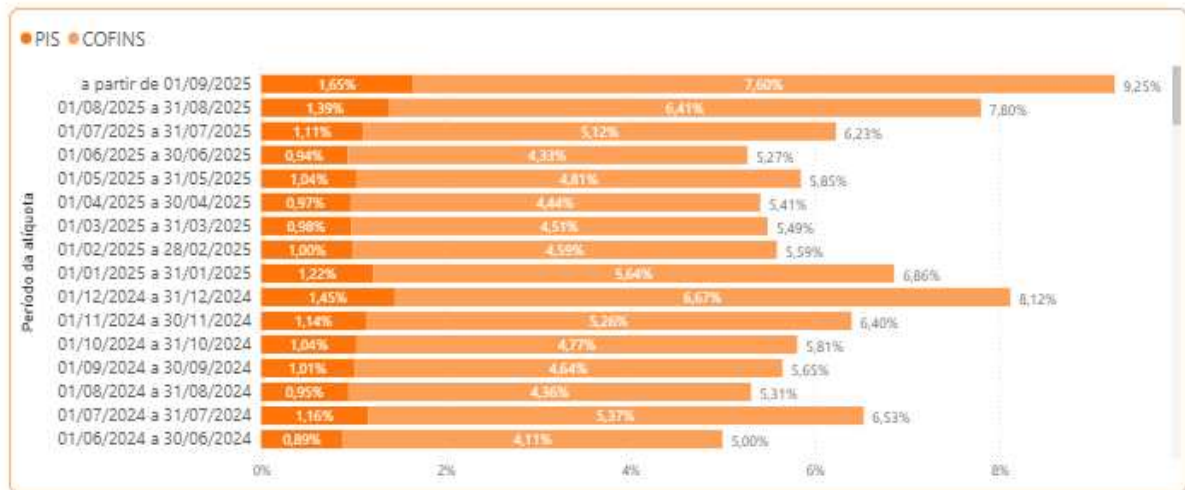
- O_t = custos de operação e manutenção (OEM);
- E_t = energia gerada durante o período de vida útil dos equipamentos;
- I = Investimento inicial, expresso em R\$;
- t = intervalo de tempo, de 1 até n ;

Para o cálculo do LCOE, foi levado em consideração que a vida útil dos módulos seria de 30 anos e a vida útil dos inversores seria de 10 anos, conforme as garantias informadas nos respectivos *datasheets*. Para o investimento inicial, em ambos os casos foi considerado o preço de venda para cliente final (com instalação inclusa) usando como referência a tabela de preços da empresa Lumie Solar. Foi considerada, também, uma taxa anual de operação e de manutenção (O&M) de 2%.

3.8 CÁLCULO DE TARIFAS PARA A CONCESSIONÁRIA COPEL EM 2026

No caso da concessionária paranaense COPEL, para o PIS e COFINS, foi considerada uma média dos últimos 12 meses presentes na Figura 29.

Figura 29 - Alíquotas de PIS e COFINS de Jun/2024 até Set/2025



FONTE: COPEL (2021b)

Isto é, a média de setembro de 2025 até outubro de 2024. Para o PIS, foi considerado então uma média de 1,16% e, para o COFINS, uma média de 5,35%. Como exposto anteriormente na seção 2.2 deste trabalho, o ICMS da COPEL atualmente tem alíquota de 19%. Segundo a ANEEL (2025), para o grupo B1 Convencional residencial e B3 convencional, a TE é de R\$ 275,75 / MWh, a TUSD é

de R\$ 366,67 / MWh, e o fio-b 100% é de R\$ 159,136 / MWh, sendo todos esses valores sem tributos.

Considerando estas informações e convertendo as tarifas de MWh para kWh, o resumo das tarifas e alíquotas consideradas para a COPEL neste trabalho são expostos na Tabela 4:

Tabela 4 - Resumo de Tarifas e Alíquotas da COPEL para 2025/2026

TARIFA / IMPOSTO	Valores
TE	R\$ 0,275750
TUSD	R\$ 0,366670
fio-B 2029 (100%)	R\$ 0,159136
fio-B 2026 (60%)	R\$ 0,095482
PIS	1,16%
COFINS	5,35%
ICMS	19,00%

Fonte: BRASIL/ANEEL (2025)

Os valores da Tabela 4 são todos ainda sem tributos. Com base neles, foi possível calcular a tabela completa com tributos, para cada caso de compensação, como mostrado na Tabela 5. Vale ressaltar que, caso uma usina FV seja GD1, opere em autoconsumo e esteja em um estado com isenção de ICMS da TUSD, a tarifa de injeção para ela será idêntica à tarifa de consumo que é cobrada do consumidor normalmente nos grupos B1 e B3 convencional.

Tabela 5 - Tabela completa de tarifas COPEL com tributos em 2025/2026

	Modelo Compensação	Tipo GD	ICMS da TUSD	ICMS da TE	PIS/COFINS	Tarifa FINAL
TARIFAS COPEL	TARIFA DE CONSUMO	NA	NÃO-ISENTO	NÃO-ISENTO	NÃO-ISENTO	R\$ 0,848338
	TARIFA DE INJEÇÃO - AUTOCONSUMO	GD1	ISENTO	ISENTO	ISENTO	R\$ 0,848338
		GD1	NÃO-ISENTO	ISENTO	ISENTO	R\$ 0,766024
		GD2	ISENTO	ISENTO	ISENTO	R\$ 0,722251
		GD2	NÃO-ISENTO	ISENTO	ISENTO	R\$ 0,661372
	TARIFA DE INJEÇÃO - GERAÇÃO COMPARTILHADA	GD1	NÃO-ISENTO	NÃO-ISENTO	NÃO-ISENTO	R\$ 0,642420
		GD2	NÃO-ISENTO	NÃO-ISENTO	NÃO-ISENTO	R\$ 0,546938

Fonte: do autor

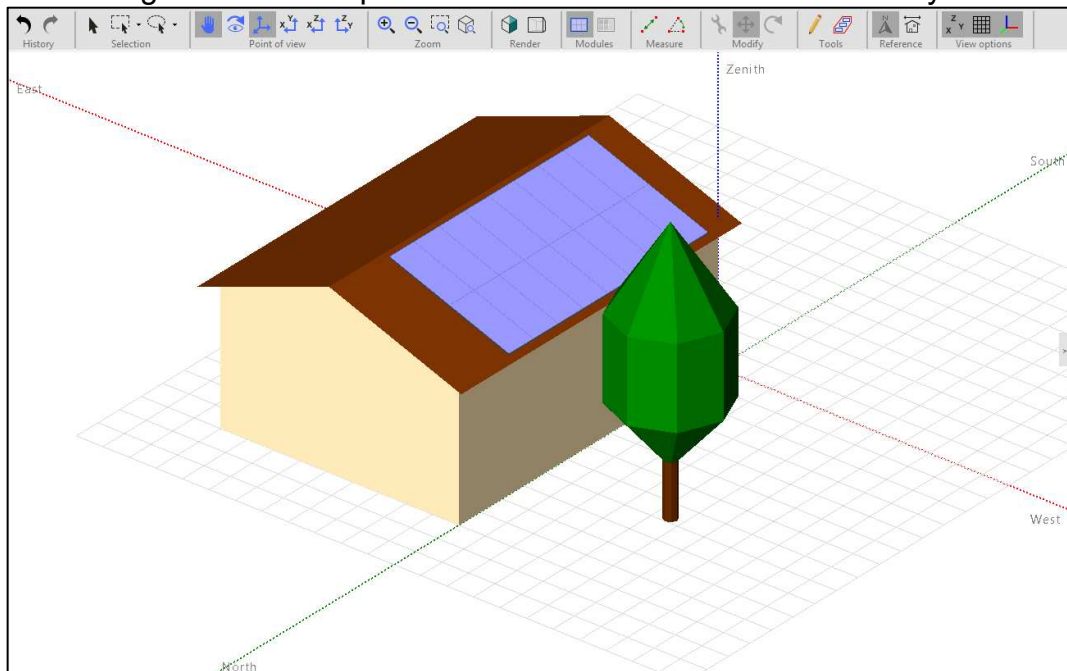
3.9 PROGRAMA DE SIMULAÇÃO DE SISTEMAS FV

O programa (*software*) utilizado para simular a geração anual e mensal das usinas descritas no trabalho foi o *PVsyst 8.0.20*. Usando este programa, é possível:

- Definir o local de instalação da usina por meio de coordenadas geográficas e, por meio delas, captar os dados meteorológicos mensais (irradiação, temperatura, velocidade do vento, umidade relativa do ar etc.), correspondentes àquela localidade;
- Construir e delimitar todos os edifícios, telhados, paredes, muros, árvores e demais obstáculos que sejam relevantes à usina em questão, em 3D;
- Calcular as perdas por sombreamento, bem como ter acesso a representações gráficas do sombreamento no próprio modelo 3D simulado;
- Simular a trajetória do sol para o dia e horário exato desejado, tendo em vista a latitude e longitude do local do projeto, para avaliar possíveis readequações espaciais do projeto;
- Escolher exatamente os módulos FV e os inversores desejados, assim como inserir um novo modelo, caso produto desejado não tenha sido encontrado na base de dados do *software*;
- Definir exatamente quais as perdas que serão utilizadas em cada projeto, assim como receber um relatório final com todas as perdas em kWh;
- Relatório completo (anual ou até horário) de irradiação, geração, produção específica e *performance ratio* (PR) do projeto, curva de potência de saída diária, entre outros; (PVSYST, 2026)

A Figura 30 mostra um exemplo de modelagem 3D para uma residência simulada dentro do PVSyst, onde é possível ver os recortes detalhados do telhado, uma malha quadriculada para facilitar a comparação de tamanhos de estruturas, bem como os pontos cardeais para ajudar o operador a se orientar durante a construção do modelo 3D do projeto.

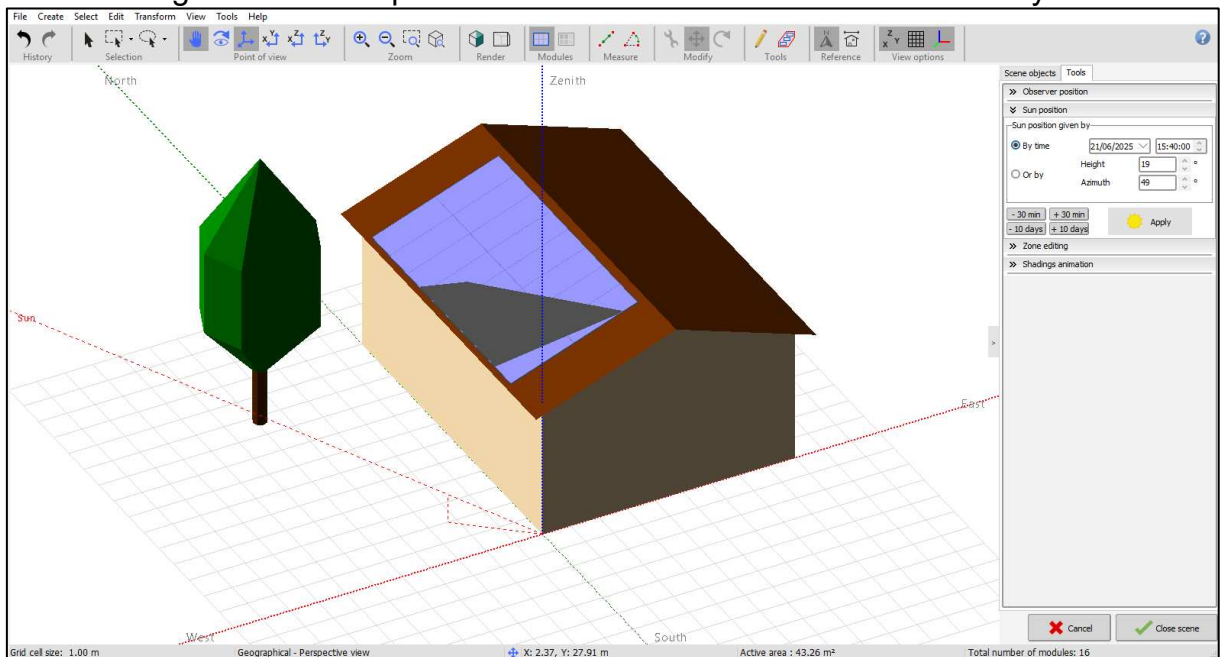
Figura 30 - Exemplo de modelo 3D de residência no PVSyst



Fonte: PVSYST (2026)

A Figura 32 mostra o mesmo exemplo visualizado de outro ângulo, dessa vez com a informação sobre como seria o sombreamento nesse sistema FV exatamente no dia 21/06/2025 às 15 h 40 min.

Figura 31 - Exemplo de sombreamento do sistema FV no PVSyst

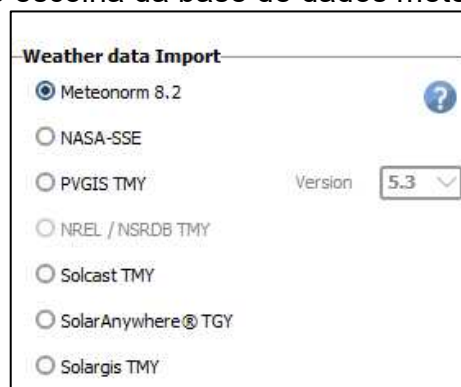


Fonte: PVSYST (2026)

O *software PVSyst* teve seu desenvolvimento iniciado em 1992 na Suíça e teve sua primeira versão comercial (V1.0) distribuída a partir de 1995 (MERMOUD, 1995).

Quanto aos dados meteorológicos usados nas simulações, o usuário tem liberdade de escolher precisamente um ponto no mapa ou digitar uma coordenada geográfica e, depois, escolher uma das bases de dados disponíveis para obter os dados meteorológicos da exata localidade do projeto, como pode ser visto na Figura 32:

Figura 32 – Tela de escolha da base de dados meteorológica no PVSyst



Fonte: PVSYST (2026)

Alternativamente, o *PVSyst* também aceita que o usuário importe dados meteorológicos de outras bases de dados, conforme sua preferência.

