

**OTIMIZAÇÃO DE PROJETOS HÍBRIDOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA COMPOSTOS PELAS FONTES EÓLICA E SOLAR FOTOVOLTAICA**

Vinicius Machado Trindade

Dissertação de Mestrado apresentada ao
Programa de Pós-graduação em Planejamento
Energético, COPPE, da Universidade Federal do
Rio de Janeiro, como parte dos requisitos
necessários à obtenção do título de Mestre em
Planejamento Energético.

Orientador: Lucio Guido Tapia Carpio

Rio de Janeiro

Março de 2020

OTIMIZAÇÃO DE PROJETOS HÍBRIDOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA COMPOSTOS PELAS FONTES EÓLICA E SOLAR FOTOVOLTAICA

Vinicius Machado Trindade

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Orientador: Lucio Guido Tapia Carpio

Aprovada por: Prof. Lucio Guido Tapia Carpio

Prof. Luiz Fernando Loureiro Legey

Prof. André Luís Marques Marcato

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO DE 2020

Trindade, Vinicius Machado

Otimização de Projetos de Geração de Energia Elétrica
Híbridos Compostos Pelas Fontes Eólica e Solar / Vinicius
Machado Trindade - Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2020.

XI, 93p.: il.; 29,7 cm

Orientador: Lucio Guido Tapia Carpio

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de
Planejamento Energético, 2020.

Referências Bibliográficas: p. 91-93.

1. Carteira Eficiente. 2. Energia Eólica. 3. Energia Solar
Fotovoltaica. I. Carpio, Lucio Guido Tapia. II.

Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE,
Programa de Planejamento Energético. III. Título

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

OTIMIZAÇÃO DE PROJETOS HÍBRIDOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA COMPOSTOS PELAS FONTES EÓLICA E SOLAR FOTOVOLTAICA

Vinicius Machado Trindade

Março / 2020

Orientador: Lucio Guido Tapia Carpio

Programa: Planejamento Energético

As fontes eólica e solar fotovoltaica se apresentam como importantes recursos energéticos para atender a demanda de energia elétrica nacional. Existe a possibilidade que em algumas localidades, a geração de energia elétrica por ambas as fontes apresente complementariedades que podem ser traduzidas como vantagem competitiva para projetos híbridos. Neste contexto, este trabalho desenvolve uma metodologia com o objetivo de quantificar e valorar os benefícios dos projetos híbridos compostos pelas fontes eólicas e solares fotovoltaicas.

Utilizou-se a técnica de modelagem de séries temporais multivariadas denominada modelo Vetorial Autorregressivo, que permite gerar séries sintéticas das principais variáveis ambientais que caracterizam o recurso primário eólico (velocidade do vento) e solar (irradiância e temperatura). Os resultados demonstraram que as séries sintéticas reproduzem as propriedades estatísticas das séries reais observadas.

Um projeto híbrido pode ser compreendido como um portfólio composto por um ativo eólico e outro solar. Assim, utilizou-se a Teoria Moderna do Portfólio, desenvolvida por Harry Markowitz, com o objetivo de construir a fronteira eficiente e obter os resultados do risco e retorno para diversas configurações de portfólios. Os resultados demonstraram que portfólios de menor risco apresentam relevante participação de energia solar, enquanto que quando se aumenta a propensão ao risco, ocorre um incremento da participação da energia eólica no portfólio.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

Optimization of Hybrid Electrical Energy Generation Projects Composed by Wind and Solar Photovoltaic Sources

Vinicio Machado Trindade

March / 2020

Advisor: Lucio Guido Tapia Carpio

Department: Energy Planning

Wind and solar photovoltaic are presented as important energy sources for national electricity demand supply. There is the possibility that in some locations, electrical energy generated by both sources has complementarities that can be translated as competitive advantages for hybrid projects. In that context, this work develops a methodology with the objective of quantifying and evaluating the benefits of hybrid projects of wind and solar photovoltaics sources.

It has used the time series model named Vector Autoregressive, that allows to generate synthetic series of the main environmental variables that characterize the wind primary source (wind speed) and solar (irradiance and temperature). The results demonstrated that the synthetic series reproduce the statistic properties of the real observed series.

A hybrid project can be understood as a portfolio of a wind and a solar asset. Therefore, Modern Portfolio Theory developed by Harry Markowitz was used with the objective of building the efficient frontier and get the results of risk and return of several portfolio configurations. The results have shown that the lowest risk portfolios have relevant solar energy share, while when the inclination to risk rises, there is an increment of wind energy share in the portfolio.

Otimização de Projetos de Geração de Energia Elétrica

Híbridos Compostos Pelas Fontes Eólica e Solar

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Contextualização.....	1
1.2	Objetivos do Trabalho.....	7
1.3	Organização da Dissertação.....	8
2	ENERGIA EÓLICA E SOLAR FOTOVOLTAICA	10
2.1	Recurso Solar e Energia Fotovoltaica.....	10
2.2	Energia Eólica.....	15
2.3	Dados Utilizados.....	19
2.4	Estimativa de Geração e Limitações.....	20
2.5	Complementariedade entre recursos eólicos e solares fotovoltaicos	24
3	SÉRIES TEMPORAIS	27
3.1	Considerações Iniciais	28
3.1.1	Estacionariedade	29
3.1.2	Ruído Branco	29
3.1.3	Passeio Aleatório.....	30
3.1.4	Testes de raiz unitária.....	32
3.1.5	Testes de normalidade.....	33
3.2	Funções de Autocorrelação e Correlação Cruzada	34
3.3	Tendência e Sazonalidade.....	38
3.4	Modelo Vetorial Autorregressivo	39

3.5	Metodologia utilizada nesta dissertação	42
3.6	Resultados – Construção do modelo VAR(p).....	44
3.7	Resultados – geração de séries sintéticas.....	55
4	COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	59
4.1	Formação de Preços	60
4.2	Tipos de Contratos	61
4.3	Contratação do Uso do Sistema de Transmissão	63
5	TEORIA DO PORTFÓLIO	66
5.1	Fronteira eficiente aplicada ao parque híbrido.....	69
6	RESULTADOS E DISCUSSÕES	72
6.1	Premissas.....	72
6.2	Metodologia de cálculo da carteira eficiente	73
6.3	Resultados	74
6.4	Análise da variação do MUST	82
7	CONCLUSÃO	88
8	REFERÊNCIAS	91

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Comportamento horário médio dos recursos eólicos e solares em Caetité, Bahia.....	4
Figura 2: Comportamento mensal médio do recurso eólico e solar em Caetité, Bahia....	6
Figura 3: Variação da irradiância solar extraterrestre ao longo do ano. <i>Fonte: CRESESB, 2014.</i>	11
Figura 4: Irradiância global média em Caetité, tanto no eixo fixo igual a latitude quanto no eixo móvel.	12
Figura 5: Curva característica $I-V$ e curva de potência $P-V$ para um módulo com potência nominal igual a 100 Wp. <i>Fonte: CRESESB, 2014.</i>	13
Figura 6: influência da temperatura na operação dos painéis.....	14
Figura 7: Influência da irradiância na operação dos painéis.	14
Figura 8: Curva de potência do aerogerador Gamesa G114 – 2,5 MW	18
Figura 9: Fator de capacidade médio horário em função da composição do projeto híbrido.....	25
Figura 10: Fator de capacidade médio mensal em função da composição do projeto híbrido.....	25
Figura 11: Passeios aleatórios sem deslocamento ($Y_t = Y_{t-1} + u_t$).	31
Figura 12: Passeios aleatórios com deslocamento ($Y_t = 0,2 + Y_{t-1} + u_t$).....	32
Figura 13: Correlograma horário para as variáveis ambientais em Caetité, Bahia.	35
Figura 14: Diagrama da matriz de correlação cruzada para as variáveis ambientais em Caetité, Bahia.....	37
Figura 15: Variáveis ambientais para Caetité durante todo o período de observação....	45
Figura 16: Observações para os dez primeiros dias de 2006.....	45

Figura 17: Diagramas Quantil-Quantil e distribuição de probabilidade acumulada das séries sazonalmente ajustadas.....	47
Figura 18: Funções de densidade acumuladas para as 24 horas dos meses de janeiro da série temporal de velocidade do vento sazonalmente ajustada.....	49
Figura 19: Diagrama de caixas da velocidade do vento em cada etapa dos pré processamentos.....	50
Figura 20: Diagrama de caixas da irradiância em cada etapa dos pré processamentos..	50
Figura 21: Diagrama de caixas da temperatura em cada etapa dos pré processamentos.	51
Figura 22: Critério de informação de Akaike para a série multivariada.	51
Figura 23: Gráficos de autocorrelação e correlação cruzada dos resíduos.....	52
Figura 24: P valores do teste de Ljung-Box multivariado nos resíduos.....	53
Figura 25: P valores dos resíduos após o refinamento do modelo.	53
Figura 26: Diagrama quantil-quantil normal dos resíduos.	54
Figura 27: Séries sintéticas de velocidade do vento para o mês de janeiro.....	55
Figura 28: Séries sintéticas de irradiância para o mês de janeiro.	56
Figura 29: Séries sintéticas de temperatura para o mês de janeiro.	56
Figura 30: Densidade de probabilidade real e sintética da velocidade do vento.	57
Figura 31: Função de autocorrelação e correlação cruzada da série real e sintética.	58
Figura 32: Composição da matriz elétrica brasileira em dezembro de 2019.....	61
Figura 33: Fronteira eficiente de Markovitz.....	69
Figura 34: Histograma dos resultados simulados para o MCP para cada fonte no contrato tipo 1.....	75

Figura 35: Histograma dos resultados simulados para o MCP para cada fonte nos contratos tipo 2 e 3.....	76
Figura 36: Valores médios mensais do PLD no Submercado Nordeste, geração eólica, solar e carga.....	77
Figura 37: Fronteira eficiente para o contrato tipo 1	79
Figura 38: Fronteira eficiente para o contrato tipo 2.....	80
Figura 39: Fronteira eficiente para o contrato tipo 3.....	81
Figura 40: Curva da garantia física em função da redução do MUST.....	83
Figura 41: histograma de geração horária de cada fonte.....	84
Figura 42: Fronteira eficiente (MUST100%) e projetos híbridos (MUST88%) para o contrato tipo 2.....	86

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Coordenadas geográficas das localidades escolhidas.	8
Tabela 2: Variância do fator de capacidade horário e mensal em função da composição do portfólio.	26
Tabela 3: Estatísticas das variáveis ambientais.	45
Tabela 4: Teste de Dickey-Fuller aumentado para as variáveis ambientais de Caetité..	46
Tabela 5: Resultados dos testes de Anderson-Darling nas séries sazonalmente ajustadas.	48
Tabela 6: TUSTs médias por fonte e por estado para o Leilão A-4/2019.....	64
Tabela 7: custos por fonte.....	72
Tabela 8: Valores presentes dos custos fixos dos projetos eólicos e solares.....	77
Tabela 9: preço de venda, média e variância dos VPLs.	78
Tabela 10: Covariâncias entre os VPLs dos projetos eólico e solar.....	78
Tabela 11: Pontos da fronteira eficiente para o contrato tipo 1.....	79
Tabela 12: Pontos da fronteira eficiente para o contrato tipo 2.....	80
Tabela 13: Pontos da fronteira eficiente para o contrato tipo 3.....	81
Tabela 14: Média e variância dos VPLs em função do MUST.	85
Tabela 15: Fronteira eficiente (MUST100%) e projetos híbridos (MUST88%) para o contrato tipo 2.....	86

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

Desde o ano de 2009, quando foi realizado o primeiro Leilão de energia eólica no Brasil, a fonte apresentou considerável expansão na matriz elétrica nacional, evoluindo de zero para aproximadamente de 9% da capacidade instalada nacional, o que equivale a cerca de 15 GW em operação (ONS, 2020). Nos últimos onze anos, foram realizados vinte e um Leilões nos quais foram contratados 18 GW de energia eólica no Ambiente de Contratação Regulado (ACR). Além disso, enquanto o preço médio da energia comercializada em 2009 se encontra no patamar de R\$ 258/MWh em valores atualizados, o Leilão de Energia Nova A-4 realizado em junho de 2019 comercializou energia com preço médio igual a R\$ 80/MWh, representando uma redução de 69% (CCEE, 2019).

Em termos de oferta, no Leilão de Energia de Reserva (LER) exclusivo para a fonte eólica, realizado em 2009, foram habilitadas a participar da disputa 339 usinas eólicas, que totalizavam cerca de 10 GW de potência (EPE, 2009). Enquanto no Leilão A-6 realizado em agosto de 2018 foram habilitadas 829 usinas, que totalizavam 24 GW de potência (EPE, 2018).

A primeira participação das usinas solares fotovoltaicas nos Leilões ocorreu no LER de 2014 e desde então já comercializou energia para a construção de 4,2 GW de potência de projetos centralizados¹. Em dezembro de 2019, o Sistema Interligado Nacional (SIN) conta com cerca de 4,5 GW de potência de usinas fotovoltaicas em operação, sendo 2,1 GW de usinas centralizadas e 2,4 GW de usinas classificadas como geração distribuída (ONS, 2019).

O preço médio de venda da energia fotovoltaica no LER de 2014 foi igual a R\$ 292/MWh em valores atualizados. Já no último Leilão A-4, realizado em junho de 2019, o preço médio de venda reduziu para o patamar de R\$ 66/MWh, representando uma queda de 77% (CCEE, 2019).

¹ Denominam-se projetos centralizados aqueles com potência maior que 5 MW, enquanto os projetos de geração distribuída possuem potência inferior a 5 MW (Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012)

A oferta de projetos fotovoltaicos habilitados a participar do LER em 2014 correspondeu a 331 usinas que totalizavam 8,8 GW de potência instalada (EPE, 2014), enquanto que no Leilão A-4 realizado em junho de 2019 foram habilitadas 580 usinas que totalizavam 20,5 GW de potência (EPE, 2019).

Com relação à expansão futura, o Plano Decenal de Energia 2029 (PDE 2029), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), projeta que para o horizonte que vai até 2029 a capacidade instalada total do SIN apresentará uma expansão equivalente a 71 GW. Nesta projeção, a parcela correspondente à fonte eólica equivale a 24 GW, o que representa um crescimento igual a 156%. Para a fonte solar fotovoltaica os números são ainda mais significativos, pois ao final de 2029, projeta-se que haverá um incremento de 16 GW, sendo 8 GW de usinas centralizadas, o que equivale a um crescimento superior a 300%. Em termos de geração distribuída, no mesmo horizonte a energia solar fotovoltaica expandirá cerca de 8 GW (EPE, 2020).

Percebe-se pelos números atuais e pelas projeções futuras que as fontes de energia solar fotovoltaica e eólica se apresentam como importante recurso para atender ao suprimento de energia elétrica do país a preços competitivos com as demais fontes de geração.

A Empresa de Pesquisa Energética pulicou estudos que buscam avaliar os benefícios da possível complementaridade entre recursos eólicos e solares (EPE, 2017) (EPE, 2018) (EPE, 2019), os quais podem ser destacados os seguintes:

- Maior uso da capacidade disponível do sistema de transmissão e/ou distribuição.
- Otimização do uso da área disponível (terreno).
- Sinergias de logística e planejamento de implantação.
- Sinergias operativas.
- Compartilhamento de equipamentos do sistema de interesse restrito, que compreendem as instalações elétricas compartilhadas pelos geradores até o ponto de conexão da usina ao SIN.
- Redução dos custos da empresa geradora com tarifas de uso da rede.
- Compartilhamento de equipamentos de geração.

Apesar de a EPE ter publicado estudos que buscam avaliar os benefícios da complementariedade entre as fontes eólicas e solares, pode-se afirmar que a discussão sobre as usinas híbridas ainda se encontra em seu estágio inicial no Brasil, uma vez que não existe definição regulatória sobre esse tipo de usina. No entanto, pode-se destacar que no ano de 2019, a ANEEL abriu a Consulta Pública nº 14 (ANEEL, 2019) cujo objetivo foi obter subsídios para a elaboração de proposta de Resolução Normativa que discipline a implantação e operação de usinas híbridas. Além disso, a Agenda Regulatória da ANEEL para o biênio 2020-2021 prevê que em 2020 esse tipo de usina deverá ser regulamentado.

A literatura classifica um sistema de energia híbrido como aquele que combina duas ou mais formas de energia ou potência para prover um serviço energético (CLEVELAND e MORRIS, 2015). No entanto, uma vez que não existe definição formal mais detalhada das características de uma usina híbrida, esta dissertação assume que uma usina híbrida composta pelas fontes solar fotovoltaica e eólica é aquela em que os geradores de energia elétrica, sejam os painéis fotovoltaicos e os aerogeradores, se localizam no mesmo terreno. Além disso, os geradores compartilham uma única infraestrutura elétrica de interconexão até o SIN.

Dentre as sinergias que podem proporcionar vantagens competitivas para projetos híbridos, pode-se destacar a complementariedade entre a disponibilidade do recurso energético em várias escalas temporais. Considerando a escala temporal horária, a complementariedade entre projetos eólicos e fotovoltaicos ocorre quando a geração conjunta de projetos com as duas fontes e que compartilham o mesmo ponto de conexão, permite a otimização do uso da rede de transmissão.

A Figura 1 ilustra essa complementariedade e mostra os valores médios da velocidade do vento, em metros por segundo (m/s) e da irradiância global no plano inclinado, em watts por metro quadrado (W/m²), para o município de Caetité, na Bahia. Neste caso, pode-se observar que a complementariedade horária entre as fontes acontece pois há uma tendência de redução da disponibilidade de energia eólica, em função da redução da velocidade do vento durante o período diurno. Ao mesmo tempo, a disponibilidade da energia solar aumenta ao longo do período diurno.

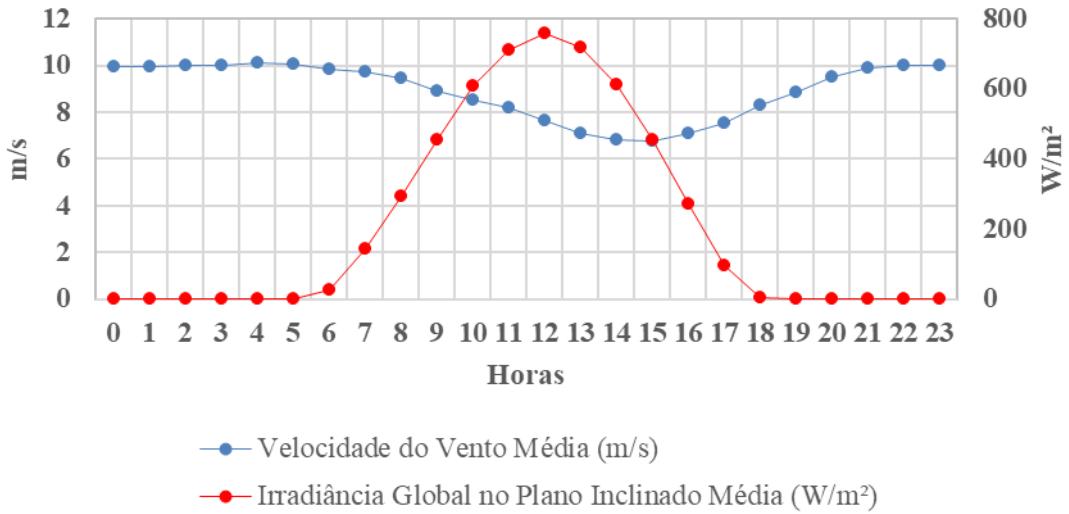


Figura 1: Comportamento horário médio dos recursos eólicos e solares em Caetité, Bahia.

Portanto, espera-se que em locais nos quais os recursos eólicos e solares apresentem esse tipo de comportamento complementar, possa existir uma otimização dos sistemas de transmissão. O projeto do sistema de transmissão, deve considerar a máxima potência possível que pode ser produzida instantaneamente por cada projeto. Assim, espera-se que em um projeto solar, o sistema de transmissão fique ocioso durante o período noturno, quando não há geração. Por outro lado, em alguns locais, a expectativa é que ocorra o inverso com o projeto eólico, ou seja, o carregamento das linhas de transmissão seja reduzido durante o dia. Neste cenário, um projeto híbrido composto pelas fontes eólica e solar pode ganhar competitividade no momento em que o projeto do sistema de transmissão otimizado tende a reduzir a ociosidade da rede e reduzir os custos de investimento em infraestrutura de transmissão.

Além disso, também existe a possibilidade de redução de custos com encargos de uso da transmissão. No setor elétrico brasileiro, todos os agentes que utilizam o SIN, sejam geradores ou consumidores, devem arcar com o Encargo de Uso do Sistemas de Transmissão (EUST), cujo objetivo é remunerar as empresas transmissoras de energia. Esse encargo é calculado pelo produto entre a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), que varia em função do ponto de conexão e da potência do agente de consumo ou geração, e o Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST), que corresponde à potência do gerador descontadas as perdas até o ponto de conexão ao SIN. No caso de um projeto híbrido, o MUST deveria ser igual à soma da potência dos geradores solares

e eólicos. No entanto, tendo em vista uma possível complementariedade entre as fontes, seria possível definir um valor de MUST menor que o somatório das potências, resultando assim em uma redução das despesas com encargos de transmissão.

Contudo, importa mencionar que um valor de MUST menor que a soma das potências das fontes eólica e solar pode resultar em momentos que a potência instantânea produzida pelo projeto híbrido é maior que o MUST. Nesse caso, durante os períodos em que a potência produzida pelo parque híbrido excede o MUST, deverá ocorrer um corte de geração, uma vez que poderá não existir capacidade de escoamento suficiente no SIN para receber uma injeção de potência maior do que o MUST contratado.

Neste contexto, a definição do MUST de um projeto híbrido deve considerar a solução de compromisso entre a redução das despesas com EUST e a redução da receita em função dos possíveis cortes de geração. Uma possível solução para esse problema é a construção de um sistema de armazenamento de energia, como por exemplo baterias eletroquímicas.

Ao se analisar o comportamento conjunto da geração eólica e solar em escala mensal, é possível que exista uma complementariedade que permita reduzir os riscos associados à comercialização de energia, especialmente em contratos na modalidade quantidade de energia, onde o risco associado a entrega da quantidade de energia comercializada deve ser gerenciado pelo vendedor.

A Figura 2 apresenta os valores médios mensais da velocidade do vento e da irradiação global no plano inclinado ao longo dos meses para o município de Caetité. É possível observar que há uma tendência de maior produção de energia solar nos meses de outubro a março, enquanto que essa tendência se inverte no caso da eólica, ou seja, os meses de maior produção energética ocorrem entre maio e outubro.

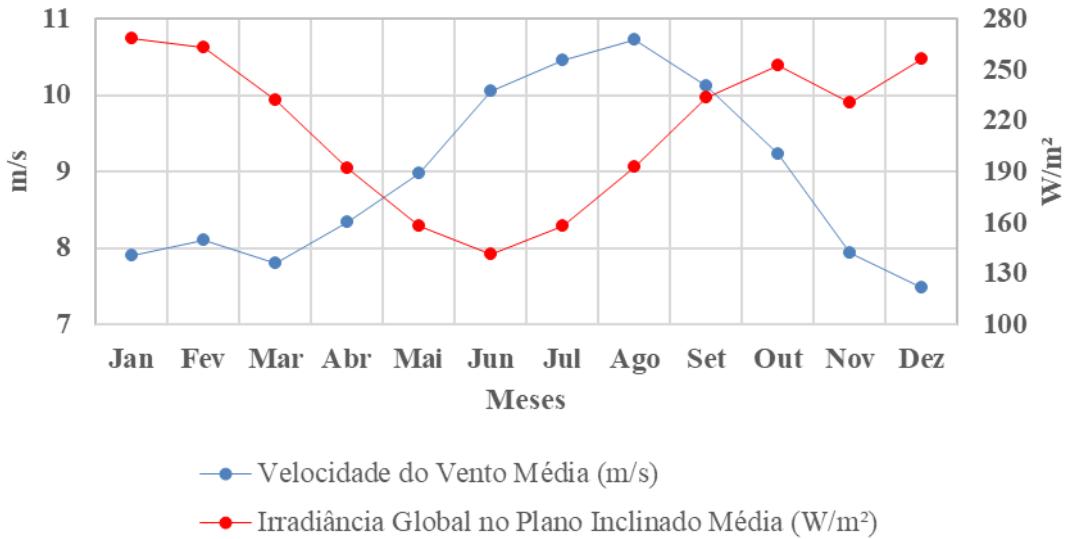


Figura 2: Comportamento mensal médio do recurso eólico e solar em Caetité, Bahia.

É importante ressaltar que tanto as usinas eólicas quanto as solares produzem energia elétrica a partir da conversão de um recurso primário que não é controlável e varia no tempo (a velocidade do vento e a radiação solar). Dessa forma, a geração de energia a partir dessas fontes oferece um risco associado à incerteza de não entregar a quantidade de energia elétrica que foi contratada, em decorrência da diferença entre o que foi previsto e o que de fato foi gerado.

A alocação desse risco em Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado (CCEAR), que são oriundos dos Leilões e assinados entre os geradores e as empresas de distribuição, depende da modalidade contratual em questão. Atualmente, existem duas modalidades, sendo elas por quantidade ou disponibilidade.

Na contratação por disponibilidade, o risco associado à entrega da energia contratada é alocado ao consumidor. Nestes contratos, o gerador tem direito a uma receita fixa mensal, independentemente de ter sido entregue a quantidade de energia contratada naquele mês. Semanalmente, é realizada a contabilização da diferença entre a energia que havia sido contratada e a energia que foi gerada, para três níveis de patamares de carga. Essa diferença é valorada no mercado de curto prazo ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) daquela semana e patamar. Nos contratos por disponibilidade, quem deve arcar com as despesas ou receitas associadas às diferenças

entre energia contratada e gerada é o agente comprador, a distribuidora de energia nesse caso. Posteriormente, esse custo é repassado ao consumidor dessa distribuidora.

No contrato por quantidade, o risco de entrega da energia contratada é assumido pelo gerador. Nesse caso, existem os conceitos de sazonalização e modulação da energia contratada. Na sazonalização, a energia que deverá ser entregue é distribuída ao longo dos meses de cada ano, já na modulação a entrega de energia é a cada hora do dia.

Até 2018, os Leilões contratavam energia de projetos eólicos e solares somente na modalidade por disponibilidade, ou seja, os riscos de entrega da quantidade contratada eram alocados aos consumidores. A partir de 2018, iniciou-se a comercialização de contratos de energia eólica e solar na modalidade por quantidade. A principal justificativa foi que as fontes já se encontram maduras e os empreendedores já são capazes de gerenciar os riscos associados à geração de energia.

Nesse contexto, a correlação negativa entre as disponibilidades energéticas dos recursos eólico e solar pode ser uma vantagem competitiva em projetos híbridos que negoiciem contratos na modalidade quantidade, na medida em que permite reduzir a variabilidade da geração de energia ao longo do ano e evitar exposições no mercado de curto prazo.

1.2 Objetivos do Trabalho

Diante de um cenário de forte expansão das energias eólica e solar e de uma possível complementariedade entre elas, o que viabilizaria o investimento em projetos híbridos compostos por ambas as fontes e considerando a perspectiva de regulamentação deste tipo de projetos, justifica-se a realização desta dissertação com o objetivo de desenvolver uma metodologia que busque determinar a alocação ótima de investimento em cada um dos projetos eólico, solar ou híbrido solar-eólico.

A metodologia desenvolvida deve ser capaz de valorar o ganho de competitividade oriundo da complementariedade de produção energética entre as fontes tanto em escala temporal mensal quanto na escala horária. Dessa forma, seria possível mitigar os riscos associados à comercialização de energia e exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) no Mercado de Curto Prazo (MCP), bem como uma

sazonalidade horária, em que seria possível otimizar o sistema de transmissão, reduzindo assim as despesas com encargos de uso do sistema de transmissão.

As análises desta dissertação foram realizadas para o município de Caetité, na Bahia, que se apresenta como uma região com relevante quantidade de projetos eólicos e que apresenta certo nível de correlação mensal negativa entre os recursos eólicos e solares. As coordenadas do sítio são apresentadas na Tabela 1

Tabela 1: Coordenadas geográficas das localidades escolhidas.

Estado	Município	Latitude	Longitude
BA	Caetité	14°11'12.05"S	42°30'7.24"O

1.3 Organização da Dissertação

Além deste capítulo introdutório, esta dissertação é composta de mais sete capítulos. O Capítulo 2 apresenta os principais conceitos associados à energia eólica e solar fotovoltaica, bem como a metodologia utilizada para modelar o recurso energético e estimar a produção de energia elétrica para cada localidade escolhida.

No Capítulo 3 são descritas as técnicas de modelagem do comportamento estocástico da energia eólica e solar. Optou-se por utilizar o modelo de séries temporais multivariadas denominado vetor auto regressivo de ordem p (VAR(p)). O modelo VAR(p) permite produzir séries sintéticas que reproduzem as propriedades estatísticas do processo estocástico observado, tal como função densidade de probabilidade e estrutura de autocorrelação e correlação cruzada.

O Capítulo 4 faz uma descrição do mercado de energia elétrica brasileiro, em que os agentes participam de um mercado de curto prazo cuja formação do preço ocorre de forma centralizada (Preço de Liquidação das Diferenças – PLD). Também são detalhados os tipos de contratos comercializados nos Leilões regulados e como é determinado o Encargo de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) que todos os agentes, sejam consumidores ou geradores que se conectam no Sistema Interligado Nacional (SIN) devem arcar. Além disso, são detalhadas todas as premissas adotadas para modelar a comercialização da energia elétrica produzida pelo parque híbrido, tais como a modalidade contratual, a projeção de PLD utilizada, a modelagem do perfil de consumo do agente comprador do contrato do parque híbrido, a TUST utilizada.

O Capítulo 5 apresenta a Teoria Moderna do Portfólio, desenvolvida por Harry Markowitz em 1952, a qual será utilizada para determinar a alocação ótima do investimento entre as fontes eólica, solar ou híbrida, bem como o nível ótimo de contratação do sistema de transmissão, em função da complementariedade horária entre as fontes.

No Capítulo 6 são apresentados e discutidos os resultados das simulações e no Capítulo 7 são apresentadas as conclusões e sugestões para trabalhos futuros. Por fim, o Capítulo 8 apresenta as referências.

