



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE  
TELECOMUNICAÇÕES

**NICOLAS JUAN OCTÁVIO PIÑON DE MANFREDI**

**Modelo para suporte à otimização da  
viabilidade técnica-financeira na hibridização  
de plantas de geração solar e eólica com  
armazenamento de energia**

NITERÓI

2021

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE  
TELECOMUNICAÇÕES

**NICOLAS JUAN OCTÁVIO PIÑON DE MANFREDI**

**Modelo para suporte à otimização da viabilidade técnica-  
financeira na hibridização de plantas de geração solar e eólica  
com armazenamento de energia**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações.

Orientador:  
Prof D. Sc Vitor Hugo Ferreira

NITERÓI

2021

Ficha catalográfica automática - SDC/BEE  
Gerada com informações fornecidas pelo autor

M276m Manfredi, Nicolas Juan Octávio Piñon de  
Modelo para suporte à otimização da viabilidade técnica-  
financeira na hibridização de plantas de geração solar e  
eólica com armazenamento de energia / Nicolas Juan Octávio  
Piñon de Manfredi ; Vitor Hugo Ferreira, orientador.  
Niterói, 2021.  
122 f. : il.

Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense,  
Niterói, 2021.

DOI: <http://dx.doi.org/10.22409/PPGEET.2021.m.09485963769>

1. Energia solar. 2. Energia eólica. 3. Armazenamento de  
energia. 4. Hibridização. 5. Produção intelectual. I.  
Ferreira, Vitor Hugo, orientador. II. Universidade Federal  
Fluminense. Escola de Engenharia. III. Título.

CDD -

NICOLAS JUAN OCTÁVIO PIÑÓN DE MANFREDI

Modelo para suporte à otimização da viabilidade técnica-financeira na hibridização de plantas de geração solar e eólica com armazenamento de energia

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações.

BANCA EXAMINADORA



Assinado de forma digital por  
VITOR HUGO FERREIRA  
vhferreira@id.uff.br:01277679673  
Dados: 2021.06.17 13:53:34 -03'00'

---

Prof. D.Sc Vitor Hugo Ferreira (Orientador)  
UFF – Universidade Federal Fluminense



---

Prof. D.Sc Marcio Zamboti Fortes  
UFF – Universidade Federal Fluminense



---

Prof. D.Sc Bruno Henrique Dias  
UFJF – Universidade Federal de Juiz de Fora

Niterói

Junho de 2021

*Dedico este trabalho à minha mãe e à minha esposa, que são as pessoas que mais me incentivaram e apoiaram em todos os momentos de maiores dificuldades.*

# Agradecimentos

Agradeço aos meus familiares por fazerem parte da minha vida e por todo o apoio. Principalmente à minha mãe, pelos ensinamentos dados e incentivos na busca pelo foco e determinação para alcançar meus objetivos.

Ao amor da minha vida, Roberta Manfredi, minha querida esposa, pela paciência e companheirismo em todos os momentos que eu mais precisei, e por estar ao meu lado todos os dias, construindo uma linda família junto com a Tapioca e o Tico.

A todos os professores da PPGEET que puderam contribuir com seus conhecimentos no meu aprendizado, em especial ao meu orientador, prof. Vitor Hugo, que teve papel fundamental no desenvolvimento deste trabalho, para direcionamento e encaminhamento no decorrer de toda essa jornada, se mostrando sempre presente e disponível para me auxiliar, objetivando a elaboração e conclusão desta dissertação.

Aos amigos Ronald Jogaib e Gabriel Marçal, com quem passei muitas horas e finais de semanas juntos, dedicados ao desenvolvimento de trabalhos em grupo, e que sempre estimularam a minha trajetória ao longo desses anos de estudo no mestrado.

Ao amigo Gabriel Mussi, que sempre apoiou o meu desenvolvimento pessoal e profissional.

A todos os companheiros da Energisa, com quem convivo diariamente, e formamos uma excelente equipe de trabalho e de desenvolvimento conjunto de grupo. Principalmente ao amigo Victor Antunes, que sempre se mostrou disponível a auxiliar e apoiar em diversos momentos.

À TAESA, empresa a qual sou muito grato por todo o desenvolvimento e aprendizado adquirido, além de todo o apoio à continuidade nos estudos em todo o período que lá estive.

À Energisa, empresa atual que trabalho, onde tenho toda a oportunidade para meu crescimento profissional, além de estimular todos os dias uma busca incessante pela melhoria contínua dentro da minha posição, em conjunto com a possibilidade de direcionamento do aprendizado cada vez maior para a área de geração de energia.

# Resumo

Este trabalho apresenta um modelo para suporte as empresas da área de geração, para avaliação da viabilidade de projetos híbridos por meio da maximização do valor presente líquido global de um empreendimento, considerando a implantação de um parque solar e/ou eólico, com utilização de tecnologias de armazenamento. São verificadas as condições de limitações fundiárias para as obras e restrições operativas na rede elétrica, para escoamento da energia gerada. Há uma escassez para os recursos de soluções com softwares, simplificados e com custos associados baixos, para auxílios aos empreendedores com o suporte de análise de negócio, com incremento técnico e busca de uma solução viável e otimizada.

Neste sentido, o trabalho apresenta uma proposição para a alternativa aos empreendedores. São apresentadas as condições necessárias para entendimento do desenvolvimento da modelagem na composição dos cálculos dos VPLs, para empreendimentos das fontes solar, eólica e bateria, demonstrando as fundamentações técnicas e financeiras para obtenção das produções de energia, CAPEX e OPEX.

Na fase testes, para verificação do comportamento da modelagem, foram definidos 2 tipos de casos base e simulados 18 cenários de verificação, com alterações de variáveis do CAPEX de cada uma das fontes, variação no preço de venda de energia, modificações das restrições do problema e verificação de incremento nas capacidades solar e de vento dos parques. Além disso, foi gerado um cenário adicional, com verificação para a entrega de energia em MW médio restrito, buscando apresentar uma demanda constante do mercado. Os resultados apresentaram os melhores valores de VPL global para casos de venda de energia ao preço de mercado médio dos últimos 5 anos. Comparativamente, entre os casos bases gerados, os cenários relativos a testes fundiários demonstraram um incremento de 56,10% de VPL, e redução para perdas de energia de 93,4%.

**Palavras-chaves:** Otimização, Geração solar, Geração eólica, Baterias, Armazenamento, Fontes renováveis, VPL, Hibridização, Restrição de rede, fundiário, Programação não-linear, CAPEX, OPEX, Viabilidade.

# Abstract

This work presents a model to support electricity generation companies to assess the viability of hybrid projects by maximizing the global net present value (NPV) of an enterprise, considering the implementation of a solar and / or wind farm, using storage technologies. The conditions of land limitations for the construction and operational restrictions in the electric network for the flow of the generated energy are verified. There is a lack of solutions with simplified software and low associated costs, to help entrepreneurs to support business analysis with technical increment, in search of a viable and optimized solution.

In this sense, the work presents an alternative proposition to entrepreneurs. The necessary conditions for understanding the development of modeling in the composition of the calculations of the NPVs for projects of solar, wind and battery sources are presented, demonstrating the technical and financial foundations for obtaining energy production, CAPEX and OPEX.

In the tests phase to verify the modeling behavior, 2 types of base cases were defined, and 18 verification scenarios were simulated with changes in the CAPEX variables of each source, variation in the sale price of energy, changes in the problem restrictions and verification of increase in the solar and wind capacities of the parks. In addition, another scenario was generated, with verification for the delivery of energy in restricted average MW, seeking to present a constant market demand. The results showed the best global NPV values for cases of energy sales at the average market price of the last 5 years. Comparatively, among the base cases generated, the scenarios related to land tests showed an increase of 56.10% of NPV and a reduction for energy losses of 93.4%.

Keywords: Optimization, Solar generation, Wind generation, Batteries, Storage, Renewable sources, NPV, Hybridization, Network restriction, land, Non-linear programming, CAPEX, OPEX, Viability.



# Lista de Figuras

FIGURA 1 – PARQUE HÍBRIDO TACARATU-PE (FONTE: [6]) .....	13
FIGURA 2 – TIPOS DE TRACKER (ESQUERDA) E COMPARATIVA PRODUÇÃO (DIREITA) (FONTE: [40]) .....	25
FIGURA 3 – EXEMPLO CURVA IXV E PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (FONTE: [45]) .....	27
FIGURA 4 – COMPARATIVO CURVA DE POTÊNCIA (FONTE: AUTOR) .....	30
FIGURA 5 – COMPARATIVO COEFICIENTE DE POTÊNCIA (FONTE: AUTOR).....	30
FIGURA 6 – EFEITO ESTEIRA AERODINÂMICA E AFASTAMENTO ENTRE TURBINAS (FONTE: [49]) .....	31
FIGURA 7 – COMPARAÇÃO ENTRE OS MÉTODOS DE CARREGAMENTO (FONTE: [57]) .....	34
FIGURA 8 – PESQUISA SOBRE O USO DAS TÉCNICAS DE AVALIAÇÃO DE INVESTIMENTOS (FONTE: [64]) .....	37
FIGURA 9 – EXEMPLO DE PONTO DE MÁXIMO E DE MÍNIMO DE UMA FUNÇÃO (FONTE: [76]) .....	40
FIGURA 10 - MODELAGEM NA VISÃO GERAL (FONTE: AUTOR) .....	42
FIGURA 11 – VISÃO GERAL DA OTIMIZAÇÃO (FONTE: AUTOR).....	42
FIGURA 12 - PROCESSO RECEITA GERAÇÃO SOLAR (FONTE: AUTOR).....	44
FIGURA 13 - PROCESSO CAPEX SOLAR (FONTE: AUTOR) .....	51
FIGURA 14 - PROCESSO OPEX SOLAR (FONTE: AUTOR) .....	54
FIGURA 15 - PROCESSO RECEITA GERAÇÃO EÓLICA (FONTE: AUTOR) .....	55
FIGURA 16 - PROCESSO CAPEX EÓLICO (FONTE: AUTOR) .....	63
FIGURA 17 - PROCESSO OPEX EÓLICO (FONTE: AUTOR) .....	65
FIGURA 18- AMOSTRA COMPOSIÇÃO SOLAR E EÓLICO (FONTE: AUTOR) .....	67
FIGURA 19- AMOSTRA SOLAR + EÓLICO COM RESTRIÇÃO DE REDE (FONTE: AUTOR) .....	67
FIGURA 20- PROCESSO DE RECEITA GERAÇÃO BATERIA (FONTE: AUTOR).....	68
FIGURA 21- LÓGICA DEFINIÇÃO ESTADO DA BATERIA (FONTE: AUTOR).....	69
FIGURA 22- LÓGICA DEFINIÇÃO ESTADO DA BATERIA – PARTE 1 (FONTE: AUTOR).....	70
FIGURA 23- LÓGICA DEFINIÇÃO ESTADO DA BATERIA – PARTE 2 (FONTE: AUTOR).....	71
FIGURA 24- LÓGICA DEFINIÇÃO ESTADO DA BATERIA – PARTE 3 (FONTE: AUTOR).....	71
FIGURA 25- LÓGICA DE CARREGAMENTO E DESCARREGAMENTO DA BATERIA (FONTE: AUTOR) .....	72
FIGURA 26- LÓGICA DE CARREGAMENTO E DESCARREGAMENTO DA BATERIA – PARTE 1 (FONTE: AUTOR) .....	73
FIGURA 27- LÓGICA DE CARREGAMENTO E DESCARREGAMENTO DA BATERIA – PARTE 2 (FONTE: AUTOR) .....	74
FIGURA 28- CONTABILIZAÇÃO VIDA ÚTIL – PASSO 1 (FONTE: AUTOR).....	75
FIGURA 29- CONTABILIZAÇÃO CURTAILMENT (FONTE: AUTOR) .....	76
FIGURA 30 - PROCESSO CAPEX BATERIA (FONTE: AUTOR).....	79
FIGURA 31 - PROCESSO OPEX BATERIA (FONTE: AUTOR).....	80
FIGURA 32 – EXEMPLO PARA CURVA DA DISTRIBUIÇÃO NORMAL DA PRIMEIRA HORA DO DIA TÍPICO (FONTE: AUTOR) .....	84

## Lista de Tabelas

TABELA 1 – VANTAGENS E DESVANTAGENS PARA UTILIZAÇÃO DA HIBRIDIZAÇÃO (FONTE: [38]) .....	22
TABELA 2 – CENÁRIOS CASO “BASE 1” – VARIAÇÕES DE CAPEX (FONTE: AUTOR) .....	96
TABELA 3 – CENÁRIOS CASO “BASE 2” – VARIAÇÕES DE CAPEX (FONTE: AUTOR) .....	97
TABELA 4 – CENÁRIOS CASO “BASE 1” – VARIAÇÕES DE PREÇO DE ENERGIA (FONTE: AUTOR) .....	98
TABELA 5 – CENÁRIOS CASO “BASE 2” – VARIAÇÕES DE PREÇO DE ENERGIA (FONTE: AUTOR) .....	98
TABELA 6 – CENÁRIOS CASO “BASE 1” – VARIAÇÕES DE RESTRICÇÕES (FONTE: AUTOR) .....	99
TABELA 7 – CENÁRIOS CASO “BASE 2” – VARIAÇÕES DE RESTRICÇÕES (FONTE: AUTOR) .....	99
TABELA 8 – CENÁRIOS CASO “BASE 1” – VARIAÇÕES DE RECURSOS NATURAIS (FONTE: AUTOR) .....	100
TABELA 9 – CENÁRIOS CASO “BASE 2” – VARIAÇÕES DE RECURSOS NATURAIS (FONTE: AUTOR) .....	100
TABELA 10 – CENÁRIO SENSIBILIDADE ENTREGA MW MÉDIO (FONTE: AUTOR) .....	101
TABELA 11 – CENÁRIOS CASO “BASE 1” (FONTE: AUTOR) .....	102
TABELA 12 – CENÁRIOS CASO “BASE 2” (FONTE: AUTOR) .....	102
TABELA 13 – CENÁRIOS CASO “BASE 2”/ “BASE 1” (FONTE: AUTOR) .....	103

## Lista de Abreviaturas e Siglas

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CC	Corrente Contínua
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de S. Brito
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
EMBRAPA	Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
MME	Ministério de Minas e Energia

O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
PLD	Preço das Liquidações das Diferenças
PPA	<i>Power Purchase Agreements</i>
TMY	<i>Typical Meteorological Year Data</i>
VPL	Valor Presente Líquido
CFO	<i>Chief Financial Officer</i>
PO	Pesquisa Operacional
MCP	<i>Measure, Correlate and Predict</i>
STC	<i>Standard Test Conditions</i>

# Sumário

<b>Capítulo 1 - Introdução</b> .....	7
<b>1.1 Motivação</b> .....	8
<b>1.2 Objetivos</b> .....	9
<b>1.3 Estrutura do Trabalho</b> .....	10
<b>Capítulo 2 - Revisão Bibliográfica</b> .....	12
<b>2.1.1 Estudos de caso</b> .....	12
<b>2.1.2 Métodos de otimização</b> .....	17
<b>2.1.3 Conclusão</b> .....	20
<b>Capítulo 3 - Fundamentação Teórica</b> .....	21
<b>3.1 Geração Solar – Eólica – Armazenamento em Bateria</b> .....	21
<b>3.1.1 Principais componentes e variáveis da modelagem</b> .....	23
<b>3.1.1.1 Fonte Solar</b> .....	23
<b>3.1.1.2 Fonte Eólica</b> .....	27
<b>3.1.1.3 Fonte de Armazenamento em Bateria</b> .....	33
<b>3.2 Análise de Viabilidade Econômica</b> .....	35
<b>3.3 Princípios de Otimização</b> .....	37
<b>3.3.1 Método Gradiente Reduzido Generalizado não linear (GRG)</b> .....	39
<b>Capítulo 4 - Metodologia Proposta</b> .....	41
<b>4.1 VPL empreendimento solar</b> .....	42
<b>4.1.1 Geração Solar</b> .....	43
<b>4.1.2 CAPEX Solar</b> .....	49
<b>4.1.3 OPEX Solar</b> .....	51
<b>4.2 VPL empreendimento eólico</b> .....	54
<b>4.2.1 Geração Eólica</b> .....	55
<b>4.2.2 CAPEX Eólico</b> .....	59
<b>4.2.3 OPEX Eólico</b> .....	63
<b>4.3 VPL para empreendimento com armazenamento de energia em baterias</b> ...	65
<b>4.3.1 Armazenamento e Geração através da Bateria</b> .....	65
<b>4.3.1.1 Definição do estado da bateria</b> .....	68
<b>4.3.1.2 Carregamento e descarregamento da bateria</b> .....	72
<b>4.3.1.3 Vida útil, <i>Curtailment</i> e Produção</b> .....	74
<b>4.3.2 CAPEX Bateria</b> .....	77

4.3.3	OPEX Bateria .....	79
4.4	Condições financeiras .....	80
4.5	Otimização e restrições para modelagem .....	83
4.5.1	Restrições para modelagem .....	84
4.6	Premissas utilizadas na modelagem .....	86
4.6.1	Características gerais .....	87
4.6.2	Empreendimento Solar .....	90
4.6.3	Empreendimento Eólico .....	91
4.6.4	Empreendimento Bateria .....	93
<b>Capítulo 5 - Resultados e Discussão .....</b>		<b>95</b>
5.1	Cenários – Variação de CAPEX .....	96
5.2	Cenários – Preço energia .....	97
5.3	Cenários – Variações das restrições .....	98
5.4	Cenários – Variações dos recursos naturais .....	99
5.5	Cenário adicional .....	100
5.6	Comparativos dos cenários e bases .....	101
<b>Capítulo 6 - Conclusão .....</b>		<b>104</b>
6.1	Trabalhos Futuros .....	105
Bibliografia .....		107
<b>Anexo A – Referências de Datasheet para Módulos FV, Aerogerador e Bateria .....</b>		<b>112</b>

# Capítulo 1 - Introdução

A energia elétrica é um serviço essencial para o avanço de uma nação e abrange uma extensa área de atuação direta e indireta, sendo entre elas a indústria, o comércio e o âmbito social, proporcionando qualidade de vida, mobilidade pessoal, desenvolvimento econômico, dentre outros fatores. Porém, a geração e o consumo desta energia podem proporcionar uma enorme pressão ambiental, no sentido da emissão de gases com efeito estufa e poluentes atmosféricos, da utilização dos solos, dos derrames de petróleo e da geração de resíduos. Todas essas pressões contribuem para as alterações climáticas, a degradação de ecossistemas naturais e o ambiente antropogênico, com impactos em toda sociedade [1].

Com base no panorama atual para o tema de sustentabilidade, as empresas do setor de energia, para se manterem competitivas no mercado global, passam a ter que cumprir determinadas exigências, para se adequarem a esse novo momento da economia. De fato, as empresas que não estão de acordo com as mudanças elencadas perdem cada vez mais espaço e representatividade no mercado [2].

Com as buscas por reduções para as emissões de  $CO_2$ , as plantas de geração em energia renovável podem contribuir para essa diminuição, e tornam-se uma alternativa para obtenção de certificados de produção de energia “limpa”. O combate às mudanças climáticas e o acesso universal à energia estão sendo debatidos, definindo-se objetivos que concretizem estas temáticas no Acordo de Paris e nas resoluções da ONU (Organização das Nações Unidas). Sendo assim, a hibridização de fontes de geração pode auxiliar neste sentido. A configuração para as implantações podem ser aplicadas, de acordo com os recursos, como por exemplo: fotovoltaica e eólica, fotovoltaica e hidráulica, hidráulica e eólica, termossolar e biomassa, podendo essas serem implantadas desde sua concepção inicial, ou em casos de hibridização de instalações já existentes [3].

Atualmente, a matriz de energia elétrica no Brasil possui mais de 83% da sua capacidade instalada através de fontes renováveis, sendo estas divididas em: biomassa (8,72%); hídrica (62,53%); solar (1,88%); e eólica (9,87%). No contexto de potência instalada, a matriz possui mais de 176GW em operação, sendo a capacidade superior a 215GW, com as inclusões dos empreendimentos em fase de construção e as ainda não iniciadas. Dentro do volume total, nos horizontes das instalações em operação e as outorgadas pela agência reguladora para implantação, destacam-se 29,4GW em energia eólica e 18,4GW de energia solar [4].

O Brasil possui uma enorme diversidade para o potencial de sistemas híbridos. Esses sistemas têm muito a acrescentar, tanto pelo ponto de vista da carga, como pelo lado da fonte. Pela carga incluem-se a qualidade de energia, back-up, continuidade de fornecimento e diminuição de preço de pico. Pelo ponto de vista do cliente, trazem ganhos econômicos no preço de energia e na redução de perdas financeiras em casos de falta de suprimento. Pela fonte englobam-se os controles de frequência, controle da intermitência e aumento da resiliência do sistema [5].

A combinação de diferentes fontes de energia renováveis proporciona, em sua grande maioria, uma maior garantia de continuidade dos suprimentos, se comparado a apenas uma fonte, uma vez que a produção acaba por se apresentar de forma diversificada e não correlacionada. É importante ressaltar que a utilização de projetos híbridos, além de depender de condições específicas de cada aplicação e sistema a qual essa planta será inserida, ainda apresenta muitas incertezas regulatórias e de sinergias. Em muitos países ainda se buscam aprimoramentos que promovam ganhos financeiros e operacionais, a partir das combinações de fontes. Contudo, o desenvolvimento de projetos híbridos ainda se encontra em fase inicial, com a maior parte dos empreendimentos sendo de menor porte e operações realizadas recentemente [6].

Pode-se observar, em países desenvolvidos, que os combustíveis fósseis ainda continuam a dominar os suprimentos para a produção de energia. Na Europa, cerca de 77% das necessidades de fornecimento de geração derivam destes combustíveis, os quais são provenientes dos recursos de petróleo, gás e carvão. Apenas aproximadamente 9% dos suprimentos de energia do europeu são provenientes da energia renovável. Porém, observa-se um crescimento e aquecimento no mercado de energia renovável [1].

Com base no exposto, é de grande valia a abordagem para o tema de energia híbrida. No entanto, durante as discussões para o assunto, ainda podem ser identificadas as necessidades de aprimoramento e desenvolvimento, que vão desde questões ambientais a aspectos regulatórios e de combinações de engenharia. Desta forma, este trabalho busca contribuir para o debate e traz uma proposição na busca de um modelo de otimização nos aspectos técnicos e econômicos, com condições particulares a serem abordadas no desenvolvimento dos capítulos que serão apresentados.

## **1.1 Motivação**



As discussões sobre as formas de hibridização para composição das fontes estão cada vez mais constantes, assim como a escassez de definições existentes para a regulação sobre as restrições, referentes ao escoamento de energia e fundiária, que promoveram a motivação pelo desenvolvimento deste trabalho. Atualmente, a ANEEL, em conjunto com o ONS, discutem as regras a serem aplicadas para as questões de limites operativos para escoamento e carregamento das redes de distribuição e transmissão. Adicionalmente, as condições de mercado relacionadas aos elevados preços de terrenos corroboraram as considerações aplicadas neste trabalho. Ainda que verificada uma grande diversidade de estudos de caso referentes à hibridização de fontes de energia, a implantação destes modelos ainda é relativamente recente na literatura, prevendo-se uma elevada projeção de crescimento, em razão de questões como os incentivos por produções de energia limpa, as capacidades de escoamento de energia e as condições físicas, associadas às reduções para impactos ambientais. A grande expectativa para o crescimento das soluções híbridas de energia e as atuais quedas nos preços de implantação de soluções em armazenamento em baterias fortalecem, ainda, uma necessidade de desenvolvimento deste tema de hibridização nos centros acadêmicos, órgãos reguladores, fabricantes e agentes do mercado.

## 1.2 Objetivos

O objetivo desse trabalho consiste no desenvolvimento de uma metodologia para apoio na tomada de decisão para a viabilidade econômica de projetos híbridos, em atendimento aos requisitos técnicos oriundos da engenharia. O modelo desenvolvido é uma ferramenta simples de suporte à construção de projetos otimizados, pois o problema de otimização considerado (programação não-linear inteira) requer o uso de outros algoritmos de otimização. A opção utilizada na modelagem, por questões de simplicidade de implementação, foi o método de Gradiente Reduzido Generalizado (GRG). Atualmente, as ferramentas existentes para uma avaliação prévia requerem investimentos com gastos elevados. Neste sentido, o trabalho busca determinar o empreendimento híbrido com maior valor presente líquido (VPL), considerando as fontes disponíveis para o projeto, a saber: energia solar, eólica e armazenamento de energia através de baterias. Esta otimização considera, também, as restrições técnicas e fundiárias relativas ao empreendimento, tais como: fatores de capacidade das usinas, produção de energia, fatores de perdas, restrições de rede (escoamento), dimensões do terreno, dentre outros. Em termos de custo, são

consideradas estruturas de captação de recursos financeiros, associados aos custos necessários para implantação do empreendimento (CAPEX), e despesas relacionadas à operação e manutenção (OPEX), sendo realizada a otimização do VPL de todo o empreendimento.

## **1.3 Estrutura do Trabalho**

O desenvolvimento dessa dissertação está estruturado de forma a esclarecer todo o contexto para a elaboração da modelagem de simulação e, conseqüentemente, alcançar o resultado de otimização do VPL para empreendimento híbrido.

A organização do presente trabalho encontra-se, portanto, da seguinte forma: o capítulo 1 apresenta a contextualização para o cenário atual dos empreendimentos híbridos, as motivações e objetivos para escolha do tema da dissertação.

Já no capítulo 2, é realizada uma revisão literária para os assuntos referentes ao tema desenvolvido, com apresentações de estudos de casos no Brasil e no mundo.

No intuito de suportar o leitor na compreensão da metodologia que será desenvolvida na modelagem, o capítulo 3 apresenta a fundamentação teórica dos principais componentes por fontes solar, eólica e armazenamento em bateria, esclarecendo as premissas com maiores relevâncias na simulação, apresentando os conceitos para variáveis utilizadas na análise de viabilidade econômica, além de indicar os princípios para a otimização utilizada.

No capítulo 4 é demonstrada toda a metodologia proposta na simulação. Inicia-se pela composição do VPL para empreendimentos solares, com as obtenções das bases que compõem os cálculos de geração de energia, CAPEX e OPEX. Sequencialmente, são realizados os cálculos do VPL eólico com a mesma estruturação, porém, ressaltando as condições particulares para aplicação deste tipo de fonte. Dando continuidade, apresenta-se o VPL para empreendimento, com utilização em armazenamento em baterias, considerando-se as condições de estados, carregamentos e descarregamentos, corte de energia e vida útil desses elementos. Por fim, são aplicadas as condições financeiras e otimização, em conjunto com as restrições implantadas e as premissas adotadas em toda a modelagem.

No capítulo 5, utilizam-se todas as informações técnicas apresentadas em capítulos anteriores e aplicam-se estas ao simulador, para posterior verificação de resultados. São realizadas, desta forma, as análises dos cenários gerados, de acordo com as premissas consideradas na modelagem.

Por fim, no capítulo 6 são relacionadas as conclusões para as condições gerais no desenvolvimento da modelagem e estudo de caso, finalizando com as indicações de trabalhos futuros, no intuito da continuidade e aprimoramento para o tema e modelo desenvolvido.

## Capítulo 2 - Revisão Bibliográfica

Durante o desenvolvimento deste trabalho foram realizados diversos levantamentos literários, referentes às questões relacionadas à energia híbrida em vários nichos de sua atuação. Observou-se, neste sentido, diversos tipos de hibridização de fontes de energia, com grande amplitude de tipos de composições e aplicações. A referência [7] realizou o levantamento de 41 artigos, em que se efetuou uma revisão crítica das abordagens do estado da arte, para compreender e avaliar a complementariedade entre os sistemas de energia solar e eólica conectados à rede, por meio da análise de diferentes metodologias para o uso combinado entre as fontes.

A pesquisa para os temas que serão apresentados teve foco no desenvolvimento de estudos de casos, na análise das condições regulatórias e das metodologias, além da elaboração de técnicas de composição de recursos energéticos, dentre outros. Entretanto, não se observou, na literatura, o desenvolvimento de quaisquer trabalhos que englobassem, conjuntamente, a otimização do VPL na implantação de empreendimento com planta eólica e solar, com adição à utilização de armazenamento em baterias e aplicações de observação, no aspecto de restrições de rede de operação e fundiários.

### 2.1.1 Estudos de caso

No panorama mundial e nacional, a implantação de plantas com hibridização de fontes apresenta um elevado potencial de crescimento, bem como dificuldades do ponto de vista regulatório e comercial. Contudo, a implementação destes tipos de solução está condicionada a cada tipo de sistema elétrico e suas características [8].

Conforme descrito em [9], os primeiros sistemas híbridos foram originados na década de 1970, como uma alternativa energética frente à crise do petróleo de 1973. Nos Estados Unidos, destacaram-se o projeto híbrido com fonte eólica-diesel, implantado em 1977 no Novo Mexico, e o projeto híbrido solar-diesel em 1978, no Arizona.

No Canadá, mais precisamente em Ontário, a integração de energia renovável é um assunto prioritário na política. Desde 2004, as condições de integração são avaliadas e mudaram devido às constantes mudanças de preço e às preocupações de superprodução, assim como o esgotamento da rede. Sendo assim, em [10] investiga-se um modo para

aumentar a complementaridade de recursos eólicos e solares, objetivando-se o avanço da sustentabilidade da energia. Ainda na região de Ontário, verifica-se uma das maiores plantas híbridas eólica e fotovoltaica, com capacidades instalada de 150MW e 100MW, respectivamente.

No Brasil, o primeiro sistema híbrido eólico-diesel foi implantado em 1986, em Fernando de Noronha (PE), sendo que somente em 2009 fora integrado a um sistema fotovoltaico. Outro exemplo ocorre em Tacaratu (PE), com um projeto híbrido de 80MW de energia eólica e 11MWp de fonte solar [9].



**Figura 1 – Parque híbrido Tacaratu (PE) (fonte: [6])**

Seguindo por esta vertente, a Índia apresenta um enorme interesse no desenvolvimento de usinas híbridas, com principal foco em plantas eólicas e fotovoltaicas. O país estabeleceu como meta de crescimento de energia renovável no montante de 175GW até 2022. A questão fundiária é considerada um dos principais problemas para o crescimento da energia renovável, considerando-se a falta de terras tanto para a construção de novas usinas como para a expansão dos sistemas de transmissão e distribuição já existentes [8].

Nos Estados Unidos, há casos em que foram construídas usinas eólicas e solares, tendo-se como exemplos Califórnia Pacific Wind (140 MW), Oasis Wind (60 MW) e Catalina Solar (143 MWp), da empresa EDF Renewables, que foram implantadas de formas adjacentes entre si, para assim proporcionar aos projetos sinergias em suas operações. Em Nevada, a ENEL Green Power construiu uma usina híbrida com as complementariedades das fontes, através de energia geotérmica (33 MW), fotovoltaica (27 MW) e solar térmica (2

MW). As usinas geotérmicas, em razão da elevação da temperatura ambiente, possuem uma menor produção de energia durante o dia, com essa queda sendo compensada pela usina fotovoltaica. Já a parcela de energia solar térmica funciona em série com a geotérmica, aumentando sua eficiência [6].

Na China, em 2012, alguns empreendedores colocaram em operação, na cidade de Hebei, um projeto híbrido de 100MW de energia eólica, 40MW solar e 36MW de bateria, já com uma expectativa de investimento de 2 bilhões de dólares para expansão desta planta para 500MW de eólica, 100MW de solar e 110MW de bateria [8].

Conforme [6], no País de Gales uma empresa sueca instalou, em 2016, 5MW de energia solar em conjunto com 8,4MW de energia eólica, que apresentaram boas condições de complementariedade de fontes na base diária.

Nesse aspecto, condições de restrições na capacidade da rede de operação impulsionaram a implantação de instalações de usinas híbridas também na Austrália. Conforme [6], pode-se citar uma usina próxima a Camberra operando desde 2017, com 10MW de solar e 165MW de eólica. Adicionalmente, um outro projeto anunciado em 2017 combina 15MW solar, 43,2MW eólico e 2MW de bateria de íon-lítio. A capacidade instalada de 60,2 MW está sujeita a uma restrição de escoamento de 50 MW, fazendo com o que o projeto opere com um *curtailment* da ordem de 2% a 3%. A implantação da bateria foi utilizada nas funções de fornecimento de serviços auxiliares e arbitragem de energia, reduzindo, assim, o *curtailment*.

No aeroporto de Sidney [11], estudou-se a complementariedade para a implantação de planta eólica e solar, de forma a atender a demanda anual da instalação. Foram avaliados os dados de velocidade de vento locais e de irradiação. Verificou-se, deste modo, que a hibridização das fontes reforçava as condições de fornecimento de energia para os momentos de pico de demanda.

Em 2020, na Coreia do Sul foi anunciada a implantação de parques híbridos eólico-solar, com capacidade de 93MW de módulos fotovoltaicos em uma planta existente de 40MW eólico [12].

Da mesma maneira, foi desenvolvido um modelo em [13] de simulação econômica de usina híbrida, com capacidade de 200kW, sendo 190kW em solar, 10kW eólica e 400kWh de capacidade de armazenamento energético, tendo como objetivo projetar uma usina com as variações de compra e venda de energia e maximização da rentabilidade econômica, com base nas tarifas, conforme o comportamento de produção e armazenamento da planta.

