

CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA DE MINAS GERAIS
PPGEL – Programa de Pós- Graduação em Engenharia Elétrica

RAQUEL DE CAUX GUERRA

**CONTROLE DE FREQUÊNCIA EM REDES DE ENERGIA ELÉTRICA
COM ALTA PENETRAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS VARIÁVEIS
POR MEIO DE CORTES DE CARGA E GERAÇÃO E USO DE
BATERIAS.**

Belo Horizonte

2023

RAQUEL DE CAUX GUERRA

**CONTROLE DE FREQUÊNCIA EM REDES DE ENERGIA ELÉTRICA
COM ALTA PENETRAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS VARIÁVEIS
POR MEIO DE CORTES DE CARGA E GERAÇÃO E USO DE
BATERIAS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais como parte das exigências para obter o título de Mestre.

Orientadora:

Profa. Dra. Úrsula do Carmo Resende

Coorientador:

Prof. Dr. Raphael Paulo Braga Poubel

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Jorge Javier Gimenez Ledesma

Prof. Dr. Wesley Peres

Prof. Dr. Márcio Matias Afonso

G934c Guerra, Raquel de Caux
Controle de frequência em redes de energia elétrica com alta penetração de fontes renováveis variáveis por meio de cortes de carga e geração e uso de baterias / Raquel de Caux Guerra. – 2023.
67 f.: il., gráfs, tabs., fotos.

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Úrsula do Carmo Resende.

Coorientador: Raphael Paulo Braga Poubel.

Banca examinadora: Jorge Javier Gimenez Ledesma, Wesley Peres, Márcio Matias Afonso.

Dissertação (mestrado) – Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais.

1. Energia – Fontes alternativas – Teses. 2. Recursos naturais renováveis – Teses. 3. Sistemas de energia – Teses. 4. Controle automático – Teses. 5. Baterias elétricas – Teses. I. Resende, Úrsula do Carmo. II. Poubel, Raphael Paulo Braga. III. Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais. IV. Título.

CDD 621.3191



ATA DE DEFESA DE DISSERTAÇÃO Nº 12 / 2023 - PPGEL (11.52.08)

Nº do Protocolo: 23062.035026/2023-44

Belo Horizonte-MG, 12 de julho de 2023.

Raquel de Caux Guerra

"Controle de frequência em redes de energia elétrica com alta penetração de fontes renováveis variáveis por meio de cortes de carga e geração e uso de baterias."

Dissertação nº299 apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica ? Associação Ampla entre a Universidade Federal de São João Del-Rei e o Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais em 29 de Junho de 2023 como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, aprovada pela Banca Examinadora constituída pelos professores:

(Assinado digitalmente em 18/07/2023 10:57)
MARCIO MÁTIAS AFONSO
PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR
DEE (11.56.08)
Matricula: 1459994

(Assinado digitalmente em 12/07/2023 16:16)
RAPHAEL PAULO BRAGA POUBEL
PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO
DEE (11.56.08)
Matricula: 2893447

(Assinado digitalmente em 12/07/2023 14:02)
URSULA DO CARMO RESENDE
PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO
CGIP (11.52.11)
Matricula: 2343407

(Assinado digitalmente em 14/07/2023 22:14)
JORGE JAVIER GIMENEZ LEDESMA
ASSINANTE EXTERNO
CPF: ###.###.706-##

(Assinado digitalmente em 14/07/2023 21:12)
WESLEY PERES
ASSINANTE EXTERNO
CPF: ###.###.996-##

Visualize o documento original em <https://sig.cefetmg.br/public/documentos/index.jsp> informando seu número: **12**, ano: **2023**, tipo: **ATA DE DEFESA DE DISSERTAÇÃO**, data de emissão: **12/07/2023** e o código de verificação: **0e4c7dfd0b**

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Júnia e Quintiliano, por todo o apoio e por tudo que me proporcionaram ao longo da vida, sobretudo os esforços que fizeram para investir em minha educação. A minha família, em especial a minha avó Elza pelas sábias lições de vida sem nunca perder o bom humor.

Ao Artur por todo o companheirismo, carinho e incentivo nos momentos difíceis.

Aos professores que contribuíram com a minha trajetória acadêmica, especialmente a minha orientadora, Profa. Dra. Úrsula do Carmo Resende, e aos professores. Dr. Raphael Paulo Braga Poubel e Dr. Wesley Peres pela ajuda e colaboração no meu trabalho. Obrigada pelos esclarecimentos e sugestões tão atenciosos.

A todos os meus amigos que fizeram o período ser mais leve.

A todos aqueles que contribuíram, de alguma forma, para a realização deste trabalho.

RESUMO

Tradicionalmente, visando sobretudo o aproveitamento da economia de escala, no cenário mundial, os sistemas elétricos de potência (SEP) são marcados por geração centralizada, em que se verificam plantas de geração de elevadas capacidades, situadas longe dos centros de consumo. Contudo, em função de questões técnicas, ambientais, sociais e econômicas, nos últimos anos vem se observando mudanças de paradigma na arquitetura do setor elétrico caracterizada pela expansão do uso de fontes de energia eólica e fotovoltaica, consideradas fontes energéticas renováveis variáveis (FERV). A incorporação de FERV pode ocasionar muitos desafios técnicos, já que, devido à natureza flutuante dos recursos, o desbalanço entre geração e demanda se torna mais frequente e intenso, ensejando em problemas de estabilidade de frequência na rede de energia elétrica. Assim, tendo em vista a necessidade de operar um sistema elétrico de forma robusta e confiável e a crescente expansão de FERVs, este trabalho propõe uma metodologia para controle de frequência em sistemas elétricos com alta injeção de FERVs, utilizando-se de cortes ótimos de carga e geração e a integração de bateria na rede. Para tal, foi formulado um problema de otimização que contempla as particularidades dos geradores eólicos, as características de *droop* dos geradores despacháveis, bem como o acionamento de carregamento /descarregamento de uma bateria. Para a identificação ótima dos cortes optou-se por utilizar o algoritmo meta-heurístico Enxame de Partículas.

Palavras-chave: fontes energéticas renováveis variáveis; controle de frequência; controle *droop*; cortes de carga e geração; baterias.

ABSTRACT

Traditionally, aiming above all at taking advantage of economies of scale, on the world stage, electric power systems (EPS) are marked by centralized generation, in which there are high-capacity generation plants, located far from consumption centers. However, due to technical, environmental, social and respiratory issues, in recent years, paradigm shifts have been observed in the architecture of the electricity sector, characterized by the expansion of the use of wind and solar photovoltaic energy sources, variable renewable energy sources (VRES). The incorporation of VRES can cause many technical challenges, since, due to the fluctuating nature of the resources, the imbalance between generation and demand becomes more frequent and intense, rehearsing stability problems in the electric power grid. Thus, in view of the need to operate an electrical system in a robust and reliable manner and the growing number of VRES, this work proposes a methodology for frequency control in electrical systems with a high injection of VRES, using load and generation shedding and integration of battery into the network. For this purpose, an optimization problem was formulated that contemplates the particularities of wind generators, the droop characteristics of dispatchable generators, as well as the activation of charging/discharging a battery. For the optimal identification of the load and generation shedding, the meta-heuristic algorithm Particle Swarm was used.

Keywords: variable renewable energy sources; frequency control; droop control; load and generation shedding; batteries

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Característica P- δ entre máquinas síncronas	15
Figura 2 – Curva líquida de carga com a presença de fotovoltaicas	18
Figura 3 – Curva do pato considerando geração fotovoltaica e eólica	18
Figura 4 – Campos de análise para estudo de estabilidade de um SEP.....	20
Figura 5 – Variação da potência ativa em função da variação da frequência no controle <i>droop</i>	22
Figura 6 – Participação de cada unidade geradora para o alcance de um novo estado de equilíbrio.....	23
Figura 7 – Tecnologias para armazenamento de energia.	25
Figura 8 – Geração de uma usina eólica de acordo com a variação do vento.	28
Figura 9 – Série de ventos para o horizonte de estudo.	29
Figura 10 – Geração horária proporcionada pela série de ventos da Figura 9.	29
Figura 11 – Janela de operação do SoC.....	30
Figura 12 – Diagrama unifilar do sistema de 6 barras (Sistema teste 1).....	43
Figura 13 – Diagrama unifilar do Sistema <i>New England</i>	45
Figura 14 – Perfis de carga simulado	46
Figura 15 – Frequência horária e perfil de tensão para o perfil residencial no caso original (sem corte).....	46
Figura 16 – Frequência horária e perfil de tensão para o perfil industrial no caso original (sem corte).....	47
Figura 17 – Frequência média e tensões extremas para o perfil residencial com atuação do otimizador.....	48
Figura 18 – Perfil de geração eólica e de carga residencial por hora após a atuação do otimizador.....	50
Figura 19 – Frequência média e tensões extremas para o perfil industrial com atuação do otimizador.....	50
Figura 20 – Perfil de geração eólica e de carga industrial por hora após a atuação do otimizador.	51
Figura 21 – Diagrama unifilar da microrrede de 33 barras operando de forma ilhada	53
Figura 22 – Demanda energética considerada para um horizonte de 24 horas.	54

Figura 23 – Perfil de frequência e tensões mínimas e máximas para o caso base da microrrede de 33 barras isolada.	54
Figura 24 – Frequência média com atuação do otimizador do sistema de 33 barras isolado...	55
Figura 25 – Perfil da demanda após a realização de cortes.	56
Figura 26 – Perfil de frequência média e tensões mínimas e máximas para o caso com SAE integrada.	57
Figura 27 – Variação do SoC.	58
Figura 28 – Perfil da demanda após a realização de cortes para a incorporação de SAE.	59

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Constante <i>droop</i> para os geradores alocados no sistema de 6 barras para a base do sistema.	43
Tabela 2 – Resultado para o fluxo de potência do sistema de 6 barras.	43
Tabela 3 – Resultado para o fluxo de potência do sistema de 6 barras com distúrbio	44
Tabela 4 – Frequências originais, frequências médias, desvio padrão das frequências médias e respectivos horários para o perfil residencial.	48
Tabela 5 – Cortes médios de carga e de geração e respectivos desvios padrões alcançados para o perfil de carga residencial.....	49
Tabela 6 – Frequências originais, frequências médias, desvio padrão das frequências médias e respectivos horários para o perfil industrial.	51
Tabela 7 – Cortes médios de carga e de geração e respectivos desvios padrões para o perfil de carga industrial.	52
Tabela 8 – Frequências originais, frequências médias, desvio padrão das frequências médias e respectivos horários – Apenas corte	55
Tabela 9 – Cortes médios e desvio padrão – Caso apenas cortes.....	56
Tabela 10 – Frequências originais, frequências médias, desvio padrão das frequências médias e respectivos horários – Corte e SAEs integradas.	57
Tabela 11 – Detalhamento do SoC da bateria por hora.	58
Tabela 12 – Frequências originais, frequências médias, desvio padrão das frequências médias e respectivos horários para a incorporação de SAE.	59

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	Considerações iniciais.....	1
1.2	Objetivo do trabalho	4
1.3	Publicação decorrente	5
1.4	Estrutura da dissertação	5
2	FONTES DE GERAÇÃO RENOVAVEIS VARIÁVEIS	6
2.1	Considerações iniciais.....	6
2.2	Contexto	6
2.3	Características das FERVs.....	7
2.3.1	Variabilidade.....	7
2.3.2	Incertezas	9
2.3.3	Restrições de local para sua implantação.....	9
2.3.4	Modularidade	10
2.3.5	Não sincronismo	11
2.3.6	Baixo custo de curto prazo.....	12
2.4	Conclusão do Capítulo.....	12
3	ESTABILIDADE EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA.....	13
3.1	Considerações iniciais.....	13
3.2	Classificação dos tipos de estabilidade	14
3.2.1	Estabilidade angular.....	14
3.2.2	Estabilidade de tensão.....	15
3.2.3	Estabilidade de frequência	16
3.3	Hierarquia de controle de frequência do sistema elétrico	20
3.4	Controle tipo <i>droop</i> ou estatismo das máquinas.....	21
3.5	Incorporação de sistemas de armazenamento de energia	24
3.6	Conclusão do capítulo.....	25
4	MODELAGEM COMPUTACIONAL	27
4.1	Considerações iniciais.....	27
4.2	Tratamento da geração eólica	27
4.3	Tratamento da bateria	29
4.4	Fluxo de Potência.....	32
4.5	O problema de otimização para cortes de carga e geração	37
4.6	O problema de otimização para cortes de carga e geração e SAE integrado.....	38
4.7	Algoritmo Enxame de Partícula.....	39
4.8	Conclusão do capítulo.....	41
5	RESULTADOS	42

5.1	Considerações iniciais.....	42
5.2	Sistema teste 1	42
5.3	Sistema teste 2	44
5.4	Sistema teste 3	53
5.5	Conclusão do capítulo.....	60
6	CONCLUSÃO	61
6.1	Considerações iniciais.....	61
6.2	Sugestões para trabalhos futuros.....	62
	BIBLIOGRAFIA	63

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações iniciais

Tradicionalmente, visando sobretudo o aproveitamento da economia de escala, no cenário mundial, os sistemas elétricos de potência (SEP) são marcados por geração centralizada, em que se verificam plantas de geração de elevadas capacidades, situadas longe dos centros de consumo. Nessa concepção, geralmente são utilizadas as usinas hidrelétricas, as usinas nucleares e as usinas termelétricas, que empregam como combustível tanto o gás natural, quanto o carvão mineral.

Contudo, em função de questões técnicas, ambientais, sociais e econômicas, nos últimos anos vem se observando mudanças de paradigma na arquitetura do setor elétrico caracterizada pela expansão do uso de fontes de energia eólica e fotovoltaica, que, segundo EPE (2020), têm se mostrado economicamente competitivas frente as demais tecnologias candidatas a expansão. Trata-se de fontes de energia renovável variável (FERV), as quais dependem de recursos que variam na escala de tempo de segundo para dias, variando de acordo com as condições climáticas e meteorológicas do local de sua implantação (IEA, 2014).

Salienta-se que a incorporação de FERV pode ocasionar muitos desafios técnicos, que se não forem levados em consideração, podem ser extremamente danosos a operação do sistema, comprometendo sua robustez e segurança. Basicamente, para se verificar se um SEP está operando em condições normais, pode-se avaliar duas principais grandezas elétricas: (i) a tensão e (ii) a frequência.

Acerca da primeira grandeza cabe analisar tanto a sua forma de onda, que deve ser mais próxima da forma senoidal, quanto o seu módulo, que deve se encontrar dentro de limites aceitáveis (Kundur, et al., 2004).

Já em relação a frequência, a análise deve se pautar em manutenção desse parâmetro em limites aceitáveis para os quais a rede e os equipamentos acoplados a ela foram projetados para atuarem. Ressalta-se que normalmente a variação de frequência está associada a um desequilíbrio de geração e cargas, de modo que a estabilidade de frequência de um sistema pode ser configurada como capacidade desse sistema manter a frequência de operação em intervalo adequado mesmo após distúrbios na geração e na carga (Kundur P. , 1994).

Devido à natureza flutuante dos recursos renováveis variáveis, problemas de estabilidade de frequência na rede de energia elétrica tendem a se intensificar, já que o

desbalanço entre geração e demanda se torna mais frequente e intenso. Assim, tendo em vista a necessidade de operar um sistema elétrico de forma robusta e confiável e a crescente expansão de FERVs, o tema que esse trabalho aborda é a estabilidade de frequência em redes de energia elétrica com alta penetração desse tipo de geração.

