UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROJETO DE GRADUAÇÃO

RAMON CORRÊA GALDINO

DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA DE BATERIAS DE FLUXO REDOX DE VANÁDIO PARA UM *SHOPPING CENTER*

VITÓRIA
2020

RAMON CORRÊA GALDINO

DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA DE BATERIAS DE FLUXO REDOX DE VANÁDIO PARA UM *SHOPPING CENTER*

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Ramon Corrêa Galdino**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Walbermark M. dos Santos

VITÓRIA
2020

RAMON CORRÊA GALDINO

DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA DE BATERIAS DE FLUXO REDOX DE VANÁDIO PARA UM *SHOPPING CENTER*

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Ramon Corrêa Galdino**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovada em 21 de dezembro de 2020.

COMISSÃO EXAMINADORA:

Prof. Dr. Walbermark M. dos Santos
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientador

Prof. Dr. Augusto C. R. Medina
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador

Prof. Dr. Paulo J. M. Menegáz
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador

Dedicado com amor à Izaelle. Obrigado por toda luz e esperança, saudades eternas!

AGRADECIMENTOS

A Deus por me conceder saúde para ser resiliente e ter sucesso na conclusão desta etapa em minha vida.

À Universidade Federal do Espírito Santo, seu corpo docente, direção e administração, por toda estrutura e suporte que possibilitaram a mim esta oportunidade acadêmica.

Ao meu orientador Prof. Dr. Walbermark M. dos Santos pelo tempo que dispendeu em explicações e direcionamentos para que eu tivesse êxito no desenvolvimento deste projeto.

À coordenadora de projeto de graduação Profa. Dra. Carla C. M. Cunha que com maestria apontou correções para a melhor estruturação e apresentação deste trabalho.

À minha família que foi e continua a ser o meu alicerce, onde renovo todas às minhas forças para continuar nessa caminhada de aprimoramento contínuo que chamo por vida.

RESUMO

Nos últimos anos houve um crescimento significativo do número de novas instalações de geração distribuída de energia elétrica, principalmente aquelas ditas renováveis e consideradas não poluentes, como a fotovoltaica e a eólica. Na medida em que o mercado absorve cada vez mais tecnologias para atendimento do aumento da demanda, uma série de novos desafios se impõem para os operadores do sistema elétrico. Sistemas de armazenamento de energia elétrica a baterias, como exemplo, as baterias de fluxo redox de vanádio (VRFB, do inglês *vanadium redox flow battery*), têm emergido como uma solução para mitigar os efeitos indesejados ocasionados pela penetração destas novas fontes de energia no setor elétrico. Dentro deste contexto, o presente trabalho emprega um conjunto de equações matemáticas baseado nas características eletroquímicas do sistema de baterias para estimar o custo de implementação e consequente análise da viabilidade econômica para um *shopping center* localizado em Cariacica/ES, com a integração da geração distribuída de um sistema fotovoltaico. Verificou-se que, para determinadas especificações de capacidade e potência elétrica do sistema de baterias, o projeto apresenta viabilidade econômica para a unidade consumidora dentro da estratégia de gerenciamento de energia adotada. O proposto, portanto, é o armazenamento de energia do sistema fotovoltaico no posto tarifário fora ponta e o consumo no posto tarifário ponta. A partir destes resultados é possível concluir que, embora o presente projeto tenha correspondido aos objetivos estabelecidos, este tipo de tecnologia ainda é pouco difundido comercialmente, em especial no mercado nacional. Neste sentido, incertezas quanto ao custo de aquisição dos componentes, à manutenção e à performance do sistema são potenciais fraquezas e devem ser levadas em consideração.

Palavras-chave: VRFB. Baterias. *Shopping*.

ABSTRACT

In recent years, there has been a significant growth in the number of new installations for distributed electricity generation, especially those known as renewable and considered non-polluting, such as photovoltaics and wind power. As the market absorbs more and more technologies to meet the increased demand, a series of new challenges are imposed for the operators of the electrical system. Battery electric energy storage systems, such as vanadium redox flow battery (VRFB), have emerged as a solution to mitigate the unwanted effects caused by the penetration of these new energy sources in the sector electric. Within this context, the present work employs a set of mathematical equations based on the electrochemical characteristics of the battery system to estimate the cost of implementation and consequent analysis of the economic viability for a shopping center located in Cariacica/ES, with the integration of the distributed generation of a photovoltaic system. It was found that, for certain specifications of capacity and electrical power of the battery system, the project is economically viable for the consumer unit within the energy management strategy adopted in this project. The proposal, therefore, is the storage of energy from the photovoltaic system at the off-peak hourly tariff station and consumption at the off-peak hourly tariff station. From these results it is possible to conclude that although the present project corresponded to the established objectives, this type of technology is still not widespread commercially, especially in the national market. In this sense, uncertainties regarding the cost of component acquisition, maintenance, and system performance, are potential weaknesses and must be taken into account.

Keywords: VRFB. Battery. Shopping.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Distribuição da oferta de energia no setor elétrico brasileiro por fonte 15
Figura 2 – Espectro de radiação eletromagnética 23
Figura 3 – Movimento da terra ao redor do sol ao longo das estações do ano 24
Figura 4 – Movimento da terra ao redor do sol e declinação solar 25
Figura 5 – Ângulos de incidência solar no plano do observador 26
Figura 6 – Ângulos de incidência da radiação no plano de captação 26
Figura 7 – Tipos de sistemas fotovoltaicos 29
Figura 8 – Topologia básica de sistema fotovoltaico isolado com baterias 29
Figura 9 – Topologia básica de um sistema fotovoltaico híbrido 30
Figura 10 – Topologia básica de sistema fotovoltaico conectado à rede 31
Figura 11 – Esquema ilustrativo do sistema de compensação de energia 32
Figura 12 – Ordem de compensação dos créditos de energia 33
Figura 13 – Tecnologias de armazenamento de energia elétrica 34
Figura 14 – Esquema básico de uma bateria 35
Figura 15 – Esquema construtivo e funcional de um sistema VRFB 38
Figura 16 – Esquema básico de uma célula eletroquímica 40
Figura 17 – Tanque de parede dupla com alta resistência à vazamentos 42
Figura 18 – Conjunto de tanques PVC verticais 42
Figura 19 – Saco de borracha específico para líquido químico 43
Figura 20 – Irradiância solar ao longo do ano 48
Figura 21 – Área disponível para alocação do gerador FV 49
Figura 22 – Curva de carga de um dia típico em cada estação do ano 52
Figura 23 – Tensão elétrica em função do SOC 53
Figura 24 – Primeira parte do fluxograma do algoritmo 61
Figura 25 – Segunda parte do fluxograma do algoritmo 62
Figura 26 – Benefício econômico ao final do tempo de vida do sistema VRFB 63
Figura 27 – Taxa interna de retorno 64
Figura 28 – *Payback* do investimento 64

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Comparativo de tecnologias de células solares.....28

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – TUSD e TE praticadas pela EDP Espírito Santo 21
Quadro 2 – Inclinação e orientação dos módulos solares 47
Quadro 3 – Dados de contrato de fornecimento de energia do *shopping* 51
Quadro 4 – Parâmetros para estimativa do custo do sistema VRFB 58
Quadro 5 – TE e TUSD convertidos para dólar australiano (A$) 59

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	*Battery Energy Storage Systems*
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
DOD	*depth of discharge*
EES	*Electrical Energy Storage*
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FV	Fotovoltaico
GTO	*Gate Turn Off*
ICMS	Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços
IGBT	*Insulated Gate Bipolar Transistor*
IRENA	*International Renewable Energy Agency*
JRC	*Joint Research Centre*
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PIS	Programa de Integração Social
PVGIS	*Photovoltaic Geographical Information System*
REN	Redes Energéticas Nacionais
SOC	*State of Charge*
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TMY	*Typical Meteorological Year*
TUSD	Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição
UFES	Universidade Federal do Espírito Santo
UFMA	Universidade Federal do Maranhão
VRFB	*Vanadium Redox Flow Battery*

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 13

2 JUSTIFICATIVA 15

3 OBJETIVOS 19

3.1 Objetivo Geral 19

3.2 Objetivos Específicos 19

4 REFERENCIAL TEÓRICO 20

4.1 Sistema Tarifário Brasileiro 20

4.2 Sistemas Fotovoltaicos 23

4.2.1 Energia e Movimento Solar 23

4.2.2 Células Solares 27

4.2.3 Tipos de Sistemas Fotovoltaicos 28

4.2.4 Sistema de Compensação de Energia e Isenções Fiscais 31

4.3 Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica 34

4.4 Baterias de Fluxo Redox de Vanádio (VRFB) 37

4.4.1 Eletrólito 39

4.4.2 Pilhas Eletroquímicas 39

4.4.3 Tanques de Armazenamento 41

4.4.4 Componentes Auxiliares 43

5 METODOLOGIA 45

6 DESENVOLVIMENTO 47

6.1 Geração Fotovoltaica 47

6.1.1 Avaliação do Recurso Solar 47

6.1.2 Localização do Gerador 48

6.1.3 Eficiência 50

6.2 Curva de Carga do Empreendimento 51

6.3 Sistema VRFB 52

6.3.1 Performance e Eficiência 52

6.3.2 Estimativas de Custo de Implantação 54

6.3.3 Algoritmo 59
6.4 Resultados Obtidos 63
6.5 Vantagens e Desvantagens 65

7 CONCLUSÕES 68

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 70

APÊNDICE A – CÓDIGO EM MATLAB 75

1 INTRODUÇÃO

O conjunto de fontes de energia elétrica que constitui a matriz energética mundial é composta por diversas fontes primárias. O dado do balanço mundial de energia mais recente estima que mais da metade da capacidade instalada corresponde a combustíveis fósseis, com predominância da utilização de óleo, carvão e gás natural. Além disto, é possível constatar um crescimento acentuado do consumo de energia desde a década de 70, influenciado principalmente pela expansão econômica e populacional de muitos países (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2019).

O crescimento da demanda de energia elétrica em um mercado atendido predominantemente por recursos fósseis, traz à tona preocupações quanto a sua natureza insustentável. Como resultado, o mundo observou nos últimos anos uma expansão da capacidade instalada de fontes alternativas de energia. A evolução tecnológica tornou economicamente viável o modelo de geração distribuída proposto atualmente e tem atendido a um número cada vez maior de consumidores a preços cada vez menores. O número de instalações de sistemas fotovoltaicos no Brasil, por exemplo, quase dobrou entre os anos de 2017 e 2018 e continua em ritmo de crescimento acentuado, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (2019a).

As ações efetuadas na coordenação das usinas geradoras e do sistema de transmissão visa ao atendimento da carga prevista ao menor custo possível, otimizando recursos e garantindo a confiabilidade do sistema. A diversificação da matriz energética, dessa forma, é importante para a manutenção futura do sistema. Entretanto, na medida em que se aumenta a penetração de fontes de energia com aspectos intermitentes e não controláveis, uma série de novos desafios se impõe para os operadores da rede. A saber, o fluxo de potência distribuído pode perturbar tanto a coordenação dos dispositivos de proteção, como gerar variações bruscas em valores de tensão e frequência do sistema.

O Plano Decenal de Expansão de Energia, realizado por Ministério de Minas e Energia e Empresa de Pesquisa Energética (2019), indica a necessidade de complementação do suprimento de potência no sistema elétrico brasileiro a partir de 2024, especialmente para atendimento do horário de ponta. Para tal, ele relaciona o sistema de armazenamento de energia elétrica a bateria como um forte aliado. Diferente do modelo convencional, que possui uma

capacidade quase nula de armazenamento, a alocação de sistemas de baterias promove uma série de novas possibilidades, como, por exemplo, amortecer as variações bruscas de energia na rede, reduzir o pico de demanda, desacoplar os intervalos de geração e consumo em sistema distribuídos e reduzir o custo de energia, entre outros.

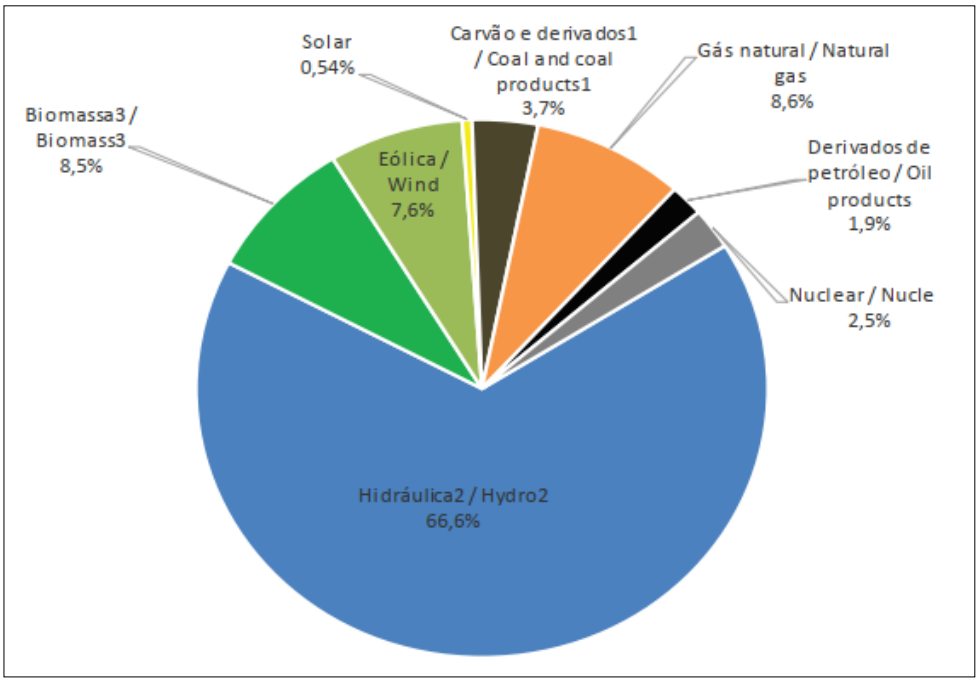
Atualmente, o mercado oferece diferentes tecnologias de sistemas de armazenamento a baterias. Entre elas, o sistema de baterias de fluxo redox de vanádio, conhecido na literatura como VRFB (do inglês *vanadium redox flow battery*), é um dos mais promissores para a aplicação em conjunto com a geração distribuída renovável. Desde sua primeira demonstração efetiva na década de 80 na *University of New South Wales* na Austrália, a tecnologia já incorporou muitos projetos sob especificações diversas. Entre as principais características que justificam a alta atratividade, destacam-se a combinação de eficiência energética, investimento financeiro reduzido e baixo custo por ciclo de vida (ASSUNÇÃO, 2015).

O projeto almeja utilizar um modelo eletroquímico para avaliar o custo de implantação para variadas especificações do sistema de baterias VRFB sob uma estratégia de gerenciamento energético, conhecida como arbitrariedade de energia, para determinar o potencial benefício econômico para uma unidade consumidora comercial com geração fotovoltaica distribuída. Dessa forma, a energia fotovoltaica é armazenada no período em que há cobrança de uma tarifa mais baixa por parte da concessionaria para ser consumida nos momentos de tarifas mais altas, reduzindo os custos atrelados à aquisição de energia elétrica da concessionária. Como base de estudo, ele objetiva empregar os dados de consumo de energia elétrica e potencial de geração fotovoltaica do *Shopping* Moxuara, localizado no município de Cariacica no estado do Espírito Santo.

2 JUSTIFICATIVA

O balanço entre geração e demanda ocupa um papel importante na estabilidade da rede. Para suprir a demanda, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) realiza um despacho gradual de diferentes fontes de geração elétrica. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (2016), o sistema de produção e transmissão de energia elétrica no Brasil é um complexo hidrotérmico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas. Na Figura 1 representa-se a oferta interna de energia elétrica brasileira por fonte.

Figura 1 – Distribuição da oferta de energia no setor elétrico brasileiro por fonte



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2019).

Historicamente, a lógica operativa do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) tem sido a utilização da geração hidrelétrica para manutenção do suprimento da carga de base ao longo da operação. Na medida em que a demanda aumenta, entretanto, o operador dispõe do acionamento de termelétrica para atender o consumo, influenciando em um aumento gradativo no custo da energia. Segundo Ramos e outros (2015), o ONS vem enfrentando dificuldades para atender à carga de ponta nas regiões Sul e Sudeste, as quais vêm sendo superadas pelo aumento do despacho termelétrico, que tem se intensificado desde 2014. Em consonância, dados do Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2019, lançado pela Empresa de Pesquisa Energética (2019b), mostra que as tarifas médias de energia elétrica do mercado regulado aumentaram

consideravelmente entre 2017 e 2018, cerca de 12,6%. Se considerado um histórico a partir de 2014, os dados indicam um crescimento de 71,3%.

O Brasil experimentou nos últimos anos um aumento significativo na capacidade instalada de geração fotovoltaica, que pode ser justificado tanto pelo crescimento das tarifas de energia, como pela regulamentação técnica e econômica incorporada no surgimento da Resolução Normativa (REN) nº 482, de abril de 2012, e do Convênio ICMS 16/2015 do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ). No entanto, a perspectiva para o futuro é ainda mais interessante. Conforme estudo apresentado pela *International Renewable Energy Agency* (2016), o custo total de um sistema fotovoltaico pode ser reduzido cerca de 60% até 2040 e, baseando-se nisto, estima que a energia solar será a mais barata entre as fontes de energia do mundo a partir de 2030, atraindo um maior número de investimentos. Em paralelo, a expansão da capacidade instalada de mini e micro geração distribuída no Brasil esperada para os próximos anos ressalta as distorções encontradas no modelo atualmente regulamentado de compensação de energia elétrica, o que pode favorecer revisões benéficas para os possuidores em breve (MARSHALL; TRIBUCI, 2019).

Sistemas de armazenamento de energia elétrica a baterias, conhecidos em inglês por *battery energy storage systems* (BESS), têm se estabelecido no cenário de crescimento da geração distribuída, na medida que otimizam o consumo de recursos energéticos, minimizam os impactos do despacho intermitente e não controlável na rede elétrica e auxiliam em serviços de qualidade de energia. Particularmente, o ganho em flexibilidade na operação do sistema pode viabilizar estratégias de redução do custo associado à geração, à distribuição e ao consumo de energia elétrica. Ao permitir o desacoplamento dos intervalos de geração e consumo, por exemplo, o consumidor final pode economizar gastos com energia elétrica, consumindo a energia armazenada em horários de pico de demanda.

A baterias VRFB são empregadas neste contexto, com tendências futuras promissoras (INTERNACIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2017). Entre as diversas tecnologias presentes no mercado, elas se destacam pela facilidade de escalabilidade. Fatores como capacidade de carga e potência nominal neste tipo de sistema são independentes entre si, ou seja, podem ser dimensionados separadamente para atender necessidades específicas. Além disto, a ação do eletrólito no interior das células tem efeito refrigerante, que reduz

significativamente os problemas relacionados ao gerenciamento de temperatura. Neste caso, mesmo sob condições críticas, a bateria VRFB é considerada segura (SOARES; ALCÂNTARA; LIMA, 2019).

Entre os aspectos positivos, vale destacar que o fluxo de energia entre os eletrólitos não produz degradação ao eletrólito de vanádio, ou seja, nenhuma alteração química ou perda de atividade. Consequentemente, as baterias VRFB possuem um eletrólito totalmente reutilizável e longo ciclo de vida, que pode exceder em dez vezes ao de baterias de chumbo-ácido e íons de lítio. Inclusive, a não degradação do vanádio tem levado ao mercado algumas discussões a respeito de arranjos de *leasing* para este material, que pode reduzir futuramente o custo capital da implantação desses sistemas (FAN et al., 2020).

Fortalecendo características de coesão com o mercado de energia limpa, o vanádio ainda pode ser extraído de fontes secundárias, de forma a reaproveitar resíduos que outrora seriam desperdiçados em aterros sanitários. A empresa de consultoria GSAe®, por exemplo, fornece tecnologia para recuperar o vanádio a partir de resíduos de refinaria, cinzas de estações de geração elétrica a óleo, plantas de dessalinização e resíduos de dióxido de titânico (GSAe®, 2020).

Dada a importância das tecnologias de geração de energia elétrica conhecidas pelo caráter limpo e renovável, atreladas aos benefícios que a integração com sistema de baterias pode trazer aos operadores e usuários do sistema elétrico, há poucos estudos na literatura brasileira destinados a este assunto. Entre os trabalhos disponíveis, pode-se citar o realizado em Ferreira (2019), que apresenta um estudo de estratégia e análise econômica de sistemas de *peak shaving.* A autora utiliza como base de estudo a curva de carga da Universidade Federal do Maranhão (UFMA), que apresenta alta ocorrência de ultrapassagem da demanda contratada durante o ano. Logo após, realiza uma comparação entre diferentes técnicas de corte do pico da curva de carga, incluindo a partir de geração fotovoltaica com baterias de chumbo-ácido. A análise financeira é realizada com os métodos de *payback* simples, *payback* descontado e valor presente líquido. Em outro estudo, Farias (2018) analisa, sob pontos de vista de diferentes classes de consumidores, o impacto do uso de baterias de Íons de Lítio integrados ao sistema fotovoltaico para geração de economia na fatura de energia elétrica. Para tal, o autor considera estratégias de reduções do pico de demanda e arbitrariedade de energia.

