

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ENGENHARIA DE ENERGIA

**ANÁLISE ESTATÍSTICA DA INTERMITÊNCIA HORÁRIA DE FONTES RENOVÁVEIS: UM
ESTUDO DE CASO DO ESTADO DA BAHIA**

por

Luiza da Silva Camponogara

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Bacharela em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, dezembro de 2019



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
ENGENHARIA DE ENERGIA

ANÁLISE ESTATÍSTICA DA INTERMITÊNCIA HORÁRIA DE FONTES RENOVÁVEIS:
UM ESTUDO DE CASO DO ESTADO DA BAHIA

por

Luiza da Silva Camponogara

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
BACHAREL EM ENGENHARIA DE ENERGIA.
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Profa. Dra. Letícia Jenisch Rodrigues

Coordenadora do Curso de Engenharia de Energia

Orientador: Prof. Dr. Sérgio Haffner

Banca examinadora:

Profa. Dra. Adriane Prisco Petry – DEMEC / UFRGS

Profa. Dra. Letícia Jenisch Rodrigues – DEMEC/UFRGS

Profa. Dra. Mariana Resener – DELAE / UFRGS

Porto Alegre, 18 de dezembro de 2019.

AGRADECIMENTOS

O desenvolvimento deste trabalho foi possível graças à colaboração de diversas pessoas ao longo dos últimos 6 anos. Agradeço aos professores dos departamentos do DEMEC e DELAE que ministraram disciplinas que formam o curso de engenharia de energia. Com cada um aprendi muito e me instigaram a ser uma pessoa curiosa, que corre atrás de aprendizado e solucionar desafios.

Ao Professor Sérgio Haffner agradeço as orientações ao longo deste trabalho, por compartilhar conhecimentos, dar ideias, sugerir assuntos, temas e alterações que foram fundamentais para a conclusão do trabalho. Obrigada pelo incentivo e por me dar oportunidade de compartilhar os conhecimentos aprendidos com este tema.

Por fim agradeço a minha família pelo apoio incondicional sempre, em especial à minha mãe, Vanderlisa Ferreira da Silva, por sempre priorizar a minha educação. Agradeço ao meu irmão, Giovani da Silva Camponogara, pela parceria e por sempre me acalmar quando eu achava que não ia dar mais. Agradeço ao meu namorado, Daniel Costa Peñarreta, por me dar forças e acreditar em mim mais que eu mesma.

CAMPONOGARA, L. S. **Análise Estatística da Intermitência Horária de Fontes Renováveis: Um Estudo de Caso do Estado da Bahia**. 2019. 23 páginas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2019.

RESUMO

Fontes renováveis intermitentes de energia têm como características serem de difícil previsão e dependentes das condições meteorológicas. Além das variações diárias e sazonais da curva de geração, podem ocorrer altas variações da potência gerada em curtíssimo espaço de tempo, e a previsão da geração estimada não se concretizar. Quanto maior a inserção renovável, mais os sistemas elétricos devem ser capazes de operar com alta variabilidade. Partindo da situação apresentada, o presente trabalho busca, a partir de uma análise estatística, estudar as variações horárias da potência média de geração de usinas fotovoltaicas e eólicas localizadas no estado da Bahia. São analisadas 19 usinas eólicas e 3 usinas fotovoltaicas do estado em operação ao longo do intervalo de dois anos. Primeiramente, é encontrado o perfil médio das gerações a fim de compreender as variações padrões que podem existir. A intermitência é estudada a partir da variação horária da potência gerada entre um instante e outro, através de diagramas de caixas, histograma, curvas de duração e desvios padrão frente às médias. As variações horárias extremas atingiram 60% e 35% da potência instalada para a energia fotovoltaica e eólica, respectivamente. Porém, os extremos ocorrem em uma duração pequena da análise. Metade dos valores da variação horária fotovoltaica se encontram entre 0,0714 pu e -0,06112 pu, enquanto a variação horária eólica limitou-se a 0,0332 pu e -0,0287 pu. Muitas das variações que ocorrem não são previstas e apresentam grande amplitude. É importante compreender as possíveis variações a fim de planejar a expansão e operação do sistema, e garantir o devido fornecimento de energia elétrica em um sistema com altas inserções de fontes intermitentes de energia.

PALAVRAS-CHAVE: Análise estatística, Energia Renovável, Rampa de potência, Variabilidade de Energia Renovável.

CAMPONOGARA, L. S. **Statistical Analysis of Intermittent Renewable Energy Variability: A Case Study of the State of Bahia**. 2019. 23 pages. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2019.

ABSTRACT

Intermittent renewable energy is characterized by being hard to predict and dependent of location and weather condition. Besides the daily and seasonal variation of the generation curve, this can result in a short-timed high variation of the power input. Therefore, the forecast of the generation curve may not materialize. Consequently, the higher the insertion of renewable energy, the more electric systems should be able to operate with high variability. Following the presented situation, this monography approaches, from a statistical analysis, the hourly changes in the average power output of both wind and photovoltaic energy based on power plants located in the state of Bahia, Brazil. 19 wind plants and 3 photovoltaic plants of the state in operation during the two years of data were analyzed. Firstly, the profile of the generation is found in order to comprehend the pattern of possible variations. Then, intermittence is studied from the hourly variation in the renewable energy, that is, the difference of power between one instant and the other, through boxplot, histogram, duration curve and standard deviation. The extrem hourly variation reached over 60% of the installed capacity of photovoltaic energy and 35% of wind energy. However, the extremes values happened in a small fraction of the analysed time. Half of the values of photovoltaic hourly power variation is between 0,0714 pu and – 0,0611 pu, meanwhile the Wind energy is between 0,0332 pu and - 0,0287 pu. Most of the variations that happens are not predicted, therefore it is important to comprehend the variation that may occur in order to plan the expansion and operation of the system, ensuring the proper energy supply in a system with high variable generation.

PALAVRAS-CHAVE: Statistical Analysis, Intermittent Renewable Energy, Power Input Ramp, Renewable Energy Variability.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	2
2.1	Características das fontes renováveis intermitentes de energia e impactos no sistema elétrico	2
2.2	Estatística aplicado à análise da intermitência	3
3	METODOLOGIA	4
3.1	Dados Analisados	4
3.2	Análise estatística	6
4	ANÁLISE DOS RESULTADOS	7
4.1	Análise do Perfil das Gerações	7
4.1.1	Fator de Capacidade	10
4.1.2	Correlação da geração horária das usinas	11
4.2	Análise das Variações Horárias de Potência	12
4.2.1	Perfil de variação	12
4.2.2	Rampas de potência extremas	12
4.2.3	Distribuição dos dados	14
4.2.4	Análise do desvio padrão	18
4.2.5	Análise da correlação	21
5	CONCLUSÃO	22

1 INTRODUÇÃO

Com a busca do crescimento sustentável dos países, há um aumento significativo da inserção de energia renovável nos sistemas elétricos, principalmente a energia eólica e solar fotovoltaica. Porém essas tecnologias são caracterizadas como geração intermitente e não-despachável, uma vez que são dependentes das condições meteorológicas, apresentam geração de energia flutuante, sazonal e de difícil previsão. Dessa forma, sua integração com sistemas elétricos pode trazer dificuldades técnicas e econômicas para a operação. De acordo com (ROSA e SOUZA 2018):

Várias simulações com diferentes configurações de parques eólicos mostram que as variações podem atingir extremos de até 8% da potência total em 10 minutos e até 22% em 1 hora. Contudo, 94% das variações em 10 minutos ficam em até 2% e 94% das variações de 1 hora ficaram em até 7%.

Essas características das fontes renováveis intermitentes de energia podem causar problemas de balanceamento de energia, os quais afetam a qualidade, confiabilidade e continuidade do sistema elétrico. Caso o sistema elétrico não se adapte às variações possíveis, pode existir um limite da inserção dessas fontes na rede, de forma que o mesmo siga operando dentro dos padrões requisitados. O balanceamento de oferta e demanda de energia, o qual já é agregado de incertezas devido à carga ser variável, passa a contar com as incertezas das gerações intermitentes, que maiores são conforme aumenta a inserção destas no sistema (GE ENERGY, 2010). Reconhecendo essa crescente necessidade, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) na Nota Técnica nº 089/2018-SRG/ANEEL, (2018) estabeleceu que os níveis de Reserva de Potência Operativa (RPO) – montante de potência destinado a atender variações de oferta e demanda em escala de tempo menor que o intervalo de despacho – devido à variação instantânea natural eólica dos subsistemas Sul e Nordeste, devem aumentar para 15% e 6%, respectivamente.

Para que as fontes de energia de origem eólica e solar continuem competitivas, faz-se necessário que o sistema elétrico dê suporte para tal, que seja capaz de atender a demanda dada qualquer condição de operação. Torna-se essencial a análise da variabilidade que as fontes renováveis inserem, informação importante tanto para o planejamento da expansão quanto para a operação de sistemas elétricos. O planejamento da operação deve ser realizado com um método consistente e de alta acurácia, baseado na previsão das gerações intermitentes, a fim de obter a devida integração das usinas despacháveis, intermitentes e RPO. Ainda assim, o operador do sistema deve estar preparado e ter conhecimento das medidas a serem tomadas com a ocorrência de variações bruscas não previstas.

Segundo o Submódulo 8.1 dos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema (ONS, 2019d), o Programa Diário de Produção (PDP) do Sistema Interligado Nacional (SIN) é definido pelo ONS no dia anterior, baseado em previsões de carga, geração, previsões meteorológicas e restrições de unidades geradoras previstas. Como resultado, no PDP consta o programa de geração de despacho ao longo do dia em intervalos de 30 minutos, folga de potência por usina, reserva de potência hidráulica e demais diretrizes eletroenergéticas para a operação. A operação do PDP é realizada pelo Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS) e descrita no Submódulo 10.6 dos Procedimentos de Rede do ONS (2018). O CNOS tem o objetivo de controlar, supervisionar e coordenar ações de cumprimento do PDP assim como sua reprogramação, alocação de reserva operativa e ações de manutenção de frequência. Esse centro é responsável por lidar com a variabilidade das gerações intermitentes e com a não concretização da previsão destas, seja através do Controle Automático da Geração (CAG) ou da reprogramação da geração ótima. Porém para que isso seja de fato aplicável, é necessário o dimensionamento da RPO além de unidades flexíveis que sejam capazes de atender a essa variação no intervalo de tempo determinado.

Pode-se diminuir a variabilidade das fontes intermitentes de energia aproveitando a complementariedade de geração entre as mesmas e através da dispersão geográfica ao longo do sistema (MILLS e WISER, 2011). No estudo desenvolvido por GE ENERGY, (2010) para analisar a variabilidade das gerações intermitentes é utilizado um método estatístico que inclui a diferença de potência da geração intermitente em intervalos de tempo e o desvio padrão dessa medida, além de estudos de amplitude de variação. WAN, (2011) utiliza metodologia semelhante, baseado na diferença de potência em uma hora aplicado à variabilidade da energia eólica.

Uma vez compreendido o panorama inserido pelas gerações intermitentes, pode-se encontrar valores necessários de RPO, as rampas de potência que o sistema requer, a necessidade e o dimensionamento de usinas de rápido acionamento, armazenamento de energia, planejamento de resposta

a demanda e a quantificação de serviços ancilares necessários (NERC, 2009), (HOLTTINEN *et al.*, 2013). Partindo dos pontos apresentados o presente trabalho aborda, a partir de uma análise estatística, as variações horárias da potência média de geração de ambas fontes eólica e solar fotovoltaica, baseado em dados de usinas reais localizadas no estado da Bahia. Para tal é primeiramente realizada análise de perfil de geração eólica e solar para, em seguida, ser analisada a diferença de potência horária, equivalente às rampas de potência das gerações. Para cada usina e grupo de usinas são analisados os valores extremos de rampa de potência e para cada fonte é encontrada, além das rampas máximas de potência, a distribuição das variações e medianas a partir de diagramas de caixa, histograma e curvas de duração. Também são estudados os desvios padrão das variações de potência frente à médias e as correlações das rampas de potência de cada usina frente à rampa de potência total. O resultado deste trabalho apresenta as variações de potência que as fontes renováveis podem fornecer, conhecimento fundamental para garantir um sistema elétrico resiliente capaz de suportar altas rampas de potência e atender a carga a todo instante.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Características das fontes renováveis intermitentes de energia e impactos no sistema elétrico

A integração de fontes renováveis, como energia eólica e solar fotovoltaica, é cada vez maior nos sistemas elétricos, crescendo em taxas muito altas. São fontes de energia elétricas intermitentes e não despacháveis uma vez que há a geração conforme a condição meteorológica, sujeita a variações sazonais, diárias e horárias. É de extrema importância para o planejamento e operação elétrica a compreensão dessas variações. Caso o perfil de geração dessas fontes fosse bem definido, sem a incerteza associada, não seria um problema para o setor elétrico a sua operação e o planejamento, pois conhecendo os perfis de geração, busca-se a devida integração com as usinas despacháveis a fim de balancear a demanda e geração. Porém, são fontes intermitentes apresentam variação de potência gerada ao longo do dia. Toda variação de potência entre um instante e outro, equivale a um delta de potência que o sistema elétrico deve compensar em busca do devido balanceamento. A rampa de potência horária pode ser calculada conforme:

$$\Delta P_h = P_{h+1} - P_h \quad \forall h = 1, 2, \dots, NA \quad (2.1)$$

sendo P a potência média da geração renovável do intervalo de tempo h , sendo que h varia de 1 até NA , sendo NA o número de amostras disponíveis. A rampa de potência pode assumir valores positivos (quando há um incremento de potência) ou negativos (quando ocorre um decréscimo de potência). Cada fonte renovável apresentará suas próprias características quanto à variabilidade e intermitência da geração elétrica associada.

A potência de saída aparente de um sistema fotovoltaico é variável devido à variação de radiação no plano dos módulos fotovoltaicos, ao movimento aparente do sol e da nebulosidade. A trajetória do Sol no céu é bem descrita, dependente da localização, dia do ano e hora. O fator que adiciona a variabilidade é o sombreamento devido ao aparecimento de nuvens, o qual é de difícil previsão, e pode ocorrer em intervalos de minutos. A partir de previsões meteorológicas, pode-se saber de antemão se o dia deve ser nublado, ensolarado, ou de sol entre nuvens. Dependendo da região podem existir estações que, a partir de dados históricos meteorológicos, apresentam tendência a serem mais chuvosas ou nubladas que outras, fatores que afetarão a variabilidade. Porém o instante em que o sombreamento ocorrerá, assim como a duração e o seu padrão, não são medidas fáceis de prever. Ainda assim, de maneira geral, existe um perfil de geração fotovoltaico diário que é bem determinado: no início da manhã ocorre o aumento da radiação solar, quando apenas existem rampas de potência positivas desta fonte, e no final da tarde a diminuição, quando as rampas serão negativas.

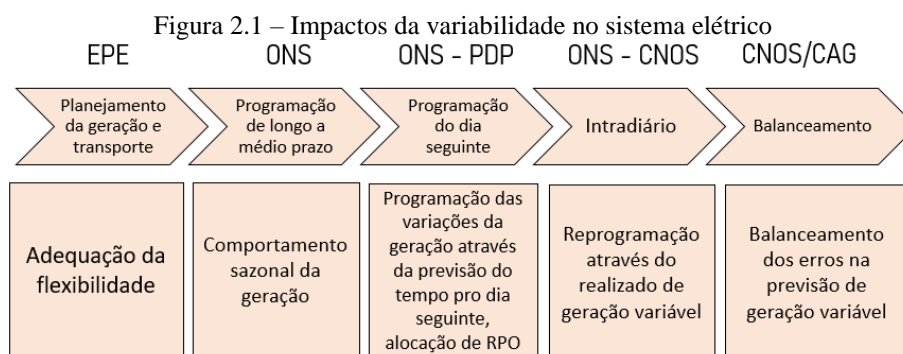
A variabilidade eólica, diferente da variabilidade solar, não apresenta relevante parcela determinística, sendo muito mais imprevisível. Entretanto, devido à inércia das massas de ar, do próprio aerogerador e a presença do conversor ligado à saída da usina, a variabilidade em intervalos de minutos não é tão grande quanto a energia solar. WAN, (2011) apresenta resultados das variações presentes na geração eólica, a partir de dados de geração de pelo menos 6 anos de 5 fazendas eólicas espalhadas nos EUA. Neste estudo é analisada a rampa de potência da geração eólica, baseada na diferença de potência entre um instante e outro. De acordo com o autor, a rampa de potência eólica em intervalos de tempo de segundos e minutos

não são tão relevantes por serem pequenas em magnitude, passando a ser significativas em intervalos a partir de uma hora.