Com o intuito de se alcançar a referida estabilidade, têm-se observado estudos relacionados à cortes, de modo que, de forma geral, pode dividi-los em três grupos: (i) estudos que propõem-se mitigar a sub frequência a partir de cortes de carga; (ii) estudos que visam atenuar a sobrefrequência a partir de cortes de geração e, por fim, (iii) estudos que intentam manter a frequência em intervalos desejáveis fazendo uso de cortes de carga e geração.

O primeiro grupo de estudos é bastante conhecido na literatura e com grande número de trabalhos publicados, de forma geral, tratam a instabilidade de frequência por meio de rejeição de carga. Em Rudez & Mihalic (2011) é apresentada uma proposta de se utilizar a derivada segunda da frequência como fonte de informação para uma previsão da trajetória da frequência e um corte de carga mais assertivo. Outro trabalho que procura estimar o desequilíbrio entre geração e carga foi proposto por da Silva & Assis (2018), utilizando-se de sistemas de medição fasorial para o monitoramento do estado dinâmico da rede, estimando o desequilíbrio entre a carga e a geração e, assim, adaptando o corte de carga.

Muitos trabalhos têm apresentado soluções para o corte de carga em redes com penetração de recursos renováveis variáveis, Das, Nitsas, Altin, Hansen, & Sorensen (2017), por exemplo, propõem um esquema de corte que utiliza relés direcionais, fluxo de energia através de alimentadores, vento e medições fotovoltaicas para selecionar os alimentadores a serem desconectados. Já em Spallarossa & del Rosso (2016), apresenta-se uma análise do impacto da integração de unidades de FERVs no projeto ótimo de um esquema de corte de carga decorrente de sub frequência. Em Liu *et al* (2022), é proposto uma estratégia ótima, baseada em intervalo de confiança, para permitir a participação de veículos elétricos no corte de carga, as incertezas da energia eólica e a aleatoriedade de comutação dos veículos elétricos são estimadas (Liu, et al., 2022).

Outro recurso que tem sido empregado é o uso de inteligência computacional, em Saboune, Ladjici, & Tiguercha (2021), é possível encontrar um esquema de rejeição de carga adaptativo descentralizado com base em lógica *fuzzy*. Já Lakra & Mohaney (2021) fazem uso de uma rede neural artificial (RNA) para a realização dos cortes de carga e assim, estabilização da frequência da rede. A RNA é treinada pelo método de *Levenberg-Marquardt*, com os desvios de potência e constantes das turbinas sendo os neurônios de entrada da RNA (Lakra & Mohaney, 2021).

O segundo grupo de trabalhos lida com a sobrefrequência e fazem uso de cortes de geração para adequar os requisitos técnicos da rede elétrica. apresentam um esquema de rejeição de geração para sistemas de potência com baixa inércia. Haque Shazon, Ahmed, & Nahid-Al-Masood (2020) apresentam conclusões interessante, incluindo que, no caso de geradores com constantes de inércias diferentes, os geradores de menores constantes devem ser cortados prioritariamente (Haque Shazon, Ahmed, & Nahid-Al-Masood, 2020). Já em Mele *et al* (2022) é apresentado uma metodologia para o projeto de esquemas de mitigação de sobrefrequência em sistemas de baixa inércia e alta penetração de energia renovável. A metodologia é aplicada para eventos de sobrefrequência significativos, como a perda de um elo de corrente-contínua.

Por fim, o último grupo de trabalho visa realizar, coordenadamente, cortes de carga e geração de modo a manter uma operação segura para a rede. Este tipo de estudo é mais escasso e, assim, uma lacuna interessante para pesquisadores. Em Yan, Wang, Yang, & Hui (2016), é proposto um esquema de controle colaborativo para melhorar a estabilidade de uma microrrede com fontes intermitentes de energia. Diferente de outros esquemas de controle cooperativo voltados principalmente para a regulação do lado da geração, o esquema operacional proposto utiliza todos os recursos controláveis na microrrede, incluindo FERVs, dispositivos de armazenamento e cargas controláveis (Yan, Wang, Yang, & Hui, 2016). Um esquema modificado de rastreamento de ponto de máxima potência é proposto para FERVs limitando a saída de potência quando a frequência ultrapassa o limite superior.

Outra tendência nos estudos da estabilidade de frequência para sistemas com alta penetração de FERVs é a integração com Sistema de Armazenamento de Energia (SAE), de modo que, seja fornecendo ou armazenando energia, garante-se o equilíbrio entre oferta e demanda no referido sistema de energia. Em Clamer & Costa (2020), foi proposto uma estratégia de controle baseada na monitoração dos desvios de frequência para determinar os instantes em que o controle em malha fechada do acionamento ou desativação do Sistema de Armazenamento de Energia (SAE). Observou-se a efetividade do SAE em reduzir as excursões de frequência, sobretudo para perturbações mais severas do sistema, como na simulação da desconexão de uma microrrede com a rede de média tensão, em que a ação do SAE ocorreu de forma efetiva (Clamer & Costa, 2020).

Observa-se ainda diversos trabalhos em que se utiliza SAEs para controle de microrredes, já que apresentam baixa inércia e geradores de pequenos portes, tornando-as mais susceptíveis a problemas de frequência. Em Aghamohammadi & Abdolahinia (2014), por exemplo, é otimizado o tamanho do SAE para o controle primário de frequência de uma microrrede, em que se considerou uma sobrecarga da SAE para atender ao controle primário de

frequência a curto prazo, permitindo a injeção ou absorção de potência de forma rápida para a restauração do equilíbrio carga-geração. Verificou-se que o uso do SAE sobrecarregado permitiu a redução considerável de seu tamanho (Aghamohammadi & Abdolahinia, 2014).

Acrescenta-se que também é bastante comum o uso de abordagens estocásticas para a análise de SAE como ferramenta para manutenção da frequência, como é o caso de Ortega & Milano (2018), em que se modela o SAE como um conjunto de equações diferenciais e analisa de forma aleatória os locais potenciais de falhas que resultam em ilhamento para definição da incorporação do SAE a rede.

Isto posto, o estudo do trabalho é relevante por buscar integrar estratégias de controle de frequência para redes que apresentam alta penetração de fontes renováveis variáveis, atuando tanto em esquemas ótimos de rejeição de geração e carga, quanto no uso de SAE de maneira coordenada.

Assim, o problema que se busca responder com esse trabalho é: de que forma pode-se manter um sistema elétrico de potência operando de forma robusta, dentro de uma faixa de frequência aceitável, afetando o mínimo possível os consumidores bem como desperdiçando o mínimo possível de FERVs em um dado momento?

A hipótese trabalhada é que, além de traçar estratégias de otimização que garantem o mínimo corte de carga e geração, a instalação de baterias tende a contribuir com a regulação entre carga e geração, consumindo potência do sistema, ao ser carregada, ou injetando potência na rede, ao sofrer uma descarga, reduzindo cortes, tanto de carga de consumidores, como a retirada de unidade de FERVs do sistema.

1.2 Objetivo do trabalho

O objetivo geral desse trabalho é desenvolver uma metodologia para controle de frequência em sistemas elétricos com alta injeção de FERVs, utilizando-se de cortes de carga e geração ótimo e a integração de SAEs na rede. Ainda, elenca-se os seguintes objetivos específicos:

- a) Propor um fluxo de potência em que se permita calcular a frequência do sistema considerando curvas de cargas, industrial e residencial, e curva geração, bem como distúrbios.
- b) Desenvolver uma diretriz de corte de carga ou de FERVs, a depender da frequência da rede
- c) Quantificar a contribuição dos Sistemas de Armazenamento de Energia na estabilidade de frequência de um sistema elétrico de distribuição.

1.3 Publicação decorrente

Guerra, R. de C., Poubel, R. P. B., & Peres, W. (2023). Controle de frequência em redes de energia elétrica com alta penetração de renováveis por meio de cortes de carga e geração. *Brazilian Journal of Development*, 9(3), 11084–11104. <https://doi.org/10.34117/bjdv9n3-145>

1.4 Estrutura da dissertação

Para alcance dos objetivos supracitados, este trabalho será estruturado em 6 capítulos, considerando-se este primeiro de caráter introdutória. No segundo capítulo, abordam-se os aspectos gerais da FERVs, incluindo uma discussão acerca do contexto de sua expansão, bem como uma análise de suas características sob o ponto de vista técnico relacionado a sua integração no SEP. O terceiro capítulo apresenta os problemas de estabilidade no SEP, tanto de maneira genérica, quanto em um contexto de alta penetração de FERVs, sendo enfatizada a estabilidade relacionada à frequência. Nesse capítulo também é apresentada a teoria de controle *droop* para os geradores síncronos e a importância de incorporação de SAE na contribuição da aludida estabilidade. O quarto capítulo é destinada as tratativas das questões envolvidas na metodologia propostas, em que serão analisadas as considerações das variáveis do problema, explicando como foi modelada a FERVs e o SAE incorporados ao sistema, além de se apresentar as diretrizes das ferramentas elaboradas para se solucionar o fluxo de potência incorporado com o controle *droop*, bem como para o problema de otimização. Já no quinto capítulo são apresentados os resultados obtidos com a metodologia proposta. Finalmente, o sexto capítulo dispõe sobre as considerações finais do trabalho.

2 FONTES DE GERAÇÃO RENOVÁVEIS VARIÁVEIS

2.1 Considerações iniciais

Esse capítulo se destina à revisão bibliográfica dos conceitos que envolvem o termo FERVs e as implicações na sua inserção nas redes elétricas convencionais. Inicia-se com uma discussão acerca do contexto da expansão desse tipo geração sob aspectos socioambientais e técnicos. Além disso, são apresentadas as principais características das FERVs, analisando os impactos e desafios pertinentes ao se integrar no sistema elétrico.

2.2 Contexto

Tradicionalmente, visando sobretudo o aproveitamento da economia de escala, no cenário mundial, os sistemas elétricos de potência (SEP) são marcados por geração centralizada, em que se verificam plantas de geração de elevadas capacidades, situadas longe dos centros de consumo. Nessa concepção, geralmente são utilizadas as usinas termelétricas, que empregam como combustível tanto o gás natural, quanto o carvão mineral, as usinas hidrelétricas e as usinas nucleares.

Ocorre que em função da crescente preocupação com a questão ambiental mundial, nomeadamente relacionadas as mudanças climáticas, que levam os países a adotar práticas sustentáveis e a reduzir as emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE), há uma crescente preocupação em substituir as matrizes energéticas que utilizam de fontes não renováveis, como os combustíveis fósseis, por fontes renováveis, que utilizam de recursos abundantes e que possuem um ciclo de renovação em escala de tempo humana (EPE, 2014).

Em que se pese as usinas hidrelétricas serem fontes renováveis, verifica-se que há impactos socioambientais significativos associados a tais gerações, especialmente as de grande porte. Dentre os impactos ambientais, na implementação de uma usina hidrelétrica, destacam-se a alteração de rios, a perda de habitats naturais e a redução de biodiversidade. Já sob os aspectos sociais, a inundação de áreas extensas pode afetar as comunidades locais, levando o deslocamento de pessoas, resultando em perdas de terras e de recursos naturais. A situação se agrava ao atingir terras tradicionalmente ocupadas pelos povos originários e por quilombolas, visto que, para eles, o território está diretamente ligado à sua cultura, tradição e forma de sobrevivência (EPE, 2020).

Ademais, por envolver grandes obras e de alta complexidade, as grandes centrais elétricas apresentam um alto custo para sua construção, bem como um elevado prazo para entrada de operação, o que pode representar um entrave face a crescente demanda energética (EPE, 2020).

Contudo, ressalta-se que as grandes centrais elétricas ainda são uma importante fonte de energia, especialmente para garantir o consumo de larga escala e garantir a segurança de operação do SEP.

Ocorre que em função de questões técnicas, ambientais, sociais e econômicas, nos últimos anos vem se observando mudanças de paradigma na arquitetura do setor elétrico, caracterizada pela expansão do uso de fontes de energia eólicas e solar fotovoltaicas, que, segundo EPE (2020), vêm se mostrando economicamente competitivas frente as demais tecnologias candidatas a expansão. Trata-se de fontes de energia renovável variável (FERV), as quais dependem de recursos que flutuam na escala de tempo de segundo para dias, variando de acordo com as condições climáticas e meteorológicas do local de sua implantação (IEA, 2009).

Tendo em vista a relevância dessas fontes nas matrizes elétricas, a próxima seção irá abordar as características das FERVs, com o sentido de investigar as questões técnicas pertinentes à integração dessas fontes de geração no sistema elétrico. Impende destacar que, ainda que se pode elencar outros tipos de recursos renováveis variáveis, como o movimento das ondas ou o calor do subsolo terrestre, a análise subsequente irá focar nos aspectos da geração solar e eólica, justamente por apresentarem maior competitividade.

2.3 Características das FERVs

Em IEA (2014) são elencadas 6 características relevantes das FERVs que afetam os investimentos nessas tecnologias, bem como a operação e a conseqüente integração ao sistema elétrico, sendo elas: variabilidade, incerteza, locais de implantação restrito, modularidade, não sincronismo e baixo custo de operação a curto prazo. A seguir, tem-se o detalhamento das características supramencionadas, perpassando sob uma análise do ponto de vista técnico.

2.3.1 Variabilidade

A variabilidade das FERVs, sobretudo da geração eólica e solar, está fortemente vinculada as variações do clima. Verifica-se que a variabilidade de uma FERVs pode ocorrer

em diferentes aspectos de escala de tempo, seja de minuto a minuto, quer relacionadas a mudanças sazonais ou ainda entre anos, como, por exemplo, um ano mais chuvoso.

Em IEA (2014), pondera-se que, embora seja muitas vezes utilizado a expressão intermitência para descrever a variabilidade das FERVs, o uso do termo pode ser muitas vezes impreciso, já que nem sempre a geração é completamente interrompida, sendo mais adequado, portanto, o termo “variável” para descrever a natureza flutuante desse tipo de geração.

A variabilidade está intrinsecamente relacionada ao tipo de recurso energético empregado. Por exemplo, a variabilidade da geração eólica apresenta características bem distintas das características da geração solar. A variabilidade da geração solar é impulsionada principalmente pelo ciclo solar (relacionados aos períodos diurnos e as estações do ano), assim como influenciadas pelas condições climáticas (presença de nuvens, neve, neblina etc.). Ao passo que a variabilidade da geração eólica está correlacionada ao comportamento mais estocástico da velocidade dos ventos, que podem flutuar rapidamente devido a fatores meteorológicos como variações na pressão atmosférica, temperatura, umidade e topografia do terreno (IEA, 2014).

Para avaliar os impactos da variabilidade na rede, deve-se valer sob os aspectos temporais de curto e longo prazo. A curto prazo, tem-se a preocupação relacionada ao equilíbrio de carga e geração, o que em IEA (2014) é denominado efeito de equilíbrio (do inglês *balancing effect*), o qual pode afetar a estabilidade da rede elétrica. Sob o viés ao longo prazo, a variabilidade das fontes renováveis pode afetar a viabilidade econômica da rede elétrica, categorizado em IEA (2014) como efeito de utilização (do inglês *utilisation effect*). Se a geração proveniente das FERVs não for estável o suficiente, pode ser necessário manter outras fontes de geração em funcionamento para garantir que haja energia suficiente para atender à demanda de energia, podendo acarretar custos elevados de energia, sobretudo se for considerado o uso de usinas de energia fóssil ou nuclear.