No que concerne a sistemas VRFB, no entanto, as produções geralmente limitam-se a abordagens qualitativas introdutórias ou ao desenvolvimento de modelos matemáticos, como apresentado por Silva (2016) e Assunção (2015), respectivamente. Sendo assim, é perceptível a escassez e necessidade de trabalhos de cunho aplicável sobre aspectos ligados ao dimensionamento e viabilidade econômica deste tipo de sistema para o panorama de geração distribuída e tarifário brasileiro. Em contrapartida, na literatura internacional é possível encontrar algumas amostras. Em Yerro (2020), por exemplo, é apresentado um estudo de dimensionamento e aplicação de baterias VRFB. Como objetos de estudo, foram utilizados dados de um consumidor real com geração fotovoltaica, localizado no parque natural de *Los Valles Occidentales*, na Espanha.

3 OBJETIVOS

3.1 Objetivo Geral

A proposta deste trabalho é avaliar um método de dimensionamento de sistemas de baterias VRFB para uma unidade consumidora comercial por meio da integração com um sistema fotovoltaico e da aplicação de uma estratégia de gerenciamento de energia.

3.2 Objetivos Específicos

- Delimitar uma abordagem de avaliação da eficiência do sistema de baterias para diferentes estratégias de carga e descarga;
- Definir uma orientação para cálculo do custo capital e operacional do sistema;
- Demonstrar um método de dimensionamento baseado no perfil de consumo e potencial de geração fotovoltaica do empreendimento;
- Indicar as vantagens e desvantagens da aplicação para o *shopping center*.

4 REFERENCIAL TEÓRICO

4.1 Sistema Tarifário Brasileiro

A tarifa de energia elétrica é definida como o valor monetário estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para que se efetue a prestação de serviço de venda e distribuição por unidade de energia pelas concessionárias dentro do sistema elétrico. O conjunto de tarifas aplicado sobre a unidade consumidora depende da atividade exercida por ela, da tensão de suprimento a qual está submetida e sua modalidade tarifária. Sendo assim, a classe da unidade é definida pela atividade exercida por ela, ou pela finalidade da energia consumida. A unidade consumidora pode pertencer à classe residencial, comercial, industrial ou rural, entre outras disponíveis, ou ainda ser de classe restrita para consumo da própria concessionária. Paralelamente, as unidades são enquadradas dentro de dois grupos principais. No grupo A, encontram-se os consumidores com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidos por sistema subterrâneo em tensão secundária. E o grupo B engloba os demais com fornecimento inferior a 2,3 kV (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

As unidades do grupo A possuem forma de tarifação necessariamente binômia, onde tanto as parcelas de consumo quanto as de demanda de energia são faturadas. Dentro deste contexto, o grupo A também é classificado em subgrupos que variam de acordo com suas tensões de fornecimento. O subgrupo de tensão A1 abriga as unidades com atendimento em tensão igual ou superior a 230 kV; o subgrupo A2, aquelas com atendimento entre 88 kV e 138 kV; o subgrupo A3, em 69 kV, e o A3a, entre 30 kV e 44 kV; o subgrupo A4, entre 2,3 kV e 25 kV; o subgrupo AS, por fim, aquelas com atendimento de forma subterrânea por tensão inferior a 2,3 kV (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

A modalidade tarifária binômia ainda assume diferenciação de tarifas de acordo com os postos horários ao longo do dia, identificados no sistema elétrico brasileiro pelos períodos de ponta e fora ponta. No Quadro 1 apresentam-se os dois tipos principais de modalidades tarifárias horárias permitidas por norma para atendimento das unidades do grupo A e suas respectivas tarifas em vigência atualmente. Algumas modalidades são de caráter compulsório, outras deliberativo, conforme os subgrupos de tensão de suprimento na rede da concessionária. Os

valores de tarifas apresentados foram consultados no site da concessionária EDP Espírito Santo, responsável por parcela da distribuição de energia elétrica no Espírito Santo.

Quadro 1 – TUSD e TE praticadas pela EDP Espírito Santo

Modalidade Tarifária Horária Azul				
Subgrupo	**Posto**	**Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)**		**Tarifa de Energia (TE)**
		(R$/kW)	**(R$/kWh)**	**(R$/kWh)**
A2	Ponta	18,35	0,06182	0,40695
	Fora Ponta	9,48	0,06182	0,24983
A3	Ponta	33,92	0,06837	0,40695
	Fora Ponta	12,63	0,06837	0,24983
A3a	Ponta	40,61	0,09068	0,40695
	Fora Ponta	26,95	0,09068	0,24983
A4	Ponta	40,61	0,09068	0,40695
	Fora Ponta	26,95	0,09068	0,24983
Modalidade Tarifária Horária Verde				
A3a	Ponta	26,95	1,07722	0,40695
	Fora Ponta		0,09068	0, 24983
A4	Ponta	26,95	1,07722	0,40695
	Fora Ponta		0,09068	0, 24983

Fonte: EDP Espírito Santo (2020).

A modalidade tarifária horária azul é destinada exclusivamente para unidades com tensão de suprimento igual ou superior a 69 kV. Porém, se a unidade é atendida por tensão inferior a 69 kV e possui como demanda contratada um valor superior a 300 kW, ela pode decidir entre a modalidade azul ou verde. Caso ambos os valores de tensão e de demanda contratada sejam inferiores a 69 kW e 300 kW, respectivamente, o consumidor pode escolher entre as modalidades azul, verde ou convencional.

O ciclo de faturamento dos valores de consumo e demanda ocorre dentro de um intervalo aproximado de 30 dias, conforme consta em Agência Nacional de Energia Elétrica (2010). A fatura da energia elétrica gerada pela concessionária apresenta um conjunto de medições, que no caso do consumidor de grupo A, incluem os valores de energia ativa, energia reativa e demanda de energia elétrica para cada posto horário. Ademais, ainda é aplicada a cobrança de tributos, eventuais juros decorrentes de atrasos de pagamento de faturas anteriores, adicional de bandeira tarifária e outros. Adiante, é especificado cada parcela de medição que incide na fatura das unidades do grupo A e a forma de aferição adotada dentro dos ciclos de faturamento.

A medição de energia ativa (em kWh) é realizada por meio da relação entre a quantidade de potência ativa requerida pelo sistema dentro de um intervalo de tempo. No caso de um aparelho em particular, é resultado da multiplicação entre a potência ativa do aparelho (em kW) pela duração de funcionamento em horas (h). Quando se trata de uma unidade consumidora, o consumo é obtido pelo somatório dos consumos individuais de cada equipamento instalado na unidade ao longo do ciclo de faturamento.

A energia reativa (em kvarh), por sua vez, é calculada através da relação entre a parcela reativa (em kvar) da potência da instalação dentro de um intervalo de tempo em horas (h). A energia reativa é aquela que circula entre os diversos campos elétricos e magnéticos de um sistema de corrente alternada, sem produzir trabalho. Consequentemente, a legislação prevê que deve ser cobrado um adicional pela energia excedente da unidade que apresentar fator de potência inferior a 0,92.

A demanda de energia elétrica (em kW) é considerada como a média das potências elétricas ativas ou reativas solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, dentro de um intervalo de tempo determinado. A concessionária utiliza intervalos de 15 minutos como base de aferição, e dessa forma, determina a demanda medida (em kW) como sendo a maior demanda média entre todos os intervalos dentro do período de faturamento.

A unidade consumidora contrata junto à concessionária um valor de demanda que deve ser fornecido de maneira obrigatória e contínua, tanto no horário de ponta quando de fora ponta, chamado de demanda contratada (em kW). Os valores contratados são cobrados integralmente na fatura de energia, mesmo se a unidade tiver registrado demandas inferiores. No caso de ultrapassar o consumo contratado, a unidade sofre a cobrança do adicional de maneira diferenciada quando esta for superior a 5% dos valores contratados.

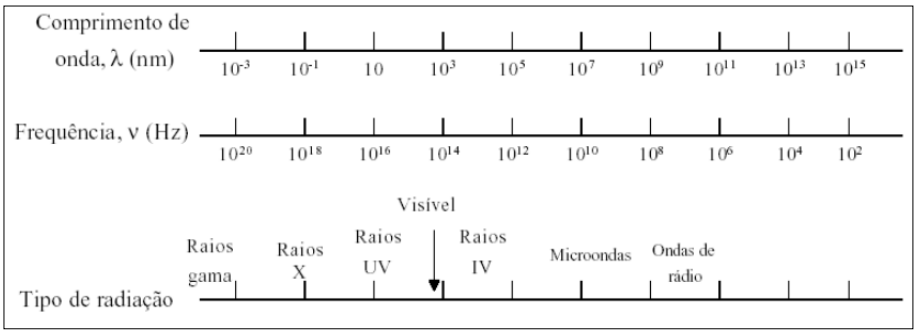
4.2 Sistemas Fotovoltaicos

4.2.1 Energia e Movimento Solar

A principal fonte de energia responsável pela manutenção de vida na Terra é o sol. Ele consegue fornecer energia de forma inesgotável através de radiação eletromagnética que se origina em seu núcleo como produto de reações termonucleares.

A radiação eletromagnética é transmitida em uma ampla faixa de comprimento de onda, que no geral varia entre 10^{-10} e 10^{4} nm, como pode ser visto na Figura 2. A faixa delimitada entre 0,1 e 100 μm é denominada intermediária e corresponde à radiação térmica que pode ser detectada através de luz ou calor. Nela se encontra a radiação solar, conhecida como banda solar, situada na faixa de comprimento de onda entre 0,1 e 3 μm (SOLSIST, 2016).

Figura 2 – Espectro de radiação eletromagnética



Fonte: Solsist (2016).

O sol pode ser entendido como uma fonte de energia totalmente difusa, ou seja, a radiação por ele emitida é distribuída uniformemente em todas as direções. O termo radiação solar é utilizado para referenciar duas grandezas quantitativas diferentes, que são: potência da radiação solar incidente por unidade de área em uma superfície, representada na unidade de $\mathrm{W/m^2}$, conhecida como irradiância solar; e a energia da radiação solar incidente por unidade de área em uma superfície, que possui caráter acumulativo e comumente é expressa na unidade $\mathrm{kWh/m^2}$, conhecida como irradiação solar.

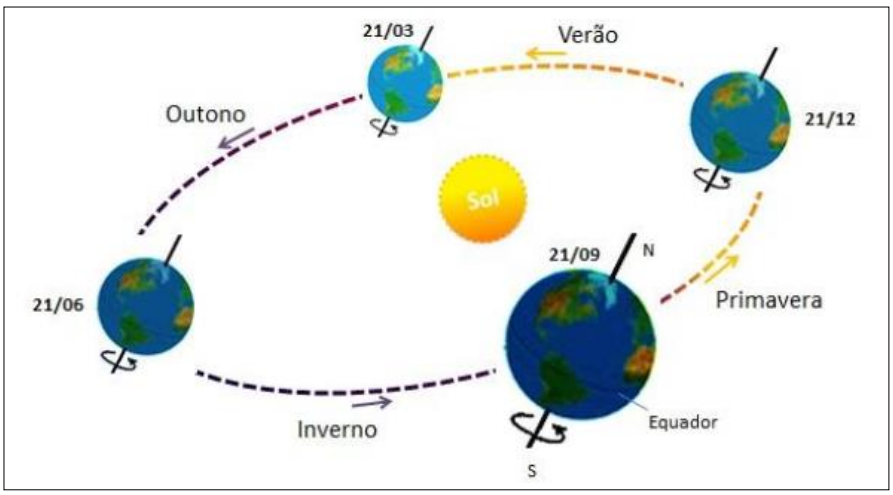
A irradiância solar que atinge a terra em uma superfície perpendicular aos raios solares em uma distância média entre a terra e o sol assume diferentes valores ao decorrer do ano, que podem variar entre $1322\ \mathrm{W/m^2}$ e $1412\ \mathrm{W/m^2}$, como consequência da trajetória elíptica da terra ao

redor do sol. O valor médio considerado para a constante solar, dessa forma, é de $1367\ \mathrm{W/m^2}$. Ao cruzar a atmosfera terrestre, entretanto, os raios solares sofrem difusão, difração, reflexão, partes deles incidem diretamente e outros são absorvidos. Como resultado deste efeito, apenas uma parcela da irradiância total atinge de fato a superfície terrestre, que em boas condições climáticas ao meio-dia chega ao valor de $1000\ \mathrm{W/m^2}$, independente da região, segundo Pinho e Galdino (2014).

A terra executa duas mobilidades básicas em sua trajetória ao redor do sol, conhecidas como rotação e translação. A rotação é caracterizada pelo deslocamento que a terra executa em torno de seu próprio eixo e dura cerca de um dia. A translação, por sua vez, é o movimento que a terra executa ao redor do sol, tem duração de um ano, aproximadamente.

O movimento de translação ao redor do sol segue uma trajetória elíptica com pequena excentricidade. O ângulo formado entre o plano do Equador terrestre e o plano da trajetória elíptica é conhecido como declinação angular, que em conjunto com o movimento translação é responsável pela formação das estações do ano. Levando em consideração o hemisfério sul, no qual nosso local de projeto está situado, na Figura 3 é ilustrado o movimento da terra ao redor do sol com indicações das estações do ano.

Figura 3 – Movimento da terra ao redor do sol ao longo das estações do ano

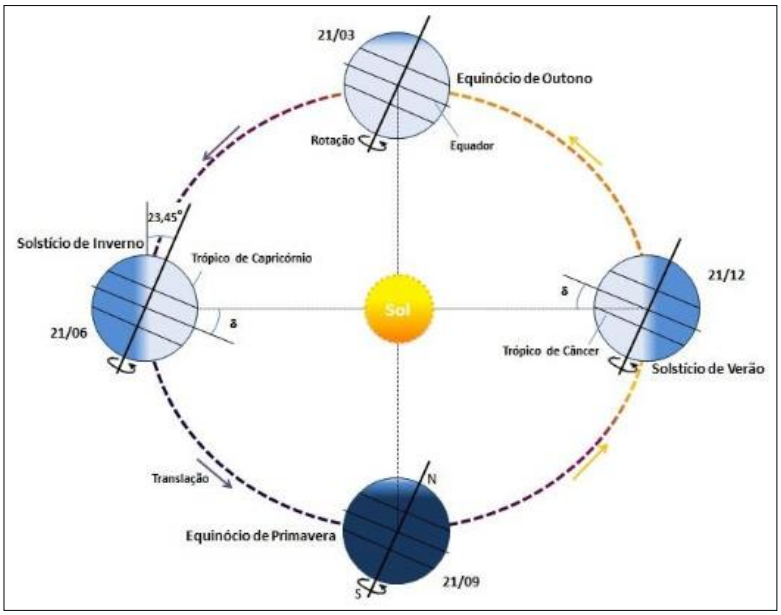


Fonte: Pinho e Galdino (2014).

O ângulo de declinação solar assume valores ao longo do ano que variam entre –23,45° a 23,45°, conforme mostrado na Figura 4, levando em consideração a posição angular do sol ao meio dia solar na referência do equador, sendo positivo ao norte e negativo ao sul. Juntamente

com a latitude do local, a declinação determina a trajetória do sol no céu para um determinado dia.

Figura 4 – Movimento da terra ao redor do sol e declinação solar



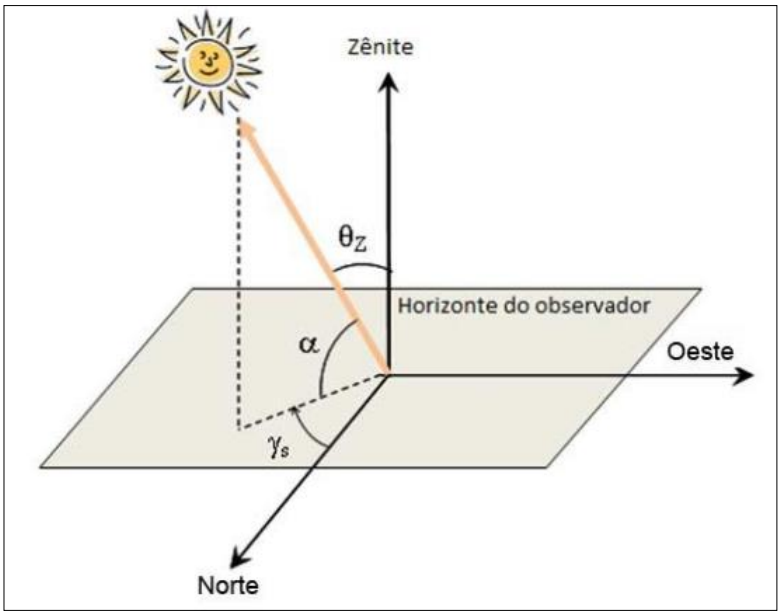
Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Outro fator importante na análise do movimento solar é a relação geométrica dos raios solares que incidem na superfície terrestre, descrita por meio dos ângulos representados nas Figuras 5 e 6.

- Ângulo zenital (θz): ângulo formado entre os raios solares e a reta normal à superfície terrestre no ponto do observador;
- Elevação solar (α): ângulo formado entre os raios solares e o plano horizonte do observador. Este ângulo é complementar ao ângulo zenital, ou seja, a soma equivale a noventa graus.
- Ângulo azimutal do sol (γs): ângulo formado entre a projeção dos raios solares no plano horizonte do observador e a direção norte-sul, onde o deslocamento angular é tomado a partir do norte verdadeiro. O ângulo tem variação entre -180° e 180° e, por convenção, o deslocamento é positivo no sentido horário e negativo no anti-horário.
- Ângulo azimutal da superfície (γ): ângulo formado entre a projeção da normal da superfície de captação no plano horizonte do observador e a direção norte-sul, obedecendo a mesma convenção do azimutal do sol.

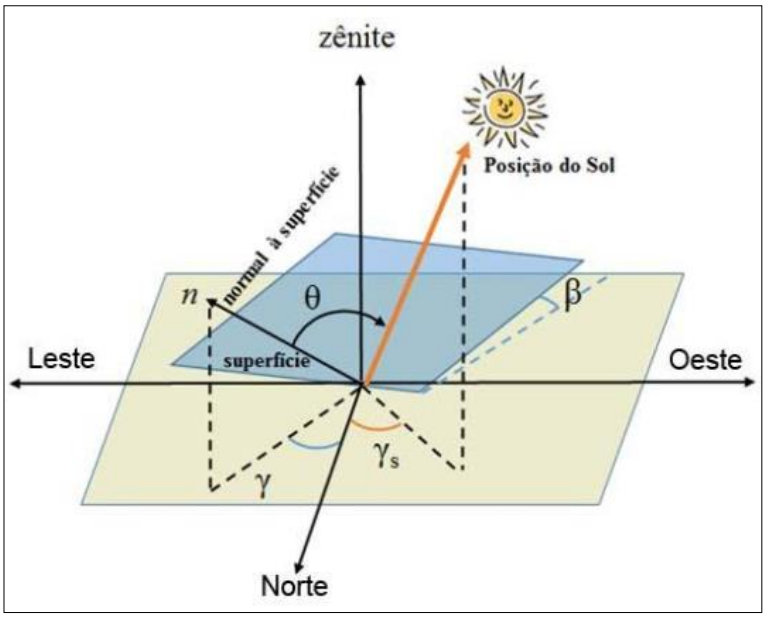
- Ângulo de incidência (θ): ângulo formado entre a normal da superfície de captação e os raios solares.
- Inclinação da superfície de captação (β): ângulo formado entre a superfície de captação e o plano horizonte do observador.

Figura 5 – Ângulos de incidência solar no plano do observador



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Figura 6 – Ângulos de incidência da radiação no plano de captação



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

4.2.2 Células Solares

A forma atualmente conhecida das células solares modernas foi inventada na década de 50 no *Bell Labs*®, laboratório que se situava em *New Jersey*, EUA, onde, baseado nos estudos de um colega de laboratório chamado Calvin Fuller, o químico Gerald Pearson conseguiu desenvolver o que foi tido como a primeira célula solar da história. Ao seguir orientações de Fuller, mergulhou a barra dopada de silício num banho quente de lítio criando uma zona de elétrons livres. Quando exposta à luz, Pearson percebeu que a amostra produzia uma corrente elétrica (VALLÊRA; BRITO, 2006).