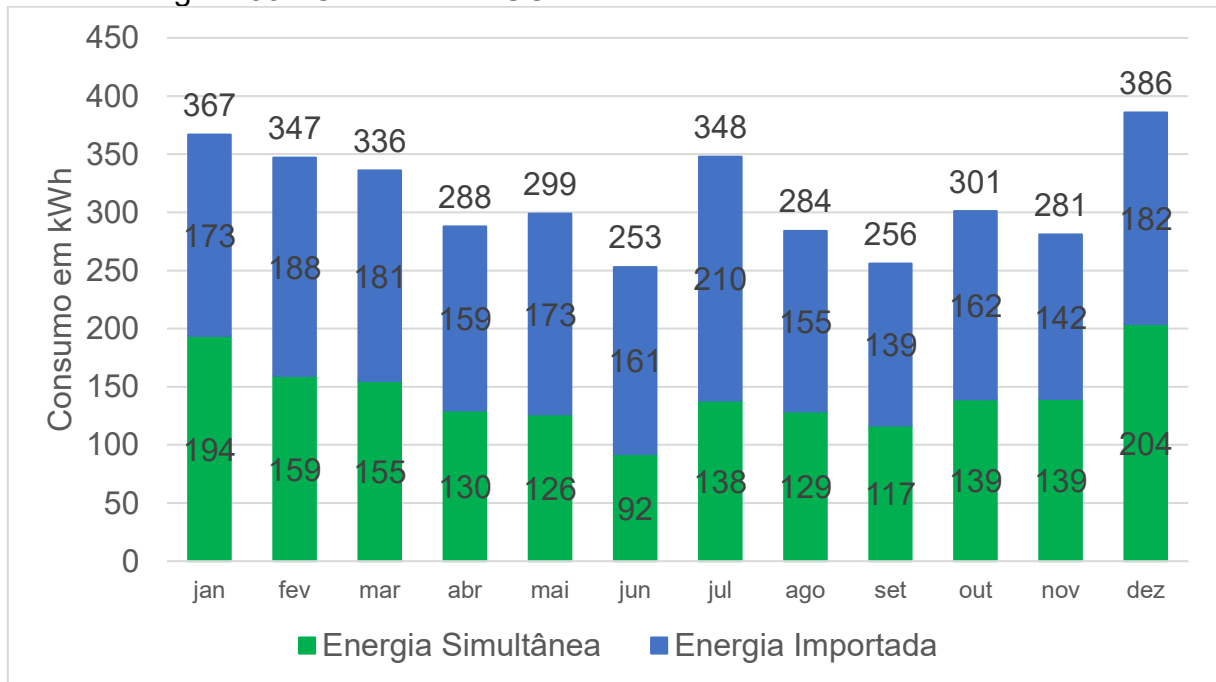
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 SIMULAÇÃO DE SISTEMA EM TELHADO NO MODELO DE AUTOCONSUMO LOCAL E REMOTO

4.1.1 SIMULAÇÃO DE CONSUMO SIMULTÂNEO NA UC GERADORA

A UC 44629729, por ser uma residência, já tem consumo médio mensal. Com auxílio da média da fatura dos últimos 12 meses, verificou-se uma média mensal de 312,17 kWh de consumo compensável (consumo após descontar o custo de disponibilidade). Foi utilizado um modelo de consumidor residencial típico do próprio PVSyst, o que resultou em um consumo simultâneo médio mensal nesta unidade de 143,46 kWh, enquanto o consumo não-simultâneo (energia importada da rede elétrica) foi de 168,71 kWh, em média. Por esse motivo, o fator de simultaneidade desta unidade será considerado como 45,96%. O consumo mensal detalhado desta UC pode ser visto na Figura 33:

Figura 33 - Consumo da UC do sistema de telhado – doze meses

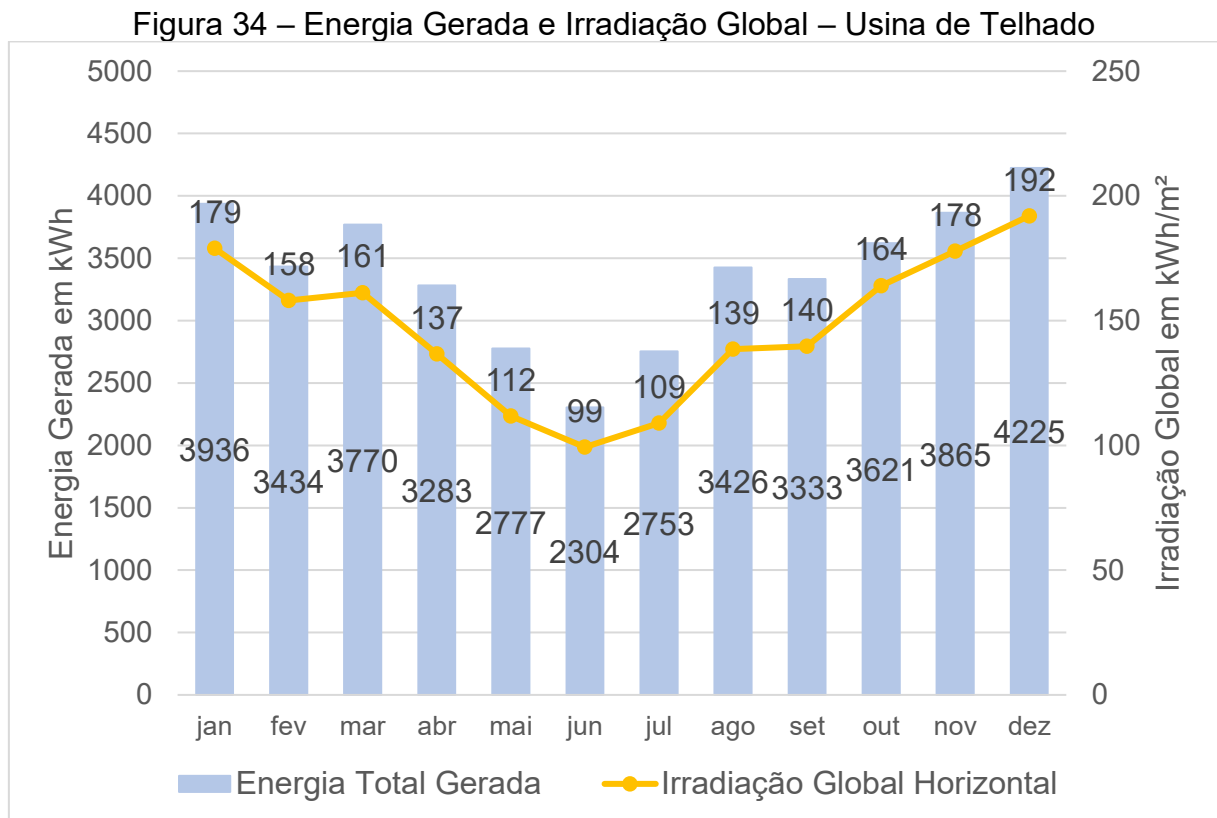


Fonte: o autor

Todas as outras UCs deste trabalho terão fator de simultaneidade considerado como 0%, porque nenhuma delas terá um sistema FV instalado dentro de suas próprias dependências e todas receberão energia proveniente de uma usina FV externa (remota).

4.1.2 SIMULAÇÃO DE GERAÇÃO FV

Ao simular no PVSyst, foi calculado que esse sistema fotovoltaico residencial, ao todo geraria em média cerca de 3393,88 kWh por mês, ou 40727 kWh no total de um ano, conforme mostra a Figura 34:

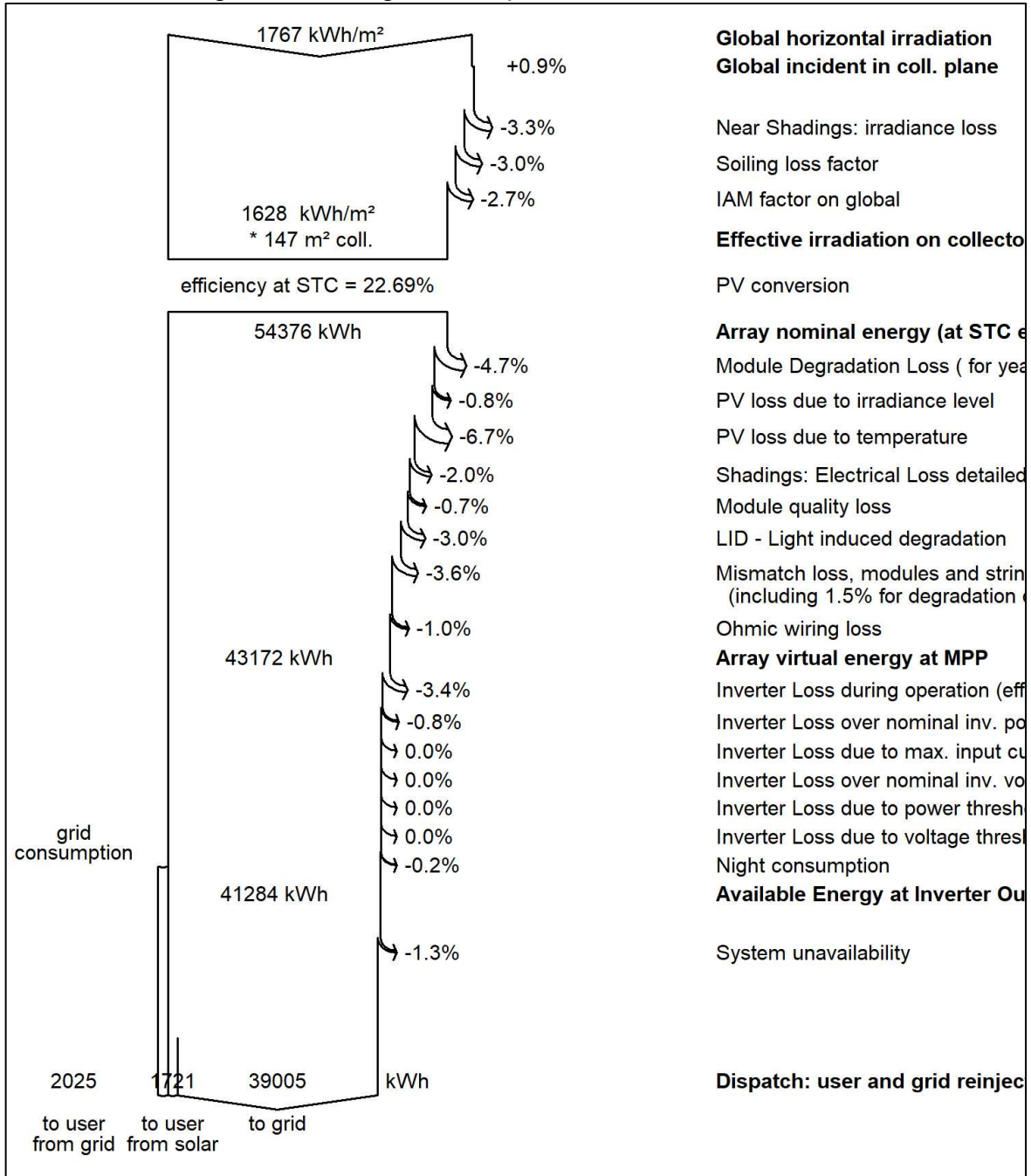


Fonte: o autor (adaptado de PVSyst, 2026)

Do total de 40727 kWh gerados no ano, 1721 kWh foram consumidos simultaneamente ao consumo dos residentes. Portanto, essa energia não é computada pelo medidor da concessionária. Outros 2025 kWh dos 40727 kWh foram enviados para a rede, mas consumidos de volta em outro horário nesta mesma unidade consumidora. Com isso, tem-se que a energia “líquida” injetada na rede

elétrica, na prática, foi de 39005 kWh no ano (ou 3250,42 kWh por mês), conforme pode ser observado na Figura 35. Diz-se “líquida” porque somente esses 39005 kWh poderão ser usados por outras unidades consumidoras para obter desconto em suas faturas. A geração anual de 40727 kWh pode ser comprovada por meio do diagrama de perdas simuladas para esse sistema FV na Figura 35:

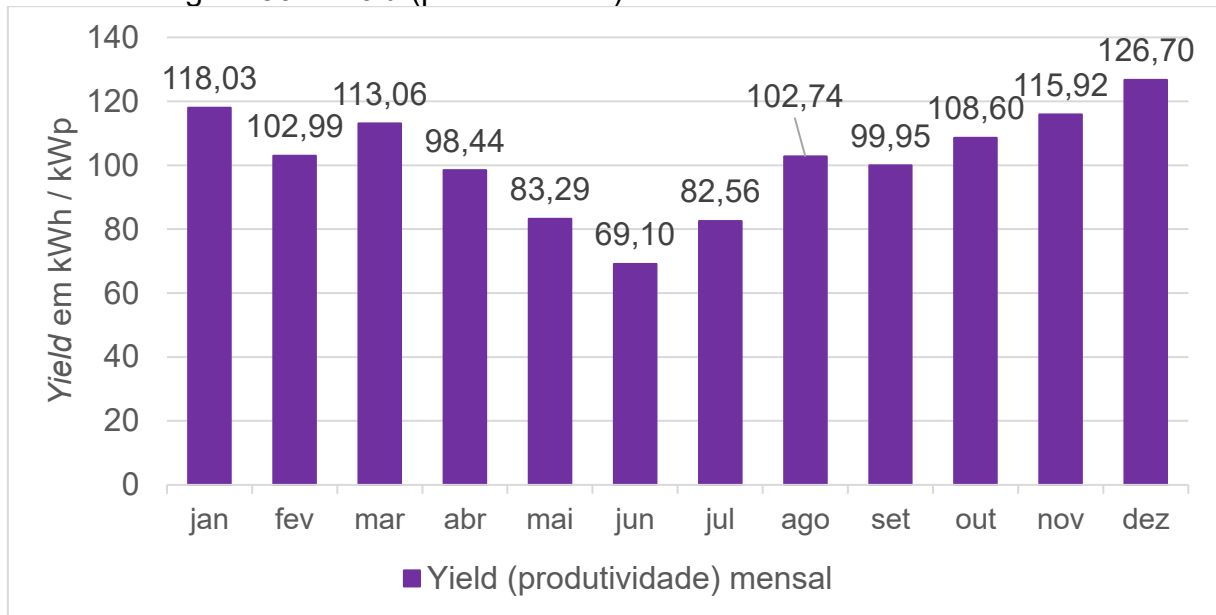
Figura 35 – Diagrama de perdas da usina de telhado



Fonte: PVSYST (2026)

Como pode ser observado na Figura 36, o *Yield* para o sistema FV residencial de telhado teve seu menor valor em junho e seu maior valor em dezembro, com média de 101,78 kWh/kWp mensal, segundo o PVSyst. Isso significa que, cada módulo de 585 Wp utilizado nesse projeto, em média, gera cerca de 59,54 kWh por mês.

