



Verônica Rodrigues Feijão

**Análise estocástica de viabilidade econômica
de sistemas fotovoltaicos com armazenamento
em baterias para grandes consumidores no
Ambiente de Contratação Regulada**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para
obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-
graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de
engenharia Elétrica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Delberis Araujo Lima

Rio de Janeiro
Dezembro de 2021



Verônica Rodrigues Feijão

**Análise estocástica de viabilidade econômica
de sistemas fotovoltaicos com armazenamento
em baterias para grandes consumidores no
Ambiente de Contratação Regulada**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo.

Prof. Delberis Araujo Lima

Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Prof. Djalma Mosqueira Falcão

Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ

Prof. Luciane Neves Canha

Universidade Federal de Santa Maria – UFSM

Rio de Janeiro, 06 de dezembro de 2021

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização do autor, do orientador e da universidade.

Verônica Rodrigues Feijão

Graduada pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro em 2019. Sua área de pesquisa envolve estudos de qualidade de energia em sistemas elétricos e viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos e de armazenamento em baterias.

Ficha Catalográfica

Feijão, Verônica Rodrigues

Análise estocástica de viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos com armazenamento em baterias para grandes consumidores no ambiente de contratação regulada / Verônica Rodrigues Feijão ; orientador: Delberis Araujo Lima. – 2021.

107 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2021.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Elétrica – Teses. 2. Sistemas fotovoltaicos. 3. Sistemas de armazenamento de energia em baterias. 4. Modelo Estocástico. 5. Sistema Zero Exportação. 6. Programação linear inteira mista. I. Lima, Delberis Araujo. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. III. Título.

CDD:621.3

Ao meu amado filho, Felipe Feijão.

Agradecimentos

Primeiramente, a Deus, por me permitir, sob tantas dificuldades, chegar até a conclusão deste trabalho e por me ajudar indicando o caminho correto a seguir e colocando boas pessoas na minha jornada.

Ao professor Delberis Araújo Lima, pelo excelente trabalho de orientação realizado, pela paciência e dedicação prestados a todo momento em que foi solicitado e, principalmente, pelo amplo conhecimento compartilhado comigo ao longo do processo da pesquisa.

Aos queridos professores do Departamento de Engenharia Elétrica da PUC, a quem tenho muita admiração pelas suas carreiras profissionais e a forma como ensinam.

Aos meus familiares que moram no Ceará, que mesmo distantes sempre me deram palavras de apoio.

Ao meu filho, Felipe Feijão, que me motiva a continuar buscando um futuro melhor.

Aos amigos que fiz PUC, Isabela, Bruno, Felipe e Carlos que fizeram parte da trajetória.

Aos demais funcionários do DEE, que prestam um excelente serviço aos alunos.

Aos meus amigos Gustavo Rey M. Fagundes e Dayane Lessa, que me apoiam e incentivam sempre.

À PUC-Rio e ao CNPq, que me forneceram auxílios sem os quais não seria possível realizar o trabalho.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Resumo

Feijão, Verônica R.; Lima, Delberis Araújo. **Análise estocástica da viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos com armazenamento em baterias para grandes consumidores no Ambiente de Contratação Regulada.** Rio de Janeiro, 2021. 107p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

No Brasil, existem muitos projetos em sistemas fotovoltaicos, e a projeção para os próximos anos é de crescimento devido incentivos governamentais e os elevados preços das tarifas de energia. Associado a isso, o mercado de armazenamento de energia com baterias de íons de lítio tem se mostrado promissor devido a uma considerável queda nos preços dessas baterias nos últimos anos. Isso pode representar uma oportunidade para o mercado de sistemas fotovoltaicos quando os incentivos acabarem. Este trabalho propõe um modelo PLIM (Programação Linear Inteira Mista) estocástico para dimensionar um sistema fotovoltaico integrado com armazenamento de energia em baterias para grandes consumidores de energia, usando cenários de geração e consumo, podendo considerar diferentes modalidades tarifárias. As variáveis de decisão são o número de painéis, inversores, baterias, a operação diária do sistema de armazenamento e a demanda contratada do consumidor. A função objetivo busca minimizar o custo de investimento no sistema fotovoltaico, baterias e fatura de energia. A abordagem proposta será analisada sob diferentes premissas, uma com incentivos governamentais sobre a energia injetada na rede e outra na qual a injeção de energia na rede não é permitida, a fim de avaliar a importância das baterias para manter a atratividade econômica do sistema fotovoltaico. Os resultados indicaram que o efeito sinérgico do sistema fotovoltaico com baterias potencializa a arbitragem, que está relacionada com a diferença entre as tarifas de energia de ponta e fora de ponta. Isso ocorre principalmente com operação zero exportação porque somente assim o consumidor é livre para escolher a capacidade do seu sistema fotovoltaico, que hoje é limitado no Brasil quando o sistema é conectado na rede de distribuição.

Palavras-chave

Sistemas Fotovoltaicos, Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias , Potência de Demanda Contratada, Tecnologia de Baterias de Íon-Lítio, Programação Linear Inteira Mista, Modelo Estocástico, Sistema Zero Exportação.

Abstract

Feijão, Verônica R.; Lima, Delberis Araujo (Advisor). **Stochastic analysis for economic viability of photovoltaic systems with battery storage for big electricity consumers in the Regulated Contracting Environment.** Rio de Janeiro, 2021. 107p. MSc Dissertation – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

In Brazil, there are many projects in photovoltaic systems, and the projection for the coming years is positive due to the government incentives and the expensive energy tariffs. Associated with this, the Lithium-ion battery storage systems market has been promising due to a significant drop in battery prices in the last few years. This may represent an opportunity for the photovoltaic system market when the incentives run-out. This work proposes a stochastic mixed integer linear programming (MILP) model to design a photovoltaic system integrated with battery energy storage for big electricity consumers, using generation and consumption scenarios, being able to consider different Time-of-Use tariffs. The decision variables are the number of panels, inverters and batteries, its daily operation and the power demand contracted. The objective function aims to minimize the cost of investment, in the photovoltaic system, batteries and electricity bill. The proposed approach will be analyzed under different assumptions, one with the government incentive about injected surplus and another in which the injection into the network is not possible, in order to assess the importance of a storage system to keep the economic attraction of the photovoltaic system. Results indicated that the synergic effect of the photovoltaic system and battery potentialize the arbitrage, which is related to the difference between peak and off-peak energy tariff. This occurs, mainly with Zero Export operation because only this way the consumer is free to choose the capacity of the photovoltaic system, which is limited in Brazil when the system is allowed to inject energy into the network.

Keywords

Photovoltaic System; Battery Energy Storage System; Power Demand Contract; Lithium-ion Battery Technology; Mixed Integer Linear Programming; Stochastic Model; Zero Export System.

Sumário

1	Introdução	22
1.1	Contexto e motivação	22
1.1.1	Características da geração solar fotovoltaica	23
1.1.2	Características das principais tecnologias de armazenamento	25
1.2	Objetivo	28
1.3	Metodologia	28
1.4	Revisão Bibliográfica	29
1.5	Estrutura da dissertação	33
2	Ambiente de Contratação Regulado	35
2.1	Composição da tarifa	35
2.2	Modalidades tarifárias	36
2.3	Regulamentação de sistemas fotovoltaicos	40
2.4	Resumo do capítulo	41
3	Modelo de otimização estocástico	42
3.1	Adaptação do modelo para a modalidade tarifária Azul	50
3.2	Esquemas de conexão do SFAB	52
3.3	Dados e parâmetros utilizados no modelo	53
3.4	Resumo do capítulo	57
4	Resultados para análise com a modalidade tarifária Verde	58
4.1	Demanda contratada	58
4.2	Resultado para Sistemas de Armazenamento em Baterias	59
4.3	Resultados para Sistemas Fotovoltaicos	61
4.4	Resultado para Sistemas Fotovoltaicos com Armazenamento em Baterias	63

4.5	Resumo do capítulo	65
5	Resultados para análise com a modalidade tarifária Azul	68
5.1	Demanda contratada de ponta e fora de ponta	68
5.2	Resultado para Sistemas Fotovoltaicos	71
5.3	Resultado para Sistemas de Armazenamento com Baterias	72
5.4	Resultado para Sistemas Fotovoltaicos com Armazenamento em Baterias	73
5.5	Resumo do capítulo	73
6	Análise do retorno esperado do SFAB no Brasil	76
6.1	Comparação do projeto com outras distribuidoras	76
6.2	Comparação entre a Taxa Interna de Retorno para o SFAB	78
6.3	Influência do custo de baterias para a viabilidade econômica.	81
6.4	Resumo do capítulo	85
7	Conclusão e Perspectivas	87
8	Referências bibliográficas	90
	Anexo	96
A	Análise com regras de tarifação e consumo diferentes nos feriados e finais de semana	96
A.1	Abordagem das alternativas de compensação pospostas	100
	Anexo	102
B	Síntese dos métodos de análise de investimentos	102
B.1	Fluxo de Caixa Descontado (FCD)	102
B.2	Valor Presente Líquido (VPL)	103
B.3	<i>Payback</i> descontado	103
B.4	Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	103
B.5	Taxa Interna de Retorno (TIR)	104
B.6	Custo Anual Uniforme Equivalente (CAUE)	104
B.7	Valor Anual Uniforme Equivalente (VAUE)	105

Anexo	106
C.1 Banco de valores da modalidade tarifária Verde (2021)	106
C.2 Banco de valores de modalidade tarifária Azul (2021)	107

Lista de Figuras

Figura 1.1: Vida útil de bateria chumbo ácido em função da profundidade de descarga. (Fonte: manual bateria Freedom).	26
Figura 2.1: Tarifa Branca e Convencional (Fonte: ANEEL, 2018).	36
Figura 2.2: Representação dos períodos de ponta e fora de ponta.(Fonte: Própria autora).	38
Figura 3.1: Método do cálculo da produção de energia excedente.	43
Figura 3.2: Diagrama de conexão de SF com <i>net metering</i> e SAB.	52
Figura 3.3: Diagrama de conexão de SFAB em zero exportação	53
Figura 3.4: Curvas de carga típicas para cada mês do ano.	54
Figura 3.5: Curvas de geração típicas para cada mês do ano.	54
Figura 4.1: Demanda contratada e cenários de demanda máxima.	58
Figura 4.2: Sistema de armazenamento em baterias (SAB).	59
Figura 4.3: Curvas de consumo e operação das baterias.	60
Figura 4.4: Sistema fotovoltaico conectado à rede.	61
Figura 4.5: Sistema fotovoltaico em operação de zero exportação.	61
Figura 4.6 :Curvas de consumo e geração a) com <i>net metering</i> e b) sob zero exportação (modalidade Verde).	63
Figura 4.7: Curva de operação do SFAB para a) <i>net metering</i> e b) zero exportação.	65
Figura 5.1: Cenários de demanda máxima e demanda contratada de ponta.	69
Figura 5.2: Cenários de demanda máxima e demanda contratada de fora ponta.	69
Figura 5.3: Porcentagem de curtos de energia e demanda para as modalidades tarifárias.	71

Figura 5.4: Curvas de consumo e geração a) com <i>net metering</i> e b) sob zero exportação (modalidade Azul).	72
Figura 6.1: Distribuidoras utilizadas para comparação.	76
Figura 6.2: VPL e <i>Payback</i> do SFAB para modalidade tarifária Verde com <i>net metering</i> .	77
Figura 6.3: VPL e <i>Payback</i> do SFAB para a modalidade tarifária Verde em zero exportação.	78
Figura 6.4: Comparação da TIR para o projeto de SFAB com Tarifa Verde.	79
Figura 6.5: Comportamento dos cenários de carga e geração sob a influência da operação de carga e descarga das baterias.	80
Figura 6.6: Comparação da TIR para o projeto de SFAB com a modalidade Azul	81
Figura 6.7: Determinação da amplitude tarifária mínima viável.	82
Figura 6.8: Distribuição dos custos dos sistemas com baterias.	82
Figura 6.9: Custo anual com e sem Sistema de Armazenamento em Baterias em função do preço de armazenamento.	83
Figura 6.10: Custo anual com e sem SFAB em função do preço de armazenamento, com <i>net metering</i> .	84
Figura 6.11: Custo anual com e sem SFAB em função do preço de armazenamento, com zero exportação.	85

Lista de Tabelas

Tabela 1.1: Comparação das principais tecnologias de armazenamento (Fonte: adaptado de Greener e Newcharge [8]).	27
Tabela 2.1: Composição da tarifa de energia (Adaptado de ANEEL [4])	35
Tabela 2.2: Restrições de modalidade tarifária os clientes do Grupo A.(Fonte: ANEEL [30])	38
Tabela 2.3: Porcentagem de compensação das alternativas (Fonte: Própria autora).	41
Tabela 3.1: Preço de custo e vida útil de cada componente	56
Tabela 3.2: Valores das tarifas (Fonte: COELBA [36]).	57
Tabela 4.1: Custo anual com instalação de SAB	60
Tabela 4.2: Custo médio anual com SF	62
Tabela 4.3: Custo médio anual com SFAB	64
Tabela 4.4: Resumo dos resultados para a modalidade tarifária Verde.	67
Tabela 5.1: Custo de cada modalidade sem a instalação do sistema.	70
Tabela 5.2: Custo anual com SF	71
Tabela 5.3: Resumo dos resultados para Tarifa Azul.	75
Tabela A.8.1: Custo médio anual com SFAB e Tarifa Verde considerando comportamento diferentes em feriados.	99
Tabela A.8.2: Efeito das alternativas ao SF com <i>net metering</i> .	100
Tabela A.8.3: Efeito das alternativas ao SFAB com <i>net metering</i> .	101

Nomenclatura

Caracteres Romanos Maiúsculos

B_{INV}	Número de baterias conectadas a um inversor
P_{INV}	Número de painéis conectados a um inversor
C_E^p	Custo de energia consumida ponta (R\$)
C_E^{fp}	Custo de energia consumida fora ponta (R\$)
Cap_{inv}	Capacidade do inversor (kWp)
Cap_{pv}	Capacidade do painel fotovoltaico (kWp)
C_{pv}	Custo por unidade de painel (R\$)
C_{inv}	Custo por unidade de bateria (R\$)
C_{bat}	Custo por unidade de inversor (R\$)
C_D	Custo de demanda (R\$)
$C_{D_{s,t}}^p$	Custo de demanda da ponta(R\$)
$C_{D_{s,t}}^{fp}$	Custo de demanda de fora ponta (R\$)
$C_{I_{pv}}$	Custo de investimento em painéis (R\$)
$C_{I_{bat}}$	Custo de investimento em baterias (R\$)
$C_{I_{inv}}$	Custo de investimento em inversores (R\$)
C_{Anual}	Custo anual médio (R\$)
D_o	Demanda contratada inicial (kW)
D_o^p	Demanda contratada inicial da ponta (kW)
D_o^{fp}	Demanda contratada inicial de fora ponta (kW)
$D_{s,t}^{max}$	Demanda máxima para o cenário s e mês t (kW)
$D_{s,t}^{max,p}$	Demanda máxima na ponta para o cenário s e mês t (kW)
$D_{s,t}^{max,fp}$	Demanda máxima fora ponta para o cenário s e mês t (kW)
$D_{s,t,h}$	Demanda para o cenário s, mês t e hora h (kW)
$D_{s,t,h}^{exc}$	Excesso de demanda gerada para o cenário s, mês t e hora h (kW)
D_c	Demanda contratada (kW)
D_c^p	Demanda contratada da ponta(kW)

D_c^{fp}	Demanda contratada de fora ponta(kW)
E_t^{Bat}	Energia armazenada nas baterias no mês t (kWh)
$E_{s,t}^p$	Energia consumida na ponta no cenário s e mês t (kWh)
$E_{s,t}^{fp}$	Energia consumida fora ponta no cenário s e mês t (kWh)
$E_{s,t}^{exc,p}$	Excedente de energia gerada na ponta no cenário s e mês t (kWh)
$E_{s,t}^{exc,fp}$	Excedente de energia gerada fora ponta no cenário s e mês t (kWh)
$G_{s,t}^p$	Energia gerada na ponta no cenário s e mês t (kWh)
$G_{s,t}^{fp}$	Energia gerada fora da ponta no cenário s e mês t (kWh)
H	Conjunto de horas definidas para um dia (24h)
I	Investimento (R\$)
P_{bat}	Potência da bateria para 4 horas de operação
T	Conjunto de meses definidos em um ano (12 meses)
S	Conjunto de cenários
N	Vida útil total do sistema
M	Parâmetro auxiliar de alto valor
T_D	Tarifa de demanda (R\$/kW)
T_D^p	Tarifa de demanda da ponta (R\$/kW)
T_D^{fp}	Tarifa de demanda de fora ponta (R\$/kW)
T_D^u	Tarifa de ultrapassagem de demanda (R\$/kW)
$T_D^{u,p}$	Tarifa de ultrapassagem de demanda da ponta (R\$/kW)
$T_D^{u,fp}$	Tarifa de ultrapassagem de demanda de fora ponta (R\$/kW)
T_E^p	Tarifa de energia da ponta (R\$/kWh)
T_E^{fp}	Tarifa de energia de fora ponta (R\$/kWh)

Caracteres Romanos Minúsculos

c_p	Porcentagem de compensação de energia injetada na rede
d_t	Vetor com número de dias de cada mês t
$d_{s,t}^u$	Ultrapassagem de demanda contratada no cenário s e no mês t (kW)

$d_{s,t}^{u,p}$	Ultrapassagem de demanda contratada na ponta no cenário s e no mês t (kW)
$d_{s,t}^{u,fp}$	Ultrapassagem de demanda contratada fora ponta no cenário s e no mês t (kW)
ef	Eficiência da bateria
$g_{s,t,h}$	Geração para o cenário s , mês t e hora h (kW)
i	Hora de início de carga das baterias
j	Hora de início de descarga das baterias
k	Taxa de desconto
n	Ano de vida útil do sistema
n_1	Tempo de vida útil da bateria
n_2	Tempo de vida útil dos painéis
n_3	Tempo de vida útil dos inversores
n_{bat}	Variável de número de baterias
n_{pv}	Variável de número de painéis
n_{inv}	Variável de número de inversores
u	Porcentagem de tolerância demanda ultrapassada
x_p	Porcentagem de energia armazenada na ponta
x_{fp}	Porcentagem de energia armazenada fora da ponta
y_p	Porcentagem de energia descarregada na ponta
y_{fp}	Porcentagem de energia descarregada fora da ponta
x_g	Tolerância de energia excedente gerada por posto tarifário
x_t	Variável binária que indica se a demanda contratada será violada no mês t
x_t^p	Variável binária que indica se a demanda contratada da ponta será violada no mês t
x_t^{fp}	Variável binária que indica se a demanda contratada fora ponta será violada no mês t
xi_h	Vetor variável binário que controla o tempo do período de carga da bateria
yj_h	Vetor variável binário que controla o tempo do período de descarga da bateria

$z_{1s,t}$	Variável auxiliar de demanda contratada
z_{2t}	Variável auxiliar de demanda contratada

Caracteres Romanos Maiúsculos

$\Delta D_{s,t}$	Tolerância de demanda contratada no cenário s e mês t
$\Delta D_{s,t}^p$	Tolerância de demanda contratada na ponta no cenário s e mês t
$\Delta D_{s,t}^{fp}$	Tolerância de demanda contratada fora ponta no cenário s e mês t
$\Delta G_{s,t}^p$	Tolerância de geração excedente na ponta no cenário s e mês t
$\Delta G_{s,t}^{fp}$	Tolerância de geração excedente fora ponta no cenário s e mês t

Sobrescritos

max	Valor máximo
exc	Excedente
p	Ponta
fp	Fora ponta
I	Investimento
U	Ultrapassagem

Subscritos

s, t, h	Cenário s , período t e hora h
bat	Bateria
pf	Painel fotovoltaico
inv	Inversores
D	Demanda

Abreviaturas, Siglas e Símbolos

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
--------------	--------------------------------------

<i>CC</i>	Corrente contínua
<i>CA</i>	Corrente alternada
<i>CAUE</i>	Custo Anual Uniforme Equivalente
<i>FDI</i>	Fator de Dimensionamento de Inversores
<i>FC</i>	Fluxo de caixa
<i>FCD</i>	Fluxo de Caixa Descontado
<i>GD</i>	Geração Distribuída
<i>kWh</i>	Quilowatt-hora
<i>kWp</i>	Quilowatt-pico
<i>DoD</i>	<i>Depth of discharge</i>
<i>OPEX</i>	<i>Operation Expenses</i>
<i>PLIM</i>	Programação Linear Inteira Mista
<i>NPV</i>	Valor Presente Líquido
<i>BOS</i>	<i>Balance of System</i>
<i>R\$/kWh</i>	Reais por Quilowatt-hora
<i>R\$/kW</i>	Reais por Quilowatt
<i>R\$</i>	Reais
<i>SoC</i>	<i>State of charge</i>
<i>SAB</i>	Sistema de Armazenamento em Baterias
<i>SF</i>	Sistemas Fotovoltaicos
<i>SFAB</i>	Sistema Fotovoltaico com Armazenamento em Baterias
<i>SFCR</i>	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica
<i>TE</i>	Tarifa de Energia
<i>TIR</i>	Taxa Interna de Retorno
<i>TMA</i>	Taxa Mínima de Atratividade
<i>THS</i>	Tarifa Horo-Sazonal
<i>TUSD</i>	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
<i>VPL</i>	Valor Presente Líquido
<i>VAUE</i>	Valor Anual Uniforme Equivalente

*Tudo o que um sonho precisa para ser realizado é que
alguém acredite que ele possa ser realizado*

Roberto Shinyashiki

1

Introdução

1.1

Contexto e motivação

Até hoje, várias tecnologias de armazenamento de energia foram desenvolvidas, principalmente as que envolvem processos químicos, como as baterias de fluxo redox, chumbo ácido, íons de lítio e várias outras. Por esse motivo, planejadores de sistemas elétricos começaram estudar aplicações de sistemas de armazenamento de energia em baterias (SAB). Essas aplicações são comumente classificadas em duas categorias: em frente e por trás do medidor. No primeiro tipo, as aplicações são voltadas para o lado da Geração, Transmissão e Distribuição, como por exemplo, *peak-shaving* (redução dos picos de demanda), regulação de tensão e frequência, suprimimento de altas demandas em curto intervalo de duração, reserva operativa, postergação de investimentos e alívio de carga. Já o segundo tipo, refere-se a aplicações pelo lado da demanda, na qual Silva & Bortoni [1] destacam como principais características, a arbitragem, backup, redução de demanda contratada e armazenamento do excedente de geração fotovoltaica. No Brasil, ainda não há uma regulamentação sobre a instalação de SAB, por isso, a maior parte das aplicações têm sido por trás do medidor [2].

Paralelo a isso, o Brasil conta com um mercado de energia solar fotovoltaica em crescimento, no qual os consumidores cativos de todas as classes podem ter seus sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR), segundo a regulamentação para Geração Distribuída (GD) de 2012, descrita pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [3]. Nessa regulamentação é apresentado o sistema de compensação de energia elétrica, que considera o modelo *net-metering* e que impulsionou o crescimento de GD no país. Com ele, o excedente de energia injetado na rede gera créditos que são descontados do consumo de energia proveniente da rede. Porém, esse sistema de compensação está em revisão, conforme documento da ANEEL [4], sob o argumento de que os subsídios associados ao uso do sistema de

distribuição são financiados por todos os consumidores, incluindo os que não possuem sistemas fotovoltaicos (SF), e, além disso, esses projetos já são viáveis economicamente, mesmo sem incentivos. Caso aprovadas as mudanças propostas que preveem que o uso da rede comece a ser cobrado pelos consumidores que injetam energia na rede, pode surgir um gatilho para impulsionar o mercado de sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia em baterias (SFAB), uma vez que os consumidores não poderão mais usufruir gratuitamente da rede de distribuição para armazenar sua geração excedente, precisando, então, buscar armazená-lo em suas próprias baterias.

A seguir, será apresentada uma breve descrição de conceitos importantes sobre sistemas de geração fotovoltaica e de sistemas de armazenamento, que são pertinentes para a compreensão do modelo proposto, bem como, dos futuros resultados.

1.1.1

Características da geração solar fotovoltaica

A geração solar fotovoltaica está em constante expansão pelo mundo, principalmente por ser uma fonte de energia limpa, ou seja, que não libera resíduos poluentes no meio ambiente. Os painéis fotovoltaicos são uma excelente opção para todos os tipos de consumidores que desejam ter sua própria fonte de geração de energia, suprimindo parte das suas necessidades energéticas e reduzindo a compra de energia externa.

Um conceito importante sobre o desempenho de painéis fotovoltaicos é a eficiência, que representa o percentual de energia solar incidente no painel que é convertido em energia elétrica, ambas em W/m^2 . Esse parâmetro depende principalmente da tecnologia e do material empregados nos painéis. Nos últimos anos, maiores níveis de eficiência vêm sendo alcançados e atualmente os painéis possuem eficiências entre 15% e 25%. Para uma melhor compreensão, considere que a irradiância média na superfície terrestre seja 1000 W/m^2 , então, um painel com 20% de eficiência pode gerar 200 W/m^2 .