Na China, como pode ser observado em [14], realizaram-se pesquisas de tecnologias de armazenamento de energia que são vitais para estes sistemas de nivelamento de carga, controle de qualidade de energia e saída estável. Assim, o artigo buscou a viabilidade técnica de tecnologias de armazenamento de energia para fontes renováveis intermitentes, como a geração eólica e solar analisadas.

Em [15] foi desenvolvido estudo de viabilidade e avaliação técnico-econômica de um sistema híbrido (solar-eólico), com armazenamento de energia através de bateria para uma ilha remota. O software HOMER foi utilizado nas simulações, onde uma série de casos foram testados até a resposta, para alcançar uma configuração de sistema autônomo ideal, em termos de custo presente líquido do sistema (NPC) e custo de energia (COE). Além disso, foram avaliadas as confiabilidades e desempenho econômico, com os efeitos do dimensionamento para as quantidades de painéis fotovoltaicos, dimensionamento das quantidades de aerogeradores e capacidade do banco de baterias.

No Brasil, em 2017, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em [16] procurou apresentar uma metodologia de análise para complementariedade de fontes solar e eólica, realizando a análise de 60 estudos de casos em 5 localidades na região Nordeste do país. Contudo, variáveis de contexto global da implantação de um empreendimento foram deixadas de lado, uma vez que não foram avaliadas as questões financeiras e de características de engenharia, importantes na consideração para o corte de carga.

Em [17], o principal objetivo foi modelar um sistema de energia renovável, com utilização do software HOMER, que atenda a uma carga elétrica conhecida em combinação com fonte solar, geração a diesel e armazenamento em baterias. Para a análise, foram utilizados dados de um laboratório localizado na cidade de Kavala, Grécia. Com o objetivo de obter-se a combinação ideal do sistema com base no método de Custo Presente Líquido, foram realizadas diversas combinações com módulos fotovoltaicos, geradores e tamanhos de baterias.

Pode ser observado em [18] que, em 2019, foi realizada uma chamada para projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) no Brasil, com o objetivo de desenvolver soluções de armazenamento de energia. Foram aceitos pela ANEEL alguns empreendimentos, dentre os quais destacam-se:

- Otimização multiobjetivo de recursos energéticos distribuídos, visando sustentabilidade e confiabilidade de micro redes isoladas, incluindo geração solar, diesel e sistema de armazenamento de energia com baterias;

- Desenvolvimento de sinergia entre fontes hidrelétricas e solar, com armazenamento de energias sazonais e intermitentes em sistemas a hidrogênio e eletroquímico, com o objetivo de avaliar a aplicabilidade em seus aspectos técnicos, econômicos e comerciais para implantação em larga escala;
- Inserção de sistema de armazenamento em configurações múltiplas, para suporte à geração eólica, com o objetivo de apoiar as plantas, no que se refere à operação, assim como no suporte à metodologia, com o correto dimensionamento entre as fontes.

Com base nas possíveis mudanças climáticas e estratégia de redução de  $CO_2$ , na África do Sul, em [19], foi realizado um estudo, que apresenta um método baseado em estudos realizados anteriormente, estimando o risco das mudanças climáticas no potencial de recursos eólicos e solares. A avaliação combina as projeções climáticas baseadas em risco do *Integrated Global System Model* (IGSM), considerando-se as emissões e a incerteza da sensibilidade ao clima global.

Um método de avaliação da complementariedade entre as fontes eólicas, solar e hidrelétrica é realizado em [20], com a avaliação da variação da energia de forma combinada e independente. Duas perspectivas são avaliadas, sendo elas flutuação aleatória entre intervalos de tempo adjacentes e rampa em janelas de tempo contínuas, e verificadas uma série de índices. Sequencialmente, realiza-se um método para rastrear um dia típico meteorológico, combinando a incorporação de vizinhos estocásticos com distribuição  $t$  e com o algoritmo de agrupamento K-means, para melhorar a avaliação da complementariedade diária.

Na Espanha, em [21], apresentou-se um método de gerenciamento de produção de energia de forma horária em plantas eólicas conectadas à rede, com a utilização de armazenamento em baterias para análise técnica e econômica da solução. Uma vez que o sistema elétrico da rede espanhola se torna elevado, com a penetração da fonte de energia eólica, mostra-se como necessário este tipo de gerenciamento, uma vez que a curva de carga não coincide com a geração.

A natureza estocástica do vento motivou, em [22], a revisão tecnológica de soluções de armazenamento de energia para combinação com a fonte de geração eólica. Sistemas de armazenamento de energia podem desempenhar um papel importante nas aplicações de energia eólica, controlando a produção da usina eólica e fornecendo serviços auxiliares ao



sistema de energia, permitindo, assim, uma maior penetração da energia no sistema. Desta forma, foram verificadas condições operacionais em uma vasta revisão literária nas aplicações relativas à flutuação de tensão, à queda de tensão, ao suporte de controle de tensão, ao amortecimento de oscilação de potência, à reserva girante, à redução da transmissão, ao armazenamento sazonal, ao corte máximo, dentre outros.

Uma avaliação do estado da arte para um empreendimento híbrido com fontes renováveis é realizada em [23], sucedendo-se uma breve revisão que verifica tipos, estruturas, otimização de modelagem, simulação e, conseqüentemente, realiza uma perspectiva para tendência de pesquisas e desenvolvimento.

Em [24] apresenta-se a modelagem de uma planta de energia híbrida fotovoltaica, eólica e células combustível. Este sistema compreende também um armazenamento de bateria, que fornece uma carga por meio de um inversor. Foi feita a identificação de cada subsistema e, posteriormente, o sistema foi modelado e simulado no pacote Matlab / Simulink e software LabView. O modelo matemático apresenta, portanto, topologia e gerenciamento de energia do sistema global com sistema de banco de bateria. O trabalho realizou os comparativos práticos experimentalmente implantados para verificação da eficácia do sistema híbrido, respeitando as mesmas circunstâncias meteorológicas dentre as condições.

## **2.1.2 Métodos de otimização**

Identificou-se uma série de propostas de métodos de otimizações, no intuito de apoiar o desenvolvimento de projetos de sistemas híbridos durante o levantamento de referências literárias.

A referência [25] apresentou uma nova tecnologia para dimensionamento de sistemas híbridos de energia, com base nas fontes solar e eólica, com armazenamento em banco de baterias, utilizando ferramentas de simulação e otimização e baseando-se no conceito de perda de fornecimento de energia à carga. O modelo desenvolvido demonstrou-se útil para energização de áreas rurais isoladas, tendo como resultado um sistema com um custo mínimo e de alta confiabilidade para a sua aplicação.

Desenvolvido em 2009, o trabalho apresentado em [26] traz uma proposta de elaboração de ferramenta para troca de dados, medição e análise de sistemas híbridos solar-

eólico. O método proposto foi aplicado a um estudo de caso em um sistema híbrido de vento de 5 kW de solar e 7,5 kW de eólico, presente em um site espanhol.

Em [27], considera-se a aplicação do algoritmo evolutivo multiobjetivo, para apoio ao projeto de sistemas híbridos isolados. O projeto apresenta-se como um problema de otimização, cuja solução permite obter tanto a configuração do sistema, como a estratégia de controle que minimiza simultaneamente o custo total ao longo da vida útil da instalação e as emissões de poluentes.

Apresentou-se, em [28], uma ferramenta de suporte aos projetistas, para uma configuração ideal de um parque híbrido eólico-solar em sistemas isolados ou centralizados. O trabalho utilizou técnicas de programação linear para minimizar o custo médio de geração de energia, atendendo aos requisitos da carga de forma confiável e considerando-se as condições ambientais. Nos sistemas isolados, foram verificados os créditos ambientais em comparação às alternativas com geração a diesel. Em contrapartida, no sistema centralizado foi avaliada a minimização da emissão de gases, para o suporte à justificativa da utilização através da energia renovável.

Um estudo realizado em [29] analisou um projeto híbrido, projetado para abastecer pequenas residências na área do Centro para o Desenvolvimento de Energias Renováveis, na Argélia. Neste, propôs-se um modelo de otimização de sistema híbrido fotovoltaico / eólico integrado, que utiliza a técnica de otimização iterativa, seguindo a Deficiência da Probabilidade de Fonte de Alimentação, o Excesso Relativo de Energia Gerada, o Custo Presente Líquido Total, o custo total anualizado e a análise da distância de equilíbrio, para confiabilidade de energia e custos do sistema.

Uma outra metodologia é apresentada em [30], para dimensionar um sistema híbrido fotovoltaico-eólico em rede isolada de energia, com armazenamento em bateria, usando ferramentas de simulação e programação linear. A modelagem possui foco principal em aplicações de áreas rurais remotas, buscando um sistema com custo mínimo e alta confiabilidade, com base no conceito de perda de probabilidade de fornecimento de energia, aplicada por horas consecutivas. Para calcular a potência solar e eólica, foi elaborado um modelo estatístico baseado nas funções Beta e Weibull de densidade de probabilidade.

Em [31], foi apresentada uma metodologia aplicada para resolver o dimensionamento ideal de um sistema híbrido solar-eólico-células combustível, para atender uma carga remota no Egito. O objetivo do processo de dimensionamento ideal foi atingir o custo mínimo anual do sistema, de forma a atender à necessidade da carga. A metodologia foi baseada na

otimização, com utilização dos dados reais locais de radiação solar, temperatura ambiente e velocidade do vento. Outras técnicas de otimização, que basearam-se na utilização de inteligência artificial com aplicação de meta-heurística com partícula de enxame, foram utilizadas para resolver o problema e, sequencialmente, realizadas as comparações entre os métodos testados.

Já em [32], demonstra-se uma solução com sistema híbrido, no intuito de uniformizar a produção eólica e tornar seu fornecimento mais flexível. Este sistema inclui um parque eólico, uma usina de energia solar concentrada com armazenamento de energia térmica e um aquecedor elétrico. O principal papel do aquecedor elétrico é converter a energia eólica redundante em energia térmica, com a energia térmica sendo armazenada no sistema de energia térmica da usina solar concentrada. A programação deste sistema híbrido é modelada como um problema de programação linear inteira mista, para maximizar o lucro sujeito às restrições técnicas. Os efeitos do aquecedor elétrico no sistema são estudados sob diferentes condições climáticas.

Na Espanha, em [33], apresenta-se um novo método para otimizar a hibridização, objetivando-se a capacidade de instalação através de fontes eólicas e fotovoltaicas, baseadas na minimização da demanda residual. Foram testados vários cenários na modelagem, com o objetivo de verificação, para os efeitos de penetração das variações de energias renováveis, perfis de demanda alternativos, acesso a locais eólicos localizados longe da costa e configurações fotovoltaicas alternativas.

Em [34], com o objetivo de fornecer energia totalmente despachável usando fonte solar, o artigo concentra-se na hibridização, através de Centrais de Concentração de Energia Solar (CSP) e Fotovoltaica (PV), acoplado a bancos de baterias. O estudo avalia os parâmetros de projeto ideais na área de campo solar, potência nominal do painel fotovoltaico e capacidade da bateria para a seção fotovoltaica e potência nominal para CSP. Assim, enquanto a planta é forçada a seguir uma curva de potência de saída, verifica-se a minimização para o custo de produção de energia híbrida.

Em [35] são explorados os problemas técnicos mais comuns dos sistemas híbridos eólico e solar, sendo propostas possíveis soluções, como resultado da integração destas plantas tanto quando conectados à rede ou quando isolados. São mencionadas questões relacionadas ao vento e sistemas fotovoltaicos (Wind-PV) e dada a ênfase em modelagem, projeto e otimização e problemas de análise de sensibilidade e controle estratégicos, visando minimizar o risco, bem como a ineficiência de produção de energia.

### **2.1.3 Conclusão**

Durante revisão bibliográfica do tema de hibridização de plantas de geração, foram identificadas metodologias de apoio ao desenvolvimento de projetos, estudos de casos de empreendimentos implantados e seus desempenhos. Adicionalmente, foram observados estudos para otimizações, porém não foram verificadas condições aplicadas às restrições para escoamento de energia na rede elétrica, além de limitações fundiárias nas localizações das plantas de geração. Sendo assim, este trabalho busca contribuir para a evolução do tema, com a apresentação de um modelo para suporte à otimização de viabilidade técnica e financeira, associadas às restrições operativas e fundiárias na hibridização de plantas de geração.

## Capítulo 3 - Fundamentação Teórica

Neste capítulo será detalhada toda a base para entendimento técnico necessário de elaboração da modelagem desenvolvida na metodologia proposta neste trabalho. Os assuntos serão tratados de forma a apresentar, inicialmente, os conceitos básicos para geração de cada uma das fontes de energia (solar, eólica e armazenamento em bateria), avançando posteriormente para o esclarecimento das principais variáveis utilizadas. Em seguida, serão abordados os princípios da otimização utilizada na modelagem. Por fim, serão apresentadas as condições financeiras, com os pontos de maior relevância para suporte à análise do investimento.

### 3.1 Geração Solar – Eólica – Armazenamento em Bateria

Neste trabalho, como já mencionado, estão sendo abordadas as soluções relativas à implementação de parque híbrido, com a utilização de energia solar, energia eólica e solução de armazenamento através de baterias.

De acordo com [36], os sistemas híbridos são aqueles que apresentam vários tipos de fontes de geração, os quais exigem uma alta complexidade para otimização do uso de cada uma delas, com necessidade de controle para máxima eficiência e entrega de energia ao usuário.

Os recursos solares apresentam variabilidades diárias menos significativas, porém, quando avaliadas de forma sazonal, ao longo dos meses acabam apresentando variações um pouco maiores entre períodos secos e úmidos. Com relação às variações de ventos, as incertezas atreladas e as variabilidades apresentam uma inconstância mais elevada, tanto na avaliação do ponto de vista da modulação quanto da forma sazonal. A volatilidade desses recursos pode ser parcialmente ou totalmente superada, com a combinação de uma composição de parque híbrido, podendo garantir uma maior confiabilidade para o sistema e uma produção de energia de forma menos variável. A Tabela 1 apresenta algumas das vantagens e das desvantagens relativas à implantação de um parque híbrido.

Além dos pontos mencionados, existe uma série de pontos ainda em fase de amadurecimento e avaliação, no que se refere às questões regulatórias. Em [37], foi

desenvolvido um trabalho, que teve como objetivo o mapeamento dos diversos arranjos e configurações de fontes energéticas, em adição à discussão de potenciais benefícios e suas limitações na hibridização de fontes. Identificaram-se as principais barreiras para viabilização sob a ótica técnica, comercial e regulatória, além do levantamento de ações no sentido de eliminação e redução destes entraves.

**Tabela 1 – Vantagens e desvantagens para utilização da hibridização (fonte: [38])**

<b>Área</b>	<b>Vantagens</b>	<b>Desvantagens</b>
Recursos energéticos	Utilização de recursos que estão disponíveis no site avaliado e apresentam-se de forma complementares	A disponibilidade do recurso deve ser favorável e constante para produção de energia de cada uma das fontes, além da necessidade de comportamentos inversos
Equipamento e investimento	São facilmente ampliáveis, devido à modularidade dos subsistemas	Investimento elevado e deve ser economicamente viável e compatível com o seu fator de capacidade
Operação e manutenção	Os sistemas podem ser independentes e apresentam sinergia de equipe de O&M, com maior confiabilidade	Utilização de armazenamento em baterias. Ainda apresentam custos elevados e com operação em vida útil reduzida, necessitando-se de um sistema de controle complexo
Ambiental	Equipamentos com baixo nível de emissão de $CO_2$ e outros gases	Na utilização de baterias para armazenamento, necessita-se de descartes e reciclagem dos equipamentos, além da necessidade de ocupação de grandes áreas, como, por exemplo, em parques solares

Em 2020, a ANEEL emitiu um posicionamento para aprimoramento da regulação relacionada à contratação de acesso de múltiplas centrais geradoras, onde objetivou-se apresentar alternativas para os quatro problemas principais relativos à dificuldade de implantação e tratamento, pelo setor elétrico, de usinas híbridas e associadas, como [8]:

- Facilitar as outorgas de centrais geradoras com mais de uma fonte de geração;
- Estabelecer forma de contratação de uso por centrais de geração híbridas ou associadas;
- Possibilitar a comercialização da energia gerada por usinas híbridas ou associadas;
- Apresentar alternativas para definição de garantia física de centrais geradoras com mais de uma fonte de geração.

Contudo, as discussões regulatórias ainda se encontram em definições, sendo ainda necessário uma consolidação e publicação de documento normativo, de forma a sanar as dúvidas que persistem no mercado de geração.

### **3.1.1 Principais componentes e variáveis da modelagem**

Durante a análise de viabilidade financeira e avaliação técnica de empreendimentos solar, eólico e armazenamento em baterias, é necessário atentar-se a alguns principais equipamentos de importância relevante técnico-financeira definidos neste trabalho. Adicionalmente, serão mencionados conceitos de dados de entrada, necessários para o entendimento pelo usuário. Sendo assim, nesta seção será apresentada a fundamentação teórica para:

- Módulos fotovoltaicos, inversores, estruturas e principais variáveis para modelagem através da fonte solar;
- Aerogerador e principais variáveis para modelagem através da fonte eólica;
- Container de Baterias e principais variáveis, para modelagem através da fonte de armazenamento em baterias.

#### **3.1.1.1 Fonte Solar**

Como é sabido, a energia solar na terra decorre da incidência dos raios solares na forma de luz e calor, sendo a origem de todas as outras formas de energia conhecidas. Seu aproveitamento abrange desde a secagem de produtos até os coletores solares planos, parabólicos e os painéis fotovoltaicos, que se desenvolvem atualmente com grande velocidade. O Brasil possui um enorme potencial solarimétrico em seu extenso território, e apresenta uma capacidade instalada de aproximadamente 2% da matriz energética nacional [38].

Dentre os principais componentes para a produção da energia solar destacam-se os módulos fotovoltaicos, inversores e as estruturas.

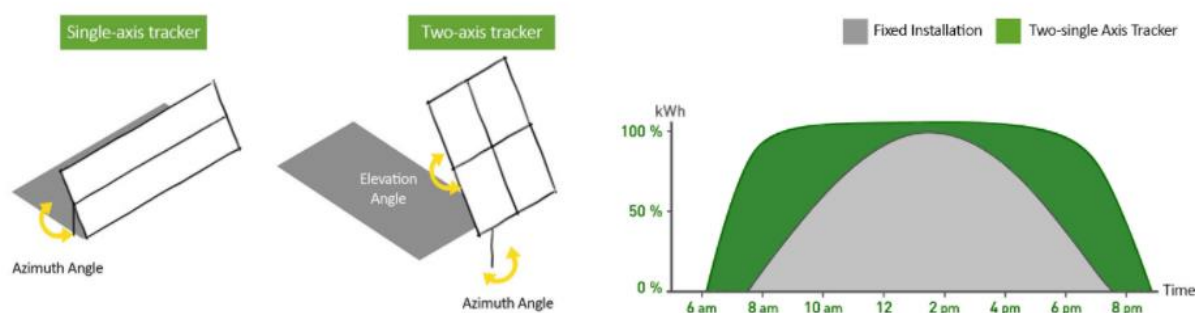
Nos painéis solares, a tecnologia tem apresentado um grande avanço em curto espaço de tempo. As capacidades instaladas têm evoluído de forma expressiva, além do aumento da sua eficiência. Muitas são as tecnologias de mercado, podendo-se destacar os tipos de painéis em silício monocristalino, silício policristalino, filme fino, silício amorfo (a-Si), telureto de cádmio (CdTe), orgânicas (OPV), dentre outras. Os principais fabricantes de módulos fotovoltaicos encontram-se no continente asiático, sendo os tipos de painéis de silício monocristalino e policristalino os mais comercializados no mercado atualmente.

Os inversores são responsáveis pela conversão da corrente contínua em corrente alternada. Eles devem dissipar o mínimo de potência, evitando, assim, perdas, como também produzir uma tensão com baixo nível de distorção harmônica e em sincronismo com a rede. Existem os inversores de comutação natural (em que a inversão é controlada pela tensão da rede) e os de comutação forçada (com o controle realizado pelo próprio inversor, sendo este autocomutado) [39].

Entre as variedades de tipos de inversores do mercado, destacam-se: *string inverter*, *central inverter*, inversor híbrido, micro inversor, entre outros. Atualmente, a grande disputa do mercado encontra-se dentre os fabricantes chineses, japoneses e europeus.

Por fim, os últimos componentes solares a serem abordados são as estruturas em que são instalados os módulos fotovoltaicos. Os principais tipos são as estruturas fixas e as que possuem capacidade de rastreamento da direção do sol, sendo esses conhecidos como *trackers*. Esse tipo de estrutura por rastreamento pode ser com 1 eixo ou 2 eixos, conforme Figura 2, porém os mais comuns no mercado brasileiro são os com direção norte-sul (1 eixo).





**Figura 2 – Tipos de tracker (esquerda) e comparativa produção (direita) (fonte: [40])**

Ressalta-se que a aplicação, para utilização das estruturas com *tracker*, se torna eficiente em determinadas localidades, sendo necessária a avaliação para sua utilização. No Brasil, se justifica pelas baixas latitudes dos melhores locais quanto à incidência do sol. Isto porque os ângulos de inclinação do sol no verão e inverno são pequenos [41].

Para a abordagem relativa às exigências de apresentação dos cálculos da produção de energia solar certificada, todos os fatores de perdas que são utilizados devem ser identificados e justificados. Assim, serão esclarecidos os conceitos das perdas a seguir, a mencionar [42]:

- Fatores de sombreamento horizontal e interno: perdas devido às sombras próximas (causadas por objetos próximos, como os próprios módulos, vegetação ou construções) e distantes (linha do horizonte);
- Angulares: aumento da reflexão sobre os módulos fotovoltaicos, com o aumento do ângulo de incidência, em relação à irradiação de incidência normal;
- Perda por sujidade: acúmulo, sobre os painéis fotovoltaicos, de poluição, poeira, pólen, excreções de pássaros, musgos, entre outros;
- Espectrais: perdas resultantes da composição espectral da luz solar incidente sobre os módulos, sendo diferente do espectro AM 1.5 (massa de ar = 1,5, referindo-se à quantidade de luz que passa pela atmosfera terrestre antes que possa bater na superfície da terra, e refere-se principalmente ao ângulo do sol em relação a um ponto de referência sobre a terra [43]).
- Nível de irradiância: variação da eficiência dos módulos em irradiâncias diferentes da STC;

- Perdas por Temperatura: redução da eficiência da célula fotovoltaica em função de sua temperatura operacional;
- Degradação inicial dos módulos: degradação nas primeiras horas de exposição ao sol (LID – *Light Induced Degradation*);
- *Mismatch*: perdas relacionadas ao fato de que os módulos não possuem exatamente as mesmas características elétricas;
- Perdas ôhmicas na cablagem: perdas induzidas pela resistência dos condutores entre os módulos e entre os arranjos e a entrada do inversor;
- Perda por Eficiência do inversor e controle de potência máxima (MPPT): eficiência do inversor e diferença entre as condições reais de operação e o ponto de máxima potência;
- Indisponibilidade programada (IP): percentual que reflete a redução na produção de energia, devido às paradas programadas para manutenção;
- Taxa equivalente de indisponibilidade forçada (TEIF): percentual que reflete a redução na produção de energia, devido à ocorrência de falha ou interrupção de emergência, em condições não programadas.

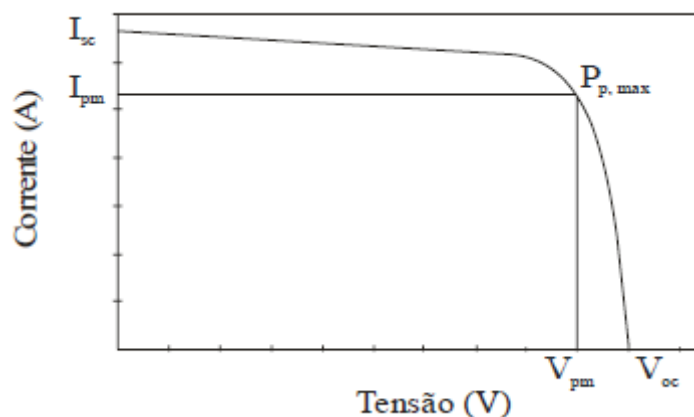
Além dos fatores de perdas, outras variáveis são de grande valia na elaboração e nos cálculos da produção da energia solar, sendo elas:

- Degradação anual dos módulos fotovoltaicos: degradação anual média de toda a vida do empreendimento;
- Eficiência dos módulos ( $\eta$ ): pode ser identificada na equação (1) [44]:

$$\eta = \frac{P_m}{(A \times I_c)} \quad (1)$$

Sendo a potência máxima do módulo fotovoltaicos ( $P_{p,max}$ ) representado em (2) e na Figura 3:

$$P_{p,max} = (I_{pm} \times V_{pm}) \quad (2)$$



**Figura 3 – Exemplo curva IxV e ponto de máxima potência (fonte: [45])**

Onde:

$A$  = área útil do módulo (em  $m^2$ );

$I_c$  = luz incidente – potência luminosa incidente ( $W/m^2$ );

$I_{pm}$  = Corrente na máxima potência;

$I_{sc}$  = Corrente em curto-circuito;

$V_{pm}$  = Tensão na máxima potência;

$V_{oc}$  = Tensão em circuito aberto.

### 3.1.1.2 Fonte Eólica

O processo de produção da geração eólica consiste basicamente na transformação da energia cinética, proveniente dos ventos, para energia mecânica e, posteriormente, para energia elétrica. Os componentes básicos principais de um aerogerador são os conjuntos de pás, torres e nacelle [46].

Entre os tipos de turbina, podem ser destacados os de rotores em eixo vertical e as de eixo horizontal, sendo esse último com a maior aplicabilidade no setor. Com relação aos conjuntos de pás, que são a interface com o vento e, conseqüentemente, as áreas de captação da energia cinética na área do rotor, tem-se que estes estão cada vez maiores em comprimento elevando, assim como as potências instaladas dos aerogeradores. Como exemplo, podem ser citadas atualmente as pás de comprimentos superiores a 83 metros,

rotores de 170 metros e aerogeradores de 6,2MW (*onshore*) e 14MW (*offshore*), do fabricante Siemens Gamesa.

As torres são responsáveis por suportar os componentes no interior da nacela, e, nestas, os conjuntos de pás possuem características construtivas de extrema importância. Em muitos casos, a elevação do tamanho da torre pode proporcionar uma produção de energia maior, se comparada à uma torre mais baixa. Contudo, para uma tomada de decisão, também faz-se necessário avaliar as turbulências e a região específica onde o aerogerador estará posicionado. Adicionalmente, também se faz imprescindível verificar o custo-benefício para aumento de geração, em comparação com o incremento de custo de implantação deste tipo de torre. As torres podem ser fabricadas estruturalmente com metais treliçados, onde antigamente eram utilizados aerogeradores de menor porte, e, atualmente, em estruturas de concreto ou metal tubular.

No interior das nacelas encontram-se os principais elementos do aerogerador, podendo-se destacar: o gerador, o transformador de potência (atualmente podem também ser localizados na base da torre), as caixas multiplicadoras, os sistemas de freio, os controladores e inversores, os sensores de direção e velocidade de vento, o sistema de trava do rotor, o motor de posicionamento da nacela, dentre outros elementos [47]. Assim, os conceitos para cada um desses elementos podem ser encontrados na literatura com facilidade, não sendo, portanto, necessária a abordagem neste trabalho, vez que não são essenciais para a modelagem proposta.

Do ponto de vista da geração de energia, uma turbina eólica capta uma parte da energia cinética dos ventos, que passam através da área varrida pelo rotor, transformando-se em energia elétrica. Em (3) pode ser verificada a equação da potência elétrica ( $Pe$ ) em relação ao vento [48]:

$$Pe = \frac{1}{2} \times \rho \times A_r \times v^3 \times C_{pr} \times \eta \quad (3)$$

Onde:

$\rho$  = densidade do ar em kg/m<sup>3</sup>;

$A_r = \frac{\pi \times D^2}{4}$  sendo a área do rotor onde D é o diâmetro do rotor;

$C_{pr}$  = coeficiente aerodinâmico de potência do rotor;

$\eta$  = eficiência do conjunto gerador/transmissão.

Cabe ressaltar que a potência de vento disponível para a geração de energia não pode ser aproveitada de forma integral, havendo, assim, a necessidade de destacar-se um fator importante para conhecimento: o  $C_p$  (coeficiente de potência). Este representa a relação da potência da turbina e a potência do vento, ou seja, a fração da potência eólica disponível que é extraída pelas pás do rotor. De acordo com a lei de Betz, o máximo aproveitamento deste coeficiente é de 59% [47].

Um conceito importante também a ser mencionado é o da curva de potência de um aerogerador, que é fornecida pelo fabricante e representa as relações entre a geração da máquina e o vento. Na curva, podem ser mencionados três parâmetros importantes [49]:

- velocidade de partida, que normalmente inicia-se com 3m/s;
- velocidade da potência nominal, que varia de acordo com fabricante (porém possui como valores usuais aqueles entre 13 e 15m/s, onde a potência alcança o valor nominal);
- velocidade de parada, que é o momento que o aerogerador deixa de gerar para evitar danos estruturais, relacionados à elevada velocidade (normalmente ventos a partir de 25m/s).

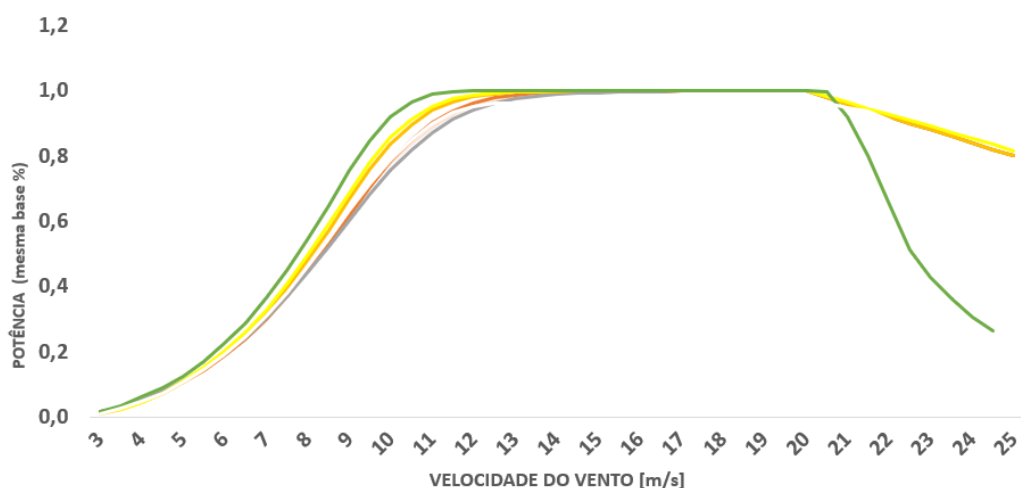
Durante a escolha da curva de potência do fabricante, deve-se estar atento à densidade do ar a ser considerada e à medição de campo onde o aerogerador será instalado. Em caso de diferença nos valores de densidade do ar, é recomendada a realização dos ajustes necessários na curva de potência, de forma a obter uma produção de energia compatível com o local do empreendimento.

Podem ser observados, através das curvas de potência presentes na Figura 4 e dos coeficientes de potência na Figura 5, pertencentes a fabricantes conhecidos (que não serão mencionados por questões de confidencialidade), um comparativo realizado previamente a um nivelamento de utilização de todos os aerogeradores, nas mesmas bases de comparação.

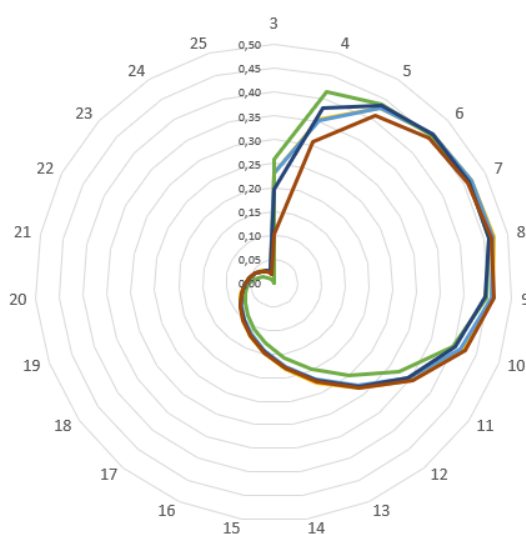
Em [48], menciona-se que, durante a passagem da massa de ar pelo rotor do aerogerador, há uma absorção de energia cinética do vento, que reduz a sua velocidade à jusante do posicionamento da turbina. Das forças de sustentação aerodinâmicas nas pás do rotor, resulta-se, desta forma, um efeito esteira helicoidal de vértices, que também se dissipa gradualmente. Após alguma distância a jusante da turbina, o escoamento praticamente recupera as condições de velocidade originais, e turbinas adicionais podem ser instaladas, para minimizar as perdas de desempenho causadas pela interferência da turbina anterior. Na prática, essa distância varia com a velocidade do vento, as condições de operação da turbina,

a rugosidade de terreno e a condição de estabilidade térmica vertical da atmosfera. De modo geral, uma distância considerada segura para a instalação de novas turbinas é da ordem de 10 vezes o diâmetro  $D$ , se instalada a jusante, e 5 vezes  $D$ , se instalada ao lado, em relação ao vento predominante.

