

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

RICARDO ANDRE BERTOLDI

**MODELO PARA ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA PARA
IMPLANTAÇÃO DE SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM CLIENTES DO SUBGRUPO A4**

CURITIBA

2021

RICARDO ANDRE BERTOLDI

**MODELO PARA ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA PARA
IMPLANTAÇÃO DE SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM CLIENTES DO SUBGRUPO A4**

Monografia apresentada como requisito parcial à obtenção do título de Especialista, Curso de Especialização em Eficiência Energética e Geração Distribuída, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Dr. Clodomiro Unsihuay Vila

CURITIBA

2021



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO

SETOR DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO

CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA -
40001016317E1

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da Monografia de Especialização de RICARDO ANDRE BERTOLDI intitulada: MODELO PARA ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA PARA IMPLANTAÇÃO DE SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM CLIENTES DO SUBGRUPO A4, que após terem inquirido o aluno e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de especialista está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

Curitiba, 23 de dezembro de 2021.

Clodomiro Unsihuay-Vila

Presidente da Banca Examinadora

Prof. Dr. CLODOMIRO UNSIHUAY VILA
Docente do Depto. de Eng. Elétrica
Matrícula UFPR 201797

James Alexandre Baraniuk

Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Prof. Dr. JAMES ALEXANDRE BARANIUK
Docente do Depto. de Eng. Elétrica
Matrícula UFPR 202140

*Dedico o presente trabalho ao maior e mais precioso bem
presente em minha vida: minha família!*

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela gratuita oportunidade a mim concedida de possuir as condições necessárias de chegar ao ponto de desenvolver esta monografia.

Aos meus pais Elizete (*in memoriam*) e Ilton por terem sido incansáveis em disponibilizar toda a forma de acesso ao conhecimento e estudo de que necessitei.

Aos meus sogros Mônica e Jacob por serem um permanente exemplo de fé e otimismo.

Aos meus irmãos Julliano, Kharin, Madalena e Thiago cujas inteligência e atitudes me fazem buscar o melhor dentro de mim para poder acompanhá-los.

Aos meus filhos Bernardo e Caetano pelos incontáveis momentos de companheirismo e aprendizado que gratuitamente me presenteiam diariamente desde o dia de seus nascimentos.

À minha alma gêmea, esposa e amada companheira Michelle, sem a qual eu nada seria, pela infinita paciência e apoio em todos os momentos desta jornada chamada vida.

A todos os professores que dedicaram horas de seu tempo para compartilhar seu conhecimento, em especial, ao meu orientador Prof. Dr. Clodomiro Unsihuay Vila pelo otimismo, incentivo e contribuições dadas durante a redação deste trabalho.

RESUMO

O número de geradores solares fotovoltaicos conectados à rede das concessionárias de energia vem crescendo de forma exponencial no Brasil. A alternativa com maior adesão está relacionada a autoprodução em unidades consumidoras do grupo B devido a simplicidade de execução e aos excelentes resultados financeiros alcançados. Na geração *on grid* uma parcela da energia produzida no painel fotovoltaico é consumida imediatamente e o excedente é injetado na rede da concessionária, transformando-se em créditos para compensar o consumo futuro quanto não há produção ou quando esta é insuficiente para suprir a demanda da carga. Embora unidades consumidoras do grupo A, atendidos em média e alta tensão, também possam aderir ao uso de geração própria conectada à rede, relações contratuais de fornecimento de energia distintas do grupo B obrigam a uma análise mais abrangente para a checagem da viabilidade financeira e adoção da tecnologia. A diferença de tarifas aplicada em horários alternados do dia abre oportunidades para o uso combinado de produção e armazenamento da energia proveniente do painel fotovoltaico em baterias e representa uma alternativa para clientes deste grupo, tanto sob o ponto de vista financeiro como de imagem institucional ligada a sustentabilidade. No mundo dos negócios, apenas a beleza da tecnologia é insuficiente para sua implantação. É imperativo que as inovações sejam viáveis economicamente para que sejam então colocadas em prática. Esta monografia apresenta um modelo implementado na ferramenta Microsoft Excel para análise de viabilidade financeira do uso de geradores fotovoltaicos combinados com armazenamento de energia em unidades consumidoras do subgrupo A4. O modelo desenvolvido neste trabalho foi aplicado em três unidades consumidoras demonstrando aos empreendedores que a viabilidade financeira varia caso a caso, dependendo da combinação de variáveis de operação, técnicas, econômicas e regulatórias.

Palavras-chave: Modelo para análise de viabilidade financeira. Geração fotovoltaica. Armazenamento de energia. Grupo A4. PL 5829/2019.

ABSTRACT

The number of photovoltaic solar generators connected to the grid of energy concessionaires has been growing exponentially in Brazil. The alternative with greater adherence is related to self-production in consumer units of group B due to the simplicity of execution and the excellent financial results achieved. In on-grid generation, a portion of the energy produced in the photovoltaic panel is consumed immediately and the surplus is injected into the concessionaire's grid, turning into credits to compensate for future consumption when there is no production or when it is insufficient to meet the demand of the load. Although consumer units of group A, served in medium and high voltage, can also adhere to the use of their own generation connected to the grid, contractual energy supply relationships different from group B require a more comprehensive analysis to check the financial viability and adoption of technology. The difference in tariffs applied at alternate times of the day opens opportunities for the combined use of production and storage of energy from the photovoltaic panel in batteries and represents an alternative for customers in this group, both from a financial point of view and from an institutional image linked to sustainability. In the business world, only the beauty of technology is insufficient for its implementation. It is imperative that the innovations are economically viable so that they can then be put into practice. This monograph presents a model implemented in the Microsoft Excel tool to analyze the financial viability of the use of photovoltaic generators combined with energy storage in consumer units of subgroup A4. The model developed in this work was applied to three consumer units, demonstrating to entrepreneurs that financial viability varies from case to case, depending on the combination of operational, technical, economic and regulatory variables.

Keywords: Financial feasibility analysis model. Photovoltaic generation. Energy storage. Group A4. PL 5829/2019.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1 – LÓGICA DE ANÁLISE

FIGURA 2 – HISTÓRICO DE REAJUSTES COPEL/DIS

FIGURA 3 – REAJUSTE TARIFÁRIO ACUMULADO

FIGURA 4 – DEMANDA E CAPACIDADE DE GERAÇÃO

FIGURA 5 – DEMANDA DE ELETRICIDADE NO BRASIL, 1970-2030

FIGURA 6 – RECURSO SOLAR NO PLANETA TERRA

FIGURA 7 – RANKING TOP 10 IRENA

FIGURA 8 – PREÇO U\$/W DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

FIGURA 9 – PREÇO U\$/kWh DE BATERIAS

FIGURA 10 – EVOLUÇÃO DA FONTE FOTOVOLTAICA NO BRASIL

FIGURA 11 – PROJEÇÃO DE CAPACIDADE INSTALADA DE MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

FIGURA 12 – PERDAS DE CONVERSÃO

FIGURA 13 – GERAÇÃO EM $FDI \geq 1$

FIGURA 14 – CURVA DEGRADAÇÃO DE MÓDULO FOTOVOLTAICO

FIGURA 15 – CURVA DE $Ah_{TH} \times DoD$

FIGURA 16 – SOBREPOSIÇÃO DE CURVAS

FIGURA 17 – FLUXOGRAMA DO MODELO

FIGURA 18 – FLUXOGRAMA CAPEX GERADOR FOTOVOLTAICO

FIGURA 19 – APLICAÇÃO CHAVE DE TRANSFERÊNCIA

FIGURA 20 – FLUXOGRAMA CAPEX GERADOR FOTOVOLTAICO COM ARMAZENAMENTO

FIGURA 21 – PARÂMETROS DE ENTRADA: INDÚSTRIA METALÚRGICA

FIGURA 22 – PARÂMETROS DE ENTRADA: INDÚSTRIA DE CEREAIS

FIGURA 23 – PARÂMETROS DE ENTRADA: RESTAURANTE

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – GRUPO A

TABELA 2 – EQUIPAMENTOS DISPONÍVEIS

TABELA 3 – VALORES DE COMPONENTES GERADOR FOTOVOLTAICO

TABELA 4 – VALORES DE COMPONENTES SISTEMA ARMAZENAMENTO

TABELA 5 – VALORES DE COMPONENTES DO OPEX

TABELA 6 – VALORES BANDEIRAS TARIFÁRIAS

TABELA 7 – CENÁRIOS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS

TABELA 8 – ENTRADA EM VIGOR DAS NOVAS REGRAS

TABELA 9 – REGRAS DE TRANSIÇÃO E DEFINITIVA

TABELA 10 – VALORES CALCULADOS: INDÚSTRIA METALÚRGICA

TABELA 11 – VALORES CALCULADOS: INDÚSTRIA DE CEREAIS

TABELA 12 – VALORES CALCULADOS: RESTAURANTE

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CONFAZ – Conselho Nacional de Política Fazendária

CAPEX – *Capital Expenditure*

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

COPEL/DIS – COPEL Distribuição S/A

DoD – *Deep of Discharge*

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FDI – Fator de Dimensionamento do Inversor

ICMS – Imposto Sobre a Circulação de Mercadorias

INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

IRENA – *International Renewable Energy Agency*

kW – Quilowatt

kWh – Quilowatt-hora

MME – Ministério de Minas e Energia

MW – Megawatt

OPEX – *Operation Expenditure*

PAYBACK – Tempo de Retorno do Investimento

PL – Projeto de Lei

PDE – Plano Decenal de Expansão de Energia

PNE – Plano Nacional de Energia

PR – Performance Ratio

REN 482/2012 – Resolução Normativa ANEEL Nº 482 de 2012

S.A. – Solicitação de acesso

SEFAZ – Secretarias do Estado da Fazenda

TE – Tarifa de Energia

TIR – Taxa Interna de Retorno

TMA – Taxa Mínima de Atratividade

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

UTFPR – Universidade Tecnológica Federal do Paraná

VPL – Valor Presente Líquido

W – Watt

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	15
1.1	JUSTIFICATIVA.....	15
1.2	OBJETIVOS.....	23
1.2.1	OBJETIVO GERAL.....	23
1.2.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	23
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	23
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	25
2.1	UNIDADES CONSUMIDORAS DO GRUPO A.....	25
2.2	COMPOSIÇÃO DA FATURA DE ENERGIA DO SUBGRUPO A4.....	25
2.2.1	DEMANDA CONTRATADA	26
2.2.2	DEMANDA MEDIDA.....	26
2.2.3	ENERGIA ELÉTRICA ATIVA CONSUMIDA	26
2.2.4	TARIFA DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO – TUSD.....	26
2.2.5	TARIFA DE ENERGIA – TE	26
2.2.6	BANDEIRA TARIFÁRIA.....	27
2.2.7	HORÁRIO DE PONTA.....	27
2.2.8	HORÁRIO FORA DE PONTA.....	27
2.2.9	TARIFA HOROSSAZONAL VERDE	27
2.3	SOLICITAÇÃO DE ACESSO	27
2.4	PROJETO DE LEI Nº 5.829/2019.....	27
2.5	CONVÊNIO ICMS 16/09 E LEI ESTADUAL PARANÁ 19.595/2018....	29
2.6	AUTOCONSUMO IMEDIATO DE ENERGIA	29
2.7	FATORES DE DESEMPENHO NA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	30
2.7.1	MÓDULO FOTOVOLTAICO	30
2.7.2	PAINEL FOTOVOLTAICO.....	30
2.7.3	IRRADIAÇÃO SOLAR	30

2.7.4	PERFORMANCE RATIO	31
2.7.5	ÁREA DISPONÍVEL	32
2.7.6	SOBREDIMENSIONAMENTO CC/CA.....	33
2.7.7	DEGRADAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	34
2.8	ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS.....	35
2.8.1	AUTONOMIA.....	35
2.8.2	DEEP OF DISCHARGE.....	35
2.8.3	BANCO DE BATERIAS	35
2.8.4	DEGRADAÇÃO DE BATERIAS DE ÍONS DE LÍTIO	36
2.9	ANÁLISE FINANCEIRA	38
2.9.1	CAPEX	39
2.9.2	OPEX	39
2.9.3	TAXA MÍNIMA DE ATRATIVIDADE – TMA	39
2.9.4	VALOR PRESENTE LÍQUIDO – VPL	39
2.9.5	TAXA INTERNA DE RETORNO – TIR	40
2.9.6	TEMPO DE RETORNO DO INVESTIMENTO – PAYBACK.....	40
3	METODOLOGIA	41
3.1	VISÃO GERAL.....	41
3.2	CHECAGEM DAS CONDIÇÕES LIMITE	43
3.3	DADOS DE FATURAMENTO	43
3.4	GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	43
3.4.1	IRRADIAÇÃO SOLAR	43
3.4.2	PERFORMANCE RATIO	44
3.4.3	ÁREA DISPONÍVEL	44
3.5	ESCOLHA DOS COMPONENTES	45
3.6	DETERMINAÇÃO DA POTÊNCIA DO PAINEL FOTOVOLTAICO	46
3.6.1	NÚMERO DE MÓDULOS NO PAINEL FOTOVOLTAICO	49

3.7	CÁLCULO DO CAPEX DO GERADOR FOTOVOLTAICO	49
3.8	ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	51
3.8.1	AJUSTE NA POTÊNCIA DO PAINEL FOTOVOLTAICO	52
3.8.2	ENERGIA A SER ACUMULADA NAS BATERIAS.....	53
3.8.3	NÚMERO DE BATERIAS NO BANCO	55
3.8.4	DIMENSIONAMENTO DA POTÊNCIA DE INVERSÃO CC/CA....	55
3.8.5	CÁLCULO DO CAPEX DO SISTEMA COM ARMAZENAMENTO	56
3.9	CÁLCULO DO OPEX.....	58
3.10	ENERGIA E PERDAS.....	60
3.11	VARIÁVEIS ECONÔMICAS E POLÍTICAS	60
3.11.1	INFLAÇÃO DE ENERGIA	60
3.11.2	INFLAÇÃO IPCA.....	61
3.11.3	BANDEIRAS TARIFÁRIAS.....	61
3.11.4	O PL 5.829/2019 NA ANÁLISE FINANCEIRA	62
3.11.5	ISENÇÃO DE ICMS SOBRE TE	64
3.11.6	AUTOCONSUMO FORA DE PONTA.....	64
3.12	VARIÁVEIS FINANCEIRAS	65
4	APLICAÇÃO DO MÉTODO E RESULTADOS OBTIDOS	66
4.1	INDÚSTRIA METALÚRGICA	68
4.1.1	COLETA DE DADOS.....	68
4.1.2	COMENTÁRIOS SOBRE OS PARÂMTEROS DE ENTRADA.....	70
4.1.3	ANÁLISE DE RESULTADOS	72
4.2	INDÚSTRIA DE PROCESSAMENTO DE CEREAIS	73
4.2.1	COLETA DE DADOS.....	73
4.2.2	COMENTÁRIOS SOBRE OS PARÂMETROS DE ENTRADA.....	75
4.2.3	ANÁLISE DE RESULTADOS	77
4.3	RESTAURANTE	79

4.3.1	COLETA E LANÇAMENTO DE DADOS.....	79
4.3.2	COMENTÁRIOS SOBRE AS VARIÁVEIS DE ENTRADA	81
4.3.3	ANÁLISE DE RESULTADOS	84
5	CONCLUSÕES.....	85
6	REFERÊNCIAS	87

1 INTRODUÇÃO

1.1 JUSTIFICATIVA

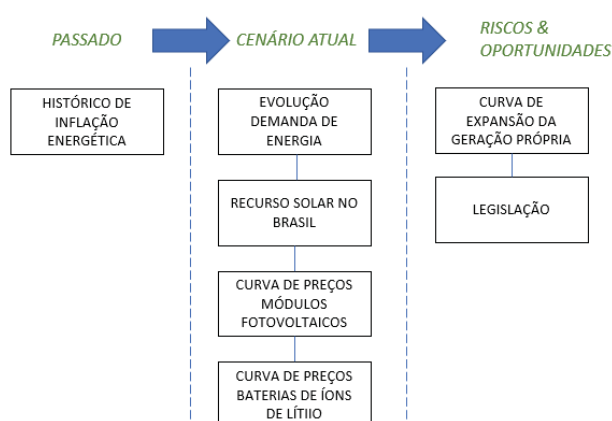
A gestão de energia elétrica ficou durante muitos anos focada no impacto do custo do insumo sobre a competitividade empresarial. Com a evolução do mercado o uso eficiente da eletricidade ganhou novos contornos e passou a afetar também fatores subjetivos como a imagem institucional das empresas e, em alguns casos, alcança até mesmo aspectos punitivos para produtos com alta pegada de carbono no processo produtivo.

Atualmente os recursos tecnológicos, ambientais e regulatórios permitem que gestores usem de maneira mais eficiente a energia elétrica. O desafio imposto aos empreendedores é tomar decisões sobre investimentos em novas soluções que ainda não lhes são familiares e que, conseqüentemente, geram dúvidas no processo decisório.

É sobre este processo de geração de indicadores de maneira confiável, simples e expedita que se desenvolve a presente monografia. Pretende-se dar aos gestores números a respeito de sistemas de geração própria e armazenamento de energia em plantas industriais, levando em consideração as variáveis de ambiente de negócio nas quais as empresas estão inseridas.

O fio condutor desta análise obedece ao esquema exibido na Figura 1:

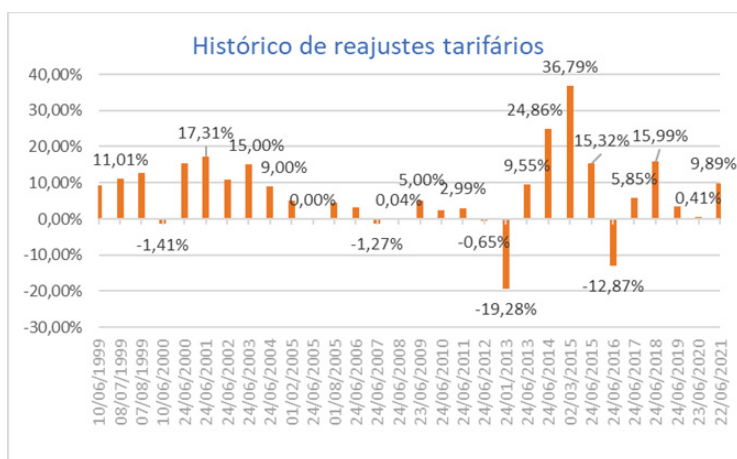
FIGURA 1 – LÓGICA DE ANÁLISE



Fonte: AUTOR (2021).

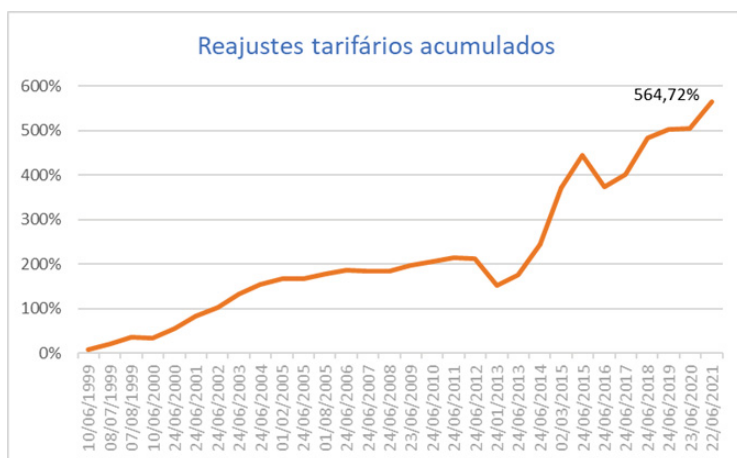
A inflação da energia elétrica obedece a critérios próprios determinados pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e leva em consideração aspectos gerais do produto no país todo, bem como peculiaridades de cada uma das suas distribuidoras. Na Figura 2 está apresentado o histórico de reajustes da tarifa de energia na concessionária COPEL/DIS (COPEL Distribuição S.A.) aplicados entre 10/06/1999 e 22/06/2021, enquanto a Figura 3 exibe o reajuste total acumulado no mesmo período.

FIGURA 2 – HISTÓRICO DE REAJUSTES COPEL/DIS



Fonte: COPEL, 2021a.