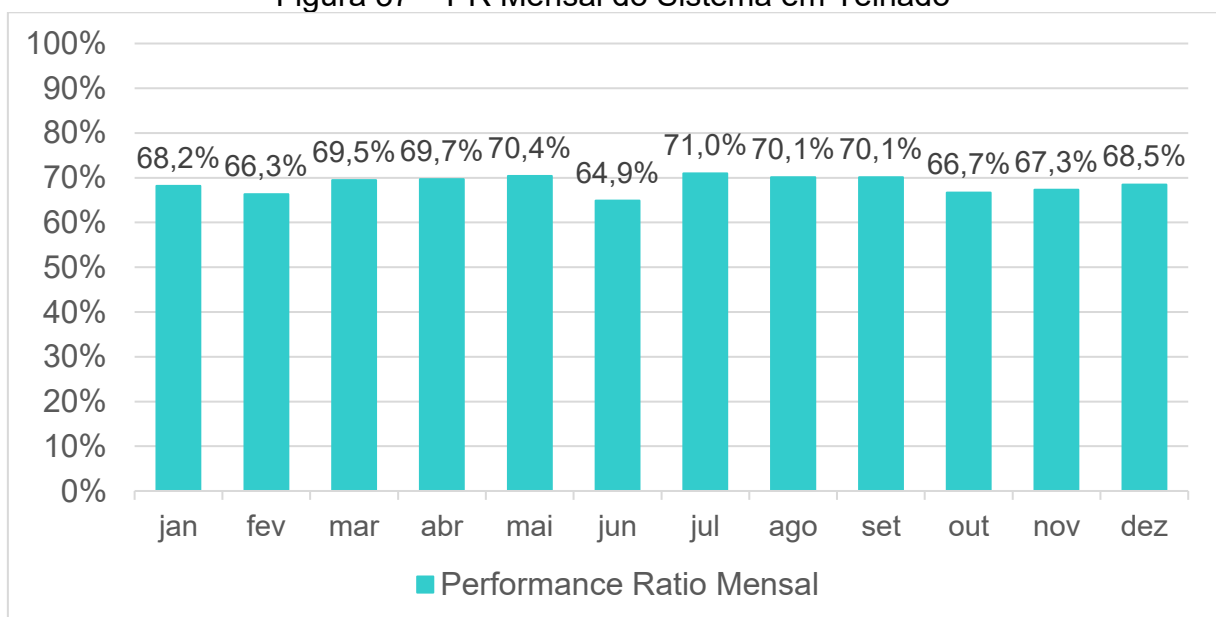
Figura 36 – *Yield* (produtividade) mensal do sistema em telhado



Fonte: o autor

Quanto à PR do sistema mensal, tem-se na Figura 37:

Figura 37 – PR Mensal do Sistema em Telhado



Fonte: o autor

Dessa forma, o PR para esse sistema FV ficou entre 64,9% (janeiro) e 71% (julho), com média anual de 68,6% segundo o PVsyst. Esse PR é razoavelmente abaixo do normal, justamente porque neste cenário há alguns elementos que causam impactos negativos na geração, como por exemplo: períodos do dia com sombreamento devido a alguns obstáculos nos arredores; telhado da residência com múltiplas orientações diferentes, inclusive em orientação Leste/Oeste; módulos operando em diferentes correntes e diferentes potências ao longo do dia (intensificando perdas por *mismatch*); e ângulo azimutal diferente de zero, ou seja, o sistema como um todo não aponta perfeitamente para o Norte;

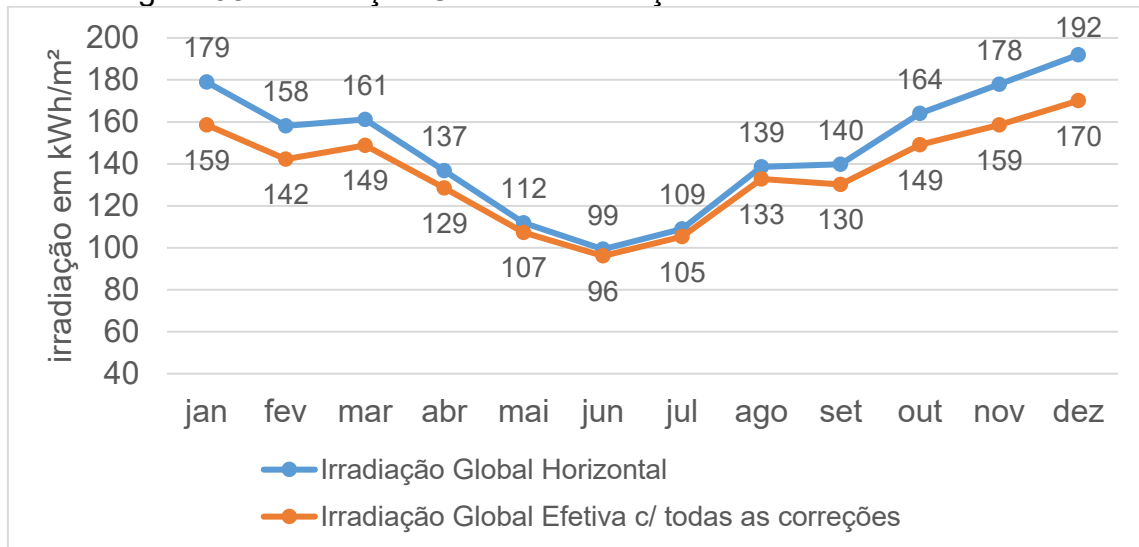
A Tabela 6 descreve todas as perdas e transposição consideradas pelo *software* envolvendo irradiação, e a Figura 38 compara a irradiação global horizontal (GHI) com a irradiação global efetiva (após consideração de perdas e transposição).

Tabela 6 - Irradiação Global Horizontal e suas Perdas

	#1	#2	#3	#4	#5	#6	#7
	Irradiação Global Horizontal	Irradiação Global Incidente no plano coletor	Irradiação Global c/ sombreamento	Irradiação Global c/ Poeira	Irradiação global c/ Modificador de ângulo de Incidência (IAM)	Irradiação Global Efetiva c/ todas as correções	Irradiação Difusa Efetiva c/ sombreamento e IAM
MÊS	[kWh/m ²]	[kWh/m ²]	[kWh/m ²]	[kWh/m ²]	[kWh/m ²]	[kWh/m ²]	[kWh/m ²]
janeiro	179,0	173,1	168,0	163,0	158,5	158,5	44,51
fevereiro	158,1	155,5	150,4	145,9	142,2	142,2	37,64
março	161,2	162,6	157,1	152,4	148,8	148,8	35,09
abril	136,7	141,3	136,2	132,1	128,5	128,5	29,87
maio	111,8	118,3	114,2	110,8	107,3	107,3	28,06
junho	99,3	106,5	102,6	99,5	96,1	96,1	24,25
julho	109,0	116,2	112,1	108,7	105,3	105,3	25,21
agosto	138,6	146,5	141,0	136,8	132,8	132,8	26,14
setembro	139,8	142,6	137,6	133,4	130,2	130,2	29,7
outubro	164,0	162,8	157,6	152,9	149,1	149,1	38,14
novembro	177,9	172,3	167,6	162,6	158,6	158,6	40,15
dezembro	192,0	185,0	179,9	174,5	170,1	170,1	45,21
Ano	1767,4	1782,8	1724,3	1672,6	1627,6	1627,6	403,97

Fonte: PVSYST (2026)

Figura 38 - Irradiação Global X Irradiação Efetiva - sistema em telhado



Fonte: PVSYST (2026)

Foi possível verificar que a irradiação global horizontal local parte de um total de 1767,4 kWh/m² no ano, e ao fim da contabilização de todas as perdas e transposições, a irradiação efetiva é de 1627,6 kWh/m² no ano, representando 92,09% da irradiação global horizontal que se tinha no início.

No caso deste cenário residencial, não houve tanta variação entre a Irradiação Global e a Irradiação Efetiva, como ocorreu no caso do cenário de usina em solo (final do tópico 4.2.1 deste trabalho). A variação seria muito mais evidente caso todos os módulos deste projeto estivessem com a exata mesma orientação.

A figura 38 ainda mostra que, nos meses próximos do solstício de verão do hemisfério sul (dezembro), ambas as irradiações são maiores que a média, justamente porque os dias tendem a ser mais longos e o recurso solar é mais abundante nesses períodos. Por outro lado, nos meses próximos ao solstício de inverno, ambas as irradiações são as menores possíveis.

4.1.3 MODELO DE AUTOCONSUMO LOCAL E REMOTO – CÁLCULOS DE TARIFAS E FATURAS

Para poder abater todos os créditos de energia gerados, foram necessárias nove UCs ao todo, sendo a UC da própria residência da instalação e mais sete outras UCs externas. Ao todo, foi considerado que todas as unidades consumidoras beneficiárias receberão 20% de desconto sobre o valor da energia compensada em

suas faturas, durante todos os meses de operação em que estiverem vinculadas à usina. Na Tabela 7 abaixo estão todas as oito UCs que receberiam desconto em sua fatura (sete consumidores externos mais a unidade da própria usina). Todas são de categoria residencial, e todas pertencentes ao grupo B, tarifação convencional, com alimentação bifásica ou trifásica:

Tabela 7 - Faturas antes e depois do desconto

Cliente	CONSUMO MÉDIO (kWh)	Consumo COMPENSÁVEL MÉDIO (kWh)	FATURA ATUAL	Fatura Restante COPEL	Energia com Desconto (fatura da gestora)	NOVA FATURA FINAL	DESCONTO MENSAL R\$
UC 1 - Usina Telhado	412,17	312,17	R\$ 349,66	R\$ 116,38	R\$ 0,00	R\$ 116,38	R\$ 233,27
UC 2 - Cliente Remoto	285,83	235,83	R\$ 242,48	R\$ 86,51	R\$ 124,78	R\$ 211,29	R\$ 31,19
UC 6 - Cliente Remoto	770,83	720,83	R\$ 653,93	R\$ 177,19	R\$ 381,39	R\$ 558,58	R\$ 95,35
UC 7 - Cliente Remoto	336,33	286,33	R\$ 285,32	R\$ 95,95	R\$ 151,50	R\$ 247,45	R\$ 37,87
UC 9 - Cliente Remoto	428,50	398,50	R\$ 363,51	R\$ 99,96	R\$ 210,85	R\$ 310,80	R\$ 52,71
UC 10 - Cliente Remoto	775,83	725,83	R\$ 658,17	R\$ 178,12	R\$ 384,04	R\$ 562,16	R\$ 96,01
UC 11 - Cliente Remoto	654,75	624,75	R\$ 555,45	R\$ 142,26	R\$ 330,55	R\$ 472,81	R\$ 82,64
UC 20 - Cliente Remoto	192,33	92,33	R\$ 163,16	R\$ 102,10	R\$ 48,85	R\$ 150,95	R\$ 12,21

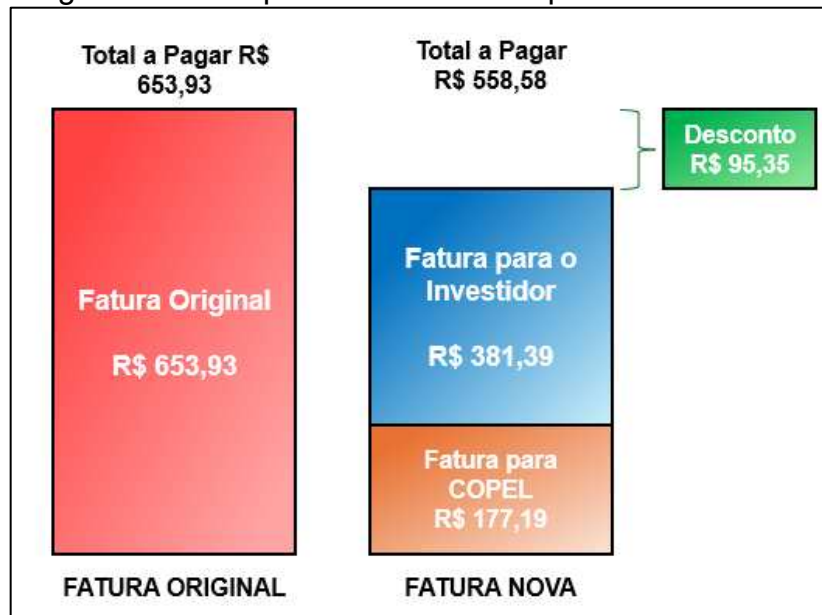
Fonte: o autor

O cálculo da fatura com desconto é feito levando em conta a tarifa de injeção (compensação) de cada caso. Tomando o cliente UC 6 como exemplo, com consumo médio de 770,83 kWh, mas por ser uma instalação bifásica (50 kWh equivalente a taxa de disponibilidade), o máximo compensável é 720,83 kWh. A fatura original deste cliente com a COPEL é de R\$ 653,93.

Como a tarifa de injeção em uma usina GD2, operando em autoconsumo remoto na COPEL, é de R\$ 0,661372 / kWh, o máximo valor financeiro que o sistema FV consegue abater desta fatura é $0,661372 \times 720,83 = R\$ 476,74$, restando ainda R\$ 177,19 de fatura da concessionária. O proprietário do sistema vai, então, cobrar um aluguel mensal de todos os clientes atrelados ao sistema, com valor de 20% abaixo do valor real que a energia dele tem ao ser injetada na fatura dos clientes. Ou seja, em vez de cobrar R\$ 476,74, cobrará R\$ 381,39 (80% do valor). Portanto, este cliente terá que pagar, em média, uma fatura de R\$ 381,39 todo mês para o proprietário do sistema e mais R\$ 177,19 para a COPEL, totalizando R\$ 558,58. Neste caso, o cliente iniciou em uma fatura de R\$ 653,93 e terminou em uma fatura total de R\$ 558,58, ganhando o benefício de R\$95,35 de desconto.

Na Figura 39 é possível ver graficamente como o desconto é aplicado:

Figura 39 - Comparativo Antes X Depois - Cliente UC 7



Fonte: o autor

Na UC 1 da Tabela 7 vista anteriormente, a fatura da gestora é igual a R\$ 0,00 e o desconto dela é significativamente maior que todas as outras UCs. Isso se deve porque o proprietário não vai cobrar uma nova fatura de si mesmo. Portanto, ele apenas abate o máximo possível da fatura antiga e continua pagando apenas a fatura da COPEL de R\$ 116,18, e o desconto de R\$ 233,47, na verdade, é contabilizado como um fluxo de caixa positivo para o sistema FV dele.