2 ENERGIA EÓLICA E SOLAR FOTOVOLTAICA

Neste capítulo serão discutidos os principais conceitos associados à energia eólica e solar, os princípios de funcionamento das tecnologias de conversão do recurso primário dessas formas de energia em energia elétrica, bem como a metodologia utilizada nesta dissertação para estimar a produção de energia elétrica a partir dos dados disponíveis. Adicionalmente, serão detalhadas as bases de dados utilizadas e algumas limitações nas análises realizadas nesta dissertação, mas que não são impeditivas para as conclusões sobre o potencial de projetos híbrido.

2.1 Recurso Solar e Energia Fotovoltaica

O aproveitamento da energia emitida pelo Sol, em forma de radiação eletromagnética, para a geração de energia elétrica pode ser feito de forma direta, seja pela conversão dessa radiação em energia térmica, na qual um fluido é aquecido para a produção de vapor, que movimenta um conjunto turbina-gerador, ou através do efeito fotovoltaico em que a luz é convertida diretamente em energia elétrica (EPE, 2015). Atualmente, praticamente todos os projetos de energia solar comercialmente viáveis no Brasil utilizam a tecnologia fotovoltaica.

Indiretamente, o Sol é responsável por grande parte das outras fontes de energia: é a energia solar que aquece as massas de ar de forma não uniforme no planeta que resultam em diferenças de temperatura e pressão e produzem os ventos; a captura da energia solar e sua conversão em energia química pelas plantas, no processo denominado fotossíntese produz a biomassa; a evaporação da água em função do aumento de sua temperatura compõe o ciclo hidrológico e permite o aproveitamento do potencial hidrelétrico, etc.

A unidade de medida que caracteriza o fluxo energético da radiação solar é denominada irradiação solar. Quando medida num plano perpendicular no topo da atmosfera terrestre, essa variável recebe o nome de “constante solar”, e seu valor equivale a, aproximadamente, 1.367 W/m² em média durante um ano. O movimento de translação da Terra ao redor do Sol descreve uma trajetória elíptica. O eixo do planeta em relação ao plano perpendicular à elipse apresenta uma inclinação de aproximadamente 23,45°, o que em conjunto com o movimento de translação dá origem às estações do ano. Dessa forma, a irradiação terrestre efetiva varia ao longo do ano. A

Figura 3 mostra seu valor aproximado, em que I_0 é o valor da constante solar e I_{0ref} é a irradiância extraterrestre efetiva (CRESESB, 2014).

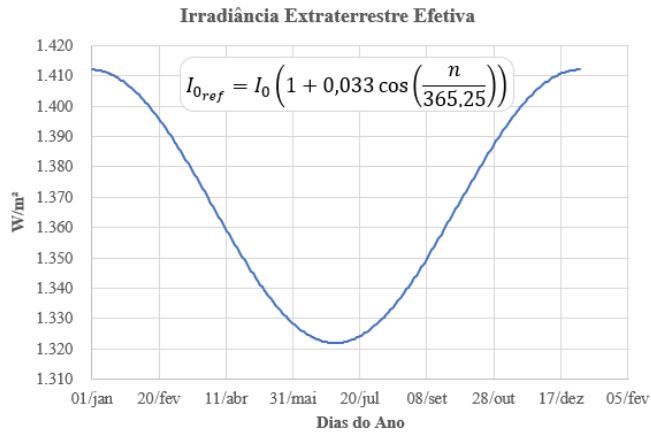


Figura 3: Variação da irradiância solar extraterrestre ao longo do ano. *Fonte: CRESESB, 2014.*

Estima-se que de toda a irradiância solar que chega à Terra, cerca de 54% efetivamente chega à superfície terrestre e os 46% restantes são absorvidos ou refletidos pela atmosfera. A parcela de irradiância que chega à superfície é denominada irradiância global e pode ser decomposta em uma parcela direta e outra difusa. A parcela direta é aquela que provém diretamente da direção do Sol e produz sombras nítidas, enquanto que a parcela difusa provém de todas as direções e atinge a superfície após sofrer espalhamento pela atmosfera terrestre. Em um dia totalmente sem nuvens, cerca de 20% da irradiância é difusa. Por outro lado, em dias nublados, a totalidade da irradiância que atinge a superfície terrestre é difusa (CRESESB, 2014).

Em função dos movimentos de translação e rotação associados à declinação da Terra em relação ao Sol, o valor de irradiância global que atinge a superfície terrestre varia sazonalmente para cada localidade. Esse fato possibilita certa previsibilidade com relação ao recurso energético que será recebido. Contudo, fenômenos climáticos, tais como a formação de nuvens, dificultam a realização de previsões (EPE, 2015).

Uma prática comum nos projetos de usinas solares fotovoltaicas de grande porte e que tenham painéis fixos em um eixo predeterminado, é orientar todos os painéis para o Norte, se estiverem localizados no hemisfério Sul e vice versa, e então fazer com que a inclinação dos painéis seja igual à latitude em que se encontra. Dessa forma, a média da irradiância recebida pelos painéis ao longo do ano pode ser melhorada (EPE, 2015).

De forma a possibilitar um maior aproveitamento do recurso solar, pode-se instalar um dispositivo rastreador no eixo dos painéis, de modo que ao longo do dia ocorra uma variação na inclinação dos mesmos. Assim, haverá a maximização da incidência da irradiância global durante todas as horas do dia. A título ilustrativo, a Figura 4 mostra a irradiância global média no município de Caetité, considerando tanto eixo inclinado cujo ângulo fixo é igual à latitude do local, quanto com um eixo que varia sua inclinação ao longo do dia.

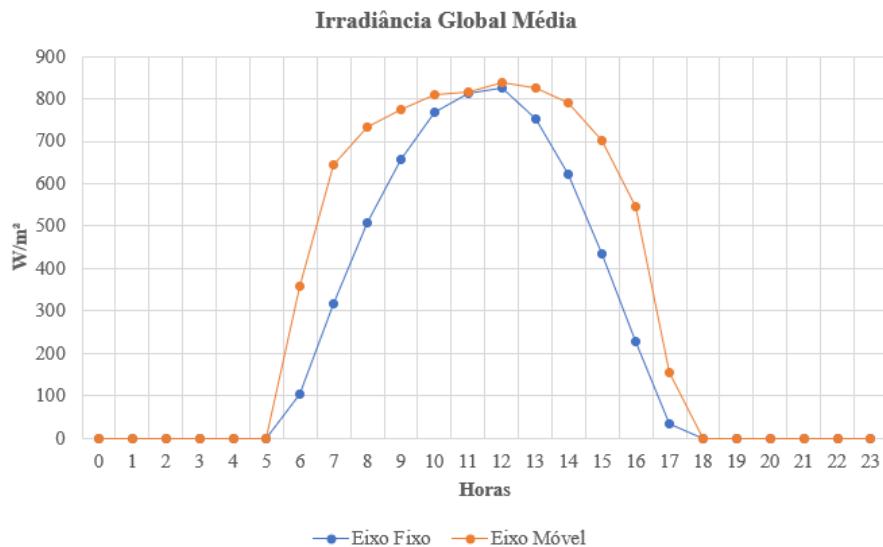


Figura 4: Irradiância global média em Caetité, tanto no eixo fixo igual a latitude quanto no eixo móvel.

O efeito fotovoltaico consiste na conversão da energia contida na radiação luminosa em energia elétrica. Esse efeito é observado em determinados materiais semicondutores que absorvem a luz e produzem eletricidade. Dentre os semicondutores utilizados na fabricação de dispositivos de conversão fotovoltaica, o silício é o mais utilizado. O dispositivo base construído para o aproveitamento do efeito fotovoltaico é a célula fotovoltaica. As células de silício têm dimensões que variam entre 50 cm² a 150 cm² e produzem energia com correntes variando entre 1,5 A a 4,5 A e tensões variando entre 0,46 V e 0,48 V. As células fotovoltaicas são agrupadas em série e paralelo para formarem os módulos fotovoltaicos, com a finalidade de produzir tensões e correntes em conformidade com a potência desejada.

A potência elétrica produzida por um painel fotovoltaico é igual ao produto da tensão produzida em seus terminais, medida em Volts, pela corrente, medida em Amperes. É interessante observar as características elétricas de um painel fotovoltaico

através das curvas tensão x corrente e tensão x potência. A Figura 5 mostra as principais variáveis que caracterizam um típico painel com 100 Wp. A unidade de medida típica que caracteriza a potência nominal dos painéis é o Watt pico, que consiste na máxima potência que o painel produz nas condições padrões de teste (STC – *Standard Test Conditions*), correspondente à irradiância global incidente sobre o painel igual a 1.000 W/m² e temperatura da célula de 25° C (CRESESB, 2014).

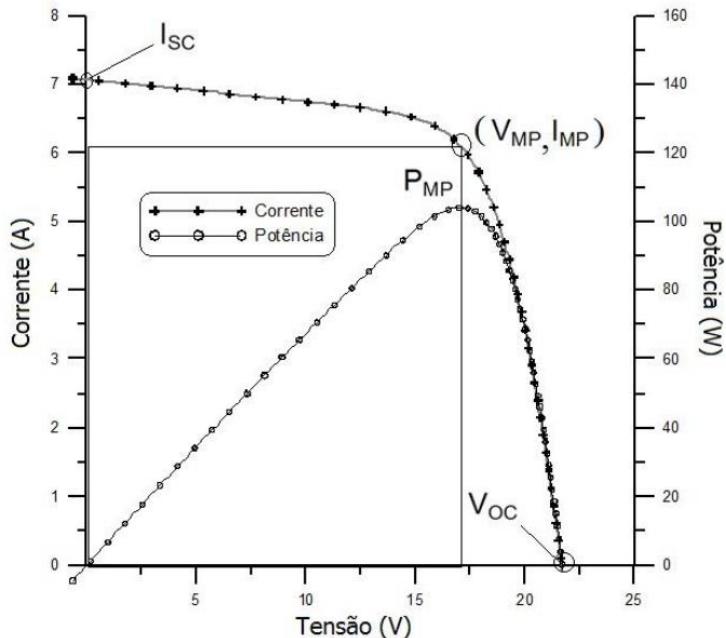


Figura 5: Curva característica I - V e curva de potência P - V para um módulo com potência nominal igual a 100 Wp. *Fonte: CRESESB, 2014.*

É possível observar que a corrente produzida pelo painel é uma função não linear da tensão em seus terminais, da mesma forma que a potência produzida. As cinco variáveis que caracterizam a operação do painel para cada condição de irradiância e temperatura são as seguintes:

- Corrente de Curto Circuito (I_{SC}): quando os terminais do painel são ligados e fecha-se o circuito elétrico, a tensão em seus terminais é zero e a corrente produzida apresenta o máximo valor.
- Tensão de Circuito Aberto (V_{oc}): se os terminais forem abertos, a circulação de corrente é interrompida e a tensão em seus terminais atinge seu valor máximo.
- Ponto de Máxima Potência (P_{MP}): é o máximo valor de potência que pode ser produzido pelo painel para condição de operação a que está

submetido, e é dado pelo produto entre a corrente de máxima potência (I_{MP}) pela tensão de máxima potência (V_{MP}).

As principais variáveis que afetam o desempenho dos painéis fotovoltaicos com relação à produção de potência são a irradiância global que incide sobre o painel e a temperatura dos mesmos. A Figura 6 e a Figura 7 mostram a influência da temperatura e da irradiância na operação dos painéis, respectivamente.

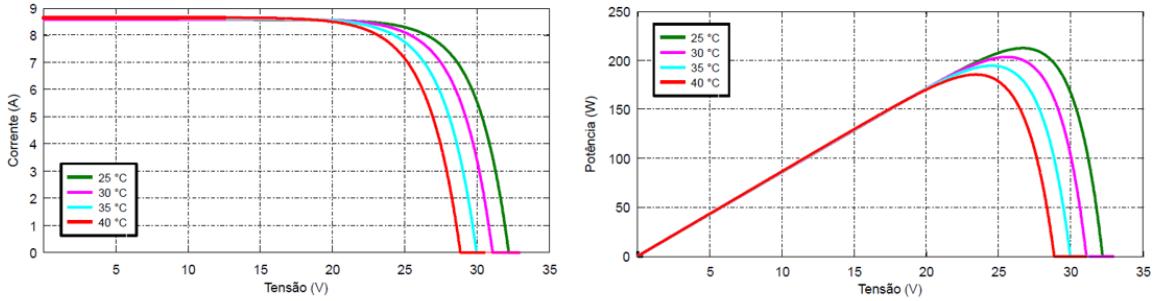


Figura 6: influência da temperatura na operação dos painéis.

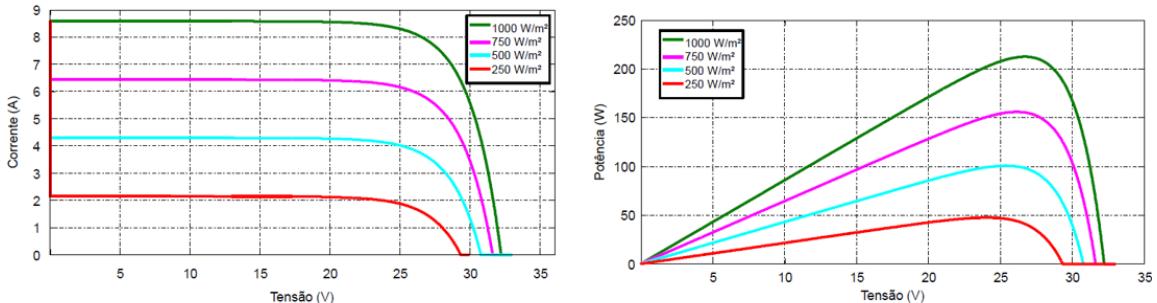


Figura 7: Influência da irradiância na operação dos painéis.

A corrente de curto circuito do painel varia linearmente com a irradiância global e pode ser escrita de acordo com a seguinte equação:

$$I_{SC} = I_{SC_{STC}} \cdot \frac{I}{1000} \quad \text{Equação 1}$$

em que $I_{SC_{STC}}$ é a corrente de curto circuito nas condições padrões de teste e I é a irradiância que incide sobre o painel. Do mesmo modo, a corrente de máxima também varia linearmente com a irradiância.

O aumento da temperatura dos módulos ocasiona uma redução da tensão produzida e um pequeno aumento da corrente, que não compensa a perda de potência em função da redução da tensão. A potência produzida pelos painéis pode ser representada em função da temperatura dos painéis e da irradiância global incidente a partir da seguinte equação:

$$P(T_p, G) = P_{MP_{STC}} \cdot \frac{I}{1000} \cdot (1 + \gamma \cdot (T_p - 25)) \quad \text{Equação 2}$$

em que T_p é a temperatura dos painéis, G é a irradiância global incidente, $P_{MP_{STC}}$ é a potência de pico dos painéis nas condições padrão de teste, γ é o coeficiente de variação da potência máxima em função da temperatura. O coeficiente γ é negativo e seus valores típicos são de $-0,5\%/\text{ }^{\circ}\text{C}$ para painéis de Silício cristalino e $-0,3\%/\text{ }^{\circ}\text{C}$ para Silício amorfo (CRESESB, 2014).

A temperatura de operação dos painéis é dependente de diversos fatores: irradiância incidente, temperatura ambiente, velocidade e direção do vento, o material que compõe o painel, estrutura de montagem. A literatura apresenta diversos modelos matemáticos para calcular a temperatura do painel em função dessas variáveis (Neto *et al.*, 2017) (TAMIZHMANI, JI, *et al.*, 2003). De forma simplificada, é possível calcular a temperatura dos painéis em função da temperatura ambiente e da irradiância, conforme a seguinte equação:

$$T_p = T_{amb} + K_t \cdot G \quad \text{Equação 3}$$

em que T_{amb} é a temperatura ambiente e K_t ($\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{W} \cdot \text{m}^2$) é o coeficiente térmico para o painel, um valor dado pelo fabricante. Quando não se conhece esse valor, pode-se adotar o padrão de 0,03 (CRESESB, 2014).

2.2 Energia Eólica

A energia eólica pode ser considerada uma forma indireta de energia solar. A radiação solar que incide de forma desigual em toda a atmosfera terrestre provoca um aumento de temperatura e pressão em massas de ar, que consequentemente se deslocam

no planeta. Além disso, outros mecanismos complexos também influenciam o vento, tais como a rotação da Terra (efeito Coriolis), os efeitos físicos de montanhas, e outros eventuais obstáculos, e a rugosidade do terreno (EPE, 2015).

A energia contida no vento corresponde à energia cinética da massa de ar (m) que se desloca com velocidade (v), dada pela seguinte equação:

$$E_C = \frac{mv^2}{2} \quad \text{Equação 4}$$

De forma a compreender as características do recurso eólico é interessante analisar o seguinte exemplo: um fluxo de ar com massa m e velocidade v , que atravessa uma seção de área A , transversal a um cilindro imaginário. Neste caso, para obter a potência que o vento apresenta, deve-se calcular a taxa de variação da energia cinética no tempo:

$$P = \frac{\partial E_C}{\partial t} = \frac{\rho A v^3}{2} \quad \text{Equação 5}$$

em que ρ é a densidade do ar, em kg/m^3 .

Deste exemplo pode-se observar que a potência contida no vento varia proporcionalmente à área transversal, à densidade do ar e ao cubo de sua velocidade. Isso implica que uma pequena variação, por exemplo, de 10% na velocidade do vento, ocasiona um aumento de 33% na potência disponível. Por outro lado, uma pequena redução na velocidade, também implica em relevante perda de potência. Outra observação interessante diz respeito à influência da densidade do ar, o que equivale a dizer que a temperatura e a altitude também podem influenciar o recurso eólico disponível, uma vez que ambos influenciam a densidade do ar (PINTO, 2012).

Outra constatação importante se refere à área varrida pelo dispositivo que converte a energia eólica. Considerando uma turbina de eixo vertical, a área circular que as pás dessa turbina varrem equivale a $(\pi D^2)/4$, o que implica que dobrar o tamanho das pás equivale a aumentar a potência disponível a ser convertida em quatro vezes. Na prática, os fabricantes de aerogeradores devem mensurar a solução de compromisso

entre aumentar a potência produzida pelo equipamento e aumentar o custo de produção do equipamento (PINTO, 2012).

O aproveitamento da potência disponível no vento é realizado por aerogeradores. Apesar de não existir limite para a potência disponível no vento, em função da variação de sua energia cinética no tempo, a conversão dessa potência em potência mecânica por meio de dispositivos conversores de energia apresenta um limite igual a 59%, denominado limite de Lanchester-Betz (PINTO, 2012).

Portanto, na prática, a potência extraída pela turbina é dada limitada pelo seu coeficiente de potência, conforme a seguinte equação:

$$P_{ext} = C_p \frac{\rho A v^3}{2} \quad \text{Equação 6}$$

em que $C_p = C_t \cdot \lambda$ é o coeficiente de potência da turbina, C_t é o coeficiente de torque e λ a razão de velocidade de ponta de pás. O coeficiente de potência varia em função da velocidade do vento e seu valor máximo é igual à eficiência de Betz.

Os aerogeradores também apresentam restrições relativas aos esforços mecânicos que seus componentes podem ser submetidos. Na prática, cada aerogerador é caracterizado por sua curva de potência, a qual reproduz uma função não linear de produção de potência elétrica para cada valor de velocidade do vento. A Figura 8 apresenta a curva de potência do aerogerador da fabricante Gamesa G114, modelo com 2,5 MW de potência nominal, diâmetro das pás de 114 metros e altura do rotor igual a 93 m.

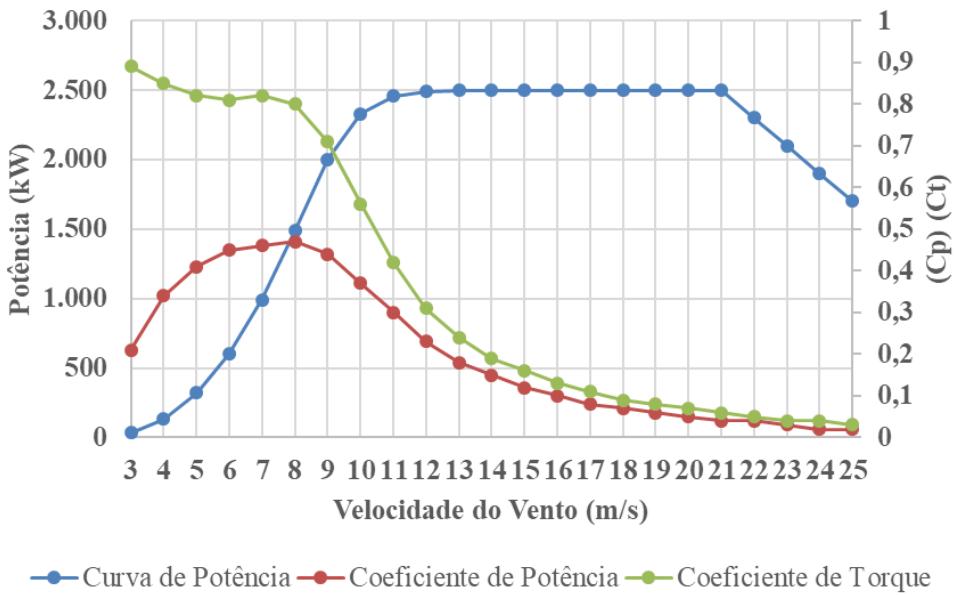


Figura 8: Curva de potência do aerogerador Gamesa G114 – 2,5 MW.

Fonte: <https://en.wind-turbine-models.com/powercurves>

A curva de potência do aerogerador apresenta três valores de velocidade do vento que a caracterizam: a velocidade de *cut-in*, a *cut-out* e a nominal. Acima de 0 m/s, sempre existe potência disponível no vento para ser convertida. Contudo, os aerogedores possuem restrições técnicas e perdas, o que faz com que exista uma velocidade mínima para que possa operar, denominada *cut-in*. Similarmente, existe uma velocidade máxima que o dispositivo pode operar dentro dos limites de segurança à estrutura dos equipamentos, denominada *cut-out*. Acima desses valores, o aerogerador reduz sua produção de energia elétrica com a finalidade de preservar o equipamento. Além disso, a velocidade nominal se caracteriza pelo valor a partir do qual a potência nominal do aerogerador é atingida (EPE, 2015).

Para o aerogerador Gamesa G114 esses valores são iguais a: $V_{CUT-IN} = 3 \text{ m/s}$; $V_{CUT-OUT} = 25 \text{ m/s}$ e $V_{nominal} = 10 \text{ m/s}$.

O projeto de um parque eólico considera diversas variáveis para a seleção do modelo de turbina mais adequado ao local onde será instalada. As propriedades estatísticas do vento, tais como a média, variância, sazonalidades, variação na direção do vento e intensidade de ventos extremos são levadas em conta. Além disso, a topografia também é um fator que influencia a escolha do modelo mais adequado de aerogerador.

2.3 Dados Utilizados

Os projetos que se cadastram para participar dos Leilões de energia necessitam apresentar certificações de produção de energia, na qual são apresentadas estimativas para a produção anual de energia de longo prazo. Normalmente, a metodologia para estimar a produção energética consiste em realizar medições das variáveis que caracterizam o recurso energético (velocidade e direção do vento, temperatura, irradiação, etc.) em intervalos de dez minutos e correlacionar esses dados medidos com outra fonte de dados com maior período de medição, tais como dados de satélite. Dessa forma, é possível construir séries de longo prazo e estimar o recurso energético médio disponível.

No entanto, devido à confidencialidade dos dados medidos, não é prática comum os utilizar em trabalhos acadêmicos. Uma aproximação para fins acadêmicos consiste em utilizar somente os dados de longo prazo, que são dados comerciais, mas que não apresentam o problema da confidencialidade.

Neste sentido, esta dissertação utilizou os dados de longo prazo da empresa Vortex² para caracterizar a velocidade do vento. O período de medição desses dados compreende o período entre os anos de 1997 e 2017 e são dados horários de velocidade e direção do vento na altura de 100 m.

Os dados de irradiação global horária para as localidades escolhidas foram obtidas na ferramenta desenvolvida pelo Sistema de Informações Geográficas Fotovoltaicas (PVGIS³ – *Photovoltaics Geographic Information System*). O PVGIS é um projeto desenvolvido no âmbito do Centro Para Pesquisa Conjunta da Comissão Europeia, cujo objetivo é realizar pesquisas em avaliação de recurso solar, performance de projetos fotovoltaicos e disseminar conhecimentos e dados sobre radiação solar.

A ferramenta desenvolvida pelo PVGIS disponibiliza dados de irradiação global estimados a partir de dados de satélite entre os anos de 2005 e 2016. É possível optar por dados para um projeto com eixo fixo, no qual é informado a inclinação dos módulos ou então obter dados de irradiação para projetos com rastreadores solares, tanto de um

² <https://vortexfdc.com/>

³ <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>

quanto dois eixos, em que o eixo de inclinação dos painéis solares varia ao longo das horas do dia com o objetivo de maximizar a irradiância global incidente sobre os painéis. Nesta dissertação, optou-se por estudar projetos solares com rastreadores.

2.4 Estimativa de Geração e Limitações

Em projetos de energia eólica e solar, o procedimento para estimar a produção de energia elétrica envolve diversas variáveis e seu processamento em modelos computacionais. De modo a exemplificar algumas dessas variáveis, o documento intitulado *“Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica”* (EPE, 2009) (EPE, 2013) elaborado pela EPE e que busca orientar empreendedores que desejam participar dos Leilões regulados, apresenta as informações mínimas necessárias que as Certificações de Produção Anual de Energia devem conter, dentre as quais destacam-se algumas:

- Para as usinas solares fotovoltaicas:
 - a) *Descrição detalhada da metodologia e dos modelos empregados para o cálculo da irradiação no plano inclinado dos módulos (sejam fixos ou com rastreadores);*
 - b) *Caracterização técnica dos equipamentos principais (módulos, inversores, cablagem, transformadores, etc);*
 - (...)
 - g) *Devem ser discriminados e quantificados todos os fatores de perdas considerados para o cálculo da Produção Certificada, como: perdas por temperatura, sujeira, sombreamento, angulares, espectrais, degradação anual dos módulos ao longo do período contratual, mismatch, tolerância sobre a potência nominal dos módulos, ôhmicas na cablagem, eficiência do inversor, controle de potência máxima (MPPT), degradação inicial (LID), nível de irradiância, entre outros, a critério da entidade certificadora. Devem ser identificados e justificados eventuais agrupamentos de perdas;*
 - h) *Para cada perda, deve ser informada a metodologia usada para seu cálculo, por meio de um resumo e da indicação das devidas referências bibliográficas. Se a perda for estimada, indicar os valores de referência e sua fonte. Caso uma referência não seja de domínio público, deve ser anexada à certificação;*
 - (...)
 - m) *As incertezas padrão na estimativa de Produção Anual de Energia para o período de um ano e para longo prazo (20 anos), contemplando as*

incertezas dos dados solarimétricos, da representatividade do período monitorado, da variabilidade interanual, da variabilidade espacial, da transposição para o plano dos módulos, do modelo e simulação energética e do cálculo de perdas da planta solar, calculadas de acordo com a norma ISO/IEC GUIDE 98-3:2008;

- Para o caso das usinas eólicas:

a) As incertezas padrão na Estimativa de Produção Anual de Energia para o curto prazo (um ano) e para o longo prazo (período contratual). Para formação da incerteza padrão na Estimativa de Produção Anual de Energia de longo prazo devem ser consideradas e discriminadas as incertezas de: medições anemométricas, correlação de longo prazo, extração horizontal total, extração vertical total, metodologia de cálculo do efeito esteira, curva de potência da turbina, variabilidade interanual e outras. Para cada incerteza, deve ser informada a metodologia usada para seu cálculo;

b) Os valores de energia anual Certificados que são excedidos com probabilidades de 50%, 75% e 90% para uma variabilidade futura considerando todo o período contratual (P50, P75 e P90), que devem considerar as condições meteorológicas locais, a densidade do ar, a degradação das pás e as perdas aerodinâmicas do próprio parque e decorrentes de parques vizinhos (efeito esteira);

(...)

f) O desenho do micrositing do parque eólico indicando a localização dos aerogeradores, com as respectivas coordenadas (UTM) e identificação. Além disso, deverá ser também apresentada a Rosa dos Ventos;

g) A Produção Mensal Certificada referente ao valor de P50, em MWh, deverá considerar as condições meteorológicas locais, a densidade do ar, a degradação das pás e as perdas aerodinâmicas do próprio parque e decorrentes de parques vizinhos (efeito esteira). Este valor de Produção Certificada em MWh servirá de base para a sazonalização da Garantia Física;

Em comparação com o procedimento para estimar a produção de energia do parque eólico ou solar que participa de um Leilão, pode-se afirmar que o procedimento adotado nesta dissertação adota algumas simplificações, o que representa algumas limitações às análises realizadas.

Conforme mencionado no subcapítulo anterior, os dados utilizados nesta dissertação são integralizados a cada hora. Normalmente, as campanhas de medição das variáveis ambientais tanto dos parques eólicos quanto solares consistem em obter dados com períodos de integralização menores, como por exemplo iguais a dez minutos, o que

permite a mensuração com maior precisão da variabilidade do recurso eólico e solar dentro do intervalo horário.

Ao utilizar dados horários, é possível que volatilidades nos recursos eólicos e solares não estejam sendo consideradas na modelagem energética. A título de exemplo, pode-se considerar uma média horária de velocidade do vento igual a 10 m/s, o que corresponde a uma produção energética igual a 2,332 MWh no intervalo de 1 hora, de acordo com a curva de potência do aerogerador Gamesa G114 2,5 MW. Contudo, caso durante essa hora a velocidade que o vento apresentou foi igual a 8 m/s durante os primeiros 15 minutos, 9 m/s no segundo período de 15 minutos, 11 m/s e 12 m/s nos dois últimos intervalos de 15 minutos, respectivamente, a velocidade média horária foi a mesma que no caso anterior (10 m/s), porém a produção energética teria sido igual a 2,110 MWh, o que equivale a uma redução de 10%.

No caso da energia solar fotovoltaica, a modelagem da variabilidade do recurso primário é ainda mais importante. Estima-se que em dias nublados podem ser observadas variações de potência de $\pm 50\%$ em intervalos de tempo entre 30 e 90 segundos e $\pm 70\%$ em intervalos entre 2 e 10 minutos (NERC, 2009). Além disso, em intervalos de 30 minutos a variabilidade da fotovoltaica pode ser até 10 vezes maior que da geração eólica (EPE, 2015).