A variabilidade intradiária das plantas eólicas e solares pode ser suavizada pela dispersão de plantas em diferentes localidades dentro de um mesmo sistema elétrico (NANAHARA *et al.*, 2004), (MILLS e WISER, 2011) e também pela complementariedade que pode existir dependendo da região e estação do ano entre sol e vento. Embora a geração fotovoltaica varie com a localização, apresentando maior potencial em algumas regiões e outras não, a curva de geração dessa fonte é semelhante para todas as localidades pois acompanha a radiação solar. Já para a geração eólica, além de existir locais onde há maior potencial que outros, o perfil dos ventos pode variar muito entre regiões. De acordo com EPE, (2013), enquanto que no interior da Bahia a maior geração eólica acontece durante a madrugada, no litoral nordestino ocorre no turno da tarde. Sendo complementares o perfil de vento entre as regiões, é benéfico para o sistema a instalação de sistemas eólicos em ambas localidades, aproveitando os benefícios da dispersão geográfica. Os resultados obtidos no presente trabalho confirmam essa afirmação.

Assim como há a variação intradiária, há as variações de geração ao longo dos meses devido às estações, que resultam em diferentes montantes de energia sendo injetados na rede todos os meses. A fim de quantificar a geração, apresenta-se o conceito de fator de capacidade. EPE, (2013) define o fator de capacidade como a razão entre a energia média gerada em um intervalo de tempo e a potência instalada do parque gerador. O citado estudo apresenta o fator de capacidade médio anual da Bahia como sendo 48%, valor este considerado alto, quando comparado com diversos locais ao redor do mundo.

A intermitência das fontes renováveis como solar e eólica, com as suas variações sazonais, diárias e variações não esperadas, representa um desafio para um sistema elétrico. O sistema deve passar por adaptações dentro de diferentes frentes, conforme Figura 2.1, para seguir operando com qualidade, continuidade e confiabilidade em um cenário de expansão de energias intermitentes no parque gerador. Deve ser adequado o planejamento da expansão, o qual é realizado com anos de antecedência, visando flexibilidade operativa para que qualquer variação não comprometa o sistema. O planejamento da operação deve dispor de ferramentas de previsão da carga e gerações assertivas. Dessa forma as variações não esperadas são reduzidas, a operação verificada se aproxima da prevista e os custos de operação são minimizados. A operação deve dispor de métodos de balanceamento e regulação de frequência automática do sistema elétrico adequados, através do CAG, igualando a todo instante a carga e a geração, garantindo que o sistema opere com estabilidade, dentro dos requeridos níveis de frequência.



Fonte: O autor, baseado em HOLTINEN *et al.*, (2013)

2.2 Estatística aplicado à análise da intermitência

Este trabalho visa estudar, a partir de estatísticas, a flutuação horária de fontes renováveis de energia. Neste contexto, é de extrema importância a análise as rampas de potência – como ela ocorre, sua dispersão em torno da média, valores máximos, mínimos e sua duração. A fim de compreender a distribuição de dados, é muito utilizado em estudos o diagrama de caixas. A partir do diagrama de caixas pode-se perceber a distribuição dos dados quanto à sua simetria, ao observar o deslocamento da caixa interquartil em relação aos limites dos dados. Também pode-se inferir a variabilidade do dado a partir do tamanho da caixa e das linhas de valores: quanto menores, mais concentrados estão os dados. Porém, o diagrama de caixas, para visualizar a distribuição dos dados, é limitado. Conhece-se a amplitude de valores que representa 50% da quantidade de dados, tem-se conhecimento da amplitude de valores que os dados

assumem e sua simetria. No diagrama de caixas tem-se conhecimento primeiro quartil, Q1, que representa 25% dos dados da amostra de forma ordenada, o segundo quartil, Q2, equivalente à mediana e terceiro quartil, Q3, que representa 75% dos dados ordenados. Porém, a distribuição de todos os dados existentes é melhor observada através de um histograma. O histograma é um gráfico de colunas de frequência de ocorrência dos dados. Como o diagrama de caixas, pelo histograma pode-se ter conhecimento da amplitude dos dados, da sua simetria e distribuição. Porém, o histograma, conforme mencionado, apresenta de maneira mais completa a distribuição dos dados.

Uma visualização relacionada com o conceito de percentil, porém complementar frente à porcentagem, é a curva de duração de dados, também conhecida como curva de permanência. Este gráfico faz relação com a frequência, ou porcentagem de tempo, em que o determinado valor foi superado. Os valores são contrários ao do conceito de percentil, anteriormente citado: o valor equivalente a $P_{1\%}$, quer dizer que apenas 1% da amostra é inferior a este dado enquanto que na curva de duração, este valor é superado em 99% do tempo.

Em se tratando de intermitência de energia renovável, frequentemente os indicadores da variabilidade e dispersão são baseados no desvio padrão (σ), como apresentado em (GE ENERGY, 2010). O desvio padrão é uma medida que indica o grau de dispersão de dados em torno da sua média. Quanto menor o desvio padrão, mais concentrado em torno da média estão localizados os dados e menor a variabilidade.

Também foi estudado o impacto da variabilidade de uma usina na variabilidade total do conjunto. Para tal, serão utilizadas análises a partir de correlação entre variáveis. Há correlação entre variáveis quando uma está relacionada com a outra. A correlação entre duas variáveis indica que a variação de uma variável causará uma variação no mesmo sentido e magnitude na outra variável. A fim de quantificar a correlação entre variáveis, utiliza-se o Coeficiente de Correlação Linear (r), também conhecido como Coeficiente de Pearson, o qual pode ser calculado como segue (SPIEGEL e STEPHENS, 2000):

$$r = \frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2 \cdot \sum_{i=1}^N (y_i - \bar{y})^2}} \quad (2.2)$$

na qual N representa o tamanho da amostra, x_i é o valor de cada dado da variável x , \bar{x} a média da amostra da variável x , y_i é o valor de cada dado da variável y , \bar{y} a média da amostra da variável y . Este coeficiente pode assumir valores de -1 à 1. Quanto mais próximo de zero, menor a correlação linear entre as variáveis, e quanto mais próximo de -1 ou 1, mais forte é a correlação. Até $\pm 0,5$ a correlação pode ser interpretada como fraca, de $\pm 0,5$ à $\pm 0,7$ é considerada moderada, de $\pm 0,7$ à $\pm 0,9$ é forte e a partir de $\pm 0,9$ é uma correlação muito forte.

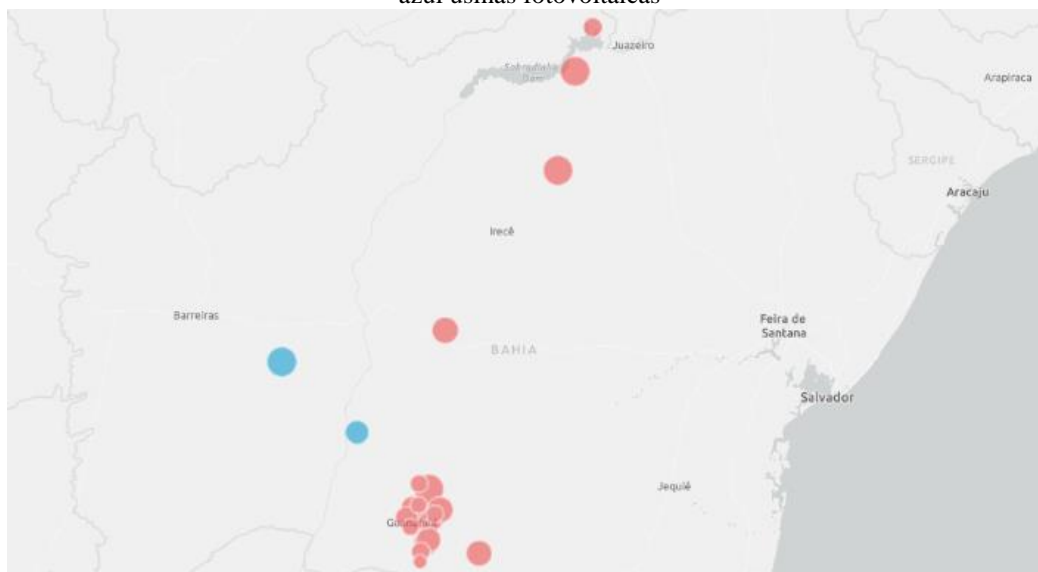
3 METODOLOGIA

3.1 Dados Analisados

Os dados coletados para o desenvolvimento do trabalho foram obtidos através do histórico da geração de energia disponível no portal do ONS, (2019a). Nesta página *web* é possível obter a geração de energia e potência média, podendo ser escolhido o subsistema a ser analisado, estado, fonte de energia e usina em diferentes escalas de tempo dos dados – a qual pode ser mensal até a horária – pelo período que for necessário. Por se tratar de uma fonte confiável, não é necessário realizar o pré-processamento dos dados – não há *outliers*, intervalos de tempo não preenchidos ou informação duplicada.

Para a análise dos dados foi escolhido o estado da Bahia por ter o maior número de usinas solares em um intervalo de dois anos de análise e por ser até a presente data o segundo maior estado em potência eólica instalada (ONS, 2019b). O intervalo de análise é de dois anos – outubro de 2017 à setembro de 2019. As usinas escolhidas para análise foram aquelas em operação ao longo de todo o intervalo de estudo. Na Figura 3.1 pode-se observar a localização das usinas que foram analisadas. Observa-se certa dispersão geográfica destas e um local onde estão instaladas diversas usinas eólicas. Todas as usinas eólicas são localizadas no interior do estado da Bahia, local cujo horário de maior geração eólica é pela madrugada.

Figura 3.1 – Localização geográfica das usinas estudadas, sendo que a cor vermelha representa usinas eólicas e a azul usinas fotovoltaicas



Fonte: O autor.

Na Tabela 3.1 pode-se observar a relação das usinas analisadas, classificadas de acordo com a fonte, ponto de conexão, potência instalada e a porcentagem que esta representa em potência instalada frente ao conjunto total. Nesta tabela encontram-se 3 usinas fotovoltaicas as quais totalizam 316 MWp instalados e 19 usinas eólicas, representando 2.050 MWp. Atualmente o estado possui 608 MWp instalados de usinas fotovoltaicas, e 3889 MWp proveniente de usinas eólicas, totalizando 4497 MWp instalados (ONS, 2019b), de forma que o presente trabalho fez estudo de 45,4% da potência intermitente instalada no estado da Bahia (no mês de setembro de 2019).

Tabela 3.1- Usinas escolhidas para estudo

Tipo	Usina	Ponto de conexão	Potência instalada [MWp]	%
Fotovoltaico	Bom Jesus	Bom Jesus da Lapa - 230 kV	60	2,94
	Lapa	Bom Jesus da Lapa - 230 kV	60	2,94
	Ituverava	Tabocas - 230 kV	196	9,60
	Total fotovoltaico	-	316	15,48
Eólico	Cristalândia	Brumado II - 230 kV	90	4,41
	Campo Formoso	Campo Formoso - 230 kV	180	8,82
	Brotas de Macaúbas	Brotas de Macaúbas - 230 kV	95,19	4,66
	BW Guirapa I	Pindaí II - 69 kV	88,8	4,35
	BW Guirapa II	Pindaí II - 69 kV	81,4	3,99
	Caetite	Pindaí II - 69 kV	58,8	2,88
	Pelourinho	Pindaí II - 69 kV	42	2,06
	Caetite 123	Igaporã II - 230 kV	90	4,41
	Caetite A	Igaporã II - 230 kV	54,4	2,67
	Planaltina	Igaporã II - 230 kV	52,8	2,59
	Alvorada	Igaporã II - 230 kV	38,4	1,88
	Curva dos Ventos	Igaporã II - 230 kV	56,4	2,76
	Araçás	Igaporã II - 230 kV	167,7	8,22
	Guirapa	Igaporã II - 230 kV	52,8	2,59
	Licínio de Almeida	Igaporã II - 230 kV	73,6	3,61
	Morrão	Igaporã II - 230 kV	117,6	5,76
	N. Sra. da Conceição	Igaporã II - 230 kV	76,8	3,76
	Pedra Branca	Sobradinho - 230 kV	247,45	12,12
	Casa Nova	Sobradinho - 230 kV	61,1	2,99
Total Eólico	-	1725,24	84,52	
Total Fotovoltaico + eólico	-	2041,24	100,00	

Fonte: O Autor, baseado em (ONS, 2019b), (ONS, 2019c)

Pela Tabela 3.1 pode-se observar que diversas usinas estão alocadas no mesmo ponto de conexão. Isso se deve à sua proximidade geográfica destas observada na Figura 3.1. A análise dos dados é realizada para as usinas individuais e para grupos de usinas, as quais são agrupadas quanto ao ponto de conexão, por fonte, ou considerando todo o conjunto de usinas. Os conjuntos de usinas citados podem ser encontrados na Tabela 3.2. Os dados das usinas agrupadas são obtidos através da soma da potência gerada horária ao longo do intervalo.

Tabela 3.2 - Usinas agrupadas de acordo com o tipo e ponto de conexão

Tipo	Conjunto análise	Número de componentes	Potência instalada	
			[MWp]	%
Fotovoltaico	Bom Jesus da Lapa - 230 kV	2	120	5,88
	Tabocas - 230 kV	1	196	9,60
	Total Solar	3	316	15,48
Eólico	Brumado II - 230 kV	1	90	4,41
	Campo Formoso - 230 kV	1	180	8,82
	Brotas de Macaúbas - 230 kV	1	95,19	4,66
	Pindaí II - 69 kV	4	271	13,28
	Igaporã II - 230 kV	10	780,5	38,24
	Sobradinho - 230 kV	2	308,55	15,12
	Total eólico	19	1725,24	84,52
Total usinas	22	2041,24	100,00	

Fonte: O Autor, baseado em (ONS, 2019b), (ONS, 2019c)

Como pode ser observado na Tabela 3.1 e na Tabela 3.2, as usinas e grupos de usinas apresentam potência instalada variada, de forma que os dados são balizados quanto à potência instalada de cada usina e grupo de usinas. Assim, os estudos foram realizados na unidade de potência por unidade (pu), de maneira que a potência instalada da usina ou grupo de usinas não impacta no resultado e podem ser analisadas e comparadas entre si, apesar de representarem parcelas diferentes da potência instalada. Com exceção para o grupo total de usinas, pois neste grupo são somadas as potências eólicas e solar, as quais tem perfil de geração distintos e uma base de transformação maior, fazendo com que os dados em pu sejam menores, comprometendo a comparação. Ademais, para a fonte solar foram retirados os intervalos de tempo em que não há geração, quando não há radiação solar, para que os valores de potência iguais a zero desta geração não interfiram nas análises estatísticas.

Aproveitando os dados disponíveis, também foi calculado o fator de capacidade das fontes para esta região baseada nas usinas analisadas, a fim de caracterizar a variação de geração ao longo dos meses. Para tal, é contabilizada a energia gerada mensal para cada fonte e este valor é dividido pela geração de energia caso os parques gerassem a potência nominal em todo este intervalo de tempo. Considera-se para a energia solar as 24 horas do dia e não apenas os horários em que é esperado geração solar, conforme metodologia utilizada em ONS, (2019c).

3.2 Análise estatística

As fontes intermitentes de energia de origem solar e eólica apresentam padrões de geração ao longo do dia, decorrentes dos perfis de vento e de radiação diários, os quais variam conforme a região de instalação. O primeiro passo é encontrar o perfil médio diário de todos os dados a fim de compreender o padrão de geração de ambos os perfis e conhecer os horários em que ocorrem as maiores variações. Assim pode-se compreender como as fontes podem beneficiar uma a outra – a sinergia entre gerações. A partir do perfil médio gerado, obtém-se o desvio padrão ao longo do dia com a finalidade de analisar os horários em que ocorrem as maiores dispersões frente à média encontrada. A partir dos dados de potência é também possível obter a sazonalidade presente devido à variação ao longo das estações e meses do ano. Os valores médios e desvios padrão foram obtidos através do programa Microsoft Power BI (2019). Esta ferramenta auxilia no tratamento e manipulação de dados através de uma interface amigável com o usuário, facilitando análises estatísticas através de painéis interativos.