FIGURA 3 – REAJUSTE TARIFÁRIO ACUMULADO

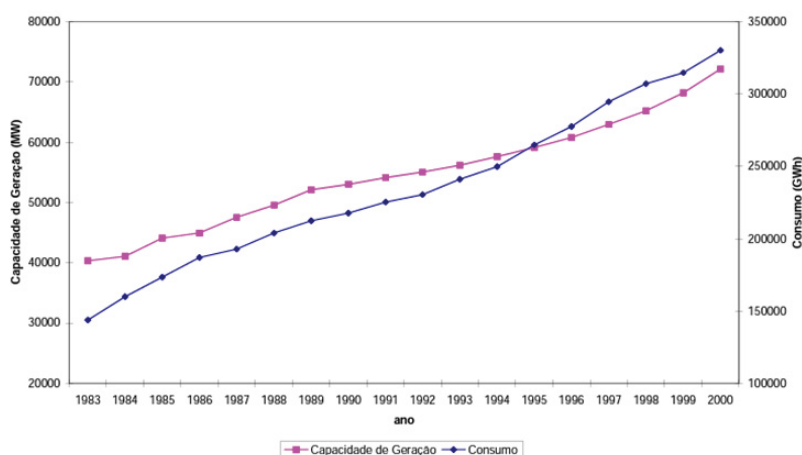


Fonte: Adaptado de COPEL, 2021a.

Em dados compilados do balanço energético brasileiro 1999 e 2000 realizado pelo Prof. João Lizardo de Araújo, IE/UFRJ (ARAÚJO, 2009), é possível observar que já em 1995 a demanda havia ultrapassado a capacidade de geração no Brasil (vide Figura 4). Similarmente, o PNE 2030 (Plano Nacional de Energia) (EPE, 2007) publicado pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética), órgão oficial do MME (Ministério de Minas e Energia) prevê que até o ano de 2030 o Brasil ultrapasse a marca de 1.000TWh de energia, conforme demonstrado na Figura 5. Pelo papel de relevante importância estratégica que a disponibilidade de energia elétrica ocupa no país, é de suma importância garantir seu suprimento de longo prazo com maior confiabilidade, economia e suficiência possível. Para isto, a chave é implementar uma maior diversificação na matriz energética elétrica do Brasil.

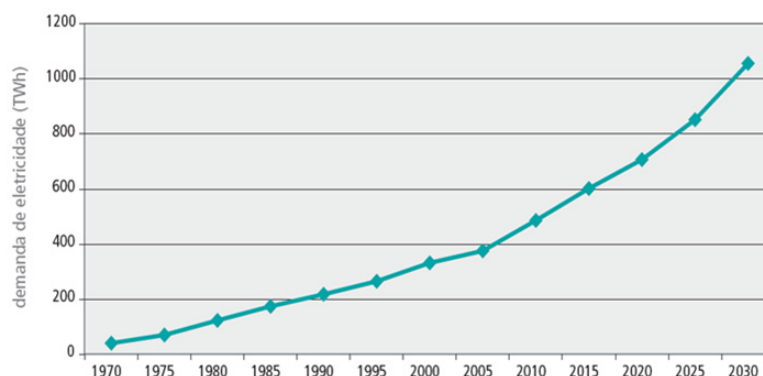
Neste sentido, após a grave crise energética vivida pelo Brasil em 2001, que resultou em racionamento e crise de abastecimento, grandes esforços foram feitos para alavancar maior inserção de outras fontes de energia na matriz elétrica nacional. Atualmente a geração eólica possui 20,4GW de potência instalada, enquanto a geração solar fotovoltaica tem 12,5GW. Dentro da geração solar, 4,5GW são provenientes da geração centralizada enquanto 8GW é proveniente da geração na sua forma distribuída (ANEEL, 2021).

FIGURA 4 – DEMANDA E CAPACIDADE DE GERAÇÃO



Fonte: ARAÚJO, 2009.

FIGURA 5 – DEMANDA DE ELETRICIDADE NO BRASIL, 1970-2030

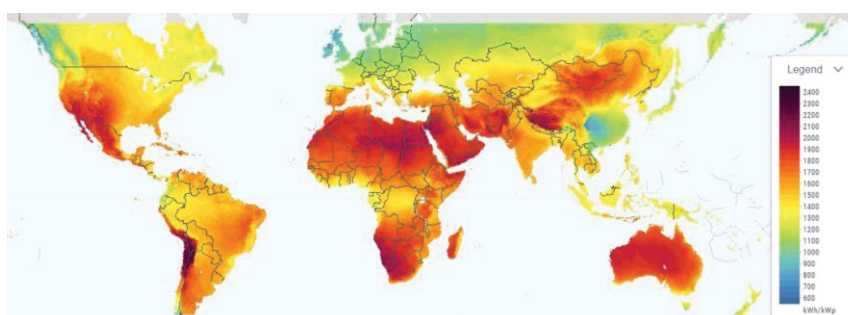


Fonte: EPE, 2007.

Como comentado acima, outra fonte de energia extremamente abundante e intensa no mundo e no país é a radiação solar. A Figura 6, extraída do Global Solar Atlas (THE WORLD BANK et al, 2021) mostra a incidência deste recurso natural no globo terrestre. A Figura 7, exibe o ranking dos dez primeiros países a nível mundial em capacidade instalada da fonte solar fotovoltaica segundo a agência internacional de energias renováveis IRENA (IRENA, 2020).

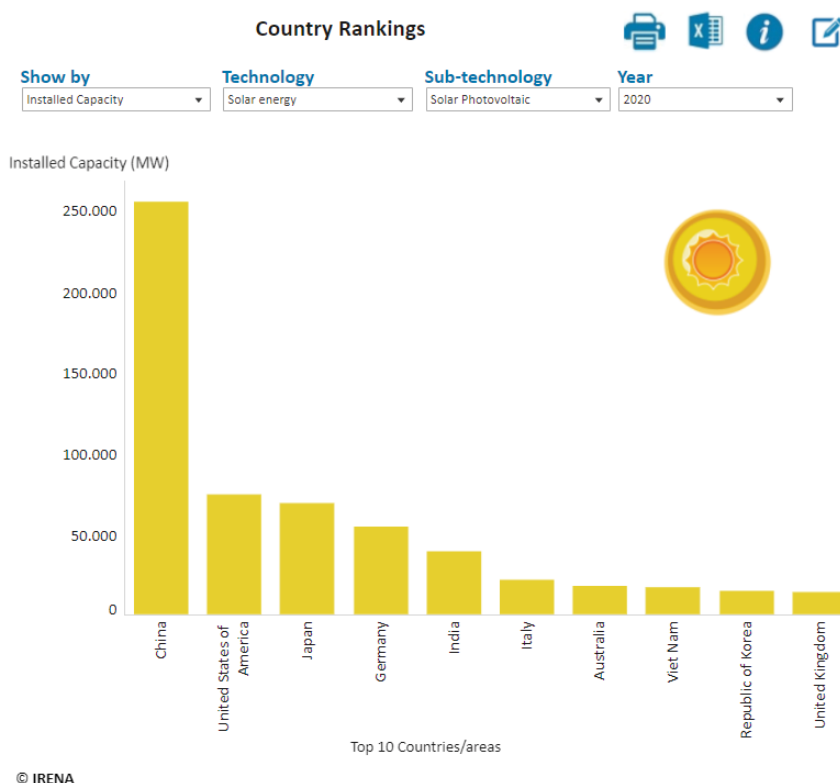
A análise das duas figuras mostra que países com menores índices de radiação solar sobre seus territórios, como Japão, Alemanha, Itália, Vietnam, Korea e Reino Unido possuem capacidade instalada superior à brasileira, o que denota claramente a viabilidade de adoção e uso da tecnologia fotovoltaica para produção de energia elétrica e diversificação da matriz energética.

FIGURA 6 – RECURSO SOLAR NO PLANETA TERRA



Fonte: THE WORLD BANK, 2021.

FIGURA 7 – RANKING TOP 10 IRENA



Fonte: IRENA, 2020.

Da mesma forma que ocorre com outras formas de energia presente em recursos naturais, a radiação solar também precisa de um mecanismo tecnicamente possível e economicamente viável que permita a conversão da energia ali presente em energia elétrica utilizável. O elemento que desempenha este papel é o módulo fotovoltaico. A Figura 8 demonstra a evolução dos preços dos módulos fotovoltaicos entre os anos de 1976 e 2018. A figura mostra a acelerada diminuição da relação de preço U\$/W dos módulos à medida que a adesão a solução tecnológica cresceu mundialmente.

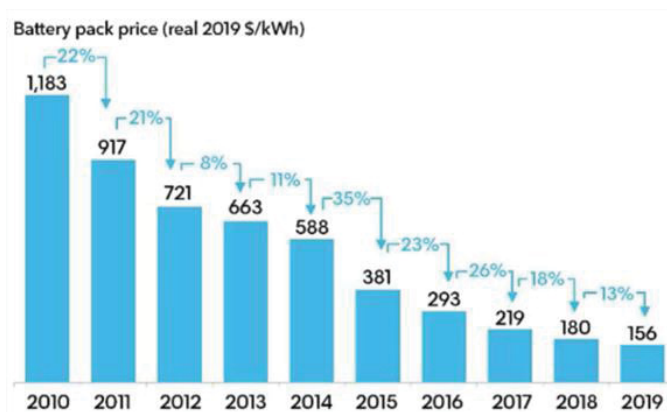
FIGURA 8 – PREÇO U\$/W DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS



Fonte: VLASITS, 2021.

A variação na intensidade da radiação solar incidente na superfície terrestre ocasionada por variações climáticas, mudanças de estações ou simplesmente pela existência do dia e da noite, faz com que a produção de energia elétrica fotovoltaica nem sempre seja coincidente com o consumo necessitado pela carga. Uma alternativa para contornar este efeito indesejado de descasamento entre produção e consumo é o emprego de acumuladores de energia. A Figura 9 exhibe a evolução de preços das baterias de íons de Lítio entre os anos 2010 e 2019 e segue o mesmo comportamento apresentado pelos módulos fotovoltaicos, com acelerada taxa de diminuição de custo ano a ano.

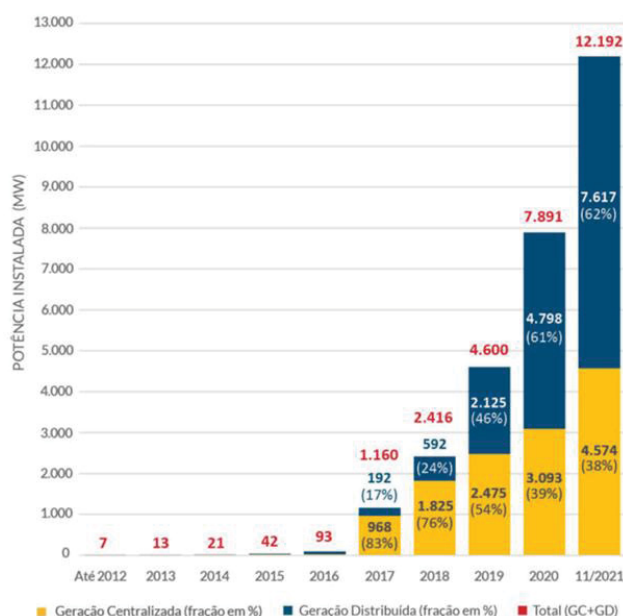
FIGURA 9 – PREÇO U\$/kWh DE BATERIAS



Fonte: VLASITS, 2021.

Desde a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 (REN 482/2012) o crescimento no número de instalações fotovoltaicas oficialmente homologadas pelas concessionárias de energia cresceu exponencialmente. A Figura 10 mostra a curva de adesão e da potência instalada desde a entrada em vigor da resolução.

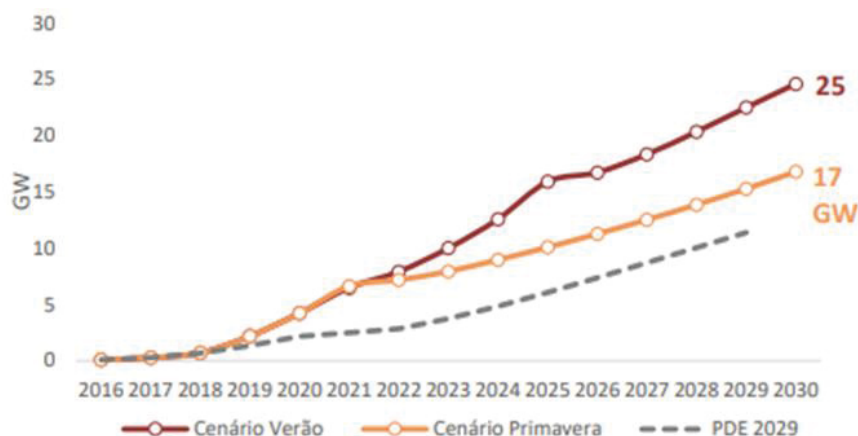
FIGURA 10 – EVOLUÇÃO DA FONTE FOTOVOLTAICA NO BRASIL



Fonte: ABSOLAR, 2021.

Segundo projeções constantes no PDE 2030 (Plano Decenal de Expansão de Energia) (EPE, 2021), a fonte solar fotovoltaica composta por microgeração (usinas com potência de até 75kW) e minigeração (usinas com potência acima de 75kW e inferiores a 5MW) atingirá até o ano de 2030 patamar máximo de potência instalada de 25GW, como pode ser observado na Figura 11. Tudo indica que essa projeção será superada, pois há condições muito favoráveis para a geração fotovoltaica e atualmente (dezembro de 2021) já existe no Brasil uma potência instalada de geração solar fotovoltaica distribuída ao redor de 8GW.

FIGURA 11 – PROJEÇÃO DE CAPACIDADE INSTALADA DE MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA



FONTE: EPE, 2021.

Está em tramitação no Congresso Nacional o PL (Projeto de Lei) nº 5.829/2019 que visa implantar o marco legal da geração distribuída no país. O objetivo é dar maior segurança jurídica ao setor, que se aprovado, passará a ditar as regras de operação da geração própria através de lei e não mais por resoluções publicadas pela ANEEL.

As novas regras pretendem também corrigir distorções nas relações de cobrança entre as unidades consumidoras que possuem geração própria e aquelas que permanecem no sistema convencional de fornecimento. Na hipótese de a legislação chegar à sanção presidencial, clientes autoprodutores de eletricidade passarão a pagar pelo uso da rede de distribuição de energia, o que levará a perda parcial na atratividade financeira dos geradores fotovoltaicos.

Diante do complexo cenário exposto nos parágrafos anteriores, composto por: elevadas taxas históricas de inflação da eletricidade; descasamento entre curvas de oferta e demanda de energia elétrica; queda nos preços dos geradores fotovoltaicos e baterias de íons de Lítio; e mudanças na legislação regulatória, é que o presente trabalho se propõe a apresentar um modelo de análise que gere indicadores financeiros para apoiar a decisão do empreendedor em investir ou não na geração e armazenamento de energia.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVO GERAL

O objetivo geral deste trabalho consiste em elaborar um modelo capaz de apresentar de forma objetiva, indicadores financeiros confiáveis que demonstrem a viabilidade ou não de implantação de sistemas de minigeração fotovoltaica combinados com o armazenamento de energia, em unidades consumidoras industriais, do subgrupo A4, modalidade horossazonal verde e atendidas pela distribuidora COPEL.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Os objetivos específicos do trabalho são:

- a) Indicar os pontos importantes para a aplicação do modelo, constantes na fatura de energia;
- b) Efetuar o pré-dimensionamento do sistema de geração fotovoltaica e de armazenamento de energia, para obtenção do CAPEX e OPEX;
- c) Apresentar os principais mecanismos de degradação de performance do sistema;
- d) Gerar indicadores de análise financeira em três simulações reais.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está organizado em 5 capítulos. O primeiro contextualiza o momento atual, as dificuldades e oportunidades que novas formas de geração e uso da energia elétrica trazem aos empreendedores.

O segundo capítulo apresenta um apanhado de revisões bibliográficas sobre os diversos temas inerentes ao desenvolvimento deste trabalho.

No terceiro capítulo estão descritos pormenorizadamente os métodos empregados para gerar as simulações, com detalhamento das variáveis que afetam o desempenho dos sistemas de geração e armazenamento.

Na sequência, o quarto capítulo exhibe os resultados obtidos em três aplicações da metodologia e apresenta comentários a respeito.

O quinto e último capítulo contém as conclusões finais.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O objetivo deste capítulo é apresentar os conceitos teóricos relevantes para o entendimento do desenvolvimento do modelo. Não serão abordadas definições teóricas de domínio comum e, mesmo que sendo técnicas, não façam parte do objetivo principal deste trabalho.

2.1 UNIDADES CONSUMIDORAS DO GRUPO A

O sistema de distribuição de energia é composto por unidades consumidoras atendidas em alta, média e baixa tensão. Os clientes atendidos em alta e média tensão pertencem ao chamado grupo A, enquanto o grupo B é composto pelos pontos de entrega em baixa tensão. Existem subdivisões dentro destes grupos. A Tabela 1 exibe os subgrupos do grupo A:

TABELA 1 – GRUPO A

Grupo A		
Subgrupo	Tensão de atendimento	Modalidade tarifária
A1	$\geq 230\text{kV}$	Azul
A2	88 a 138kV	Azul
A3	69kV	Verde*/Azul
A3a	30 a 44kV	Verde/Azul
A4	2,3 a 25kV	Verde/Azul
AS	$\leq 2,3\text{kV}$	Verde/Azul

* Opção verde para demanda contratada $\leq 300\text{kW}$

Fonte: ANEEL, 2010.

2.2 COMPOSIÇÃO DA FATURA DE ENERGIA DO SUBGRUPO A4

A fatura de energia elétrica costuma ser algo complexo de ser compreendido pois reúne muitas informações de custos, taxas, multas, perdas, impostos e encargos. Permanecendo fiel ao propósito de ser objetivo neste trabalho, encontram-se elencadas abaixo apenas as componentes que interferem no resultado da avaliação financeira.

2.2.1 DEMANDA CONTRATADA

É a demanda de potência ativa a ser, obrigatória e continuamente, disponibilizada pela COPEL no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados no contrato de fornecimento. Deverá ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento. É expressa em quilowatts [kW] (COPEL, 2016).

2.2.2 DEMANDA MEDIDA

Maior demanda de potência ativa, verificada por medição, integralizada no intervalo de 15 minutos, durante o período de faturamento. É expressa em quilowatts [kW] (COPEL, 2016).

2.2.3 ENERGIA ELÉTRICA ATIVA CONSUMIDA

É a energia elétrica que pode ser convertida em outra forma de energia, expressa em quilowatts-hora [kWh]. É a medida de energia que dará base ao faturamento mensal na unidade consumidora (COPEL, 2016).

2.2.4 TARIFA DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO – TUSD

Remunera a concessionária pelo custo de manutenção e operação do sistema de distribuição de energia: redes de transmissão, subestações, transformadores, postes, linhas de distribuição e outros equipamentos necessários para que a energia seja entregue nas unidades consumidoras (COPEL, 2016).

2.2.5 TARIFA DE ENERGIA – TE

Remunera a concessionária pelo custo de aquisição da energia elétrica junto aos geradores (COPEL, 2016).

2.2.6 BANDEIRA TARIFÁRIA

É o sistema que sinaliza aos consumidores os custos reais da geração de energia elétrica. O funcionamento é simples: as cores das bandeiras (verde, amarela ou vermelha) indicam se a energia custará mais ou menos em função das condições de geração de eletricidade (COPEL, 2016).

2.2.7 HORÁRIO DE PONTA

Horário de ponta é o período composto por três horas diárias consecutivas, durante o qual o consumo de energia elétrica tende a ser maior. No caso da COPEL, de 2ª a 6ª feira das 18h às 21h, apenas em dias úteis (COPEL, 2016).

2.2.8 HORÁRIO FORA DE PONTA

É o intervalo de tempo que não o de três horas consecutivas definidas no horário de ponta (COPEL, 2016).

2.2.9 TARIFA HOROSSAZONAL VERDE

Modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência (COPEL, 2016).

2.3 SOLICITAÇÃO DE ACESSO

Procedimento por meio do qual o acessante requisita à distribuidora acessada a elaboração do parecer de acesso à rede (ANEEL, 2015).

2.4 PROJETO DE LEI Nº 5.829/2019

O PL 5.829/2019 atualmente aprovado pela Câmara dos Deputados e aguardando votação no Senado Federal, visa implantar o marco legal da geração distribuída no país. O objetivo é dar maior segurança jurídica para o setor, uma vez que, se aprovado, as regras de operação da geração própria estarão

determinadas em lei e não mais em resoluções publicadas pela ANEEL.

O texto contempla uma série de modificações em relação às regras atuais. Para o contexto do presente trabalho será dado ênfase ao ajuste relacionado à cobrança pelo uso do sistema de distribuição das concessionárias presente entre as subestações e os pontos de consumo. No jargão técnico este custo é chamado de “TUSD Fio B”. Existe também a TUSD Fio A que engloba os custos de transmissão da energia das usinas geradoras até as subestações, porém sua análise está fora do escopo do presente trabalho. A soma das parcelas TUSD Fio A, TUSD Fio B, perdas, encargos dá origem à TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) (ANEEL, 2011).