Na Tabela 8 está o resumo preliminar do faturamento dessa operação, do ponto de vista do investidor proprietário do sistema FV de telhado, considerando um mês médio do primeiro ano.

Tabela 8 - Resumo Operacional Autoconsumo

Parâmetros	Usina Telhado
Consumo Total Compensado	3.396,58 kWh
Fatura Total dos Clientes (antes)	R\$ 3.271,68
Fatura Total dos Clientes (depois)	R\$ 2.630,42
Total de Descontos	R\$ 641,26
Fatura de Energia cobrada pelo Investidor	R\$ 1.631,95
Fatura restante da COPEL	R\$ 998,47
Margem de Lucro % da Gestora	0%
Faturamento da Gestora de Energia	R\$ 0,00
Economia do Investidor em sua própria fatura	R\$ 233,27
Rendimento Mensal Investidor (faturas externas)	R\$ 1.631,95
Rendimento Mensal Investidor (TOTAL)	R\$ 1.865,23

Fonte: o autor

Ainda na Tabela 8, somando todos os valores dos consumidores que contratarão a energia por assinatura com este investidor, eles vão pagar, ao todo, R\$ 1631,95 no que seria a “fatura de energia cobrada pelo investidor” e ainda tem que pagar R\$ 998,47 para a COPEL, que é a fatura remanescente da concessionária.

No entanto, como é um caso de autoconsumo remoto, supõe-se que não terá uma gestora de energia envolvida no caso. Então, os R\$ 1631,95 vão direto para o investidor dono do sistema. Além disso, o proprietário do sistema também ganhará um desconto na sua própria fatura de energia, de R\$ 233,27. Portanto, seu rendimento total seria a soma dos dois (R\$ 1865,23), o que equivale a R\$ 0,549149 / kWh compensado do sistema FV dele.

Para essa operação se concretizar, o proprietário do sistema FV terá que trocar de titularidade a fatura de todos esses outros sete consumidores, para que suas faturas fiquem no mesmo CPF da fatura da usina. Operar em autoconsumo e não ter uma empresa intermediária gerindo a operação implica em mais trabalho para o investidor, porém em mais retorno financeiro, já que a tarifa de injeção é maior (melhor) e não tem taxa de gestão de uma empresa terceira (gestora).

4.1.4 INDICADORES DE ANÁLISE FINANCEIRA

Como os módulos utilizados têm vida útil de 30 anos e os inversores, de 10 anos, na Tabela 9 foi feita a simulação financeira detalhada dos primeiros 30 anos de operação desse sistema.

Tabela 9 - VPL, Geração e Fluxo de Caixa Usina de Telhado

ANO	Tarifa Consumo	Tarifa de Compensação	Custos Anuais totais R\$	Geração FV kWh	Fluxo de Caixa	Valor presente VPL
0	-	-	-	-	-R\$66.636,94	-
1	R\$ 0,848338	R\$ 0,661372	R\$ 1.332,74	40726	R\$20.764,69	-R\$48.580,69
2	R\$ 0,899238	R\$ 0,635209	R\$ 1.332,74	40522	R\$19.929,05	-R\$33.511,46
3	R\$ 0,953192	R\$ 0,609046	R\$ 1.332,74	40320	R\$19.106,43	-R\$20.948,67
4	R\$ 1,010384	R\$ 0,591603	R\$ 1.332,74	40118	R\$18.565,05	-R\$10.334,05
5	R\$ 1,071007	R\$ 0,627100	R\$ 1.332,74	39918	R\$19.653,46	-R\$562,80
6	R\$ 1,135267	R\$ 0,664726	R\$ 1.332,74	39718	R\$20.801,40	R\$8.430,22
7	R\$ 1,203384	R\$ 0,704609	R\$ 1.332,74	39519	R\$22.012,14	R\$16.705,40
8	R\$ 1,275587	R\$ 0,746886	R\$ 1.332,74	39322	R\$23.289,11	R\$24.318,65
9	R\$ 1,352122	R\$ 0,791699	R\$ 1.332,74	39125	R\$24.635,92	R\$31.321,71
10	R\$ 1,433249	R\$ 0,839201	R\$ 11.328,28	38930	R\$16.060,87	R\$35.291,72
11	R\$ 1,519244	R\$ 0,889553	R\$ 1.332,74	38735	R\$27.554,59	R\$41.214,39
12	R\$ 1,610399	R\$ 0,942926	R\$ 1.332,74	38541	R\$29.134,73	R\$46.659,88
13	R\$ 1,707023	R\$ 0,999502	R\$ 1.332,74	38349	R\$30.801,30	R\$51.665,95
14	R\$ 1,809444	R\$ 1,059472	R\$ 1.332,74	38157	R\$32.559,03	R\$56.267,48
15	R\$ 1,918011	R\$ 1,123040	R\$ 1.332,74	37966	R\$34.412,91	R\$60.496,63
16	R\$ 2,033091	R\$ 1,190422	R\$ 1.332,74	37776	R\$36.368,20	R\$64.383,11
17	R\$ 2,155077	R\$ 1,261848	R\$ 1.332,74	37587	R\$38.430,44	R\$67.954,30
18	R\$ 2,284381	R\$ 1,337559	R\$ 1.332,74	37399	R\$40.605,49	R\$71.235,43
19	R\$ 2,421444	R\$ 1,417812	R\$ 1.332,74	37212	R\$42.899,51	R\$74.249,77
20	R\$ 2,566731	R\$ 1,502881	R\$ 11.328,28	37026	R\$35.323,47	R\$76.408,05
21	R\$ 2,720735	R\$ 1,593054	R\$ 1.332,74	36841	R\$47.870,86	R\$78.951,46
22	R\$ 2,883979	R\$ 1,688637	R\$ 1.332,74	36657	R\$50.562,30	R\$81.287,47
23	R\$ 3,057017	R\$ 1,789955	R\$ 1.332,74	36474	R\$53.400,96	R\$83.432,82
24	R\$ 3,240438	R\$ 1,897352	R\$ 1.332,74	36291	R\$56.394,89	R\$85.402,94
25	R\$ 3,434865	R\$ 2,011194	R\$ 1.332,74	36110	R\$59.552,59	R\$87.212,00
26	R\$ 3,640957	R\$ 2,131865	R\$ 1.332,74	35929	R\$62.883,02	R\$88.873,08
27	R\$ 3,859414	R\$ 2,259777	R\$ 1.332,74	35750	R\$66.395,62	R\$90.398,18
28	R\$ 4,090979	R\$ 2,395364	R\$ 1.332,74	35571	R\$70.100,37	R\$91.798,35
29	R\$ 4,336438	R\$ 2,539086	R\$ 1.332,74	35393	R\$74.007,76	R\$93.083,75
30	R\$ 4,596624	R\$ 2,691431	R\$ 11.328,28	35216	R\$68.133,34	R\$94.112,77

Fonte: o autor

Os valores usados para construir a Tabela 9 foram obtidos a partir dos valores de base mostrados na Tabela 10:

Tabela 10 - Valores Base Para Simulação

Potência instalada (kWp)	33,35
Custo (R\$/kWp)	R\$ 1.998,41
Custo inicial	R\$66.636,94
Custo da Troca inversores (15% do custo inicial)	R\$9.995,54
O&M (a.a.)	2,00%
Degradação dos módulos (a.a.)	0,50%
Tarifa (R\$/kWh) (ano 1)	0,848338
tarifa de compensação (R\$/kWh) (ano 1)	0,661372
TMA (a.a.)	15,00%
Aumento Anual da Tarifa de Energia (a.a)	6,00%
Geração FV anual (kWh)	40726
Simultaneidade do Autoconsumo	4,23%
% Injetada na Rede (não-simultâneo)	95,77%

Fonte: o autor

A taxa de degradação anual da potência dos módulos nesta simulação da Tabela 9 foi de 0,50% (JORDAN et al, 2016).

A TMA (taxa mínima de atratividade do investimento) foi colocada como 15%, para se igualar ao valor atual da taxa SELIC. Caso a TIR (taxa interna de retorno) desse projeto resulte em um valor menor que 15%, significa que é mais rentável investir em títulos de renda fixa (rendimento perto da SELIC) do que arriscar um investimento neste sistema PV. Além disso, foram calculados também a TIR, o VPL total, o tempo de *payback* e o LCOE, tal qual apresentados na Tabela 11:

Tabela 11 - Indicadores Financeiros – Usina Em Telhado

LCOE (R\$/kWh)	R\$0,3032
Payback (anos)	5,03
TIR	31,53%
VPL	R\$94.112,77

Fonte: o autor

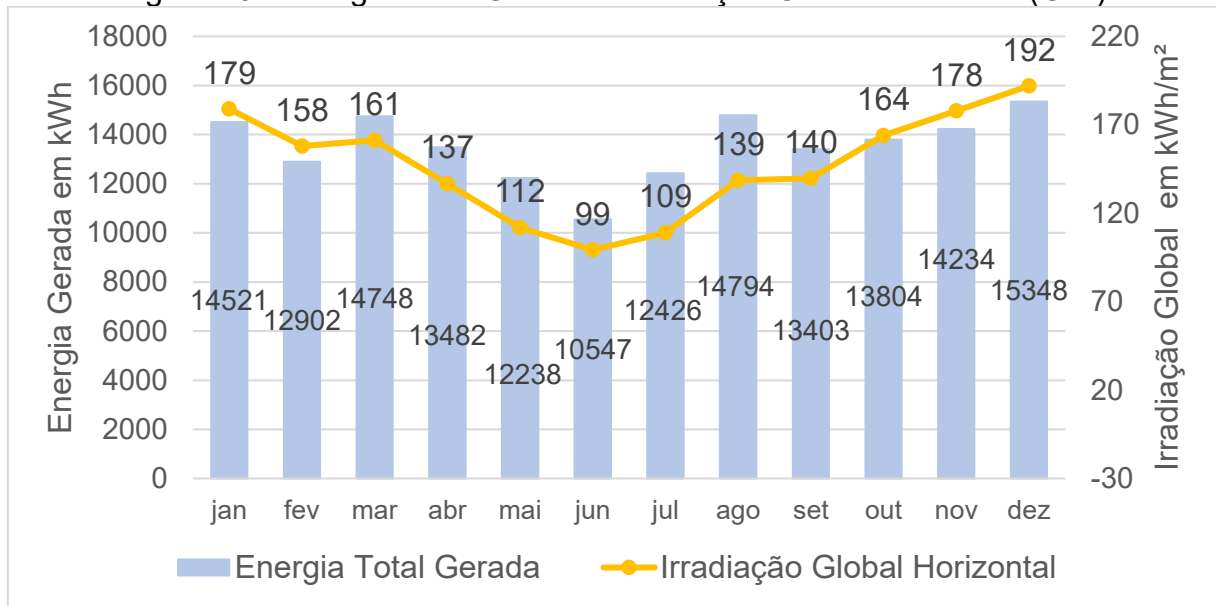
Ou seja, este investimento é viável, pois seu VPL deu positivo e sua TIR foi maior que a TMA requerida pelos investidores. O tempo de *payback* é pouco mais de 5 anos e o custo (em valor presente) da geração de cada um desses kWh é de R\$ 0,3032 / kWh (LCOE), que é bem abaixo do valor que o investidor receberá mensalmente (em média se inicia em R\$ 0,509863 kWh no primeiro ano).

4.2 SIMULAÇÃO DE SISTEMA EM SOLO NO MODELO DE GERAÇÃO COMPARTILHADA

4.2.1 SIMULAÇÃO DE GERAÇÃO FV

O segundo sistema simulado é uma usina de solo, na mesma cidade que o sistema residencial. Ao simular tal usina no PVSyst, foi verificado que ela seria capaz de gerar em média 13.537,25 kWh mensalmente, conforme mostra a Figura 40:

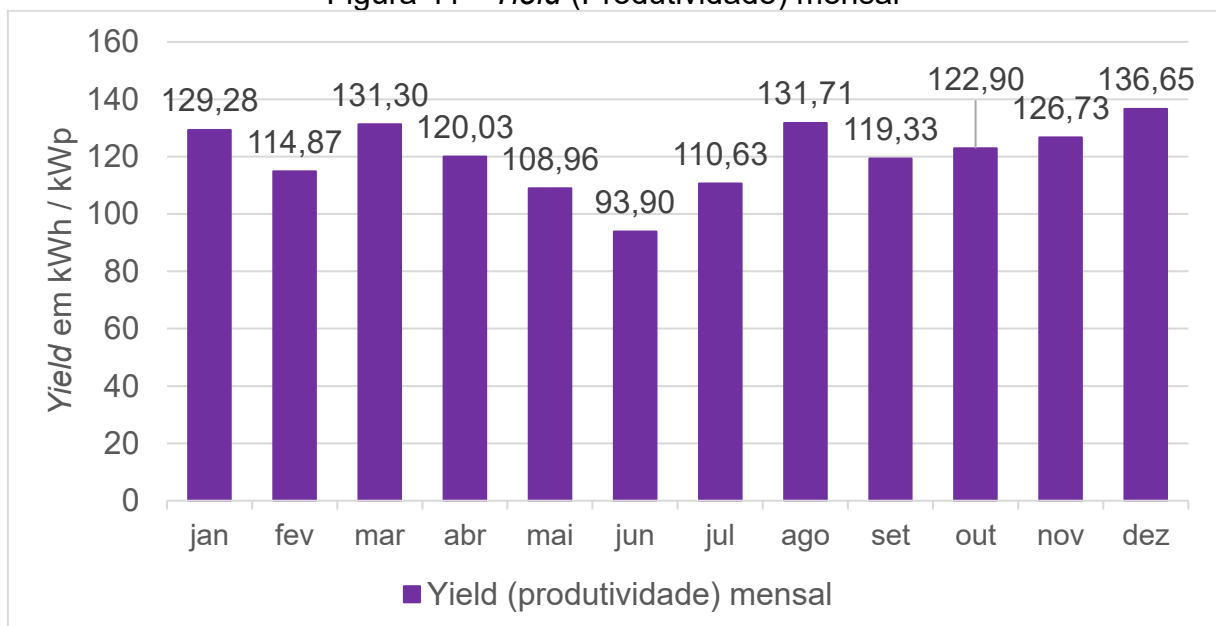
Figura 40 - Energia Total Gerada x Irradiação Global Horizontal (GHI)