Neste contexto, apesar de existir uma limitação que tende a gerar distorções na estimativa de geração para locais que apresentam volatilidades nas variáveis ambientais em períodos menores que uma hora, a metodologia desenvolvida nesta dissertação pode ser aplicada em outros estudos e análises em que haja disponibilidade de campanhas de medição de recursos integralizados em intervalos de tempo menores.

O cálculo da estimativa de produção de energia elétrica dos projetos eólicos e solares utilizou somente as principais variáveis que influenciam de maneira mais relevante o recurso energético, sendo elas a velocidade do vento, a irradiação global no plano inclinado e a temperatura ambiente.

O procedimento para calcular a geração fotovoltaica consiste em aplicar a Equação 2 e a Equação 3 a partir dos dados de irradiação e temperatura ambiente. O parâmetro γ , que corresponde ao coeficiente de variação da potência em função da

variação da temperatura do painel equivale a $-0,5\%/\text{ }^{\circ}\text{C}$, valor típico para painéis de silício cristalino. O coeficiente K_t foi igual a 0,03.

Já o procedimento para calcular a geração eólica consiste em aplicar a curva de potência do aerogerador Gamesa G114 de 2,5 MW para cada valor de velocidade do vento. Devido ao fato de a curva de potência apresentar valores discretizados para cada 1 m/s de velocidade do vento, realiza-se uma interpolação linear entre os dois valores conhecidos da curva de potência.

Os valores são normalizados pela potência instalada dos painéis fotovoltaicos e aerogerador, de modo a gerar valores de fator de capacidade, que posteriormente poderão ser convertidos considerando a potência de um projeto de maior porte.

No Capítulo 3 será descrito o procedimento de modelagem estocástica das séries de velocidade do vento, irradiação e temperatura que consiste na técnica de séries temporais multivariadas denominada vetor autorregressivo de ordem p (VAR(p)). Essa técnica permite gerar séries sintética das variáveis analisadas, que reproduzem as propriedades estatísticas das observações. Portanto, após a modelagem pelo modelo VAR(p), aplica-se a conversão das séries sintéticas de velocidade do vento, irradiação e temperatura em séries de fatores de capacidade eólico e solar.

Conforme mencionado no capítulo introdutório, um dos objetivos desta dissertação consiste em analisar a solução de compromisso entre redução de despesas com encargo da transmissão e redução de receita decorrente do corte de geração. Dessa forma, o procedimento para estimar os valores de fator de capacidade considerando valores de Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) inferiores à potência do projeto consiste em aplicar limites máximos nas séries originais que foram geradas sem considerar cortes de geração. O valor do limite máximo de geração é igual ao MUST que está sendo analisado. Assim, o cálculo do fator de capacidade solar fotovoltaico horário é dado pela seguinte equação:

$$FC_{solar} = \min\left(\frac{I}{1000} \cdot (1 + \gamma \cdot (T_p - 25)), \frac{MUST}{P_{MP_{STC}}}\right) \quad \text{Equação 7}$$

em que I é a irradiância global no plano inclinado incidente sobre os painéis, γ é o coeficiente de variação da potência máxima em função da temperatura, T_p é a temperatura dos painéis, $P_{MP_{STC}}$ é a máxima potência de pico produzida pelos painéis quando submetidos às condições padrões de teste (irradiância igual a 1.000 W/m² e temperatura igual a 25 °C).

A estimativa de produção eólica considerando o MUST segue o mesmo procedimento, ou seja, os valores de velocidade do vento são convertidos para potência de acordo com a curva de potência do aerogerador Gamesa G114 2,5 MW, respeitando o limite superior igual ao MUST.

2.5 Complementariedade entre recursos eólicos e solares fotovoltaicos

A literatura sobre análise da complementariedade de projetos eólicos e solares fotovoltaicos elenca alguns benefícios decorrentes do comportamento estocástico complementar da geração dessas fontes, os quais podem ser destacados: redução da variabilidade e intermitência, o que permite melhorar o gerenciamento e a previsão da geração quando essas fontes são utilizadas em conjunto; suavização da produção de potência, consequentemente aumentando a segurança de suprimento de energia elétrica. Podem-se destacar dois principais objetivos da utilização conjunta de projetos eólicos e solares, sejam aqueles localizados no mesmo sítio ou mesmo considerando a dispersão geográfica entre os projetos (WESCHENFELDER, LEITE, *et al.*, 2020):

- Suavização da produção de potência, quando as fontes são combinadas para produção estável de potência, que apresenta pequenas variações em torno de um nível médio, sendo que as pequenas flutuações são compensadas por armazenamento ou usinas de resposta rápida, tais como termelétricas a gás natural.
- Atendimento a uma curva de carga específica, em que a produção total de potência pode apresentar grandes variações, porém a combinação das duas fontes deve corresponder a um perfil de carga em particular.

A suavização da produção energética em função do efeito da complementariedade pode ser observada na Figura 9 e na Figura 10, que mostram os valores médios horários e mensais, respectivamente, calculados a partir das séries

temporais reais de velocidade do vento, irradiação e temperatura para o município de Caetité. Os valores foram calculados com base na metodologia descrita na seção 2.4. O gráfico mostra as médias em função de diversas configurações de parques híbridos.

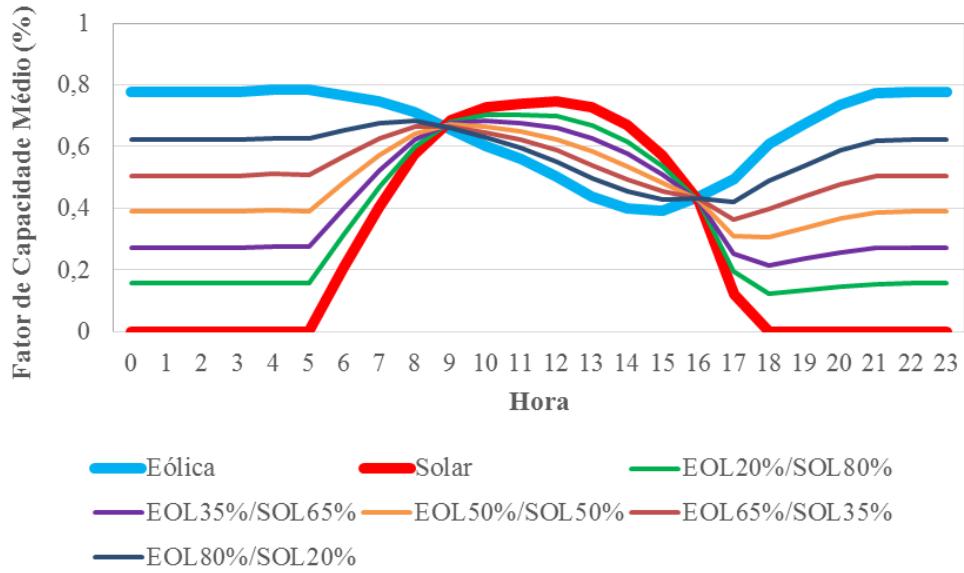


Figura 9: Fator de capacidade médio horário em função da composição do projeto híbrido.

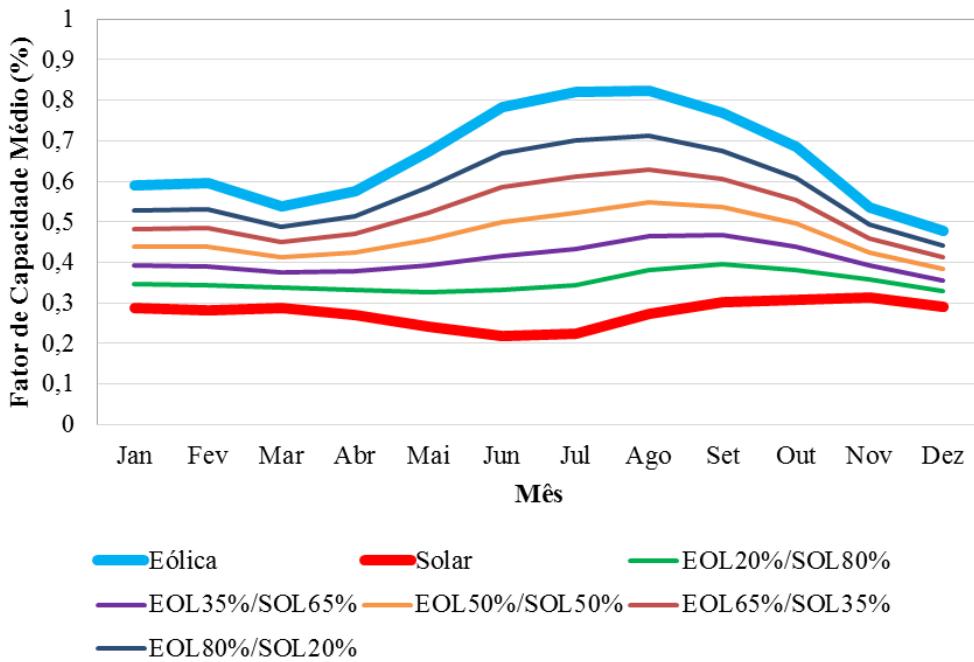


Figura 10: Fator de capacidade médio mensal em função da composição do projeto híbrido.

É possível observar que a composição de portfólios de projetos compostos pelas fontes eólica e solar permite suavizar a produção de energia elétrica tanto na escala

temporal horária quanto mensal. Além disso, conforme mostrado na Tabela 2, a variância dos dados horários e mensais também é influenciada em função da composição do portfólio.

Tabela 2: Variância do fator de capacidade horário e mensal em função da composição do portfólio.

Projeto	Variância Horária	Variância Mensal
Solar	0,11653	0,03478
EOL20%/SOL80%	0,06831	0,03120
EOL35%/SOL65%	0,04797	0,04571
EOL50%/SOL50%	0,04118	0,06568
EOL65%/SOL35%	0,04795	0,08744
EOL80%/SOL20%	0,06828	0,10994
Eólico	0,11646	0,14046

Além de realizar análises de complementariedade que consideram somente as variáveis ambientais que influenciam a geração energética das usinas eólicas e solares, é importante também correlacionar essa produção energética com a curva de carga que deverá ser atendida. Nesta dissertação, conforme será descrito no Capítulo 4, foram simulados contratos de comercialização de energia elétrica na modalidade por quantidade com sazonalização e modulação pela curva de carga do SIN. Assim, além da correlação entre recursos energéticos, é importante observar a relação entre a disponibilidade energética e a curva de carga do SIN. Estudos demonstram que a associação das fontes eólica, solar e hidroelétrica apresenta correlação com a curva de carga do sistema Nordeste, tanto em escala temporal diária, quanto ao longo do ano. Por exemplo, a produção de energia eólica tende a se concentrar durante o período seco (meses entre maio e novembro), o que é um fator crucial à segurança energética do Nordeste, devido à vulnerabilidade às secas que esta região apresenta, enquanto a disponibilidade energética solar se concentra no verão, momento em que há também uma maior demanda energética (JONG, SANCHEZ, *et al.*, 2013).

3 SÉRIES TEMPORAIS

Uma série temporal é uma coleção de observações feitas sequencialmente ao longo do tempo de qualquer variável estocástica. No caso das energias eólica e solar, pode-se estudar séries temporais compostas pelas variáveis que caracterizam o recurso primário, ou seja, velocidade do vento, pressão atmosférica, densidade do ar, irradiação, temperatura, etc. ou então séries de energia produzida em cada período de tempo, seja horário ou mensal.

As técnicas de previsões por séries temporais são utilizadas para modelar matematicamente o comportamento estocástico das variáveis e gerar séries sintéticas de valores previstos a partir de observações passadas. As séries sintéticas devem apresentar as mesmas propriedades estatísticas que as séries originais, tais como média, variância, função densidade de probabilidade, e estrutura de dependência temporal e espacial, representadas pela função de autocorrelação e correlação cruzada.

Neste capítulo, são apresentados alguns trabalhos que de alguma forma serviram como referência no desenvolvimento da metodologia aplicada nesta dissertação que utilizam as técnicas de modelagem por séries temporais aplicadas à modelagem da energia eólica e solar, bem como são apresentados também os principais conceitos utilizados.

Em sua dissertação, (HERRERA, 2016) realiza uma revisão bibliográfica e apresenta alguns trabalhos que aplicam diferentes técnicas para a geração de séries sintéticas de velocidade do vento, potência eólica, radiação solar e potência solar fotovoltaica, bem como elenca as vantagens e desvantagens de cada técnica. Esse trabalho também propõe critérios para a seleção adequada de modelos a serem utilizados no planejamento e operação de sistemas elétricos de potência. O autor divide os modelos entre aqueles que permitem representar a estrutura de dependência temporal (modelos univariados), compostos pelas Cadeias de Markov, modelos ARIMA(p,d,q)⁴ e Teoria de Cúpula e modelos que representam tanto a dependência temporal quanto a espacial (modelos multivariados), tais como Modelo VAR(p)⁵, Teoria de Cúpula e Componentes Principais em conjunto com ARMA.

⁴ Modelos Autorregressivos de ordem p , Integrados de ordem d e de Médias Móveis de ordem q .

⁵ Modelo Vetorial Autorregressivo de ordem p .

(KLÖCKL e PAPAEFTHYMIOS, 2009) aplicam um modelo de série temporal multivariado do tipo VAR(p) em séries de velocidade do vento e radiação solar em duas localidades diferentes, com o objetivo de gerar séries sintéticas que possam ser utilizadas em estudos de planejamento de sistemas de potência. O algoritmo proposto neste trabalho aplica uma transformação integral nas séries temporais observadas com o objetivo de obter uma série que possa ser representada por uma função de distribuição de probabilidades gaussiana, uma vez que esta é uma das condições necessárias para a utilização de modelos VAR(p). Após a normalização das séries, identificam a ordem p do modelo, estimam os coeficientes e logo geram séries sintéticas normalizadas que posteriormente são transformadas de volta para as séries originais. Os autores aplicam o algoritmo proposto em um exemplo, no qual são simulados estudos de fluxo de potência para um sistema de potência hipotético com previsão de aumento da carga e da geração solar e eólica em alguns barramentos, e demonstram que o mesmo possibilita a reprodução das propriedades estatísticas das séries originais, tais como a função de densidade de probabilidade, função de autocorrelação e matriz de correlação entre as séries.

(PAPAVASILIOU, OREN e ARAVENA, 2015) também apresentam uma metodologia que procura ajustar um modelo VAR(p) de modo a gerar séries sintéticas de produção de energia eólica que consideram a dispersão geográfica entre os projetos eólicos. O procedimento proposto consiste em realizar um ajustamento sazonal para cada hora de cada mês, realizar uma transformação gaussiana nas séries ajustadas e então ajustar um modelo VAR(p). Esse procedimento permite que as séries sintéticas reproduzam os padrões diários e sazonais associados à produção de energia eólica. Essa metodologia é aplicada em estudos de planejamento em sistemas potência com restrições de transmissão e altos níveis de penetração de energia eólica. Os resultados foram apresentados para o sistema elétrico da Califórnia e Alemanha.

3.1 Considerações Iniciais

Inicialmente, é importante definir algumas propriedades que serão utilizados nos modelos de séries temporais nesta dissertação, tais como estacionariedade, ruído branco, processos estocásticos de raiz unitária e descrever alguns testes utilizados para verificar se as séries temporais apresentam as características necessárias para serem modeladas.

3.1.1 Estacionariedade

Modelos estacionários pressupõem que o processo que está sendo modelado permanece em equilíbrio e suas propriedades probabilísticas não sofrem variações com o tempo, ou seja, possuem média e variância constantes (BOX, JENKINS, *et al.*, 2016).

Uma série temporal $\{r_t\}$ é dita estritamente estacionária se a distribuição de probabilidades de $(r_{t_1}, \dots, r_{t_k})$ é idêntica à distribuição de $(r_{t_1+t}, \dots, r_{t_k+t})$ para todo t , onde k é um inteiro positivo arbitrário e o conjunto (t_1, \dots, t_k) é um conjunto de k inteiros positivos. Dessa forma, estacionariedade estrita requer que a distribuição de probabilidades de $(r_{t_1}, \dots, r_{t_k})$ seja invariante caso haja um deslocamento temporal. Contudo, a propriedade de igualdade de distribuição de probabilidades pode ser considerada difícil de ser verificada empiricamente. Portanto, a modelagem de séries temporais utiliza o conceito de estacionariedade fraca, no qual tanto a média quanto a covariância entre r_t e r_{t-l} são invariantes no tempo, onde l é um inteiro arbitrário. A estacionariedade fraca implica que a representação gráfica de uma série temporal mostrará que seus valores ao longo do tempo apresentam uma variação constante em torno de uma média (TSAY, 2010).

Caso a série temporal não apresente as características descritas, ela será denominada não estacionária, e apresentará média ou variância, ou ambas, variantes no tempo. Em uma série temporal estacionária, a covariância $\gamma_l = \text{Cov}(r_t, r_{t-l})$ é denominada autocovariância de r_t e apresenta duas propriedades importantes: a) $\gamma_0 = \text{Var}(r_t)$ e b) $\gamma_{-l} = \gamma_l$ (TSAY, 2010).

3.1.2 Ruído Branco

Outro conceito utilizado na modelagem de séries temporais se refere ao ruído branco ou um processo puramente aleatório. Uma série temporal é denominada um ruído branco se for composta por variáveis aleatórias independentes e identicamente distribuídas, ou seja, a covariância γ_l é igual a zero para todos os valores de l . Além disso, deve possuir média e variância finitas. Caso r_t apresente distribuição normal com média igual a 0 e variância σ^2 , é chamado de ruído branco Gaussiano (TSAY, 2010).

3.1.3 Passeio Aleatório

O passeio aleatório é um exemplo muito utilizado na literatura de séries temporais para descrever as propriedades de séries não estacionárias. Existem dois tipos de passeios aleatórios, com ou sem deslocamento. Supondo que u_t seja um ruído branco com média igual a zero e variância igual a σ^2 , então pode-se escrever a equação de um passeio aleatório sem deslocamento como:

$$Y_t = Y_{t-1} + u_t$$

Neste modelo, o valor de Y no momento t é função de seu valor observado no momento imediatamente anterior (período $t-1$) mais um valor aleatório u_t . Recursivamente, pode-se escrever esse modelo da seguinte forma:

$$Y_1 = Y_0 + u_1$$

$$Y_2 = Y_1 + u_2 = Y_0 + u_1 + u_2$$

$$Y_t = Y_0 + \sum u_t$$

Dessa forma, tem-se que o valor esperado do passeio aleatório é dado por:

$$E(Y_t) = E\left(Y_0 + \sum u_t\right) = Y_0$$

E sua variância é igual a:

$$var(Y_t) = var\left(Y_0 + \sum u_t\right) = E\left(\left(Y_0 + \sum u_t - E(Y_t)\right)^2\right) = E\left(\left(\sum u_t\right)^2\right) = t\sigma^2$$

Em função dos desenvolvimentos acima, conclui-se que no modelo de passeio aleatório, sua média é constante e igual ao seu valor inicial. Entretanto, sua variância é aumenta com o tempo, o que viola uma das condições de estacionariedade fraca.

No passeio aleatório com deslocamento é dada por:

$$Y_t = \delta + Y_{t-1} + u_t$$

em que δ é conhecido como o parâmetro de deslocamento.

Da mesma forma que no passeio aleatório sem deslocamento, pode-se demonstrar que a média e a variância do passeio com deslocamento são dados por:

$$Y_1 = \delta + Y_0 + u_1$$

$$Y_2 = \delta + Y_1 + u_2 = \delta + \delta + Y_0 + u_1 + u_2 = 2\delta + Y_0 + u_1 + u_2$$

$$Y_t = t\delta + Y_0 + \sum u_t$$

$$E(Y_t) = t\delta + Y_0$$

$$var(Y_t) = E\left(\left(Y_t - E(Y_t)\right)^2\right) = t\sigma^2$$

Portanto, no modelo de passeio aleatório com deslocamento, tanto a média quanto a variância variam em função do tempo, o que viola as condições da estacionariedade fraca. Dessa forma, tanto o passeio aleatório com quanto o sem deslocamento representam processos estocásticos não estacionários (GUJARATI e PORTER, 2011).

De forma a ilustrar ambos os processos, a Figura 11 e a Figura 12 mostram dois processos de passeios aleatórios com e sem deslocamento cada. Os dados foram simulados a partir da função *rnorm* do software R, cujo objetivo é gerar números aleatórios. Neste caso, foram gerados números aleatórios a partir da função de distribuição normal padrão, com média igual a zero e variância igual a um. O valor inicial do passeio aleatório (Y_0) é igual a zero e o deslocamento (δ) igual a 0,1.

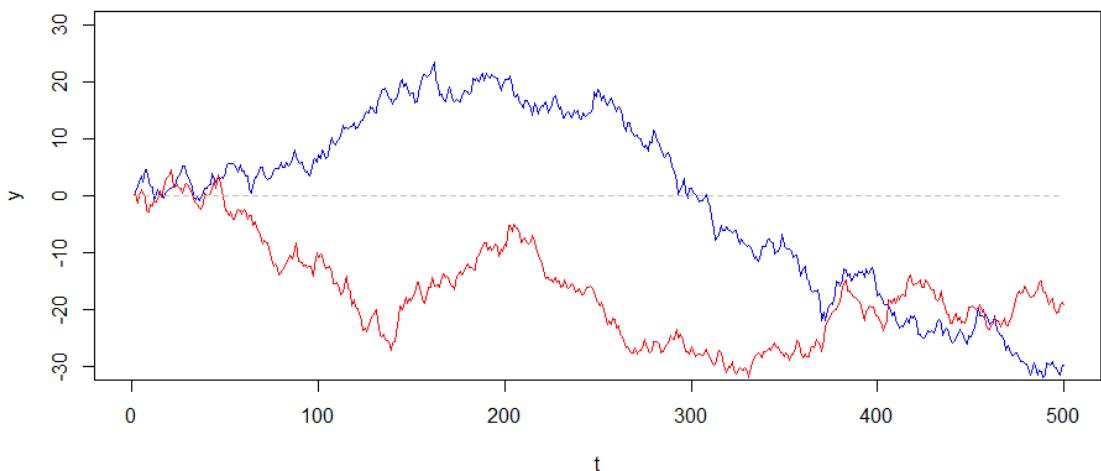


Figura 11: Passeios aleatórios sem deslocamento ($Y_t = Y_{t-1} + u_t$).

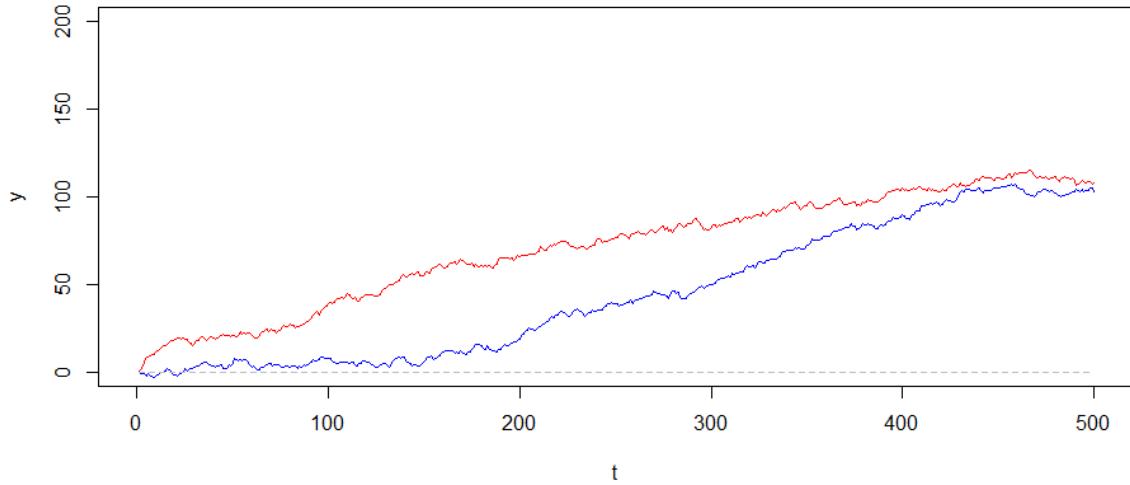


Figura 12: Passeios aleatórios com deslocamento ($Y_t = 0,2 + Y_{t-1} + u_t$).

Na literatura, denomina-se que o modelo de passeio aleatório é um processo de raiz unitária (GUJARATI e PORTER, 2011). Pode-se reescrever o passeio aleatório da seguinte forma:

$$Y_t = \rho Y_{t-1} + u_t$$

Em que $-1 < \rho < 1$. Conforme demonstrado, no caso em que $\rho = 1$, tem-se um modelo de passeio aleatório se deslocamento, que é um processo estocástico não estacionário, uma vez que sua variância não é constante, denominado de raiz unitária. Contudo, quando $|\rho| < 1$, pode-se demonstrar que sua média e variância são constantes, ou seja, o processo que não possui raízes unitárias é fracamente estacionário.

Neste sentido, um dos métodos amplamente utilizados que busca determinar se as séries temporais são estacionárias são os testes de raiz unitária. Diversos autores desenvolveram testes para determinar se uma série temporal possui raiz unitária, tal como o teste Dickey-Fuller e seu teste aumentado ou o teste de Phillips-Perron. Nesta dissertação, utilizou-se a função *adf.test* do pacote *tseries* do software R, que aplica o teste de Dickey-Fuller aumentado.

3.1.4 Testes de raiz unitária

O modelo de passeio aleatório pode ser reescrito da seguinte forma:

$$Y_t = \rho Y_{t-1} + u_t$$

$$Y_t - Y_{t-1} = \rho Y_{t-1} - Y_{t-1} + u_t = (\rho - 1)Y_{t-1} + u_t$$

$$\Delta Y_t = \delta Y_{t-1} + u_t$$

O teste de raiz unitária e Dickey-Fuller consiste em testar a hipótese nula de que $\delta = 0$ contra a hipótese alternativa $\delta \neq 0$. Caso $\delta = 0$, então $\rho = 1$ e a série temporal possui uma raiz unitária e é não estacionária. Na prática, o que o teste faz é uma regressão de ΔY_t com Y_{t-1} , de forma a estimar o coeficiente δ e verificar se o valor estimado segue a estatística τ (tau) (GUJARATI e PORTER, 2011).

Contudo, o teste de Dickey-Fuller assume que o termo aleatório u_t apresenta autocovariância nula entre todas as defasagens, ou seja, não é correlacionado. Para os casos onde esta condição não é atendida, Dickey e Fuller desenvolveram o teste de Dickey-Fuller aumentado. A extensão deste teste consiste em adicionar termos que correspondem aos valores defasados da variável independente ΔY_t , de forma a estimar a seguinte regressão:

$$\Delta Y_t = \delta Y_{t-1} + \sum_{i=1}^m \alpha_i \cdot \Delta Y_{t-i} + \varepsilon_t$$

Em que ε_t é um termo de ruído branco puro, m é a ordem do modelo autorregressivo, $\Delta Y_{t-i} = Y_{t-i} - Y_{t-i-1}$.

3.1.5 Testes de normalidade

A identificação se uma série temporal possui distribuição normal pode ser feita tanto graficamente, por meio do histograma ou diagrama quantil-quantil, quanto pela aplicação de algum teste de hipóteses, tal como o teste de normalidade Anderson-Darling.

A construção de um diagrama quantil-quantil é um procedimento cujo objetivo é observar graficamente se duas amostras de dados pertencem a populações com o mesmo tipo de distribuição de probabilidades. O gráfico é construído distribuindo os quantis de uma amostra contra a outra. O quantil representa o ponto em que determinado percentual de dados da amostra é menor ou igual, por exemplo, o quantil 30% é o valor da amostra em que 30% de seus dados são menores.

No diagrama quantil-quantil, também é traçada uma reta com inclinação igual a 45 graus. Caso as duas amostras de dados pertençam ao mesmo tipo de distribuição, os pontos do gráfico estarão próximos a essa reta. Quanto maior for a distância entre os pontos e a reta, maior será a evidência para concluir que as amostras pertencem a diferentes distribuições. Uma das vantagens do diagrama quantil-quantil consiste no fato de que não é necessário que o tamanho das amostras seja o mesmo.

Neste sentido, uma das formas de verificar a normalidade de uma determinada amostra, consiste em construir um diagrama quantil-quantil no qual uma das amostras seja uma com distribuição normal. Além da análise gráfica, também existem diversos testes de hipóteses para verificar se uma amostra segue uma distribuição normal. Nesta dissertação, utilizou-se o teste de Anderson-Darling.

3.2 Funções de Autocorrelação e Correlação Cruzada

O coeficiente de correlação entre duas variáveis aleatórias, X e Y pode ser definido pela relação entre a covariância das variáveis e a raiz quadrada do produto de suas variâncias, conforme a seguinte fórmula:

$$\rho_{x,y} = \frac{Cov(X, Y)}{\sqrt{Var(X).Var(Y)}} = \frac{E[(X - \mu_x).(Y - \mu_y)]}{\sqrt{E(X - \mu_x)^2}.E(Y - \mu_y)^2}$$

Onde μ_x e μ_y são as médias de X e Y e é assumido que a variância existe. Esse coeficiente mede o grau de dependência linear entre X e Y e pode-se mostrar que $-1 \leq \rho_{x,y} \leq 1$ e que $\rho_{x,y} = \rho_{y,x}$. As duas variáveis aleatórias não são correlacionadas se $\rho_{x,y} = 0$. Adicionalmente, se ambas as variáveis aleatórias são normais, então $\rho_{x,y} = 0$ se e somente se X e Y são independentes (TSAY, 2013).

Quando se deseja analisar a dependência linear entre uma variável aleatória e seus valores passados, pode-se generalizar o coeficiente de correlação para a função de autocorrelação. A função de autocorrelação de uma variável aleatória X é igual a relação entre sua função de autocovariância e sua variância, em que l equivale à defasagem entre os períodos observados da série temporal, conforme a seguinte equação:

$$\rho_l = \frac{Cov(X_t, X_{t-l})}{\sqrt{Var(X_t).Var(X_{t-l})}} = \frac{Cov(X_t, X_{t-l})}{Var(X)}$$

A partir dos valores da função de autocorrelação para as diversas defasagens, é possível construir o correlograma da variável aleatória, no qual o eixo horizontal representa os valores das defasagens l e no eixo vertical estão representados os valores obtidos para ρ_l .