Porém, na prática, essa dificilmente será a potência efetivamente produzida pelo painel, pois esse valor é determinado sob Condições Padrão de Teste (STC ou

Standard Test Conditions) e essas condições raramente são idênticas às reais condições do meio. As *STCs* são descritas por Goetzberger & Hoffmann [5] como:

- Massa de ar: 1,5;
- Intensidade de irradiância solar: 1.000 W/m^2 ;
- Temperatura: $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

A primeira é a razão entre o comprimento do caminho que a luz percorre através da atmosfera até o painel com relação ao comprimento do caminho mais curto possível, caso a luz incidisse perpendicularmente. Então, se a massa de ar for igual a 1, significa a luz incide perpendicularmente no painel. Com a limitação de inclinação de telhados ou estruturas para suporte, a posição relativa do sol varia constantemente ao longo do dia, o que modifica a capacidade de geração do painel. A intensidade de irradiância é outro fator que varia junto com as mudanças nas condições climáticas, como presença de nuvens e humidade do ar. A variação da temperatura é um fator que também influencia na intensidade de irradiância solar, mas que afeta diretamente a capacidade de produção do painel, uma vez que cada unidade de grau acima de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ diminui sua geração. Por causa desses fatores que provocam intermitência na geração fotovoltaica, o uso de uma abordagem estocástica das curvas diárias de geração pode auxiliar os estudos voltados para análise de viabilidade dessa fonte de geração.

Como as condições reais sempre são diferentes das Condições Padrão de Teste, mesmo nos dias em que o céu não apresenta muitas nuvens, pode-se aproximar a máxima potência gerada em torno de 80% da capacidade nominal do sistema. Por isso, alguns estudos foram realizados em torno dessa característica da geração solar, visando determinar sua influência sobre o dimensionamento dos inversores do sistema fotovoltaico. Uma conclusão desses estudos é de que, no momento de determinar o número de inversores necessários para o sistema fotovoltaico, deve-se levar em conta que o subdimensionamento de inversores é uma prática que não somente é permitida, como dever ser feita, a fim de obter maior eficiência do sistema fotovoltaico. Nesse contexto, é utilizado um Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI) menor que 1, que corresponde à razão entre a potência nominal do inversor e a potência nominal do arranjo de painéis fotovoltaicos conectados a ele, como descrito em Pereira & Gonçalves [6]. Segundo

o Portal Solar [7], o FDI pode se encontrar na faixa de 0,75 a 0,85. Por exemplo, um FDI de 0,85 indica que a potência nominal do inversor corresponde a 85% da potência total de painéis conectados a ele, porém, isso aumenta o seu aproveitamento e não compromete seus limites de tensão e corrente.

Em geral, depois dos painéis, os inversores representam a maior parte dos custos de um sistema fotovoltaico. Por isso, o seu correto dimensionamento influencia consideravelmente o custo total do sistema. Além disso, esses dispositivos não são responsáveis apenas por converter a corrente contínua (CC) dos painéis em corrente alternada (CA) para as cargas, mas também desconectam e isolam o sistema fotovoltaico quando tensão, corrente ou frequência não estão operando na faixa normal de operação.

1.1.2

Características das principais tecnologias de armazenamento

Foi realizada uma pesquisa em torno das principais tecnologias de baterias químicas para armazenamento de energia apropriadas para aplicações em sistemas de potência, a fim de encontrar a melhor opção de bateria para compor o SFAB do estudo. Nesse caso, as baterias são classificadas como baterias estacionárias, aquelas que permitem maiores profundidades de descarga. Destacam-se, então, três tecnologias encontradas em sistema de armazenamento em operação no Brasil e no mundo: Baterias de chumbo ácido, de íons de lítio e as baterias de fluxo. A seguir, são apresentadas algumas características de cada uma delas.

As baterias de chumbo ácido apresentam baixa densidade energética e menor vida útil. Por essas razões, é a opção com o menor custo de mercado, porém, o seu custo-benefício relativo à vida útil pode ser bem maior se comparado às outras tecnologias, já que, à medida que as aplicações em sistemas elétricos necessitam de descargas mais profundas, a vida útil pode ser mais curta. A Figura 1.1 apresenta a função vida útil, em ciclos, de um modelo de bateria de chumbo ácido comercializada no Brasil. Observa-se que as descargas mais profundas (de 45% a 80%) apresentam vida útil menores de 500 ciclos. A recomendação dos fabricantes é o uso de profundidades de descarga (PD) de 25% a 30%, que segundo a figura, fornece algo entre 800 e 1.200 ciclos.

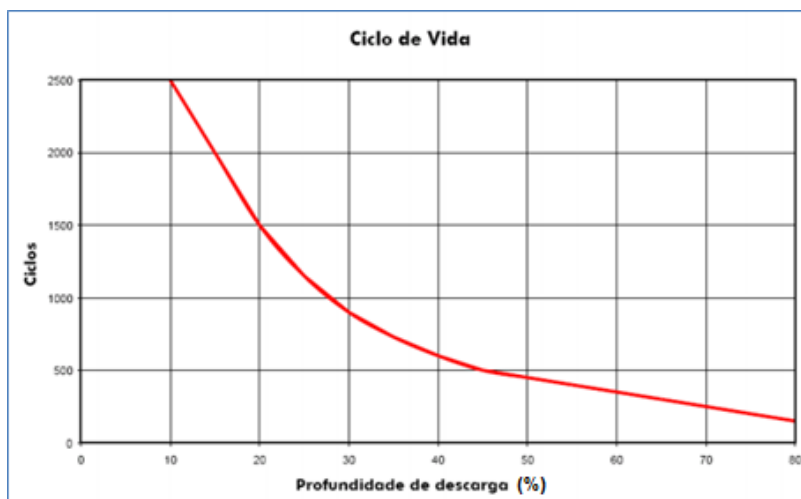


Figura 1.1: Vida útil de bateria chumbo ácido em função da profundidade de descarga. (Fonte: manual bateria Freedom).

As baterias de íons de lítio (íon-Li) sempre utilizam lítio como condutor elétrico, enquanto para os eletrodos, positivos e negativos, existe uma variedade de materiais, como fosfato de ferro, óxido de cobalto e óxido de potássio. É uma tecnologia que reduziu drasticamente os preços de custo nos últimos anos devido o maior desenvolvimento tecnológico alcançado. Isso se deve ao investimento destinado à criação de veículos elétricos, que utilizam essa tecnologia de armazenamento de energia em substituição aos motores de combustão tradicionais. As baterias desse tipo apresentam maiores eficiências e densidades de energia, características mais favoráveis para aplicações em sistemas elétricos. Elas apresentam também profundidades de descargas mais profundas, entre 80% e 90%, sem comprometer a vida útil da bateria, cujo valor mais comumente encontrado é 6.000 ciclos, podendo também serem encontrados modelos específicos com até 8.000 ciclos. Ademais, pode-se citar que algumas têm a vantagem de serem recicláveis e todos os seus modelos necessitam pouca manutenção.

A bateria de fluxo foi a tecnologia mais recentemente desenvolvida. A versão mais comum é a bateria de fluxo redox de vanádio. Nessas baterias, a carga é gerada por dois componentes químicos dissolvidos em soluções líquidas que são armazenados em tonéis distintos e são separados por uma membrana, onde ocorre uma troca iônica. Essa separação das soluções de catodo e anodo proporciona uma enorme longevidade da bateria. Além disso, possuem eficiência e densidade de energia médias e necessitam de mais manutenção pois utilizam bombas e sensores

no seu funcionamento. Seus tonéis podem ter muitos tamanhos diferentes e podem também ser recarregados, ampliando sua vida útil indeterminadamente.

A Tabela 1.1 mostra a comparação entre os principais aspectos das tecnologias das baterias químicas empregadas em sistemas elétricos. Nelas são destacados, em verde, as características mais favoráveis das baterias, e em vermelho, as principais desvantagens.

Tabela 1.1: Comparação das principais tecnologias de armazenamento (Fonte: adaptado de Greener e Newcharge [8]).

	Chumbo ácido	Íon de lítio	Bateias de Fluxo
Composição química	Pb + H ₂ SO ₄	LFP, NMC, NCA ...	Redox de vanádio, Ferro Cromo, Zinco-Bromo
Tempo de descarga	Flexível, pode ser otimizado para até 20 horas	Até 4 horas	4 - 10 horas
Vida útil (ciclos)	200 – 1.500	2000 – 8000	10.000 - 15.000
Eficiência total	60% – 70%	85% - 98%	60% - 85%
Densidade energética	Baixa	Alta	Média
Segurança	Média	Baixa – média	Não inflamável, mas vazamentos possíveis
Toxicidade	Elevada	Média	Depende. Ex. bromo é muito tóxico
Profundidade de descarga	15% - 80%	80% - 90%	Até 100%
Custo R\$/kWh	500 – 2.000	4.000 – 6.000	4.000 – 10.000

As baterias representam a maior parte dos custos de um sistema de armazenamento de energia. Porém, o sistema também necessita de inversores, pois os processos de carga e descarga das baterias ocorrem em corrente contínua, mas tanto a rede de distribuição quanto as cargas, operam em corrente alternada. Por isso, os inversores representam a segunda maior parcela dos gastos do SAB. No projeto do sistema, a potência nominal do inversor precisa estar ajustada à máxima potência de operação do arranjo de baterias conectadas a ele.

1.2 Objetivo

O objetivo geral deste trabalho é colaborar com estudos que analisem as perspectivas do sistema fotovoltaicos com armazenamento em baterias no Brasil. Para isso, o estudo visa encontrar um conjunto de características que viabilizem o investimento em sistemas fotovoltaicos com armazenamento em baterias, e, através dessa análise, será possível identificar as aplicações mais lucrativas para o uso de baterias e fatores que podem ser utilizados como incentivos governamentais, caso seja desejado acelerar a viabilidade econômica desses sistemas, visando uma maior eficiência energética.

1.3 Metodologia

Para atingir o objetivo, é proposto um modelo PLIM estocástico, segundo à proposta de continuação do trabalho por Lima & Garavito [9], onde uma versão prévia do modelo é utilizada para análise da viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos. Nessa nova versão, o modelo determina a demanda contratada, a capacidade ótima de um SFAB e sua operação, considerando o atual sistema regulatório para sistemas fotovoltaicos, sendo possível também analisar as propostas de mudanças dessa regulamentação, permitindo estudar diferentes taxas de compensação de injeção na rede, incluindo o caso de zero exportação, que por sua vez, representa uma abordagem em que não há a limitação da capacidade instalada, estabelecida hoje pelas normas brasileiras. O modelo também pode ser usado para dimensionar SF separados de SAB e seus impactos sob diferentes modalidades tarifárias para consumidores dos Grupos A ou B, porém, neste trabalho, será empregado apenas para consumidores do Grupo A.

Para essas análises, foram usadas curvas de consumo horário de um grande consumidor do Brasil. Esses dados incluem uma curva de consumo para cada mês do ano, de forma a representar a distribuição anual de consumo, buscando representar a sazonalidade característica desse consumidor. Na sequência, para representar as incertezas de consumo, foi gerado um conjunto de cenários com variações randômicas de mais e menos 5% do valor de potência para cada hora. Também foram adquiridos dados de geração anuais de um painel de 330 Wpico e

um processo semelhante ao realizado com a demanda foi aplicado às curvas horárias de geração. Para representar a variabilidade da geração, foi gerado um conjunto de cenários considerando que a geração horária pode ter valores até 10% menores que os dados originais. Com isso, assume-se uma premissa otimista do desempenho da geração solar, não considerando eventuais dias em que a geração solar seja drasticamente reduzida, porém, sem prejudicar o objetivo do estudo.

Durante a elaboração do trabalho, primeiro foi utilizado o *software* comercial Matlab [10] para realização do pré-processamento e o modelo de otimização foi aplicado usando a plataforma *FICO® XPRESS Optimization* [11].

1.4

Revisão Bibliográfica

Outros trabalhos já investigaram a viabilidade econômica de SFAB. Em Kabir et al. [12] e Mulder et al. [13], foi dimensionado o SFAB que maximiza os benefícios, como Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR), comparando sistemas que usam baterias de chumbo-ácido e íon-lítio. Em Mulder et al., realizado em 2013, as baterias de íons de lítio começavam despontar como viáveis num ambiente em que as baterias de chumbo-ácido eram a tecnologia dominante. Já no trabalho de Em Kabir et al., realizado em 2021, conclui-se que a performance das baterias de íons de lítio é muito maior relativamente às baterias de chumbo-ácido.

No trabalho de Zheng et al. [14] é apresentada um modelo de otimização estocástico de dois estágios para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos com baterias introduzindo uma análise sob diferentes modalidades tarifárias como tarifa *Time-of-Use (TOU)*, *Critical Price Period (CPP)* e *Real-Time Price (RTP)*, que são sistemas de cobrança com diferentes valores para diferentes períodos de uso. O resultado apontou que o *CPP* é a modalidade mais viável para SFAB devido à maior diferença de tarifas entre períodos críticos e não críticos (semelhante ao que é chamado no Brasil de período de ponta e de fora da ponta). Em Sharma et al. [15] também é feito um estudo semelhante, em que se busca minimizar o custo anual com eletricidade, mas compara apenas tarifa *Flat* e *TOU*, e introduz o efeito de tarifa *feed-in*, que é quando o excedente de geração injetado na rede é vendido por preços diferenciados que variam constantemente. Além disso, esse trabalho apresenta

também o esquema de conexão proposto para o SFAB, onde os painéis e baterias se encontram em circuitos separados, cada um com o próprio inversor.

Em se tratando de análise de viabilidade econômica, um parâmetro econômico comumente utilizado é o *LCOE* (*Levelized Cost of Electricity*), um índice que representa a relação entre o custo de investimento e o custo de energia gerada e armazenada, sendo essa a base de estudos aplicado em Barzegkar et al. [16], que avalia a capacidade necessária para esses sistemas sob um esquema de autoconsumo puro, antecipando os efeitos de uma possível política de não compensação de energia na rede. A motivação desse estudo é baseada no fato de que o aumento da penetração de energia fotovoltaica na rede afeta a qualidade de energia da rede, e, por isso, o uso de baterias é apontado como a principal solução para o problema.

Em Guidara et al. [17] e Bortolini et al. [18] o *LCOE* também é usado para determinar a combinação ótima de painéis e baterias do sistema de forma a minimizar o custo com eletricidade, com a diferença que, no primeiro caso, os painéis e baterias estão ligados em circuitos e inversores separados enquanto no segundo caso, eles estão ligados ao mesmo inversor. Ainda em Guidara et al., também se analisa a questão do aumento da confiabilidade do suprimento de energia com a presença do sistema de armazenamento. O *LCOE* também é usado em Lai & Mcculloch [19], onde são comparados SFAB com baterias de íon-lítio e baterias de fluxo redox com Vanádio, encontrando um menor *LCOE* para as baterias do segundo tipo. A razão para isso justificou-se principalmente pela longa vida útil das baterias de fluxo.

A viabilidade de SFAB também pode ser estudada sob diferentes políticas de compensação de injeção de potência na rede, como na tarifa *feed-in*, *net-billing* e *net-metering*, que diferem apenas na proporção de compensação e na forma como a energia injetada é negociada entre consumidor e distribuidora. Em Hoppmann et al. [20], é analisada a modalidade de tarifa *feed-in* sob dois cenários diferentes, onde o primeiro permite que o excesso de geração seja vendido no mercado de energia, enquanto no segundo cenário, essa exportação não é permitida, o que, segundo os resultados, faz despontar a viabilidade das baterias. Em Galilea et al. [21], é analisada a viabilidade de SFAB sob 3 cenários diferentes, sem retribuição por injeção, sob tarifa *net-billing* e sob tarifa *net-metering*. Nesse caso, as baterias

foram importantes para manter a atratividade de sistemas fotovoltaicos no cenário em que não havia retribuição pela energia excedente injetada na rede. Os autores aconselham, ainda, que subsídios destinados às baterias seriam importantes para incentivar maiores avanços em sua tecnologia, agora que estão muito próximas de serem viáveis.

Nousdilis et al. [22], também analisa a viabilidade de baterias por causa dos altos índices de penetração de energia excedente na rede por conta do crescimento no número de sistemas fotovoltaicos. Portanto, são realizadas análises de viabilidade de SFAB sob tarifas *feed-in*, *net-metering* e também sem nenhuma compensação pela energia exportada, concluindo que as baterias sozinhas não são um investimento viável, mas servem para aumentar a atratividade de sistemas fotovoltaicos nos cenários sem *net-metering*.

Em Chaitusaney & Prapanukool [23], um algoritmo genético é usado para determinar a capacidade e a operação de um sistema de armazenamento com baterias de íons de lítio. Para isso, busca-se minimizar os custos com eletricidade de consumidores com um sistema de geração fotovoltaico previamente instalado, sob operação com *net-metering* e também com zero exportação pra rede. Em ambos os casos, o algoritmo genético foi bem sucedido, porém, com o esquema de zero exportação, a redução nos custos com energia é rapidamente saturada à medida que se aumenta a capacidade nominal de geração.

Em Rallabandi et al. [24], é feito um dimensionamento de um SAB e da sua operação para um conjunto de casas com geração fotovoltaica com zero exportação de geração, ressaltando que a junção desses sistemas pode também permitir um maior controle da alta variabilidade de carga e geração, apontando também que esses eventos são indesejáveis para a operação da rede.

No estudo de Khezri et al. [25], a viabilidade de SFAB é investigada em um local da Austrália do Sul em que existe uma grande preocupação com a injeção da geração para a rede. Para amenizar o problema, há uma restrição regulatória que limita a injeção de potência em 5 kW. Nesse contexto, o uso de SFAB é apontado como outra possível solução, por isso, é encontrada a capacidade ótima do sistema e também o melhor esquema de conexão, concluindo que quando painéis e as baterias estão em circuitos separados, a capacidade ótima pode ser melhor ajustada.

Outras sofisticadas técnicas de otimização são empregadas para dimensionar SFAB e, com elas, além de determinar a capacidade de painéis e baterias, estratégias de operação e o estado de carga (SoC) das baterias também são obtidos. Nesse contexto, An et al. [26] é um trabalho que emprega um algoritmo iterativo que dimensiona a capacidade do sistema controlando também o SoC a cada período de simulação e, para isso, usa também uma modalidade na qual as tarifas variam em tempo real (*Real-Time Price*).

Em Almazrouei et al. [27] é empregada uma Rede Neural Artificial (RNA) que controla a produção do SFAB em tempo real a fim de assegurar a confiabilidade do fornecimento ao longo do dia. Essa RNA faz previsões do comportamento para o dia seguinte e usa parâmetros de entradas como temperatura, umidade e velocidade do vento, buscando dimensionar adequadamente o número de painéis que também evite a saturação das baterias. Enquanto Li [28], propõe um Algoritmo Genético cujos componentes do cromossomo otimizado apresentam a capacidade de baterias, painéis e os estados de carga para diferentes períodos em dias úteis e feriados.

Dentre as sofisticadas técnicas citadas, uma metodologia mais parecida com a proposta do presente trabalho está em Farrokhifar et al. [29], onde é apresentado um modelo PLIM estocástico para determinar a capacidade ótima do SFAB, mas com a particularidade de considerar também a troca de energia do sistema com a rede e com um veículo elétrico. Além disso, é considerado no modelo a participação do consumidor em programas de resposta da demanda, indicando que isso pode aumentar os benefícios do sistema. O seu banco de dados foi gerado randomicamente, segundo uma distribuição normal, a partir de dados coletados de carga, incidência solar e preço de eletricidade. Inspirado nisso, o banco de dados de carga e geração usado no presente trabalho foi gerado segundo um processo semelhante.

1.5 Publicações

Stochastic approach for economic viability of photovoltaic systems with battery storage for big electricity consumers in the regulated market in Brazil,

Electric Power Systems Research, v. 205, 2021.
<<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107744>>

1.6

Estrutura da dissertação

Esta dissertação é composta por 7 capítulos. O Capítulo 1 (Introdução) contém uma exposição sobre o tema proposto, descrevendo as características dos sistemas fotovoltaicos e das baterias usadas para armazenamento de energia. São também apresentadas as referências e a motivação que embasaram a elaboração do estudo, além de descrever o objetivo do projeto e a metodologia utilizada.

No Capítulo 2 são apresentadas as parcelas que compõem as tarifas de energia, bem como, o ambiente de contratação de energia do Brasil para os diferentes grupos de consumo e, nesse contexto, também é descrita a regulamentação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede e as regras do sistema de compensação de energia em forma de créditos na fatura de energia.

No Capítulo 3 é exposto o modelo PLIM estocástico usado para dimensionar o sistema fotovoltaico com armazenamento de energia, bem como sua operação. São também apresentados os esquemas de conexão do conjunto à carga e à rede, segundo duas abordagens diferentes. São apresentadas ainda, as adaptações do modelo para adequação da modalidade tarifária Verde para a Azul. Finalmente, são descritos todos os parâmetros de entrada e o banco de dados.

No Capítulo 4 são revelados os resultados do dimensionamento do sistema para o consumidor na modalidade tarifária Verde nas diferentes abordagens propostas. No Capítulo 5 são mostrados os resultados do modelo para a modalidade tarifária azul, com o intuito de permitir uma comparação das vantagens econômicas de cada modalidade para o SFAB.

No Capítulo 6, de posse dos resultados do sistema otimizado nos capítulos 4 e 5, é feita, então, uma análise de sua viabilidade econômica, empregando outros parâmetros econômicos, e, através disso, se obtém uma visão da viabilidade de SFAB para distintas distribuidoras do Brasil.

No Capítulo 7 estão descritas as considerações gerais e a conclusão do trabalho, bem como possíveis trabalhos futuros que podem complementar esse projeto.

2 Ambiente de Contratação Regulado

2.1 Composição da tarifa

No que diz respeito aos produtos e serviços que compõem o valor da tarifa, cabe um detalhamento de cada um deles. Em geral, as tarifas aplicadas são compostas por duas principais parcelas: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia (TE), que não deve ser confundida com a tarifa total de energia. Na TUSD incidem custos de Transmissão (Fio A), Distribuição (Fio B), encargos e perdas da rede, enquanto a TE inclui o custo de Geração e outros encargos voltados para este setor. A Tabela 2.1 apresenta a descrição do percentual aproximado de cada componente da tarifa cobrada.

Tabela 2.1: Composição da tarifa de energia (Adaptado de ANEEL [4])

Composição da tarifa de energia					
TE		TUSD			
Energia	Encargos	Fio A (Transmissão)	Fio B (Distribuição)	Encargos	Perdas
33%	12%	11%	24%	10%	10%

Lembrando que, a tarifa efetivamente cobrada ainda inclui a Contribuição de Iluminação Pública, além dos tributos federais PIS (Programa de Integração Social) e COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social), e também o imposto estadual de ICMS (Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços), todos esses calculados “por dentro”. A incidência dos impostos faz com que, na prática, o valor final das tarifas seja ainda maior. Eventualmente, somam-se ainda as chamadas bandeiras tarifárias, que são contribuições extras que os consumidores precisam pagar em períodos de menor oferta de energia. Durante esse período, muitas usinas térmicas precisam ser acionadas para complementar as necessidades

da matriz energética, o que encarece o custo com energia elétrica, favorecendo ainda mais os investimentos em geração própria de energia.

2.2

Modalidades tarifárias

Existem diferentes opções de modalidades tarifárias para os diferentes tipos de consumidores. Define-se como unidades consumidoras do Grupo A, aquelas conectadas em alta e média tensão, além dos sistemas subterrâneos. Já as unidades consumidoras do Grupo B são aquelas que operam em baixa tensão. As unidades do Grupo B pertencem automaticamente à modalidade convencional monômnia. Nessa modalidade, o consumidor paga um único valor de tarifa pelo consumo de energia, sem distinção de horários. Porém, essas unidades também podem optar pela modalidade horária Branca, sendo necessário apenas solicitar a migração de tarifa junto à distribuidora. Nessa modalidade existem três períodos de consumo de energia: ponta, intermediário e fora de ponta. Cada um desses possui um horário definido ao longo do dia, sendo atribuídos valores de tarifa diferenciados para cada um deles. A Figura 2.1 mostra a relação entre os valores da tarifa convencional e a tarifa Branca.

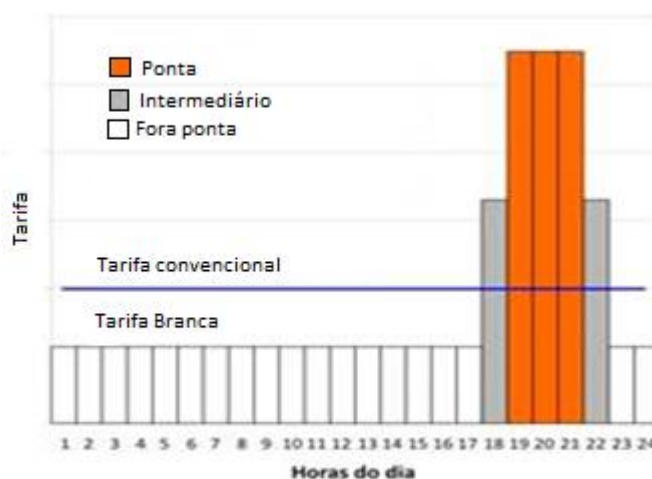


Figura 2.1: Tarifa Branca e Convencional (Fonte: ANEEL, 2018).

Os consumidores cativos do Grupo A podem optar por três modalidades tarifárias: Convencional, Verde ou Azul, todas compostas por uma parcela de custo de energia consumida e outra de demanda, segundo o modelo de tarifa binômia. Na

parcela de consumo de energia (em R\$/kWh) são cobrados custos de TUSD e TE, enquanto no custo de demanda (em R\$/kW) são cobrados apenas componentes da TUSD. Na modalidade tarifária Verde existe um único valor de demanda, não importando o horário do dia e dois valores de energia consumida, para ponta e fora da ponta, enquanto a Azul tem dois valores para demanda e energia para cada posto tarifário. As regras que definem essas modalidades estão presentes na Resolução Normativa nº 414/2010 da ANEEL [30], atualizadas pela Resolução Normativa nº 479/2012.