As tecnologias de células solares são geralmente classificadas em três gerações, que dependem basicamente do tipo de material usado em sua produção e seu nível de maturidade comercial. A primeira geração é composta por duas linhas produtivas, a de silício monocristalino (m-Si) e a de sílicio policristalino (p-Si). As duas se diferem quanto a granularidade da estrutura atômica do silício cristalino que é usado na fabricação, resultando em diferentes níveis de eficiência. Segundo a *International Renewable Energy Agency* (2016), ainda hoje, estas tecnologias dominam mais de 90% das novas instalações.

A segunda geração é composta pelos comercialmente conhecidos filmes finos e pode ser dividida em três linhas produtivas, a de silício amorfo (a-Si), a de disseleneto de cobre e índio (CIS) ou cobre, índio e gálio (CIGS) e a de telureto de cádmio (CdTe). Apesar de apresentar uma eficiência elevada, possui uma participação pequena no mercado se comparada com a primeira geração. Isto ocorre por conta de alguns fatores, entre eles destacam-se a disponibilidade dos materiais, a vida útil e a alta toxidade de alguns componentes, que é o caso do cádmio, dificultando a comercialização.

Por fim, tem a terceira geração, que é composta por tecnologias ainda em fase de pesquisa e desenvolvimento, que ainda não foram difundidas comercialmente. Neste grupo incluem-se as células fotovoltaicas para concentração (CPV) e as células orgânicas (OPV). Na Tabela 1 é apresentada a eficiência aproximada para cada tipo de tecnologia.

Tabela 1 – Comparativo de tecnologias de células solares

Tecnologia	Eficiência
m-Si	25,0% ± 0,5
p-Si	20,4% ± 0,5
a-Si	10,1% ± 0,3
CIS e CIGS	19,6% ± 0,6
CdTe	18,3% ± 0,5

Fonte: Pinho e Galdino (2014).
Nota: Dados levantados a partir de testes laboratoriais.

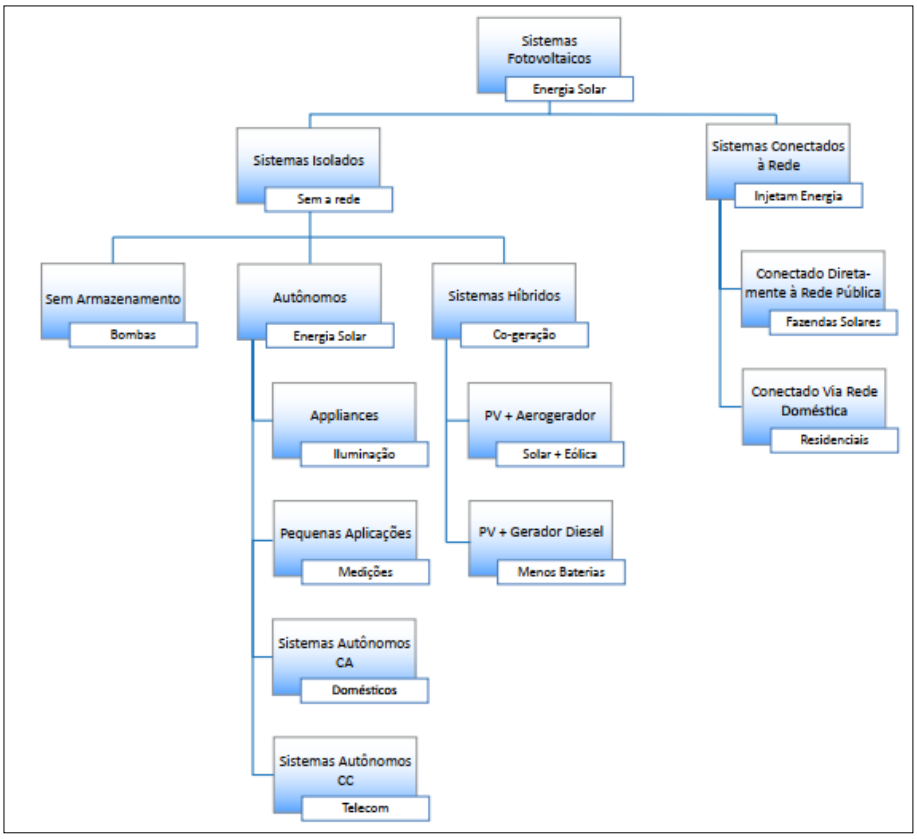
4.2.3 Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

Basicamente, os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em duas categorias: isolados ou conectados à rede. A utilização de cada uma depende de diversos fatores e pode assumir diferentes níveis de complexidade. Na Figura 7 são apresentadas as aplicações mais conhecidas.

Sistemas fotovoltaicos isolados são aqueles que não possuem conexão com a rede da concessionária. O sistema pode ser unicamente dependente da geração fotovoltaica ou da sua integração com outras fontes de energia, sendo o primeiro chamado de autônomo e o segundo, de híbrido. No geral, este tipo de sistema trabalha em conjunto com um acumulador de energia, que a armazena quando disponível para consumo em horários em que o recurso for inexistente. O tipo de acumulador mais utilizado é a bateria, quando se deseja o consumo posterior de energia em eletricidade. A bateria também serve como uma referência de tensão em corrente contínua para os inversores que formam a rede elétrica do sistema isolado.

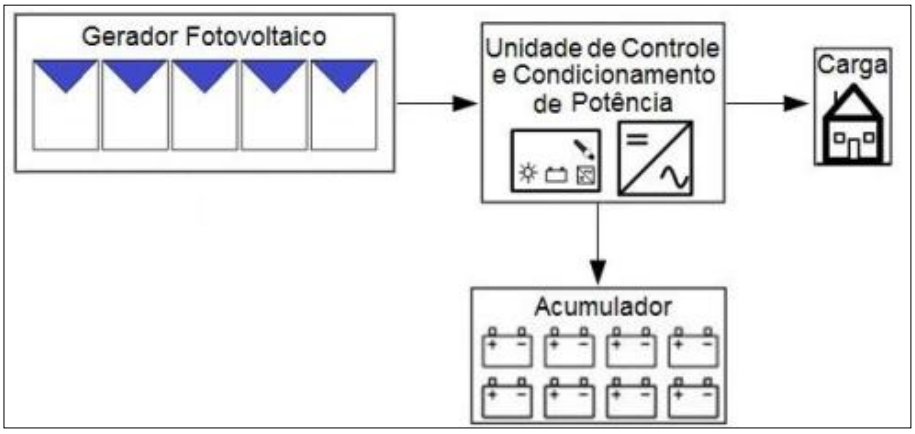
Como exemplo de um sistema isolado puramente fotovoltaico, pode-se citar os operados em áreas remotas onde o acesso à rede elétrica é restrito ou nulo. Nestes casos ele é disposto para atendimento individual ou coletivo em forma de minirede e utiliza baterias para armazenamento de energia em horários de exposição solar, para posterior consumo nos períodos noturnos. Na Figura 8 é ilustrada a topologia básica deste tipo de sistema (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 7 – Tipos de sistemas fotovoltaicos



Fonte: *Blue*Sol (2018).

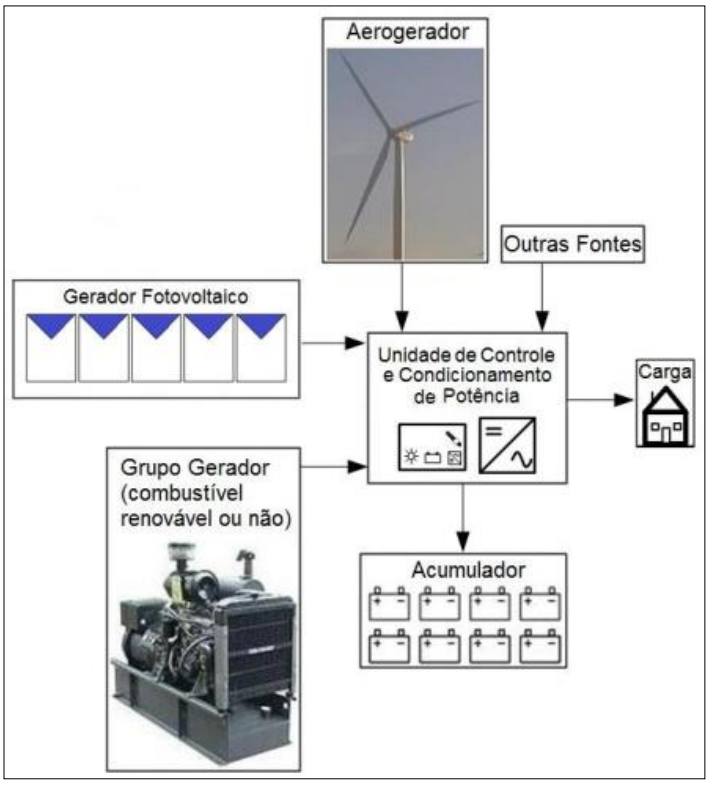
Figura 8 – Topologia básica de sistema fotovoltaico isolado com baterias



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Os sistemas híbridos podem ser encontrados em combinações diversas, como: gerador solar em conjunto ao eólico ou, gerador solar somado a um gerador a diesel. Eles são considerados mais complexos pois necessitam de alguma unidade de controle para prover a operação ótima entre as diferentes fontes. Na Figura 9 ilustra-se um exemplo de sistema isolado híbrido.

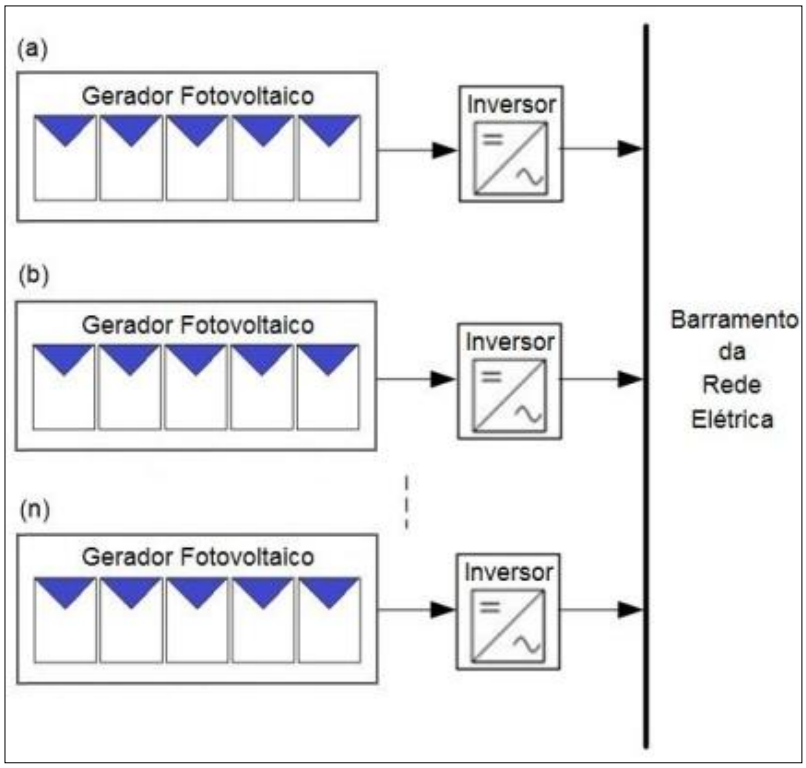
Figura 9 – Topologia básica de um sistema fotovoltaico híbrido



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Os sistemas conectados à rede são aqueles em que o gerador fotovoltaico é interligado diretamente à rede da concessionária através da unidade consumidora, conforme apresentado na Figura 10. Toda a energia que não for consumida pode ser injetada no sistema de distribuição. Dessa forma, é irrevogável a utilização de inversores de frequência que atendam critérios para não degradar a qualidade e a segurança do sistema elétrico ao qual está interligado. Este tipo de aplicação consta na regulamentação da ANEEL pela REN nº 482/2012, que estabelece condições preliminares de acesso de micro e mini geração distribuída no sistema de distribuição de energia elétrica (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 10 – Topologia básica de sistema fotovoltaico conectado à rede



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

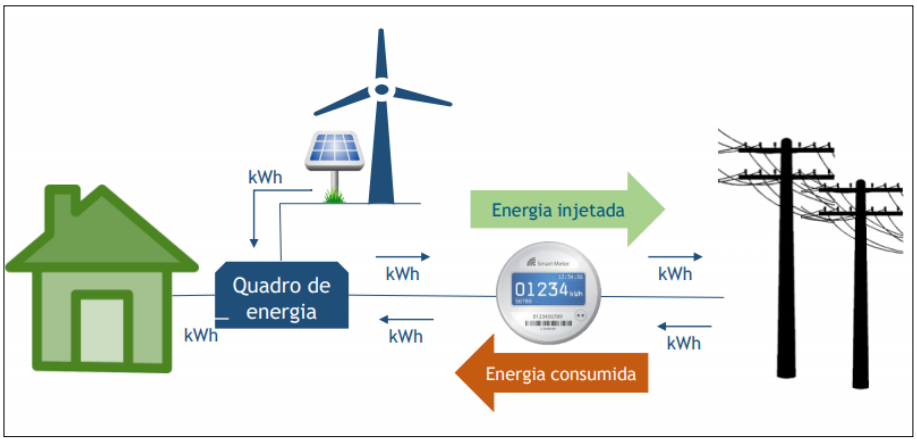
Por último, há um tipo de instalação que agrega características de multiplicidade de fonte do sistema híbrido e a conectividade com a rede de distribuição do sistema conectado à rede. Este tipo de sistema é conhecido como *All in One* e conta com um complexo de armazenamento de energia a baterias que acumula o excedente da geração para ser utilizado no momento que for conveniente para o usuário, trazendo confiabilidade e flexibilidade para o sistema (SCHMIDT, 2019).

4.2.4 Sistema de Compensação de Energia e Isenções Fiscais

O avanço da geração distribuída no Brasil só foi possível após algumas políticas de fomentos que estabeleceram mudanças na legislação e uma regulamentação específica para o acesso de centrais de geração distribuída ao sistema de distribuição. A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, possibilitou às distribuidoras de energia o atendimento da totalidade de seus mercados consumidores através da contratação de energia proveniente também de unidades de geração distribuída, conforme descrito no Art 2º (BRASIL, 2004a).

O modelo de contratação de geração distribuída foi estabelecido no mesmo ano, por meio do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 (BRASIL, 2004b), o qual estabelecia que a contratação de energia provenientes de geração distribuídas deveria ser precedida de chamada pública e o montante contratado não podia exceder a dez por cento da carga do agente de distribuição. Até então a legislação não previa a contratação de energia de unidades consumidoras com painéis fotovoltaicos instalados e restringia a contratação somente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários e autorizados. Este cenário mudou em 17 de abril de 2012, quando entrou em vigor a REN nº 482/2012 da ANEEL que estabeleceu as condições gerais para micro e mini geração de energia distribuída. Esta resolução propiciou um grande passo para ampliação da utilização de energia solar em unidades consumidoras, pois estabeleceu um sistema de compensação de energia no qual o excedente de energia gerada pela unidade pode ser abatido no consumo da mesma ou de outra do mesmo titular (NASCIMENTO, 2017). Na Figura 11 é mostrado meramente o sistema de compensação de energia.

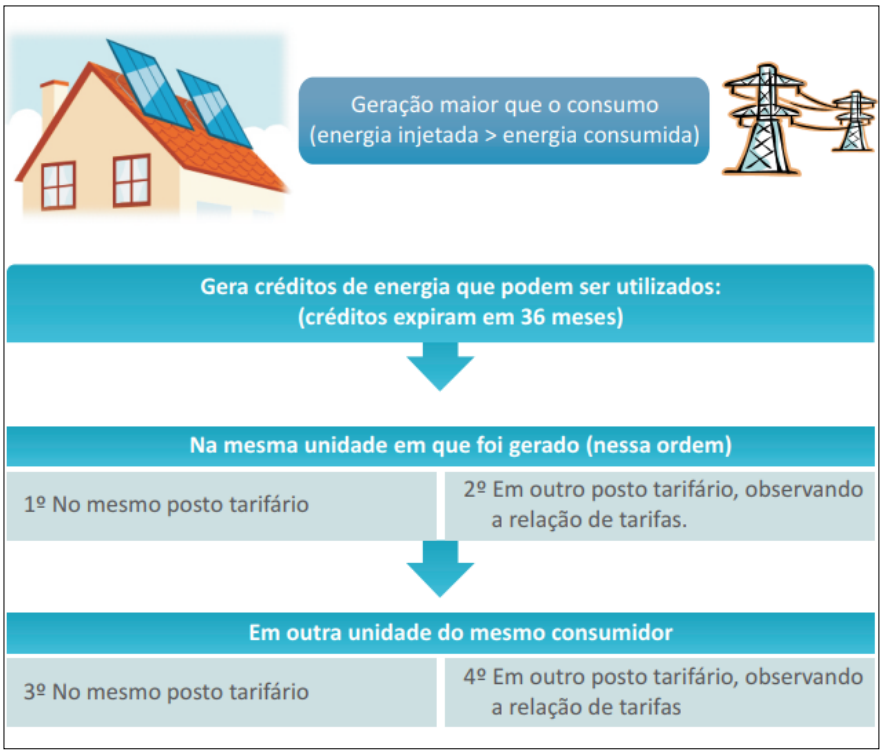
Figura 11 – Esquema ilustrativo do sistema de compensação de energia



Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2019).

Nos casos em que existam os postos tarifários, ponta e fora ponta, quando a energia injetada na rede em um determinado posto horário exceda a energia consumida, essa diferença deverá ser utilizada para compensação em outros postos dentro do mesmo ciclo de faturamento, após a aplicação de um fator de ajuste. O fator de ajuste é calculado por meio da divisão de uma componente da tarifa de energia de ponta pela fora de ponta, caso o excedente seja gerado no posto tarifário de ponta, ou o contrário quando o excedente se origina no posto fora de ponta (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014). Em resumo, a ordem de compensação dos créditos é ilustrada na Figura 12.

Figura 12 – Ordem de compensação dos créditos de energia



Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2014).

A partir da publicação da REN nº 482/2012, surgiu uma série de questionamentos de natureza jurídica a respeito da transação de energia decorrente do sistema de compensação. Em especial na relação mercantil de compra e venda entre a distribuidora e o consumidor, nome dado às unidades produtoras e consumidoras de energia. Assumindo a relevância da questão, o CONFAZ editou um convênio entre os anos de 2012 e 2015, convênio ICMS 16/2015, no qual autoriza os estados a isentarem a cobrança de ICMS sobre a energia injetada na rede pelo consumidor através da geração distribuída. Atualmente, todos os estados fazem parte do convênio junto ao CONFAZ, sendo Amazonas, Paraná e Santa Catarina os últimos a aderirem. Conforme celebrado, entretanto, a isenção não se aplica ao custo de disponibilidade, à energia reativa, à demanda de potência, aos encargos de conexão ou uso do sistema de distribuição, e a quaisquer outros valores cobrados pela distribuidora (MARSHALL; TRIBUCI, 2019).

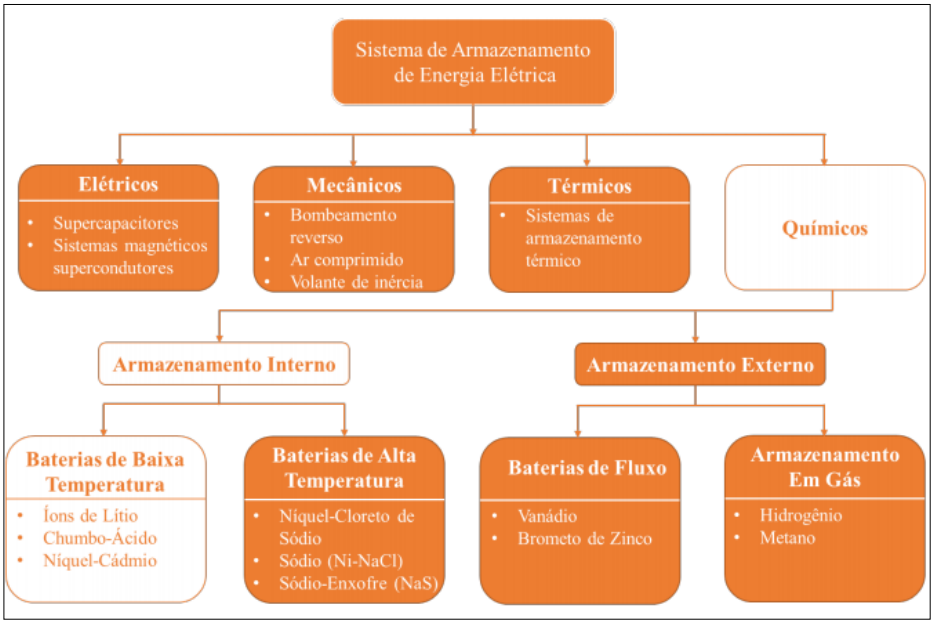
Ainda no ano de 2015, o governo federal publicou no dia 07 de outubro a Lei 13.169 de 2015, que desonera a incidência de impostos de natureza social sobre a geração distribuída. Conforme dito no Art. 8:

> [...] ficam reduzidas a zero as alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep e COFINS incidentes sobre a energia elétrica ativa fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica ativa injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora com os créditos de energia ativa originados na própria unidade consumidora no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra unidade consumidora do mesmo titular, nos termos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica para micro e mini geração distribuída, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (BRASIL, 2015).

