



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CAMPUS FLORIANÓPOLIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL

Rafael Antunes Campos

**Análise da complementaridade de geração de usinas solar e eólica e o papel do
armazenamento de energia para usinas híbridas**

Florianópolis

2020

Rafael Antunes Campos

Análise da complementaridade de geração entre usinas solar e eólica e o papel do armazenamento de energia para usinas híbridas

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil.
Orientador: Prof. Ricardo Rüther, PhD.

Florianópolis
2020

Ficha de identificação da obra

Campos, Rafael Antunes

Análise da complementaridade de geração entre usinas solar e eólica e o papel do armazenamento de energia para usinas híbridas / Rafael Antunes Campos ; orientador, Ricardo Rüther, 2020.

86 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Florianópolis, 2020.

Inclui referências.

1. Engenharia Civil. 2. Energia solar fotovoltaica.. 3. Energia eólica.. 4. Usinas híbridas.. 5. Armazenamento de energia.. I. Rüther, Ricardo. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil. III. Título.

Rafael Antunes Campos

Análise da complementaridade de geração entre usinas solar e eólica e o papel do armazenamento de energia para usinas híbridas

O presente trabalho em nível de mestrado foi avaliado e aprovado por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Profa. Ana Paula Melo, Dra.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Roberto Zilles, Dr.
Universidade de São Paulo

Prof. Samuel Abreu Luna, Dr.
Instituto Federal de Santa Catarina

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de mestre em engenharia civil

Prof. Dra. Poliana Dias de Moraes
Coordenadora do Programa

Prof. Ricardo Rütger, PhD.
Orientador

Florianópolis, 27 de fevereiro de 2020.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à minha família pelo apoio em todos estes anos dedicados à academia e todo o carinho.

Agradeço aos meus amigos do laboratório Fotovoltaica-UFSC pelas incontáveis discussões que tanto contribuíram para minha formação e para este trabalho.

Agradeço ao meu orientador Prof. Ricardo Rüther pela sua orientação e pelas sempre atentas revisões de artigos e deste trabalho.

Agradeço à Statkraft Energias Renováveis e à ANEEL pela parceria no projeto de P&D e pela disponibilidade dos dados de geração da usina eólica utilizados. Agradeço também ao amigo Gabriel Claudino Simões que muito contribuiu com sua experiência no mercado de geração de energia.

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

RESUMO

Esta dissertação visa avaliar se a otimização do dimensionamento e operação de usinas eólicas e fotovoltaicas, em conjunto com sistemas de armazenamento baseados em baterias, poderiam aumentar a despachabilidade destas fontes de energia. Para tanto, são utilizados dados reais de geração de uma usina eólica de 95 MW e uma usina solar fotovoltaica de 2 kWp instalados no município de Brotas de Macaúbas - BA. O trabalho é composto por três análises principais: (i) análise estatística da complementaridade temporal entre as gerações eólica e solar; (ii) análise do atendimento da carga da região nordeste a partir de uma usina híbrida eólica-solar-armazenamento; e (iii) análise de otimização de contingenciamento para usinas híbridas. Os resultados mostraram que, em Brotas de Macaúbas – BA, existe uma complementaridade temporal relevante entre as gerações solar e eólica, com um Coeficiente de Correlação de Pearson (CCP) anual médio de -0,51. Notou-se que a combinação 40% eólica e 60% solar é a combinação otimizada para o atendimento da carga da região nordeste. Com esta combinação, a capacidade necessária de armazenamento para o casamento temporal entre a geração da usina híbrida e a demanda do nordeste é de 6% do valor gerado. Extrapolando este valor para a grandeza real do consumo da região nordeste, tem-se a necessidade de um sistema de armazenamento da ordem de 5,4 TWh ,ainda distante das expectativas para os próximos anos. Os resultados mostraram também que é possível reduzir o uso dos sistemas de transmissão em função da complementaridade temporal das fontes solar e eólica, e que sistemas de armazenamento podem auxiliar na otimização do dimensionamento de infraestrutura de transmissão. Para a usina de 395 MW (95 MW eólica + 300 MWp solar), a potência contratada de transmissão não necessitaria ser superior a 350 MW, podendo ser ainda menor dependendo dos preços de contratação do sistema de transmissão (TUST – Tarifa de Uso da Transmissão) e do valor da energia a ser descartada em um possível contingenciamento. Este resultado mostra que há espaço para discussão e aprimoramentos na regulação de sistemas híbridos que, atualmente, trata como se fossem dois parques totalmente independentes e sem nenhuma sinergia; o que leva, em geral, a uma sobrecontratação do sistema de transmissão e, conseqüentemente, a uma tarifa de energia maior.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica. Energia eólica. Usinas híbridas. Armazenamento de energia.

ABSTRACT

This dissertation aims to evaluate if the optimization of sizing and operation of wind and photovoltaic plants, together with battery-based storage systems, could increase the dispatchability of these energy sources. For this purpose, real data will be used from a 95 MW wind power plant and a 2 kWp photovoltaic solar plant installed in the municipality of Brotas de Macaúbas - BA. The work consists of three main analyzes: (i) statistical analysis of temporal complementarity between wind and solar generations; (ii) analysis of the capability in supplying the demand of brazillian northeast region with a hybrid wind-solar-storage plant; and (iii) contingency optimization analysis for hybrid plants. The results showed that, in Brotas de Macaúbas - BA, there is a relevant temporal complementarity between solar and wind generations, with an average annual Pearson Correlation Coefficient (PCC) of -0.51. It was noted that the 40% wind and 60% solar combination is the optimized combination to meet the load of the northeast region. With this combination, the required storage capacity for the temporal matching between hybrid plant generation and northeast demand is 6% of the value generated. Extrapolating this value to the real consumption magnitude of the northeast region, we need a storage system of the order of 5.4 TWh, value still far from expectations for the next years. The results also showed that it is possible to reduce the use of transmission systems due to the temporal complementarity of solar and wind sources, and that storage systems can help in the optimization of transmission infrastructure sizing. For the 395 MW (95 MW wind + 300 MWp solar) plant, the contracted transmission power would not need to exceed 350 MW, and may be even lower depending on the transmission system contract prices (TUST - Transmission Use Tariff) and the value of the energy to be discarded in a possible curtailment. This result shows that there is room for discussion and improvements in the regulation of hybrid systems that currently treats as two fully independent parks without any synergy; which generally leads to overcontracting of the transmission system and consequently to a higher energy tariff.

Keywords: Photovoltaic energy. Wind energy. Hybrid plants. Energy storage.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Oferta energética no Brasil em 2017 (EPE; MME, 2018b).....	17
Figura 2 - Participação de cada fonte de energia nos leilões - percentual da capacidade dos projetos cadastrados (EPE, 2018b).....	18
Figura 3 - Localização dos empreendimentos eólicos e fotovoltaicos ganhadores de leilões..	19
Figura 4 - Total diário da irradiação global horizontal (GHI) - Média Anual (PEREIRA <i>et al.</i> , 2017).....	21
Figura 5 - Curva de irradiância para um dia de céu limpo (vermelho – 30/11/2014), um dia de céu nublado (azul – 18/12/2013) e um dia de céu ensolarado com presença de nuvens e do efeito borda de nuvem (verde – 02/03/2014), e suas respectivas distribuições de irradiância. Dados medidos em Brotas de Macaúbas-BA (DESCHAMPS, 2018).....	23
Figura 6 - Medição do valor máximo de 1873 W/m ²	24
Figura 7 - Produção global das tecnologias fotovoltaicas. Adaptado de (FRAUNHOFER, 2019).	26
Figura 8 - Produção global das tecnologias de filme fino. Adaptado de (FRAUNHOFER, 2019).	26
Figura 9 - Curva IxV característica de uma célula fotovoltaica (CRESESB, 2014).....	27
Figura 10 - Resposta espectral dos módulos de silício multicristalino (mc-Si) e Telureto de Cádmio (CdTe) (BRAGA; DO NASCIMENTO; RÜTHER, 2019).	29
Figura 11 - Comparação entre o espectro de referência (ASTM G173-03) e espectro medido em Assu - RN (5° S, 17° W) para 22 de novembro de 2017 (BRAGA; DO NASCIMENTO; RÜTHER, 2019).....	29
Figura 12 – Impacto na variação de potência (ΔP) observado por Ren <i>et al.</i> (2019) na China.	32
Figura 13 - Contingenciamento em função dos níveis de penetração das fontes renováveis para diferentes tempos de armazenamento (DENHOLM; MAI, 2019).	39
Figura 14 - Contingenciamento evitado em função da capacidade do armazenamento para diferentes tempos de armazenamento (DENHOLM; MAI, 2019).	39
Figura 15 – Variação da eficiência da conversão eletroquímica de energia de uma célula de íon de lítio com o estado de carga e tempo de vida da célula. (REDONDO-IGLESIAS; VENET; PELISSIER, 2018)	42
Figura 16 – Degradação da capacidade (LIU; WANG; CHEN, 2019)	43

Figura 17 – Localização do objeto de estudo e destaque para os altos valores de velocidade média do vento e irradiação solar (CEPEL, 2017; PEREIRA <i>et al.</i> , 2017).	45
Figura 18 - Vista aérea dos sistemas fotovoltaicos instalados em Brotas de Macaúbas-BA. ..	45
Figura 19 - Parque eólico de 95 MW em Brotas de Macaúbas - BA.	46
Figura 20 – Diagrama geral das análises propostas neste estudo.	48
Figura 21 – Perfis anuais dos recursos solar e eólico para o interior da Bahia (EPE, 2017). ..	49
Figura 22 – Diagrama específico da análise de complementaridade temporal.	50
Figura 23 - Diagrama da simulação dos cenários de composição híbrida e atendimento de carga.	53
Figura 24 - Dias médios de geração híbrida e demanda normalizada para cada cenário.	54
Figura 25 – Diagrama geral da análise de otimização do contingenciamento de energia.	56
Figura 26 – Diagrama de fluxo de despacho do sistema de armazenamento de energia.	57
Figura 27 – Boxplot da correlação (CCP) entre a geração de cada topologia de fixação fotovoltaica e a geração eólica.	60
Figura 28 - Correlação entre os CCP horários e com base em 10 minutos.	62
Figura 29 - Correlação entre CCP entre recursos e CCP entre gerações.	63
Figura 30 – Distribuição das variações de potência para sistema híbrido com fotovoltaico seguidor.	66
Figura 31 - Distribuição das variações de potência para sistema híbrido com fotovoltaico fixo.	67
Figura 32 - Boxplot CCP diários para todos os cenários híbridos com fotovoltaico fixo CdTe.	68
Figura 33 - Boxplot CCP diários para todos os cenários híbridos com fotovoltaico fixo m-Si.	69
Figura 34 – Boxplot CCP diários para todos os cenários híbridos com fotovoltaico seguidor.	69
Figura 35 – Boxplot LOLP diários para todos os cenários com fotovoltaico fixo (CdTe) sem armazenamento.	70
Figura 36 – Boxplot LOLP diários para todos os cenários com fotovoltaico fixo (m-Si) sem armazenamento.	70
Figura 37 - Boxplot LOLP diários para todos os cenários com fotovoltaico seguidor sem armazenamento.	71

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Melhores 20 complementaridades horárias entre recursos solar e eólico segundo Viviescas <i>et al.</i> (2019).	33
Tabela 2 - Geração eólica e contingenciamento por país (BIRD <i>et al.</i> , 2016).	38
Tabela 3 – Aplicações e capacidade de atendimento para sistemas de baterias.	41
Tabela 4 - Características das principais tecnologias de armazenamento de energia por baterias.	41
Tabela 5 - Resumo dos sistemas fotovoltaicos instalados em no projeto em Brotas de Macaúbas.	44
Tabela 6 – Sistemas fotovoltaicos utilizados na análise e fatores de multiplicação para simulação de uma usina de 300 MWp.	46
Tabela 7 - Composição dos cenários simulados na análise de atendimento de carga.	53
Tabela 8 – Características da modelagem do sistema de baterias.	58
Tabela 9 – Médias e desvios padrões da correlação da geração de cada tecnologia de fixação fotovoltaica e geração eólica.	61
Tabela 10 - Médias anuais dos CCPs horários e com base em 10 minutos.	62
Tabela 11 - Médias anuais entre CCPs de gerações e recursos.	63
Tabela 12 – Distribuição das variações de potência em relação à potência instantânea de geração.	65
Tabela 13 - Distribuição das variações de potência em relação à potência nominal do parque gerador.	65
Tabela 14 - LOLP para todos os cenários para usinas híbridas eólico-solar (CdTe fixo) - armazenamento.	73
Tabela 15 - LOLP para todos os cenários para usinas híbridas eólico-solar (m-Si fixo) - armazenamento.	74
Tabela 16 - LOLP para todos os cenários para usinas híbridas eólico-solar(seguidor)- armazenamento.	75
Tabela 17 – Energia produzida em cada cenário e a respectiva capacidade de armazenamento para LOLP = 0 com sistema fotovoltaico fixo.	76
Tabela 18 – Energia produzida em cada cenário e a respectiva capacidade de armazenamento para LOLP = 0 com sistema fotovoltaico seguidor.	76
Tabela 18 - Energia descartada devido ao contingenciamento para a usina híbrida eólica-solar (seguidor).	78

Tabela 19 - Energia descartada devido ao contingenciamento para a usina híbrida eólica-solar (CdTe Fixo).	78
Tabela 20 - Energia descartada devido ao contingenciamento para a usina híbrida eólica-solar (m-Si Fixo).	79

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

a-Si – Silício amorfo

a-Si/ μ c-Si – Silício microcristalino

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

c-Si – Silício monocristalino

CCEAR – Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado

CCEAL – Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Livre

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCP – Coeficiente de Correlação de Pearson

CdTe – Telureto de Cádmio

CIGS – Cobre-Índio-Gálio-Selênio

EOL - Eólica

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FCI – Fator de Carregamento de Inversor

m-Si – Silício multicristalino

MUST – Montante do Uso da Transmissão

ONS – Operador Nacional do Sistema

PLD – Preço de Liquidação de Diferenças

SIN – Sistema Interligado de Energia

TUST – Tarifa do Uso da Transmissão

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	OBJETIVOS.....	18
1.1.1	Objetivos específicos	19
2	REFERENCIAL TEÓRICO	20
2.1	RECURSO SOLAR.....	20
2.1.1	Atlas Brasileiro de Energia Solar	20
2.1.2	Distribuição de irradiância	21
2.1.3	Eventos extremos de irradiância	23
2.2	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	25
2.2.1	Módulo fotovoltaico	25
2.2.1.1	Efeito da temperatura no módulo fotovoltaico.....	27
2.2.1.2	Resposta espectral dos módulos fotovoltaicos.....	28
2.3	USINAS HÍBRIDAS.....	30
2.4	REGULAÇÃO DO MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	33
2.4.1	Ambiente de Contratação Regulada e Ambiente de Contratação Livre	33
2.4.1.1	Ambiente de Contratação Regulada (ACR).....	34
2.4.1.2	Ambiente de Contratação Livre (ACL).....	35
2.4.2	Usinas híbridas	36
2.5	CONTINGENCIAMENTO.....	36
2.6	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA.....	40
3	METODOLOGIA	44
3.1	OBJETOS DE ESTUDO.....	44
3.2	ANÁLISES.....	47
3.2.1	Análise de complementaridade temporal	48
3.2.2	Análise do atendimento de carga	51
3.2.3	Análise de otimização de contingenciamento	55

3.2.4	Modelagem do sistema de armazenamento.....	56
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	59
4.1	ANÁLISE DE COMPLEMENTARIDADE TEMPORAL	59
4.1.1	Complementaridade Intra-diária	59
4.1.1.1	Influência da resolução temporal dos dados.....	61
4.1.1.2	Relação entre complementaridade entre recursos e geração	62
4.1.2	Rampas de potência.....	63
4.2	ANÁLISE DO ATENDIMENTO DA CARGA	68
4.3	ANÁLISE DE CONTINGENCIAMENTO	76
5	CONCLUSÕES	81
	REFERÊNCIAS	84

1 INTRODUÇÃO

Historicamente, a matriz elétrica brasileira é composta majoritariamente por fontes hídricas de energia, com cerca de 60% da capacidade total instalada no Brasil, tratando-se de potência (EPE; MME, 2018a). Em relação à geração de energia elétrica, cerca de 65% da energia total gerada no país em 2017 é proveniente desta fonte (EPE; MME, 2018b), como pode ser visto na Figura 1. Em seguida, as usinas termoelétricas representam outros 28% da matriz elétrica brasileira. Os restantes 7% são compostos por fontes renováveis não despacháveis, isto é, nas quais não é possível controlar totalmente a injeção de energia na rede e são diretamente dependentes de variáveis ambientais exógenas, como usinas eólicas e fotovoltaicas.

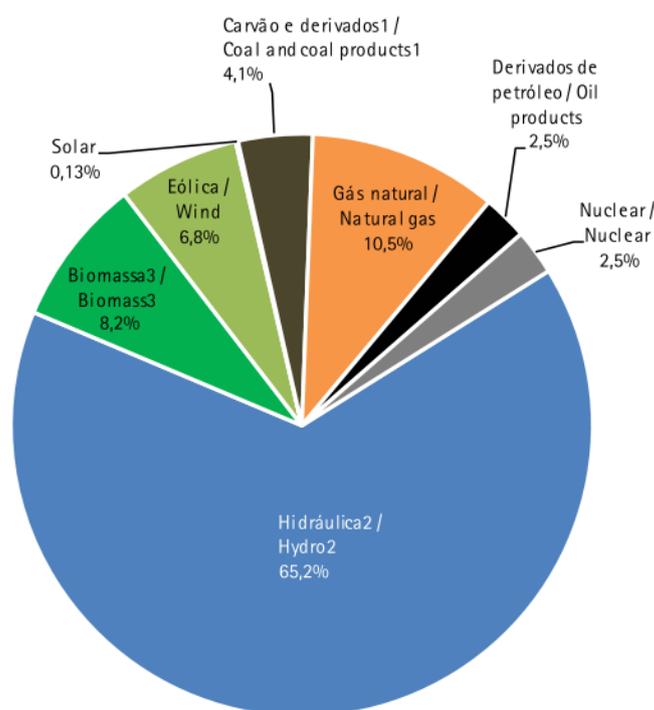


Figura 1 - Oferta energética no Brasil em 2017 (EPE; MME, 2018b).

Entretanto, a participação destas duas fontes de energia tem crescido cada vez mais no Brasil. Nos últimos leilões de energia nova promovidos pela ANEEL, os empreendimentos solares e eólicos somaram mais de 90% da capacidade de projetos, conforme apresentado na Figura 2 (EPE, 2018b).

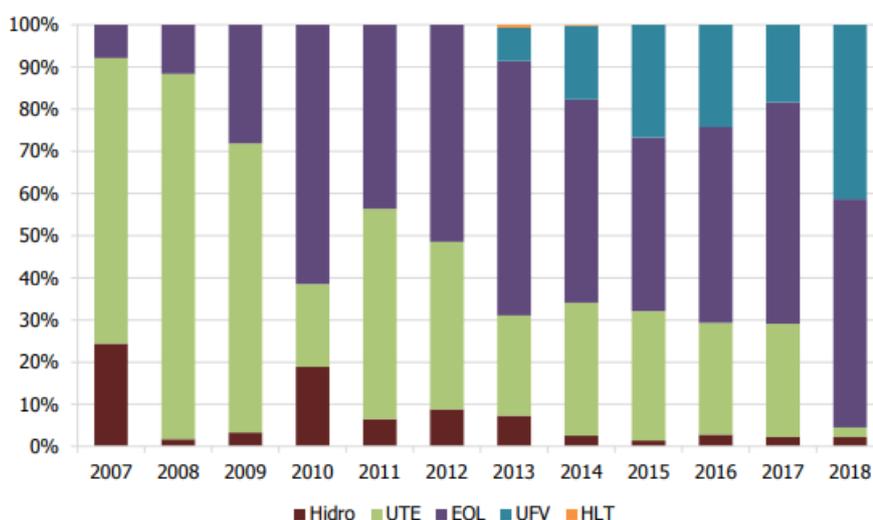


Figura 2 - Participação de cada fonte de energia nos leilões - percentual da capacidade dos projetos cadastrados (EPE, 2018b).

Em 2019, a potência total combinada de energia solar fotovoltaica e energia eólica representa quase 10% da matriz elétrica brasileira (ANEEL, 2019). Este crescimento da participação dessas fontes de energia, devido à sua grande variabilidade, exige que sejam feitos estudos sobre a despachabilidade desses empreendimentos. Nesse contexto, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) realizou em 2019 um workshop sobre usinas híbridas com foco principalmente em híbridas eólicas e solares.

Uma característica importante destes empreendimentos é que ambas as tecnologias estão concentradas na região nordeste do país, conforme dados da ANEEL apresentados na Figura 3, região no qual a predominância dos ventos é noturna, o que leva a uma complementaridade entre as duas fontes que pode ser aproveitada aumentando a despachabilidade destas fontes e reduzindo investimentos em infraestrutura.

1.1 OBJETIVOS

No contexto apresentado, esta dissertação visa avaliar se a otimização do dimensionamento e operação de usinas eólicas e fotovoltaicas, em conjunto com sistemas de armazenamento baseados em baterias, poderiam aumentar a despachabilidade destas fontes de

energia. Para tanto, são utilizados dados reais de geração de uma usina eólica de 95 MW e uma usina solar fotovoltaica de 2 kWp instalados no município de Brotas de Macaúbas - BA.

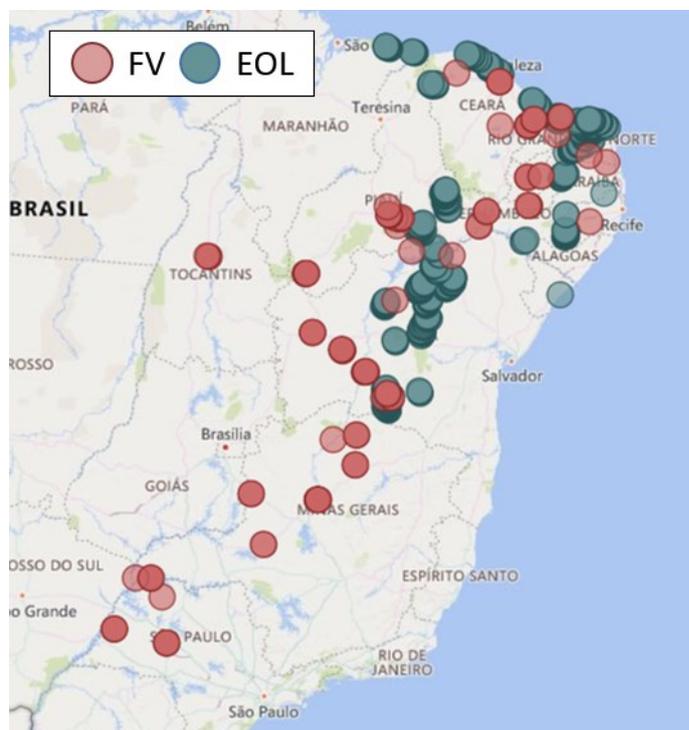


Figura 3 - Localização dos empreendimentos eólicos e fotovoltaicos ganhadores de leilões.

1.1.1 Objetivos específicos

- Avaliar a complementaridade entre os recursos solar e eólico no Nordeste brasileiro;
- Avaliar a complementaridade entre geração solar e eólica em relação à curva de demanda da região Nordeste;
- Otimização de um sistema de armazenamento visando a minimização de perdas por contingenciamento no atual sistema de transmissão de uma usina eólica na Bahia.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 RECURSO SOLAR

2.1.1 Atlas Brasileiro de Energia Solar

Em 2006, no contexto do projeto SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment), o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE publicou, com diversas instituições, o Atlas Brasileiro de Energia Solar. O projeto SWERA tinha como objetivo a viabilização de uma base de dados de alta qualidade de modo a auxiliar projetos e políticas públicas relacionadas às energias solar e eólica (PEREIRA *et al.*, 2007).