No Brasil, de forma geral, consumidores cativos do Grupo A estão alocados nas modalidades tarifárias Verde e Azul, uma vez que, de forma gradual, algumas distribuidoras deixaram de trabalhar com a tarifa convencional. A razão disso é que as modalidades tarifárias Verde e Azul são do tipo Tarifas Horo-Sazonais (THS), que têm essa nomenclatura pois apresentam valores diferentes tanto para diferentes horários do dia, como para diferentes épocas do ano, como uma forma de valorizar a energia nos períodos de maior demanda ou de menor oferta de energia. Por essa razão, apresentam diferentes valores para horários ponta e fora da ponta, bem como, valores diferentes para período seco e úmido, que se caracterizam pelas épocas de menor e maior disponibilidade da geração no ano, respectivamente.

Os valores de tarifa da ponta são sempre maiores que os valores de fora ponta. Isso representa um incentivo do sistema elétrico para que os clientes reduzam o consumo no período da ponta. Essa medida é importante pois, é nesse período que as pessoas geralmente aumentam seu consumo de eletricidade, fazendo com que fontes de geração mais caras necessitem ser acionadas para suprir toda a carga. A Figura 2.2 mostra, em laranja, período de ponta de uma curva carga para um consumidor do Grupo A. Seu horário exato de início e fim depende da determinação de cada distribuidora.

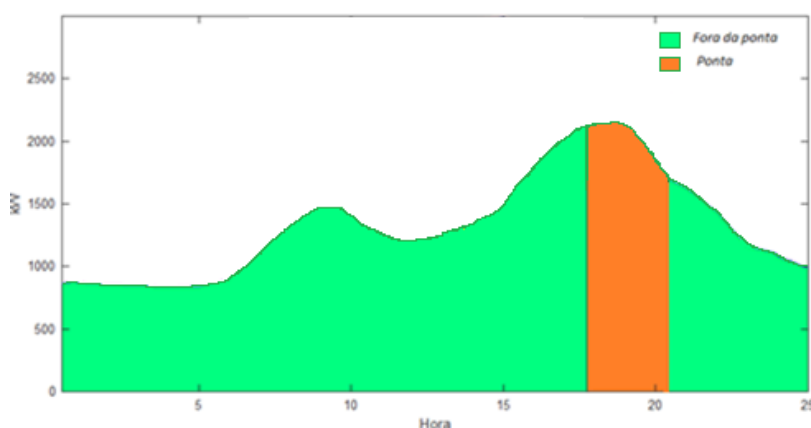


Figura 2.2: Representação dos períodos de ponta e fora de ponta.(Fonte: Própria autora).

A decisão da escolha da modalidade tarifária é do cliente, que, para isso, deve analisar seu perfil de consumo e demanda e determinar qual opção resulta em um menor custo. Porém, conforme definido na Resolução Normativa nº 414 [30], existem algumas restrições de demanda contratada e nível de tensão que os clientes do Grupo A precisam ser respeitar. A Tabela 2.2 apresenta as restrições.

Tabela 2.2: Restrições de modalidade tarifária os clientes do Grupo A.(Fonte: ANEEL [30])

Opção de cliente	Tensão	Demanda
Azul	$> 69 \text{ kV}$	
Azul ou Verde	$\leq 69 \text{ kV}$	$> 300 \text{ kW}$
Azul, Verde ou Convencional	$\leq 69 \text{ kV}$	$\leq 300 \text{ kW}$

Como o trabalho apenas considerada as principais modalidades de tarifa do Grupo A, cabe uma descrição detalhada do custo de energia associado a essas modalidades, incluindo o cálculo dos custos totais de energia e demanda, para serem incorporados ao modelo proposto para o dimensionamento de SFAB.

Na modalidade Verde, o valor cobrado em cada período ao consumidor é composto, basicamente, pelo produto entre a energia consumida e a tarifa de energia, com valores diferenciados para períodos de ponta e fora ponta, somado ao custo de demanda, que é composto pela demanda contratada multiplicada pela tarifa de demanda. Cabe lembrar que, mesmo que o consumidor registre somente picos máximos de demanda inferiores à demanda contratada durante o período tarifado, ele deverá pagar integralmente pela demanda contratada. Porém, quando o maior

valor registrado no mês supera a demanda contratada acrescida de uma certa tolerância, é aplicada uma tarifa de ultrapassagem sobre essa diferença de demanda violada. Essa tarifa de ultrapassagem é o dobro da tarifa normal de demanda e a tolerância ($u\%$) utilizada é de 5%. Resumidamente, o custo total do período tarifado (t) pode ser apresentado da seguinte maneira:

$$Custo_t = E_t^p \cdot T_E^p + E_t^{fp} \cdot T_E^{fp} + \max[D_c, D_t^*] \cdot T_D + \max[0, D_t^* - (1 + u) \cdot D_c] \cdot T_U \quad (1)$$

Sendo:

E_t^p e E_t^{fp} - Consumo de ponta e fora da ponta (kWh).

T_E^p e T_E^{fp} - Tarifa de consumo de ponta e fora da ponta (R\$/kWh).

D_c - Demanda contratada (kW).

D_t^* - Demanda máxima registrada no mês (kW).

T_D - Tarifa de demanda (R\$/kW).

T_U - Tarifa de ultrapassagem de demanda (R\$/kWh)

u - Porcentagem máxima de ultrapassagem de demanda permitida (%).

O custo da modalidade Azul é semelhante ao custo da Verde. A única diferença é que, no caso da modalidade Azul, existem valores diferentes de tarifa de demanda para cada período. Assim, o custo total pode ser representado na equação (2).

$$Custo_t = E_t^p \cdot T_E^p + E_t^{fp} \cdot T_E^{fp} + \max[D_c^p, D_t^{p*}] \cdot T_D^p + \max[0, D_t^{p*} - (1 + u) \cdot D_c^p] \cdot T_U^p \quad (2)$$

$$+ \max[D_c^{fp}, D_t^{fp*}] \cdot T_D^{fp} + \max[0, D_t^{fp*} - (1 + u) \cdot D_c^{fp}] \cdot T_U^{fp}$$

Sendo:

E_t^p e E_t^{fp} - Consumo de ponta e fora da ponta (kWh).

T_E^p e T_E^{fp} - Tarifa de consumo de ponta e fora da ponta (R\$/kWh).

D_c^p e D_c^{fp} - Demanda contratada de ponta e fora da ponta (kW).

D_t^{p*} e D_t^{fp*} - Demanda máxima registrada para ponta e fora da ponta (kW).

T_D^p e T_D^{fp} - Tarifa de demanda de ponta e fora da ponta (R\$/kW).

T_U^p e T_U^{fp} – Tarifa de ultrapassagem de demanda de ponta e fora da ponta (R\$/kWh)

u - Porcentagem máxima de ultrapassagem de demanda permitida (%).

2.3 Regulamentação de sistemas fotovoltaicos

Todas as regras para sistemas fotovoltaicos conectados à rede estão na Resolução Normativa nº 482/2012 [3], estabelecida pela ANEEL. A partir dessa resolução os clientes cativos das distribuidoras podem conectar seus sistemas fotovoltaicos à rede e participar do Sistema de Compensação de Energia. Nesse sistema compensatório, conhecido como *net metering*, o consumidor paga apenas pela diferença entre consumo e geração, sendo que, em casos em que a geração do período de faturamento é superior ao consumo, créditos são gerados para serem compensados nos períodos seguintes, com limite de utilização de até 60 meses.

Das condições gerais para participar desse sistema de compensação, o consumidor deve:

- Ser consumidor cativo (ou seja, não deve ser cliente do Mercado Livre de Energia);
- Instalar um sistema com capacidade menor ou igual à demanda contratada (para consumidores Classe A).

Essa política de compensação de energia é subsidiada pelo Governo brasileiro como uma forma de incentivo às fontes renováveis. Porém, este sistema compensatório está sob revisão, segundo consta no documento da ANEEL [4] e pode ser alterado em breve, sob as alegações de que todos os consumidores pagam por esse subsídio e também que os sistemas fotovoltaicos podem ser viabilizados sem esses incentivos.

As propostas de alteração na Resolução Normativa nº 482/2012 preveem cinco novas alternativas de compensação de energia, que diferem uma da outra pelos componentes da tarifa que são isentos de pagamento pelo consumidor, conforme a Tabela 2.3. Nela, os percentuais apresentados são estimativas aproximadas da ANEEL.

Tabela 2.3: Porcentagem de compensação das alternativas (Fonte: Própria autora).

Componentes	Alternativa 0	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4	Alternativa 5
TUSD–Fio B	24%	24%	24%	24%	24%	24%
TUSD–Fio A	11%	11%	11%	11%	11%	11%
TUSD-Encargos	10%	10%	10%	10%	10%	10%
TUSD- Perdas	10%	10%	10%	10%	10%	10%
TE-Encargos	12%	12%	12%	12%	12%	12%
TE – Energia	33%	33%	33%	33%	33%	33%
Compensação	100%	76%	65%	55%	45%	33%

Segundo a Tabela 2.3, na Alternativa 5, por exemplo, o consumidor teria que pagar por todos os serviços de TUSD e pelos encargos sobre a TE. Esses pagamentos seriam aplicados ao montante injetado na rede. Nesse caso, a única compensação seria pela própria energia produzida para o sistema, cerca de 33% da tarifa final.

A última definição da ANEEL até o presente momento é que, para empreendimentos em geração distribuída instalados até 2020, as regras do sistema de compensação se mantêm com Alternativa 0 até 2030, quando passa a valer a Alternativa 5. Para empreendimentos novos instalados após 2020, já começa valer a Alternativa 2, permanecendo desta forma até 2030, ou até que a capacidade de GD instalada no país atinja 5,9 GW, ou o que ocorrer primeiro. Após isso, passa a valer a Alternativa 5, conforme ANEEL [31]. Ressalta-se que nada ainda é definitivo pois essas determinações estão ainda em fase de análise.

2.4

Resumo do capítulo

Para compreender a elaboração do modelo de dimensionamento de SFAB proposto no trabalho, é necessário conhecer as modalidades tarifárias de energia do mercado regulado brasileiro, bem como suas restrições para cada tipo de consumidor. Somado a isso, é necessário também compreender os incentivos e regras às quais os projetos de Geração Distribuída conectados à rede são submetidos. Além disso, é importante conhecer as possíveis mudanças que podem ocorrer nessa regulamentação.

3

Modelo de otimização estocástico

Neste capítulo, será apresentado o modelo de otimização estocástico proposto para dimensionar o sistema fotovoltaico com armazenamento em baterias (SFAB) e em seguida são apresentados os esquemas de ligação do sistema que se adaptam ao modelo.

O modelo foi elaborado a partir da evolução do trabalho realizado em Lima & Garavito [9], que considerava o dimensionamento do número de painéis fotovoltaicos de um projeto para um grande consumidor no Brasil. A contribuição no presente trabalho está na incorporação do dimensionamento das baterias e dos inversores do sistema de armazenamento, bem como a determinação da sua operação de carga e descarga, e, além disso, o modelo é capaz de calcular a geração de energia excedente. Com essa informação, o modelo pode se adaptar às propostas de alterações do sistema de compensação de energia injetada e encontrar o número de baterias necessário, caso seja desejado não injetar o excesso de produção de energia na rede de distribuição. Há também uma versão do modelo com todas essas inovações para análise da modalidade tarifária Azul.

A Figura 3.1 apresenta o princípio básico de detecção de energia excedente. Resumidamente, o modelo compara, a cada hora, o consumo e a geração, sendo essa última, diretamente dependente da variável do número de painéis. Assim, quando a geração ultrapassa o consumo, o excedente é capturado por outra variável do modelo e é, então, somado e convertido em geração excedente no mês a ser faturado.

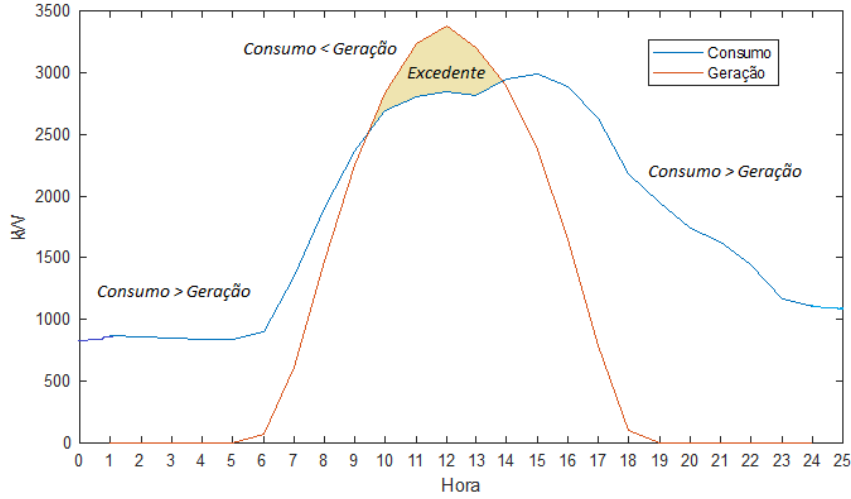


Figura 3.1: Método do cálculo da produção de energia excedente.

Na modalidade Verde, o modelo matemático proposto neste trabalho busca minimizar o custo médio anual com consumo de energia no período de ponta e fora da ponta ($C_{s,t}^p$ e $C_{s,t}^{fp}$) e demanda ($C_{D_{s,t}}$), somado ao custo anualizado em investimento dos principais componentes do sistema: baterias, painéis e inversores ($C_{I_{bat}}$, $C_{I_{pf}}$, $C_{I_{inv}}$).

$$C_{Anual} = \min_{\left\{ \begin{array}{l} n_{pf}, n_{inv}, n_{bat}, D_c, i, j, x_i, y_j, h, D_{s,t}^{max}, \\ \Delta D_{s,t}, d_{s,t}^u, \Delta G_{s,t}^p, \Delta G_{s,t}^{fp}, D_{s,t,h}^{exc}, \\ E_{s,t}^{exc,p}, E_{s,t}^{exc,fp}, x_t, x_p, x_{fp}, y_p, y_{fp} \end{array} \right\}} \frac{1}{s} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} (C_{s,t}^p + C_{s,t}^{fp} + C_{D_{s,t}}) + C_{I_{bat}} + C_{I_{pf}} + C_{I_{inv}} \quad (3)$$

Sujeito a:

$$C_{E_{s,t}}^p = [E_{s,t}^p - n_{pf} \cdot G_{s,t}^p + E_{s,t}^{exc,p} \cdot (1 - c_p) + x_p \cdot n_{bat} \cdot E_t^{bat} - y_p \cdot n_{bat} \cdot E_t^{bat} \cdot ef] \cdot T_E^p \quad \forall s, t \quad (4)$$

$$C_{E_{s,t}}^{fp} = [E_{s,t}^{fp} - n_{pf} \cdot G_{s,t}^{fp} + E_{s,t}^{exc,fp} \cdot (1 - c_p) + x_{fp} \cdot n_{bat} \cdot E_t^{bat} - y_{fp} \cdot n_{bat} \cdot E_t^{bat} \cdot ef] \cdot T_E^{fp} \quad \forall s, t \quad (5)$$

$$\begin{aligned} n_{pf} \cdot G_{s,t}^p - x_p \cdot n_{bat} \cdot E_t^{bat} + y_p \cdot n_{bat} \cdot E_t^{bat} \cdot ef \\ \leq E_{s,t}^p + \Delta G_{s,t}^p \quad \forall s, t \end{aligned} \quad (6)$$

$$\begin{aligned} n_{pf} \cdot G_{s,t}^{fp} - x_{fp} \cdot n_{bat} \cdot E_t^{bat} + y_{fp} \cdot n_{bat} \cdot E_t^{bat} \cdot ef \\ \leq E_{s,t}^{fp} + \Delta G_{s,t}^{fp} \quad \forall s, t \end{aligned} \quad (7)$$

$$\Delta G_{s,t}^p \leq x_g \cdot E_{s,t}^p \quad \forall s, t \quad (8)$$

$$\Delta G_{s,t}^{fp} \leq x_g \cdot E_{s,t}^{fp} \quad \forall s, t \quad (9)$$

$$C_{D,s,t} = T_D \cdot (D_c + \Delta D_{s,t} + d_{s,t}^u) + T_D^u \cdot d_{s,t}^u \quad \forall s, t \quad (10)$$

$$D_c + \Delta D_{s,t} + d_{s,t}^u \geq D_{s,t}^{max} \quad \forall s, t \quad (11)$$

$$\Delta D_{s,t} \leq D_c \cdot u \quad \forall s, t \quad (12)$$

$$d_{s,t}^u \geq [D_{s,t}^{max} - (1 + u) \cdot D_c] \cdot x_t \quad \forall s, t \quad (13)$$

$$d_{s,t}^u \leq M \cdot x_t \quad \forall s, t \quad (14)$$

$$x_t \in \{0,1\} \quad (15)$$

$$n_{pf} \cdot Cap_{pf} \leq D_c \quad (16)$$

$$D_c \geq D_o \quad (17)$$

$$\begin{aligned} D_{s,t}^{max} \geq D_{s,t,h} - n_{pf} \cdot g_{s,t,h} + x_{i_h} \cdot n_{bat} \cdot P_{bat} - y_{j_h} \cdot n_{bat} \cdot P_{bat} \\ \cdot ef \quad \forall s, t, h \end{aligned} \quad (18)$$

$$D_{s,t,h}^{exc} \geq -M \quad \forall s, t, h \quad (19)$$

$$D_{s,t,h}^{exc} \leq 0 \quad \forall s, t, h \quad (20)$$

$$\begin{aligned} D_{s,t,h}^{esx} \leq D_{s,t,h} - n_{pf} \cdot g_{s,t,h} + x_{i_h} \cdot n_{bat} \cdot P_{bat} - y_{j_h} \cdot n_{bat} \cdot P_{bat} \\ \cdot ef \quad \forall s, t, h \end{aligned} \quad (21)$$

$$yj_h \cdot (D_{s,t,h} - n_{bat} \cdot P_{bat} \cdot ef) \geq 0 \quad \forall s, t, h \quad (22)$$

$$E_{s,t}^{exc,p} = - \sum_h D_{s,t,h}^{exc} \cdot d_t \quad \forall s, t, h \in \{18,19,20,21\} \quad (23)$$

$$E_{s,t}^{exc,fp} = - \sum_h D_{s,t,h}^{exc} \cdot d_t \quad \forall s, t, h \in \{1,2,3 \dots, 17,22,23,24\} \quad (24)$$

$$G_{s,t}^p = \sum_h g_{s,t,h} \cdot d_t \quad \forall s, t, h \in \{18,19,20,21\} \quad (25)$$

$$G_{s,t}^{fp} = \sum_h g_{s,t,h} \cdot d_t \quad \forall s, t, h \in \{1,2,3 \dots, 17,22,23,24\} \quad (26)$$

$$E_{s,t}^p = \sum_h D_{s,t,h} \cdot d_t \quad \forall s, t, h \in \{18,19,20,21\} \quad (27)$$

$$E_{s,t}^{fp} = \sum_h D_{s,t,h} \cdot d_t \quad \forall s, t, h \in \{1,2,3 \dots, 17,22,23,24\} \quad (28)$$

$$1 \leq i \leq 21 \quad (29)$$

$$xi_h \in \{0,1\} \quad \forall h \quad (30)$$

$$xi_h = 1 \quad \forall h \in \{i: i + 3\} \quad (31)$$

$$\sum_{h \in H} xi_h = 4 \quad (32)$$

$$1 \leq j \leq 21 \quad (33)$$

$$yj_h \in \{0,1\} \quad \forall h \quad (34)$$

$$yj_h = 1 \quad \forall h \in \{j: j + 3\} \quad (35)$$

$$\sum_{h \in H} yj_h = 4 \quad (36)$$

$$x_p = \sum_h \frac{x_{i_h}}{4} \quad \forall h \in \{18,19,20,21\} \quad (37)$$

$$x_{fp} = \sum_h \frac{x_{i_h}}{4} \quad \forall h \in \{1,2,3 \dots, 17,22,23,24\} \quad (38)$$

$$y_p = \sum_h \frac{y_{j_h}}{4} \quad \forall h \in \{18,19,20,21\} \quad (39)$$

$$y_{fp} = \sum_h \frac{y_{j_h}}{4} \quad \forall h \in \{1,2,3 \dots, 17,22,23,24\} \quad (40)$$

$$n_{inv} \geq \frac{n_{pf}}{P_{INV}} \quad (41)$$

$$n_{inv} \geq \frac{n_{bat}}{B_{INV}} \quad (42)$$

$$P_{INV} = \frac{4 \text{ Cap}_{inv}}{3 \text{ Cap}_{pf}} \quad (43)$$

$$B_{INV} = \frac{\text{Cap}_{inv}}{P_{nom} \cdot ef} \quad (44)$$

$$C_{I_{bat}} = n_{bat} \cdot C_{bat} \cdot \frac{k \cdot (1+k)^{n1}}{[(1+k)^{n1} - 1]} \quad (45)$$

$$C_{I_{pf}} = n_{pf} \cdot C_{pf} \cdot \frac{k \cdot (1+k)^{n2}}{[(1+k)^{n2} - 1]} \quad (46)$$

$$C_{I_{inv}} = n_{inv} \cdot C_{inv} \cdot \frac{k \cdot (1+k)^{n3}}{[(1+k)^{n3} - 1]} \quad (47)$$

As restrições (4) e (5) calculam o custo de energia ponta e fora de ponta para cada cenário s e mês t , levando em conta o consumo, operação das baterias e geração fotovoltaica. A porcentagem $(1 - c_p)$ da geração excedente representa a parcela que é perdida quando a produção é injetada na rede e não é compensada. No esquema *net metering*, como toda a energia injetada na rede é compensada em

créditos, $c_p = 1$, e, para modelar o caso zero exportação, $c_p = 0$, o que indica que todo o excedente será desperdiçado. As variáveis x_p , x_{fp} , y_p , y_{fp} presentes nas restrições (4) e (5) são as porcentagens de energia armazenada ou descarregada nos períodos de ponta e fora ponta. Por exemplo, se $x_p = 0$ e $x_{fp} = 1$ significa que as baterias são totalmente carregadas no período fora da ponta, enquanto se $y_p = 0,75$ e $y_{fp} = 0,25$ significa que 75% das baterias são descarregadas na ponta e 25% fora da ponta.

As restrições (6) e (9) determinam que a energia do SFAB pode ser maior que o consumo até uma certa tolerância para o período de ponta e fora ponta ($\Delta G_{s,t}^p$ e $\Delta G_{s,t}^{fp}$). Essa tolerância é controlada por x_g , definido arbitrariamente como 20%.

A restrição (10) calcula o custo de demanda para cada cenário s e mês t , enquanto (11) determina que a demanda contratada (D_c), somada de uma tolerância ($\Delta D_{s,t}$) e de uma ultrapassagem de demanda ($d_{s,t}^u$), deve ser menor ou igual à máxima demanda com o SFAB ($D_{s,t}^{max}$). A restrição (12) limita a tolerância de ultrapassagem a uma certa porcentagem u da demanda contratada. As restrições (12) e (13) correspondem aos limites inferior e superior da ultrapassagem de demanda ($d_{s,t}^u$), que é a diferença entre a demanda registrada ($D_{s,t}^{max}$) e a demanda contratada somada da tolerância permitida. A variável binária x_t é responsável por indicar em quais meses t poderá ocorrer a ultrapassagem de demanda. Já a restrição (16) respeita a legislação sobre a capacidade do sistema fotovoltaico que deve ser limitado pela demanda contratada. Assim, a capacidade nominal do sistema, calculada pelo número de painéis multiplicada pela sua capacidade nominal, deve ser menor ou igual a demanda. Finalmente, a restrição (17) determina que a demanda contratada não deve ser menor que a demanda contratada inicial D_o , antes da instalação do sistema.

Na restrição (18) é apresentado o cálculo da máxima demanda para cada cenário s , mês t e hora h . Neste caso, a demanda ($D_{s,t,h}$) é subtraída da geração ($g_{s,t,h}$) e incorporada à potência de carga e descarga da bateria (P_{bat}). As variáveis xi_h e yj_h determinam o horário do dia em que o sistema de armazenamento carrega e descarrega, respectivamente. É importante ressaltar que quando a bateria está

descarregando, a potência é proporcional à sua eficiência (ef), definida como 96% para a bateria escolhida.

As restrições (19)-(21) são usadas para calcular a demanda excedente ($D_{s,t,h}^{exc}$) para cada cenário s , mês t e hora h . Essa variável somente pode assumir valores nulos ou negativos pois só há excedente quando a geração supera o consumo. Quando isso acontece, a restrição (21) assume valores negativos e a restrição (20) elimina os valores positivos quando necessário. A restrição (22) previne o excesso de energia devido à descarga das baterias, pois os excessos previstos na regulamentação vigente somente podem ocorrer devido à geração fotovoltaica.

As restrições (23) e (24) calculam o excedente de energia de ponta e fora de ponta para cada cenário s e mês t , que corresponde à soma de $D_{s,t,h}^{exc}$ durante as respectivas horas de ponta e fora de ponta, multiplicada pelo número de dias de cada mês t . O sinal de menos presente nessas restrições é necessário para que $E_{s,t}^{exc,p}$ e $E_{s,t}^{exc,fp}$ tenham valores positivos, já que $D_{s,t,h}^{exc}$ possui apenas valores negativos ou nulos.