Assim, de modo geral, o efeito de equilíbrio requer que o SEP opere de forma flexível, acionando ou cortando geração que apresente curto prazo de resposta, à medida que o efeito de utilização impõe uma integração eficiente entre as fontes de geração do SEP, ainda que implique uma redução da capacidade de geração das FERVs.

Como forma de atenuação dos impactos das variabilidades, têm-se a dispersão geografia das FERVs, bem como a integração de diferentes fontes de energia. A primeira estratégia consiste em espalhar as fontes de geração de energia renovável em diferentes locais geográficos. Isso ajuda a reduzir a variabilidade da geração de energia em um único local, uma vez que as flutuações na produção de energia em um local podem ser compensadas pela produção em

outros locais. Já a combinação de diferentes fontes de FERVs pode ajudar a equilibrar a oferta e demanda de energia ao longo do tempo. Por exemplo, é o caso da combinação de geração solar e eólica em regiões que a geração eólica é mais significativa durante a noite, compensando a ausência de geração solar nesse período, proporcionando um fornecimento de energia mais estável e confiável.

2.3.2 Incertezas

A incerteza é uma característica que não está relacionada diretamente as FERVs, mas vinculada à precisão de prever os recursos energéticos disponíveis, que impactam diretamente na capacidade de geração da FERVs, afetando a operação e o planejamento do sistema elétrico (IEA, 2014).

Tradicionalmente um SEP mantém reservas disponíveis para fornecer energia elétrica no caso de um inesperado evento, como falhas ou até mesmo uma demanda atípica. Ocorre que a imprevisibilidade dos recursos renováveis variáveis pode criar desafios para os operadores do sistema elétrico, que precisam garantir que haja energia suficiente para atender à demanda em todos os momentos. Isso pode requerer mais reservas energéticas para equilibrar a oferta e a demanda de energia em tempo real.

No caso da geração eólica e da geração solar, por exemplo, não é possível prever totalmente, respectivamente, a velocidade do vento e a irradiação solar, fatores que, como já mencionado, estão relacionados as condições meteorológicas. A acurácia da previsão meteorológica é influenciada por diversos fatores, entre eles: a precisão dos dados meteorológicos, a qualidade dos modelos de previsão, a experiência dos meteorologistas e o tempo de antecedência da previsão. Esse último fator, consoante estudos elencados em IEA (2014), é de suma importância na precisão da previsão meteorológica, sendo observado que previsões para uma hora são aproximadamente três vezes mais precisas do que as previsões para o dia seguinte (IEA, 2014). Ou seja, quanto mais tempo no futuro a previsão meteorológica é feita, menos acurada ela se torna.

Dessa forma, o referido estudo sugere que se calcule a reserva energética necessária de maneira dinâmica, baseada em previsões com baixo tempo de antecedência, como de um dia para outro, diminuindo as incertezas da geração provenientes de FERVs e evitando, por conseguinte, a alocação de reservas desnecessárias (IEA, 2014).

2.3.3 Restrições de local para sua implantação

Assim como ocorre com os combustíveis fósseis, os recursos renováveis variáveis não estão distribuídos geograficamente de maneira uniforme. Contudo, os combustíveis fósseis, como o carvão, podem ser transportados para o ponto de interesse, ao contrário do que ocorre com o vento e com a irradiação solar, por exemplo.

Além disso, muitos locais que apresentam alto potencial de FERVs podem não coincidir com áreas de alta demanda. É o caso do sertão do Piauí, no Brasil, que, apesar de apresentar um grande potencial eólico, devido ao clima semiárido, com baixa umidade do ar e alta incidência solar, há a formação de ventos fortes e constantes, mas, em contrapartida, apresenta baixo consumo energético em decorrência da baixa densidade demográfica, relacionada ao clima e as secas frequentes e prolongadas da região (Bezerra, Bernardo, Ximenes, & Valente Junior, 2015).

Dessa forma, pode ser necessária a implantação de redes de transmissão para a integração entre as regiões que apresentam elevado potencial de geração por FERVs e locais com alta demanda energética. Todavia, o custo de implantação de uma infraestrutura de transmissão, principalmente interligando regiões distantes, podem ser bastante elevados, inclusive a ponto de se inviabilizar a referida conexão (IEA, 2014).

2.3.4 Modularidade

As usinas com FERVs podem ser construídas em uma ampla gama de tamanhos, podendo apresentar baixa capacidade de geração, quando se usa apenas um único aerogerador ou poucos painéis solares, ou ainda apresentar alta capacidade de geração, quando combinando uma quantidade significativa de aerogeradores ou painéis solares.

Devido a essa característica modular, verifica-se que nos últimos anos vem se observando mudanças de paradigma na arquitetura do setor elétrico, caracterizada pela expansão de unidades menores conectadas diretamente à rede de distribuição de baixa tensão ou próximo ao medidor do consumidor (Bhadoria, Singh, & Shrivastava, 2013). Esse tipo de geração de energia próximo aos consumidores e de baixa capacidade é denominado de geração distribuída (GD). Assim, as redes de distribuição, que antes apresentavam um comportamento passivo, marcado por um fluxo unidirecional, passam a ter uma topologia ativa, com fluxo bidirecional proveniente das GDs.

Citam-se, de maneira não exaustiva, como benefícios proporcionados pela integração da GDs nas redes de distribuições o aumento da confiabilidade do sistema ao se diversificar as fontes de geração; a redução do impacto ambiental ao se fazer uso de fontes renováveis; a

facilidade de instalação e a redução de custos e de tempo para se instalar plantas de menores portes, proporcionando empreendimentos relacionados à geração e à transmissão menos complexos, o uso das GDs em serviços auxiliares e o suprimento de uma demanda de energia em acessos isolados (L'Abbate, Fulli, Starr, & Peteves, 2008), (Khetrapal, 2020).

Em que se pese os aspectos positivos supracitados da incorporação de GDs no sistema, salienta-se que sua presença pode ocasionar muitos desafios técnicos, que se não forem levados em consideração, podem ser extremamente danosos a operação do sistema, comprometendo sua robustez e segurança, de tal sorte que devem ser avaliadas a capacidade bem como o local de integração das GDs.

2.3.5 Não sincronismo

Nos sistemas elétricos tradicionais geralmente são empregadas máquinas rotativas, como usinas termelétricas a gás ou carvão ou ainda hidrelétricas. Essas máquinas operam de maneira sincronizadas, estabelecendo um acoplamento eletromecânico com a rede, de tal forma que, no caso de um descompasso entre geração e demanda, todas as máquinas acopladas na rede apresentam alteração da velocidade de rotação quer para gerar mais energia demandada, quer para reduzir a potência entregue a rede, a depender da origem do desbalanceamento mencionado (La Gatta P. O., 2012). Esses geradores síncronos têm uma inércia mecânica que é transferida para a rede elétrica, de modo que quanto maior a inércia de uma rede elétrica, maior será sua capacidade de absorver choques ou perturbações sem afetar a estabilidade da rede elétrica.

As FERVs, em decorrência da variabilidade da disponibilidade dos recursos energéticos, não apresentam o aludido sincronismo. As turbinas eólicas, por exemplo, são projetadas para operar em velocidades de vento específicas, o que significa que a velocidade de rotação da turbina varia conforme a velocidade do vento e não com a demanda energética requerida.

A referida ausência de sincronismo impede que as FERVs sejam interligadas diretamente a rede, sendo necessários sistemas eletrônicos de potência, como inversores, que convertem a energia gerada por essas fontes renováveis em energia elétrica de frequência fixa e em fase com a rede elétrica (IEA, 2014).

Em decorrência da ausência desse acoplamento direto com a rede, os geradores eólicos têm massa rotativa limitada, enquanto a geração solar, por sua vez, não apresenta nenhuma

massa rotativa, reduzindo a inércia do sistema elétrico, e, por conseguinte, dificultando o balanço entre carga e geração e a consequente estabilidade do sistema.

2.3.6 Baixo custo de curto prazo

Conforme ressaltado em IEA (2014), essa característica não está relacionada as questões técnicas, mas tem uma importante influencia na expansão das FERVs.

O baixo custo em curto prazo está relacionado ao fato de que, uma vez implantada a estrutura de geração com FERVs, o custo da geração é praticamente nulo, de modo que esse tipo de geração pode ter uma prioridade no despacho em comparação com as tecnologias que apresentam um custo de geração mais elevado, como as que utilizam carvão e gás como combustível.

Contudo, essa prioridade também irá depender da integração com outros tipos de geração, de modo que esses outros tipos de geração deverão apresentar uma capacidade de prover energia rapidamente e a um preço baixo no caso da variabilidade de penetração das FERVs, como na consequente queda de geração eólica quando há redução da velocidade do vento.

Assim, para se tornar prioritária e apresentar um custo baixo a médio e longo prazo, deve-se apresentar uma boa integração com as demais fontes de geração acopladas no sistema, como é o caso da matriz brasileira, em que as hidroelétricas e seus grandes reservatórios são capazes de suprir rapidamente e a baixo custo uma queda abrupta de geração proveniente de FERVs (IEA, 2014).

Tais fatos, somado a redução dos custos de implantação de uma usina solar e de usina eólica que se vem observando, torna-se vantajosa a integração dessas fontes de geração no sistema elétrico brasileiro (EPE, 2020).

2.4 Conclusão do Capítulo

Este capítulo apresentou um panorama geral das FERVs, discutindo os aspectos socioambientais para sua expansão no SEP.

Além disso, foram apresentadas as principais características desse tipo de geração variável, bem como as questões técnicas envolvendo a integração no sistema tradicional.

Já o próximo capítulo aprofundará a estabilidade do SEP, pautando-se pelos aspectos gerais, bem como focando no contexto de integração de FERVs.

3 ESTABILIDADE EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

3.1 Considerações iniciais

Os SEPs são sistemas que apresentam características não lineares e alto dinamismo, em que carga, geração e outros importantes parâmetros mudam constantemente. Além disso, também estão sujeitos a severos defeitos e perturbações, como curto-circuito, rompimento de linhas de transmissão, descargas atmosféricas e oscilações abruptas de cargas. Portanto, devem apresentar capacidade de se ajustar perante mudanças de condições para operar de maneira satisfatória, atendendo a demanda requerida pelos diversos consumidores.

Nesse sentido, Kundur *et al* (2004) define a estabilidade do sistema como “capacidade do sistema elétrico de potência, para uma dada condição inicial de operação, de recuperar um estado operacional de equilíbrio após ter sido submetido a um distúrbio físico, mantendo a maioria das variáveis do sistema dentro de uma faixa aceitável, de maneira que praticamente todo o sistema permaneça intacto. (Kundur, et al., 2004)”

Assim, se um SEP é considerável estável, entende-se que um novo estado de equilíbrio, provocado por algum distúrbio, é alcançado e preservada a integridade do sistema, com, praticamente, todas as cargas e unidades geradoras conectadas à rede, ao passo que, em um sistema instável não é observada a referida integridade, ocorrendo desconexão de significativas unidades geradoras ou corte de fornecimento de energia às cargas.

De modo geral, a estabilidade está relacionada tanto com as condições iniciais de operação de um sistema, quanto com as características das perturbações que esse é submetido. Dessa forma, para elaborar estratégias de aperfeiçoamento da estabilidade, devem ser consideradas a natureza física da perturbação a qual a rede foi sujeitada; bem como o tamanho e o tempo de duração dessa perturbação (Silva, 2020).

Basicamente, ao se examinar as condições de operação de um SEP, pode-se avaliar duas principais grandezas elétricas: a tensão e a frequência, analisando se o módulo de tais parâmetros se encontram dentro de limites aceitáveis (Kundur, et al., 2004). Ademais, acerca da tensão, deve-se atentar para a sua forma de onda, que deve ser mais próxima da forma senoidal.

Este capítulo abordará as questões envolvendo o problema da estabilidade, apresentando uma breve revisão teórica acerca dos tipos de estabilidade. Considerando que este trabalho tem como foco o estudo da frequência, serão também apresentados os tipos de controles para regular

tal parâmetro seguindo um critério hierárquico conforme a severidade da desregulação da frequência. Será ainda apresentada a teoria de controle a qual a estratégia desenvolvida neste trabalho se baseia. Por fim, será discutida a contribuição dos SAEs no alcance da estabilidade do SEP.

3.2 Classificação dos tipos de estabilidade

Embora o problema de estabilidade é essencialmente um problema singular, Kundur *et al* (2004) defendem que, com o intuito de identificar os aspectos relevantes que levam a instabilidade, é conveniente classificar em estabilidade angular, estabilidade de tensão e estabilidade de frequência, as quais serão detalhadas a seguir.

3.2.1 Estabilidade angular

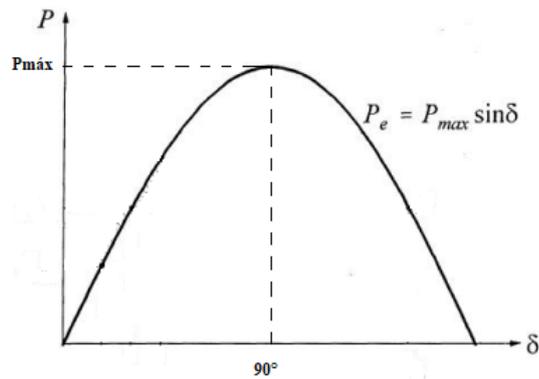
A estabilidade angular alude a capacidade dos geradores síncronos permanecerem em sincronismos após alguma perturbação.

É cediço que o sincronismo é garantido se o torque eletromecânico é igual e oposto ao torque mecânico fornecido pelo motor principal (Hatzargyriou, et al., 2021). Em uma situação de equilíbrio, os geradores apresentam velocidade constante. Quando ocorre um distúrbio e, por exemplo, há aceleração do rotor de um dos geradores, verifica que a posição angular dessa máquina irá avançar em comparação com as demais.

Considerando que duas máquinas síncronas interligadas, com reatância entre elas de X_T , cada uma com tensão E_{G1} e E_{G2} e com uma diferença angular δ entre o rotor e estator em um desses geradores, a transferência de potência elétrica entre essas duas máquinas síncronas pode ser dada pela Equação (3.1), representando a característica P- δ entre máquinas síncronas consoante a curva da Figura 1.

$$P = \frac{E_{G1}E_{G2}}{X_T} \text{sen}(\delta) \quad (3.1)$$

Assim, a diferença angular promovida pela aceleração de um gerador, é, até um certo ponto, responsável por transferir parte da potência das máquinas lentas para a máquina que teve aumento de velocidade, tendendo a reduzir a diferença entre as velocidades dos rotores entre os geradores e, por conseguinte, o desvio angular entre eles.

Figura 1 – Característica P- δ entre máquinas síncronas

Fonte: Adaptado de (Kundur P. , 1994)

No entanto, nota-se que a relação potência-ângulo é não linear, de forma que, se esse desvio angular for superior a 90° , há uma redução na transferência de potência, contribuindo, dessa vez, para crescer a diferença entre as velocidades dos rotores e, conseqüentemente, no aumento desse desvio angular entre os geradores conectados no sistema. Se o sistema não for capaz de absorver a energia cinética da diferença entre as velocidades dos rotores, caracteriza-se a instabilidade do sistema (Kundur, et al., 2004).