Os dados de irradiação do Atlas são obtidos a partir do modelo físico BRASIL-SR de obtenção de estimativas de radiação solar incidente na superfície a partir de imagens de satélite. O modelo BRASIL-SR foi inicialmente desenvolvido na Alemanha (STUHLMANN; RIELAND; RASCHKE, 1990) e, posteriormente, adaptado e aperfeiçoado no Brasil por meio de convênio estabelecido entre o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) e a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) (PEREIRA *et al.*, 1996). Em 2017 foi lançada uma versão atualizada do Atlas com a inclusão de mais 10 anos de dados de irradiação solar (PEREIRA *et al.*, 2017). Como resultado, o Atlas Brasileiro de Energia Solar hoje serve como base para diversos empreendimentos de energia solar fotovoltaica no Brasil.

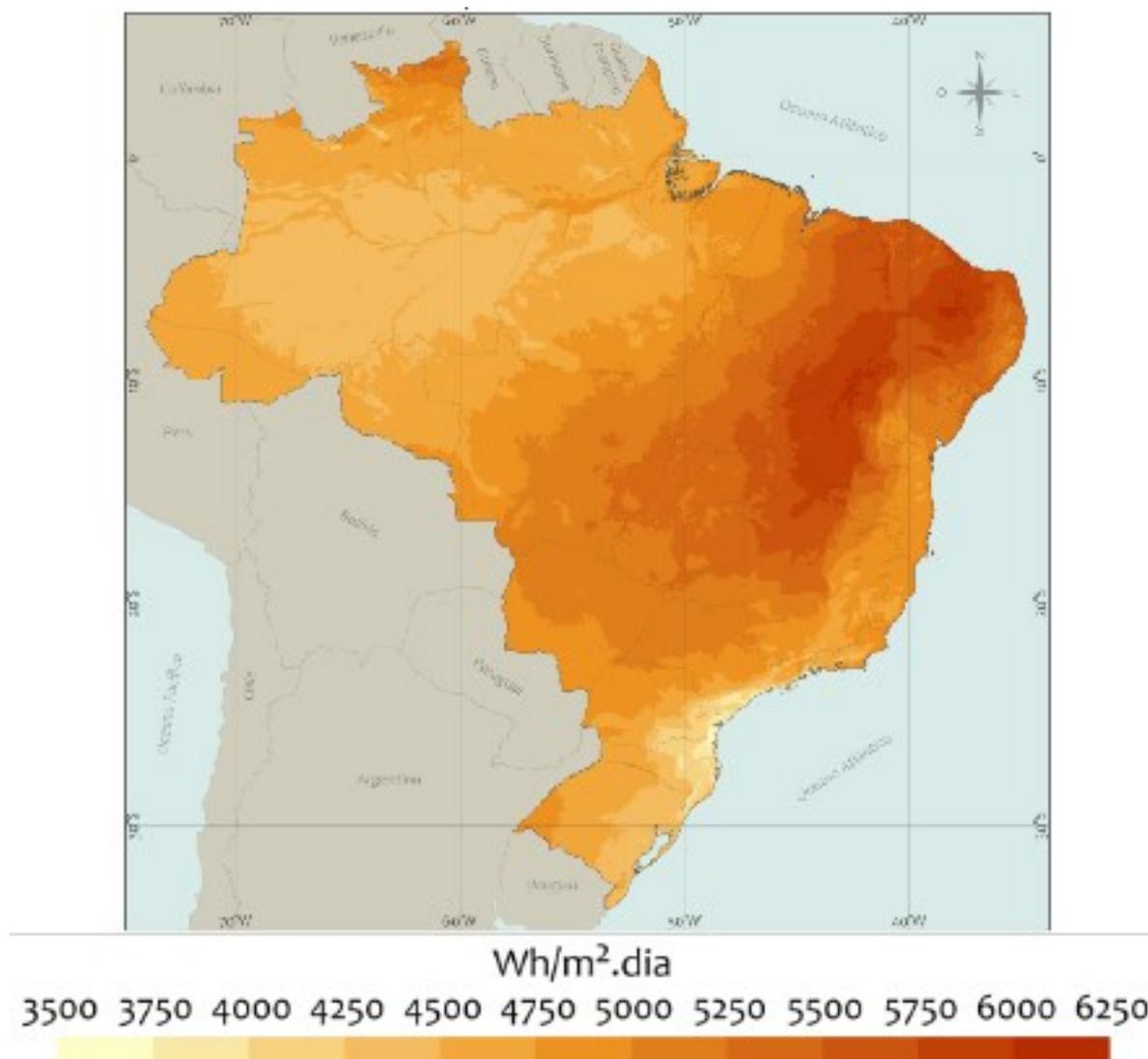


Figura 4 - Total diário da irradiação global horizontal (GHI) - Média Anual (PEREIRA *et al.*, 2017).

2.1.2 Distribuição de irradiância

A distribuição de irradiância é uma análise que permite obter as frações de irradiação solar que incidem em cada faixa de intensidade de irradiância; ou seja, permite avaliar quais são os índices de irradiância mais comuns e a quantidade de energia associada a cada intervalo de valores de irradiância.

Esta análise é relevante na avaliação das perdas por contingenciamento de uma usina solar fotovoltaica, que são perdas devido ao excesso de geração que não consegue ser aproveitada devido a limitações do inversor ou do sistema de transmissão de energia das usinas. As usinas fotovoltaicas que participaram dos últimos leilões de energia têm apresentado fatores de carregamento de inversor (FCI) de aproximadamente 120% (EPE, 2018c). Quando usinas com este valor de FCI recebem níveis de irradiância muito elevados em relação ao definido nas condições padrões de teste (*STC - Standard Test Conditions*), nas quais o nível de irradiância é de 1000 W/m^2 , os módulos fotovoltaicos tendem a gerar mais energia do que o inversor consegue processar, assim, gerando uma perda por contingenciamento (BURGER; RÜTHER, 2006).

A Figura 5 apresenta o perfil de irradiância em Brotas de Macaúbas - BA para três dias distintos: um dia de céu limpo, um dia totalmente nublado e um dia de sol com nuvens. A figura também apresenta a distribuição de irradiância para os três dias. Nela, torna-se evidente o efeito da presença de nuvens na distribuição de irradiância. Nota-se que para um dia limpo, a maior parte da irradiação (energia) se encontra entre 800 W/m^2 e 1200 W/m^2 ; enquanto para um dia totalmente nublado, a maior parte encontra-se em níveis de irradiância até 200 W/m^2 . No caso do dia com sol e nuvens, devido a um efeito causado pelas nuvens que será apresentado mais adiante, uma parcela relevante da energia é deslocada para níveis de irradiância superiores a 1200 W/m^2 .

Portanto, fica evidente a necessidade de se avaliar o perfil da distribuição de irradiância de um local antes de dimensionar o inversor e o sistema de transmissão de energia para evitar perdas por contingenciamento.

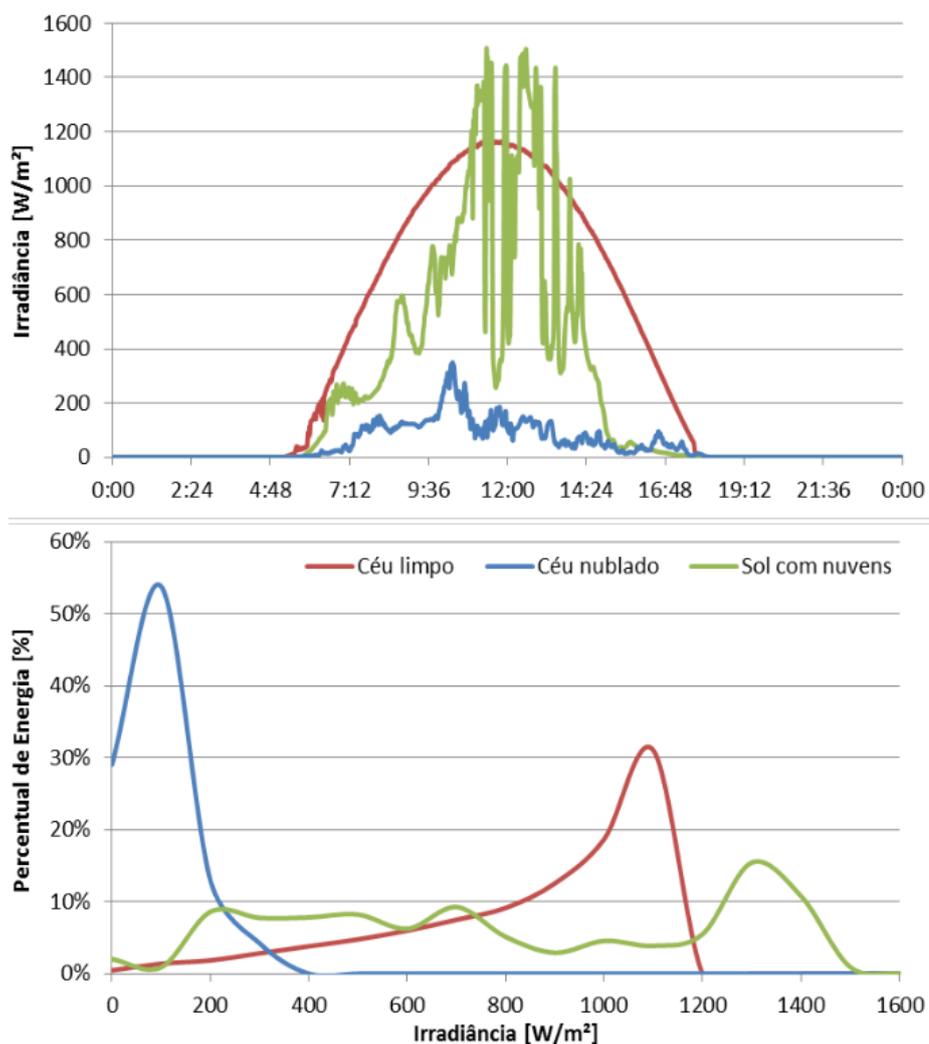


Figura 5 - Curva de irradiância para um dia de céu limpo (vermelho – 30/11/2014), um dia de céu nublado (azul – 18/12/2013) e um dia de céu ensolarado com presença de nuvens e do efeito borda de nuvem (verde – 02/03/2014), e suas respectivas distribuições de irradiância. Dados medidos em Brotas de Macaúbas-BA (DESCHAMPS, 2018).

2.1.3 Eventos extremos de irradiância

Valores superiores ao valor de irradiância extraterrestre padrão de $1361,2 \text{ W/m}^2$ (GUEYMARD, 2017) são considerados valores extremos de irradiância. Entretanto, na literatura são usados diversos limiares para definir um evento como sendo algo extremo. Almeida et al. (2014) e Andrade e Tiba (2016) definem um valor extremo caso este valor seja

superior ao valor do *clear-sky irradiance*, que é o valor esperado para aquele momento numa condição de céu limpo. Gueymard (2017) utiliza como limiar o valor da irradiância global horizontal extraterrestre que, teoricamente, é o valor máximo que a irradiância global horizontal pode assumir sem a interferência de outros fenômenos.

Na literatura, uma nomenclatura comum para este tipo de evento é "*cloud enhancement*", uma vez que alguns dos fenômenos físicos que leva a um evento extremo de irradiância são a reflexão e o espalhamento da irradiância direta nas bordas das nuvens, o que leva a um aumento na intensidade da irradiância direta resultante. Além desta causa, outras são debatidas na literatura. Gueymard (2017) ressalta que outro fator relevante para o aumento na intensidade de irradiância é o albedo, isto é, a componente de irradiância resultante da reflexão pelo solo, principalmente para solos com alto índice de reflexão, como solos coberto por neve ou desertos.

O valor máximo de irradiância medido disponível na literatura é de 1891 W/m² (GUEYMARD, 2017), medido a 1829 m de altitude no Colorado. O maior valor de irradiância medido no Brasil, na Bahia, foi de 1873 W/m² (NASCIMENTO *et al.*, 2019), e aparece na Figura 6. A inclinação do sensor que mediu este valor é igual à latitude do local: 14°.

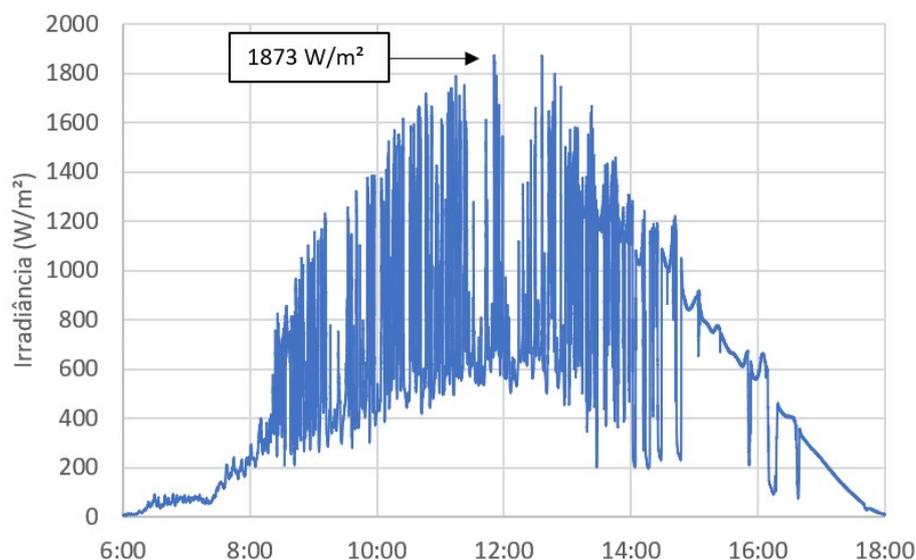


Figura 6 - Medição do valor máximo de 1873 W/m².

Este tipo de evento, além de levar a perdas por contingenciamento no sistema de conversão e transmissão, pode levar também à queima de fusíveis do sistema fotovoltaico.

Normalmente, os fusíveis especificados pelos fabricantes de módulos fotovoltaicos são especificados para temperaturas de operação de 20 °C e para suportar cerca de 125% da corrente de curto circuito do módulo fotovoltaico. Entretanto, na maioria dos locais em que as usinas FVs no Brasil irão operar, as temperaturas ambiente e os níveis de irradiação são altos e, com isso, as caixas de junção onde os fusíveis estão instalados podem atingir temperaturas acima de 70 °C, reduzindo a corrente limite do fusível em um fator de 0,7 (DESCHAMPS, 2018).

Rüther *et al.* (2017) apresentam, além de valores altíssimos de irradiância, eventos de duração considerável, com cerca de 19% dos eventos com duração maior do que 30 segundos. Esses dois fatores, portanto, podem levar à queima do fusível que foi corretamente dimensionado para operar em condições normais (*STC*).

2.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

2.2.1 Módulo fotovoltaico

O módulo fotovoltaico é um dispositivo que, através do efeito fotovoltaico, transforma a energia contida na radiação em energia elétrica. O módulo é composto por semicondutores que podem ser construídos de diversos materiais. Os materiais mais utilizados na construção de módulos fotovoltaicos são baseados em silício: silício monocristalino (c-Si), silício multicristalino (m-Si), silício amorfo (a-Si) e silício microcristalino (a-Si/ μ c-Si). Além das tecnologias baseadas em silício, existem também tecnologias baseadas em materiais como o telureto de cádmio (CdTe) e disseleneto de cobre, gálio e índio (CIGS), dentre outros. As tecnologias de c-Si e m-Si são consideradas tecnologias de primeira geração e as tecnologias de filme fino, como CdTe, CIGS, a-Si e a-Si/ μ c-Si são consideradas de tecnologias de segunda geração (SINKE, 2019). As tecnologias de primeira geração correspondem a cerca de 95% da produção global de potência produzida, conforme apresenta a Figura 7 (FRAUNHOFER, 2019). Das tecnologias de filme fino, a tecnologia de CdTe representa cerca de 51% da produção desta categoria de tecnologias. As participações de cada uma das tecnologias de filme fino na produção global são apresentadas na Figura 8.

A análise apresentada neste trabalho foi realizada utilizando uma tecnologia de cada geração: m-Si e CdTe, devido às suas representatividades nos seus respectivos segmentos.

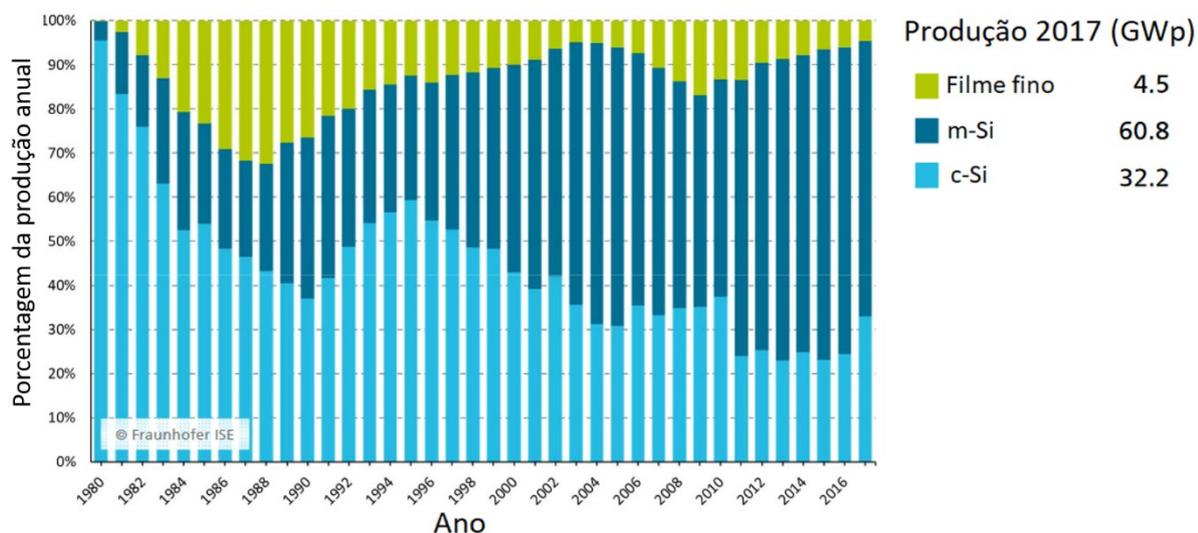


Figura 7 - Produção global das tecnologias fotovoltaicas. Adaptado de (FRAUNHOFER, 2019).

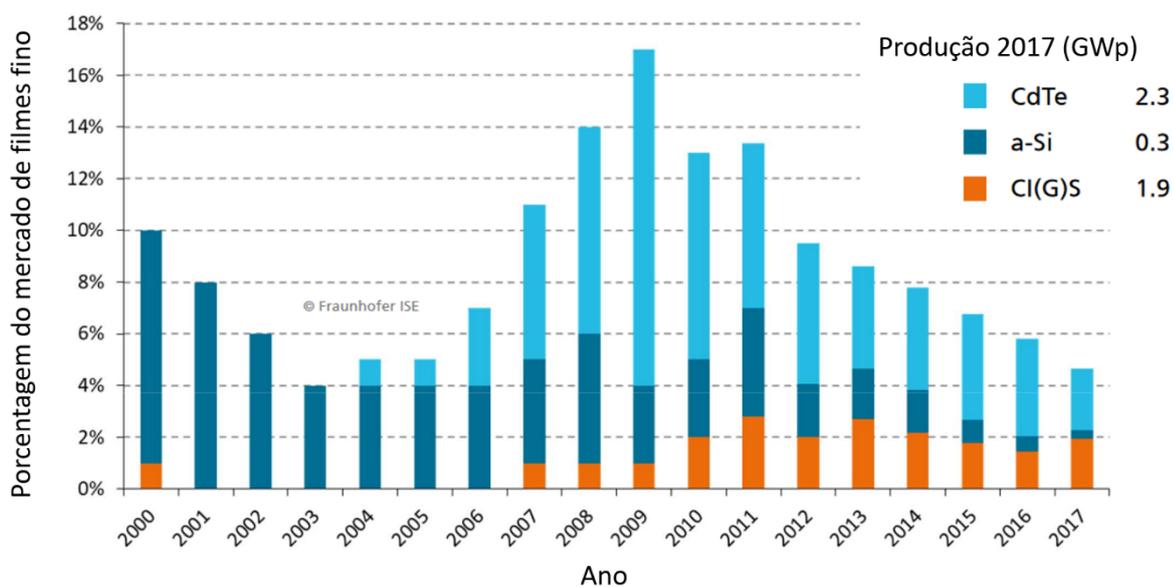


Figura 8 - Produção global das tecnologias de filme fino. Adaptado de (FRAUNHOFER, 2019).

2.2.1.1 Efeito da temperatura no módulo fotovoltaico

O funcionamento de uma célula fotovoltaica é baseado na física da junção PN de semicondutores e a curva corrente versus tensão (IxV) característica de uma célula de silício cristalino é mostrada na Figura 9. Quando a célula fotovoltaica é curto-circuitada, passa por ela uma corrente de curto-circuito (I_{SC}) que é diretamente proporcional à irradiância incidente em sua superfície e é a maior corrente que a célula pode fornecer naquelas condições de irradiância e temperatura. Em circuito aberto, a célula apresenta a maior tensão possível para aquelas condições, esta tensão é chamada de tensão de circuito aberto (V_{OC}) e praticamente não depende da irradiância incidente na célula, apenas de sua temperatura. Entre esses dois pontos de operação, encontra-se o ponto de máxima potência (P_{MP}) da célula fotovoltaica que é determinado, portanto, principalmente pela irradiância incidente na célula e da temperatura da junção da célula (CHANDER *et al.*, 2015; SINGH; RAVINDRA, 2012; SKOPLAKI; PALYVOS, 2009b, a).

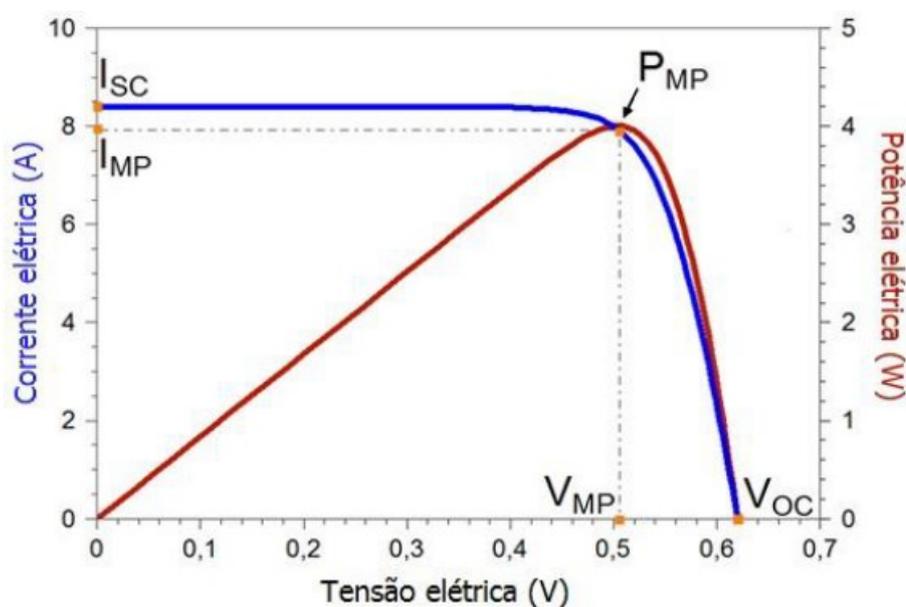


Figura 9 - Curva IxV característica de uma célula fotovoltaica (CRESESB, 2014).