As restrições (25) e (26) calculam a energia gerada na ponta e fora da ponta, enquanto as restrições (27) e (28) calculam a energia consumida na ponta e fora da ponta. Em ambas restrições, a energia do mês t também é o produto do consumo diário pelo número de dias do mês. Para isso, é assumido que o comportamento de carga e geração é o mesmo para todos os dias do mês.

As restrições (29)-(36) determinam a posição das variáveis i e j dentro dos vetores xi_h e yj_h , respectivamente. Estes vetores binários contam com 24 posições cada um, representando as 24 horas do dia, enquanto as variáveis i e j determinam os horários de início dos períodos de carga e descarga das baterias. Por exemplo, se $i = 10$ e $j = 18$, indica que as baterias começam carregar às 10 h e descarregar às 18 h. Nesse caso, $xi_h = [0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 1\ 1\ 1\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0]$ e $yj_h = [0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 1\ 1\ 1\ 0\ 0\ 0]$, pois são considerados períodos de operação de 4 horas seguidas para carga e descarga (seção 3.3), por isso, o somatório dos vetores binários é igual a 4, como mostrado nas restrições (32) e (36).

As restrições (41)-(44) são usadas para calcular o número de inversores necessário segundo às necessidades conjuntas de painéis (P_{INV}) e baterias (B_{INV}) conectados a cada inversor. O cálculo de P_{INV} é feito segundo as referências [6] e [7], em que o inversor para SFs é melhor dimensionado considerando FDI (Fator de Dimensionamento de Inversor) de 0,75. Em outras palavras, o inversor pode ser conectado a um arranjo de painéis com um terço a mais de sua capacidade nominal, sem nunca ter seus limites excedidos e, ao mesmo tempo, otimizando sua eficiência.

Finalmente, as restrições (45), (46) e (47) são os custos de investimento anualizados de painéis fotovoltaicos, baterias de íon lítio e inversores, respectivamente, utilizando o método do Custo Anual Uniforme Equivalente (CAUE), que está definido no Anexo B. Para efeito de simplicidade, custos com demais equipamentos elétricos e estruturais, conhecidos como *Balance of System* (BoS), custos de instalação, projeto de engenharia e de operação (OPEX) foram desconsiderados, assim como a taxa de degradação dos componentes.

O modelo possui algumas equações não lineares que precisaram passar por alguma manipulação algébrica. Uma delas é a restrição (13), que apresenta um produto de duas variáveis de decisão (x_t e D_c). Assim como feito em Lima & Garavito [9], essa restrição é substituída pelas restrições (48)-(52) descritas abaixo, eliminando, assim, a não linearidade e mantendo a função da restrição inicial.

$$du_{s,t} \geq z_{1s,t} - (z_{2t} + \Delta D_{s,t}) \quad \forall s, t \quad (48)$$

$$0 \leq D_{s,t}^{max} - z_{1s,t} \leq (1 - x_t) \cdot M \quad \forall s, t \quad (49)$$

$$0 \leq z_{1s,t} \leq M \cdot x_t \quad \forall s, t \quad (50)$$

$$0 \leq D_c - z_{2t} \leq (1 - x_t) \cdot M \quad \forall s, t \quad (51)$$

$$0 \leq z_{2t} \leq M \cdot x_t \quad \forall s, t \quad (52)$$

A restrição (21) também possui um produto entre duas variáveis, que são o número de baterias (n_{bat}) e as variáveis de operação (xi_h e yj_h). Esse problema é contornado substituindo xi_h e yj_h por um processo repetitivo que avalia todas as possibilidades de operação diária, mantendo n_{bat} como única variável de decisão.

Assim, ao final, são identificadas as variáveis de operação que proporcionaram o menor custo anual.

3.1

Adaptação do modelo para a modalidade tarifária Azul

A modalidade tarifária Azul é outra opção de tarifa para consumidores no Brasil, e, de acordo com a Tabela 2.2, é obrigatória para consumidores com nível de tensão superior a 69 kV e potência maior que 300 kW. Portanto, é interessante analisar a viabilidade de SFAB para consumidores dentro dessa modalidade.

Para adaptar o modelo matemático para a modalidade Azul é necessário incluir novas restrições que permitam calcular os custos de demanda de ponta e de fora ponta. Logo, todas as restrições que consideram a demanda, na versão de modalidade tarifária Verde, serão modificadas de forma a calcular duas demandas contratadas, uma para cada posto tarifário. Na prática todas as restrições de demanda, que correspondem as restrições (10)-(18), serão duplicadas conforme as restrições (53)-(70). As demais restrições do modelo que envolvem custo de energia e investimentos são mantidas sem alterações. Assim, as restrições incorporadas no modelo são:

$$C_{D_{s,t}} = C_{D_{s,t}}^p + C_{D_{s,t}}^{fp} \quad (53)$$

$$C_{D_{s,t}}^p = T_D^p \cdot (D_c^{fp} + \Delta D_{s,t}^{fp} + d_{s,t}^{u,p}) + T_D^{u,p} \cdot d_{s,t}^{u,p} \quad \forall s, t \quad (54)$$

$$C_{D_{s,t}}^{fp} = T_D^{fp} \cdot (D_c^p + \Delta D_{s,t}^p + d_{s,t}^{u,fp}) + T_D^{u,fp} \cdot d_{s,t}^{u,fp} \quad \forall s, t \quad (55)$$

$$D_c^p + \Delta D_{s,t}^p + d_{s,t}^{u,p} \geq D_{s,t}^{max,p} \quad \forall s, t \quad (56)$$

$$D_c^{fp} + \Delta D_{s,t}^{fp} + d_{s,t}^{u,fp} \geq D_{s,t}^{max,fp} \quad \forall s, t \quad (57)$$

$$\Delta D_{s,t}^p \leq D_c^p \cdot u \quad \forall s, t \quad (58)$$

$$\Delta D_{s,t}^{fp} \leq D_c^{fp} \cdot u \quad \forall s, t \quad (59)$$

$$d_{s,t}^{u,p} \geq [D_{s,t}^{max,p} - (1 + u) \cdot D_c^p] \cdot x_t^p \quad \forall s, t \quad (60)$$

$$d_{s,t}^{u,fp} \geq [D_{s,t}^{max,fp} - (1 + u) \cdot D_c^{fp}] \cdot x_t^{fp} \quad \forall s, t \quad (61)$$

$$d_{s,t}^{u,p} \leq M \cdot x_t^p \quad \forall s, t \quad (62)$$

$$d_{s,t}^{u,fp} \leq M \cdot x_t^{fp} \quad \forall s, t \quad (63)$$

$$x_t^p \in \{0,1\} \quad (64)$$

$$x_t^{fp} \in \{0,1\} \quad (65)$$

$$D_c^p \geq D_o^p \quad (66)$$

$$D_c^{fp} \geq D_o^{fp} \quad (67)$$

$$D_{s,t}^{max,p} \geq D_{s,t,h} - n_{pf} \cdot g_{s,t,h} + x_{i_h} \cdot n_{bat} \cdot P_{bat} - y_{j_h} \cdot n_{bat} \cdot P_{bat} \cdot ef \quad \forall s, t, h \in \{18,19,20,21\} \quad (68)$$

$$D_{s,t}^{max,fp} \geq D_{s,t,h} - n_{pf} \cdot g_{s,t,h} + x_{i_h} \cdot n_{bat} \cdot P_{bat} - y_{j_h} \cdot n_{bat} \cdot P_{bat} \cdot ef \quad \forall s, t, h \in \{1,2,3 \dots, 17,22,23,24\} \quad (69)$$

$$n_{pf} \cdot Cap_{pf} \leq D_c \quad (70)$$

Note que, na restrição (70), foi utilizada a demanda contratada para limitar o número de painéis do sistema de geração, porém, na modalidade tarifária Azul existem duas demandas contratadas, uma para ponta e outra para fora ponta. Na prática, a regulamentação não deixa claro qual demanda utilizar, mas apenas a maior demanda contratada é a que de fato deve limitar a capacidade do sistema (D_c^{fp} ou D_c^p). Para escolher a maior demanda contratada a ser utilizada na restrição (70), é necessário primeiro determinar D_o^{fp} e D_o^p , que são valores iniciais antes de instalar e operar o sistema, que oferecem uma estimativa de qual é a maior demanda contrata. Se eventualmente o modelo apontar que, para o dimensionamento do

sistema, uma dessas duas demandas contratadas seja aumentada, de forma que a definição entre a maior delas se inverta, deve ser avaliado, caso a caso, se é necessário realizar nova simulação substituindo a demanda contratada da restrição (70).

3.2

Esquemas de conexão do SFAB

O modelo proposto pode ser adaptado a diferentes arranjos de conexões e modalidades tarifárias. No primeiro esquema de conexão proposto para o SFAB, apresentado na Figura 3.2, é assumido que o consumidor instala um sistema fotovoltaico que é conectado à rede e participa do sistema de compensação com 100% de compensação e, além disso, é instalado um sistema de armazenamento em paralelo que é monitorado por um controlador que previne que ocorra injeção de energia na rede durante a descarga das baterias.

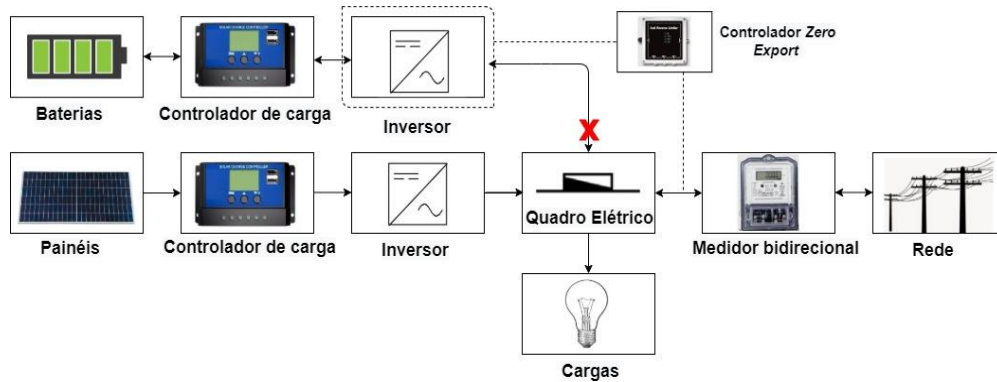


Figura 3.2: Diagrama de conexão de SF com *net metering* e SAB.

Uma adaptação necessária no modelo proposto para esse caso é substituir as restrições (41) e (42) pela restrição (71), já que os inversores não são compartilhados pelos painéis e baterias. Assim, como a função objetivo busca minimizar o custo, o número total de inversores passa a ser igual à soma do número de inversores necessários para cada circuito.

$$n_{inv} \geq \frac{n_{pv}}{P_{INV}} + \frac{n_{bat}}{B_{INV}} \quad (71)$$

No segundo esquema de ligação, apresentado na Figura 3.3, é assumido que o consumidor possui o SFAB monitorado por um controlador que o opera sem que

haja exportação de energia para a rede. Desta forma, quando é detectado o excesso de geração no medidor da unidade consumidora, o controlador age sobre a saída do inversor, interrompendo o fluxo de energia, evitando a injeção na rede, seja esse excesso de geração proveniente dos painéis ou baterias. Quando isso ocorrer, a potência gerada é desperdiçada no próprio painel. Caso escolhido esse esquema de conexão, o consumidor opta por não ficar submetido às regras de aceitação da instalação de sistemas fotovoltaicos impostas pela distribuidora, principalmente a regra que diz que a capacidade nominal de geração instalada não deve ser superior à demanda contratada. Dessa forma, livre de imposições regulatórias, o consumidor pode usar o seu sistema em apenas benefício próprio, caso essa operação ofereça mais vantagens que a distribuidora.

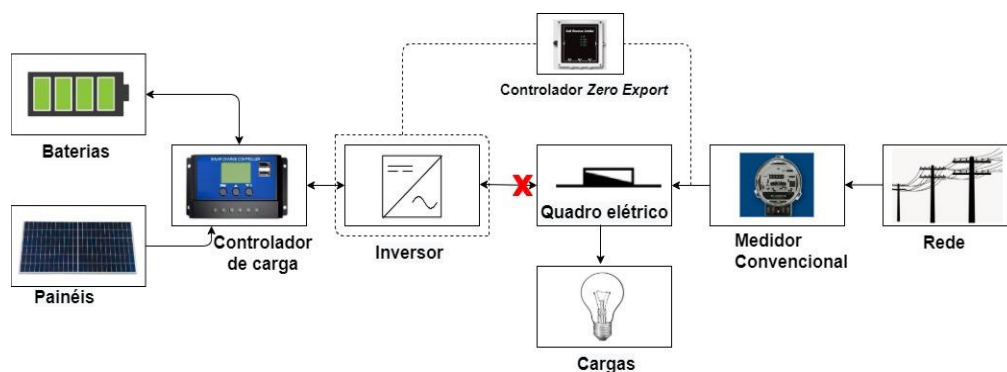


Figura 3.3: Diagrama de conexão de SFAB em zero exportação

3.3 Dados e parâmetros utilizados no modelo

As curvas de carga mensais representadas na Figura 3.4 são de um consumidor real do Brasil usado para analisar a viabilidade de instalação de um SFAB. Já às curvas de geração foram extraídas de Renewables [32]. Os parâmetros usados para a simulação consideraram painéis de 330Wpico de potência, em Salvador-BA (Brasil), com 23° de inclinação, 180° azimuth e 5% de perdas do sistema. Assim, foram geradas curvas de potência para todos os dias do ano, porém, foi escolhida uma curva de geração diária, com base horária, para representar cada mês do ano (Figura 3.5).

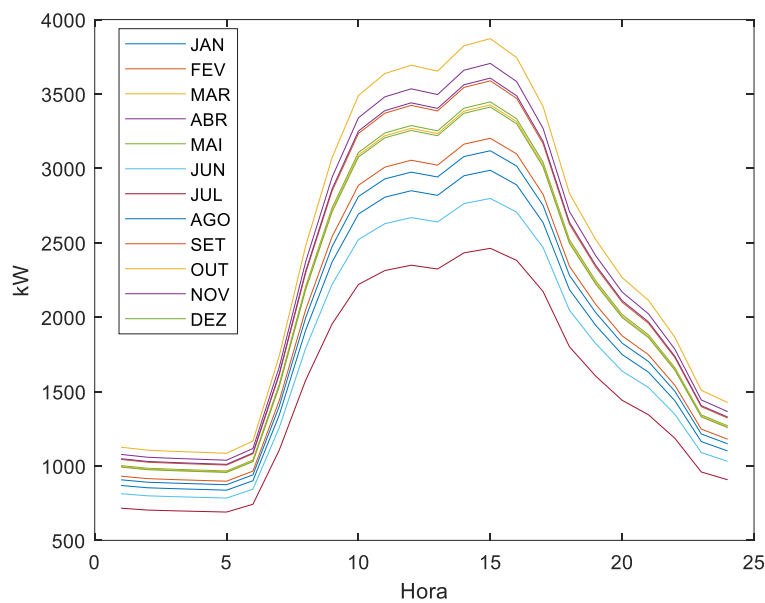


Figura 3.4: Curvas de carga típicas para cada mês do ano.

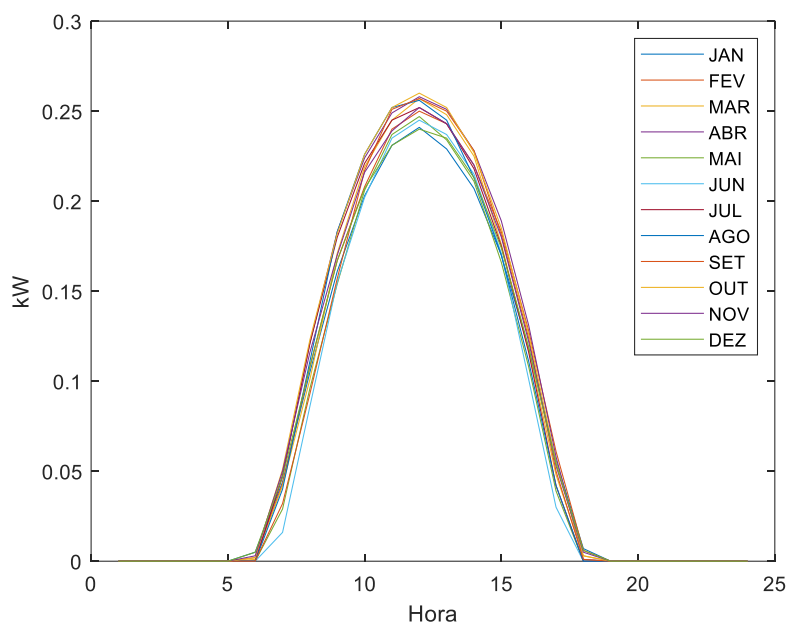


Figura 3.5: Curvas de geração típicas para cada mês do ano.

O banco de dados usado nesse trabalho, disponível em Feijão [33], foi gerado a partir de dados apresentados em Lima & Garavito [9] e, para isso, um processo semelhante ao utilizado em Farrokhifar et al. [29] foi utilizado. Cada cenário de geração ou demanda consiste em uma matriz de 24 linhas e 12 colunas que representam um dia típico, composto por demandas horárias, para cada mês. Para gerar 2000 cenários diferentes, foram aplicadas variações randômicas entre 95% e

105% às curvas de carga horárias e de 90% a 100% da geração original. Esse conjunto de dados criado é representado no modelo como $D_{s,t,h}$ e $g_{s,t,h}$. Esses dados precisam ser organizados em horas, meses e anos pois, o consumo de ponta e fora ponta é identificado em uma base horária, o custo de energia, demanda e ultrapassagem de demanda é calculado para cada mês, e, finalmente, o custo dos equipamentos é calculado numa base anual.

Com relação ao custo dos componentes do sistema, alguns parâmetros precisam ser pré-definidos para calcular o custo unitário de cada um deles. A tecnologia de bateria escolhida para o trabalho foi a bateria íon-Li, por razões como sua maior disponibilidade no mercado e pelo conjunto de características favoráveis, como profundidade de descarga, eficiência, densidade energética, vida útil e custo monetário, além de baixa necessidade de manutenção (seção 1.1.2). A vida útil das baterias de íon-lítio utilizada será de 6000 ciclos, comumente encontrada no mercado. Vale ressaltar que para garantir essa vida útil, será respeitada a profundidade de descarga máxima de 85%, também conhecido com *Depth of Discharge (DoD)*, pois descargas mais profundas causam maior desgaste dos componentes químicos da bateria.

Na Tabela 1.1 é indicado que o tempo de descarga das baterias de íon lítio é de até 4 horas. Nesse contexto, em um estudo realizado pela EPE [34], são apresentadas avaliações econômicas de sistemas de armazenamento com diferentes durações de descargas. As durações estudadas são de 4 h, 2 h, 1 h e meia hora, no qual foi ilustrado que o preço das baterias é uma parte bastante relevante no custo total do sistema, mas é preciso levar em conta a aplicação e duração da operação do mesmo. Pontuando aqui apenas as durações extremas, de 4 horas e meia hora, ressalta-se que a operação de 4 horas das baterias apresentou o menor custo para sistema completo, sendo que as baterias representam a maior parte desse custo. Enquanto a operação de meia hora de operação acarreta a elevação dos custos com outros componentes do sistema, que precisam ser dimensionados para lidar com um elevado nível de potência instantânea. Nesse último caso, o custo com baterias pode representar apenas cerca de 23% do sistema total. Por essa razão, é conveniente adotar a premissa de que o sistema operará durante 4 horas, para que as baterias representem a maior parcela dos custos de investimentos.

Portanto, como o preço das baterias de íon lítio utilizadas é cerca de 4.000 R\$/kWh, segundo Greener & Newcharge [8], e como são consideradas baterias com 4 kWh de capacidade útil, apesar de uma profundidade de descarga de 85%, é necessário adquirir baterias com 4,7 kWh de capacidade ($= 4 \div 0,85$). Assim, o preço final de cada bateria seria dado por $(4.000 \text{ kWh}) \times (4,7 \text{ R\$/kWh})$, isto é aproximadamente R\$ 18.800 R\$/unidade. Já o custo médio de um painel de 330 Wp é R\$ 850, com uma vida útil média de 20 anos, segundo Painel Solar [35].

Além disso, como a vida útil das baterias escolhidas é de 6000 ciclos, se cada ciclo representa uma operação diária, as baterias têm cerca de 16,5 anos de vida útil, com a premissa de que são utilizadas todos os dias do ano.

De acordo com Painel Solar [35], os inversores escolhidos de 12,5 kWp custam R\$ 15.000/unidade e possuem vida útil de 10 anos, sendo, portanto, necessária uma substituição durante a vida do sistema. Assim, será considerado que o custo do inversor, contando com a substituição, será de R\$ 30.000, com vida útil de 20 anos. A Tabela 3.1 reúne todos os custos e duração de cada componente do sistema.

Tabela 3.1: Preço de custo e vida útil de cada componente

Painel de 0.330 kWp		Bateria íon Li de 4.7 kWh		Inversor de 12.5 kWp	
Preço/u.	Vida útil	Preço/u.	Vida útil	Preço/2u.	Vida útil somada
R\$ 850	20 anos	R\$ 18.800	16,5 anos	R\$ 30.000	20 anos

Existe uma diferença entre a vida útil das baterias (16,5 anos) e a vida útil dos painéis fotovoltaicos e inversores (20 anos). Por uma questão de simplicidade e para tornar o modelo proposto robusto, a vida útil do SFAB foi considerada 16,5 anos.

Para completar todos os parâmetros de entrada do modelo, a Tabela 3.2 mostra os valores de tarifa das modalidades Verde e Azul da COELBA, que serão analisados separadamente pelo modelo, buscando estabelecer uma comparação da oportunidade de investimento no SFAB para essas duas modalidades.

Tabela 3.2: Valores das tarifas (Fonte: COELBA [36]).

COELBA/2021	Símbolo	Modalidade Verde	Símbolo	Modalidade Azul
Tarifa de energia (R\$/kWh)	T_E^p	2,42872	T_E^p	0,41105
	T_E^{fp}	0,27545	T_E^{fp}	0,27545
Tarifa de demanda (R\$/kW)	T_D	32,70	T_D^p	83,11
	-	-	T_D^{fp}	32,70
Tarifa de ultrapassagem (R\$/kW)	T_D^u	65,40	$T_D^{p,u}$	166,22
	-	-	$T_D^{fp,u}$	65,40

Observa-se na tabela que as tarifas de energia para fora da ponta (T_E^{fp}) são iguais em ambas as modalidades, e que a modalidade Verde não apresenta uma tarifa diferenciada para demanda contratada de ponta assim como a Azul, porém, em compensação a esse fato, a sua tarifa de energia da ponta (T_E^p) é maior que a tarifa de energia de ponta na modalidade Azul. Isso elucida que, de formas diferentes, ambas as modalidades visam cobrar os mesmos custos de serviços prestados ao consumidor, restando ao cliente encontrar formas de se beneficiar da modalidade que mais se adeque ao seu próprio consumo.

3.4

Resumo do capítulo

O capítulo foi voltado para apresentar o modelo proposto, detalhando cada uma das suas restrições e, além disso, foi ilustrado o perfil de carga do consumidor brasileiro estudado. Foram determinados os esquemas de conexão propostos para o sistema, consistindo basicamente de um esquema com painéis e baterias em circuitos separados e outro esquema com painéis e baterias compartilhando o mesmo inversor, sendo ambos impossibilitados de injetar energia na rede. As curvas de carga médias adquiridas sofreram variações randômicas até que fosse gerado um banco de dados com 2.000 cenários. O mesmo processo foi aplicado às curvas de geração típicas de um painel de 330 Wpico, onde foram aplicadas variações randômicas a cada hora para representarem as intermitências de irradiância solar. Ademais, foram também apresentados os valores das tarifas e o custo monetário e duração estimados de cada um dos principais componentes do sistema, que são baterias de íons de lítio, inversores e painéis fotovoltaicos.

4

Resultados para análise com a modalidade tarifária Verde

O modelo de otimização utilizou as tarifas na modalidade Verde da COELBA porque a diferença de tarifa de cada posto tarifário favorece a aplicação arbitragem por sistemas de armazenamento. Além disso, é necessário estabelecer o valor inicial de demanda contratada (D_o) para, finalmente, poder usar o modelo para dimensionar o SFAB e a operação das baterias.

4.1

Demanda contratada

A Figura 4.1 mostra o resultado da demanda contratada (3.469 kW), sua tolerância de 105% e todos os cenários de demanda máxima. Este valor do contrato foi obtido com o modelo de otimização proposto, sem considerar os elementos do projeto do SFAB. Esse valor de demanda será usado como um valor mínimo para o modelo (D_o) a fim de respeitar o contrato já existente com a distribuidora, seguindo a legislação brasileiras.

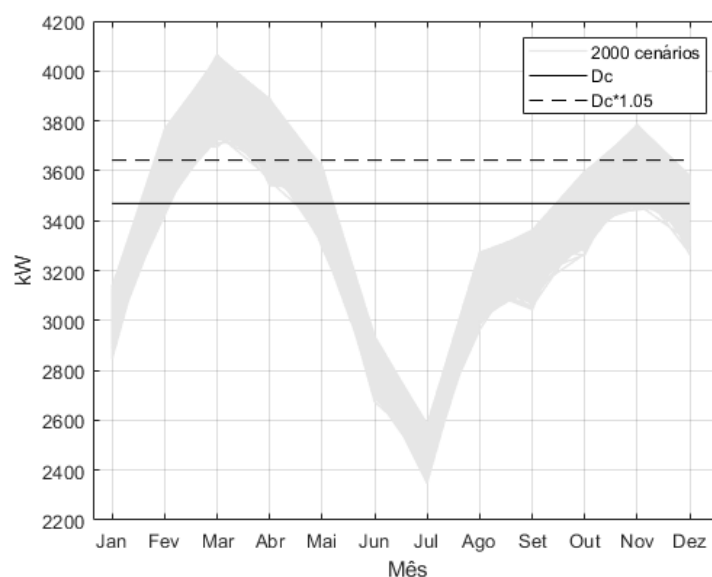


Figura 4.1: Demanda contratada e cenários de demanda máxima.