As regras atuais permitem aos autoprodutores efetuar a compensação integral, tanto da parcela relativa a TE quanto a TUSD. A não remuneração pelos custos do uso do sistema de distribuição gera desequilíbrio econômico que acaba sendo rateado e repassado a todos os clientes da concessionária no ano seguinte à prestação dos serviços.

Na expectativa de corrigir esta discrepância, o PL nº 5.829/2019 prevê que unidades consumidoras que optem por produzir a própria energia possam compensar integralmente a parcela financeira relativa à energia, porém devam pagar pelo uso do sistema de distribuição. A redação do PL prevê prazos e regras para a implantação do novo formato de tarifação:

- Consumidores que já sejam tenham seus sistemas de produção homologados permanecerão nas regras atuais até o ano de 2045;
- Para os consumidores que emitirem a solicitação de acesso à rede entre 12 e 18 meses após a entrada em vigor das novas passarão a pagar pela TUSD Fio B de forma escalonada com a aplicação da regra de transição;
- Pedidos de solicitação de acesso após 18 meses da entrada em vigor terão aplicação direta das novas regras.

Outro ponto relevante contido Artigo 19 do PL é a mudança da base de incidência das bandeiras tarifárias que passará a ser somente sobre o consumo de energia elétrica ativa a ser faturada e não se aplicará mais sobre a energia

excedente que for compensada (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2021).

2.5 CONVÊNIO ICMS 16/09 E LEI ESTADUAL PARANÁ 19.595/2018

O CONFAZ (Conselho Nacional de Política Fazendária), composto por membros da União e dos Estados da Federação estabeleceram a possibilidade de isentar do tributo ICMS (imposto sobre a circulação de mercadorias) incidente sobre a TE oriunda de fontes renováveis. Cabe, porém, a cada SEFAZ (Secretarias do Estado da Fazenda) de cada um dos estados brasileiros regular os termos da isenção.

No estado do Paraná, a Lei nº 19.595 de 12/07/2018, regula o tema e estabelece que unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica, com potência instalada igual ou inferior a 1MW (megawatt) serão isentas da incidência de ICMS por quarenta e oito meses após sua entrada em vigor (ASSEMBLEIA LEGISLATIVA DO ESTADO DO PARANÁ, 2018).

2.6 AUTOCONSUMO IMEDIATO DE ENERGIA

Nos sistemas de geração fotovoltaica conectados à rede da concessionária uma parcela da energia produzida é imediatamente consumida pela carga. A esta parcela dá-se o nome de autoconsumo imediato. Apenas o excedente de energia para o qual não havia demanda coincidente com a produção é absorvido pela rede elétrica da concessionária. Esta parcela de energia adicional é medida e produz créditos de quilowatt-hora para compensação nas futuras cobranças de consumo pelo cliente.

Sob o ponto de vista do fisco estadual, este processo de envio de energia para consumo futuro produz a circulação da mercadoria energia elétrica, que por sua vez é fato gerador do tributo ICMS. Pela característica de ser um imposto tributado na fonte, a própria concessionária de energia efetua a retenção do tributo para recolhimento ao estado e repassa aos seus clientes apenas o residual líquido do valor da energia elétrica produzida localmente.

Desta forma a relação entre autoconsumo imediato e desempenho financeiro da geração própria são diretamente proporcionais: quanto maior a

taxa de autoconsumo, menor a retenção do tributo ICMS e, conseqüentemente, melhor o desempenho financeiro da geração própria de energia (AUTOR, 2021).

2.7 FATORES DE DESEMPENHO NA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Muito embora não seja objetivo deste trabalho detalhar tecnicamente o processo de geração fotovoltaica, é importante que o administrador responsável pela análise entenda os conceitos fundamentais que afetam o desempenho global do sistema. Neste sentido serão apresentados os conceitos de módulo e painel fotovoltaico, irradiação solar, *performance ratio* e área disponível.

2.7.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO

Tecnicamente é definido como sendo a unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica (ABNT, 2020).

Popularmente o módulo fotovoltaico é chamado de “placa solar”.

2.7.2 PAINEL FOTOVOLTAICO

O conjunto de módulos fotovoltaicos ou sub arranjos fotovoltaicos mecânica e eletricamente integrados, incluindo a estrutura de suporte, ganha a nomenclatura de arranjo fotovoltaico (ABNT, 2020).

Semelhante ao módulo fotovoltaico, o arranjo fotovoltaico também recebe a alcunha de “painel fotovoltaico”.

2.7.3 IRRADIAÇÃO SOLAR

É a irradiância solar integrada durante um intervalo de tempo especificado em uma unidade de área, medida em watt hora por metro quadrado [Wh/m²] (ABNT, 2020).

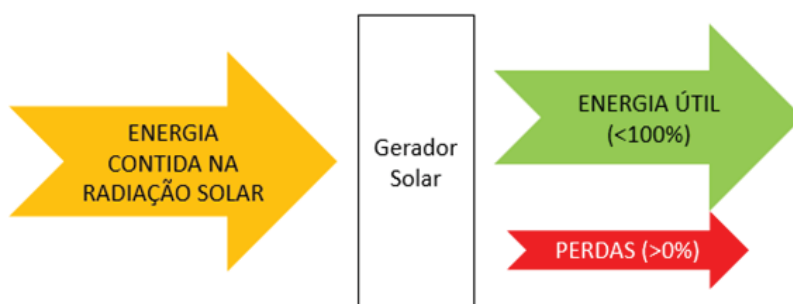
Em uma iniciativa da UTFPR (Universidade Tecnológica Federal do Paraná) em parceria com a empresa Itaipu Binacional e com o INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais), é disponibilizado o acesso de forma gratuita à

ferramenta de consulta e análise da irradiação solar e de geração de energia solar fotovoltaica no Estado do Paraná (TIEPOLO et al., 2017).

2.7.4 PERFORMANCE RATIO

Uma das características presentes em todo e qualquer sistema de conversão de energia, seja ele qual for, é a presença de perdas. Significa dizer que sempre que ocorre transformação de uma forma de energia em outra, uma parcela da energia original é perdida e não aproveitada para o fim que se deseja.

FIGURA 12 – PERDAS DE CONVERSÃO



Fonte: AUTOR, 2021.

Para sistemas fotovoltaicos, o índice que permite avaliar a qualidade da conversão global de energia é conhecido por *performance ratio* (PR). Por se tratar uma medida que avalia especificamente o processo de conversão de energia, a PR permite comparar o comportamento de diversos sistemas fotovoltaicos com especificações distintas, independente da irradiação solar que está disponível (BLUESOL, 2015).

Para realizar o cálculo da PR é preciso primeiramente determinar a eficiência do módulo fotovoltaico, dada por (BLUESOL, 2015):

$$\eta_{\text{modulo}} = \frac{P_{\text{pico}}}{G \times A} \quad (1)$$

Onde:

$\eta_{\text{módulo}}$ = Eficiência de conversão do módulo fotovoltaico [adimensional]

P_{pico} = Potência pico do painel fotovoltaico em condições STC [W]

G = Irradiância solar para a potência pico em condições STC [1.000W/m²]

A = Área do módulo fotovoltaico [m²]

O índice de desempenho PR é então calculado da seguinte forma (BLUESOL, 2015):

$$PR = \frac{E_{\text{gerada}}(\Delta t)}{\eta_{\text{módulo}} \times A \times HSP(\Delta t)} \times 100\% \quad (2)$$

Onde:

PR = Performance ratio [%]

E_{gerada} = Energia elétrica gerada no período de um dia [kWh/dia]

$\eta_{\text{módulo}}$ = Eficiência de conversão do módulo fotovoltaico [adimensional]

A = Área ocupada pelo painel fotovoltaico [m²]

HSP = Média diária ao longo de um ano da irradiação solar disponível na superfície dos módulos, corrigido pelas perdas de inclinação e orientação [kWh/m²·dia]

Como já citado anteriormente, não serão abordados neste trabalho os fatores que levam às perdas, mas é importante que o gestor saiba que sistemas com eficiências globais mais elevadas provocam redução do CAPEX e OPEX, conferindo ao PR importante relevância no momento de buscar no mercado projetos de implantação de geradores fotovoltaicos com altos níveis de performance.

2.7.5 ÁREA DISPONÍVEL

Área total, expressa em [m²], onde os arranjos ou painéis fotovoltaicos serão fixados, somando-se área necessária para circulação de técnicos

responsáveis pela montagem e manutenções.

Baseado na experiência profissional do autor, a área disponível deve ser 5% superior à área ocupada pelos painéis fotovoltaicos.

$$A_{disponível} = A_{painel} \times 1,05 \quad (3)$$

Onde:

$A_{disponível}$ = Área disponível na unidade consumidora [m²]

A_{painel} = Área do painel fotovoltaico [m²]

2.7.6 SOBREDIMENSIONAMENTO CC/CA

Os dois principais componentes de um sistema de geração fotovoltaica são o painel fotovoltaico e o(s) inversor(es). O painel opera em corrente contínua (CC) enquanto o inversor realiza a conversão para corrente alternada (CA).

A relação entre a potência máxima do gerador fotovoltaico (potência de módulos) e a potência máxima de saída do inversor é chamada de fator de dimensionamento do inversor (FDI) (HALUCHE, 2019).

$$FDI = \frac{P_{CC}}{P_{CA}} \quad (4)$$

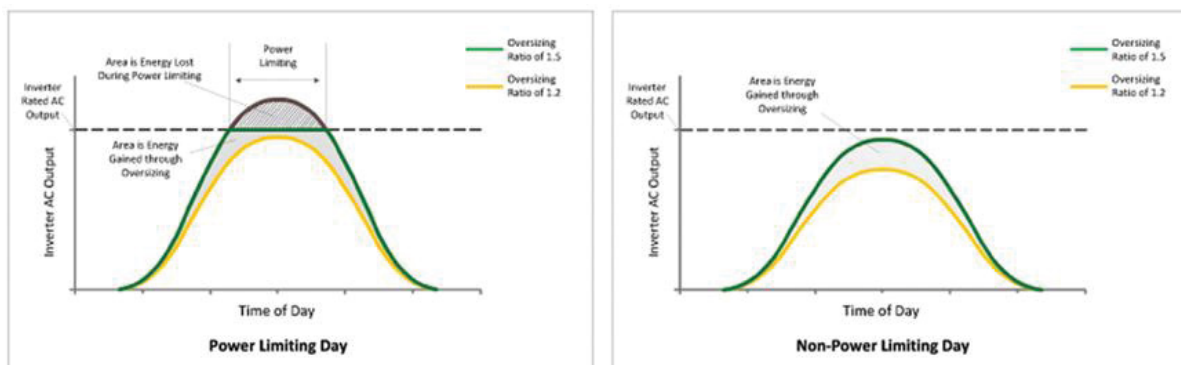
Onde:

FDI = Fator de dimensionamento do inversor [adimensional]

P_{CC} = Potência máxima do painel fotovoltaico [W]

P_{CA} = Potência máxima de saída do inversor [W]

Devido ao alargamento da curva diária de produção, geradores fotovoltaicos com $FDI \geq 1$ apresentam produção maior de energia. O fenômeno pode ser observado na Figura 13 demonstrada por FIORELLI et al., 2013.

FIGURA 13 – GERAÇÃO EM $FDI \geq 1$ 

Fonte: FIORELLI et al, 2013.

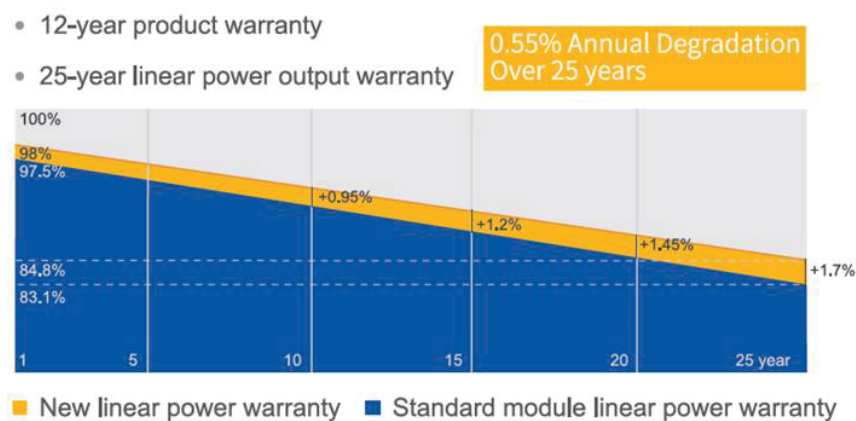
O limite de sobredimensionamento é estabelecido por cada fabricante de inversores e tipicamente os modelos comerciais oscilam entre 40% e 60% de aumento P_{CC} em relação a P_{CA} .

2.7.7 DEGRADAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Os principais mecanismos que atuam na degradação dos módulos fotovoltaicos são causados pela exposição do componente à umidade, radiação ultravioleta e estresse térmico. O grau de degradação pode pronunciar-se de diferentes formas, dependendo da severidade e interação destes fenômenos e tem influência direta na potência entregue ao sistema, acarretando diminuição da energia convertida com o passar dos anos (FONSECA, 2020).

Reiterando que o objetivo do presente trabalho não é dissecar a origem das questões que causam a degradação, mas sim avaliar o impacto das perdas graduais nos níveis de produção, serão empregadas no modelo apresentado as taxas de perdas informadas na folha de dados técnicos dos respectivos fabricantes de módulos, conforme exemplo da Figura 14.

FIGURA 14 – CURVA DEGRADAÇÃO DE MÓDULO FOTOVOLTAICO



Fonte: JASOLAR, 2021.

2.8 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS

O armazenamento de energia elétrica pode ser alcançado de forma eficiente. Inicialmente deve ser transformada em outra fonte de armazenamento de energia para então ser transformada novamente em eletricidade quando necessário (IBRAHIM et al., 2008).

Referente ao tema é necessário fundamentar os seguintes itens:

2.8.1 AUTONOMIA

Capacidade de fornecimento de energia elétrica do sistema de armazenamento, necessária para suprir o consumo diário de referência na completa ausência da fonte primária (ENERGISA, 2021). Medido em [dias].

2.8.2 DEEP OF DISCHARGE

É expresso como a relação percentual entre a energia descarregada do banco de baterias (kWh) e a capacidade total de armazenamento (kWh). (ENERGISA, 2021). Tecnicamente é conhecida e nominada pela sigla DoD.

2.8.3 BANCO DE BATERIAS

É o meio mais utilizado para o armazenamento de energia elétrica em

sistemas fotovoltaicos isolados da rede elétrica. Podem ser conectadas em série e/ou paralelo para produzir uma tensão e/ou corrente mais elevada do que a que pode ser obtida por uma única bateria (ENERGISA, 2021).

A determinação da capacidade de energia armazenada é dada por (ENERGISA, 2021):

$$E_{\text{útil}} = C_{\text{dia}} \times N_{\text{dias}} \times \eta_{\text{armazenamento}} \quad (5)$$

Onde:

$E_{\text{útil}}$ = Energia útil do bando de baterias [kWh]

C_{dia} = Consumo diário de energia pela carga [kWh/dia]

N_{dias} = Quantidade de dias de operação sem recarga [dias]

$\eta_{\text{armazenamento}}$ = Eficiência do sistema de armazenamento [adimensional]

Ainda (ENERGISA, 2021 e BLUESOL, 2015):

$$E_{\text{armazenada}} = \frac{E_{\text{útil}}}{\frac{\text{DoD}}{100}} \quad (6)$$

Onde:

$E_{\text{armazenada}}$ = Energia total armazenada no banco de baterias [kWh]

$E_{\text{útil}}$ = Energia útil do banco de baterias [kWh]

DoD = Profundidade de descarga percentual do banco de baterias [%]

2.8.4 DEGRADAÇÃO DE BATERIAS DE ÍONS DE LÍTIO

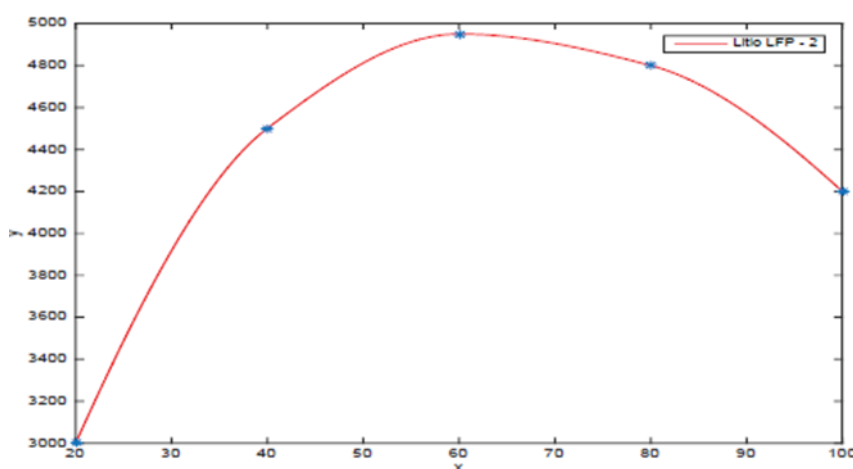
A vida útil das baterias de íons de Lítio também depende dos seus processos de degradação. Ocorrem em presença de altas temperaturas e quando são sobrecarregadas. Apesar de existirem poucos dados sobre teste de longa duração em altas potências, experimentos acelerados de degradação indicam que o ciclo de vida de baterias de íons de Lítio supera a maioria das outras tecnologias de baterias comerciais, como chumbo-ácido, níquel-metal-

hidreto etc. Existem processos de degradação que ocorrem com o processo de carga e de descarga nessas baterias. A impedância interna da bateria aumenta e a capacidade de descarga diminui em função do número de ciclos realizados (BUZZÁ, 2020).

No modelo de análise de viabilidade ora apresentado dar-se-á ênfase à degradação provocada pela profundidade de descarga (DoD) do banco de baterias. Por ser o principal agente responsável pela degradação, é também o mais expressivo gerador de reflexos no OPEX e, conseqüentemente, no desempenho financeiro no uso desta tecnologia.

A curva típica de degradação para diversos fabricantes de baterias de íons de Lítio em função da profundidade de descarga é dada na Figura 15.

FIGURA 15 – CURVA DE Ah_{th} x DoD



Fonte: BUZZÁ, 2020.

No eixo X está expressa a profundidade de descarga DoD [%] enquanto no eixo Y a quantidade total de energia possível de ser fornecida pela bateria [Ah_{th}] (BUZZÁ, 2020).

Aplicando o método de regressão polinomial aos pontos obtidos do gráfico proposto por BUZZÁ, é possível chegar com razoável grau de confiabilidade, ao seguinte polinômio de degradação:

$$Ah_{th} = 0,0063 DoD^3 - 1,9735 DoD^2 + 174,11 DoD + 269,44 \quad (7)$$

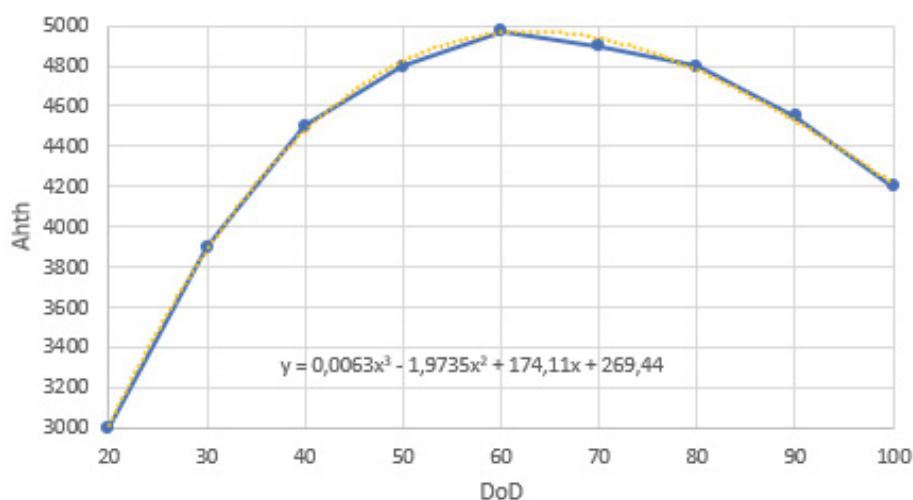
Onde:

Ah_{th} = Quantidade total de energia possível de ser fornecida pela bateria [Ah]

DoD = Profundidade de descarga [%]

A Figura 16 contém a sobreposição dos gráficos obtidos por BUZZÁ e a curva descrita pela função expressa em (7). A linha azul é descrita pela ligação dos pontos obtidos no gráfico de BUZZÁ, enquanto a amarela é o traçado da curva descrita pela regressão polinomial.