4.3 Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica

Um sistema de armazenamento de energia elétrica, conhecido na literatura como EES (do inglês *electrical energy storage*), é capaz de converter a energia elétrica em outra forma de energia, que pode ser armazenada e convertida de volta quando necessário. Na Figura 13 são ilustradas diferentes formas de armazenamento de energia elétrica.

Figura 13 – Tecnologias de armazenamento de energia elétrica



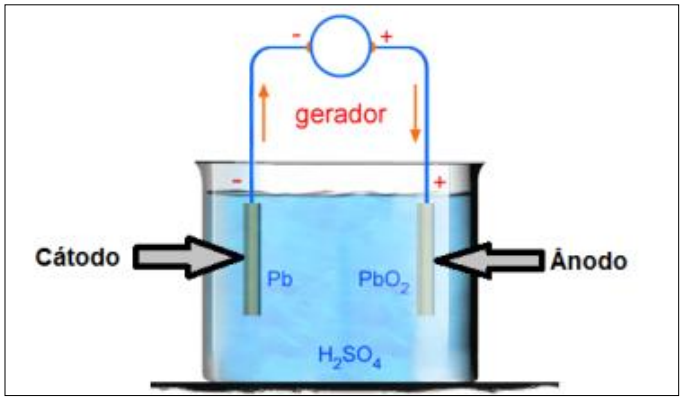
Fonte: Ferreira (2019).

As tecnologias também são categorizadas de acordo com as suas aplicabilidades. Por exemplo, algumas são mais apropriadas quando se pretende alta potência e baixa capacidade energética. Outras, quando se desejada o oposto, ou seja, baixa potência e alta capacidade. Entre as diversas aplicações, os sistemas baseados em armazenamento químico, amplamente conhecido como

baterias, tem se destacado devido a fatores como resposta rápida, modularização, flexibilidade de instalação e ciclos curtos de produção, entre outros (FAN et al., 2020).

Uma bateria é caracterizada pela composição de células eletroquímicas conectadas em série ou paralelo capazes de armazenar energia química e converter para elétrica através de processos eletroquímicos conhecidos como oxidação e redução. Dependendo dos tipos de células que a compõe, uma bateria pode ser classificada como recarregável e não recarregável. Basicamente, as células são definidas como primárias e secundárias. Uma forma básica de representar uma bateria se encontra na Figura 14, na qual define que uma bateria nada mais é que um vaso que contém a interligação de dois eletrodos através de um eletrólito.

Figura 14 – Esquema básico de uma bateria



Fonte: Tavares (2015).

Células primárias constituem as baterias que podem ser utilizadas apenas uma vez, chegam ao final de sua vida útil quando descarregadas por completo. Geralmente, são utilizadas em aplicações que exigem baixa potência de alimentação, como relógio, calculadora e diversos outros dispositivos portáteis usados no dia a dia. Por outro lado, as células secundárias compõem as baterias que podem ser recarregáveis, que possui uma composição química que permite reações reversíveis com o auxílio de uma fonte de tensão ou corrente, podendo ser restaurada às condições iniciais para iniciar um novo ciclo de operação (PINHO; GALDINO, 2004).

Para diferenciar as baterias entre os diversos tipos de tecnologias encontradas no mercado, alguns parâmetros são definidos para caracterizá-las:

- Tensão de circuito aberto: tensão nos terminais de uma bateria para um determinado estado de carga, SOC (do inglês *state of charge*), a uma determinada temperatura, quando não há corrente entre seus terminais.
- Tensão de corte: valor de tensão para a qual é determinado o final de processo de descarga. Caso não seja interrompido o processo, a bateria pode sofrer danos irreversíveis.
- Tensão de final de carga: tensão da bateria que indica que a carga nominal está plenamente atingida.
- Densidade de energia: quantidade de energia armazenada para unidade de volume ou massa, $\frac{Wh}{d^3}$ ou $\frac{Wh}{kg}$, respectivamente.
- Capacidade: quantidade de energia que uma bateria consegue armazenar quando se encontra em carga plena, especificada em Ah ou Wh.
- Ciclo: dado como uma sequência completa de descarga e carga, a bateria realiza um ciclo quando é descarregada até um certo nível de carga e é novamente carregada até o estado de plena carga.
- Eficiência global: pode ser definida como a relação da energia retirada da bateria no processo de descarga pela energia total do estado inicial de carga, conforme descreve a equação (1). Desta forma, são levadas em consideração as perdas inerentes ao processo de conversação de energia química-elétrica e vice-versa.

$$Eficiência = \frac{Energia\ descarregada}{Energia\ de\ carga\ inicial} * 100 \qquad (1)$$

- Estado de carga: conhecido em inglês pela sigla SOC, determina a capacidade remanescente de energia da bateria em um dado momento, expressa em porcentagem da capacidade nominal.
- Profundidade de descarga: conhecido em inglês pela sigla DOD (do inglês *depth of discharge*), indica em termos percentuais quanto da capacidade nominal da bateria foi retirado a partir do estado de plena carga.
- Vida útil**:** geralmente é expressa em períodos ou número de ciclos que uma bateria é capaz de exercer. No caso de sistemas fotovoltaicos, a vida útil possui uma forte ligação

entre quantidade de ciclos e número de dias de serviço, pois na maioria dos sistemas ocorre pelo menos um ciclo de carga e descarga diário.

4.4 Baterias de Fluxo Redox de Vanádio (VRFB)

As baterias de fluxo são conhecidas por possuir dois eletrólitos separados em tanques externos que são bombeados através de células reatoras, nas quais a energia química é convertida em energia elétrica e por isso são chamadas de baterias de armazenamento externo. O transporte iônico entre os fluidos é realizado dentro das células através de uma membrana de alta condutividade. Esta reação ocorre através de células secundárias que permitem que a bateria seja carregada e descarregada. Diferente das baterias tradicionais, a energia neste tipo de bateria é armazenada nas soluções eletrolíticas (CHEN et al., 2009).

As baterias de fluxo VRFB consistem em um conjunto de células secundárias eletroquímicas, onde cada uma é formada por dois compartimentos, duas meias células. Em cada meia célula ocorre uma reação diferente. Durante o processo de descarga, os elétrons são originados na meia célula negativa e utilizados na meia célula positiva, processo do qual se deriva a corrente elétrica. No processo de descarga, no interior da meia célula negativa, ocorre a conversão dos íons de vanádio (II) para os íons de vanádio (III), no qual o processo de oxidação deixa elétron disponível para condução. Na meia célula positiva, pelo contrário, ocorre a redução do vanádio (V) para o vanádio (IV), consumindo o elétron originado na meia célula negativa. As reações eletroquímicas são demonstradas pelas equações (2) e (3). A reação global é apresentada na equação (4). O processo que ocorre na operação de carga é representado pelo sentido oposto das equações, da direita para a esquerda (MOORE et al., 2012).

$$V^{2+} \leftrightarrow V^{3+} + e^{-} \qquad E_0 = -0{,}255\ \text{V} \qquad (2)$$

$$VO_2^{+} + e^{-} + 2H^{+} \leftrightarrow VO^{2+} + H_2O \qquad E_0 = 1{,}000\ \text{V} \qquad (3)$$

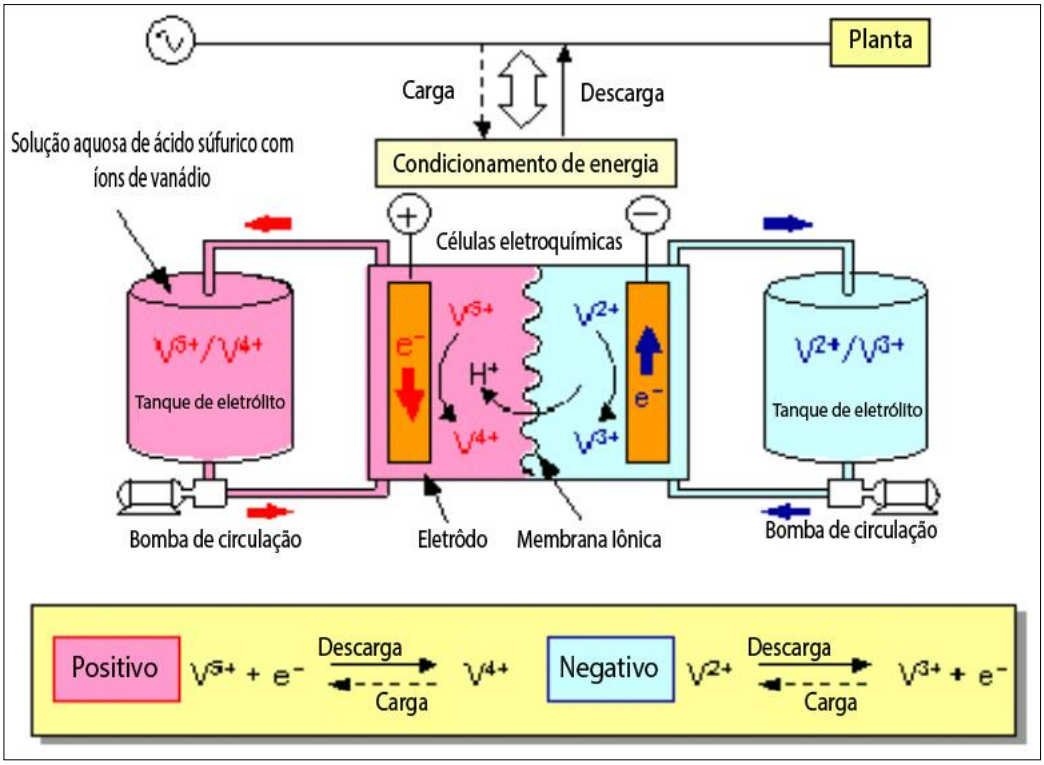
$$VO_2^{+} + V^{2+} + 2H^{+} \leftrightarrow VO^{2+} + H_2O + V^{3+} \qquad E_0 = 1{,}255\ \text{V} \qquad (4)$$

Na Figura 15 é possível verificar as reações químicas envolvidas no funcionamento da bateria. A corrente elétrica flui entre as células através da carga ou fonte, no processo de descarga ou carga, respectivamente. Ademais, como pode ser observado, cátions de hidrogênio são consumidos na meia célula positiva ao longo do processo, o que pode afetar o pH do eletrólito

no decorrer da operação. Dessa forma, a membrana condutora instalada entre a meia célula positiva e a negativa viabiliza o trânsito de H^+entre os eletrólitos, mantendo assim o equilíbrio químico do sistema.

Os eletrólitos são armazenados em tanques externos e são bombeados para o interior da célula por intermédio de bombas. A capacidade de carga de uma bateria VRFB é definida basicamente pela concentração de espécies de vanádio em cada eletrólito e pelo volume desses reservatórios. A potência do sistema, por outro lado, é determinada pela taxa de reação do vanádio em cada eletrodo. Como os íons de vanádio devem ser absorvidos pelos eletrodos antes de alterarem seus estados da valência, quanto maior a área de contato dos eletrodos maior será a taxa de reação, e assim também a potência. Por meio de uma análise mecânica, o fluxo de eletrólito entre os tanques e as pilhas eletroquímicas formam dois circuitos independentes, um positivo e outro negativo, que incluem componentes como tanques, tubulação, válvulas e bombas. De um ponto de vista elétrico, um terceiro circuito é necessário para condicionar o fluxo de energia elétrica para carregamento da bateria ou alimentação da carga, que incluem componentes como cabos, conectores e inversor de frequência (MOORE et al., 2012).

Figura 15 – Esquema construtivo e funcional de um sistema VRFB



Fonte: *Electric Power Research Institute* (2007).
Nota: Adaptado pelo autor.

4.4.1 Eletrólito

O sistema VRFB é constituído por dois eletrólitos compostos por íons de vanádio dissolvidos em solução aquosa de ácido sulfúrico. O nível de acidez da solução se assemelha aos da bateria de chumbo ácido e serve para dois propósitos principais: aumentar a condução iônica do eletrólito e prover prótons de hidrogênio.

Os eletrólitos são obtidos comumente a partir da dissolução de pentóxido de vanádio (V_2O_5) em ácido sulfúrico aquoso (H_2SO_4), sendo reduzido a íons VO_2^+ e V^{3+}na solução. A seleção pelo ácido sulfúrico como solvente decorre da alta solubilidade apresentada pelas quatro espécies de vanádio na forma de sulfato. Além disto, eletrólito a base de ácido sulfúrico tem uma vantagem importante sobre aqueles baseados em sais de iodeto, que podem liberar vapores venenosos e corrosivos durante carga e descarga (ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, 2007).

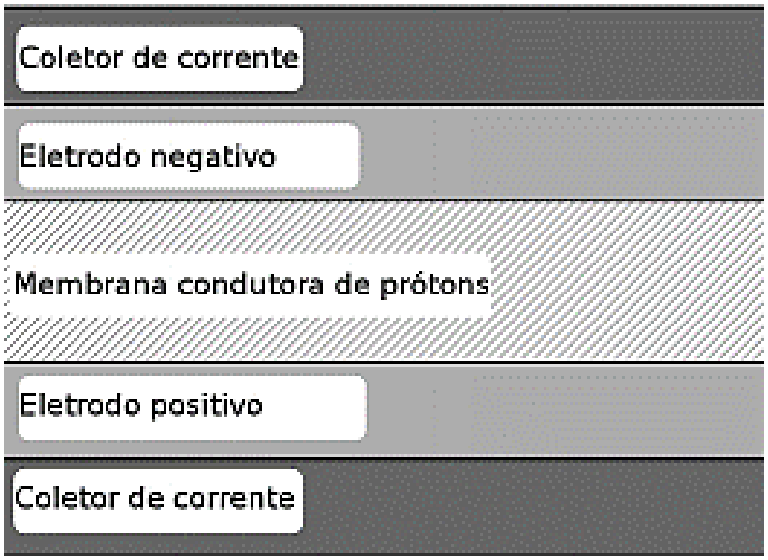
4.4.2 Pilhas Eletroquímicas

Os componentes principais que formam uma célula eletroquímica são a membrana iônica, os eletrodos e a placa bipolar coletora de corrente. No intuito de se obter especificação de projeto, as células são conectadas em série. Na fronteira de cada conexão, os eletrodos são separados pela placa bipolar, que é responsável pela condução de corrente entre o eletrodo negativo de uma célula e o positivo da próxima. O conjunto final de células conectadas definem as pilhas eletroquímicas de uma bateria. O dimensionamento de uma pilha leva em consideração fatores como a tensão de operação e a corrente necessária para a potência requerida. Com base nisto, a área da pilha é calculada por meio da densidade de corrente da tecnologia utilizada nas células. De forma resumida, Moore e outros (2012) relatam que o número de células em uma pilha forma uma relação entre a tensão produzida e a potência do sistema, enquanto a área possui efeito sobre a produção de corrente. Na prática, fatores como o estresse mecânico e as características térmicas dos componentes também são levados em consideração.

A construção das pilhas ocorre através de um processo mecânico, no qual eletrodos, membranas e placas bipolares são unidos para formação das pilhas. Na extremidade, são utilizadas terminações com placas de aços afixadas por parafusos para fornecer resistência mecânica ao

conjunto. O eletrólito flui no interior das pilhas por acessos de entrada e saída localizados nas placas bipolares. Na Figura 16 é apresentado o esquemático simplificado de uma pilha.

Figura 16 – Esquema básico de uma célula eletroquímica



Fonte: *Electric Power Research Institute* (2007).

A membrana iônica de alta condutividade é um dos elementos mais importantes da pilha. Ela separa fisicamente as duas soluções de vanádio dentro da pilha, prevenindo o efeito de auto descarga enquanto viabiliza o fluxo iônico entre as meias células. Ao longo dos anos, a membrana de troca iônica mais popular tem sido da *DuPont's Nafion*®, que é usada largamente em processos industriais e células a combustível (ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, 2007).

Os eletrodos utilizados nas pilhas eletroquímicas por vezes são compostos por feltro de carbono de alta superfície de contato. Este tipo de material geralmente apresenta uma fabricação simples, onde os filamentos de carbono são obtidos de um processo de pirólise e posteriormente cortados em tamanhos apropriados para os eletrodos. Apesar de demonstrar ótima resistência à corrosão e boas características eletroquímicas, as pesquisas recentes indicam que há margem para melhorar o desempenho através do uso de materiais alternativos, como grafite e polímeros (ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, 2007).

Os eletrodos dentro de uma pilha são ligados a placas condutoras bipolares que servem de conexão elétrica entre uma célula e a próxima. Estas placas devem possuir alta condutividade e ser quimicamente estáveis quando em contato com soluções ácidas, provendo também baixa

resistência no momento que forem conectadas aos eletrodos. A maioria dos fabricantes utilizam material plástico de carbono para este componente (ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, 2007).

Os produtores desenvolvem tamanhos padronizados de pilhas, que podem ser alocadas em série ou paralelo para se obter parâmetros desejados de potência e tensão elétrica do sistema. A empresa VRB *Energy*, por exemplo, fabrica pilhas de 5 kW para pequenas aplicações e de 50 kW para grandes aplicações (VRB ENERGY, 2020).

4.4.3 Tanques de Armazenamento

Os tanques utilizados para armazenar os eletrólitos de vanádio geralmente são fabricados em de fibra de vidro, PVC ou outro material que seja resistente à corrosão por substâncias ácidas. Os eletrólitos positivo e negativo podem ser armazenados em tanques unitários que são dimensionados na medida certa para atender especificações de projeto ou em um conjunto de tanques menores de tamanho padronizado. Diferente da primeira opção, quando armazenado em um conjunto de tanques, o sistema adquire maior modularidade. Caso possível, o usuário ainda pode reservar espaço para expansões futuras na capacidade de carga do sistema, que pode ser realizada apenas aumentando o número de tanques. Em outros casos, sacos flexíveis de borracha são utilizados no lugar de tanques, permitindo maior eficiência na alocação do espaço existente. Na Figura 17 é apresentada uma instalação no qual se utiliza dois tanques de parede dupla fabricados em fibra de vidro, projetados para armazenar líquidos industriais com alta proteção contra vazamentos.

Figura 17 – Tanque de parede dupla com alta resistência à vazamentos

Fonte: *Electric Power Research Institute* (2007).

Na Figura 18, por outro lado, observa-se uma série de tanques verticais para cada eletrólito, positivo e negativo, construídos em material PVC.

Figura 18 – Conjunto de tanques PVC verticais

Fonte: *Electric Power Research Institute* (2007).

Por fim, na Figura 19 é apresentada uma instalação no qual os eletrólitos são armazenados em sacos de borracha no porão de um empreendimento, maximizando e eficiência na alocação de espaços.

Figura 19 – Saco de borracha específico para líquido químico

Fonte: *Electric Power Research Institute* (2007).

4.4.4 Componentes Auxiliares

Além da pilha eletroquímica, tanques e as soluções eletrolíticas, o sistema VRFB ainda conta com outros componentes, como bombas, tubulações, válvulas, cabos, inversores de potência e dispositivos adjacentes.

Os componentes que fazem parte do sistema de circulação do eletrólito são projetados para resistir à natureza corrosiva das soluções e reagirem minimamente a mudanças de temperaturas. Estas especificações devem garantir o funcionamento durante toda a vida útil do sistema sem que haja vazamentos. Para atender a estes requisitos rigorosos, são empregados produtos que já possuem aderência na indústria, especialmente no manuseio de substâncias químicas corrosivas. Dessa forma, geralmente se utiliza partes internas revestidos de teflon ou de plástico para bombas e válvulas. As tubulações, por sua vez, são tipicamente construídas a partir de dutos de PVC comerciais, que possuem resistência à corrosão e estão prontamente disponíveis a preços baixos no mercado (MOORE et al., 2012).

O circuito elétrico formado entre as pilhas eletroquímicas e a rede elétrica é relativamente simples. As pilhas são acopladas ao sistema de condicionamento de energia por meio de cabos e barramentos. Caso mais de uma pilha seja conectada em série, é utilizado um barramento ou cabos para conexão entre ambas. Da mesma forma, caso mais de uma seja ligada em paralelo, mais conexões são realizadas ao sistema de condicionamento, que é responsável por intermediar a energia entre a bateria e a rede elétrica, tornando-a adequada em ambos os sentidos. A maioria dos sistemas comerciais de bateria de vanádio faz uso de conversores de potência baseados em IGBT (do inglês *insulated gate bipolar transistor*) de baixa tensão, que oferecem bom desempenho e eficiência. Para sistemas maiores, é possível encontrar projetos que implementam conversores baseados em GTO (do inglês *gate turn off*), que podem operar em tensão mais alta e com maior eficiência. Um dos dispositivos mais utilizados como sistema de condicionamento é o inversor de frequência, que se apresenta como uma tecnologia madura no mercado e é amplamente aplicado em meio industrial. Além disto, ainda fornece serviços de controle que são importantes na sincronização entre o sistema VRFB e a rede elétrica de corrente alternada (ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, 2007).