O efeito da temperatura na eficiência da célula fotovoltaica depende também da tecnologia da célula fotovoltaica (SINGH; RAVINDRA, 2012). Para tecnologias de silício

cristalino, como c-Si e m-Si, o coeficiente de temperatura de módulos comerciais varia em torno de -0,4% de potência em relação à potência nominal para cada grau acima de 25 °C (*STC*); enquanto que, para a tecnologia de CdTe, seu coeficiente varia em torno de -0,3 %/°C de potência. Portanto, as tecnologias de silício cristalino apresentam uma perda maior de potência em relação à sua potência nominal do que os módulos de CdTe.

2.2.1.2 Resposta espectral dos módulos fotovoltaicos

Depois da irradiância e da temperatura, o acúmulo de sujeira e a resposta espectral dos módulos fotovoltaicos são fatores que influenciam consideravelmente no desempenho dos sistemas fotovoltaicos. Devido a características intrínsecas da composição de cada tecnologia fotovoltaica, suas células respondem de forma diferente a cada comprimento de onda da luz (BRAGA; DO NASCIMENTO; RÜTHER, 2019; ISHII *et al.*, 2015). Essa característica é comumente chamada de resposta espectral do módulo fotovoltaico.

A Figura 10 apresenta as respostas espectrais para as duas tecnologias avaliadas neste trabalho: silício multicristalino (mc-Si) e Telureto de Cádmio (CdTe). Como pode ser observado, a tecnologia de CdTe tem uma resposta espectral melhor para comprimentos de onda entre 300 nm e 800 nm. Conforme apresentado por Braga, et al. (2019), esta resposta espectral pode beneficiar o CdTe em regiões com predominância destes comprimentos de onda no espectro solar, como é o caso da região nordeste, conforme apresentado na Figura 11.

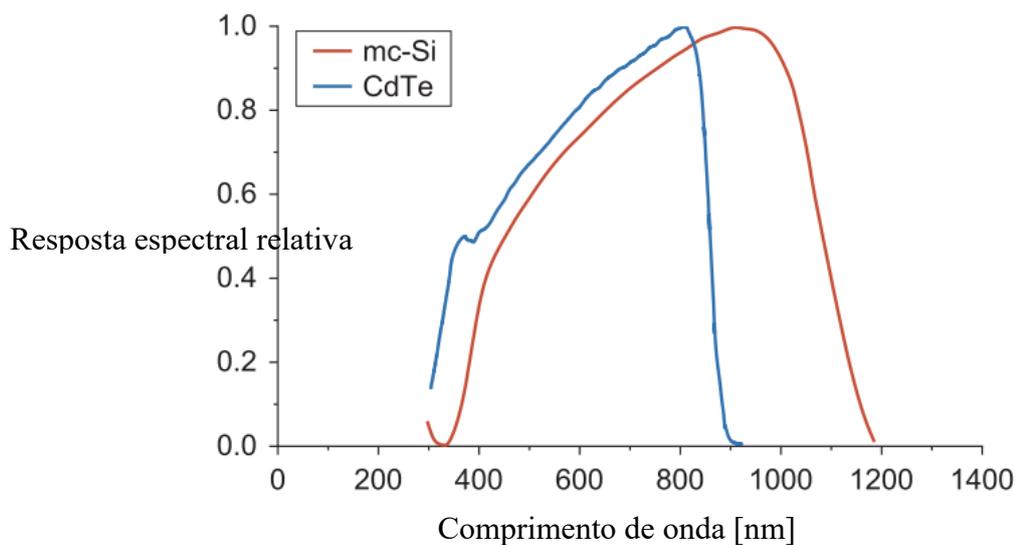


Figura 10 - Resposta espectral dos módulos de silício multicristalino (mc-Si) e Telureto de Cádmio (CdTe) (BRAGA; DO NASCIMENTO; RÜTHER, 2019).

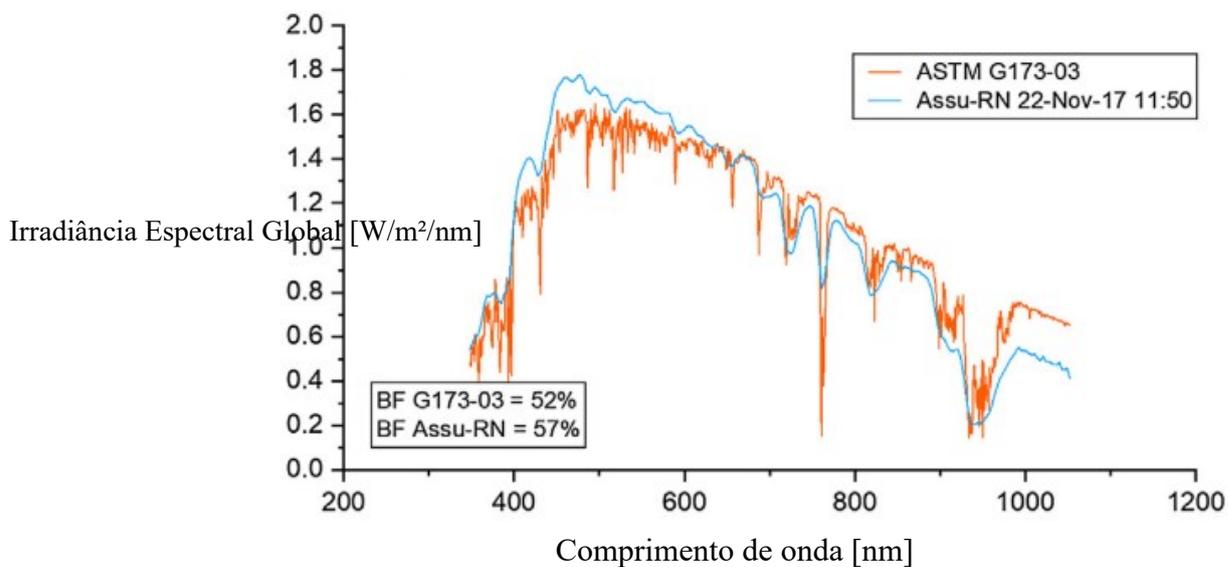


Figura 11 - Comparação entre o espectro de referência (ASTM G173-03) e espectro medido em Assu - RN (5° S, 17° W) para 22 de novembro de 2017 (BRAGA; DO NASCIMENTO; RÜTHER, 2019).

2.3 COEFICIENTE DE CORRELAÇÃO DE PEARSON (CCP)

O coeficiente de Correlação de Pearson (CCP) é um coeficiente que indica a correlação entre duas variáveis independentes, isto é, indica se o comportamento de uma variável acompanha de forma direta, indireta ou independente o comportamento de uma segunda variável. O coeficiente pode ser calculado a partir da equação 2.1, na qual x e y são duas variáveis independentes e \bar{x} e \bar{y} são as médias aritméticas dessas variáveis de i até n .

$$CCP = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad \text{Eq. (2.1)}$$

Este coeficiente pode variar entre -1 e 1, sendo que se as duas variáveis são perfeitamente correlacionadas, ou seja, crescem e decrescem juntas e na mesma proporção, seu valor tende a 1; enquanto que valores negativos indicam uma correlação negativo, o que quer dizer que as variáveis tem comportamento contrário: enquanto uma cresce, a outra decresce.

O CCP é amplamente utilizado em áreas de estudos que envolvam estatística, e a avaliação de complementaridade temporal entre recursos energéticos tem utilizado este coeficiente como uma das principais métricas para indicação de complementaridade temporal tanto de recursos quanto de consumo e geração (DE OLIVEIRA COSTA SOUZA ROSA *et al.*, 2017; GENCHI *et al.*, 2018; JURASZ, J. *et al.*, 2020; VEGA-SANCHEZ *et al.*, 2018; VIVIESCAS *et al.*, 2019). Segundo os dados de Jurasz *et al.* (2020), a maioria das pesquisas realizadas na área de complementaridade temporal de recursos energéticos é baseada no Coeficiente de Pearson e os principais países analisados são Brasil, China e Estados Unidos.

2.4 USINAS HÍBRIDAS

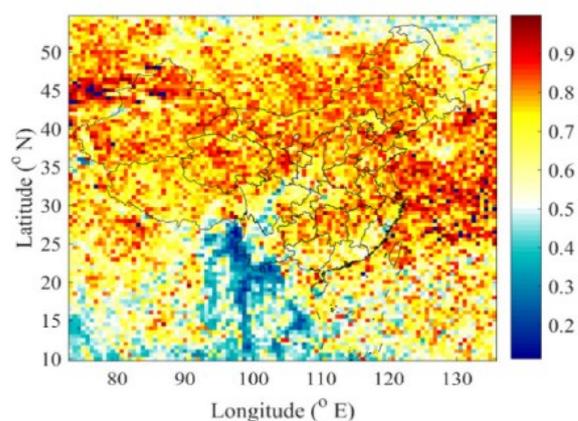
A combinação de usinas de diferentes fontes de energias em um mesmo ponto de conexão físico ou com localizações próximas pode ser considerada uma usina híbrida. A hibridização de usinas pode ser realizada desde o começo de um projeto ou pode ser implementada com uma das usinas já em operação. Estes dois casos são comumente definidos como *greenfield* e *brownfield* respectivamente.

Os projetos híbridos eólico-fotovoltaicos podem trazer benefícios tanto para o sistema elétrico e o consumidor, quanto para o agente gerador de energia, isto é, as empresas que realizam o projeto e vendem a energia gerada. Do lado do sistema elétrico, a hibridização pode diminuir os efeitos da variabilidade dos recursos e melhor aproveitar a capacidade de transmissão do sistema elétrico (ANOUNE *et al.*, 2018; PRASAD; TAYLOR; KAY, 2017; REN *et al.*, 2019a; SUN; HARRISON, 2019a). A Figura 12 apresenta um dos resultados da análise de Ren *et al.* (2019), no qual os autores apresentam as variações de potência (ΔP como porcentagem da potência nominal) para toda a China para (a) usina eólica, (b) usina fotovoltaica e (c) usina híbrida. Segundo os autores, a variação de potência foi de 60% a 90% para usina eólica, de 25% a 60% para usina fotovoltaica e de 20% a 50% para usina híbrida, mostrando como a hibridização pode diminuir a variabilidade das fontes. Sun e Harrison (2019) simularam uma rede de transmissão de energia e mostraram que um portfólio híbrido tem um aproveitamento de cerca de 70% superior em relação ao portfólio puramente eólico e 30% superior em relação ao puramente solar devido à complementaridade entre as fontes.

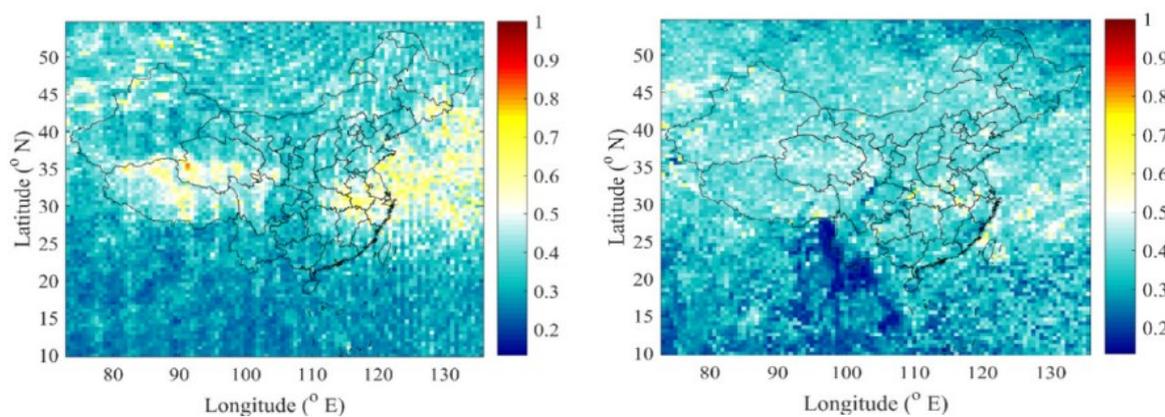
Do ponto de vista do agente proprietário das usinas, projetos *greenfields* podem trazer economias de CAPEX e, tratando-se do caso específico brasileiro, de contratação de MUST (Montante de Uso do Sistema de Transmissão). Na Austrália, a economia de CAPEX pode chegar a 13% e o OPEX entre 3% e 16% (AECOM AUSTRALIA, 2016), economias provenientes principalmente da infraestrutura de conexão à rede. Atualmente no Brasil, o MUST contratado deve ser igual à potência nominal da usina geradora e, caso a potência de geração da usina ultrapasse o valor contratado, o proprietário da usina deverá ser penalizado proporcionalmente à magnitude da ultrapassagem (ANEEL, 2012, 2015); entretanto, a complementaridade entre recursos pode levar a uma otimização de dimensionamento da infraestrutura de transmissão e permitir que um empreendimento híbrido contrate um MUST menor que a soma das potências nominais sem que ocorre ultrapassagens. Camargo *et al.* (2019) mostraram que, para localidades nos quais a complementaridade entre recursos é elevada, este compartilhamento de infraestrutura de transmissão pode elevar o Valor Presente Líquido (VPL) do projeto em até 11%.

Viviescas *et al.* (2019) apresentam uma análise da complementaridade entre os recursos solar e eólicos ao longo de vários sites da América Latina. Os autores apresentam a análise de complementaridade entre 50 locais com dados anemométricos e 36 locais com dados

solarimétricos e analisam a complementaridade temporal e geográfica destes recursos. A Tabela 1 apresenta as 20 melhores combinações em relação à complementaridade de recursos obtidos pelos autores, indicando o Coeficiente de Correlação de Pearson (CCP). Nota-se que em todos os casos está presente como representante eólico o local W_Brazil_A06, localizado na região centro-sul da Bahia, que, segundo os autores, apresenta ventos com a maior predominância noturna e é a mesma região avaliada neste trabalho.



(a) Potência eólica



(b) Potência fotovoltaica

(c) Potência agregada

Figura 12 – Impacto na variação de potência (ΔP) observado por Ren *et al.* (2019) na China.

Tabela 1 - Melhores 20 complementaridades horárias entre recursos solar e eólico segundo Viviescas *et al.* (2019).

Número	Par	Correlação (CCP)
1	S_Peru_A01 W_Brazil_A06	-0,451
2	S_ElSalvador_A01 W_Brazil_A06	-0,444
3	S_Chile_A03 W_Brazil_A06	-0,442
4	S_Venezuela_A01 W_Brazil_A06	-0,442
5	S_Venezuela_A03 W_Brazil_A06	-0,442
6	S_Colombia_A02 W_Brazil_A06	-0,441
7	S_Colombia_A01 W_Brazil_A06	-0,441
8	S_Chile_A01 W_Brazil_A06	-0,439
9	S_Ecuador_A01 W_Brazil_A06	-0,436
10	S_Chile_A02 W_Brazil_A06	-0,432
11	S_Peru_A02 W_Brazil_A06	-0,431
12	S_Brazil_A01 W_Brazil_A06	-0,423
13	S_Argentina_A01 W_Brazil_A06	-0,422
14	S_Panama_A01 W_Brazil_A06	-0,417
15	S_Mexico_A06 W_Brazil_A06	-0,414
16	S_Mexico_A08 W_Brazil_A06	-0,414
17	S_Venezuela_A02 W_Brazil_A06	-0,412
18	S_Argentina_A02 W_Brazil_A06	-0,411
19	S_Mexico_A05 W_Brazil_A06	-0,408
20	S_Mexico_A07 W_Brazil_A06	-0,407

2.5 REGULAÇÃO DO MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA

2.5.1 Ambiente de Contratação Regulada e Ambiente de Contratação Livre

Com a aprovação da Lei 10.848 de 2004 (BRASIL, 2004), o mercado de energia elétrica no Brasil é dividido em dois segmentos: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

2.5.1.1 Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

O Ambiente de Contratação Regulada é o segmento do mercado de energia elétrica no qual são formalizados contratos bilaterais de compra e venda de energia, chamados de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR). Estes contratos são acordados entre agentes que vendem energia, chamados de Agente Vendedores, e agentes que compram energia, chamados de Agente Compradores. Esse processo de contratação é feito através de leilões promovidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Os CCEARs admitem duas modalidades: "por quantidade" e "por disponibilidade". Nos contratos por quantidade, o agente gerador de energia se compromete a vender uma determinada quantidade de energia durante um determinado período a um preço pré-especificado por megawatt-hora de energia. Essa quantidade de energia ofertada pelo Agente Vendedor geralmente é baseada na Garantia Física da usina, que é o valor esperado de geração de energia daquela usina. As Garantias Físicas de usinas solares e eólicas são calculadas por empresas que certificam usinas para que elas possam ser habilitadas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e, assim, participar dos leilões de energia da ANEEL. Caso uma usina não consiga fornecer a quantidade de energia apresentada na sua Garantia Física em seu tempo de contrato, o Agente Vendedor deve compensar essa diferença operando no mercado de curto prazo da CCEE, no qual a diferença entre a energia gerada e contratada é liquidada a partir do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), que é publicado semanalmente pela CCEE e depende de várias condições hidrológicas e patamares de carga.

Nos contratos por disponibilidade, o agente gerador de energia recebe uma remuneração fixa pela disponibilização de uma determinada capacidade de geração (que não deve ser superior à Garantia Física), e um valor equivalente ao Custo Variável Unitário da usina para cada MWh de energia gerado.

A principal diferença dos dois tipos de contratos está relacionada ao ônus da variabilidade dos recursos energéticos. Os contratos por quantidade atribuem esse ônus ao agente gerador pois, caso a usina não gere energia acordada no tempo de contrato, o agente gerador deve comprar esta energia no mercado de curto prazo. Já nos contratos por disponibilidade, o ônus da falta de recursos energético para geração (como a falta de vento ou sol) fica atribuído às distribuidoras de energia. Até 2018, as usinas eólicas e solares fotovoltaicas participavam dos leilões na modalidade por disponibilidade com CCEARs

específicos para estas fontes de energia. Entretanto, no Leilão A-6 de 2018, as usinas eólicas participaram da modalidade por quantidade, indicando o amadurecimento desta tecnologia no Brasil (EPE, 2018a) e, a partir do leilão N° 003/2019, os empreendimentos fotovoltaicos também passaram a operar da modalidade por quantidade. Mais recentemente, no leilão A-6 N° 004/2019, os contratos para empreendimentos de energias eólicas e solares tiveram uma modificação em relação ao comprometimento da entrega mensal de energia destas fontes. No novo leilão, a energia mensal entregue ao comprador da energia deve seguir um perfil especificado pelo comprador e não o perfil esperado na geração daquele empreendimento; ou seja, caso o comprador da energia tenha um maior consumo no inverno e menor no verão, uma usina fotovoltaica terá que viabilizar esse mesmo perfil para sua geração. Essa mudança de cenário abre espaço para o crescimento tanto da hibridização de usinas sem armazenamento, quanto hibridização com armazenamento.

2.5.1.2 Ambiente de Contratação Livre (ACL)

Enquanto no ambiente regulado os contratos de compra e venda de energia devem ser estabelecidos por meio de leilões e envolvem o poder público na execução desses leilões; no Ambiente de Contratação Livre, os Agentes Vendedores e Compradores podem estabelecer contratos de compra e venda de energia diretamente entre si em quantidades e preços mutuamente acordados entre as partes sem a necessidade de leilões. Os contratos firmados neste ambiente são chamados de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre (CCEALs).

Para que o consumidor possa participar do ACL, ele deve satisfazer algumas condições que são estabelecidas de acordo com a Resolução Normativa N° 376 da ANEEL (ANEEL, 2009) e da portaria 465/2019 (MME, 2019). A partir de 1° de janeiro de 2021, os consumidores com carga igual ou superior a 1.500 kW, atendidos em qualquer tensão, poderão optar por se tornar consumidores livres. Este limite de carga diminuiu para 1.000 kW em janeiro de 2022 e para 500 kW em 2023.

O segundo grupo, composto pelas unidades consumidoras com demanda maior ou igual que 500 kW atendidos em qualquer tensão, também podem escolher seu fornecedor, desde que a fonte da energia seja uma fonte especial, como usinas eólicas, solares, a biomassa,

pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) ou hidráulica de empreendimentos com potência inferior ou igual a 50.000 kW.

Assim como no ACR, caso a quantidade física de energia gerada ou consumida sejam diferentes das estabelecidas em contrato, as diferenças serão compensadas através do mercado de curto prazo.

2.5.2 Usinas híbridas

No contexto do Ambiente de Contratação Regulada, os leilões de energia tratam cada fonte de geração individualmente. Dessa forma, não existe ainda regulação para usinas que compartilham o mesmo ponto de conexão à rede de transmissão ou que compartilhem o mesmo local de produção. A EPE publicou em 2017 (EPE, 2017) um estudo e uma proposta de metodologia para avaliação de usinas híbridas eólicas-fotovoltaicas. Neste estudo foram analisadas as complementaridades solar e eólica em cinco locais no nordeste brasileiro com diferentes proporções de eólica e solar. Como resultado, pôde-se concluir que os valores de perdas por contingenciamento variaram entre 0,05% e 33,99%, mostrando que as perdas são altamente variáveis mesmo para locais numa mesma região, dependendo não só dos valores mensais dos recursos, mas também da disposição temporal entre os recursos e dos tipos de projetos, como estrutura fotovoltaica fixa ou seguidora.

Em maio de 2019 foi realizado pela EPE um workshop sobre usinas híbridas com vista a discutir com os agentes os desafios e as oportunidades que surgirão com a evolução destes projetos. O workshop resultou na nota técnica EPE-DEE-NT-029/2019-r0 (EPE, 2019). Na sequência, a ANEEL abriu a consulta pública 014/2019 com objetivo de fornecer subsídios para a elaboração de proposta de Resolução Normativa que discipline a implantação e operação de usinas híbridas no Brasil. Estes eventos evidenciam a sinalização positiva destes órgãos para a regularização de usinas deste tipo no Brasil.

2.6 CONTINGENCIAMENTO

Contingenciamento (ou *curtailment*, em inglês) pode ser definido como a redução, geralmente involuntária, da geração de uma usina mesmo com recursos para essa geração disponíveis (BIRD; COCHRAN; WANG, 2014). Atualmente, os principais motivos para a

realização do contingenciamento são o congestionamento das linhas de transmissão e o sobrecarregamento de equipamentos de conversão de energia, como inversores e transformadores. Outra causa que pode levar ao contingenciamento é uma geração superior à demanda do sistema elétrico, entretanto, como a participação destas fontes ainda são pouco relevantes comparada ao nível de demanda dos sistemas, este problema ainda não ocorre no Brasil.

O contingenciamento é um problema enfrentado principalmente nos países nos quais vem crescendo a penetração de energias renováveis, principalmente eólica e solar, no sistema elétrico. Bird *et al.* (2016) apresentam um panorama internacional das práticas de contingenciamento e concluem que os índices de contingenciamento variam consideravelmente para cada região e, na maioria dos casos, apresentam valores entre 1–3% da geração eólica. Com exceções para países como a China, nos quais os níveis excederam 10%. A

Tabela 2 resume os valores apresentados em (BIRD *et al.*, 2016) para cada país.