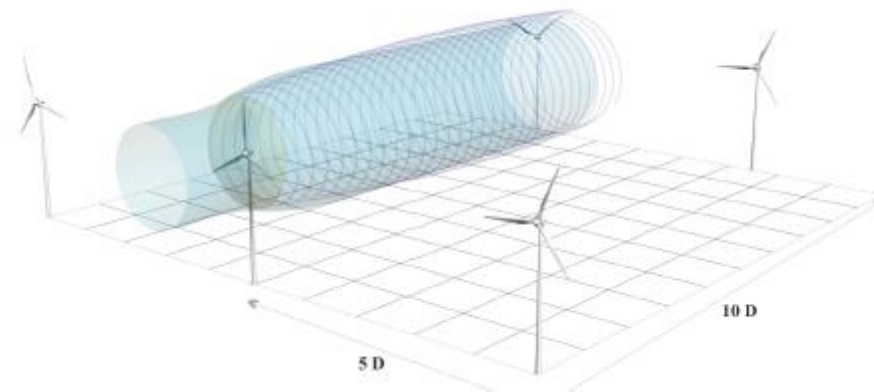
O efeito esteira esclarecido por [48], apesar de manter-se a data em que foi publicada (2001), no que se refere ao conceito, tem-se que as distancias mencionadas já não são mais usuais entre as certificadoras. Atualmente, as dimensões de torres e de rotores cresceram de forma significativa, podendo, por exemplo, ter dimensões de 165m e 170m, respectivamente.



**Figura 4 – Comparativo curva de potência (fonte: autor)**



**Figura 5 – Comparativo coeficiente de potência (fonte: autor)**



**Figura 6 – Efeito esteira aerodinâmica e afastamento entre turbinas (fonte: [48])**

A seguir, no que se refere aos conceitos importantes para obtenção da produção de energia, serão abordadas as perdas aplicadas em empreendimentos eólicos. São elas:

- Perdas aerodinâmicas;
- Perdas por degradação das pás;
- Perdas de desempenho;
- Perdas por gerenciamento de operação (devido às possíveis paralizações dos aerogeradores por turbulência, com predominância de ventos em determinadas direções ou em velocidade excessiva);
- Perdas de indisponibilidades forçadas e programadas (TEIF e IP - idem o conceito esclarecido na seção de perdas solares);
- Perdas elétricas: por cablagem e indisponibilidade do ponto de conexão;
- Consumo interno: montante da energia elétrica consumida no próprio empreendimento de geração de energia elétrica, não injetada no sistema [42];
- Perdas do centro de gravidade: ponto de medição do CCEE, para o equilíbrio entre a geração e a carga.

Além das fundamentações para o conceito de perdas, é importante também mencionar as incertezas em que os empreendimentos eólicos estão associados, sendo eles [42]:

- Incerteza das medições anemométricas ( $I_{med\_anem}$ ): Incerteza relativa às tolerâncias da calibração, degradação do instrumento, orientação da torre de medição, entre outras, relacionadas aos dados medidos no local do empreendimento;

- Incerteza da Correlação de Longo Prazo ( $I_{corr\_lp\_clim}$ ): incerteza relativa à representatividade do período medido e ao fato da correlação com dados de longo prazo de satélites não apresentarem correlação de 100% em relação aos dados medidos;
- Incerteza da Extrapolação Horizontal Total ( $I_{ext\_hor\_t}$ ): incerteza das extrapolações dos dados anemométricos da torre de medição até os pontos de localização dos aerogeradores, que não apresentam medição nos locais;
- Incerteza da Extrapolação Vertical Total ( $I_{ext\_vert\_t}$ ): incerteza das extrapolações dos dados anemométricos da altura de medição para a(s) altura(s) do rotor do(s) aerogerador(es);
- Incerteza da Metodologia de Cálculo do Efeito Esteira ( $I_{perdas\_aerod}$ ): incerteza inerente ao processo de cálculo do efeito esteira e as limitações inerentes à modelagem;
- Incerteza da Curva de Potência da turbina ( $I_{curva\_pot}$ ): incerteza da estimativa ou cálculo da curva de potência da turbina eólica;
- Incerteza da Variabilidade Interanual ( $I_{clim\_ou\_interanual(20anos)}$ ): incerteza relativa à variabilidade futura do recurso eólico durante o período de vigência do contrato;
- Incerteza Padrão ( $I_{padrão\_resultante}$ ): a incerteza corresponde ao desvio-padrão dos valores previstos de geração anual durante o período de vigência do contrato, considerando que estes valores seguem uma Distribuição Normal.

Assim, uma vez expostos os conceitos, os valores relacionados às incertezas podem ser obtidos com as aplicações que seguem:

$$I_{padrão\_resultante} = \sqrt{(I_{vel\_vento})^2 + (I_{curva\_pot})^2 + (I_{perdas\_aerod})^2} \quad (4)$$

Sendo

$$I_{vel\_vento} = \sqrt{(I_{med\_anem})^2 + (I_{ext\_vert\_t})^2 + (I_{ext\_hor\_t})^2 + (I_{corr\_lp\_clim})^2} \quad (5)$$



$$I_{ext\_hor\_t} = \sqrt{(I_{mod\_terreno(top+rug)})^2 + (I_{simulação\_energ})^2} \quad (6)$$

$$I_{corr\_lp\_clim} = \sqrt{(I_{corr\_lp})^2 + (I_{clim\_ou\_interanual(20anos)})^2} \quad (7)$$

$$I_{clim\_ou\_interanual(20anos)} = \frac{I_{clim\_ou\_interanual\_ano\ 1}}{\sqrt{20}} \quad (8)$$

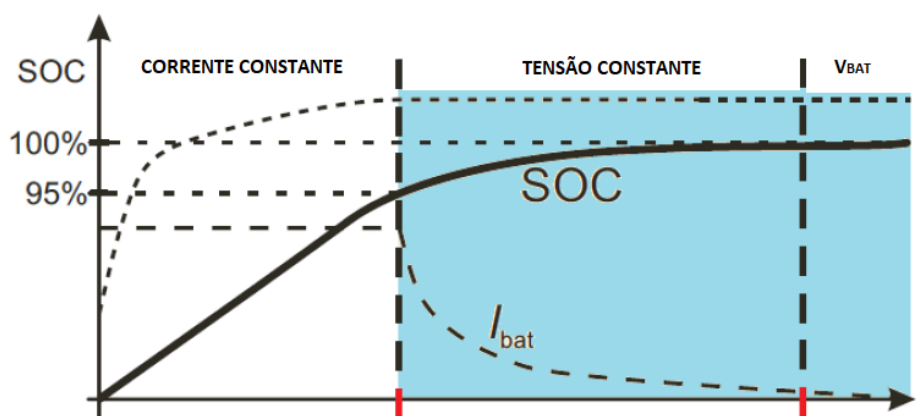
### 3.1.1.3 Fonte de Armazenamento em Bateria

Entre as diversas formas de armazenamento de energia, as baterias eletroquímicas se apresentam como candidatas potenciais a diversas aplicações no setor elétrico brasileiro. Isso se deve à alta capacidade de resposta instantânea dessa tecnologia e sua alta flexibilidade, assim como a versatilidade de aplicações no sistema, tais como: back-up, arbitragem, equilíbrio de carga, controle de frequência, controle de tensão, *black-start* e gerenciamento de energia [50]. As baterias eletroquímicas podem ser divididas em dois grupos, sendo eles as primárias que não podem ser recarregadas e as secundárias que podem ser recarregadas [51].

De acordo com [52] e [53], com base na projeção para queda dos preços das baterias de íon-lítio de 8,3% a.a. nos próximos 9 anos, estima-se um preço final na faixa de 2000 reais/kWh em 2030. A redução dos preços de implantação das baterias e o aumento das capacidades instaladas são fatores que tendem a influenciar no aumento da demanda por esse tipo de tecnologia.

Os princípios de funcionamento para armazenamento de energia na forma de energia química são realizados através de uma reação eletroquímica reversível, onde há movimentação de cargas elétricas através de eletrólitos [54]. De uma maneira simples, uma bateria pode ser entendida como sendo a composição de eletrodos (ânodo e cátodo) interligados por um eletrólito, transformando energia química em elétrica e com funções de armazenamento e fornecimento de energia, possuindo, assim, as fases de carregamento e descarregamento. As baterias são compostas por várias células com diferentes ligações em série e paralelo, de acordo com a tensão e corrente que buscam ser alcançadas. Cada célula se divide em duas meias células, conectadas em série e inseridas no eletrólito condutor [55].

Existem diversos métodos para carregamento das baterias, podendo estes se darem através de corrente constante (a corrente é limitada o que previne sobrecargas), tensão constante (a tensão é limitada o que previne sobretensões na fase final de carga) ou corrente e tensão constantes (limita corrente e tensão e como desvantagem possui tempo de carga muito longo) [55].



**Figura 7 – Comparação entre os métodos de carregamento (fonte: [56])**

Dentre alguns dos conceitos de baterias, serão destacados os necessários para entendimento da metodologia proposta no presente trabalho, sendo eles:

- Autodescarga: uma vez que a bateria está carregada e permanece inativa, há uma perda de carga, devido às reações químicas ou até ao consumo próprio. O comportamento para o tempo da descarga depende do tipo de bateria e a temperatura ambiente a qual está inserida [38];
- Estado da Carga (SoC): informa a capacidade que pode ser descarregada da bateria em certo momento. Um estado, por exemplo, de 100%, significa que a bateria está totalmente carregada [38]. Não necessariamente deverá ser utilizado pelo usuário o carregamento total da bateria para sua premissa de operação do equipamento. O SoC é dado por:

$$SoC = \frac{Capacidade\_medida}{Capacidade\_total} \times 100 \text{ (medida em \%)} \quad (9);$$

- Profundidade de descarga (DoD): possui o conceito inverso do SoC, sendo o ponto de mínima carga da bateria. De forma semelhante ao SoC, não há

necessidade de o usuário adotar o descarregamento total da bateria em 0% de carga (equivalente a 100% carregada) [38];

- Eficiência de carga e descarga ( $n$ ): esta variável define o rendimento da bateria, indicando o percentual de potência que é de fato armazenado durante a carga e que sai da bateria na descarga [57]:

$$n = \frac{P_{BAT}}{P_{UTIL}} \times 100 \text{ (medida em \%)} \quad (10)$$

Onde:

$P_{BAT}$ : é a potência que entra na bateria durante a carga ou que sai durante a descarga;

$P_{UTIL}$ : é a potência que de fato é armazenada ou que é necessária para determinar descarga, sendo considerada a potência interna de consumo;

- Vida Útil: é o número de operações de carga e descarga, ou número de ciclos a que o sistema pode ser submetido até que seu desempenho caia tanto, que ele se torne incapaz de realizar as funções para a qual foi projetado [54]. Entre as muitas variáveis que estão associadas com a vida útil, ou seja, aquela nas quais o equipamento permanecerá íntegro para operação, encontram-se aspectos como: gaseificação, sulfatação, autodescarga, estratégia de operação e estratégia de carga [38].

## 3.2 Análise de Viabilidade Econômica

Durante os estudos de viabilidade de um empreendimento, a variável financeira pode ser decisiva para um avanço de investimento e competitividade de um agente do setor nas concorrências de mercado, que a cada dia demonstram-se mais desafiadoras, principalmente no que tange às questões de premissas adotadas em modelagem financeira e propensão a riscos de negócio. Sendo assim, serão apresentados os conceitos e variáveis, de forma a subsidiar o leitor nos conhecimentos necessários para o entendimento no desenvolvimento da modelagem. Dentre as principais variáveis utilizadas para o processo de subsídio da otimização no simulador serão abordadas as definições: fluxo de caixa, *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) e Valor Presente Líquido (VPL).

O fluxo de caixa neste trabalho é o primeiro ponto de partida para o avanço das avaliações das demais variáveis dos cenários a serem analisados. Assim, conforme [58], o fluxo de caixa representa a previsão para as entradas de receitas do empreendimento e os custos, despesas e investimentos para todo o período de vida de um projeto. É importante que a elaboração dos fluxos de caixas apresente-se na mesma escala temporal para cada uma das fontes, de acordo com todo o período de vida útil de cada um dos projetos por fonte. Na sequência, após o nivelamento das condições para elaboração dos fluxos de caixa, faz-se necessário o entendimento do conceito de WACC. Os cálculos relacionados à estrutura de capital, com os custos de capital próprio ( $k_e$ ) e custos de terceiros ( $k_d$ ) são dados de entrada do usuário. Contudo, boas referências e valores usuais das variáveis necessárias para resolução das formulações para  $k_d$  e  $k_e$  podem ser encontradas em [59]. Entre as variáveis necessárias para os cálculos, podem ser destacados os valores de  $\beta$  (índice beta que reflete sensibilidade de retorno de um ativo de acordo com variações de retorno do mercado), risco país, percentuais de estrutura de capital por área de negócio, inflação americana, tesouro americano, percentuais para *rating* típicos de mercado, dentre outras variáveis. Com base no exposto, os cálculos para obtenção do WACC apresentam a seguinte equação conforme [60].

$$WACC = \left[ \left( \frac{D}{D + E} \right) \times (1 - T_m) \times k_d \right] + \left( \frac{E}{D + E} \right) \times k_e \quad (11)$$

Onde:

D = valor de dívida;

E = valor de capital próprio;

$T_m$  = taxa marginal de imposto (alíquota de imposto de renda);

$k_d$  = custo de dívida;

$k_e$  = custo do capital próprio.

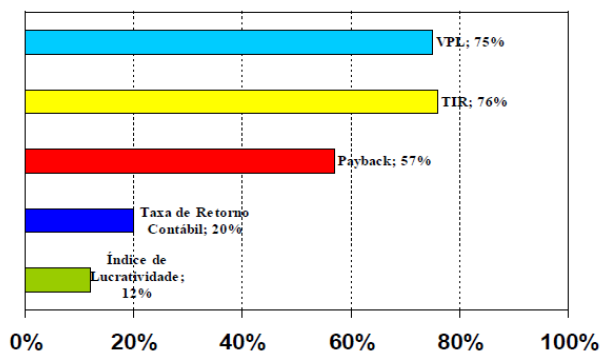
Por fim, no intuito de esclarecimento dos conceitos, de acordo com [61], o valor presente líquido (VPL) é um recurso financeiro para análise robusta de um empreendimento. O VPL concentra todos os fluxos de caixas esperados em um período indicado como inicial ou “zero”. A sua fórmula pode ser descrita em (12) conforme [62].

$$VPL = -FC_o + \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1 + i)^j} \quad (12)$$

Onde:

$i$  = taxa mínima de atratividade;  
 $j$  = períodos de todos os fluxos de caixas;  
 $FC_0$  = fluxo de caixa no período inicial ou “zero”;  
 $FC_j$  = valores do fluxo de caixa.

A avaliação da otimização do ponto de vista financeiro busca a maximização do lucro do empreendedor. Na Figura 8 [63], verifica-se que as ferramentas mais utilizadas pelo CFOs (*Chief Financial Officer*) das empresas estão associadas às VPLs e TIR. Esta última pode ser encontrada de forma a zerar o VPL do projeto e representa a taxa de retorno do capital investido [64].



**Figura 8 – Pesquisa sobre o uso das técnicas de avaliação de investimentos (fonte: [63])**

### 3.3 Princípios de Otimização

A apresentação de todos os conceitos e formulações nos tópicos anteriores, relacionados à engenharia e às finanças, conclui o ferramental necessário para compreensão da modelagem desenvolvida na metodologia proposta neste trabalho. Desta maneira, a última etapa necessária para esclarecimento é a apresentação da técnica utilizada para a resolução do problema de otimização formulado. Assim, faz-se necessária uma breve contextualização para as definições e conceitos envolvidos com a área de otimização, oriunda da Pesquisa Operacional.

A referência [65] traz a definição para a Pesquisa Operacional como sendo a área de conhecimento multidisciplinar que estuda, desenvolve e aplica métodos analíticos avançados através da utilização de técnicas de modelagem matemática, em conjunto com eficientes

algoritmos computacionais, para auxiliar nas melhores tomadas de decisão em variadas áreas de aplicação.

A definição correta do problema em análise é a etapa mais difícil e importante da prática da PO, sendo três os principais componentes de um modelo: alternativas, critério objetivo e restrições. Um determinado problema pode possuir uma infinidade de soluções viáveis, contudo, é imprescindível saber que uma solução ótima é a melhor somente para o modelo utilizado. Entretanto, se a modelagem representar razoavelmente bem o sistema real, a sua solução também pode ser ótima para o cenário real [66].

Uma solução viável é aquela que satisfaz todas as condições das restrições aplicadas ao problema. Já a solução ótima é aquela que, além de ser viável, ainda resulta no melhor valor da função objetivo, podendo esse ser por exemplo, uma minimização ou maximização de um dado critério objetivo [66].

No processo de modelagem, a compreensão e a definição do problema são de fundamental importância e podem ser divididas em três etapas. O primeiro passo para alcançar a resolução de um problema de PO é a formulação e interpretação para transcrever, em modelo matemático, sentenças lógicas e dados objetivos da realidade empírica relativa à situação em análise. O segundo passo é a análise e resolução através de um algoritmo específico. Por fim, a necessidade da interpretação de uma solução do modelo para uma solução em um sistema real [67].

A definição da técnica adequada para a resolução de um problema está diretamente associada à sua complexidade e às características do modelo construído (número de objetivos, variáveis de decisão e restrições). Assim, existe uma diversidade de técnicas de solução, sendo alguns exemplos: programação linear, programação dinâmica, otimização de redes, programação não linear, programação multiobjetivo, teoria dos jogos, entre outras [68].

Importante ressaltar que existe uma grande diversidade de ferramentas para utilização em um problema de otimização. Entretanto, o objetivo deste trabalho é desenvolver uma metodologia que apoie a tomada de decisão sob o ponto de vista do empreendedor, contribuindo para subsidiar a análise preliminar da viabilização de um projeto de sistema híbrido. Assim, não é objetivo do presente trabalho a comparação entre diversos algoritmos de otimização, visando identificar o mais adequado para o problema, mas sim a construção de um primeiro modelo que contemple a modelagem e a otimização do projeto híbrido. Assim, foi adotado como premissa a aplicação do método do gradiente

reduzido generalizado (GRG). De acordo com [69], a utilização do método GRG apresenta-se como adequada para a solução de problemas de programação não linear, e a simplicidade na implementação e aplicação também credencia a sua utilização no presente estudo.

### **3.3.1 Método Gradiente Reduzido Generalizado não linear (GRG)**

A referência [70] propôs o método de gradiente reduzido para problemas de minimização com restrições lineares. O método foi estendido, em [71], para problemas de programação não linear originando no método GRG. A ideia fundamental para o método GRG é de considerar o problema original, pelo menos localmente, como um problema irrestrito num espaço de dimensão menor. Deste modo, o método busca diminuir o valor da função objetivo, mantendo a factibilidade das iterações. A ideia básica é que um conjunto de restrições de igualdade não lineares é um sistema de equações onde, de maneira implícita, é possível colocar variáveis em funções de outras. Isto posto, minimizar com essas restrições passa a ser um problema irrestrito, cujas variáveis são justamente as variáveis selecionadas como independentes [72]. Os algoritmos para o desenvolvimento do método GRG podem ser verificados em detalhes em [69] e [73], para um maior aprofundamento.

De acordo com [74], o método GRG possui maior facilidade de implantação. Porém, a maior dificuldade e limitação do método GRG é que os valores iniciais do algoritmo devem estar próximos ao valor ótimo, para que a convergência para o ponto ótimo seja satisfeita.

Na Figura 9, pode ser verificada que uma solução “y” pode possuir  $f(y)$  mínimo, dentro de uma determinada região chamada de vizinhança, que seria um mínimo local. Esses valores podem ser aceitáveis, porém não indicam que sejam os melhores para a solução de um problema. O método GRG, mesmo não sendo capaz de garantir a obtenção do mínimo local, pode oferecer soluções aceitáveis para problemas complexos com baixo custo computacional [75].

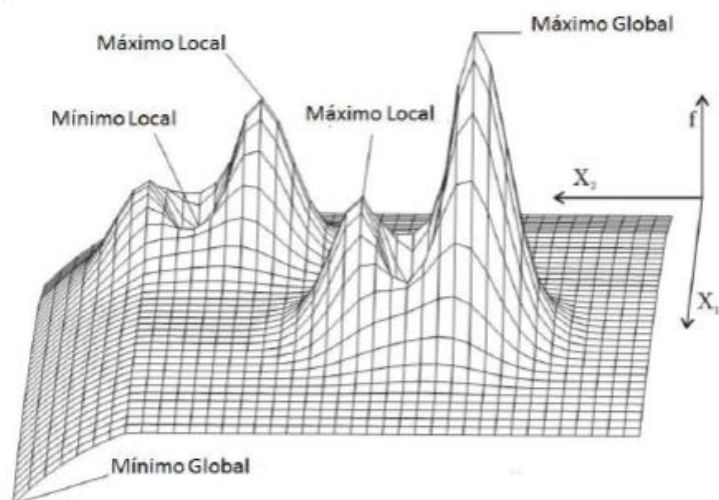


Figura 9 – Exemplo de ponto de máximo e de mínimo de uma função (fonte: [75])



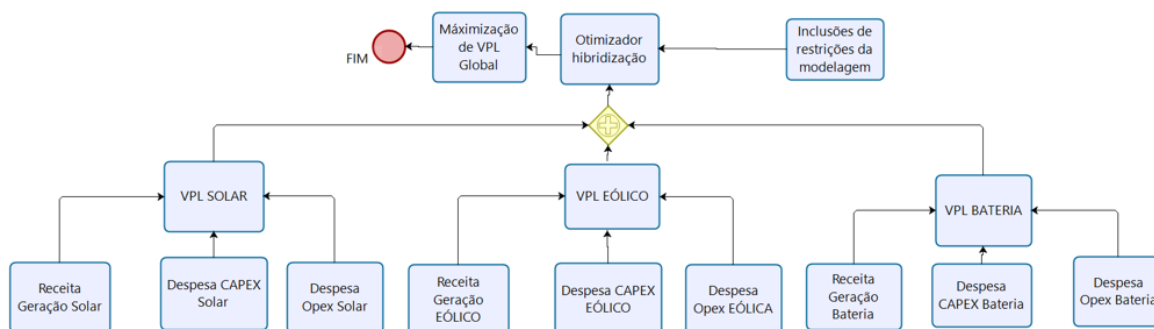
## Capítulo 4 - Metodologia Proposta

A modelagem utilizada neste trabalho teve como objetivo a busca de uma otimização para a maximização de VPL, para empreendimentos que possam ser viabilizados com a implantação de plantas solares e/ou complexos eólicos, com a possibilidade de armazenamento de energia através de baterias. As avaliações dos empreendimentos são verificadas por fontes, com as elaborações dos fluxos de caixas. Ou seja, são definidos os fluxos de caixa relativos a cada uma das fontes (solar, eólico e armazenamento em bateria), com verificação das previsões de receitas, custos de implantações e despesas operacionais. Uma vez compostos os fluxos individualmente, agrupam-se os custos e receitas, correlacionados às condições técnicas e financeiras da modelagem. Além das elaborações dos fluxos de caixa, com considerações e aplicações financeiras, também são realizadas as avaliações relacionadas às condições fundiárias e de limitação da capacidade de escoamento de energia, em sistemas de redes de distribuição ou linhas de transmissões.

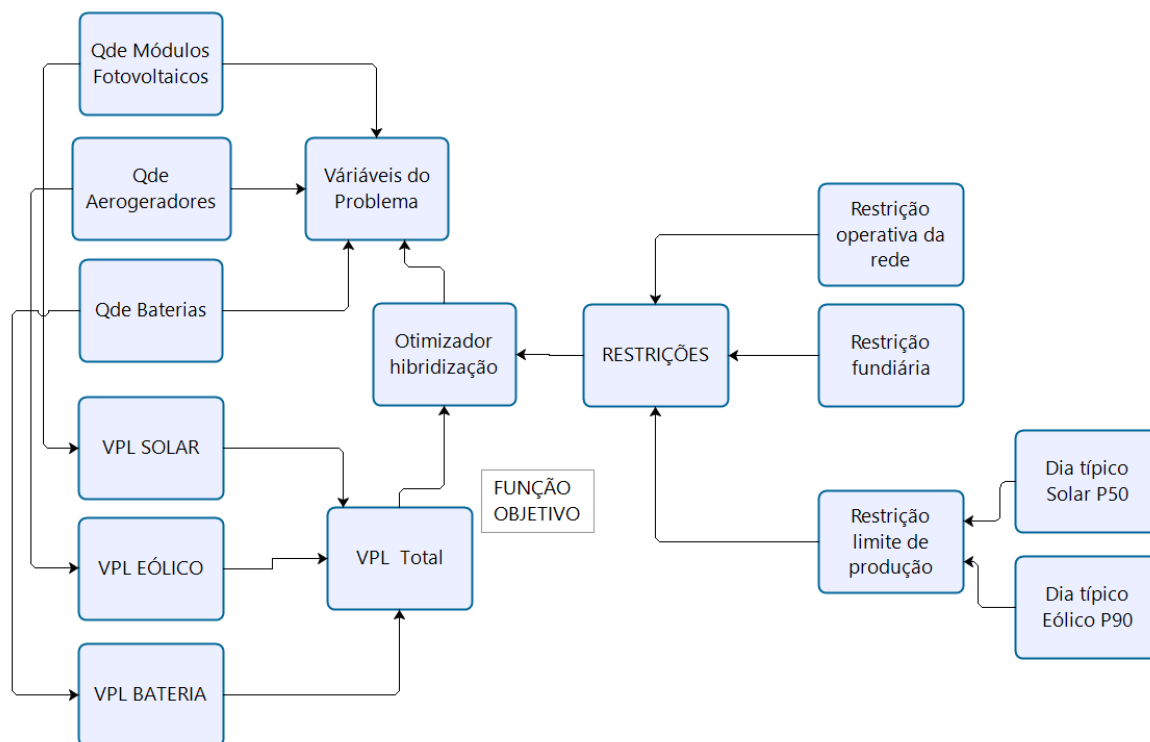
O simulador para aplicação da metodologia de otimização foi elaborado com a utilização do suplemento Solver, pertencente ao Excel do Microsoft Office 365. A busca desta plataforma para utilização neste trabalho deve-se à disseminação do programa nas empresas do setor e no contexto global, assim proporcionando facilidade pela instalação do programa, além de liberação de políticas de segurança para acesso de informações na área da tecnologia da informação.

No decorrer deste capítulo serão abordados os detalhes para o desenvolvimento do modelo, de forma a esclarecer as condições para seu desenvolvimento e as premissas abordadas. A seguir, serão apresentados os cálculos para VPL em empreendimentos solares, sequencialmente VPL em empreendimentos eólicos; e, por fim, para uma primeira etapa do modelo, o VPL para armazenamento de energia através de baterias. Em momento seguinte, são agrupados os cálculos de VPL de cada uma das fontes, e realizado um VPL global com todas as fontes, concomitantemente, buscando uma maximização, de forma geral para a hibridização das fontes. Nesta etapa, são incluídas restrições as quais também serão abordadas. Em conclusão, serão colocadas de forma clara todas as premissas que foram consideradas neste trabalho, podendo estas serem alteradas, aprimoradas, aumentadas, entre outras possibilidades de acordo com as condições de região de aplicação, condições climatológicas, fundiária, comercial de cada projeto e desejo do usuário a manipular o modelo.

A Figura 10 e a Figura 11 apresentam, de uma forma resumida, os principais tópicos que serão detalhados no decorrer deste capítulo e que representam as funcionalidades gerais da modelagem desenvolvida.



**Figura 10 - Modelagem na visão geral (fonte: autor)**



**Figura 11 – Visão geral da otimização (fonte: autor)**

## 4.1 VPL empreendimento solar

As composições para obtenção do VPL na implantação de um parque solar são estruturadas de acordo com o desenvolvimento dos fluxos de caixas de, principalmente, três

pilares. O primeiro refere-se à projeção de receita de um projeto, através da estimativa de produção de energia do empreendimento. Sequencialmente, são realizadas as definições dos custos de implantação. Por fim, as condições para as despesas operacionais para manutenção e operação do ativo. Logicamente, o fator financeiro aplicado aos fluxos de caixa possui alta relevância no resultado, e será detalhado no decorrer deste trabalho.

A viabilização para um empreendimento solar não tem como requisito necessário que um dos pilares mencionados acima apresentem condições muito favoráveis, tratando-se apenas de um conjunto de inúmeras variáveis que se combinam entre si, e que podem ocasionar que o estudo em análise possua um retorno em VPL alto ou não. Como exemplo, podemos mencionar dois casos com cenários opostos. No primeiro, uma planta que possua um elevado fator de irradiação no local e, conseqüentemente, uma grande geração de energia; porém, esta dispõe de um contrato de venda de energia incompatível com suas despesas, tornando, assim, o estudo de caso inviável para o empreendedor. No segundo, em contrapartida, tem-se um projeto que contém um contrato de venda de energia de longo prazo, com valor que atenda ao retorno esperado pelos acionistas, além de considerar as despesas de operação para o negócio, tornando, assim, o empreendimento viável. Contudo, cabe ressaltar que, de acordo com a estrutura de um projeto, cada um dos 3 pilares, em adição à verificação das condições financeiras, pode possuir diferentes pesos e resultados com grandes diferenças no processo de uma maximização, para obtenção do VPL.

A seguir, serão detalhados cada um destes pilares, no intuito de demonstrar o desenvolvimento da modelagem.

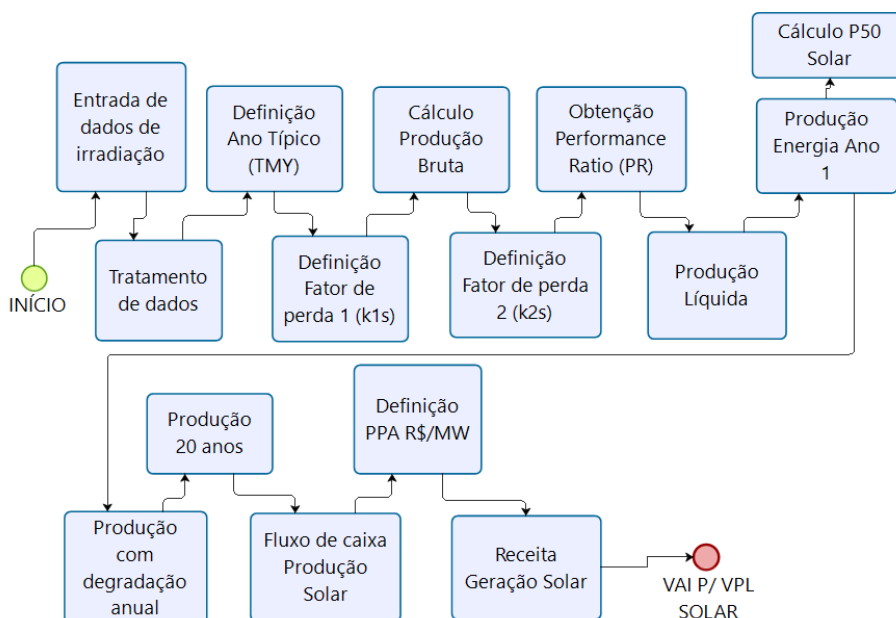
### **4.1.1 Geração Solar**

As variáveis necessárias para obtenção do montante de geração de energia estimada ao longo da vida do projeto e a sua forma de comercialização são fundamentais para refletir o cenário mais realista possível, para o período de operação do empreendimento. Durante a elaboração da estimativa de geração devem ser ponderadas as incertezas e variabilidades relativas aos dados considerados de irradiação solar. As curvas de geração são feitas para o horizonte de longo prazo, e não é possível garantir que os recursos solares permanecerão com o mesmo comportamento durante toda a vida do projeto.

As considerações para o desenvolvimento da estimativa de produção na modelagem foram baseados nas boas práticas do setor de geração, nas experiências utilizadas pelas

empresas certificadoras e, principalmente, conforme definições técnicas do ponto de vista regulatório [42].

A Figura 12 exemplifica, através de blocos, os processos elaborados no simulador para obtenção da receita de geração solar, conforme será detalhado nesta subseção.



**Figura 12 - Processo Receita Geração Solar (fonte: autor)**

Para início dos cálculos da estimativa de produção de energia solar, é necessário que o usuário possua os dados de medições solarimétricas da localidade na qual está sendo realizada a avaliação do empreendimento. Existem diversas formas de obter esses dados, sendo eles, por exemplo:

- Com medições através de torres solarimétricas, baseadas nas proximidades do local de instalação do projeto;
- Através de compra das informações originadas de satélites, que apresentam informações horárias e a cada 15 minutos, em períodos de longo prazo (10 a 20 anos passados);
- Dados de torres solarimétricas públicas e obtidas em fontes como CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de S. Brito) e INMET (Instituto Nacional de Meteorologia);
- Em conjunto com empresas certificadoras.

Dependendo do nível de maturidade do empreendimento, para a sua viabilização o usuário do modelo deverá avaliar qual dado de medição torna mais confiável a sua etapa de avaliação.

Durante a obtenção dos dados, podem ser verificadas e utilizadas muitas informações adicionais à irradiação global horizontal, direta e difusa como: temperatura, albedo, pressão, velocidade e direção do vento, umidade relativa do ar, entre outros. Essas informações dependem de instalações específicas de dispositivos na torre de medição, de forma que seja possível a obtenção destes dados.