Fonte: o autor

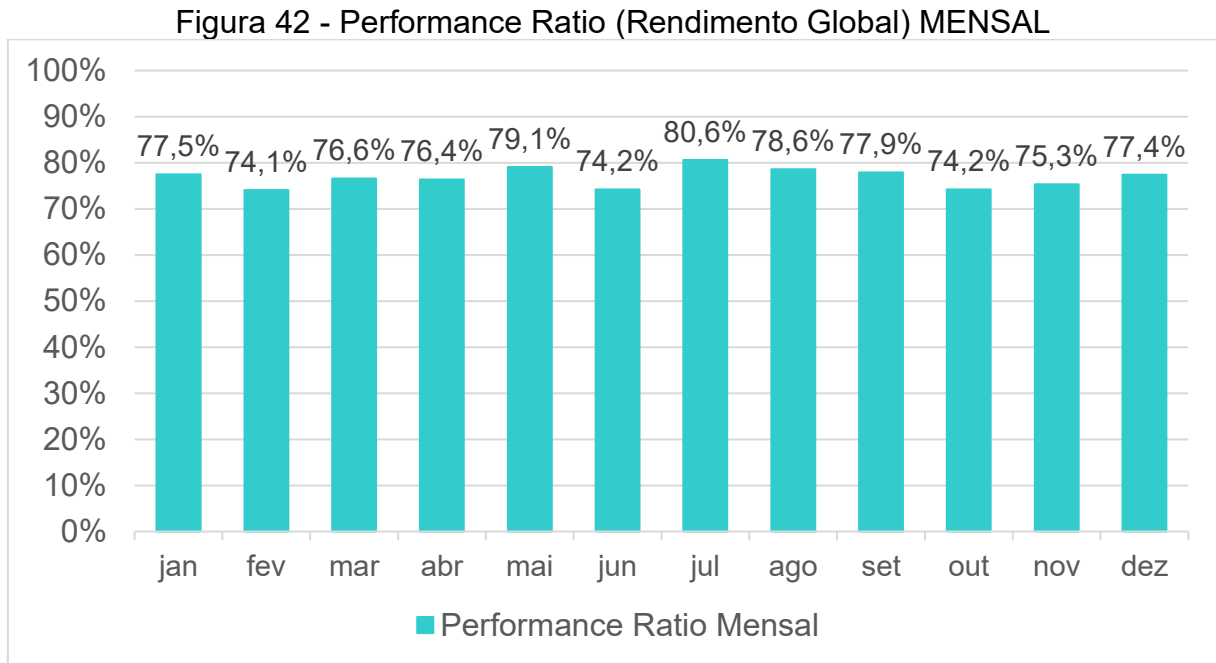
Como pode ser observado na Figura 41, o *yield* para o sistema FV de residencial de telhado teve seu menor valor em junho e seu maior valor em dezembro, com média de 120,52 kWh/kWp mensal, segundo o PVSyst. Isso significa que, cada módulo de 585 Wp utilizado nesse projeto, em média, gera cerca de 70,51 kWh por mês.

Figura 41 - Yield (Produtividade) mensal



Fonte: o autor

A Figura 42 apresenta a taxa de desempenho do sistema (*Performance Ratio*) mensal.



Fonte: o autor

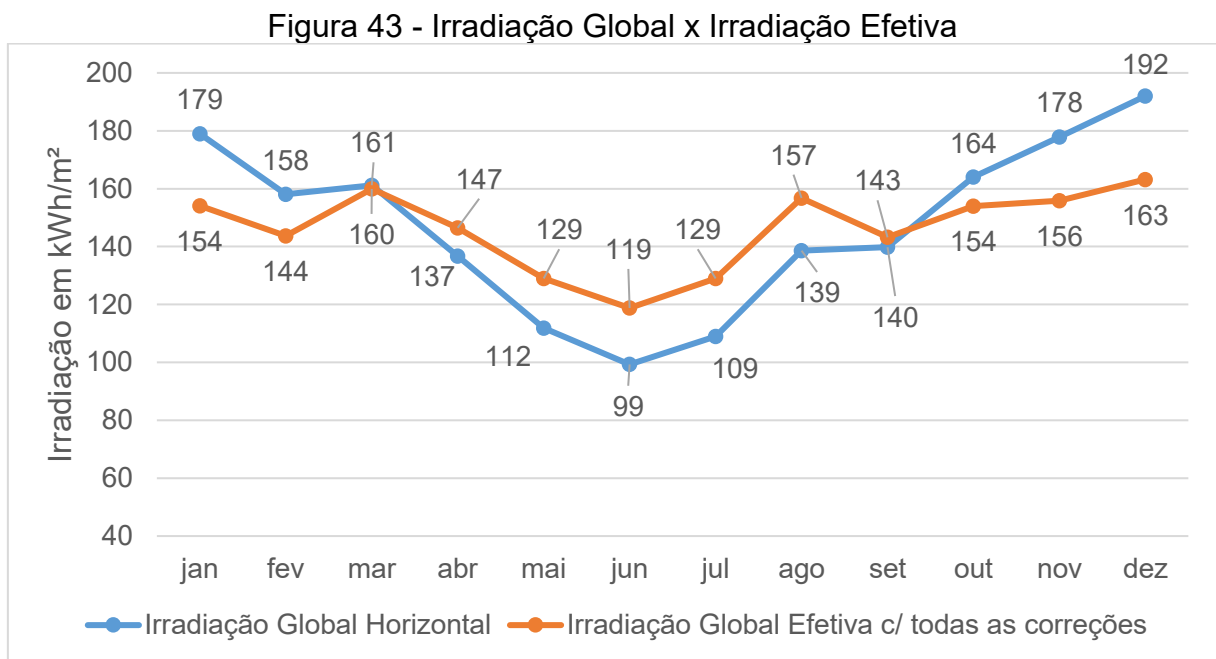
Dessa forma, o PR para esse sistema FV ficou entre 74,2% (junho) e 80,6% (julho), com média anual de 76,8%, segundo o PVsyst. Este valor de PR é muito bom considerando todas as condições deste sistema, e está dentro da faixa de resultado esperado (entre 75% e 80%).

A Tabela 12 descreve todas as perdas e transposição consideradas pelo software envolvendo irradiação, e a Figura 43 compara a irradiação global horizontal (GHI) com a irradiação global efetiva (após consideração de perdas e transposição).

Tabela 12 - Irradiação Global E Suas Respectivas Correções

	#1	#2	#3	#4	#5	#6	#7
	Irradiação Global Horizontal	Irradiação Global Incidente no plano coletor	Irradiação Global c/ sombreamento	Irradiação Global c/ Poeira	Irradiação global c/ Modificador de ângulo de Incidência (IAM)	Irradiação Global Efetiva c/ todas as correções	Irradiação Difusa Efetiva c/ sombreamento e IAM
MÊS	[kWh/m ²]	[kWh/m ²]	[kWh/m ²]	[kWh/m ²]	[kWh/m ²]	[kWh/m ²]	[kWh/m ²]
janeiro	179,0	166,8	164,1	159,2	154,1	154,1	43,99
fevereiro	158,1	155,0	152,6	148,1	143,7	143,7	37,18
março	161,2	171,3	169,0	164,0	159,9	159,9	34,63
abril	136,7	157,2	155,0	150,4	146,5	146,5	29,52
maio	111,8	137,7	135,9	131,8	129,0	129,0	27,73
junho	99,3	126,6	125,1	121,4	118,8	118,8	23,95
julho	109,0	137,2	135,6	131,5	129,0	129,0	24,89
agosto	138,6	167,6	165,5	160,6	156,8	156,8	25,83
setembro	139,8	153,2	151,2	146,7	143,2	143,2	29,34
outubro	164,0	165,7	163,3	158,4	154,0	154,0	37,68
novembro	177,9	168,4	165,8	160,9	155,9	155,9	39,67
dezembro	192,0	176,5	173,7	168,5	163,2	163,2	44,68
Ano	1767,4	1883	1857	1801,3	1754	1754	399,08

Fonte: PVSYST (2026)



Fonte: o autor

É possível verificar que originalmente a irradiação global horizontal parte de um total de 1767,4 kWh/m² no ano, e ao fim de todas as transposições, chega a 1754 kWh/m² no ano, representando 99,24% da irradiação global horizontal.

Ainda analisando a Figura 43, é possível verificar que nos meses entre abril e agosto, a Irradiação Global Efetiva é maior que a Irradiação Global Horizontal, atingindo seu máximo no mês de julho. O mês de julho é quando ocorre o solstício de inverno no hemisfério Sul. Quando se tem um sistema FV com ângulo de azimute 0°

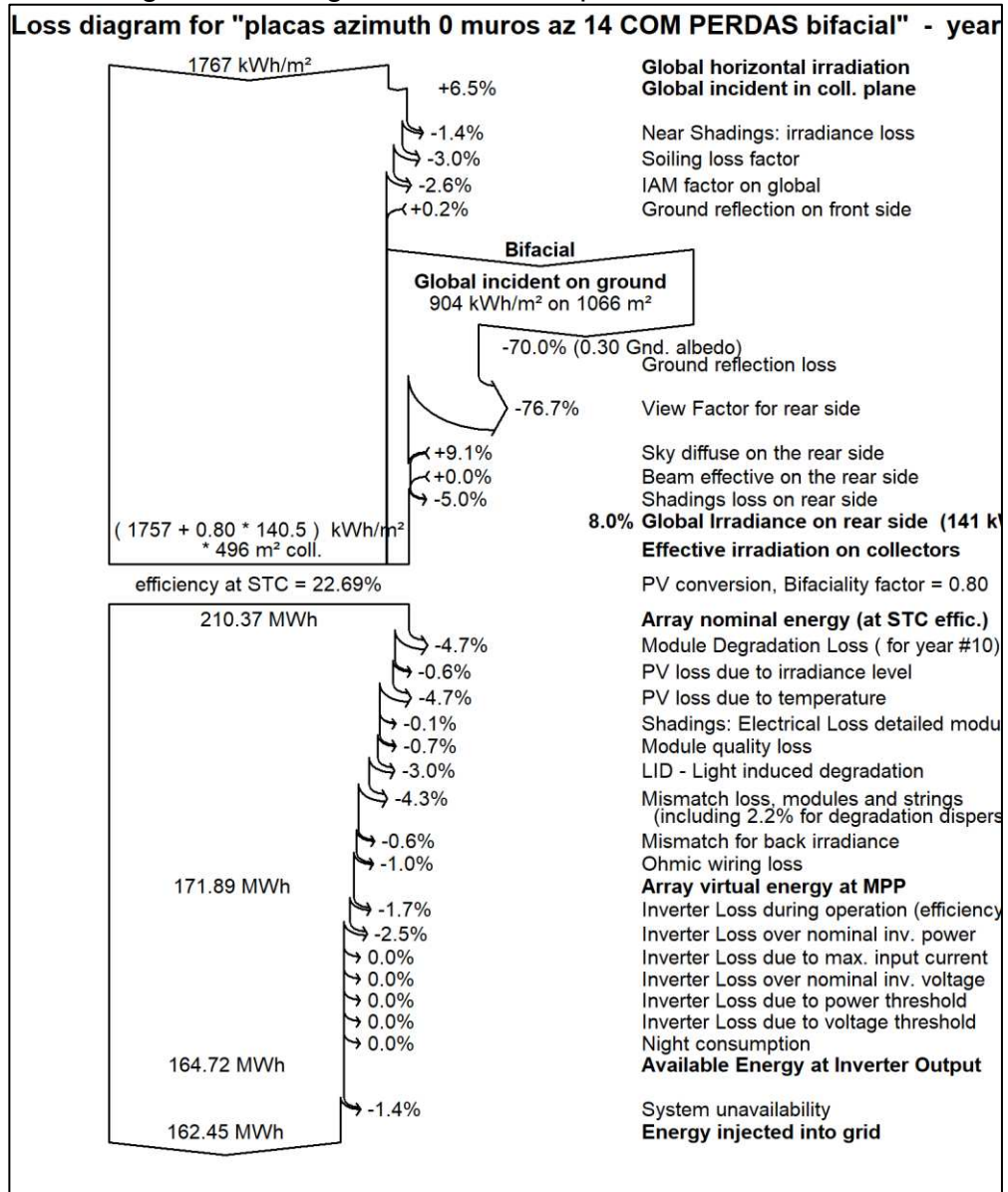
e com inclinação muito próxima à latitude do local, durante o mês de solstício de inverno, a Irradiação Solar incidirá por mais tempo com ângulos perpendiculares nos módulos.

Por outro lado, nos meses próximos ao solstício de verão, como o sol estará bem mais “alto” no horizonte, a irradiação no local incide por mais tempo com ângulos perpendiculares ao solo (sol “a pino”). Como os módulos estão próximos de 20° de inclinação com relação ao solo, esse sistema FV no solstício de verão terá uma Irradiação Efetiva bem menor que a Irradiação Global, já que o ângulo de incidência fica desfavorável.

Logo, nos meses de solstício (dezembro e junho), a diferença entre irradiação global horizontal e efetiva é a máxima possível; enquanto que, nos meses de equinócio (março e setembro), a diferença entre as irradiações é a mínima possível, justamente porque o sol se posiciona de forma intermediária entre os cenários vistos para os solstícios de verão e de inverno.

Contando com a bifacialidade dos módulos do sistema em solo, ao todo o sistema é capaz de entregar uma geração de 162450kWh no ano, como pode ser observado no diagrama de perdas simuladas para esse sistema FV na Figura 44.

Figura 44 - Diagrama de Perdas para a Usina de Solo



Fonte: PVSYST (2026)

4.2.2 MODELO DE GERAÇÃO COMPARTILHADA – CÁLCULOS DE TARIFAS E FATURAS

No modelo de geração compartilhada deste exemplo, seria aconselhado o modelo de Consórcio, por ser ligeiramente mais rápido e simples de ser constituído.

Para poder destinar toda energia gerada por essa usina, será necessário vincular 17 UCs externas. Nenhuma delas precisaria trocar de titularidade em suas faturas, bastaria apenas assinar o termo de adesão ao consórcio e os líderes do consórcio conseguiriam atrelar a UC do cliente em alguma usina FV deles dentro da COPEL. A contratação desse serviço se chama “Energia por Assinatura” e esse nome também é válido quando a operação é feita através de autoconsumo remoto.