Existem vários métodos para a diminuição do contingenciamento no sistema elétrico. Estes métodos vão desde alternativas locais como a instalação de um sistema de armazenamento no mesmo ponto de conexão de usinas, distribuição de sistemas de armazenamento e/ou geração distribuída em pontos estratégicos da rede, até expansão de infraestrutura limitante nas redes de transmissão e distribuição. Mu *et al.* (2018) apresentam uma aplicação de bancos de baterias locais e distribuídos na rede para diminuição do contingenciamento em usinas eólicas na China. Os autores concluem que mesmo o uso de sistemas de armazenamento em pontos da rede de transmissão diferentes daquele da usina, podem contribuir para a diminuição da sobrecarga do sistema de transmissão, resultando em perdas por contingenciamento menores. Denholm e Mai (2019) apresentam um estudo da influência do armazenamento de energia para diminuição do contingenciamento em um cenário no qual as fontes solar e eólica geram 55% da demanda de energia da rede isolada do Texas. Os autores apresentam cenários variando a proporção solar/eólica dentre esses 55% e avaliam o contingenciamento em função dessa proporção e em função das capacidade instalada de armazenamento e seu tempo de armazenamento (DENHOLM; MAI, 2019). A Figura 13 apresenta um dos resultados obtidos pelos autores variando-se a proporção solar/eólica sem sistema de armazenamento. Nota-se que a combinação meio a meio de solar e eólica apresenta um contingenciamento menor do que puramente solar ou puramente eólica, indicando uma boa complementaridade entre as duas fontes para o local

de estudo dos autores. Para o estudo, a combinação que levou às menores perdas é composta de 38% eólico e 17% solar. A Figura 14 apresenta os valores evitados de contingenciamento em função da capacidade do sistema de armazenamento. Fica evidente que o aumento da capacidade de armazenamento diminui a energia perdida até um certo ponto, ponto este que depende também da complementaridade eólica e solar da região.

Tabela 2 - Geração eólica e contingenciamento por país (BIRD *et al.*, 2016).

País	Fração de energia eólica na matriz	Contingenciamento Eólico
Canadá	3,1%	-
China	2,6%	11%
Dinamarca	31,9%	-
Alemanha (2012)	9,8%	0,7%
Irlanda	22,5%	3%
Itália	5,1%	1%
Japão	0,4%	-
Portugal	23,0%	-
Espanha	19,2%	2%
Suécia	6,5%	-
Estados Unidos	4,1%	1-3%

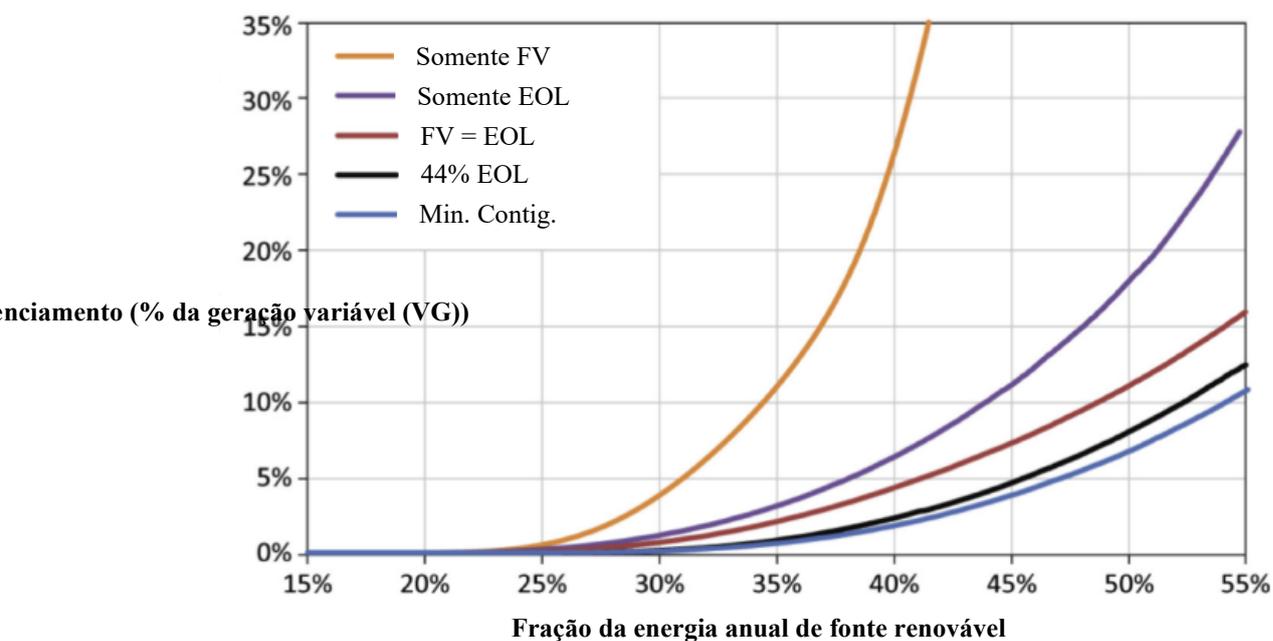


Figura 13 - Contingenciamento em função dos níveis de penetração das fontes renováveis para diferentes tempos de armazenamento (DENHOLM; MAI, 2019).

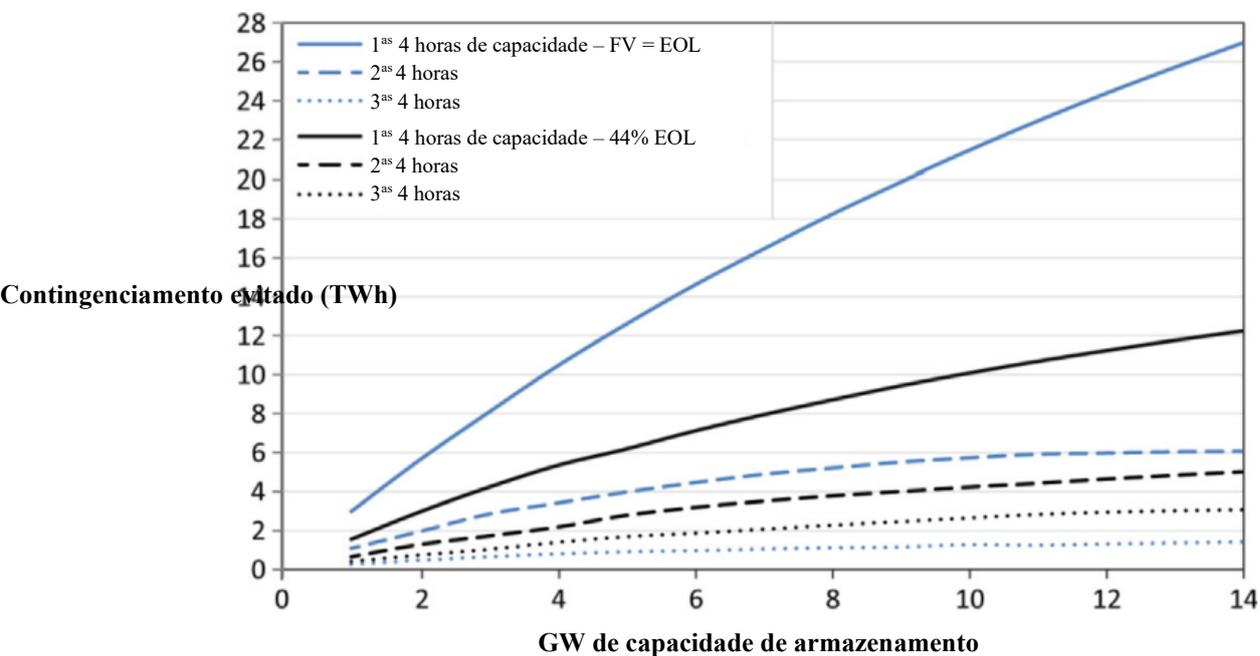


Figura 14 - Contingenciamento evitado em função da capacidade do armazenamento para diferentes tempos de armazenamento (DENHOLM; MAI, 2019).

2.7 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

A energia elétrica é um recurso fundamental da atual sociedade o que faz com que a despachabilidade dos sistemas de transmissão e distribuição desta energia seja um fator determinante para bem-estar social. Com a crescente penetração das fontes renováveis não despacháveis de energia, faz com que outras estratégias sejam necessárias para manter a despachabilidade do sistema interligado de energia (SIN).

Uma das soluções para esta questão é o armazenamento de energia (AZZUNI; BREYER, 2018). O armazenamento de energia pode contribuir para a segurança e a estabilidade do sistema de diversos modos, desde auto-restabelecimento (*black start*) até integração com fontes renováveis. Entretanto, cada um destes serviços que podem ser prestados por sistemas de armazenamento requer uma inércia e uma velocidade de resposta específicas do sistema (BANSHWAR *et al.*, 2017; PALIZBAN; KAUHANIEMI, 2016). Por exemplo, serviços ancilares como controle primário de frequência requerem uma resposta rápida de alguns segundos, enquanto outros serviços como a redução de pico de demanda (*peak shaving*) não necessitam de uma resposta rápida do sistema de armazenamento.

Segundo Azzuni e Breyer (2018), a grande maioria dos sistemas de armazenamentos hoje é composta por sistemas de armazenamento por bombeamento (*Pump Hydro Storage – PHS*). Entretanto, existe uma limitação de implementação desta tecnologia devido aos seus locais de instalação. Uma tecnologia de armazenamento que vem ganhando destaque devido a sua versatilidade é o sistema de armazenamento de energia em baterias (*Battery Energy Storage System - BESS*) (ZHANG *et al.*, 2018). Estes sistemas podem ser utilizados para fornecer praticamente todos os serviços necessários do sistema de transmissão de energia, conforme apresentado na Tabela 3. Dessa forma, esta tecnologia se destaca principalmente no contexto das fontes renováveis de energia. Destaca-se, ainda, que baterias utilizadas em veículos elétricos tendem a ser descartadas ao degradar-se em torno de 20%; e o crescimento substancial deste mercado (LEBEDEVA; DI PERSIO; BOON-BRETT, 2016; TILL BUNSEN *et al.*, 2019) provavelmente resultará no descarte de uma quantidade elevada de baterias com cerca de 80% de suas capacidades nominais que, por sua vez, poderão ser utilizadas em aplicações estacionárias.

Tabela 3 – Aplicações e capacidade de atendimento para sistemas de baterias.

Aplicação	Capacidade de atendimento
Arbitragem tarifária e redução de pico	✓ ¹
Serviços Ancilares	✓
Gerenciamento do lado da demanda	✓
Integração com fontes renováveis	✓

Dentro das tecnologias de armazenamento por baterias, destaca-se a bateria de íon de lítio que, de acordo com Zhang *et al.* (2018) e Azzuni e Breyer (2018) corresponde a mais da metade da capacidade global instalada. Isso se deve principalmente à alta densidade energética – de até 200 Wh/kg – e à sua disponibilidade para altas potências. A Tabela 4 apresenta um comparativo entre as características importantes das principais tecnologias de armazenamento a baterias (ZHANG *et al.*, 2018).

Tabela 4 - Características das principais tecnologias de armazenamento de energia por baterias.

Tecnologia	Capacidade de potência (MW)	Densidade energética (Wh/kg)	Eficiência (%)	Tempo de vida (ciclos)
Chumbo ácido	< 36	< 50	75-85	500 - 1200
Íons de lítio	< 102	< 200	90-94	1000 - 10000
Fluxo de vanádio	< 28	< 30	70-85	12000 - 18000
Sódio-enxofre	< 50	< 240	75-86	2500 - 4000
Íon de alumínio	N/A	< 60	90-94	1000 - 10000

¹ Estas aplicações necessitam, em geral, de grande capacidade energética, dessa forma, alguns tipos de sistemas de baterias não são comercialmente viáveis para este tipo de aplicação.

As baterias de íons de lítio sofrem degradação ao longo do seu tempo de vida útil que depende de vários fatores da utilização da bateria, como profundidade de descarga, corrente de carga e descarga e temperatura de operação (BRYDEN *et al.*, 2018; LIU; WANG; CHEN, 2019; REDONDO-IGLESIAS; VENET; PELISSIER, 2018). Redondo-Iglesias, Venet e Pelissier (2018) avaliaram a degradação das células de bateria de íons de lítio e seu impacto na eficiência da conversão eletroquímica. Os autores mostraram que a eficiência da conversão varia de acordo com o estado de carga da célula e com o tempo de vida da bateria, conforme apresentado na Figura 15. Liu, Wang e Chen (2018) propõem um modelo de degradação de baterias de íons de lítio baseado na degradação de capacidade. No estudo, os autores utilizam um conjunto de células de baterias que são carregadas com uma corrente constante de 0,5C (metade da corrente nominal de descarga) e são descarregadas com uma corrente de 1C. A Figura 16 apresenta o resultado de degradação observada em função dos ciclos de carga e descarga das células obtidos pelos autores nas condições descritas.

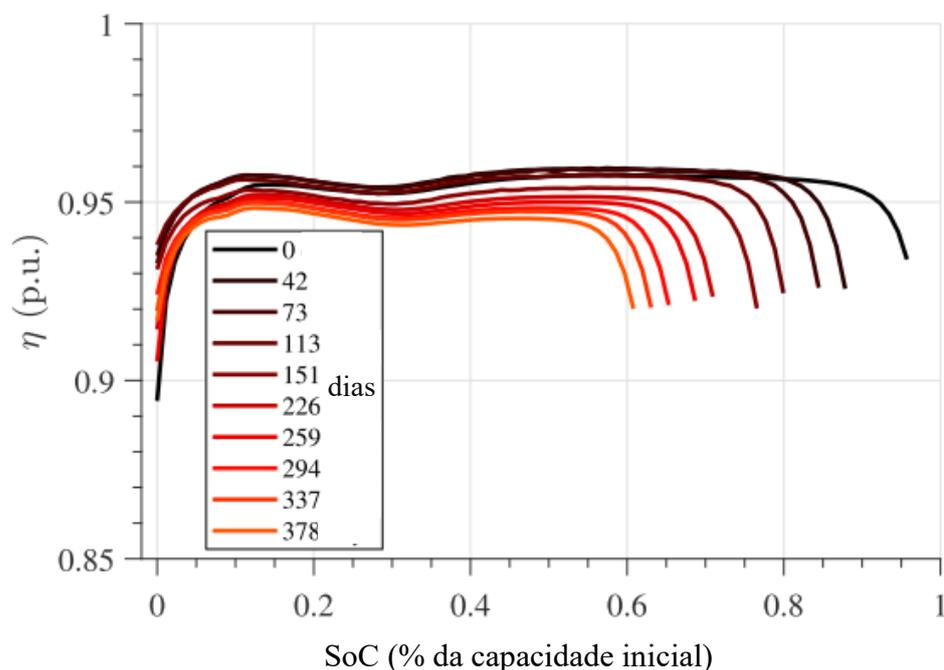


Figura 15 – Variação da eficiência da conversão eletroquímica de energia de uma célula de íon de lítio com o estado de carga e tempo de vida da célula. (REDONDO-IGLESIAS; VENET; PELISSIER, 2018)

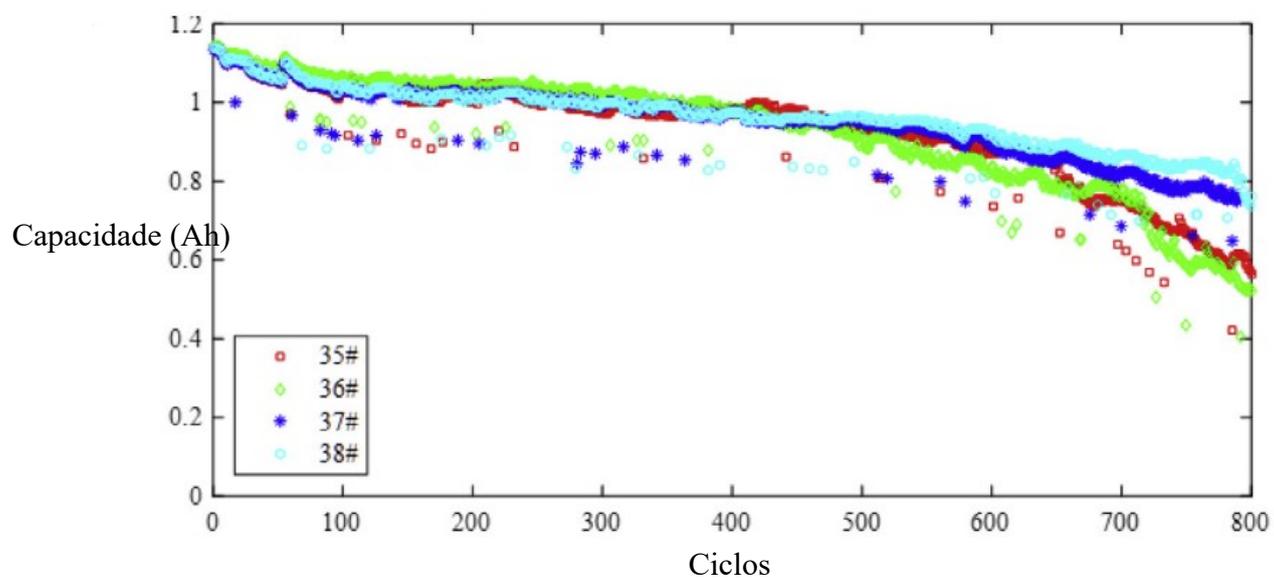


Figura 16 – Degradação da capacidade (LIU; WANG; CHEN, 2019)

Estas informações nortearam a modelagem do sistema de baterias utilizado neste trabalho apresentada na Tabela 8.

3 METODOLOGIA

3.1 OBJETOS DE ESTUDO

Neste projeto, foram instalados sete sistemas fotovoltaicos de cerca de 2 kWp de diferentes tecnologias fotovoltaicas no município de Brotas de Macaúbas - BA para estudo do desempenho de cada tecnologia no nordeste brasileiro (CAMPOS *et al.*, 2018; NASCIMENTO *et al.*, 2018). Além dos sistemas fotovoltaicos instalados, existe em operação no local uma usina eólica de 95 MW. O local foi escolhido para as usinas eólica e solar devido à alta disponibilidade de ambos os recursos na região, conforme o Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA *et al.*, 2017) e o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (CEPEL, 2017). A Figura 17 apresenta a localização do município de Brotas de Macaúbas nos mapas dos atlas.

Os sete sistemas fotovoltaicos instalados no local são resumidos na Tabela 5 e a Figura 18 apresenta uma foto aérea dos sistemas.

Tabela 5 - Resumo dos sistemas fotovoltaicos instalados em no projeto em Brotas de Macaúbas.

Tecnologia	Potência instalada (kWp)	Ano de instalação
a-Si	2,200	2013
a-Si/μc-Si	2,272	2013
c-Si	2,065	2013
m-Si	2,115	2013
CIGS	2,160	2013
CdTe Fixo	2,200	2018
CdTe Seguidor	2,200	2018

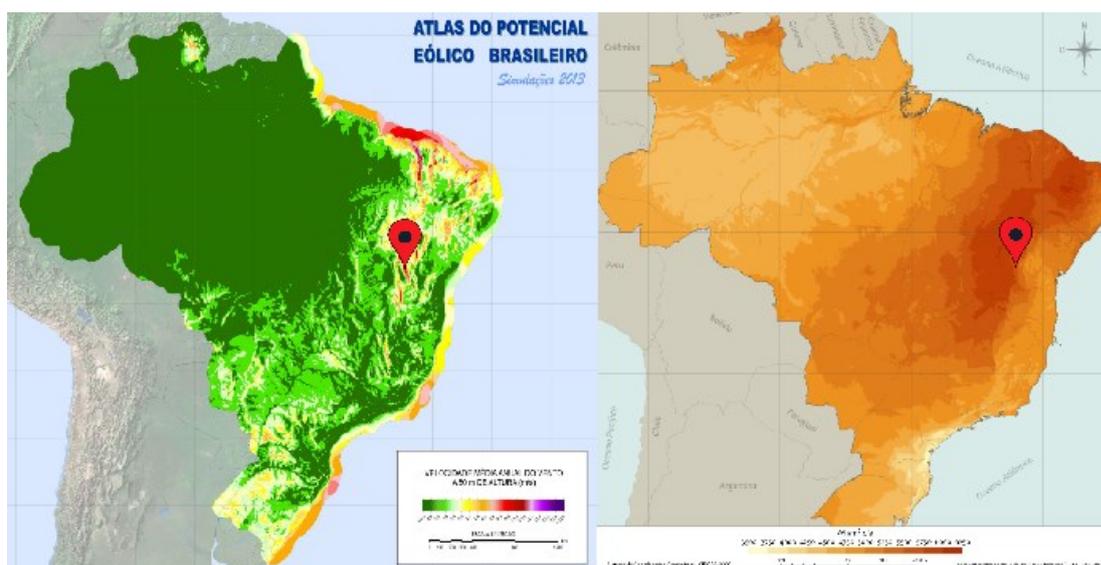


Figura 17 – Localização do objeto de estudo e destaque para os altos valores de velocidade média do vento e irradiação solar (CEPEL, 2017; PEREIRA *et al.*, 2017).



Figura 18 - Vista aérea dos sistemas fotovoltaicos instalados em Brotas de Macaúbas-BA.

Como apresentado na revisão teórica, cada tecnologia fotovoltaica tem seus parâmetros elétricos influenciados diferentemente pelas variáveis ambientais. Dessa forma, foram escolhidos os três sistemas fotovoltaicos destacados na Figura 18 para análise neste trabalho. Devido às suas participações majoritárias nos seus respectivos mercados, foram escolhidas as tecnologias de m-Si, representando a tecnologia mais utilizada atualmente, e a tecnologia CdTe, representando a tecnologia mais utilizada de filme fino. No caso da tecnologia

de CdTe, foram avaliadas as duas modalidades de sistema: fixo e rastreador, devido à grande participação desta última nos leilões de energia.

Portanto, os dados medidos em 2018 dos sistemas m-Si de 2,115 kWp e os sistemas CdTe Fixo e Seguidor de 2,200 kWp cada foram utilizados para simular uma usina de 300 MWp baseada em cada um destes sistemas. A Tabela 6 apresenta o fator de multiplicação a ser aplicado nos dados de potência medidos de cada sistema a fim de se estimar a geração para uma usina de 300 MWp.

Tabela 6 – Sistemas fotovoltaicos utilizados na análise e fatores de multiplicação para simulação de uma usina de 300 MWp.

Tecnologia	Potência instalada (kWp)	Fator de multiplicação (k_{300M})
m-Si	2,115	$141,84 \times 10^3$
CdTe Fixo	2,200	$136,36 \times 10^3$
CdTe Seguidor	2,200	$136,36 \times 10^3$

Além dos dados dos três sistemas fotovoltaicos, foram usados os dados de geração da usina eólica que opera no local. A usina tem 57 geradores eólicos de 1,67 MW de potência, totalizando uma potência instalada de 95 MW. A Figura 19 apresenta uma foto da usina eólica utilizada no estudo.



Figura 19 - Parque eólico de 95 MW em Brotas de Macaúbas - BA.

Atualmente, a usina eólica instalada é conectada em uma subestação de 100 MVA. De acordo com estudos anteriores (CAMPOS *et al.*, 2018), a adição de uma usina fotovoltaica de 30 MWp neste contexto resultou em perdas por contingenciamento de aproximadamente 0,8% da energia total gerada na usina híbrida. Neste trabalho, a usina fotovoltaica adicionada tem uma potência instalada de 300 MWp, totalizando uma usina híbrida de 395 MW e um carregamento de 395% da subestação. Portanto, foi avaliado como um sistema de armazenamento pode diminuir as perdas por contingenciamento e qual é o efeito da variação da capacidade de armazenamento do sistema na necessidade de expansão da subestação atual.

Para medições ambientais, isto é, irradiância solar e velocidade do vento, foram utilizados dados da estação solarimétrica instalada no local para a irradiância, e da estação anemométrica do parque eólico, instalada a 80 metros de altura, que é a mesma altura das torres eólicas.