Uma vez que existem perfis de geração, haverá a variação de potência entre um ponto e outro. Analisa-se então a rampa de potência devido às gerações intermitentes fotovoltaica e eólica. Uma vez que os dados obtidos são provenientes de medições horárias durante dois anos, começando e terminando no mesmo dia e hora do ano, a média da rampa de potência ao longo do intervalo de análise é aproximadamente

igual a zero. Toda variação positiva que ocorre é compensada por variações negativas que ocorrem em ciclos diários e no ciclo anual se cancelam. A análise das rampas de potência é iniciada a partir de suas variações extremas, com auxílio do Power BI. As maiores rampas de potência, positivas e negativas, são localizadas para cada usina individualmente e para cada grupo de usinas por unidade e analisado o impacto baseado na respectiva potência de base. Complementando a análise, faz-se uso do diagrama de caixas. Esta análise será aplicada para os todos os dados das fontes fotovoltaicas e eólicas agrupadas e para cada fonte será desenvolvido o diagrama de caixas horário, a fim de determinar as rampas extremas que podem ocorrer por hora, sua dispersão e distribuição. Para o desenvolvimento destes gráficos, primeiramente os dados são ordenados e classificados quanto ao percentil que representam. Assim, os valores extremos são encontrados. Também são encontrados Q1, Q2 (mediana) e Q3. Para o desenvolvimento deste diagrama, foi utilizado o programa Microsoft Excel (Microsoft, 2019). Para compreensão da distribuição de todos os dados analisados foi desenvolvido o histograma destes, com auxílio do programa MATLAB (MathWorks, 2019).

Para encontrar a duração de cada rampa de potência, estas são ordenadas e classificadas quanto à porcentagem do tempo que ocorrem e em seguida encontrada a curva de duração dos dados. Porém, as rampas de potência positivas e negativas não devem ser analisadas em uma curva de duração, pois dessa maneira a rampa de potência extrema de sinal negativo ocorreria, matematicamente, 100% do tempo, uma vez que todos os valores são superiores a este. Assim, a curva de duração é primeiramente encontrada com as rampas de potência em módulo, a fim de comparação com a literatura. Entretanto, desta maneira a análise fica comprometida por omitir o sinal de ocorrência da rampa. A curva de duração é então obtida para as rampas positivas e negativas em separado. Para tal, é contabilizada a porcentagem de tempo em que as rampas positivas e negativas ocorreram. Desta forma, tem-se conhecimento da duração total das variações. A rampa de potência maior ou igual a zero ocorre 100% do tempo e essa porcentagem diminui gradativamente até o valor extremo de rampa de potência equivaler a 0% dos dados. Isso ocorre para ambos sinais de rampa de potência.

Por fim, as rampas das gerações são analisadas quanto as suas médias horárias e os respectivos desvios padrão. O desvio padrão aplicado à rampa de potência é utilizado como medida de dispersão do dado frente a média encontrada. Uma vez que há perfis diários, existe também um perfil de rampa para cada fonte, ou seja, uma rampa de potência que pode ser esperada, em média. Há variações horárias que são altas devido ao perfil de geração energia. Por exemplo, a energia solar apresenta rampas de potência muito altas no intervalo de uma hora no início da manhã e final da tarde. Com uma análise do desvio padrão ao longo das 24 horas de cada dia, nos intervalos de tempo mencionados, pode-se conhecer a dispersão que existe em torno da média nestes horários. Quanto menor o desvio padrão, mais concentrados em torno da média se encontram os dados. No intervalo de tempo anual, parte dessa variação pode ser explicada pela sazonalidade e o que não é explicado pela sazonalidade é devido à intermitência das fontes eólica e solar. A análise do desvio padrão da rampa de potência é estendida para todas as usinas e grupos de usinas nos diferentes intervalos de tempo. Em uma primeira etapa, cada usina é analisada separadamente quanto ao desvio padrão e amplitude e em seguida essa análise é estendida para os grupos.

É analisada individualmente cada usina para em seguida analisá-las como conjuntos a fim de estudar o impacto que as usinas individualmente apresentam no resultado total. Uma destas verificações é encontrada a partir de correlações da rampa de potência das usinas individuais nos dados de rampa de potência total das usinas apresentadas. Para tal, faz-se uso das Correlações de Pearson a fim de encontrar as usinas que apresentam maior impacto na variabilidade total. Classifica-se as usinas que apresentam maior correlação com o dado total, fazendo uma comparação com a sua potência instalada frente ao grupo, localização e desvio padrão total individual, a fim de verificar o padrão que as usinas apresentam quanto às correlações. Os valores de correlação foram obtidos com auxílio do programa Microsoft Excel.

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

4.1 Análise do Perfil das Gerações

Conforme descrito anteriormente, a geração de energia elétrica proveniente fontes renováveis, como solar fotovoltaica e eólica, é intermitente e dependente das condições meteorológicas, de forma que podem ocorrer variações bruscas de potência as quais são muitas vezes inesperadas. Na Figura 4.1 observa-se o perfil de geração ao longo de um dia escolhido aleatoriamente. Observa-se que há grande variação na potência gerada ao longo do dia em ambas fontes. Porém, quando são analisados todos os dias do conjunto,

essas variações bruscas são amenizadas, apresentando uma curva de potência média cuja variação entre horários é suave, conforme verificado na Figura 4.2. O perfil médio anual de geração fotovoltaica dos grupos de usinas fotovoltaicas e eólicas analisadas pode ser observado nesta figura. Percebe-se que o perfil de geração solar fotovoltaica é aproximadamente complementar em relação ao perfil de geração eólico: no início da manhã a geração eólica começa a diminuir, enquanto a solar está aumentando, e vice-versa no final da tarde. Enquanto que a geração fotovoltaica é, na média, simétrica quanto à potência diária, a energia eólica diminui mais lentamente pela manhã e quando volta a aumentar a potência no final da tarde, ocorre com rampas maiores.

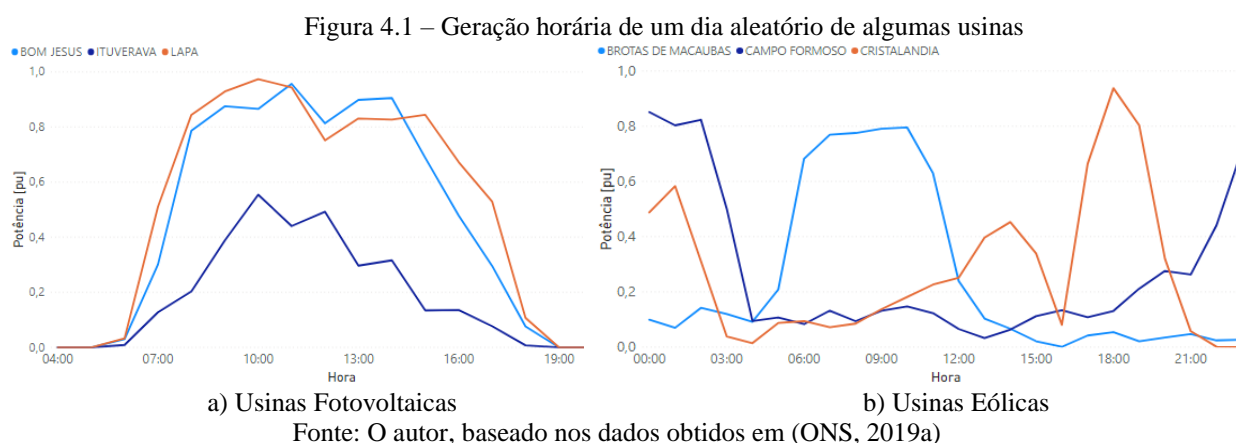
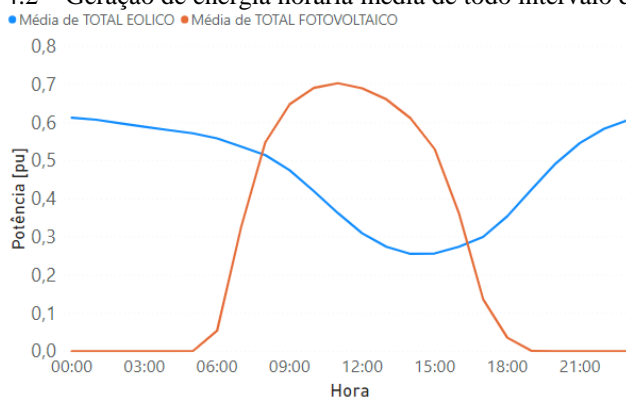
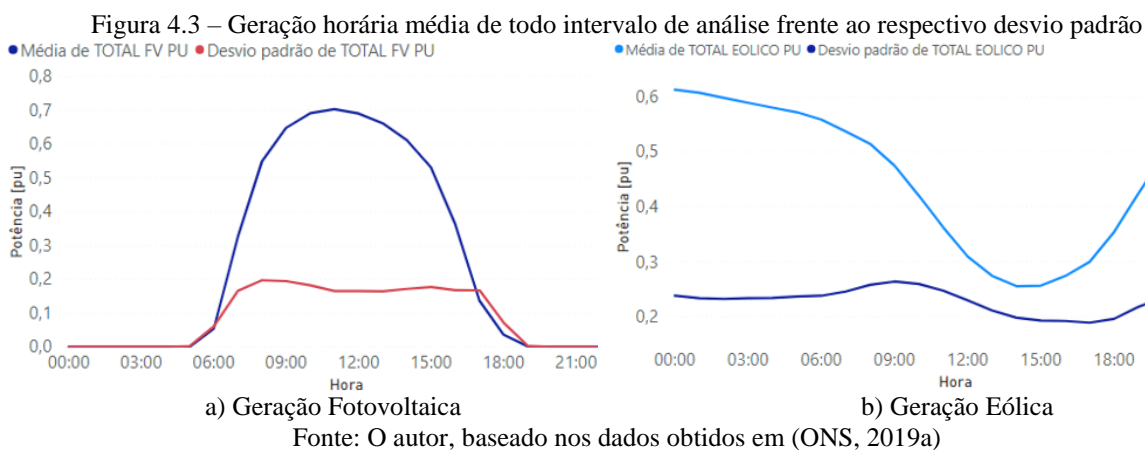


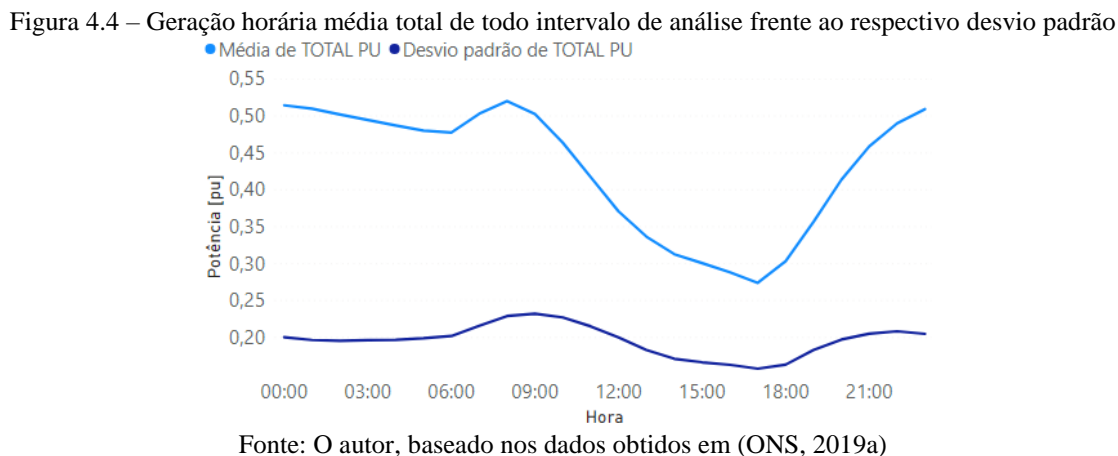
Figura 4.2 – Geração de energia horária média de todo intervalo de análise



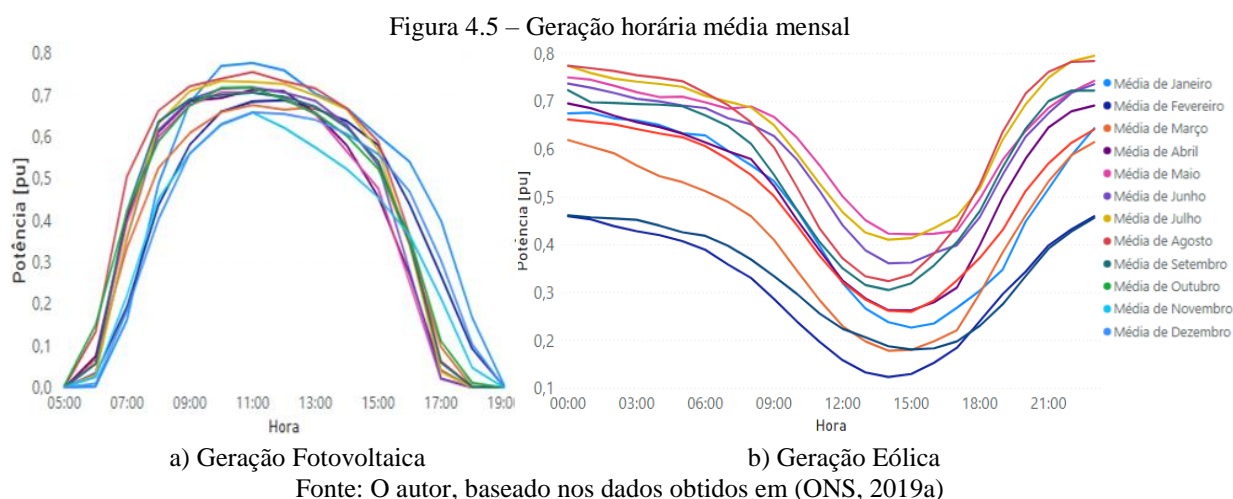
Na Figura 4.3 observa-se gráficos de comparação do perfil horário médio de geração frente ao desvio padrão. O desvio padrão da energia fotovoltaica cresce com o início da geração às 5 horas da manhã e se mantém entre 0,16 pu e 0,2 pu até o declínio da potência, a partir das 17 horas. Para a geração eólica, o desvio padrão diário é superior a 0,19 pu durante todo o dia, atingindo valores máximos de 0,26 pu entre às 8 e 10 horas, diminuindo até os menores valores entre às 14 e 17 horas, e voltando a crescer após esse horário. Observa-se que quando a potência eólica apresenta maiores rampas de potência, há maior desvio padrão. Os gráficos da Figura 4.3 são baseados nas médias dos dados do intervalo de tempo analisado, de forma que o resultado do desvio padrão horário é incrementado devido à presença de sazonalidade nas gerações.



Quando todas as usinas são analisadas, como um conjunto só, ocorre diminuição da potência em pu frente à geração eólica e solar. Isso ocorre pois é somada a potência de todas as usinas analisadas a cada horário e esta soma é transformada em pu tendo como base a soma da capacidade instalada de todas as usinas analisadas, porém cada fonte apresenta um perfil de geração. A potência máxima atingida pelo total não aumenta frente às fontes separadas, porém aumenta a potência de base. O desvio padrão frente a esse perfil gira em torno de 0,16 e 0,23 pu, sendo que os maiores valores ocorrem entre as 7 e 11 horas da manhã, indicando grande influência da energia eólica no resultado. Contudo, de maneira geral, o desvio padrão apresentado é menor que a fonte eólica – fonte que representa 85% da potência instalada analisada –, provando que a integração das fontes renováveis eólica e solar fotovoltaica no sistema elétrico é benéfica devido à sua complementariedade. Este resultado é altamente dependente do conjunto de usinas analisado. O resultado da Figura 4.4 é válido para a proporção de usinas analisadas, de forma que incluindo um número maior de usinas fotovoltaicas, representando uma porcentagem maior no sistema, o resultado será diferente. Pode ocorrer diminuição maior da rampa nos horários de variação de ambos os perfis, uma vez que estes se complementam.