A título ilustrativo, a Figura 13 mostra o correlograma para a velocidade do vento, em metros por segundo, para a irradiância direta no eixo inclinável, em Watts por metro quadrado, e para a temperatura em graus Celsius, em base horária. Neste caso, são mostrados valores até a 72^a hora, para o município de Caetité, na Bahia.

Observa-se que ambas as séries apresentam um decaimento exponencial conforme o intervalo entre as observações aumenta. Além disso, pode-se afirmar que as defasagens múltiplas de 12 e 24 apresentam maior influência no comportamento futuro das séries, o que indica um comportamento sazonal a cada período de 12 e 24 horas.

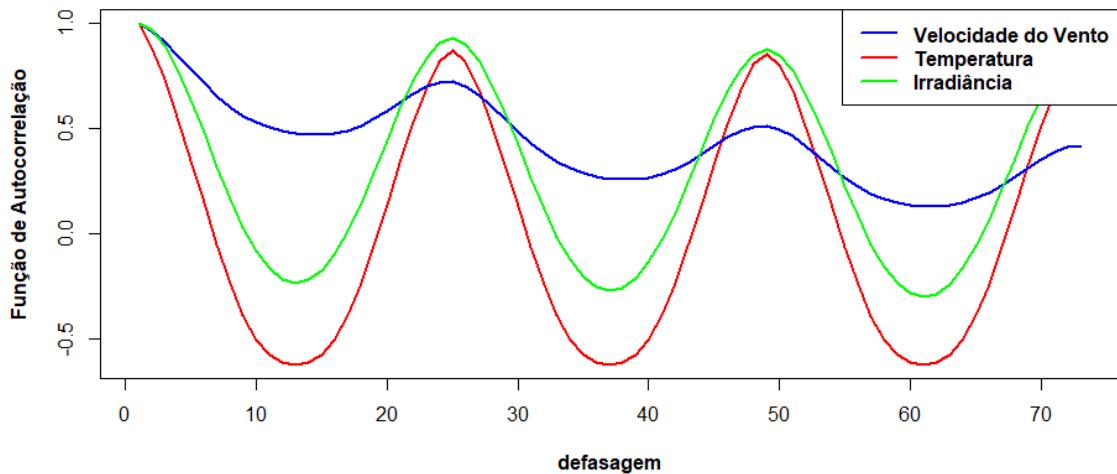


Figura 13: Correlograma horário para as variáveis ambientais em Caetité, Bahia.

Caso se deseje saber se a função de autocorrelação é estatisticamente igual a zero para uma determinada defasagem l , é possível aplicar um teste de hipótese no qual $H_0: \rho_l = 0$ vs. $H_1: \rho_l \neq 0$. Neste caso, a estatística de teste será igual a:

$$\text{Estatística } t = \frac{\rho_l}{\sqrt{\frac{(1 + 2 \sum_{i=1}^{l-1} \rho_i^2)}{T}}}$$

A regra de decisão do teste consiste em rejeitar H_0 se $|Estatística t| > Z_{\alpha/2}$, em que $Z_{\alpha/2}$ é o percentil $100 \cdot (1 - \alpha/2)$ da distribuição normal padrão. Por

simplicidade, assume-se que a série temporal é uma sequência independente e identicamente distribuída e utiliza-se $1/T$ como a variância assintótica de ρ_l , o que possibilita utilizar como intervalo de confiança da estatística t os valores $\pm \frac{Z_{\alpha/2}}{\sqrt{T}}$ (TSAY, 2010).

Na prática, é comum utilizar testes com o objetivo de determinar se diversas autocorrelações, em conjunto são iguais a zero. Box e Pierce (1970) propuseram um teste para verificar se os valores da função de autocorrelação são todos estatisticamente iguais a zero até a defasagem m . Esse teste é realizado com base na seguinte estatística

$$Q^*(m) = T \sum_{l=1}^m \rho_l^2$$

Em que T é o tamanho da amostra. Neste caso, a hipótese nula é $H_0: \rho_1 = \rho_2 = \dots = \rho_m = 0$ e a alternativa é $H_1: \rho_i \neq 0$ para $i \in \{1, \dots, m\}$. Assumindo que a série temporal é independente e identicamente distribuída, $Q^*(m)$ tem distribuição qui-quadrado com m graus de liberdade. Ljung e Box modificaram a estatística $Q^*(m)$ com o objetivo de aumentar a potência do teste para amostras finitas para:

$$Q(m) = T(T + 2) \sum_{l=1}^m \frac{\rho_l^2}{T - l}$$

A regra de decisão consiste em rejeitar H_0 se $Q(m) > \chi_{\alpha}^2$, em que χ_{α}^2 é o percentil $100.(1 - \alpha/2)$ da distribuição qui-quadrado com m graus de liberdade (TSAY, 2010).

No software R, o teste de Ljung-Box fornece os valores p , o que permite comparar os resultados com um determinado nível de significância α e verificar se a hipótese nula é aceita ou rejeitada.

Na análise de séries temporais multivariadas, a função de autocovariância pode ser escrita em sua forma matricial como a matriz de variância cruzada.

Dada uma série temporal multivariada $z_t = \begin{pmatrix} z_{1t} \\ z_{2t} \\ \dots \\ z_{kt} \end{pmatrix} = (z_{1t}, z_{2t}, \dots, z_{kt})'$, em que

$(.)'$ denota a matriz transposta, de dimensão k , sua matriz de covariância cruzada para a defasagem l pode ser definida como:

$$\begin{aligned}\Gamma_l &= Cov(z_t, z_{t-l}) = E[(z_t - \mu)(z_{t-l} - \mu)'] \\ &= \begin{bmatrix} E(\tilde{z}_{1t}, \tilde{z}_{1,t-l}) & E(\tilde{z}_{1t}, \tilde{z}_{2,t-l}) & \dots & E(\tilde{z}_{1t}, \tilde{z}_{k,t-l}) \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ E(\tilde{z}_{kt}, \tilde{z}_{1,t-l}) & E(\tilde{z}_{kt}, \tilde{z}_{2,t-l}) & \dots & E(\tilde{z}_{kt}, \tilde{z}_{k,t-l}) \end{bmatrix}\end{aligned}$$

em que o valor esperado é igual a $E(z_t) = \mu$ é o vetor de médias e $\tilde{z}_t = (\tilde{z}_{1t}, \tilde{z}_{2t}, \dots, \tilde{z}_{kt})' \equiv z_t - \mu$ é a série temporal ajustada pela média. Para $l = 0$, tem-se Γ_0 que é a matriz de covariância de z_t . Os elementos da diagonal de Γ_l são as funções de autocovariância para cada uma das séries univariadas.

Para uma série temporal estacionária z_t , a matriz de correlação cruzada para a defasagem l é definida como:

$$\rho_l = D^{-1} \Gamma_l D^{-1}$$

Em que $D = diag\{\sigma_1, \sigma_2, \dots, \sigma_k\}$ é uma matriz diagonal com os desvios padrões dos componentes da série temporal multivariada z_t . De modo a ilustrar os valores da matriz de correlação cruzada, a Figura 14 mostra os valores da matriz de correlação cruzada para a velocidade do vento, irradiância e temperatura, em base horária para Caetité. As letras V , I e T denotam as séries temporais de velocidade do vento, irradiância e temperatura, respectivamente, enquanto que FAC denota a função de autocorrelação. O eixo vertical representa as defasagens até a 72^a hora.

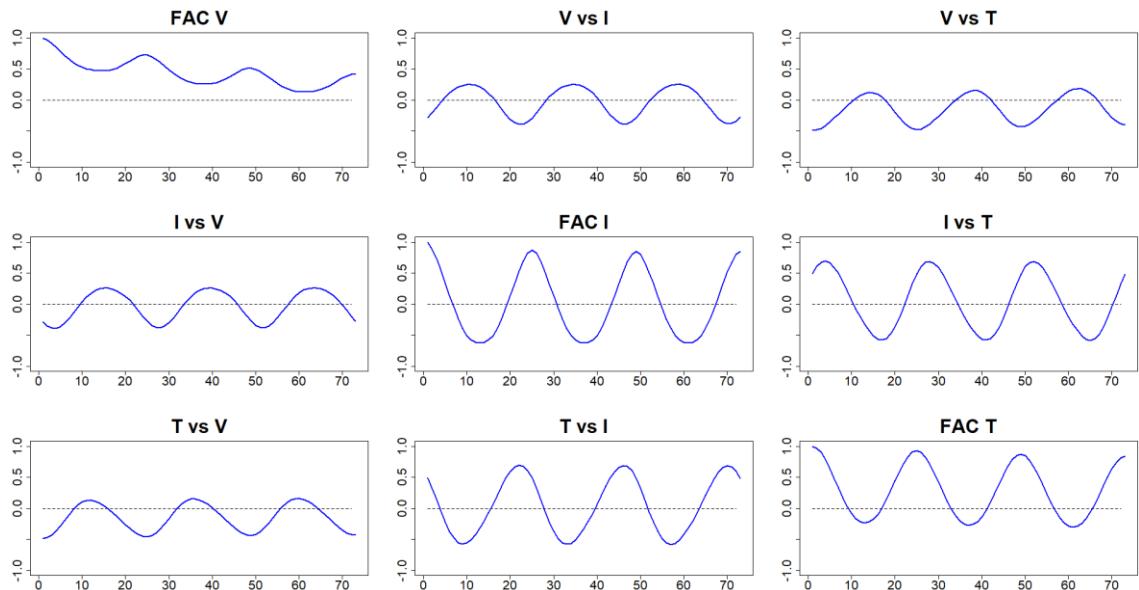


Figura 14: Diagrama da matriz de correlação cruzada para as variáveis ambientais em Caetité, Bahia.

De modo similar às séries univariadas, podem ser aplicados testes às séries multivariadas com o objetivo de detectar a presença de correlação serial. O teste de Ljung-Box univariado foi generalizado para o caso multivariado por diversos autores (Tsay, 2013). Em particular, sua estatística de teste para o caso multivariado é definida como:

$$Q_k(m) = T^2 \sum_{l=1}^m \frac{1}{T-l} \text{tr}(\Gamma_l' \Gamma_0^{-1} \Gamma_l \Gamma_0^{-1})$$

Em que $\text{tr}(A)$ denota o traço de uma matriz, que é a soma dos elementos diagonais de uma matriz quadrada, e k é a quantidade de séries univariadas que formam a série multivariada (por exemplo, no caso anterior $k = 3$). Sob a hipótese nula de que $\Gamma_l = 0$ para $l > 0$ e tendo como condição de que a série multivariada z_t possui distribuição normal, a estatística $Q_k(m)$ possui distribuição qui-quadrado com mk^2 graus de liberdade

3.3 Tendência e Sazonalidade

É comum representar uma série temporal por meio de um modelo de decomposição, podendo ser aditivo ou multiplicativo. No modelo aditivo, uma série temporal pode z_t pode ser escrita da seguinte forma:

$$z_t = T_t + S_t + a_t,$$

em que T_t representa a componente de tendência, S_t é a componente sazonal e a_t é a parte aleatória da série temporal. No modelo multiplicativo, a série pode ser escrita como $z_t = T_t \cdot S_t \cdot a_t$. Neste caso, as componentes de tendência e sazonalidade são consideradas determinísticas. Um dos objetivos em se considerar um modelo desse tipo é estudar o comportamento da série livre de sazonalidade, ou sazonalmente ajustada, dado por:

$$z_t^{SA} = z_t - \hat{S}_t$$

A componente de tendência representa tipicamente padrões de mais longo prazo nas séries temporais e geralmente é especificada por uma função de suavização no

tempo. Os padrões recorrentes no tempo dentro dos anos são capturados pela componente sazonal.

3.4 Modelo Vetorial Autorregressivo

O modelo de séries temporais denominados de Vetor Autorregressivo (VAR(p), em que p denota a ordem do modelo, ou seja, quantas defasagens passadas são suficientes para prever o comportamento futuro) forma uma classe de modelos lineares que é utilizado na modelagem de séries. Uma série temporal z_t , composta de k séries univariadas poderá ser representada por um modelo VAR(p) se puder ser escrita da seguinte forma:

$$z_t = \phi_o + \sum_{i=1}^p \phi_i \cdot z_{t-i} + a_t \quad \text{Equação 8}$$

Em que ϕ_o é um vetor constante de dimensão k , ϕ_i são as matrizes de coeficientes autorregressivos, de dimensão $k \times k$, z_{t-i} é um vetor de dimensão k da série temporal multivariada defasado por i períodos e a_t é um ruído branco multivariado, ou seja, uma sequência de variáveis aleatórias independentes e identicamente distribuídas com média constantes e matriz de covariância Σ_a , definida positivamente.

A título de exemplo, pode-se considerar uma série multivariada composta pela velocidade do vento (V_t), irradiação (I_t) e temperatura (T_t) de um determinado local. Caso a ordem do modelo p fosse igual a um, então essa série poderia ser escrita da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} V_t \\ I_t \\ T_t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \phi_{0_{V_t}} \\ \phi_{0_{I_t}} \\ \phi_{0_{T_t}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \phi_{1_{V_t,V_t}} & \phi_{1_{V_t,I_t}} & \phi_{1_{V_t,T_t}} \\ \phi_{1_{I_t,V_t}} & \phi_{1_{I_t,I_t}} & \phi_{1_{I_t,T_t}} \\ \phi_{1_{T_t,V_t}} & \phi_{1_{T_t,I_t}} & \phi_{1_{T_t,T_t}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{t-1} \\ I_{t-1} \\ T_{t-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} a_{1_t} \\ a_{2_t} \\ a_{3_t} \end{bmatrix}$$

Ou equivalentemente:

$$V_t = \phi_{0_{V_t}} + \phi_{1_{V_t,V_t}} \cdot V_{t-1} + \phi_{1_{V_t,I_t}} \cdot I_{t-1} + \phi_{1_{V_t,T_t}} \cdot T_{t-1} + a_{1_t}$$

$$I_t = \phi_{0_{I_t}} + \phi_{1_{I_t,V_t}} \cdot V_{t-1} + \phi_{1_{I_t,I_t}} \cdot I_{t-1} + \phi_{1_{I_t,T_t}} \cdot T_{t-1} + a_{2_t}$$

$$T_t = \phi_{0_{T_t}} + \phi_{1_{T_t,V_t}} \cdot V_{t-1} + \phi_{1_{T_t,I_t}} \cdot I_{t-1} + \phi_{1_{T_t,T_t}} \cdot T_{t-1} + a_{3_t}$$

Em 1970, Box e Jenkins sistematizaram uma metodologia para a construção de modelos de séries temporais lineares, que pode ser aplicada aos modelos de vetores autorregressivos. A metodologia consiste em três etapas: identificação, estimação e diagnóstico.

O objetivo da etapa de identificação é determinar qual classe de modelos é mais adequada para modelar a série temporal bem como escolher a ordem o modelo p . Na etapa de estimação, os coeficientes do modelo são calculados por meio do uso de técnicas estatísticas tais como mínimos quadrados ou máxima verossimilhança, por exemplo. Na última etapa, são aplicados testes estatísticos nos resíduos do modelo estimado, buscando verificar se as condições iniciais foram atendidas, que são basicamente as propriedades estatísticas de um ruído branco.

A seleção da ordem p do modelo para modelos VAR pode ser feita de acordo com algum critério de informação. Todos os critérios são baseados em funções de máxima verossimilhança e consistem em dois componentes. O primeiro se preocupa com a bondade do ajuste, enquanto o segundo penaliza modelos mais complicados (Tsay, 2013).

O pacote *MTS* do software *R* utiliza três critérios de informação para ajudar a escolher a ordem p de um modelo VAR: o critério proposto por Akaike em 1973, o critério Bayesiano, proposto por Schwarz em 1978 e o critério proposto por Hannan e Quinn em 1979 e 1980. Nesta dissertação utilizou-se o critério de Akaike, dado por:

$$AIC(l) = \ln(\Sigma_{a,l}) + \frac{2}{T} lk^2$$

Em que $\Sigma_{a,l}$ é uma estimativa da matriz de covariância dos resíduos para a ordem do modelo p igual a l . O procedimento consiste em calcular $AIC(l)$ para vários para vários valores de l e escolher aquele que apresenta o menor valor.

A estimação do modelo VAR(p) pode ser feita pelos métodos dos mínimos quadrados, máxima verossimilhança ou Bayesiano. Considere uma série multivariada com uma amostra com T observações, os parâmetros de interesse são $\{\phi_0, \phi_1, \dots, \phi_p\}$ e Σ_a . A sequência desenvolvimentos para estimar os parâmetros do modelo VAR(p) pelo

método de mínimos quadrados a seguir pode ser encontrada em (TSAY, 2013) e (LÜTKEPOHL, 2005).

Considere o seguinte modelo VAR(p), no qual existem $T - p$ observações para serem utilizadas na estimação:

$$z_t = \phi_0 + \phi_1 \cdot z_{t-1} + \phi_2 \cdot z_{t-2} + \cdots + \phi_p \cdot z_{t-p} + a_t, \quad t = p + 1, \dots, T$$

A estimação é facilitada se o modelo for reescrito da seguinte forma:

$$z'_t = x'_t \beta + a'_t$$

Em que $x_t = (1, z'_{t-1}, \dots, z'_{t-p})'$ é um vetor de dimensão $(kp + 1)$ e $\beta' = [\phi_0, \phi_1, \dots, \phi_p]$ é uma matriz de dimensão $k \times (kp + 1)$. Nesse novo forma, pode-se reescrever a série temporal como:

$$Z = X\beta + A \quad \text{Equação 9}$$

Em que Z é uma matriz de dimensão $(T - p) \times k$, X é uma matriz de dimensão $(T - p) \times (kp + 1)$ e A é uma matriz de dimensão $(T - p) \times k$.

Antes de prosseguir no desenvolvimento, é importante definir o conceito de vetorização de matrizes e produto Kronecker de matrizes. Considere uma matriz A de dimensão $m \times n$, que pode ser escrita em seu formato de colunas: $A = [a_1, a_2, \dots, a_n]$, em que a_i , $i = 1, \dots, n$, são os vetores de dimensão m , que formam cada coluna. Então, o procedimento de vetorização (denotado por vec) da matriz A consiste em agrupar todos esses vetores em apenas 1 vetor, da seguinte forma: $vec(A) = (a'_1, a'_2, \dots, a'_n)'$, que é um vetor de dimensão $mn \times 1$.

Para duas matrizes A_{mxn} e C_{pxq} , o produto Kronecker entre A e C , denotado pelo operador \otimes , é dado por:

$$A_{mxn} \otimes C_{pxq} = \begin{bmatrix} a_{11}C & a_{12}C & \cdots & a_{1n}C \\ a_{21}C & a_{22}C & \cdots & a_{2n}C \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{m1}C & a_{m2}C & \cdots & a_{mn}C \end{bmatrix}_{mp \times nq}$$

Aplicando a vetorialização na Equação 9 e usando as propriedades do produto Kronecker, tem-se que:

$$vec(Z) = (I_k \otimes X)vec(\beta) + vec(A) \quad \text{Equação 10}$$

A matriz de covariância de $vec(A)$ é dada por $\Sigma_a \otimes I_{T-p}$, em que I denota a matriz identidade.

A partir da Equação 10, as estimativas de β podem ser obtidas por meio do método dos mínimos quadrados, em que a função objetivo que deve ser minimizada é a seguinte:

$$S(\beta) = [vec(A)]' (\Sigma_a \otimes I_{T-p})^{-1} vec(A)$$

O método dos mínimos quadrados consiste em determinar os coeficientes que minimize o somatório dos resíduos ao quadrado, nesse caso a matriz $vec(A)$. Para o modelo VAR(p), derivando parcialmente a função $S(\beta)$ com relação a $vec(\beta)$ e igualando a zero, as estimativas de β são dadas por:

$$\beta = (X'X)^{-1}(X'Z) = \left[\sum_{t=p+1}^T x_t x_t' \right]^{-1} \sum_{t=p+1}^T x_t z_t' \quad \text{Equação 11}$$

A terceira etapa da construção de um modelo VAR(p) é o diagnóstico. O objetivo é verificar se os resíduos do modelo estimado atendem às condições de ruído branco, ou seja, se são estacionários e se não apresentam correlação serial entre si, o que pode ser verificado por meio do teste de Ljung-Box multivariado. Além disso, nesta etapa também se verifica se todos os parâmetros são estatisticamente significantes.

3.5 Metodologia utilizada nesta dissertação

A metodologia desenvolvida nesta dissertação busca gerar séries sintéticas das principais variáveis que caracterizam a produção de energia eólica e solar, sendo elas a velocidade do vento, a irradiação e a temperatura. A partir dos dados medidos, descritos no capítulo anterior. A técnica de previsão utilizando o modelo VAR(p) tem

por objetivo produzir séries sintéticas que reproduzam as propriedades estatísticas das séries reais: função de densidade de probabilidade e estrutura de correlação temporal.

Inicialmente, são realizados alguns pré-tratamentos nos dados originais, de modo a possibilitar que seja aplicado o procedimento de construção de um modelo VAR(p) com os dados tratados. O primeiro ajuste a ser feito é um ajuste sazonal. Sendo z_t o vetor da série original (velocidade do vento, irradiação e temperatura), o ajuste é realizado de acordo com a seguinte equação:

$$x_t = \frac{z_t - \mu_{hm}}{\sigma_{hm}}, \quad \text{Equação 12}$$

em que μ_{hm} é a média da variável para o mês m e para a hora h . Trata-se de um típico ajuste que assume que as sazonalidades horária e mensal são determinísticas. O termo σ_{hm} no denominador representa o desvio padrão para o mês m e para a hora h e tem por objetivo estabilizar a variância (PAPAVASILIOU, OREN e ARAVENA, 2015).

O segundo pré-tratamento consiste em aplicar algum teste com o objetivo de verificar se os dados seguem uma distribuição gaussiana, que é uma das pré condições para a construção de modelos VAR(p). Nesse caso, se os dados não apresentarem normalidade, aplica-se a seguinte transformação:

$$y_t = F_{invN}^{-1}(F(x_t)), \quad \text{Equação 13}$$

em que F_{invN}^{-1} é a função de distribuição acumulada normal padrão e F é a função de distribuição de probabilidade acumulada da série temporal sazonalmente ajustada. Da mesma forma que o ajuste sazonal, essa transformação é aplicada para cada hora e para cada mês (KLÖCKL e PAPAEFTHYMIOU, 2009).

Após realizadas estas duas etapas, inicia-se o procedimento usual de construção de um modelo VAR(p). A primeira etapa é aplicar o algoritmo para determinação da ordem p do modelo por meio do critério de informação de Akaike. A ordem escolhida será aquela que apresentar menor valor para a estatística AIC , descrita no subcapítulo

anterior. Na sequência, por meio do método dos mínimos quadrados, são estimados os parâmetros do modelo.

Na etapa de diagnóstico do modelo estimado, verifica-se se os parâmetros estimados são estatisticamente significantes em um nível de significância igual a 5%. Os que não forem, são igualados a zero. Deve-se também verificar se os resíduos possuem distribuição normal, o que é realizado por meio dos diagramas quantil-quantil e do teste de Anderson-Darling. Por fim, realiza-se uma análise gráfica das correlações cruzadas dos resíduos e aplica-se o teste de Ljung-Box, com o objetivo de verificar se os resíduos são correlacionados.

A última etapa consiste na geração de cenários sintéticos para as variáveis escolhidas. Com base no modelo VAR(p) descrito na Equação 8, e na função de distribuição de probabilidades dos resíduos obtidos após o ajuste dos parâmetros do modelo VAR(p), são gerados números aleatórios que apresentam as mesmas características dos resíduos. Posteriormente, as séries geradas são inversamente ajustadas para as séries originais, ou seja, são realizadas as seguintes transformações:

$$x_t = F_{inv}^{-1}(F_{norm}(y_t))$$

$$z_t = x_t \cdot \sigma_{hm} + \mu_{hm}$$

3.6 Resultados – Construção do modelo VAR(p)

Neste capítulo serão apresentados os resultados da construção de um modelo VAR(p) para as variáveis ambientais do município de Caetité na Bahia.

Inicialmente, é importante observar graficamente o comportamento dos dados que serão analisados. A amostra que foi analisada compreende os dados horários dos anos de 2006 até 2015, o que equivale a um total de 87.648 observações. Portanto, na Figura 15 são mostrados todos os valores observados durante os 10 anos. A título ilustrativo, a mostra as observações obtidas durante os dez primeiros dias do ano de 2006, ou seja, as 240 primeiras observações. Algumas estatísticas das séries são apresentadas na Tabela 3.

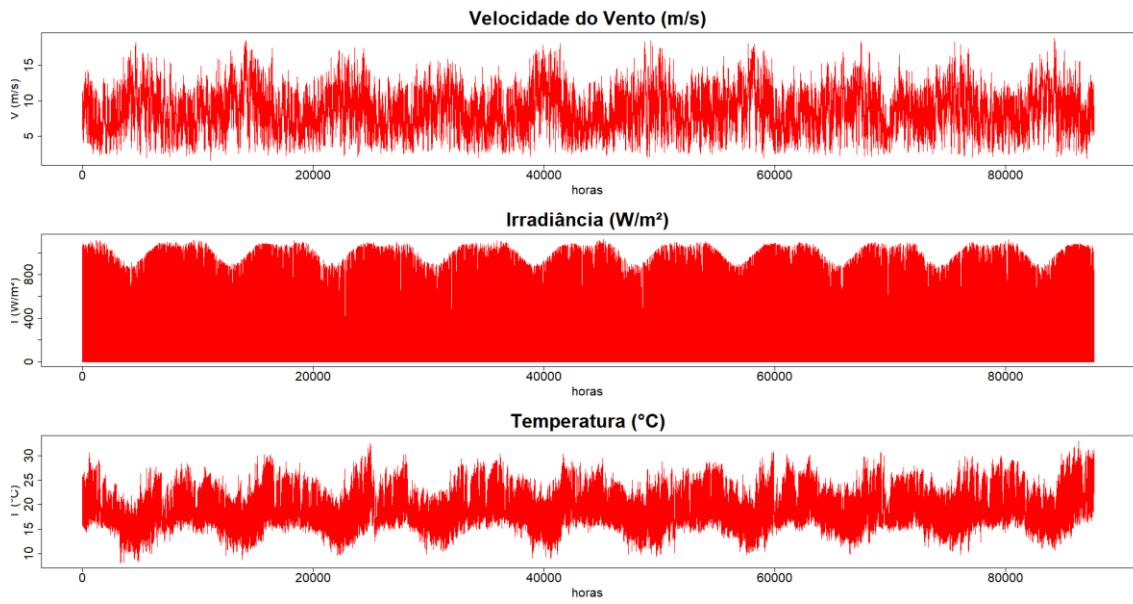


Figura 15: Variáveis ambientais para Caetité durante todo o período de observação.

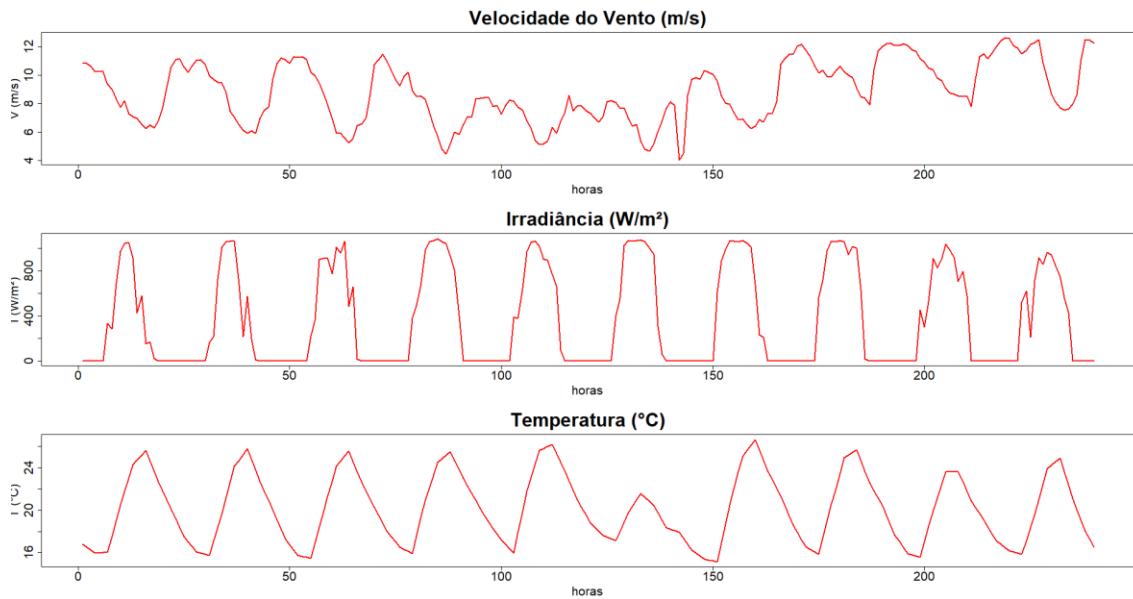


Figura 16: Observações para os dez primeiros dias de 2006.

Tabela 3: Estatísticas das variáveis ambientais.

Variáveis	Mínimo	Média	Máximo	Desvio Padrão
Velocidade do Vento (m/s)	1,59	8,91	18,90	2,96
Irradiância (W/m²)	0,00	305,70	1.126,70	387,64
Temperatura (°C)	8,09	18,84	33,05	3,82

Observando os gráficos da Figura 15, é possível observar que as séries aparentam ser estacionárias. No entanto, aplica-se o teste de Dickey e Fuller aumentado com o objetivo de se certificar que as séries são estacionárias. A Tabela 4 apresenta os resultados do teste. A hipótese nula é de que as séries são não estacionárias. Portanto, considerando um nível de significância de 5% e os p valores obtidos, é possível afirmar que as três séries temporais são estacionárias.

Tabela 4: Teste de Dickey-Fuller aumentado para as variáveis ambientais de Caetité.

Variáveis	Estatística Dickey-Fuller aumentada	p Valor
Velocidade do Vento (m/s)	-21,44	0.01
Irradiância (W/m²)	-30,33	0.01
Temperatura (°C)	-13,64	0.01

Dando início ao procedimento descrito na seção 3.6 primeira etapa que precede a construção do modelo VAR(p) consiste no ajustamento sazonal das séries temporais conforme a Equação 12. Na sequência, deve-se verificar se as séries apresentam distribuição normal, o que é realizado por meio dos diagramas quantil-quantil e do teste de Anderson-Darling.