3.2 ANÁLISES

A partir dos dados dos sistemas eólico e fotovoltaicos e seus respectivos recursos naturais, são apresentadas três análises, conforme apresentado na Figura 20. É importante ressaltar que todas as análises que envolvam dados dos sistemas fotovoltaicos foram realizadas individualmente para cada um dos três sistemas, para que seja possível avaliar a influência da tecnologia e tipo de estrutura na usina híbrida resultante.

- **Análise de complementaridade temporal:** avaliação da complementaridade temporal entre as gerações eólicas e solar fotovoltaica através de métricas como Coeficiente Correlação de Pearson e atenuação de rampas de potência em várias escalas temporais: 10 minutos, 1 hora, diária e mensal;
- **Análise de atendimento de carga:** avaliação do desempenho de uma usina híbrida eólica-fotovoltaica-armazenamento no atendimento da curva de carga normalizada da região nordeste para o mesmo ano de análise através da métrica de Loss of Load Probability (LOLP) (JURASZ, JAKUB; BELUCO; CANALES, 2018; LUCIO; VALDÉS; RODRÍ GUEZ, 2012);

- **Análise de otimização de contingenciamento:** avaliação do impacto da adição e otimização de um sistema de armazenamento de energia para diminuição das perdas por contingenciamento da usina híbrida eólica-fotovoltaica devido à limitação de 100 MVA da atual subestação.

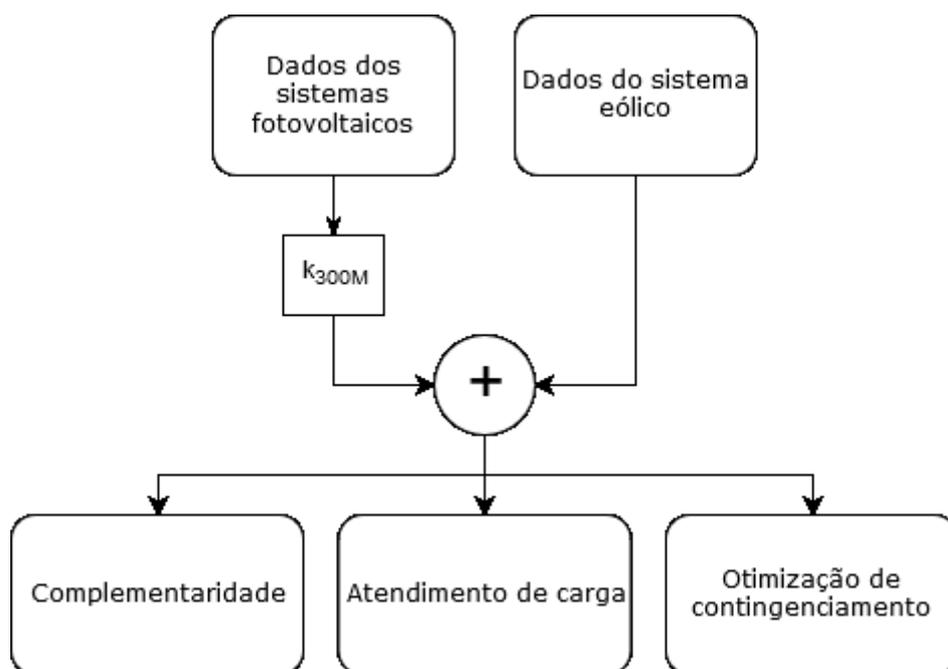


Figura 20 – Diagrama geral das análises propostas neste estudo.

3.2.1 Análise de complementaridade temporal

Uma das características a ser avaliada na complementaridade entre as gerações solar e eólica é a predominância temporal de cada fonte. Campos et al. (2018) e EPE (2017) mostraram que para a região avaliada a geração eólica tem predominância noturna, o que indica uma boa complementaridade entre este recurso e o recurso solar. A Figura 21 ilustra os perfis anuais dos recursos solar e eólico da região do interior da Bahia. Uma análise mais aprofundada é apresentada neste trabalho.

A principal métrica utilizada nesta análise é o Coeficiente de Correlação de Pearson (CCP). O CCP é um coeficiente que quantifica a correlação linear entre duas variáveis, no intervalo de tempo especificado, e é amplamente utilizada na análise de séries temporais e pode ser calculado pela equação 3.1.

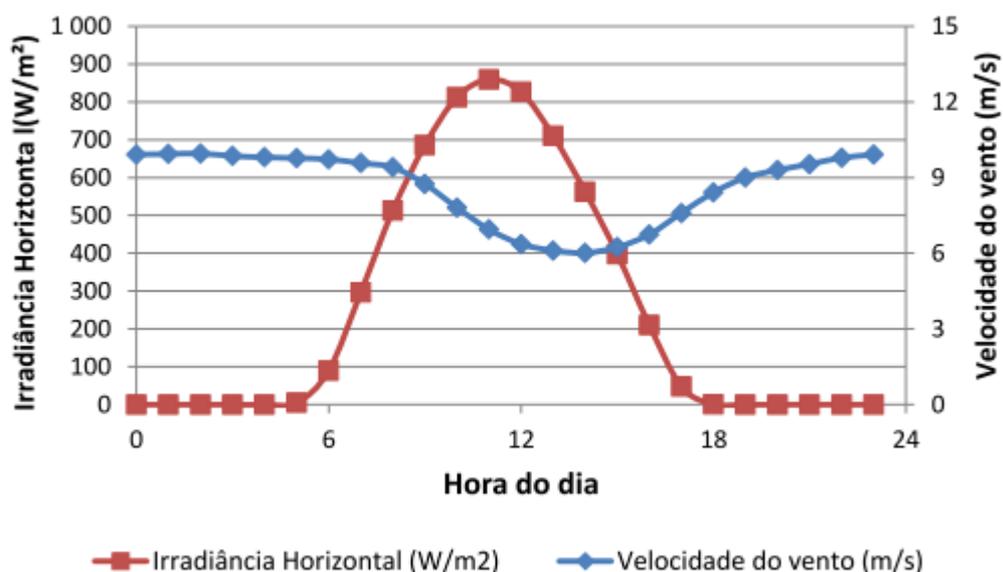


Figura 21 – Perfis anuais dos recursos solar e eólico para o interior da Bahia (EPE, 2017).

$$CCP = \frac{\sum_{i=1}^n (P_i^{FV} - \overline{P^{FV}})(P_i^{EO} - \overline{P^{EO}})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (P_i^{FV} - \overline{P^{FV}})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n (P_i^{EO} - \overline{P^{EO}})^2}} \quad \text{Eq. (3.1)}$$

O resultado do CCP é sempre um valor entre -1 e 1, nos quais estes limites representam correlações fortes, sendo que se a correlação for positiva, indica que as duas variáveis são positivamente dependentes, isto é, crescem ou decrescem juntas. Caso o coeficiente seja negativo, indica que as duas variáveis são negativamente dependentes. Devido à predominância noturna da geração eólica, espera-se que o CCP aplicado para calcular a correlação eólica e solar seja negativo.

Nesta análise de complementaridade temporal, a equação 3.1 é aplicada para cada dia do ano e, portanto, o resultado será 365 valores de CCP para cada análise das três apresentadas na Figura 22, que detalha as análises de complementaridade realizadas.

- **Análise estatística mensal:** esta análise consiste em avaliar a distribuição dos valores de CCP dentro de cada mês e a tendência desses indicadores de complementaridade ao longo do ano estudado.

- **10 min. vs 1 hora:** esta análise visa comparar se os indicadores de complementaridade (CCP) calculados com base em 1 hora apresentam diferenças relevantes em relação aos CCPs calculados com base em 10 minutos; uma vez que os dados exigidos para certificação de usinas pela EPE é com base em 10 minutos, enquanto dados gerados por simulações computacionais em geral têm base horária. Portanto, esta análise tem como objetivo avaliar se um indicador obtido a partir de simulações horárias leva à mesma conclusão de um indicador calculado com base em 10 minutos.
- **Recursos vs Gerações:** na fase de projeto de uma usina, tem-se geralmente apenas os dados dos recursos, isto é, irradiância solar e velocidade do vento. Entretanto, as implicações práticas da complementaridade são dependentes principalmente do efeito desta nas gerações de cada usina. Dessa forma, foram comparados também os CCPs calculados entre os recursos e os CPPs calculados entre as gerações.



Figura 22 – Diagrama específico da análise de complementaridade temporal.

Do ponto de vista do operador do sistema elétrico, variações abruptas de potência são problemas recorrentes em usinas eólicas e fotovoltaicas. Dessa forma, também são avaliadas as rampas de potência para a usina híbrida e como a combinação das duas fontes diminui variações abruptas de potência. Para esta análise, o ideal seria utilizar dados com intervalo de aquisição menor do que 10 minutos, entretanto, este é o intervalo mínimo de aquisição disponibilizado

para os dados provenientes da usina eólica. As variações de potência são apresentadas de duas formas: como uma fração da potência nominal do empreendimento (95 MW EOL; 300 MWp FV; 395 MW híbrido) e como uma fração da potência no instante da variação; que são calculadas de acordo com as Equações 3.2 e 3.3, respectivamente.

$$\Delta P_{\%P_{nom}} = \frac{|P_{t+1} - P_t|}{P_{nom}} \quad \text{Eq. (3.2)}$$

$$\Delta P_{\%P_{inst}} = \frac{|P_{t+1} - P_t|}{P_t} \quad \text{Eq. (3.3)}$$

Onde:

$\Delta P_{\%P_{nom}}$ é a variação de geração como fração da potência nominal

$\Delta P_{\%P_{inst}}$ é a variação de geração como fração da potência gerada no instante t

P_t é a geração no instante t

P_{t+1} é a geração no instante t + 1 (próximo ponto médio de 10 minutos)

3.2.2 Análise do atendimento de carga

Na análise de atendimento da carga, a partir dos dados obtidos através do sistema do Operador Nacional do Sistema (ONS) da curva de carga de 2018 da região nordeste, foi analisado se a usina híbrida eólica-fotovoltaica-armazenamento pode suprir a demanda normalizada da região e qual o impacto da variação da capacidade do sistema de armazenamento neste objetivo. Esta análise foi realizada para diferentes casos de proporção eólica/solar em potência instalada, visando atingir o ponto ótimo de complementaridade entre as fontes para o atendimento completo da carga, minimizando o total de armazenamento necessário. Estes casos são resumidos na Tabela 7.

Para cada cenário apresentado na Tabela 7, os dados da curva de carga da região nordeste foram normalizados por um fator α , de modo que a geração anual da composição híbrida seja igual ao consumo anual da região; assim, o sistema armazenamento terá o papel de

casamento temporal de geração e demanda em cada ponto de 10 minutos. O valor de α para cada cenário foi calculado utilizando a Equação 3.5.

$$\alpha = \frac{Ger_{anual}^m}{Cons_{anual}} \quad \text{Eq. (3.4)}$$

Onde:

Ger_{anual}^m é a geração anual para cada caso m

$Cons_{anual}$ é o consumo anual obtido através dos dados do NOS

m é a referência ao caso analisado (diferentes proporções FV/EOL)

A métrica utilizada para quantificar o atendimento da carga foi a *Loss of Load Probability (LOLP)*, calculada pela Equação 3.4.

$$LOLP = \frac{\sum_{i=1}^n P_i^{Def}}{\sum_{i=1}^n P_i^{CG}} \quad \text{Eq. (3.5)}$$

Onde:

ΔP_i^{Def} é a potência faltante para atendimento da carga no ponto i

ΔP_i^{CG} é a demanda da carga no ponto i

A LOLP resulta em um valor que apresenta a quantidade de energia deixou de ser atendida no período analisado em relação à toda energia demandada pelo sistema naquele período (JURASZ, J. *et al.*, 2020; LUCIO; VALDÉS; RODRÍ GUEZ, 2012). Novamente, a equação 3.5 foi aplicada para cada dia, resultando em 365 valores para cada cenário simulado. A Figura 23 apresenta o fluxo das simulações para cada cenário da Tabela 7; e a Figura 24 ilustra os perfis de geração e demanda anuais médios para cada cenário.

Tabela 7 - Composição dos cenários simulados na análise de atendimento de carga.

Cenário	Participação Solar	Participação Eólica
# 01	100%	0%
# 02	90%	10%
# 03	80%	20%
# 04	70%	30%
# 05	60%	40%
# 06	50%	50%
# 07	40%	60%
# 08	30%	70%
# 09	20%	80%
# 10	10%	90%
# 11	0%	100%

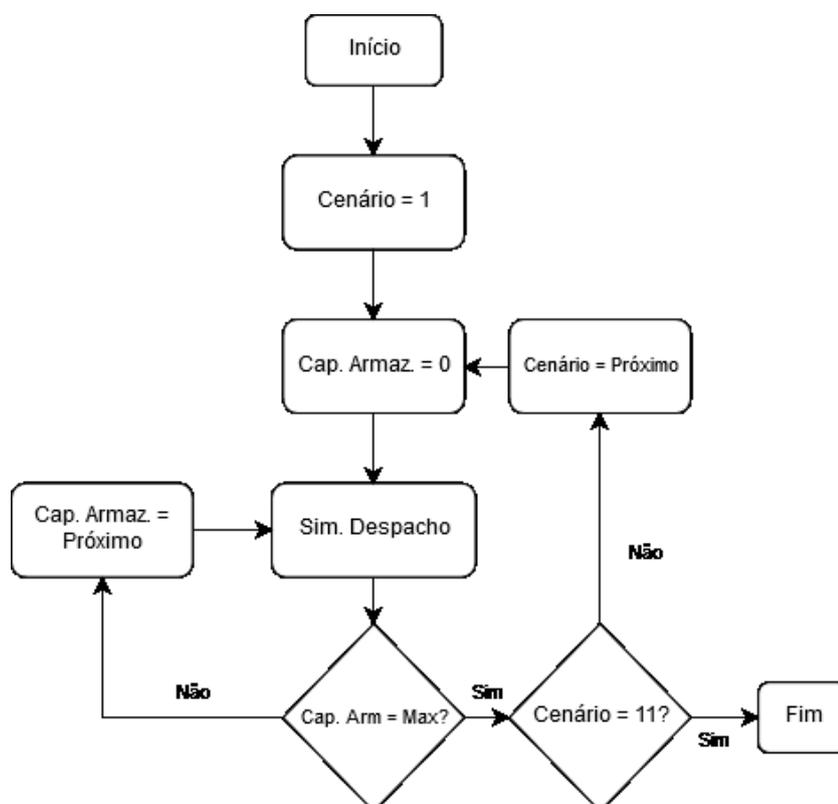


Figura 23 - Diagrama da simulação dos cenários de composição híbrida e atendimento de carga.

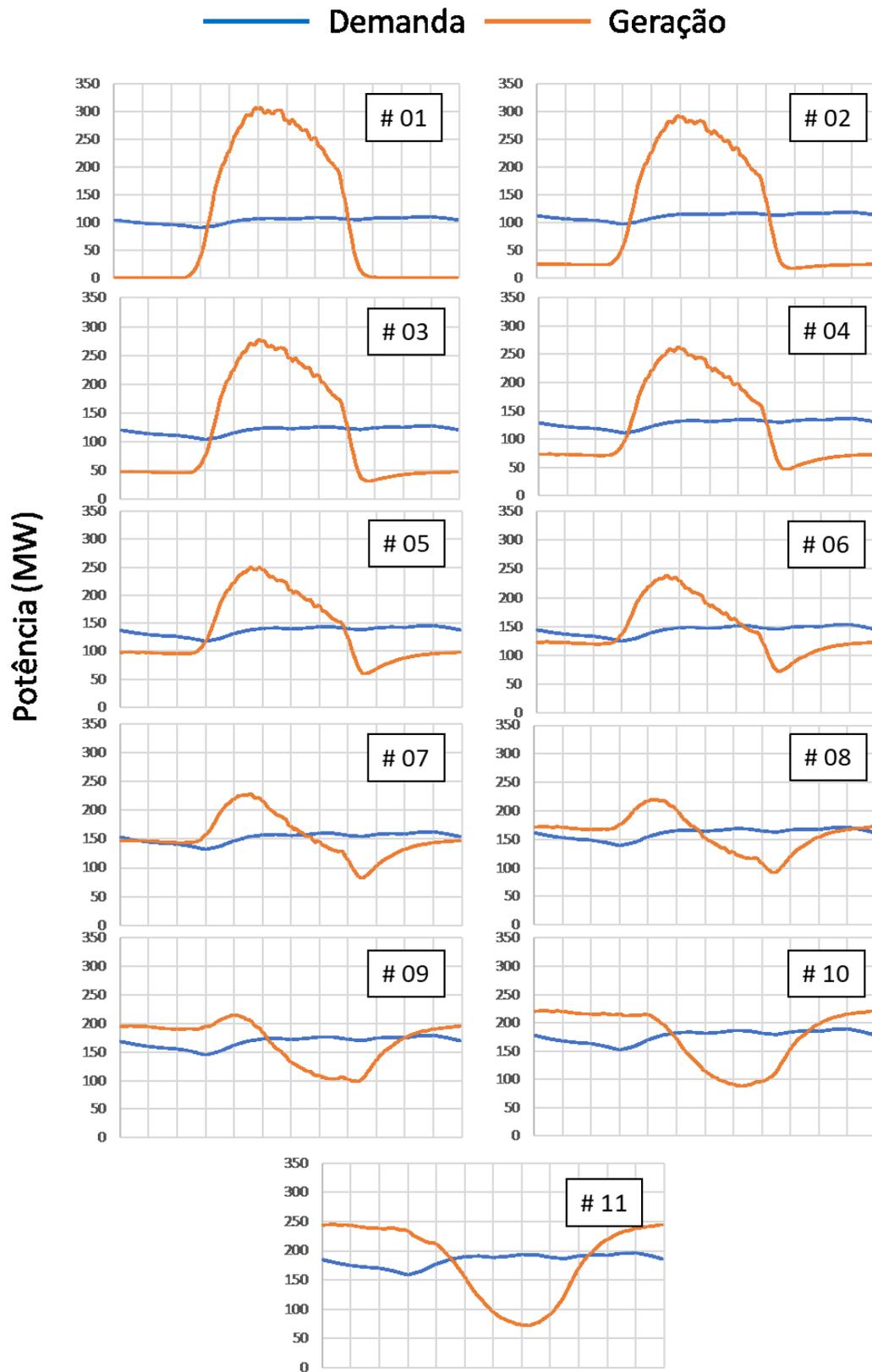


Figura 24 - Dias médios de geração híbrida e demanda normalizada para cada cenário.

3.2.3 Análise de otimização de contingenciamento

O crescimento da potência instalada de usinas não despacháveis no Nordeste pode começar a levar à limitação de geração de energia destas usinas devido ao congestionamento do sistema de transmissão e, conseqüentemente, a perdas de contingenciamento. Com a atual subestação de 100 MVA instalada no local para o atendimento da usina eólica de 95 MW, espera-se que a adição de uma usina fotovoltaica de 300 MWp torne as perdas por contingenciamento relevantes. Para uma usina fotovoltaica de 60 MWp, estas perdas são de cerca 2,5% (CAMPOS *et al.*, 2019).

Nesse contexto, o papel do sistema de armazenamento é de atenuar as perdas através do armazenamento da energia que seria perdida. Foram realizadas simulações com capacidades de armazenamento de 0 MWh (sem armazenamento) até um valor a partir do qual a perda se torne constante. Adicionalmente, para avaliar também o impacto do aumento da capacidade de transmissão nas perdas resultantes, as simulações de armazenamento foram realizadas para diferentes tamanhos de subestação, sendo que esta variou de 100 MVA, que é o tamanho atual da subestação do parque, até o valor da potência nominal do parque projetado, 395 MVA. A Figura 25 apresenta o diagrama de resumo da metodologia.

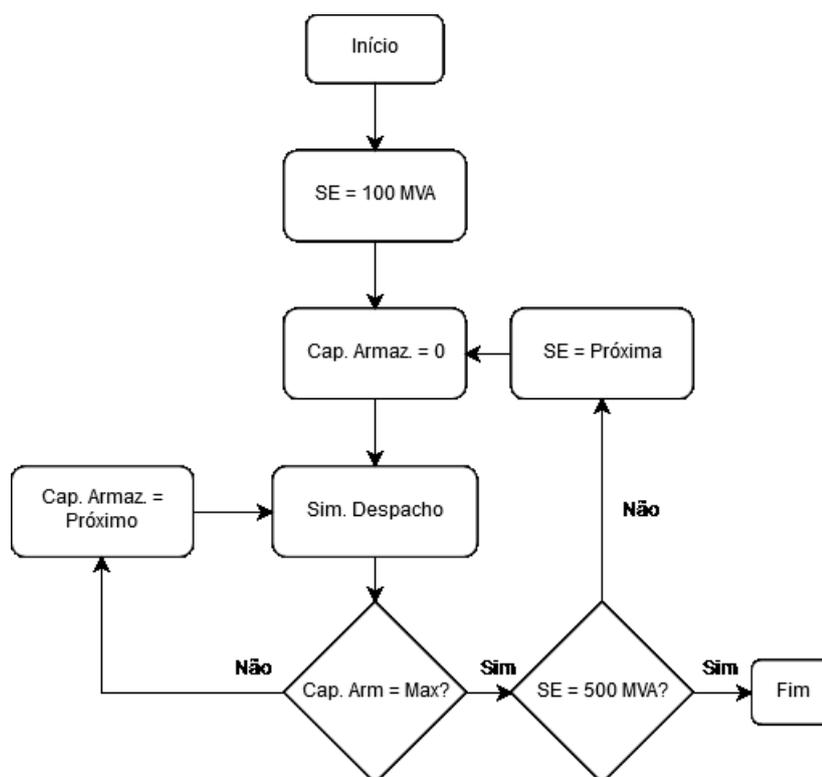


Figura 25 – Digrama geral da análise de otimização do contingenciamento de energia.

3.2.4 Modelagem do sistema de armazenamento

Em todas as análises apresentadas, a lógica de carga e descarga do sistema de armazenamento é a mesma. Em instantes nos quais a potência gerada pela usina híbrida for superior a uma potência limite, que na análise do atendimento da demanda é o próprio valor da demanda e na análise de contingenciamento é o limite de 100 MVA da subestação, a energia que seria perdida é armazenada no sistema de armazenamento. Caso a energia a ser armazenada exceda a capacidade total do sistema de armazenamento, a energia é armazenada até o sistema atingir sua capacidade máxima e o restante é perdido. Se o sistema estiver totalmente carregado, toda a energia é perdida.

A descarga do sistema de armazenamento ocorrerá quando houver a necessidade de injeção de energia na rede; ou seja, na primeira análise, quando a potência da usina híbrida não suprir a demanda do sistema e, na segunda análise, quando a geração da usina for inferior à garantia física estimada. A Figura 26 apresenta o diagrama simplificado de despacho.