Cabe destacar que este valor de demanda já é um valor otimizado pelo modelo para obter o menor custo anual. Ainda que as demandas máximas atinjam picos superiores a 4.000 kW em março (Figura 4.1), a queda na demanda nos meses de maio até setembro justifica o valor obtido.

4.2

Resultado para Sistemas de Armazenamento em Baterias

O modelo proposto permite realizar um estudo da viabilidade de sistemas de armazenamento com baterias sem sistemas de geração fotovoltaica. O interesse financeiro nesse caso, seria a utilização para arbitragem de energia e redução de demanda contratada. Aplicando o modelo de otimização proposto, impondo zero ao número de painéis, pode-se dimensionar o sistema apresentado na Figura 4.2.

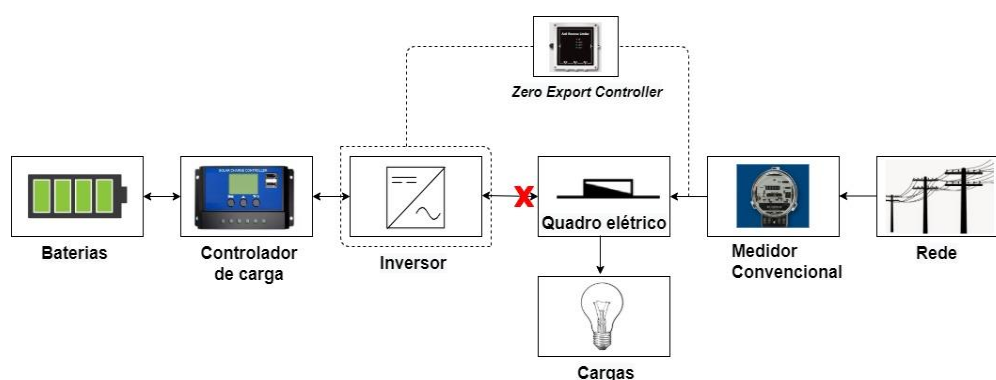


Figura 4.2: Sistema de armazenamento em baterias (SAB).

A Tabela 4.1 apresenta o resultado obtido a partir do modelo proposto para um sistema de armazenamento. Pela determinação do modelo, o horário de carga deve ocorrer nas primeiras horas do dia (de 1 às 4 am) e a descarga deve acontecer de 18 às 21 pm, que coincide com período de ponta. Com essa operação, segundo a Tabela 4.1, é possível obter uma redução de 11,47 % no custo anual, que consiste principalmente na redução do custo com energia. Não foi observada redução no custo de demanda, dado que o horário de descarga das baterias não coincide com o horário de pico de demanda, que ocorre por volta de 15 pm. Pode-se concluir a partir desse resultado, que a operação de descarga do sistema de baterias para redução de custos com demanda contratada, nesse caso, foi menos viável que o seu uso para redução do consumo de energia na ponta.

Tabela 4.1: Custo anual com instalação de SAB

	Sem SAB	Com SAB
Custo anual (R\$)	12.903.397,49	11.422.843,12
Custo de energia (R\$)	11.472.366,93	7.485.794,65
Custo de demanda (R\$)	1.431.030,56	1.431.030,56
CAUE do SAB (R\$)	0,00	2.506.017,90
D_c (kW)	3.469	3.469
n_{inv}	x	102
n_{bat}	x	1.328
xi_h	x	$1 \forall h \in [1; 4]$
yj_h	x	$1 \forall h \in [18; 21]$
Redução (%)	x	11,47
Redução (R\$)	x	1.480.554,37

A Figura 4.3 ilustra os cenários de demanda com os quantis 25%, 50% e 75% e a solução de quantidade de baterias, junto com a sua operação para carga e descarga. Lembrando que, com um SAB instalado, o consumidor também pode se beneficiar do *backup* de energia em casos de falta no abastecimento pela distribuidora, ainda que isto não tenha sido modelado.

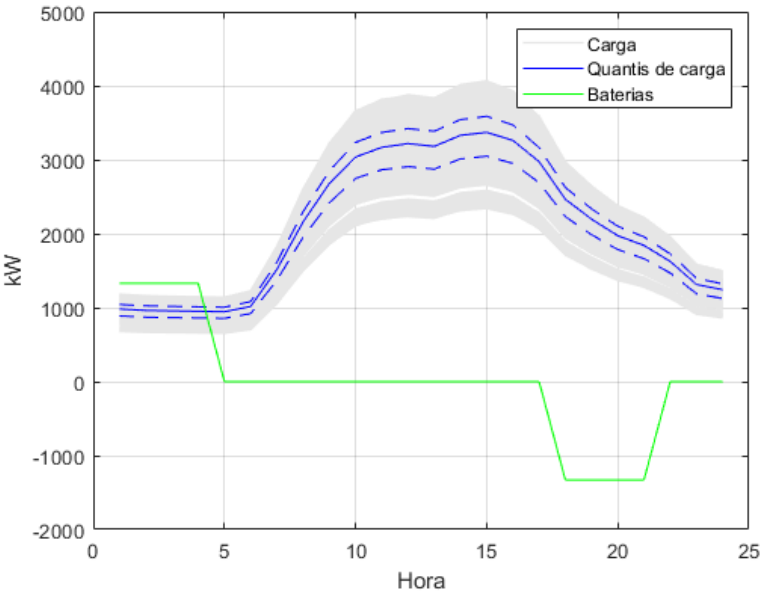


Figura 4.3: Curvas de consumo e operação das baterias.

4.3 Resultados para Sistemas Fotovoltaicos

O modelo proposto pode ser usado para dimensionar apenas um sistema fotovoltaico, assim como feito no trabalho de Lima & Garavito [9]. Para isso, aplica-se um número de baterias iguais a zero no modelo proposto. O diferencial do sistema fotovoltaico dimensionado nesse caso é a limitação da capacidade sua instalada pela demanda contratada e a possibilidade de analisar a sua viabilidade sob diferentes alternativas de compensação de energia injetada na rede, como as apresentadas na Tabela 2.3, inclusive no caso de zero exportação.

Na Figura 4.4 é ilustrado o sistema fotovoltaico conectado à rede que pode participar do sistema *net metering* ou sob diferentes alternativas de compensação. Enquanto na Figura 4.5, é apresentada a conexão do sistema fotovoltaico que não é conectado à rede e necessita de um controlador na saída do inversor para impedir a exportação para a rede.

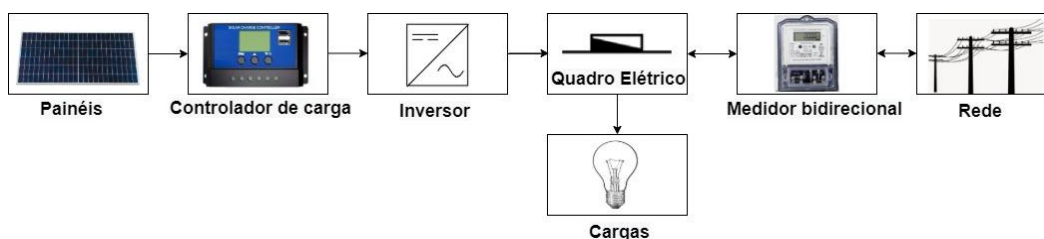


Figura 4.4: Sistema fotovoltaico conectado à rede.

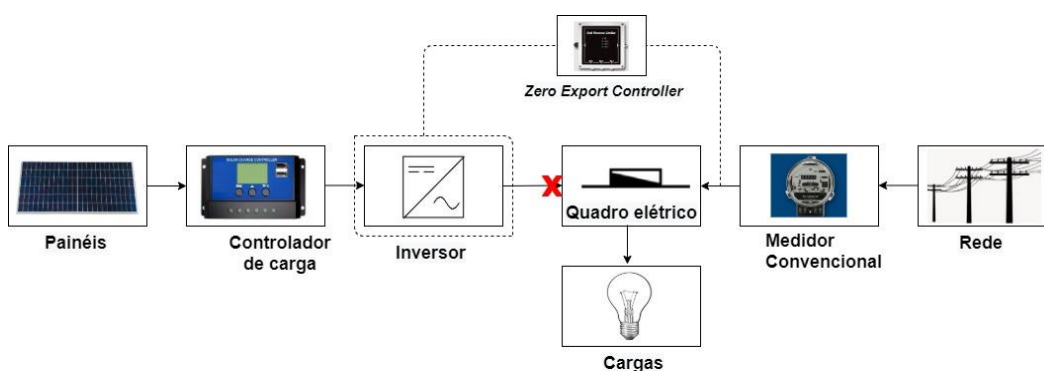


Figura 4.5: Sistema fotovoltaico em operação de zero exportação.

Na Tabela 4.2 é apresentado o resultado das principais variáveis de decisão quando se realiza uma análise com o modelo para sistemas fotovoltaicos com *net*

metering e para operação zero exportação em comparação à opção solução sem sistema fotovoltaico.

Tabela 4.2: Custo médio anual com SF

	Sem SF	<i>Net metering</i>	Zero exportação
Custo anual (R\$)	12.903.397,49	12.189.163,93	12.062.898,26
Custo de energia (R\$)	11.472.366,93	9.610.708,47	9.051.417,69
Custo de demanda (R\$)	1.431.030,56	1.361.235,60	1.361.235,60
CAUE do SF (R\$)	0,00	1.217.219,87	1.650.244,98
D_c (kW)	3.469	3.469	3.469
n_{inv}	x	208	282
n_{pf}	x	10.505	14.242
Energia Excedente(%)	x	0,20	4,12
Geração Perdida (R\$)	x	0,00	102.966,97
Redução (%)	x	5,54	6,51
Redução (R\$)	x	R\$ 714.233,56	R\$ 840.499,23

A principal diferença observada é que o número de painéis com *net-metering* é limitado a 10.505 unidades, por causa da regulamentação vigente no Brasil, que determina que a capacidade instalada não deve ser superior à demanda contratada (D_c). O mesmo não acontece no caso de operação com zero exportação de energia, onde se observa que o número de painéis é 14.242 unidades. Apesar de 4,12 % de energia gerada ser desperdiçada, a redução percentual no custo anual de energia é maior no segundo caso (6,51%) do que com o *net metering* (5,54%). Cabe ressaltar, que o modelo permite o aumento da demanda contratada caso essa decisão seja viável para permitir instalar um maior número de painéis. Isso significa que o modelo poderia indicar a contratação de uma demanda maior que 3.469 kW, a fim de permitir a instalação de um número maior de painéis para o caso *net metering*, caso isso fosse uma solução viável, o que não ocorreu.

A Figura 4.6 mostra os cenários de carga com os quantis 25%, 50% e 75% e as curvas de geração com os dois resultados obtidos. Na Figura 4.6.a está representada a demanda contratada e a capacidade instalada nominal do sistema com *net metering*. Nesse caso os cenários de geração não chegam a ultrapassar o

quantil de 25% da demanda. Já na Figura 4.6.b, o resultado dos cenários de geração ultrapassa todos os quantis de carga representados, o que indica que a geração pôde se ajusta mais ao perfil de carga no caso zero exportação.

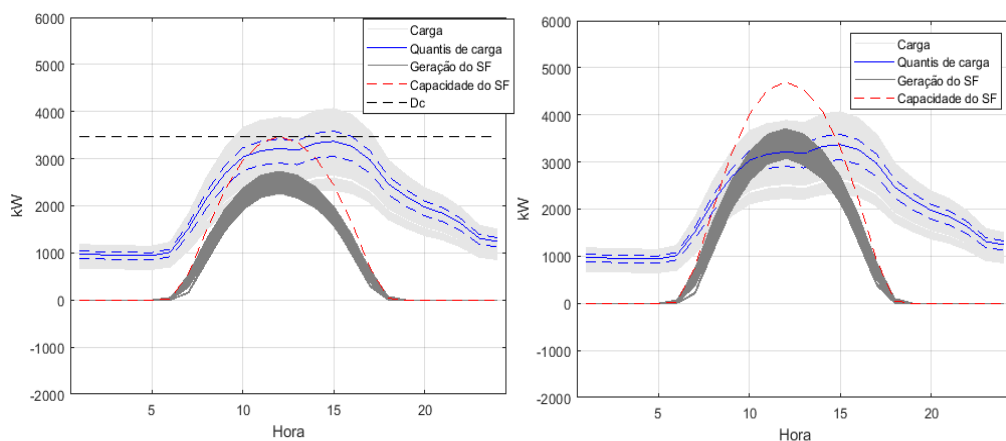


Figura 4.6 :Curvas de consumo e geração a) com *net metering* e b) sob zero exportação (modalidade Verde).

4.4

Resultado para Sistemas Fotovoltaicos com Armazenamento em Baterias

Nesta subseção é apresentada a simulação do sistema fotovoltaico com armazenamento de energia. A Tabela 4.3 apresenta o resultado do dimensionamento do SFAB com *net metering* e zero exportação. Na tabela é possível observar o número de baterias obtido em ambos os casos é tecnicamente o mesmo, pois em nenhuma dessas situações é permitida a exportação de energia para a rede com as baterias. Por essa razão, o consumo de energia na ponta é o mesmo fator limitante do número de baterias nos dois casos. Já o número de painéis diverge bastante, visto que, no caso com *net metering*, obteve-se 10.505 painéis (mesmo resultado do SF sem armazenamento), enquanto na opção zero exportação obteve-se 18.220 painéis, o que supera os 14.242 painéis obtidos dimensionamento do sistema fotovoltaico sem armazenamento. Esse resultado mostra que a inserção de baterias pode permitir o aumento da capacidade nominal do sistema fotovoltaico. A segunda abordagem (zero exportação) proporciona uma redução no custo anual de 21,61%, enquanto na opção com *net metering* essa redução é menor (16,58%), ambas comparadas ao sistema sem SFAB. Mais uma vez, não foi indicada

modificação de demanda contratada em nenhum caso e, além disso, as reduções dos custos anuais com os sistemas devem-se principalmente pela redução na parcela do custo de energia.

Tabela 4.3: Custo médio anual com SFAB

	Sem SFAB	Net metering	Zero exportação
Custo anual (R\$)	12.903.397,49	10.764.176,73	10.115.521,09
Custo de energia (R\$)	11.472.366,93	5.679.703,36	4.380.363,57
Custo de demanda (R\$)	1.431.030,56	1.361.235,60	1.361.235,60
CAUE do SFAB (R\$)	0,00	3.723.237,77	4.373.921,92
D_c (kW)	3.469	3.469	3.469
n_{inv}	x	310	361
n_{pf}	x	10.505	18.220
n_{bat}	x	1.328	1.329
x^i_h	x	$1 \forall h \in [10: 13]^*$	$1 \forall h \in [10: 13]$
y^j_h	x	$1 \forall h \in [18: 21]$	$1 \forall h \in [18: 21]$
Energia Excedente(%)	x	0,20	3,96
Geração Perdida (R\$)	x	0,00	126.453,97
Redução (%)	x	16,58	21,61
Redução (R\$)	x	R\$ 2.139.220,76	R\$ 2.787.876,40

* Significa que qualquer outro horário fora de ponta pode ser usado.

O melhor horário de descarga das baterias em ambos os esquemas de conexão do sistema é de 18 às 21 pm. No caso com *net metering* (Figura 4.7.a), para ilustrar o resultado, foi escolhido o horário de carga das baterias de 10 am às 1 pm, porém qualquer valor dentro do período de fora ponta proporciona o mesmo benefício para o custo anual. Enquanto com o sistema em zero exportação (Figura 4.7.b), o modelo indica que se deve, necessariamente, carregar as baterias de 10 am às 1 pm. Observa-se que, no caso zero exportação, a capacidade do sistema fotovoltaico ultrapassa os cenários de carga e produz um excesso de geração que coincide com o horário de carga das baterias. Esse resultado mostra que, com essa abordagem, o sistema fotovoltaico pode suprir a maior parte da carga de fora ponta em tempo real e, além disso, pode suprir parte da carga de ponta através da operação das baterias. Com isso, a arbitragem é potencializada, pois o consumo de energia da ponta, que possui a tarifa mais cara, é suprido por energia que vem direto dos painéis, que é uma fonte de energia mais barata que a energia da rede, mesmo no período de fora

ponta onde as tarifas são menores. Essa abordagem também possibilita uma economia de inversores, pois painéis fotovoltaicos e baterias podem compartilhar esse equipamento. A junção dessas características pode justificar que essa abordagem tenha proporcionado a maior redução do custo anual (21,61%).

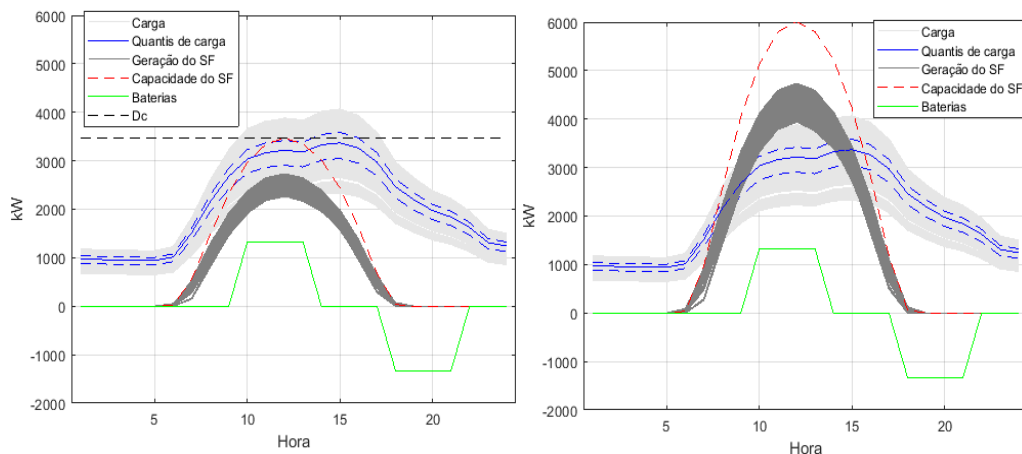


Figura 4.7: Curva de operação do SFAB para a) *net metering* e b) zero exportação.

4.5 Resumo do capítulo

Neste capítulo foram apresentados os resultados da otimização de sistema fotovoltaicos com armazenamento em baterias para um consumidor na modalidade tarifária Verde. A Tabela 4.4 reúne todas as análises realizadas para um sistema apenas com armazenamento, apenas com geração e para sistemas com ambas características, considerando as opções de participar do sistema de compensação brasileiro ou não. Nota-se que, de todos os sistemas otimizados, o que ofereceu a maior redução percentual foi a opção de sistema solar fotovoltaico com armazenamento em baterias, operando em zero exportação. Isso pode ser justificado pelo fato de a capacidade do sistema solar fotovoltaico ser grande o suficiente para suprir grande parte do consumo fora da ponta em tempo real e, através da operação das baterias, parte do excesso de geração é remanejado para suprir o consumo de ponta, que possui tarifas mais altas, o que potencializa a arbitragem de energia. Essa abordagem também permite economizar no número de inversores, pois esses equipamentos podem ser compartilhados pelos painéis fotovoltaicos e baterias.

Cabe ressaltar que esta redução percentual no custo anual médio é, do ponto de vista econômico, o parâmetro chamado Valor Anual Uniforme Equivalente (VAUE), melhor definido no anexo B. Quando utilizado para tomada de decisão entre investimentos, deve-se calcular esse parâmetro para cada opção e escolher aquele com maior VAUE. Isso mostra que a comparação entre essas reduções é um método válido para apontar a melhor opção de investimento.

Tabela 4.4: Resumo dos resultados para a modalidade tarifária Verde.

	Sem SFAB	SF		SAB	SFAB	
		<i>Net-metering</i>	Zero exportação	Zero exportação	<i>Net-metering</i>	Zero exportação
Custo anual(R\$)	12.903.397,49	12.189.163,93	12.062.898,26	11.422.843,12	10.764.176,73	10.115.521,09
Custo energia (R\$)	11.472.366,93	9.610.708,47	9.051.417,69	7.485.794,65	5.679.703,36	4.380.363,57
Custo demanda(R\$)	1.431.030,56	1.361.235,60	1.361.235,60	1.431.030,56	1.361.235,60	1.361.235,60
CAUE (R\$)	0,00	1.217.219,87	1.650.244,98	2.506.017,90	3.723.237,77	4.373.921,92
D_c (kW)	3.469	3.469	3.469	3.469	3.469	3.469
n_{inv}	x	208	282	102	310	361
n_{pf}	x	10.505	14.242	x	10.505	18.220
n_{bat}	x	x	x	1.328	1.328	1.329
xi_h	x	x	x	$1 \forall h \in [1:4]$	$1 \forall \in [10:13]^*$	$1 \forall \in [10:13]$
yj_h	x	x	x	$1 \forall h \in [18:21]$	$1 \forall \in [18:21]$	$1 \forall h \in [18:21]$
Energia Excedente(%)	x	0,20	4,12	0,00	0,20	3,06
Geração Perdida (R\$)	x	0,00	102.966,97	0,00	0,00	126.453,97
Redução (%)	x	5,54	6,51	11,47	16,58	21,61
Redução (R\$)	x	714.233,56	840.499,23	1.480.554,37	2.139.220,76	2.787.876,40

* Significa que qualquer outro horário fora de ponta pode ser usado.

5

Resultados para análise com a modalidade tarifária Azul

Também foi realizada uma análise do modelo considerando um cliente da modalidade Azul da COELBA. Lembrando que a principal mudança desta modalidade em relação à Verde é a que uma parte da tarifa de consumo da ponta (T_E^p) é incorporada à modalidade Azul como forma de uma tarifa de demanda na ponta (T_D^p). Ou seja, o cliente da modalidade tarifária Azul paga um menor valor de consumo de energia na ponta comparado a um cliente da modalidade Verde, porém, precisa pagar um custo de demanda contratada na ponta, que é inexistente para o cliente Verde.

5.1

Demanda contratada de ponta e fora de ponta

As Figura 5.1 e Figura 5.2 mostram os resultados da demanda contratada de ponta (2.497 kW) e da demanda contratada para o período fora ponta (3.872 kW) junto aos cenários de demanda máxima para os respectivos períodos. Esses valores também foram obtidos com o modelo matemático, adaptado para a modalidade Azul, sem considerar o projeto do SFAB. Posteriormente, este valor será usado como valor mínimo de demanda a fim de respeitar a legislação vigente e manter o contrato de demanda junto à distribuidora.

O maior valor de demanda contratada obtido (3.872 kW) será usado como limite da capacidade do sistema fotovoltaico para o caso em que o sistema é conectado à rede e participante do sistema de compensação.

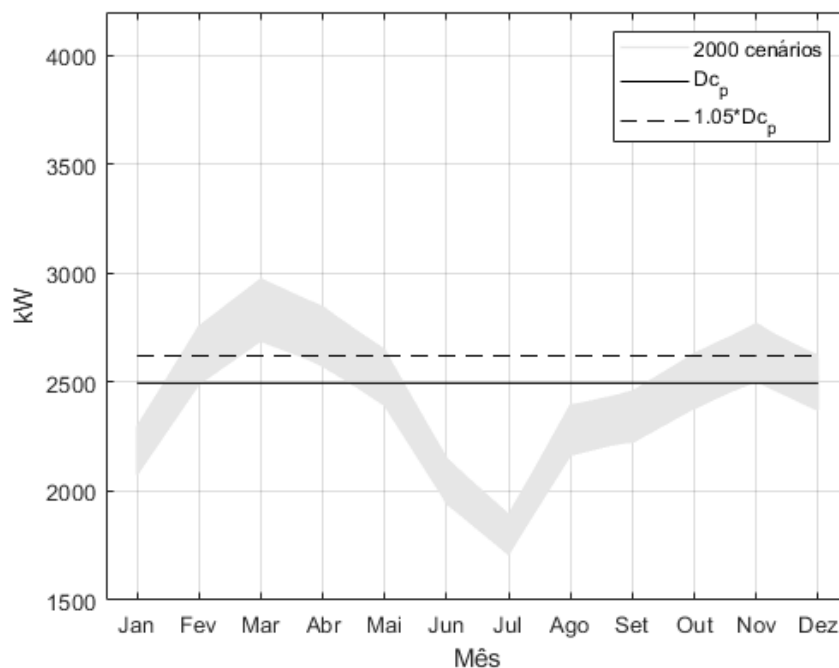


Figura 5.1: Cenários de demanda máxima e demanda contratada de ponta.