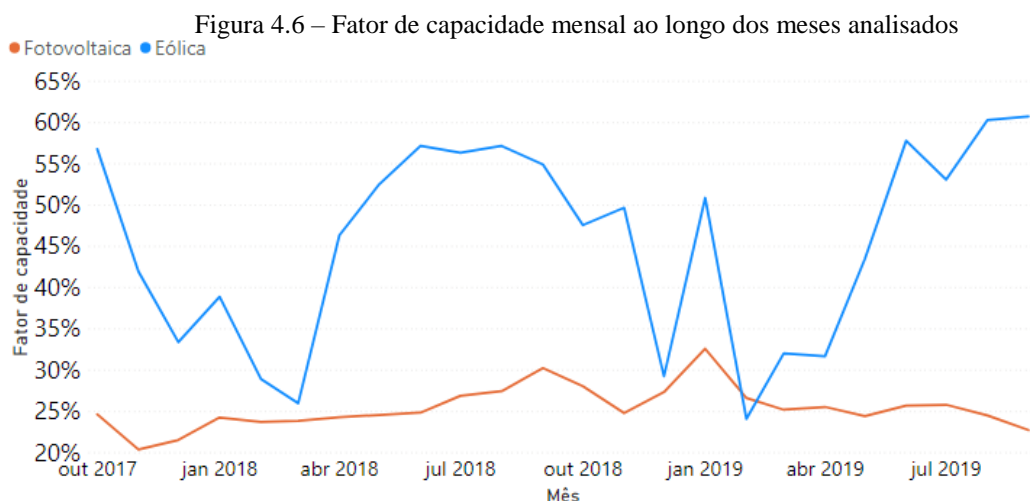


O desvio padrão horário é influenciado devido à sazonalidade. A Figura 4.5 contém gráficos da geração de energia média para todos os meses do ano. Quando os meses são analisados separadamente, a geração solar fotovoltaica não apresenta grandes variações de potência gerada ao longo do dia médio encontrado para o mês. Este fato pode ser explicado devido às usinas estarem no estado da Bahia em latitude aproximadamente 13° S em clima semiárido. Resulta que a radiação a ‘céu aberto’ não apresenta grandes diferenças anuais: a diferença média entre o mês de maior geração – janeiro – e o de menor – novembro – é de 0,12 pu. Já para a geração eólica, conforme Figura 4.5, observa-se que há uma grande sazonalidade na geração anual. Ocorre diferença superior a 0,35 pu ao longo do perfil diário entre os meses de maior geração – meses do terceiro trimestre – e os meses de menor geração – três primeiros meses do ano.



4.1.1 Fator de Capacidade

A variação ao longo dos meses dos dados foi estudada a partir do fator de capacidade. Este indicador avalia a energia gerada frente ao potencial de geração de energia baseado na potência instalada do parque gerador. Os valores mensais citados podem ser observados na Figura 4.6 para ambas fontes. Observa-se que a energia solar manteve-se aproximadamente constante ao longo dos meses e a geração eólica apresentou elevada variação mensal. Este resultado foi observado na Figura 4.5 em um intervalo mensal, onde a energia solar apresentou pouca variação da geração ao longo dos meses e o contrário para a geração eólica. Esse resultado corrobora os desvios padrões altos frente à média diária encontrados principalmente para a geração eólica.

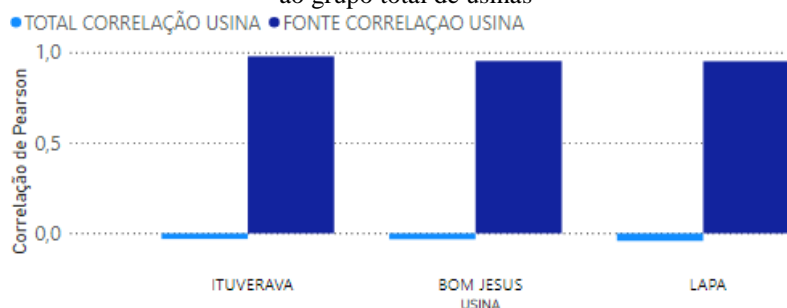


Da Figura 4.6 observa-se que a energia fotovoltaica apresenta fator de capacidade menor que o eólico, uma vez que a geração fotovoltaica ocorre em um intervalo menor de tempo, há a geração conforme há radiação solar. Destaca-se o baixo fator de capacidade da geração eólica entre dezembro e abril, exceto em janeiro de 2019. O fator de capacidade médio dos dados analisados da geração fotovoltaica foi 26% e para a geração eólica foi 46%. Porém, caso fosse considerado para este cálculo apenas os horários esperados de geração solar fotovoltaica, o fator de capacidade médio desta fonte para todo intervalo de análise seria equivalente a 41%. Foram encontrados os valores de fator de capacidade das usinas individuais estudadas para o mês de agosto de 2019 e comparados com os valores contidos em (ONS, 2019b) e (ONS, 2019c), apresentando valores muito similares.

4.1.2 Correlação da geração horária das usinas

Nas seções anteriores os dados de potência horária por fonte – fotovoltaica e eólica – foram apresentados a partir da média da soma horária das potências de todas as usinas e o fator de capacidade das fontes como um todo. Na Figura 4.7 apresenta-se a correlação de potência gerada das usinas fotovoltaicas individuais frente à fonte fotovoltaica (coluna em azul forte), e ao total analisado (coluna azul claro). O mesmo é apresentado na Figura 4.8 para as usinas eólicas. Observa-se das figuras que todas as usinas apresentam correlação positiva e forte quanto ao total da sua respectiva fonte, conforme a coluna azul forte das figuras. Na Figura 4.7 observa-se que as usinas fotovoltaicas apresentam individualmente correlação de Pearson com a própria fonte superior a 0,95 sendo consideradas como correlação fortíssima. Isto pode ser explicado porque como há um número pequeno de usinas, cada uma delas apresenta um forte impacto no total. Em relação à correlação das usinas fotovoltaicas individuais com o total de geração, ou seja, a soma das usinas eólicas e fotovoltaicas, apresentaram correlação negativa e muito próxima a zero, indicando que há uma correlação muito fraca. Esse resultado é coerente uma vez que 85% da capacidade instalada analisada é eólica, fonte majoritária em relação à geração, e a fonte fotovoltaica apresenta perfil de geração inversa à eólica.

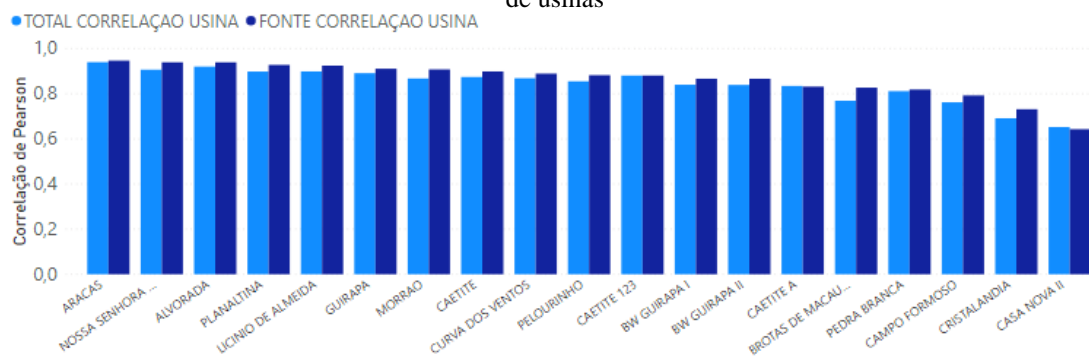
Figura 4.7 – Correlação de Pearson de todo intervalo de análise das usinas fotovoltaicas frente à sua fonte e ao grupo total de usinas



Fonte: O autor, baseado nos dados obtidos em (ONS, 2019a)

Já para as fontes eólicas, de acordo com a Figura 4.8, a correlação de Pearson com relação à própria fonte eólica das usinas varia de 0,95 a 0,64. A grande maioria das usinas apresentam correlação forte, sendo que apenas os conjuntos eólicos Casa Nova e Cristalândia apresentam correlação intermediária. Observa-se que as usinas que fazem parte do ponto de conexão Igaporã e Pindaí apresentam as correlações mais fortes. Isto pode ser explicado pois uma vez que a maioria da geração eólica é proveniente destes grupos, as usinas que os compõem apresentaram maior correlação por apresentarem características semelhantes de geração. Já as usinas que apresentam as menores correlações estão localizadas longe desses grupos, como Cristalândia, Campo Formoso, Casa Nova e Pedra Branca. Dentre estas, Pedra Branca apresenta o maior correlação, influenciado por ser a usina eólica que apresenta o maior percentual de potência instalada. Em relação a correlação com a soma das usinas eólicas e fotovoltaicas o resultado da correlação foi pouco inferior em relação a correlação com o total da fonte.

Figura 4.8 - Correlação de Pearson de todo intervalo de análise das usinas eólicas frente à sua fonte e ao grupo total de usinas



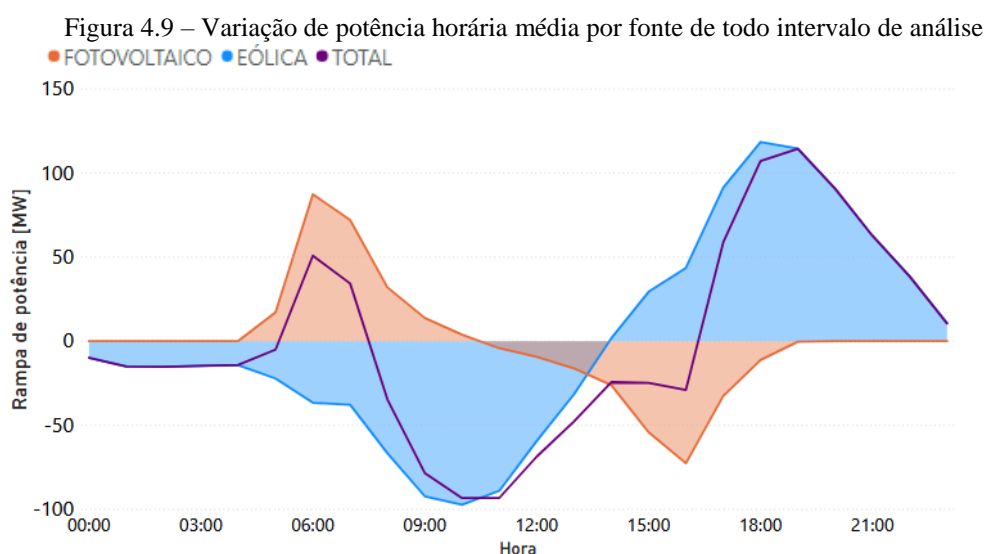
Fonte: O autor, baseado nos dados obtidos em (ONS, 2019a)

4.2 Análise das Variações Horárias de Potência

O perfil de geração fotovoltaica e eólica, assim como a soma destes, gera informação importante para a análise da variabilidade e intermitência destas fontes. Porém, a fim de estudar a variabilidade, é essencial o estudo das rampas de potência.

4.2.1 Perfil de variação

Na seção anterior analisou-se o resultado dos perfis de geração eólica e fotovoltaica. Para a geração fotovoltaica, ocorre aumento de potência de geração na manhã, enquanto no fim da tarde diminui, e o contrário é observado na energia eólica, que apresenta maior potência de geração na madrugada. Uma vez que existem esses perfis de geração e eles não são constantes ao longo do dia, ocorrem variações de geração ao longo do dia. Na Figura 4.9 observa-se a média da variação de potência ao longo do dia para ambas as fontes estudadas e a média da variação de potência total de todas as usinas analisadas em roxo.

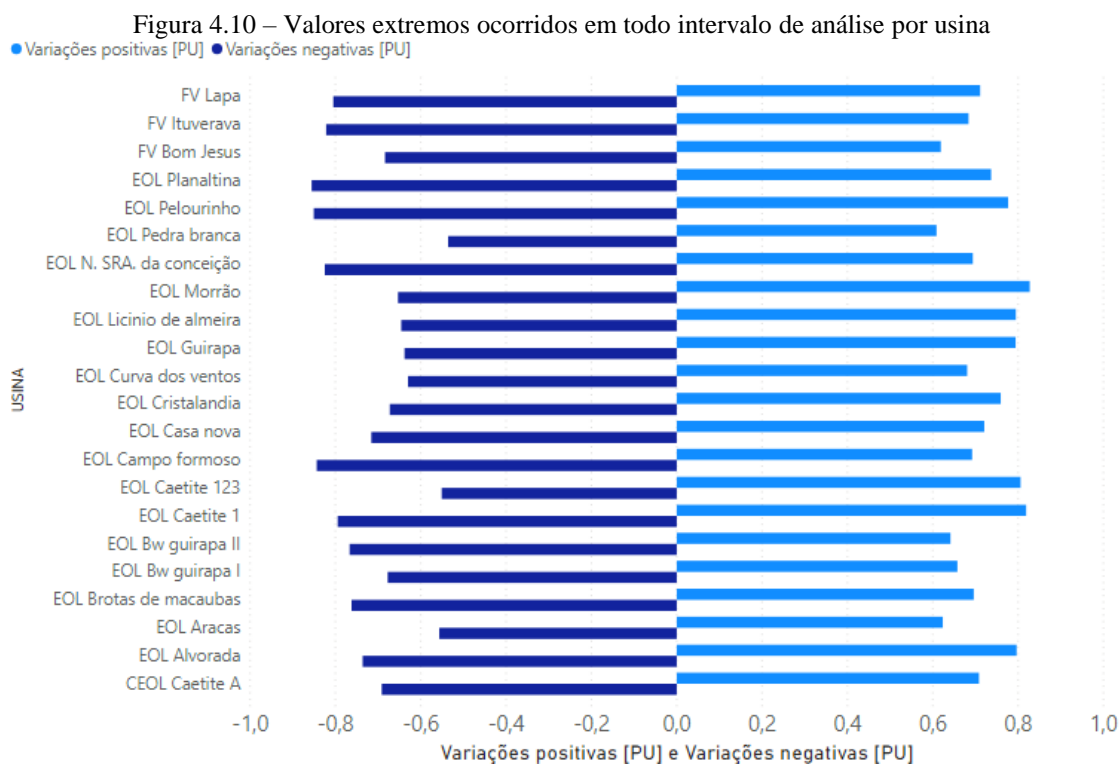


Observa-se que as fontes são na média aproximadamente complementares, que apesar da geração fotovoltaica representar 15% da geração, com 316 MWp instalados, sua variação no início e final da manhã é alta, na mesma ordem de grandeza da geração eólica que representa 85% da potência instalada analisada e 1725 MWp instalados. Essa complementariedade das gerações diminui o valor médio da variação de potência total em quase todos os horários, conforme a curva em roxo da Figura 4.9, exceto entre as 10 e 14 horas, quando ambas as fontes apresentam variação de potência horária negativa e a variação média do total de usinas aumenta.

4.2.2 Rampas de potência extremas

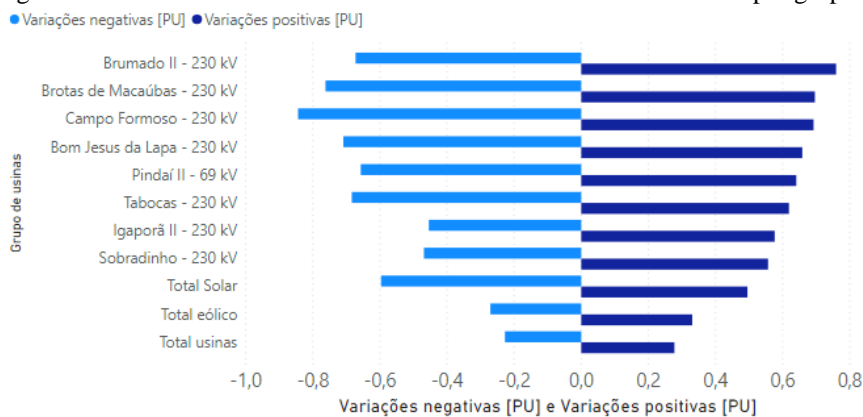
Um dos aspectos importantes a conhecer das rampas de potência geradas pela energia fotovoltaica e eólica são as rampas de potência extremas – sejam elas positivas ou negativas. Na Figura 4.10 encontram-se as rampas de potência extremas, em pu, para cada usina. Observa-se que não há um padrão aparente entre as usinas fotovoltaicas e eólicas que apresentam maior ou menor valor. As menores rampas de potência apresentadas foram pelas usinas eólicas Nossa Senhora da Conceição, Campo Formoso, Pelourinho e Planaltina apresentando rampa de potência negativa entre -0,82 pu e -0,86 pu e a maior rampa de potência foi apresentada pelas usinas eólicas Morrão, Caetite, Caetite 123 e Alvorada com rampas de potência positiva entre 0,8 pu e 0,83 pu. Porém, na análise do somatório das usinas, os valores extremos de rampa diminuem, como pode ser observado na Figura 4.11. Para o conjunto que engloba as usinas eólicas, os valores extremos das rampas de potência equivalem a 0,33 pu e -0,27 pu, enquanto que para todas as usinas analisadas, os valores de máximo e mínimo resultaram em 0,28 pu e -0,23 pu, respectivamente. Ainda que estes valores sejam significativos, são inferiores, por unidade, ao de cada usina analisada

anteriormente. Este fato pode ser explicado pela mudança da potência de base de transformação e também pela complementariedade que há com a união das fontes eólica e fotovoltaica assim como pela dispersão geográfica das usinas.