Em Kundur *et al* (2004), defende-se que o estudo da estabilidade angular do rotor deve ainda ser subdividido em estabilidade à pequenos sinais e a estabilidade transitória, de modo que, em linhas gerais, na análise da primeira, justamente por se referir a uma perturbação pequena, permite-se a linearização das equações que regem o sistema, enquanto na última, devido a grandes excursões angulares dos geradores, a relação não-linear entre potência e ângulo é relevante (Khetrapal, 2020). Salienta-se que ambos os eventos se correlacionam à fenômenos de curto prazo.

3.2.2 Estabilidade de tensão

Refere-se à capacidade do sistema em manter tensões dentro de uma faixa aceitável em todas as barras após serem submetidas a uma perturbação. A instabilidade de tensão pode resultar em uma queda ou aumento progressivo de tensão em algum barramento, sendo aquele mais comum do que esse último. O fenômeno está relacionado a capacidade tanto do sistema de distribuição, quanto do sistema de transmissão em fornecer a potência requerida pela rede, de modo que a capacidade de transmissão de energia e, por conseguinte, a capacidade suporte de tensão à rede é limitada pelo fluxo de potência ativa e reativa que ocorre nas reatâncias indutivas da rede transmissão (Kundur, et al., 2004) (Hatzigiorgiou, et al., 2021).

A instabilidade de tensão pode ocorrer quando uma determinada perturbação demandar energia reativa além da capacidade que os recursos provedores de potência reativa disponíveis possam fornecer. Uma possível consequência da instabilidade de tensão é a contingência de carga em uma determinada área ou ainda o acionamento de proteção de linhas de transmissão, promovendo um efeito cascata de interrupções. Pode, ainda, ser verificada perda de sincronismo em alguns geradores em decorrência da instabilidade de tensão (Hatziaargyriou, et al., 2021).

Para a compreensão do fenômeno, também é útil subdividi-lo, sendo proposto em Kundur *et al* (2004) a categorização em estabilidade de tensão de grande perturbação e de pequena perturbação. A primeira está relacionada a manutenção à estabilidade de tensão após grandes distúrbios como falhas no sistema, perda de geração ou contingências de cargas, sendo a manutenção da aludida estabilidade determinada pelas características do sistema e das cargas e pela interação entre o controle e proteção da rede, e requerem, em sua análise, um período suficiente para capturar o desempenho das interações dos dispositivos da rede de resposta lenta, como motores, comutadores e transformadores. Já a estabilidade de tensão sob o ponto de vista de pequenas perturbações está associada à mudança de cargas incrementais na demanda do sistema.

Além da análise sob o aspecto da grandeza do distúrbio, para a estabilidade de tensão também é necessário o exame considerando o período de duração, segregando-a em longa duração ou em curto prazo (Kundur, et al., 2004).

A análise da estabilidade de tensão de curta duração envolve a investigação da dinâmica de componentes de rápida atuação, como motores de indução, controladores eletrônicos de carga e inversores de corrente contínua em alta tensão (do inglês *high-voltage direct current* – HVDC). Para essa categoria, a modelagem das cargas dinâmicas é essencial, sendo a principal preocupação as faltas de curto-circuito ocorridas próximo as cargas.

Já análise da estabilidade de tensão de longa duração, partem para verificação de equipamentos de resposta mais lenta, a exemplo dos transformadores com comutação de tap, controladores termostáticos de carga e limitadores de corrente de geradores (Kundur, et al., 2004). A instabilidade de tensão em longa duração geralmente não está vinculada a uma falta e, sim, a interrupção de transmissão ou de equipamento para corrigir uma falha, de modo que esse tipo de instabilidade promove uma progressiva redução de tensão nos barramentos da rede (Kundur, et al., 2004) (Hatziaargyriou, et al., 2021).

3.2.3 Estabilidade de frequência

Conforme Kundur *et al* (2004), a estabilidade de frequência está correlacionada a capacidade do sistema operar dentro de padrões considerados aceitáveis após um significativo desequilíbrio entre geração e consumo.

De modo geral, no caso das máquinas síncronas, a frequência elétrica de um gerador é proporcional à velocidade de rotação de seu rotor. Dessa forma, quando ocorre um aumento na demanda, a velocidade do rotor diminui para supri-la, e, conseqüente, a frequência também reduz. De maneira análoga, ocorre aumento de velocidade angular do rotor e da frequência da rede quando a demanda sofre uma redução. Ou seja, para os sistemas tradicionais, as massas rotativas dos geradores síncronos absorvem ou injetam energia cinética frente a perturbações, tendendo a manter em equilíbrio as cargas e gerações envolvidas. Portanto, os sistemas tradicionais, devido a essa tendência em permanecer operando de forma estável após uma perturbação, apresentam inércia elevada.

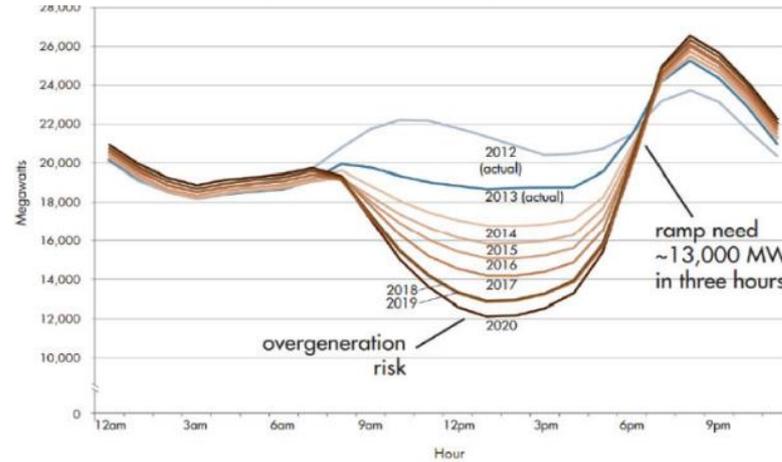
Devido as características das FERVs, em especial a variabilidade, a imprecisão e o não sincronismo com a rede, que promove a redução da inércia do SEP, a estabilidade de frequência ganha importância na discussão acerca da integração dessas unidades de geração à rede.

Com o intuito de avaliar a relação entre as FERVs e o consumo, em 2013, o Operador de Sistemas Independente da Califórnia (do inglês *California Independent System Operator – CAISO*) traçou, consoante Figura 2, a curva líquida de carga, resultante da diferença entre uma carga estimada e a geração estimada de unidades geradoras fotovoltaicas para diversos anos, que devido ao seu formato, ficou conhecida como curva do pato (Wong, Ramachandaramurthy, Walker, & Ekanayake, 2020).

Em análise da Figura 2, verifica-se que o afundamento da “barriga” do pato representa um risco de cenário de sobrefrequência, consubstanciado na supergeração proveniente da expansão das fotovoltaicas sem o respectivo aumento de demanda. Infere-se que quanto maior a injeção de energia solar, mais profundo será o vale ilustrado entre 10 horas e 18 horas. Já o correspondente ao “pescoço” do pato reflete o aumento da carga líquida proveniente da redução da geração fotovoltaica, provocado pela atenuação da radiação solar, e aumento do consumo, típico do período noturno.

Também se pode inferir que quanto maior a penetração de energia fotovoltaica, maior a inclinação da carga líquida no período do pôr do sol, requerendo uma rápida injeção de potência provenientes de outras fontes energéticas para não ocorrer a subfrequência da rede em decorrência da significativa retirada de geração (Wong, Ramachandaramurthy, Walker, & Ekanayake, 2020).

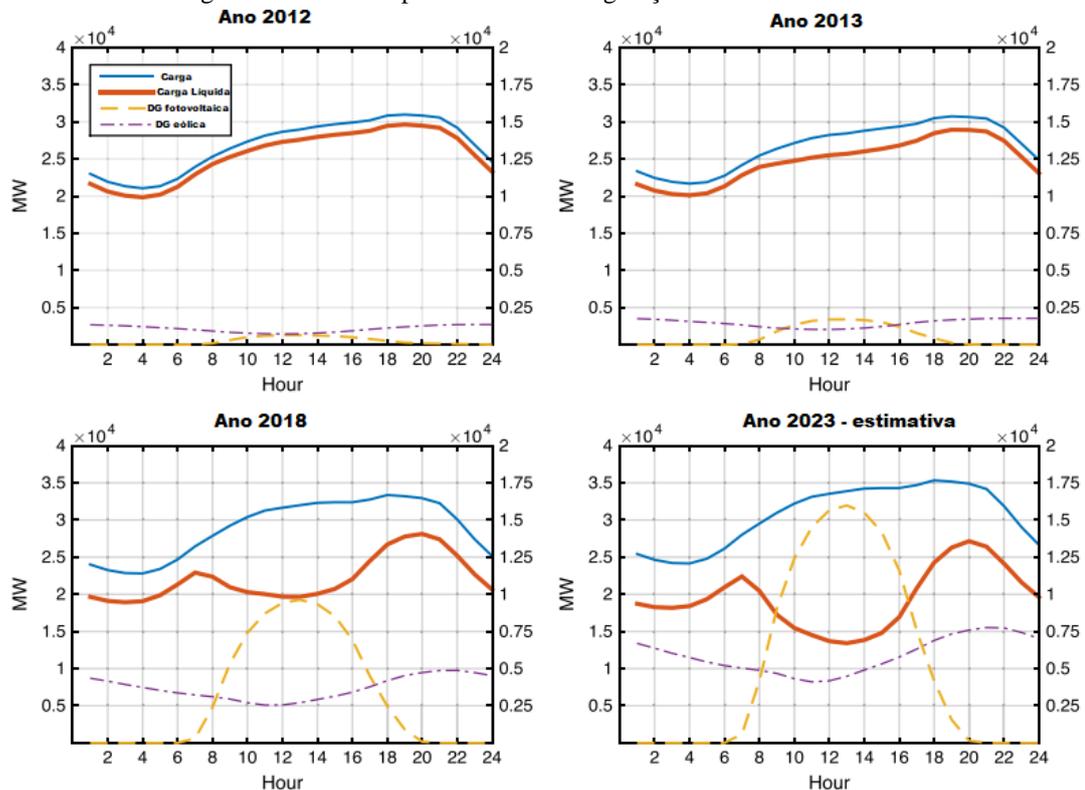
Figura 2 – Curva líquida de carga com a presença de fotovoltaicas



Fonte: (Wong, Ramachandaramurthy, Walker, & Ekanayake, 2020)

Em Shaker, Zareipour, & Wood (2016) foi traçada a curva líquida de carga considerando a geração fotovoltaica e a geração eólica para 2012, 2013 e a estimativa de 2018 e 2023, conforme na Figura 3. A linha contínua azul representa a carga e a linha contínua vermelha a carga líquida, ambos os valores mensurados no eixo vertical esquerdo. Já a linha tracejada amarela corresponde a geração fotovoltaica, enquanto a linha tracejada roxa se refere a geração eólica, com a mensuração das duas gerações no eixo vertical direito.

Figura 3 – Curva do pato considerando geração fotovoltaica e eólica



Fonte: (Wong, Ramachandaramurthy, Walker, & Ekanayake, 2020)

Assim, pode ser observada os efeitos da baixa inercia da rede e da variabilidade das fontes não despacháveis nas curvas supracitadas, em que se intensificou os vales presentes na curva de carga líquida, demonstrando uma maior susceptibilidade à problemas relacionados à estabilidade de frequência da rede ao penetrar fontes de geração distribuídas não despacháveis, já que, ao se verificar significativa excursão de frequência, pode ocorrer a desconexão de diversas cargas ou unidades geradoras, a depender da origem do desbalanço, configurando a instabilidade do sistema. Frente a alta susceptibilidade de problemas de estabilidade de frequência interligados as FERVs, EPE (2019) preconiza que o ideal é a integração entre diferentes fontes de geração, operando com sinergia e flexibilidade operativa.

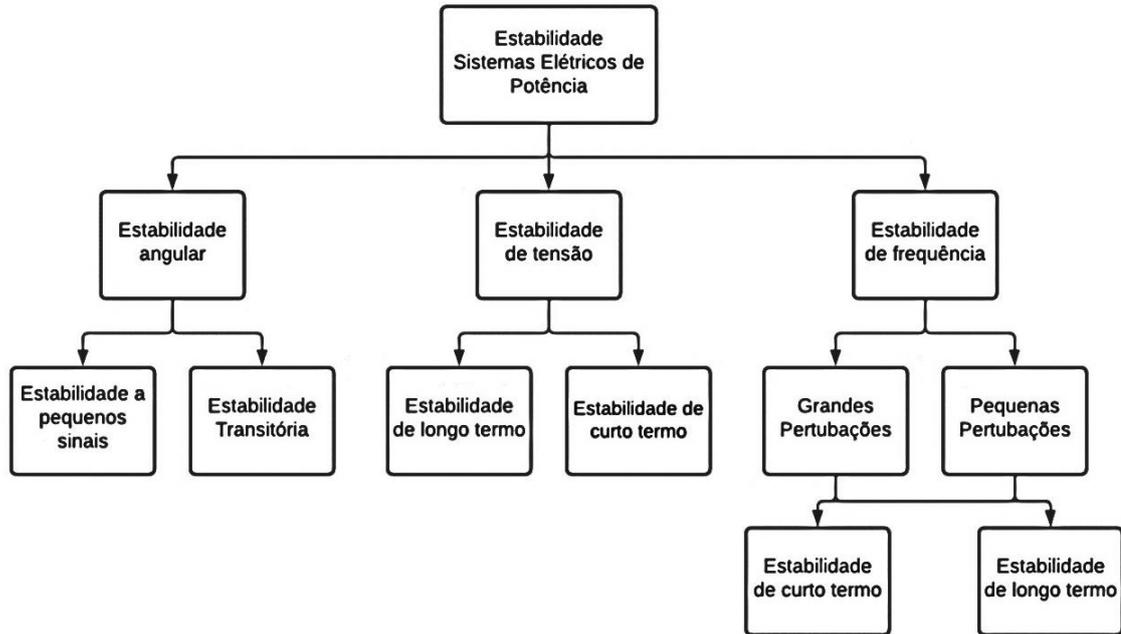
Impende ainda destacar os problemas relacionados a frequência enfrentados pelas microrredes (MR). Basicamente, define-se MR como um conjunto de cargas e microfones de FERVs, como GDs, operando como um único sistema, provendo energia e calor, e podem operar tanto em paralelo com uma rede principal, quanto no modo isolado, também denominado modo ilhado (Eto, et al., 2018). Na primeira configuração, as microrredes são vistas como uma única entidade, conectada à rede por um único ponto de acoplamento comum (do inglês *point of common coupling* – PCC), importando (ou exportando) energia elétrica da (ou para) rede principal. Ao passo que na forma ilhada, a microrrede é desconectada da rede principal, seja de maneira intencional ou forçada, de modo que as GDs devem suprir as cargas locais. Dessa forma, verifica-se que as MRs, sobretudo as que operam ilhadas, apresentam baixa inércia e são susceptíveis a consideráveis efeitos na frequência da rede ao se sujeitar a mudanças bruscas de cargas.

Por fim, enfatiza-se que para a análise da estabilidade de frequência é necessária a segregação sob o prisma temporal, visto que os dispositivos acoplados na rede apresentam tempo de respostas distintos, como no caso de corte de cargas em uma situação de subfrequência, atuando de forma rápida, ou ainda nos casos de controladores de velocidades nos geradores, que demandam mais tempo para responder (Kundur, et al., 2004).