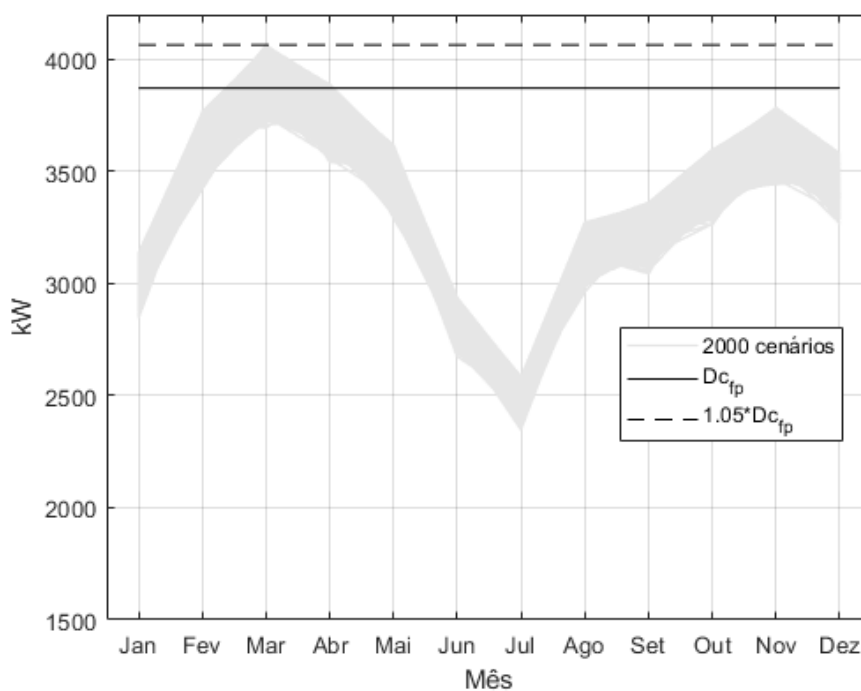


Figura 5.2: Cenários de demanda máxima e demanda contratada de fora de ponta.

Antes de apresentar os resultados do modelo para a modalidade tarifária Azul, cabe uma breve comparação entre os resultados de demanda contratada obtidos para as duas modalidades quando aplicadas ao mesmo consumidor. Observe na Tabela

5.1, que o custo anual na modalidade Azul (R\$ 9.517.660,78) é menor o custo para a Verde (R\$ 12.903.397,49), obtido no capítulo anterior. Isso indica que o modelo proposto aponta que, para o perfil do consumidor analisado, a melhor estratégia encontrada para redução dos custos é a escolha da modalidade Azul, isso mesmo antes de considerar a instalação de qualquer sistema. Isso ocorre principalmente pelo menor custo da tarifa de consumo de energia na ponta da modalidade Azul, que é apenas 16,92 % do valor da tarifa de consumo de ponta da Verde (ver Tabela 3.2) e porque o período de maior consumo de demanda ocorre no período de fora da ponta.

Tabela 5.1: Custo de cada modalidade sem a instalação do sistema.

	Modalidade Verde	Modalidade Azul
Custo anual (R\$)	12.903.397,49	9.517.660,78
Custo de energia (R\$)	11.472.366,93	5.365.062,89
Custo de demanda (R\$)	1.431.030,56	4.152.597,88
Demanda contratada (kW)	3.469	2.497 (ponta)
		3.872 (fora ponta)

Outra característica importante é apresentada na Figura 5.3, onde o custo de demanda corresponde a 11% do custo total com a modalidade Verde, porém, para a Azul, o custo com demanda representa 44 %. Esse aumento no custo com demanda deve-se principalmente pelo pagamento de duas parcelas de demanda contratada, na qual a demanda contratada da ponta, para a distribuidora utilizada, é 254 % mais cara que a demanda contratada de fora ponta. Essas comparações serão importantes para compreender as diferenças entre os resultados do dimensionamento do sistema para cada modalidade.

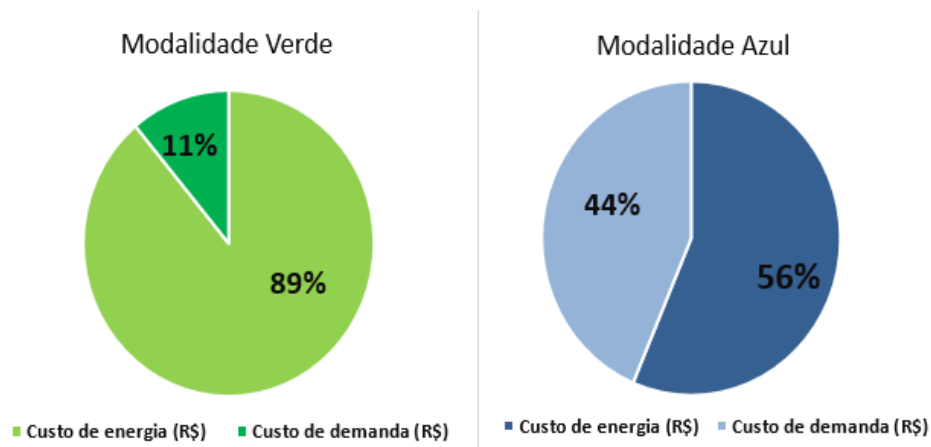


Figura 5.3: Porcentagem de custos de energia e demanda para as modalidades tarifárias.

5.2

Resultado para Sistemas Fotovoltaicos

Na Tabela 5.2 está apresentado o resultado para o dimensionamento do sistema fotovoltaico sem armazenamento com *net metering* e zero exportação, ambos comparados ao custo anual sem SF.

Tabela 5.2: Custo anual com SF

	Sem SF	<i>Net metering</i>	Zero exportação
Custo anual (R\$)	9.517.660,78	8.786.967,82	8.734.003,90
Custo de energia (R\$)	5.365.062,89	3.310.494,57	2.964.825,10
Custo de demanda (R\$)	4.152.597,88	4.118.812,81	4.113.116,24
CAUE do SF (R\$)	0,00	1.357.660,44	1.656.062,56
D_c^p (kW)	2.497	2.497	2.497
D_c^{fp} (kW)	3.872	3.872	3.872
n_{inv}	x	232	283
n_{pf}	x	11.717	14.292
Energia Excedente(%)	x	0,74	4,23
Geração Perdida (R\$)	x	0,00	106.040,10
Redução (%)	x	7,67	8,23
Redução (R\$)	x	730.692,96	783.656,88

A opção com zero exportação novamente apresentou uma maior redução no custo anual médio (8,23%). Novamente associa-se isso à possibilidade de instalação

de mais painéis fotovoltaicos, por não haver limitação de capacidade instalada do sistema pela demanda contratada. Finalmente, pode-se ainda concluir que investimentos em geração solar, para o consumidor estudado, são viáveis tanto na modalidade Verde como na Azul.

A Figura 5.4 ilustra o resultado para sistemas fotovoltaicos nas duas opções de operação, com *net metering* e zero exportação. Mais uma vez, o resultado do sistema em zero exportação permitiu que o comportamento da geração se adequasse mais ao perfil de consumo, sendo possível visualizar que o perfil de geração supera a linha do quantil de 75% de carga.

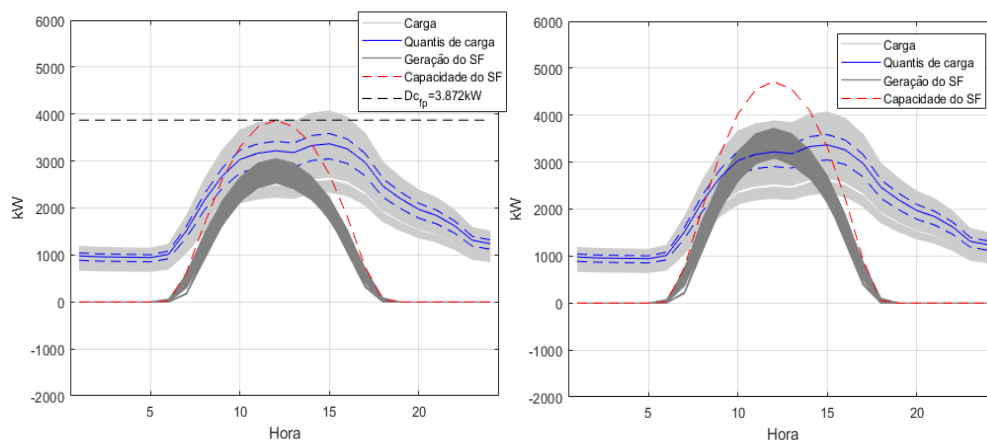


Figura 5.4: Curvas de consumo e geração a) com *net metering* e b) sob zero exportação (modalidade Azul).

5.3

Resultado para Sistemas de Armazenamento com Baterias

Utilizando o modelo proposto para analisar a viabilidade de sistemas de armazenamento para a modalidade Azul, a solução encontrada foi de zero baterias, ou seja, o investimento não é viável, mesmo sendo mais provável a possibilidade de redução simultânea de consumo de energia e de demanda, ambos para o período de ponta. Esse resultado pode estar associado a menor diferença entre as tarifas de consumo de energia, diminuindo, assim, a vantagem monetária da prática de arbitragem. O resultado também pode ter relação com a carga do consumidor, que tem um perfil de demanda máxima de ponta menor que o perfil de demanda máxima fora da ponta, o que diminui a necessidade da instalação de um sistema de

armazenamento voltado para descarga na ponta a fim de obter a redução de demanda contratada desse período.

5.4

Resultado para Sistemas Fotovoltaicos com Armazenamento em Baterias

Investigando a viabilidade do SFAB com *net metering* e zero exportação para a modalidade tarifária Azul, através do modelo proposto, foi encontrado para ambas abordagens um número de baterias igual a zero, e quanto ao número de painéis e inversores, obteve-se o mesmo resultado da Tabela 5.2, quando o modelo considerou apenas a possibilidade de instalação de um sistema fotovoltaico. Isso indica que apenas o sistema de geração é economicamente viável na modalidade Azul para o perfil de carga do consumidor analisado. As possíveis razões para esse resultado são as mesmas que inviabilizam o SAB.

5.5

Resumo do capítulo

Nesse capítulo foi estudada a viabilidade de SFAB para a modalidade tarifária Azul. Diferentemente dos resultados encontrados para a modalidade tarifária Verde, o investimento de baterias em conjunto com os sistemas fotovoltaicos não foi economicamente viável, pois em todas as simulações que consideraram a instalação de baterias, o número de unidades obtidas com o modelo proposto foi nulo. Esta inviabilidade está associada à menor diferença de tarifas de consumo de energia, que torna menos favorável a arbitragem. Além disso, foi visto na Tabela 5.1 que para a modalidade Azul, o custo com demanda é significativamente maior que na Verde. Isto leva a crer que, para perfis de carga com níveis de demanda máxima superiores ao perfil estudado, o custo de demanda contratada poderia se tornar elevado de tal forma que o investimento em um SFAB poderia se tornar viável para a redução de demanda contratada.

A Tabela 5.3 apresenta de forma resumida os resultados obtidos nesta modalidade tarifária. Nela, é possível notar que a melhor opção de contratação e de investimento, para o perfil de carga estudado ao longo deste trabalho, apresentou

um custo anual médio de R\$ 8.734.003,90. Para isso, deve ser escolhida a modalidade tarifária Azul e ser instalado um sistema fotovoltaico operando em zero exportação, pois, dessa forma, é possível instalar um maior número de painéis, permitindo, assim, obter um perfil de geração fotovoltaica mais ajustado ao consumo de carga, fornecendo uma maior redução dos custos com energia.

Tabela 5.3: Resumo dos resultados para Tarifa Azul.

	Sem SFAB	SF		SAB	SFAB	
		<i>Net-metering</i>	Zero exportação	Zero exportação	<i>Net-metering</i>	Zero exportação
Custo anual (R\$)	9.517.660,78	8.786.967,82	8.734.003,90	9.517.660,78	8.786.967,82	8.734.003,90
Custo de energia (R\$)	5.365.062,89	3.310.494,57	2.964.825,10	5.365.062,89	3.310.494,57	2.964.825,10
Custo de demanda (R\$)	4.152.597,88	4.118.812,81	4.113.116,24	4.152.597,88	4.118.812,81	4.113.116,24
CAUE (R\$)	0	1.357.660,44	1.656.062,56	0	1.357.660,44	1.656.062,56
D_c^p (kW)	2.497	2.497	2.497	2.497	2.497	2.497
D_c^{fp} (kW)	3.872	3.872	3.872	3.872	3.872	3.872
n_{inv}	x	232	283	0	232	283
n_{pf}	x	11.717	14.292	x	11.717	14.292
n_{bat}	x	x	x	0	0	0
Energia Excedente(%)	x	0,74	4,23	0,00	0,74	4,23
Geração Perdida (R\$)	x	0,00	106.040,10	0,00	0,00	106.040,10
Redução (%)	x	7,67	8,23	0,00	7,67	8,23
Redução (R\$)	x	730.692,96	783.656,88	0,00	730.692,96	783.656,88

6

Análise do retorno esperado do SFAB no Brasil

6.1

Comparação do projeto com outras distribuidoras

O valor das tarifas varia de acordo com cada distribuidora, em função das diferentes características da área em que atuam, preço da energia adquirida, custos operacionais, subsídios cruzados, níveis de perdas e inadimplências, conforme é esclarecido por Ramos et al. [37]. Como o modelo proposto utilizou valores de tarifas da COELBA, buscou-se, então, realizar uma análise do projeto de SFAB obtido considerando tarifas de outras distribuidoras. Com isso, espera-se obter uma visão do cenário nacional para esse tipo de investimento.



Figura 6.1: Distribuidoras utilizadas para comparação.

Foram obtidos os valores de tarifas, sem impostos, de 35 distribuidoras espalhadas pelo Brasil (Anexo B), de forma a tentar obter, no mínimo, uma distribuidora para cada estado brasileiro. A Figura 6.1 mostra a localização geográfica dessas distribuidoras.

A Figura 6.2 e a Figura 6.3, apresentam o resultado do VPL e do *payback* para o investimento no projeto do SFAB obtido na seção 4.4, para *net metering* e zero exportação, respectivamente. Nesta figura é apresentado o retorno econômico tanto para a COELBA (na primeira posição da figura), como para as demais distribuidoras listadas. Para a COELBA, o *payback* foi de 9 anos e o VPL é de cerca de R\$ 25 milhões ao final da vida útil das baterias. Mas vale ressaltar, que esse valor pode ser um pouco maior, visto que, a vida útil dos painéis fotovoltaicos e dos inversores é cerca de 3 anos superior à das baterias, fazendo aumentar um pouco o retorno no investimento. Para efeito de análise de investimento do sistema completo, foi considerado a mesma vida útil para painéis e bateria.

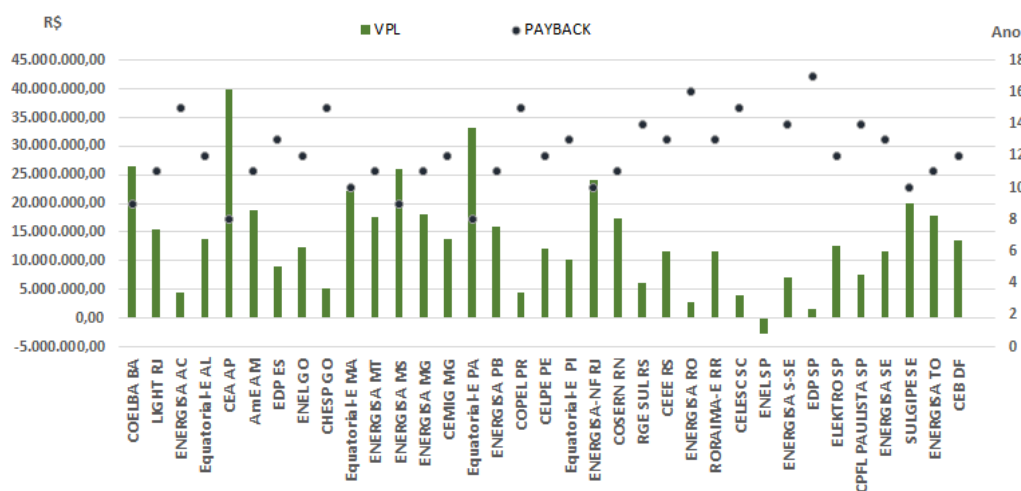


Figura 6.2: VPL e *Payback* do SFAB para modalidade tarifária Verde com *net metering*.

Na Figura 6.2, nota-se que em apenas uma distribuidora dentre as analisadas (ENEL-SP), o resultado do VPL foi negativo e, nesse caso, não foi realizada a análise do *payback* pois o investimento é inviável.

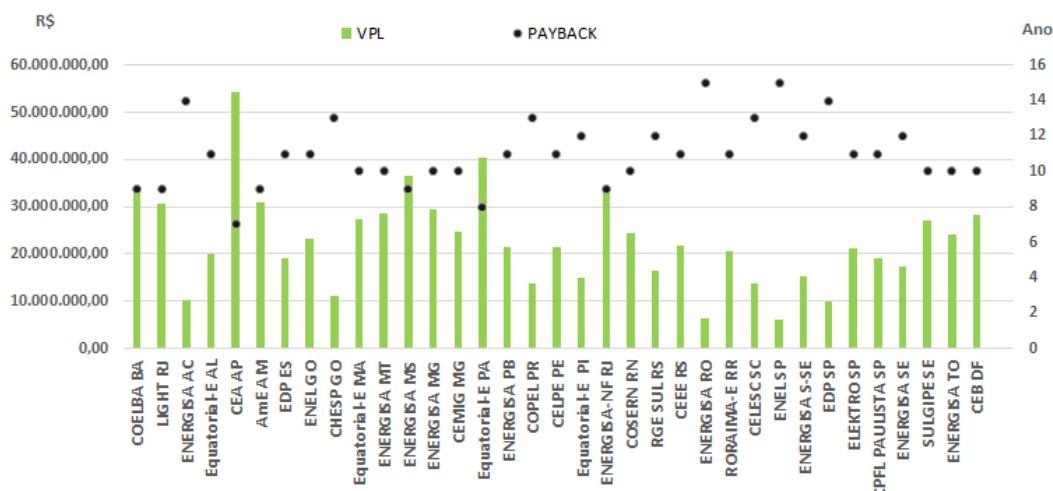


Figura 6.3: VPL e Payback do SFAB para a modalidade tarifária Verde em zero exportação.

Para o SFAB na opção zero exportação, a Figura 6.3 mostra que em todas as distribuidoras obteve-se um VPL positivo, complementando a análise com *paybacks* que variaram entre os 7 e os 15 anos. Pode-se destacar que as distribuidoras CEA (Amapá) e Equatorial (Pará) foram as distribuidoras que mais ofereceram vantagens econômicas para a instalação de SFAB, com os respectivos VPLs de 55 e 40 milhões e *paybacks* de 7 e 8 anos. Isso se deve ao de que essas distribuidoras apresentaram as maiores diferenças tarifárias entre os períodos de ponta e fora ponta.

6.2

Comparação entre a Taxa Interna de Retorno para o SFAB

Como as duas opções de SFAB dimensionadas pelo modelo proposto ofereceram números diferentes de painéis fotovoltaicos e inversores, diferenciando-os quanto ao custo de investimento inicial, a análise de comparação de retorno econômico mais apropriada para essas opções é a TIR. Conforme exposto no Anexo B, esse método analisa o retorno relativo, e isso permite comparar investimentos com diferentes características, mas com a mesma duração, a fim de determinar a melhor escolha. A Figura 2.2 reúne as informações da TIR do projeto de SFAB dimensionado pelo modelo PLIM estocástico para valores de tarifas de todas as distribuidoras listadas e, além disso, aponta que em todas elas a opção do sistema operando em zero exportação tem um retorno mais favorável.

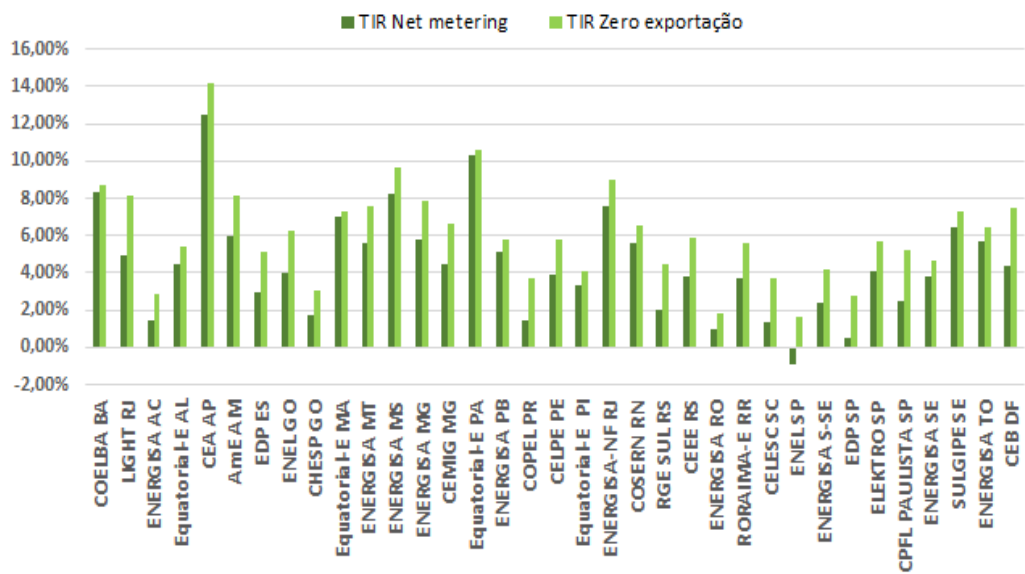


Figura 6.4: Comparação da TIR para o projeto de SFAB com Tarifa Verde.

Quando se realizou a análise do dimensionamento de sistemas de geração com baterias para armazenamento usando a modalidade tarifária Azul, o modelo apontou que o investimento nas baterias não era viável e, por essa razão, o número de baterias calculado foi nulo. Porém, de posse do resultado do dimensionamento do SFAB para a modalidade tarifária Verde, mostrado na Tabela 4.3, pode-se também fazer o cálculo da TIR obtida para todas as distribuidoras usando seus respectivos valores de tarifas na modalidade Azul, e isso inclui o horário de operação das baterias (carrega de 10 às 13h e descarrega de 18 às 21h). Nesse caso, pode-se reduzir o valor da demanda contratada na ponta (D_c^p) que era de 2.497 kW, uma vez que o sistema de armazenamento com baterias representa uma fonte relativamente segura de energia, diferentemente do sistema de geração fotovoltaica, que depende diretamente da variação da irradiância solar. Para representar isso, a Figura 6.5 mostra o retrato do novo comportamento das curvas de geração e de carga quando as baterias são utilizadas para carregar durante o período de maior geração e serem descarregadas no período de ponta. Assim, a nova demanda de ponta contratada da modalidade Azul pode ser estabelecida como 1.221 kW.

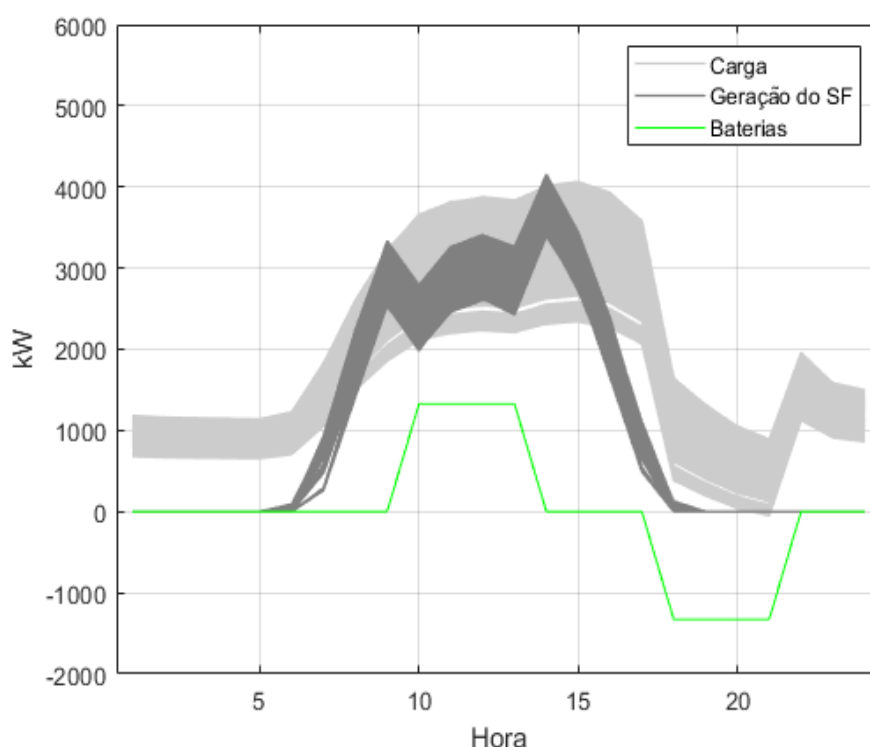


Figura 6.5: Comportamento dos cenários de carga e geração sob a influência da operação de carga e descarga das baterias.

Com o novo valor da redução de demanda contratada na ponta, permitido pela descarga das baterias nesse período, pode-se calcular a TIR resultante da implantação do SFAB usando os valores de tarifa na modalidade Azul das distribuidoras apresentadas. Na Figura 6.6 estão apresentados os resultados, tanto para a opção *net metering* como para a opção zero exportação. A figura mostrou que esse tipo de sistema não é viável para a modalidade Azul, apesar da possibilidade de redução de demanda contratada na ponta, de forma que, em quase todos os casos, a TIR obteve resultados negativos, com exceção apenas da LIGHT (Rio de Janeiro) e da CEB (Distrito Federal). Nessas distribuidoras, no caso de operação em zero exportação, a junção de características de custo de demanda contratada na ponta e a diferença tarifária de energia por posto tarifário, geraram uma TIR positiva, porém não ultrapassando 5%, o que, ainda assim, não é muito atrativo como investimento.