Assim como no caso do sistema de telhado, aqui foi novamente considerado que todas as unidades receberiam 20% de desconto sob o valor da energia compensada em suas faturas. Na Figura 45 estão todas as 17 UCs que receberiam desconto em sua fatura. Todas são de categoria residencial e todas pertencentes ao grupo B, tarifação convencional, com alimentação bifásica ou trifásica:

Figura 45 - Detalhamento de Perdas da Usina de Solo

UC	Cliente	CONSUMO MÉDIO (kWh)	Consumo COMPENSÁVEL MÉDIO (kWh)	FATURA ATUAL	Valor da Energia Injetada	Fatura Restante COPEL	Energia com Desconto (fatura da gestora)	NOVA FATURA FINAL	DESCONTO MENSAL R\$
11781963	UC 2 - Cliente Remoto	285,83	235,83	R\$ 242,48	R\$ 128,99	R\$ 113,50	R\$ 103,19	R\$ 216,69	R\$ 25,80
101771177	UC 3 - Cliente Remoto	683,08	583,08	R\$ 579,49	R\$ 318,91	R\$ 260,57	R\$ 255,13	R\$ 515,70	R\$ 63,78
35513454	UC 4 - Cliente Remoto	237,00	187,00	R\$ 201,06	R\$ 102,28	R\$ 98,78	R\$ 81,82	R\$ 180,60	R\$ 20,46
99093545	UC 5 - Cliente Remoto	305,33	255,33	R\$ 259,03	R\$ 139,65	R\$ 119,37	R\$ 111,72	R\$ 231,10	R\$ 27,93
14780160	UC 6 - Cliente Remoto	770,83	720,83	R\$ 653,93	R\$ 394,25	R\$ 259,68	R\$ 315,40	R\$ 575,08	R\$ 78,85
94518726	UC 7 - Cliente Remoto	336,33	286,33	R\$ 285,32	R\$ 156,61	R\$ 128,72	R\$ 125,29	R\$ 254,00	R\$ 31,32
108949290	UC 8 - Cliente Remoto	430,75	330,75	R\$ 365,42	R\$ 180,90	R\$ 184,52	R\$ 144,72	R\$ 329,24	R\$ 36,18
12712337	UC 9 - Cliente Remoto	428,50	398,50	R\$ 363,51	R\$ 217,95	R\$ 145,56	R\$ 174,36	R\$ 319,92	R\$ 43,59
85857548	UC 10 - Cliente Remoto	775,83	725,83	R\$ 658,17	R\$ 396,99	R\$ 261,18	R\$ 317,59	R\$ 578,77	R\$ 79,40
69613494	UC 11 - Cliente Remoto	654,75	624,75	R\$ 555,45	R\$ 341,70	R\$ 213,75	R\$ 273,36	R\$ 487,11	R\$ 68,34
109743628	UC 12 - Cliente Remoto	2.329,42	2.279,42	R\$ 1.976,13	R\$ 1.246,70	R\$ 729,43	R\$ 997,36	R\$ 1.726,79	R\$ 249,34
26523213	UC 14 - Cliente Remoto	1.112,29	1.062,29	R\$ 943,59	R\$ 581,01	R\$ 362,59	R\$ 464,80	R\$ 827,39	R\$ 116,20
75743191	UC 15 - Cliente Remoto	5.509,25	5.409,25	R\$ 4.673,71	R\$ 2.958,53	R\$ 1.715,18	R\$ 2.366,82	R\$ 4.082,00	R\$ 591,71
111843030	UC 17 - Cliente Remoto	145,78	95,78	R\$ 123,67	R\$ 52,38	R\$ 71,28	R\$ 41,91	R\$ 113,19	R\$ 10,48
11898518	UC 18 - Cliente Remoto	133,17	83,17	R\$ 112,97	R\$ 45,49	R\$ 67,48	R\$ 36,39	R\$ 103,87	R\$ 9,10
66012520	UC 19 - Cliente Remoto	198,92	148,92	R\$ 168,75	R\$ 81,45	R\$ 87,30	R\$ 65,16	R\$ 152,46	R\$ 16,29
106558366	UC 21 - Cliente Remoto	145,83	95,83	R\$ 123,72	R\$ 52,41	R\$ 71,30	R\$ 41,93	R\$ 113,23	R\$ 10,48

Fonte: PVSyst (2026)

Porém, como neste caso se trata de geração compartilhada, o valor com o qual a energia injetada entra na fatura do consumidor é naturalmente menor, devido a cobrança adicional de PIS e COFINS na TUSD e na TE, e à cobrança de ICMS na TE.

Dessa forma, a Tabela 13 mostra um resumo preliminar da operação de geração compartilhada no ponto de vista do investidor.

Tabela 13 - Resumo Operacional Autoconsumo

Parâmetros	Usina Solo
Consumo Total Compensado	13.522,9 kWh
Fatura Total dos Clientes (antes)	R\$ 12.286,39
Fatura Total dos Clientes (depois)	R\$ 10.497,66
Total de Descontos	R\$ 1.788,73
Fatura de Energia cobrada pela Gestora	R\$ 7.154,93
Fatura restante da COPEL	R\$ 3.342,73
Margem de Lucro % da Gestora	10%
Faturamento da Gestora de Energia	R\$ 715,49
Economia do Investidor em sua própria fatura	R\$ 0,00
Rendimento Mensal Investidor (faturas externas)	R\$ 6.439,44
Rendimento Mensal Investidor (TOTAL)	R\$ 6.439,44

Fonte: o autor

Após receber os 20% de desconto na energia que foi compensada, esses consumidores tiveram um desconto combinado de R\$ 1788,73. Neste caso, como é de geração compartilhada, supõe-se que agora haverá uma gestora de energia envolvida no caso, operando com seu CNPJ de consórcio, cooperativa ou associação. A desvantagem é que haverá cobrança de gestão de 10% da gestora de energia, mas a vantagem é que a adesão de novos clientes é bem mais fácil, já que os clientes não precisam trocar titularidade perante a concessionária para poder aderir à usina e receber energia. A troca de titularidade muitas vezes é um empecilho que atrasa o processo de desconto e remuneração, visto que, para que ela seja efetivada, as distribuidoras de energia exigem que todas as unidades (dos dois titulares) precisam estar adimplentes com suas respectivas contas de energia.

A fatura mensal que os consumidores do grupo pagam para a gestora de energia tem valor combinado de R\$ 7154,93 (em média) e a fatura que eles continuariam a pagar para a COPEL seria, em média, de R\$ 3342,73. No entanto, como se trata de geração compartilhada, haverá uma empresa gestora cobrando sua porcentagem de intermediação (10% neste caso). Dos R\$ 7154,93, em média, R\$ 715,49 ficam com a gestora e os outros R\$ 6439,44 é que vão de fato para o investidor.

4.2.3 INDICADORES DE ANÁLISE FINANCEIRA

Novamente, devido ao tempo de vida útil dos equipamentos, foi simulada a operação do sistema FV durante 30 anos, como mostra a Tabela 14:

Tabela 14 - VPL, Geração e Fluxo de Caixa Usina de Solo

ANO	Tarifa Consumo	Tarifa de Compensação	Custos Anuais totais R\$	Geração FV kWh	Fluxo de Caixa	Valor presente VPL
0	-	-	-	-	-R\$258.991,04	-
1	R\$ 0,848338	R\$ 0,546938	R\$ 5.179,82	162447	R\$58.791,08	-R\$207.868,36
2	R\$ 0,899238	R\$ 0,523068	R\$ 5.179,82	161635	R\$55.693,25	-R\$165.756,26
3	R\$ 0,953192	R\$ 0,499197	R\$ 5.179,82	160827	R\$52.624,81	-R\$131.154,60
4	R\$ 1,010384	R\$ 0,483284	R\$ 5.179,82	160022	R\$50.502,28	-R\$102.279,76
5	R\$ 1,071007	R\$ 0,512281	R\$ 5.179,82	159222	R\$53.548,09	-R\$75.656,89
6	R\$ 1,135267	R\$ 0,543018	R\$ 5.179,82	158426	R\$56.760,50	-R\$51.117,76
7	R\$ 1,203384	R\$ 0,575599	R\$ 5.179,82	157634	R\$60.148,64	-R\$28.505,66
8	R\$ 1,275587	R\$ 0,610135	R\$ 5.179,82	156846	R\$63.722,11	-R\$7.674,79
9	R\$ 1,352122	R\$ 0,646743	R\$ 5.179,82	156062	R\$67.491,04	R\$11.510,37
10	R\$ 1,433249	R\$ 0,685547	R\$ 44.028,48	155281	R\$32.617,48	R\$19.572,92
11	R\$ 1,519244	R\$ 0,726680	R\$ 5.179,82	154505	R\$75.658,67	R\$35.835,24
12	R\$ 1,610399	R\$ 0,770281	R\$ 5.179,82	153732	R\$80.080,54	R\$50.802,86
13	R\$ 1,707023	R\$ 0,816498	R\$ 5.179,82	152964	R\$84.744,28	R\$64.576,17
14	R\$ 1,809444	R\$ 0,865487	R\$ 5.179,82	152199	R\$89.663,13	R\$77.248,14
15	R\$ 1,918011	R\$ 0,917417	R\$ 5.179,82	151438	R\$94.851,04	R\$88.904,81
16	R\$ 2,033091	R\$ 0,972462	R\$ 5.179,82	150681	R\$100.322,72	R\$99.625,78
17	R\$ 2,155077	R\$ 1,030809	R\$ 5.179,82	149927	R\$106.093,71	R\$109.484,63
18	R\$ 2,284381	R\$ 1,092658	R\$ 5.179,82	149178	R\$112.180,37	R\$118.549,38
19	R\$ 2,421444	R\$ 1,158218	R\$ 5.179,82	148432	R\$118.599,98	R\$126.882,84
20	R\$ 2,566731	R\$ 1,227711	R\$ 44.028,48	147690	R\$86.522,08	R\$132.169,37
21	R\$ 2,720735	R\$ 1,301373	R\$ 5.179,82	146951	R\$132.511,85	R\$139.209,81
22	R\$ 2,883979	R\$ 1,379456	R\$ 5.179,82	146217	R\$140.043,58	R\$145.679,91
23	R\$ 3,057017	R\$ 1,462223	R\$ 5.179,82	145485	R\$147.987,30	R\$151.625,21
24	R\$ 3,240438	R\$ 1,549956	R\$ 5.179,82	144758	R\$156.365,54	R\$157.087,73
25	R\$ 3,434865	R\$ 1,642954	R\$ 5.179,82	144034	R\$165.202,07	R\$162.106,18
26	R\$ 3,640957	R\$ 1,741531	R\$ 5.179,82	143314	R\$174.521,96	R\$166.716,23
27	R\$ 3,859414	R\$ 1,846023	R\$ 5.179,82	142597	R\$184.351,65	R\$170.950,77
28	R\$ 4,090979	R\$ 1,956784	R\$ 5.179,82	141884	R\$194.719,02	R\$174.840,04
29	R\$ 4,336438	R\$ 2,074191	R\$ 5.179,82	141175	R\$205.653,49	R\$178.411,94
30	R\$ 4,596624	R\$ 2,198643	R\$ 44.028,48	140469	R\$178.337,42	R\$181.105,38

Fonte: o autor

Para construir a tabela 14 foram considerados os valores mostrados na Tabela 15.

Tabela 15 - Valores Base Para Simulação

Potência instalada (kWp)	112,32
Custo (R\$/kWp)	R\$ 2.305,83
Custo inicial	R\$258.991,04
Custo da Troca inversores (15% do custo inicial)	R\$38.848,66
O&M (a.a.)	2,00%
Depreciação dos módulos (a.a.)	0,50%
Tarifa (R\$/kWh) (ano 1)	0,848338
tarifa de compensação (R\$/kWh) (ano 1)	0,546938
TMA (a.a.)	15,00%
Aumento Anual da Tarifa de Energia	6,00%
Geração FV anual (kWh)	162447
Simultaneidade do Autoconsumo	0,00%
% Injetada na Rede (não-simultâneo)	100,00%

Fonte: o autor

Novamente, a TMA foi colocada como 15%, devido à taxa SELIC. Assim como no sistema FV anterior, foram calculados também a TIR, o VPL total, o tempo de *payback* e o LCOE, tal qual a Tabela 16:

Tabela 16 - Indicadores Financeiros – Usina Telhado

LCOE (R\$/kWh)	R\$0,2954
Payback (anos)(atualizar cada vez)	8,11
TIR	23,32%
VPL	R\$181.105,38

Fonte: o autor

Portanto, este investimento é viável, pois seu VPL deu positivo e sua TIR foi maior que a TMA requerida pelos investidores. O tempo de *payback*, neste caso, foi bem maior que no caso da usina de telhado, devido às piores condições de tarifa, impostos e taxa de gestão. Contudo, o LCOE (custo da energia) para esse sistema FV ainda resultou em um valor ligeiramente mais baixo do que o valor que o investidor receberá mensalmente, que, em média, R\$ 0,361909 / kWh.

4.3 ANÁLISE ECONÔMICA COMPARATIVA - INVESTIDORES

A Tabela 17 apresenta o resumo final que permite a comparação entre os dois sistemas FV propostos neste trabalho.

Tabela 17 - Resumo Final Comparativo entre as duas Usinas FV

Indicador	USINA TELHADO	USINA SOLO
	AUTOCONSUMO	G. COMPARTILHADA
kWp total do projeto	33,35 kWp	112,32 kWp
Preço inicial do Projeto	R\$66.636,94	R\$258.991,04
Preço em R\$/kWp	R\$ 1.998,41	R\$ 2.305,83
LCOE (R\$/kWh)	R\$0,3032	R\$0,2954
Payback (anos)	5,03	8,11
TIR	31,53%	23,32%
VPL	R\$94.112,77	R\$181.105,38
Tarifa Compensação (ano 1)	R\$0,661372	R\$0,546938
PIS e COFINS (TE e TUSD)	ISENTO	não isento
ICMS da TUSD na COPEL	não isento	não isento
ICMS da TE na COPEL	ISENTO	não isento
Taxa de Gestão de empresa terceira?	0%	10%
Desconto percentual para Consumidor	20%	20%
Rentabilidade média em R\$/kWh para investidor (ano 1)	R\$0,509863	R\$0,361909
20% de Desconto p/ consumo 1000kwh trifásico	R\$119,05	R\$98,45
Consumidores precisam trocar de titularidade?	Sim	Não
Irradiação Global Mensal (GHI)	147,28 kWh/m ²	147,28 kWh/m ²
Irradiação Global Efetiva (após correções)	135,63 kWh/m ²	146,17 kWh/m ²
Ângulo de Azimute c/ relação ao NORTE	+101° -79° +11°	0°
Geração Total Injetada (mensal)	3.394 kWh	13.537 kWh
Yield ou Produtividade	101,78	120,52
Performance Ratio (PR)	68,6%	76,8%

Fonte: o autor

Do ponto de vista do investidor, ambas as usinas FV tiveram VPL positivo, o que é um sinal de que ambos os investimentos iniciais retornariam para os proprietários em algum momento.