5 METODOLOGIA

Considerando uma metodologia de pesquisa aplicada, assim como uma abordagem de natureza quantitativa, este trabalho apresenta o dimensionamento de um sistema VFRB, sob uma perspectiva de viabilidade econômica, para uma unidade consumidora comercial, *shopping* Moxuara, localizado em Cariacia/ES. Neste sentido, é realizado um estudo de caso baseado em informações reais de potencial de radiação solar na região de interesse, dos dados correspondentes à curva de carga típica da unidade consumidora e das tarifas vigentes de energia no setor elétrico brasileiro. Os objetivos são definidos como de caráter exploratório e possuem como finalidade principal a produção de conhecimento sobre o funcionamento e dimensionamento de sistemas de baterias VRFB e sua integração com a geração distribuída a partir de uma estratégia de gerenciamento de energia.

A realização de pesquisas *online* no site da concessionária e a revisão das faturas de energia da unidade consumidora estudada foram adotadas como técnicas para obtenção da composição de valores tarifários praticados pela concessionária EDP Espírito Santo. Cabe ressaltar que tais valores ficam expostos às variações ligadas ao sistema de bandeira tarifária. É considerado, portanto, a base de valores mais recente para todo o período de análise proposto, sem acréscimos derivados de bandeiras tarifárias.

O sistema fotovoltaico, por outro lado, necessita de uma série de etapas particulares para o seu dimensionamento. No entanto, este trabalho está interessado apenas na energia líquida gerada pelo sistema, com base em alguns fatores importantes, como: a área disponível no empreendimento para alocação do gerador, o posicionamento dos painéis, a eficiência dos equipamentos e as perdas associadas ao seu funcionamento. Para tal, é realizado um estudo por meio de pesquisas bibliográficas e documentais por meio de livros, artigos, anuários e revistas, para entender os conceitos que envolvem o movimento do sol e sua radiação e a teoria disponível sobre sistemas e tecnologias fotovoltaicas. Finalmente, as características arquitetônicas do empreendimento são obtidas por meio dos projetos *as built* em AutoCAD® da unidade consumidora.

A partir do conhecimento da localização geográfica da unidade consumidora, o histórico de radiação solar é coletado através do aplicativo disponibilizado no site da Comissão Europeia

(EC), conhecido como PVGIS (do inglês *Photovoltaic Geographical Information System*) *online*. Nele, é possível acessar um histórico de mais de 10 anos de medições de irradiação solar por satélite. O arquivo é disponibilizado em formato *.csv* em base horária, já calculados os efeitos da orientação e inclinação da superfície de captação solar.

Em relação à curva de carga, é realizada uma investigação sobre o perfil típico diário da demanda de energia elétrica da unidade consumidora, ou seja, o valor de demanda de potência elétrica a cada intervalo de 15 minutos no decorrer do dia, em consonância com as práticas de medição adotadas pela concessionária EDP Espírito Santo. A obtenção destes dados é realizada por intermédio do equipamento controlador de demanda instalado no *shopping*, o Embrasul® GDE4000. O conjunto destas informações é submetido, posteriormente, a um tratamento quantitativo no programa *Microsoft Excel*, de onde se extraem medições estatísticas importantes para as análises propostas por este trabalho. Aliás, este tratamento também é aplicado aos dados de radiação solar obtidos via o PVGIS *online*.

Os resultados são obtidos através de um algoritmo de interação programado no ambiente MATLAB®, produzido pelo próprio autor, no qual é calculado o custo de implantação e os encargos com energia elétrica para diferentes configurações do sistema de baterias. Para cada caso, são realizadas as projeções das despesas e receitas ao longo de do tempo de vida do sistema e, consecutivamente, a viabilidade do projeto é determinada com base em parâmetros econômicos conclusivos, como o lucro, taxa interna de retorno e *payback* do investimento.

6 DESENVOLVIMENTO

6.1 Geração Fotovoltaica

No intuito de determinar o potencial de geração de energia elétrica do conjunto fotovoltaico alocado ao empreendimento, alguns aspectos foram considerados mais importantes: o histórico de radiação solar, a localização do gerador, a orientação e a inclinação dos módulos solares e a eficiência do sistema.

6.1.1 Avaliação do Recurso Solar

Os módulos solares geralmente são orientados com a face direcionada para a linha do Equador. Destaca-se que, neste sentido, os sistemas fotovoltaicos instalados no hemisfério sul devem ser direcionados para o norte-verdadeiro, enquanto, no hemisfério norte devem ser direcionados ao sul-verdadeiro (PINHO; GALDINO, 2014). A este fator se atribui o nome de ângulo azimutal de superfície, apresentado na seção de referencial teórico deste trabalho. O ângulo adotado para estimar o potencial de geração do sistema, localizado no hemisfério sul, é apresentado no Quadro 2.

Quanto à inclinação dos módulos, segundo Solsist (2016), no intuito de se otimizar a captação de energia solar ao longo do ano, é recomendado uma inclinação no mesmo valor da latitude do local. Dessa forma, a inclinação adotada neste trabalho é apresentada no Quadro 2. Para casos gerais, Pinho e Galdino (2014) assumem que mesmo uma variação na faixa de 10º em torno deste valor não apresentaria perdas consideráveis ao rendimento do sistema.

Quadro 2 – Inclinação e orientação dos módulos solares

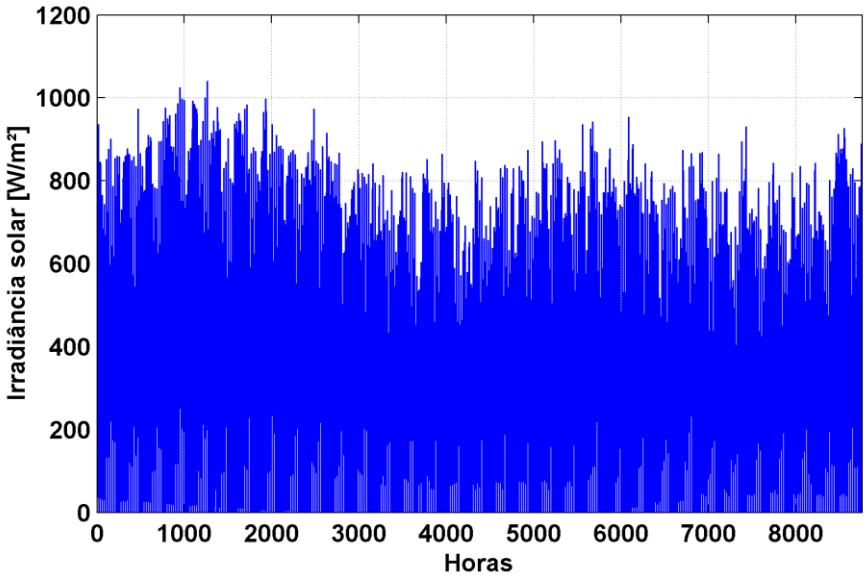
Descrição	Valor
Orientação (ângulo azimutal, γ)	-180º
Inclinação dos painéis	20,34º

Fonte: Produzido pelo próprio autor.

As unidades utilizadas para denotar a energia solar geralmente são apresentadas em termos do fluxo de potência instantânea, denotado por irradiância, ou a densidade de energia solar,

denotado por irradiação. Na estimativa feita acerca do potencial de geração do sistema fotovoltaico, deve se considerar o perfil de incidência da energia solar no local geográfico de interesse. Neste intuito, no desenvolvimento deste trabalho utiliza-se o aplicativo PVGIS *online*, que é um sistema de informação geográfica fotovoltaica desenvolvido em 2001 no Centro Comum de Pesquisa da União Europeia, conhecido como *Joint Research Centre* (JRC). Nele, é possível coletar informações de um ano meteorológico típico, provindos de uma série histórica de mais de 10 anos. As quantidades relacionadas à energia solar são disponibilizadas já convertidas para o plano inclinado, equivalentes à latitude e ao ângulo azimutal do local de instalação do gerador. O perfil de irradiância solar em intervalos horários no período de um ano é apresentado na Figura 20.

Figura 20 – Irradiância solar ao longo do ano



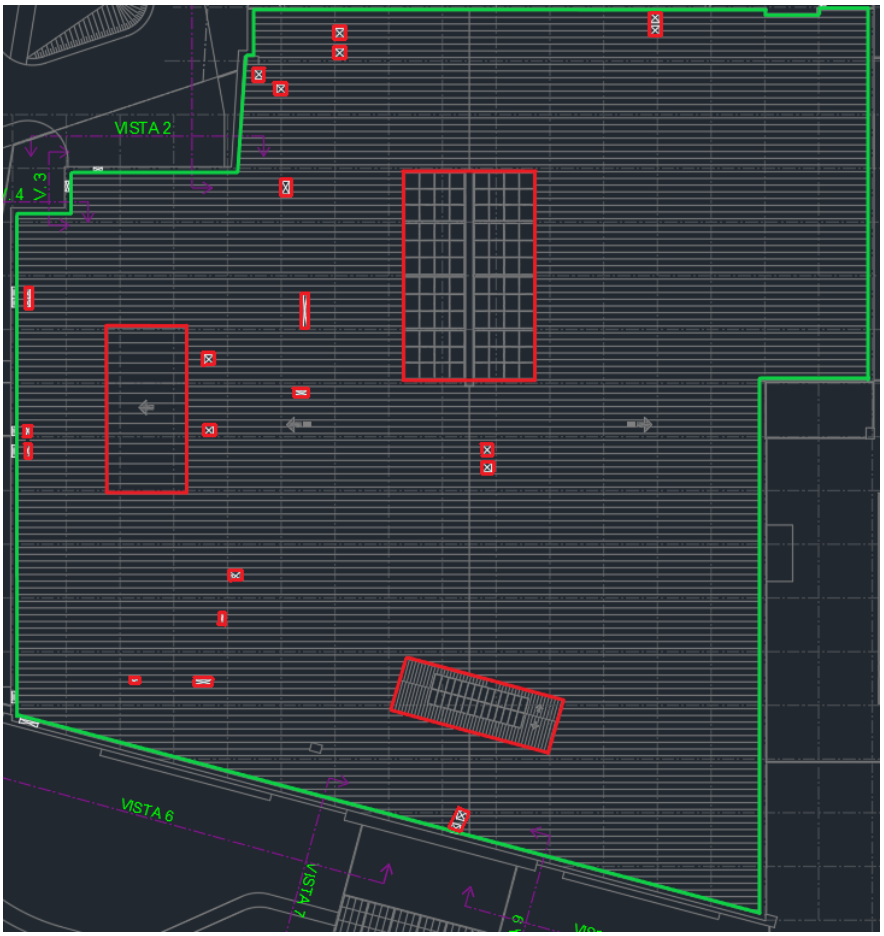
Fonte: Produzido pelo próprio autor.

6.1.2 Localização do Gerador

Os módulos solares são desenvolvidos de forma a serem considerados resistentes às intempéries cotidianas do tempo. Neste sentido, há poucas restrições quanto à sua localização. Apenas recomenda-se que o sistema seja instalado em local de boa incidência de radiação solar e próximo das cargas e, ou, baterias. Sendo assim, definiu-se o telhado do *shopping* como a melhor localização do gerador fotovoltaico.

A área total disponível para alocação dos módulos solares, considerando as regiões onde não é possível nenhuma instalação, foi determinada por meio dos projetos *as built* de arquitetura do empreendimento, conforme apresentado na Figura 21.

Figura 21 – Área disponível para alocação do gerador FV



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

O telhado possui uma área total de 13.280 m². Entretanto, na Figura 21 é possível verificar algumas regiões, como as claraboias e os locais de instalações de dutos de ventilação e exaustão, que devem ser subtraídas da área total disponível. Dessa forma, após ponderadas as restrições, a área considerada para o desenvolvimento do trabalho foi de 10.000 m².

Aspectos como sombreamento, resistência mecânica do telhado e o efeito dos ventos sobre a estrutura do gerador não serão considerados, pois seria necessário um estudo mais aprofundado, com base em simulações via *softwares*, alguns por meio de modelagem 3D do empreendimento, e uma avaliação *in loco* técnica mais detalhada. O que divergiria parcialmente do escopo e condições esperadas para este trabalho.

6.1.3 Eficiência

Com base nas informações acerca do recurso energético solar incidente no local de interesse e na determinação da área efetiva total de conversão dos módulos fotovoltaicos, é importante definir o tipo de tecnologia que será utilizado na estimativa do potencial de geração de energia elétrica, bem como o rendimento que será adotado para averiguar a energia líquida fornecida pelo sistema ao longo do ano.

A tecnologia de painéis solares adotada por este trabalho é a de silício cristalino. Especificamente, o tipo escolhido é o de silício policristalino (p-Si). Segundo o estudo apresentado por Souza (2018), é a tecnologia mais indicada quando se considera as condições de radiação solar no Brasil por apresentar uma melhor performance em condições de altas temperaturas.

A eficiência do painel fotovoltaico, por sua vez, define o quanto de energia solar incidente efetivamente é convertida em energia elétrica. Apesar de apresentar eficiência na faixa de 20% para testes laboratoriais, conforme visto anteriormente, na prática este tipo de tecnologia apresenta eficiência de 15% (BLUESOL, 2018).

O rendimento, por outro lado, pode ser definido através da relação entre o máximo desempenho teórico possível e o desempenho real. Dessa forma, é tido como um parâmetro para avaliar a geração líquida de energia elétrica de um sistema fotovoltaico, pois leva em consideração a operação do sistema sob condições reais de funcionamento, por exemplo: queda de tensão em resistores e cabeamentos, sujeira na superfície dos painéis, sombreamento, eficiência dos inversores, descasamento entre as potências máximas dos módulos, respostas espectrais, temperatura operacional, entre outros.

Conforme apresentado em Pinho e Galdino (2014), uma avaliação realizada na Alemanha entre 527 sistemas fotovoltaicos conectados à rede apresentou uma taxa de rendimento entre 70 e 75%. Nas condições de radiação solar evidenciadas no Brasil, o estudo afirma que este valor pode chegar a 80%. Entretanto, este trabalho mantém um caráter conservador ao adotar como rendimento o valor de 70%.

6.2 Curva de Carga do Empreendimento

A curva de carga caracteriza-se pelo registro horário, em um período diário, das demandas de capacidade, podendo ser, excepcionalmente para período, semanal, mensal ou anual (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012). Este trabalho utiliza os dados de demanda medida conforme definido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (2010), como sendo a maior demanda de potência ativa, em kW, verificada por medição integralizada em intervalos de 15 minutos. Os dados foram obtidos do controlador de demanda instalado no *shopping*.

Nota-se que a unidade é suprida com tensão primária de distribuição e, por isto, pertence ao grupo A, no qual a tarifação é necessariamente binômia. Ou seja, aplica-se tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com os postos tarifários horários. As características contratuais de fornecimento considerados para o *shopping* Moxuara nas estimativas realizadas por este trabalho são apresentadas no Quadro 3.

Quadro 3 – Dados de contrato de fornecimento de energia do *shopping*

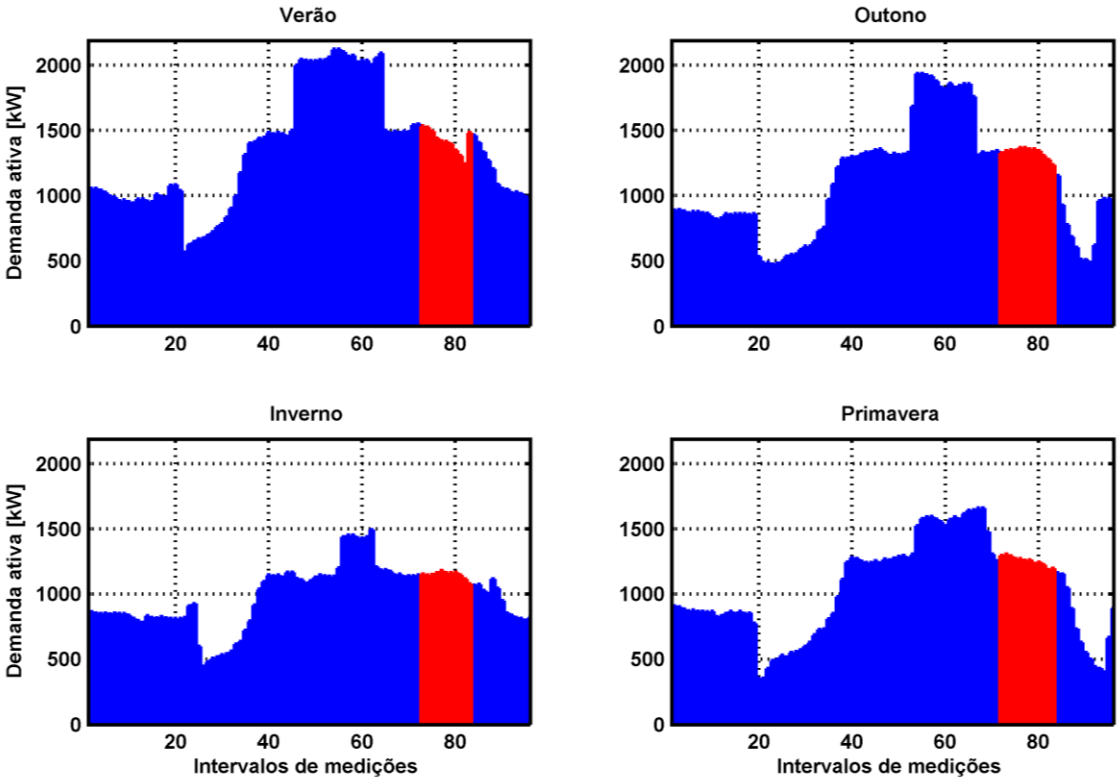
Grupo	A
Subgrupo	A3a
Classe	Comercial
Modalidade tarifária	Azul
Tipo de fornecimento	Trifásico
Tensão contratada	34,5 kV
Demanda contratada ponta	1.650 kW
Demanda contratada fora ponta	2.360 kW

Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Na Figura 22 são apresentadas 4 curvas de carga típicas cada estação do ano, obtidas do controlador de demanda Embrasul® GDE 4000 instalado na unidade consumidora. É interessante observar que no posto tarifário ponta, que ocorre entre os intervalos de medição 72 e 84, a demanda medida é inferior à demanda registrada no posto tarifário fora ponta. Isto ocorre porque a unidade consumidora possui uma técnica de deslocamento de carga conhecida como termoacumulação, no qual são utilizados tanques de água gelada para armazenar carga térmica

durante a madrugada, posto tarifário fora ponta, para utilizar em períodos com custo superior, posto tarifário ponta. Esta manobra fica evidente na Figura 22 se observado a demanda ativa no período da madrugada, aproximadamente entre os intervalos 0 e 20.

Figura 22 – Curva de carga de um dia típico em cada estação do ano



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

6.3 Sistema VRFB

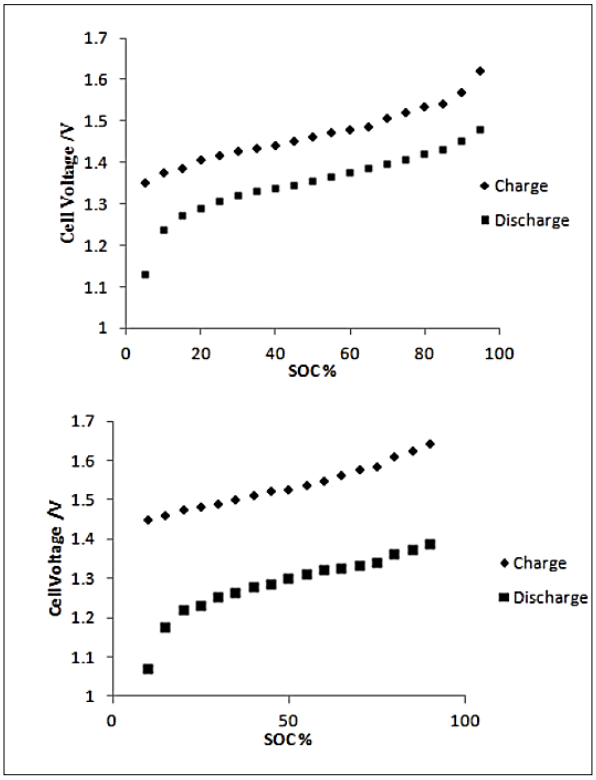
6.3.1 Performance e Eficiência

O sistema VRFB apresenta perdas de rendimento associadas à sua operação como qualquer outro sistema de conversão de energia. Neste sentido, vários fatores devem ser levados em consideração para caracterizá-lo quanto à sua performance.