Com os dados solarimétricos, a modelagem pode ser iniciada. O usuário com as informações em sua posse pode iniciar o próximo processo, que é a etapa de tratamentos dos dados obtidos. Nessa fase, são verificadas as janelas de períodos de medições, ajustes de fuso horário, contabilizando-se os dados perdidos e as falhas de comunicações, realizadas as conversões de medidas e interpolações de elementos. Preferencialmente, o ideal é que os dados sejam obtidos através de medições locais, no período mínimo de 12 meses, com as aquisições da irradiação horária – totalizando, assim, 8760 amostras locais. Ressalta-se que muitas das fontes disponibilizadas de dados solarimétricos de entrada são fornecidos em intervalos de 1 (um) minuto, 10 (dez) minutos e até 15 (quinze) minutos. Nestes casos, o usuário deve integralizar no formato horário, para utilização no modelo, e definir um ano típico meteorológico (TMY) com as médias dos dados horários, para o período de 8760 amostras.

Caso o projeto seja utilizado para viabilização através de leilões de geração no ambiente de contratação regulado (ACR), deve-se atentar que a torre de medição deve estar localizada num raio de menos de 10km do posicionamento em que a usina fotovoltaica em estudo será implantada, com campanha de medições de pelo menos 12 meses, frequência de medição integralizada a cada 10 (dez) minutos de medições, além do fato de que as perdas de dados não podem ser superiores a 10% ou 15 dias consecutivos indisponíveis.

Dando sequência ao desenvolvimento do modelo para obtenção da geração solar, uma vez que o usuário definiu os dados de entrada para as considerações da irradiação solar global ( $\text{Wh/m}^2$ ) e realizou o tratamento dos dados, chega-se o momento para o cálculo da produção de energia.

Nesta etapa, o usuário carrega os dados de entrada referentes às características do módulo fotovoltaico no simulador, de acordo com a folha de dados do módulo a ser considerado na modelagem, sendo esses: potência (em  $\text{Wp}$ ), área do painel ( $\text{m}^2$ ), incremento

de perda por temperatura percentual, eficiência e degradação ao longo dos anos, garantida pelo fabricante. Importante ressaltar que, se o módulo a ser considerado na modelagem possuir características bifaciais, a produção deverá ser compatível com o tipo de terreno onde serão instalados os painéis, no intuito de simular os ganhos energéticos. Nas estruturas para instalação dos módulos, o usuário deverá verificar a utilização de características com rastreamento ou fixas.

Do ponto de vista relativo às características dos inversores, o usuário deverá colocar os dados de entradas referentes a sua potência instalada, eficiência e a relação de potência CC-CA.

Para o cálculo da irradiação efetiva na modelagem, é necessária a obtenção das definições dos dados de entrada que seguem em (13), de forma a encontrar o que definimos neste trabalho de “fatores de perda 1” ( $k_{1S}$ ), a serem demonstradas:

$$k_{1S} = (1 - NIAL) \times (1 - SH) \times (1 - SI) \times (1 - ANG) \times (1 - SUJ) \quad (13)$$

Sendo as constantes como seguem:

- Nível de Incidência Abaixo do Limiar (em %): NIAL;
- Sombreamento Horizonte (em %): SH;
- Sombreamento Interno (em %): SI;
- Angulares (em %): ANG;
- Sujidade (em %): SUJ.

Sendo assim, com a definição da constante  $k_{1S}$ , tem-se a obtenção, através de (15), da irradiação efetiva ( $Mod_{irrad\_efet}$ ) a ser utilizada na aplicação de cada um dos módulos fotovoltaicos.

$$TMY_{solar} = [Irradiação_{ano}]_{(8760,1)} \quad (14)$$

$$[Mod_{irrad\_efet}]_{(8760,1)} = TMY_{solar} \times Ganho_{tracker} \times k_{1S} \quad (15)$$

A constante  $Ganho_{tracker}$ , caso o projeto utilize solução de estruturas com rastreamento, deve ser aplicada com valor diferente de 1, em (15).

Uma vez definidos os dados da  $Mod_{irrad\_efet}$ , pode-se evoluir para os cálculos da produção de energia bruta ( $Prod_{solar\_bruta}$  em Wh) para a implantação de 1 (um) módulo

fotovoltaico. Nesta fase, serão utilizados os dados da área do módulo fotovoltaico ( $Mod_{area}$  em  $m^2$ ) e eficiência do módulo fotovoltaico ( $Mod_{eff}$  em %) nos cálculos em (16), para obter-se a produção bruta.

$$[Prod\_solar_{bruta}]_{(8760,1)} = Mod_{area} \times Mod_{eff} \times [Mod_{irrad\_efet}]_{(8760,1)} \quad (16)$$

Na sequência, são necessárias as definições para o que chamamos, neste trabalho, de “fatores de perdas 2”, na modelagem definida como  $k_{2S}$ , que compostos com o  $k_{1S}$  compõem a relação de performance da usina ou usualmente conhecido como *performance ratio* (PR), como pode ser observado em (17). Esta variável é um parâmetro importante para comparação de parques solares com semelhantes características.

$$PR = k_{1S} \times k_{2S} \quad (17)$$

Em (18), é demonstrado o cálculo para  $k_{2S}$ , com as inclusões das constantes que são descritas na sequência:

$$k_{2S} = (1 - NI) \times (1 - T) \times (1 - TPNM) \times (1 - LID) \times (1 - MM) \times (1 - P_{OC}) \times (1 - EF_{INV}) \times (1 - P_{CCA}) \times (1 - IP) \times (1 - TEIF) \times (1 - P_{INV}) \times (1 - D_{PERDAS}) \quad (18)$$

Sendo as constantes:

- Nível de Irradiância (em %): NI;
- Temperatura (em %): T;
- Tolerância sobre Potência Nominal dos Módulos (em %): TPNM;
- Degradação inicial (LID) (em %): LID;
- *Mismatch* (em %): MM;
- Perdas ôhmicas na cablagem (em %):  $P_{OC}$ ;
- Eficiência dos inversores (em %):  $EF_{INV}$ ;
- Sobrepotência CC/CA (em %):  $P_{CCA}$ ;
- Indisponibilidade Programada (em %): IP;
- Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (em %): TEIF;
- Perdas elétricas após o inversor (em %):  $P_{INV}$ ;

- Demais perdas (em %):  $D_{PERDAS}$ .

Sendo definidas todas as constantes mencionadas acima com as devidas realizações dos cálculos apresentados, já se torna possível a obtenção, em (19), para a estimativa de energia líquida ( $Prod\_solar_{Liq}$  em kWh) no ano chamado de 0 (zero), sendo este ano a consideração do início da primeira hora de geração do parque solar.

$$[Prod\_solar_{Liq}]_{(8760,1)} = \frac{[Prod\_solar_{bruta}]_{(8760,1)} \times k_{2S}}{1000} \quad (19)$$

Sequencialmente, a modelagem avança para a etapa de definição da série de produção de energia de longo prazo ( $Prod\_solar_{longo\_prazo\_1un}$  em MWh), baseada nas seguintes constantes, a serem definidas pelo usuário: degradações anuais dos módulos fotovoltaicos ( $deg_{solar}$  em %); vida útil do empreendimento solar ( $n_1$  em anos); valor da venda de energia para cada MW entregue no centro de gravidade; e, finalmente, a métrica de reajuste anual do contrato de venda de energia. Cabe ressaltar, ao contrário dos cálculos que estavam sendo realizados até o momento na base horária, que para a elaboração do fluxo de caixa da receita da produção a base passa a ser anual, e os somatórios devem ser feitos conforme (20).

$$\begin{aligned} & [Prod\_solar_{longo\_prazo\_1un}]_{(1,n1)} \\ &= \left[ (deg_{solar})^{n1} \times R\$_{MW\_Solar} \right. \\ & \left. \times \sum_0^{n1} [Prod\_solar_{Liq}]_{(8760,n1)} \right]_{(1,n1)} \end{aligned} \quad (20)$$

A modelagem realiza o agrupamento consoante o montante de energia estimado para a produção solar de forma anual em  $\sum_0^{n1} [Prod\_solar_{Liq}]_{(8760,1)}$  e, de acordo com a vida útil do projeto  $n_1$ , será realizada a composição do fluxo de caixa conforme a receita do empreendimento. Importante ressaltar que os períodos entre os diversos fluxos e tempos de execução devem estar alinhados de forma a ser identificado no horizonte de tempo o prazo para as receitas e despesas previstas no projeto. Outro ponto a ser analisado é a base que está sendo utilizada de cálculo anual e a receita de uma unidade do módulo fotovoltaico. Assim, na seção que será demonstrada a otimização do modelo, serão utilizadas as variáveis aplicadas aos fluxos de caixas aqui apresentados.



Em (21) é apresentado o fluxo de caixa, para a produção de energia estimada solar, na série de longo prazo.

$$\begin{aligned} FC_{Prod\_solar} &= [Prod\_solar_{longo\_prazo\_1un}]_{(1,n1)} \\ &= [PS_{(1,1)} \dots PS_{(1,nj)} \dots PS_{(1,n1)}] \end{aligned} \quad (21)$$

### 4.1.2 CAPEX Solar

As condições da estruturação para despesas com os custos na implantação do empreendimento são fatores de extrema importância para a viabilidade do negócio. A elaboração de um CAPEX e, conseqüentemente, um fluxo de caixa, dependem de muitas variáveis, tais como:

- Aquisição de equipamentos principais para planta solar (módulos fotovoltaicos, inversores, estruturas);
- Cabos de média tensão, controle e força;
- Equipamentos de pátio de subestação para subestação coletora e vão de conexão;
- Compra de unidades transformadores de média e alta tensão;
- Construção de linha de distribuição ou transmissão;
- Serviços civis, eletromecânicos e elétricos;
- Custos para obtenção de licenciamentos ambientais e regularizações regulatórias.

Boa parte do percentual relativo aos custos mencionados está associado aos equipamentos principais, como os painéis solares, inversores e estruturas. Dentre eles, os módulos fotovoltaicos têm se apresentado no cenário mundial com uma elevada volatilidade comercial e rápido desenvolvimento tecnológico. Como é sabido, grande parte dos maiores fabricantes mundiais encontram-se no mercado asiático, o que tende a definir os preços mundiais da mercadoria.

Seguindo nesta vertente, na modelagem desenvolvida é necessária a definição do custo unitário [R\$/MWp]. Este custo pode ser definido pelo usuário com base em sua *expertise*, tendência de mercado, aquecimento do setor, condições macroeconômicas e políticas internas. Desta forma, de acordo com o tipo de placa solar utilizada no simulador,

é obtido o cálculo de CAPEX para implantação de 1 (uma) unidade fotovoltaica. Feito isso, o próximo passo é a definição da curva de desembolso para o período de desenvolvimento do projeto. Este item possui grande importância, em conjunto com as definições financeiras que serão abordadas na sequência, para a otimização do VPL relacionado a este item. Como suporte ao usuário, são definidas algumas curvas de desembolso para seleção, contudo possibilitando também a edição de acordo com cada tipo de empreendimento, estrutura de potência instalada e período de implantação.

Nas equações (22), (23) e (24), apresentam-se as características configuradas na modelagem:

$$[Curva\_des_{P1\_S}] = [x_1 \cdots x_{P1\_S} \cdots 0_{(P1\_S+1)} \cdots 0_{nt}]_{(1,nt)} \quad (22)$$

$$[Curva\_des_{P2\_S}] = [x_1 \cdots x_{P2\_S} \cdots 0_{(P2\_S+1)} \cdots 0_{nt}]_{(1,nt)} \quad (23)$$

$$[Curva\_des_{P3\_S}] = [x_1 \cdots x_{P3\_S} \cdots 0_{(P3\_S+1)} \cdots 0_{nt}]_{(1,nt)} \quad (24)$$

Sendo:

- $Curva\_des_{P1\_S}$ : Curva de desembolso para implantação de parque solar porte A (%);
- $Curva\_des_{P2\_S}$ : Curva de desembolso para implantação de parque solar porte B (%);
- $Curva\_des_{P3\_S}$ : Curva de desembolso para implantação de parque solar porte C (%);
- $P1S, P2S$  e  $P3S$ : Período em anos para desembolso até a entrada em operação do empreendimento;
- $nt$ : tempo total de vida de todo o projeto híbrido.

As plantas fotovoltaicas, definidas como A, B e C, e representadas em (22), (23) e (24), são diferenciadas de acordo com o tamanho da potência instalada para implantação de um parque solar, sendo a primeira relativa a uma capacidade instalada em corrente alternada menor ou igual a 90MW; sequencialmente, acima de 90MW e menor ou igual a 150MW; e, por fim, acima de 150MW e menor ou igual a 300MW, respectivamente. Contudo, ressalta-se que o usuário poderá incluir a curva de desembolso específica do seu projeto, ou escolher uma das três mencionadas, a título de referência nas práticas de mercado.

Uma vez selecionada a forma dos percentuais anuais para composição do CAPEX da devida curva de desembolso e valores de R\$/MWp, pode-se descrever, em (25) e (26), as equações onde cada uma delas pode representar, semelhantemente, o fluxo de caixa das despesas para a implantação do empreendimento solar.

$$FC_{CAPEX_{solar}} = \left[ Mod_{pot_{CC}} \times Capex_{solar_{R\$/MWp}} \times [Curva_{des_{Pn_S}}]_{(1,nt)} \right]_{(1,nt)} \quad (25)$$

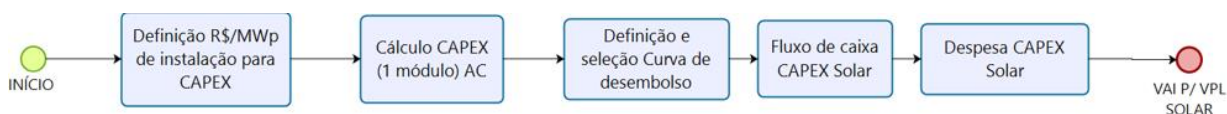
$$= [-a_{1,1} \dots - a_{1,nj} \dots - a_{1,nt}]_{(1,nt)}$$

$$= \left[ (Mod_{pot_{DC}} \times k_{S_{CC_{CA}}}) \times Capex_{solar_{R\$/MW}} \times [Curva_{des_{Pn_S}}]_{(1,nt)} \right]_{(1,nt)} \quad (26)$$

Onde:

- $FC_{CAPEX_{solar}}$ : Fluxo de caixa para CAPEX de empreendimento Solar para uma unidade fotovoltaica;
- $Curva_{des_{Pn_S}}$ : Curva de desembolso no período escolhido pelo usuário;
- $Mod_{pot_{DC}}$ : Potência em corrente contínua do módulo fotovoltaico;
- $k_{S_{CC_{CA}}}$ : Relação de conversão CC para CA.

A Figura 13 representa, em forma de blocos, o processo de obtenção das despesas de CAPEX para implantação do empreendimento e composição para desenvolvimento do fluxo de caixa no cálculo do VPL Solar.



**Figura 13 - Processo CAPEX Solar (fonte: autor)**

### 4.1.3 OPEX Solar

A elaboração para definição dos custos operacionais (OPEX) para um empreendimento solar está associada, principalmente, a:

- Valores de contrato para execução de serviços de manutenção e operação (local e remota) dos ativos;
- Custos relativos aos meios de comunicação, podendo ser através de aluguel de links de telecomunicações dedicados, satélite, rádios, dentre outros;
- Manutenção dos programas de licenciamento ambiental;
- Despesa com arrendamento (caso o empreendedor não realize a aquisição da propriedade que será implantada);
- Limpezas de módulos fotovoltaicos e gastos com uso de água ou investimentos com robôs para efetuarem a atividade;
- Drones e consultorias no auxílio de trabalhos especializados de engenharia, no intuito de manutenção da performance do projeto;
- Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição ou Transmissão (TUSD ou TUST);
- Demais encargos setoriais.

Na modelagem desenvolvida, os valores das despesas relacionadas aos custos de OPEX são dados de entrada do usuário que devem levar em conta os pontos mencionados acima, além de, posteriormente, adicionados requisitos específicos de cada projeto. Cabe ressaltar que o *input* deve ser considerado na potência CA (normalmente definida na potência total dos inversores da planta), no modelo ou então incluído um *script* para conversão da potência instalada CC (MWp).

Uma vez definido o valor R\$/MWp instalado, obtém-se o valor do OPEX do empreendimento solar para operação de 1 (um) módulo fotovoltaico. Assim, sequencialmente, é necessária a definição de uma seleção de estrutura para curva de desembolso atrelada às características do tempo de operação do empreendimento e métricas de reajustes financeiros anuais. Feito isso, pode ser definido o fluxo de caixa relacionado ao OPEX do empreendimento para este tipo de fonte e, assim, extrapolado para o valor a ser incorporado como despesa no cálculo de VPL Solar.

As curvas de desembolsos são disponibilizadas para o usuário de acordo com (27), (28) e (29), podendo, contudo, serem editadas para a adequação de cada projeto específico em estudo. Adicionalmente, as distribuições percentuais em (27), (28) e (29) foram baseadas em pesquisa de mercado, com empresas do setor prestadoras de tipo de serviços, em complemento à contratação de pesquisa com dados confidenciais para projetos em operação. Sendo (27) classificado com um escopo de O&M completo, cujas responsabilidades ficam

sob incumbência da contratada pela prestação de serviços; (28) classificado como parcial onde as responsabilidades acabam por apresentarem-se divididas e o empreendedor assume, ainda, o risco de possíveis problemas com O&M; e, por fim, (29) classificado como modelo simplificado, onde o agente de geração assume todos os riscos de variações de escopos e serviços apresentados ao longo do projeto, devendo este arcar com custos pontuais em caso de sinistros, ocorrências não programadas e manutenções preditivas e corretivas. As definições utilizadas nas premissas para O&M completo, parcial ou simplificado serão utilizadas também na implantação do empreendimento através da fonte solar e no armazenamento em baterias

$$[Curva\_des_{01\_s}] = [x_1 \cdots x_{01\_s\_n} \cdots x_{01\_s\_nt}]_{(1,nt)} \quad (27)$$

$$[Curva\_des_{02\_s}] = [x_1 \cdots x_{02\_s\_n} \cdots x_{02\_s\_nt}]_{(1,nt)} \quad (28)$$

$$[Curva\_des_{03\_s}] = [x_1 \cdots x_{03\_s\_n} \cdots x_{03\_s\_nt}]_{(1,nt)} \quad (29)$$

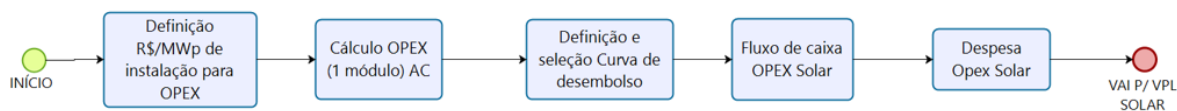
Onde:

- $Curva\_des_{01\_s}$ : Curva de desembolso O&M completo (%);
- $Curva\_des_{02\_s}$ : Curva de desembolso O&M parcial (%);
- $Curva\_des_{03\_s}$ : Curva de desembolso O&M simplificado (%);
- $x_1 \dots x_n$ : Elementos de acordo com o período de vida útil do empreendimento solar de operação.

Uma vez selecionada pelo usuário a curva de desembolso mais adequada ao projeto em estudo, e com a definição do custo operacional para operação de um módulo fotovoltaico, pode ser obtido o fluxo de caixa de despesas conforme (30):

$$\begin{aligned} FC_{O\&M\_solar} &= [Mod_{pot\_AC} \times OPEX_{solar\_R\$/MW} \times [Curva\_des_{0n\_s}]_{(1,nt)}]_{(1,nt)} \\ &= [(Mod_{pot\_DC} \times k_{S\_DC\_AC}) \times OPEX_{solar\_R\$/MW} \\ &\quad \times [Curva\_des_{0n\_s}]_{(1,nt)}]_{(1,nt)} \\ &= [-Opex\_solar_{1,1} \dots - Opex\_solar_{1,nj} \dots - Opex\_solar_{1,nt}]_{(1,nt)} \end{aligned} \quad (30)$$

A Figura 14 representa, em forma de blocos, o processo de obtenção das despesas de OPEX para operação e manutenção do empreendimento e composição para desenvolvimento do fluxo de caixa no cálculo do VPL Solar.



**Figura 14 - Processo OPEX Solar (fonte: autor)**

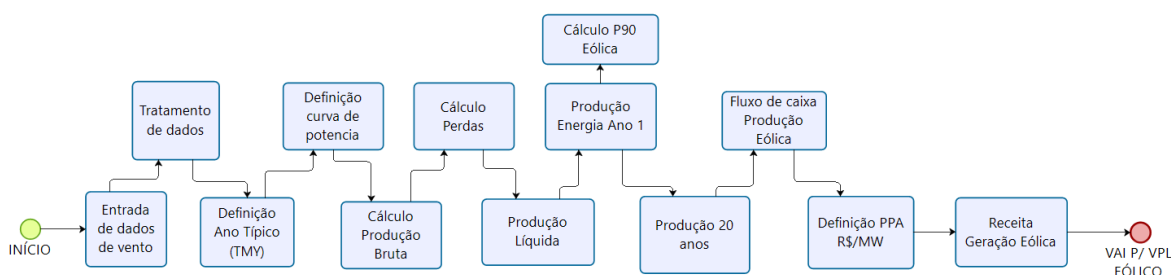
## 4.2 VPL empreendimento eólico

Assim como apresentado na seção anterior, onde foi detalhada a obtenção para os cálculos do VPL para empreendimento solar, o desenvolvimento para a avaliação do VPL de empreendimento eólico ocorre de forma bem similar nas apurações e estimativas para as receitas provenientes da produção de energia, orçamentos para implantação do projeto, custos operacionais e de manutenção. Esses pilares são semelhantes. Contudo, as formas de cálculo são distintas e com particularidades que serão mencionadas em cada uma das próximas subseções. Importante mencionar que, mais uma vez, as variáveis e condições realizadas para parte financeira possuem um ponderador significativo na taxa de retorno do acionista e impactam diretamente no preço final de venda de energia e, conseqüentemente, na competitividade de um projeto. Cabe ressaltar que os prazos de implantação nos projetos eólicos são superiores se comparadas às mesmas capacidades instaladas de um empreendimento solar. Ao contrário das fábricas de módulos fotovoltaicos, os fabricantes de aerogeradores não mantêm máquinas em estoque para pré-venda, e estes não são produtos de rápida disponibilidade. Assim, toda a fase, desde o início das assinaturas dos contratos com o fornecedor, compra de materiais, construção, ensaios de fábrica, transporte marítimo e/ou terrestre, montagem em campo e comissionamento pode levar muitos meses, ou até anos. Ainda nesta linha de raciocínio, atualmente existem poucos fabricantes de aerogeradores com altas demandas do mercado, sendo que muitos deles encontram-se com seus slots de fabricação completamente lotados, além de possuírem janelas de disponibilidade para início de novos projetos somente no horizonte de médio prazo.

Nas próximas subseções serão demonstradas as condições aplicadas e os cálculos realizados para a obtenção da geração eólica, CAPEX e OPEX, sendo estes os três pilares mais importantes na modelagem para os cálculos de VPL do empreendimento eólico.

## 4.2.1 Geração Eólica

No intuito de elaborar os cálculos para a estimativa de produção de um empreendimento eólico, são realizadas diversas etapas, para assim obter-se a consideração mais realista na modelagem. Nesta subseção será demonstrada, de forma detalhada, a metodologia para obtenção deste importante pilar no cálculo do VPL eólico, onde esta variável representa a receita para esta fonte ao longo de toda a vida do projeto. Na Figura 15, apresenta-se simplificado o processo geral.



**Figura 15 - Processo Receita Geração Eólica (fonte: autor)**

Para o início do processo de obtenção da receita relativa à geração eólica, a primeira etapa é a entrada dos dados de velocidade do vento. De forma semelhante ao processo de geração solar, a utilização dos dados pode ser obtida de diversas formas. Contudo, é importante ressaltar a etapa em que o projeto se encontra e qual o objetivo da análise que será realizada. Sendo assim, para obtenção dos dados de vento podem ser utilizados dados públicos, no intuito de obter-se uma referência para o potencial eólico da região em análise ou em fase de viabilização, através da instalação de torres anemométricas na região. Na opção do usuário por uma avaliação preliminar para um determinado empreendimento, pode-se optar pela utilização dos dados de entrada de vento através das plataformas do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro [48], o qual utiliza o modelo de simulação de mesoescala além de séries históricas de dados de reanálises, banco de dados do SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*), plataforma INMET, NREL, entre outros disponíveis. Todavia, caso o empreendedor esteja buscando o cadastro do parque ou complexo eólico em

leilão no ambiente de comercialização regulado, este deverá seguir algumas regras pré-determinadas pela EPE, as quais destacam-se na necessidade de apresentação de certificações de medições anemométricas e certificação de produção anual de energia. Para elaboração destes documentos, entre outras condições técnicas, ressaltam-se que será necessário:

- A instalação de torres anemométricas com 2 medidores em alturas distintas, sendo a mínima de 50 metros;
- Localidade da torre anemométrica dentro do raio de 6 ou 10km (dependendo do tipo de terreno) do empreendimento;
- Possuir um período mínimo de 36 meses consecutivos de medições;
- Não possuir perdas de dados superiores a 10% de toda a amostra e não superar 30 dias contínuos sem medição.

Normalmente, os processos de obtenção de estimativa de geração eólica são realizados por empresas certificadas, com profissionais de elevado conhecimento em meteorologia. O desenvolvimento desta documentação, em complemento com a certificação de energia que irá definir a garantia física do empreendimento perante a ANEEL e sua elaboração, seguem as regras descritas nos documentos [76] e [77]. É prática das certificadoras a utilização de softwares que suportem os desenvolvimentos destas documentações. A título de exemplo, podemos citar o WAsP (*Wind Atlas Analysis and Application Program*) como ferramenta de cálculo, com o programa WindPro, que é um dos softwares mais utilizados em todo o mundo e desenvolvido por empresa dinamarquesa [78]. Entretanto, a simulação da modelagem deste trabalho considera os cálculos que serão aproximados aos das certificadoras, para possibilitar ao usuário a avaliação sem os gastos elevados decorrentes das obtenções de licenças destes softwares, ou a contratação de empresas especializadas para análises de formas mais globais e generalistas. Porém, recomenda-se que, caso o projeto esteja em etapa de desenvolvimento ou próximo à viabilização, que sejam contratadas as certificadoras para validação dos dados.

Com base em todo o exposto, pode-se dar continuidade à sequência de modelagem. Sendo assim, uma vez definida a origem do dado de entrada dos ventos pelo usuário, a próxima etapa é o tratamento dos dados. O simulador tem como objetivo definir um ano típico de vento ( $TMY_{wtg}$ ), na forma horária com 8760 amostras. Assim, são utilizadas 36 meses de medições, conforme recomendações da EPE, em escala horária e ajustadas de acordo com os horários da região em estudo, calculando-se a média horária conforme (31):



$$TMY_{wtg} = [Velocidade\_vento_{m\u00e9dia\_hr\_3.anos}]_{(8760,1)} \quad (31)$$

O pr\u00f3ximo passo para sequ\u00eancia do modelo \u00e9 a considera\u00e7\u00e3o do usu\u00e1rio para a defini\u00e7\u00e3o da curva de pot\u00eancia do aerogerador ( $WTG_{PC}$ ) que est\u00e1 sendo estudado. Foram examinadas as informa\u00e7\u00f5es de gera\u00e7\u00e3o a cada incremento 0,5m/s, iniciando-se em 3m/s (vento que inicia a gera\u00e7\u00e3o) e indo at\u00e9 25m/s (velocidade que \u00e9 realizado o corte de gera\u00e7\u00e3o).

$$WTG_{PC} = [P(v_1) \cdots P(v_n)] \quad (32)$$

Onde:

- $P(v_1)$ : Pot\u00eancia definida pelo fabricante atrav\u00e9s da curva de pot\u00eancia para uma velocidade espec\u00edfica ( $v_n$ ) em kW;
- $v_n$ : Velocidade com incremento 0,5m/s, de 3 a 25m/s.

Ap\u00f3s a obten\u00e7\u00e3o da curva de pot\u00eancia e com as informa\u00e7\u00f5es de torres anemom\u00e9tricas, podem ser realizados os ajustes da curva de pot\u00eancia da gera\u00e7\u00e3o, relativos ao vento e de acordo com a densidade do ar, para a o empreendimento analisado. Com as defini\u00e7\u00f5es do ano t\u00edpico de vento aplicadas \u00e0 curva de pot\u00eancia, pode ser obtida a gera\u00e7\u00e3o bruta hor\u00e1ria.

Na sequ\u00eancia, para realiza\u00e7\u00e3o do c\u00e1lculo da produ\u00e7\u00e3o l\u00edquida s\u00e3o necess\u00e1rias as defini\u00e7\u00f5es dos fatores de perdas e incertezas, atreladas \u00e0 velocidade do vento e \u00e0 produ\u00e7\u00e3o de energia. Os conceitos foram apresentados no cap\u00edtulo 3, com refer\u00eancias acad\u00eamicas e regulat\u00f3rias. Contudo, a seguir ser\u00e1 apresentada a vis\u00e3o de acordo com certificadoras do mercado. Nesta avalia\u00e7\u00e3o o usu\u00e1rio ter\u00e1 que definir alguns valores relacionados a:

- Desempenho do gerador que tenha rela\u00e7\u00e3o com os ajustes da curva de pot\u00eancia e efeitos de histereses, com velocidades de ventos elevadas;
- Efeito de esteira no interior do complexo e na vizinhan\u00e7a ao parque;
- Condi\u00e7\u00f5es ambientais de paradas de m\u00e1quinas por temperatura e / ou degrada\u00e7\u00f5es aerodin\u00eamicas;
- Disponibilidade: de acordo com defini\u00e7\u00f5es de riscos avaliados pelo empreendedor e de acordo com a disponibilidade dos pontos de conex\u00e3o, linhas de distribui\u00e7\u00e3o ou transmiss\u00e3o e ativos essenciais para continuidade da gera\u00e7\u00e3o;

- Perdas elétricas: operacional e de consumo interno para alimentação dos serviços auxiliares do complexo eólico;
- Restrições operativas: relacionadas as redes elétricas, condições de paradas por direções de ventos.

Com essas constantes definidas, podem ser apresentados os cálculos para aplicação do fator de perda eólico ( $k_{1E}$ ) na produção bruta de uma unidade de aerogerador ( $Prod\_WTG_{bruta\_1wtg}$ ), com a obtenção através de (33) para produção de energia líquida de 1 aerogerador ( $Prod\_eolica_{Liq}$ ). Cabe ressaltar que a unidade nesta etapa passa a ser apresentada em MWh.

$$[Prod\_eolica_{Liq}]_{(8760,1)} = \frac{[Prod\_WTG_{bruta\_1wtg}]_{(8760,1)} \times (k_{1E})}{1000} \quad (33)$$

Onde o cálculo do  $k_{1E}$  pode ser demonstrado em (38):

$$k_{1E} = (1 - Desemp\_wtg) \times (1 - Efeito\_esteira) \times (1 - Ambiental) \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) \times (1 - Elétrica) \times (1 - Rest\_op) \quad (38)$$

Sendo:

- *Desemp\_wtg*: Desempenho do gerador em %;
- *Efeito\_esteira*: Composição dos percentuais dos efeitos esteiras;
- *Ambiental*: As perdas por condições ambientais em %;
- *TEIF*: Taxa equivalente de indisponibilidade forçadas do ativo em %;
- *IP*: Indisponibilidade programada do ativo em %;
- *Elétrica*: As combinações das perdas elétricas em %;
- *Rest\_op*: As restrições operativas em %.

Após a apresentação dos cálculos da produção para o início do empreendimento, considerado aqui como “ano 1”, é realizada a extrapolação para o período de 20 anos simplesmente repetindo as condições de produção, uma vez que, neste caso, ao contrário da produção de energia solar, em que se adota uma degradação anual, nesta última não é aplicável para este tipo de fonte. Durante os cálculos poderiam ser necessárias as avaliações das incertezas, atreladas às medições de vento e produção de energia nas considerações das

extrapolações para a série de produção de longo prazo (neste trabalho adotado como 20 anos). Porém, como nesta etapa para a modelagem está sendo considerada a probabilidade de 50% de chance de ocorrência, definida aqui como P50, não serão abordadas nesta seção as definições das constantes de incertezas para utilização do fator P90, as quais serão tratadas na subseção relativa às restrições da modelagem.