É importante comentar que não há necessidade de realizar o procedimento ajuste sazonal para os dados de irradiância que compreendem o período noturno, uma vez que durante esse período não há processo estocástico a ser observado. Dessa forma, o ajuste sazonal para os dados de irradiância somente é realizado para as horas que apresentam média horária mensal diferente de zero. Para as demais horas, são gerados valores aleatórios que seguem uma distribuição normal padrão, que substituirão os valores do período noturno na série ajustada de irradiância.

Conforme pode ser observado na Figura 17 e nos resultados do teste de Anderson-Darling na Tabela 5, as séries sazonalmente ajustadas não apresentam distribuição gaussiana. Dessa forma, é necessário aplicar a transformação integral da Equação 13, com o objetivo de fazer com que os dados apresentem distribuição normal.

O procedimento para a normalização das séries consiste em construir a função de densidade acumulada das séries sazonalmente ajustadas para cada hora e para cada mês, substituir cada valor em m/w, W/m² ou °C pela correspondente probabilidade e por

fim obter os valores da distribuição normal padrão. A título ilustrativo, a Figura 18 mostra as 24 funções de probabilidades acumuladas para todos os meses de janeiro entre 2006 e 2015, da série de velocidade do vento sazonalmente ajustada. O mesmo procedimento é repetido para os meses entre fevereiro e dezembro, o que permite obter uma série temporal gaussiana.

A Figura 19, a Figura 20 e a Figura 21 mostram os diagramas de caixas das variáveis ambientais observados, após o ajuste sazonal e após a normalização das séries. É possível observar que tanto a sazonalidade diária, representada pela variação ao longo das horas de cada dia, quanto a sazonalidade mensal, representada pela variação ao longo dos meses do ano são removidas da série temporal que será utilizada para a construção do modelo VAR(p). A informação referente às sazonais horárias e mensais serão posteriormente incorporadas às séries sintéticas previstas pelo modelo VAR(p).

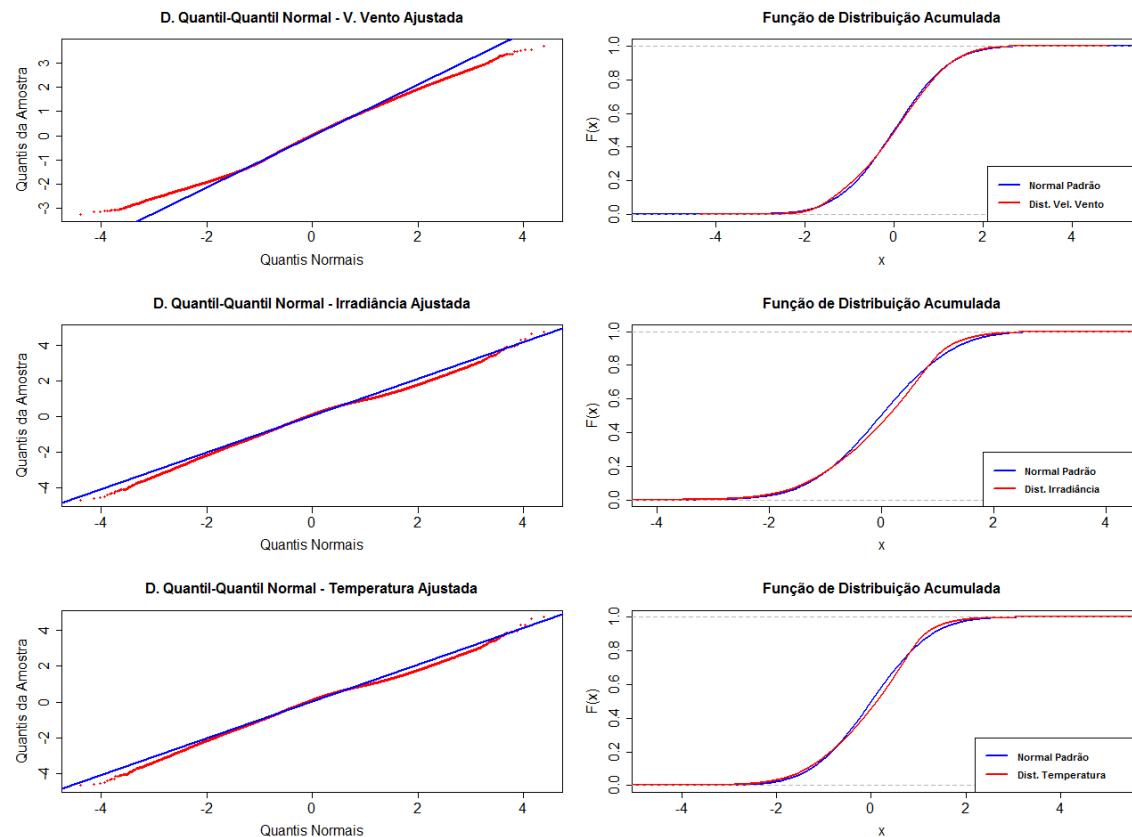


Figura 17: Diagramas Quantil-Quantil e distribuição de probabilidade acumulada das séries sazonalmente ajustadas.

Tabela 5: Resultados dos testes de Anderson-Darling nas séries sazonalmente ajustadas.

Variáveis	Estatística Anderson-Darling	p Valor
Velocidade do Vento (m/s)	86,29	0
Irradiância (W/m²)	364,01	0
Temperatura (°C)	8,03	0

Após a realização das etapas de ajustamento sazonal e normalização das séries ajustadas, a próxima etapa é a construção do modelo VAR(p) de fato. Conforme detalhado, a análise de séries temporais é composta tipicamente de três etapas: especificação, estimação e diagnóstico. Todos os processamentos utilizaram o pacote *MTS* (do inglês *Multivariate Time Series Analysis*) do R.

Buscando reduzir o tempo de simulação computacional durante a construção do modelo, decidiu-se por utilizar uma amostra equivalente a 1 ano dos dez anos disponíveis. Conforme será apresentado nos resultados na sequência, a utilização de uma amostra reduzida não compromete a qualidade dos resultados das séries sintéticas em comparação com as séries reais.

Inicialmente, é processado o critério de informação de Akaike com a finalidade de escolher a ordem p do modelo VAR(p). A função *VARorder* calcula a estatística *AIC* para diversos valores de p até um valor limite. Neste caso, calculou-se até o valor de p igual a 100 defasagens. A Figura 22 apresenta os valores obtidos, a partir da qual é possível escolher a ordem $p = 26$, pois foi a que apresentou o menor valor da estatística *AIC*.

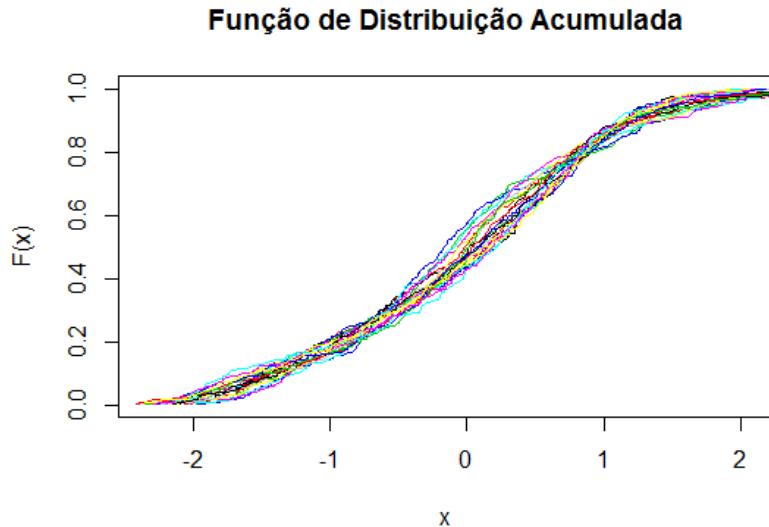


Figura 18: Funções de densidade acumuladas para as 24 horas dos meses de janeiro da série temporal de velocidade do vento sazonalmente ajustada.

Escolhida a ordem do modelo, realiza-se uma estimativa por meio do método dos mínimos quadrados. Ao todo, deverão ser estimados uma quantidade equivalente a $p \cdot k^2$ parâmetros autorregressivos, o que neste caso equivale a 234 parâmetros. A estimativa é realizada por meio do comando *VAR* do pacote *MTS*. O procedimento iterativo dos mínimos quadrados é processado e as informações de saída deste comando são: os parâmetros; o valor *AIC* do critério de informação referente a ordem do modelo; os erros padrão de cada um dos coeficientes estimados; os resíduos do modelo; a matriz de covariância Σ_a dos resíduos.

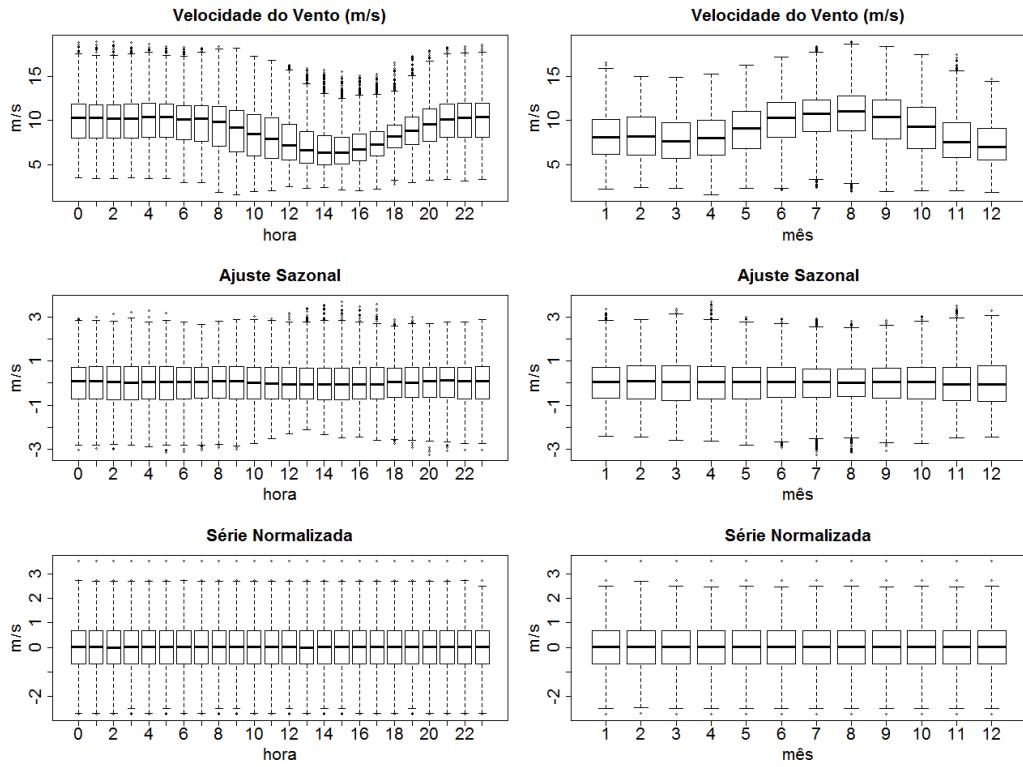


Figura 19: Diagrama de caixas da velocidade do vento em cada etapa dos pré processamentos.

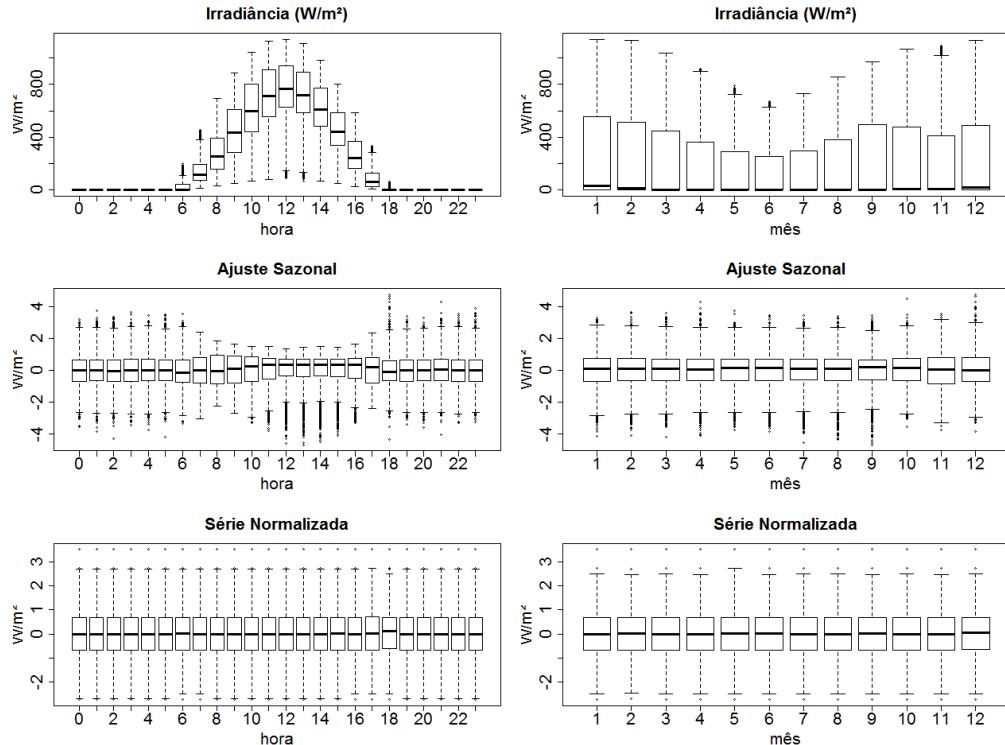


Figura 20: Diagrama de caixas da irradiância em cada etapa dos pré processamentos.

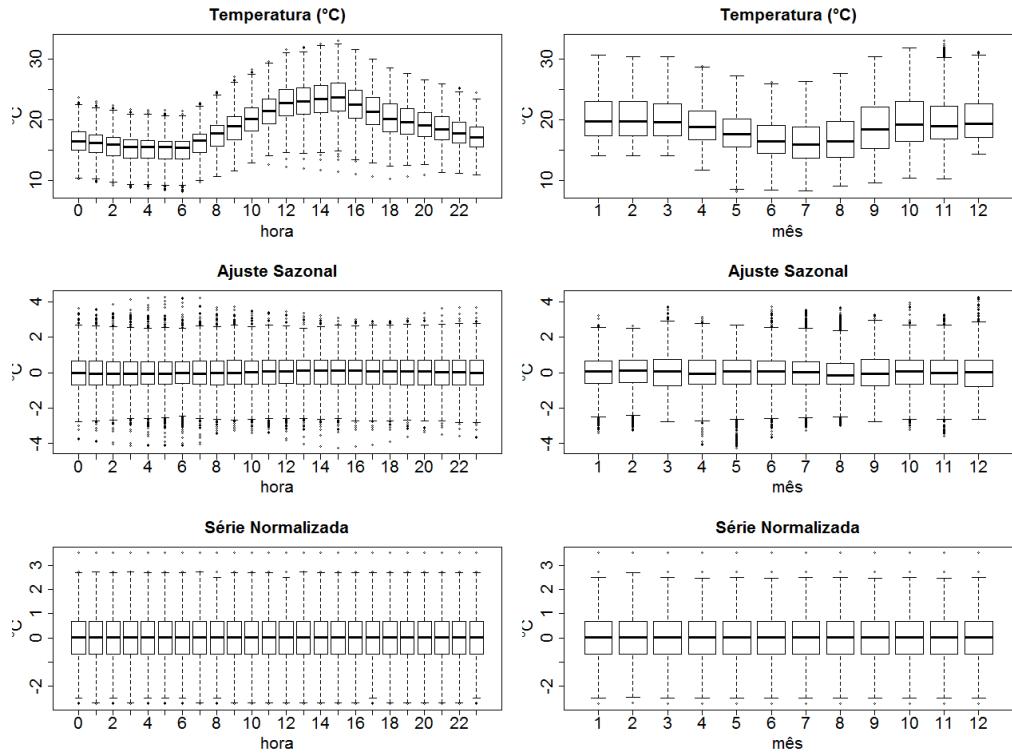


Figura 21: Diagrama de caixas da temperatura em cada etapa dos pré processamentos.

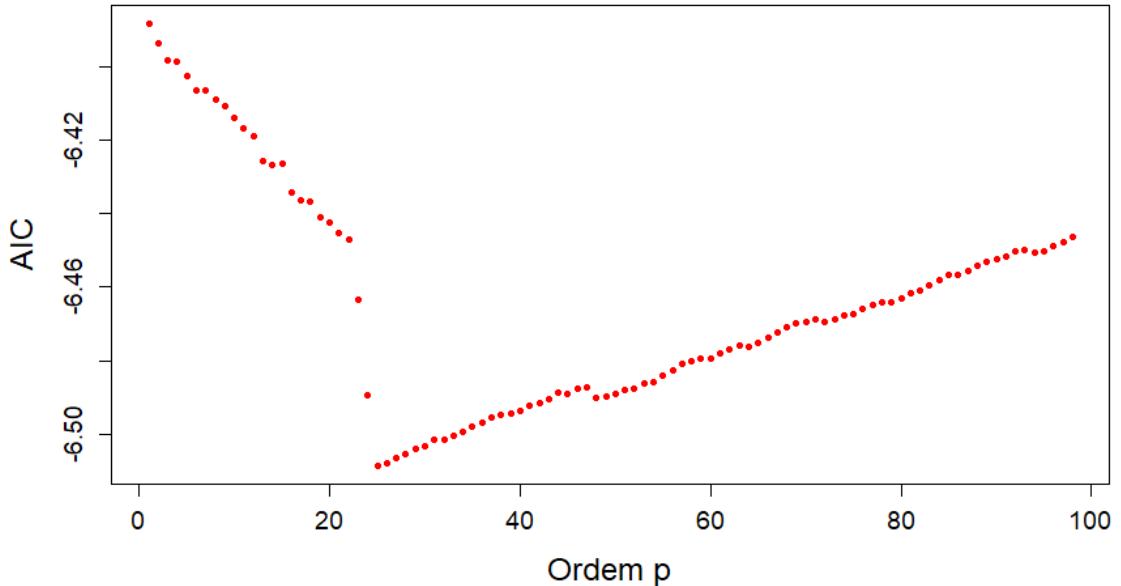


Figura 22: Critério de informação de Akaike para a série multivariada.

A última etapa da construção do modelo VAR(p) é o diagnóstico do modelo estimado. A Figura 23 mostra os gráficos de autocorrelação e correlação cruzada dos resíduos, em que a linha pontilhada em azul representa o intervalo de confiança com nível de significância de 5%, ou seja, as defasagens que apresentarem valores dentro

dos limites da linha pontilhada são estatisticamente iguais a zero. Neste caso, a série 1 representa a velocidade do vento, a série 2 representa a irradiância e série 3 é a temperatura. É possível observar que algumas correlações a partir da defasagem 40 se encontram fora do intervalo de confiança, o que indica a presença de correlação serial nos resíduos, violando assim um dos pressupostos do modelo VAR(p).

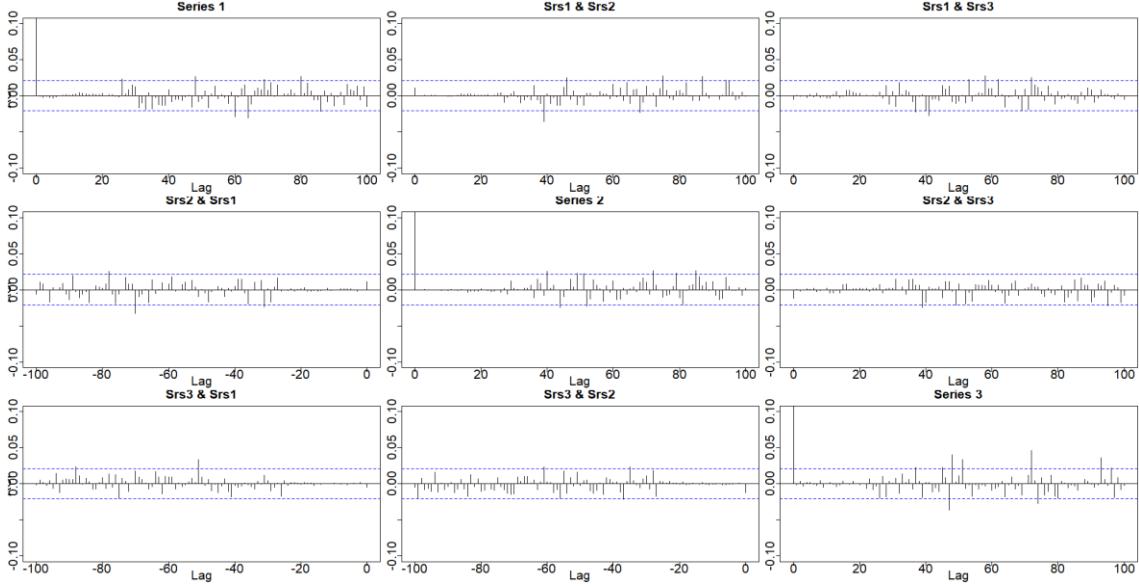


Figura 23: Gráficos de autocorrelação e correlação cruzada dos resíduos.

Além da análise do gráfico de correlações, aplica-se o teste de Ljung-Box multivariado nos resíduos, com a finalidade de verificar se os mesmos apresentam correlação serial, cujos resultados são mostrados na Figura 24. É possível observar que, a exceção algumas defasagens entre 30 e 40, os p valores permitem rejeitar a hipótese nula, de que os resíduos não apresentam correlação serial.

O teste de Ljung-Box é aplicado com base na função qui-quadrado com $p \cdot k^2$ graus de liberdade, ou seja, a quantidade total de parâmetros do modelo VAR(p), nesse caso igual a 234. Uma possibilidade para contornar a existência de correlação serial, é realizar um refinamento no modelo, no qual são excluídos os parâmetros estatisticamente iguais a zero. Neste caso, o comando *refVAR* realiza este refinamento e indica que dos 234 parâmetros estimados anteriormente, 131 eram estatisticamente iguais a zero e podem ser excluídos. Dessa forma, o modelo VAR(26) estimado contará com 103 parâmetros.

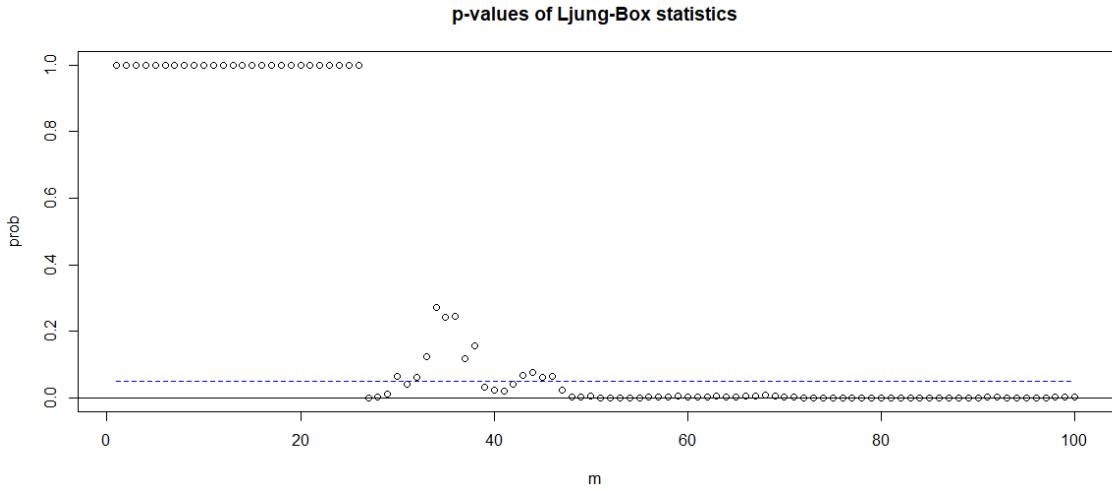


Figura 24: P valores do teste de Ljung-Box multivariado nos resíduos.

Novamente, aplica-se o teste de Ljung-Box nos resíduos, cujo resultado é apresentado na Figura 25. Contudo, a quantidade de graus de liberdade desta vez é reduzida o que permite confirmar a inexistência de correlação serial nos resíduos.

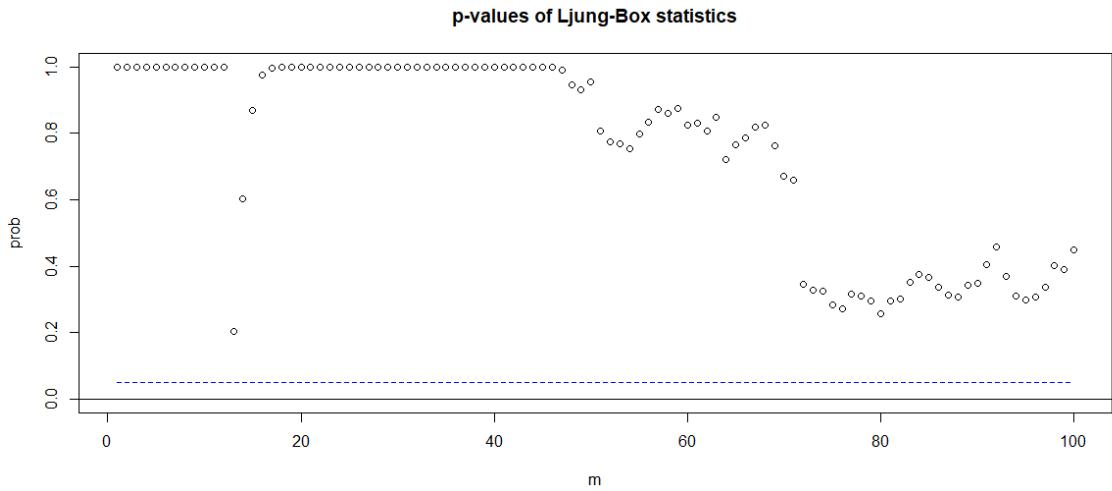


Figura 25: P valores dos resíduos após o refinamento do modelo.

Por fim, a etapa de diagnóstico procura identificar qual distribuição de probabilidades que os resíduos apresentam. A Figura 26 mostra os diagramas quantil-quantil normais, de modo a checar se os mesmos apresentam distribuição gaussiana. É possível constatar que os resíduos não apresentam distribuição normal.

Para contornar o fato de que os resíduos não apresentam distribuição normal, adota-se o mesmo procedimento de normalização que foi aplicado às séries sazonalmente ajustadas. Dessa forma, é possível gerar números aleatórios com

distribuição normal padrão com média zero e matriz de covariância Σ_a , os quais serão posteriormente transformados com o objetivo de apresentar a mesma distribuição de probabilidades não gaussiana dos resíduos.

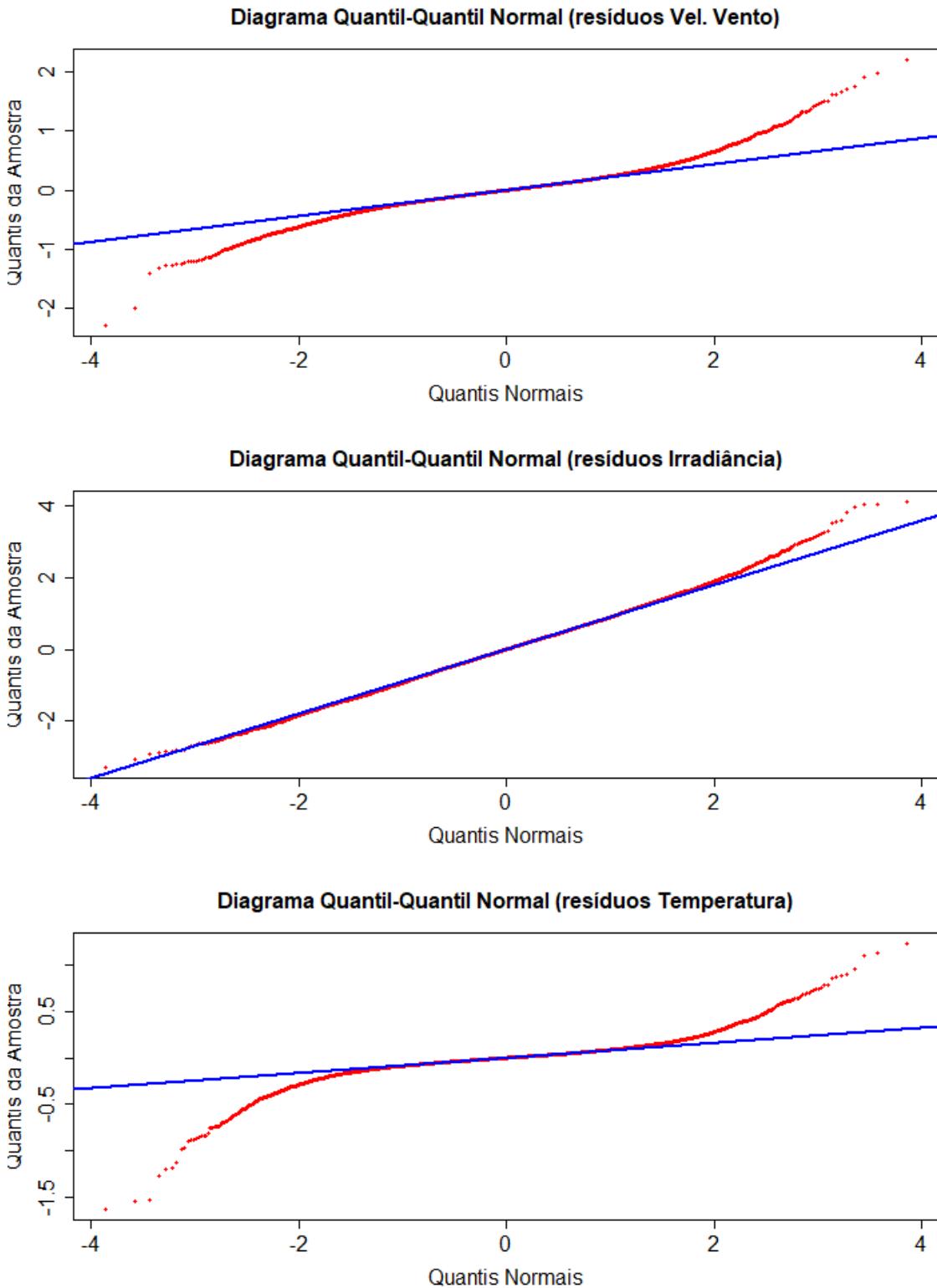


Figura 26: Diagrama quantil-quantil normal dos resíduos.