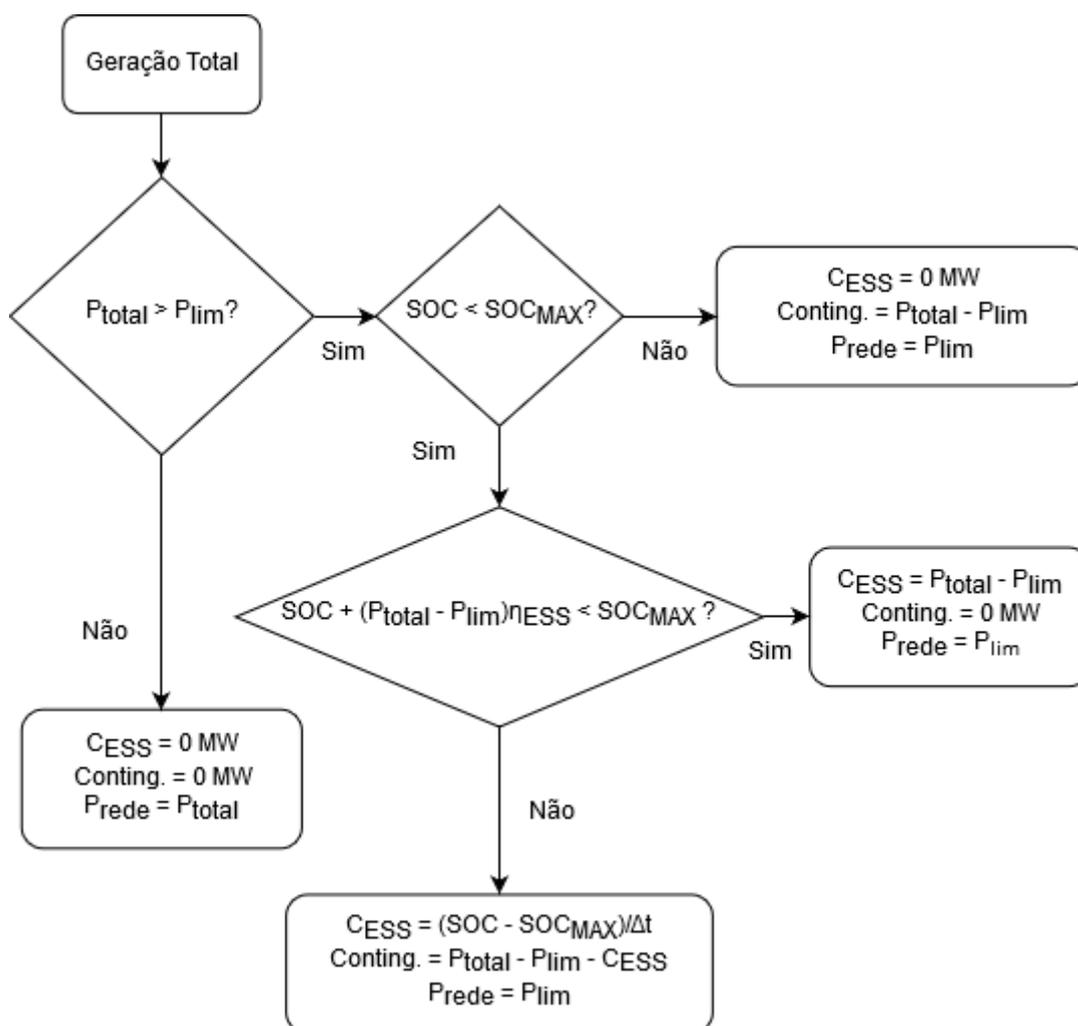


Figura 26 – Diagrama de fluxo de despacho do sistema de armazenamento de energia.

O sistema de armazenamento foi modelado a partir de uma fonte de tensão em corrente contínua e um inversor. O efeito físico desse modelo são as perdas nas conversões eletroquímica e de corrente contínua para corrente alternada. Essas perdas são representadas pelo coeficiente de eficiência η_{ESS} . Além do valor de eficiência, o sistema de baterias tem algumas características limitantes que devem ser observadas. Essas características são baseadas na tecnologia íon de lítio e são apresentadas na Tabela 8.

Tabela 8 – Características da modelagem do sistema de baterias.

Característica	Valor	Descrição
SOC_{inicial}	1	Valor inicial de estado de carga da bateria
SOC_{min}	0,2	Valor mínimo permitido do estado de carga da bateria
SOC_{max}	1	Valor máximo permitido do estado de carga da bateria
DOD_{max}	0,8	Valor máximo permitido de carga e descarga da bateria
Fator C_{max}	1C	Fator correspondente ao valor máximo da corrente de carga e descarga da bateria. 1C significa que o valor máximo da corrente é igual à corrente nominal da bateria
η_{ESS}	90%	Eficiência média das conversões de energia para carga e descarga da bateria

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 ANÁLISE DE COMPLEMENTARIDADE TEMPORAL

A complementaridade temporal entre os recursos e as gerações eólica e solar é um dos principais fatores que indicam uma possível otimização de usinas híbridas, principalmente no que tange ao compartilhamento de infraestrutura de transmissão; uma vez que uma boa complementaridade resulta em uma geração máxima de energia total (FV+EOL) inferior à potência instalada total das usinas. Nesta seção são apresentados os resultados das análises de quantificação da complementaridade através do Coeficiente de Correlação de Pearson (CCP).

4.1.1 Complementaridade Intra-diária

A primeira análise realizada foi o cálculo do CCP intra-diário para todos os meses de 2018, isto é, para cada dia do ano foi calculado um CCP a partir dos dados de 10 minutos e 1 hora, com objetivo de avaliar se a complementaridade intra-diária entre as gerações varia ao longo do ano. Esta análise foi realizada utilizando-se os dados com uma taxa temporal de 10 minutos para calcular o CCP. A Figura 27 apresenta as distribuições dos valores de CCP diários para cada mês para cada topologia de fixação.

Nota-se que a complementaridade média para cada mês se mantém constante ao longo do ano e que os meses de inverno e verão apresentam uma dispersão maior. A Tabela 9 apresenta os CCPs mensais para esta análise e seus valores de desvio padrão como uma fração da média. Para o ano de análise, obteve-se um CCP médio de -0,51 para ambas as topologias de fixação.

Estes valores indicam que existe uma boa complementaridade entre as gerações solar e eólica em Brotas de Macaúbas e que não há grande diferença neste quesito relacionada à tecnologia de fixação. Além disso, as distribuições indicam também que a complementaridade média entre as gerações se mantém praticamente constante ao longo do ano, e que não há um padrão claro na variabilidade deste indicador através dos meses. Entretanto, para maiores conclusões sobre o padrão de distribuição ao longo do ano, seriam necessários mais anos de dados para análise.

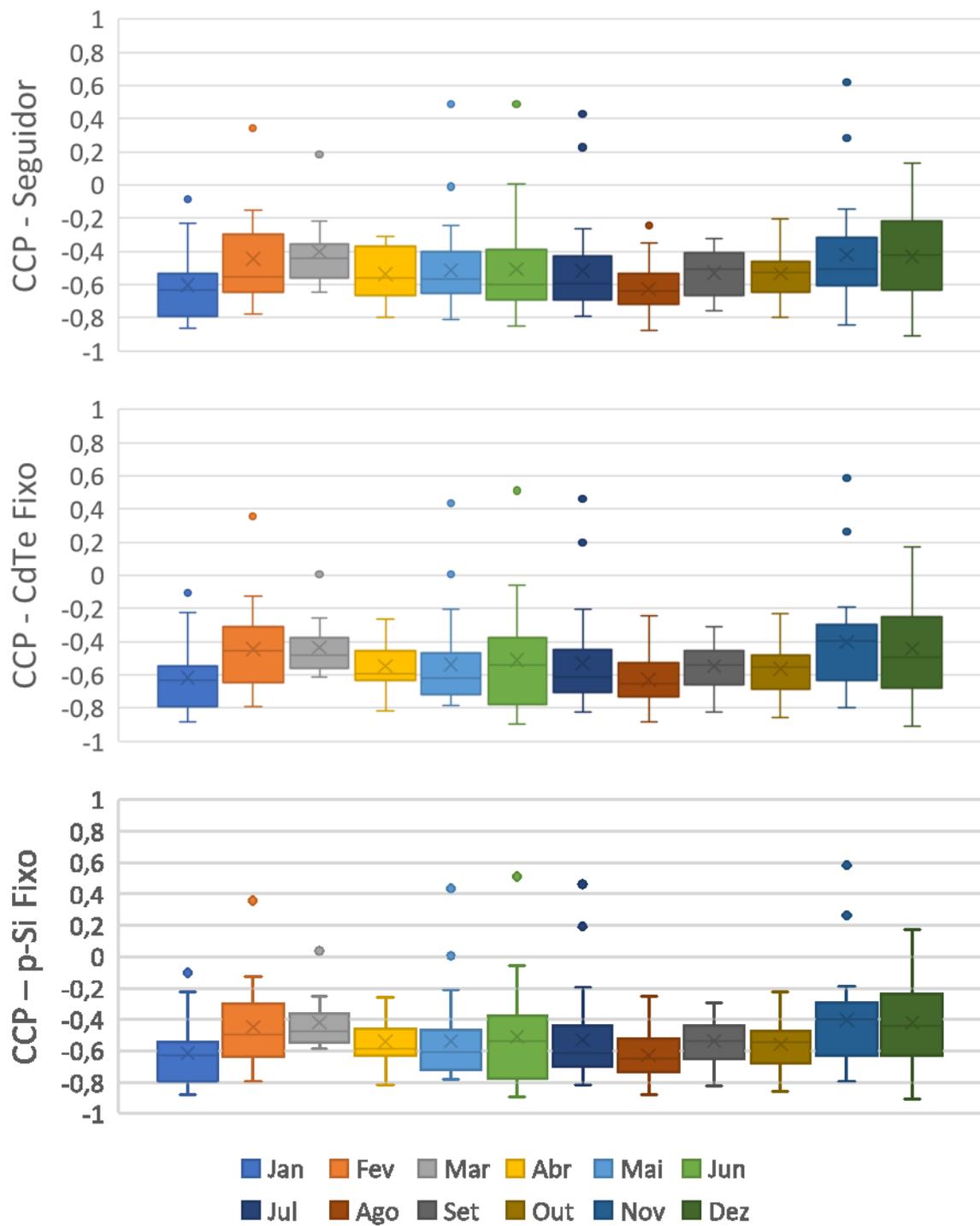


Figura 27 – Boxplot da correlação (CCP) entre a geração de cada topologia de fixação fotovoltaica e a geração eólica.

Tabela 9 – Médias e desvios padrões da correlação da geração de cada tecnologia de fixação fotovoltaica e geração eólica.

Mês	Média Seguidor	Desv. Padr. Seguidor	Média CdTe Fixo	Desv. Padr. CdTe Fixo	Média m-Si Fixo	Desv. Padr. m-Si Fixo
Jan	-0,61	34%	-0,62	33%	-0,62	33%
Fev	-0,44	65%	-0,45	60%	-0,45	61%
Mar	-0,40	59%	-0,43	44%	-0,42	43%
Abr	-0,54	29%	-0,55	28%	-0,54	28%
Mai	-0,51	51%	-0,54	50%	-0,54	49%
Jun	-0,51	59%	-0,51	61%	-0,51	61%
Jul	-0,52	53%	-0,53	54%	-0,53	54%
Ago	-0,63	22%	-0,63	24%	-0,63	24%
Set	-0,53	24%	-0,55	25%	-0,54	25%
Out	-0,53	27%	-0,57	26%	-0,56	25%
Nov	-0,42	78%	-0,40	78%	-0,40	77%
Dez	-0,43	63%	-0,44	68%	-0,42	65%
Média	-0,51	47%	-0,52	45%	-0,51	46%

4.1.1.1 Influência da resolução temporal dos dados

Atualmente, os requisitos da EPE para certificação de usinas eólicas e fotovoltaicas exigem uma resolução temporal mínima de 10 minutos para os dados a serem certificados. Por isso, este valor geralmente é adotado quando são realizados estudos para usinas a serem construídas. Entretanto, o intervalo no qual é realizada a média influencia no perfil diário dos dados (BURGER; RÜTHER, 2006; CAMPOS *et al.*, 2019; DO NASCIMENTO *et al.*, 2020), o que pode resultar em valores de complementaridade tendenciosos.

Dessa forma, uma análise análoga à apresentada na seção anterior é feita com médias horárias ao invés de 10 minutos e o impacto dessa mudança é quantificado. A Figura 28 apresenta a correlação entre os CCPs calculados com dados na resolução de 10 minutos e com dados na resolução horária, e a Tabela 10 apresenta as médias anuais dos CCPs para cada caso. Estes resultados indicam que uma análise horária superestima este índice de complementaridade em cerca de 4%. Portanto, para análises prévias de empreendimentos híbridos nas quais pretende-se utilizar o CCP como um parâmetro de avaliação, deve-se levar em conta que a resolução temporal dos dados de geração tem uma influência relevante neste

parâmetro. Os resultados foram idênticos utilizando-se como referência o sistema CdTe Fixo e o m-Si Fixo, portanto, as informações para a topologia de sistemas fixos foram apresentadas apenas uma vez.

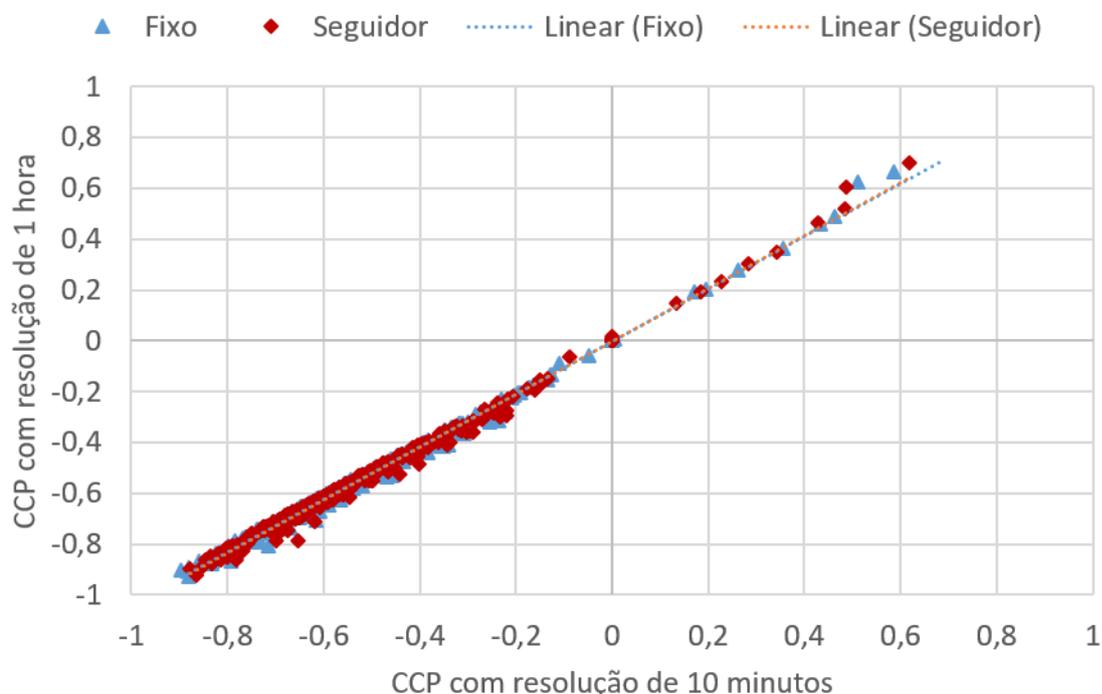


Figura 28 - Correlação entre os CCP horários e com base em 10 minutos.

Tabela 10 - Médias anuais dos CCPs horários e com base em 10 minutos.

Resolução Temporal	Seguidor	Fixo
10 minutos	-0,52	-0,52
1 hora	-0,54	-0,54

4.1.1.2 Relação entre complementaridade entre recursos e geração

As análises apresentadas aqui destacam principalmente os CCPs entre as gerações das usinas solar e eólica. Entretanto, na fase de projeto e de certificação de empreendimentos, têm-se apenas dados dos recursos naturais do local. A potência de uma usina fotovoltaica é linearmente proporcional à irradiância incidente no plano dos módulos; entretanto, a potência de uma usina eólica é proporcional ao cubo da velocidade do vento. Dessa forma, as variações dos diferentes recursos impactam de forma diferente as respectivas gerações. Portanto, a

complementaridade entre os recursos não necessariamente se reflete na complementaridade entre as gerações.

Por isso, foi realizada uma análise de correlação entre os CCPs entre as gerações e os CCPs entre os recursos. A Figura 29 e a Tabela 11 apresentam essas correlações e mostra que a complementaridade entre as gerações tende a ser maior (CCP mais próximo de -1) do que a complementaridade entre os recursos. Na média, a correlação

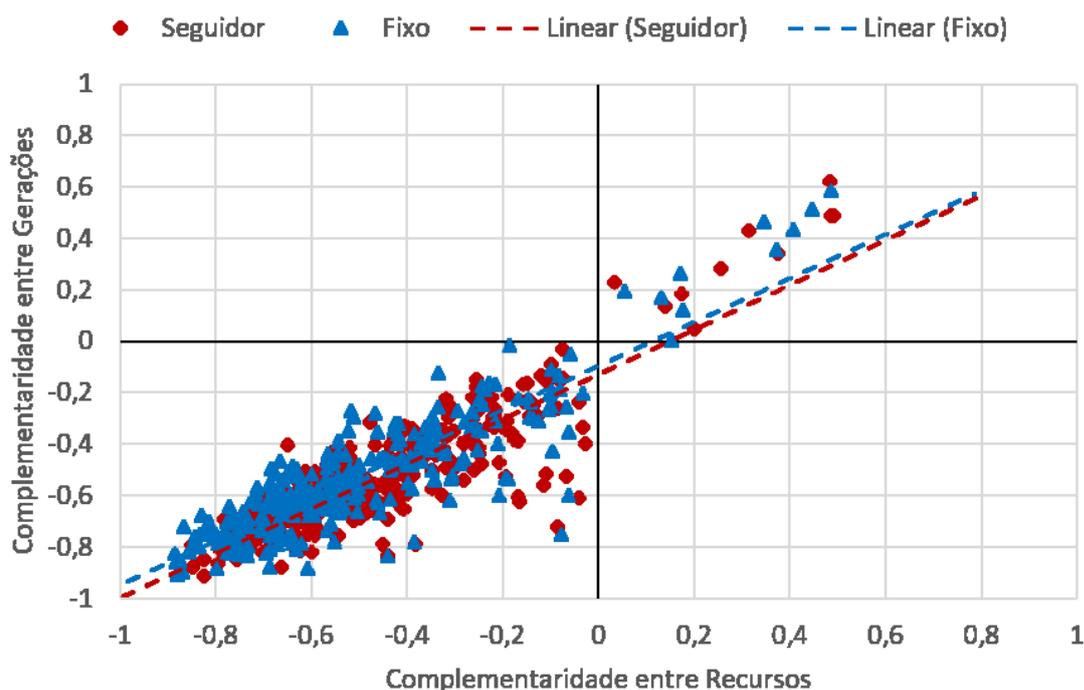


Figura 29 - Correlação entre CCP entre recursos e CCP entre gerações.

Tabela 11 - Médias anuais entre CCPs de gerações e recursos.

Tipo	Seguidor	Fixo
Geração	-0,44	-0,51
Recursos	-0,52	-0,52

4.1.2 Rampas de potência

A variabilidade instantânea da geração de usinas eólicas e fotovoltaicas resultante da variação dos recursos naturais é uma das características que torna delicada a crescente

penetração destas tecnologias no sistema elétrico brasileiro. Entretanto, este é um fator que pode ser contornado a partir da composição correta do portfólio de empreendimentos no setor elétrico (EPE, 2019).

Esta análise visa avaliar se a usina híbrida apresenta variações instantâneas de potência menores em relação a cada empreendimento individual. As variações de potência são apresentadas de duas formas: como uma fração da potência nominal do empreendimento (95 MW EOL; 300 MW_p FV; 395 MW híbrido) e como uma fração da potência no instante da variação, conforme apresentado nas Equações 3.2 e 3.3. As Figura 30 e Figura 31 resumem os resultados desta análise e mostram que a usina híbrida, tanto para sistemas fotovoltaicos fixos quanto seguidores, apresentam uma quantidade de rampas suaves consideravelmente maior. Cada figura é composta por: a) variações em relação à potência instantânea (Equação 3.2) e b) variações em relação à potência instantânea (Equação 3.3); e abaixo de cada item uma aproximação no eixo vertical para que as pequenas diferenças sejam mais evidentes.

As Tabela 12 e Tabela 13 apresentam as distribuições de frequência das variações percentuais de energia. É notável que, comparando-se a usina puramente eólica com as usinas híbridas, as últimas apresentam uma quantidade maior de grandes variações de potência. O contrário ocorre para as usinas puramente fotovoltaicas. Neste caso, as usinas híbridas apresentam uma concentração de até 20 pontos percentuais mais nas variações entre 0% a 25% em relação à potência instantânea (ΔP_{inst}).

Destaca-se, na Figura 30 e na Figura 31, os pontos extremos de 0% e 100% e como a hibridização das usinas fotovoltaicas diminui consideravelmente rampas abruptas da ordem de 100% tanto da potência instantânea quanto nominal.

Tabela 12 – Distribuição das variações de potência em relação à potência instantânea de geração.

$\Delta P_{P_{inst}}$	Ocorrências (%)				
	EOL	Seg.	Fixo	EOL + Seg.	EOL + Fixo
0% - 25%	90%	64%	64%	82%	84%
25% - 50%	6%	17%	18%	10%	11%
50% - 75%	2%	9%	9%	4%	3%
75% - 100%	3%	11%	9%	4%	3%

Tabela 13 - Distribuição das variações de potência em relação à potência nominal do parque gerador.

$\Delta P_{P_{nom}}$	Ocorrências (%)				
	EOL	Seg.	Fixo	EOL + Seg.	EOL + Fixo
0% - 25%	100%	91%	94%	98%	99%
25% - 50%	0%	8%	5%	2%	1%
50% - 75%	0%	1%	1%	0%	0%
75% - 100%	0%	0%	0%	0%	0%

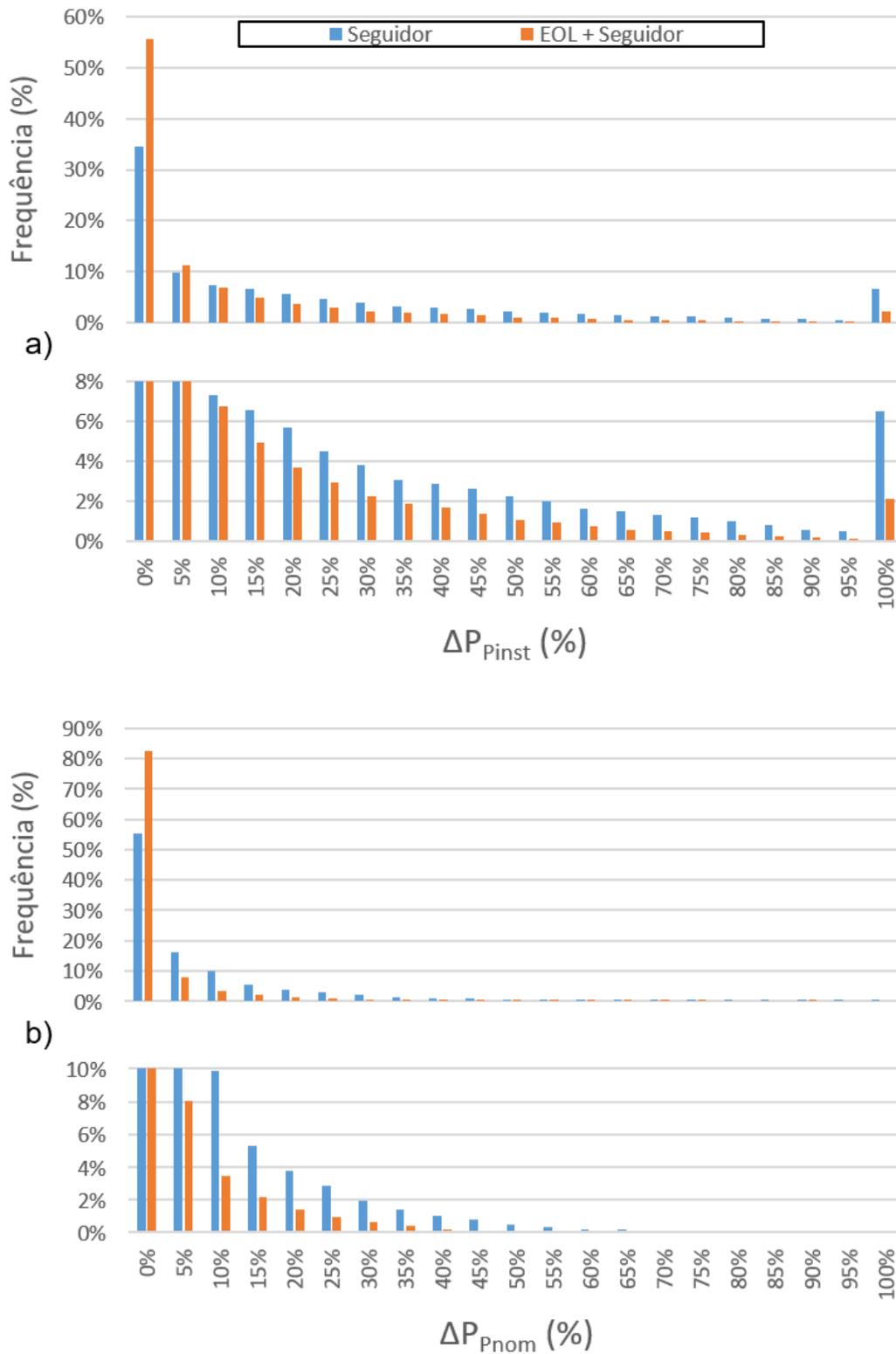


Figura 30 – Distribuição das variações de potência para sistema híbrido com fotovoltaico seguidor.