Dando sequência aos cálculos, para elaboração do fluxo de caixa ( $FC_{Prod\_eólico}$ ) com a receita relativa à produção anual ao longo de todo o período do empreendimento, é aplicada a equação (34), que considera a produção de longo prazo mencionada anteriormente ( $Prod\_eólica_{Liq\_1wtg}$ ). Define-se a produção de energia de longo prazo ( $Prod\_eólica_{longo\_prazo\_1un}$  em MWh) em conjunto com a vida útil do empreendimento eólico ( $n_2$  em anos), e o valor da venda de energia ( $R\$_{MW\_wtg}$ ) para cada MW entregue no centro de gravidade. Desta forma, obtém-se:

$$\begin{aligned} & [Prod\_eólico_{longo\_prazo\_1wtg}]_{(1,n_2)} \\ &= \left[ R\$_{MW\_wtg} \times \sum_0^{n_2} [Prod\_eólica_{Liq}]_{(8760,n_2)} \right]_{(1,n_2)} \end{aligned} \quad (34)$$

De forma semelhante à modelagem para o fluxo de caixa da produção de energia solar, realiza-se o agrupamento para o montante de energia estimado para produção eólica anualmente  $\sum_0^{n_2} [Prod\_eólico_{Liq}]_{(8760,1)}$  e, de acordo com a vida útil do projeto  $n_2$ , será realizada a composição do fluxo de caixa para a receita do empreendimento. Em (35) está apresentado, de forma simplificada, o fluxo de caixa eólico relativo à receita, onde  $Pe_{(1,1)}$  é a receita acumulada do primeiro ano de geração com fluxos, até  $Pe_{(1,n_2)}$ , que seria o último ano de geração desta fonte de acordo com a vida útil deste empreendimento.

$$\begin{aligned} FC_{Prod\_eólico} &= [Prod\_eólico_{longo\_prazo\_1wtg}]_{(1,n_2)} \\ &= [Pe_{(1,1)} \dots Pe_{(1,n_j)} \dots Pe_{(1,n_2)}] \end{aligned} \quad (35)$$

## 4.2.2 CAPEX Eólico

O desenvolvimento para as definições dos custos de implantação de um empreendimento eólico normalmente é subdividido em três partes. Inicialmente, o custo do aerogerador pode ser considerado o maior percentual do investimento do projeto. O fornecedor é o responsável pela fabricação, transporte, montagem e comissionamento até a entrada da operação comercial do empreendimento. Como é sabido, são poucos os fornecedores e a alta demanda com baixa oferta dos produtos acaba tornando o mercado pouco competitivo. Sendo assim, não existem grandes variações entre os rendimentos e performances dos aerogeradores dos principais fabricantes mundiais, assim como os valores de R\$/MW instalados. As condições financeiras consideradas pelo empreendedor são muito importantes na avaliação para a compra de um aerogerador. Na composição de preços das turbinas há uma grande influência de moeda estrangeira associada ao preço global do produto. Sendo assim, as condições macroeconômicas e de taxa de câmbio são extremamente importantes e, dependendo do momento de implantação, essas variações podem tornar um empreendimento inviável. Sequencialmente, podemos definir como segunda parte da composição do CAPEX os custos associados ao escopo dos serviços para implantação da construção civil. Neste escopo estão englobados todos os bens, materiais e serviços para o escopo civil do empreendimento, sendo como alguns exemplos:

- Acessos internos e externos do complexo eólico, respeitando as dimensões requeridas pelos fabricantes de transporte. Atualmente já existem pás de aerogeradores de aproximadamente 83 metros de comprimento, o que tornam as manobras e deslocamentos necessários de atenção. Normalmente, esse dado de entrada é dado pelo fornecedor do aerogerador e aprovado pelo mesmo durante a sua implantação.
- Serviços de terraplenagem, drenagem e pavimentação nos pátios de montagens;
- Estudos de topografia e aerofotogrametria;
- Sondagem básica e executiva e estudos de solos;
- Execuções das fundações, que podem englobar serviços de escavações em rocha. Este item depende do recebimento dos dados de entrada também do fornecedor do aerogerador, o qual também válida, em conjunto com o empreendedor, as bases para sequencial montagem dos aerogeradores;
- Edificações.

Por fim e não menos importante, os custos de toda a parte elétrica e eletromecânica de materiais, serviços e equipamentos que não são os aerogeradores. Dentre os escopos de fornecimento, podemos mencionar:

- Compra, transporte, montagem e comissionamento dos equipamentos de pátio das subestações;
- Aquisição dos transformadores de potência;
- Construção das linhas de distribuição de média tensão entre os parques eólicos;
- Construção da subestação coletora e vão de conexão para escoamento da energia gerada;
- Construção da linha de distribuição ou transmissão de caráter para interesse restrito;
- Fornecimento de sistemas de proteção, controle, supervisão e telecomunicações;
- Interfaces com agentes acessados em subestações existentes.

Com a apresentação das três principais contratações para a composição do CAPEX eólico, faz-se necessário ressaltar que a primeira parte será a que possui fator ponderador de maior peso. Sendo assim, as outras partes referentes aos custos de obras civil, eletromecânica e elétrica acabam possuindo um percentual inferior do total do investimento. Ressalta-se ainda que, dependendo do tamanho da potência instalada no complexo eólico, o peso dessas duas variáveis acaba sendo reduzido por questões de escala, tornando os fatores globais de composição do CAPEX mais favoráveis.

Uma vez entendidas as principais variáveis para definição do dado de entrada a ser considerado na modelagem, o usuário pode utilizar dados de propostas concretas de fornecedores ou, dependendo da maturidade e avaliação que está sendo realizada, considerar dados de mercado que são facilmente encontrados entre os agentes e na literatura para adotar um valor de R\$/MW. No entanto, cabe ressaltar que os momentos e mercados estão em constante transformação, devendo este item deve ser avaliado com bastante cautela.

A próxima etapa da modelagem é a definição da curva de desembolso para o período de desenvolvimento do empreendimento. Neste item é importante saber também os percentuais associados às moedas estrangeiras, de formas a serem tratados independentemente e com as devidas medidas de proteção ou exposição à variação cambial. Assim, de forma semelhante ao demonstrado na seção solar, mas ajustada ao tipo de negócio

eólico, são fornecidas curvas padrão que podem ser escolhidas de acordo com o porte do projeto e sua capacidade instalada, ou simplesmente ajustadas de acordo com dados concretos do empreendimento em estudo.

A seguir, serão apresentadas as fórmulas configuradas na modelagem:

$$[Curva\_des_{P1\_E}] = [x_1 \cdots x_{P1\_E} \cdots 0_{(P1\_E+1)} \cdots 0_{nt}]_{(1,nt)} \quad (36)$$

$$[Curva\_des_{P2\_E}] = [x_1 \cdots x_{P2\_E} \cdots 0_{(P2\_E+1)} \cdots 0_{nt}]_{(1,nt)} \quad (37)$$

$$[Curva\_des_{P3\_E}] = [x_1 \cdots x_{P3\_E} \cdots 0_{(P3\_E+1)} \cdots 0_{nt}]_{(1,nt)} \quad (38)$$

Sendo:

- $Curva\_des_{P1\_E}$ : Curva de desembolso para implantação parque eólico menor ou igual 90MW instalados (%);
- $Curva\_des_{P2\_E}$ : Curva de desembolso para implantação parque eólico maior que 90MW e menor que 150MW instalados (%);
- $Curva\_des_{P3\_E}$ : Curva de desembolso para implantação parque eólico maior que 150MW e menor que 300MW instalados (%);
- $P1E, P2E$  e  $P3E$ : Período em anos para desembolso até a entrada em operação do empreendimento;
- $nt$ : tempo total de vida de todo o projeto híbrido.

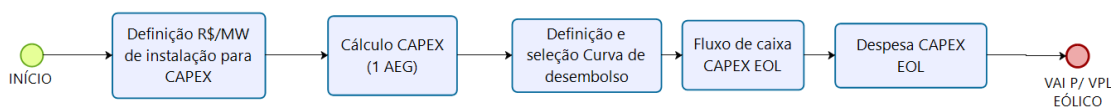
Com as definições de R\$/MW e as curvas de desembolso, tem-se como objetivo na obtenção do fluxo de caixa para as despesas de implantação de um empreendimento eólico, sendo demonstrado em (39):

$$\begin{aligned} FC_{CAPEX\_EOL} &= [WTG_{pot} \times Capex_{wtg\_R\$/MW} \times [Curva\_des_{Pn\_E}]_{(1,nt)}]_{(1,nt)} \\ &= [-b_{1,1} \cdots -b_{1,nj} \cdots -b_{1,nt}]_{(1,nt)} \end{aligned} \quad (39)$$

Onde:

- $FC_{CAPEX\_EOL}$ : Fluxo de caixa para CAPEX de empreendimento Eólico para um aerogerador;
- $Curva\_des_{Pn\_E}$ : Curva de desembolso no período escolhido pelo usuário;
- $WTG_{pot}$ : Potência do aerogerador.

A Figura 16 apresenta, de forma resumida, as etapas da modelagem para definição do fluxo de caixa de empreendimento eólico e envio na composição do recurso desta fonte no VPL.



**Figura 16 - Processo CAPEX Eólico (fonte: autor)**

### 4.2.3 OPEX Eólico

De forma semelhante às definições apresentadas para desenvolvimento do OPEX solar, os custos de operação e manutenção para um empreendimento eólico possuem algumas particularidades, as quais serão abordadas nesta seção. Sequencialmente, será demonstrada a metodologia implementada para composição do fluxo de caixa na formulação do VPL Eólico para OPEX.

Os custos de O&M podem ser divididos em duas partes, sendo a primeira relativa às atividades dedicadas e concentradas aos serviços para os aerogeradores, e a outra referente aos trabalhos necessários a todos os demais ativos em operação, como: rede de média tensão, subestação coletora, vão de conexão, linha de distribuição ou transmissão.

Normalmente, as responsabilidades relacionadas ao O&M do aerogerador são realizadas pelos fornecedores dos equipamentos, uma vez que existem muitas especialidades e conhecimentos de tecnologia, sendo que somente estes possuem o *know-how*. Dentre esses serviços englobam-se: todas as trocas, reparos para os componentes principais (gerador, controladores de cubo e *pitch*, sistemas de freios, sensores de direção, controladores e inversores, sistemas de trava do rotor, transformadores, motores de posicionamento da nacelle, pás, torre, dentre outros). Um ponto importante é a garantia do produto, que o fornecedor atrela à obrigação do agente de geração de contratar esses serviços do próprio fabricante do aerogerador, para assim manter as condições das obrigações de performance e demais requisitos técnicos definidos em contrato. Esses períodos, para os serviços prestados pelo fabricante podem ser, normalmente, de dois, cinco, dez, quinze e vinte anos. Contudo, cabe ressaltar que esta mão de obra possui um valor elevado e muitas vezes atrelado à moeda estrangeira. Assim, muitos agentes de geração optam por manter, durante um período, este

serviço com o fabricante e, em paralelo, mantêm uma equipe contratada própria, no intuito de desenvolver o conhecimento e, posteriormente, operar e manter o ativo realizando somente acionamentos pontuais ao fornecedor.

Os demais serviços de O&M possuem custos mais negociáveis, uma vez que a oferta do mercado é grande. Muitos agentes de geração possuem equipe própria para execução dessas tarefas, reduzindo assim ainda mais esses custos e, conseqüentemente, trazendo uma maior confiabilidade aos atendimentos das definições de operação e manutenção do empreendedor.

Apresentadas as condições que devem ser consideradas na composição dos custos de O&M, o usuário deverá definir o valor de R\$/MW, levando em consideração os pontos colocados acima. Importante ressaltar que o simulador inicialmente considera os custos necessários para a operação de 1 (um) aerogerador. O usuário poderá adaptar o modelo de acordo com seu interesse, podendo considerar propostas de fornecedores ou simplesmente escolher um dos três modelos de curvas de desembolsos implementados no simulador, com base nas práticas de mercado e algumas premissas definidas em subseção específica neste capítulo.

De forma semelhante ao apresentado no desenvolvimento do OPEX solar, os custos para operação, manutenção e conseqüentemente as curvas de desembolso do OPEX eólico são apresentadas em (40), (41) e (42), os quais representam os percentuais de R\$/MW aplicados ao aerogerador e convertidos na sua base de potência instalada aos serviços nas modalidades definidas (completa, parcial e simplificada), onde mantêm as definições já apresentadas de exposição ao risco do negócio e limites de responsabilidades:

$$[Curva\_des_{O1\_E}] = [x_1 \cdots x_{O1\_E\_n} \cdots x_{O1\_E\_nt}]_{(1,nt)} \quad (40)$$

$$[Curva\_des_{O2\_E}] = [x_1 \cdots x_{O2\_E\_n} \cdots x_{O2\_E\_nt}]_{(1,nt)} \quad (41)$$

$$[Curva\_des_{O3\_E}] = [x_1 \cdots x_{O3\_E\_n} \cdots x_{O3\_E\_nt}]_{(1,nt)} \quad (42)$$

Os quais:

- $Curva\_des_{O1\_E}$ : Curva de desembolso O&M completo (%);
- $Curva\_des_{O2\_E}$ : Curva de desembolso O&M parcial (%);
- $Curva\_des_{O3\_E}$ : Curva de desembolso O&M simplificado (%);
- $x_1 \dots x_n$ : Elementos de acordo com o período de vida útil do empreendimento solar de operação.

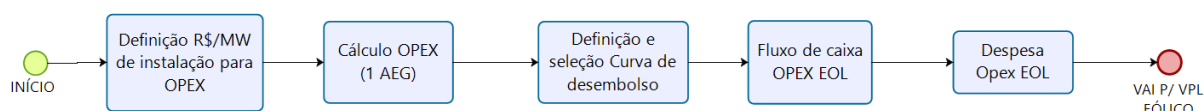


Com a definição do usuário para a utilização da curva de desembolso pode ser calculado o fluxo de caixa para os custos operacionais, como demonstrado em (43):

$$FC_{O\&M\_EOL} = \left[ WTG_{pot} \times OPEX_{EOL\_R\$/MW} \times [Curva\_des_{on\_E}]_{(1,nt)} \right]_{(1,nt)} \quad (43)$$

$$= [-Opex\_wtg_{1,1} \dots - Opex\_wtg_{1,nj} \dots - Opex\_wtg_{1,nt}]_{(1,nt)}$$

Na Figura 17 pode-se observar, através de blocos, todo o processo apresentado no desenvolvimento para os cálculos do VPL na obtenção do OPEX eólico.



**Figura 17 - Processo OPEX Eólico (fonte: autor)**

## 4.3 VPL para empreendimento com armazenamento de energia em baterias

Após os detalhes apresentados para os cálculos dos VPLs dos empreendimentos para implantação, operação e geração das fontes solares e eólicas, serão demonstradas as condições da modelagem do simulador para projetos com capacidade para armazenamento de energia através de baterias. Para que seja possível este armazenamento, será necessário que as condições de energia gerada da planta em análise estejam com capacidades superiores às restrições de injeção na rede de distribuição ou transmissão, para o caso de aplicação na modelagem deste trabalho. Adicionalmente, também é necessário que a geração por alguns períodos esteja inferior a essa restrição, para assim haver a possibilidade de descarregamento da bateria. Nas subseções sequenciais, serão apresentados os cálculos para obtenção do VPL através de definições dos fluxos de caixas, associados à produção de energia, CAPEX e OPEX da solução com armazenamento de energia através de baterias.

### 4.3.1 Armazenamento e Geração através da Bateria

Durante a elaboração da modelagem para implementação da lógica de armazenamento de energia através de bateria, foram utilizadas diversas etapas, que serão subsequentemente detalhadas nesta seção. Cabe ressaltar que algumas condições adotadas nos cálculos da energia serão posteriormente esclarecidas nas subseções referentes às premissas que foram adotadas no trabalho e na apresentação das restrições inseridas no processo de otimização. Conforme apresentado nos cálculos anteriores, para o início do processo de cálculo da hibridização de fontes são utilizadas as produções de energia solar líquida horária total somadas com a produção de energia eólica líquida horária total. Essas produções de energia devem também ser associadas às quantidades de módulos fotovoltaicos do projeto e aerogeradores, como representado em (44), para assim obter a aqui definida como Produção Híbrida:

$$\begin{aligned}
 [Prod\_hibrida]_{(8760,1)} &= Mod_{qde} \times [Prod\_solar_{Liq}]_{(8760,1)} \\
 &+ WTG_{qde} \times [Prod\_eolica_{Liq}]_{(8760,1)}
 \end{aligned} \tag{44}$$

Onde:

- $Prod_{hibrida}$ : produção híbrida (energia solar e eólica);
- $Mod_{qde}$ : quantidade de módulos fotovoltaicos;
- $WTG_{qde}$ : quantidade de aerogeradores.

Após a obtenção das produções de energia híbrida (solar e eólica) horárias, é necessário definir-se a restrição associada ao limite de escoamento de energia no ponto de conexão a que o empreendimento está localizado. Assim, é realizada uma avaliação na modelagem de forma condicionante, que verifica se a energia acumulada híbrida é maior ou igual à restrição da rede e, caso seja constatada a análise como verdadeira ou falsa, registra-se a energia como excedente ou em déficit. Esta variável foi definida com a descrição “Eplanta\_em\_análise” nos fluxogramas que serão apresentados. A referida avaliação possui como finalidade a observação da geração híbrida horária, de acordo com a injeção de energia na rede, de modo a identificar se para a planta de energia está havendo um corte de geração ou se poderia estar sendo armazenada através de baterias. De acordo com a situação de geração e restrição, poderia haver espaço para injetar mais energia no sistema através de

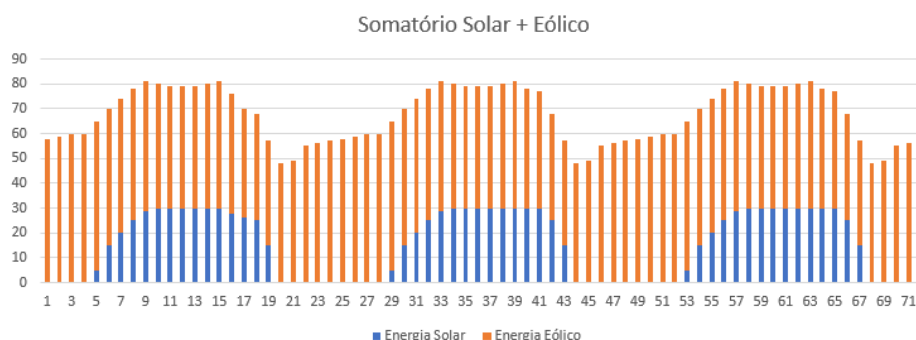
energia acumulada. Com isso, são registrados em nova coluna de medições horárias, com essa avaliação através de (45):

$$\begin{aligned} [Excedente\_Deficit_{Prod\_Hibrida}]_{(8760,1)} \\ = [Prod\_hibrida]_{(8760,1)} - [Restrição\_rede]_{(8760,1)} \end{aligned} \quad (45)$$

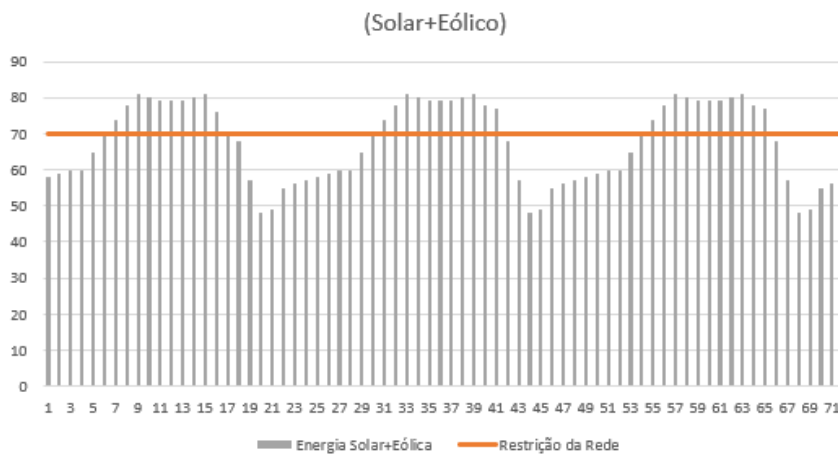
Onde:

- $Excedente\_Deficit_{Prod\_Hibrida}$ : excedente (valor positivo) ou déficit de energia (valor negativo) já na composição híbrida em MWh, com restrição de rede.

Através da Figura 18 e da Figura 19, podem ser visualizados exemplos de comportamento para a hibridização e demonstração de excedente e corte ao longo de uma pequena amostra de 72 horas.



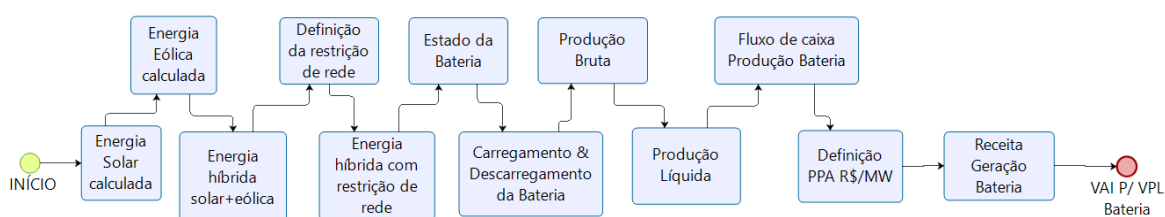
**Figura 18- Amostra composição Solar e Eólico (fonte: autor)**



**Figura 19- Amostra Solar + Eólico com restrição de rede (fonte: autor)**

Na Figura 19 pode-se observar que as barras cinzas relativas à energia solar e eólica acima da linha laranja (restrição da rede) não serão injetadas na rede, havendo assim uma limitação de produção de energia nesses horários, de acordo com a capacidade da rede, e, conseqüentemente, uma perda de energia gerada pelo empreendedor. Neste cenário, pode-se verificar que nestes pontos poderiam acumular-se estas produções de energia, através de armazenamento em baterias. Em contrapartida, observa-se que existem momentos na amostra da Figura 19 que a combinação para a produção híbrida poderia entregar mais energia para a rede, onde vemos vários espaços vazios abaixo da linha laranja. Nesses instantes, o empreendedor injetar energia na rede, sendo necessário anteriormente haver o acúmulo de energia em armazenamento em baterias.

Na Figura 20 podem ser simplificadas as etapas necessárias para os cálculos na obtenção da produção final da bateria.



**Figura 20- Processo de Receita Geração com Armazenamento em Bateria (fonte: autor)**

### 4.3.1.1 Definição do estado da bateria

Nesta parte da modelagem é necessária a definição do estado da bateria, sendo considerados quatro patamares de acordo com o seu estado de acúmulo de energia e relacionados com o ciclo que segue: descarregado, carregando, carregado e descarregando. Importante informar que neste trabalho o ciclo da bateria não é intercalado, ou seja, uma vez iniciado o ciclo de carregamento da bateria, esta será acumulada até o topo do seu armazenamento, independentemente se a bateria tiver capacidade de descarregamento e, conseqüentemente, injeção de energia na rede por alguma espécie de déficit do sistema de energia. Em contrapartida, uma vez iniciado o ciclo de descarregamento, injeta-se energia na rede de acordo com a necessidade do sistema até o fundo mínimo de capacidade da

bateria. Desta forma, a manutenção do ciclo completo de carregamento e descarregamento fortalece a durabilidade da bateria e, por conseguinte, amplia a duração de sua vida útil.

A lógica utilizada na modelagem para definição dos ciclos para o estado da bateria é apresentada nos fluxogramas da Figura 21, Figura 22, Figura 23 e Figura 24. Cabe ressaltar que essa verificação é realizada em todas as horas do ano típico em 8760 amostras. Algumas variáveis foram simplificadas nas descrições, no intuito de facilitar a visualização no fluxograma, conforme apresentado abaixo:

- Ebat\_anterior: Energia acumulada no armazenamento da bateria do período horário anterior ao da análise;
- Ebat\_em\_análise: Energia acumulada no armazenamento da bateria do período horário em análise;
- Ciclo\_anterior: Estado da bateria do período horário anterior ao da análise;
- Eplanta\_em\_análise: *Excedente\_Deficit<sub>Prod\_Hibrida</sub>*;
- BAT\_cap\_máx: Capacidade máxima de acúmulo de energia do armazenamento da bateria;
- BAT\_cap\_mín: Capacidade mínima de acúmulo de energia do armazenamento da bateria.

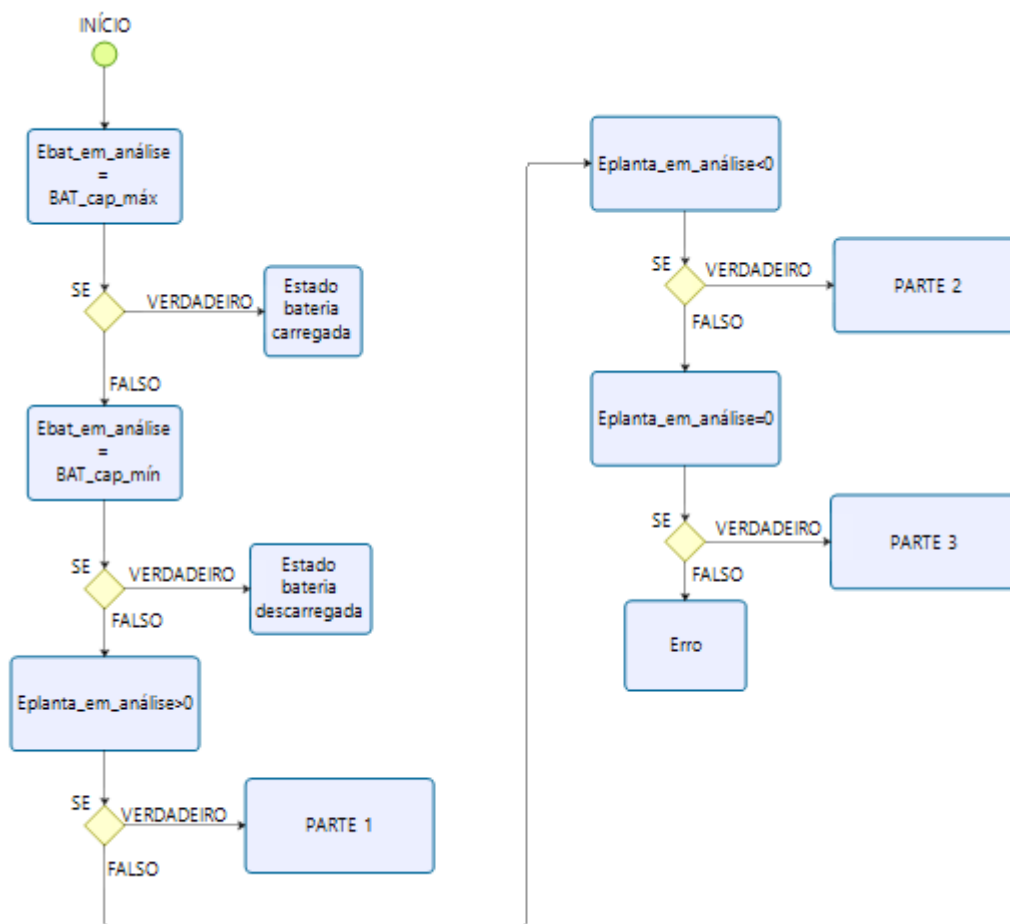
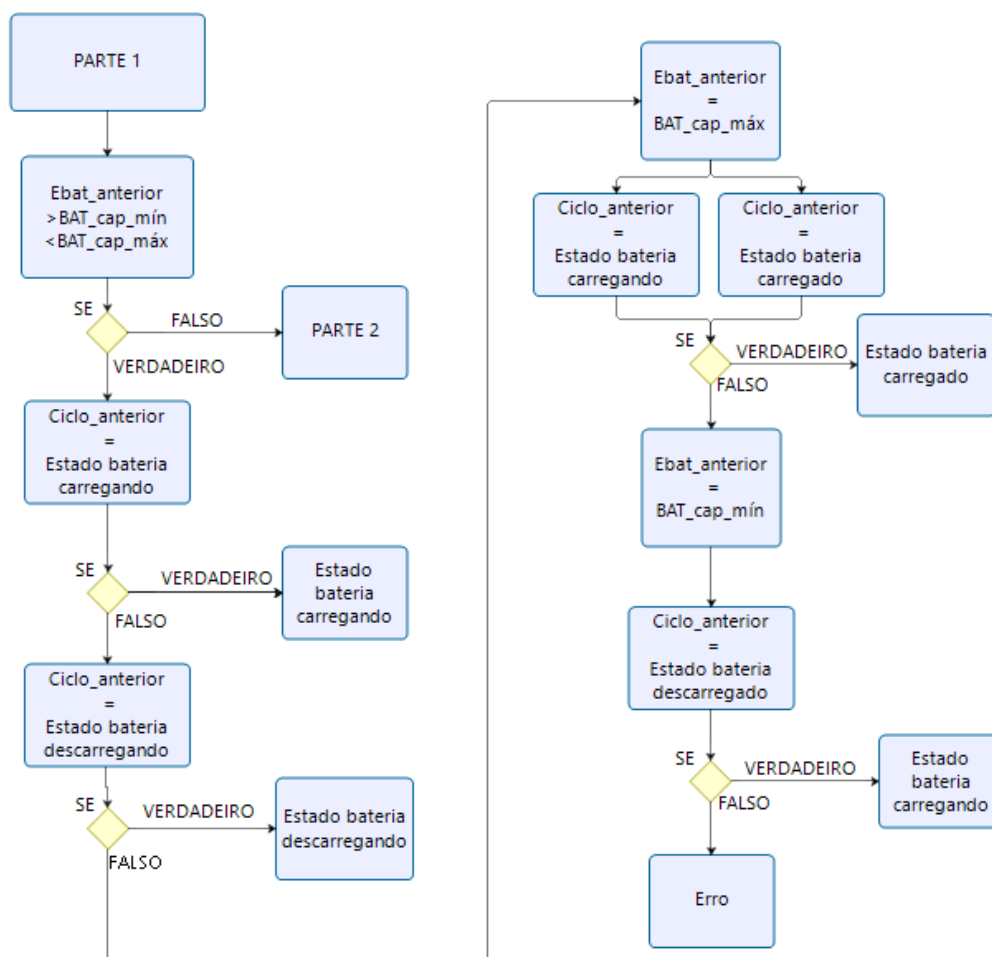


Figura 21- Lógica definição estado da bateria (fonte: autor)

Na Figura 21 pode ser observada uma etapa da lógica implementada para definição do estado da bateria, principalmente direcionando-se a resposta do ciclo de acordo com o carregamento da bateria, sendo ela com energia acumulada na sua capacidade máxima ou mínima e nas condições da produção híbrida com excedente, déficit ou zero.



**Figura 22- Lógica definição estado da bateria – Parte 1 (fonte: autor)**

Já na Figura 22, na Figura 23 e na Figura 24, apresentam-se os detalhamento das lógicas nas condições Eplanta\_em\_análise maior que zero, Eplanta\_em\_análise menor que zero e Eplanta\_em\_análise igual a zero, respectivamente.