FIGURA 16 – SOBREPOSIÇÃO DE CURVAS



Fonte: AUTOR, 2021.

2.9 ANÁLISE FINANCEIRA

No contexto deste trabalho os conceitos de análise de viabilidade financeira de investimentos apresentados são:

2.9.1 CAPEX

Sigla originada na expressão em inglês *Capital Expenditure*. Em tradução livre significa “Despesa de Capital: dinheiro que uma empresa gasta em terrenos, edifícios e equipamentos que utiliza para produzir produtos e prestar serviços” (CAMBRIDGE, 2021).

2.9.2 OPEX

Sigla originada na expressão em inglês *Operation Expenditure* sendo traduzida como “Despesas Operacionais: todos os custos relacionados com a produção de bens e serviços de uma empresa” (CAMBRIDGE, 2021).

2.9.3 TAXA MÍNIMA DE ATRATIVIDADE – TMA

É entendida como o custo de oportunidade, leia-se grau de sacrifício feito ao se optar por uma alternativa em detrimento à outra. Em geral a taxa de atratividade é o custo de capital da empresa ou ainda o retorno médio obtido por ela em suas atividades (PUCCINI, 2011).

2.9.4 VALOR PRESENTE LÍQUIDO – VPL

Representa a soma algébrica de todos os componentes de um fluxo de caixa, descontado de uma taxa mínima de atratividade ou de desconto (PUCCINI, 2011).

O cálculo é dado por (PUCCINI, 2011):

$$VPL = \left[\sum_{k=1}^n \frac{PMT_k}{\left(1 + \frac{TMA}{100}\right)^k} \right] - I_i \quad (8)$$

Onde:

VPL = Valor presente líquido [R\$]

k = período em que ocorre o fluxo de caixa [anos], sendo ($1 \leq k \leq n$)

n = Período final do fluxo de caixa [anos]

PMT_k = Fluxos operacionais líquidos de caixa no período k [R\$]

TMA = Taxa mínima de atratividade do investimento [%]

I_i = Investimento inicial no período $k=0$ [R\$]

2.9.5 TAXA INTERNA DE RETORNO – TIR

É a taxa de desconto que torna nulo o valor presente líquido de um fluxo de caixa de maneira que seu somatório no valor presente seja igual a zero (PUCCINI, 2011).

Seu cálculo é dado por (PUCCINI, 2011):

$$0 = \left[\sum_{k=1}^n \frac{PMT_k}{\left(1 + \frac{TIR}{100}\right)^k} \right] - I_i \quad (9)$$

Onde:

k = período em que ocorre o fluxo de caixa [anos], sendo $(1 \leq k \leq n)$

n = Período final do fluxo de caixa [anos]

PMT_k = Fluxos operacionais líquidos de caixa no período k [R\$]

TIR = Taxa interna de retorno [%]

I_i = Investimento inicial no período $k=0$ [R\$]

2.9.6 TEMPO DE RETORNO DO INVESTIMENTO – PAYBACK

O *payback* corresponde ao período necessário para o lucro ou outros benefícios de um investimento igualarem os custos. O *payback* descontado tem o mesmo princípio, porém utiliza nos cálculos os valores do fluxo de caixa considerando o valor do dinheiro no tempo (NEWNAN et al., 2004).

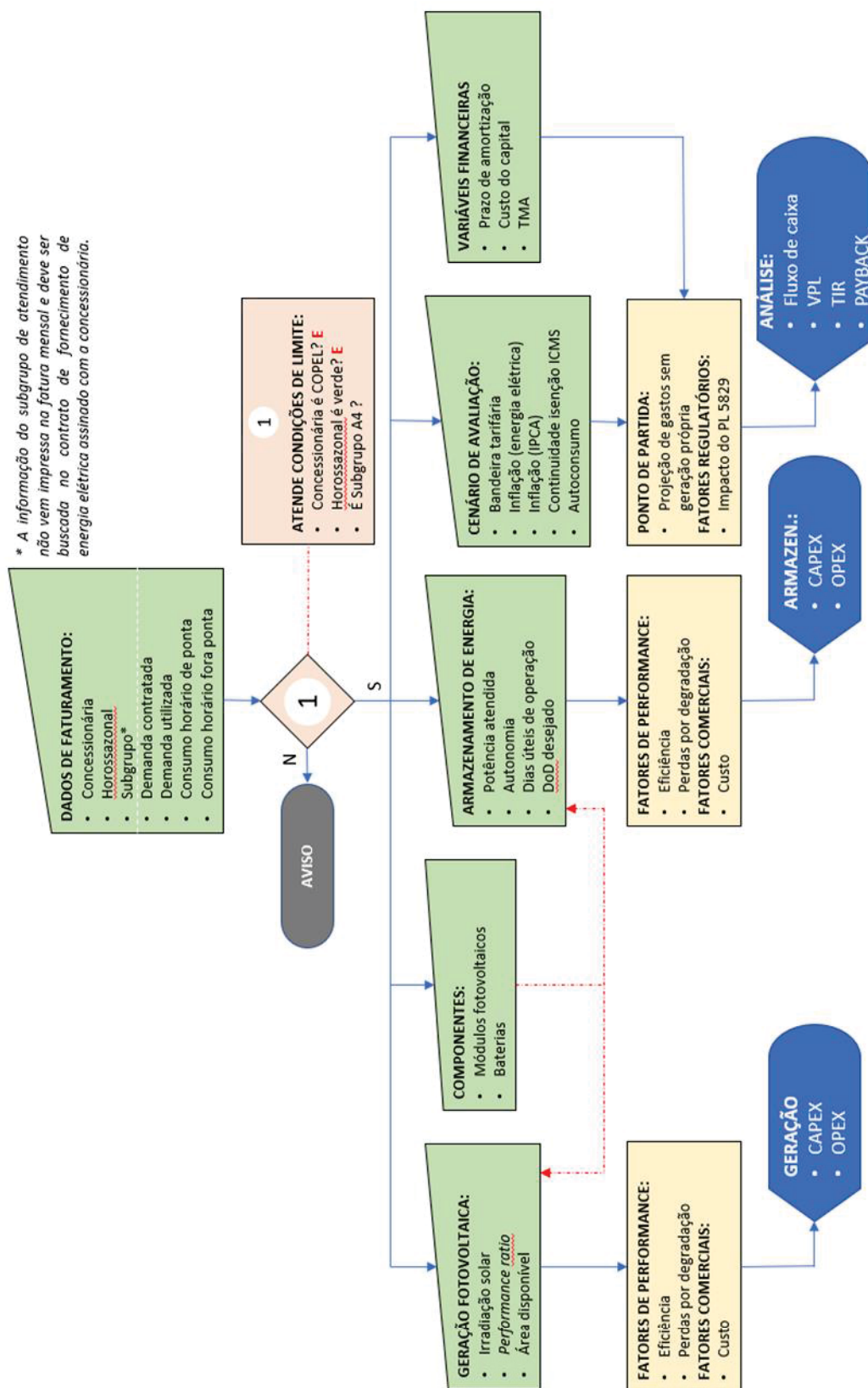
3 METODOLOGIA

O modelo desenvolvido neste trabalho visa sua utilização para a análise de viabilidade financeira para implantação de sistema de geração fotovoltaica e armazenamento de energia, em unidades consumidoras do subgrupo A4, modalidade tarifária horossazonal verde, instaladas na área de concessão da distribuidora COPEL. Foi implementada utilizando o software Microsoft Excel versão 2019.

3.1 VISÃO GERAL

O fluxograma exibido na Figura 17 demonstra o funcionamento do modelo. Os blocos sinalizados em verde indicam as entradas de dados pelo gestor. As decisões estão representadas pela cor laranja, enquanto os amarelos representam os pontos de processamento. Finalmente os azuis são as exibições de dados destinadas às análises. Nas seções a seguir serão detalhadas e discutidas cada uma das etapas ou processos do fluxograma desenvolvido neste trabalho.

FIGURA 17 – FLUXOGRAMA DO MODELO



Fonte: AUTOR 2021.

3.2 CHECAGEM DAS CONDIÇÕES LIMITE

Inicialmente o gestor deve responder a três perguntas iniciais. Para que o modelo apresente os resultados corretos, todas respostas precisam ser afirmativas. São elas:

- A unidade consumidora é atendida pela distribuidora COPEL?
- A modalidade tarifária é horossazonal verde?
- Cliente pertence ao subgrupo A4?

Em caso afirmativo para os três questionamentos o modelo prossegue com os cálculos. Caso alguma das respostas seja negativa emite-se um aviso e o processamento torna-se nulo.

3.3 DADOS DE FATURAMENTO

Nesta etapa os dados contidos na fatura mensal completa, que contém o histórico de medições dos últimos doze meses, são inseridos no modelo, sendo:

- Demanda contratada [kW]
- Demanda medida [kW]
- Energia elétrica ativa consumida no horário de ponta [kWh]
- Energia elétrica ativa consumida no horário fora ponta [kWh]

3.4 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Os dados para determinação da produção fotovoltaica dependem da inserção de três variáveis:

3.4.1 IRRADIAÇÃO SOLAR

A informação da irradiação é coletada diretamente no site do Atlas Solar Paranaense (TIEPOLO et al, 2017) para a cidade de instalação da usina geradora. A consulta é gratuita e disponível no site <https://www.atlarsolarparana.com>.

Por trata-se de ferramenta com muitos dados, o gestor deve se atentar a coleta da informação nominada como “Irradiação Global Horizontal”, utilizando

como referência o valor médio diário anual da irradiação, expresso em [kWh/m²·dia].

3.4.2 PERFORMANCE RATIO

Tendo em vista a manutenção do objetivo principal do presente trabalho, o modelo proposto se vale da experiência profissional do autor e estabelece limites mínimos e máximos para a taxa de performance do gerador fotovoltaico. Cálculos detalhados da taxa de performance devem ser realizados na etapa de projeto técnico do conjunto de equipamentos, o que se encontra fora do escopo do modelo apresentado.

Os índices de performance de sistemas fotovoltaicos habitualmente situam-se na faixa entre 70% e 80%. Significa afirmar que de forma geral, entre 70% e 80% da irradiação média diária que incide sobre um painel fotovoltaico é efetivamente transformado em energia elétrica útil (AUTOR, 2021).

Para formação de entendimento para o gestor sobre os impactos causados pelas variações na PR sobre os indicadores financeiros, o modelo de análise permite que valores compreendidos entre 60% e 95% sejam inseridos como variável de entrada.

$$60\% \leq PR \leq 95\% \quad (10)$$

Onde:

PR = Performance ratio [%]

3.4.3 ÁREA DISPONÍVEL

Área expressa em [m²] disponível para a montagem do painel solar. Além do espaço ocupado pelos módulos fotovoltaicos é imprescindível haver área livre para circulação de técnicos durante as etapas de montagem e manutenção do painel fotovoltaico. O autor, baseado em sua experiência profissional, estabelece

neste modelo que 5% da área disponível seja reservada para circulação de pessoal técnico, o que por sua vez diminui a área útil destinada para acomodar os módulos fotovoltaicos.

Desta forma o cálculo da área útil se dá por:

$$A_{\text{útil}} = A_{\text{disponível}} \times 0,95 \quad (11)$$

Onde:

$A_{\text{útil}}$ = Área efetivamente disponível para acomodar o painel fotovoltaico [m²]

$A_{\text{disponível}}$ = Área total no local destinada para o painel fotovoltaico [m²]

3.5 ESCOLHA DOS COMPONENTES

As folhas de dados dos principais equipamentos (módulos fotovoltaicos e baterias de íons de lítio) são repletos de dados técnicos importantes para o projetista, porém de difícil entendimento para o administrador interessado na análise financeira e, portanto, sem utilidade prática para o mesmo.

O modelo proposto compila os dados técnicos em tabelas de dados, que servem para cálculos internos, e apresenta ao gestor a lista resumida com os nomes comerciais dos itens.

O objetivo desta ação é permitir que simulações sejam realizadas com base na disponibilidade de materiais no mercado e analisar os diferentes pesos que assumem sobre os indicadores financeiros calculados.

Os equipamentos disponíveis para avaliação estão listados na Tabela 2. Foram selecionados módulos fotovoltaicos e baterias, disponíveis regularmente no estoque de duas grandes empresas distribuidoras de equipamentos no Brasil. Os módulos fotovoltaicos foram escolhidos de maneira a abranger as unidades com menor e maior potência unitária disponíveis (330W e 545W, respectivamente), bem como um modelo de potência intermediária (430W). As baterias foram escolhidas de maneira a oferecer um modelo novo, sem uso, do fabricante Dyness e outra oriunda de processo de remanufatura da fabricante

Energy Source.

É interessante fazer um breve comentário sobre baterias remanufaturadas da empresa Energy Source. Com tecnologia 100% nacional, a empresa recebe em seu parque baterias de íons de Lítio que, teoricamente, alcançaram o fim de sua vida útil. Estas baterias são desmontadas e cada uma de suas células é testada e separada entre efetivamente inservível (que são destinadas à reciclagem) e reaproveitável. Este segundo grupo volta a ser montada em conjuntos formando novas baterias, às quais dá-se o nome de *second life batteries* (baterias de segunda vida).

TABELA 2 – EQUIPAMENTOS DISPONÍVEIS

EQUIPAMENTOS CADASTRADOS		
Módulo fotovoltaico		
Modelo	Fabricante	Fonte
ZXP6-72-330/P	ZNShine	ZNSHINE (2021a)
ZXM6-NH144-430/M	ZNShine	ZNSHINE (2021b)
LR5-72HBD-545M	Longui	LONGUI (2021)
Bateria de íons de Lítio		
Modelo	Fabricante	Fonte
B3	Dyness	DYNESS (2021)
3,5	Energy Source	ENERGY SOURCE (2021)

Fonte: Adaptado de (ALDO, 2021 e RENOVIGI, 2021).

3.6 DETERMINAÇÃO DA POTÊNCIA DO PAINEL FOTOVOLTAICO

O cálculo da potência do painel fotovoltaico para produzir a energia necessária é determinado em etapas. O primeiro passo é determinar o consumo médio diário de pela unidade consumidora.

Segundo a REN 482/2012, os créditos de energia ativa utilizados para compensação em posto horário diferente à injeção na rede, devem obedecer a relação de tarifas de energia entre elas (Adaptado de ANEEL, 2012).

Pela característica de funcionamento do gerador fotovoltaico e dos horários estabelecidos pela COPEL para os períodos de ponta e fora de ponta,

é possível afirmar que majoritariamente a energia excedente do painel fotovoltaico injetada na rede será medida no período fora de ponta para posterior consumo, tanto no intervalo de ponta quanto fora da ponta.

Desta forma é necessário ajustar a necessidade diária de energia que dará base de cálculo da produção necessária do painel fotovoltaico, separando em etapas distintas para o período de ponta e fora de ponta e considerando a relação de tarifas entre os dois turnos.

$$RTE_{p/fp} = \frac{TE_{ponta}}{TE_{fora\ ponta}} \quad (12)$$

Onde:

$RTE_{p/fp}$ = Relação de TE entre período de ponta e fora de ponta [adimensional]

TE_{ponta} = TE em período de ponta [R\$]

$TE_{fora\ de\ ponta}$ = TE em período fora de ponta [R\$]

$$ED_{fp} = \left(\frac{\sum_{i=jan}^{dez} EFP_i}{365\ dias} \right) \quad (13)$$

Onde:

ED_{fp} = Média de energia diária consumida no intervalo fora de ponta, medida ao longo de um ano [kWh/dia]

EFP = Energia mensal consumida no intervalo fora de ponta medido pela concessionária [kWh/mês]

$$ED_p = \left(\frac{\sum_{i=jan}^{dez} EP_i}{N_{dias\ úteis}} \right) \quad (14)$$

Onde:

ED_p = Média de energia diária consumida no intervalo de ponta, medida ao longo de um ano [kWh/dia]

EP = Energia mensal consumida no intervalo de ponta medido pela concessionária [kWh/mês]

N_{dias úteis} = Número de dias úteis ao longo de um ano [dias]

Nota: Devido ao registro de energia em horário de ponta ocorrer apenas em dias úteis, o somatório de energia naquele posto horário deve ser dividido pelo número de dias úteis que a unidade consumidora opera anualmente.

$$ED_{total} = ED_{fp} + (ED_p \times RT_{p/fp}) \quad (15)$$

Onde:

ED_{total} = Consumo total de energia diária medida ao longo de um ano compensada pelas diferenças tarifárias [kWh/dia]

ED_{fp} = Média de energia diária consumida no intervalo fora ponta medida ao longo de um ano [kWh/dia]

ED_p = Média de energia diária consumida no intervalo de ponta medida ao longo de um ano [kWh/dia]

RTE_{p/fp} = Relação de TE entre período de ponta e fora de ponta [adimensional]

A partir da obtenção de ED_{total} em (15); da irradiação média no local que se pretende realizar a avaliação e da taxa de performance PR atribuída, é possível determinar a potência do painel fotovoltaico (BLUESOL, 2015).

$$P_{pico} = \frac{ED_{total}}{I \times PR} \times G \times 1000 \quad (16)$$

Onde:

P_{pico} = Potência pico do painel fotovoltaico em condições STC [kW]

ED_{total} = Consumo total de energia diária medida ao longo de um ano compensada pelas diferenças tarifárias [kWh/dia]

I = Irradiação solar disponível no local da instalação [kWh/m²·dia]

PR = Performance ratio [%]

G = Irradiância solar para a potência pico em condições STC [1.000W/m²]

Nota: O modelo admite sobrecarregamento de potência CC do painel fotovoltaico em relação à potência CA do inversor de 50%, o que em última análise significa a admissão de até 50% de potência CC superior à demanda contratada pela unidade consumidora junto à concessionária.

3.6.1 NÚMERO DE MÓDULOS NO PAINEL FOTOVOLTAICO

Para a determinação do CAPEX e OPEX o modelo calcula o número de módulos presentes no painel fotovoltaico.

$$N_{módulos} = \frac{P_{pico} \times 1000}{P_{módulo}} \quad (17)$$

Onde:

$N_{módulos}$ = Número de módulos do painel fotovoltaico [un]

P_{pico} = Potência pico do painel fotovoltaico em condições STC [kW]

$P_{módulo}$ = Potência nominal do módulo fotovoltaico em condições STC [W]

3.7 CÁLCULO DO CAPEX DO GERADOR FOTOVOLTAICO

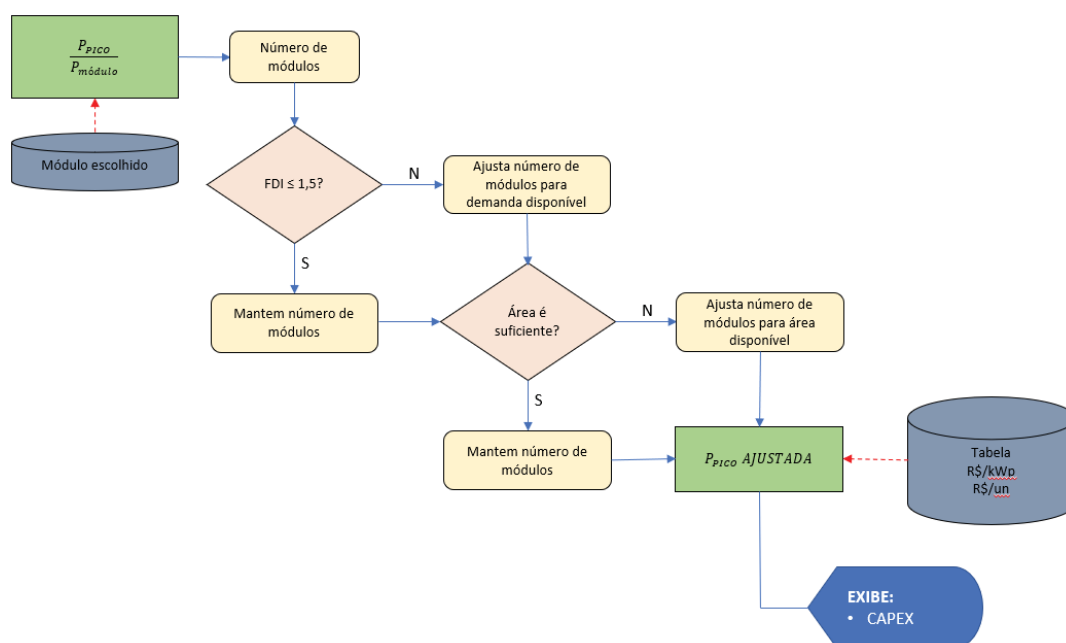
Embora o gerador fotovoltaico seja composto por diversos itens, na definição do presente modelo de análise será mantido foco na escolha do módulo fotovoltaico por representar individualmente o item com maior peso no CAPEX e no desempenho global do sistema. Os demais componentes (inversores, estruturas, proteções elétricas, cabos, serviços) tiveram seus custos simplificados para a relação de investimento por unidade de potência (R\$/kWp) ou por unidade física (R\$/un). Pela experiência do autor deste trabalho, esta é uma escolha que permite decisões mais rápidas sobre a análise de viabilidade antes de realizar um projeto executivo detalhado. A Figura 18 mostra o fluxograma para determinação do CAPEX do gerador fotovoltaico, enquanto a Tabela 3 contém os valores dos componentes.