Diante do exposto o estudo da estabilidade pode ser subdividido em diversas áreas para a compreensão do problema, sendo sumarizadas na Figura 4.

Este trabalho tem como o objetivo o estudo do controle de frequência em situações que há significativa variação na injeção de potência na rede devido à grande inserção de FERVs. Considerando as características elencadas desse tipo de geração, sobretudo relacionada a sua baixa inércia, a abordagem adotada por este trabalho é que o controle da frequência será desenvolvido pelas fontes de geração síncrona.

Figura 4 – Campos de análise para estudo de estabilidade de um SEP



Fonte: Adaptado de (Kundur, et al., 2004)

Destarte, a próxima seção será destinada a hierarquia existente de controle das fontes síncronas.

3.3 Hierarquia de controle de frequência do sistema elétrico

De maneira geral, a demanda de energia é variável durante o dia, em que um súbito aumento de carga proporciona um déficit de geração para ser suprido. Em um primeiro momento, essa demanda será provida pela energia cinética dos eixos das máquinas do sistema, promovendo a redução da velocidade de rotação das referidas máquinas e, conseqüentemente, a redução da frequência do sistema. Essas reduções são verificadas até se atingir um novo estado de equilíbrio entre geração e carga (La Gatta P. O., 2012). O fenômeno descrito, denominado regulação própria, não se trata de uma ação de controle do sistema, mas sim de uma característica física da massa rotativa dos dispositivos síncronos interligados ao sistema no momento da perturbação (Miller, Lew, & Piwko, 2017).

Se não forem tomadas ações adicionais, o desequilíbrio entre carga e geração continuará promovendo a excursão da frequência (queda ou aumento, a depender da causa do desequilíbrio), concluindo que a regulação própria não é suficiente para manter a frequência dentro dos limites tolerados, necessitando-se de técnicas de controle.

Considera-se que uma rede elétrica apresenta uma arquitetura de controle de três níveis hierárquicos, a saber: controle primário, secundário e terciário.

O controle primário, também denominado de regulação primária, é aquele que atua localmente sobre os geradores por meio de reguladores de velocidades, que são responsáveis por manter a velocidade angular do rotor o mais próximo possível da velocidade nominal e, conseqüentemente, modificar a potência ativa gerada. A regulação primária é automática e baseado na característica *droop* (também denominado de estatismo) do gerador síncrono, permitindo regular a frequência em alguns segundos (Shrestha & Gonzalez-Longatt , 2021).

Porém, em situações em que a frequência atua fora dos limites tolerados por um período mais longo, necessita-se uma ação adicional para restauração do sistema: a regulação secundária ou controle automático de geração (CAG). O CAG atua de forma automática e centralizada, de modo a coordenar as importações/exportações de potência entre uma determinada área de controle, além de regular a rotação das máquinas primárias próxima ao seu valor nominal. Na regulação secundária, a frequência do sistema é restaurada dentro de alguns minutos (La Gatta P. O., 2012), (Shrestha & Gonzalez-Longatt , 2021).

Por fim, tem-se o regulador terciário, acionado em situações de desequilíbrios severos, em que a atuação do CAG não é suficiente para a restauração da frequência. Na regulação terciária acionam, geralmente de forma não automática, as reservas de geração, para manutenção da segurança do sistema. É denominado de despacho econômico e pode gastar até algumas horas para restaurar a frequência do sistema (Shrestha & Gonzalez-Longatt , 2021), (Miller, Lew, & Piwko, 2017).

Miller, Lew, & Piwko (2017) enfatizam que à medida que o tamanho do distúrbio do sistema aumenta e a inércia do sistema diminui, mais rápido deve ser a atuação da regulação primária para que a frequência não continue variando, alcançando valores da aludida grandeza que pode resultar cortes, seja de geração, seja de carga.

Para a consecução dos objetivos deste trabalho, será abordada técnicas de regulação primárias, de modo que a próxima seção abordará a teoria do controle do tipo *droop* de um gerador despachável, a qual será considerada para a simulação proposta.

3.4 Controle tipo *droop* ou estatismo das máquinas

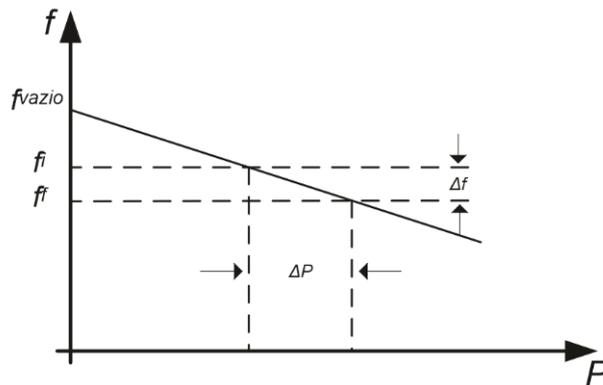
A regulação primária da frequência ocorre em níveis locais por meio de controladores de velocidade, sendo usualmente utilizado a técnica controle *droop*, que em inglês significa

inclinação, em que se promove a variação de potência com a variação de frequência descrita na Equação (3.2).

$$\Delta P = -\frac{1}{R} * \Delta f \quad (3.2)$$

Em que R se refere a velocidade de regulação do gerador, também denominado de constante de *droop*, que fisicamente pode ser interpretada como a variação da velocidade de rotação da máquina, em p.u., que se tem na transição entre carga a vazio (ω_v para uma f_v correspondente) e 100% de carga (ω_c para uma f_c correspondente), vislumbrada pela curva detalhada na Figura 5 (La Gatta P. O., 2012).

Figura 5 – Variação da potência ativa em função da variação da frequência no controle *droop*



Fonte: Elaboração própria

Comumente se têm dois ou mais geradores síncronos conectados em um mesmo SEP, operando em paralelismo, de modo que, de acordo com a constante *droop* de cada gerador, haverá a contribuição de potência ativa de cada gerador para se alcançar uma frequência de equilíbrio única da rede. Considerando um sistema operando com frequência nominal f_0 , com um gerador G_1 , injetando uma potência P_1 , e um gerador G_2 , fornecendo uma potência P_2 , verificado um determinado aumento de demanda ΔP_L , aduz-se que cada gerador deve contribuir com uma corresponde injeção de potência para suprir a nova demanda, representadas por P'_1 e por P'_2 , alcançando uma novo estado de equilíbrio, com uma nova frequência de operação f' . Aplicando-se a Equação (3.2), para um sistema sem perdas, determina-se a contribuição de P'_1 e de P'_2 como:

$$\Delta P_{G1} = P'_1 - P_1 = \frac{f' - f}{R_1} = \frac{\Delta f'}{R_1} \quad (3.3)$$

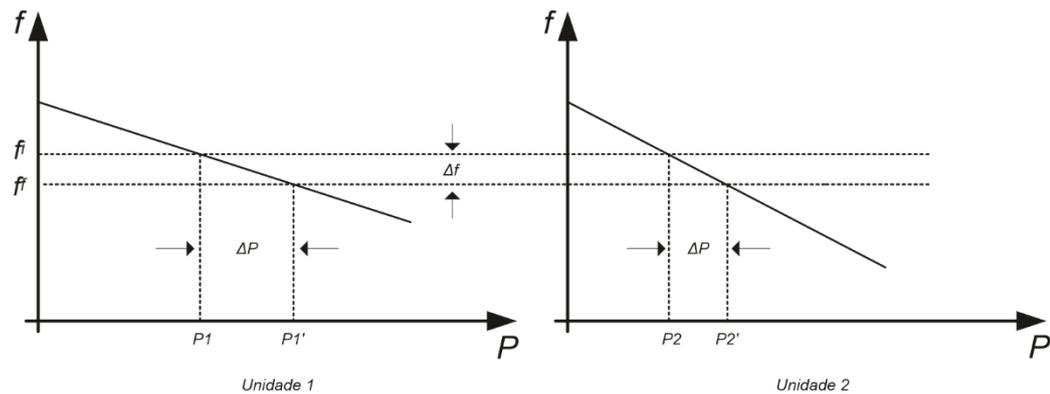
$$\Delta P_{G2} = P'_2 - P_2 = \frac{\Delta f'}{R_2} \quad (3.4)$$

Tendo em vista que a variação de frequência é única, a partir das Equações (3.3) e (3.4), deduz que:

$$\frac{\Delta P_{G1}}{\Delta P_{G2}} = \frac{R_1}{R_2} \quad (3.5)$$

A Equação (3.5) permite concluir que a participação de uma unidade geradora síncrona dependerá da constante *droop* característica de cada gerador, conforme demonstrado na Figura 6.

Figura 6 – Participação de cada unidade geradora para o alcance de um novo estado de equilíbrio



Fonte: Elaboração própria

Desprezando-se as perdas no SEP, pode-se considerar que a variação total da carga é equivalente as variações de potências geradas pelas unidades geradoras, ou seja:

$$\Delta P_L = \Delta P_{G1} + \Delta P_{G2} \quad (3.6)$$

Considerando as Equações (3.3) e (3.4), permite-se rescrever (3.6) como:

$$\Delta P_L = \frac{\Delta f}{R_1} + \frac{\Delta f}{R_2} \quad (3.7)$$

De tal sorte que, para um sistema de ng unidades geradoras em paralelo, pode-se generalizar a variação de frequência em uma rede por (Khetrapal, 2020), (La Gatta P. O., 2012):

$$\Delta f = \frac{\Delta P_L}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_{ng}}} \quad (3.8)$$

Portanto, na Equação (3.8) é descrito, de maneira genérica, a contribuição de todas as unidades geradoras despacháveis em um distúrbio de cargas. Atenta-se que se demonstrou a variação da frequência para uma variação de carga, no entanto, o fenômeno se aplica à situação em que se verifica a variação na geração, pois está relacionado ao desequilíbrio entre geração e demanda, bem como o alcance a um novo estado de equilíbrio.

Em que se pese o alcance em um novo estado de equilíbrio, deve-se destacar que a regulação primária nem sempre é suficiente para que o sistema opere com confiabilidade e dentro dos níveis aceitáveis. Portanto, estratégias para alcançar o equilíbrio de carga e geração são necessárias para garantir a operação dentro dos limites de tensão aceitáveis para qual a rede e seus equipamentos foram projetados, como corte de carga/geração ou acionamento de sistemas de armazenamento.

3.5 Incorporação de sistemas de armazenamento de energia

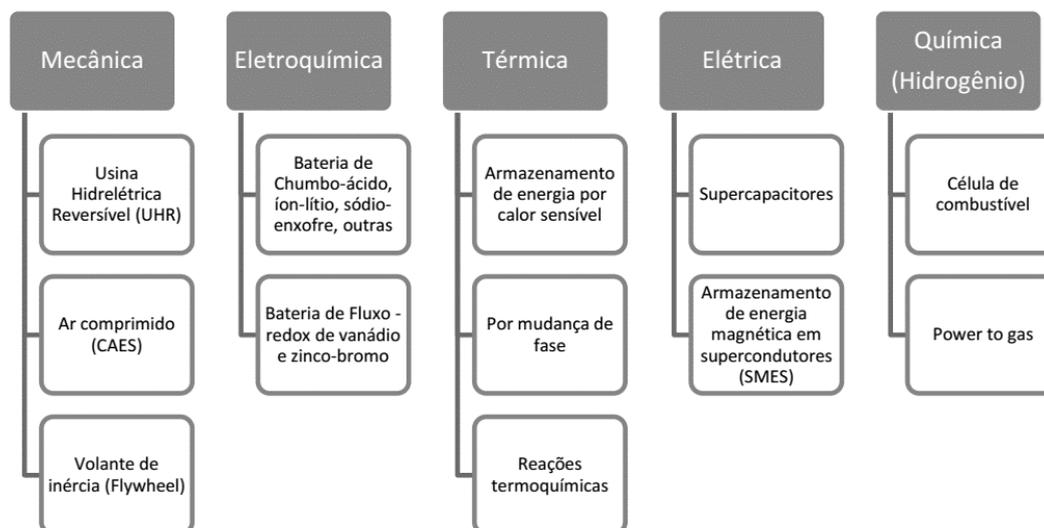
Observa-se que a variabilidade, a imprevisibilidade e o não sincronismo das FERVs ainda representam um entrave na expansão de integração dessas unidades geradoras no SEP, abrindo espaço para discussão de tecnologias de armazenamento como um importante recurso para requisitos de operacionalidade.

Os sistemas de armazenamento de energia (SAE) contribuem para aumentar a eficiência, capacidade e confiabilidade da rede com presença de alta penetração de renováveis variáveis, já que permitem o fornecimento de energia de forma contínua e a manutenção do equilíbrio entre geração e carga, especialmente quando há variações significativas na geração (Zheng, et al., 2015).

Além do auxílio ao equilíbrio entre geração e consumo, os SAEs possuem múltiplas aplicações, dentre elas, em EPE (2019) são citados o gerenciamento de energia, o *backup*, o controle de frequência, o controle de tensão, a estabilização da rede e o *black-start*, salientando que nem toda tecnologia para armazenamento de energia é adequada para todos os tipos de aplicação, sendo necessária o estudo dos requisitos para a adequação do caso concreto.

Há diversas alternativas tecnológicas para armazenamento de energia, conforme pode ser evidenciado na Figura 7.

Figura 7 – Tecnologias para armazenamento de energia.



Fonte: (EPE, 2019)

Contudo, (EPE, 2019) enfatiza o uso de baterias como uma das principais tecnologias a ser inseridas nas matrizes elétricas futuras. Somada à redução de seu custo, EPE (2019) elenca as seguintes razões técnicas para essa expectativa acerca do uso de baterias:

- Alta densidade de energia, alta eficiência e baixíssimo tempo de resposta em operação;
- Flexibilidade tanto em capacidade de instalação, por ser sistemas modulares e customizáveis, quanto em possibilidade de alocação física, já que ocupam pequenas áreas e requerem pouca estrutura;
- Aplicações diversas, atendendo demandas instantâneas, de alta potência e até mesmo aplicações de maiores durações;
- Rápida instalação.

3.6 Conclusão do capítulo

O capítulo apresentou as questões teóricas envolvendo o problema da estabilidade, que de maneira geral pode ser entendido como a capacidade do SEP em alcançar um novo estado de operação, dentro de parâmetros aceitáveis, quando submetidos a perturbações. Verificou-se que o problema da estabilidade pode ser estudado sob os aspectos angular, que se refere a manutenção do sincronismo das máquinas síncronas, e sob os aspectos da tensão e da frequência, correspondentes, respectivamente, a manutenção da tensão e da frequência dentro de um valor seguro para a operação.

Antetou-se que a estabilidade da frequência está relacionada ao balanço de carga e geração e que os sistemas tradicionais, compostos de máquinas síncronas, apresentam inércia elevada, isto é, tendem em permanecer operando de forma estável após uma perturbação devido as massas rotativas dos geradores síncronos absorverem ou injetarem energia cinética frente a perturbações.

Já a incorporação de FERVs, devido a suas características inerentes, promove a redução da inércia da rede, tornando-a mais susceptível a problemas relacionados a estabilidade de frequência.