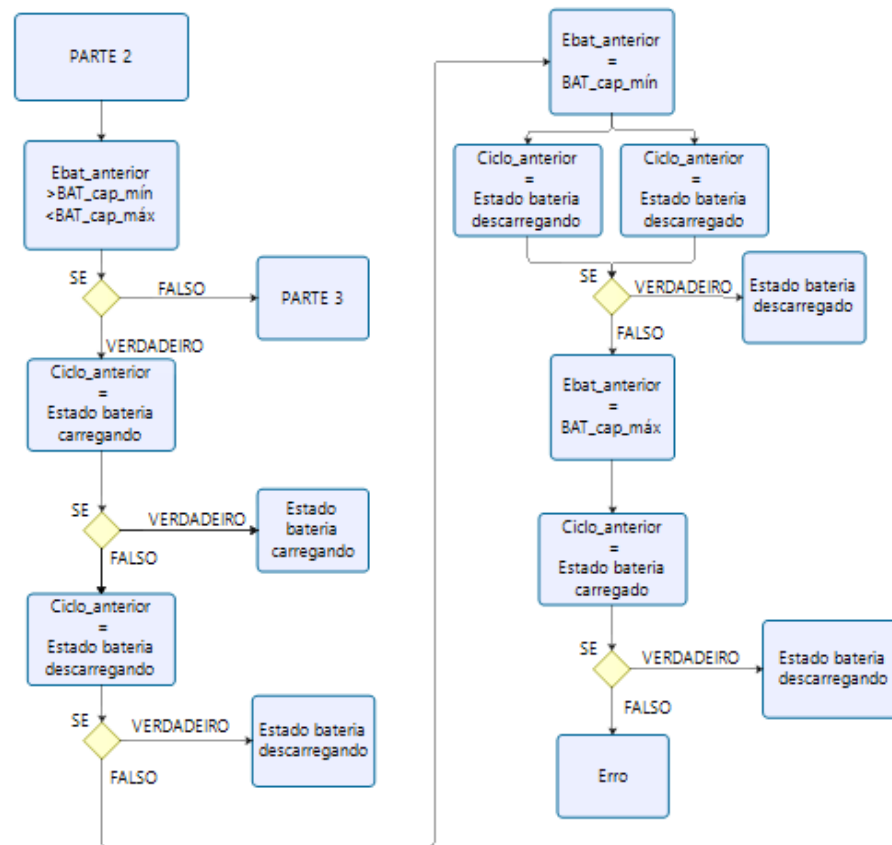


Figura 23- Lógica definição estado da bateria – Parte 2 (fonte: autor)

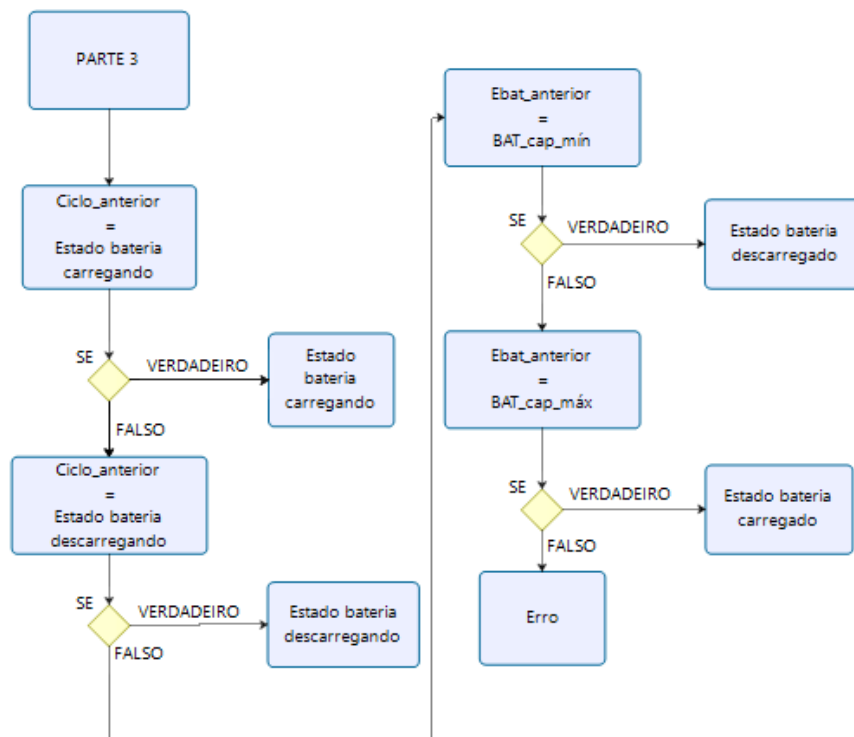
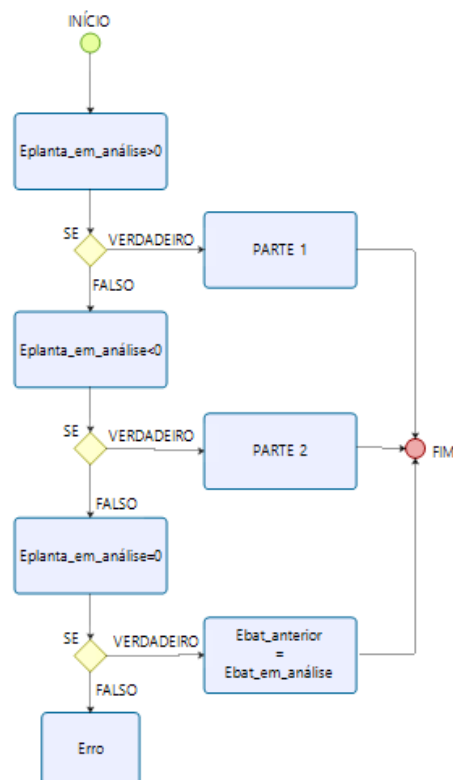


Figura 24- Lógica definição estado da bateria – Parte 3 (fonte: autor)

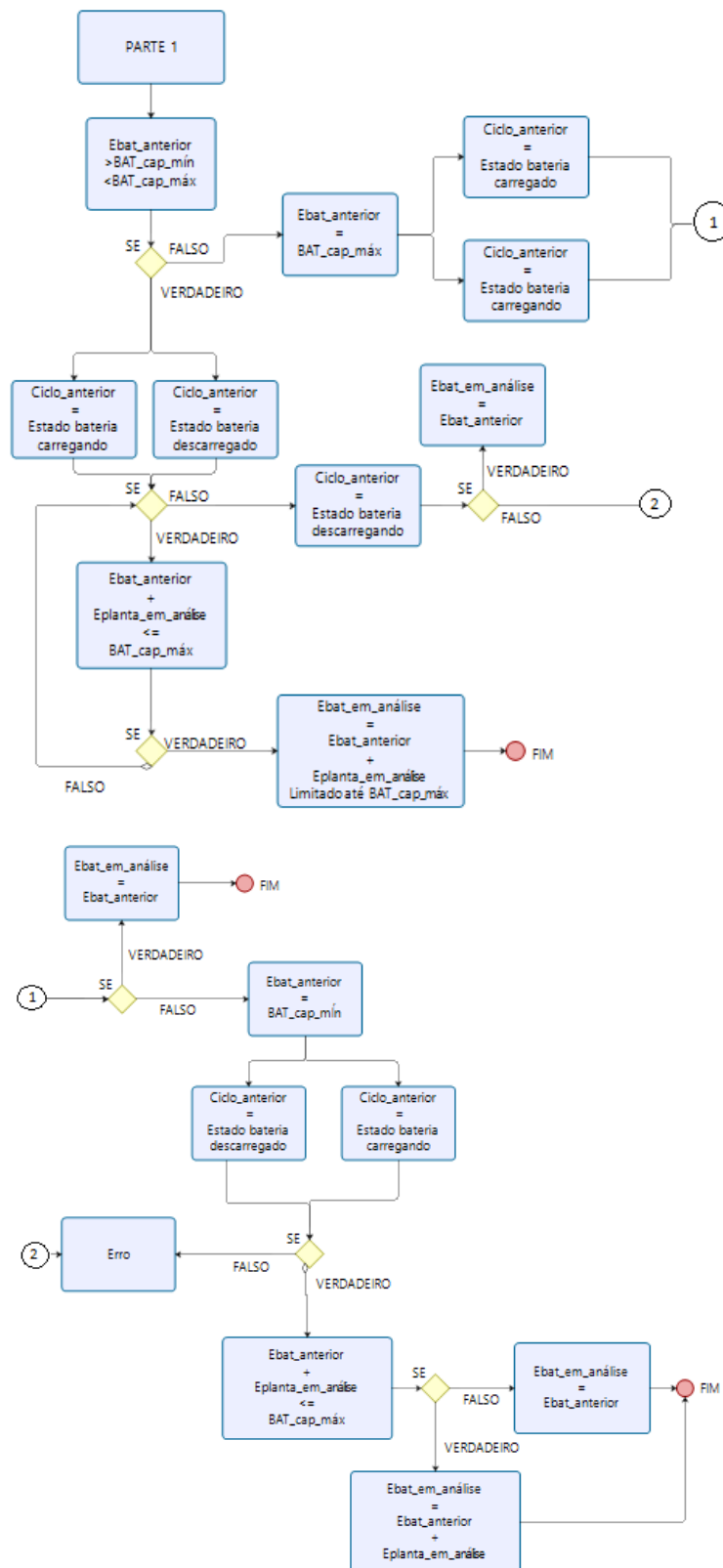
### 4.3.1.2 Carregamento e descarregamento da bateria

No intuito de apresentar a modelagem aplicada no simulador para carregamento e descarregamento da bateria, serão detalhadas as etapas e considerações, conforme pode-se observar na Figura 25, na Figura 26 e na Figura 27. A lógica que é uma combinação de condicionantes é aplicada em todas as horas das 8760 amostras, referentes ao ano típico solar e eólico com a restrição de rede aplicada.

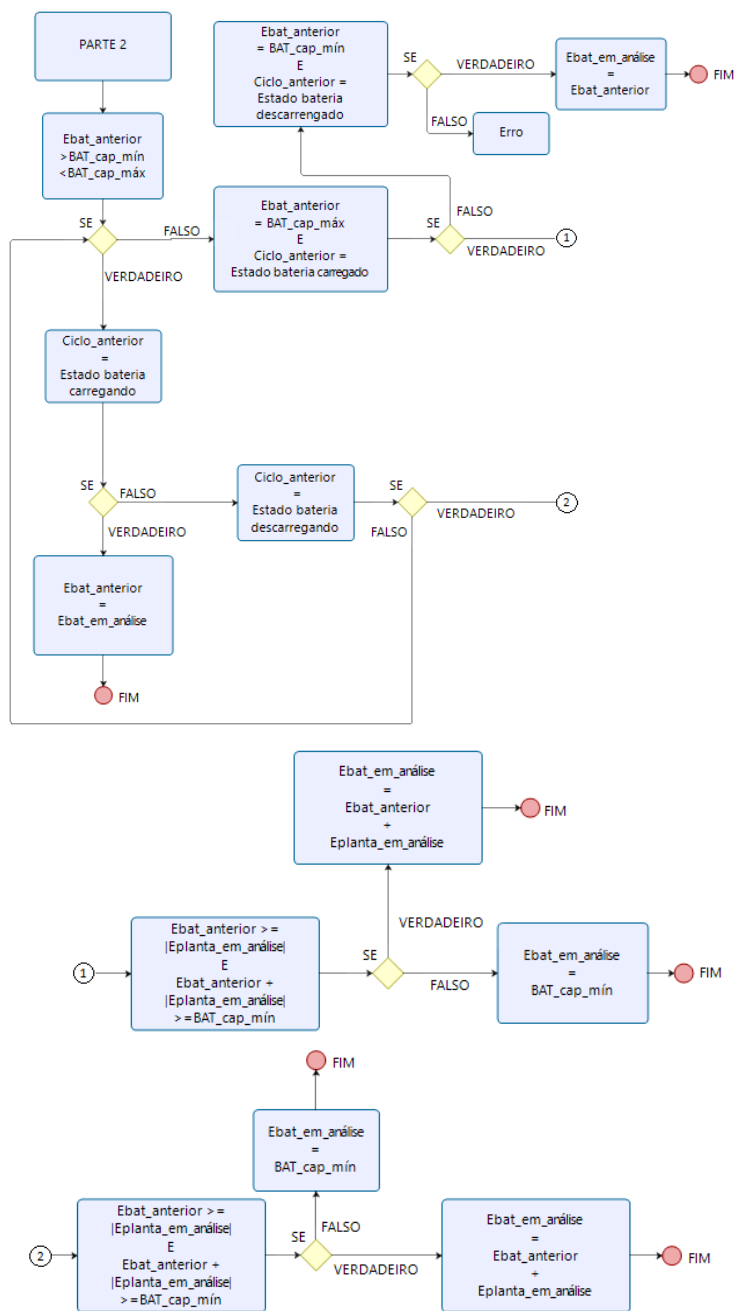


**Figura 25- Lógica de carregamento e descarregamento da bateria (fonte: autor)**





**Figura 26- Lógica de carregamento e descarregamento da bateria – Parte 1 (fonte: autor)**

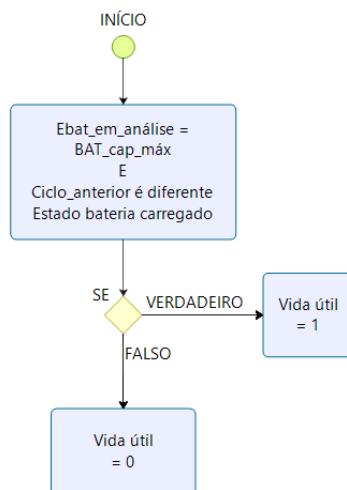


**Figura 27- Lógica de carregamento e descarregamento da bateria – Parte 2 (fonte: autor)**

### 4.3.1.3 Vida útil, *Curtailment* e Produção

Nesta seção serão demonstradas as formas para contabilizar a vida útil dos sistemas de acúmulo de energia em bateria, a perda de geração devido à restrição da rede e, enfim, a produção gerada pelo sistema de armazenamento.

Os cálculos de vida útil da bateria são verificados conforme os ciclos de operação, de acordo com o estado da bateria. Sendo assim, são realizados dois passos, onde o primeiro é computar a vida útil, como pode ser observado na Figura 28, e o segundo o acúmulo do valor no decorrer de todo o período.



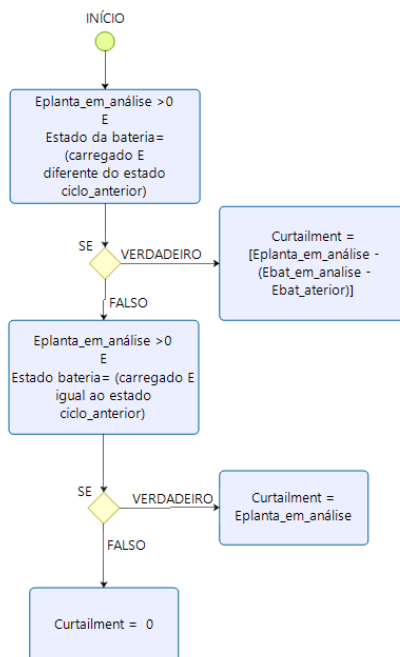
**Figura 28- Contabilização vida útil – passo 1 (fonte: autor)**

Para o passo 2, realiza-se a contagem do passo 1 toda vez que a bateria completa o ciclo de descarregamento e carregamento, realizando assim o acúmulo de vida útil utilizado do equipamento.

Na sequência da modelagem, são verificadas as perdas horárias devido à restrição da rede operativa e a capacidade que a planta de energia híbrida poderia estar gerando e injetando no sistema. Sendo assim, pode ser verificado na Figura 29 a lógica aplicada para contabilização do *curtailment* da planta, lembrando que a verificação é semelhante às aplicações anteriores, ou seja, analisadas na base horária e no total de 8760 amostras.

Após o cálculo de todas as perdas horárias do ano, estas são acumuladas anualmente, através de um somatório, e precificado o corte de receita através da inclusão nos fluxos de caixa. De acordo com a modelagem configurada no simulador, os fluxos de caixa são agrupados anualmente. Contudo, os cortes são verificados de forma horária, avaliando as condições de produções da fonte solar e da eólica. É realizada a verificação deste somatório para geração híbrida e comparada com a restrição da condição da rede operativa. Assim, para o somatório de geração acima deste valor da restrição, verifica-se se há possibilidade de armazenamento em bateria; em caso negativo, esta energia deve deixar de ser gerada. Este procedimento é realizado nos ajustes dos inversores nas plantas solares e nos dispositivos eletrônicos inteligentes, em conjunto com o SCADA (*Supervisory Control And*

*Data Acquisition*) para as plantas eólicas. As avaliações de perdas são registradas nos modelos de forma proporcional, de acordo com as médias ponderadas para cada um dos momentos de perdas horárias. Desta maneira, tem-se as perdas financeiras ao longo dos anos de acordo com as produções de energia que deixam de ser geradas, por motivos de haver restrição de rede e não ser possível o armazenamento através de baterias.



**Figura 29- Contabilização *curtailment* (fonte: autor)**

Finalmente, para o cálculo da produção de energia são utilizados os valores acumulados de descarregamento da energia armazenada em bateria, e aplicado um fator de perda  $k_{1B}$  que está associado à degradação e eficiência dos equipamentos. Adicionalmente, cabe mencionar que, de forma semelhante aos demais cálculos das outras produções da fonte solar e eólica, os valores também devem ser convertidos para unidade MWh. Sendo assim, pode ser apresentada a equação (46):

$$[Prod\_hibrida\_calc]_{(8760,1)} = \frac{[Carreg\_descarreg]_{(8760,1)} \times k_{1B}}{1000} \quad (46)$$

Onde:

$[Prod\_hibrida\_calc]_{(8760,1)}$ : Produção híbrida calculada de acordo com descarregamento da bateria em MWh;

$[Carreg\_descarreg]_{(8760,1)}$ : Produção de descarregamento da bateria em kWh.

Com a obtenção horária da produção, são realizados os acúmulos, no intuito do agrupamento anual e calculado ao longo prazo conforme (47) e (48), respectivamente:

$$Prod\_híbrida_{líq\_ano} = \sum_{i=1}^{8760} [Prod\_híbrida\_calc]_{(i,1)} \quad (47)$$

$$\begin{aligned} & [Prod\_híbrida_{longo\_prazo\_1bat}]_{(1,n3)} \\ & = \left[ R\$_{MW\_bat} \times \sum_0^{n3} [Prod\_híbrida_{Líq}]_{(8760,n3)} \right]_{(1,n3)} \end{aligned} \quad (48)$$

Onde:

$[Prod\_híbrida_{longo\_prazo}]_{(1,n3)}$ : Produção híbrida calculada de acordo com descarregamento da bateria em MWh na série de longo prazo em período de vida útil do empreendimento para este tipo de fonte ( $n_3$  em anos);

$R\$_{MW\_bat}$ : Valor da venda de energia.

Para finalizar, pode-se observar, nos cálculos para obtenção da receita em (49), o fluxo de caixa positivo para este tipo de fonte. Nestes, pode-se aplicar a fórmula na modelagem, onde os valores encontrados de  $Pb$  são relativos à toda a receita anual ao longo da vida do empreendimento.

$$\begin{aligned} FC_{Prod\_híbrida} & = [Prod\_híbrida_{longo\_prazo\_1bat}]_{(1,n3)} \\ & = [Pb_{(1,1)} \dots Pb_{(1,nj)} \dots Pb_{(1,n3)}] \end{aligned} \quad (49)$$

### 4.3.2 CAPEX Bateria

Na elaboração das definições dos custos para investimento da implantação, de forma a possibilitar uma planta híbrida com condições de armazenamento de energia através de baterias, são necessárias as avaliações de algumas variáveis. Inicialmente, devem ser definidos os tipos a serem utilizados no empreendimento, de acordo com as diferentes tecnologias de armazenamento eletroquímico de energia, conversores, inversores e controladores de carga. Sequencialmente, o usuário deve observar a função de aplicação do sistema de armazenamento, podendo ser o objetivo, por exemplo: armazenamento sazonal,

alimentação ininterrupta, redução de picos, regulação de frequência e tensão, fornecimento de energia na recomposição de usinas com alimentação a serviços auxiliares, entre outras opções. Outros pontos importantes a serem verificados são: vida útil, condições de estado da carga, profundidade de descarga e eficiência. Uma vez definido o tipo de bateria pelo usuário, podem ser carregados os dados de entradas da modelagem.

A obtenção do desenvolvimento dos fluxos de caixa é semelhante ao demonstrado para as fontes solar e eólica, iniciando com a definição do usuário para os dados de entrada relativos ao custo unitário (R\$/MW) da bateria, com base nas avaliações das variáveis mencionadas no parágrafo anterior. Assim, são calculados os valores para a implantação de um conjunto de baterias. Prosseguindo-se, é definida a curva de desembolsos, a qual foi pré-definida somente como um tipo de forma customizada, de acordo com as práticas de mercado e períodos de desenvolvimento para este tipo de empreendimento. Cabe ressaltar que este tipo de empreendimento possui tempo de implantação reduzido, quando comparado aos demais apresentados. Sendo assim, pode-se verificar, em (50), a forma que está configurada na modelagem para a predefinição da curva de desembolso:

$$[Curva\_des_{P1\_B}] = [x_1 \cdots x_{P1\_B} \cdots 0_{(P1\_B+1)} \cdots 0_{nt}]_{(1,nt)} \quad (50)$$

Sendo:

- $Curva\_des_{P1\_B}$ : Curva de desembolso para implantação geração através de bateria (%);
- $P1\_B$ : Período em anos para desembolso, até a entrada em operação do empreendimento.

De acordo com as demais fontes, está pré-estabelecido um tamanho de capacidade instalada para implantação das baterias de até 30MW.

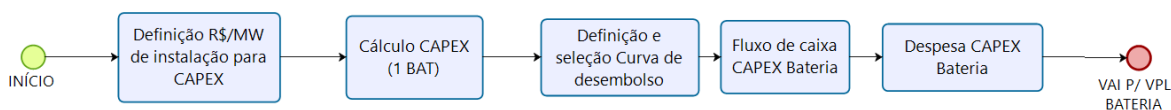
Definidos os dados de entrada mencionados e aplicadas as curvas de desembolso, podem ser verificadas, em (51), as condições para obtenção do fluxo de caixa, do que se refere ao CAPEX, para geração deste tipo de fonte através de armazenamento:

$$\begin{aligned} FC_{CAPEX\_bateria} &= [BAT_{pot} \times Capex_{bateria\_R\$/MW} \times [Curva\_des_{P1\_B}]_{(1,nt)}]_{(1,nt)} \\ &= [-c_{1,1} \cdots -c_{1,nj} \cdots -c_{1,nt}]_{(1,nt)} \end{aligned} \quad (51)$$

Onde:

- $FC_{CAPEX\_bateria}$ : Fluxo de caixa para CAPEX de empreendimento com bateria;
- $BAT_{pot}$ : Potência da bateria.

Na Figura 30 pode ser observado, de forma resumida, todo o processo do qual será composta a elaboração do CAPEX para bateria.



**Figura 30 - Processo CAPEX Bateria (fonte: autor)**

### 4.3.3 OPEX Bateria

Assim como apresentado nos cálculos para as fontes solar e eólica, a elaboração do fluxo de caixa até a obtenção do VPL para as despesas operacionais de um empreendimento com bateria permaneceu de forma semelhante. Contudo, antes de seguir com as apresentações das equações faz-se importante mencionar algumas questões particulares.

Ao contrário dos custos operacionais para parques solares e complexos eólicos, muitos dos dispositivos da composição da bateria podem ser caracterizados como “*plug and play*”. Adicionalmente, muitas das atividades necessárias são combinadas com os ativos compartilhados entre as fontes, e podem ter seus custos compartilhados como, por exemplo, as subestações e inversores. O usuário deverá realizar o balanceamento e verificação, para a definição do valor R\$/MW necessário para a operação do ativo. Este valor será modelado de acordo com cada conjunto de baterias a serem implantadas no empreendimento. Na modelagem são considerados, também, 3 tipos de curvas de desembolsos para 3 tipos de O&M contratados, sendo eles definidos como completo, parcial e simplificado, demonstrados em (52), (53) e (54):

$$[Curva\_des_{O1\_B}] = [x_1 \cdots x_{O1\_B\_n} \cdots x_{O1\_B\_nt}]_{(1,nt)} \quad (52)$$

$$[Curva\_des_{O2\_B}] = [x_1 \cdots x_{O2\_B\_n} \cdots x_{O2\_B\_nt}]_{(1,nt)} \quad (53)$$

$$[Curva\_des_{O3\_B}] = [x_1 \cdots x_{O3\_B\_n} \cdots x_{O3\_B\_nt}]_{(1,nt)} \quad (54)$$

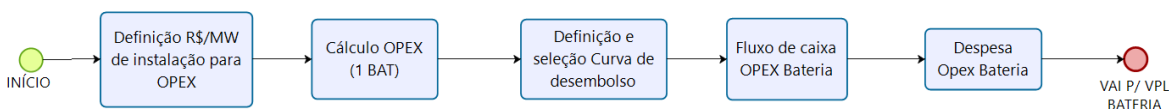
Onde:

- $Curva\_des_{O1\_B}$ : Curva de desembolso O&M completo (%);
- $Curva\_des_{O2\_B}$ : Curva de desembolso O&M parcial (%);
- $Curva\_des_{O3\_B}$ : Curva de desembolso O&M simplificado (%);
- $x_1 \dots x_n$ : Elementos de acordo com o período de vida útil de operação do empreendimento com utilização de armazenamento.

Realizadas as definições das premissas dos dados de entradas pelo usuário, pode-se calcular os fluxos de caixa, conforme (55).

$$\begin{aligned} FC_{O\&M\_BAT} &= [BAT_{pot} \times OPEX_{BAT\_R\$/MW} \times [Curva\_des_{O_n\_B}]_{(1,nt)}]_{(1,nt)} \\ &= [-Opex\_bat_{1,1} \dots -Opex\_bat_{1,nj} \dots -Opex\_bat_{1,nt}]_{(1,nt)} \end{aligned} \quad (55)$$

Por fim, pode-se verificar, de forma resumida na Figura 31, todo o processo para alcançar um dos pilares do cálculo do VPL do armazenamento em bateria.



**Figura 31 - Processo OPEX Bateria (fonte: autor)**

## 4.4 Condições financeiras

Conforme abordado nas seções anteriores neste capítulo, as condições financeiras na busca de viabilidade de um empreendimento são variáveis importantes, quando em combinação com as demais apresentadas. Contudo, as condições de captação de recursos financeiros constituem um item bastante sensível, do ponto de vista da taxa interna de retorno e busca de otimização de VPL. Sendo assim, o bom *rating* da empresa no mercado, o relacionamento com os bancos e as condições de saúde financeira da empresa que está solicitando a captação são requisitos essenciais para o acesso às melhores condições de produtos no mercado, na busca do melhor WACC para o projeto.



Na modelagem de simulação deste trabalho foram apresentados todos os cálculos para obtenções dos fluxos de caixas de cada uma das fontes de geração (solar, eólica e armazenamento em bateria), através das receitas provenientes da geração de energia, dos custos para implantação (CAPEX) e da operação/manutenção do ativo (OPEX). Como o objetivo da modelagem é a otimização da maximização para o VPL de todo o projeto, são realizados os somatórios de cada fluxo de caixa relativa a cada tipo de fonte, ajustados os períodos de desembolsos anualmente, e aplicadas as taxas do custo médio ponderado de capital. Para a obtenção do WACC do projeto, definido aqui como  $i_1$ , o usuário deverá realizar interface com a área financeira do projeto, em conjunto com a engenharia, de forma a montar a estratégia adequada para obtenção da melhor condição técnica financeira. Uma vez alinhadas as premissas, o usuário deverá carregar a modelagem com alguns dados de entrada, no intuito de obtenção das taxas para captação com custos próprios dos empreendedores/acionistas ( $k_e$ ) e taxa de capital de terceiros ( $k_d$ ). Sendo assim, podem ser verificados em (56) e (57) as respectivas equações para cálculos dos  $k_e$  e  $k_d$ .

$$k_e = R_f + \beta_i \times [E(R_m) - R_f] \quad (56)$$

$$k_d = R_f + \text{Prêmio Risco Pais} + TMA \quad (57)$$

Onde:

- $R_f$ : Prêmio pela espera (%);
- $\beta_i$ : índice beta do ativo (%);
- $E(R_m)$ : Prêmio de risco de mercado (%);
- $TMA$ : Prêmio de risco da empresa (%).

Como pode ser observado através das equações (56) e (57), as variáveis macroeconômicas influenciam nas condições de exposições de riscos do negócio, assim como a expectativa do investidor para a taxa de retorno.

Após as definições de  $k_e$  e  $k_d$ , o usuário deverá definir os percentuais de investimentos para cada uma das captações, representando-se na variável CT o percentual do capital de terceiros, e na variável CP o percentual do capital próprio. Os somatórios entre essas duas variáveis (CP e CT) é chamado aqui como VT, e deve totalizar um percentual de 100% dos custos do projeto. Portanto, pode ser calculado, através de (58), o valor de  $i_1$ ,

definido como custo médio ponderado de capital (WACC), e considerando-se  $t$  como a alíquota do imposto de renda.

$$i_1 = \left( \frac{CP}{VT} \times k_e \right) + \left[ \frac{CT}{VT} \times k_d \times (1 - t) \right] \quad (58)$$

Com o valor calculado pelo usuário de  $i_1$ , devem ser realizadas, na etapa final (antes de processo de otimização da modelagem), os agrupamentos dos fluxos de caixas de cada uma das fontes, conforme (59), (60) e (61).

$$FC_{Solar} = FC_{Prod\_solar} + FC_{CAPEX\_solar} + FC_{O\&M\_solar} \quad (59)$$

$$FC_{EOL} = FC_{Prod\_eólico} + FC_{CAPEX\_EOL} + FC_{O\&M\_EOL} \quad (60)$$

$$FC_{BAT} = FC_{Prod\_híbrido} + FC_{CAPEX\_bateria} + FC_{O\&M\_BAT} \quad (61)$$

Cabe ressaltar, conforme mencionado anteriormente, que os valores que são precificados referem-se somente a uma unidade de cada um dos componentes de cada fonte (módulo fotovoltaico, aerogerador, armazenamento em bateria). Deste modo, em (62), (63) e (64) são apresentados os cálculos dos VPLs por fontes.

$$VPL_{Solar} = \left( \sum_0^{nt} \frac{FC_{Solar}}{(1 + i_1)^{nt}} \right) \quad (62)$$

$$VPL_{eólico} = \left( \sum_0^{nt} \frac{FC_{EOL}}{(1 + i_1)^{nt}} \right) \quad (63)$$

$$VPL_{bateria} = \left( \sum_0^{nt} \frac{FC_{BAT}}{(1 + i_1)^{nt}} \right) \quad (64)$$

Adicionalmente aos VPLs indicados acima, a modelagem apresenta restrições para a limitação de injeção de energia na rede operativa. Logo, deve ser computado o valor no projeto em avaliação, relativo ao *curtailment*. Esses números são na contabilização da produção de energia, uma receita a qual o empreendedor não recebe devido a limitação do sistema.

$$VPL_{curt.} = \left( \sum_0^{nt} \frac{FC_{curt.}}{(1 + i_1)^{nt}} \right) \quad (65)$$

Cabe ressaltar que o resultado de (65) possui um valor de zero, caso o projeto não possua *curtailment*, ou número negativo, caso contrário. O intuito dessa aplicação é penalizar o corte de energia das fontes de geração solar e eólica e consequentemente reduzir a receita do projeto.

## 4.5 Otimização e restrições para modelagem

Na busca pela viabilização ótima da composição híbrida de fontes renováveis, com a possível inclusão de armazenamento de energia em empreendimentos com restrições de escoamento na rede operativa (e outras que serão tratadas na subseção seguinte), a modelagem considera um problema de otimização resolvido através do método de gradiente reduzido generalizado não linear. O fato da utilização não linear se deve à quantificação de uma das variáveis (quantidade de bateria) ser dependente de outras duas (quantidade de módulos fotovoltaicos e aerogeradores). Neste sentido, apresenta-se em (66) a função objetivo utilizada na modelagem.

$$\text{máximização } VPL_{total} \quad (66)$$

Onde:

$$VPL_{total} = Mod_{qde} \times VPL_{solar} + WTG_{qde} \times VPL_{eólico} + Bat_{qde} \times VPL_{bateria} + VPL_{curt} \quad (67)$$

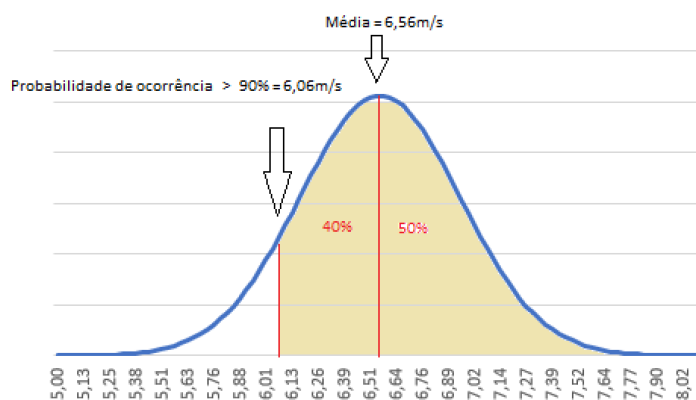
Sendo as variáveis do problema:

- $Mod_{qde}$ : quantidades de módulos fotovoltaicos;
- $WTG_{qde}$ : quantidades de aerogeradores;
- $Bat_{qde}$ : quantidades de baterias.

### 4.5.1 Restrições para modelagem

Foram adotadas restrições relativas a limitações fundiárias, limites de tamanho de potência instalada por fonte, quantidades de módulos fotovoltaicos, aerogeradores e baterias e, por fim, condições de probabilidade de ocorrência de geração.

Para os cálculos de probabilidade de ocorrência são considerados que os dados de entradas (irradiação ou vento) terão um comportamento para uma série de distribuição normal. São calculadas as médias e desvio padrão para a amostra desejada. No intuito de encontrar os valores de irradiação ou de vento para uma probabilidade superior de ocorrência, e uma vez que a área da curva gaussiana definido pelo usuário com a média e desvio padrão são conhecidos, há a necessidade de aplicação do cálculo da inversa da distribuição normal para obtenção dos valores. Na Figura 32 demonstra-se um exemplo para a primeira hora do dia típico, com probabilidade de ocorrência maior que 90%.



**Figura 32 – Exemplo para curva da distribuição normal da primeira hora do dia típico (fonte: autor)**

Do ponto de vista fundiário, serão apresentados os cálculos para consideração da restrição de limite físico disponível para a combinação de fontes a serem implantadas no parque híbrido. São calculadas as áreas relativas a cada uma das fontes ( $AREA_{solar}$ ,  $AREA_{wtg}$  e  $AREA_{bat}$ ), multiplicando as variáveis do problema, sendo elas: quantidades de módulos ( $Mod_{qde}$ ), aerogeradores ( $WTG_{qde}$ ) e baterias ( $Bat_{qde}$ ). Também se utilizam as dimensões para a instalação de uma unidade por tipo de fonte ( $Mod_{area\_un}$ ,  $WTG_{area\_un}$  e  $Bat_{area\_un}$ ), representadas através das expressões (68), (69) e (70).

$$AREA_{solar} = Mod_{qde} \times Mod_{area\_un} \quad (68)$$

$$AREA_{wtg} = WTG_{qde} \times WTG_{area\_un} \quad (69)$$

$$AREA_{bat} = Bat_{qde} \times Bat_{area\_un} \quad (70)$$

Com relação à limitação do terreno disponível para instalação de cada uma das áreas mencionadas acima, se aplicam os cálculos para obtenção da área efetiva na instalação do parque híbrido. Desta maneira, em (72) deve ser considerado um somatório de áreas relativas a espaços necessários para instalação da subestação coletora ( $AREA_{SE}$ ), área disponível para instalação da rede de média tensão ( $AREA_{rede\_MT}$ ) e, finalmente, área destinada à obrigação ambiental para reserva legal ( $AREA_{amb}$ ) - compondo assim o que definimos como área comum a qualquer tipo de fonte. Sequencialmente, utiliza-se a área total ( $AREA_{total}$ ) disponível do terreno em avaliação e subtrai-se a área comum, para assim este valor ser menor ou igual ao somatório das áreas de todas as fontes, como visto em (71).

$$AREA_{ef} = (AREA_{total} - AREA_{comum}) \quad (71)$$

$$AREA_{comum} = (AREA_{SE} + AREA_{rede\_MT} + AREA_{amb}) \quad (72)$$

$$AREA_{solar} + AREA_{wtg} + AREA_{bat} \leq AREA_{ef} \quad (73)$$

Foram incluídas as restrições dos valores maiores ou iguais a uma unidade para as variáveis das quantidades de módulos ( $Mod_{qde}$ ), aerogeradores ( $WTG_{qde}$ ) e baterias ( $Bat_{qde}$ ), e adicionalmente incluída a premissa que esses valores fossem inteiros.