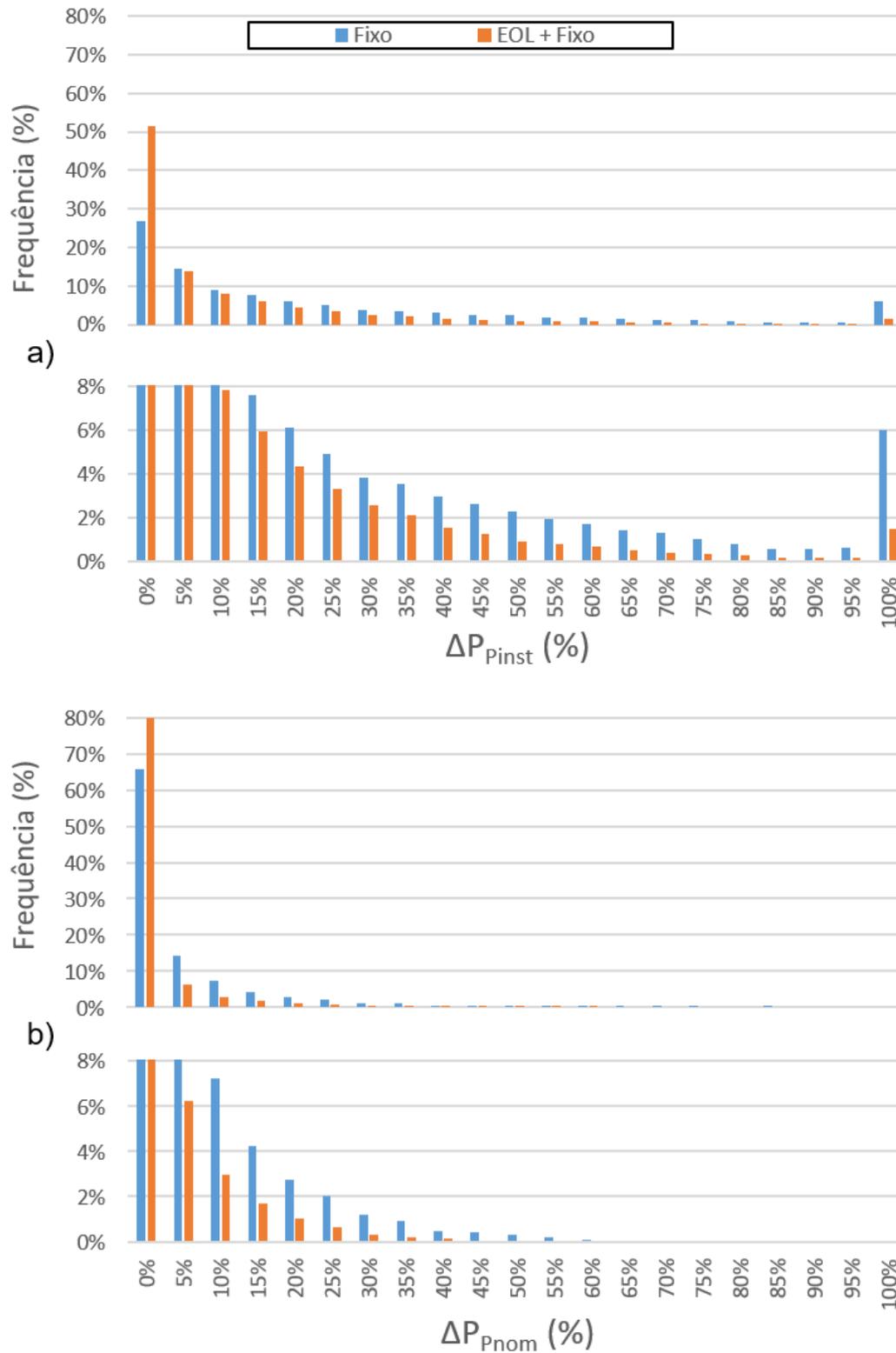


Figura 31 - Distribuição das variações de potência para sistema híbrido com fotovoltaico fixo.

4.2 ANÁLISE DO ATENDIMENTO DA CARGA

Conforme apresentado na Seção 3.2.2, foi analisado se a usina híbrida eólica-fotovoltaica-armazenamento pode suprir a demanda normalizada da região e qual o impacto da variação da capacidade do sistema de armazenamento neste objetivo. A análise do atendimento de carga foi realizada para os 11 cenários da Tabela 7 exibidos na Figura 24.

Foram avaliadas as correlações entre as curvas de geração de cada cenário e a curva de demanda normalizada pelo fator α calculado a partir da equação 3.5, através dos CCPs intra-diários. A Figura 32, a Figura 33 e a Figura 34 apresentam os boxplots das correlações entre a curva de demanda normalizada e a geração híbrida de cada cenário apresentado na Tabela 7. As Figura 35, Figura 36 e Figura 37, por sua vez, apresentam a LOLP de cada cenário. Ressalta-se que valores positivos de CCP indicam um melhor atendimento da demanda.

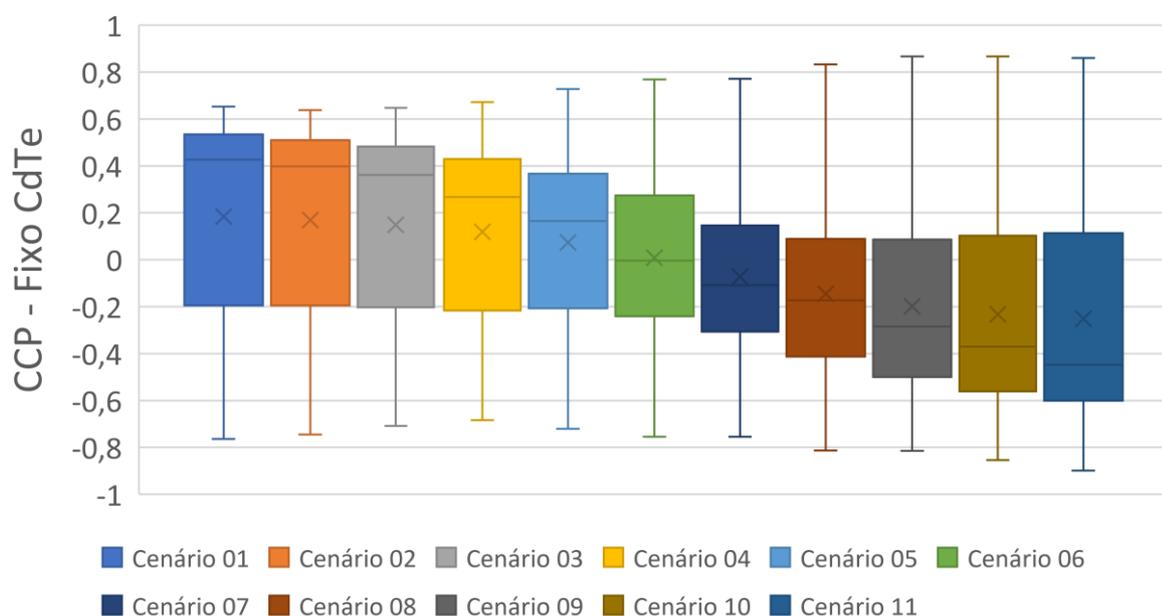


Figura 32 - Boxplot CCP diários para todos os cenários híbridos com fotovoltaico fixo CdTe.

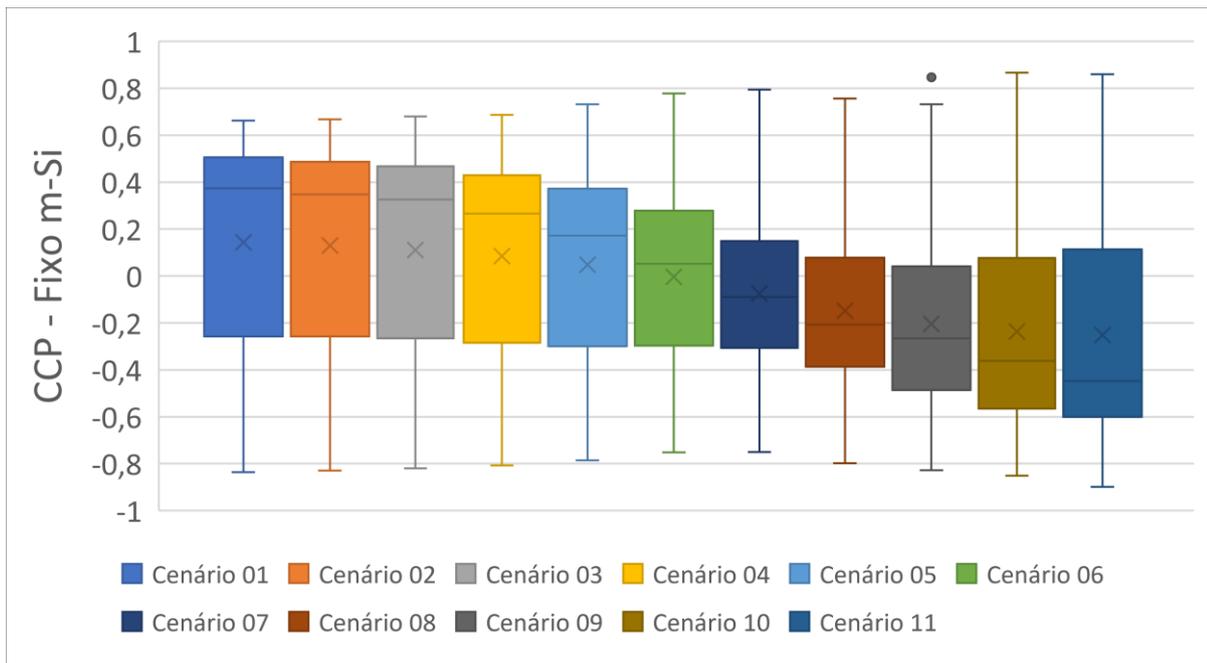


Figura 33 - Boxplot CCP diários para todos os cenários híbridos com fotovoltaico fixo m-Si.

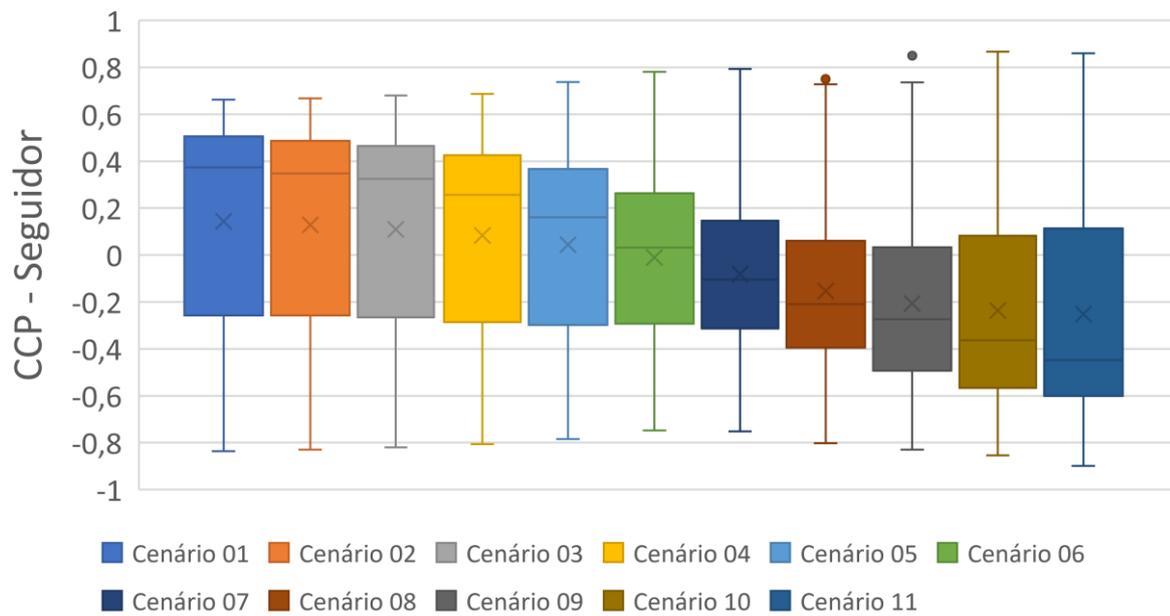


Figura 34 – Boxplot CCP diários para todos os cenários híbridos com fotovoltaico seguidor.

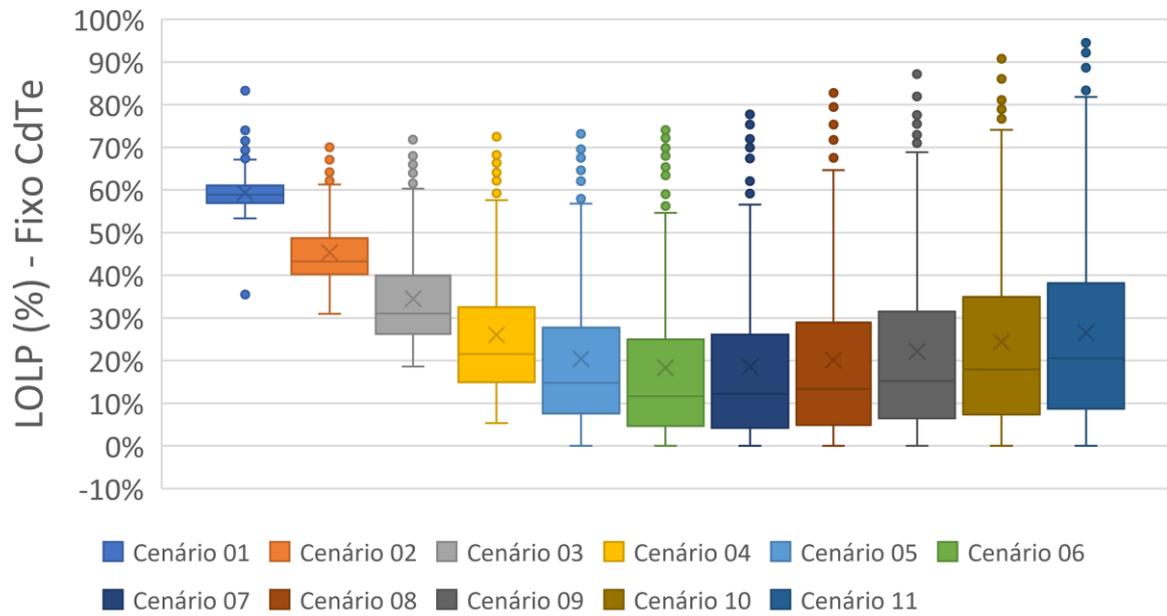


Figura 35 – Boxplot LOLP diários para todos os cenários com fotovoltaico fixo (CdTe) sem armazenamento.

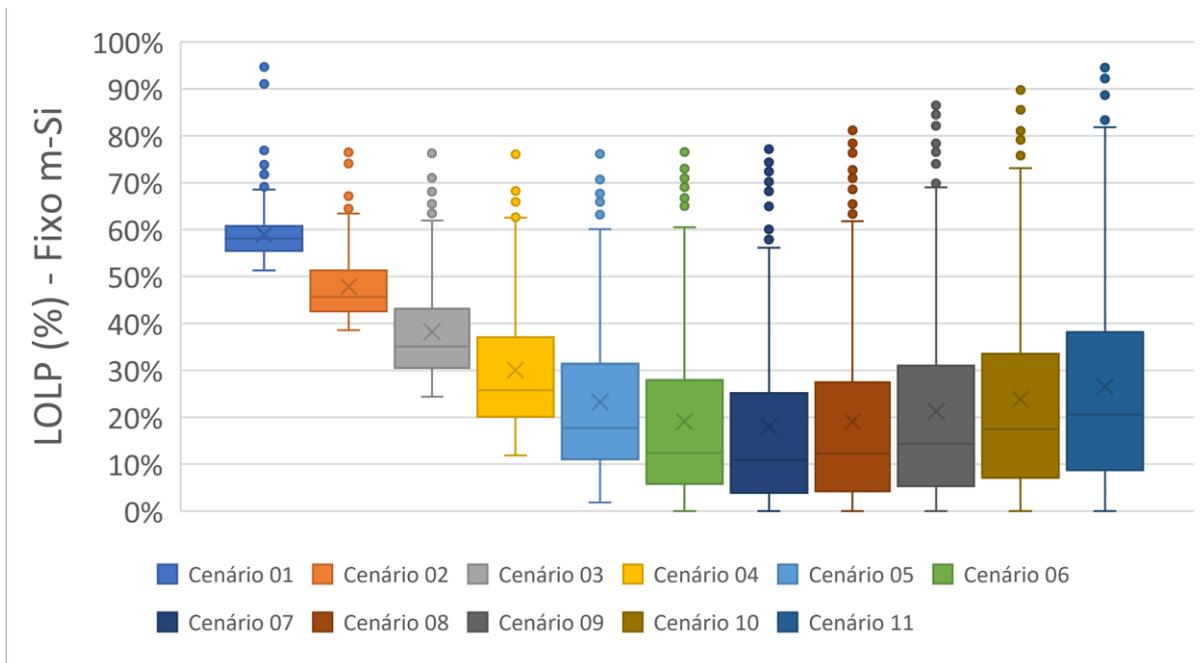


Figura 36 – Boxplot LOLP diários para todos os cenários com fotovoltaico fixo (m-Si) sem armazenamento.

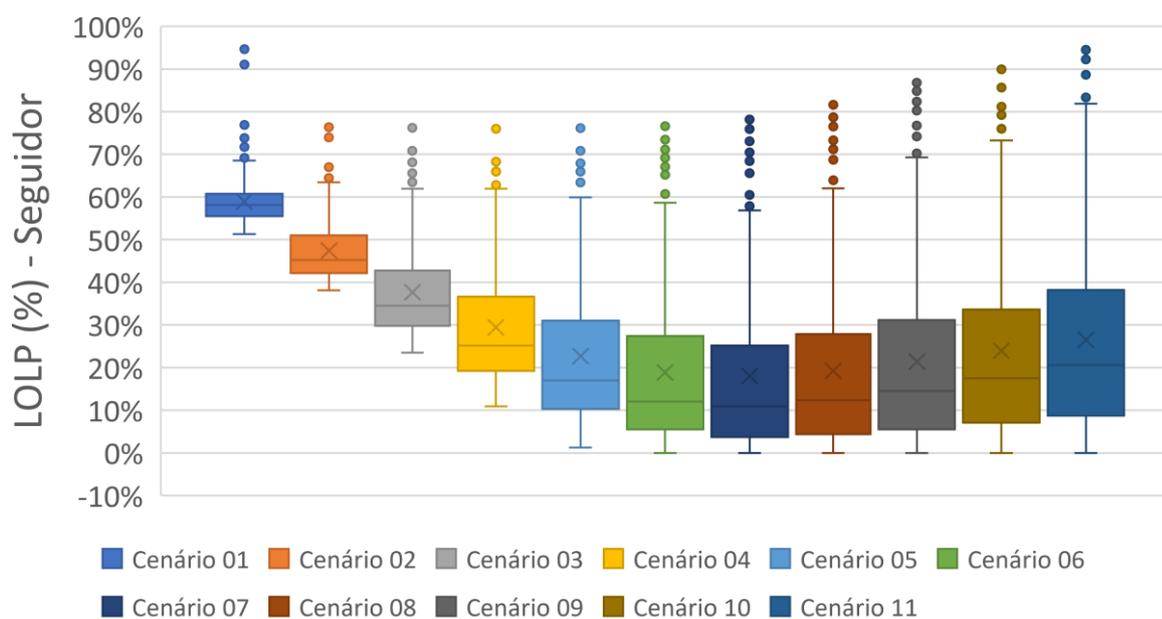


Figura 37 - Boxplot LOLP diários para todos os cenários com fotovoltaico seguidor sem armazenamento.

Como pode ser observado, tanto para o sistema fixo quanto seguidor, os resultados das correlações indicam que a fonte solar tem uma maior correlação com a curva de demanda. Entretanto, analisando-se os resultados de LOLP, nota-se que os cenários com predominância solar tendem a ter uma perda de atendimento de carga na média de 60%, a pior LOLP dentro todos os cenários. Conforme a participação da fonte eólica cresce, a LOLP tende a diminuir e atinge seu ponto mínimo, para sistemas fixos, no Cenário 06 (50% para cada fonte) com uma LOLP média de 18% e, para sistemas com seguidor, no Cenário 07 (40% FV e 60% EOL), com uma LOLP média também de 18%. Isso mostra que, apesar do índice de correlação ser um indicativo de otimização, o CCP não pode ser tido como fator definitivo para otimização de usinas híbridas.

A partir destes resultados, acrescentou-se gradualmente sistemas de armazenamento até o atendimento total da demanda (LOLP = 0%) para cada cenário. A Tabela 14, a Tabela 15 e a Tabela 16 apresentam o impacto do armazenamento na capacidade das usinas híbridas de atendimento da carga. Destacando-se os cenários otimizados da análise anterior, nota-se que para ambos os sistemas de fixação seriam necessários cerca de 70 GWh de armazenamento para um atendimento completo da demanda, o que representa 6% de toda a energia consumida pela

demanda normalizada pelo fator α . Caso este valor seja projetado para o caso real, no qual a energia consumida na região nordeste foi de 90.000 GWh, seriam necessários cerca de 5.400 GWh de armazenamento. Entretanto, é importante ressaltar que toda a geração de fonte hídrica foi desconsiderada nesta análise, e que no caso real esta fonte poderia diminuir consideravelmente a capacidade necessária de armazenamento; esta análise será implementada em trabalhos futuros. Segundo relatório produzido pela Wood Mackenzie (MACKENZIE, 2019), espera-se que em 2024 o total global de sistemas de baterias de primeira vida conectados à rede seja de aproximadamente 41 GWh; e, de acordo com o outro relatório da Bloomberg (MCCORMICK *et al.*, 2015), espera-se a produção de 400 GWh de baterias de íons de lítio para uso em veículos elétricos e que, posteriormente podem ser utilizadas em aplicações estacionárias como as aqui apresentadas (CANALS CASALS; BARBERO; CORCHERO, 2019; SONG *et al.*, 2019). Em relação à ordem de grandeza das usinas solar e eólica, no caso real seriam necessários 18,8 GWp de usinas fotovoltaicas fixas e 12,5 GW de usinas eólicas ou 17,1 GWp de usinas fotovoltaicas com rastreador e 11,4 GW eólicos para atender a carga da região Nordeste.