Foi esclarecido que neste trabalho o controle da frequência será desenvolvido pelas fontes de geração despacháveis. Apresentou-se que, de acordo com o tamanho do distúrbio sofrido pelo sistema, deve haver uma atuação de controle de forma hierárquica. Na regulação primária ocorre localmente, de maneira automática, sobre os geradores por meio de reguladores de velocidades. Já a regulação secundária, ou controle automático de geração (CAG), atua de forma centralizada, coordenando as importações/exportações de potência entre uma determinada área de controle nas situações em que a frequência atua fora dos limites tolerados por um período mais longo. Por fim, tem-se o controle terciário, acionado em situações de desequilíbrios severos e geralmente de forma não automática, atuando sobre as reservas de geração, para manutenção da segurança do sistema.

Descreveu-se a técnica de regulação primária a ser utilizada neste trabalho, denominada controle *droop*, sendo salientado que nem sempre a regulação primária é suficiente para que o sistema opere com confiabilidade e dentro dos níveis aceitáveis, necessitando-se, como será o foco deste trabalho, de estratégias para alcançar o equilíbrio de carga e geração, como corte de carga/geração ou acionamento de sistemas de armazenamento.

Finalmente, salientou a contribuição dos SAEs no alcance da estabilidade do SEP.

Apresentadas as questões teóricas relacionadas aos objetivos deste trabalho, o próximo capítulo se destinará a modelagem computacional propostas.

4 MODELAGEM COMPUTACIONAL

4.1 Considerações iniciais

Este trabalho propõe uma metodologia para a integração de técnicas que promovem cortes mínimo, tanto de geração, quanto de carga, com o uso de sistema de armazenamento de energia para se garantir, nas situações em que ocorre um desequilíbrio mais acentuado entre geração e consumo de energia, que o sistema prossiga operando dentro de uma faixa de frequência aceitável, garantindo sua confiabilidade e segurança.

Esse capítulo é destinado as tratativas das questões envolvidas na metodologia proposta. Em um primeiro momento, serão analisadas as considerações das variáveis do problema, explicando como foram modeladas as unidades FERVs e o SAE incorporado ao sistema. Ato contínuo, serão apresentadas as diretrizes das ferramentas elaboradas para se solucionar o fluxo de potência considerando o controle *droop*, bem como para o problema de otimização.

4.2 Tratamento da geração eólica

Com o intuito de verificar os efeitos da variabilidade das FERVs, neste trabalho, buscou-se modelar os aerogeradores para uma adequada representação da geração de acordo com o cenário de vento. Assim, a potência gerada, por uma usina eólica, em um barramento k do sistema elétrico em um instante de tempo t , do horizonte de estudo, é obtido conforme as equações (4.1)-(4.4) (Nascimento, 2016).

$$P_{gk\ ren}^t = 0 \quad \text{se } 0 \leq \omega^t \leq \omega_{ci} \quad (4.1)$$

$$P_{gk\ ren}^t = (A + B\omega^t + C(\omega^t)^2) \cdot P_{gk\ ren}^{nom} \quad \text{se } \omega_{ci} < \omega^t \leq \omega_r \quad (4.2)$$

$$P_{gk\ ren}^t = P_{g\ ren}^{nom} \quad \text{se } \omega_r < \omega^t \leq \omega_{co} \quad (4.3)$$

$$P_{gk\ ren}^{nom} = 0 \quad \text{se } \omega^t > \omega_{co} \quad (4.4)$$

Em que:

- $P_{gk\ ren}^{nom}$ é a potência nominal da unidade eólica no barramento k do sistema.
- ω^t é a velocidade do vento no instante t do horizonte de estudo.
- ω_r , é a velocidade nominal do gerador eólico (*rated*).

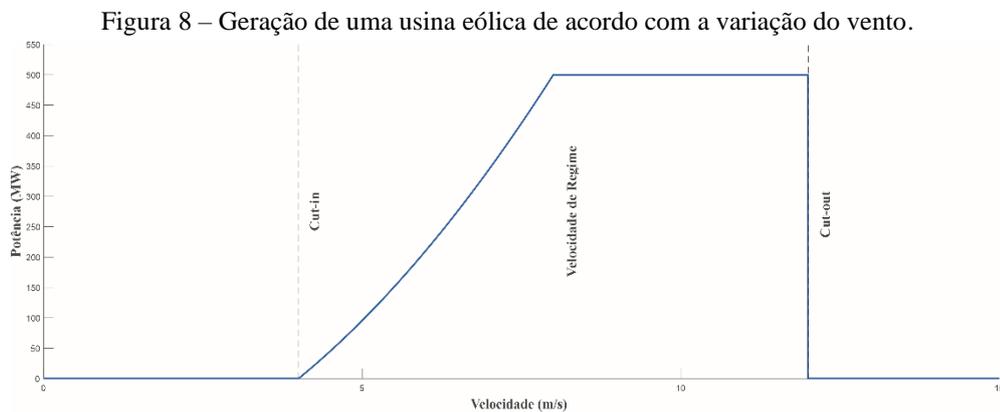
- ω_{ci} , e ω_{co} são as velocidades de corte inferior (*cut-in*) e corte superior (*cut-off*), respectivamente.
- A , B , e C são coeficientes que correspondem à parcela da potência de saída entre a velocidade de *cut-in* e a velocidade nominal da turbina, que apresenta comportamento parabólico e podem ser expressos pelas equações (4.5)-(4.7)

$$A = \frac{1}{(\omega_{ci} - \omega_r)^2} \cdot \left(\omega_{ci} \cdot (\omega_{ci} + \omega_r) - 4\omega_{ci}\omega_r \cdot \left(\frac{\omega_{ci} + \omega_r}{2\omega_r} \right)^3 \right) \quad (4.5)$$

$$B = \frac{1}{(\omega_{ci} - \omega_r)^2} \cdot \left(4 \cdot (\omega_{ci} + \omega_r) \cdot \left(\frac{\omega_{ci} + \omega_r}{2\omega_r} \right)^3 - (3\omega_{ci} + \omega_r) \right) \quad (4.6)$$

$$C = \frac{1}{(\omega_{ci} - \omega_r)^2} \cdot \left(2 - 4 \left(\frac{\omega_{ci} + \omega_r}{2\omega_r} \right)^3 \right) \quad (4.7)$$

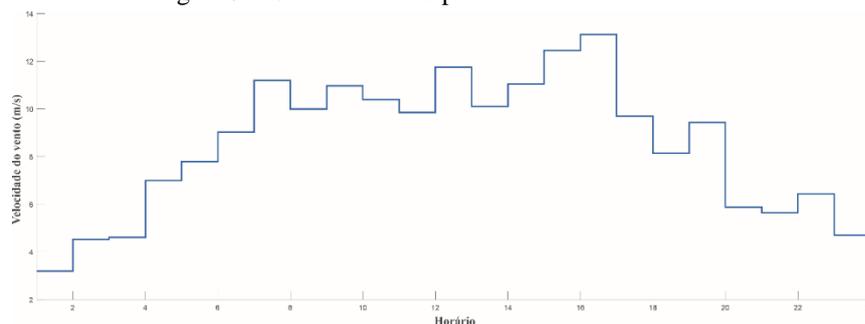
A Figura 8 ilustra a geração de potência ativa, P_{gkren}^t , de uma usina eólica de 500 MW, em que se permite a visualização das quatro regiões de operação da turbina eólica estabelecidas pelas equações (4.1)-(4.4), bem como das transições entre as regiões, aqui denominadas, *cut-in*, velocidade de regime e *cut-out*. Desta forma, de acordo com a série de ventos, no horizonte de estudo, a turbina eólica poderá operar em cada uma das regiões.



Fonte: Adaptado de (Nascimento, 2016)

Utilizou-se a série de ventos apresentada em (Nascimento, 2016) e ilustrada na Figura 9. Os limites operacionais da turbina são $w_{ci} = 4m/s$ para o *cut-in*, $w_{co} = 12m/s$ para o *cut-out* e, por fim, $w_r = 8m/s$ para a velocidade de regime.

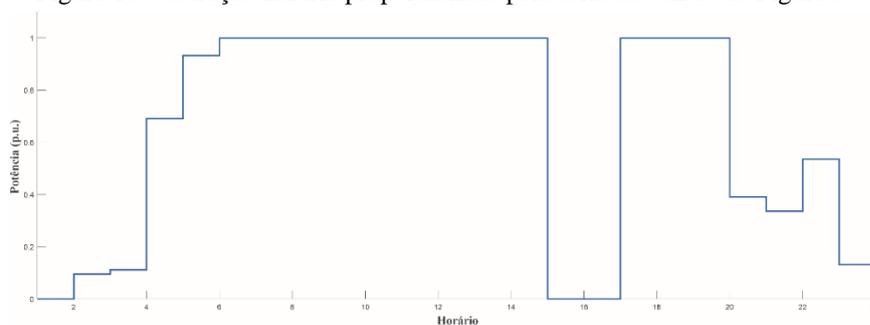
Figura 9 – Série de ventos para o horizonte de estudo.



Fonte: (Nascimento, 2016)

Aplicando-se as equações (4.1)-(4.4) para a série de ventos, apresentada na Figura 9, obtém-se a Figura 10 a geração horária da usina em p.u.

Figura 10 – Geração horária proporcionada pela série de ventos da Figura 9.



Fonte: elaboração própria

Observa-se que entre o período de 01:00 até as 01:59 a velocidade do vento não foi o suficiente para acionar os aerogeradores, sendo o período modelado pela equação (4.1), ou seja, no período não há contribuição de potência dos aerogeradores. Já entre os períodos entre 2:00 e 5:59 e entre 20:00 e 00:59, a potência fornecida pelos aerogeradores é regida pela equação (4.2) e é proporcional a velocidade dos ventos. Entre 6:00 e 14:59 e entre 17:00 e 19:59 a velocidade do vento atinge valores em que se é gerada a potência nominal dos aerogeradores, definida pela equação (4.3). Finalmente, entre 15:00 e 16:59 o vento atinge velocidades bastante elevadas, de tal forma que os aerogeradores são retirados da operação para não serem danificados e a potência gerada, portanto, é nula, consoante equação (4.4).

4.3 Tratamento da bateria

Dentre as diversas tecnologias envolvendo o SAE, considerou-se, neste trabalho, as baterias de íons de lítio. Tal tecnologia é a mais usual nos dias atuais, apresentado como vantagens uma alta densidade de energia armazenada, devido ao lítio ser um elemento altamente

reativo; ausência de efeito memória, isto é, não é necessário carregar e descarregar totalmente a bateria; são mais leves do que outros tipos de baterias recarregáveis do mesmo tamanho; e apresentam longa vida útil em ciclos de carga e descarga (Alias & Mohamad, 2015).

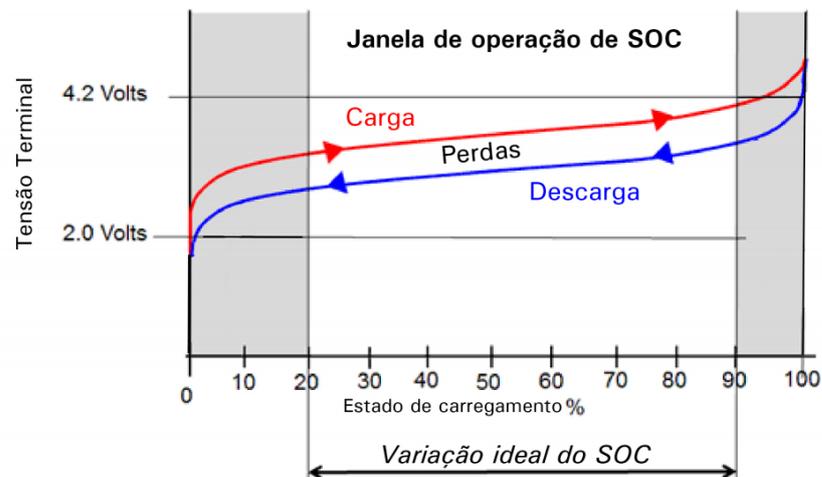
A estratégia de controle utilizada considera que a bateria é responsável por fornecer ou absorver apenas potência ativa. Fundamenta-se a escolha da estratégia pelo fato de o controle de frequência não necessitar do incremento de potência reativa.

Para o controle de carga e descarga da bateria, utiliza-se o estado de carga do dispositivo (do inglês *Stage of Charge* – SoC), indicador que expressa a quantidade, em p.u., disponível de carga de uma bateria (Piller, Perrin, & Jossen, 2001), de modo que para um SoC igual a zero representa uma bateria totalmente descarregada, ao passo que se tem um SoC igual a 1 quando o dispositivo se encontra completamente carregado.

Contudo, deve-se observar que níveis extremos de SoC pode causar danos irreversíveis à bateria. Quando o SoC apresenta níveis elevados, devido a correntes excessivas, podem promover acúmulos de íons de lítio na superfície do anodo, que são depositados como lítio metálico, reduzindo os íons livres e, conseqüentemente, a capacidade da bateria. Além disso, sobrecargas e sobretensões podem provocar o aquecimento do dispositivo. Já em situações que o SoC apresenta valores muito baixo, representando uma descarga acentuada, há uma degradação progressiva dos materiais dos eletrodos, que, ao longo de diversos ciclos, promovem uma perda permanente da capacidade da bateria.

Dessa sorte, este trabalho utiliza a recomendação exposta em Nau (2017) que a janela de operação do SoC da bateria seja entre 20% e 90%, conforme vislumbrado em Figura 11.

Figura 11 – Janela de operação do SoC



Fonte: (Nau, 2017)

Na metodologia proposta, considera-se que no caso de frequência superior a 60 Hz, há o carregamento da bateria, ao passo que, em situações em que a frequência apresente valores inferiores a 60 Hz, ocorre a descarga da bateria. Para ambas as situações foi delimitada a variação da bateria em relação a hora anteriores em 10%, sendo que, para primeira hora de análise, não é considerada a atuação da bateria, já para os horários subsequentes a operação da bateria é modelada pelas equações (4.8)-(4.9) .

$$P_{BAT\ h} = (1 + \Delta SoC) * P_{BAT\ h-1} \quad \text{se } f > 60\ Hz \quad (4.8)$$

$$P_{BAT\ h} = (1 - \Delta SoC) * P_{BAT\ h-1} \quad \text{se } f < 60\ Hz \quad (4.9)$$

Em que:

- $P_{BAT\ h}$ é potência de carga/ descarga na bateria na hora em análise (p.u.);
- ΔSoC é a variação do SoC da bateria em relação a hora anterior;
- $P_{BAT\ h-1}$ é potência armazenada na bateria na hora anterior (p.u.);

Considerando P_{BB} como potência nominal da bateria, para as situações em que o SoC da bateria alcance valores fora da janela de operação, isto é, inferior a 20% e superior a 90%, ao invés de se adotar a variação do SoC em 10% da hora anterior, adota-se os valores obtidos com as equações (4.10)-(4.11).

$$\Delta SoC = \frac{P_{BAT\ h-1} - SoC_{\min} * P_{BB}}{P_{BB}} \quad \text{se } SoC < SoC_{\min} \quad (4.10)$$

$$\Delta SoC = \frac{SoC_{\max} * P_{BB} - P_{BAT\ h-1}}{P_{BB}} \quad \text{se } SoC > SoC_{\max} \quad (4.11)$$

Por fim, a variação da potência armazenada da bateria é adicionada ao sistema no caso de subfrequência, simulando uma descarga, ou retirada quando há sobrefrequência, nesse caso representando um carregamento da referida bateria, conforme disposto, respectivamente, em (4.12) e (4.13), de modo que P_{Db} é a potência demanda da barra em que a bateria está alocada considerando a atuação dessa bateria e P_{Dbo} é a potência demanda originalmente dessa barra, desconsiderando a bateria.

$$P_{Db} = P_{Dbo} + \Delta SoC * P_{BB} \quad \text{se } f > 60\ Hz \quad (4.12)$$

$$P_{Db} = P_{Dbo} - P_{BAT\ h} \Delta SoC * P_{BB} \quad \text{se } f < 60\ Hz \quad (4.13)$$

4.4 Fluxo de Potência

A análise de fluxo de potência é uma ferramenta bastante utilizada nos estudos de SEP, em que se obtém as condições de operação de um sistema elétrico em regime permanente (Haffner, 2007). Conforme Monticelli (1983), o cálculo de fluxo de potência consiste na determinação de distribuições de fluxos e de grandezas de interesse da rede de energia elétrica por meio de sistemas de equações e inequações não-lineares, advindas das leis de *Kirchhoff* e das restrições operacionais da rede, bem como de seus componentes. Em posse de informações dessas grandezas, é possível controlar a operação do sistema, como, por exemplo, ajustes relacionados aos despachos de geradores bem como aos dispositivos de controle de tensão, ou ainda se utilizar para o planejamento da expansão da rede, constando a necessidade de implantação de novas plantas de geração, linhas de transmissão ou transformadores (Haffner, 2007).