A respeito das restrições para as produções de energia, os cálculos inicialmente foram realizados em cada uma das fontes solar e eólica. Nas considerações de fonte solar, como as medições de irradiações foram calculadas na escala horária, realizou-se a aplicação da média, desvio padrão para cada uma das amostras horárias com utilização de cada um dos dados de entrada, carregados pelo usuário também na escala horária. Subsequentemente, foi calculada a probabilidade de ocorrência de 50% (P50), com base horária sendo todas essas formulações aplicadas ao ano típico (TMY).

Após o cálculo para definição do ano típico solar (TMY), transfere-se a aplicação dos cálculos de forma a elaborar um dia típico horário, com um total de 24 horas, utilizando como base a amostra anual. Por exemplo, para a hora 12, agrupam-se todas as ocorrências nesse horário para os 365 dias do ano, encontrando, assim, uma probabilidade de ocorrência de 50% da irradiação nesta hora do dia.

Definida as 24 horas para um dia típico, são aplicadas as fórmulas para obtenção dos valores de geração para esta condição. Logo, aos dados de irradiação são calculados os valores de ganho com a irradiação efetiva, conforme já demonstrado em (15). Posteriormente, são verificados os valores brutos de energia em (16); e, finalmente, o valor líquido em (19).

Nas restrições para os valores de geração de energia eólica foram adotadas as condições semelhantes às apresentadas para a fonte solar, mas utilizando os dados de vento no lugar da irradiação presentes nos cálculos de médias e desvios padrão apresentados, com a condição de probabilidade de ocorrência em 90% (P90) nas condições de vento. Todos os cálculos foram realizados e agrupados na avaliação de utilização das médias e desvio padrão, agrupadas para as mesmas horas dos 365 dias de um ano típico. Assim, definiu-se um dia típico na probabilidade de ocorrência selecionada pelo usuário, com os valores de ventos aplicados nas curvas de potência do fabricante do aerogerador e inseridos nas equações (33) e (34).

As probabilidades de ocorrências definidas como premissas para as condições de irradiações na planta solar e vento para planta eólica, de 50% e 90%, respectivamente, foram consideradas de acordo com condições regulatórias de apresentação da garantia física na produção de energia, definidas em [42] e [76]

Uma vez definidos os dias típicos para as produções de energia solar e eólica, com as probabilidades de ocorrência em P50 e P90, respectivamente, são consideradas as hibridizações dessas fontes com as gerações somadas de forma horária, no período de 24 horas, e aplicada a restrição para que a modelagem considere que esses valores sejam maiores ou iguais à restrição operativa, para injeção de energia na região onde está se avaliando o empreendimento.

## **4.6 Premissas utilizadas na modelagem**

Nesta seção serão tratadas todas as premissas utilizadas no desenvolvimento dos cálculos. É importante estabelecer de forma clara as bases adotadas, pois o usuário poderá realizar a alteração das constantes e/ou variáveis conforme seu interesse, *know-how*, ou até mesmo conforme as características do projeto em avaliação, ou dos dados de entrada utilizados. Assim, as características adotadas nas etapas da modelagem e no desenvolvimento do estudo de caso serão divididas em condições gerais das premissas

adotadas e de acordo com cada uma das fontes que foram consideradas neste trabalho, a saber: solar, eólica e armazenamento em baterias.

### **4.6.1 Características gerais**

Nesta subseção, serão apontadas as principais condições estipuladas para as simulações realizadas, padrões de dados pré-definidos e premissas que são aplicadas para todos os cálculos, de qualquer tipo de fonte considerado neste trabalho.

Desta forma, inicia-se por informar que as composições de cada um dos fluxos de caixa são calculadas para uma estimativa de receita, a partir da geração de energia, tendo como despesas os valores para implantação do empreendimento (CAPEX) e custos para manutenção e operação (OPEX), de acordo com as características de uma unidade de cada fonte (solar, eólica e armazenamento em bateria), pré-definida pelos dados de entrada do usuário na obtenção dos dados. Contudo, é importante ressaltar que, inicialmente, esses valores dos fluxos de caixas são relacionados à potência instalada de uma unidade de cada fonte responsável pela geração (um painel fotovoltaico, um aerogerador e uma bateria). Assim, as variáveis de decisão do problema estão associadas aos quantitativos de cada tecnologia (solar, eólica e bateria), na busca pela definição do melhor VPL global do empreendimento.

As curvas de desembolso, definidas em percentuais anuais para obtenção do OPEX, consideraram 3 modelos de curvas, de acordo com o tipo de O&M que poderá ser praticado - com as devidas delimitações de responsabilidades e, adicionalmente, condições de reinvestimentos. Ainda nesta avaliação, foram consideradas, pelo lado do empreendedor, tanto as condições de conservadorismo quanto os cenários de maior risco de exposição.

Nos cálculos das premissas financeiras, foram adotados os valores de WACC do empreendimento, de forma semelhante em todos os cálculos de VPLs para cada fonte. Contudo, o usuário poderia realizar os reajustes incluindo algumas variáveis adicionais, como por exemplo as condições definidas no contrato estabelecido de O&M, as condições do PPA e do contrato para implantação do empreendimento. Os parâmetros de reajustes poderiam também ser definidos como: IGP-M, IPCA, dentre outras taxas aplicáveis.

Para a curva de desembolso do CAPEX, também configurada em percentuais anuais, foram definidos 3 modelos para as fontes solar e eólica, de acordo com as capacidades instaladas de cada uma das plantas: instalações até 90MW, abaixo de 150MW e maior que

90MW e, por fim, abaixo de 300MW e acima de 150MW. Estas divisões, logicamente, devem ser avaliadas pelo usuário e ajustadas, se necessário. Todavia, foram consideradas de acordo com os tempos médios necessários de implantação de plantas nessas dimensões. Para a curva de CAPEX relativa à instalação da bateria, somente foi pré-definido um tipo, devido ao rápido processo de instalação, com a maior parte dos equipamentos modulares e pela limitação em até 30MW. As considerações das instalações solar e eólica, com capacidade instalada abaixo de 300MW, foram adotadas devido aos incentivos dos benefícios da TUSD ou TUST de desconto de 50% do valor, para plantas até essa capacidade.

Um ponto importante na elaboração dos somatórios dos fluxos de caixa para os cálculos de VPLs por tipo de fonte é a atenção para os períodos em que os fluxos de desembolsos e receitas deverão ser alocados, no decorrer da vida de cada empreendimento. Este alerta é importante, pois cada empreendimento pode possuir um período diferente de implantação, de vida útil e, conseqüentemente, de custos operacionais, manutenção e produção de energia. Assim, no momento da avaliação das fontes híbridas, deverão ser levados em consideração os custos do valor do dinheiro ao longo do tempo, uma vez que o principal objetivo da otimização é a maximização do VPL. Desse modo, deve-se alocar os custos de forma anual, e de acordo com os seus períodos de execução.

Os valores de R\$/MWh atuais do mercado, comercializados em ambiente regulado (ACR) ou livre (ACL), possuem condições de preços ligeiramente distintas. Entretanto, neste trabalho adotou-se a filosofia do empreendimento com venda de energia no ACL. As variações de preço consideradas nas simulações adotaram valores de mercado, com base nos históricos dos últimos 5 anos de PLDs semanais médios, agrupados em anos. Importante ressaltar que as condições climáticas e dos reservatórios influenciam diariamente estes valores, que possuem uma volatilidade elevada. Ainda, é sabido que, no mercado livre, não se faz muita distinção dos preços de acordo com as fontes, desde que estas sejam com incentivo de 50% de redução nos custos da TUSD ou TUST, classificados como i5.

Algumas premissas relacionadas às restrições fundiárias foram consideradas, tendo por base as dimensões usuais para estes tipos de empreendimento. Do ponto de vista ambiental, com base no código florestal da EMBRAPA (Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária), definido em [79], considerando-se que esses tipos de empreendimento são implantados em áreas de imóveis rurais, os terrenos foram reservados com 20% da área, de forma a manter o espaço da cobertura de vegetação nativa. Cabe ressaltar que, se o empreendimento estiver alocado na área da Amazônia legal, a área reservada deve ser de



50%. Porém, como a maior parte do potencial eólico e solar encontra-se na região Nordeste do Brasil, foi adotada a premissa dos 20%. Adicionalmente, foi considerado o percentual de 20% do terreno, para englobar as áreas como: espaço referente ao distanciamento entre as fileiras dos painéis solares, área para construção de subestação, galpão de manutenção, construção de rede de média tensão, entre outros.

Com a observação da área fundiária e separação dos pontos colocados acima, se obtém a área efetiva para a alocação das unidades de cada um dos tipos de fontes. Assim, foram definidas as dimensões dos equipamentos unitários para cada uma das fontes, de acordo com fabricantes conhecidos de mercado. Os módulos solares foram considerados com potência 420Wp e dimensões de 1,94m<sup>2</sup> (tamanhos usuais de módulos de 2m por 0,97). Os aerogeradores foram considerados de 6MW cada, com dimensões reservadas para sua implantação de  $[(2,5 \times Rotor) \times (1,5 \times Rotor)]$  m<sup>2</sup>. Essa premissa procurou levar em consideração o efeito esteira entre os aerogeradores, observando-se suas distâncias laterais entre as turbinas e o tamanho do rotor. Importante ressaltar, neste caso, que a geração eólica é bem sensível à localização de cada um dos aerogeradores. Logo, adotou-se a premissa de que os terrenos avaliados possuem características planas e sem interferências de complexos eólicos vizinhos. No entanto, a avaliação para as localizações é um tópico bem específico, sendo necessária observação detalhada com especialistas. Ressalta-se, mais uma vez, que o fabricante do aerogerador é quem aprova o *layout* final para os posicionamentos de cada turbina no local do empreendimento, avaliando as condições de segurança associadas à turbulência.

Já para as dimensões da bateria, foram adotados valores do fabricante de mercado, sendo este preservado por questões de confidencialidade. Estas proporções consubstanciam-se em 54,11m<sup>2</sup> (largura do container de 12,19m, 2,43m de profundidade e 2m de distanciamento) e em capacidade nominal de 1,37MW, onde são características dimensionais e elétricas específicas de fornecedor do mercado.

As variáveis utilizadas para o processo de otimização foram definidas como a quantidade de módulos fotovoltaicos, aerogeradores e baterias. Porém, o usuário pode configurar a modelagem de forma a alterar as variáveis, como, por exemplo, minimizar a flutuação horária da planta híbrida, de maneira a entregar uma curva de geração mais *flat* possível, ou até mesmo buscar uma otimização no preço de energia. Seguindo-se por esta vertente, buscou-se uma forma de verificação na modelagem, para que os resultados pudessem apresentar a hibridização dos 3 tipos de fontes apresentados neste trabalho. Assim,

fora considerado nestas restrições que essas variáveis deveriam assumir valores maiores que zero, e logicamente que fossem números inteiros.

Nas restrições relativas à produção híbrida, modeladas em um dos cenários base que será apresentado em capítulo posterior, foi considerada a aplicação do P50 e P90 para as produções de energia solar e eólica, respectivamente, para um período de avaliação dos cálculos das restrições de 24 horas de um dia típico. Essas considerações foram baseadas nas regras da regulação que definem, como a obrigação do agente de geração na formalização perante a ANEEL para quantidade de energia da garantia física, valores percentuais de 50% e 90% de probabilidade de ocorrência para fonte solar e eólica, respectivamente. Inobstante, não foram utilizadas todas as horas do dia típico, pois na composição de fontes a geração solar possui horários específicos, nos quais a produção apresenta valores mais significativos.

## **4.6.2 Empreendimento Solar**

Nas considerações e premissas adotadas para os cálculos de VPL solar, algumas condições gerais já foram mencionadas, principalmente no que se refere aos cálculos de CAPEX e OPEX. Porém, na fase de desenvolvimento no modelo para elaboração dos cálculos da estimativa de produção, a partir da fonte solar, foram definidas algumas considerações, determinadas abaixo.

Durante a construção do TMY solar foram utilizados os dados de medições solarimétricas de uma série de fontes, sendo elas: 6 anos de medições locais, obtidas através de torre implantada e mantida dentro do raio de 10km do posicionamento para implantação do parque solar; utilização de dados do CRESESB, com a utilização da coordenada do local do empreendimento; dados de satélites de duas fontes distintas (Helio Clim e Solargis), com mais de 15 anos cada. Os dados foram organizados na base horária e ajustados nos fusos horários. Na sequência, foram realizados ajustes entre os dados locais e os dados de satélites, no intuito de obtenção da aproximação da curva de irradiação, para assim definição do ano típico a ser considerado no desenvolvimento da série de longo prazo, na estimativa de produção de energia.

Na elaboração dos cálculos de produção de energia solar para o modelo proposto, foram considerados os dados padrão para o ganho de energia, com a utilização do empreendimento para estrutura baseado em rastreamento - sendo este igual a 28,7% de incremento. Esta base é considerada no software mais consolidado do mercado (PVsyst) para

obtenção dos cálculos, e aceito nos requisitos de elaboração das certificações de produção definidas pela EPE [80].

As definições para os dados de entrada da degradação anual dos módulos fotovoltaicos foram baseadas em estudo desenvolvido pelo NREL [81], o qual realizou uma pesquisa com aproximadamente 2000 relações desta constante, em empreendimentos dos últimos 40 anos. As degradações em empreendimentos mais antigos (antes do ano 2000) apresentam valores em torno de 0,8%, e os atuais performam com uma degradação entre 0,2 e 0,3%. Sendo assim, o documento conclui que valores de 0,5% são os recomendados para aplicação. Nas premissas de empreendimentos atuais, dependendo do agente de geração, pode haver uma consideração mais conservadora ou mais agressiva. Contudo, o valor de 0,5% adotado é o que mais tem sido utilizado no mercado.

Na fase de definição da produção de energia solar está sendo considerada a probabilidade de ocorrência de 50%, definida como P50 no cenário de elaboração de fluxo de caixa e, conseqüentemente, na receita do empreendimento. Porém, neste caso poderiam ser adotadas outras premissas na modelagem, como, por exemplo, considerando-se a definição na forma horária ou mensal, de acordo com a variabilidade e incerteza para o mesmo período de avaliação. Desta maneira, o usuário pode adotar um fator de probabilidade maior ou menor, de acordo com o desvio padrão do período, e assim buscar o cenário que julgar mais conveniente, desde o mais conservador até o mais agressivo. Entretanto, como tais premissas e fatores dependem de condições dos dados de entrada de irradiação e características ambientais, adotou-se a utilização de P50 nesta modelagem, considerando ser esta a atual referência regulatória para a apresentação de garantia física para a ANEEL [42].

### **4.6.3 Empreendimento Eólico**

As referências utilizadas para os cálculos de VPL eólico, no que se refere a custos de O&M para composição do OPEX, foram baseadas em estudo desenvolvido por certificadora, que não podem ser mencionados por questões de sigilo em acordo de confidencialidade. Contudo, os valores são em moeda estrangeira, e com os percentuais dos fluxos de caixa relacionados de forma a retratarem de forma realística os valores anuais de gastos com 1 aerogerador. Cabe ressaltar que as variáveis para esse tipo de prestação de serviço dependem muito de mercado, exposição ao risco do empreendedor, disseminação da tecnologia e interface de responsabilidades. Sendo assim, de acordo com a maturidade do projeto, este

item deve possuir uma atenção especial do usuário. Todavia, importante ressaltar que esta informação é um dado de entrada da metodologia, podendo ser alterada pelo usuário da forma que achar mais conveniente.

Foram considerados dados de torre anemométrica com dois medidores em alturas distintas, e realizadas as correções das velocidades de vento devido às variações de altura entre medição e tamanho do aerogerador, durante a construção do ano típico eólico. Foram considerados 36 meses de medições, e a torre estava dentro do raio de 10km do empreendimento. Realizou-se o tratamento dos dados com a integralização das medições a cada 10 minutos para período horário, no intuito de nivelamento na base de comparação da modelagem.

Durante a estimativa de produção eólica e com a definição do ano típico, foi definida a curva de potência utilizada, da qual serão preservados os dados utilizados por motivos de confidencialidade do fornecedor. Contudo, foram realizados ajustes nesta curva, com multiplicação de um fator de correção e de forma a não representar fielmente os dados do fabricante do aerogerador, mas que, da mesma forma, reflita a realidade dos modelos atuais fornecidos e existentes do mercado.

Para as relações de *micrositting* (posicionamentos dos aerogeradores), foram consideradas que as produções dos aerogeradores possuem valores de formas semelhantes, independentemente das posições no layout. O distanciamento adotado entre as posições laterais de cada máquina considerou a dimensão de 2,5x a altura do rotor, para buscar a minimização do efeito esteira proporcionado por aerogeradores nas proximidades e na direção dos ventos de maiores frequências. Não houve necessidade de correção da curva de potência, uma vez que a disponibilizada pelo fabricante possuía valores de potência compatíveis com a densidade do ar da localidade onde o empreendimento foi avaliado.

As premissas adotadas para obtenção da produção são atualmente realizadas por empresas certificadores de forma individual, e com as referidas perdas de acordo com as condições apresentadas na posição de cada aerogerador. Entretanto, neste trabalho foram adotadas as mesmas condições de cálculo, porém com requisitos mais flexíveis, de forma a embasar a análise de forma preliminar. Esses posicionamentos devem ser aprovados pelo fornecedor do aerogerador, no objetivo de verificar e certificar as condições de possíveis desligamentos do aerogerador, por condições de direções específicas de vento em determinadas faixas de frequência, como também turbulências. Para isso, são necessárias as avaliações de terrenos específicas nesta análise, de forma detalhada e complexa. Cabe

ressaltar que foram considerados terrenos planos, sem grande interferência do ponto de vista de orografia e topografia.

Durante a consideração da produção de energia eólica, semelhante ao solar, adotou-se também o grau de probabilidade de ocorrência no percentual de 50%. Mesmo que, do ponto de vista regulatório, a referência para apresentação de garantia física do empreendedor para projetos eólicos defina como 90% de probabilidade de ocorrência, muitos investidores adotam no cálculo para os modelos de negócio a produção para P50. Essa hipótese pode ser considerada sem grandes complicações, desde que o agente de geração possua a experiência em empreendimentos desta natureza e que as devidas proteções para variações de produção estejam cobertas em cláusulas de contratos de venda de energia, ou englobadas no preço pré-definido da energia.

#### **4.6.4 Empreendimento Bateria**

Conforme já mencionado anteriormente, existe uma série de tecnologias e aplicações para implantação dos sistemas de energia com armazenamento. Neste trabalho está sendo considerada a utilização de baterias secundárias de íons de lítio, sendo estas algumas das mais empregadas comercialmente nos sistemas aplicados no Brasil. Adicionalmente, faz-se importante observar que a modelagem nas simulações utiliza os cálculos através de VPLs, em aplicações do sistema de armazenamento com capacidade de respostas rápidas (horárias), e na função de haver uma restrição na rede de operação a qual o empreendimento híbrido será inserido, possibilitando assim a implantação de capacidade instalada de cada uma das fontes em sua composição, superiores à capacidade de escoamento da rede.

Foram consideradas que as condições de descarregamento e carregamento da bateria partiriam com os limites de 20% da potência da bateria, chegando até o percentual de 90%, respectivamente. O carregamento da bateria está sendo considerado no seu estado inicial para a hora 1 da energização do empreendimento, com a capacidade mínima de armazenamento.

Uma vez iniciado o processo de carregamento ou descarregamento da bateria, não será invertido o ciclo até que as condições de teto e fundo de bateria sejam atingidas. Esta consideração foi adotada no intuito de preservação da vida útil do equipamento, reduzindo custos de substituição. Sendo assim, o ciclo da bateria sempre seguirá o sentido de descarregada, carregando, carregada e descarregando.

O ciclo de vida útil será, portanto, contabilizado quando ocorrer a sequência completa de um período de carregamento e descarregamento. Esta contabilização seguirá até o fim da vida útil definida pelo usuário.

Os somatórios da produção, considerados em função da injeção de energia através do armazenamento das baterias, são analisados somente após a conclusão do carregamento. No entanto, como a modelagem realiza os agrupamentos anuais para tratamento dos fluxos de caixas e cálculos de VPLs, esta premissa não causa impacto no modelo.

## Capítulo 5 - Resultados e Discussão

Uma vez apresentados todos os conceitos necessários para entendimento do usuário, e após a exposição das metodologias e premissas consideradas neste trabalho, serão simulados alguns cenários, no intuito de apresentar e analisar os resultados para a metodologia proposta. Na composição para otimização do VPL do empreendimento, serão basicamente avaliados cenários de:

- Variações de CAPEX;
- Alteração de preços de energia;
- Modificação de premissas relativas às restrições do modelo;
- Mudanças de condições dos recursos solar e eólicos em potencial de geração;
- Cenário adicional de consideração de entrega de energia ao cliente final, na fase de venda de energia relativa a um determinado MW.

Foram considerados dois tipos de casos, aqui tidos como “Base 1” e “Base 2”. Com utilização destes, foram simulados os cenários mencionados acima e os resultados serão apresentados neste capítulo. No caso “Base 1”, foram configuradas todas as premissas e sequências mencionadas no capítulo de metodologia, as quais ressaltam-se na otimização do VPL global do empreendimento, considerando-se, assim: restrições fundiárias, limites de capacidade dos parques solar e eólico em 300MW cada, limite de capacidade instalada de 30MW em bateria, e, por fim, verificação de restrição de rede e consideração de armazenamento de energia entre os horários 9hrs até 17hrs, com a probabilidade de ocorrência da fonte horária solar de P50 e eólica em P90. Ou seja, nos horários com maior produção de energia combinada, a modelagem considera que a produção de energia será superior à capacidade que a rede de operação é capaz de escoar no sistema, e, assim, essa energia excedente deve ser armazenada em baterias para descarregamento em horários que a produção solar e eólica estarão abaixo da capacidade da rede.

Para as considerações no caso “Base 2” são também utilizadas as mesmas metodologias de cálculos definidas no caso “Base 1”; porém, neste caso considera-se a retirada das restrições relativas à produção combinada acima da restrição da rede. Assim, não há a necessidade de geração superior à da rede, o que não impede que sejam avaliadas as implantações de armazenamento de energia.

## 5.1 Cenários – Variação de CAPEX

Dando início aos cenários em avaliação, nesta seção serão apresentados os resultados com testes para verificação do comportamento do VPL global do projeto, com as variações de CAPEX de cada uma das fontes com base nos preços indicativos de valores de mercado expostos pela EPE, em [82]. Desta forma, serão colocados 3 cenários, considerando-se os valores mínimo, médio e máximo por fonte, para os casos “Base 1” e “Base 2”. São estes:

- CAPEX mínimos com fonte solar 3000 R\$/kW, fonte eólica 3200 R\$/kW e Bateria 6000 R\$/kW;
- CAPEX médios com fonte solar 4000 R\$/kW, fonte eólica 4350 R\$/kW e Bateria 7900 R\$/kW;
- CAPEX máximos com fonte solar 5000 R\$/kW, fonte eólica 5500 R\$/kW e Bateria 9800 R\$/kW.

Deste modo, pode ser observado nas Tabela 2 e Tabela 3, que os retornos de VPL global do empreendimento, como o esperado, apresentam os seus maiores valores de retorno nos cenários de menor investimento de CAPEX.

**Tabela 2 – Cenários Caso “Base 1” – Variações de CAPEX (fonte: autor)**

Cenários	Cap Ins Solar	Cap Ins Eólico	Cap Ins Bateria	CAPEX Total	OPEX /ano	Produção Ano 1 (MWh)	VPL (10 <sup>9</sup> xR\$)
Base 1 - Capex mín	149,74	114,00	28,69	986.139.718	19.755.082	948.884	R\$ 5,64
Base 1 - Capex med	149,74	114,00	28,69	1.321.484.357	19.755.082	948.884	R\$ 5,23
Base 1 - Capex máx	149,74	114,00	28,69	1.656.828.996	19.755.082	948.884	R\$ 4,81

Para o caso Base 2, pode ser observado que o valor de CAPEX máximo apresentou um resultado ligeiramente superior frente ao custo de CAPEX médio. Isso deve-se à alteração que o otimizador encontrou com a modificação da capacidade instalada, aumentando a fonte eólica e diminuindo a fonte solar. Tal como pode ser observada na Tabela 12, o corte de energia foi inferior ao cenário de CAPEX médio, assim proporcionando um resultado levemente superior entre as alternativas.



**Tabela 3 – Cenários Caso “Base 2” – Variações de CAPEX (fonte: autor)**

Cenários	Cap Ins Solar	Cap Ins Eólico	Cap Ins Bateria	CAPEX Total	OPEX /ano	Produção Ano 1 (MWh)	VPL (10 <sup>9</sup> xR\$)
Base 2 - Capex mín	17,68	156,00	30,00	732.251.972	17.024.200	806.488	R\$ 6,72
Base 2 - Capex med	17,14	156,00	30,00	984.165.874	16.997.073	805.282	R\$ 6,42
Base 2 - Capex máx	0,28	162,00	30,00	1.186.401.456	16.694.015	792.224	R\$ 6,46

## 5.2 Cenários – Preço energia

Com base nos preços de energia do mercado, nas opções de viabilização de empreendimento através de autoprodução ou com considerações de projetos que possam maximizar lucros com venda de energia através do armazenamento em baterias em horários de despacho em carga pesada, serão avaliados cenários com duas condições, ambos nos casos “Base 1” e “Base 2”, sendo eles:

- Custo R\$/MW semelhantes nas fontes solar e eólica, com preço de mercado em 130 reais nos contratos de longo prazo, e valor distinto para energia entregue pela bateria de 230 reais;
- Preço R\$/MW semelhantes em todas as fontes, de valor PLD médio dos últimos 5 anos, mercado no subsistema nordeste com consideração dos valores em carga leve, média e pesada, sendo este valor aproximadamente 230 reais.

Contata-se através da Tabela 4 e Tabela 5 que uma vez que os valores de receitas ao longo de toda a vida do projeto possuem valores significativamente maiores no cenário de venda de energia a 230 reais para todos os tipos de fonte, o modelo proposto apresentou resultados coerentes com o maior valor de VPL global, se comparado ao cenário de venda da energia somente entregue pela bateria de forma mais elevada.

**Tabela 4 – Cenários Caso “Base 1” – Variações de Preço de Energia (fonte: autor)**

Cenários	Cap Ins Solar	Cap Ins Eólico	Cap Ins Bateria	CAPEX Total	OPEX /ano	Produção Ano 1 (MWh)	VPL (10 <sup>9</sup> xR\$)
Base 1 - Bat R\$230	149,74	114,00	28,69	1.656.828.996	19.755.082	948.884	R\$ 3,73
Base 1 - PLD med	149,74	114,00	28,69	1.656.828.996	19.755.082	948.884	R\$ 7,14

**Tabela 5 – Cenários Caso “Base 2” – Variações de Preço de Energia (fonte: autor)**

Cenários	Cap Ins Solar	Cap Ins Eólico	Cap Ins Bateria	CAPEX Total	OPEX /ano	Produção Ano 1 (MWh)	VPL (10 <sup>9</sup> xR\$)
Base 2 - Bat R\$230	32,44	102,00	30,00	1.017.184.218	12.901.842	662.184	R\$ 4,72
Base 2 - PLD med	17,68	156,00	30,00	1.240.419.954	17.024.200	806.488	R\$ 8,59

Pode ser observado, avaliando os mesmos cenários simulados em bases distintas, que os valores de VPL na base 2 apresentam resultados significativamente superior, uma vez que nota-se na Tabela 11 e Tabela 12 uma grande redução dos cortes de geração, devido à restrição imposta na modelagem do caso base 1.

### 5.3 Cenários – Variações das restrições

Sequencialmente, nas avaliações das restrições consideradas na modelagem serão avaliados dois cenários com alterações, primeiramente nas condições fundiárias, na quais impõe-se uma limitação de terreno para implantação do empreendimento. Na sequência, serão analisadas as restrições dentro da consideração de uma limitação operativa, no ponto de conexão do projeto para escoamento da rede. Ambos os cenários serão simulados nos casos “Base 1” e “Base 2”, considerando-se as seguintes condições:

- Restrição fundiária limitada à implantação do complexo híbrido de área com 200ha;
- Restrição operativa de rede de 100MW para limitação da injeção de energia no ponto de conexão.

Para o caso “Base 1” dentro do cenário de restrição operativa de 100MW, a modelagem não encontrou uma solução viável, de maneira que se proporia a atender às condições definidas. Ou seja, com uma possibilidade maior da rede operativa de injeção de potência e alteração desta restrição de 50MW (dos demais cenários) para 100MW, o modelo não conseguiu atender com a área fundiária disposta à condição de necessidade de geração combinada das fontes eólica e solar acima da potência da rede, durante todo o horário de 9hrs até as 17hrs.

**Tabela 6 – Cenários Caso “Base 1” – Variações de restrições (fonte: autor)**

Cenários	Cap Ins Solar	Cap Ins Eólico	Cap Ins Bateria	CAPEX Total	OPEX /ano	Produção Ano 1 (MWh)	VPL (10 <sup>9</sup> xR\$)
Base 1 - 200ha	191,14	6,00	28,69	1.269.843.552	12.105.228	645.994	R\$ 2,70

**Tabela 7 – Cenários Caso “Base 2” – Variações de restrições (fonte: autor)**

Cenários	Cap Ins Solar	Cap Ins Eólico	Cap Ins Bateria	CAPEX Total	OPEX /ano	Produção Ano 1 (MWh)	VPL (10 <sup>9</sup> xR\$)
Base 2 - 200ha	37,30	54,00	30,00	777.500.202	8.825.002	458.650	R\$ 4,22
Base 2 - 100MW	63,77	144,00	30,00	1.404.856.524	18.248.565	911.082	R\$ 8,07

Podem ser observados que, no cenário de alteração fundiária para 200ha, há uma diferença significativa de VPL Global entre os casos “Base 1” e “Base 2”, com R\$ 2,7x10<sup>9</sup> e R\$ 4,22x10<sup>9</sup>, respectivamente. Essa elevada diferença deve-se ao valor de corte de geração ser bem superior no caso base 1, havendo uma redução de 93,4% para o caso base 2, conforme demonstrado na Tabela 13.

## 5.4 Cenários – Variações dos recursos naturais

Do ponto de vista dos dados de entrada na modelagem para os recursos de geração solar e eólico, serão avaliados dois cenários. Ambas as hipóteses com alterações para as capacidades de irradiação e de ventos. O intuito é a verificação do comportamento da

modelagem para incremento na receita em cada um dos cenários com o aumento de produção de energia, sendo eles:

- Acréscimo de 15% da irradiação de todo o dado de entrada;
- Acréscimo de 15% da capacidade de vento.

Na Tabela 8 e na Tabela 9, os resultados para o incremento nos recursos de vento apresentaram melhor valor de VPL, se comparado ao aumento de capacidade de irradiação solar. Isso deve-se, principalmente, pelo fato de a geração eólica apresentar um resultado maior de geração e os cortes de energia serem menores quando comparados ao solar.

Além disso, pode ser verificada que, entre os resultados nas Tabela 8 e Tabela 9, o maior valor encontrado para VPL global é no caso “Base 2”, com o incremento de vento. Esse resultado também é esperado, uma vez que o fator de capacidade da fonte eólica é superior à solar, em adição ao fato do cenário na Base 2 apresentar menor corte de energia.

**Tabela 8 – Cenários Caso “Base 1” – Variações de recursos naturais (fonte: autor)**

Cenários	Cap Ins Solar	Cap Ins Eólico	Cap Ins Bateria	CAPEX Total	OPEX /ano	Produção Ano 1 (MWh)	VPL (10 <sup>9</sup> xR\$)
Base 1 - 15% solar	128,32	120,00	28,69	1.582.736.808	19.224.160	964.847	R\$ 5,27
Base 1 - 15% vento	103,52	132,00	28,69	1.524.731.430	19.064.106	1.027.740	R\$ 6,80

**Tabela 9 – Cenários Caso “Base 2” – Variações de recursos naturais (fonte: autor)**

Cenários	Cap Ins Solar	Cap Ins Eólico	Cap Ins Bateria	CAPEX Total	OPEX /ano	Produção Ano 1 (MWh)	VPL (10 <sup>9</sup> xR\$)
Base 2 - 15% solar	0,24	162,00	30,00	1.186.197.378	16.691.974	792.213	R\$ 6,46
Base 2 - 15% vento	20,09	156,00	30,00	1.252.455.138	17.144.551	962.817	R\$ 6,94

## 5.5 Cenário adicional

Por fim, para os estudos de caso a serem produzidos e observados, foi gerado um cenário adicional para a simulação, com a entrega de energia de uma capacidade de MW

médios dentro de uma restrição mínima e máxima, com o objetivo de entrega garantida da demanda para venda de energia a um cliente final. A avaliação para este tipo de evento tem como finalidade apresentar uma constante demanda do mercado, nos processos de licitações e contratações de energia. O cenário gerado possui a seguinte característica:

- Entrega de produção de energia em MW médio maior ou igual a 50MW e menor ou igual que 60MW.

Os resultados apresentados na Tabela 10 foram simulados no caso “Base 2”.