Após o cálculo da potência necessária do painel fotovoltaico expresso nas seções acima, o modelo identifica o módulo fotovoltaico escolhido pelo gestor e

verifica se há necessidade de ajustar a quantidade de unidades por dois fatores limitantes: fator de sobredimensionamento CC/CA e espaço útil disponível no local da montagem, ambos já explicados anteriormente.

O número de módulos fotovoltaicos resultante é então utilizado para calcular o CAPEX da solução através da multiplicação do quantitativo (tanto para potência como para o número de unidades físicas) constante na Tabela 3.

FIGURA 18 – FLUXOGRAMA CAPEX GERADOR FOTOVOLTAICO



Fonte: AUTOR, 2021.

TABELA 3 – VALORES DE COMPONENTES GERADOR FOTOVOLTAICO

	Módulo fotovoltaico						Unidade
	ZN Shine 330W		ZN Shine 430W		Longhi 545W		
Módulo	R\$	1,99	R\$	2,05	R\$	2,38	R\$/Wp
Inversor	R\$	250,00	R\$	250,00	R\$	250,00	R\$/kWp
Estrutura	R\$	100,00	R\$	100,00	R\$	105,00	R\$/un
Proteções/cabos	R\$	22,00	R\$	22,00	R\$	22,00	R\$/un
Projeto	R\$	100,00	R\$	100,00	R\$	100,00	R\$/kWp
Montagem	R\$	15,00	R\$	15,00	R\$	17,00	R\$/un
Lucro		15%		15%		15%	%
Impostos		12%		12%		12%	%

Fonte: Adaptado de RENOVIGI, 2021.

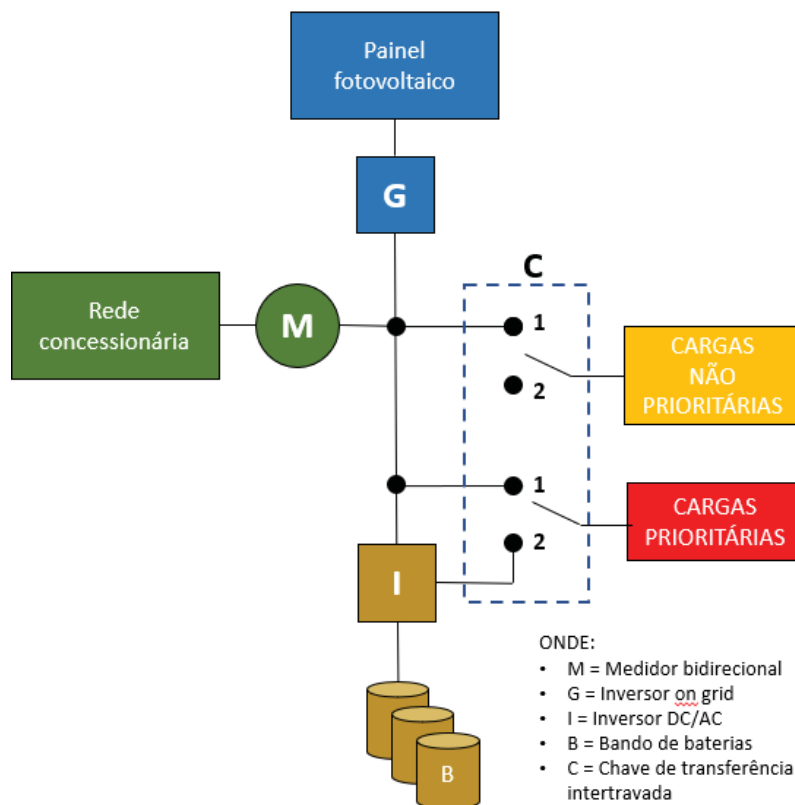
3.8 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

O presente modelo estabelece a premissa de que o sistema de baterias será destinado ao armazenamento de energia durante o período do dia em que há produção fotovoltaica (coincidente com o intervalo fora de ponta) para mais tarde suprir apenas o consumo da carga específica durante o período de ponta.

Até o momento da execução deste trabalho não existe norma técnica vigente que habilite o uso de inversores fotovoltaicos híbridos operando em paralelismo simultâneo com a rede da concessionária. Por esta razão o presente modelo preconiza o uso de chave de transferência para isolar as cargas que devem ser mantidas ligadas no horário de ponta das demais. A Figura 19 ilustra um modelo sugerido.

O modelo proposto assume a condição de que no intervalo de tempo fora de ponta a chave de transferência estará conectada na posição 1 da Figura 19. Desta forma a energia produzida no painel fotovoltaico estará disponível no barramento interno da unidade consumidora, servindo para abastecer cargas e prover energia destinada ao carregamento do banco de baterias. Quando for atingido o horário de ponta, a chave de transferência então será deslocada da posição 1 para a posição 2 fazendo com que apenas as cargas prioritárias sejam alimentadas pela energia proveniente do banco de baterias, enquanto as cargas não prioritárias permanecem desenergizadas.

FIGURA 19 – APLICAÇÃO CHAVE DE TRANSFERÊNCIA



Fonte: AUTOR, 2021.

3.8.1 AJUSTE NA POTÊNCIA DO PAINEL FOTOVOLTAICO

O procedimento de cálculo da potência do painel fotovoltaico para operação *on grid* convencional foi detalhado no item 3.6. No entanto é necessário realizar importante ajuste para a situação de armazenamento dado que nesta configuração, a relação de tarifas entre TE_{ponta} e $TE_{\text{fora ponta}}$ desaparece. À medida que a energia contida nas baterias é despachada para alimentar a carga, a concessionária deixa de registrar consumo no horário de ponta, fazendo perder efeito a exigência imposta pela REN 482/2012 já citadas anteriormente. A necessidade diária de energia passa a ser então dada por:

$$ED_{t(A)} = \left(\frac{\sum_{i=jan}^{dez} EFP_i}{365} \right) + \left(\frac{\sum_{i=jan}^{dez} EPI_i}{N_{\text{dias úteis}}} \right) \quad (18)$$

Onde:

$ED_{t(A)}$ = Demanda total de energia diária medida ao longo de um ano para uso combinado com sistema de armazenamento [kWh/dia]

EFP = Energia mensal consumida no intervalo fora ponta medido pela concessionária [kWh/mês]

EP = Energia mensal consumida no intervalo de ponta medido pela concessionária [kWh/mês]

$N_{\text{dias úteis}}$ = Número de dias úteis ao longo de um ano [dias]

Nota: Devido ao registro de energia em horário de ponta ocorrer apenas em dias úteis, o somatório de energia naquele posto horário deve ser dividido pelo número de dias úteis que a unidade consumidora opera anualmente.

O cálculo da potência do painel fotovoltaico é análogo à expresso em (16), substituindo-se, porém, a variável ED_t por $ED_{t(A)}$, o qual foi adaptado de BLUESOL, 2015.

$$P_{pico(A)} = \frac{ED_{t(A)}}{I \times PR} \times G \times 1000 \quad (19)$$

Onde:

$P_{pico(A)}$ = Potência pico do painel fotovoltaico ajustado em condições STC para uso combinado com sistema de armazenamento [kWp]

$ED_{t(A)}$ = Demanda total de energia diária medida ao longo de um ano para uso combinado com sistema de armazenamento [kWh/dia]

I = Irradiação solar disponível no local da instalação [kWh/m²·dia]

PR = Performance ratio [%]

G = Irradiância solar para a potência pico em condições STC [1.000W/m²]

3.8.2 ENERGIA A SER ACUMULADA NAS BATERIAS

A quantidade mínima de energia a ser acumulada nas baterias deve ser

suficiente para suprir a necessidade da carga, durante todo o período de autonomia solicitado pelo gestor na entrada de dados.

A determinação da energia armazenada é dada por ENERGIZA, 2021 da seguinte forma:

$$E_{\text{útil}} = \frac{C_{\text{dia}} \times N_{\text{dias}}}{\eta_{\text{armazenamento}}} \quad (20)$$

Onde:

$E_{\text{útil}}$ = Energia útil do bando de baterias [kWh]

C_{dia} = Consumo diário de energia pela carga [kWh/dia]

N_{dias} = Quantidade de dias de operação sem recarga [dias]

$\eta_{\text{armazenamento}}$ = Eficiência do sistema de armazenamento [adimensional]

Nota: O presente modelo fará uso de $\eta_{\text{armazenamento}} = 0,89$, conforme sugerido por BLUESOL, 2015.

Sendo o consumo diário de energia pela carga (ENERGISA, 2021):

$$C_{\text{dia}} = ED_p = \left(\frac{\sum_{i=\text{jan}}^{\text{dez}} EP_i}{N_{\text{dias úteis}}} \right) \quad (21)$$

Onde:

C_{dia} = Consumo diário de energia pela carga [kWh/dia]

ED_p = Média de energia diária consumida no intervalo de ponta, medida ao longo de um ano [kWh/dia]

EP = Energia mensal consumida no intervalo fora ponta medido pela concessionária [kWh/mês]

Nota: Devido ao registro de energia em horário de ponta ocorrer apenas em dias úteis, o somatório de energia naquele posto horário deve ser dividido pelo número de dias úteis que a unidade consumidora opera anualmente.

Ainda adaptado de ENERGISA, 2021 e BLUESOL, 2015:

$$E_{armazenada} = \frac{E_{\acute{u}til}}{\frac{DoD}{100}} \quad (22)$$

Onde:

$E_{armazenada}$ = Energia total armazenada no banco de baterias [kWh]

$E_{\acute{u}til}$ = Energia útil do bando de baterias [kWh]

DoD = Profundidade de descarga [%]

3.8.3 NÚMERO DE BATERIAS NO BANCO

A quantidade de baterias necessárias para compor o compor o banco de baterias é dado pela divisão da energia total a ser armazenada descrita em (22), pela capacidade nominal do modelo escolhido nas variáveis de entrada:

$$N_{baterias} = \frac{E_{armazenada}}{E_{unitária}} \quad (23)$$

Onde:

$N_{baterias}$ = Número de baterias (un)

$E_{armazenada}$ = Energia total armazenada no banco de baterias [kWh]

$E_{unitária}$ = Energia unitária da bateria escolhida na lista de opções [kWh]

Nota: Caso $N_{baterias}$ apresente resultado fracionário, adota-se o número inteiro imediatamente superior.

3.8.4 DIMENSIONAMENTO DA POTÊNCIA DE INVERSÃO CC/CA

Para ser utilizada pela carga, a energia em CC armazenada nas baterias precisa ser convertida em CA. Até o momento do desenvolvimento do presente trabalho há pouca oferta de inversores CC/CA disponíveis comercialmente, capazes de unir as funções de gerenciamento da carga e descarga das baterias aliada à capacidade de serem agrupados de forma a constituírem um sistema trifásico escalável até a potência de 300kVA, patamar máximo de atendimento do subgrupo A4 (COPEL, 2018).

O equipamento encontrado comercialmente e adotado para fins deste trabalho que melhor atende a estas exigências é o inversor modelo Quattro 10kVA, fabricado pela empresa holandesa Victron Energy (VICTRON ENERGY, 2021).

Este modelo de análise de viabilidade permite ao gestor determinar a potência de atendimento à carga através do sistema de inversores, com valor nominal diferente da demanda contratada junto à concessionária. O objetivo é aproximar o modelo de análise da realidade de empresas onde carga acionada no período de ponta é inferior à demanda contratada. Assim temos que:

$$N_{\text{inversores CC/CA}} = \frac{P_{\text{necessária na ponta}}}{P_{\text{Victron Quattro}}} \quad (24)$$

Onde:

$N_{\text{inversores CC/CA}}$ = Número de inversores CC/CA [un]

$P_{\text{necessária na ponta}}$ = Potência a ser atendida pelos inversores no horário de ponta [kW], sendo $0 \leq P_{\text{ponta}} \leq 300\text{kVA}$

$P_{\text{VictronQuattro}}$ = Potência nominal do inversor CC/CA Victron Quattro 10kVA [kVA], sendo $P_{\text{VictronQuattro}} = 10$

Nota: Caso $N_{\text{inversores CC/CA}}$ apresente resultado fracionário, adota-se o número inteiro imediatamente superior.

3.8.5 CÁLCULO DO CAPEX DO SISTEMA COM ARMAZENAMENTO

Os itens que apresentam maior peso no cálculo do investimento inicial da solução de geração combinada com armazenamento de energia são os módulos fotovoltaicos e as baterias. Por esta razão estes itens podem ser escolhidos pelo gestor e os demais componentes tiveram seus custos simplificados para a relação de investimento por unidade de potência [R\$/kWp] ou por unidade física [R\$/un]. A Figura 20 mostra o fluxograma de cálculo do CAPEX da alternativa.

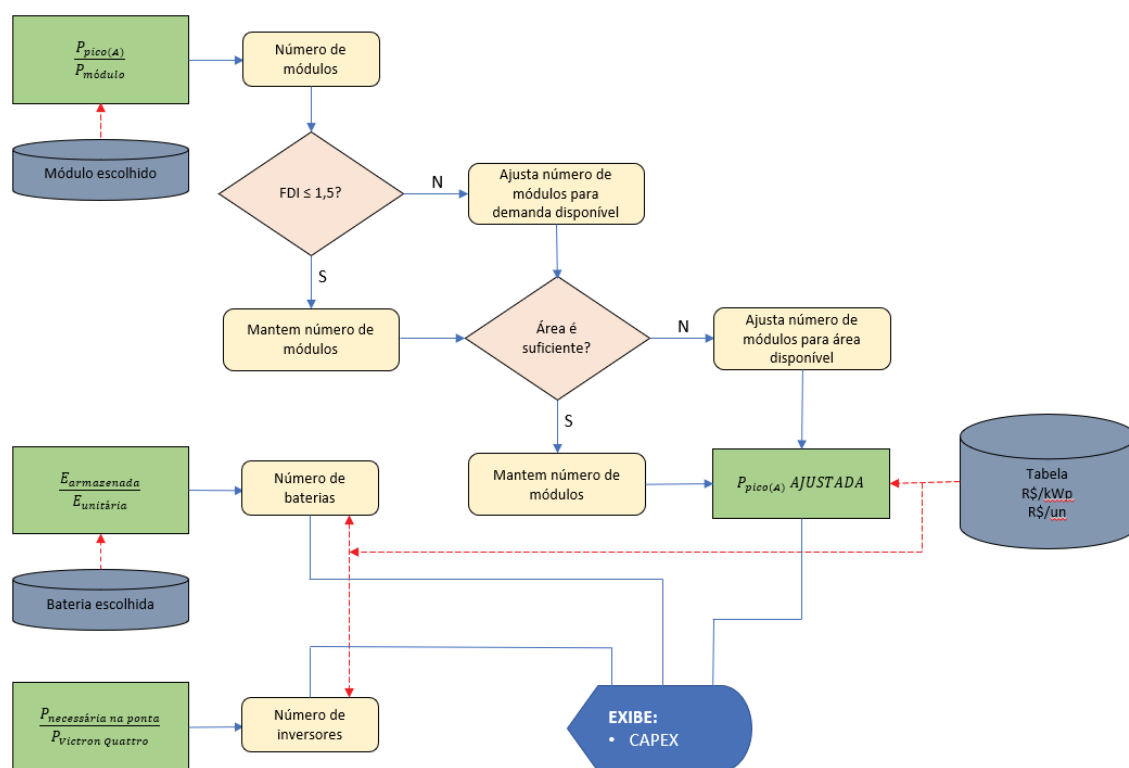
O CAPEX da solução de produção fotovoltaica combinada com o armazenamento de energia é a soma do investimento necessário nos dois

subsistemas. A porção relativa à geração *on grid* tem o CAPEX determinado de forma análoga ao explanado no item 3.7. O investimento em baterias é realizado com base no cálculo do número de unidades necessárias na composição do banco de armazenamento. Por fim, montante de recursos necessário para a etapa de conversão da energia em corrente contínua das baterias para corrente alternada de abastecimento das cargas prioritárias é dado pelo número de inversores CC/CA.

Os valores base de investimento por unidade de potência (R\$/W) ou por unidade física (R\$/un) que compõe a geração e armazenamento estão dispostas nas Tabela 3 (a mesma utilizada na seção 3.7 para determinar o valor de investimento apenas do gerador fotovoltaico *on grid*). A tabela 4 contém o custo unitário dos equipamentos destinados ao armazenamento e conversão CC/CA e que serve de base para a multiplicação dos quantitativos e formação do CAPEX.

A soma desta três macro componentes (gerador *on grid*, armazenamento e conversão CC/CA) resulta no CAPEX integral da solução de geração e armazenamento. Ressalta-se que o custo de implantação da chave de transferência e eventuais ajustes nos quadros de distribuição não está contemplados no presente modelo.

FIGURA 20 – FLUXOGRAMA CÁLCULO CAPEX GERADOR FOTOVOLTAICO COM ARMAZENAMENTO



Fonte: AUTOR, 2021.

TABELA 4 – VALORES DE COMPONENTES SISTEMA ARMAZENAMENTO

	Bateria		Unidade
	Energy Source 3,5	Dyness D3	
Bateria R\$	7.190,00	R\$ 8.990,00	R\$/bateria
Inversor R\$	2.390,00	R\$ 2.390,00	R\$/kW
Projeto R\$	120,00	R\$ 120,00	R\$/kWh
Montagem R\$	80,00	R\$ 80,00	R\$/kWh
Lucro	0,15	0,15	%
Impostos	0,12	0,12	%

Fonte: Adaptado de ALDO, 2021.

3.9 CÁLCULO DO OPEX

O custo de operação é determinado com base nos valores de bens e serviços e empregados em substituições e manutenções de equipamentos ao

longo da vida útil do gerador solar e do sistema de armazenamento. Estão contemplados custos de lavagem dos módulos fotovoltaicos; substituição dos inversores; substituição das baterias e serviços de monitoramento da planta.

Por orientação dos fabricantes a limpeza dos módulos fotovoltaicos deve ser feita com periodicidade mínima de um ano. O presente modelo adota esta premissa. O valor unitário para a limpeza dos módulos parte da experiência profissional do autor.

É recente no mercado a alternativa da contratação dos serviços de monitoramento de plantas fotovoltaicas, mas este mostra-se um serviço essencial para plantas de maior porte que necessitam de acompanhamento com maior rigor técnico dos níveis de produção e degradação, bem como de detecção de falhas.

A regra adotada neste modelo para a substituição de inversores é o atingimento de sua vida útil aos quinze anos de operação, seguindo padrão adotado pelo mercado.

A substituição das baterias é variável no tempo e é determinada pelo número de ciclos operados à profundidade de descarga (DoD) escolhidas nas variáveis de entrada.

A Tabela 5 exhibe os itens que compõem a cesta de produtos e serviços que determinam o OPEX dos sistemas de geração fotovoltaica *on grid* e de sua variante combinada com o armazenamento de energia.

TABELA 5 – VALORES DE COMPONENTES DO OPEX

Item	Sistema				Unidade	Periodicidade
	Convencional		Armazenamento			
LAVAGEM DE MÓDULO FOTOVOLTAICO						
Mão-de-obra	R\$	10,00	R\$	10,00	R\$/un	1 vez ao ano
MONITORAMENTO PLANTA						
Serviço	R\$	1,00	R\$	1,15	R\$/kWp	1 vez ao mês
SUBSTITUIÇÃO DE INVERSORES						
Equipamentos	R\$	250,00	R\$	2.390,00	R\$/kW	1 vez a cada
Mão-de-obra	R\$	1.000,00	R\$	1.000,00	R\$/un	15 anos
SUBSTITUIÇÃO BATERAIS						
Equipamentos	R\$	-	R\$	2.500,00	R\$/kWh	Dependente
Mão-de-obra	R\$	-	R\$	1.000,00	R\$/un	do DoD

Fonte: AUTOR, 2021.

3.10 ENERGIA E PERDAS

Em ambas as configurações tecnológicas propostas neste trabalho (geração fotovoltaica com e sem a solução de armazenamento), há presença de perdas de eficiência na produção de energia pelo painel fotovoltaico ao longo dos anos.

Muito embora o modelo de degradação linear não represente fielmente as perdas pelo efeito de envelhecimento e um modelo exponencial represente uma linha de tendência mais adequada, os resultados são muito semelhantes entre os dez a vinte primeiros anos, sendo que a linear se mostra ainda um pouco mais pessimista (FONSECA, 2020).