Em sua concepção básica, considera-se tensão nodal, tanto em módulo, quanto em ângulo, e fluxos de potência ativa e reativa de cada barra do sistema como variáveis do problema, de modo que, dependendo da tipologia da barra envolvida, duas dessas se referem a incógnitas e as duas demais, dados conhecidos (Monticelli, 1983). As barras em que se conhecem a injeção de potência – ativo (P) e reativo (Q) e se deseja calcular a magnitude (V) e ângulo (θ) das tensões, representam as barras de carga (PQ). Já as barras de geração (PV) são aquelas em que a potência ativa e a magnitude da tensão são dadas e, por meio desses dados, obtém-se a potência reativa e o ângulo da tensão da barra. Finalmente, tem-se a barra de referência ($V\theta$), que se trata de um artifício matemático para fechar o balanço de potência do sistema, visto que nela não existe nenhuma potência pré-determinada, e a partir dela, serão determinadas as injeções líquidas de potência ativa e reativa. Insta mencionar que outras tipologias podem ser caracterizadas, todavia, as três tipologias de barras mencionadas são as mais usuais no problema de formulação básica.

Tradicionalmente, a solução do problema de fluxo de potência é obtida por meio do método *Newton-Raphson*, envolvendo a divisão em dois subsistemas – os subsistemas 1 e 2. O primeiro subsistema se relaciona as barras em que magnitude e/ou o ângulo da tensão das barras são incógnitas, ou seja, barras PQ e PV, envolvendo as equações $P(V, \theta)$ e $Q(V, \theta)$ descritas respectivamente em (4.14) e (4.15). O número de equações que envolve tal subsistema é calculado por (4.16), em que n_{PQ} e n_{PV} representam, respectivamente, o número de barras PQ e PV do sistema elétrico em análise.

$$P_k^{esp} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) = 0 \quad (4.14)$$

$$Q_k^{esp} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) = 0 \quad (4.15)$$

$$nEq = 2 * nPQ + nPV \quad (4.16)$$

Em que as grandezas apresentadas em (4.14) e (4.15) representam:

- P_k^{esp} representa a diferença entre a geração e a demanda (MW) da barra k;
- Q_k^{esp} é a diferença entre a geração e a demanda (MVAR) da barra k.
- V_k se refere a tensão, em p.u., da barra k;
- V_m se trata da tensão, em p.u., da barra m;
- G_{km} é a condutância entre as barras k e m, em p.u.;
- B_{km} é a susceptância entre as barras k e m, também em p.u.;
- θ_{km} é o defasamento entre as barras k e m, em radianos;

Já o subsistema 2 consiste nas equações expressas em (4.17) e (4.18), em que se aplica os valores obtidos no subsistema 1 para encontrar as potências, ativa e reativa, nas barras em que tais grandezas são desconhecidas, ou seja, barras PV e V θ . A dimensão do subsistema 2 é dada por nEq2, vislumbrada na equação (4.19)

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (4.17)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (4.18)$$

$$nEq2 = 2 + nPV \quad (4.19)$$

Observa-se que as equações do subsistema 1 compõem um sistema não linear, portanto a sua solução não pode ser resolvida de forma analítica, necessitando-se de um método numérico para a estimativa das raízes das equações, que, nesse caso, correspondem a magnitude e ângulo das barras. Uma maneira de se solucionar o referido subsistema não linear é por meio da expansão de série de Taylor até primeira ordem, em torno de (V_i, θ_i) das equações (4.14) e (4.15), de modo que as rearranjando na forma matricial e as resolvendo de forma iterativa, tem-se, para o conjunto de equações das barras PQ e PV, o seguinte sistema a ser calculado:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (4.20)$$

Em que as matrizes H, N, M e L são matrizes de derivadas parciais, oriundas da expansão de Taylor, sendo que H e N são relacionadas à Potência Ativa e M e L à Potência Reativa. As quatro matrizes juntas formam a Matriz Jacobiana. A construção de cada uma dessas matrizes componentes se dá por (Monticelli, 1983):

$$H = \frac{\partial P(V, \theta)}{\partial \theta} = \begin{cases} H_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 B_{kk} - V_k \sum_{m \in \Omega, K} V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}) \\ H_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = V_k V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}), \text{ em que } m \in \Omega_k \end{cases} \quad (4.21)$$

$$N = \frac{\partial P(V, \theta)}{\partial V} = \begin{cases} N_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = V_k G_{kk} + \sum_{m \in \Omega, K} V_m (G_{km} \text{cos} \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \\ N_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \text{cos} \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}), \text{ em que } m \in \Omega_k \end{cases} \quad (4.22)$$

$$M = \frac{\partial Q(V, \theta)}{\partial \theta} = \begin{cases} M_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in \Omega, K} V_m (G_{km} \text{cos} \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \\ M_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = -V_k V_m (G_{km} \text{cos} \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}), \text{ em que } m \in \Omega_k \end{cases} \quad (4.23)$$

$$L = \frac{\partial Q(V, \theta)}{\partial V} = \begin{cases} L_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = -V_k B_{kk} + \sum_{m \in \Omega, K} V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}) \\ L_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}), \text{ em que } m \in \Omega_k \end{cases} \quad (4.24)$$

Estabelecendo uma solução inicial para V e θ , realiza-se diversas iterações de (4.20) até que ΔP e ΔQ , considerados os resíduos de cada iteração, converjam para o valor do erro estipulado. Encontradas as raízes, isto é, o valor de V e de θ que atendam a tolerância estipulada, o Subsistema 2 é resolvido para obter os demais parâmetros do subsistema (Monticelli, 1983).

Resolvidos os subsistemas, é obtido o perfil da rede, visto que é conhecido o fluxo de potência e os dados de todas as barras presentes no sistema.

Porém, de acordo com La Gatta P. O. (2012), para se determinar as condições do sistema de maneira mais fidedignas possíveis, necessita-se incluir na modelagem metodologias que

permitam simular tanto a operação de dispositivos de controle, quanto os limites operais dos elementos envolvidos em um SEP.

Ainda conforme (La Gatta P. O., 2012), há três maneiras de se considerar os dispositivos de controle na solução do fluxo de potência. A primeira delas se refere a técnica de ajustes alternados, em que se realizam correções nas variáveis de controles, de maneira externa a matriz Jacobiana e a cada iteração. Na segunda metodologia existente, ocorre a substituição de equações e/ou variáveis de estado presente no problema. Por fim, tem-se a opção abordada por esse trabalho, em que se insere os modelos desses dispositivos de controle na matriz Jacobiana. O referido método é denominado de *Full Newton*, devido ao aumento de equações do sistema a serem solucionadas pelo problema de fluxo de potência e tem como vantagem o fato de não modificar a matriz Jacobiana original e apresentar resultados robustos, mesmo quando o SEP estiver operando próximos aos seus limites técnicos (La Gatta P. O., 2012).

Isto posto, incorpora-se no sistema de equações novos termos na metodologia *Full Newton*, envolvendo novas equações com derivadas parciais, novo resíduo (Δy) e novo vetor para representar as variáveis de estado inseridas (Δx), conforme demonstrado em (4.25).

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \\ \Delta x \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} & \frac{\partial P}{\partial x} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} & \frac{\partial Q}{\partial x} \\ \frac{\partial y}{\partial \theta} & \frac{\partial y}{\partial V} & \frac{\partial y}{\partial x} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta y \end{bmatrix} \quad (4.25)$$

Para o trabalho em tela, acrescentou-se a resolução da equação (4.26) para cada barramento que tenha conectado um gerador, relacionada ao efeito *dropp* de um gerador abordada no capítulo anterior, que modela a resposta em regime permanente da variação da injeção de potência proporcionada por um desbalanço entre geração e cargas. Além disso, inclui na resolução a equação (4.27) para fixar a tensão fornecida por cada gerador do sistema. Terminada a modelagem das barras geradoras, incorporou-se a equação (4.28) com intuito de manter a referência angular do sistema, garantindo-se a manutenção do ângulo da tensão θ_i da barra i , determinada como a barra de referência.

$$y^1_{kg} = P_{kg} - P_{kg}^{esp} + \frac{1}{R_{kg}} \cdot (f - f^{esp}) = 0 \quad (4.26)$$

$$y^2_{kg} = V_{kg} - V_{kg}^{esp} = 0 \quad (4.27)$$

$$y^3 = \theta_i - \theta_i^{esp} = 0 \quad (4.28)$$

Diante das equações supracitadas, tem-se a cada iteração o resíduo Δy expressos nas equações (4.29), (4.30) e (4.31), assim como as variáveis de estados relacionadas em (4.32), (4.33) e (4.34), além daqueles resíduos (ΔP e ΔQ) e variáveis de estado (ΔV e $\Delta \theta$) provenientes da formulação geral do fluxo de potência.

$$\Delta y^1_{kg} = -P_{kg} + P_{kg}^{esp} + \frac{1}{R_{kg}} \cdot (-f + f^{esp}) \quad (4.29)$$

$$\Delta y^2_{kg} = V_{kg}^{esp} - V_{kg} \quad (4.30)$$

$$\Delta y^3_{kg} = \theta_i^{esp} - \theta_i \quad (4.31)$$

$$\Delta x^1_{kg} = \Delta P_{kg} \quad (4.32)$$

$$\Delta x^2_{kg} = \Delta V_{kg} \quad (4.33)$$

$$\Delta x^3 = \Delta f \quad (4.34)$$

Expostas as adaptações do fluxo de potência para cálculo da frequência do sistema, representa-se em (4.35) de forma genérica e matricial o conjunto de equações a serem solucionados, de forma que ng representa o número de barras geradoras e nb o número de barras totais do sistema.

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \vdots \\ \Delta \theta_{nb} \\ \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_{nb} \\ \Delta x^1_1 \\ \vdots \\ \Delta x^1_{ng} \\ \Delta x^2_1 \\ \vdots \\ \Delta x^2_{ng} \\ \Delta x^3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_{nb}} & \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial V_{nb}} & \frac{\partial P_1}{\partial x^1_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial x^1_{ng}} & \frac{\partial P_1}{\partial x^2_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial x^2_{ng}} & \frac{\partial P_1}{\partial x^3} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial P_{nb}}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_{nb}}{\partial \theta_{nb}} & \frac{\partial P_{nb}}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_{nb}}{\partial V_{nb}} & \frac{\partial P_{nb}}{\partial x^1_1} & \dots & \frac{\partial P_{nb}}{\partial x^1_{ng}} & \frac{\partial P_{nb}}{\partial x^2_1} & \dots & \frac{\partial P_{nb}}{\partial x^2_{ng}} & \frac{\partial P_{nb}}{\partial x^3} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_{nb}} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial V_{nb}} & \frac{\partial Q_1}{\partial x^1_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial x^1_{ng}} & \frac{\partial Q_1}{\partial x^2_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial x^2_{ng}} & \frac{\partial Q_1}{\partial x^3} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial Q_{nb}}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_{nb}}{\partial \theta_{nb}} & \frac{\partial Q_{nb}}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_{nb}}{\partial V_{nb}} & \frac{\partial Q_{nb}}{\partial x^1_1} & \dots & \frac{\partial Q_{nb}}{\partial x^1_{ng}} & \frac{\partial Q_{nb}}{\partial x^2_1} & \dots & \frac{\partial Q_{nb}}{\partial x^2_{ng}} & \frac{\partial Q_{nb}}{\partial x^3} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial y^1_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial y^1_1}{\partial \theta_{nb}} & \frac{\partial y^1_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial y^1_1}{\partial V_{nb}} & \frac{\partial y^1_1}{\partial x^1_1} & \dots & \frac{\partial y^1_1}{\partial x^1_{ng}} & \frac{\partial y^1_1}{\partial x^2_1} & \dots & \frac{\partial y^1_1}{\partial x^2_{ng}} & \frac{\partial y^1_1}{\partial x^3} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial y^1_{ng}}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial y^1_{ng}}{\partial \theta_{nb}} & \frac{\partial y^1_{ng}}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial y^1_{ng}}{\partial V_{nb}} & \frac{\partial y^1_{ng}}{\partial x^1_1} & \dots & \frac{\partial y^1_{ng}}{\partial x^1_{ng}} & \frac{\partial y^1_{ng}}{\partial x^2_1} & \dots & \frac{\partial y^1_{ng}}{\partial x^2_{ng}} & \frac{\partial y^1_{ng}}{\partial x^3} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial y^2_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial y^2_1}{\partial \theta_{nb}} & \frac{\partial y^2_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial y^2_1}{\partial V_{nb}} & \frac{\partial y^2_1}{\partial x^1_1} & \dots & \frac{\partial y^2_1}{\partial x^1_{ng}} & \frac{\partial y^2_1}{\partial x^2_1} & \dots & \frac{\partial y^2_1}{\partial x^2_{ng}} & \frac{\partial y^2_1}{\partial x^3} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial y^2_{ng}}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial y^2_{ng}}{\partial \theta_{nb}} & \frac{\partial y^2_{ng}}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial y^2_{ng}}{\partial V_{nb}} & \frac{\partial y^2_{ng}}{\partial x^1_1} & \dots & \frac{\partial y^2_{ng}}{\partial x^1_{ng}} & \frac{\partial y^2_{ng}}{\partial x^2_1} & \dots & \frac{\partial y^2_{ng}}{\partial x^2_{ng}} & \frac{\partial y^2_{ng}}{\partial x^3} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial y^3}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial y^3}{\partial \theta_{nb}} & \frac{\partial y^3}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial y^3}{\partial V_{nb}} & \frac{\partial y^3}{\partial x^1_1} & \dots & \frac{\partial y^3}{\partial x^1_{ng}} & \frac{\partial y^3}{\partial x^2_1} & \dots & \frac{\partial y^3}{\partial x^2_{ng}} & \frac{\partial y^3}{\partial x^3} \\ \frac{\partial \theta_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial \theta_1}{\partial \theta_{nb}} & \frac{\partial \theta_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial \theta_1}{\partial V_{nb}} & \frac{\partial \theta_1}{\partial x^1_1} & \dots & \frac{\partial \theta_1}{\partial x^1_{ng}} & \frac{\partial \theta_1}{\partial x^2_1} & \dots & \frac{\partial \theta_1}{\partial x^2_{ng}} & \frac{\partial \theta_1}{\partial x^3} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_{nb} \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_{nb} \\ \Delta y^1_1 \\ \vdots \\ \Delta y^1_{ng} \\ \Delta y^2_1 \\ \vdots \\ \Delta y^2_{ng} \\ \Delta y^3 \end{bmatrix} \quad (4.35)$$

4.5 O problema de otimização para cortes de carga e geração

O problema de otimização proposto é formulado pela função objetivo F apresentada na equação (4.36), composta pelo somatório dos coeficientes de corte de carga α_t e de geração de energia renovável variável γ_t considerando um horizonte de tempo de n horas. Para cada instante de tempo, considera-se cortes iguais para todas as barras do sistema.

$$\min F = \sum_{t=1}^n (\alpha_t + \gamma_t) \quad (4.36)$$

A função objetivo (4.36) está sujeita a uma série de restrições de igualdade e desigualdade. O primeiro conjunto de restrições de igualdade está associado ao balanço de potência nas barras do sistema.