Fonte: O autor, baseado nos dados obtidos em (ONS, 2019a)

Figura 4.11 – Valores extremos ocorridos em todo intervalo de análise poi grupo de usinas



Fonte: O autor, baseado nos dados obtidos em (ONS, 2019a)

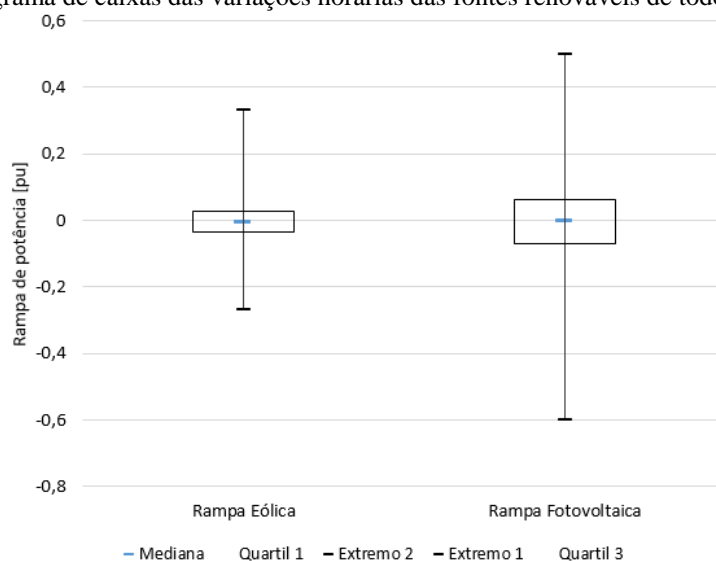
A informação dos extremos da rampa de potência é importante a fim de confirmar a variação de potência entre um instante e outro que uma usina intermitente pode apresentar. Porém, essa informação apresentada por unidade, sendo a base a própria potência instalada de cada usina, indica a variação possível em uma localidade e o impacto desta rampa é dado de acordo com a potência instalada. Quanto maior a potência instalada, maior a rampa de potência que o sistema deve suprir. O dado em MW será proporcional à base utilizada. Da mesma maneira, ainda que seja analisada a rampa de potência como grupo, o valor em pu é menor, conforme analisado, porém seu impacto no sistema elétrico aumenta devido ao aumento da potência de base. As usinas cujas rampas extremas de potência causam mais impacto são: Conjunto Fotovoltaico Ituverava apresentando maior rampa de potência equivalente a 125,17 MW e menor com -138,8 MW, Conjunto Eólico Pedra Branca com e 139,66 MW e -122,91 MW e Campo Formoso 125, 56 MW e -150,63 MW respectivamente. Esse resultado é devido tanto à rampa de potência extrema ser elevada

como pela usina apresentar uma grande potência instalada. Em se tratando do grupo, o maior impacto é do conjunto total de usinas, sendo que as rampas de potência extremas são equivalentes a 571,55 MW -469,45 MW, seguido do conjunto de usinas eólicas com 569,33 MW e -465,82 MW. Percebe-se que o valor das rampas extremas em unidade diminuiu significativamente quando fez-se a análise das rampas extremas eólicas frente ao total das usinas, enquanto que para o valor em MW ocorreu um aumento das rampas extremas de todas as usinas agrupadas. Isso é explicado pela base de comparação ser diferente e maior para a todas as usinas. Nesse caso, não houve complementariedade entre as fontes em algum instante de todos os dados analisados, pois em algum momento as rampas positivas e negativas de ambas fontes foram coincidentes e aumentou a rampa total do conjunto de usinas.

4.2.3 Distribuição dos dados

Complementando a análise de valores extremos, utiliza-se o diagrama de caixas a fim de observar a distribuição e dispersão dos dados. A Figura 4.12 apresenta o diagrama de caixas das variações horárias de potência total de ambas as fontes estudadas. Observa-se pelo diagrama que os dados apresentam distribuição relativamente simétrica uma vez que a mediana é próxima a zero. Este resultado é esperado, uma vez que o ciclo de análise é de dois anos e em ciclos diários e anuais, a média esperada para as variações é próxima a zero. Metade dos valores apresentados pela energia eólica são entre -0,0332 pu e 0,0287 pu, com dispersão inferior em relação à energia fotovoltaica. As rampas fotovoltaicas apresentam maiores dispersões, assumindo valores de -0,6 pu à 0,5 pu, e 50% dos valores se encontram entre -0,0714 pu e 0,06112 pu. Corroborando com os resultados obtidos dos valores das rampas extremas da Figura 4.11, na Figura 4.12 pode-se observar os valores máximos de rampa de potência eólico e solar. As maiores rampas de potência são obtidas para a fonte fotovoltaica.

Figura 4.12 – Diagrama de caixas das variações horárias das fontes renováveis de todo intervalo de análise

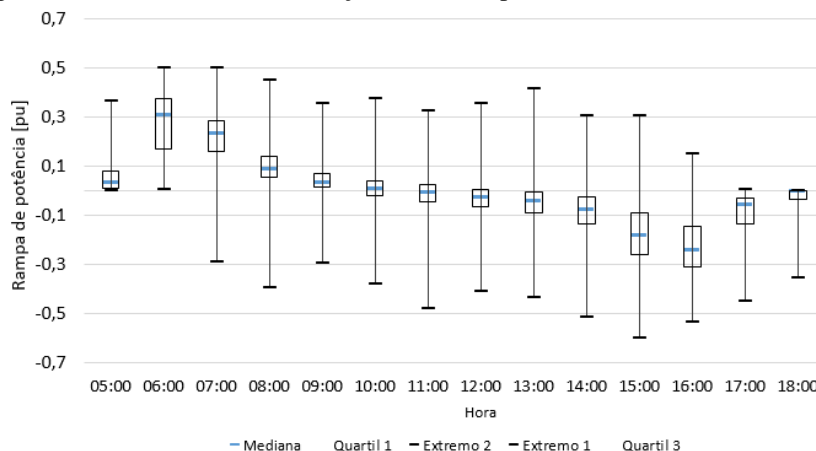


Fonte: O autor baseado, nos dados obtidos em (ONS, 2019a)

É importante apresentar as informações de rampas extremas de potência e dispersão de maneira horária. Uma das funcionalidades dessa informação é o dimensionamento da RPO que um sistema deve suprir baseado no parque instalado considerando suas inúmeras particularidades a fim de fazer o correto PDP e balancear a oferta e demanda. Nas Figuras 4.13 e 4.14 observa-se o diagrama de caixas horário da variação horária de origem fotovoltaica e eólica, respectivamente. De acordo com a Figura 4.13 entre as 5:00 e 6:00 horas, quando ocorre o amanhecer, a totalidade das rampas é positiva, uma vez que nesse horário há apenas o aumento da radiação solar. O contrário ocorre no final da tarde, entre 17:00 e 18:00 horas, quando ocorre a diminuição da radiação. No início da manhã as medianas foram positivas e no final da tarde as medianas negativas e nestes horários a amplitude interquartis foi maior, indicando que houve maior dispersão dos dados para estes horários. Já entre as 10 horas e as 14 horas, as medianas se aproximaram de 0 pu e, neste mesmo intervalo de tempo, o bloco interquartis foi menor, indicando que a metade dos valores

apresentados foram concentrados e próximas de 0 pu. Apesar das tendências, os valores extremos de variação horária foram altos para rampas de potência positiva e negativa.

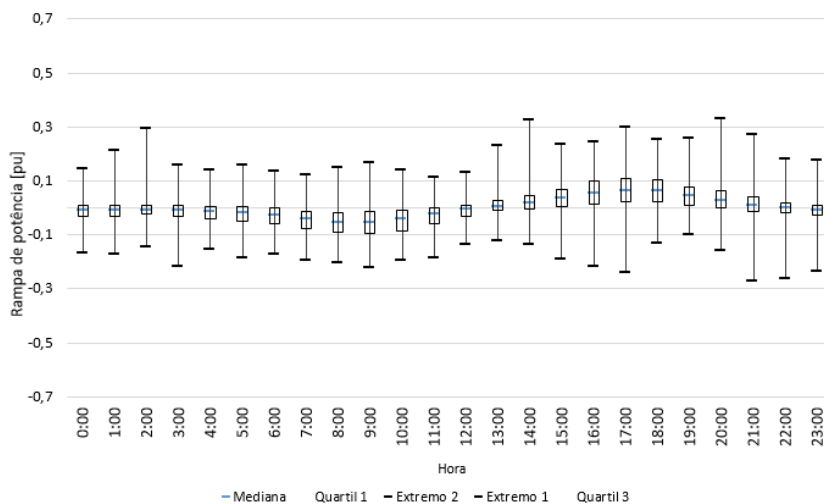
Figura 4.13 – Diagrama de caixas horário da variação horária de potência fotovoltaica de todo intervalo de análise



Fonte: O autor, baseado nos dados obtidos em (ONS, 2019a)

Observando a Figura 4.14, a qual apresenta diagrama de caixas horário das rampas de potência da geração eólica, novamente percebe-se a presença de perfil de geração baseado na mudança do valor das medianas ao longo do dia e dos valores interquartis. De maneira geral, a dispersão é grande e a amplitude dos dados apresentados é maior entre as 13:00 e as 23:00 horas. Apesar da geração eólica ser totalmente estocástica, a amplitude interquartil, isto é, o intervalo de valores que representa 50% dos dados das rampas de potência horária, são inferiores a 0,1 pu ao longo das horas do dia.

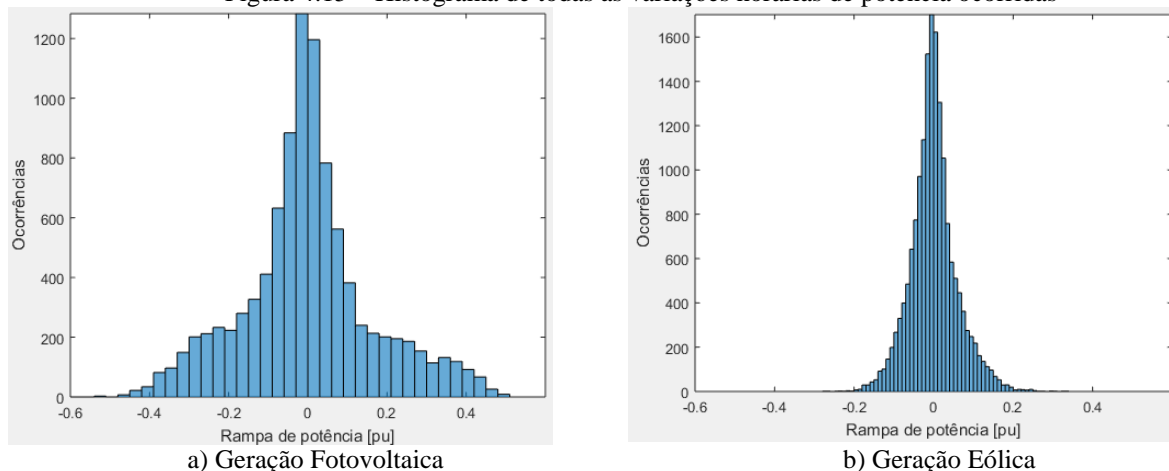
Figura 4.14 - Diagrama de caixas horário da variação horária de potência eólica de todo intervalo de análise



Fonte: O autor, baseado nos dados obtidos em (ONS, 2019a)

Os valores extremos das rampas positivas e negativas de potência que ocorrem são muito relevantes uma vez que o sistema elétrico deve poder supri-las, porém elas representam uma porcentagem pequena do tempo. A distribuição das rampas de potência foi introduzida com a análise dos diagramas de caixas, onde se pode analisar os valores entre os quartis Q1 e Q3, que representam 50% dos dados analisados. Para compreender melhor a distribuição dos dados apresenta-se na Figura 4.15 histogramas das rampas de potência para as duas fontes intermitentes consideradas. O histograma da geração fotovoltaica apresenta número inferior de ocorrências, no total, pois ocorre geração apenas enquanto há radiação solar. A geração fotovoltaica apresenta rampas de potência concentradas entre -0,4 pu e 0,4 pu, enquanto a geração eólica rampas concentradas entre -0,2 pu e 0,2 pu. Em ambas as fontes, conforme havia sido observado pelo diagrama de caixas, a maior parte dos dados está em baixas rampas de potência.

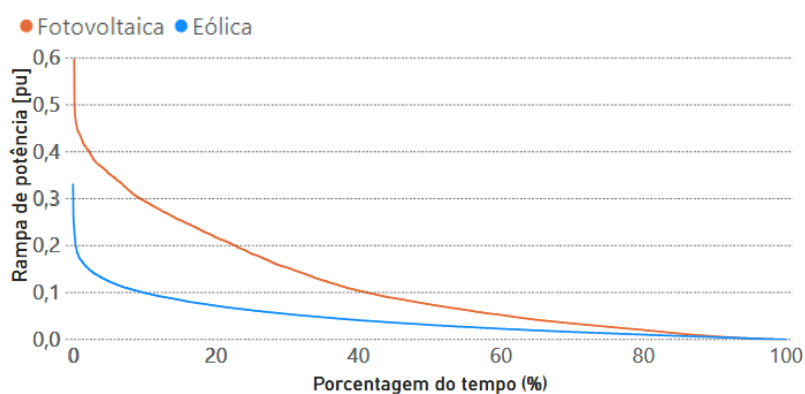
Figura 4.15 – Histograma de todas as variações horárias de potência ocorridas



Fonte: O autor, baseado nos dados obtidos em (ONS, 2019a)

Observa-se da Figura 4.15, especialmente da geração fotovoltaica, que há ocorrência maior das rampas de potência negativa, apresentando colunas mais altas, e que as rampas de potência positiva são maiores nas potências extremas, especialmente a partir de 0,4 pu. Estendendo a análise da distribuição dos dados, analisa-se curvas de duração que podem ser obtidas dos dados. Conforme citado na metodologia, a curva de duração obtida através da metodologia padrão de classificação dos valores indicará que as rampas extremas de valores negativos ocorrem 100% do tempo, levando a uma análise equivocada. A fim de obter uma análise quantitativa da variação que pode ocorrer, é analisada a curva de duração dos dados de rampa de potência em valor absoluto, conforme Figura 4.16.

Figura 4.16 - Curva de duração das rampas de potência de todo intervalo de análise em valor absoluto de ambas fontes renováveis estudadas



Fonte: O autor, baseado nos dados obtidos em (ONS, 2019a)

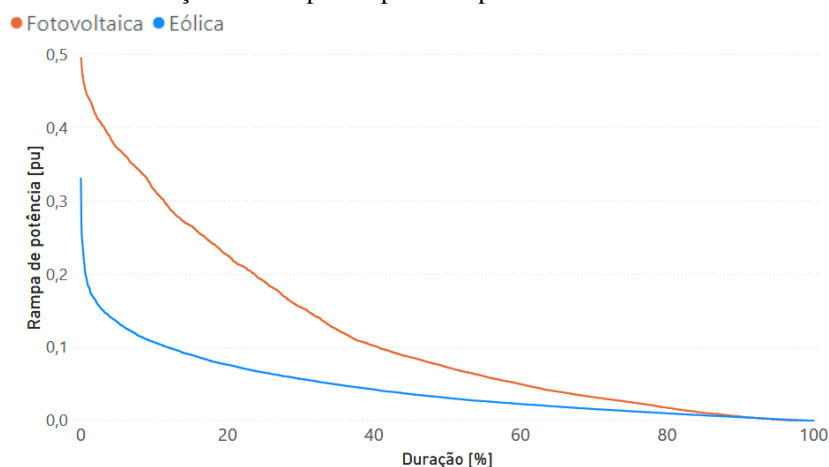
Observa-se pela Figura 4.16 que as maiores rampas de potência ocorrem uma porcentagem de tempo maior nas usinas fotovoltaicas. Percebe-se que quanto maior a rampa de potência para ambas as fontes, mais íngreme é a curva e uma menor porcentagem do tempo ela ocorre. Para o sistema elétrico suprir 99% do tempo as rampas de potência, em módulo, deve-se dispor de flexibilidade operativa a fim de poder aumentar ou diminuir 0,43 pu da fonte fotovoltaica, 0,17 pu da fonte eólica. Já para o sistema suprir 94%¹ das variações horárias, esse valor passa a ser de até 0,34 pu para a fonte fotovoltaica, 0,12 pu para a fonte eólica. Entretanto, neste gráfico não há distinção das potências positivas e negativas, de forma que a análise da curva de duração foi realizada separadamente em relação ao sinal da rampa de potência. O primeiro passo para tal é dividir as variações de potência quanto ao seu sinal. As variações de potência da

¹ O valor de 94% das variações horárias foi escolhido a fim de comparação de resultados com ROSA e SOUZA (2018).

fonte solar fotovoltaica são 51,21% das vezes negativas e 48,79% das vezes positivas. Na fonte eólica, 52,38% das variações são de diminuição de potência e 47,62% de aumento de potência. Isso quer dizer que nos ciclos diários, as variações ocorrem com uma frequência maior diminuindo a potência gerada, de forma que o reestabelecimento da potência ocorre com rampas de potência de maior amplitude. Essa evidência havia sido visualizada na Figura 4.2 e na Figura 4.15, onde se percebe que para a fonte eólica, a diminuição da potência no turno da manhã é mais lenta que seu reestabelecimento no final da tarde.