A usina de autoconsumo (telhado) tem uma TIR superior à da usina compartilhada (de solo) e seu tempo de *payback* também é consideravelmente menor que o da usina compartilhada, cerca de 3 anos a menos. Outras duas vantagens importantes da usina de autoconsumo são que o investimento inicial é menor e o retorno do investimento (em R\$/kWh), depois que a usina já está sendo alugada para

os consumidores é de R\$ 0,509863 / kWh no primeiro ano, bem superior ao retorno da usina compartilhada (R\$ 0,361909 / kWh).

Por outro lado, uma das vantagens da usina FV no modo de geração compartilhada é que o LCOE dela é ligeiramente menor, devido ao fato de ter uma geração FV proporcionalmente maior que a usina de autoconsumo. O *Yield* (kWh/kWp) da usina compartilhada também é melhor, influenciado principalmente pela quantidade menor de obstáculos que causam sombreamento, e pelo fato de a usina de solo poder ser construída apontando exatamente para a direção norte com ângulo de azimute 0°, sem ser obrigada a colocar módulos nas direções leste ou oeste.

4.4 ANÁLISE ECONÔMICA COMPARATIVA - CONSUMIDORES

Outro ponto chave na comparação entre os modelos compartilhado e autoconsumo é quanto à isenção de impostos. O autoconsumo, pelo fato de a concessionária entender que se trata da mesma pessoa enviando energia para seus próprios imóveis, há isenção de ICMS da TE e isenção de PIS e COFINS, tanto na TE, quanto na TUSD. Isso significa que a energia vinda de uma usina de autoconsumo entra com um valor maior (melhor) na fatura do cliente, então o “poder de desconto” dessa energia na fatura do cliente também será maior, como pode ser visto nas Tabelas 18 e 19.

Tabela 18 - Consumidor Energia por Assinatura - Autoconsumo

AUTOCONSUMO			
Descrição	Energia	Tarifa	Subtotal R\$
Consumo	1.000 kWh	R\$0,848338	R\$ 848,34
Injeção Autoconsumo GD2	-900 kWh	R\$0,661372	-R\$ 595,23
		Fatura Restante da COPEL	R\$ 253,10
(1)	Valor R\$ Abatido da Fatura		R\$ 595,23
	Desconto % Acordado em Contrato		20%
(2)	Valor R\$ cobrado em vez disso		R\$ 476,19
		Fatura Antiga do cliente	R\$ 848,34
(3)	Fatura Nova do cliente (2 faturas)		R\$ 729,29
(4)	Desconto para o Cliente		R\$ 119,05

Fonte: o autor

Tabela 19 - Consumidor Energia por Assinatura - Compartilhado

G. COMPARTILHADA			
Descrição	Energia	Tarifa	Subtotal R\$
Consumo	1.000 kWh	R\$0,848338	R\$ 848,34
Injeção Autoconsumo GD2	-900 kWh	R\$0,546938	-R\$ 492,24
Fatura Restante da COPEL			R\$ 356,09
(1)	Valor R\$ Abatido da Fatura		R\$ 492,24
	Desconto % Acordado em Contrato		20%
(2)	Valor R\$ cobrado em vez disso		R\$ 393,80
Fatura Antiga do cliente			R\$ 848,34
(3)	Fatura Nova do cliente (2 faturas)		R\$ 749,89
(4)	Desconto para o Cliente		R\$ 98,45

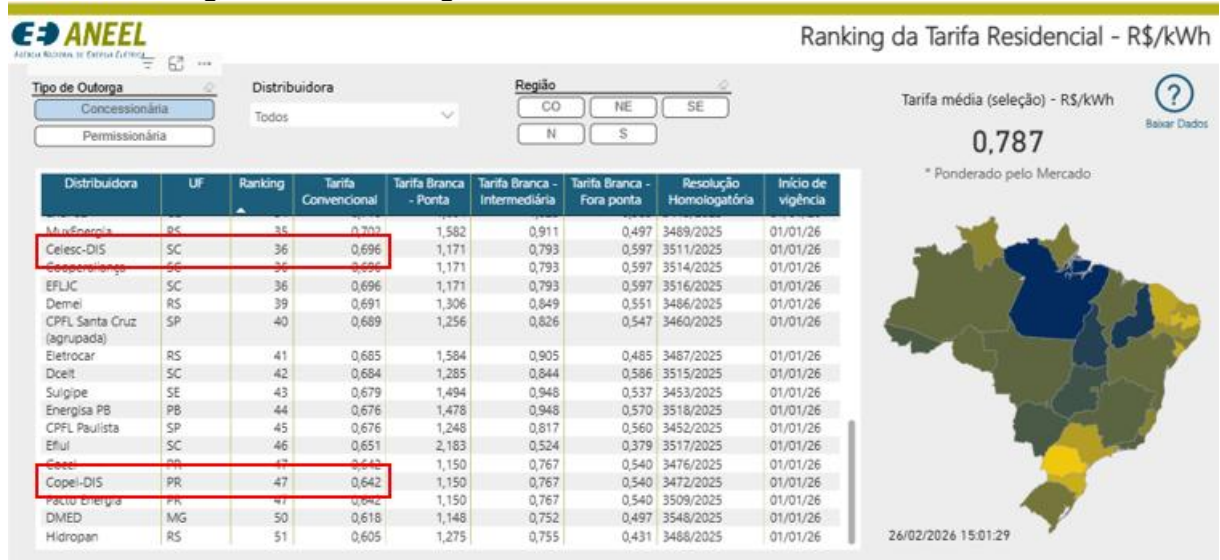
Fonte: o autor

As Tabelas 18 e 19 representam o mesmo consumidor de 1000 kWh, com custo de disponibilidade trifásico, isto é, de todo o consumo dele, sempre haverá 100 kWh que não poderão ser abatidos porque é uma cobrança mínima obrigatória da concessionária. No autoconsumo (Tabela 18), a usina consegue abater R\$ 595,23 da fatura original, que seria o valor da energia injetada. Mas, o investidor cobra 20% a menos que isso, por isso é cobrado R\$ 476,19. Ao todo, o consumidor antes pagava R\$ 848,34 e passa a pagar, ao todo, R\$ 729,29 (somando as duas faturas). No modo compartilhado, a usina só consegue abater R\$ 492,24 e, ao cobrar 20% a menos, cobrará R\$ 393,80 do cliente (para o investidor, já é um faturamento menor que no autoconsumo). Ao todo, o cliente consumidor vai pagar uma fatura combinada de R\$ 749,89 (cerca de R\$ 20 a mais que no autoconsumo). Em faturas maiores, essa diferença fica ainda maior. Nestes estudos de casos, fica claro que, para o cliente consumidor, é fica mais aderir a um modelo de usina operando em autoconsumo.

4.5 TARIFA DE ENERGIA NÍVEL DE IRRADIAÇÃO NO PARANÁ

É importante ressaltar que a COPEL atualmente tem uma das tarifas de consumo residencial (de grupo B convencional) mais baratas do Brasil entre as concessionárias, já que ela ocupa a 47ª posição de um ranking com 51 concessionárias (Figura 46).

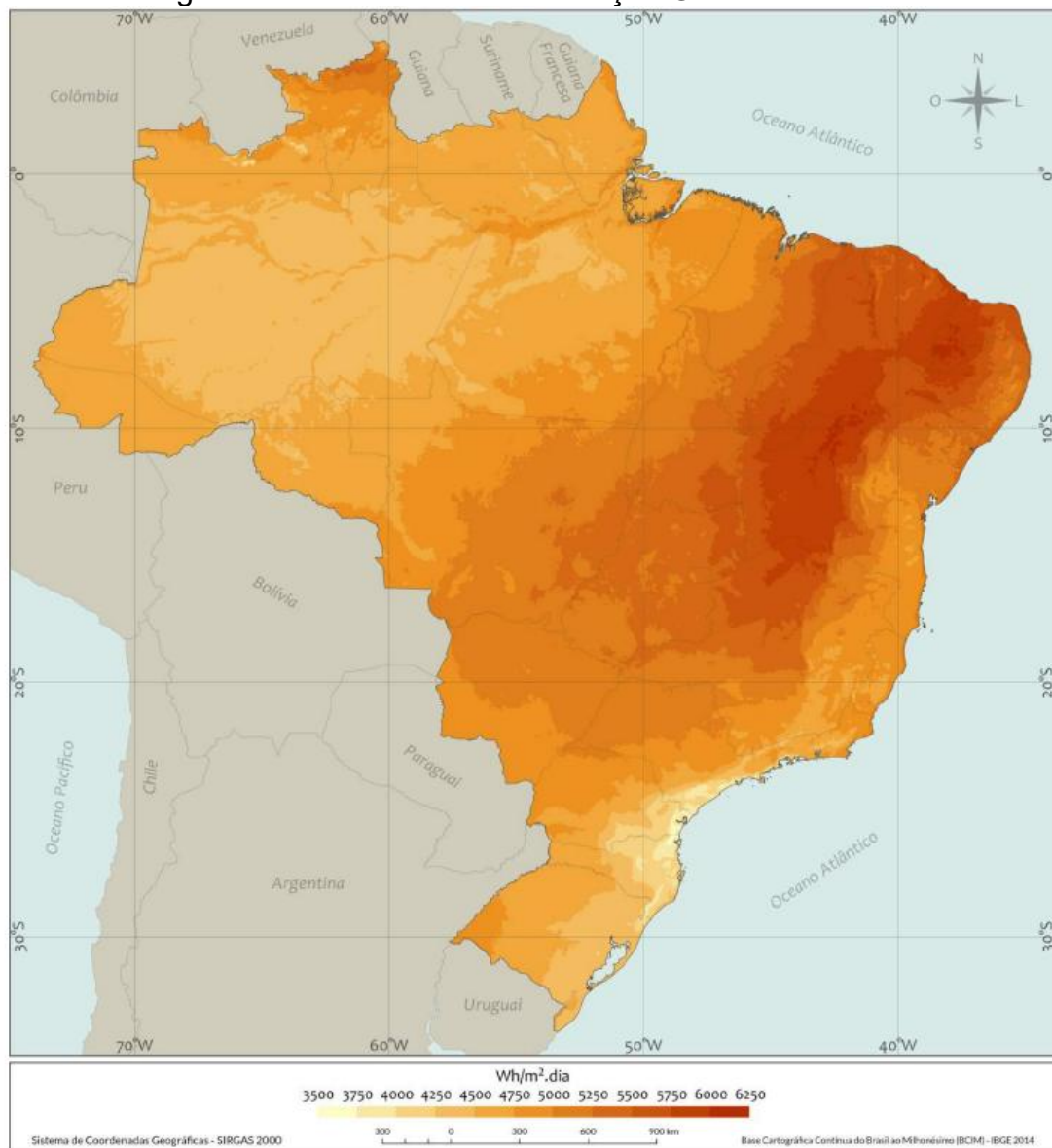
Figura 46 - Ranking das concessionárias mais caras do Brasil



Fonte: ANEEL, 2026

Além da tarifa de consumo residencial baixa, o Paraná também é um estado com índices de irradiação relativamente baixos, se comparados a outros estados do Brasil, como pode ser observado na figura 47.

Figura 47 - Total Diário de Irradiação Global Horizontal



Fonte: PEREIRA et al., 2017

Mais detalhes conclusivos sobre a tarifa de energia da COPEL e a irradiação solar no Paraná serão discutidos na parte final da conclusão deste trabalho, bem como sugestões de alteração nesses quesitos para futuros trabalhos na área.

5 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS

A metodologia desenvolvida possibilita, por meio de simulações, avaliar a atratividade financeira de usinas FV conectadas à rede elétrica para consumidores do ambiente de contratação regulado (ACR), via os mecanismos de compensação de energia via autoconsumo e geração compartilhada.

Os resultados mostram que, para ambos os modelos de compensação, o empreendimento apresenta viabilidade financeira para o investidor.

É de grande importância ressaltar que a operação em autoconsumo contém mais riscos e deveres administrativos para o investidor. Como o mesmo não tem uma empresa gestora de energia para alugar usinas para múltiplas pessoas/empresas ao mesmo tempo, será necessário trocar a titularidade de todos os clientes consumidores para a mesma titularidade da usina. Ou seja, se a usina estiver sob a titularidade do CPF do investidor, no exemplo simulado aqui, teria que se trocar a titularidade de sete consumidores terceiros para a responsabilidade dele dentro da COPEL. Isso é especialmente arriscado caso alguns desses consumidores se tornem inadimplentes ao longo do percurso, porque o ônus de pagar a fatura de energia sempre é do titular da fatura. Como o investidor trocou as titularidades, para a COPEL, todas aquelas unidades são do próprio investidor, então é ele quem será cobrado judicialmente pela concessionária em casos de inadimplências.

No caso específico do autoconsumo remoto, os contratos privados firmados entre o proprietário da usina e os consumidores beneficiários da usina precisam ser feitos com bastante cuidado, de forma que fique explícito ser um contrato de aluguel de equipamentos fotovoltaicos. Em caso de inadimplências por parte do consumidor, caso o contrato não tenha sido feito dessa forma, se torna juridicamente frágil e pode causar sérios prejuízos financeiros ao investidor da usina. As piores consequências possíveis nesse caso seriam: a justiça não reconhecer que o consumidor é responsável pela dívida, mas sim o investidor (pelo fato de as faturas estarem no CPF/CNPJ dele); ou ainda a concessionária processar o investidor por ter feito um contrato de venda de energia para consumidor de grupo B, anular todas as compensações de energia dos últimos três anos de operação, e cobrar multa por ter infringido a lei.

Por outro lado, para o modelo de geração compartilhada, as duas grandes vantagens são: a maior possibilidade de escalar e conseguir novos consumidores

mais rapidamente; e a segurança jurídica de ter uma empresa especializada gerindo toda a energia sem que haja necessidade de múltiplas trocas de titulares entre os consumidores e a usina. Em casos de inadimplência no modelo compartilhado, o consumidor inadimplente pode facilmente ser retirado e substituído por outro em até 30 dias.