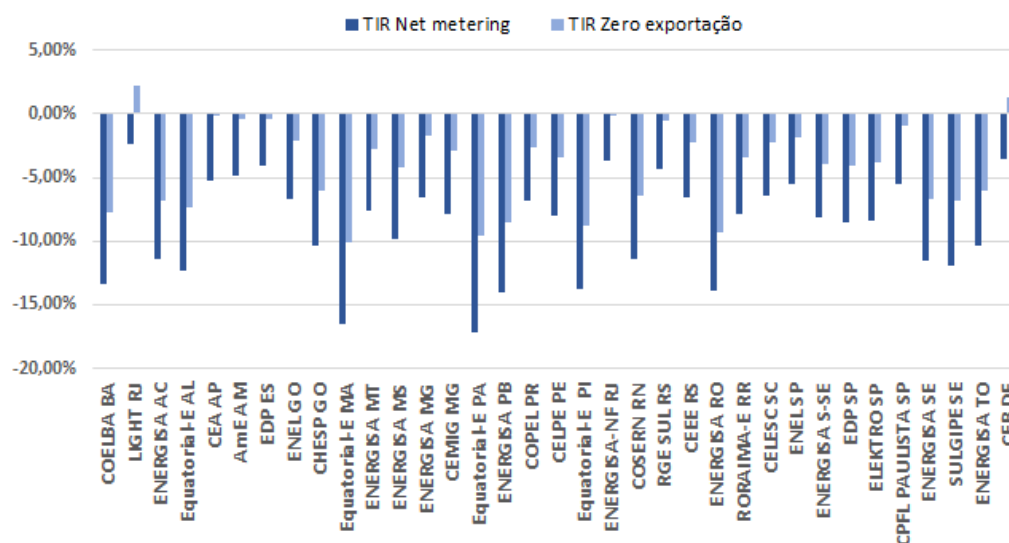


Figura 6.6: Comparação da TIR para o projeto de SFAB com a modalidade Azul.

6.3

Influência do custo de baterias para a viabilidade econômica.

Na seção anterior, investigou-se a viabilidade econômica do SFAB dimensionado pelo modelo PLIM estocástico proposto em diferentes distribuidoras brasileiras, o que resultou em uma variação nos resultados do VPL, *payback* e TIR. Isso acontece em função das diferenças de tarifas de consumo de energia entre os postos de ponta e fora ponta de cada Distribuidora. Nesse contexto, é interessante investigar a partir de qual amplitude tarifária (diferença de tarifa) o projeto com as baterias começa a ser viável economicamente, levando em conta apenas o perfil de consumo estudado. Para isso, foram calculados os custos anuais para o consumidor com a modalidade Verde sem e com o SAB dimensionado no Capítulo 4, porém, com os valores de tarifa variando de 0 a 100 % do valor atual da COELBA. Com isso, o resultado pode ser observado na Figura 6.7, na qual, a partir de uma diferença tarifária de 1,37809 R\$/kWh, o custo anual com a instalação de um sistema de armazenamento em baterias já se torna viável. Vale ressaltar que, também foi feita essa análise para os SFAB, com *net metering* e com zero exportação, e o valor de amplitude tarifária mínima foi o mesmo.

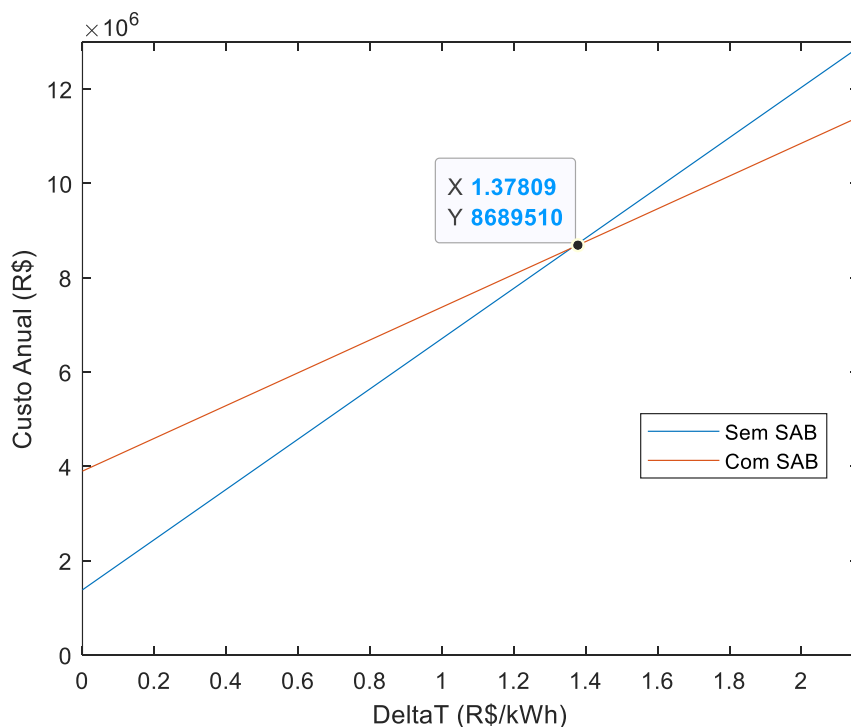


Figura 6.7: Determinação da amplitude tarifária mínima viável.

Levando em conta que as baterias representam a maior parte dos custos dos sistemas (conforme Figura 6.8), justamente por serem componentes ainda muito caros, foi realizada uma análise que especula os preços de baterias que tornariam a instalação do sistema um investimento viável. Lembrando que os sistemas apresentados na Figura 6.8 apontaram a compra de 1.328 baterias de 4,7 kWh, a um custo de 4.000 R\$/kWh com uma amplitude tarifária de 2,15327 R\$/kWh.

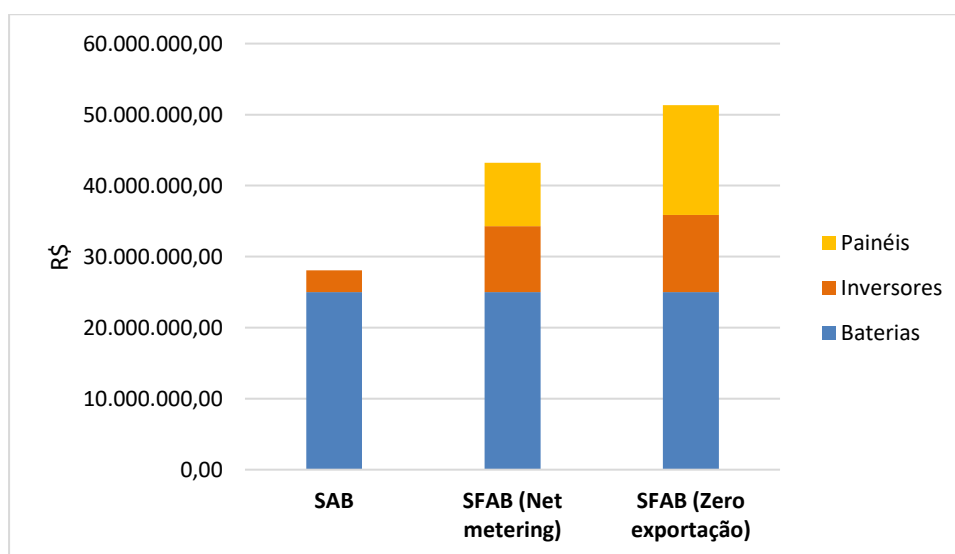


Figura 6.8: Distribuição dos custos dos sistemas com baterias.

Foi realizado, então, o cálculo do custo anual de energia e demanda, com o custo de armazenamento variando de 0 a 10.000 R\$/kWh, mantendo fixos os valores dos painéis, inversores e de tarifas da distribuidora. Primeiramente, foi feito esse estudo para o sistema de armazenamento com baterias (SAB), sem geração, obtido na sessão 4.2. A Figura 6.9 foi feita a partir da sobreposição de duas funções, na qual uma delas apresenta o custo anual sem o sistema, enquanto a outra apresenta o custo anual que leva em conta o custo anual de energia e demanda, somado ao custo uniforme equivalente do sistema dimensionado com o modelo. Dessa forma, é possível ver que, segundo a interseção entre essas retas, o custo com as baterias é viável até 6.600 R\$/kWh.

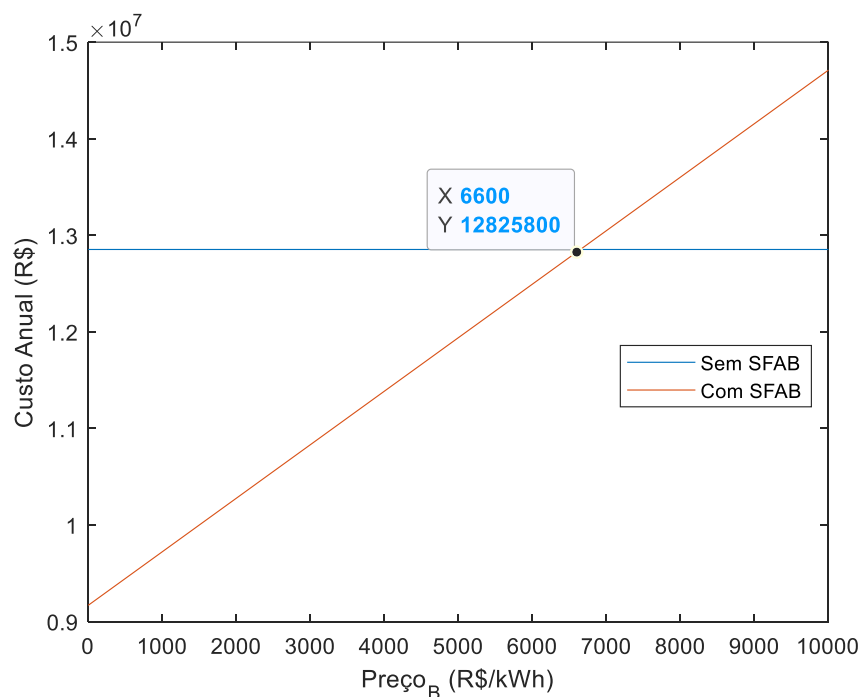


Figura 6.9: Custo anual com e sem Sistema de Armazenamento em Baterias em função do preço de armazenamento.

A mesma análise foi feita para o SFAB com *net metering*. A Figura 6.10 mostra que o custo de baterias é viável até 7.800 R\$/kWh. Enquanto na Figura 6.11, para esse tipo de sistema em zero exportação, o preço das baterias é viável até 8.800 R\$/kWh.

Os resultados obtidos nesses últimos gráficos mostram que, para o consumidor estudado, a instalação de sistemas fotovoltaicos colabora para

viabilizar, mais rapidamente, a compra de baterias para armazenamento. Essa afirmação leva em conta que, no sistema somente com baterias e inversores (Figura 6.7), o custo máximo de armazenamento viável foi de 6.600 R\$/kWh. Porém, contando com a associação do sistema de geração fotovoltaica, esse custo máximo viável sobe para 7.800 R\$/kWh com a instalação de um sistema fotovoltaico em um circuito separado, chegando a 8.800 R\$/kWh para o SFAB compartilhando o mesmo inversor (o sistema em zero exportação).

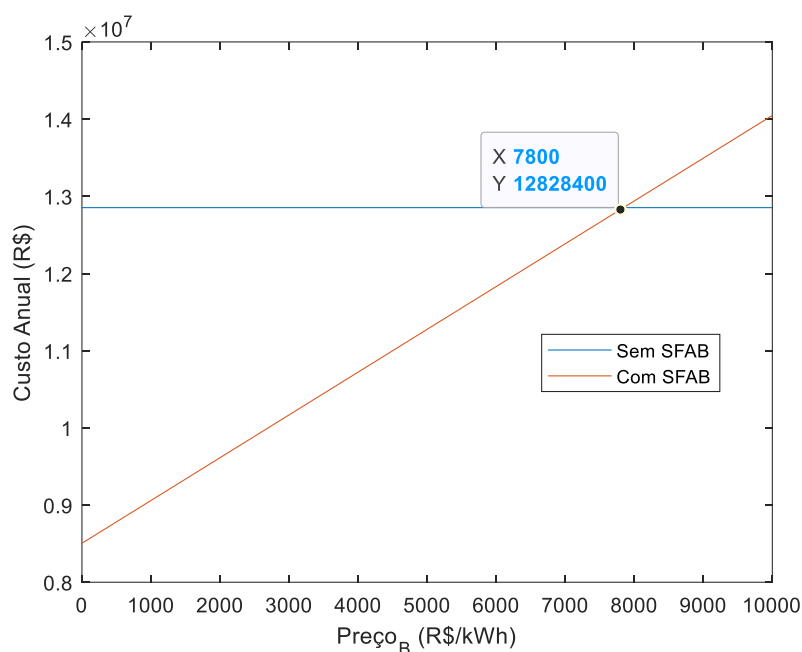


Figura 6.10: Custo anual com e sem SFAB em função do preço de armazenamento, com *net metering*.

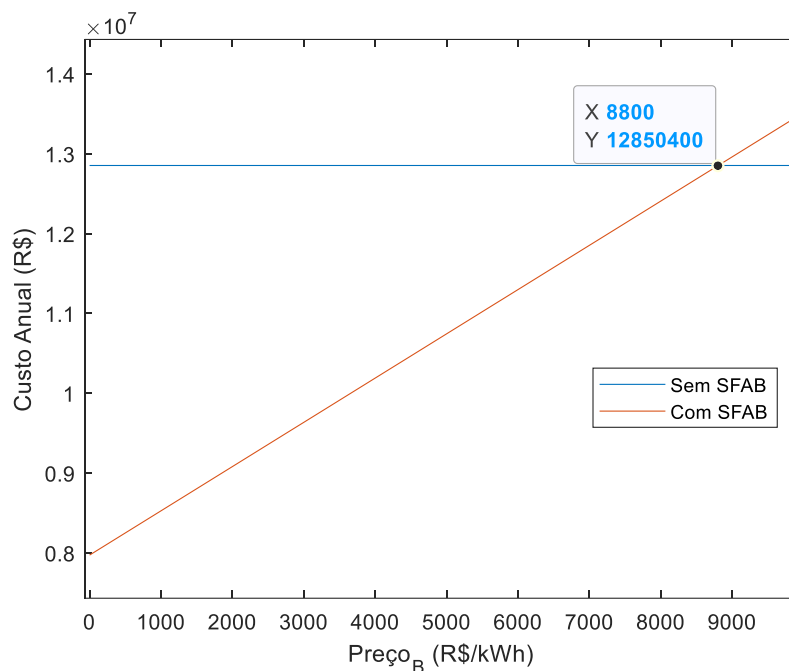


Figura 6.11: Custo anual com e sem SFAB em função do preço de armazenamento, com zero exportação.

6.4 Resumo do capítulo

O objetivo do capítulo foi aprofundar a análise da viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos com armazenamento em baterias que foram anteriormente dimensionados. O modelo proposto realizou um dimensionamento do sistema levando em conta o Custo Anual Uniforme Equivalente (CAUE) do sistema, que fornece um valor de custo anual fixo ao longo da duração do sistema. Porém, neste capítulo, foram realizadas análises utilizando outros índices econômicos, como VPL, *Payback* e TIR.

Ademais, uma comparação da viabilidade do sistema otimizado para outras distribuidoras se fez necessário, uma vez que essa otimização considerou apenas a COELBA. Porém, o modelo não foi utilizado com todas as outras distribuidoras, apenas foram calculados os índices de retorno de investimentos caso o sistema obtido fosse instalado na área de concessão das outras distribuidoras. O que se obtém com essa análise é uma orientação de quais locais oferecem maior atratividade para esses sistemas, como a CEA (Amapá) e Equatorial (Pará). Caso o

modelo utilizasse essas distribuidoras para dimensionar o sistema, o resultado poderia ser ainda melhor.

Também foi feita uma observação do resultado do sistema dimensionado para o cliente com modalidade tarifária Azul, constatando que a vantagem financeira encontrada para a modalidade verde não se repetiu para o caso do consumidor analisado.

Por fim, também foi investigada a amplitude tarifária mínima que viabilizaria o sistema no caso estudado com a modalidade tarifária Verde, chegando ao valor de 1,37809 R\$/kWh. Além disso, também foi avaliado o preço máximo de armazenamento das baterias de íons de lítio que tornaria o sistema encontrado viável, caso os outros preços de tarifas fossem congelados. Pode-se observar que a associação de sistemas fotovoltaicos com baterias poderia viabilizar a compra de baterias mais rapidamente, principalmente no caso zero exportação, em que o custo de armazenamento máximo viável chegou a 8.800 R\$/kWh, valor superior ao custo máximo que viabilizaria apenas SAB, que foi de 6.600 R\$/kWh.

Neste trabalho, foi proposto um modelo de Programação Linear Inteira Mista (PLIM) estocástico para análise da viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos com armazenamento em baterias para um grande consumidor no Brasil, cliente do Ambiente de Contratação Regulada. O modelo proposto permitiu otimizar a demanda contratada, o sistema fotovoltaico e as baterias, bem com a sua operação. Permitiu também abordar diferentes esquemas de conexão do sistema. No primeiro, o consumidor participa do *net metering* vigente no Brasil, no qual 100 % da energia injetada é compensada na forma de créditos de energia, enquanto, no segundo, o consumidor opta por instalar o SFAB operando sem exportação para a rede de distribuição. No segundo caso, ele deve instalar um dispositivo que impeça o fluxo reverso de energia para a rede, garantindo que, mesmo que a geração do sistema seja superior ao consumo das cargas, essa energia excedente é desperdiçada. Essa medida de interrupção de geração se faz necessária para atender a consumidores que optem por não ficar restritos às regras de aceitação da distribuidora, principalmente no que diz respeito ao limite de painéis fotovoltaicos, que não devem ultrapassar a demanda contratada, que também é paga pelo consumidor.

O modelo permite ainda analisar a viabilidade de SFAB sob outras alternativas de compensação, que estão incluídas nas propostas de modificação do sistema de compensação para os próximos anos. Porém, como as regras de participação no *net metering* impõem que a potência instalada é limitada à demanda contratada, e, além disso, o período de maior consumo do perfil de carga estudado coincide com o período de geração solar, a injeção de energia na rede é muito pequena, principalmente porque a geração efetiva dos painéis é sempre menor que a sua potência nominal. Para esse caso, a menos que fosse considerado uma grande redução nos perfis de carga durante finais de semana e feriados, poderia ocorrer, então, uma grande quantidade de injeção de energia na rede. Caso contrário, a porcentagem de energia injetada na rede obtida é insignificante (menor que 1%)

para que as modificações no percentual de compensação de energia causem mudanças no custo anual, ou mesmo, no dimensionamento do sistema. No anexo A, é feito um estudo considerando uma significativa redução no perfil de carga nos dias não úteis para um cliente da modalidade Verde. Nesse caso a injeção de energia na rede chegou a 14,65% da energia gerada, por isso, na sequência foi avaliado o efeito de cinco diferentes Alternativas de compensação (1,2,3,4 e 5), concluindo-se que, elas causaram aumento no custo anual total, mas não modificaram o sistema antes dimensionado.

Com o modelo, também foi possível realizar uma comparação entre as modalidades tarifárias Verde e Azul, a fim de investigar qual delas melhor se adapta ao perfil de carga estudado e apontar a melhor opção de investimento. Foi constatada a viabilidade de SFAB apenas para o consumidor na modalidade tarifária Verde. Porém, de posse dos resultados obtidos, supõe-se que, para dados de carga de outro consumidor com maior perfil de demanda máxima, a viabilidade para a Azul também poderia ser alcançada, ao passo que, a descarga do sistema de armazenamento poderia reduzir os custos com demanda contratada e ultrapassagem de demanda. Para adaptar o modelo a um novo perfil de carga, é necessário adquirir uma curva de consumo característica de cada mês do ano e, então, gerar um banco de dados com variações randômicas horárias para representarem a variabilidade de consumo, respeitando, assim, a questão estocástica da análise proposta.

Com relação ao tipo de arranjo, os resultados indicaram que a operação do sistema na opção zero exportação pode também ser uma opção praticável, tendo apresentado sempre melhores resultados que a opção *net metering* em todas as análises realizadas, mesmo havendo corte de geração pelo controlador zero exportação, nos casos em que houve excedente de geração. O corte de geração se justifica por ser um processo mais viável do que o aumento de demanda contratada com a distribuidora, o que aumentaria os custos com demanda. Assim, mesmo sem o aumento valor da demanda contratada, o sistema de geração fotovoltaica pode ter uma maior capacidade, o que possibilita um maior suprimento do consumo de fora da ponta em tempo real e ainda produz uma geração excedente que pode suprir o consumo de energia do período de ponta, através do armazenamento nas baterias, já que durante o período de ponta não há geração solar. A operação em zero exportação é também mais econômica pois permite que painéis e baterias

compartilhem o mesmo inversor, que necessariamente precisa ser separado no caso *net metering*.

Entretanto, constata-se que o preço das baterias é ainda relativamente alto, o que prejudica a atratividade dos consumidores para uso dessa tecnologia. Uma forma de criar incentivos para os consumidores seria, obviamente, aplicar o sistema *net metering* para a participação de sistemas de armazenamento e, além disso, aumentar a amplitude tarifária entre os postos tarifários. Dessa maneira, a prática de arbitragem poderia ser potencializada, viabilizando ainda mais os projetos de SFAB. Além disso, a exportação de energia armazenada das baterias para a rede poderia ser aproveitada por programas de Resposta da Demanda, de forma equivalente ao que é realizado no Brasil através de reduções programadas de consumo de energia ao longo de algumas horas do dia, previamente acordado entre consumidores e a distribuidora. Finalmente, pode ser visto que o modelo proposto é uma ferramenta útil para consumidores dimensionarem e operarem o SFAB, bem como uma boa maneira de identificar a viabilidade econômica do sistema.

Para trabalhos futuros, pode-se incluir no dimensionamento do sistema outros custos com equipamentos, além de instalação e manutenção. Além disso, em trabalhos futuros, para um maior aperfeiçoamento dos resultados, o banco de dados de geração pode ser aperfeiçoado por um processo de previsão de geração e consumo a curto prazo. Pode-se também estudar outros consumidores com perfis de carga diferentes, a fim de estabelecer um padrão de curva de carga, para cada modalidade (Verde e Azul), em que o SFAB seja mais viável. Por fim, é possível também incluir programas de Resposta da Demanda no modelo, buscando compensar a possível não-flexibilidade de redução do consumo de energia dos consumidores com a utilização de sistemas de armazenamento.

1. SILVA, Y. F. F. C.; BORTONI, E. C. Slistemas de armazenamento de energia elétrica em redes inteligentes: Características, oportunicades e barreiras. **Revista Brasileira de Energia**, v. 22, n. 1, p. 48-73, 2016.
2. GREENER CONSULTORIA LTDA. **Armazenamento de Energia - Aplicações e perspectivas de futuro no Brasil**, Estudo Estratégico, São Paulo. 2019.
3. ANEEL. Resolução Normativa nº 482, Brasília, 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>.
4. ANEEL. Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída, Brasília, 2018. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/documents/656877/18485189/6+Modelo+de+AIR+-+SRD+-+Gera%C3%A7%C3%A3o+Distribu0ida.pdf/769daa1c-51af-65e8-e4cf-24eba4f965c1>>. Acesso em: junho 2021.
5. GOETZBERGER, A.; HOFFMANN, V. U. **Photovoltaic Solar Energy Generation**. Livro, Editora: Freiburg, Springer, 2005.
6. PEREIRA, O. L. S.; GONÇALVES, F. F. Dimensionamento de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica: Estudo de caso do sistema de Tubarão – SC. **Revista Brasileira de Energia**, v. 14, n. 1, p. 25-45, 2008.
7. SOLAR PORTAL SA. O dimensionamento do seu inversor pode melhorar a sua eficiência, 2021. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/blog->

solar/curiosidades-sobre-energia-solar/porque-dimensionar-o-seu-inversor-e-uma-boa-ideia.html>.

8. GREENER CONSULTORIA LTDA E NEWCHARGE PROJETOS LTDA. **Mercado de Armazenamento- Aplicações, Tecnologias e Análises Financeiras**, Estudo estratégico, São Paulo, 2021.
9. LIMA, D. A.; GARAVITO, A. M. C. Stochastic analysis of economic viability of photovoltaic panels installation for big consumers in Brazil. **Electric Power Systems Research**, v. 173, p. 164-172, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.04.020>>.
10. MATHWORKS MATLAB. versão R2021a, Software. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/products/matlab.html>>. Acesso em: Julho 2019.
11. FICO XPRESS OPTIMIZATION SUITE, Software. Disponível em: <<https://www.fico.com/br/products/fico-xpress-optimization>>. Acesso em: Julho 2019.
12. KABIR, A.; SUNNY, M. R.; SIDDIQUE, N. I. Assessment of Grid-connected Residential PV-Battery Systems in Sweden - A Techno-economic Perspective. **IEEE International Conference in Power Engineering Application (ICPEA)**, p. 73-78, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/ICPEA51500.2021.9417835>>.
13. MULDER, G. et al. The dimensioning of PV-battery systems depending on the incentive and selling price conditions. **Applied Energy**, v. 111, p. 1126-1135, 2013. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.03.059>>.
14. ZHENG, Z. et al. A multi-year two-stage stochastic programming model for optimal design and operation of residential photovoltaic-battery systems.