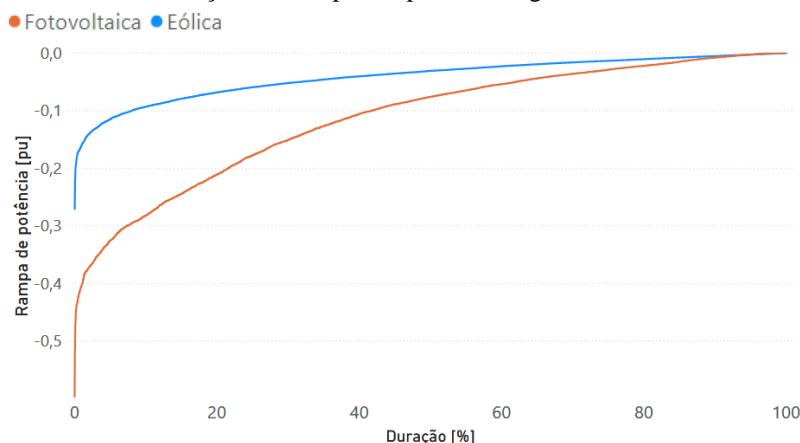
Na Figura 4.17 e Figura 4.18 pode-se observar as curvas de duração da rampa de potência de ambas fontes, negativas e positivas, respectivamente. Assim como na Figura 4.16, quanto maior a rampa, uma porcentagem do tempo menor ela ocorre e mais íngreme é a curva. A mesma curva de duração foi desenvolvida para cada grupo de usinas e comparada com o total das usinas por fonte, resultando em curvas muito próximas à total. Isto indica que o resultado das figuras pode ser considerado um padrão para a região, de acordo com as fontes analisadas.

Figura 4.17 – Curva de duração das rampas de potência positivas de todo intervalo de análise



Fonte: O autor, baseado nos dados obtidos em (ONS, 2019a)

Figura 4.18 - Curva de duração das rampas de potência negativas de todo intervalo de análise



Fonte: O autor, baseado nos dados obtidos em (ONS, 2019a)

A curva solar apresenta maior amplitude que a eólica, uma vez que as maiores rampas de potência ocorrem uma porcentagem de tempo maior nas usinas solares. Na Tabela 4.1 observa-se o valor das rampas de potência positiva e negativa equivalente a durações superadas 99%, 95% e 90% do tempo. Como é de se esperar, conforme aumenta a duração, diminui a rampa de potência acentuadamente. As rampas negativas para todo o intervalo apresentaram valores menores para todas as durações apresentadas na tabela. As rampas negativas de potência ocorrem em uma porcentagem de tempo maior. Sabe-se que a média de rampa de potência é aproximadamente 0 pu (uma vez que o período de análise é de dois anos completos, a média da rampa de potência é aproximadamente zero pois começa e termina no mesmo dia do ano, na mesma

estação, com valores próximos), de forma que para manter esse valor, as rampas positivas de potência devem apresentar valores maiores.

Tabela 4.1 – Relação da duração das rampas de potência de todo intervalo de análise em pu

Grupo	Rampas positivas [pu]			Rampas negativas [pu]		
	99%	95%	90%	99%	95%	90%
Fotovoltaica	0,442	0,372	0,316	-0,403	-0,325	-0,282
Eólica	0,184	0,134	0,107	-0,159	-0,115	-0,093
Fotovoltaica+Eólica	0,154	0,113	0,089	-0,133	-0,099	-0,079

Fonte: O autor, baseado nos dados obtidos em (ONS, 2019a)

A Tabela 4.2 apresenta os valores contidos na Tabela 4.1 transformados em MW baseado nas respectivas bases de transformação. Observa-se que apesar de o grupo de todas as usinas, incluindo a geração eólica e solar, apresentar rampa de variação menor que a eólica em pu na tabela anterior, quando faz-se a transformação para MW, os valores são semelhantes. A Tabela 4.2 mostra que a integração das fontes diminuiu a variação frente a potência eólica principalmente para as rampas positivas. Era esperado pois conforme a Figura 4.9, durante um período há sobreposição das rampas negativas eólica e solar, enquanto as variações positivas diminuíam pela manhã.

Tabela 4.2 - Relação da duração das rampas de potência de todo intervalo de análise em MW

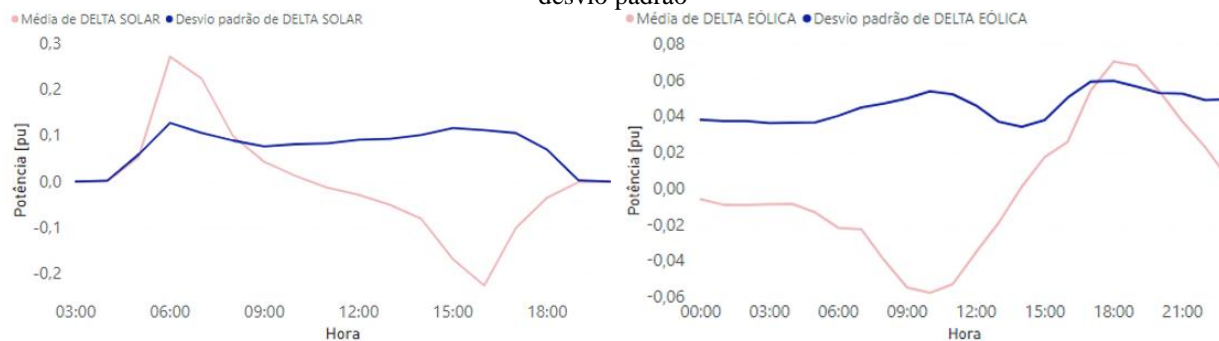
Grupo	Rampas positivas [MW]			Rampas negativas [MW]		
	99%	95%	90%	99%	95%	90%
Fotovoltaica	139,67	117,55	99,86	-127,35	-102,79	-89,19
Eólica	317,40	231,15	184,58	-274,28	-197,94	-160,65
Fotovoltaica+Eólica	314,31	230,63	181,65	-271,45	-202,16	-160,26

Fonte: O autor, baseado nos dados obtidos em (ONS, 2019a)

4.2.4 Análise do desvio padrão

Por fim, a análise do desvio padrão frente às médias representa outro indicador da dispersão dos dados. Na Figura 4.19 observa-se a média da rampa de potência, juntamente com os respectivos desvios padrão. Para a fonte fotovoltaica, as variações horárias de potência foram maiores em módulo, no início e no final da tarde atingindo média de 0,27 pu às 6 horas e -0,23 às 16 horas. Para a fonte eólica observa-se que a média da variação horária de potência foi maior, em módulo, entre às 9 e 12 horas quando atingiu -0,06 pu, e às 17 e 19 horas, equivalendo a 0,07 pu. Para ambas as fontes, conforme observado nas figuras anteriores, os maiores deltas de potência, em módulo, acompanham as variações do perfil de geração. Ainda assim, conforme Figura 4.19, as variações horárias eólicas na média foram inferiores à 0,08 pu, em módulo, ao longo do dia, enquanto as rampas de potência fotovoltaica atingiram valores de 0,3 pu, mostrando que ocorre variação de potência superior em magnitude para a fonte fotovoltaica.

Figura 4.19 – Comparação do perfil médio da rampa de potência diária de todo intervalo de análise com o respectivo desvio padrão



a) Geração Fotovoltaica

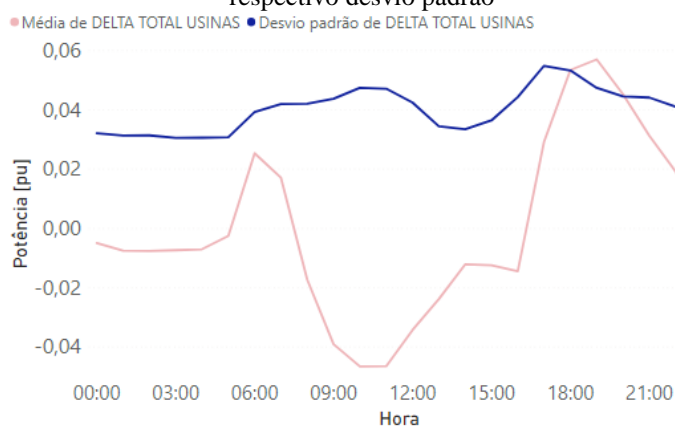
b) Geração Eólica

Fonte: O autor, baseado nos dados obtidos em (ONS, 2019a)

Já o desvio padrão da rampa de potência, conforme Figura 4.19, se manteve entre 0,08 pu e 0,13 pu para a fonte solar fotovoltaica e entre 0,034 pu e 0,06 pu para a fonte eólica. Ambas apresentam os maiores valores nos horários onde há as maiores variações. Isso indica que há incerteza na média da variação. Essa análise pode ser novamente corrompida devido à sazonalidade.

A variação horária de potência total da geração fotovoltaica e eólica e o respectivo desvio padrão podem ser observados na Figura 4.20. Observa-se diminuição da magnitude da rampa de potência em pu frente à figura anterior, o que era esperado pois há um aumento da base de transformação de unidade. Este fato também é explicado devido à complementaridade das fontes. Enquanto há aumento da potência fotovoltaica no início da manhã, ocorre a diminuição da potência eólica e o contrário no final da tarde, diminuindo a magnitude das rampas de potência uma vez que uma subtrai a outra, na média. Porém a complementariedade entre as fontes não é perfeita. A diminuição da potência gerada eólica no início da manhã não ocorre exatamente no mesmo horário, e magnitude, que o aumento de potência fotovoltaica e o mesmo ocorre no final da tarde, fato perceptível na Figura 4.20. No início da manhã, a partir das 5 horas, há variação horária de potência positiva devido ao aumento de potência devido à energia solar. Às 9 da manhã, as rampas de potência positivas da energia solar passam a não ser tão influenciadoras quando as rampas de potência negativas devido a diminuição da potência eólica, e a variação diminui. Após, há variação horária de potência negativa devido à energia solar, que influencia retardando a variação de potência positiva devido ao aumento de potência da energia eólica no final da tarde. Isso indica que há sinergia positiva entre as usinas e é benéfico para o sistema. Ainda que essa complementariedade não seja perfeita. O desvio padrão manteve-se entre 0,03 pu e 0,055 pu, valores inferiores à mesma análise para a geração eólica. Faz-se a ressalva de que a Figura 4.20 é resultado das usinas analisadas, onde 85% do instalado é devido à geração eólica.

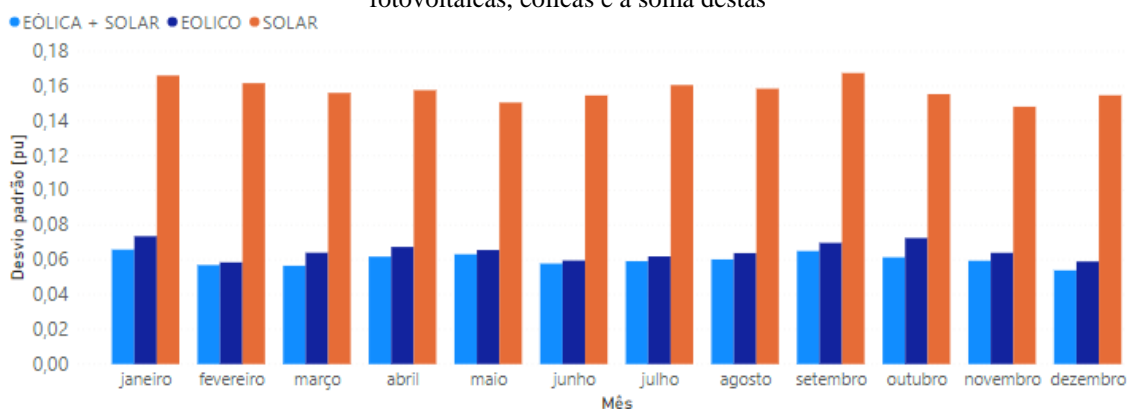
Figura 4.20 - Perfil médio diário da rampa de potência renovável de todo intervalo de análise frente ao respectivo desvio padrão



Fonte: O autor, baseado nos dados obtidos em (ONS, 2019a)

Além do conhecimento do desvio padrão da rampa de potência ao longo do dia, é importante conhecer o comportamento ao longo do ano. Esse aspecto pode ser observado na Figura 4.21. Observa-se novamente que o desvio padrão da geração fotovoltaica é superior ao desvio da geração eólica e que o desvio padrão da soma de todas as usinas analisadas é o menor. Os meses de maior desvio padrão devido a fonte solar são janeiro e setembro atingindo valores de 0,17 pu, enquanto para a energia eólica vários meses apresentam desvio padrão de 0,07 pu, a citar: janeiro, outubro, setembro, abril e maio. Porém no geral, o desvio padrão se mantém entre 0,15 e 0,17 pu para geração fotovoltaica e 0,06 pu e 0,07 pu para geração eólica.

Figura 4.21 – Desvio padrão da rampa de potência longo do ano de todo intervalo de análise para as usinas fotovoltaicas, eólicas e a soma destas



Fonte: O autor, baseado nos dados obtidos em (ONS, 2019a)

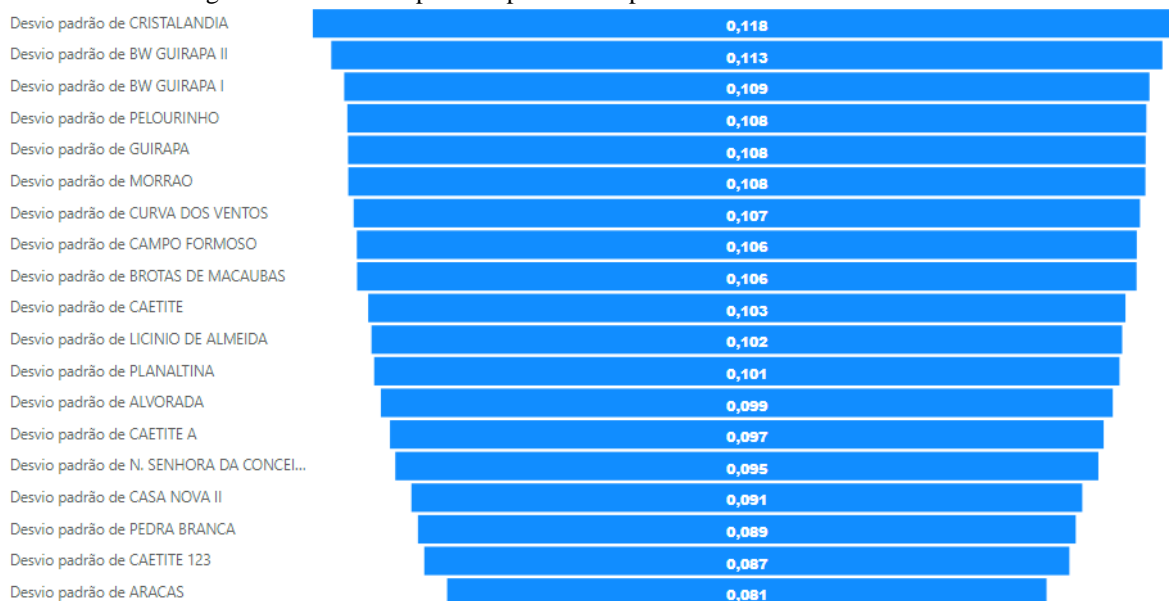
Os valores de desvio padrão apresentados nas imagens anteriores são verdadeiros para a soma por fonte e soma total das usinas. Na Figura 4.22 e Figura 4.23 apresentam-se os desvios padrões para os dados de cada uma das usinas fotovoltaica e eólica, respectivamente e na Figura 4.24 o desvio padrão por grupo de usinas de acordo com o ponto de conexão e pela fonte. Pode-se perceber que o valor individual por usina é muito superior em relação a soma destas. As usinas fotovoltaicas apresentam desvio padrão muito superior às usinas eólicas. Enquanto que as usinas fotovoltaicas apresentam desvio padrão entre 0,2 pu e 0,16 pu, as usinas eólicas apresentam desvio padrão entre 0,12 pu e 0,09 pu. Observa-se que conforme aumenta-se o número de usinas que compõe os grupos, diminui-se o desvio padrão frente às usinas individuais. Isso pode ser explicado pelo amortecimento das variações horárias de potência devido, à soma das potências das usinas, pela dispersão geográfica entre elas e pela complementariedade das fontes.