3.7 Resultados – geração de séries sintéticas

O modelo VAR(p) especificado permite gerar séries sintéticas das variáveis velocidade do vento, irradiação e temperatura, onde cada série sintética apresenta as mesmas propriedades estatísticas das séries originais, sendo elas: função de distribuição de probabilidades, função de autocorrelação e correlação cruzada, média e variância. Neste sentido, interessa verificar se as séries sintéticas geradas pelo modelo VAR(p) atendem a estas condições.

A análise de investimento dos ativos eólicos ou solares que será descrita no Capítulo 5 consiste em um projeto com prazo de duração igual a vinte anos, o que equivale ao prazo dos Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado (CCEARs). Dessa forma, as séries sintéticas devem possuir a mesma duração, ou seja, vinte anos ou 175.200 horas.

De forma a ilustrar as séries sintéticas geradas, a Figura 27, a Figura 28 e a Figura 29 mostram uma pequena amostra composta por dez dias, sendo dez séries sintéticas em vermelho e os valores médios horários em azul, para o mês de janeiro.

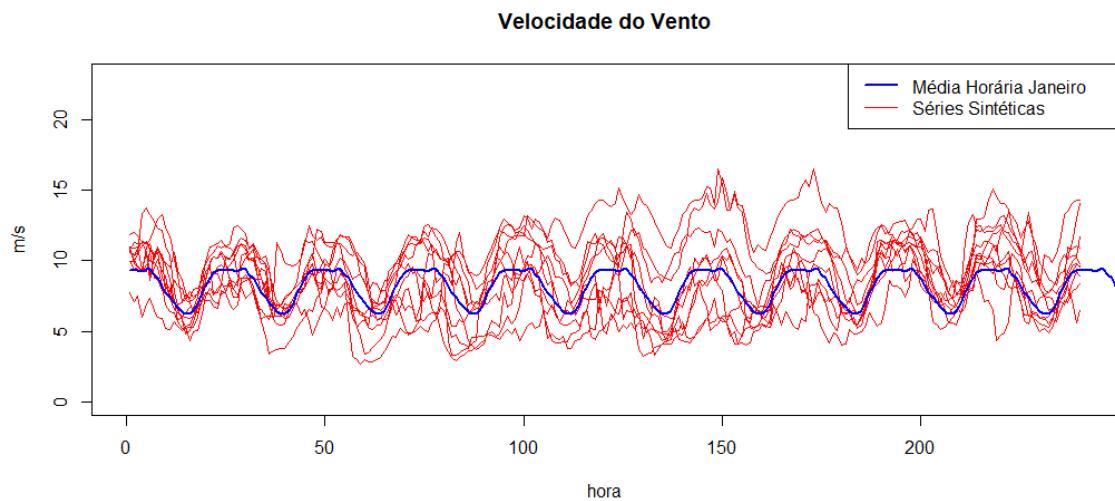


Figura 27: Séries sintéticas de velocidade do vento para o mês de janeiro.

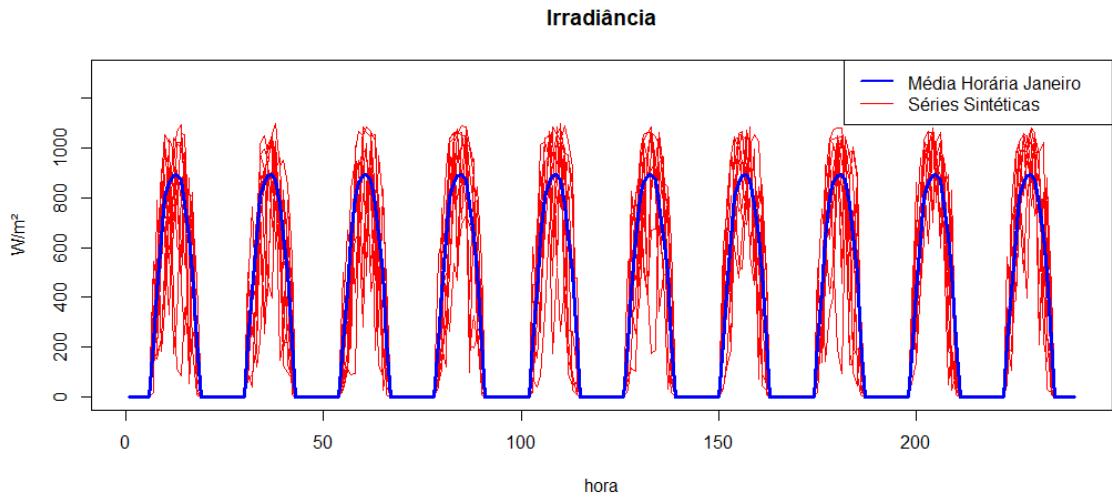


Figura 28: Séries sintéticas de irradiância para o mês de janeiro.

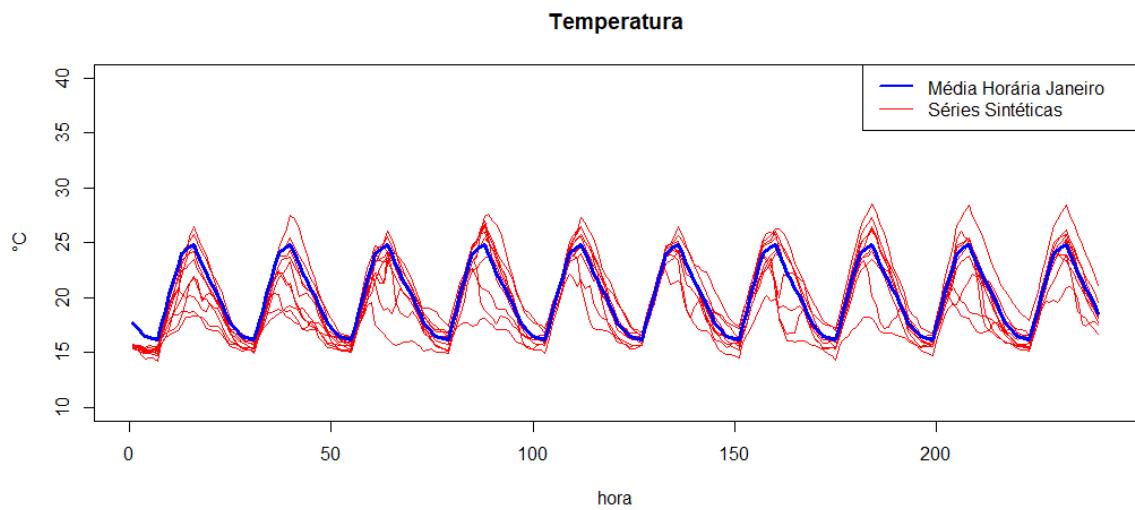


Figura 29: Séries sintéticas de temperatura para o mês de janeiro.

A Figura 30 mostra as funções de probabilidades acumuladas para as séries reais e sintéticas. Para as séries de irradiância, a função de densidade de probabilidade acumulada compara somente as horas com sol, em que existe processo estocástico. É possível observar que as séries sintéticas reproduzem a função densidade de probabilidade acumulada com pequena margem de erro.

A Figura 31 apresenta a comparação das funções de autocorrelação e correlação cruzada das séries reais e séries sintéticas. Do mesmo modo, é possível observar que o modelo VAR(p) permite gerar séries sintéticas que reproduzem a estrutura de correlação temporal entre as séries.

Dessa forma, pode-se concluir que a metodologia descrita neste capítulo para a construção do modelo VAR(p) produz séries sintéticas que apresentam as mesmas propriedades estatísticas que as séries reais observadas.

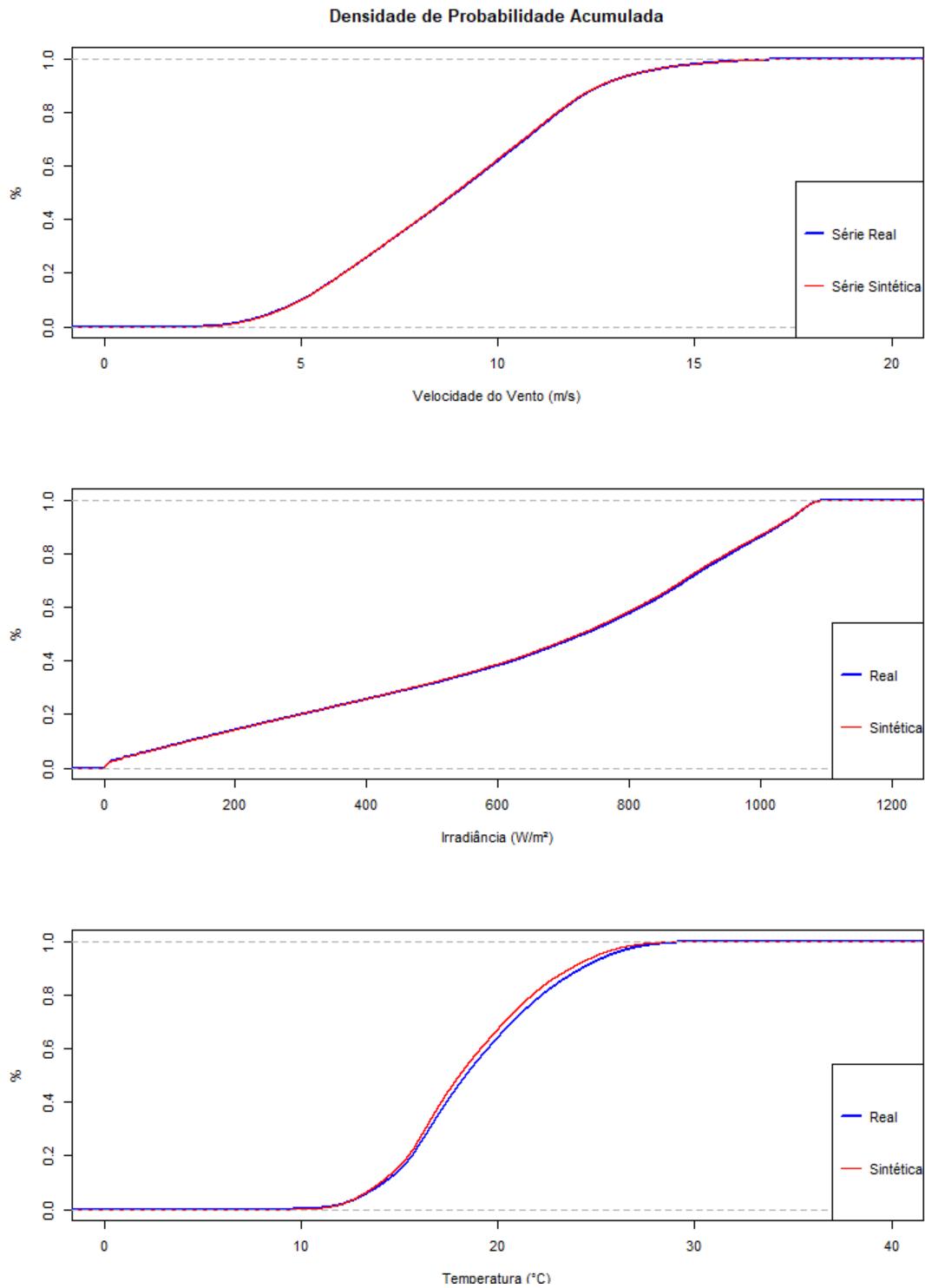


Figura 30: Densidade de probabilidade real e sintética da velocidade do vento.

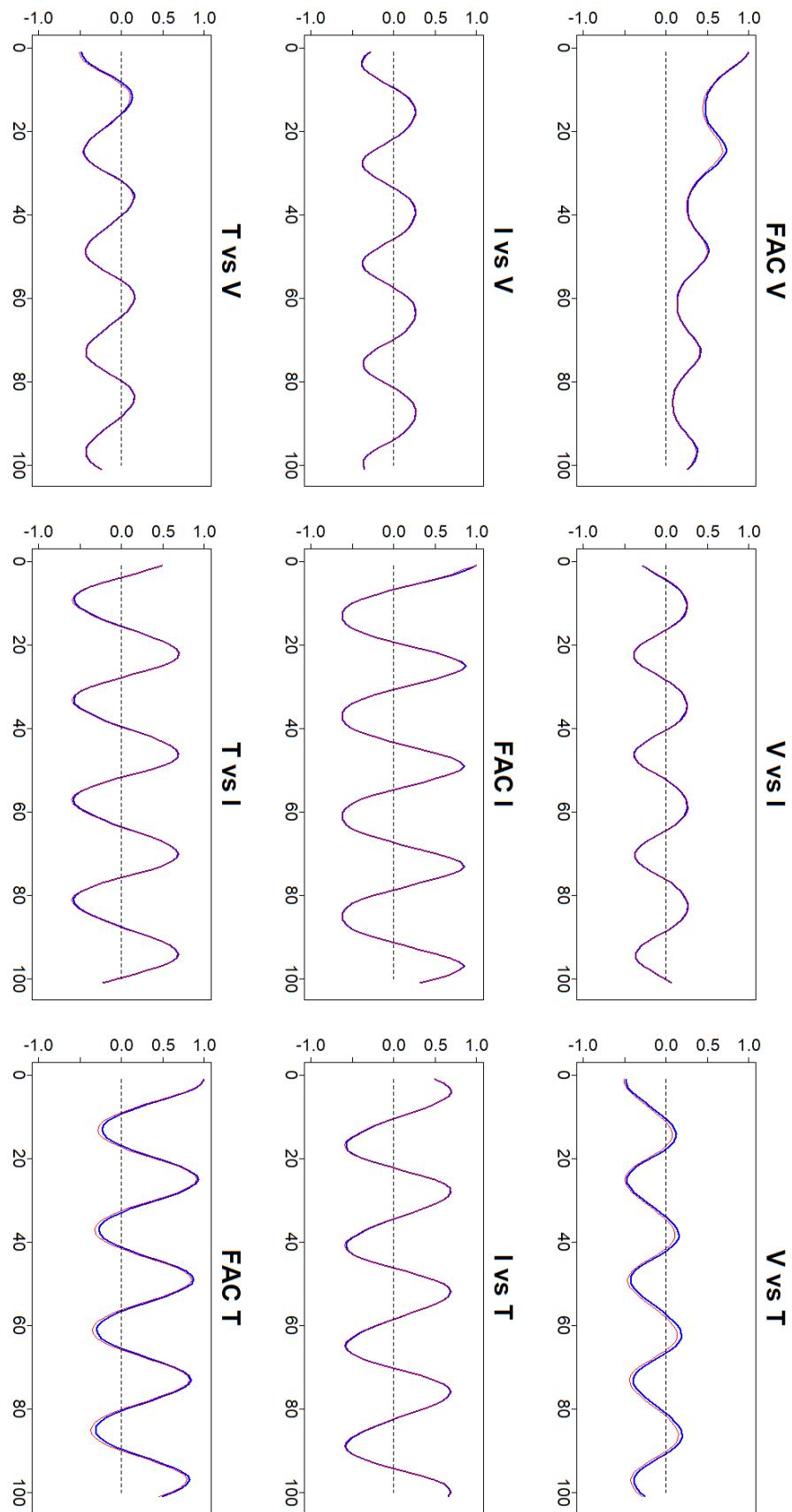


Figura 31: Função de autocorrelação e correlação cruzada da série real e sintética.

4 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Atualmente, a comercialização de energia elétrica pode ser realizada em dois ambientes, o Ambiente de Contratação Regulado (ACR), também denominado mercado cativo e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). No ACR os agentes consumidores são representados pelas concessionárias de distribuição, as quais devem contratar energia suficiente para atender a totalidade de seu mercado.

No ACR a contratação se dá por meio dos Leilões de energia, regulados pela ANEEL, nos quais as distribuidoras devem informar a previsão de crescimento de demanda de suas áreas de concessão, no horizonte que pode variar entre 3 a 6 anos. Haverá competição entre os geradores que cadastram seus projetos para participar nos Leilões por Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado (CCEAR), com o objetivo de fornecer energia elétrica para as distribuidoras. Os preços praticados nos CCEARs são resultado da competição nos Leilões. Os prazos dos contratos variam entre 15 e 30 anos, em função do tipo de fonte que se contrata. Geralmente, os CCEARs para as fontes eólica e solares apresentam prazos de 20 anos.

Já no ACL, os contratos são pactuados de forma bilateral entre os geradores e os consumidores livres. Neste caso, as condições contratuais, tal como preço e quantidade de energia durante a vigência do contrato são estabelecidos após negociação entre as partes.

A arquitetura do mercado de eletricidade brasileiro determina deve existir um Mercado de Curto Prazo (MCP), cujas operações são coordenadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), no qual semanalmente são contabilizadas as quantidades de energia elétrica contratadas e medidas, seja pelos agentes de geração ou pelos consumidores (distribuidoras e consumidores livres). As diferenças contabilizadas entre as quantidades de energia contratadas e os montantes medidos (consumo ou geração) são liquidadas e o preço que valora essas diferenças é denominado Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Atualmente, a contabilização ocorre a cada semana, considera três patamares de carga e é realizada para quatro submercados. Já a liquidação dos valores contabilizados de crédito ou débito por agente ocorre mensalmente. Em 2019, a Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 301 estabeleceu que a partir de janeiro de 2021, as operações do

MCP passarão a ocorrer a cada hora do dia, ou seja, o PLD que atualmente é calculado semanalmente para três patamares de carga, deverá ser calculado diariamente para as vinte e quatro horas do dia seguinte.

Com relação aos CCEARs, duas variáveis importantes que devem ser definidas nos são as modalidades de sazonalização e modulação da energia comercializada. A sazonalização corresponde à quantidade de energia que foi contratada para determinado ano, distribuída ao longo dos meses do ano. Já a modulação corresponde à quantidade de energia que foi sazonalizada para determinado mês, distribuída nos patamares de carga.

Neste capítulo, serão descritos os principais detalhes a respeito da formação do preço no mercado de curto prazo, o PLD, os tipos de contratos que vem sendo comercializados para as fontes eólica e solar fotovoltaica, os encargos de uso do sistema de transmissão.

4.1 Formação de Preços

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), em R\$/MWh, é calculado semanalmente pela CCEE, para três patamares de carga (leve, média e pesada) e para cada um dos quatro submercados (Sudeste, Sul, Nordeste e Norte). Seu cálculo se baseia no Custo Marginal de Operação (CMO), calculado pelo ONS com base no despacho de operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Contudo, diferente do CMO, o cálculo do PLD deve considerar um limite máximo e mínimo estabelecidos pela ANEEL e também não são consideradas as restrições de transmissão internas a cada submercado (TOLMASQUIM, 2011).

A Figura 32 apresenta a composição da matriz elétrica brasileira em dezembro de 2019. Constatase que se trata de um sistema predominantemente hidroelétrico. O paradigma de operação atual deste sistema se baseia no problema no qual a cada instante o operador deve decidir a quantidade de energia que será gerada por cada usina hidroelétrica e termelétrica, tendo como objetivo reduzir o custo total de operação. Sua decisão é acoplada no tempo, ou seja, a decisão tomada hoje irá influenciar a operação do sistema no futuro. Caso o operador decida por despachar as hidroelétricas e no futuro as afluências forem baixas, a consequência será a necessidade de operar as termelétricas, cujo custo de operação é mais elevado. Por outro lado, caso decida por

gerar energia com as térmicas e no futuro as afluências forem elevadas, sua decisão não foi econômica, uma vez que pode ocorrer vertimento.

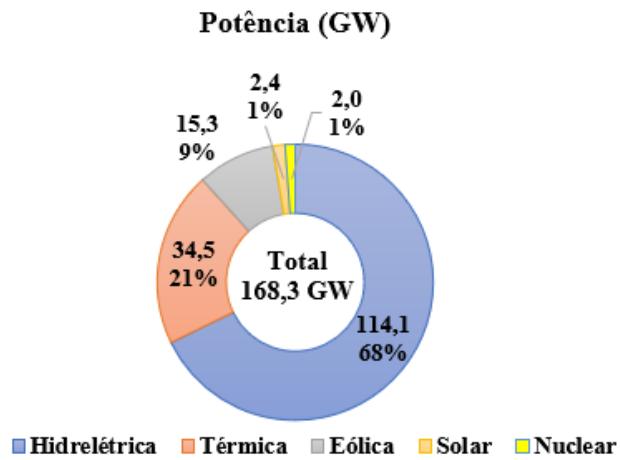


Figura 32: Composição da matriz elétrica brasileira em dezembro de 2019.

Para realizar a operação do sistema, o ONS conta com uma cadeia de modelos computacionais que modelam matematicamente o problema de decisão e determinam a operação ótima do sistema, em função do horizonte temporal de planejamento: NEWAVE para o longo prazo, DECOMP para o curto prazo e DESSEM para a operação diária. Esses modelos são acoplados no tempo pela função de custo futuro.

A variável estocástica modelada matematicamente na cadeia de programas computacionais é a afluência nas bacias hidrográficas. Apesar do crescimento da participação das fontes eólica e solar na composição na matriz elétrica nacional, os modelos ainda tratam essas fontes de forma determinística.

Nesta dissertação, a modelagem do PLD se baseou nos resultados obtidos para os Custos Marginais de Operação, a partir do modelo NEWAVE. Utilizou-se o mesmo deck de referência que a EPE usou como base para a elaboração do PDE 2027. Trata-se de um deck com horizonte de tempo de 15 anos e, além dos três patamares de carga, é incluído um quarto patamar que representa a demanda máxima instantânea para cada mês, cuja duração foi definida em 10 horas por mês.

4.2 Tipos de Contratos

A Lei 10.848 de 2004 instituiu o marco regulatório vigente do setor elétrico e estabeleceu que na contratação regulada de energia de elétrica, a critério do Ministério

de Minas e Energia, os riscos hidrológicos serão assumidos, total ou parcialmente, pelos geradores ou pelos compradores, com direito de repasse às tarifas dos consumidores finais, conforme as modalidades contratuais por quantidade ou disponibilidade. Em ambos os casos, o risco de exposição à diferença de preços entre os submercados é do comprador, pois os contratos são registrados no submercado do vendedor.

Nos contratos por quantidade, o vendedor assume os riscos e os custos variáveis de produção, enquanto que nos contratos por disponibilidade, esses riscos são assumidos pelo comprador. Ao longo dos últimos anos, a contratação do parque hidráulico brasileiro tem seguido a modalidade quantidade, enquanto que a contratação do parque térmico tem seguido a modalidade disponibilidade (Batista, 2013). Já os contratos de energia eólica e solar negociados nos Leilões de Energia Nova têm sido negociados na modalidade por disponibilidade, à exceção dos Leilões realizados a partir de agosto de 2018, no qual foram negociados contratos de energia eólica na modalidade quantidade pela primeira vez.

No caso dos contratos por quantidade, o gerador tem direito a uma receita mensal equivalente ao produto entre a energia contratada e seu preço de venda. Diz-se que na contratação por quantidade os riscos hidrológicos pertencem aos geradores, pois caso a energia gerada em determinado período for menor que a energia contratada, a diferença é liquidada no mercado de curto prazo, sendo valorada à PLD. No caso das hidrelétricas contratadas por quantidade, os riscos advêm das perdas de receita em situações de hidrologia adversa, quando a produção é reduzida pela seca o gerador fica exposto a PLD elevado no mercado de curto prazo. Importante destacar que parte desse risco é mitigado pelo Mecanismo de Realocação de Energia.

Os contratos na modalidade por disponibilidade são aqueles nos quais os riscos, ônus e benefícios da variação de produção no curto prazo são alocados ao grupo de distribuidoras participantes do leilão e, posteriormente, repassados aos consumidores regulados por meio das tarifas. O agente vendedor recebe mensalmente uma parcela fixa e, para empreendimentos termelétricos com custo variável unitário não nulo, uma parcela variável relacionada ao despacho da planta. No caso de produção de energia superior à energia contratada dentro de um intervalo especificado no contrato, o agente comprador percebe as receitas de venda deste excedente no mercado de curto prazo. No caso de produção inferior à quantidade contratada, o agente comprador arca com os

custos da liquidação desta diferença ao preço do mercado de curto prazo. Ou seja, nesse tipo de contrato, as distribuidoras ficam sujeitas às exposições financeiras no mercado de curto prazo, sejam elas positivas ou negativas (EPE, 2018).

No caso dos contratos por disponibilidade, ao final de cada ano, o vendedor deve ressarcir o comprador pela diferença entre a energia gerada e contratada, devendo essa diferença ser valorada ao PLD médio do ano anterior. Portanto, pode-se dizer que mesmo nos contratos por disponibilidade, ainda existe um risco de não entrega da energia contratada alocado ao vendedor, porém esse risco é mitigado pois o preço que valora essa energia é um preço médio do ano anterior (EPE, 2018).

Em ambos os contratos é necessário realizar os processos de sazonalização e modulação para efeitos de contabilização. A sazonalização corresponde à distribuição do montante de energia contratada ao longo dos meses e a modulação é a distribuição nos períodos horários. Nos contratos por disponibilidade o processo de sazonalização distribui a energia contratada de forma uniforme (flat) ao longo dos meses, enquanto que nos contratos por quantidade de hidrelétricas, a energia é distribuída de acordo com o perfil da carga da distribuidora que assinou o contrato.

Com relação ao contrato por quantidade de energia eólica oriundo do Leilão de agosto de 2018, definiu-se que a sazonalização e a modulação deveriam seguir o perfil de geração da usina. A partir do Leilão A-6 de 2019, os contratos por quantidade das fontes eólica e solar estabeleceram que o processo de modulação continuaria seguindo o perfil de geração, porém a sazonalização deve seguir o perfil da carga. Assim, é possível que futuramente, tanto a sazonalização quanto a modulação devam observar a carga do agente comprador dos contratos. Portanto, essa dissertação analisa os três tipos de contrato em função da sazonalização e modulação.

4.3 Contratação do Uso do Sistema de Transmissão

Um dos principais encargos que os agentes conectados no Sistema Interligado Nacional (SIN) devem arcar se trata do Encargo de Uso do Sistema de Transmissão (EUST). Seu valor é calculado pelo produto entre o Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST), dado em MW e a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), em R\$/MW.mês.

Atualmente, a Resolução Normativa ANEEL nº 666 de 2015, regulamenta a contratação do uso do sistema de transmissão e determina que o MUST deve ser igual ao maior valor entre o contratado e o verificado por medição de potência elétrica em cada ponto de conexão e horário de contratação. Dessa forma, na prática o MUST das centrais geradoras é igual à sua potência instalada, descontadas as perdas elétricas até o ponto de conexão com a Rede Básica.

A metodologia de cálculo da TUST é definida pela Resolução Normativa ANEEL nº 559 de 2013, que determina que o cálculo deve se basear na metodologia Nodal. Esta metodologia é utilizada desde 1999 para estabelecer as tarifas dos usuários, sejam eles geradores, consumidores livres ou distribuidores. Basicamente, esta metodologia consiste em um fluxo de potência em corrente contínua (DC) que calcula das tarifas dos usuários de forma proporcional aos fluxos que cada um ocasiona no sistema. Dessa forma, os geradores que se localizam próximos aos centros de consumo deverão apresentar tarifas menores que os geradores distantes do consumo, pois contribuirão para aliviar os fluxos nos circuitos. O inverso deve ocorrer com os consumidores localizados distantes dos geradores, ou seja, o resultado do fluxo DC mostrará que estes usuários ocasionarão maior carregamento dos circuitos que compõem o sistema de transmissão, em comparação com os fluxos gerados pelos consumidores que se localizam próximo aos geradores.

Atualmente, a legislação estabelece um relevante incentivo às centrais geradoras das fontes eólica, solar, biomassa e pequenas centrais hidroelétricas, que consiste em um desconto de 50% no valor do EUST. Entretanto, há perspectiva de que futuramente este benefício seja extinto, uma vez que estas fontes já atingiram a maturidade e conseguem apresentar preços competitivos com as demais centrais de geração das fontes hidrelétrica e termelétrica. Portanto, nas análises realizadas nesta dissertação, não foi considerado o desconto na TUST.

A Tabela 6 mostra os resultados das TUSTs médias calculadas por Estado e por fonte para o Leilão A-4 realizado em 2019. É possível observar que não há relevante diferença em função da localização geográfica, exceto para as TUSTs estabelecidas para o estado do Mato Grosso.

Tabela 6: TUSTs médias por fonte e por estado para o Leilão A-4/2019.

Fonte	BA	CE	GO	MA	MG	MS	MT	PB	PE	PI	PR	RN	RS
Eólica	7,4	6,3	-	6,6	7,1	-	-	6,3	6,1	7,6	6,6	6,4	7,7
Pequena Central Hidrelétrica	-	-	9,2	-	-	8,7	10,6	-	-	-	-	-	-
Solar Fotovoltaica	7,4	6,2	-	-	7,7	8,8	-	6,4	6,2	7,6	-	6,4	-
Hidrelétrica	-	-	9,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Termelétrica	4,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

No caso dos projetos híbridos, uma possível vantagem competitiva a ser explorada é a possibilidade de reduzir o MUST contratado em função da complementariedade entre as fontes eólica e solar. Dessa forma, o MUST não seria igual ao somatório da potência instalada de cada projeto, descontadas as perdas elétricas, mas sim algum valor que maximizaria a receita do projeto híbrido. Esse valor otimizado de MUST deve levar em conta uma solução de compromisso entre a redução de despesa associada ao encargo de uso e uma redução de receita associada ao corte de geração de energia elétrica quando esta for superior ao valor do MUST contratado.

5 TEORIA DO PORTFÓLIO

Neste capítulo será elaborada uma descrição da teoria moderna do portfólio desenvolvida por (MARKOWITZ, 1952) e será mostrado como essa técnica pode ser aplicada para determinar a composição ótima de um projeto híbrido.

Em seu artigo *Portfolio Selection* de 1952, Harry Markovitz propôs uma nova metodologia para auxiliar a tomada de decisão com relação à escolha dos investimentos. Sua proposta consiste em avaliar a tomada de decisão de um grupo de ativos em conjunto e não apenas observar as características de cada ativo individualmente. Dessa forma, seria possível diversificar o investimento em vários ativos selecionando a carteira de ativos que apresentasse o menor risco para determinado nível de retorno.