O presente modelo adota o modelo linear, parametrizado pelos índices fornecidos pelos fabricantes para o primeiro e vigésimo quinto anos nas folhas de dados dos módulos fotovoltaicos.

3.11 VARIÁVEIS ECONÔMICAS E POLÍTICAS

Além das questões técnicas de definição de potência, energia e capacidade de atendimento a carga, as variáveis no âmbito econômico, político e regulatório geram impactos substanciais na análise de viabilidade de implantação da geração própria.

Nas seções anteriores desta monografia muitos cálculos técnicos foram demonstrados. Foram etapas contidas na esfera das ciências exatas e tecnológicas da engenharia.

A seção 3.11 e seus subitens tratam de temas ligados as percepções de passado, presente e futuro que o gestor financeiro possui. São variáveis que apresentam impacto sobre a geração de indicadores, porém estão na esfera das ciências sociais.

3.11.1 INFLAÇÃO DE ENERGIA

Inflação é o aumento dos preços de bens e serviços. O Brasil possui vários índices de preços (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2021a), sendo a energia um insumo com mecanismo próprio de reajustes, controlado pela ANEEL.

O presente modelo permite ao gestor ajustar o índice de reajuste da energia elétrica que incidirá sobre as tarifas praticadas pelas distribuidoras e verificar as variações nos índices de VPL, TIR e PAYBACK.

3.11.2 INFLAÇÃO IPCA

O Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) é o índice de referência do sistema de metas para a inflação e mede o preço de uma cesta de consumo representativa para famílias com renda de 1 a 40 salários-mínimos (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2021b).

No contexto deste modelo, a inflação de IPCA afeta o custo futuro dos serviços e insumos presentes no cálculo do OPEX.

3.11.3 BANDEIRAS TARIFÁRIAS

Devido ao relevante acréscimo nos gastos com eletricidade causados pela aplicação das bandeiras tarifárias, o autor propõe 5 cenários distintos de proporções de incidência das bandeiras tarifárias.

No momento da elaboração deste trabalho (dezembro 2021) o custo unitário determinado pela ANEEL das bandeiras, sem impostos está mostrado na Tabela 6.

TABELA 6 – VALORES BANDEIRAS TARIFÁRIAS

BANDEIRAS TARIFÁRIAS		
Bandeira	R\$/100kWh	
Verde	R\$	-
Amarela	R\$	1,874
Vermelha I	R\$	3,971
Vermelha II	R\$	9,492
Escassez hídrica	R\$	14,200

Valores sem impostos

Fonte: COPEL, 2021b.

O cenário denominado “MUITO OTIMISTA” considera que no período de um ano não ocorrerá a incidência de nenhuma bandeira tarifária que acarrete acréscimo no valor das faturas. São considerado os dozes meses na modalidade verde.

No cenário “OTIMISTA” 50% do ano estará na condição de bandeira verde, 33% do ano em bandeira amarela e 17% do ano em bandeira vermelha I.

A alternativa “REALISTA” prevê nas bandeiras verde e amarela e escassez hídrica, dois meses de permanência em cada, e mais três meses para cada bandeira vermelha.

A opção “PESSIMISTA” prevê que haverá incidência de bandeiras com adicionais de valor durante todo o período e será distribuída de maneira equânime entre todas.

Por fim, o cenário onde há maior representatividade de valores é o denominado “MUITO PESSIMISTA” onde, numa situação extremamente desfavorável de falta de energia a ANEEL possa aplicar a bandeira de escassez hídrica durante os doze meses do ano.

A Tabela 7 apresenta os cenários pré-definidos com a quantidade de meses por ano que cada uma das bandeiras ocorre.

TABELA 7 – CENÁRIOS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS

	Meses por ano				
	Verde	Amarela	Vermelha I	Vermelha II	Escassez hídrica
Muito otimista	12	0	0	0	0
Otimista	6	4	2	0	0
Realista	2	2	3	3	2
Pessimista	0	3	3	3	3
Muito pessimista	0	0	0	0	12

Fonte: AUTOR, 2021.

3.11.4 O PL 5.829/2019 NA ANÁLISE FINANCEIRA

O projeto de lei já citado anteriormente prevê uma série de mudanças nas

regras da autoprodução de energia e não é objetivo deste trabalho argumentar sobre todas elas, mas apenas aponta aquelas que trarão impacto sobre o escopo da presente análise.

Sob esta premissa é possível identificar no texto do projeto de lei três pontos principais.

O primeiro trata do direito de permanência dentro das regras atuais para as unidades consumidoras que já estão homologadas no sistema de compensação e para aquelas que solicitarem o parecer de acesso em até doze meses após a entrada em vigor da lei.

O segundo ponto chave é a criação de uma regra de transição para as unidades consumidoras que protocolarem a solicitação de acesso entre treze e dezoito meses após a entrada em vigor, deixando para enquadramento direto nas novas regras apenas os consumidores que protocolarem a solicitação de acesso após dezoito meses vigência da nova legislação. Estas condições estão demonstradas nas Tabelas 8 e 9:

TABELA 8 – ENTRADA EM VIGOR DAS NOVAS REGRAS

DATA	SITUAÇÃO
Já homologadas	Permanece na regra atual até 2045
Solicitação de acesso emitida até 12 meses após a entrada em vigor da lei	Permanece na regra atual até 2045
Solicitação de acesso emitida entre 13 e 18 meses após a entrada em vigor da lei	Regras de transição até 2030
Solicitação de acesso após 18 meses	Novas regras

Fonte: Adaptado de CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2021.

TABELA 9 – REGRAS DE TRANSIÇÃO E DEFINITIVA

TARIFICAÇÃO SOBRE TUSD FIO B																								
	Ano	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Regra de transição		15%	30%	45%	60%	75%	90%	90%	90%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Novas regras		15%	30%	45%	60%	75%	90%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fonte: Adaptado de CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2021.

Por fim, o terceiro ponto do projeto de lei que merece destaque está contido em seu Artigo nº 19 e determina que para as unidades consumidoras

que produzem localmente sua própria energia, a incidência das bandeiras tarifárias passará a ser somente sobre o consumo de energia elétrica ativa a ser faturada e não se aplica sobre a energia excedente que foi compensada (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2021).

3.11.5 ISENÇÃO DE ICMS SOBRE TE

No ano de 2018, o Governo do Estado do Paraná aderiu de forma precária ao convênio ICMS 16/09, que dá isenção do tributo de ICMS incidente sobre a parcela correspondente a TE oriunda de fontes renováveis.

Segundo o texto da Lei nº 19.595 de 12/07/2018 o benefício de isenção foi concedido para unidades geradoras com até 1MW de potência instalada temporariamente pelo prazo de quarenta e oito meses após a publicação da lei (ASSEMBLÉIA LEGISLATIVA DO PARANÁ, 2018).

Para efeitos de simulação e análise de resultados é possível avaliar o impacto do tributo caso o prazo de concessão da isenção não seja estendido.

3.11.6 AUTOCONSUMO FORA DE PONTA

A aplicação do tributo de ICMS sobre a parcela de TUSD da energia compensada torna interessante o estudo do impacto financeiro provocado pelo aumento ou diminuição do autoconsumo imediato de energia.

À medida que uma parcela maior da produção oriunda do painel fotovoltaico é utilizada imediatamente para suprir a carga, menor é a injeção de energia na rede para compensação futura, o que torna mais interessante o investimento em sistemas fotovoltaicos.

A taxa de autoconsumo imediato depende das características de operação da carga. Em termos médios é possível observar índices de autoconsumo entre 0% e 60% da energia produzida. Neste modelo, os limites de entrada de dados para autoconsumo são:

$$0\% \leq \text{Autoconsumo} \leq 100\% \quad (25)$$

3.12 VARIÁVEIS FINANCEIRAS

O grupo das variáveis financeiras oferece ao administrador a possibilidade de ajustar variáveis associadas a financiamentos bem como estabelecer um patamar de comparação com outras opções de investimento.

As simulações levam em consideração o custo de obtenção de capital para realizar o investimento inicial e o prazo disponível para amortização.

Por fim, faz parte do método a inserção da taxa mínima de atratividade sobre a qual o investidor deseja descontar os fluxos de caixa das simulações.

Por serem todos números muito particulares para cada investidor, os campos entrada de dados são de livre preenchimento.

4 APLICAÇÃO DO MÉTODO E RESULTADOS OBTIDOS

O modelo apresentado neste trabalho atende estudos de viabilidade financeira para implantação de sistemas de geração fotovoltaica com armazenamento de energia em unidades consumidoras do subgrupo A4, modalidade horossazonal verde, atendidas pela distribuidora COPEL. O modelo proposto foi implementado no software Microsoft Excel 2019.

É importante frisar que as análises dependem da coleta de dados relacionados ao histórico de consumo e do local de implantação, mas essencialmente de informações ligadas à gestão da empresa titular. Exige-se conhecimento e sensibilidade estratégica do gestor para o julgamento dos resultados compilados.

A aplicação do modelo é feita para três empresas que estão em processo de análise da viabilidade de implantação do sistema de geração própria com ou sem o armazenamento de energia. Os dados de demanda e consumo foram obtidos a partir das faturas de energia, enquanto os dados de espaço físico e percepções sobre cenários foram coletados em entrevistas com os gestores.

As aplicações do modelo serão apresentadas em três fases. A primeira é constituída da coleta e lançamento no modelo dos dados oriundos da fatura de energia e das de entrevistas com os gestores das três empresas. O segundo subitem exibe comentários acerca dos critérios adotados para lançar parametrizar o modelo com base nas informações coletadas. Por fim, é realizada a análise qualitativa dos números apresentados na tabela de valores calculados.

Para maior clareza explica-se a seguir a tabela de valores calculados:

- A primeira coluna, intitulada “ANO”, exibe o período da análise. Inicia-se no ano zero, correspondente ao momento da implantação da produção própria e termina no ano vinte e cinco, prazo padrão de mercado adotado como vida útil do gerador solar fotovoltaico.

- A coluna sob o título “SEM GERAÇÃO PRÓPRIA” exhibe o fluxo de caixa da operação da empresa relacionada ao consumo de energia e demonstra a evolução de gastos com a eletricidade na condição de permanecer sem a implantação da geração própria.
- Em seguida há dois blocos de colunas, com quatro derivações de colunas em cada um. O primeiro bloco recebe o título “GERAÇÃO PRÓPRIA” e o segundo “GERAÇÃO PRÓPRIA E ARMAZENAMENTO”. As análises apresentadas referem-se, respectivamente, às possibilidades de implantação apenas do gerador *on grid* bem como dele combinado com o sistema de armazenamento de energia em baterias. Para as duas soluções são exibidos os valores de CAPEX e OPEX.
- As quatro colunas contidas em cada um dos blocos demonstram os fluxos de caixa sob o olhar da tramitação e aprovação do PL 5.829/2019.
- Na coluna “REGRAS ATUAIS” o fluxo de caixa considera a operação dentro das atuais regras vigentes estabelecidas pela REN 482/2012, sem a entrada em vigor do PL.
- A coluna chamada “S.A. JÁ EMITIDO” exhibe o fluxo de caixa calculado admitindo-se que o PL seja colocado em vigor e aplicado para as unidades consumidoras que já tem a S.A. (solicitação de acesso) realizada antes da do início da vigência das novas regras.
- Analogamente, as próximas duas colunas nominadas “ $13 \leq \text{S.A.} \leq 18$ ” e “ $\text{S.A.} > 18$ ” demonstram os fluxos de caixa na hipótese de haver a aprovação do PL e com as solicitações de acesso emitidas entre o décimo terceiro e o décimo oitavo mês e, por fim, após o décimo oitavo mês da entrada em vigor do novo texto legal.

- Abaixo de cada uma das colunas citadas, apresenta-se nova tabela com o VPL, TIR e PAYBACK para cada um dos cenários legais e de solução tecnológica.

4.1 INDÚSTRIA METALÚRGICA

4.1.1 COLETA DE DADOS

Trata-se de uma indústria que opera no setor metalúrgico em São José dos Pinhais a mais de 30 anos. O horário de trabalho é de segunda a sexta-feira em dois turnos alternados que começa às 08:00h e termina às 20:00h. Por operar com muitos fornos, a carga tem comportamento de operação praticamente linear, tanto no período fora ponta quando no horário de ponta. A edificação conta com razoável área de cobertura para montagem do painel fotovoltaico. Pela característica do negócio em si, há liberação de alguma quantidade de poeira para o meio ambiente que poderá ficar parcialmente depositada sobre os módulos solares, afetando a performance do gerador mesmo com procedimentos de limpeza regulares todos os anos. O proprietário e principal gestor da empresa é uma pessoa com perfil conservador e deseja utilizar recursos próprios para a implantação da geração fotovoltaica, sem depender de fontes de financiamento externas. Administrador de empresas experiente, informou que a taxa mínima de atratividade que sua empresa lhe oferece é de 17% a.a. Desta forma deseja comparar o investimento em energia fotovoltaica com o retorno de seu próprio negócio.

Os parâmetros de entrada lançados no modelo de simulação estão exibidos na Figura 21.

FIGURA 21 – PARÂMETROS DE ENTRADA: INDÚSTRIA METALÚRGICA

DADOS DE CONTRATO				
Cliente atendido pela COPEL/DIS: Sim			VALIDADE MODELO	
Modalidade horossazonal: Sim			VÁLIDO	
Subgrupo de atendimento: Sim				
DADOS DE FATURA				
Demanda contratada		180 kW		
Leitura	Demanda (kW)	Energia (kWh)		
		Ponta	Fora Ponta	
Janeiro	144,64	197	19326	
Fevereiro	155,27	577	21689	
Março	167,96	1634	20528	
Abril	175,20	825	23163	
Maio	163,68	549	16231	
Junho	167,52	2220	27575	
Julho	166,64	1296	37549	
Agosto	172,69	361	39337	
Setembro	162,21	373	22975	
Outubro	147,30	138	12398	
Novembro	148,33	277	17595	
Dezembro	133,43	348	14690	
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA				
Irradiação solar		4,20 kWh/m2-dia		
Performance ratio		70%		
Área disponível		1500 m2		
ESCOLHA COMPONENTES				
Módulo fotovoltaico		ZN Shine 430W		
Bateria desejada		Dyness B3		
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA				
Potência em horário ponta		180 kW		
Autonomia		1 dias		
Dias úteis por ano		250 dias		
DoD Desejado		60%		
CRIAÇÃO DE CENÁRIO				
Bandeira tarifária		Pessimista		
Inflação de energia		12,0% a.a.		
Inflação IPCA		6,0% a.a.		
Isenção ICMS sobre TE		Não		
Autoconsumo Fora de Ponta		30%		
VARIÁVEIS FINANCEIRAS				
Prazo amortização		- anos		
Custo do financiamento		0,0% a.a.		
TMA		17,0% a.a.		

Fonte: AUTOR, 2021.

4.1.2 COMENTÁRIOS SOBRE OS PARÂMETROS DE ENTRADA

Na presente simulação foi criado um macro cenário conservador, respeitando o perfil do gestor da unidade consumidora. Desta forma, lançou-se mão da segurança em detrimento a ao alcance de um resultado financeiro arrojado.

A taxa de performance do gerador solar foi estabelecida em 70% devido a presença de pó no local ser um fator de perda de produtividade.

A escolha pelo uso de módulos fotovoltaicos de 430Wp e das baterias do fabricante Dyness se deram em função de responderem pelo maior VPL em ambas as soluções tecnológicas.

A potência do sistema de armazenamento foi determinada no mesmo patamar da demanda contratada devido a característica de operação da empresa que tem comportamento praticamente linear da carga. A pedido do gestor, a autonomia desejada do bando de baterias é de um dia, enquanto a profundidade de descarga foi estabelecida em 60% para conferir maior longevidade às baterias de íons de Lítio.

O cenário econômico futuro na visão do gestor é severo, com altas taxas de inflação futuras e aplicação de bandeiras tarifárias mais significativas do ponto de vista do custo da energia. O gestor avalia que a escassez hídrica deve ser acentuada no futuro e não enxerga ações de grandes investimentos pelo governo brasileiro em infraestrutura. Desta forma, entende que haverá desequilíbrio entre oferta e demanda, acentuando a inflação energética. Na mesma linha de raciocínio, acredita que dificuldades financeiras do Estado impedirão que a isenção da cobrança do ICMS sobre a TE seja renovada.

O autoconsumo imediato de energia foi estabelecido em 30% por ser um valor típico para cargas que apresentam consumo linear ao longo do dia.

A taxa de atratividade mínima de 17% é outro dado importante uma vez que o empresário admitiu ser este o retorno financeiro que a metalúrgica lhe proporciona anualmente.

A Tabela 10 demonstra os resultados de cálculos da aplicação do modelo.

4.1.3 ANÁLISE DE RESULTADOS

Os resultados obtidos demonstram que a solução viável para indústria metalúrgica é a adoção apenas do sistema de geração *on grid*. Para os quatro cenários de tempo relacionados a possível aprovação do PL 5.829/2019, a solução de geração pura, sem o uso de baterias apresenta VPL positivo e prazo de PAYBACK médio de seis anos.

Mesmo no cenário de pedido de solicitação de acesso à concessionária após o décimo oitavo mês de entrada em vigor das novas regras apresentadas pelo PL a TIR é quase 30% superior à TMA apontada pelo empresário.

Caso o sistema de geração própria seja implantado ainda antes da entrada em vigor do projeto de lei, o resultado financeiro do projeto apresentará ganho significativo de rendimento financeiro. Isso deve-se à combinação de duas variáveis: o uso do cenário pessimista de incidência de bandeiras tarifárias combinado com o benefício do Artigo nº 19 do PL que prevê a incidência de cobrança de bandeiras tarifárias apenas sobre a energia ativa consumida da rede, e não mais sobre a energia compensada.

O cenário cauteloso estabelecido pelo empresário com relação a taxas de inflação de energia em patamares altos para o futuro também ajuda a aumentar a taxa interna de retorno, uma vez que a diferença entre os fluxos de caixa das situações sem e com geração própria aumenta.

A operação da carga no mesmo nível de potência nos intervalos de ponta e fora de ponta apresenta pontos positivos e negativos com relação a implantação da solução com baterias. Se por um lado a empresa não necessitaria realizar a separação entre cargas prioritárias e não prioritárias, evitando o custo com readequações da rede interna, por outro lado, o porte do sistema de inversão CC/CA e o número de baterias necessárias para estocar a energia tornam o CAPEX e o OPEX da solução com armazenamento bastante elevados. Desta forma a opção de armazenamento de energia mostra-se inviável, seja qual for o cenário de aprovação do PL.

4.2 INDÚSTRIA DE PROCESSAMENTO DE CEREAIS

4.2.1 COLETA DE DADOS

A unidade consumidora em análise pertence a uma indústria de processamento de cereais para consumo humano, instalada no município de Colombo/PR. Empresa sólida, é gerida por equipe com rigoroso controle de processos e de consumo de insumos, incluindo a energia elétrica. A operação fabril ocorre de segunda-feira a sábado, no período das 7:30h às 17:30h, quando existe a maior demanda de potência da rede. Após o encerramento do expediente apenas equipamentos de refrigeração permanecem ligados fazendo com que a demanda utilizada seja bastante reduzida. Há forte desejo da diretoria em aderir à produção limpa de energia, inclusive com emprego de baterias, para se adequar as macros diretrizes estabelecidas pela empresa controladora do grupo. A companhia pretende utilizar linha de crédito específica para sistemas de autoprodução de energia com prazo de 60 meses para amortização e taxas de juros anuais de 4,50%. A taxa mínima de atratividade foi estabelecida pela equipe de gestão em 10%, sem justificar a origem do número. A diretoria acredita que o cenário de escassez de energia deve se manter presente no médio prazo, pressionando os preços do insumo. Já a avaliação da administração sobre o cenário de inflação ao consumidor é diferente, tendo a expectativa do índice do IPCA recuar para os patamares controlados pelo Banco Central do Brasil com o fim da pandemia do Covid-19.

Os parâmetros de entrada lançados no modelo de simulação estão exibidos na Figura 22.