Figura 4.22 – Desvio padrão por usina fotovoltaica de todo intervalo de análise



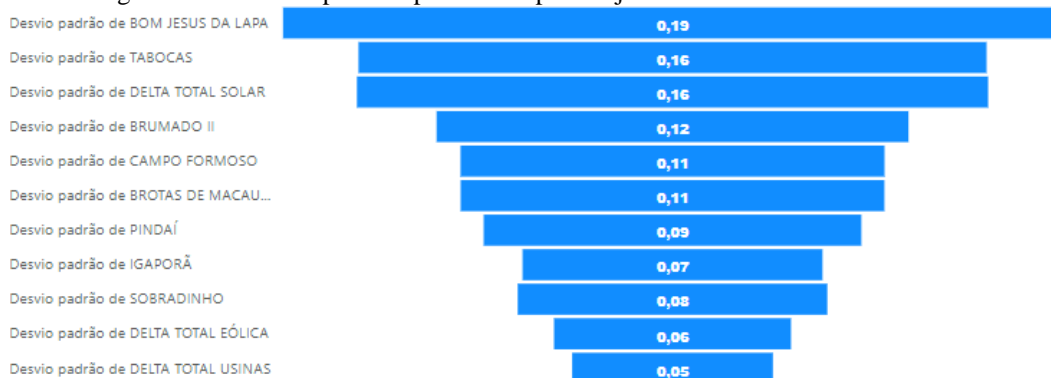
Fonte: O autor, baseado nos dados obtidos em (ONS, 2019a)

Figura 4.23 – Desvio padrão apresentado por usina eólica de todo intervalo de análise



Fonte: O autor, baseado nos dados obtidos em (ONS, 2019a)

Figura 4.24 - Desvio padrão apresentado por conjunto de usinas de todo intervalo de análise

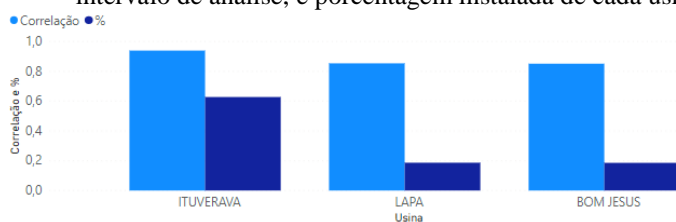


Fonte: O autor, baseado nos dados obtidos em (ONS, 2019a)

4.2.5 Análise da correlação

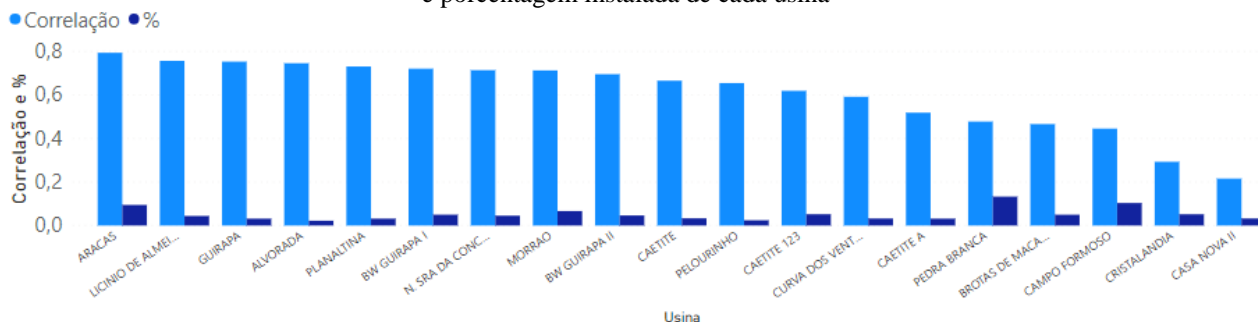
O impacto de usinas individuais frente ao total, quanto à variabilidade, é aqui mensurado a partir de correlações. A correlação entre as rampas de potência das usinas individuais e as rampas de potência do conjunto é apresentada juntamente com a porcentagem instalada da usina frente ao conjunto analisado, sendo esta porcentagem representada nas figuras com valores entre 0 a 1. Na Figura 4.25 observa-se graficamente a correlação entre rampas de potência das usinas individuais fotovoltaicas e o conjunto de usinas fotovoltaicas agrupadas em azul claro e em azul escuro tem-se a porcentagem que essa usina representa frente ao grupo de análise, ambos eixos variam de zero a um. A Figura 4.26 apresenta a mesma análise, porém para as usinas eólicas e o grupo de usinas eólicas.

Figura 4.25 – Correlação de Pearson de cada usina fotovoltaica com o grupo de usinas fotovoltaicas, de todo intervalo de análise, e porcentagem instalada de cada usina



Fonte: O autor, baseado nos dados obtidos em (ONS, 2019a)

Figura 4.26 - Correlação de Pearson de cada usina eólica com o grupo de usinas eólicas, de todo intervalo de análise, e porcentagem instalada de cada usina



Fonte: O autor, baseado nos dados obtidos em (ONS, 2019a)

O resultado apresentado na Figura 4.25 é esperado. A usina que apresenta maior porcentagem instalada no grupo, o Conjunto Fotovoltaico Ituverava, apresenta maior correlação com a variação horária de potência de todas as usinas fotovoltaicas apresentadas. Ainda assim, as demais usinas que compõem o conjunto também apresentam correlação de Pearson fortíssima com o grupo de usinas de mesma fonte, ainda que juntas representem uma porcentagem inferior de potência instalada que Ituverava.

O grupo que compõe o total eólico é composto pela soma horária de 19 usinas eólicas. Conforme a Figura 4.26, as usinas que apresentam maiores potências instaladas, os conjuntos eólicos Pedra Branca e Campo Formoso, representando 13% e 10% respectivamente, apresentam correlação considerada moderada com o total. O Conjunto Eólico Araçás, que representa 9% da potência instalada total eólica, apresenta correlação de 0,79 com o grupo, é a maior correlação apresentada, seguida pelo Conjunto Eólico Licínio de Almeida e demais conjuntos eólicos que representam menos de 4% da potência eólica instalada. Percebe-se, novamente, que as usinas que apresentaram maior correlação com o total são aquelas que estão alocadas no ponto de conexão Igaporã e Pindaí, devida à semelhança com o padrão que representa maior porcentagem dos dados.

5 CONCLUSÃO

As gerações de energia elétrica proveniente de fontes renováveis como eólica e solar são intermitentes e não despacháveis, uma vez que são dependentes das condições de vento e radiação do local onde estão instaladas. O operador do sistema elétrico deve dispor de modelos de previsão assertivos destas gerações de energia a fim de balancear a geração e a carga. É de extrema importância o conhecimento do perfil médio dessas gerações, sua variabilidade e intermitência para garantir um sistema elétrico resiliente capaz de suportar altas rampas de potência. Desta forma, este trabalho apresentou um estudo estatístico da variação horária da potência média de 3 usinas fotovoltaicas e 19 usinas eólicas, localizadas na Bahia, ao longo de um intervalo de dados de dois anos. A metodologia do trabalho incluiu o estudo do perfil de geração das fontes, análise do perfil de variação horária de potência média e distribuição dos dados de variação de potência.

As usinas estudadas apresentaram perfil de geração aproximadamente complementar. As usinas eólicas analisadas estão localizadas no interior do estado, onde a geração tem como característica a diminuição de potência pela manhã até o fim da tarde, quando começa a aumentar. Já a energia solar fotovoltaica segue os níveis de radiação solar, que variam bruscamente nos ciclos diários. A existência de estações faz com que exista mudança no perfil ao longo do ano, mudanças estas que se manifestam de maneira mais significativa para a fonte eólica, onde a média ao longo do ano varia 0,4 pu para diferentes meses, enquanto na fonte solar esse valor equivale a 0,12 pu. As usinas fotovoltaicas apresentam a característica de serem mais dispersas em relação às eólicas: metade dos valores apresentados pela fonte fotovoltaica se encontram entre 0,0714 pu e -0,06112 pu enquanto que para a energia eólica são entre 0,0332 pu e -0,0287 pu. Nota-se que a maioria dos dados, para ambas as fontes, gira em torno de rampas de potência baixas.

As rampas de potência média horária extrema atingiram valores de -0,6 pu à 0,5 pu para as usinas fotovoltaicas e de -0,27 pu a 0,33 pu para eólica. Porém, estes valores extremos ocorrem em uma porcentagem pequena do tempo e há uma drástica diminuição da rampa de potência conforme aumenta a duração do tempo de ocorrência. Ainda assim, para todas as usinas analisadas, 5% das rampas de potência positivas atingiram 11,3% da potência instalada das usinas, enquanto que para as rampas de potência negativas esses valores atingiram 9,9%. Ademais, maiores rampas de potência, em módulo, ocorrem em uma porcentagem maior de tempo para a fonte solar. Comparando com ROSA e SOUZA (2018), os valores de variações de potência horária absoluta para a fonte eólica aqui encontrados foram superiores: 94% das variações horárias foram de até 7% da potência instalada para a fonte eólica em ROSA e SOUZA (2018), enquanto que no presente trabalho a variação foi de aproximadamente 9,9%.

As rampas das usinas individualmente podem ocorrer, em pu, em iguais magnitudes para ambas as fontes. Observou-se que as rampas de potência diminuem quando as usinas do mesmo tipo são agrupadas, uma vez que elas se somam e cancelam, afetando também o desvio padrão. A distribuição geográfica das usinas também mostrou-se benéfica. Em especial, foi observado que a integração das usinas eólicas e fotovoltaicas é positiva para o sistema por terem características de geração opostas e diminuírem as rampas de potência do sistema.

Diversos estudos futuros podem decorrer deste. Estudos com intervalos de tempo menor que o de uma hora faz-se necessário para analisar as variações intrahorárias. Ademais, o resultado desta linha de pesquisa acerca da variabilidade de geração intermitente é útil para desenvolvimento de estudos de operação e planejamento de expansão. Do primeiro pode-se utilizar metodologia semelhante a utilizada para alocação

de RPO, preparação do operador elétrico e qualidade de energia elétrica. Acerca do segundo, o estudo da variabilidade pode ser utilizado para o planejamento do setor elétrico visando a minimização de recursos alocados na expansão, porém garantindo que este seja capaz de operar com altas inserções de energia renovável. Outra possibilidade é da análise de sistemas híbridos, onde há geração solar fotovoltaica, eólica e armazenamento de energia em baterias. Também, a variabilidade pode ser utilizada como dado de entrada para estudos de dimensionamento e análise de simulações de resposta a demanda, armazenamento de energia e usinas de rápido acionamento visando aumento de flexibilidade e qualidade da energia elétrica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ENERGY, G. E. **Western wind and solar integration study**. [s.l.] National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2010.

EPE. **Caracterização do Recurso Eólico e Resultados Preliminares de sua Aplicação no Sistema Elétrico** Empresa de Pesquisa Energética, , 2013.

HOLTTINEN, H. et al. The flexibility workout: managing variable resources and assessing the need for power system modification. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 11, n. 6, p. 53–62, 2013.

MathWorks. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/>>. Acesso em: 19 dez. 2019.

Microsoft. Disponível em: <<https://www.microsoft.com/pt-br>>. Acesso em: 19 dez. 2019.

MILLS, A. D.; WISER, R. H. **Implications of geographic diversity for short-term variability and predictability of solar power**. 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting. **Anais...IEEE**, 2011

NANAHARA, T. et al. Smoothing effects of distributed wind turbines. Part 1. Coherence and smoothing effects at a wind farm. **Wind Energy**, v. 7, n. 2, p. 61–74, 1 abr. 2004.

NERC. Accommodating high levels of variable generation. **North American Electric Reliability Corp.(NERC)**, 2009.

Nota Técnica nº 089/2018-SRG/ANEEL. . 10 ago. 2018, p. 25.

ONS. **Manual de Procedimentos da Operação: Controle da geração, Submódulo 10.6**, ago. 2018.

ONS. **Histórico da Geração**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>. Acesso em: 10 set. 2019a.

ONS. **Boletim Mensal de Geração Eólica Agosto/2019**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>. Acesso em: 10 set. 2019b.

ONS. **Boletim Mensal de Geração Solar Fotovoltaica de Agosto/2019**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>. Acesso em: 10 set. 2019c.

ONS. **Programação Diário da Operação Eletroenergética, Submódulo 8.1**, ago. 2019d.

Power BI. Disponível em: <<https://powerbi.microsoft.com/pt-br/>>. Acesso em: 19 dez. 2019.

ROSA, F.A.F., S., G. B. H. **PREMISSAS PARA INSERÇÃO DE ENERGIA EÓLICA NA EXPANSÃO DO SIN**. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/acesso-restrito/Documents/2018_Revista%20Cenarios%20E%C3%B3lica_%20Premissas%20PDE.pdf>. Acesso em: 31 ago. 2019.

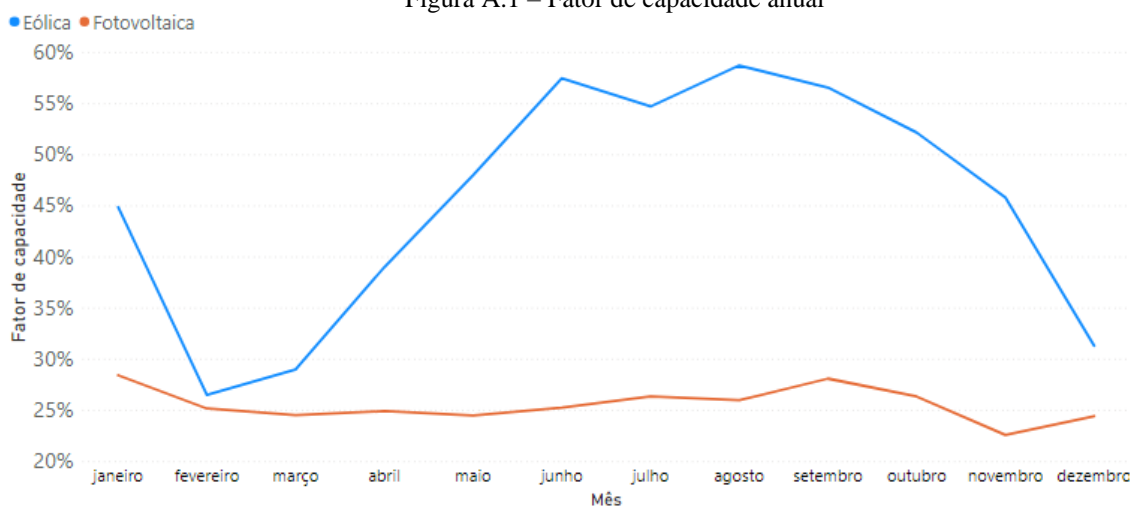
SPIEGEL, M. R.; STEPHENS, L. J. **Estatística: Coleção Schaum**. [s.l.] Bookman, 2000.

WAN, Y. Analysis of Wind Power Ramping Behavior in ERCOT. **Renewable Energy**, p. 23, 2011.