A forma de compor uma carteira com vários ativos antes da teoria desenvolvida por Markovitz consistia em avaliar o nível de retorno esperado de cada ativo individualmente e a partir dos ativos que apresentassem os melhores indicadores, formava-se a carteira de investimento. Contudo, quando as características de correlação entre os níveis de retorno de cada ativo não são consideradas na análise, é possível que a carteira elaborada não represente aquela com a melhor relação entre risco e retorno. A teoria moderna do portfólio diz que, para a construção da carteira de ativos, deve considerar-se os níveis de retorno e risco esperados globais e não individuais.

A metodologia consiste em resolver um problema de otimização não linear com duas funções objetivo: maximizar o retorno esperado e minimizar o risco da carteira.

O retorno esperado da carteira é dado pela média dos retornos esperados individuais de cada ativo:

$$E = x_1E_1 + \dots + x_nE_n = \sum_{i=1}^n x_iE_i$$

em que n é a quantidade de ativos candidatos a compor a carteira E_i é o retorno esperado do ativo i e x_i é a participação percentual do ativo i na carteira.

A matriz de variância-covariância da carteira é igual a:

$$\sigma_P^2 = \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & \sigma_{12} & \dots & \sigma_{1n} \\ \sigma_{21} & \sigma_2^2 & \dots & \sigma_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \sigma_{n1} & \sigma_{12} & \dots & \sigma_n^2 \end{bmatrix}$$

em que σ_i^2 é a variância dos retornos do ativo i , σ_{ij} é a covariância entre os retornos dos ativos i e j e $\sigma_{ij} = \sigma_{ji}$. A dimensão da matriz é igual a $n \times n$.

A teoria moderna do portfólio estabelece que os ativos que podem ser selecionados para compor a carteira devem apresentar a menor covariância entre os seus retornos esperados. Assim, o risco global da carteira é reduzido.

A variância do portfólio pode ser expressa por:

$$\sigma_P = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \sigma_{ij} x_i x_j$$

A formulação do problema de otimização consiste em um problema não linear bi-objetivo, em que as variáveis de escolha são as participações de cada ativo no portfólio e busca determinar a composição ótima que maximize o retorno esperado e minimize a variância da carteira:

$$\max E = \sum_{i=1}^n x_i E_i$$

$$\min \sigma_P = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \sigma_{ij} x_i x_j$$

As restrições do problema são as seguintes:

$$\sum_{i=1}^n x_i = 1$$

$$x_i \geq 0 ; i = 1, \dots, n$$

Uma forma de resolver o problema é denominado método da ε -restrição, que consiste em transformar uma das funções objetivos em restrição do problema e

determinar a composição dos portfólios variando o valor dessa nova restrição. Pode-se reescrever o problema das seguintes formas:

- Maximização do retorno esperado

$$\max_{s.a.} E = \sum_{i=1}^n x_i E_i$$

$$\sigma_P = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \sigma_{ij} x_i x_j \leq \varepsilon$$

$$\sum_{i=1}^n x_i = 1$$

$$x_i \geq 0 ; i = 1, \dots, n$$

- Minimização do risco do portfólio

$$\min_{s.a.} \sigma_P = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \sigma_{ij} x_i x_j$$

$$E = \sum_{i=1}^n x_i E_i \geq \varepsilon$$

$$\sum_{i=1}^n x_i = 1$$

$$x_i \geq 0 ; i = 1, \dots, n$$

Em ambos os casos as demais restrições são mantidas as mesmas. A metodologia consiste em resolver problemas para vários valores de ε . Dessa forma, os resultados representam portfólios ótimos para cada nível de risco ou retorno esperado. O conjunto de pares de resultados do binômio risco-retorno é denominado fronteira

eficiente de Markovitz, conforme ilustrado na Figura 33. Neste exemplo, o ponto 1 representa o portfólio eficiente para o retorno esperado E_1 e variância σ_1 . É possível observar que existe uma composição do portfólio diferente que resulta em um mesmo nível de risco, porém valor do retorno esperado inferior, indicado na figura como ponto 2. Do mesmo modo, o ponto 3 representa aquela composição do portfólio em que o nível de retorno esperado é o mesmo que o ponto 1, contudo apresenta nível de risco superior.

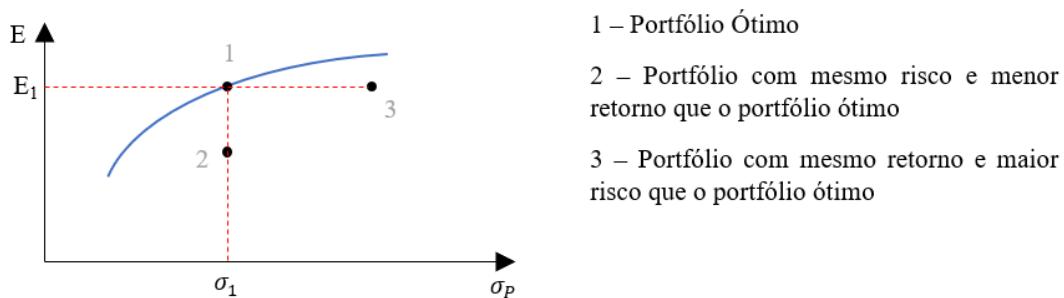


Figura 33: Fronteira eficiente de Markovitz.

Ao construir a fronteira eficiente, o investidor deseja conhecer todas as combinações possíveis do relação risco-retorno, de modo a basear suas decisões para que sua carteira de investimentos sempre permaneça em pontos localizados na fronteira eficiente, evitando assim o investimento em carteiras que se localizam abaixo da fronteira.

5.1 Fronteira eficiente aplicada ao parque híbrido

Um projeto híbrido composto pelas fontes eólica e solar fotovoltaica pode ser compreendido como um portfólio composto por dois ativos. Nesse caso, deve-se definir alguma medida de retorno para cada projeto e calcular os seus respectivos valores esperados, variâncias e a covariância entre os retornos dos dois projetos.

Nesta dissertação, a variável utilizada para medir o retorno de cada projeto foi o valor presente líquido (VPL). A equação para calcular o VPL de um projeto é a seguinte:

$$VPL = \sum_{i=0}^T \frac{FC_i}{(1+t)^i} \quad \text{Equação 14}$$

em que FC é o fluxo de caixa para cada período i , t é a taxa de desconto e T é o prazo total de duração do projeto.

Um projeto eólico ou solar que comercializa energia elétrica no mercado regulado, usualmente assinam CCEARs com prazo de duração igual a 20 anos, contados a partir da data de entrada em operação comercial. Após a realização do Leilão, o prazo de construção pode variar entre 3 a 6 anos, dependendo do tipo de Leilão. Dessa forma, nesta dissertação o prazo total dos projetos equivale a 36 meses de construção mais 240 meses de operação comercial, o que equivale a um total de 276 meses.

Entre o primeiro e o trigésimo sexto mês, os projetos apresentam um fluxo de caixa negativo, representado pelo investimento na sua construção. A partir do mês de número 37, quando se inicia a operação comercial, o fluxo de caixa mensal é dado pela seguinte equação:

$$FC = R - O\&M - E - EUST \quad \text{Equação 15}$$

em que R representa a receita, $O\&M$ é a despesa com operação e manutenção, E são os encargos e impostos e $EUST$ é o Encargo de Uso do Sistema de Transmissão. A receita mensal para CCEARs na modalidade quantidade é calculada pela seguinte equação:

$$R = C \cdot P + M \quad \text{Equação 16}$$

em que a primeira parcela representa uma componente fixa, calculada pelo produto entre a energia contratada para cada mês (C , em MWh) e o preço de venda dessa energia (P , em R\$/MWh). A segunda parcela representa o resultado mensal da liquidação das diferenças entre a energia contratada e energia gerada, no Mercado de Curto Prazo (MCP), dada pela seguinte equação:

$$M = \sum_{p=1}^4 (G_p - C_p) \cdot PLD_p \quad \text{Equação 17}$$

em que o resultado mensal do MCP é a soma das diferenças entre a geração total em cada patamar p (G_p) e a energia contratada mensal, modulada para cada patamar (C_p) e PLD_p é a expectativa de PLD para cada mês e cada patamar, calculada a partir dos CMOs obtidos pelo NEWAVE, conforme descrito no apítulo anterior.

O cálculo do EUST é dado pela seguinte equação:

$$EUST = MUST \cdot TUST \quad \text{Equação 18}$$

em que MUST é o Montante de Uso do Sistema de Transmissão, em MW e TUST é a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão, em R\$/MW.mês.

Ao analisar as variáveis que devem ser calculadas para determinar o valor do VPL de cada ativo, é possível constatar que o resultado do MCP consiste na variável estocástica, uma vez que a geração e o PLD mensal não são determinísticos. Dessa forma, o cálculo das variáveis utilizadas no problema de otimização (valor esperado, variância e covariância do VPL) é realizado considerando todos os cenários possíveis de geração eólica, solar e PLD. O NEWAVE calcula um total de 2.000 séries sintéticas de CMO. A metodologia de séries temporais descrita no Capítulo 3 permite gerar uma quantidade arbitrada de cenários de geração. Nesta dissertação, utilizou-se um total de 100 cenários de geração para cada fonte. Portanto, no total são calculados 200.000 valores possíveis de VPL para cada ativo, em que a distribuição de probabilidades dessa variável foi modelada por meio do NEWAVE e das séries sintéticas geradas pelo modelo VAR(p).

6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo serão apresentadas as premissas utilizadas nas simulações, bem como a aplicação da metodologia descrita no Capítulo 5, com o objetivo de determinar a composição ótima de um projeto híbrido através da Teoria Moderna do Portfólio.

Também serão realizadas algumas análises de cenários para diferentes valores de MUST, com o objetivo de avaliar o impacto da variação do MUST nos níveis de retorno médio e variância dos projetos eólicos e solares.

6.1 Premissas

A Tabela 7 mostra os parâmetros utilizados no cálculo do VPL de cada fonte. As premissas de custos de investimento, O&M, encargos e impostos são as mesmas utilizadas pela EPE no Plano Decenal de Expansão 2029. Foi estabelecida uma taxa de desconto de 8% a.a., em termos reais, tendo como referência a metodologia do Custo Médio Ponderado do Capital com base nas seguintes premissas: uma empresa com estrutura de capital de 40% de capital próprio e 60% de capital de terceiros; custo de capital próprio de 13% e o custo de capital de terceiros de 7%, em termos reais (45% financiamento tipo BNDES e 15% financiamento mercado); e impostos (IRPJ e CSLL) de 34%, considerando o regime de tributação no lucro real (EPE, 2019).

Tabela 7: custos por fonte.

Fonte	Investimento (R\$/kW)	O&M (R\$/kW/ano)	Encargos/Impostos (R\$/kW/ano)	TUST (R\$/kW.mês)
Solar	2.000	50	84	8
Eólica	5.000	90	94	8

Conforme mencionado anteriormente, a partir de 2018 a ANEEL decidiu que os CCEARs negociados nos Leilões regulados das fontes eólica e solar deveriam seguir a modalidade contratual por quantidade e não mais por disponibilidade, o que aumentou o risco comercial a que o agente vendedor deve gerenciar. Esse risco varia em função do tipo de sazonalização e modulação da energia contratada que deverá ser realizada.

Para os primeiros CCEARs na modalidade por quantidade, tanto a sazonalização quanto a modulação seguiam o perfil da geração, ou seja, o agente vendedor deveria sazonalizar e modular sua energia contratada de acordo com as características de

geração do seu projeto, o que representa que em média o agente não ficaria exposto no MCP se contratasse a totalidade da sua garantia física.

No entanto, a partir de 2019, a ANEEL determinou que os contratos devem ser sazonais de acordo com a carga do agente comprador, o que impõe maior risco ao vendedor. É possível ainda que em Leilões futuros, mesmo a modulação deva ser realizada segundo o perfil da carga. Dessa forma, são simulados três tipos de contratos CCEARs, em função da modulação e sazonais da energia contratada, cuja denominação nesta dissertação foi a seguinte:

- Contrato tipo 1: sazonais e modulação seguindo perfil de geração.
- Contrato tipo 2: sazonais seguindo o perfil de carga e modulação pelo perfil de geração.
- Contrato tipo 3: sazonais e modulação seguindo o perfil de carga.

Conforme descrito no Capítulo 5, serão calculados um total de 200 mil possíveis resultados do MCP, considerando 100 diferentes cenários sintéticos de geração eólica ou solar multiplicados pelos 2.000 cenários de PLD obtidos a partir da simulação de longo prazo do modelo NEWAVE. Assim, o preço de venda dos contratos, em R\$/MWh, foi calculado considerando o menor valor possível para o resultado do MCP. Manipulando a Equação 15, o preço de venda é calculado pela seguinte equação:

$$FC = R - O\&M - E - EUST = C \cdot P + \min(MCP) - O\&M - E - EUST = 0$$

$$P = \frac{(O\&M + E + EUST - \min(MCP))}{C} \quad \text{Equação 19}$$

Dessa forma, para cada modalidade contratual estudada nesta dissertação, calcula-se um preço que corresponde ao preço mínimo para que todos os 200 mil cenários simulados apresentem VPL positivo.

6.2 Metodologia de cálculo da carteira eficiente

A metodologia descrita no Capítulo 5 foi aplicada considerando um ativo eólico e um solar com potência igual a 25 MW. A escolha desse número considerou um

projeto eólico com 10 aerogeradores do modelo Gamesa G114 2,5 MW, o que pode facilitar a compreensão dos resultados que serão apresentados na sequência.

As simulações consideram que o MUST de cada ativo é igual a potência de cada projeto. Portanto, não há corte de geração.

O problema de otimização foi resolvido através do método ε -restrição, descrito no Capítulo 5, conforme a seguinte equação:

$$\begin{aligned}
 \max_{s.a.} E &= \sum_{i=1}^2 x_i E_i \\
 \sigma_P &= \sum_{i=1}^2 \sum_{j=1}^2 \sigma_{ij} x_i x_j = \sigma_1^2 \cdot x_1^2 + 2 \cdot \sigma_{12} \cdot x_1 \cdot x_2 + \sigma_2^2 \cdot x_2^2 \leq \varepsilon \\
 x_1 + x_2 &= 1 \\
 x_i &\geq 0 ; i = 1,2
 \end{aligned}$$

6.3 Resultados

Conforme descrito no Capítulo 4, a receita dos projetos de geração com contratos na modalidade por quantidade é composta por duas parcelas, sendo uma parcela de receita fixa igual ao produto da energia contratada pelo preço de venda e a outra referente ao resultado mensal no mercado de curto prazo.

A garantia física dos projetos eólicos e solares fotovoltaicos tem dois significados, um físico e outro contratual. No contexto da operação do sistema eletroenergético, representa a expectativa média de geração de energia em cada período mensal ou anual. No âmbito comercial, a garantia física estabelece o limite máximo com que o agente gerador pode se comprometer com contratos de venda de energia. Nesta dissertação, a energia contratada para cada projeto equivale à 100% da garantia física do projeto.

Os resultados simulados do MCP são caracterizados por variáveis aleatórias que já foram devidamente modeladas (geração eólica, solar e PLD). Para cada modalidade de contrato por quantidade, em função do tipo de sazonalização e modulação da energia

contratada, os resultados do MCP podem apresentar diferentes resultados. Inicialmente, será analisado o contrato denominado tipo 1 (sazonalização e modulação segundo o perfil de geração de cada fonte).

A Figura 34 apresenta o histograma dos 200 mil valores presentes calculados para o MCP para cada fonte, considerando o MUST igual a 100% da capacidade instalada e um contrato tipo 1. Além disso, a Figura 34 mostra os parâmetros estatísticos calculados em função da variação do MUST e a Tabela 14 apresenta para cada MUST simulado, a variância dos resultados do MCP.

Em razão do contrato tipo 1 apresentar tanto a sazonalização quanto a modulação dos contratos em função do perfil de geração de cada fonte, os resultados da simulação mostram que a média dos resultados do MCP são iguais a zero. Contudo, a variância da fonte eólica é maior que a fonte solar, pois a variabilidade de sua geração, tanto em nível horário quanto mensal é superior.

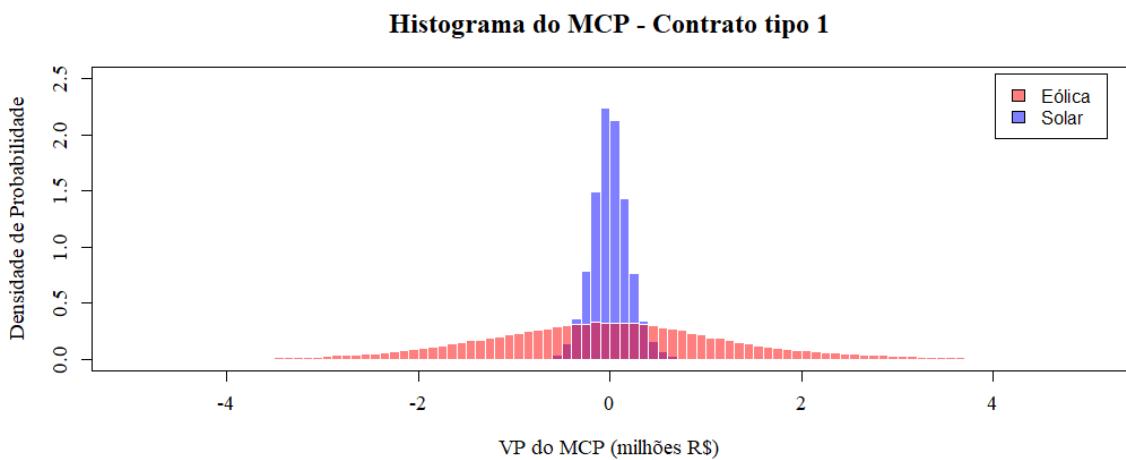


Figura 34: Histograma dos resultados simulados para o MCP para cada fonte no contrato tipo 1.

Com relação aos outros dois tipos de contratos, a Figura 35 mostra os resultados simulados para o MCP para os contratos tipo 2 e 3.

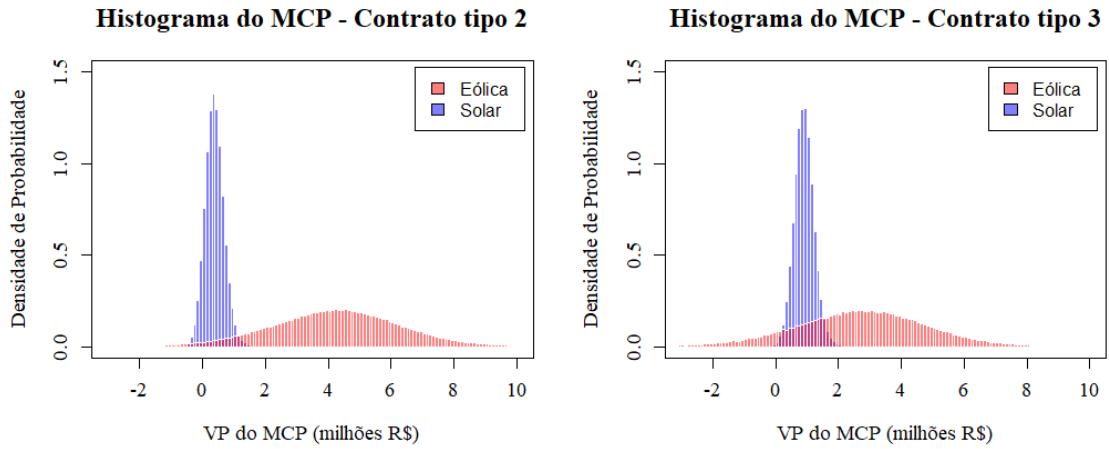


Figura 35: Histograma dos resultados simulados para o MCP para cada fonte nos contratos tipo 2 e 3.

É possível constatar que utilizar o perfil da carga na sazonalização da energia contratada cria benefícios para as duas fontes (contrato tipo 2), pois a média dos resultados do MCP sofre um incremento se comparada com o contrato tipo 1. Por outro lado, a dispersão dos resultados também aumenta, o que pode ser verificado pelo aumento da variância.

A Figura 36 mostra os valores médios mensais do PLD no submercado Nordeste, bem como os valores normalizados da carga do SIN, da geração eólica e solar. É possível observar que, para contratos sazonais pelo perfil de carga, na média, durante os meses de maio a outubro, o projeto eólico estará exposto positivamente no MCP e terá essa exposição valorada ao PLD do período em questão, o que equivale a créditos no MCP. Nos meses restantes, o projeto eólico apresentará exposição negativa, o que equivale a débitos. Pode-se verificar que os meses entre julho e outubro são os que apresentam maiores valores médios de PLD, o que irá beneficiar as exposições positivas do projeto eólico, enquanto que nos demais meses, a expectativa é que as exposições negativas no MCP serão valoradas a níveis inferiores de PLD, o que irá beneficiar a fonte. O mesmo ocorrerá com o projeto solar, porém em um nível menor.

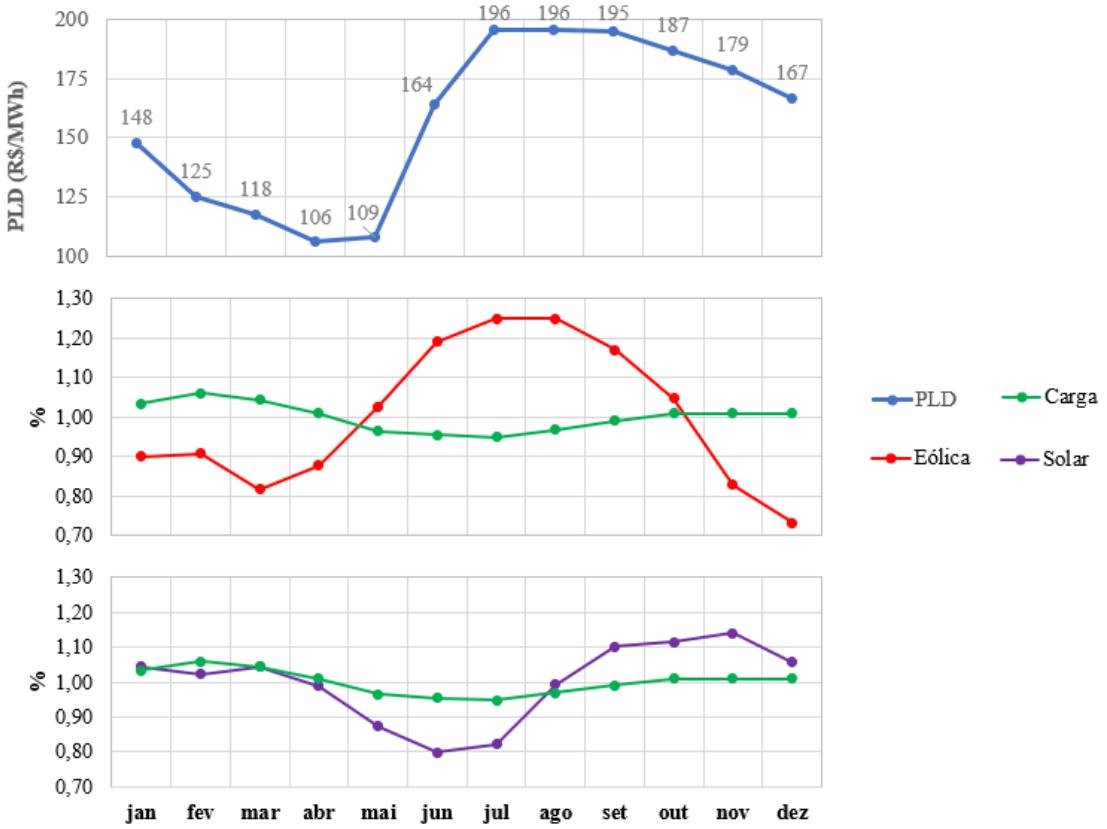


Figura 36: Valores médios mensais do PLD no Submercado Nordeste, geração eólica, solar e carga.

O mesmo raciocínio pode ser estendido para o contrato tipo 3, em que tanto a sazonalização quanto a modulação deverão seguir o perfil de carga do agente comprador do contrato. Nesse caso, é possível observar que a variância aumenta para as duas fontes de geração. Contudo, no caso do projeto eólico, a média dos resultados do MCP é reduzida em aproximadamente 36%, enquanto para o projeto solar ocorre um aumento de aproximadamente 137%. Esses resultados indicam que existe uma correlação negativa entre as variáveis PLD, geração eólica e carga, em função de cada patamar e uma correlação positiva no caso da geração solar.

Dando sequência à análise, a Tabela 8 apresenta os valores presentes das despesas com o investimento, O&M e encargos e impostos, enquanto que a Tabela 9 apresenta os resultados da média e variância dos VPLs calculados, bem como os preços de venda.

Tabela 8: Valores presentes dos custos fixos dos projetos eólicos e solares.

Fonte	VP Investimento (milhões R\$)	VP O&M (milhões R\$)	VP Encargos/Impostos (milhões R\$)
Solar	44,50	10,09	16,96
Eólica	111,26	18,17	18,98

Tabela 9: preço de venda, média e variância dos VPLs.

Fonte	Preço (R\$/MWh)	Contrato	Variância VPLs (milhões R\$)	Média VPLs (milhões R\$)
Solar	188	1	0,037	0,97
		2	0,090	1,42
		3	0,099	1,95
Eólica	150	1	1,949	9,12
		2	4,442	13,45
		3	4,579	11,92

Na sequência, são avaliados os resultados da aplicação da metodologia de otimização do portfólio. Conforme descrito no Capítulo 5, a resolução do problema proposto por Markowitz utilizando o método da ε -restrição consiste em calcular o nível ótimo de retorno para cada nível de variância. O resultado será a fronteira eficiente de Markowitz.

As covariâncias entre os VPLs de cada fonte para cada tipo de contrato são apresentadas na Tabela 10. É possível observar que para os três tipos de contrato, os valores negativos das covariâncias indicam que a composição de um portfólio entre as duas fontes permitirá aumentar o retorno do projeto híbrido para um mesmo nível de risco.

Tabela 10: Covariâncias entre os VPLs dos projetos eólico e solar.

Contrato	Covariância
1	-0,0034
2	-0,0918
3	-0,0821

Buscando analisar o resultado da fronteira eficiente e ao mesmo tempo analisar alguns cenários para o preço de venda de energia, para cada tipo de contrato, foram construídas três fronteiras eficientes. A Figura 38, a Figura 38 e a Figura 39 apresentam as fronteiras eficientes para os contrato tipo 1, 2 e 3, respectivamente e a Tabela 12, a Tabela 12 e a Tabela 13 apresentam os resultados para cada ponto da fronteira.

No cenário 1, o preço de venda do projeto eólico e solar foi igual a 188 R\$/MWh (preço mínimo do projeto solar) para ambos os projetos. No cenário 2, o preço foi igual

a 150 R\$/MWh (preço mínimo do projeto eólicos) e no cenário 3, o problema de otimização encontrou a fronteira eficiente considerando um portfólio de um ativo solar com preço igual a 188 R\$/MWh e um ativo eólico com preço igual a 150 R\$/MWh. Dessa forma, nos cenários 1 e 2, todos os pontos da fronteira correspondem a um portfólio de ativos que possuem o mesmo preço de venda em cada cenário. Por outro lado, no caso do cenário 3, para cada ponto da fronteira eficiente, o preço de venda do portfólio será equivalente à média ponderada pela garantia física de cada fonte, considerando um preço igual a 188 R\$/MWh para a solar e 150 R\$/MWh para a eólica.

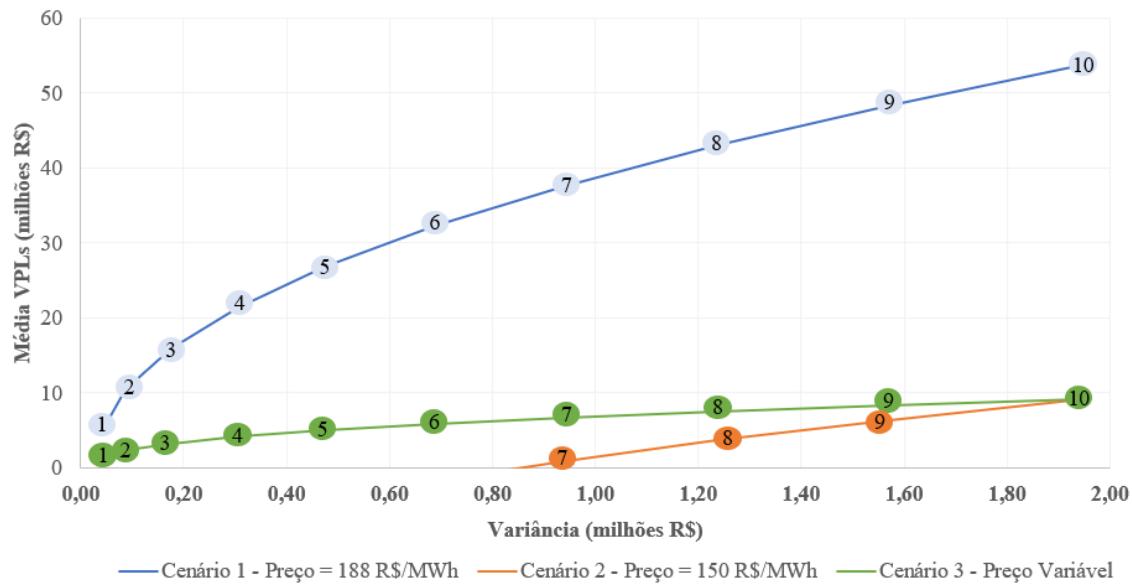


Figura 37: Fronteira eficiente para o contrato tipo 1

Tabela 11: Pontos da fronteira eficiente para o contrato tipo 1.