Existem diversas ineficiências relacionadas aos fenômenos eletroquímicos que ocorrem no interior das pilhas das baterias, que no geral, estão associadas às reações termodinâmicas, reações cinéticas, resistências ôhmicas, bem como às reações concorrentes no interior das

células (ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, 2007). No estudo realizado em You, Zhang e Chen (2009), avalia-se o desempenho de uma pilha eletroquímica em diferentes configurações e condições operacionais, no qual considera, por meio de um modelo numérico 3D, fatores químicos e mecânicos dos fenômenos associados a seu funcionamento. No que diz respeito ao subsistema de bombeamento, os resultados mostraram que um aumento na vazão do eletrólito pode otimizar a resposta de tensão do sistema. Dessa forma, verifica-se que sob diferentes condições de operação, cada especificação de célula possui um intervalo de vazão ótimo, dentro do qual apresenta uma melhor eficiência. Entretanto, constata-se que para todas os casos há uma relação inversamente proporcional entre a densidade de corrente das células e a eficiência da bateria. Baseado neste estudo, Moore e outros (2012) utilizam o conjunto de dados apresentado na Figura 23 para estimar a eficiência das células eletroquímicas para diferentes configurações de densidade de corrente e estado de carga.

Figura 23 – Tensão elétrica em função do SOC



Fonte: Moore e outros (2012).

É possível constatar que a resposta de tensão das células durante o processo de carga e descarga possui uma relação com o seu valor de SOC. De cima para baixo, o primeiro gráfico na Figura 23 representa o perfil de tensão para uma densidade de corrente igual a 40 mA/cm², enquanto

o segundo, representa para uma densidade de corrente igual a 80 mA/cm². De acordo com os autores deste estudo, como o estado de carga da bateria indica a quantidade de energia armazenada em relação a sua capacidade máxima, a área abaixo de cada curva equivale à quantidade de energia utilizada durante o processo de carga e descarga das pilhas. Dessa forma, com base nos números apresentados, assume-se que há uma relação linear entre a densidade de corrente e a eficiência do sistema. Sendo assim, o estudo apresenta a equação (5) para calcular a eficiência da bateria, onde o termo x representa a densidade de corrente.

$$\eta = 1 - 0{,}0021565x \tag{5}$$

Na prática, entretanto, há outras perdas que devem ser contabilizadas para avaliar a eficiência global do sistema VRFB. A saber, o sistema de baterias é composto por unidades de condicionamento de energia formadas por inversores de frequência, barramentos e cabos que se interligam à rede elétrica, e cargas auxiliares, como o sistema de refrigeração para o eletrólito. Sendo assim, segundo um estudo realizado pelo *Electric Power Research Institute* (2007) com base em diferentes instalações de baterias VRFB ao redor do mundo, o clico de trabalho do sistema, considerando todas as perdas associadas ao seu funcionamento citadas anteriormente, apresenta eficiência global de cerca de 85% e, dessa forma, será considerada como base para o dimensionamento proposto por este trabalho.

6.3.2 Estimativas de Custo de Implantação

Uma das principais vantagens do sistema VRFB é a dissociação realizada no dimensionamento entre a capacidade e a potência elétrica do sistema. Isto permite que ambas as especificações sejam avaliadas separadamente para atender demandas específicas de projeto. Geralmente, o custo dos componentes pode ser distinguido em dois conjuntos. O primeiro diz respeito aos custos que estão relacionados à potência do sistema, como as pilhas eletroquímicas, o sistema de condicionamento de energia e as bombas. O segundo, por sua vez, diz respeito aos custos que se relacionam com a capacidade, que são basicamente o eletrólito e os tanques de armazenamento.

A estimativa de custos proposta por este trabalho tem como referência o estudo de caso realizado em Zhang e outros (2016), no qual é apresentado um conjunto de equações para se

determinar o custo capital e operacional do sistema de baterias por meio de suas características eletroquímicas. Destaca-se que os símbolos β e μ são utilizados nas equações para denotar o custo por unidade de grandeza e as especificações químicas, respectivamente, dos componentes do sistema.

O número de pilhas eletroquímicas é calculado a partir da equação (6), onde leva em consideração a potência nominal, P_{nom}, e a máxima potência que cada pilha pode atender, P_{pilha}.

$$N_{pilha} \geq \frac{P_{nom}}{P_{pilha}} \; (N_{pilha} \in N) \tag{6}$$

Como discutido na etapa de abordagem sobre a eficiência das células, demonstrado na Figura 23, conforme o SOC do sistema varia durante as operações de carga e descarga, consequentemente, o seu potencial elétrico também será variado. No entanto, para propósitos de dimensionamento, geralmente é utilizado a potência elétrica média durante cada ciclo de trabalho, ou seja, é considerado a potência no estado de carga igual a 50%. Dessa forma, Zhang e outros (2016) orientam que seja empregado a equação (7) para se calcular a tensão elétrica das células, onde é empregado a tensão elétrica média igual a 1,35 V e a resistência por unidade de área ativa dos eletrodos igual 1,5 Ω.cm². A densidade de corrente das células é obtida a partir da equação (8).

$$\upsilon_{cel} = 1{,}35 - I_{den} * R_{cel} \tag{7}$$

$$I_{den} = \frac{1{,}35 * (1 - \upsilon_{ef})}{R_{cel} * (1 + \upsilon_{ef})} \tag{8}$$

$$I_{nom} = \frac{P_{nom}}{\upsilon_{pilha} * N_{pilha}} \tag{9}$$

A tensão elétrica de trabalho das pilhas eletroquímicas é resultado do somatório das tensões das células que a compõem. A equação (10) calcula o número necessário de células do sistema com base na tensão elétrica de cada uma, υ_{cel}, na tensão especificada para as pilhas, υ_{pilha}, e o número de pilhas calculado anteriormente por meio da equação (1).

$$N_{cel} = \frac{\upsilon_{pilha}}{\upsilon_{cel}} * N_{pilha} \tag{10}$$

Os elementos principais de composição das células são os eletrodos, os coletores de corrente e a membrana iônica permeável a prótons. A construção das pilhas ocorre por meio de processos mecânicos, onde os elementos são empilhados e grandes placas terminais em cada extremidade fornecem a integridade mecânica necessária. A equação (11) calcula a área total de eletrodo por meio da densidade de corrente, I_{den}, a corrente nominal, I_{nom}, e o número de células, N_{cel}. Para evitar vazamentos internos de eletrólito, a área da membrana deve ser levemente superior a área dos eletrodos, sendo assim, o termo 1,1 é aplicado como fator de correção na equação (12).

$$S_{eletrôdo} = \frac{I_{nom}}{I_{den}} * \frac{N_{cel}}{10000} \tag{11}$$

$$S_{membrana} = 1{,}1 * S_{eletrôdo} \tag{12}$$

A área total do material utilizado nos coletores de corrente é calculada por meio da equação (13). O custo de cada elemento que compõe a pilha eletroquímica é calculado pelas equações (14) a (19). Adiante, o custo total da pilha é obtido por meio da equação (20).

$$S_{grafite} = 2 * S_{eletrodo} \tag{13}$$

$$C_{membrana} = S_{membrana} * \beta_{membrana/m^2} \tag{14}$$

$$C_{grafite} = S_{grafite} * \beta_{grafite/m^2} \tag{15}$$

$$C_{placa} = 2 * N_{pilhas} * \beta_{placa} \tag{16}$$

$$C_{eletrôdo} = 2 * N_{cel} * \beta_{fab-eletrôdo} \tag{17}$$

$$C_{quadro} = 2 * N_{cel} * \beta_{fab-quadro} \tag{18}$$

$$C_{montagem} = N_{pilha} * \beta_{montagem/pilha} \tag{19}$$

$$C_{pilha} = C_{membrana} + C_{grafite} + C_{placa} + C_{eletrôdo} + C_{quadro} + C_{montagem} \tag{20}$$

Para estimar o custo com eletrólito, primeiramente deve ser calculado o seu volume por meio da equação (21), onde são utilizadas as especificações de potência elétrica, P_{nom}, e capacidade, H_{nom}, do sistema de bateria. Além disto, também são utilizados outros dados, como a concentração de vanádio, μ_v, o coeficiente de mol por energia do eletrólito, $\mu_{mol/kwh}$, e o intervalo de estado de carga adotado na operação do sistema, SOC. O custo total com eletrólito

é obtido por meio da equação (22), onde se calcula a massa necessária de pentóxido vanádio no primeiro termo entre parênteses e considera também o custo com a solução aquosa de ácido sulfúrico.

$$V_{eletrolito} = \frac{P_{nom} * H_{nom} * \mu_{mol/kwh}}{SOC * \mu_v} \tag{21}$$

$$C_{eletrolito} = \left(\frac{\mu_{eletrolito}}{SOC} * P_{nom} * H_{nom}\right) * \beta_{vanadio} + V_{eletrolito} * \beta_{acido} \tag{22}$$

Os custos com os tanques e bombas são obtidos por meio das equações (23) e (24), respectivamente. E o custo total da bateria do sistema VRFB é calculado por meio da equação (25).

$$C_{tanque} = P_{nom} * H_{nom} * \beta_{tanque/kwh} \tag{23}$$

$$C_{bomba} = 2 * \beta_{bomba} * N_{pilha} * P_{pilha} \tag{24}$$

$$C_{VRFB} = C_{pilha} + C_{eletrolito} + C_{tanque} + C_{bomba} \tag{25}$$

O subsistema de condicionamento de energia desempenha um papel fundamental nas operações de carga e descarga. Considerando que este é formado basicamente por inversores de frequência, utiliza-se a equação (26) para estimativa do seu custo capital.

$$C_{inversores} = P_{nom} * \beta_{inversores} \tag{26}$$

De acordo com Zhang e outros (2016), o custo capital total do sistema VRFB é obtido basicamente pela soma do custo da bateria, C_{VRFB}, e o custo com os inversores, $C_{inversores}$. Entretanto, realiza-se a aplicação de um fator de correção, que por meio do qual, busca-se compensar incertezas e possíveis variações no preço dos componentes do sistema. O fator é aplicado na equação (27), denotado por $F_{correção}$.

$$C_{sistema} = (C_{VRFB} + C_{inversores}) * (1 + F_{correção}) \tag{27}$$

No que concerne ao custo operacional do sistema, leva-se em consideração o custo anual com manutenções preventivas, exposto no primeiro termo da equação (29), e o custo para reposições

periódicas das membranas iônicas, calculado por meio da equação (28). No cálculo, assume-se que o tempo de vida do sistema e das membranas iônicas sejam equivalentes a 24 e 8 anos, respectivamente (ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, 2007).

$$C_{submem} = C_{membrana} + \beta_{sub} * P_{nom} \tag{28}$$

$$C_{manutenção} = \beta_{anual} * L_{VRFB} + C_{submem} * (\frac{L_{VRFB}}{L_{membrana}} - 1) \tag{29}$$

O custo capital e operacional do sistema é obtido, finalmente, por meio da equação (30).

$$C_{total} = C_{sistema} + C_{manutenção} \tag{30}$$

Os valores dos parâmetros utilizados no conjunto de equações (6) a (30) são apresentados no Quadro 4.

Quadro 4 – Parâmetros para estimativa do custo do sistema VRFB

Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
P_{pilha}	10 kW	υ_{pilha}	48 V
R_{cell}	1,5 Ω.cm²	υ_{ef}	0,82
$\mu_{eletrolito}$	5,22 kg/kWh	$\mu_{mol/kwh}$	57,4 mols/kWh
SOC	80%	μ_{v}	1,6 mol/L
$\beta_{membrana/m^2}$	50 A$/m²	$\beta_{grafite/m^2}$	10 A$/m²
β_{placa}	500 A$/und	$\beta_{fab-eletrôdo}$	5 A$/und
$\beta_{fab-quadro}$	2 A$/und	$\beta_{vanadio}$	11 A$/kg
β_{acido}	0,2 A$/L	$\beta_{tanque/kwh}$	25 A$/kWh
β_{bomba}	100 A$/kW	$\beta_{inversores}$	100 A$/kW
β_{anual}	100 A$/ano	$\beta_{montagem/pilha}$	500 A$/pilha
β_{sub}	10 A$/kW	$F_{correção}$	1
$L_{membrana}$	8 anos	L_{VRFB}	24 anos

Fonte: Zhang e outros (2016).

Conforme apresentado no Quadro 4, os valores de constantes que pertencem ao conjunto de equações (6) a (30) são dados em dólares australiano (A$). Como não foi constatado nenhum panorama de valores para o mercado brasileiro, decidiu-se por preservar os dados fornecidos

por Zhang e outros (2016). Neste sentido, o conjunto de tarifas apresentados no Quadro 5 para a modalidade tarifária horária azul foi convertido para a mesma moeda. Destaca-se, portanto, que possíveis encargos com tributos e serviços aduaneiros, relativos à importação desta tecnologia para o Brasil, e variações cambiais futuras não foram considerados. A taxa de câmbio comercial adotada é resultado de cotação realizada no dia 17/11/2020, no valor de R$ 3,90 por dólar. O Quadro 5 apresenta os valores das tarifas TE e TUSD convertidas.

Quadro 5 – TE e TUSD convertidas para dólar australiano (A$)

Modalidade Tarifária Horária Azul				
Subgrupo	Posto	TUSD		TE
		(A$/kW)	(A$/kWh)	(A$/kWh)
A3a	Ponta	10,41	0,02325	0,10435
	Fora Ponta	6,91	0,02325	0,06406

Fonte: Produzido pelo próprio autor.

6.3.3 Algoritmo

O fluxograma apresentado nas Figuras 24 e 25 representa o processo do algoritmo, apresentado no Apêndice A, implementado para auxiliar nos cálculos necessários para a conclusão deste trabalho.

Na primeira etapa do desenvolvimento, são carregados os dados pertinentes ao perfil de demanda de energia elétrica diário da unidade consumidora, integralizados em períodos de 15 minutos e, também, os dados de irradiância solar para região de interesse, ambos por um período de um ano. Além disto, nesta etapa ainda ocorre a definição de alguns parâmetros de projeto do sistema de baterias, como as suas características eletroquímicas, sua eficiência e seu intervalo operacional de estado de carga. Paralelamente, também é definido um conjunto de parâmetros que são utilizados na estimativa do potencial de geração fotovoltaica do empreendimento, como a eficiência dos módulos solares, a área total de alocação do gerador e o rendimento global associado ao funcionamento deste sistema.

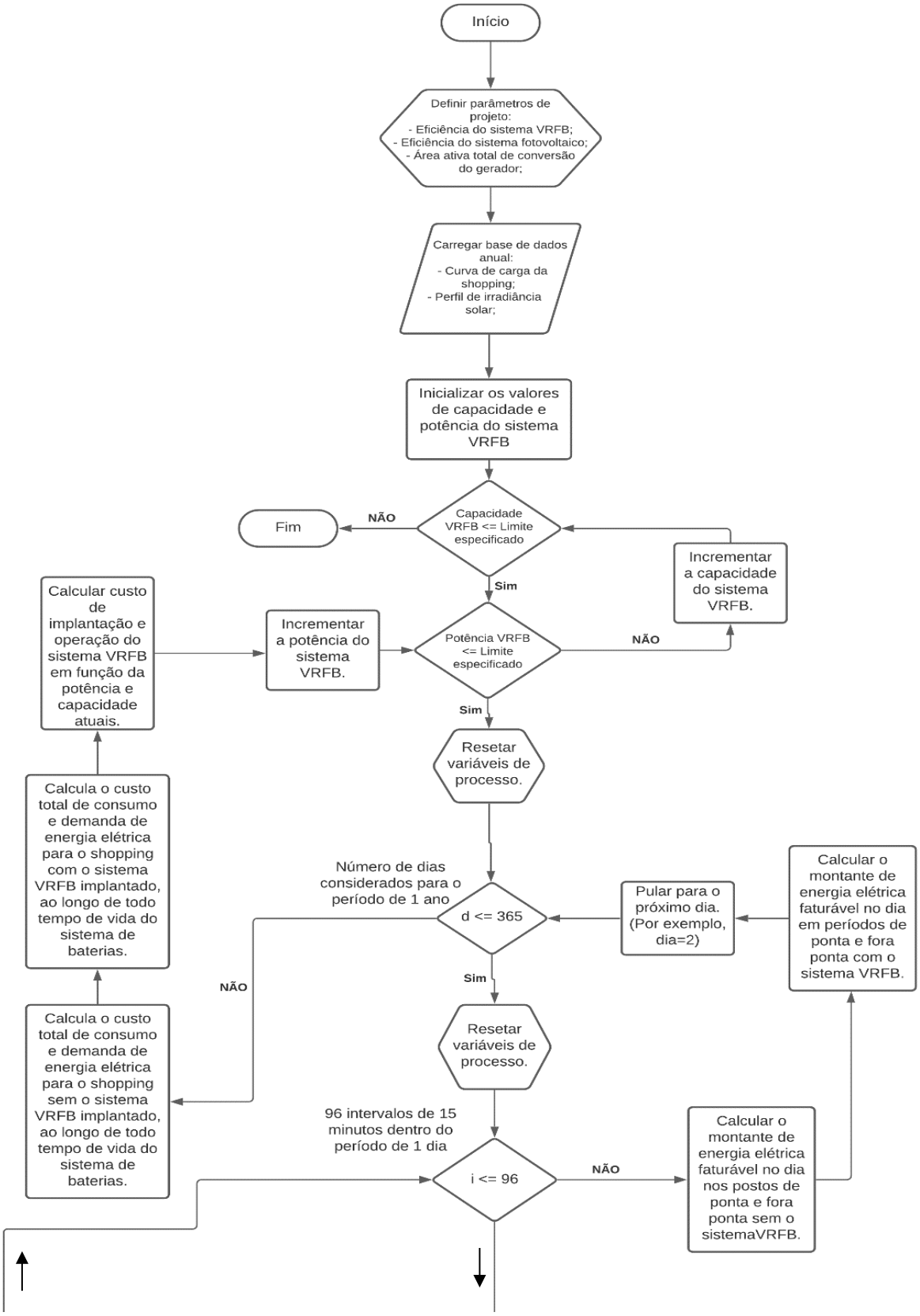
O algoritmo realiza o cálculo do custo total de implantação do sistema VRFB e seus benefícios econômicos para a unidade consumidora, sob diferentes combinações de potência elétrica e

capacidade do sistema de baterias. Por custo total de implantação, entende-se o custo de instalação mais o de operação ao longo do seu tempo de vida. O benefício econômico para o shopping, por outro lado, é estimado pela subtração dos encargos totais com energia elétrica, que a unidade teria sem o sistema de baterias, pelos resultantes da unidade com o sistema.

O algoritmo realiza duas interações concomitantemente para cada combinação de potência e capacidade. Uma delas interage entre os dias ao longo do ano e a outra entre os intervalos de medição ao longo de cada de cada dia, que neste caso, é atribuído como sendo de 15 minutos cada um. Ao todo, cada dia tem 96 intervalos de medição e, em cada um deles, os valores integralizados de consumo de energia elétrica e geração do sistema fotovoltaico são armazenados de acordo com o posto tarifário pertinente a este intervalo. As rotinas de controle são destinadas a monitorar o carregamento do sistema de baterias. Vale lembrar que ele é carregado necessariamente pela energia proveniente do sistema fotovoltaico. Neste caso, elas verificam o SOC atual, caso este esteja abaixo do limite máximo especificado, a energia fornecida pelo sistema fotovoltaico é armazenada na bateria. Caso contrário, a energia fornecida pelo gerador é automaticamente disponibilizada para ser subtraída do montante de energia faturável que for consumida pela carga no mesmo posto tarifário.