FIGURA 22 – PARÂMETROS DE ENTRADA: INDUSTRIA DE CEREAIS

DADOS DE CONTRATO				
Cliente atendido pela COPEL/DIS: Sim			VALIDADE MODELO	
Modalidade horossazonal: Sim			VÁLIDO	
Subgrupo de atendimento: Sim				
DADOS DE FATURA				
Demanda contratada		250 kW		
Leitura	Demanda (kW)	Energia (kWh)		
		Ponta	Fora Ponta	
Janeiro	222,18	877	37132	
Fevereiro	200,83	435	43032	
Março	178,69	219	52887	
Abril	166,88	401	51754	
Maio	164,22	471	49463	
Junho	162,85	142	55504	
Julho	165,21	287	47528	
Agosto	147,40	169	52012	
Setembro	218,54	702	56211	
Outubro	205,45	0	53417	
Novembro	229,86	134	79714	
Dezembro	238,71	20	70740	
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA				
Irradiação solar		4,18 kWh/m2-dia		
Performance ratio		80%		
Área disponível		4000 m2		
ESCOLHA COMPONENTES				
Módulo fotovoltaico		ZN Shine 430W		
Bateria desejada		Energy Source 3,5		
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA				
Potência em horário ponta		60 kW		
Autonomia		1 dias		
Dias úteis por ano		250 dias		
DoD Desejado		50%		
CRIAÇÃO DE CENÁRIO				
Bandeira tarifária		Realista		
Inflação de energia		10,0% a.a.		
Inflação IPCA		4,0% a.a.		
Isenção ICMS sobre TE		Sim		
Autoconsumo Fora de Ponta		50%		
VARIÁVEIS FINANCEIRAS				
Prazo amortização		5 anos		
Custo do financiamento		4,5% a.a.		
TMA		10,0% a.a.		

Fonte: AUTOR, 2021.

4.2.2 COMENTÁRIOS SOBRE OS PARÂMETROS DE ENTRADA

Um ponto marcante das instalações físicas da empresa é a área disponível na cobertura dos galpões. Além de pouco mais de 4.000m² de telhado metálico com revestimento termoacústico conhecida popularmente como telhas sanduíche, a posição do imóvel é muito favorecida em relação a orientação para o norte e sem presença de sombras causadas por obstáculos. Estas características conferem condições ideais para a produção fotovoltaica e permitem a entrada de taxa de performance de 80% na simulação.

A potência em horário de ponta indicada foi estabelecida em função da presença de um painel de distribuição já montado na empresa, com capacidade de 57kVA, responsável por alimentar apenas as câmaras frias que permanecem ligadas após o encerramento do expediente.

O cenário de bandeiras realista foi, na opinião da equipe de gestão, aquele que melhor representa a expectativa futura da empresa.

Com relação a legislação estadual que trata da isenção do ICMS, a empresa acredita que a pressão sob a qual o Estado estaria sujeito se tentasse remover o incentivo sobre uma fonte limpa de energia e que ainda está em expansão seria muito malvista pela sociedade. Desta forma entendem que o prazo de isenção tributária será renovado.

O fator de coincidência entre produção e consumo, considerando que a planta fabril opera majoritariamente no período diurno e, considerando que o consumo do horário de ponta será suprido pela energia das baterias, fazem com que a taxa de autoconsumo seja estimada em 50%.

Por fim outro ponto que chama a atenção é o baixo custo para obtenção do financiamento destinado a implantação da solução.

A Tabela 11 demonstra os resultados de cálculos da aplicação do modelo.

TABELA 11 – VALORES CALCULADOS: INDÚSTRIA DE CEREAIS

ANO	SEM GERAÇÃO PRÓPRIA	FLUXO DE CAIXA: GASTOS COM FATURAS DE ENERGIA, CAPEX E OPEX									
		GERAÇÃO PRÓPRIA					GERAÇÃO PRÓPRIA E ARMAZENAMENTO				
		CAPEX					CAPEX				
		OPEX 1 25 anos	R\$	13 S.A. S 18	S.A. > 18 MESES	REGRAS ATUAIS	OPEX 1 25 anos	R\$	13 S.A. S 18	S.A. > 18 MESES	
0		R\$ 0,00					R\$ 0,00				
1	R\$ 484.275,71	-R\$ 37.257,39	-R\$ 18.278,97	-R\$ 18.278,97	-R\$ 18.278,97	-R\$ 95.268,50	-R\$ 75.469,00	-R\$ 75.469,00	-R\$ 75.469,00	-R\$ 75.469,00	R\$ 0,00
2	R\$ 532.703,28	-R\$ 73.566,37	-R\$ 33.835,76	-R\$ 42.327,09	-R\$ 42.327,09	-R\$ 188.026,45	-R\$ 150.496,70	-R\$ 150.496,70	-R\$ 150.496,70	-R\$ 150.496,70	-R\$ 159.405,54
3	R\$ 585.973,61	-R\$ 98.273,53	-R\$ 35.851,99	-R\$ 62.918,26	-R\$ 62.918,26	-R\$ 267.286,28	-R\$ 214.338,54	-R\$ 214.338,54	-R\$ 214.338,54	-R\$ 214.338,54	-R\$ 242.740,86
4	R\$ 644.570,97	-R\$ 109.630,13	-R\$ 22.398,68	-R\$ 79.938,76	-R\$ 79.938,76	-R\$ 330.923,52	-R\$ 265.139,83	-R\$ 265.139,83	-R\$ 265.139,83	-R\$ 265.139,83	-R\$ 325.531,53
5	R\$ 709.028,07	-R\$ 105.695,50	-R\$ 8.661,70	-R\$ 93.316,81	-R\$ 93.316,81	-R\$ 376.575,56	-R\$ 300.837,50	-R\$ 300.837,50	-R\$ 300.837,50	-R\$ 300.837,50	-R\$ 407.890,48
6	R\$ 779.930,88	R\$ 264.113,42	R\$ 408.127,31	R\$ 245.398,58	R\$ 245.398,58	R\$ 22.670,08	R\$ 105.148,48	R\$ 105.148,48	-R\$ 65.711,12	-R\$ 65.711,12	-R\$ 65.711,12
7	R\$ 857.923,96	R\$ 669.428,01	R\$ 845.864,44	R\$ 603.410,91	R\$ 603.410,91	R\$ 333.119,18	R\$ 418.754,88	R\$ 418.754,88	R\$ 164.136,01	R\$ 164.136,01	R\$ 164.136,01
8	R\$ 943.716,36	R\$ 1.113.591,81	R\$ 1.325.473,24	R\$ 995.834,45	R\$ 986.147,20	R\$ 821.687,82	R\$ 906.488,24	R\$ 906.488,24	R\$ 560.246,20	R\$ 560.246,20	R\$ 550.065,85
9	R\$ 1.038.088,00	R\$ 1.600.259,64	R\$ 1.850.888,79	R\$ 1.425.909,47	R\$ 1.405.628,82	R\$ 1.361.441,48	R\$ 1.440.959,53	R\$ 1.440.959,53	R\$ 994.495,26	R\$ 994.495,26	R\$ 973.179,10
10	R\$ 1.141.896,79	R\$ 2.133.426,32	R\$ 2.426.412,00	R\$ 1.885.593,76	R\$ 1.865.313,12	R\$ 1.957.283,29	R\$ 2.026.567,54	R\$ 2.026.567,54	R\$ 1.458.297,82	R\$ 1.458.297,82	R\$ 1.436.981,67
11	R\$ 1.256.086,47	R\$ 2.717.458,00	R\$ 3.056.743,34	R\$ 2.389.259,52	R\$ 2.368.978,88	R\$ 2.614.581,15	R\$ 2.668.120,55	R\$ 2.668.120,55	R\$ 1.966.622,09	R\$ 1.966.622,09	R\$ 1.945.305,93
12	R\$ 1.381.695,12	R\$ 3.357.126,44	R\$ 3.747.019,58	R\$ 2.941.036,59	R\$ 2.920.755,95	R\$ 3.339.211,56	R\$ 3.370.874,20	R\$ 3.370.874,20	R\$ 2.523.657,07	R\$ 2.523.657,07	R\$ 2.502.340,92
13	R\$ 1.519.864,63	R\$ 4.057.646,26	R\$ 4.502.854,01	R\$ 3.545.438,19	R\$ 3.525.157,55	R\$ 4.137.607,56	R\$ 4.140.572,66	R\$ 4.140.572,66	R\$ 3.133.981,27	R\$ 3.133.981,27	R\$ 3.112.665,11
14	R\$ 1.671.851,10	R\$ 4.824.715,78	R\$ 5.330.380,21	R\$ 4.207.396,18	R\$ 4.187.115,94	R\$ 4.843.880,68	R\$ 4.810.563,33	R\$ 4.810.563,33	R\$ 3.629.668,13	R\$ 3.629.668,13	R\$ 3.608.351,97
15	R\$ 1.839.036,21	R\$ 5.430.568,32	R\$ 6.002.306,78	R\$ 4.698.306,38	R\$ 4.678.025,74	R\$ 5.221.365,45	R\$ 5.143.333,08	R\$ 5.143.333,08	R\$ 3.771.812,36	R\$ 3.771.812,36	R\$ 3.750.496,21
16	R\$ 2.022.939,83	R\$ 6.349.993,26	R\$ 6.993.942,00	R\$ 5.492.043,13	R\$ 5.471.762,49	R\$ 6.286.037,74	R\$ 6.153.917,59	R\$ 6.153.917,59	R\$ 4.573.928,36	R\$ 4.573.928,36	R\$ 4.552.612,20
17	R\$ 2.225.233,81	R\$ 7.356.430,16	R\$ 8.079.291,95	R\$ 6.361.046,27	R\$ 6.340.765,63	R\$ 7.456.897,74	R\$ 7.260.274,26	R\$ 7.260.274,26	R\$ 5.452.311,14	R\$ 5.452.311,14	R\$ 5.430.994,99
18	R\$ 2.447.757,19	R\$ 8.457.999,12	R\$ 9.267.095,16	R\$ 7.312.343,63	R\$ 7.292.062,99	R\$ 8.744.052,69	R\$ 8.471.353,84	R\$ 8.471.353,84	R\$ 6.414.095,10	R\$ 6.414.095,10	R\$ 6.392.778,95
19	R\$ 2.692.532,91	R\$ 9.663.570,56	R\$ 10.566.897,19	R\$ 8.353.612,44	R\$ 8.333.331,79	R\$ 10.158.564,37	R\$ 9.796.935,62	R\$ 9.796.935,62	R\$ 7.467.074,91	R\$ 7.467.074,91	R\$ 7.445.758,75
20	R\$ 2.961.786,20	R\$ 10.982.834,06	R\$ 11.989.124,51	R\$ 9.493.238,74	R\$ 9.472.958,10	R\$ 11.712.538,78	R\$ 11.247.703,43	R\$ 11.247.703,43	R\$ 8.619.766,09	R\$ 8.619.766,09	R\$ 8.598.449,93
21	R\$ 3.583.761,30	R\$ 14.005.747,56	R\$ 15.247.456,29	R\$ 12.105.047,26	R\$ 12.084.766,61	R\$ 15.065.553,74	R\$ 14.344.995,99	R\$ 14.344.995,99	R\$ 11.034.786,69	R\$ 11.034.786,69	R\$ 11.013.470,53
22	R\$ 3.257.964,82	R\$ 12.426.373,24	R\$ 13.545.165,09	R\$ 10.740.382,30	R\$ 10.720.101,65	R\$ 13.191.659,56	R\$ 12.607.764,01	R\$ 12.607.764,01	R\$ 9.653.906,45	R\$ 9.653.906,45	R\$ 9.632.590,29
23	R\$ 3.942.137,43	R\$ 15.733.581,52	R\$ 17.109.580,67	R\$ 13.598.159,32	R\$ 13.577.878,68	R\$ 17.122.521,20	R\$ 16.245.760,83	R\$ 16.245.760,83	R\$ 12.545.941,16	R\$ 12.545.941,16	R\$ 12.524.625,00
24	R\$ 4.336.351,18	R\$ 17.623.661,87	R\$ 19.146.370,53	R\$ 15.231.649,82	R\$ 15.211.369,18	R\$ 19.379.921,36	R\$ 18.325.269,01	R\$ 18.325.269,01	R\$ 14.199.492,12	R\$ 14.199.492,12	R\$ 14.178.175,96
25	R\$ 4.769.986,30	R\$ 19.691.043,64	R\$ 21.374.021,81	R\$ 17.018.547,43	R\$ 16.998.266,79	R\$ 21.856.748,71	R\$ 20.600.132,82	R\$ 20.600.132,82	R\$ 16.008.678,61	R\$ 16.008.678,61	R\$ 15.987.362,46
INDICADORES											
VPL		R\$ 3.861.915,17	R\$ 4.262.481,93	R\$ 3.354.066,53	R\$ 3.345.054,72	R\$ 4.020.192,35	R\$ 3.882.045,96	R\$ 3.882.045,96	R\$ 2.925.438,17	R\$ 2.925.438,17	R\$ 2.915.966,29
TIR		71,61%	105,93%	81,83%	81,64%	46,16%	50,95%	50,95%	42,12%	42,12%	41,97%
Payback		5,2	4,7	5,1	5,1	5,9	5,5	5,5	6,3	6,3	6,3

Fonte: AUTOR, 2021.

4.2.3 ANÁLISE DE RESULTADOS

A simulação aponta condições de VPL positiva para todas as saídas em função do cenário de aprovação do PL 5.829/2019. Além disso a TIR é bastante atraente e o PAYBACK médio de 5,5 anos compatível com as expectativas da empresa.

Esta situação favorável deve-se a várias peculiaridades presentes na unidade consumidora. A abundância de espaço físico, com boa orientação e livre de sombras propicia um ótimo desempenho do gerador fotovoltaico. O perfil de operação da carga de forma coincidente com o momento de produção própria proporciona boa relação de autoconsumo, diminuindo o valor devido por ICMS.

A estrutura da rede de distribuição interna da empresa também ajuda na implantação da solução com armazenamento em baterias, uma vez que se pretende manter ligadas apenas as câmaras frigoríficas em período de ponta. Estes equipamentos já se encontram alimentados por um quadro de distribuição exclusivo para este fim, o que isenta de custos de adequação da rede interna e torna simples a montagem da chave de transferência que desconecta as cargas da rede da concessionária no período que forem alimentadas pelo sistema próprio de geração. O sistema de inversão CC/CA pôde ser dimensionado para potência de 60kVA, uma vez que já é superior a potência de 57kVA do quadro de alimentação das cargas prioritárias, o que conferiu baixo CAPEX e OPEX à solução com armazenamento.

Mesmo com abundância de área, o que poderia induzir ao pensamento de utilizar módulos fotovoltaicos de 330W, com relação [R\$/W] menor, o emprego de módulos de 430W respondeu melhor do ponto de vista de CAPEX e OPEX. No investimento inicial a diferença de [R\$/W] do valor dos módulos é compensada pela redução nos itens cotados pela relação [R\$/un] como estruturas, cabos e serviços de montagem. Já nos custos de operação, o menor custo para lavar a quantidade menor de módulos também traz melhorias nos indicadores de VPL, TIR e PAYBACK.

As baterias da empresa Energy Source diminuíram a atratividade dos indicadores em relação às oferecidas pela empresa Dyness, porém a

atratividade financeira é suficientemente alta a ponto de se optar pela solução com baterias de segunda vida e explorar com mais intensidade os aspectos de marketing ligados sustentabilidade. É importante lembrar que a origem das baterias oferecidas pela Energy Source vem basicamente da indústria automobilística que, por questões de segurança, considera uma bateria inservível quando atinge a marca de 80% de vida útil. Desta forma são ainda células de armazenamento de íons de Lítio com grande possibilidade de serem utilizadas em aplicações estacionárias não críticas, como é caso da avaliação em questão.

Por fim, um agente preponderante para determinar índices de desempenho financeiro tão favoráveis a este projeto se deve a linha de financiamento com baixa taxa de juros captada pela equipe de gestão. Quanto se comprara entre as alternativas de utilizar recursos próprios ou o recurso oriundo de financiamento disponível para a empresa, a taxa interna de retorno chega a ser 101% superior na condição menos atraente (geração com armazenamento e solicitação de acesso pedida após dezoito meses da entrada em vigor do PL 5.829) e 290% maior na mais alternativa mais atraente (apenas geração própria com solicitação de acesso já emitida antes da entrada em vigor do PL).

Este fato indica a importância que o tema de linhas de financiamento tem para a penetração de geração própria seja com ou sem a opção de armazenamento em baterias.

4.3 RESTAURANTE

4.3.1 COLETA E LANÇAMENTO DE DADOS

Localizado em Guaratuba, litoral do Paraná, o restaurante em estudo tem sua fatura de energia afetada pelo efeito da sazonalidade. Nos períodos de veraneio o local opera sete dias por semana no almoço e jantar e nos meses de baixa temporada o local fecha em alguns dias funcionando apenas para o período diurno. Desta forma o número de dias úteis em que há carga significativa no horário de ponta é reduzido.

Outro ponto importante é o espaço útil reduzido na cobertura do edifício que restringe a montagem de muitos módulos fotovoltaicos. A área total do imóvel é de cerca de 600m², mas partes da cobertura são inacessíveis e com presença de alguns obstáculos restando 450m² de espaço disponível para o painel fotovoltaico.

O gestor da unidade, apesar de ser empresário há muitos anos, não foi capaz de determinar uma taxa mínima de atratividade para realizar a análise de viabilidade, sugerindo que seja usado o índice de aplicações financeiras conservadoras atrelados ao CDI. Também não soube se posicionar a respeito das perspectivas da inflação, mas prefere acreditar que a subida de preços vivida nos últimos meses se deve à pandemia do COVID-19 e, tão logo esta situação cesse, os índices devem retornar aos patamares históricos.

E empresa não possui recursos próprios e apenas a alternativa de financiamento é possível para a implantação da geração própria. Para tal, será buscado no mercado linhas de financiamento tradicionais disponíveis para pessoa jurídica.

Os parâmetros de entrada lançados no modelo de simulação estão exibidos na Figura 23.

FIGURA 23 – DADOS DE ENTRADA: RESTAURANTE

DADOS DE CONTRATO				
Cliente atendido pela COPEL/DIS: Sim			VALIDADE MODELO	
Modalidade horossazonal: Sim			VÁLIDO	
Subgrupo de atendimento: Sim				
DADOS DE FATURA				
Demanda contratada		120 kW		
Leitura	Demanda (kW)	Energia (kWh)		
		Ponta	Fora Ponta	
Janeiro	115,81	2853	24805	
Fevereiro	111,58	3283	24143	
Março	116,80	2386	21595	
Abril	116,30	1343	11951	
Maio	47,13	880	7189	
Junho	60,41	1500	11458	
Julho	63,46	1191	10024	
Agosto	55,89	1204	7393	
Setembro	64,45	1689	12150	
Outubro	92,88	1884	14765	
Novembro	124,57	2625	22634	
Dezembro	116,80	2539	23182	
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA				
Irradiação solar		3,88 kWh/m2-dia		
Performance ratio		65%		
Área disponível		450 m2		
ESCOLHA COMPONENTES				
Módulo fotovoltaico		Longhi 545W		
Bateria desejada		Dyness B3		
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA				
Potência em horário ponta		120 kW		
Autonomia		1 dias		
Dias úteis por ano		200 dias		
DoD Desejado		50%		
CRIAÇÃO DE CENÁRIO				
Bandeira tarifária		Otimista		
Inflação de energia		10,0% a.a.		
Inflação IPCA		5,0% a.a.		
Isenção ICMS sobre TE		Sim		
Autoconsumo Fora de Ponta		15%		
VARIÁVEIS FINANCEIRAS				
Prazo amortização		6 anos		
Custo do financiamento		15,3% a.a.		
TMA		5,0% a.a.		

Fonte: AUTOR, 2021.

4.3.2 COMENTÁRIOS SOBRE AS VARIÁVEIS DE ENTRADA

O primeiro ponto que chama a atenção em relação na aplicação do modelo para o restaurante em comparação as duas indústrias já citadas é a menor incidência de radiação solar no local do imóvel. Os dados obtidos no Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná (TIEPOLO et al., 2017) mostra uma irradiação média anual de 3,88 kWh/m²·dia, índice cerca de 8% inferior aos dois cenários anteriores. Chama a atenção da unidade consumidora estar situada no litoral, o que poderia levar ao raciocínio de haver maior irradiação enquanto dados coletados de forma científica indicam o contrário.

A área restrita, com a presença de obstáculos e a presença de sombras em porções da cobertura reduzem a eficiência da geração de energia, o que leva a adoção de índice de performance de 65%.

Devido à pequena área disponível foi escolhido o módulo fotovoltaico de 545W por disponibilizar a maior potência por unidade de área dentro das opções disponíveis.

Como em períodos de alta temporada o uso de ar-condicionado é bastante intenso e o restaurante funciona em sua capacidade máxima em horários de ponta, a potência do sistema de armazenamento foi lançada com a mesma intensidade da demanda contratada junto à concessionária.

As baterias da empresa Dyness tem menor custo unitário, e por este motivo foram adotadas.

O número de dias úteis também foi ajustado em função do número de dias que o restaurante abre as portas por ano. Esta redução traz impacto na vida útil das baterias pois a medida de longevidade destes equipamentos se dá em ciclos de carga e descarga e não propriamente em dias corridos. Portanto o modelo considera que só existem ciclos nos dias úteis de funcionamento do estabelecimento.