No autoconsumo isso nem sempre é possível, visto que as concessionárias impedem algumas movimentações (incluindo de titularidade) nas contas de pessoas/empresas que estejam inadimplentes com as concessionárias. Em outras palavras, se um dos sete consumidores da usina de autoconsumo ficasse inadimplente com a fatura da COPEL, por exemplo, o próprio investidor teria que pagar essa fatura do cliente para poder retirar ele do “grupo” da usina, causando um prejuízo ao investidor e lentidão em todo o processo de substituição desse cliente por um novo.

Aqui foi discutido extensamente o modelo de geração compartilhada voltado ao aluguel de usinas FV de investimento para posteriormente oferecer energia por assinatura a múltiplos consumidores interessados, já que essa é uma prática bastante comum no mercado. No entanto, a geração compartilhada pode ser utilizada apenas para benefício dos próprios cooperados / associados / consorciados, sem que haja consumidores terceiros envolvidos. Nesse caso, um grupo de investidores poderia se reunir em um CNPJ de cooperativa, associação ou consórcio de geração compartilhada, apenas para construir (ou comprar) uma usina FV em sociedade, com cada investidor detendo uma fração da usina. Mensalmente investidor-sócio receberia em suas próprias UCs beneficiárias a parte correspondente da energia gerada pela usina, na fração idêntica ao que estiver disposto no contrato social do CNPJ. Dessa forma, não haveria necessidade de ter uma empresa gestora de energia intermediando a operação, e não haveria necessidade de “cobrar uma fatura do consumidor com 20% de desconto”, já que os próprios investidores seriam também os consumidores.

Como foi exposto na parte final dos resultados, a concessionária COPEL tem uma das tarifas de energia para consumidores grupo B mais baratas do Brasil, diminuindo os indicadores de viabilidade financeira para estes projetos. Além disso, vale lembrar que o Paraná é um dos estados com níveis de irradiação mais baixos do país, o que certamente diminuiu a geração FV dos projetos simulados e aumentou o tempo de payback das usinas FV.

Frente aos sistemas FV instalados em outros estados e atendidos pelas outras distribuidoras do Brasil, pode-se concluir que os resultados apresentados neste trabalho são conservadores no âmbito nacional. Portanto, para futuros trabalhos, sugere-se fazer um estudo em localidades com altos índices de irradiação. Como observado previamente na Figura 47, localidades mais atrativas para esses investimentos seriam, por exemplo, em estados como: Bahia; Ceará; Piauí; Rio Grande do Norte; Paraíba; Pernambuco; região norte de Minas Gerais; e regiões leste de Tocantins e de Goiás; todas essas regiões com 20% a 30% a mais de incidência solar do que a região aqui estudada (norte do Paraná).

REFERÊNCIAS

ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. Infográfico ABSOLAR nº 85. **São Paulo: ABSOLAR, 2025**. Infográfico (PDF). Disponível em: <https://www.absolar.org.br/arquivos>. Acesso em: 11 nov. 2025

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Modernização tarifária: ANEEL abre consulta pública sobre tarifa horária para consumidores com consumo elevado. 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2025/modernizacao-tarifaria-aneel-abre-consulta-publica-sobre-tarifa-horaria-para-consumidores-com-consumo-elevado>. Acesso em: 25 mar. 2026

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Homologatória nº 3.169, de 29 de dezembro de 2022. Publica os percentuais de redução para aplicação da regra de transição disposta no art. 27 da Lei nº 14.300/2022 sobre a energia do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE. 2022. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20223169ti.pdf>. Acesso em: 25 fev. 2026

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa Nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021. 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>. Acesso em: 19 fev. 2026

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa ANEEL Nº 1.060, de 7 de fevereiro de 2023. 2023a. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20231060_2_1.pdf. Acesso em: 20 dez. 2025

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012. 2012. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 15 jan. 2026

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015. 2015. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.html>. Acesso em: 19 jan. 2026

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 1059, DE 7 DE FEVEREIRO DE 2023. 2023b. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.pdf>. Acesso em: 5 jan. 2026

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Ranking das tarifas — Portal Relatórios Abertos. Brasília, DF, 2026. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/rankingtarifas>. Acesso em: 26 fev. 2026.

ALHMOUD, Lina. Why Does the PV Solar Power Plant Operate Ineffectively? *Energies*, v. 16, n. 10, p. 4074, 13 de maio de 2023. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/10/4074>. Acesso em: 17 fev. 2026.

ASTRONERGY. ASTRO N5 CHSM72N(DG)/F-BH: *Bifacial Series (565–585 W) – Technical Datasheet*. 2023. Disponível em: https://www.astronergy.com/wp-content/uploads/2023/08/182565585ASTRO-N5_CHSM72NDGF-BH_2278x1134x30_EN_20230823.pdf. Acesso em: 23 fev. 2026

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Ranking de tarifas. **Portal de Relatórios da ANEEL**. 2026. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/rankingtarifas>. Acesso em: 25 fev. 2026

BRASIL. Conheça a Resolução 1.000, que reúne os direitos e deveres do consumidor de energia elétrica. **Gov.br**, 20 dez. 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/conheca-a-resolucao-1-000-que-reune-os-direitos-e-deveres-do-consumidor-de-energia-eletrica>. Acesso em: 25 fev. 2026

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. 2004a. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ Ato20042006/2004/Decreto/D5163.htm. Acesso em: 19 dez. 2025

BRASIL. Lei Complementar nº 194, de 23 de junho de 2022. 2022b. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/lcp/Lcp194.htm. Acesso em: 20 fev. 2026.

BRASIL. Lei nº 10.637, de 30 de dezembro de 2002. 2002. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/L10637.htm.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. 2004b. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato20042006/2004/lei/l10.848.htm. Acesso em: 19 dez. 2025

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. 2022a. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm. Acesso em: 11 fev. 2026

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Lista pública de cálculos tarifários. 2025. Disponível em: <https://calculostarifarios.aneel.gov.br/lista-publica>. Acesso em: 03 dez. 2025

CANAL SOLAR. Lei 14.300: como calcular o fator de simultaneidade? Canal Solar, 17 jun. 2024. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/lei-14-300-calcular-fator-simultaneidade/>. Acesso em: 10 jan. 2026

COMERC ENERGIA. Abertura do mercado livre de energia: minha empresa pode migrar em 2024? **Panorama Comerc**, 28 mar. 2023. Disponível em: <https://www.comerc.com.br/panorama/abertura-do-mercado-livre-de-energia-2024>. Acesso em: 18 fev. 2026

COPEL – Companhia Paranaense de Energia. Tarifas de energia elétrica – Copel Distribuição. 2021a. **Curitiba: Copel**, [s.d.]. Disponível em: <https://www.copel.com/site/copel-distribuicao/tarifas-de-energia-eletrica/#grupoB>. Acesso em: 22 fev. 2026

COPEL – Companhia Paranaense de Energia. Tributos. 2021b. **Curitiba: Copel**, [s.d.]. Disponível em: <https://www.copel.com/site/copel-distribuicao/tributos/>. Acesso em: 24 fev. 2026

COSTA, Lucas Pereira da. Avaliação da viabilidade técnica e financeira da minigeração solar fotovoltaica de 1 MWp na Fazenda da Ressacada II da Universidade Federal de Santa Catarina. 2021. **Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina**, Florianópolis, 2021. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/223550>. Acesso em: 25 jan. 2026

COSTA, Lucas; PINTO, Gustavo Xavier de Andrade; SANTOS, Daniel Odílio dos; NASPOLINI, Helena Flávia; RÜTHER, Ricardo. Avaliação da atratividade financeira da minigeração solar fotovoltaica de 1 MW na Fazenda da Ressacada II da Universidade Federal de Santa Catarina. In: IX Congresso Brasileiro de Energia Solar – CBENS, 2022, Florianópolis–SC. **Anais [...]. Florianópolis-SC: Associação Brasileira de Energia Solar – ABENS**, 2022. p. 1-10. DOI: <https://doi.org/10.59627/cbens.2022.1139>. Acesso em: 19 jan. 2026

ENERGÊS. Entenda o novo formato de compensação de energia da Lei 14.300/22. **Energês**, 19 abr. 2023. Disponível em: <https://energes.com.br/novo-formato-de-compensacao-de-energia/>. Acesso em: 19 fev. 2026

GOOGLE. Google Maps [imagem]. 2026a. Disponível em: <https://maps.app.goo.gl/1q8scUyPAfoz1uRW8>. Acesso em: 26 fev. 2026

GOOGLE. Google Maps [imagem]. 2026b. Disponível em: <https://maps.app.goo.gl/UL1ygzUQF3UGSAZ47>. Acesso em: 26 fev. 2026

GRECO, Verena. LCOE: o que é e como calcular o custo nivelado de energia? **Soluções EDP**, 09 abr. 2024. Disponível em: <https://solucoes.edp.com.br/blog/lcoe-calculo-custo-nivelado-energia/>. Acesso em: 20 fev. 2026

GULKOWSKI, S. Specific Yield Analysis of the Rooftop PV Systems Located in South-Eastern Poland. **Energies**. 2022, 15, 3666. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en15103666>. Acesso em: 19 fev. 2026

HUAWEI. SUN2000-8/10/12/15/17/20KTL-M2 Technical Specification. [S.l.]: **Huawei Technologies Co., Ltd.**, 2019. Disponível em: <https://solar.huawei.com/-/media/Solar/attachment/pdf/apac/datasheet/SUN2000-8-20KTL-M2.pdf>. Acesso em: 25 fev. 2026

HUAWEI. SUN2000-75KTL-M1: especificações técnicas (datasheet). **Huawei Technologies Co., Ltd.**, 2022. Disponível em: https://www.hdt.energy/wp-content/uploads/2022/09/Datasheet-SUN2000-75KTL-M1_PT_BR_220706.pdf. Acesso em: 26 fev. 2026.

HUAWEI. SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M1 Technical Specification Datasheet. [S.l.]: **Huawei Technologies Co., Ltd.**, 2025. Disponível em: <https://solar.huawei.com/en-GB/download?p=/-/-media/Solar/attachment/pdf/eu/datasheet/SUN2000-3-10KTL-M1.pdf>. Acesso em: 26 fev. 2026

IENERGYBR. A promessa e o desafio da abertura do mercado livre de energia para o consumidor comum. 12 set. 2025. Disponível em: <https://ienergybr.com.br/noticias/a-promessa-e-o-desafio-da-abertura-do-mercado-livre-de-energia-para-o-consumidor-comum>. Acesso em: 27 fev. 2026

JORDAN, Dirk C., KURTZ, Sarah R., VANSANT, Kaitlyn., NEWMILLER, Jeff., Compendium of photovoltaic degradation rates, **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, **24(7)**. **2016**. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/pip.2744>. Acesso em: 26 fev. 2026

KAYABAŞI, Ramazan; KAYA, Metin. Effect of module operating temperature on module efficiency in photovoltaic modules and recovery of photovoltaic module heat by thermoelectric effect. **Journal of Thermal Engineering**, v. 9, n. 1, p. 191–204, jan. 2023. Disponível em: <https://jten.yildiz.edu.tr/storage/upload/pdfs/1674826485-en.pdf>. Acesso em: 25 fev. 2026

LABORATÓRIO DE MODELAGEM E ESTUDOS DE RECURSOS RENOVÁVEIS DE ENERGIA – LABREN. Dados de irradiação para o Estado do Paraná – Atlas Brasileiro de Energia Solar – 2ª edição (2017). 2017. Disponível em: https://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017_PR.html. Acesso em: 15 fev. 2026

MERMOUD, André. Use and validation of PVSYST, a user-friendly software for PV-system design. **Thirteenth European Photovoltaic Solar Energy Conference, Nice**, 23-27 out. 1995. Nice. Disponível em: <https://archive-ouverte.unige.ch/unige:119365>. Acesso em: 20 fev. 2026

METEOTEST. Meteonorm. 2019, Disponível em: <http://www.meteonorm.com>. Acesso em: 30 jan. 2026

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas**

brasileiro de energia solar. 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80p. Disponível em: <http://doi.org/10.34024/978851700089>. Acesso em: 20 fev. 2026.

PVSYST. Array incidence loss (IAM). 2020a. Disponível em: <https://www.pvsyst.com/help/project-design/array-and-system-losses/array-incidence-loss-iam.html>. Acesso em: 24 fev. 2026

PVSYST. Soiling Loss. 2020b. Disponível em: https://www.pvsyst.com/help-pvsyst7/index.html?soiling_loss.htm. Acesso em: 25 fev. 2026

PVSYST. Ohmic Losses. 2020c. Disponível em: <https://www.pvsyst.com/help/project-design/array-and-system-losses/ohmic-losses/index.html#ohmic-loss-definition>. Acesso em: 25 fev. 2026

PVSYST. Ageing general: ageing, PV modules degradation. 2020d. Disponível em: https://www.pvsyst.com/help-pvsyst7/index.html?ageing_general.htm. Acesso em: 25 fev. 2026

PVSYST. LID Loss. 2020e. Disponível em: <https://www.pvsyst.com/help/project-design/array-and-system-losses/lid-loss.html>. Acesso em: 25 fev. 2026

PVSYST. Unavailability Loss. 2020f. Disponível em: <https://www.pvsyst.com/help/project-design/array-and-system-losses/unavailability-loss.html>. Acesso em: 25 fev. 2026

PVSYST. Module Quality Losses. 2020g. Disponível em: <https://www.pvsyst.com/help/project-design/array-and-system-losses/module-quality-losses.html>. Acesso em: 25 fev. 2026

PVSYST. Mismatch Losses. 2020h. Disponível em: https://www.pvsyst.com/help-pvsyst7/mismatch_loss.htm. Acesso em: 25 fev. 2026

PVSYST. Array Thermal Losses. 2020i. Disponível em: <https://www.pvsyst.com/help/project-design/array-and-system-losses/array-thermal-losses/index.html>. Acesso em: 25 fev. 2026

PVSYST. PVsyst 8. 2026. Disponível em: <https://www.pvsyst.com/en/products/pvsyst-8/>. Acesso em: 26 jan. 2026.

SCHIRATO, V. R., ALMEIDA, F. The distributed generation regime in Brazil: The electricity compensation system in Federal Law No. 14,300 of January 2022. **Revista Facultad de Jurisprudencia**, vol. 13, 2023. Pontificia Universidad Católica del Ecuador. Disponível em: <https://www.redalyc.org/journal/6002/600271948008/>. Acesso em: 23 fev. 2026.

ZONEN, B.V. Kipp & Zonen B.V., 2017. Disponível em: <https://blog.otthydromet.com/en/soiling-measurement-is-included-in-iec-standard-61724-1/#.XzAMpyhKjIV>. Acesso em: 26 fev. 2026