APÊNDICE A – RESULTADOS COMPLEMENTARES

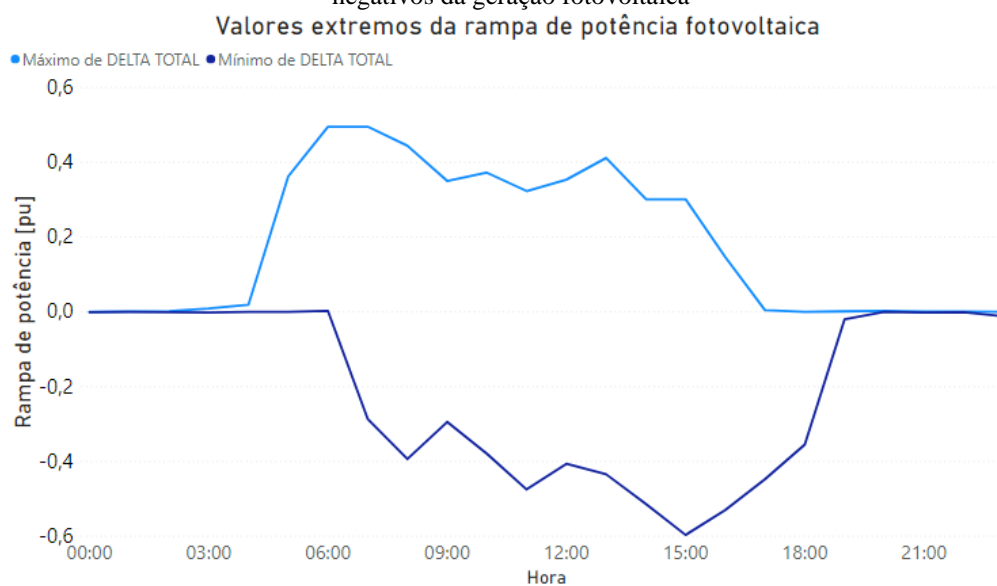
Nesta subseção são apresentados resultados complementares à análise desenvolvida da rampa de potência ao longo do texto. Em especial, destaca-se os valores utilizados para o desenvolvimento dos diagramas de caixa das variações horárias de potência, onde apresenta-se os valores máximos e mínimos, Q1, Q2 e Q3 das variações. Apresenta-se também variações das rampas de durações ao longo dos trimestres.

Figura A.1 – Fator de capacidade anual



Fonte: O autor, baseado nos dados obtidos em (ONS, 2019a)

Figura A.2 – Complementariedade dos valores extremos de variação horária de potência positivo e negativos da geração fotovoltaica



Fonte: O autor, baseado nos dados obtidos em (ONS, 2019a)

Tabela A.1 – Valores auxiliares das variações de potência horária para o desenvolvimento do diagrama de caixas das gerações fotovoltaica e eólica totais

	Eólica	Fotovoltaica
Mediana	-0,0024	0,0000
Quartil 1	-0,0332	-0,0710
Extremo 2	-0,2708	-0,6005
Extremo 1	0,3307	0,4985
Quartil 3	0,0287	0,0612

Fonte: O autor, baseado nos dados obtidos em (ONS, 2019a)

Tabela A.2 – Valores auxiliares das variações de potência horária para o desenvolvimento do diagrama de caixas da geração fotovoltaica ao longo do dia

Variação de potência horária fotovoltaica [pu]														
Hora	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00
Mediana	0,035	0,311	0,232	0,089	0,034	0,009	-0,003	-0,024	-0,042	-0,077	-0,183	-0,240	-0,055	0,000
Quartil 1	0,012	0,170	0,159	0,057	0,013	-0,018	-0,045	-0,068	-0,090	-0,135	-0,258	-0,311	-0,137	-0,034
Extremo 2	0,000	0,002	-0,288	-0,396	-0,296	-0,382	-0,478	-0,409	-0,437	-0,517	-0,600	-0,533	-0,450	-0,357
Extremo 1	0,365	0,498	0,499	0,447	0,353	0,375	0,325	0,356	0,414	0,304	0,303	0,148	0,005	0,000
Quartil 3	0,077	0,374	0,282	0,138	0,068	0,039	0,023	0,005	-0,007	-0,026	-0,089	-0,147	-0,030	0,000

Fonte: O autor, baseado nos dados obtidos em (ONS, 2019a)

Tabela A.3 – Valores auxiliares das variações de potência horária para o desenvolvimento do diagrama de caixas da geração eólica ao longo do dia – parte 1

Variação de potência horária fotovoltaica [pu]													
Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	
Mediana	-0,010	-0,009	-0,007	-0,010	-0,015	-0,019	-0,025	-0,041	-0,054	-0,052	-0,041	-0,024	
Quartil 1	-0,031	-0,030	-0,024	-0,030	-0,039	-0,049	-0,058	-0,077	-0,090	-0,094	-0,084	-0,057	
Extremo 2	-0,165	-0,173	-0,143	-0,215	-0,151	-0,186	-0,173	-0,193	-0,204	-0,223	-0,195	-0,184	
Extremo 1	0,146	0,215	0,294	0,157	0,141	0,157	0,135	0,124	0,148	0,166	0,141	0,112	
Quartil 3	0,011	0,011	0,011	0,009	0,006	0,004	0,001	-0,012	-0,019	-0,014	-0,009	0,002	

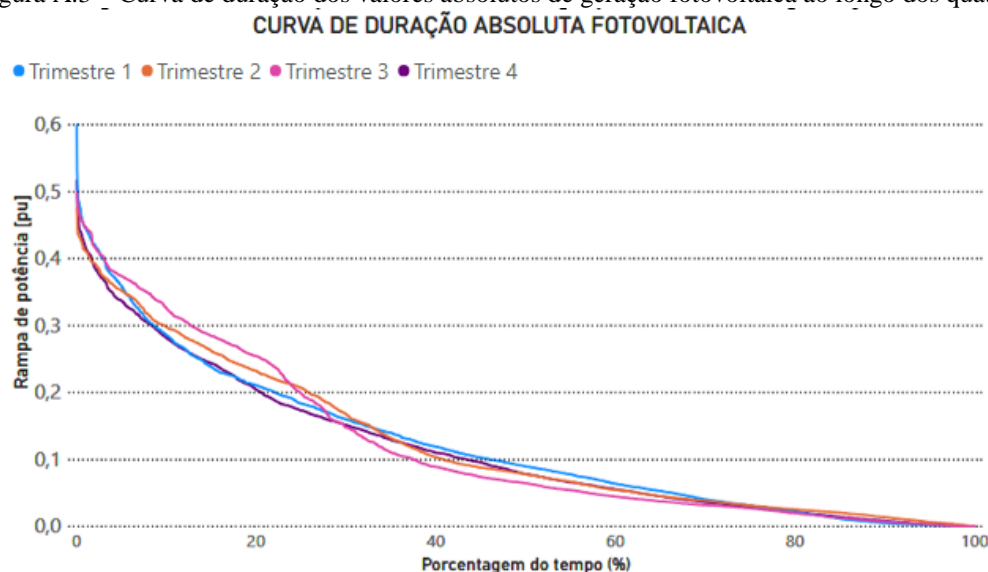
Fonte: O autor, baseado nos dados obtidos em (ONS, 2019a)

Tabela A.4 – Valores auxiliares das variações de potência horária para o desenvolvimento do diagrama de caixas da geração eólica ao longo do dia – parte 2

Variação de potência horária fotovoltaica [pu]												
Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
Mediana	-0,006	0,006	0,020	0,035	0,056	0,065	0,062	0,044	0,027	0,010	0,000	-0,008
Quartil 1	-0,031	-0,011	-0,003	0,004	0,016	0,024	0,025	0,011	-0,001	-0,013	-0,019	-0,028
Extremo 2	-0,137	-0,122	-0,135	-0,189	-0,218	-0,238	-0,128	-0,100	-0,157	-0,271	-0,262	-0,236
Extremo 1	0,133	0,232	0,326	0,238	0,247	0,301	0,256	0,259	0,331	0,272	0,183	0,176
Quartil 3	0,011	0,027	0,046	0,067	0,099	0,108	0,103	0,078	0,064	0,039	0,020	0,011

Fonte: O autor, baseado nos dados obtidos em (ONS, 2019a)

Figura A.3 – Curva de duração dos valores absolutos de geração fotovoltaica ao longo dos quatro trimestres



Fonte: O autor, baseado nos dados obtidos em (ONS, 2019a)

Figura A.4 – Curva de duração dos valores absolutos de geração eólica ao longo dos quatro trimestres

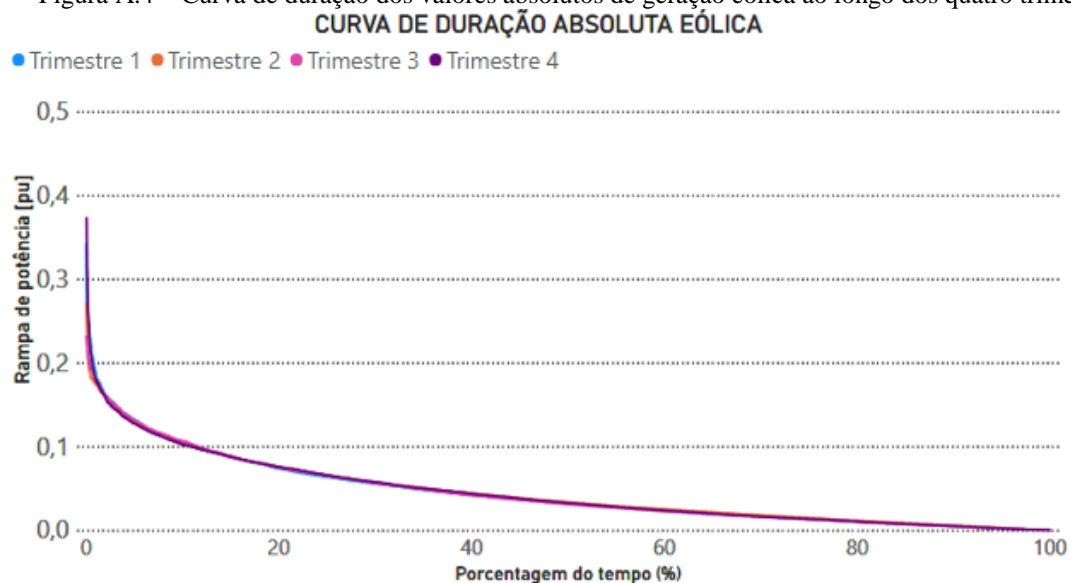


Figura A.5 – Diagrama de blocos das variações de potência horária ao longo do ano para geração fotovoltaica

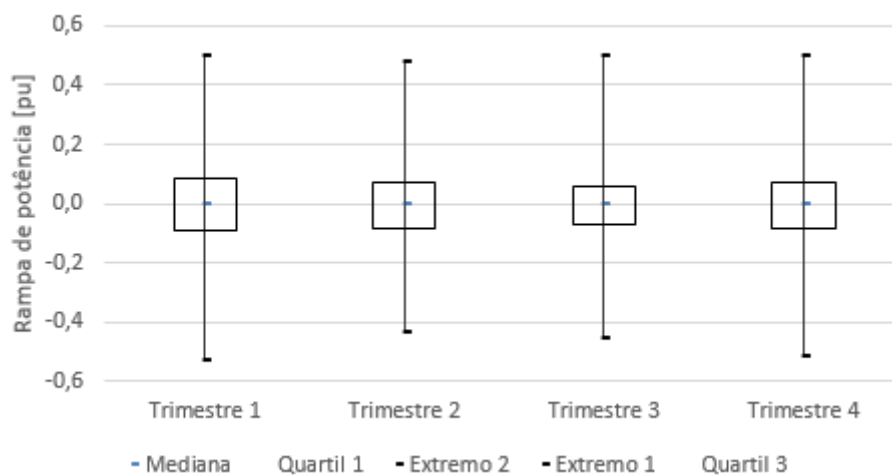


Tabela A.5 – Valores auxiliares das variações de potência horária para o desenvolvimento do diagrama de caixas da geração fotovoltaica ao longo do ano

Hora	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4
Mediana	-0,0016	-0,0061	-0,0018	-0,0003
Quartil 1	-0,0923	-0,0846	-0,0693	-0,0819
Extremo 2	-0,5331	-0,4369	-0,4583	-0,5166
Extremo 1	0,4981	0,4753	0,4984	0,4985
Quartil 3	0,0861	0,0713	0,0564	0,0746

Fonte: O autor, baseado nos dados obtidos em (ONS, 2019a)

Figura A.6 – Diagrama de blocos das variações de potência horária ao longo do ano para geração eólica

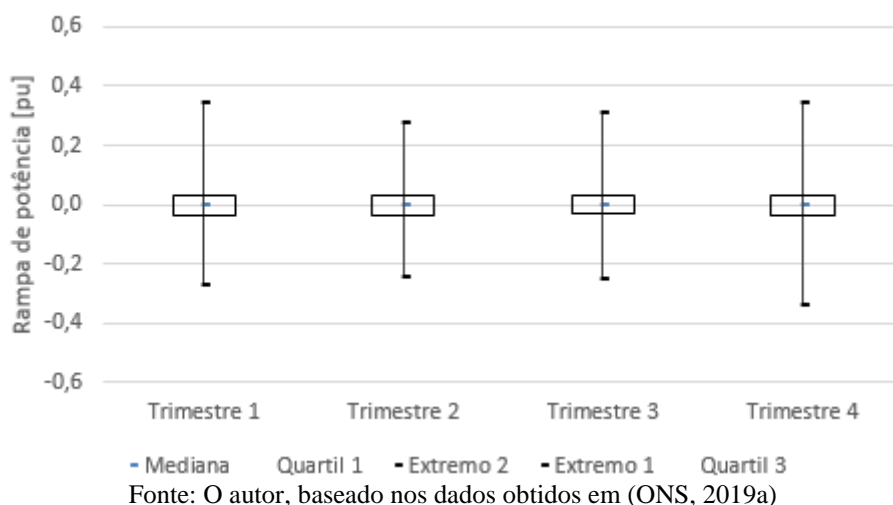


Tabela A.6 – Valores auxiliares das variações de potência horária para o desenvolvimento do diagrama de caixas da geração eólica ao longo do ano

Hora	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4
Mediana	-0,0019	-0,0035	-0,0023	-0,0028
Quartil 1	-0,0351	-0,0362	-0,0324	-0,0349
Extremo 2	-0,2744	-0,2475	-0,2548	-0,3415
Extremo 1	0,3415	0,2720	0,3075	0,3400
Quartil 3	0,0297	0,0302	0,0298	0,0306

Fonte: O autor, baseado nos dados obtidos em (ONS, 2019a)

Figura A.7 - Diagrama de caixas das variações horárias de potência totais das fontes renováveis em MW

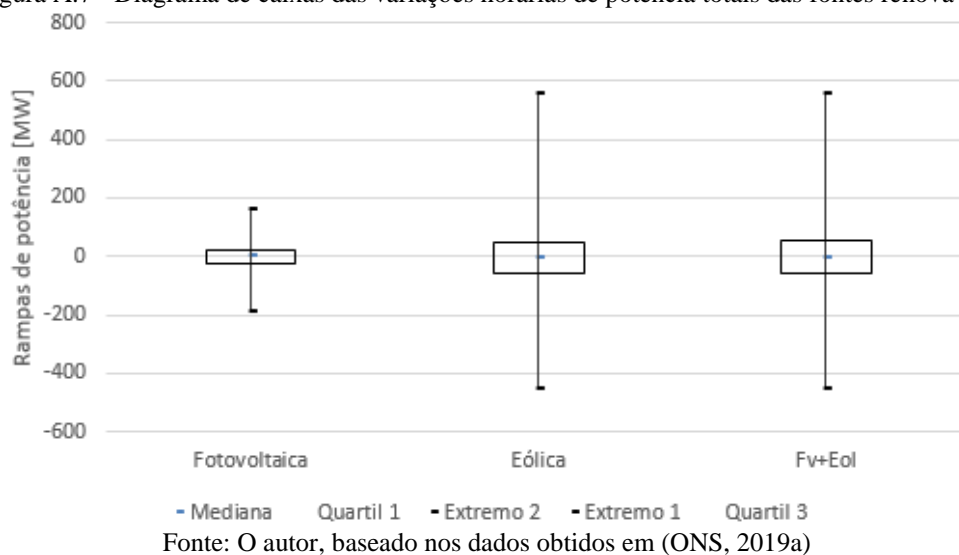


Tabela A.7 – Valores auxiliares das variações de potência horária para o desenvolvimento do diagrama de caixas da geração fotovoltaica ao longo do ano

Hora	Fotovoltaica	Eólica	Fv+Eol
Mediana	-0,165	-4,0715	-4,945
Quartil 1	-25,442	-55,913	-56,811
Extremo 2	-192,250	-455,991	-455,991
Extremo 1	159,603	556,887	556,887
Quartil 3	22,423	48,271	53,086

Fonte: O autor, baseado nos dados obtidos em (ONS, 2019a)