Atualmente, no Brasil todo, encontram-se em operação cerca de 2,5 GWp fotovoltaicos e 15,4 GW eólicos (ANEEL, 2019); ou seja, a potência instalada de fonte fotovoltaica de todo o Brasil precisaria crescer 620% para atender a carga da região Nordeste operando em conjunto com um parque eólico de 11,4 GW no melhor caso, cerca de 74% da capacidade brasileira já instalada. Com vista nos valores expostos, pode-se concluir, de forma equivocada, que o simples aumento da contratação da fonte fotovoltaica pode ser suficiente para aumentar a penetração destas fontes de energia de forma segura. Entretanto, é importante considerar que os resultados aqui apresentados são dependentes dos perfis de geração dos parques. Perfis que, principalmente para parques eólicos, são muito variáveis geograficamente (EPE, 2017) e, portanto, levariam a resultados de complementaridade e otimização de despacho bastante diferentes.

Tabela 17 – Energia produzida em cada cenário e a respectiva capacidade de armazenamento para LOLP = 0 com sistema fotovoltaico fixo.

Cenário	Energia produzida (MWh)	Armazenamento para LOLP = 0 (% da energia produzida)
# 01	794.934	16%
# 02	898.638	12%
# 03	1.002.343	9%
# 04	1.106.047	6%
# 05	1.209.751	6%
# 06	1.313.456	7%
# 07	1.417.160	7%
# 08	1.520.865	8%
# 09	1.624.569	8%
# 10	1.728.274	9%
# 11	1.831.978	9%

Tabela 18 – Energia produzida em cada cenário e a respectiva capacidade de armazenamento para LOLP = 0 com sistema fotovoltaico seguidor.

Cenário	Energia produzida (MWh)	Armazenamento para LOLP = 0 (% da energia produzida)
# 01	1.000.286	16%
# 02	1.083.455	13%
# 03	1.166.624	9%
# 04	1.249.794	7%
# 05	1.332.963	6%
# 06	1.416.132	7%
# 07	1.499.301	7%
# 08	1.582.470	7%
# 09	1.665.640	8%
# 10	1.748.809	9%
# 11	1.831.978	9%

4.3 ANÁLISE DE CONTINGENCIAMENTO

A grande concentração de usinas solares e eólicas no Nordeste sem a expansão da infraestrutura de transmissão pode ocasionar em congestionamento das linhas de transmissão e, conseqüentemente, no contingenciamento da geração de energia das usinas localizadas nesta região. Outros fatores que podem resultar no contingenciamento são a limitação de injeção de potência imposta pelo Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) e o subdimensionamento da subestação local.

De forma geral, o dimensionamento da subestação local e a contratação do MUST seguem o valor nominal da usina. Entretanto, devido à complementaridade temporal entre os recursos eólico e solar, a geração de uma usina híbrida tende a não alcançar o valor combinado das potências nominais das usinas. Dessa forma, a subcontratação dos limites de transmissão pode não ocasionar em perdas consideráveis.

Com vista na atual regulação e na atual situação de limites de escoamento de energia no nordeste (ONS, 2019), este estudo visa avaliar como as perdas por contingenciamento podem ser atenuadas utilizando-se sistemas de armazenamento em contrapartida à expansão da infraestrutura de transmissão ou contratação de um montante maior de transmissão. Vale ressaltar que a presente análise não tem a intenção de entrar no mérito de viabilidade econômica das alternativas, mas quantificar os valores físicos das grandezas envolvidas.

A Tabela 19, a Tabela 20 e a Tabela 21 apresentam os resultados da energia descartada devido ao contingenciamento ocasionado pela adição da usina solar de 300 MWp. Inicialmente, destaca-se a diferença no descarte de energia entre o impacto da expansão da infraestrutura de transmissão e o impacto da adição de sistemas de armazenamento.

No caso do Seguidor, a subestação atual de 100 MW não consegue despachar a geração anual do sistema e, portanto, mesmo adicionando armazenamento, tem-se uma estagnação da energia descartada em cerca de 20%. Entretanto, a expansão de apenas 50 MW na capacidade da subestação reduz o descarte de energia em cerca de 14 pontos percentuais e, neste caso, uma capacidade de armazenamento para zerar o descarte é de cerca de 3400 MWh.

Nos casos do CdTe Fixo e do m-Si Fixo, os perfis do impacto das variações das grandezas são semelhantes ao caso do Seguidor. As diferenças dos valores de descarte entre as duas tecnologias fixas devem-se aos diferentes desempenhos destas tecnologias fotovoltaicas que, por sua vez, decorrem das características intrínsecas destas tecnologias e da região nordeste, como coeficiente de temperatura, resposta espectral de cada tecnologia.

Nota-se que, em todos os casos, a expansão da subestação tem um impacto muito maior do que a adição de armazenamento. Entretanto, é importante ressaltar que não foi necessário expandir a subestação até a potência nominal do empreendimento (395 MW) para que o descarte de energia fosse praticamente desprezível, o que deixa evidente que a complementaridade temporal das duas fontes leva a uma otimização de toda a infraestrutura de transmissão. Também é importante destacar que, apesar da expansão da infraestrutura de transmissão resultar em uma maior redução de descarte de energia, a utilização de sistemas de armazenamento traz outros benefícios à segurança e operacionalização da rede, assim como ao empreendedor, como o casamento temporal entre geração e consumo, *black start* e arbitragem tarifária (BERRADA; LOUDIYI; ZORKANI, 2016; CHO; KLEIT, 2015).

Os resultados mostram que há espaço para discussão e aprimoramentos na regulação de sistemas híbridos que, atualmente, trata como se fossem dois parques totalmente independentes e sem nenhuma sinergia; o que leva, em geral, a uma sobrecontratação do sistema de transmissão e, conseqüentemente, a uma tarifa de energia maior.

Outra questão no atual debate das usinas híbridas, é a quantificação da Garantia Física do parque híbrido. Apesar desta grandeza ser calculada com base em anos típicos ou dados históricos, o presente estudo mostra que, para um projeto civil no qual as torres eólicas não sombreiem a usina fotovoltaica, a geração esperada de energia do complexo híbrido pode ser dada pela soma das gerações individuais, com uma perda adicional de contingenciamento no caso de sobrecarregamento da infraestrutura de transmissão; perda esta que estaria associada a otimização do projeto do complexo e que pode ser facilmente obtida através de simulações de despacho. Portanto, sendo de responsabilidade do agente gerador, assim como as perdas por indisponibilidade forçada e programada dos parques.

5 CONCLUSÕES

O presente trabalho visou a avaliação da complementaridade temporal entre as gerações solar e eólica no nordeste brasileiro e as contribuições desta complementaridade, em conjunto com armazenamento de energia, para o atendimento da carga regional e otimização de projetos.

Os resultados mostraram que, em Brotas de Macaúbas – BA, existe uma complementaridade temporal relevante entre as gerações solar e eólica, com um CCP anual médio de -0,51. Esta complementaridade leva a otimizações no sistema de transmissão e de abastecimento de energia na região.

Analisando-se onze cenários de uma usina híbrida com diferentes proporções eólico/solar, notou-se que a combinação 40% eólica e 60% solar é a combinação otimizada para o atendimento da carga da região nordeste. Essa combinação é resultado de duas características particulares da região: o aumento de demanda no período diurno, coincidindo com a geração fotovoltaica, o que resultou em uma correlação de 0,18 e 0,14 entre as gerações dos sistemas fotovoltaicos fixo e rastreador, respectivamente, e a curva de demanda; e a predominância da geração eólica no período noturno.

Apesar desta otimização, ainda seria necessário utilizar sistemas de armazenamento para o casamento temporal da geração e do consumo da energia. Portanto, para cada cenário também foi avaliado a capacidade de armazenamento necessária para que toda a demanda fosse atendida. Dentre os cenários avaliados, o armazenamento necessário máximo foi de 150 GWh, para os casos extremos (100% eólico e 100% solar); os casos otimizados diminuem esta necessidade praticamente pela metade, reduzindo-a para 70 GWh. Extrapolando este valor para a grandeza real do consumo da região nordeste, tem-se a necessidade de um sistema de armazenamento da ordem de 5,4 TWh, ainda distante das expectativas para os próximos anos. Entretanto, ressalta-se que a inclusão das fontes hídricas já existentes no Brasil nesta análise deve diminuir consideravelmente este valor.

À luz do atual momento de transformação do setor no Brasil, este trabalho também apresenta uma análise de otimização do uso do sistema de transmissão para usinas híbridas, assunto em pauta na discussão entre os agentes do setor. Assim como em estudos prévios, os resultados mostraram que é possível reduzir o uso dos sistemas de transmissão em função da

complementaridade temporal das fontes solar e eólica, e que sistemas de armazenamento podem auxiliar na otimização do dimensionamento de infraestrutura de transmissão. Para a usina de 395 MW (95 MW eólica + 300 MWp solar), a potência contratada de transmissão não necessitaria ser superior a 350 MW, podendo ser ainda menor dependendo dos preços de contratação do sistema de transmissão (TUST – Tarifa de Uso da Transmissão) e do valor da energia a ser descartada em um possível contingenciamento.

Por fim, em relação às diferenças dentre as topologias e tecnologias fotovoltaicas, notou-se que a topologia seguidora leva a perdas por contingenciamento consideravelmente maiores, devido ao maior aproveitamento da irradiação em momentos nos quais ainda havia predominância eólica; e não foi observada nenhuma diferença relevante quanto às tecnologias fotovoltaicas CdTe e m-Si nas análises realizadas.

6 LIMITAÇÕES E TRABALHOS FUTUROS

O trabalho apresentado realiza o estudo de caso para o local de Brotas de Macaúbas-BA, que está localizado na região central da Bahia. Dessa forma, é importante ressaltar que os resultados aqui obtidos se limitam aos perfis temporais dos recursos desta região. Também é importante considerar que este trabalho não considera o despacho hidrotérmico que tem um impacto relevante na diminuição da capacidade necessária de armazenamento de energia para estudo de carga; tampouco considera os problemas de perdas e capacidade da transmissão geoeletrica. À luz destas sugestões, sugere-se como ideias para trabalhos futuros complementares a este:

- Inclusão de outros lugares do Brasil, com perfis de gerações e demanda diferentes;
- Inclusão do despacho hidrotérmico nas simulações;
- Avaliação das perdas de transmissão e particularidades da rede de transmissão do SIN;
- Avaliação de outras formas de armazenamento, como hidroelétricas reversíveis;
- Consideração de cenários futuros, com destaque para crescimento da geração distribuída e da frota de veículos elétricas, o que levará a um novo perfil de demanda.

REFERÊNCIAS

AECOM AUSTRALIA. Co-location Investigation: A study into the potential for co-locating wind and solar farms in Australia. 2016. Disponível em: <<http://www.aecom.com/au/wp-content/uploads/2016/03/Wind-solar-Co-location-Study-Final.pdf>>.

ALMEIDA, Marcelo Pinho; ZILLES, Roberto; LORENZO, Eduardo. Extreme overirradiance events in São Paulo, Brazil. *Solar Energy*, v. 110, p. 168–173, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2014.09.012>>.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Resolução Normativa Nº 414/2010 - Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica. *Aneel*, p. 18, 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414comp.pdf>>.

ANEEL. *BIG - Banco de Informações de Geração*. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>>. Acesso em: 7 mar. 2018.

ANEEL. REN Nº 376. v. 00, p. 1–18, 2009.

ANEEL. Resolução Normativa N 666/2015. v. 4, 2015.

ANOUNE, Kamal *et al.* Sizing methods and optimization techniques for PV-wind based hybrid renewable energy system: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 93, n. June, p. 652–673, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.05.032>>.

AZZUNI, Abdelrahman; BREYER, Christian. Energy security and energy storage technologies. *Energy Procedia*, v. 155, p. 237–258, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.11.053>>.

BANSHWAR, Anuj *et al.* Renewable energy sources as a new participant in ancillary service markets. *Energy Strategy Reviews*, v. 18, p. 106–120, 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.esr.2017.09.009>>.

BERRADA, Asmae; LOUDIYI, Khalid; ZORKANI, Izeddine. Valuation of energy storage in energy and regulation markets. *Energy*, v. 115, p. 1109–1118, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.09.093>>.

BIRD, Lori *et al.* Wind and solar energy curtailment: A review of international experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 65, p. 577–586, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.082>>.

BIRD, Lori; COCHRAN, Jaquelin; WANG, Xi. Wind and Solar Energy Curtailment: Experience and Practices in the United States. n. March, 2014. Disponível em: <<http://www.osti.gov/servlets/purl/1126842/>>.

BRAGA, Marília; DO NASCIMENTO, Lucas Rafael; RÜTHER, Ricardo. Spectral modeling and spectral impacts on the performance of mc-Si and new generation CdTe photovoltaics in warm and sunny climates. *Solar Energy*, v. 188, n. March, p. 976–988, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.06.073>>.

BRYDEN, Thomas S. *et al.* Lithium-ion degradation at varying discharge rates. *Energy Procedia*, v. 151, p. 194–198, 2018. Disponível em:

<<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.09.047>>.

BURGER, Bruno; RÜTHER, Ricardo. Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. *Solar Energy*, v. 80, n. 1, p. 32–45, 2006.

CAMARGO, Luiz Armando Steinle *et al.* Aprimoramentos Regulatórios e Comerciais como suporte para a Viabilização de Projetos Híbridos Eólico-Solar Fotovoltaico. p. 18, 2019. Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2019/07/APRIMORAMENTOS-REGULATORIOS-E-COMERCIAIS-PAPER-DE-ABERTURA.pdf>>.

CAMPOS, R.A. *et al.* Performance Assessment of PV Technologies and Complementarity of Utility-Scale PV and Wind Power Plants in Brazil. 2018, [S.l.: s.n.], 2018.

CAMPOS, Rafael A *et al.* Performance Assessment of PV Technologies and Complementarity of Utility-Scale PV and Wind Power Plants in Brazil. *2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC)*, p. 1173–1178, 2018. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8547259/>>.

CAMPOS, Rafael Antunes *et al.* The Role of Second Life Li-ion Batteries in Avoiding Generation Curtailment in Utility-scale Wind + Solar Parks in Brazil. 2019, [S.l.: s.n.], 2019.

CANALS CASALS, Lluc; BARBERO, Mattia; CORCHERO, Cristina. Reused second life batteries for aggregated demand response services. *Journal of Cleaner Production*, v. 212, p. 99–108, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.12.005>>.

CEPEL. Atlas do potencial eólico brasileiro: Simulações 2013. *Atlas do potencial eólico brasileiro*, p. 50, 2017.

CHANDER, Subhash *et al.* A study on photovoltaic parameters of mono-crystalline silicon solar cell with cell temperature. *Energy Reports*, v. 1, p. 104–109, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.egy.2015.03.004>>.

CHO, Joohyun; KLEIT, Andrew N. Energy storage systems in energy and ancillary markets: A backwards induction approach. *Applied Energy*, v. 147, p. 176–183, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.114>>.

CRESESB. *Manual de Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos*. [S.l.: s.n.], 2014.

DE ANDRADE, Ricardo Cesar; TIBA, Chigueru. Extreme global solar irradiance due to cloud enhancement in northeastern Brazil. *Renewable Energy*, v. 86, p. 1433–1441, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.09.012>>.

DE OLIVEIRA COSTA SOUZA ROSA, Caroline *et al.* Complementarity of hydro, photovoltaic, and wind power in Rio de Janeiro State. *Sustainability (Switzerland)*, v. 9, n. 7, p. 1–12, 2017.

DENHOLM, Paul; MAI, Trieu. Timescales of energy storage needed for reducing renewable energy curtailment. *Renewable Energy*, v. 130, p. 388–399, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.06.079>>.

DESCHAMPS, Eduardo Martins. Otimização do fator de carregamento de inversores para sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede elétrica pública. 2018.

DO NASCIMENTO, L.R. *et al.* Performance assessment of solar photovoltaic technologies under different climatic conditions in Brazil. *Renewable Energy*, v. 146, 2020.

DO NASCIMENTO, Lucas Rafael *et al.* Extreme solar overirradiance events: Occurrence and impacts on utility-scale photovoltaic power plants in Brazil. *Solar Energy*, v. 186, n. April, p. 370–381, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.05.008>>.

EPE. Informe Leilões Geração de Energia Elétrica. 2018a.

EPE. Participação De Empreendimentos Eólicos Nos Leilões De Energia No Brasil. *Evolução dos projetos cadastrados e suas características técnicas*, p. 1–48, 2018b.

EPE. Projetos fotovoltaicos nos leilões de energia. p. 43, 2018c. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-330/EPE-DEE-NT-091_2018-r0.pdf>.

EPE. Usinas híbridas no contexto do planejamento estratégico. 2019.

EPE, Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética -. Avaliação da geração de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas. 2017.

EPE; MME. *Balanço Energético Nacional de 2017*. . [S.l: s.n.], 2018a.

EPE; MME. *Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2027)*. . [S.l: s.n.], 2018b.

FRAUNHOFER, Institute for Solar Energy System. *Photovoltaicas Report*. Disponível em: <<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/P hotovoltaics-Report.pdf>>.

GENCHI, Sibila A. *et al.* Assessing wind, solar, and wave energy sources in the southwest of Buenos Aires province (Argentina). *Investigaciones Geográficas*, n. 97, p. 1–15, 2018.

GUEYMARD, C. Cloud and albedo enhancement impacts on solar irradiance using high-frequency measurements from thermopile and photodiode radiometers. *Solar Energy*, v. 1, p. 1–11, 2017.

ISHII, Tesuyuki *et al.* Solar spectral influence on the performance of photovoltaic (PV) modules under fine weather and cloudy weather conditions. *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, v. 15, n. February 2013, p. 659–676, 2015.

JURASZ, J. *et al.* A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions. *Solar Energy*, v. 195, n. April 2019, p. 703–724, 2020. Disponível em:

<<https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.11.087>>.

JURASZ, Jakub; BELUCO, Alexandre; CANALES, Fausto A. The impact of complementarity on power supply reliability of small scale hybrid energy systems. *Energy*, v. 161, p. 737–743, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.07.182>>.

LEBEDEVA, Natalia; DI PERSIO, Franco; BOON-BRETT, Lois. Lithium ion battery value chain and related opportunities for Europe. *European Commission: Petten, The Netherlands*, v. 11, n. 4, p. 239–243, 2016.

LIU, Chang; WANG, Yujie; CHEN, Zonghai. Degradation model and cycle life prediction for lithium-ion battery used in hybrid energy storage system. *Energy*, v. 166, p. 796–806, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.10.131>>.

LUCIO, J. H.; VALDÉS, R.; RODRÍ GUEZ, L. R. Loss-of-load probability model for stand-alone photovoltaic systems in Europe. *Solar Energy*, v. 86, n. 9, p. 2515–2535, 2012.

MACKENZIE, Wood. *Global energy storage outlook 2019*. . [S.l: s.n.], 2019.

MCCORMICK, Colin *et al.* Distributed solar and storage. p. 0–65, 2015.

MME. *Portaria 465/2019*. Disponível em: <<http://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-465-de-12-de-dezembro-de-2019.-233554889>>. Acesso em: 10 jan. 2020.

MU, Gang *et al.* The control strategy of energy storage externality for reducing wind curtailment from wind farm cluster. *Energy Procedia*, v. 152, p. 233–239, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.09.086>>.

NASCIMENTO, Lucas Rafael Do *et al.* Avaliação do desempenho de tecnologias fotovoltaicas e complementariedade solar e eólica no nordeste brasileiro. 2018, [S.l: s.n.], 2018. p. 10.

ONS. LEN A-4/2019: Quantitativos da capacidade remanescente do SIN para escoamento de geração pela rede básica, DIT e ICG. v. 23, n. 3, p. 141, 2019.

PALIZBAN, Omid; KAUHANIEMI, Kimmo. Energy storage systems in modern grids—Matrix of technologies and applications. *Journal of Energy Storage*, v. 6, p. 248–259, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2016.02.001>>.

PEREIRA, Enio B. *et al.* Survey of the incident solar radiation in Brazil by use of meteosat satellite data. *Solar Energy*, v. 57, n. 2, p. 125–132, 1996.

PEREIRA, Enio Bueno *et al.* *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. . [S.l: s.n.], 2017.

PEREIRA, Enio Bueno *et al.* *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. [S.l: s.n.], 2007. Disponível em: <http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf%5Cnhttp://sonda.ccst.inpe.br/publicacoes/atlas_solar.html>.

PRASAD, Abhnil A.; TAYLOR, Robert A.; KAY, Merlinda. Assessment of solar and wind resource synergy in Australia. *Applied Energy*, v. 190, p. 354–367, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.135>>.

REDONDO-IGLESIAS, Eduardo; VENET, Pascal; PELISSIER, Serge. Efficiency Degradation Model of Lithium-ion Batteries for Electric Vehicles. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2018.

REN, Guorui *et al.* Spatial and temporal assessments of complementarity for renewable energy resources in China. *Energy*, v. 177, p. 262–275, 2019a. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.04.023>>.

REN, Guorui *et al.* Spatial and temporal assessments of complementarity for renewable energy resources in China. *Energy*, v. 177, p. 262–275, 2019b.

RÜTHER, Ricardo; NASCIMENTO, Lucas Rafael Do; CAMPOS, Rafael Antunes. Performance assessment issues in utility-scale photovoltaics in warm and sunny climates. *Renewable Energy and Environmental Sustainability*, v. 2, p. 35, 2017. Disponível em: <<http://www.rees-journal.org/10.1051/rees/2017035>>.

SINGH, Priyanka; RAVINDRA, N. M. Temperature dependence of solar cell performance - An analysis. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 101, p. 36–45, 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.solmat.2012.02.019>>.

SINKE, Wim C. Development of photovoltaic technologies for global impact. *Renewable Energy*, v. 138, p. 911–914, 2019. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148119301740>>.

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. *Solar Energy*, v. 83, n. 5, p. 614–624, 2009a. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2008.10.008>>.

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations. *Renewable Energy*, v. 34, n. 1, p. 23–29, 2009b.

SONG, Ziyu *et al.* Economy analysis of second-life battery in wind power systems considering battery degradation in dynamic processes: Real case scenarios. *Applied Energy*, v. 251, n. April, p. 113411, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113411>>.

STUHLMANN, Rolf; RIELAND, Martin; RASCHKE, Ehrhard. An Improvement of the IGMK Model to Derive Total and Diffuse Solar Radiation at the Surface from Satellite Data. *Journal of Applied Meteorology*, v. 29, 1990.

SUN, Wei; HARRISON, Gareth P. Wind-solar complementarity and effective use of distribution network capacity. *Applied Energy*, v. 247, n. April, p. 89–101, 2019a. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.04.042>>.

SUN, Wei; HARRISON, Gareth P. Wind-solar complementarity and effective use of distribution network capacity. *Applied Energy*, v. 247, n. April, p. 89–101, 2019b.

TILL BUNSEN *et al.* Global EV Outlook 2019 to electric mobility. *OECD iea.org*, p. 232, 2019. Disponível em: <www.iea.org/publications/reports/globalevoutlook2019/>.

VEGA-SANCHEZ, Miguel A. *et al.* Evaluation of complementarity of wind and solar energy resources over Mexico using an image processing approach. *2017 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing, ROPEC 2017*, v. 2018-Janua, n. Ropec, p. 1–5, 2018.

VIVIESCAS, Cindy *et al.* Contribution of Variable Renewable Energy to increase energy security in Latin America: Complementarity and climate change impacts on wind and solar resources. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 113, n. June, 2019.

ZHANG, Chao *et al.* Energy storage system: Current studies on batteries and power condition system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 82, n. July 2017, p. 3091–3106, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.030>>.