A taxa de autoconsumo de 15% ficou baixa pois a coincidência entre produção e consumo considerando o perfil anual de operação é pequeno.

Para as condições de financiamento foi adotado a linha de crédito do

Banco BV Financeira (BANCO VOTORANTIN, 2021), com taxa de 1,19% a.m., que quando anualizada equivale a 15,2527%a.a. e prazo de amortização de setenta e dois meses.

A Tabela 12 demonstra os resultados de cálculos da aplicação do modelo.

TABELA 12 – VALORES CALCULADOS: RESTAURANTE

ANO	SEM GERAÇÃO PRÓPRIA	FLUXO DE CAIXA: GASTOS COM FATURAS DE ENERGIA, CAPEX E OPEX									
		GERAÇÃO PRÓPRIA					GERAÇÃO PRÓPRIA E ARMAZENAMENTO				
		REGRAS ATUAIS	OPEX 12 25 ANOS	CAPEX	RS	368.842,81	REGRAS ATUAIS	OPEX 12 25 ANOS	CAPEX	RS	1.533.106,54
0		RS 0,00	RS 0,00	RS 0,00	RS 0,00	RS 0,00	RS 0,00	RS 0,00	RS 0,00	RS 0,00	RS 0,00
1		RS 188.693,96	RS 22.124,76	RS 22.121,88	RS 22.121,88	RS 22.121,88	RS 189.144,33	RS 188.173,05	RS 188.173,05	RS 188.173,05	RS 188.173,05
2		RS 207.563,36	RS 53.490,54	RS 53.491,14	RS 56.115,25	RS 56.115,25	RS 143.980,90	RS 412.300,25	RS 412.300,25	RS 412.300,25	RS 412.300,25
3		RS 228.319,70	RS 91.699,97	RS 91.711,69	RS 100.082,18	RS 100.082,18	RS 676.307,29	RS 674.206,27	RS 674.206,27	RS 674.206,27	RS 674.206,27
4		RS 251.151,67	RS 138.015,53	RS 138.047,51	RS 155.855,61	RS 155.855,61	RS 982.237,40	RS 980.034,86	RS 980.034,86	RS 980.034,86	RS 980.034,86
5		RS 276.266,83	RS 193.914,23	RS 193.977,32	RS 225.562,79	RS 225.562,79	RS 1.338.857,75	RS 1.336.905,50	RS 1.336.905,50	RS 1.336.905,50	RS 1.336.905,50
6		RS 303.893,52	RS 261.122,37	RS 261.229,40	RS 311.670,14	RS 311.670,14	RS 1.754.379,89	RS 1.753.066,04	RS 1.753.066,04	RS 1.753.066,04	RS 1.753.066,04
7		RS 334.282,87	RS 197.578,27	RS 197.744,32	RS 272.957,06	RS 272.957,06	RS 1.639.452,95	RS 1.639.205,68	RS 1.639.205,68	RS 1.639.205,68	RS 1.639.205,68
8		RS 367.711,15	RS 127.736,34	RS 127.979,06	RS 230.312,32	RS 230.312,32	RS 1.512.614,14	RS 1.513.905,82	RS 1.513.905,82	RS 1.513.905,82	RS 1.513.905,82
9		RS 404.482,27	RS 50.987,71	RS 51.327,71	RS 183.352,01	RS 183.352,01	RS 1.372.686,79	RS 1.376.038,50	RS 1.376.038,50	RS 1.376.038,50	RS 1.376.038,50
10		RS 444.930,50	RS 33.334,51	RS 32.873,30	RS 135.267,06	RS 135.267,06	RS 1.218.379,08	RS 1.224.365,64	RS 1.224.365,64	RS 1.224.365,64	RS 1.224.365,64
11		RS 489.423,55	RS 125.960,73	RS 125.350,54	RS 82.327,20	RS 82.327,20	RS 860.811,30	RS 874.035,19	RS 874.035,19	RS 874.035,19	RS 874.035,19
12		RS 538.365,90	RS 227.690,88	RS 226.899,59	RS 24.059,95	RS 24.059,95	RS 654.285,51	RS 672.249,31	RS 672.249,31	RS 672.249,31	RS 672.249,31
13		RS 592.202,49	RS 339.400,92	RS 338.391,50	RS 40.052,23	RS 40.052,23	RS 426.819,63	RS 450.374,33	RS 450.374,33	RS 450.374,33	RS 450.374,33
14		RS 651.422,74	RS 462.050,05	RS 460.779,88	RS 110.576,17	RS 110.576,17	RS 1.062.835,97	RS 1.092.920,24	RS 1.092.920,24	RS 1.092.920,24	RS 1.092.920,24
15		RS 716.565,02	RS 529.817,55	RS 528.237,63	RS 121.261,65	RS 121.261,65	RS 787.111,93	RS 824.761,09	RS 824.761,09	RS 824.761,09	RS 824.761,09
16		RS 788.221,52	RS 677.595,34	RS 675.649,50	RS 206.530,47	RS 206.530,47	RS 483.648,38	RS 530.004,35	RS 530.004,35	RS 530.004,35	RS 530.004,35
17		RS 867.043,67	RS 839.771,32	RS 837.395,27	RS 300.255,98	RS 300.255,98	RS 149.722,94	RS 206.045,21	RS 206.045,21	RS 206.045,21	RS 206.045,21
18		RS 953.748,03	RS 1.017.723,70	RS 1.014.843,92	RS 403.253,18	RS 403.253,18	RS 217.652,16	RS 149.974,45	RS 149.974,45	RS 149.974,45	RS 149.974,45
19		RS 1.049.122,84	RS 1.212.961,14	RS 1.209.493,73	RS 516.414,28	RS 516.414,28	RS 621.755,88	RS 541.190,64	RS 541.190,64	RS 541.190,64	RS 541.190,64
20		RS 1.154.035,12	RS 1.427.135,03	RS 1.422.984,34	RS 640.716,00	RS 640.716,00	RS 1.554.893,36	RS 1.443.309,97	RS 1.443.309,97	RS 1.443.309,97	RS 1.443.309,97
21		RS 1.396.382,50	RS 1.919.692,98	RS 1.913.834,06	RS 927.118,75	RS 927.118,75	RS 1.066.186,65	RS 971.044,13	RS 971.044,13	RS 971.044,13	RS 971.044,13
22		RS 1.269.438,63	RS 1.662.052,89	RS 1.657.110,00	RS 777.227,44	RS 777.227,44	RS 2.092.209,40	RS 1.962.129,80	RS 1.962.129,80	RS 1.962.129,80	RS 1.962.129,80
23		RS 1.536.020,75	RS 2.202.220,38	RS 2.195.304,71	RS 1.091.670,60	RS 1.091.670,60	RS 2.682.889,94	RS 2.532.047,39	RS 2.532.047,39	RS 2.532.047,39	RS 2.532.047,39
24		RS 1.689.622,82	RS 2.512.004,41	RS 2.503.872,32	RS 1.272.284,44	RS 1.272.284,44	RS 3.332.152,87	RS 3.158.047,50	RS 3.158.047,50	RS 3.158.047,50	RS 3.158.047,50
25		RS 1.858.585,10	RS 2.851.637,83	RS 2.842.108,26	RS 1.470.493,85	RS 1.470.493,85					

INDICADORES									
VPL	RS 1.074.787,04	RS 1.071.101,80	RS 482.415,88	RS 478.249,73	RS 594.471,94	RS 527.531,65	-RS 626.278,84	-RS 634.289,40	
TIR	23,15%	23,12%	14,69%	14,57%	7,66%	7,41%	1,40%	1,36%	
Payback	9,4	9,5	12,4	12,4	18,5	18,6	23,7	23,7	

Fonte: AUTOR, 2021.

4.3.3 ANÁLISE DE RESULTADOS

Os resultados apresentados da aplicação do presente modelo às condições do perfil do restaurante demonstram índices de desempenho financeiros pouco atraentes.

Nos sistemas de geração fotovoltaica *on grid* sem a opção de armazenamento o VPL é positivo para as quatro alternativas de mudanças de aplicação de regras. No entanto o PAYBACK apresenta prazos superiores a nove anos, o que torna o investimento pouco atraente e com maior grau de risco, considerando-se as duas melhores alternativas de prazo frente às mudanças de regras esperadas com a aprovação do PL 5.829/2019. Se a mesma análise for estendida para a adesão a geração própria após treze meses da entrada em vigor das regras o prazo de retorno do investimento piora sensivelmente e ultrapassa a barreira dos doze anos.

A limitação de espaço em cobertura permite que apenas uma parte (cerca de 28%) da necessidade anual de energia seja produzida localmente. Esta baixa relação reflete-se na pequena melhora de desempenho na hipótese de a solicitação de acesso ser emitida antes da entrada em vigor das novas regras.

A alternativa de armazenamento em baterias se mostra inviável dado o longo prazo de recuperação do capital investido. O custo de OPEX torna-se expressivo em face ao benefício da baixa relação de atendimento do consumo com energia produzida localmente.

5 CONCLUSÕES

A autoprodução de energia através da fonte fotovoltaica e o armazenamento de energia em baterias são temas atualmente em forte tendência mundial e atraem grande atenção dos consumidores de energia. Especialmente quando os patamares de faturas mensais são elevados, como observado em consumidores industriais, o desejo de sair do lado do consumo e partir para a produção própria se torna ainda mais evidente.

Muito embora o procedimento ideal seja a realização de um projeto prévio com alto grau de detalhamento que dê base para um orçamento preciso, a realidade de escassez de tempo e limitações orçamentárias exigem medidas prévias expeditas de análise de viabilidade econômica destes empreendimentos. Projetos específicos e altamente detalhados visando maximizar resultados devem ser buscados apenas para situações que se mostram atraentes numa avaliação preliminar.

Neste sentido, as simulações realizadas no modelo de análise proposto por este trabalho mostram-se eficientes e assertivas, cumprindo com os objetivos propostos.

Neste trabalho demonstrou-se com a inserção de dados coletados na fatura de energia da unidade consumidora, complementados com informações extraídas em uma rápida conversa com o gestor sobre percepções do ambiente de inflação e de regulação legal, que é possível apresentar indicadores econômicos e financeiros suficientes para seguir adiante ou não em sistemas de geração simples ou acompanhadas de armazenamento, em diferentes cenários de inflação e regulação legal.

Na aplicação do modelo à indústria metalúrgica o modelo foi capaz de identificar a viabilidade da geração distribuída *on grid* com índices financeiros atraentes. Bem como ficou demonstrado que o emprego de baterias para armazenamento não é uma alternativa viável devido a peculiaridades de operação da empresa e do comportamento da carga.

Da mesma forma, os cálculos realizados no modelo identificaram que para

a indústria de cereais tanto a alternativa de geração própria quanto o uso combinado com armazenamento de energia são soluções viáveis. Em parte, por conta das características do local de instalação e das condições de operação da carga, mas também pelo fato da empresa contar com acesso a linha específica de financiamento de baixo custo. Este fator pode ser extrapolado desta análise para casos gerais e ser tratado como questão estratégica para uma adoção mais acelerada de sistemas de geração própria e diversificação da matriz energética.

Na terceira aplicação do modelo feita com base nos dados do restaurante, foi possível comprovar que por baixa qualidade do espaço destinado ao painel fotovoltaico; a baixa irradiação da cidade de instalação; e taxas de juros altas para o financiamento do capital não há viabilidade financeira nas soluções.

O presente modelo poderia se tornar mais preciso com a expansão das listas de componentes com gama maior de alternativas disponíveis. Outra ação interessante para auxiliar os empreendedores é a realização da análise da relação entre a demanda contratada e demanda efetivamente utilizada, disponível nas faturas de energia do grupo A4. O desequilíbrio entre ambas pode ser corrigido com ações simples de ajustes contratuais com a distribuidora de energia e traz ganhos financeiros importantes para as empresas.

Embora o modelo computacional implementado no Microsoft Excel faça considerações de impacto no CAPEX e OPEX muito próximos à realidade, fica reforçado que de forma alguma o presente modelo tem o objetivo de dimensionar detalhadamente sistemas de geração e armazenamento.

O autor deliberadamente deixou de fora deste modelo questões ligadas ao regime de tributação no qual as empresas podem aderir por entender que tal assunto é extremamente vasto com um sem-número de variantes. Portanto sugere-se que os gestores aprofundem os benefícios e/ou malefícios provocados na base de cálculo tributária incidente sobre investimentos, despesas e economia obtidas com a geração local de eletricidade.

6 REFERÊNCIAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas, **ABNT NBR 10899:2020. Energia Fotovoltaica – Terminologia**, 2020.

ABREU, Samuel Luna de; TIEPOLO, Gerson Máximo; PEREIRA, Silvia Vitorino; SOUZA, Jefferson Gonçalves de. **Atlas Brasileiro de Energia Solar – 2ª Edição**. INPE, 2017.

ABSOLAR, **Infográfico nº 38**, 2021. Disponível para acesso em <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em 14/12/2021.

ALDO COMPONENTES ELETRÔNICOS LTDA, **Lista de Preços de Componentes Fotovoltaicos**, 2021. Disponível através de credenciamento pelo site www.aldo.com.br. Acesso em 03/12/2021.

ANEEL, **Resolução Normativa 414/2010**, 2010. Disponível para download em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>. Acesso em 08/12/2021.

ANEEL, **Resolução Normativa 435/2011**, 2011. Disponível para download em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2011435.pdf>. Acesso em 08/12/2021.

ANEEL, **Resolução Normativa 482/2012**, 2012. Disponível para download em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>. Acesso em 10/10/2021.

ANEEL, **PRODIST – Módulo 3**, 2015. Disponível para acesso em http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/PRODIST-M%C3%B3dulo3_Revis%C3%A3o7/ebfa9546-09c2-4fe5-a5a2-ac8430cbca99. Acesso em 12/12/2021.

ANEEL, **Sistema de Informações de Geração**, 2021. Disponível para acesso em <https://bit.ly/2lGf4Q0>. Acesso em 17/12/2021.

ARAÚJO, J. L. de. **A Questão do Investimento no Setor Elétrico Brasileiro: Reforma e Crise**. Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2009.

ASSEMBLÉIA LEGISLATIVA DO ESTADO DO PARANÁ, **Lei nº 19.595/2018**, 2018. Disponível para consulta em <http://portal.alep.pr.gov.br/>, 2018. Acessado em 11/12/2021.

BLUESOL ENERGIA SOLAR LTDA, **Curso Integrador Bluesol**, 2015.

BANCO CENTRAL DO BRASIL, **O que é inflação**, 2021a. Disponível para acesso em <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/oqueinflacao>. Acesso em 13/12/2021.

BANCO CENTRAL DO BRASIL, **Índice de preços**, 2021b. Disponível para acesso em <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/indicepreco>. Acesso em 13/12/2021.

BANCO VOTORANTIM, **Meu Financiamento Solar**, 2021. Disponível para acesso em <https://meufinanciamentosolar.com.br/>. Acesso em 18/12/2021.

BUZZÁ, A. L., **Modelo de Degradação de Baterias para Operação em Sistemas Isolados com Integração de Fontes de Energias Renováveis**. Universidade Federal do Paraná, 2020.

CÂMARA DOS DEPUTADOS, **Projeto de Lei nº 5.829/2019**, 2021. Disponível para consulta em <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2228151>. Acessado em 23/12/2021.

CAMBRIDGE DICTONERY, **Dicionário online**, 2021. Disponível para acesso em <https://dictionary.cambridge.org/pt/>. Acesso em 03/12/2021.

COPEL. **Glossário da Tarifa de Energia**, 2016. Disponível para consulta em <https://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F0%2FC8C0FB31C7B9BD93032573F700549161>. Acesso em 14/12/2021.

COPEL. **Alterações Tarifárias**, 2021a. Disponível para consulta em <https://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e%2F04afb43850ca33c503257488005939b7>. Acesso em 14/12/2021.

COPEL. **Norma Técnica COPEL NTC 913000 – Fornecimento em Tensão Primária de Distribuição**, 2018. Disponível para consulta em <https://www.copel.com/hpcweb/fornecedores-e-parceiros/pesquisa-de-normas-tecnicas/>. Acesso em 14/12/2021.

COPEL. **Bandeiras Tarifárias**, 2021b. Disponível para consulta em <https://www.copel.com/hpcweb/copel-distribuicao/bandeiras-tarifarias/>. Acesso em 18/12/2021.

DYNESS, **Catálogo Técnico Bateria de Lítio B3**, 2021. Disponível para download em <https://www.dyness-tech.com.cn/product/25.html>. Acesso em 12/12/2021.

ENERGISA, **Norma de Distribuição Unificada nº028 – Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente**, 2021. Disponível para download em: <https://www.energisa.com.br/Normas%20Tcnicas/NDU%20028%20-%20Sistema%20Individual%20de%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%20em%20Fonte%20Intermitente.pdf>. Acessado em 12/12/2021.

ENERGY SOURCE, **Catálogo Técnico Bateria de Lítio 3,5**, 2021. Disponível para download em <https://energysource.com.br/EnergyS/>. Acesso em 12/12/2021.

EPE, **Plano Decenal de Expansão de Energia**, 2021. Disponível para download em https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-538/PDE%202030_EnvioMME_rv2.pdf. Acesso em 18/12/2021.

EPE. **Plano Nacional de Energia 2030**, 2007. Disponível para download em <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-165/topico-173/PNE%202030%20-%20Efici%C3%Aancia%20Energ%C3%A9tica.pdf>. Acesso em 14/12/2021.

IORELLI, J.; ZUERCHER-MARTINSON, M., *How oversizing your array-to-inverter ratio can improve solar-power system performance*. Solar Power World, v. 7, p. 42-48, 2013.

FONSECA, J. E. F. da, **Avaliação da Degradação de Módulos Fotovoltaicos de Silício Cristalino em Sistemas Conectados à Rede Elétrica**. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2020.

HALUCHE, J. V. P., **Análise do Impacto do Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) em Sistemas Fotovoltaicos**. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2019.

IBRAHIM, H.; ILINCA, A.; PERRON, J., *Energy Storage Systems — Characteristics and Comparisons, Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2008.

IRENA, **Data & Statistics – Country Rankings**, 2020. Disponível para consulta em <https://www.irena.org/Statistics/>. Acesso em 18/12/2021.

JASOLAR, **JAM72S30 525-550/MR Series Datasheet**, 2021. Disponível para download em <https://www.jasolar.com/index.php?m=content&c=index&a=lists&catid=67>. Acessado em 14/12/2021.

LONGUI, **Catálogo Técnico Módulo Fotovoltaico LR5-72HBD 525~545M**, 2021. Disponível para download em <https://en.longi-solar.com/home/downloads/product.html/>. Acesso em 12/12/2021.

NEWNAN, D.; ESCHENBACH, T.; LAVELLE, J., **Engineering Economic Analysis – 9th edition**, 2004.

PEREIRA, Enio Bueno; MARTINS, Fernando Ramos; GONÇALVES, André Rodrigues; COSTA, Rodrigo Santos; LIMA, Francisco Lopes; RÜTHER, Ricardo; PUCCINI, E. C., **Matemática Financeira e Análise de Investimentos**. Universidade Federal de Santa Catarina, 2011.

RENOVIGI ENERGIA SOLAR S/A, **Lista de Preços de Componentes Fotovoltaicos**, 2021. Disponível através de credenciamento pelo site www.renovigi.com.br. Acesso em 03/12/2021.

THE WORLD BANK; INTERNATIONAL FINANCE CORPORATION, **Global Solar Atlas**, 2021. Disponível para acesso em <https://globalsolaratlas.info/>. Acesso em 18/12/2021.

TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, E. B.; URBANETZ JR, J.; PEREIRA, S. V.; GONCALVES, A. R.; LIMA, F. J. L.; COSTA, R. S., ALVES, A. R., **Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná – 1ª Edição**. UTFPR, 2017.

VICTRON ENERGY, **Catálogo Técnico Inversor CC/CA Quattro 10kVA**, Victron Energy, 2021. Disponível para download em <https://brasil.victronenergy.com/>. Acesso em 14/12/2021.

VLASITS, M., **Solar + Armazenamento – Aplicações no Brasil** 2021. Disponível para consulta em www.greener.com.br. Acesso em 16/10/2021.

ZNSHINE, **Catálogo Técnico Módulo Fotovoltaico ZXP6-72 Series**, 2021a. Disponível para download em <https://pt.znshinesolar.com/downloads/>. Acesso em 12/12/2021.

ZNSHINE, **Catálogo Técnico Módulo Fotovoltaico ZXM6-NH144 Series**, 2021b. Disponível para download em <https://pt.znshinesolar.com/downloads/>. Acesso em 12/12/2021.