Ponto	Solar	Eólica	Variância (milhões R\$)	Média dos VPLs (milhões R\$)			Preço Cenário 3 (R\$/MWh)
				Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	
Menor Risco	92%	8%	0,037	3,1	-	1,3	185
1	90%	10%	0,042	4,8	-	1,6	180
2	80%	20%	0,087	10,5	-	2,4	174
3	70%	30%	0,176	16,0	-	3,3	169
4	60%	40%	0,305	21,4	-	4,1	165
5	50%	50%	0,475	26,8	-	5,0	162
6	40%	60%	0,688	32,2	-	5,8	159
7	30%	70%	0,941	37,6	1,0	6,6	156
8	20%	80%	1,236	43,0	3,7	7,5	154
9	10%	90%	1,571	48,3	6,4	8,3	152
10	0%	100%	1,949	53,7	9,1	9,1	150

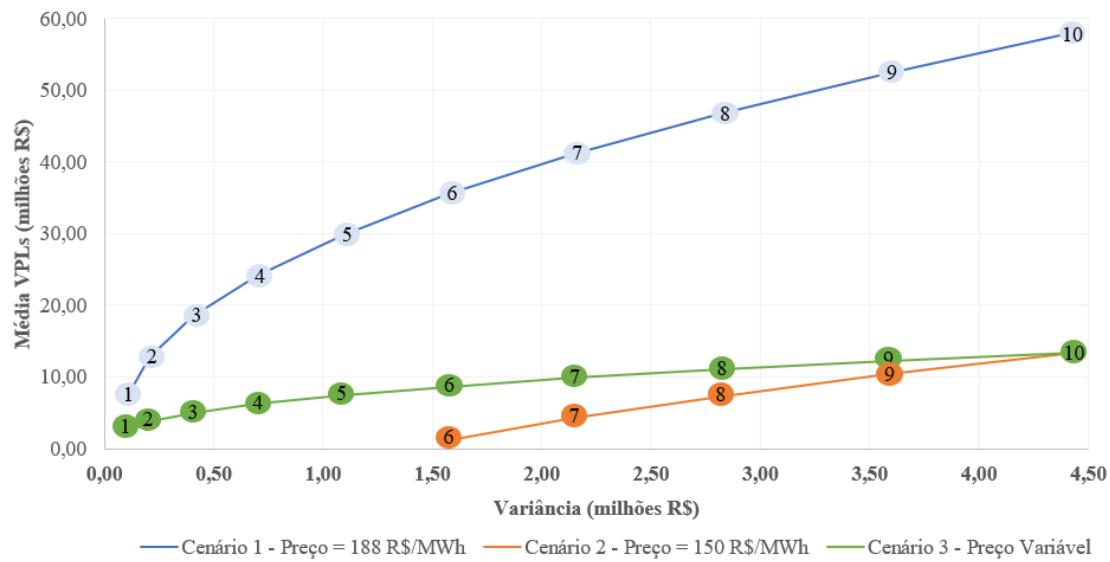


Figura 38: Fronteira eficiente para o contrato tipo 2.

Tabela 12: Pontos da fronteira eficiente para o contrato tipo 2.

Ponto	Solar	Eólica	Variância (milhões R\$)	Média dos VPLs (milhões R\$)			Preço Cenário 3 (R\$/MWh)
				Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	
Menor Risco	92%	8%	0,090	5,8	-	2,4	187
1	90%	10%	0,101	7,1	-	2,6	180
2	80%	20%	0,204	12,7	-	3,8	174
3	70%	30%	0,406	18,4	-	5,0	169
4	60%	40%	0,700	24,1	-	6,2	165
5	50%	50%	1,087	29,8	-	7,4	162
6	40%	60%	1,572	35,4	1,2	8,6	159
7	30%	70%	2,149	41,1	4,3	9,8	156
8	20%	80%	2,819	46,8	7,3	11,0	154
9	10%	90%	3,582	52,4	10,4	12,2	152
10	0%	100%	4,442	58,1	13,5	13,5	150

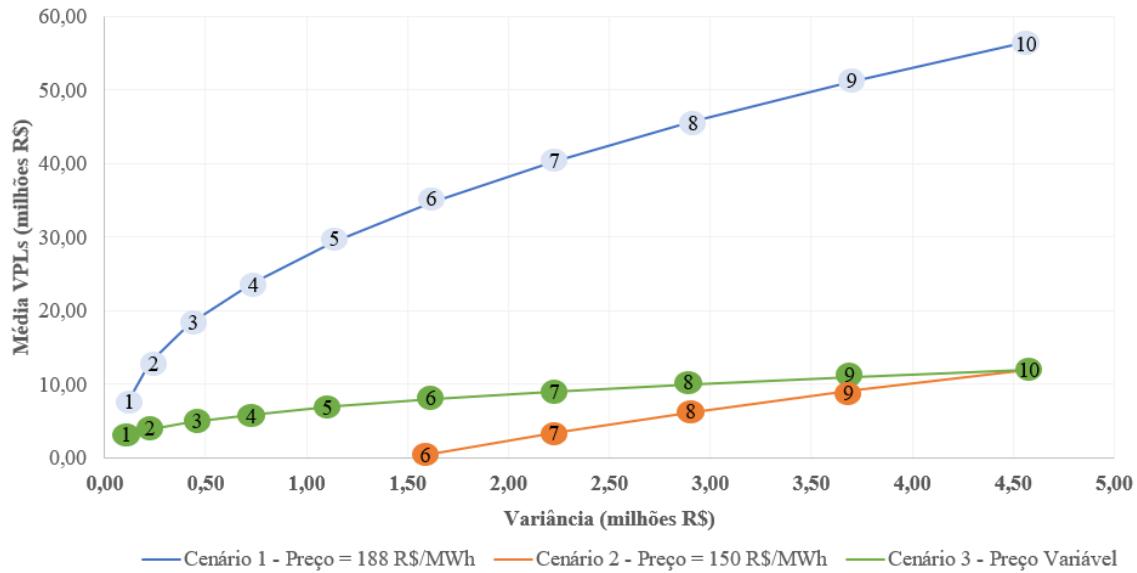


Figura 39: Fronteira eficiente para o contrato tipo 3.

Tabela 13: Pontos da fronteira eficiente para o contrato tipo 3.

Ponto	x1	x2	Variância (milhões R\$)	Média dos VPLs (milhões R\$)			Preço Cenário 3 (R\$/MWh)
				Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	
Menor Risco	93%	7%	0,099	6,0	-	2,7	182
1	90%	10%	0,110	7,3	-	2,9	180
2	80%	20%	0,222	12,9	-	4,0	174
3	70%	30%	0,424	18,3	-	4,9	169
4	60%	40%	0,727	23,8	-	5,9	165
5	50%	50%	1,130	29,3	-	6,9	161
6	40%	60%	1,624	34,7	0,5	7,9	159
7	30%	70%	2,218	40,2	3,4	8,9	156
8	20%	80%	2,908	45,6	6,2	9,9	154
9	10%	90%	3,698	51,1	9,1	10,9	152
10	0%	100%	4,579	56,6	11,9	11,9	150

É possível constatar que para o ponto de menor variância, o projeto híbrido composto por 8% de eólica e 92% de solar permite aumentar o nível de retorno, medido pela média dos VPLs se comparado com o investimento em um projeto 100% solar. Além disso, no cenário 2, seria possível reduzir o preço de venda de um projeto solar e ainda assim aumentar a média dos VPLs, o que representa uma vantagem competitiva de um projeto híbrido.

No cenário 2, o ativo solar apresenta VPL negativo, pois o preço de venda igual a 150 R\$/MWh não é suficiente para remunerar seu investimento. No entanto, um

portfólio com eólica e solar com esse preço de venda permite reduzir a variância dos retornos para projetos híbridos com níveis de eólica superiores a 60%.

Importa comentar que na resolução do problema de otimização, a composição do portfólio nem sempre apresentará valores múltiplos de 2,5 MW, que é a potência unitária do aerogerador Gamesa G114 2,5 MW, ou seja, não é possível construir um projeto híbrido composto por um projeto eólico com valores que não sejam múltiplos de 2,5 MW. Assim, o ponto de menor variância neste exemplo seria inviável de ser construído. Contudo, a mesma análise pode ser realizada para projetos de maior porte, por exemplo, se a análise fosse realizada para um parque com potência igual a 300 MW, o resultado indicaria que a menor variância seria encontrada para um portfólio com, aproximadamente, 275 MW de solar e 25 MW de eólica.

6.4 Análise da variação do MUST

Nesta seção serão realizadas algumas análises que tem o objetivo de avaliar o impacto da variação do MUST nos projetos eólicos, solares e híbridos. A fronteira eficiente construída na seção anterior, considerou um projeto solar e outro eólico nos quais o MUST é igual a potência de cada projeto. Quando o MUST apresenta valor inferior à potência da usina, haverá momentos em que a geração de energia elétrica será cortada devido à restrição na capacidade de escoamento do sistema de transmissão, ou seja, existe disponibilidade de recurso energético para produção de potência em valor maior que o MUST, porém a geração é restringida pelo MUST. Assim, o MUST afetará a garantia física da usina.

A Figura 40 apresenta a variação da garantia física de cada fonte em função da variação do MUST. Observa-se que a redução do MUST resulta em redução do valor esperado da geração de energia elétrica de longo prazo de cada projeto. O efeito esperado dessa redução de geração é uma redução de receita, uma vez que a energia disponível para ser contratada por cada parque será menor.

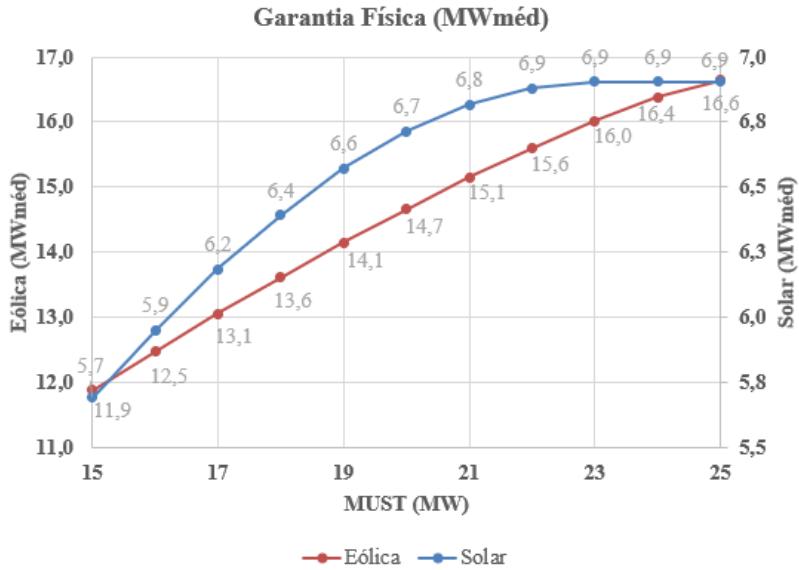


Figura 40: Curva da garantia física em função da redução do MUST.

No entanto, observa-se que no caso do projeto solar, a garantia física sofre uma redução em função de cada MW de MUST muito pequena até o valor de 21 MW (cerca de 85% do MUST). Somente a partir desse ponto é que a sua garantia física apresenta uma redução relevante. Esse resultado indica que no caso do projeto solar, pode haver uma compensação positiva entre a redução de despesa associada ao EUST e a perda de receita em função da redução da geração energética.

O fato de que a redução do MUST não afeta tanto a produção energética no projeto solar em comparação com o projeto eólico pode ser mostrado através da análise do histograma da geração horária de cada fonte, mostrado na Figura 41. No caso da geração solar, esse histograma representa somente as horas em que há recurso solar, uma vez que caso fossem consideradas todas as horas do dia, o formato do histograma consistiria em um valor significativamente elevado no ponto do eixo horizontal igual a zero, pois durante metade das horas a geração solar é nula.

O fator de capacidade é a relação entre a potência gerada a cada hora e a potência. Portanto, esse gráfico está normalizado pela potência de cada projeto. A área do gráfico para cada fonte é igual à garantia física da fonte. É possível observar que no caso da fonte eólica, caso o MUST fosse reduzido, para por exemplo 90% da capacidade instalada, o que representa o ponto 0,9 no eixo horizontal do gráfico, a quantidade de energia que deixaria de ser gerada por restrição na capacidade de escoamento do projeto é muito maior que no caso do projeto solar, pois a área do gráfico a partir deste ponto apresenta valor relevante para a fonte eólica. No caso da

fonte solar, observa-se que até o ponto igual a 0,85, aproximadamente, o corte de geração em função da redução do MUST não é tão significativo.

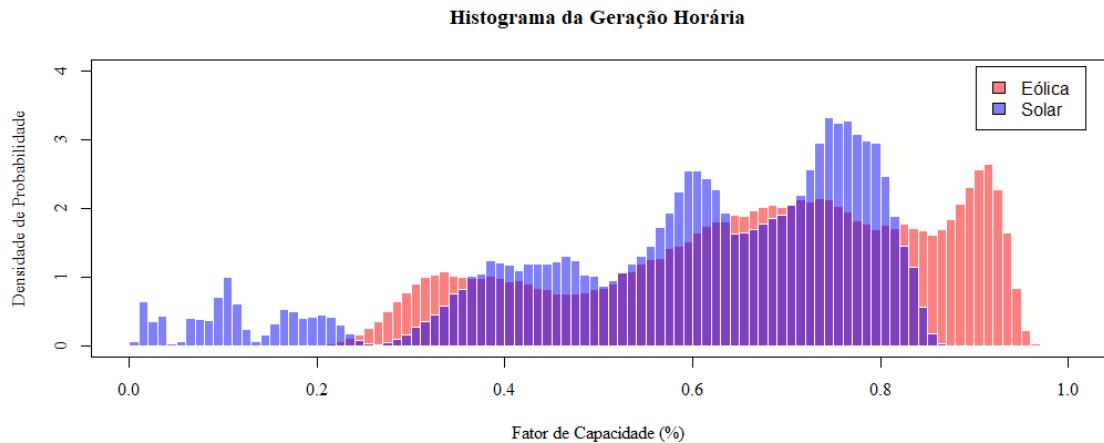


Figura 41: histograma de geração horária de cada fonte.

Portanto, considerando um projeto que se comprometa com a comercialização de energia equivalente à sua garantia física, a redução da receita de venda, que equivale ao produto da energia contratada pelo preço de venda, será proporcional às reduções na garantia física apresentadas na Figura 40. Assim, pode-se analisar em que medida a redução do MUST afetará os parâmetros estatísticos que representam as simulações. A Tabela 14 mostra a média e a variância dos VPLs para cada projeto e cada tipo de contrato em função do MUST. O preço de venda é igual a 188 R\$/MWh para todos os projetos. Os resultados já contabilizam a redução de EUST em função do MUST, o que permite constatar que há um ganho de, aproximadamente, 206% para o projeto solar com MUST igual a 88% da potência do projeto (22 MW), ou seja, a redução da receita do projeto é compensada pela redução da despesa com EUST.

Tabela 14: Média e variância dos VPLs em função do MUST.

MUST (MW)	VPLs (milhões R\$) - Contrato Tipo 1				VPLs (milhões R\$) - Contrato Tipo 2			
	Solar		Eólica		Solar		Eólica	
	Variância	Média	Variância	Média	Variância	Média	Variância	Média
25	0,037	0,97	1,949	53,73	0,090	1,42	4,442	58,09
24	0,037	1,74	1,804	51,14	0,090	2,20	4,083	55,28
23	0,037	2,50	1,638	47,02	0,090	2,95	3,682	50,91
22	0,036	2,96	1,474	42,24	0,086	3,41	3,290	45,89
21	0,034	2,88	1,317	37,00	0,077	3,31	2,915	40,42
20	0,032	2,30	1,166	31,31	0,067	2,71	2,562	34,48
19	0,029	1,18	1,023	25,24	0,057	1,57	2,233	28,18
18	0,025	-0,42	0,890	18,89	0,049	-0,04	1,929	21,60
17	0,022	-2,42	0,767	12,25	0,041	-2,05	1,648	14,73
16	0,019	-4,76	0,653	5,33	0,035	-4,41	1,390	7,59
15	0,016	-7,40	0,548	-1,87	0,029	-7,07	1,157	0,17

MUST (MW)	VPLs (milhões R\$) - Contrato Tipo 3			
	Solar		Eólica	
	Variância	Média	Variância	Média
25	0,099	1,95	4,58	56,55
24	0,099	2,72	4,21	53,78
23	0,099	3,48	3,80	49,47
22	0,095	3,93	3,40	44,51
21	0,086	3,83	3,02	39,09
20	0,076	3,23	2,66	33,22
19	0,067	2,08	2,32	26,98
18	0,058	0,46	2,01	20,47
17	0,050	-1,58	1,72	13,67
16	0,043	-3,96	1,45	6,59
15	0,037	-6,65	1,21	-0,75

Outra constatação importante se refere à redução da variância em função da redução do MUST. Os resultados demonstram que à medida que o MUST é reduzido, a variância também reduz.

Adicionalmente, foram simulados alguns cenários de projetos híbridos com MUST inferior a potência da usina. A Figura 42 e a Tabela 15 mostram os resultados das simulações para projetos híbridos com MUST igual a 88% da potência, para o contrato tipo 2. O gráfico também mostra os resultados da fronteira eficiente para o

cenário 1 (preço de venda igual a 188 R\$/MWh), que foram apresentados na seção 6.3, no qual o MUST equivale a 100% da potência do parque híbrido.

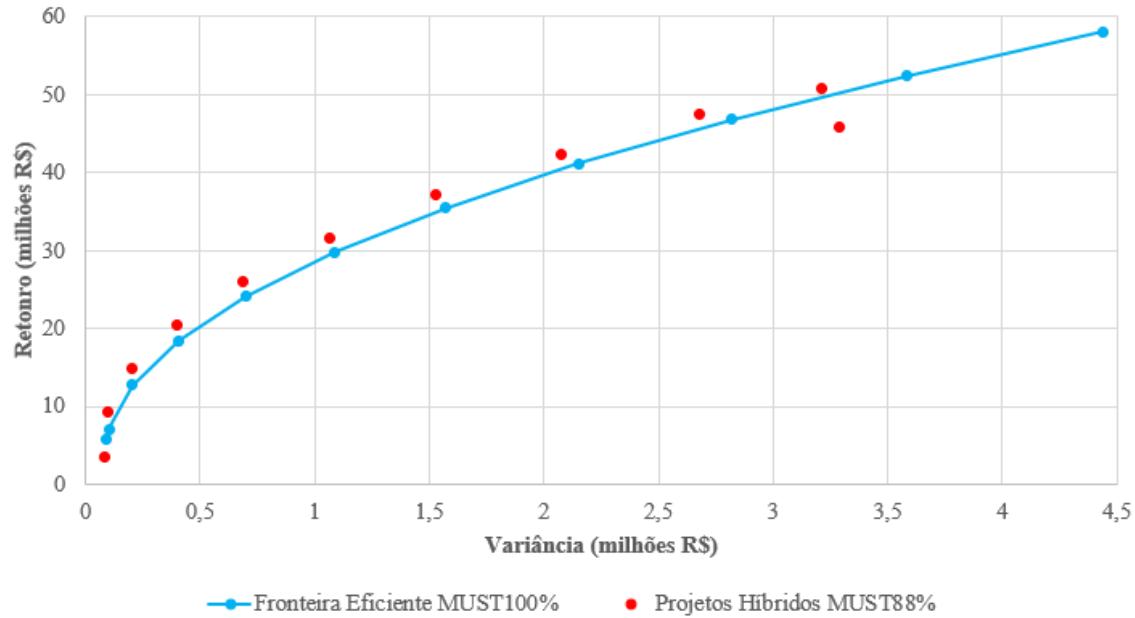


Figura 42: Fronteira eficiente (MUST100%) e projetos híbridos (MUST88%) para o contrato tipo 2.

Tabela 15: Fronteira eficiente (MUST100%) e projetos híbridos (MUST88%) para o contrato tipo 2.

Fronteira Eficiente MUST100% (milhões R\$)				Projetos Híbridos MUST88% (milhões R\$)			
Variância	Retorno	Solar	Eólica	Variância	Retorno	Solar	Eólica
0,09	5,8	92%	8%	0,09	3,4	100%	0%
0,10	7,1	90%	10%	0,10	9,3	90%	10%
0,20	12,7	80%	20%	0,20	14,9	80%	20%
0,41	18,4	70%	30%	0,40	20,5	70%	30%
0,70	24,1	60%	40%	0,69	26,1	60%	40%
1,09	29,8	50%	50%	1,06	31,6	50%	50%
1,57	35,4	40%	60%	1,53	37,1	40%	60%
2,15	41,1	30%	70%	2,07	42,4	30%	70%
2,82	46,8	20%	80%	2,68	47,5	20%	80%
3,58	52,4	10%	90%	3,21	50,8	10%	90%
4,44	58,1	0%	100%	3,29	45,9	0%	100%

Os resultados do projeto solar com MUST igual a 88% da potência, apresentados no início desta seção, mostram que a redução do MUST permite um duplo benefício para os projetos híbridos, uma vez que para a mesma composição do portfólio, houve um aumento dos retornos médios e redução da variância.

7 CONCLUSÃO

Atualmente, a geração de energia elétrica proveniente das fontes eólica e solar fotovoltaica se apresentam como relevante recurso energético para o atendimento à demanda de energia elétrica nacional. Além disso, as projeções também apontam para um crescimento da participação dessas fontes na matriz elétrica brasileira.

A energia eólica e a solar fotovoltaica são produzidas a partir de recursos primários que se comportam de forma estocástica ao longo do tempo. Em alguns locais existe uma complementariedade entre a geração de usinas de cada uma dessas fontes que proporciona uma vantagem competitiva para projetos híbridos.

A complementariedade da geração ocorre tanto na escala temporal mensal ao longo do ano, em que a correlação negativa da geração das fontes eólica e solar possibilita a mitigação de riscos associados à comercialização de energia elétrica, quanto na escala horária ao longo do dia, onde é possível otimizar os sistemas de transmissão de energia elétrica e reduzir despesas com o encargo de uso do sistema de transmissão.

Este trabalho buscou desenvolver uma metodologia que permita quantificar e valorar esses dois tipos de complementariedade. Dessa forma, a modelagem do comportamento probabilístico conjunto da geração eólica e solar foi realizada através da técnica de modelagem por séries temporais multivariadas denominada Vetor Auto Regressivo de ordem p (VAR(p)), a qual permite gerar séries sintéticas de geração eólica e solar que apresentam as mesmas propriedades estatísticas que o processo estocástico observado.

Demonstrou-se que a aplicação do modelo VAR(p) às principais variáveis ambientais que caracterizam o recurso energético primário eólico (velocidade do vento) e solar (irradiância e temperatura), possibilitou a criação de séries sintéticas que apresentaram a mesma função densidade de probabilidade das séries reais observadas, bem com estrutura de autocorrelação e correlação cruzada.

Um projeto híbrido de geração pode ser compreendido como um portfólio de dois ativos, um projeto solar e outro eólico. Nesse contexto, a Teoria Moderna do Portfólio, desenvolvida por Harry Markowitz apresenta o ferramental matemático para

modelar a relação entre os retornos médios e a variância dos retornos (denominado risco do projeto).

Foram analisados três tipos de contratos de comercialização na modalidade quantidade de energia, em função da forma de sazonalização e modulação da energia contratada. Destaca-se que, na modalidade de contratos por quantidade, além da estocasticidade da geração de energia elétrica, é fundamental que o comportamento estocástico do PLD esteja modelado. Nesse contexto, utilizaram-se 2 mil séries de CMO de longo prazo, calculadas a partir do NEWAVE, e 100 cenários de geração sintéticos para cada fonte, o que resultou em 200 mil possíveis combinações para cada projeto. Definiu-se como medida de retorno, a média dos 200 mil valores presentes líquidos calculados. Além disso, calculou-se também a variância e a covariância desses resultados, com o objetivo de calcular a fronteira eficiente do projeto híbrido.

Os resultados mostraram que o portfólio com o menor nível de risco possui grande alocação de projeto solar fotovoltaico. Comparando-se o resultado do portfólio de menor risco com o resultado de um projeto 100% solar fotovoltaico, constata-se que para o mesmo nível de risco, o portfólio apresenta maior nível de retorno. Quando a propensão ao risco aumenta, a participação da energia eólica também aumenta, uma vez que seu retorno é maior.

Observou-se que contratos com sazonalização e modulação de acordo com o perfil de geração das usinas são os que apresentaram menor risco e retorno. O contrato com sazonalização pelo perfil de carga do SIN beneficia as duas fontes, devido à exposição positiva em momentos de maior PLD. Já a modulação pelo perfil de carga beneficia a fonte solar, pois a geração se concentra no momento de maior carga, e consequentemente maior PLD, ao contrário da fonte eólica, cujo predomínio da geração ocorre no período noturno.

Além disso, também foram analisados projetos eólicos, solares e híbridos com MUST inferior à potência instalada. Os resultados mostram que a redução do MUST ocasiona como benefício a redução do risco dos projetos. No entanto, para o projeto eólico, a redução do MUST também ocasiona redução dos retornos, uma vez que há corte de geração em nível relevante. Para os projetos solares, a redução do MUST permite aumentar o retorno até certo ponto (88% de potência). Assim, simularam-se

projetos híbridos com MUST igual a 88% da potência do projeto, o que demonstrou que a possibilidade dupla de ganhos ao reduzir o risco e aumentar o retorno do projeto híbrido.

Como trabalhos futuros, pode-se considerar as seguintes sugestões:

- Realizar uma análise de viabilidade técnica e econômica do armazenamento da energia cortada para projetos eólicos, solares e híbridos com MUST menor que a potência instalada, através de dispositivos armazenadores de energia, tal como as baterias.
- Reavaliação dos resultados obtidos nesta dissertação para contratos na modalidade quantidade com sazonalização e modulação pelo perfil da carga considerando o impacto do PLD horário.
- Utilizar séries de menor intervalo de tempo, com dez minutos por exemplo e testar outros modelos de séries temporais, como por exemplo os modelos de heterocedasticidade condicional (ARCH, GARCH) multivariado, que permitem modelar o comportamento volátil das variáveis estocásticas.
- Avaliar outras tecnologias de aerogeradores e também como a inclinação dos painéis pode influenciar na correlação mensal da produção conjunta eólica-solar e sua influência no portfólio.
- Modelar matematicamente um problema de otimização que permita calcular o nível ótimo de MUST para cada portfólio híbrido, bem como incorporar outras medidas de risco, tal como o *Conditional Value at Risk* (CVaR).

8 REFERÊNCIAS

ANEEL. Nota Técnica nº 051/2019-SRG-SCG-SRD-SRT/ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, p. 18. 2019.

BOX, G. et al. Time Series Analysis: Forecasting and Control. 5. ed., 2016.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Planilha "Resultado Consolidado dos Leilões - 08/2019", 2019. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/>>. Acesso em: 25 agosto 2019.

CLEVELAND, C.; MORRIS, C. Dictionary of Energy. 2. ed., 2015.

CRESESB. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. 2. ed. Rio de Janeiro, 2014.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Nota Técnica nº EPE-DEE-017/2009-r14 - Expansão da Geração - Empreendimentos Eólicos - Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com Vistas à Participação nos Leilões de Energia Elétrica. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 41. 2009.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-065/2013-r5 - Expansão da Geração - Empreendimentos Fotovoltaicos - Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com Vistas à Participação nos Leilões de Energia Elétrica. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 50. 2013.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-150/2014-r0 - Leilão de Energia de Reserva de 2014 - Participação dos Empreendimentos Solares Fotovoltaicos: Visão Geral. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 22. 2014.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-025/2017-r0 - Estudos de Planejamento da Expansão da Geração - Avaliação da Geração de Usinas Híbridas Eólico-Fotovoltaicas - Proposta metodológica e estudos de caso. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 36. 2017.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Nota Técnicas nº NT EPE-DEE-NT-011-2018-r0 - Estudos de Planejamento da Expansão da Geração - Usinas Híbridas - Uma análise

qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 31. 2018.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Informe Leilões de Geração de Energia Elétrica - Leilão de Geração A-4/2019. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 5. 2019.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Nota Técnica EPE_DEE_NT_029_2019_r0 - Estudos de Planejamento da Expansão da Geração - Usinas Híbridas no Contexto do Planejamento Energético. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 28. 2019.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 393. 2020.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Informe à Imprensa - Leilão de Energia de Reserva - Eólica. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 2. 2009.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Energia Renovável. 1. ed. Rio de Janeiro, 2015.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Informe Leilões de Geração de Energia Elétrica - Leilão de Geração A-6/2018. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 4. 2018.

GUJARATI, D.; PORTER, D. Econometria Básica. 5. ed., 2011.

HERRERA, J. L. V. Generación de Series Sintéticas de Recursos Renovables Variables Para Estudios de Operación y Planificación de Sistemas Eléctricos, 2016. 152.

JONG, P. D. et al. Solar and wind energy production in relation to the electricity load curve and hydroelectricity in the north east region of Brazil. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 26 janeiro 2013. 10.

KLÖCKL, B.; PAPAEFTHYMIOU, G. Multivariate time series models for studies on stochastic generators in power systems. Electric Power Systems Research, 22 outubro 2009. 12.

LÜTKEPOHL, H. New Introduction to Multiple Time Series Analysis. 1. ed., 2005.

MARKOWITZ, H. Portfolio Selection. The Journal of Finance, março 1952.

NERC. Accommodating High Levels of Variable Generation. North American Electric Reliability Corporation. Nova Jersey, p. 109. 2009.

NETO, D. P. et al. Portfolio optimization of renewable energy assets: Hydro, wind, and photovoltaic energy in the regulated market in Brazil. *Energy Economics*, 23 março 2017. 13.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. Boletim Mensal de Geração Solar Fotovoltaica - Dezembro/2019. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Rio de Janeiro, p. 27. 2019.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico., 2020. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade_instalada.aspx>. Acesso em: 11 março 2020.

PAPAVASILIOU, A.; OREN, S.; ARAVENA, I. Stochastic Modeling of Multi-Area Wind Power Production. 48th Hawaii International Conference on System Sciences, 2015. 11.

PINTO, M. D. O. Fundamentos de Energia Eólica. 1. ed., 2012.

TAMIZHMANI, G. et al. Photovoltaic Module Thermal/Wind Performance: Long-Term Monitoring and Model Development For Energy Rating. NCPV and Solar Program Review Meeting, 6 janeiro 2003. 4.

TOLMASQUIM, M. Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro. 1. ed., 2011.

TSAY, R. Analysis of Financial Time Series. 3. ed. Chicago:, 2010.

TSAY, R. Multivariate Time Series Analysis: with R and financial applications. 1. ed. Chicago:, 2013.

WESCHENFELDER, F. et al. A review on the complementarity between grid-connected solar and wind power systems. *Journal of Cleaner Production*, 6 fevereiro 2020. 10.