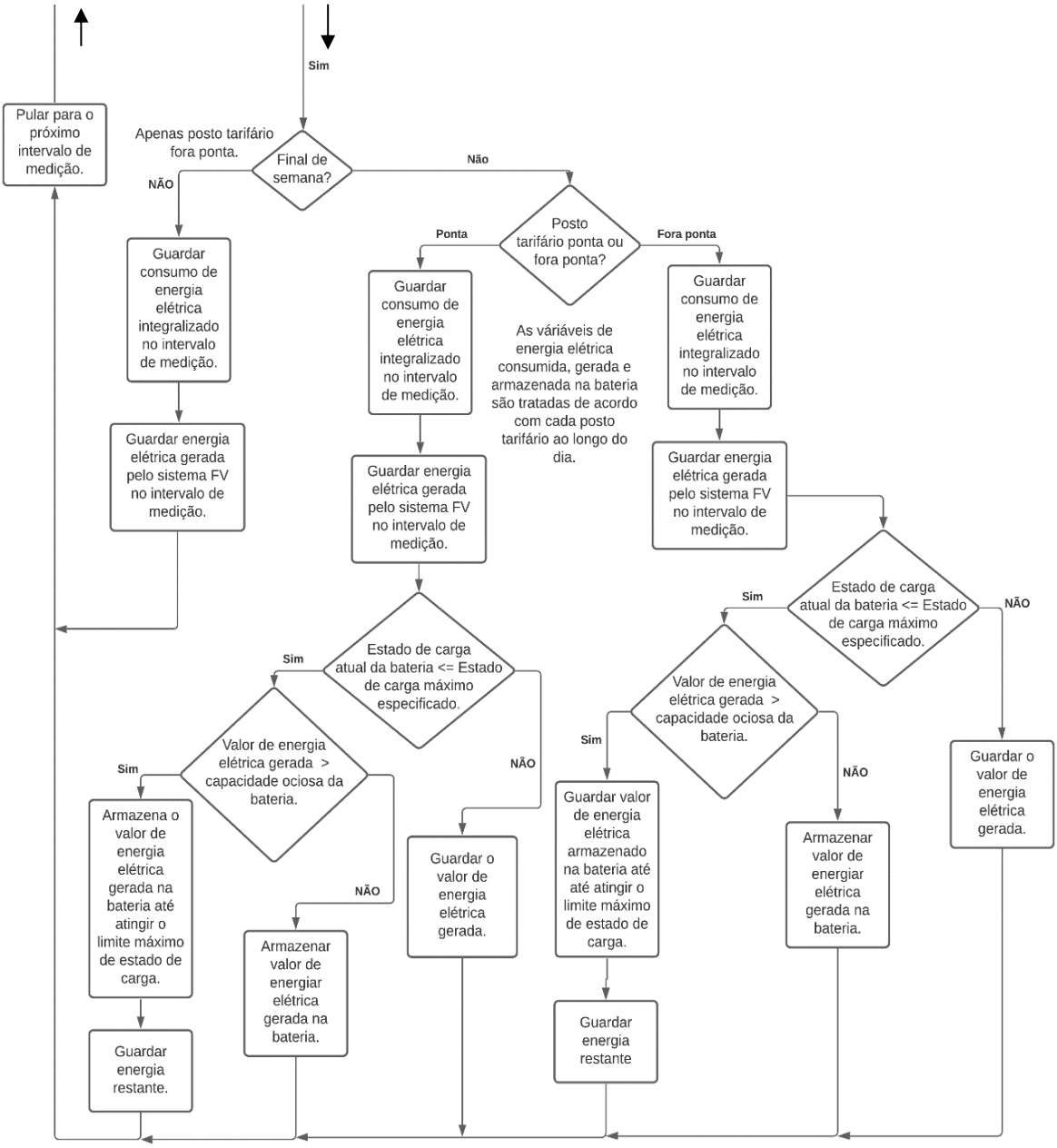
Ao final de cada dia, calcula-se a energia faturável total para cada posto tarifário de ponta e fora ponta, com e sem a implantação do sistema de baterias. No caso do posto tarifário ponta com o sistema de baterias, é calculado pela subtração da energia consumida total pela energia armazenada na bateria e a energia que foi automaticamente debitada quando se excedeu o limite máximo de SOC definido. Em relação ao posto tarifário fora ponta, na mesma situação de implantação do sistema, é calculado subtraindo a energia consumida total pela energia que foi automaticamente debitada neste mesmo posto quando a bateria excedeu o limite máximo de SOC. Os cálculos realizados para os postos tarifários ponta e fora ponta, na situação de inexistência do sistema de bateria, apenas levam em consideração a energia consumida e a fornecida pelo gerador em cada posto tarifário.

Figura 24 – Primeira parte do fluxograma do algoritmo



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Figura 25 – Segunda parte do fluxograma do algoritmo



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

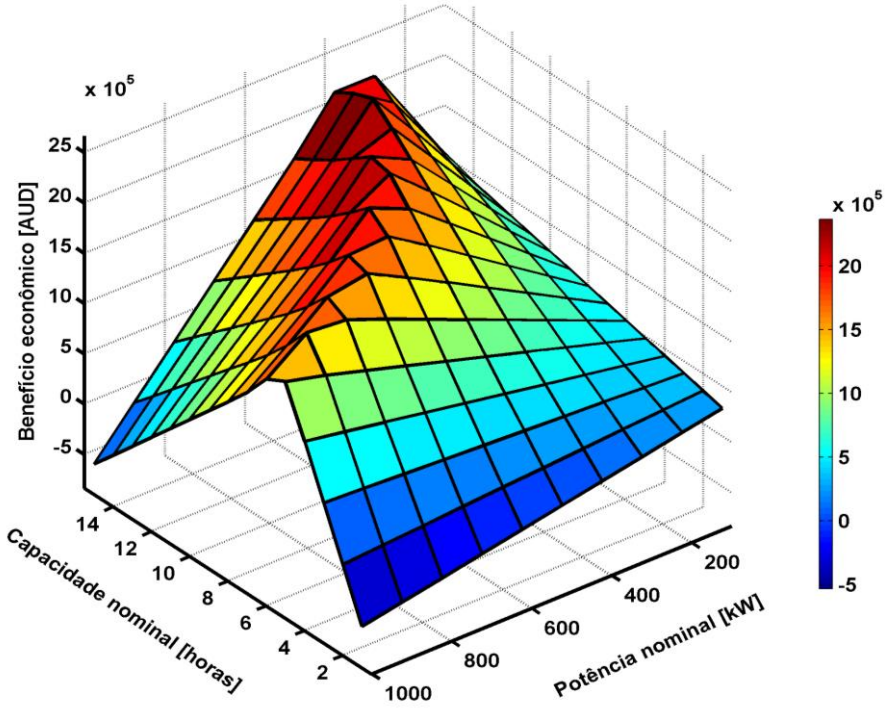
Finalmente, os encargos totais com energia elétrica podem ser calculados a partir da multiplicação entre os montantes de energia somados ao longo do ano e as tarifas de energia elétrica vigente para cada posto tarifário. Neste sentido, também são considerados os encargos com a demanda elétrica contratada pela unidade, apresentado anteriormente.

6.4 Resultados Obtidos

Os resultados obtidos sobre os benefícios econômicos totais ao final do tempo de vida do sistema VRFB, a taxa interna de retorno (TIR) e o *payback* do investimento podem ser observados nas Figuras 26 a 28, respectivamente. Entende-se por benefícios a diferença entre os encargos totais de energia elétrica sem e com a implementação do sistema de baterias na unidade consumidora, ao final do tempo de vida do sistema VRFB.

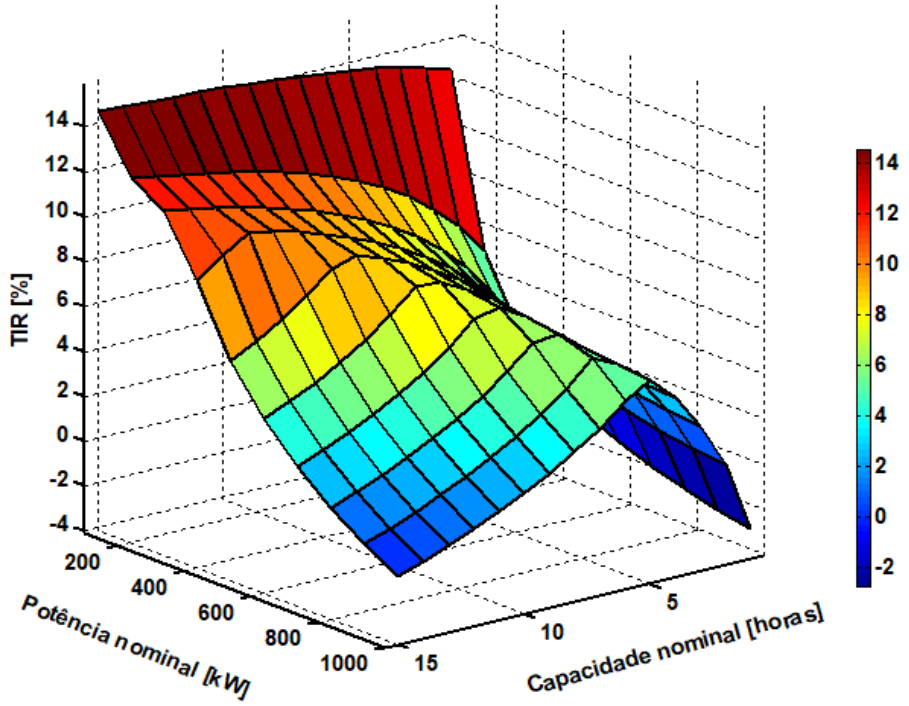
A TIR representa a taxa que um fluxo de caixa deve possuir para que seu valor presente líquido seja igual a zero. Ou seja, o valor atual das entradas igual ao valor atual das saídas. É um indicador muito utilizado para análise da viabilidade econômica de projetos. Para a correta avaliação, deve ser confrontada com a taxa que representa o custo capital da empresa, ou melhor colocado, a taxa mínima de atratividade (TMA). Normalmente, caso a TIR seja inferior a TMA, o projeto é considerado não viável. Em contrapartida, caso a TIR exceda a TMA, o projeto é considerado viável. O *payback*, por sua vez, representa o período de retorno desde o investimento inicial até o momento em que os rendimentos acumulados se tornam iguais ao valor desse investimento.

Figura 26 – Benefício econômico ao final do tempo de vida do sistema VRFB



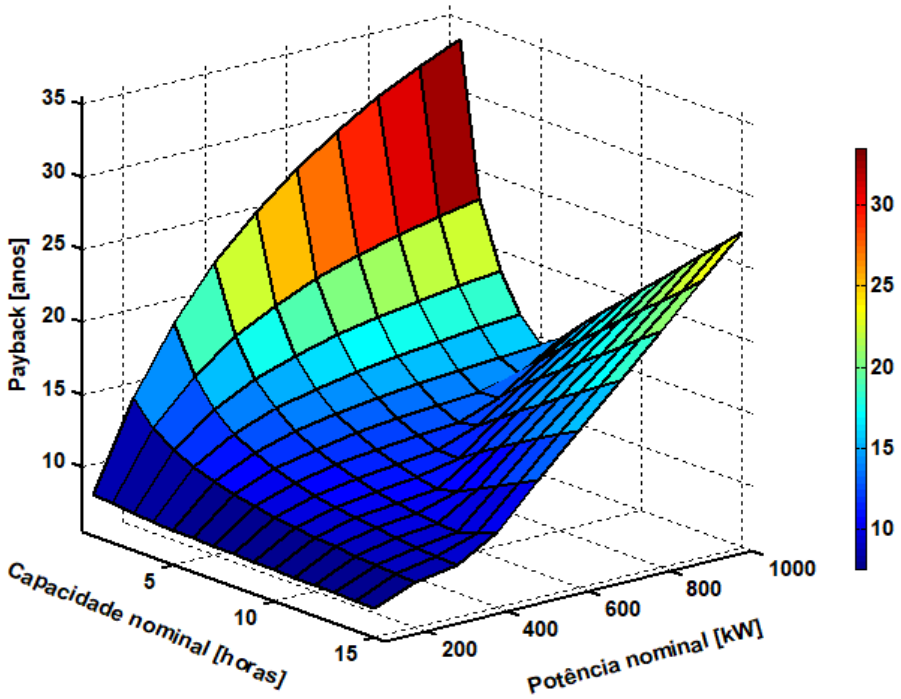
Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Figura 27 – Taxa interna de retorno



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Figura 28 – *Payback* do investimento



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Pela Figura 26, nota-se que os benefícios econômicos ao final do tempo de vida do sistema VRFB podem ser significantes e variam de acordo com a potência nominal e capacidade especificada. É possível observar que os máximos benefícios ocorrem pela seleção da potência nominal entre 400 e 600 kW e da capacidade entre 9 e 15 horas, especificamente o maior valor encontra-se em 400 kW e 13h, que é de A$ 2.365.800,00 ao final de 24 anos. Por outro lado, o sistema não gera benefícios positivos para potências nominais entre 500 kW e 1000 kW, quando selecionado uma capacidade de até 1 hora; e entre 900 kW e 1000 kW, quando selecionado capacidade de 13 a 15 horas. No geral, fica evidente o balanço que deve haver entre as duas especificações para maximizar os ganhos para a unidade consumidora.

Na análise acerca do TIR, na Figura 27, nota-se que os valores mais interessantes se encontram nos valores mais baixos de potência nominal. Conforme este valor aumenta, o investimento passa a ser menos atrativo. Porém, na faixa em que ocorre os maiores benefícios econômicos, especificados anteriormente, o seu valor fica entre 4 e 10% ao ano. Tendo como base de comparação uma TMA igual à taxa de juros básica brasileira em novembro de 2020, que está no valor de 2% ao ano, o investimento se mostra bastante atrativo.

Considerando a faixa de maior benefício econômico, o *payback*, fica na faixa de 9 a 16 anos, conforme apresentado na Figura 28. Para o valor de máximo benefício, este tempo é de 9,7 anos. Isto significa que os rendimentos anuais acumulados superam o investimento inicial a partir de 40% do seu tempo total de vida.

6.5 Vantagens e Desvantagens

A implantação de um sistema de baterias VRFB pode apresentar uma série de vantagens e desvantagens para o *shopping* Moxuara. Entre as principais vantagens, pode-se citar, já mencionado anteriormente, que a capacidade e potência deste tipo de sistema são independentes entre si. Baterias convencionais de armazenamento interno, como as de chumbo-ácido, geralmente apresentam estes dois parâmetros como dependentes, ao se aumentar um, diminui o outro. Nas baterias VRFB, em contrapartida, a potência do sistema pode ser simplesmente aumentada pelo incremento na quantidade de pilhas eletroquímicas e, de maneira distinta, a sua capacidade pode ser aumentada pelo incremento nos volumes dos tanques de eletrólito. Considerando a aplicação proposta por este trabalho, o *shopping* poderia incrementar ambos os

parâmetros de maneira independentes para atender alguma demanda específica de projeto. Em caso de expansões futura do empreendimento, ao invés de aumentar a capacidade da subestação, por exemplo, poderia expandir o sistema de baterias VRFB, direcionando de maneira estratégica a energia fotovoltaica gerada para atendimento da capacidade adicional de carga.

Outro ponto que deve ser levado em consideração, é que o sistema de bateria providencia uma flexibilidade interessante no gerenciamento de energia da unidade consumidora, principalmente quando incorporado com o sistema fotovoltaico. Neste trabalho, por exemplo, o sistema foi utilizado para a redução do consumo e demanda de energia elétrica no posto tarifário ponta, porém, em outros cenários, poderia ser utilizado para reduzir o pico de demanda de energia elétrica em outro posto tarifário ao longo do dia. Ou ainda, suprir cargas específicas que requerem confiabilidade (elevadores, sistema de detecção e proteção contra incêndio e iluminação de emergência), proteger as instalações elétricas contra oscilações degradantes na qualidade da energia, servir como capacidade de suprimento reserva para cenários de interrupções de fornecimento, entre outros. Todos os casos são de grande importância para os administradores de *shoppings centers*, pois estes precisam garantir a qualidade e constância da entrega de energia elétrica para as lojas, áreas comuns e suprimentos de sistemas emergenciais específicos, principalmente se considerar momentos de grandes fluxos de pessoas.

O sistema VRFB é um dos mais promissores economicamente para aplicações concomitantes à geração de energia elétrica a partir de recursos renováveis. Um dos principais fatores que fortalecem tal reconhecimento, é o valor do seu ciclo de vida, que chega a ser superior a dez vezes ao apresentado por tecnologias de baterias de Íons Lítio e chumbo-ácido. Se comparado com outros tipos de baterias de fluxo, como as tecnologias de bromo-zinco (ZnBr) ou as de brometo de polissulfeto (PSB), este valor chega a ser superior a cinco vezes (CHEN et al., 2009).

Ademais, o sistema permite que a bateria seja descarregada por completo, e que permaneça neste estado por longos períodos, sem apresentar qualquer dano ao seu funcionamento. Geralmente, as baterias de armazenamento interno, como as de chumbo-ácido, não permitem este tipo de operação, e ainda apresentam profundida de descarga recomendadas na ordem de 50%. Abaixo deste limite, os danos podem ser irreversíveis (PINHO; GALDINO, 2014).

No que concerne às desvantagens de implantação do sistema, a principal delas é a indisponibilidade de fornecedores de material e serviços. Como este tipo de tecnologia ainda é considerada recente se comparado com as de armazenamento interno, poucos desenvolvedores ao redor do mundo têm liderado os esforços para o seu desenvolvimento. Dessa forma, muitas informações acerca de custo, performance e melhorias ainda apresentam um grau significativo de incertezas.

Outro ponto que deve ser levado em consideração, é que as baterias de vanádio apresentam uma baixa densidade de energia, dessa forma, os tanques de eletrólito crescem significativamente ao se aumentar a capacidade do sistema. Na especificação de melhor benefício econômico, por exemplo, no qual a potência é igual a 400 kW e capacidade de 9h, o sistema requer um armazenamento de eletrólito na ordem de 161 mil litros de volume. Isto representa a necessidade de uma área considerável para alocação dos tanques e também a instalação de estruturas auxiliares que garantam a conformidade com normas de acesso e segurança aos locais de instalação. Para locais onde o espaço disponível é um ponto crítico de projeto, a implantação pode se tornar inviável.

7 CONCLUSÕES

O trabalho desenvolvido apresentou o dimensionamento de um sistema VRFB para um *shopping center* por meio de um conjunto de equações matemáticas com base nas suas características eletroquímicas. O estudo avaliou o custo de implantação e de manutenção ao longo do tempo de vida do sistema e, posteriormente, realizou uma análise da viabilidade econômica tendo em vista uma estratégia típica de carga e descarga durante o dia. Para o desenvolvimento, foi imprescindível realizar a coleta de informações sobre o perfil de consumo de energia elétrica da unidade consumidora, o potencial de geração fotovoltaica e as tarifas de energia elétrica vigentes atualmente no mercado brasileiro.

Como mencionado, a tecnologia de bateria de fluxo redox de vanádio é considerada como uma das mais promissoras para aplicações comerciais de armazenamento de energia elétrica, principalmente em larga escala. A performance deste tipo de sistema tem sido beneficiada por esforços contínuos de pesquisas e desenvolvimentos realizados nos últimos anos, impulsionada principalmente por algumas experiências bem sucedidas de aplicações ao redor do mundo, como na Austrália, no Japão e nos EUA.

Os resultados obtidos ao final do trabalho mostraram que a implementação do sistema VRFB resultou em parâmetros econômicos satisfatórios graças ao seu elevado tempo de vida. Nas especificações de potência e capacidade que apresentaram melhores benefícios, a TIR e o *payback* se apresentaram bastante atrativos. O primeiro ficou em torno de 10,25% e o segundo de 9,7 anos. O lucro ao final dos 24 anos para unidade consumidora foi de A$ 2.365.800,00.

A performance do sistema VRFB é um fator bastante sensível e influencia diretamente na viabilidade econômica de implantação deste projeto. No estudo realizado, levaram-se em consideração os valores de eficiência fornecidos por artigos científicos baseados em aplicações deste tipo de tecnologia ao redor do mundo. No que diz respeito às suas aplicabilidades, no entanto, sistemas adjacentes, como o de refrigeração, podem apresentar comportamentos adversos: maior consumo de energia e manutenções mais recorrentes. Dessa forma, para estimativas mais precisas, é importante que o desempenho dos subsistemas seja avaliado separadamente, de acordo com as particularidades de cada projeto.

Com base na estratégia de arbitrariedade de energia, na qual as baterias armazenam a energia gerada pelo sistema fotovoltaico para ser consumida no posto tarifário ponta, o estudo considerou apenas a unidade consumidora pertencente à modalidade tarifária horária azul. Embora não abordadas, outras estratégias de gerenciamento de energia, assim como diferentes parâmetros contratuais de fornecimento, poderiam gerar resultados consideravelmente distintos, piores ou até mesmo melhores dos apresentados neste trabalho.

Apesar de promissora, a tecnologia por trás dos sistemas VRFB é pouca difundida comercialmente, portanto, ainda há uma grande incerteza acerca dos valores monetários de seus componentes, sobretudo no mercado nacional. Os custos de implantação e manutenção apresentados neste trabalho basearam-se nos valores fornecidos por Zhang e outros (2016), em dólar comercial australiano. Embora coerente em termos monetários, a análise de viabilidade econômica não considerou os possíveis encargos adicionais de tributos e serviços aduaneiros relativos à importação dos equipamentos para o Brasil, assim como flutuações cambiais futuras. Como possível aprimoramento, portanto, em uma análise mais detalhada seria pertinente considerar todos estes encargos extras.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Micro e mini geração distribuída:** Sistema de compensação de energia elétrica. Brasília, DF: ANEEL, 2014. Disponível em: https://www.neosolar.com.br/forum/media/kunena/attachments/1174/ANEEL_caderno-tematico-microeminigeracao.pdf. Acesso em: 25 maio 2020.

_____. **Resolução Normativa nº 414 de 09 de setembro de 2010**. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Brasília, DF: ANEEL, 2010. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf. Acesso em: 20 maio 2020.