- Energy and Buildings**, v. 239, n. 110835, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2021.110835>>.
15. SHARMA, V.; HAQUE, M. H.; AZIZ, S. M. Comparative Evaluation of Alternative Tariffs on Energy Cost of Households with PV and Battery. **2019 29th Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)**, p. 1-6, 2019. Disponível em: <[doi: 10.1109/AUPEC48547.2019.211928](https://doi.org/10.1109/AUPEC48547.2019.211928)>.
16. BARZEGKAR-NTOVOM, G. A. et al. Assessing the viability of battery energy storage systems coupled with photovoltaics under a pure self-consumption scheme. **Renewable Energy**, v. 152, p. 1302-1309, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.01.061>>.
17. GUIDARA, I. et al. Techno-economic adequacy for PV-Battery sizing of a residential grid-connected installation. **2020 11th International Renewable Energy Congress (IREC)**, p. 1-5, 2020.
18. BORTOLINI, M.; GAMBERI, M.; GRAZIANI, A. Technical and economic design of photovoltaic and battery energy storage system. **Energy Conversion and Management**, v. 86, p. 81-92, 2014. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.04.089>>.
19. LAI, C. S.; MCCULLOCH, M. D. Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage. **Applied Energy**, v. 190, p. 191-203, 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.153>>.
20. HOPPMANN, J. et al. The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems – A review and a simulation model. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 39, p. 1101-1118, 2014. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.068>>.

21. GALILEA, C. et al. Economic analysis of residential PV self-consumption systems with Li-ion batteries under different billing scenarios. **2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)**, p. 1-6, 2019.
22. NOUSDLLIS, A. I. et al. Economic Viability of Residential PV Systems with Battery Energy Storage Under Different Incentive Schemes. **2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)**, p. 1-6, 2018.
23. CHAITUSANEY, S.; PRAPANUKOOL, C. An appropriate battery capacity and operation schedule of battery energy storage system for PV Rooftop with net-metering scheme. **2017 14th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)**, p. 222-225, 2017.
24. RALLABANDI, V. et al. Net Zero Energy Houses with Dispatchable Solar PV Power Supported by Electric Water Heater and Battery Energy Storage. **2018 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)**, p. 2498-2503, 2018.
25. KHEZRI, R.; MAHMOUDI, A.; HAQUE, M. H. Optimal Capacity of PV and BES for Grid-connected Households in South Australia. **2019 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)**, p. 3483-3490, 2019.
26. AN, L. N. et al. Optimal sizing of a grid-connected microgrid. **2015 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)**, p. 2869-2874, 2015.
27. ALMAZROUEI, S.; HAMID, A.; SHAMSUZZAMAN, M. Predictive energy management in large-scale grid connected PV-batteries system. **2018 5th**

28. LI, J. Optimal sizing of grid-connected photovoltaic battery systems for residential houses in Australia. **Renewable Energy**, v. 136, p. 1245-1254, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.09.099>>.
29. FARROKHIFAR, M. et al. Optimal energy management and sizing of renewable energy and battery systems in residential sectors via a stochastic MILP model. **Electric Power Systems Research**, v. 187, n. 106483, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106483>>.
30. ANEEL. Resolução Normativa nº 414 - Atualizada, Brasília, 2018. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/documents/656827/15201072/ren2010414+-+Texto+Atualizado+Compacto+%28rev+823+2018%29/b8ad993e-d34a-1b5d-20da-5a912c9ee89f>>. Acesso em: maio 2021.
31. ANEEL. Consulta Pública 25/2019. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVLZ6/content/entenda-melhor-o-que-a-aneel-esta-propondo-para-o-futuro-da-gd/656877?inheritRedirect=false&redirect=https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2%3Fp_p_id%3>. Acesso em: novembro 2021.
32. RENEWABLES.NINJA. Hourly power output from wind and solar generation, Banco de Dados. Disponível em: <<http://renewables.ninja>>. Acesso em: 21 fevereiro 2021.
33. FEIJAO, V. R. Approach for Economic Viability of Photovoltaic Systems with Battery Storage for Big Consumers in Brazil, Dataset com 2000 scenarios, Rio

de Janeiro, 2021. Disponível em: <www.maxwell.vrac.puc-rio.br/colecao.php?strSecao=resultado&nrSeq=54099@2>.

34. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Sistemas de Armazenamento em Baterias - Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento**, Estudo Estratégico, Rio de Janeiro, 2019.

35. PORTAL SOLAR SA. <https://www.portalsolar.com.br/painel-solar-precos-custos-de-instalacao.html>. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/painel-solar-precos-custos-de-instalacao.html>>.

36. COELBA Distribuidora, Tarifas. Disponível em: <https://servicos.coelba.com.br/residencial-rural/Documents/tarifas%202021/01_COELBA_TARIFAS%20DE%20ENERGIA%20EL%C3%89TRICA%20GRUPO%20B_ABRIL_2021_REH_N%C2%BA%202.857.pdf>. Acesso em: 10 Março 2021.

37. RAMOS, D. S.; BRANDÃO, R.; CASTRO, N. J. D. Por que o preço da energia varia entre as distribuidoras?, Texto de Discussão do Sistema Elétrico, **GASEL-UFRJ**, Rio de Janeiro, 2012.

Anexo

A

Análise com regras de tarifação e consumo diferentes nos feriados e finais de semana

A regulamentação da ANEEL determina que o consumo de ponta ocorre durante os horários de maior consumo em dias úteis por volta de 18 às 21 pm, ficando a critério de cada distribuidora a determinação exata desse período. Já o consumo fora ponta envolve os demais períodos dos dias úteis e as 24 horas dos finais de semana e dos 10 principais feriados do ano, conforme a lista definida na Resolução Normativa nº 414 [30].

Foi adotada anteriormente, como premissa deste trabalho, que todos os finais de semana e feriados tem o mesmo comportamento de carga e a mesma forma de cobrança nos postos tarifários de ponta e fora ponta que os dias úteis. Neste anexo, foi realizada uma nova análise, levando em conta que nos fins de semana e feriados o comportamento da carga e a tarifação da energia são diferentes dos dias úteis. A Figura A.1 apresenta uma curva de carga de dia útil e não útil para cada mês do ano.

Para calcular o montante de energia consumida na ponta e fora da ponta para cada mês, basta multiplicar a energia diária proporcionalmente ao número de dias úteis e não úteis, atendo-se ao fato de que apenas há energia de ponta nos dias úteis. Ressalta-se que, nos finais de semana e feriados, devido à menor demanda, certamente haverá maior excesso de geração solar fotovoltaica. Por conseguinte, espera-se que a porcentagem de energia injetada na rede, ou desperdiçada, seja maior.

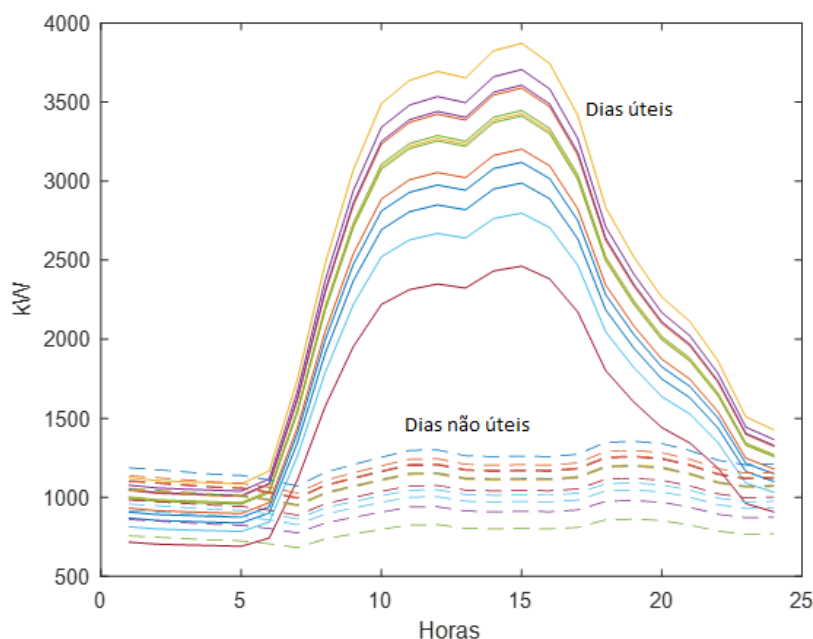


Figura A.1: Curvas de carga mensais de dias úteis e não úteis.

Nesse novo contexto, não é indicado o acionamento do sistema de armazenamento senão nos dias úteis, pois, do contrário, não haverá diferença tarifária que proporcione a atividade de arbitragem. Com isso, a vida útil das baterias pode ser prolongada, visto que seu número total de ciclos de vida pode ser distribuído somente em dias úteis. Dessa forma, considerando que um ano tem cerca de 255 dias úteis, uma bateria de íon de lítio com 6000 ciclos duraria pouco mais de 21 anos.

Realizando os mesmos testes anteriormente feitos ao longo do trabalho, usando a modalidade tarifária Verde, os resultados podem ser observados na Tabela A.8.1, com os quais algumas análises de comparação podem ser retiradas. Primeiramente, com relação ao dimensionamento do sistema fotovoltaico sem armazenamento, a redução do custo anual devido ao sistema fotovoltaico para *net metering* foi de 6,97%, enquanto que a redução causada pelo sistema fotovoltaico em zero exportação foi menor (4,38 %). No primeiro caso, a demanda contratada de 3.469 kW novamente limitou o número de painéis a 10.505 unidades. Porém como a injeção de energia nos dias não úteis é maior, o sistema de compensação foi imprescindível para reduzir o custo anual, uma vez que a rede de distribuição se comporta como o a bateria de armazenamento para o sistema. No segundo caso, 16,49 % da energia, gerada por de 11.717 painéis, é desperdiçada, o que pode

representar o motivo pelo qual a redução nos custos é menor que o caso com *net metering*.

Quanto ao dimensionamento do SAB, o modelo obteve o mesmo resultado da análise anterior (1.328 baterias), quando não havia diferenciação do uso de energia em finais de semana e feriados, nem da tarifação diferenciada para esses dias. A razão disso pode estar relacionada ao fato de a descarga do sistema de armazenamento estar limitada ao consumo de potência na ponta, uma vez que não pode haver excesso de energia injetada na rede por causa de baterias.

Com relação ao dimensionamento do sistema fotovoltaico com armazenamento, a redução do custo foi aproximadamente a mesma com *net metering* ou zero exportação, 13,91 % e 14,06 %, respectivamente. No segundo caso, 19,4 % da energia gerada, pelos 15.101 painéis dimensionados, é desperdiçada. Mesmo assim, os outros 80,6% que são aproveitados pelo consumidor, oferecem maior redução nos custos de energia que os 100% de aproveitamento do sistema com 10.505 painéis com *net metering*.

Por fim, foi visto que aproveitamento do sistema fotovoltaico com armazenamento em baterias foi melhor que o sistema sem baterias em todos os casos, uma vez que as reduções dos custos anuais foram sempre maiores.

Tabela A.8.1: Custo médio anual com SFAB e Tarifa Verde considerando comportamento diferentes em feriados.

	Sem SFAB	SF		SFB	SFAB	
		Net-metering	Zero exportação	Zero exportação	Net-metering	Zero exportação
Custo anual (R\$)	10.110.256,57	9.405.168,73	9.667.519,37	9.408.645,36	8.703.530,56	8.688.783,62
Custo energia (R\$)	8.679.226,01	6.826.713,27	6.948.623,33	5.905.008,74	4.052.469,05	3.749.350,67
Custo demanda(R\$)	1.431.030,56	1.361.235,60	1.361.235,60	1.431.030,56	1.361.235,60	1.361.235,60
CAUE (R\$)	0,00	1.361.235,60	1.357.660,44	2.072.606,05	3.289.825,91	3.578.197,35
D_c (kW)	3.469	3.469	3.469	3.469	3.469	3.469
n_{inv}	x	208	232	102	310	299
n_{pf}	x	10.505	11.717	x	10.505	15.101
n_{bat}	x	x	x	1.328	1.328	1.329
$x i_h$	x	x	x	$1 \forall h \in [1: 4]$	$1 \forall \in [10: 13]^*$	$1 \forall \in [10: 13]$
$y j_h$	x	x	x	$1 \forall h \in [18: 21]$	$1 \forall \in [18: 21]$	$1 \forall h \in [18: 21]$
Energia Excedente (%)	x	14,65	16,49	0,00	14,50	19,40
Geração Perdida(R\$)	x	0,00	338.584,21	0,00	0,00	513.305,88
Redução (%)	x	6,97	4,38	6,94	13,91	14,06
Redução (R\$)	x	705.087,84	442.737,20	706.611,21	1.406.726,01	1.421.472,95

A.1

Abordagem das alternativas de compensação pospostas

Segundo a ANEEL [4], possíveis modificações no sistema de compensação brasileiro podem ocorrer nos próximos anos. Atualmente, todas as componentes da tarifa são subsidiadas, não havendo nenhuma cobrança ao consumidor pela injeção do excedente de energia fotovoltaica na rede. Isso inclui a isenção de custos pelo uso da rede (TUSD), encargos e perdas do sistema. Conforme a Tabela 2.3, foram propostas diferentes formas de compensação de energia exportada, que podem diminuir a vantagem econômica do SF. Tratam-se de cinco abordagens de cobrança pelo uso de serviços prestados pela rede, que englobam os itens TUSD do Fio B, TUSD do Fio A, encargos da TUSD, perdas e encargos da TE. Como o excedente de energia é maior nos casos considerando redução de consumo nos finais de semanas e feriados, além de mudança de tarifação desses dias, foi conveniente, então, fazer um estudo do efeito das alternativas de compensação propostas. Para incluí-las no modelo proposto, basta ajustar o valor do coeficiente de compensação (c_p) com as respectivas porcentagens de cada Alternativa.

A Tabela A.8.2 apresenta o efeito das diferentes Alternativas aplicadas ao modelo. Pode-se observar que não há modificação no tamanho do sistema, que permanece 10.505 painéis e 208 inversores, porém, com uma menor parcela de redução no custo anual. Essa variação na redução percentual é pequena, caindo de 6,97 % da Alternativa 0 para 5,35% no caso da Alternativa 5, que é a mais extrema. Isso se deve ao fato de que a parcela da produção de energia injetada na rede é relativamente pequena para proporcionar modificações expressivas no custo anual.

Tabela A.8.2: Efeito das alternativas ao SF com *net metering*.

Alternativa	c_p	n_{pf}	n_{inv}	$Custo_{Anual}$ (R\$)	Redução (%)
0	100%	10.505	208	9.405.168,73	6,97
1	76%	10.505	208	9.477.981,66	6,25
2	65%	10.505	208	9.494.162,31	6,09
3	55%	10.505	208	9.515.736,51	5,88
4	45%	10.505	208	9.537.310,71	5,67
5	33%	10.505	208	9.569.672,01	5,35

Fazendo a análise do efeito das Alternativas para o SFAB, observa-se, mais uma vez, que não há mudança no dimensionamento do sistema e que há uma variação de 13,91% a 12,30% na redução do custo anual, devido a menor compensação de energia injetada.

Tabela A.8.3: Efeito das alternativas ao SFAB com *net metering*.

Alternativa	c_p	n_{pf}	n_{bat}	n_{inv}	$Custo_{Anual}(R\$)$	Redução (%)
0	100%	10.505	1.328	310	8.703.530,56	13,91
1	76%	10.505	1.328	310	8.775.619,88	13,20
2	65%	10.505	1.328	310	8.791.639,73	13,04
3	55%	10.505	1.328	310	8.812.999,52	12,83
4	45%	10.505	1.328	310	8.834.359,32	12,62
5	33%	10.505	1.328	310	8.866.399,02	12,30

Anexo

B

Síntese dos métodos de análise de investimentos

Para analisar a viabilidade de investimentos é necessário escolher o método ou conjunto de métodos de análise de ativos, que permita realizar uma avaliação segura do retorno do investimento. Tendo isso em mente, serão apresentados, a seguir, os principais métodos de análise de investimentos e suas características.

B.1

Fluxo de Caixa Descontado (FCD)

O fluxo de caixa descontado consiste na estimação do valor presente do somatório de seus fluxos de caixa no futuro (FC_n), para cada período de investimento t . A expressão (72) apresenta o FCD assumindo uma taxa de desconto k .

$$FCD = \sum_{n=1}^N \frac{FC_n}{(1+k)^n} \quad (72)$$

Para esse cálculo é aplicada uma taxa de desconto apropriada ao perfil de cada empresa, podendo esta taxa ser obtida através dos métodos *Capital Asset Pricing Model (CAPM)* ou *Weighed Average Cost of Capital (WACC)*. Esses dois métodos são formas específicas de se calcular a taxa de desconto personalizada para cada empresa e, por isso, envolvem uma avaliação patrimonial de todo o capital da empresa e do capital de terceiros que têm relação com a mesma. Como não é o objetivo do presente trabalho, será escolhida a taxa de desconto apenas com base na taxa de juros mais segura do mercado atual.

B.2

Valor Presente Líquido (VPL)

O VPL é um dos parâmetros de análise de retorno de investimentos que consiste em subtrair o valor do investimento do somatório dos fluxos de caixa estimados ao longo do tempo de duração do projeto conforme a expressão (73).

$$VPL = -I + \sum_{n=1}^N \frac{FC_n}{(1+k)^n} \quad (73)$$

Se o resultado do VPL for positivo, o projeto é viável, se for negativo, indica que o investimento inicial não é recuperado, tornando-o não executável. Se o VPL for nulo, o investimento não apresenta lucro nem prejuízo. A desvantagem desse método é não permitir uma comparação entre investimentos de durações diferentes.

B.3

Payback descontado

O *payback* é outro índice econômico para analisar a viabilidade de investimentos. Seu uso, associado a outros métodos, pode colaborar para que o investidor tome a melhor decisão. Trata-se do número de períodos, sejam meses ou anos, para que o fluxo de caixa descontado, subtraído do investimento inicial, comece a apresentar valores positivos, ou seja, quando o empreendimento começa a produzir lucro efetivamente.

B.4

Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

A Taxa Mínima de Atratividade representa a rentabilidade mínima de mercado que se espera receber em empreendimentos de baixo risco. Dessa forma, sempre se busca trabalhar com uma TMA igual ou superior que à taxa de lucro mais “segura” do mercado. Cada investidor pode adotar a TMA desejada, de forma a se levar em conta o grau de risco e de incertezas do projeto.

B.5

Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno é uma técnica sofisticada de análise de retorno de capital, amplamente usada pelas empresas. Por definição, a TIR é o valor de uma taxa que torna o VPL igual a 0 (zero), porém, seu cálculo não é feito de forma simples e necessita de ferramentas computacionais para fazê-lo através de funções de *softwares* como Excel ou Matlab. A expressão abaixo mostra como se utiliza a TIR para o efeito desejado.

$$VPL = -I + \sum_{n=1}^N \frac{FC_n}{(1 + TIR)^n} = 0 \quad (74)$$

Esse método apresenta como principal vantagem o fato de que o resultado é um valor relativo de retorno, permitindo, assim, realizar comparações entre diferentes investimentos. Por essa razão, torna-se um importante índice de rentabilidade de investimentos que envolvam características distintas.

Para efeito de decisão, assume-se que, caso a TIR seja maior que a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), o investimento é economicamente atrativo, caso contrário, o investimento não é exequível. Se a TIR for igual a TMA, o investimento não apresenta lucro nem prejuízo.

B.6

Custo Anual Uniforme Equivalente (CAUE)

O Custo Anual Uniforme Equivalente é usado para distribuir o VPL em valores anuais uniformes. Apresenta, portanto, como principal vantagem o fato de permitir comparar opções de investimentos com tempos de duração diferentes. A expressão (75) mostra a fórmula do cálculo do CAUE.

$$CAUE = -I \cdot \frac{k \cdot (1 + k)^n}{[(1 + k)^n - 1]} \quad (75)$$

O CAUE será utilizado nas restrições do modelo proposto para determinar o custo de investimento do sistema, que minimiza o custo anual médio com energia na função objetivo. Para isso, será utilizado $k = 5\%$ e n é a vida útil do componente do sistema.

B.7

Valor Anual Uniforme Equivalente (VAUE)

O VAUE é a diferença entre o fluxo de caixa anual (FC) e o Custo Anual Uniforme Equivalente (CAUE). Dessa forma, este parâmetro pode determinar o quanto o projeto lucraria a mais que a aplicação financeira. A expressão (76) apresenta o cálculo desse parâmetro econômico.

$$VAUE = FC - I \cdot \frac{k \cdot (1 + k)^n}{[(1 + k)^n - 1]} \quad (76)$$

Da mesma forma que o CAUE, o VAUE é apropriado para comparar investimentos de diferentes durações, superando a deficiência do VPL.

Anexo

C.1 Banco de valores da modalidade tarifária Verde (2021)

Distribuidora	Estado/ Região	T_E^p (R\$/MWh)	T_E^{fp} (R\$/MWh)	T_D (R\$/kW)	T_D^u (R\$/kW)
COELBA	BA	2428,72	275,45	32,70	65,40
LIGHT	RJ	1530,03	438,02	22,03	44,06
ENERGISA	AC	1483,45	261,07	16,39	32,78
Equatorial energia	AL	1886,45	268,41	22,19	44,38
CEA	AP	2679,77	422,66	16,69	33,38
AmE	AM	1824,07	379,66	28,57	57,140
EDP	ES	1484,17	340,51	26,95	53,90
ENEL	GO	1599,23	357,62	17,43	34,86
CHESP	GO	1495,08	267,28	18,99	37,98
Equatorial energia	MA	2313,54	247,18	27,08	54,16
ENERGISA	MT	1830,72	357,91	20,46	40,92
ENERGISA	MS	2228,88	350,97	25,03	50,06
ENERGISA	MG	1823,48	368,56	20,83	41,66
CEMIG	MG	1670,61	355,42	15,32	30,64
Equatorial energia	PA	2705,70	286,70	29,75	59,50
ENERGISA	PB	2016,01	254,32	22,53	45,06
COPEL	PR	1318,06	326,67	15,26	30,52
CELPE	PE	1656,12	328,19	19,04	38,08
Equatorial energia	PI	1800,79	238,06	21,88	43,76
ENERGISA	RJ	2165,97	340,31	21,49	42,98
COSERN	RN	2002,49	286,02	24,21	48,42
RGE SUL	RS	1343,21	345,73	22,87	45,74
CEEE	RS	1601,40	342,22	21,93	43,86
ENERGISA	RO	1512,25	220,19	17,85	35,70
RORAIMA ENERGIA	RR	1644,78	324,25	15,74	31,480
CELESC	SC	1283,88	333,55	14,69	29,38
ENEL	SP	1024,29	316,52	15,48	30,96
ENERGISA	S/SE	1498,34	303,58	19,12	38,24
EDP	SP	1221,43	313,21	9,01	18,02
ELEKTRO	SP	1701,79	317,74	21,61	43,22
CPFL PAULISTA	SP	1350,77	371,50	13,41	26,82
ENERGISA	SE	1814,28	257,16	22,85	45,70
SULGIPE	SE	2130,00	283,60	25,11	50,22
ENERGISA	TO	2065,18	267,66	34,64	69,28
CEB	DF	1471,46	429,43	14,82	29,64

C.2 Banco de valores de modalidade tarifária Azul (2021)

Distribuidora	T_E^p (R\$/MWh)	T_E^{fp} (R\$/MWh)	T_D^p (R\$/kW)	T_D^{fp} (R\$/kW)	$T_D^{u,p}$ (R\$/kW)	$T_D^{u,fp}$ (R\$/kW)
COELBA	411,05	275,45	83,11	32,70	166,22	65,40
LIGHT	608,41	438,02	38,04	22,03	76,08	44,06
ENERGISA	382,25	261,07	45,27	16,39	90,54	32,78
Equatorial energia- AL	402,51	268,41	61,10	22,19	122,20	44,38
CEA	536,33	422,66	44,04	16,69	88,08	33,38
AmE	538,91	379,66	52,99	28,57	105,98	57,14
EDP	497,63	340,51	40,61	29,95	81,22	59,90
ENEL	526,33	357,62	44,45	17,43	88,90	34,86
CHESP	392,81	267,28	45,38	18,99	90,76	37,98
Equatorial -MA	378,55	247,18	79,69	27,08	159,38	54,16
ENERGISA	515,95	357,91	54,19	20,46	108,38	40,92
ENERGISA	495,35	350,97	71,50	25,03	143,00	50,06
ENERGISA	558,74	368,56	52,04	20,83	104,08	41,66
CEMIG	532,74	355,42	46,86	13,95	93,72	27,90
Equatorial E-PA	414,85	286,70	94,38	29,75	188,76	59,50
ENERGISA	389,04	254,32	66,96	23,53	133,92	47,06
COPEL	484,14	326,67	34,29	15,26	68,58	30,52
CELPE	492,02	328,19	47,95	19,04	95,90	38,08
Equatorial energia - PI	361,58	238,06	59,34	21,88	118,68	43,76
ENERGISA	530,55	340,31	26,93	21,49	67,29	42,98
COSERN	438,70	286,02	64,42	24,21	128,84	48,42
RGE SUL	521,36	345,73	33,72	22,87	67,44	45,74
CEEE	498,20	342,22	45,72	21,93	91,44	43,86
ENERGISA	330,43	220,19	48,73	17,85	97,46	35,70
RORAIMA ENERGIA	570,33	324,25	47,04	15,74	94,08	31,48
CELESC	495,62	333,55	32,41	14,69	64,82	29,38
ENEL	462,14	316,52	23,13	15,48	46,26	30,96
ENERGISA	451,93	305,58	43,01	19,12	86,02	38,24
EDP	459,04	313,21	31,62	9,01	63,24	18,02
ELEKTRO	464,70	317,74	50,84	21,61	101,68	43,22
CPFL PAULISTA	543,64	371,50	33,19	13,41	66,38	26,82
ENERGISA	416,77	273,58	62,23	24,31	124,46	48,62
SULGIPE	449,33	283,60	69,09	25,11	138,18	50,22
ENERGISA	418,52	267,66	67,77	32,56	135,54	65,12
CEB	616,93	429,43	35,23	14,82	70,46	29,64

Os valores apresentados foram acessados em fevereiro de 2021 e não incluem impostos.