**Tabela 10 – Cenário Sensibilidade Entrega MW médio (fonte: autor)**

Cenário	Cap Ins Solar	Cap Ins Eólico	Cap Ins Bateria	CAPEX Total	OPEX /ano	Produção Ano 1 (MWh)	VPL (10 <sup>9</sup> xRS)	MWm
Base 2 - MWm	25,40	60,00	27,91	730.473.902	8.623.379	525.600	R\$ 5,11	60,00
	Curtaiment (MWh)	Fator Cap. Solar	Fator Cap. Eólica	Fator Cap. Bateria	R\$/MWh Solar	R\$/MWh Eólica	R\$/MWh Bateria	
	26.197	0,25	0,59	0,65	180	180	180	

## 5.6 Comparativos dos cenários e bases

Em adição às análises realizadas anteriormente, após as simulações de todos os cenários apresentados acima, serão demonstrados os resultados comparativos para as aplicações dos casos “Base 1” e “Base 2”, com exceção do cenário adicional, que só foi simulado em uma única base. Cabe ressaltar que os tempos de simulações para apresentação dos resultados de cada um dos cenários aplicados na modelagem foram bem parecidos, possuindo estes, durações entre 5 e 10 minutos cada.

Na Tabela 11 e na Tabela 12 foram incluídas as condições de todos os VPLs globais encontrados, em combinação com os cortes de geração (referência do primeiro ano de produção), e os fatores de capacidades de todas as fontes implantadas na viabilidade encontrada na modelagem.

Nas avaliações entre os cenários modelados na Tabela 11 e na Tabela 12, a venda de energia de todas as fontes ao preço do PLD médio dos últimos 5 anos apresentou o melhor retorno de VPL global, sendo o valor de R\$ 7,14x10<sup>9</sup> e R\$ 8,59x10<sup>9</sup> para os casos “Base 1”

e “Base 2”, respectivamente. Este resultado já era esperado, uma vez que o fator de venda de energia apresenta peso significativo na receita do empreendimento.

**Tabela 11 – Cenários Caso “Base 1” (fonte: autor)**

Cenários	VPL (10 <sup>9</sup> xR\$)	Curtailement (MWh)	Fator Cap. Solar	Fator Cap. Eólica	Fator Cap. Bateria
Base 1 - Capex mín	R\$ 5,64	322.532	0,25	0,44	0,69
Base 1 - Capex med	R\$ 5,23	322.532	0,25	0,44	0,69
Base 1 - Capex máx	R\$ 4,81	322.532	0,25	0,44	0,69
Base 1 - Bat R\$230	R\$ 3,73	322.532	0,25	0,44	0,69
<b>Base 1 - PLD med</b>	<b>R\$ 7,14</b>	<b>322.532</b>	<b>0,25</b>	<b>0,44</b>	<b>0,69</b>
Base 1 - 200ha	R\$ 2,70	240.917	0,25	0,44	0,79
Base 1 - 100MW	-	-	-	-	-
Base 1 - 15% solar	R\$ 5,27	314.811	0,29	0,44	0,69
Base 1 - 15% vento	R\$ 6,80	277.184	0,25	0,59	0,46

**Tabela 12 – Cenários Caso “Base 2” (fonte: autor)**

Cenários	VPL (10 <sup>9</sup> xR\$)	Curtailement (MWh)	Fator Cap. Solar	Fator Cap. Eólica	Fator Cap. Bateria
Base 2 - Capex mín	R\$ 6,72	147.309	0,25	0,44	0,62
Base 2 - Capex med	R\$ 6,42	146.044	0,25	0,44	0,62
Base 2 - Capex máx	R\$ 6,46	116.181	0,25	0,44	0,63
Base 2 - Bat R\$230	R\$ 4,72	86.979	0,25	0,44	0,74
<b>Base 2 - PLD med</b>	<b>R\$ 8,59</b>	<b>147.309</b>	<b>0,25</b>	<b>0,44</b>	<b>0,62</b>
Base 2 - 200ha	R\$ 4,22	15.901	0,25	0,44	0,63
Base 2 - 100MW	R\$ 8,07	76.331	0,25	0,44	0,81
Base 2 - 15% solar	R\$ 6,46	116.176	0,29	0,44	0,63
Base 2 - 15% vento	R\$ 6,94	246.324	0,25	0,59	0,43

Na Tabela 13, pode ser verificada a comparação percentual entre os cenários “Base 2” e “Base 1”. Observa-se que todos os cenários simulados na base 2 apresentam valores de VPLs globais melhores que os da base 1. Isso deve-se à necessidade imposta na restrição da base 1 para a necessidade de geração em horários definidos, assim aumentando os valores de corte de geração.

O cenário para restrição fundiária de 200 hectares é a situação que apresentou melhor resultado de incremento de VPL (56,10%) e redução para o corte de geração de energia (93,40%), dentre os mesmos cenários avaliados. O segundo melhor desempenho percentual relativo foi o da condição de implantação de CAPEX no valor máximo, com aumento de 34,32% de VPL global e redução de energia de 63,98%.

**Tabela 13 – Cenários Caso  $\frac{\text{“Base 2”}}{\text{“Base 1”}}$  (fonte: autor)**

Cenários	Relação de Caso Base 2/Caso Base 1				
	VPL	Curtilment	FC Solar	FC Eólico	FC Bateria
Base 2/1 - Capex mín	19,20%	-54,33%	0,0%	0,0%	-10,7%
Base 2/1 - Capex med	22,96%	-54,72%	0,0%	0,0%	-10,7%
<b>Base 2/1 - Capex máx</b>	<b>34,32%</b>	<b>-63,98%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>-10,0%</b>
Base 2/1 - Bat R\$230	26,45%	-73,03%	0,0%	0,0%	6,9%
Base 2/1 - PLD med	20,33%	-54,33%	0,0%	0,0%	-10,7%
<b>Base 2/1 - 200ha</b>	<b>56,10%</b>	<b>-93,40%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>-19,5%</b>
Base 2/1 - 15% solar	22,59%	-63,10%	0,0%	0,0%	-8,9%
Base 2/1 - 15% vento	2,06%	-11,13%	0,0%	0,0%	-7,1%

## Capítulo 6 - Conclusão

No cenário atual da matriz energética, os assuntos associados à preservação do meio ambiente, às demandas de clientes para consumo através de fontes em energia renovável com “selo verde”, às limitações da rede de operação e às questões para os assuntos fundiários, são todos temas que refletem uma realidade no Brasil e em muitos lugares no mundo. O conteúdo relacionado à hibridização de fontes de energia tende a ser cada vez mais discutido e aprofundado pelos agentes, fornecedores, áreas de pesquisas e empreendedores envolvidos do setor. Há uma projeção clara em relação ao mercado, no sentido de um crescimento expressivo da diversificação das fontes de geração, principalmente no que se refere à solar e à eólica. Além disso, é clara a posição diferenciada e de alta capacidade para o potencial solarimétrico e de ventos no território nacional. Desta forma, as linhas de pesquisa envolvendo a complementariedade de fontes de energia, em conjunto com a visão de médio e longo prazo para queda dos preços de baterias, é foco de trabalho de muitas instituições.

Nesta linha de desenvolvimento para proposição de metodologia, na busca de uma otimização do ponto de vista técnico e financeiro com condições relativas às limitações de escoamento (restrições de rede) e fundiárias, este trabalho apresentou um modelo de apoio à análise inicial da viabilidade de projetos híbridos de geração de energia. Logicamente que o conhecimento do usuário, em conjunto com os dados obtidos para inserção na modelagem, é de extrema importância nas interpretações nos resultados a serem apresentados nas simulações, assim como a coerência dos valores a serem dados como respostas das modelagens. Fica claro que o amadurecimento dos dados de entrada, em conjunto com as premissas de aplicação para a qual o empreendimento está sendo avaliado, colaboram com os refinamentos dos resultados dados pelo modelo proposto.

Adicionalmente, pôde-se observar que a viabilidade de um empreendimento depende de uma vasta combinação de variáveis, as quais possuem influências diferenciadas entre elas no resultado do VPL global. Assim, cada projeto, em conjunto com o cenário proposto e com os devidos dados de entrada, complementados com as premissas utilizadas, são totalmente particulares e individuais.

Sabe-se que as discussões regulatórias, do ponto de vista da ANEEL, em conjunto com as condições de planejamento dos sistemas elaborados pela EPE e em parceria com os agentes de geração, apresentam posições cada vez mais maduras e consolidadas. Contudo,



os órgãos necessitam definir e regulamentar as questões ainda em aberto para os assuntos relativos às condições de implantações para hibridização de parques.

Durante as aplicações da metodologia, os dezoito cenários criados com as alterações de algumas das variáveis do modelo permitem observar diferenças significativas das respostas obtidas. Entre os nove cenários gerados em cada um dos casos base, os valores mínimos e máximos de VPL global foram de R\$  $2,7 \times 10^9$  e R\$  $7,14 \times 10^9$  respectivamente, para o caso “Base 1”, e R\$  $4,22 \times 10^9$  e R\$  $8,59 \times 10^9$ , para o caso “Base 2”. Ainda foi observado um cenário adicional, de forma a verificar o comportamento do modelo para uma aplicação prática de mercado, em avaliações de viabilidade de empreendimento comuns em solicitações de processos de licitações em venda de energia no mercado livre.

Apesar do caso “Base 2” apresentar os melhores resultados e ser uma aplicação mais usual do ponto de vista da demanda requisitada pelo mercado, foi importante avaliar-se o caso “Base 1”, do ponto de vista comparativo e para verificação do comportamento do modelo para a aplicação de restrições. Pôde ser observado que a modelagem possui uma grande flexibilidade de pequenos ajustes, no intuito de adequação à necessidade do cliente ou usuário na fase de uma análise de viabilidade de negócio.

Fica claro em todo o desenvolvimento do trabalho que o aperfeiçoamento desta linha de pesquisa ainda requer definições regulatórias e desenvolvimento das tecnologias, no sentido de viabilização financeira para a hibridização de fontes. Contudo, já é uma realidade que as soluções híbridas destes tipos de projeto serão cada vez mais aplicadas no mercado, sendo assim necessário o aprimoramento e desenvolvimento do “*know-how*” para assertividade nas implantações.

## 6.1 Trabalhos Futuros

O trabalho desenvolvido nesta dissertação permite que sejam investigados alguns aprofundamentos e desenvolvimentos para a linha de pesquisa sobre a hibridização de parques solares e eólicos, com utilização de armazenamento em baterias. A seguir, seguem algumas sugestões para trabalhos futuros:

- Aplicação de inteligência artificial, em complementariedade à modelagem do simulador deste trabalho, com avaliações para as variabilidades de recursos eólico e solar, com utilização de métodos de clusterização e redes neurais;

- Comparação das diversidades de métodos de otimização na modelagem implementada. Como exemplo, poderia ser testada a aplicação do método de enxame de partículas (PSO), ao invés do GRG;

- Avaliação comparativa com base em dados públicos disponíveis de torres solarimétricas e anemométricas, para complementariedade das fontes solar e eólica, de acordo com as melhores regiões. Adicionalmente, poderia ser verificada a sensibilidade para inclusão das restrições para escoamento de energia na rede básica, de acordo com informações do ONS;

- Elaboração de estudos de caso diversos, com mudanças nas variáveis do problema, como por exemplo: busca de menor variabilidade e desvio padrão pela complementariedade de fontes, gerando, de forma única, variações dos valores de energia, caso o agente de geração opte por segregar e dimensionar a entrega de energia por fonte e horários com PLD mais altos;

- Inclusão da base de dados com os valores das resoluções de revisões tarifárias e consideração de preços referentes à CUSD e CUST, por regiões de conexões e características do empreendedor, de forma a avaliar a utilização ou benefícios do “fio”;

- Adequação da modelagem, com cenários de utilização para aplicação de autoprodução, possibilitando, além de grandes empresas com altos consumos de energia, o aproveitamento deste modelo também os clientes de médio porte.

## Bibliografia

- [1] Agência Europeia de Ambiente (AEA), “Energia”, 2019. <https://www.eea.europa.eu/pt/themes/energy/intro> (acessado fev. 14, 2021).
- [2] C. Miranda, “Selo energia verde: por que é importante ter um certificado de energia renovável?”, 2020. <https://ecomenergia.com.br/blog/selo-energia-verde-por-que-e-importante-ter-um-certificado-de-energia-renovavel/>
- [3] Iberdrola, “Energia elétrica por hibridização: quando a união das energias renováveis faz a força”, *energia-hibrida*. <https://www.iberdrola.com/inovacao/energia-hibrida>
- [4] ANEEL, “Sistema de Informações de Geração da ANEEL - SIGA”, 2021. <https://bit.ly/2IGf4Q0> (acessado fev. 14, 2021).
- [5] Portal solar, “Potencial dos sistemas híbridos para o Brasil é enorme e diversificado”, 2021. <https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-renovavel/potencial-dos-sistemas-hibridos-para-o-brasil-e-enorme-e-diversificado.html>
- [6] EPE, “NT-029 - Usinas híbridas no contexto do planejamento energético”, 2019.
- [7] F. Weschenfelder, “A review on the complementarity between grid-connected solar and wind power systems”, *Journal of Cleaner Production*, p. 10, 2020.
- [8] ANEEL, “Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 002/2020”. 2020.
- [9] S. A. Costa, “3º Congresso Nacional de PCHs E CGHs - Projetos híbridos”, p. 30.
- [10] T. Lehtola e A. Zahedi, “Solar energy and wind power supply supported by storage technology: A review”, *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 35, p. 25–31, out. 2019, doi: 10.1016/j.seta.2019.05.013.
- [11] Yi Li, V. G. Agelidis, e Y. Shrivastava, “Wind-solar resource complementarity and its combined correlation with electricity load demand”, in *2009 4th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications*, Xian, China, maio 2009, p. 3623–3628. doi: 10.1109/ICIEA.2009.5138882.
- [12] Portal solar, “Maior projeto híbrido eólico-solar da Coréia do Sul conta com módulos da JA Solar”, *Portal Solar*, 2020. <https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-renovavel/maior-projeto-hibrido-eolico-solar-da-coreia-do-sul-conta-com-modulos-da-ja-solar.html> (acessado fev. 14, 2021).
- [13] A. Buonomano, F. Calise, M. D. d’Accadia, e M. Vicidomini, “A hybrid renewable system based on wind and solar energy coupled with an electrical storage: Dynamic simulation and economic assessment”, *Energy*, vol. 155, p. 174–189, jul. 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.05.006.
- [14] L. Ren, Y. Tang, J. Shi, J. Dou, S. Zhou, e T. Jin, “Techno-economic evaluation of hybrid energy storage technologies for a solar–wind generation system”, *Physica C: Superconductivity*, vol. 484, p. 272–275, jan. 2013, doi: 10.1016/j.physc.2012.02.048.
- [15] T. Ma, H. Yang, e L. Lu, “A feasibility study of a stand-alone hybrid solar–wind–battery system for a remote island”, *Applied Energy*, vol. 121, p. 149–158, maio 2014, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.01.090.
- [16] EPE, “NT-025 - Metodologia para avaliação de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas”. 2017.
- [17] K. Karakoulidis, K. Mavridis, D. V. Bandekas, P. Adoniadis, C. Potolias, e N. Vordos, “Techno-economic analysis of a stand-alone hybrid photovoltaic–diesel–battery–fuel cell power system”, *Renewable Energy*, vol. 36, nº 8, p. 2238–2244, ago. 2011, doi: 10.1016/j.renene.2010.12.003.
- [18] ANEEL, “Workshop - Projetos de armazenamento de energia chamada P&D”, 2019.

- [19] C. Fant, C. Adam Schlosser, e K. Strzepek, “The impact of climate change on wind and solar resources in southern Africa”, *Applied Energy*, vol. 161, p. 556–564, jan. 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.03.042.
- [20] S. Han *et al.*, “Quantitative evaluation method for the complementarity of wind–solar–hydro power and optimization of wind–solar ratio”, *Applied Energy*, vol. 236, p. 973–984, fev. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.12.059.
- [21] R. Dufo-López, J. L. Bernal-Agustín, e J. A. Domínguez-Navarro, “Generation management using batteries in wind farms: Economical and technical analysis for Spain”, *Energy Policy*, vol. 37, n° 1, p. 126–139, jan. 2009, doi: 10.1016/j.enpol.2008.08.012.
- [22] F. Díaz-González, A. Sumper, O. Gomis-Bellmunt, e R. Villafafila-Robles, “A review of energy storage technologies for wind power applications”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, n° 4, p. 2154–2171, maio 2012, doi: 10.1016/j.rser.2012.01.029.
- [23] V. D. Lazarov, Z. Zarkov, G. Notton, e I. Bochev, “Hybrid Power Systems with Renewable Energy Sources – Types, Structures, Trends for Research and Development”, Acessado: fev. 16, 2021. [Online]. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/236012467>
- [24] N. Mezzai, D. Rekioua, T. Rekioua, A. Mohammedi, K. Idjarane, e S. Bacha, “Modeling of hybrid photovoltaic/wind/fuel cells power system”, *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 39, n° 27, p. 15158–15168, set. 2014, doi: 10.1016/j.ijhydene.2014.06.015.
- [25] C. E. C. Nogueira, H. H. Zürn, S. N. Melegari, e de Souza, “A new methodology for sizing hybrid photovoltaic-wind energy system using simulation and optimization tools”, *Acta Sci. Technol.*, vol. 27, n° 1, p. 6, 2005.
- [26] L. Arribas, L. Cano, I. Cruz, M. Mata, e E. Llobet, “PV–wind hybrid system performance: A new approach and a case study”, *Renewable Energy*, vol. 35, n° 1, p. 128–137, jan. 2010, doi: 10.1016/j.renene.2009.07.002.
- [27] J. L. Bernal-Agustín, R. Dufo-López, e D. M. Rivas-Ascaso, “Design of isolated hybrid systems minimizing costs and pollutant emissions”, *Renewable Energy*, vol. 31, n° 14, p. 2227–2244, nov. 2006, doi: 10.1016/j.renene.2005.11.002.
- [28] R. Chedid e S. Rahman, “Unit sizing and control of hybrid wind-solar power systems”, *IEEE Trans. On energy Conversion*, vol. 12, n° 1, p. 79–85, mar. 1997, doi: 10.1109/60.577284.
- [29] A. Kaabeche, M. Belhamel, e R. Ibtouen, “Techno-economic valuation and optimization of integrated photovoltaic/wind energy conversion system”, *Solar Energy*, vol. 85, n° 10, p. 2407–2420, out. 2011, doi: 10.1016/j.solener.2011.06.032.
- [30] C. E. C. Nogueira *et al.*, “Sizing and simulation of a photovoltaic-wind energy system using batteries, applied for a small rural property located in the south of Brazil”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 29, p. 151–157, jan. 2014, doi: 10.1016/j.rser.2013.08.071.
- [31] A. Fathy, “A reliable methodology based on mine blast optimization algorithm for optimal sizing of hybrid PV-wind-FC system for remote area in Egypt”, *Renewable Energy*, vol. 95, p. 367–380, set. 2016, doi: 10.1016/j.renene.2016.04.030.
- [32] Y. Yang, S. Guo, D. Liu, R. Li, e Y. Chu, “Operation optimization strategy for wind-concentrated solar power hybrid power generation system”, *Energy Conversion and Management*, vol. 160, p. 243–250, mar. 2018, doi: 10.1016/j.enconman.2018.01.040.
- [33] W. Zappa e M. van den Broek, “Analyzing the potential of integrating wind and solar power in Europe using spatial optimization under various scenarios”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 94, p. 1192–1216, out. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.05.071.

- [34] M. Petrollese e D. Cocco, “Optimal design of a hybrid CSP-PV plant for achieving the full dispatchability of solar energy power plants”, *Solar Energy*, vol. 137, p. 477–489, nov. 2016, doi: 10.1016/j.solener.2016.08.027.
- [35] S. Muhammad Lawan e W. Azlan Wan Zainal Abidin, “A Review of Hybrid Renewable Energy Systems Based on Wind and Solar Energy: Modeling, Design and Optimization”, in *Wind Solar Hybrid Renewable Energy System*, K. Eloghene Okedu, A. Tahour, e A. Ghani Aissaou, Orgs. IntechOpen, 2020. doi: 10.5772/intechopen.85838.
- [36] J. B. S. O. A. Guerra, Y. Youssef, e P. R. Rodrigues, *Energia Eólica em Energias Renováveis*. Jelare, 2011. [Online]. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/259868038>
- [37] EPE, “NT-011-2018-r0 (Usinas híbridas)”. 2018.
- [38] E. J. F. Barreto e J. T. Pinho, *Sistemas híbridos - Soluções Energéticas para a Amazônia*. Brasília: Ministério das Minas e Energia, 2008.
- [39] Grupo de trabalho de energia Solar - CTES e CEPEL - CRESEB, *Manual de Engenharia - Sistemas Fotovoltaicos*. PRC-PRODEEM, 2004.
- [40] Valldoreix Greenpower, “The Benefits of Solar Trackers”. <http://www.valldoreix-gp.com/the-benefits-of-solar-trackers/> (acessado fev. 18, 2021).
- [41] R. Amaral, “O aço e a energia fotovoltaica no Brasil”, p. 4, 2016.
- [42] R. B. Santos, A. G. Guerreiro, PR/PCJ, DEE- SEG/SGE/STE, e DEA/SMA, “EPE-DEE-065\_2013\_R5\_2017\_UFV - Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica”, p. 50.
- [43] Portal solar, “Tudo sobre a Eficiência do Painel Solar”. <https://www.portalsolar.com.br/tudo-sobre-a-eficiencia-do-painel-solar.html> (acessado fev. 19, 2021).
- [44] J. A. B. Grimoni, “Energia Solar Fotovoltaica”, p. 149, 2019.
- [45] H. C. L. Andrade, “Metodologia de projeto de sistema híbrido eólico/solar/diesel aplicado à vila de Sucuriçu (Amapá)”, p. 100.
- [46] Universidade de São Paulo, “Recursos Energéticos e Ambiente - Energia Eólica”. 2013.
- [47] S. de S. Brito, *Energia eólica - Princípios e tecnologias - CEPEL / CRESEB*. 2008. [Online]. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br>
- [48] A. L. D. Sá, O. A. C. Amarante, e A. L. Sá, “Atlas do potencial eólico brasileiro”, p. 44, 2001.
- [49] J. E. N. Vilhena, *Tecnologia de energia eólica*. CTGAS-ER.
- [50] E. E. Rego, G. V. Machado, A. C. Amorim, e C. S. Ruschel, “Sistemas de Armazenamento em Baterias – Aplicações e Questões relevantes para o Planejamento - EPE-DEE-NT-098/2019”, p. 36, 2019.
- [51] S. Sumathi, L. A. Kumar, e P. Surekha, *Solar PV and Wind Energy Conversion Systems: An Introduction to Theory, Modeling with MATLAB/SIMULINK, and the Role of Soft Computing Techniques*, 5°. Springer, 2015.
- [52] T. V. B. Ferreira e G. V. Machado, “EPE - Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 - Micro e Minigeração Distribuída e Baterias”. 2020.
- [53] O. Schmidt, S. Melchior, A. Hawkes, e I. Staffell, “Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies”, *Joule*, vol. 3, nº 1, p. 81–100, jan. 2019, doi: 10.1016/j.joule.2018.12.008.
- [54] A. F. M. Bueno e C. A. L. Brandão, *Visão geral de tecnologia e mercado para os sistemas de armazenamento de energia elétrica no Brasil*.
- [55] J. H. F. C. Tavares, “Desenvolvimento, implementação e simulação de um controlador para sistemas de armazenamento de energia com bateria”, FEUP - Faculdade de engenharia - Universidade do Porto, Portugal.

- [56] N. V. Ferraz, “Conceção de Sistema de Baixo Custo para Avaliação do Comportamento e Monitorização dos Estados de Carga e de Saúde de Baterias LiFePO<sub>4</sub>”, Escola Superior de Tecnologia e Gestão de Viseu, 2013.
- [57] T. T. de Oliveira, “Método para alocação e operação ótima de baterias em sistemas de distribuição com restrições de tensão e redução das perdas”, UFJF, 2018.
- [58] N. Casarotto Filho e B. H. Kopittkek, *Análise de investimentos: matemática financeira, engenharia econômica, tomada de decisão, estratégia empresarial*, 9<sup>o</sup> ed. 2006.
- [59] A. Damodaran, [http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/](http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/)
- [60] Ministério da fazenda, “Metodologia de cálculo do WACC 2018 - Ministério da Fazenda”.
- [61] A. Souza e A. Clemente, *Decisões financeiras e análise de investimento: fundamentos, técnicas e aplicações*, 5<sup>o</sup> ed. Atlas, 2001.
- [62] R. da R. Motta e G. M. Calôba, “Análise de investimentos: tomada de decisão em projetos industriais”, n<sup>o</sup> Atlas, 2002.
- [63] Graham and Harvey, “The Theory and Practice of Finance: Evidence from the Field”, *Journal of Financial Economics* 61, p. 187–243, 2001.
- [64] C. Barbedo, “Finanças Corporativas - Notas de aula”.
- [65] Sociedade Brasileira de Pesquisa Operacional, “O que é pesquisa operacional?”, fev. 18, 2021. <https://www.sobrapo.org.br/o-que-e-pesquisa-operacional>
- [66] H. A. Taha, *Pesquisa operacional*, 8<sup>o</sup>ed. Pearson, 2007.
- [67] A. C. B. Alvez e M. A. F. Menezes, *Introdução à pesquisa operacional*. UCG, 2010.
- [68] R. Santos, “Pesquisa Operacional Introdução, Histórico e Conceitos Básicos”, p. 20.
- [69] M. A. R. Sacoman, “Otimização de Projetos utilizando GRG, Solver e Excel”, p. 12, 2012.
- [70] P. Wolfe e R. L. Graves, “Methods of nonlinear programming, em Recent Advances in Mathematical Programming”, n<sup>o</sup> McGraw Hill, p. 67–86, 1963.
- [71] J. Abadie e J. Carpentier, “Generalization of the Wolfe Reduced Gradient Method to the Case of Nonlinear Constraints”, n<sup>o</sup> Academic Press, p. 37–47, 1969.
- [72] J. M. Martínez e S. A. Santos, “Métodos computacionais de otimizações”, p. 247, 1998.
- [73] L. S. Lasdon, R. L. Fox, e M. W. Ratner, “Nonlinear optimization using the generalized reduced gradient method”, n<sup>o</sup> nundam, p. 73–103, 1974.
- [74] O. Köksoy e T. Yalcinoz, “Mean square error criteria to multiresponse process optimization by a new genetic algorithm”, *Applied Mathematics and Computation*, vol. 175, n<sup>o</sup> 2, p. 1657–1674, abr. 2006, doi: 10.1016/j.amc.2005.09.011.
- [75] F. M. Gomes, F. M. Pereira, F. A. S. Marins, e M. B. Silva, “Estudo comparativo entre os métodos gradiente reduzido generalizado e algoritmo genético em otimização com múltiplas respostas”, *Revista PO: R. Eletr. de Eng. de Produção e Correlatas*, vol. 17, n<sup>o</sup> 2, p. 592, jun. 2017, doi: 10.14488/1676-1901.v17i2.2566.
- [76] EPE, “EPE-DEE-017”, *Instruções para Solicitação de cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica*, p. 41, 2017.
- [77] *Portaria MME N<sup>o</sup> 102*. 2016. Acessado: fev. 16, 2021. [Online]. Disponível em: [https://www.in.gov.br/materia/-/asset\\_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/23173136/do1-2016-07-07-portaria-no-102-de-6-de-julho-de-2016-23173055](https://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/23173136/do1-2016-07-07-portaria-no-102-de-6-de-julho-de-2016-23173055)
- [78] Niels G. Mortensen e Duncan N. Heathfield, *Getting Started with WAsP* 9. 2007. [Online]. Disponível em: <https://www.wasp.dk/>
- [79] *Lei n<sup>o</sup> 12.651, de 25 de maio de 2012*. Acessado: fev. 16, 2021. [Online]. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2011-2014/2012/lei/112651.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/lei/112651.htm)

- [80] Werner Klaus, “Regulamentação Estações Anemométricas e Solarimétricas”, apresentado em Workshop – ANEEL, 2019.
- [81] D. C. Jordan e S. R. Kurtz, “NREL - Photovoltaic Degradation Rates-an Analytical Review: Photovoltaic degradation rates”, *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, vol. 21, n° 1, p. 12–29, jan. 2013, doi: 10.1002/pip.1182.
- [82] EPE, “Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 - Parâmetros de Custos Geração e Transmissão - PDE2030”, 2021.

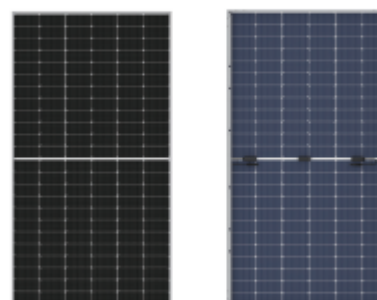
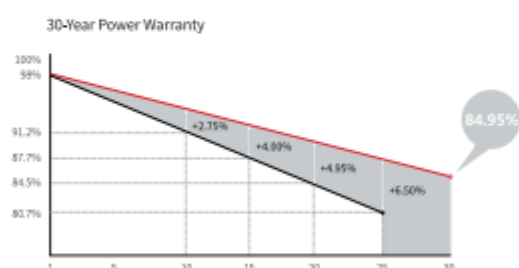
# Anexo A – Referências de Datasheet para Módulos FV, Aerogerador e Bateria

## Hi-MO 4

## LR4-72HBD 425~455M

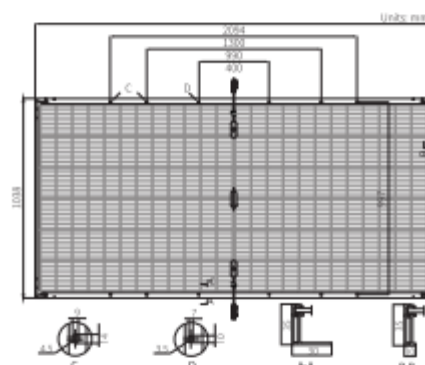
<b>20.9%</b> MAX MODULE EFFICIENCY	<b>0~+5W</b> POWER TOLERANCE	<b>&lt;2%</b> FIRST YEAR POWER DEGRADATION	<b>0.45%</b> YEAR 2-30 POWER DEGRADATION	<b>HALF-CELL</b> Lower operating temperature
--	------------------------------------	--	--	---

### Additional Value



### Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm <sup>2</sup> , positive 400 / negative 200mm length can be customized
Glass	Dual glass, 2.0mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.5kg
Dimension	2094 × 1038 × 35mm
Packaging	30pcs per pallet / 150pcs per 20' GP / 660pcs per 40' HC



### Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m<sup>2</sup> 25°C Test uncertainty for P<sub>max</sub> : ± 3%

	425	430	435	440	445	450	455
Power Class	425	430	435	440	445	450	455
Maximum Power (P <sub>max</sub> /W)	425	430	435	440	445	450	455
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> /V)	48.7	48.9	49.1	49.2	49.4	49.6	49.8
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> /A)	11.22	11.30	11.36	11.45	11.52	11.58	11.65
Voltage at Maximum Power (V <sub>mp</sub> /V)	40.4	40.6	40.8	41.0	41.2	41.4	41.6
Current at Maximum Power (I <sub>mp</sub> /A)	10.52	10.60	10.66	10.73	10.80	10.87	10.93
Module Efficiency(%)	19.6	19.8	20.0	20.2	20.5	20.7	20.9

### Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ +5 W
V <sub>oc</sub> and I <sub>sc</sub> Tolerance	± 3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45 ± 2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 29
Bifaciality	70 ± 5%

### Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

### Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of I <sub>sc</sub>	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of V <sub>oc</sub>	-0.284%/°C
Temperature Coefficient of P <sub>max</sub>	-0.350%/°C



# Technical specifications



	SG 5.8-155	SG 5.8-170
<b>General details</b>		
Rated power	5.8 MW	
Wind class	Medium and high	Low and medium
Flexible power rating	Up to 6.6 MW available	Up to 6.2 MW available
Control	Pitch and variable speed	
<b>Rotor</b>		
Diameter	155 m	170 m
Swept area	18,868 m <sup>2</sup>	22,697 m <sup>2</sup>
<b>Tower</b>		
Height	90, 102.5, 122.5, 165 m and site-specific	100, 115, 135, 165 m and site-specific
<b>Technology</b>		
Type	Geared	
<b>First prototype</b>		
Date	End of 2020	Early 2021

## BEM630KTL-E-R1

## 630kVA PCS Specification

## ■ System Parameter

No.	Type	BEM630KTL-E-R1	Remark
DC Side Parameter			
1	DC Voltage	650~850Vdc	
2	Max. DC Current	1020A	
3	DC Max. input current for each way	255A	
AC Side Parameter			
4	Nominal AC Voltage	400Vac	
5	Voltage Range	360Vac~440Vac	
6	Max. AC Current	960A	
7	Nominal Power	630kVA	
8	Nominal Grid Frequency	50Hz	
9	Grid Frequency Range	48~50.5Hz	
10	Power Factor	0.9 (leading) ~0.9 (lagging)	
11	THD	<3%	@Nominal Power
12	Active Power Accuracy	±2kW	
13	Reactive Power Accuracy	±3kvar	
14	Response Time	Within 200ms	
<input type="checkbox"/> System Parameter			
15	Insulation Method	Without Transformer	
16	Max. Efficiency	98.70%	
17	Enclosure Protection Grade	IP20 (Indoor)	
18	Permissible Environment Temperature	-25~+50℃	
19	Permissible Humidity	5~95%	No condensing
20	Permissible Altitude	6000m	Derating above 3000m
21	Noise	<70Db	
22	Cooling Method	Smart Forced Wind Cooling	
23	Self-consumption at night	<80W	