_____. **Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012**.Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, DF: ANEEL, 2012. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf. Acesso em: 20 maio 2020.

_____. Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD. **Geração distribuída:** Regulamentação atual e processo de revisão. Brasília, DF: ANEEL, 2019. 27 slides. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/655804/14752877/Gera%C3%A7%C3%A3o+Distribu%C3%ADda+%E2%80%93+regulamenta%C3%A7%C3%A3o+atual+e+processo+de+revis%C3%A3o.pdf/3def5a2e-baef-bb59-2ce1-4f69a9cb2d88. Acesso em: 25 maio 2020.

ASSUNÇÃO, M. O. **Modelagem matemática de baterias redox de vanádio**. 2015. Dissertação (Mestrado em Ciência da Computação e Matemática Computacional) – Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2015.

BLUESOL. **Os sistemas de energia solar fotovoltaica**. 2018. Disponível em: https://programaintegradoronline.com.br/wp-content/uploads/2016/03/Livro-Digital-de-Introdu%C3%A7%C3%A3o-aos-Sistemas-Solares-novo.pdf. Acesso em: 15 jun. 2020.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004**.** Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis 5.655/71, 8.631/93, 9.074/95, 9.427/96, 9.478/97, 9.991/00, 10.438/02, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: seção 1, Brasília, DF, ano 141, n. 51, p. 2-5, 16 mar. 2004a. MPV 144/2003. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm. Acesso em: 19 maio 2020.

_____. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004**.** Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: seção 1, Brasília, DF, ano 141, n. 146-A, p. 1-6, 30 jul. 2004b. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM. Acesso em: 19 maio 2020.

_____. Lei nº 13.169, de 06 de outubro de 2015. Altera as Leis 7.689/88, 9.808/99, 8.402/92, 10.637/02, 10.833/03, 11.033/04, 12.715/12, 9.249/95, 11.484/07, 12.973/14, 10.150/00 e

10.865/04. **Diário Oficial da União**: seção 1, Brasília, DF, ano 152, n. 192, p. 1-2, 7 out. 2015. MPV 675/2015. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Lei/L13169.htm. Acesso em: 19 maio 2020.

CHEN, H.; CONG, T. N.; YANG, W.; TAN, C.; LI, Y.; DING, Y. Progress in electrical energy storage system: A critical review. **Progress in Natural Science**, [*s. l.*], v. 19, n. 3, p. 291-312, 2009.

SILVA, Y. F. F. C. **Um modelo para seleção e operação otimizada de sistemas de armazenamento de energia elétrica em redes inteligentes**. 2016. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia de Energia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2016.

EDP ESPÍRITO SANTO. **Tarifas aplicadas a cliente atendidos em Alta e Média Tensão (Grupo A)**. 2020. Disponível em: https://www.edp.com.br/distribuicao-es/saiba-mais/informativos/tarifas-aplicadas-a-clientes-atendidos-em-alta-e-media-tensao-(grupo-a). Acesso em: 25 ago. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanço Energético Nacional 2019:** Ano base 2018. Rio de Janeiro: EPE, 2019a. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-377/topico-494/BEN%202019%20Completo%20WEB.pdf. Acesso em: 26 maio 2020.

_____. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2019:** Ano base 2018. Rio de Janeiro: EPE, 2019b. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anu%C3%A1rio_2019_WEB_alterado.pdf. Acesso em: 26 maio 2020.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. **Vanadium redox flow batteries:** An in-depth analysis. California: EPRI, 2007. Disponível em: https://www.paredox.com/foswiki/pub/Trash/TrashAttachment/EPRI_-_Vanadium_Redox_Flow_Batteries_2007_.pdf. Acesso em: 12 jun. 2020.

FAN, X.; LIU, B.; LIU, J.; DING, J.; HAN, X.; DENG, Y.; LV, X.; XIE, Y.; CHEN, B.; HU, W.; ZHONG, C. Battery technologies for grid-level large-scale electrical energy storage. **Transactions of Tianjin University**, Tianjin, v. 26, n. 3, p. 92-103, jan. 2020. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/338458056_Battery_Technologies_for_Grid-Level_Large-Scale_Electrical_Energy_Storage. Acesso em: 13 maio 2020.

FARIAS, H. E. O. **Análise do impacto do uso de baterias em sistemas conectados à rede aplicado em diferentes classes de consumo.** 2018. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2018.

FARROW, C. **Uses of vanadium:** Vanadium Redox Flow Battery (VRFB). GSAe®, 2019. Disponível em: http://www.gsa-env.co.uk/news/uses-of-vanadium-vanadium-redox-flow-battery-vrfb/#:~:text=A%20crucial%20part%20of%20the,community%2Dscale%20green%20energy%20storage. Acesso em: 8 maio 2020.

FERREIRA, M. R. M. **Estudo de estratégias e análise econômica de sistemas peak shaving**. 2019. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade, Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2019.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Balances:** Overview. Paris: IEA, 2020. Disponível em: https://www.iea.org/reports/world-energy-balances-overview. Acesso em: 10 nov. 2019.

INTERNACIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **The power to change:** Solar and Wind cost reduction potential to 2025. Abu Dhabi: IRENA, 2016. Disponível em: https://www.irena.org/publications/2016/Jun/The-Power-to-Change-Solar-and-Wind-Cost-Reduction-Potential-to-2025#:~:text=With%20the%20right%20policies%20in,Renewable%20Energy%20Agency%20(IRENA). Acesso em: 19 maio 2020.

_____. **Electricity Storage and Renewables:** Costs and Markets to 2030. Abu Dhabi: IRENA, 2017. Disponível em: https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets. Acesso em: 19 maio 2020.

JOINT RESEARCH CENTRE. Centro de Ciências da União Europeia. **Getting started with PVGIS**. 2020. Disponível em: https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/docs/starting. Acesso em: 20 maio 2020.

MARSHALL, O.; TRIBUCI, E. **ICMS na geração distribuída:** Gênese de uma tributação indevida. Rio de Janeiro: GESEL/Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/21_marshall_2019_08_01-convertido.pdf. Acesso em: 25 maio 2020.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Brasília: MME; EPE, 2019. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202029.pdf. Acesso em: 26 maio 2020.

MOORE, M.; COUNCE, R. M.; WATSON, J. S.; ZAWODZINSKI, T. A.; KAMATH, H. A step-by-step design methodology for a base case vanadium redox-flow battery. **Chemical Engineering Education**, Palo Alto, v. 46, n. 4, p. 239-250, outono 2012.

NASCIMENTO, R. L. **Energia solar no brasil:** situação e perspectiva. Consultoria Legislativa de Recursos Minerais, Hídricos e Energéticos. Brasília: Câmara dos Deputados, 2017. Disponível em: https://bd.camara.leg.br/bd/bitstream/handle/bdcamara/32259/energia_solar_limp.pdf?sequence=1. Acesso em: 15 jun. 2020.

NERES, L. D. **Manual de instalação e operação do GDE4000**. Porto Alegre: Embrasul, 2013. Disponível em: http://www.embrasul.com.br/painel/pdf/Cat%C3%A1logo_GDE4000_v05r01_pt_LR.pdf. Acesso em: 5 jul. 2020.

NGUYEN, T. A.; CROW, M. L.; ELMORE, A. C. Optimal Sizing of a Vanadium Redox Battery System for Microgrid Systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 6, p. 729-737, jul. 2015.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. (Org.). **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Grupo de Trabalho de Energia Solar – GTES. Rio de Janeiro: CEPEL/CRESESB, 2014. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 21 nov. 2019.

RAMOS, D. S.; FILHO, M. M.; SCHILLING, M. T.; ROSA, J. A. O. Expansão da capacidade do atendimento de ponta no Sistema Interligado Brasileiro. **Revista USP**, n. 104, p. 103-124, jan./mar. 2015.

SCHMIDT, H. **Entenda o que é Sistema Solar Híbrido.** Soliens, 2019. Disponível em: https://www.soliens.com.br/blog/energia-fotovoltaica/entenda-o-que-e-sistema-solar-hibrido/#:~:text=Assim%20como%20foi%20dito%2C%20os,(sistema%20off%2Dgrid). Acesso em: 10 jun. 2020.

SILVA, Y. F. F. C. **Um modelo para seleção e operação otimizada de sistemas de armazenamento de energia elétrica em redes inteligentes.** 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2016.

SOARES, A. B.; ALCÂNTARA, E. M.; LIMA, L. R. P. A. Baterias de vanádio para estocagem de energia limpa. *In*: ENCONTRO NACIONAL DE TRATAMENTO DE MINÉRIOS E METALURGIA EXTRATIVA, 18., 2019, Belo Horizonte. **Anais** [...]. Bahia: Universidade Federal da Bahia, 2019. p. 1-13. Disponível em: http://www.entmme2019.entmme.org/trabalhos/052.pdf. Acesso em: 10 nov. 2019.

SOLSIST. **Curso de projetista de sistemas fotovoltaicos**. Belo Horizonte: Solsist Energia, 2016.

SOUZA, J. P. **Módulos Fotovoltaicos – Monocristalino ou Policristalino – Qual a melhor dessas duas tecnologias para o Brasil?.** Ecori Energia Solar, 2018. Disponível em: https://www.ecorienergiasolar.com.br/artigo/modulos-fotovoltaicos---monocristalino-ou-policristalino---qual-a-melhor-dessas-duas-tecnologias-para-o-brasil. Acesso em: 10 jun. 2020.

TAVARES, J. H. F. C. **Desenvolvimento, implementação e simulação de um controlador para sistemas de armazenamento de energia com baterias.** 2015. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores) – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2015.

VALLÊRA, A. M.; BRITO, M. C. Meio século de história fotovoltaica. **Gazeta de Física**, v. 29, p. 10-15.

VRB ENERGY. **VRB Energy**, 2020. Página eletrônica de empresa especializada em baterias de fluxo redox de vanádio. Disponível em: https://vrbenergy.com/. Acesso em: 11 maio 2020.

YERRO, M. M. **Modelado, dimensionamiento y aplicación de uma batería de flujo redox de vanádio.** 2020. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Tecnologias Industriais) – Escola Tècnica Superior d'Enginyeria Industrial de Barcelona, Barcelona, 2020.

YOU, D.; ZHANG, H.; CHEN, J. A simple model for the vanadium redox battery. **Electrochimica Acta**, [*s. l.*], v. 54, p. 6827-6836, nov. 2009. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/228484802_A_simple_model_for_the_vanadium_redox_battery. Acesso em: 13 maio 2020.

ZHANG, X.; LI, Y.; SKYLLAS-KAZACOS, M.; BAO, J. Optimal Sizing of Vanadium Redox Flow Battery Systems for Residential Applications Based on Battery Electrochemical Characteristics. **Energies**, Sydney, v. 9, p. 857, out. 2016. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/309439436_Optimal_Sizing_of_Vanadium_Redox_Flow_Battery_Systems_for_Residential_Applications_Based_on_Battery_Electrochemical_Characteristics. Acesso em: 13 maio 2020.

APÊNDICE A – CÓDIGO EM MATLAB

```
%% Programa principal
clc;close all;clear all

tarifa_en_p=(0.09068+0.40695)/3.90;
tarifa_en_fp=(0.09068+0.24983)/3.90;
tarifa_dm_p=40.61/3.93;
tarifa_dm_fp=26.95/3.93;
dt=0.25; %intervalo de 15 minutos
fv_ef=0.15; %eficiência do gerador solar
dis_ef=0.85;
chr_ef=0.85;
area=10000; %area do telhado do SMO
Hnom=1:1:15;
Pnom=100:100:1000;
%Hmax=4;
%Pmax=100;
load('Irradiancia.mat');
load('demanda.mat');



for m=1:1:15

    for n=1:1:10

        dod=0.8;
        soc=0;
        cap_bat=Pnom(n)*Hnom(m);
        carga_bat=0;
        ct=737425; %state_of_charge
        custo_sem=0;
        custo_com=0;

% calcular custo total de implantação e manutenção do sistema VRFB

        for d=1:365 %interação dos dias do ano
            ct=ct+1;
            aux=0;
            [wdia,wnome] = weekday(ct,'long','local');
            energia_p=0;
            energia_fp=0;
            energiafv_p=0;
            energiafv_fp=0;
            energiaex_p=0;
            energiaex_fp=0;
            energia_sem_p=0;
            energia_sem_fp=0;
            energia_com_p=0;
            energia_com_fp=0;

                for i=1:96 %interação dos intervalos dt ao longo do dia
```

```
                 gerador=(irradiancia(d,i)/1000)*fv_ef*area*dt*0.7;
%energia do gerador descontado as perdas
                 energia_in=cap_bat*dod-carga_bat; %capacidade de carga
disponível na bateria
                        if(wdia==7 || wdia==1)

                               energia_fp=energia_fp+(carga(d,i)*dt);
                               energiafv_fp=energiafv_fp+(gerador);

                        else
                               if((i>76)&&(i<89)) %intervalo de horário
ponta

                               energia_p=energia_p+(carga(d,i)*dt);
                               energiafv_p=energiafv_p+(gerador);

                               if soc<0.8

                                   if (gerador)>(energia_in)/chr_ef;
                                       energia_out=gerador-
(energia_in/chr_ef);

energiaex_p=energiaex_p+energia_out;
                                       carga_bat=carga_bat+energia_in;
                                   else
                                       carga_bat=carga_bat+gerador*chr_ef;
                                   end
                               soc=carga_bat/cap_bat;
                               else
                               energiaex_p=energiaex_p+gerador;
                               end

                               else

                               energia_fp=energia_fp+(carga(d,i)*dt);
                               energiafv_fp=energiafv_fp+(gerador);

                               if soc<0.8

                                   if (gerador)>(energia_in)/chr_ef;
                                       energia_out=gerador-
(energia_in/chr_ef);

energiaex_fp=energiaex_fp+energia_out;
                                       carga_bat=carga_bat+energia_in;
                                   else
                                       carga_bat=carga_bat+gerador*chr_ef;
                                   end
                               soc=carga_bat/cap_bat;
                               else
                               energiaex_fp=energiaex_fp+gerador;
                               end

                               end

                        end

                end
```

```
            energia_sem_p=energia_p-energiafv_p;
            energia_sem_fp=energia_fp-energiafv_fp;

            if(wdia==7 || wdia==1)
                energia_com_fp=energia_fp-energiafv_fp;
                energia_com_p=0;
            else
                if(energia_p<(energiaex_p+(carga_bat*dis_ef)))
                   %disp('Energia da bateria superior a energia de ponta!')
                   %Pnom(n)
                   %Hnom(m)
                   energia_com_p=0;
                   aux=energiaex_p+(carga_bat*dis_ef)-energia_p;
                else
                    energia_com_p=energia_p-
(energiaex_p+(carga_bat*dis_ef));
                    aux=0;

                end
                energia_com_fp=energia_fp-energiaex_fp-aux;
                soc=0;
                carga_bat=0;
                energia_out=0;
            end



            dia(d).mes=month(ct);
            dia(d).day=wnome;
            dia(d).capacidade_bat=cap_bat;
            dia(d).energia_ponta=energia_p;
            dia(d).energia_fora=energia_fp;
            dia(d).energia_fv_ponta=energiafv_p;
            dia(d).energia_fv_fora=energiafv_fp;
            dia(d).energia_ponta_com=energia_com_p;
            dia(d).energia_fora_com=energia_com_fp;
            dia(d).energia_ponta_sem=energia_sem_p;
            dia(d).energia_fora_sem=energia_sem_fp;


custo_sem=custo_sem+(dia(d).energia_fora_sem*tarifa_en_fp+dia(d).energia_po
nta_sem*tarifa_en_p);

custo_com=custo_com+(dia(d).energia_fora_com*tarifa_en_fp+dia(d).energia_po
nta_com*tarifa_en_p);

            if d==1
            demanda_ponta = dia(d).energia_ponta_com/3;
            end

            if d~=1 & demanda_ponta<(dia(d).energia_ponta_com/3)
                demanda_ponta = dia(d).energia_ponta_com/3;
            end

        end
```

```
        % considerando um tempo de vida do sistema de 24 anos
        ear=(custo_sem+(12*2360*tarifa_dm_fp)+(12*1650*tarifa_dm_p))-
(custo_com+(12*2360*tarifa_dm_fp)+(12*demanda_ponta*tarifa_dm_p));


custo_energia_total_sem=24*(custo_sem+(12*2360*tarifa_dm_fp)+(12*1650*tarif
a_dm_p));

custo_energia_total_com=24*(custo_com+(12*2360*tarifa_dm_fp)+(12*demanda_po
nta*tarifa_dm_p));

        economia(n,m)=custo_energia_total_sem-custo_energia_total_com;
        custo_sis(n,m)=custo_vrfb(Pnom(n),Hnom(m));
        net_value(n,m)=economia(n,m)-custo_sis(n,m);
        payback(n,m)=custo_sis(n,m)/ear;

        sav(1)=ear-custo_sis(n,m);
        for j=2:1:24
            sav(j)=ear;
        end

        tir(n,m)=100*irr(sav);

    end


end

 [X,Y]=meshgrid(Hnom, Pnom);
 surf(X,Y,tir)
 figure
 surf(X,Y,net_value)
 figure
 surf(X,Y,payback)

%% Rotina para cálculo do custo do sistema VRFB
function res = custo_vrfb(P,H)

p_pilha = 10; %potência da pilha em kW
v_pilha = 48; %tensão da pilha em volts
r_cell = 1.5; %resitência da célula em Ohm.cm²
v_eff=0.82;
u_ele=5.22; %massa do eletrólito por unidade de energia em kg/kWh
u_mol=57.4;%concentração de vanádio por unidade de energia em mol/kWh
soc=0.8; %intervalo de operação da bateria, representa 80% da capacidade
u_v=1.6; %concentração de vanádio em mol/L
b_memb=50; %preço da membrana por m¹ em dollars
b_graf=10; %preço do grafite dos coletores por m¹ em dollars
b_placa=500; %preço das placas terminais das pilhas em dollars por und
b_eletrodo=5; %preço de fabricação dos eletrodos em dollars por und
b_quadro=2; %preço de fabricação dos quadros de fixação dos elementos
internos da pilha em dollars por und
b_v=11; %preço do vanádio em dollars por kg
b_a=0.2; %preço da solução aquosa ácida em dollars por litro
b_tanque=25; %preço do tanque em dollars por kWh
b_bomba=100; %preço das bombas em dollars por kW
b_inv=100; %preço dos inversores em dollars por kW
```

```
b_man=100; %custo anual com revisões no sistema em dollars por ano
b_mont=500; %preço da montagem das pilhas em dollars por und
b_sub=10; %custo de reposição das membranas em dollars por kW
b_correcao=1; %fator de correção
l_membrana=8; %tempo de vida das membranas em anos
l_vrfb=24; %tempo de vida do sistema em anos

n_pilha=0;
n_cel=0;
v_cel=0;
i_den=0;
i_nom=0;
s_eletrodo=0;
s_memb=0;
s_graf=0;
c_memb=0;
c_graf=0;
c_placa=0;
c_eletrodo=0;
c_quadro=0;
c_mont=0;
c_pilha=0;
v_eletrolito=0;
c_eletrolito=0;
c_tanque=0;
c_bomba=0;
c_vrfb=0;
c_inv=0;
c_sis=0;
c_sub=0;
c_man=0;
c_total=0;

aux=P/p_pilha;
n_pilha=ceil(aux);
i_nom=(P*1000)/(v_pilha*n_pilha);
i_den=(1.35*(1-v_eff))/(r_cell*(1+v_eff));
v_cel=1.35-i_den*r_cell;
n_cel=(v_pilha/v_cel)*n_pilha;
s_eletrodo=(i_nom/i_den)*(n_cel/10000);
s_memb=1.1*s_eletrodo;
s_graf=2*s_eletrodo;
v_eletrolito=(P*H*u_mol)/(soc*u_v)
c_memb=b_memb*s_memb;
c_graf=b_graf*s_graf;
c_placa=2*n_pilha*b_placa;
c_quadro=2*n_cel*b_quadro;
c_eletrodo=2*n_cel*b_eletrodo;
c_mont=n_pilha*b_mont;
c_pilha=c_memb+c_graf+c_placa+c_quadro+c_eletrodo+c_mont;
c_eletrolito=((u_ele/soc)*P*H*b_v)+(v_eletrolito*b_a);
c_tanque=b_tanque*P*H;
c_bomba=2*b_bomba*(n_pilha*p_pilha);
c_vrfb=c_pilha+c_eletrolito+c_tanque+c_bomba;
c_inv=b_inv*P;
c_sis=(c_vrfb+c_inv)*(1+b_correcao);
c_sub=c_memb+b_sub*P;
c_man=(b_man*l_vrfb)+(c_sub*((l_vrfb/l_membrana)-1));
c_total=c_sis+c_man;
```

```
res = c_total;

end
```