O balanço de potência ativa é apresentado na equação (4.37).

$$P_{gk}^t - (1 - \alpha_t)P_{dk}^t - P_k^t + (1 - \gamma_t)P_{gkren}^t = 0 \quad (k \in \Omega_B) (t \in \Omega_t) \quad (4.37)$$

Já o balanço de potência reativa é apresentada na equação (4.38).

$$Q_{gk}^t - (1 - \alpha_t)Q_{dk}^t - Q_k^t = 0 \quad (k \in \Omega_B) (t \in \Omega_t) \quad (4.38)$$

Em que:

- P_{gk}^t e Q_{gk}^t são as potências ativa e reativa geradas na barra k e instante t pelas unidades despacháveis que operam em controle *droop*. Se a barra não possuir unidade geradora que opera em *droop*, $P_{gk}^t = Q_{gk}^t = 0$.
- P_{dk}^t e Q_{dk}^t são as potências ativa e reativa demandadas na barra k e instante t .
- P_k^t e Q_k^t são as injeções de potência ativa e reativa na barra k e instante t . Tais injeções são calculadas com base nas tensões complexas nodais e na matriz admitância de barras.
- P_{gkren}^t é a potência gerada pela fonte renovável (eólica) não despachável com base na velocidade do vento na barra k e instante t . Na ausência de gerador eólico na barra, $P_{gkren}^t = 0$. Considerou-se que as unidades eólicas operam com fator de potência unitário.
- α_t e γ_t são os cortes de carga e geração, respectivamente, nas barras no instante t (a serem minimizados).

- Ω_B e Ω_t são os conjuntos de barras e instante de tempo.

Para as unidades despacháveis, que operam em *droop*, tem-se as restrições de igualdade conforme equações (4.39) e (4.40).

$$P_{gk}^t - \frac{1}{R_k} \cdot (f_t^{*t} - f_r^t) = 0 \quad (k \in \Omega_G) (t \in \Omega_t) \quad (4.39)$$

$$V_k^{t*} - V_k^t = 0 \quad (k \in \Omega_G) (t \in \Omega_t) \quad (4.40)$$

Em que:

- R_k é o coeficiente de *droop* do gerador da barra k no instante t .
- f_t^{*t} é a frequência a vazio do gerador da barra k no instante t .
- f_r^t é a frequência da rede no instante t .
- V_k^{t*} é a tensão de referência do gerador da barra k no instante t .
- V_k^t é a tensão terminal do gerador da barra k no instante t .

A formulação utilizada não faz uso de um barramento infinito, mas requer uma barra que atue como referência angular, o que é feito conforme a restrição (4.41).

$$\theta_k^{t\,ref} = 0 \quad (4.41)$$

Em que $\theta_k^{t\,ref}$ denota que a barra k atua como referência angular do sistema no instante t . A frequência e a tensão da rede devem respeitar os limites mínimo e máximo conforme as restrições (4.42) e (4.43). Já os coeficientes de corte de carga e geração devem satisfazer aos limites apresentados nas equações (4.44) e (4.45).

$$f_r^{min} \leq f_r^t \leq f_r^{max} \quad (4.42)$$

$$V_r^{min} \leq V_r^t \leq V_r^{max} \quad (4.43)$$

$$0 \leq \alpha_t \leq 1 \quad (4.44)$$

$$0 \leq \gamma_t \leq 1 \quad (4.45)$$

Esclarecido o modelo matemático em que se tratou o problema de otimização, a próxima seção abordará a estratégia aplicada para solucionar o referido problema.

4.6 O problema de otimização para cortes de carga e geração e SAE integrado

Em que se pese a função objetiva permanecer a descrita na equação (4.36), salienta-se que há uma alteração na restrição de igualdade que garante o balanço de energia ativa. A

referida restrição pode ser subdivida em duas situações descritas na equação (4.46) e (4.47), em que P_{BAT}^t é a potência injeta na rede pela descarga da bateria ou retirada pela carga da bateria, a depender da situação. A equação (4.46) retrata situação em que há a descarga da bateria, ao passo que a situação em que há a descarga é descrita pela equação (4.47). As demais restrições de igualdade permanecem iguais as descritas na seção anterior.

$$P_{gk}^t - (1 - \alpha_t)P_{dk}^t - P_k^t + P_{BAT}^t + (1 - \gamma_t)P_{gk\ ren}^t = 0 \quad \text{se } f < 60 \text{ Hz} \quad (4.46)$$

$$(k \in \Omega_B) (t \in \Omega_t)$$

$$P_{gk}^t - (1 - \alpha_t)P_{dk}^t - P_k^t - P_{BAT}^t + (1 - \gamma_t)P_{gk\ ren}^t = 0 \quad \text{se } f > 60 \text{ Hz} \quad (4.47)$$

$$(k \in \Omega_B) (t \in \Omega_t)$$

No tocante as restrições de desigualdade, para a incorporação de baterias, além das equações anteriormente detalhadas, acrescenta-se a equação (4.48), visando estabelecer a janela de operação da bateria.

$$0,2 \leq SoC_t \leq 0,9 \quad (4.48)$$

4.7 Algoritmo Enxame de Partícula

Para a solução do problema de otimização optou-se por utilizar um algoritmo meta-heurístico. Ainda que seja viável resolver o modelo proposto com o uso de uma técnica de otimização não linear convencional, o uso de meta-heurística permite, em um futuro, aumentar a complexidade do problema, realizando a alocação de equipamentos para atenuar a instabilidade de frequência bem como lidar com um acoplamento entre os horizontes de planejamento. E, desta maneira, fez-se opção pelo algoritmo Enxame de Partículas.

O método de Otimização baseado em Enxame de Partículas (PSO), proposto inicialmente por (Eberthart & Kennedy, 1995), decorre do comportamento de bandos de pássaros e cardumes. Os indivíduos destas populações, designados por partículas, movimentam-se dentro de um espaço de busca. A cada partícula está associada uma posição e uma velocidade, que serão atualizadas com o tempo e de acordo com suas próprias experiências (fator cognitivo) e com as experiências do restante do bando (fator social).

Matematicamente, pode-se representar a posição de uma partícula i na geração (iteração) k , por x_i^k . Esta posição será atualizada a cada geração conforme equação (4.49).

$$x_i^{k+1} = x_i^k + v_i^{k+1} \quad (4.49)$$

Desta forma, a nova posição da partícula, x_i^{k+1} , dependerá da posição anterior, x_i^k , e da nova velocidade da partícula v_i^{k+1} . A velocidade da partícula, v_i^k , é outra variável que será atualizada a cada iteração por meio da equação (4.50) e (4.51).

$$v_i^{k+1} = w^k \cdot v_i^k + c_1 \cdot r_1 \cdot (lbest_i - x_i^k) + c_2 \cdot r_2 \cdot (pbest_g - x_i^k) \quad (4.50)$$

$$w^k = w_{max} - \left(\frac{w_{max} - w_{min}}{k_{max}} \right) \cdot k \quad (4.51)$$

A equação (4.50) faz uso da melhor posição visitada pela partícula i , denominada $lbest_i$, e da melhor posição global, conhecida como $pbest_g$, ou seja, a melhor posição já visitada considerando todas as partículas e iterações, para determinar a velocidade atualizada v_i^{k+1} .

Ademais, a equação (4.50) ainda faz uso de c_1 e c_2 constantes de aceleração positiva (iguais à 1 e 1.5, respectivamente), r_1 e r_2 são números randômicos no intervalo [0 1], w^k constante de inércia na geração k que controla a capacidade de busca do método (esta sofre um decréscimo de $w_{max} = 1,5$ até $w_{min} = 0,6$) e k_{max} é o número de gerações, de acordo com a equação (4.51).

As equações (4.49)-(4.51) governam o movimento das partículas durante o processo de busca. A seguir, apresenta-se o pseudocódigo para o melhor entendimento da dinâmica do algoritmo (Eberhart & Kennedy, 1995).

Pseudocódigo do algoritmo meta-heurístico PSO
1: atribui parâmetros
2: for k=0 até tamanho do enxame do
3: inicia v_i^k como uma velocidade aleatória
4: inicia x_i^k como uma solução aleatória para o problema
5: inicia $pbest_g$ e $lbest_i$
6: end for
7: while não atingir condição de parada do
8: for k=0 até tamanho do enxame do
9: atualiza v_i^k (equação (4.49))
10: atualiza x_i^k (equação (4.50))
11: $lbest_{k+1} \leftarrow$ melhor entre x_i^k e $lbest_k$
12: $gbest_{k+1} \leftarrow$ melhor entre $lbest_{k+1}$ e $gbest_k$
13: end for
14: end while
15: return $pbest$

Como condição de parada do algoritmo, foi escolhido um número fixo de avaliações. Nesse tipo de critério de convergência, quando o número de iterações ultrapassa um valor máximo pré-definido, o algoritmo é interrompido e a melhor solução, até então, é retornada como solução final. Neste trabalho, foi escolhido, de forma empírica, 20 avaliações do PSO para cada hora.

4.8 Conclusão do capítulo

Esse capítulo se destinou a tratativa das questões envolvidas na metodologia propostas para a manutenção do controle de frequência em redes com alta penetração de renováveis.

Com o intuito de verificar os efeitos das FERVs integrados a rede, desenvolveu-se modelos de aerogeradores, de modo que a potência gerada pelos aerogeradores flutuou de acordo com o cenário de vento. Sendo assim, verificou-se que durante um cenário de 24 horas, houve períodos em que essas fontes geradoras não contribuíram, quer pelo fato de o vento não ter alcançado velocidade mínima requerida para acionamento dos aerogeradores, quer pelos aerogeradores terem sido retirados da operação devido a velocidade de vento elevada. Para a série de vento adotada, houve ainda períodos em que se gerou a potência nominal dos aerogeradores.

Para o controle de carga/descarga da bateria, utilizou-se o indicador de estado de carga, em que se expressa a quantidade, em p.u., disponível de carga na bateria. Para manter a segurança de operação da bateria, definiu-se para a metodologia em tela que a variação do SoC representaria 10% do estado de carga anterior, respeitando a carga mínima de 20% e a máxima de 90%.

Foi ainda apresentada a alteração para o problema de fluxo de potência com o intuito de se obter o parâmetro da frequência da rede, denominada *Full Newton*. A metodologia propõe a adição dos modelos de controle *droop* na matriz Jacobiana.

Por fim, abordou-se o problema de otimização, em que se consiste no mínimo corte possível de carga e geração. Apresentou-se a função objetiva do problema, bem como as igualdades e restrições envolvidas. Também foi exposta a técnica para a otimização, que se trata de uma abordagem meta-heurística, baseada no algoritmo Enxame de Partículas (PSO), o qual o pseudocódigo foi apresentado.

Esclarecida a modelagem computacional abordada neste trabalho, no próximo capítulo serão apresentados os resultados alcançados com metodologia proposta.

5 RESULTADOS

5.1 Considerações iniciais

Este capítulo tem como objetivo apresentar os resultados alcançados com as metodologias propostas, de tal sorte que serão apresentados os resultados para os seguintes sistemas testes:

- Sistema teste 1: sistema de 6 barras;
- Sistema teste 2: sistema *New England* (39 barras);
- Sistema teste 3: sistema de 33 barras adaptado;

Os resultados obtidos com o primeiro sistema teste supracitado tem como intenção validar o algoritmo desenvolvido para o cálculo do fluxo de potência *Full Newton*. Optou-se a escolha de um sistema pequeno e simples para que facilite a demonstração do cálculo da frequência do sistema a partir das características *droop* dos geradores síncronos.

Já o segundo sistema teste tem como objetivo simular os cortes de carga e de geração variáveis ótimos para se garantir a frequência de operação do sistema dentro de uma faixa tecnicamente aceitável. Considerou-se, para tal fim, um horizonte de estudo de 24 horas, utilizando-se de curvas de carga diária, tanto para um perfil residencial, quanto industrial. Para demonstrar a variabilidade das FERVs, incorporou-se o modelo eólica apresentado no capítulo anteriores em algumas barras dos sistemas.

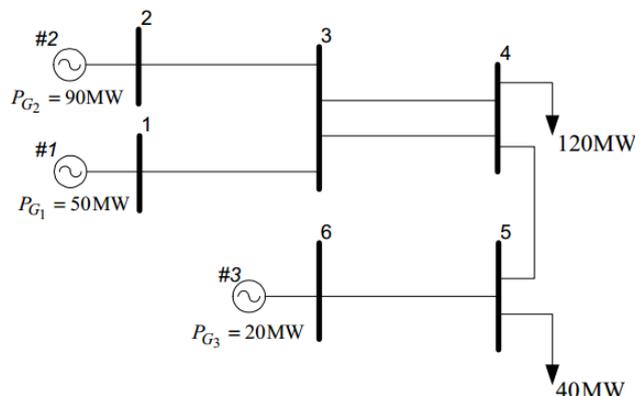
Por fim, o último sistema teste tem como objetivo investigar a contribuição dos SAEs no alcance da estabilidade da frequência do SEP de baixa inércia e alta penetração de FERVs, comparando os cortes de geração e de carga efetuados para um sistema com e sem presença de bateria do tipo FERVs. Para isso, simulou-se uma microrrede operando de forma ilhada, com aerogeradores integrados a ela, sendo aplicado uma carga típica residencial para um horizonte de 24 horas.

5.2 Sistema teste 1

O sistema de 6 barras (Almeida, 2004) (La Gatta P. O., 2012), demonstrado na Figura 12, é composto por três unidades geradoras, alocadas nas barras 1, 2 e 6, que suprem as barras de carga 4 e 5. Ademais, considerou-se para a constante *droop* para os geradores síncronos do

sistema o valor de 0,5% na base de 100 MVA do sistema, obtendo os valores contidos na Tabela 1 para cada gerador na referida base (La Gatta P. O., 2012).

Figura 12 – Diagrama unifilar do sistema de 6 barras (Sistema teste 1)



Fonte: (Almeida, 2004), (La Gatta P. O., 2012)

Tabela 1 – Constante *droop* para os geradores alocados no sistema de 6 barras para a base do sistema.

Gerador	Constante <i>droop</i> na base do sistema (100 MVA)
G1 (barra 1)	0,050
G2 (barra 2)	0,025
G3 (barra 6)	0,100

Fonte: (La Gatta P. O., 2012)

Desconsiderando-se as perdas elétricas, para o caso base e tomando a barra 1 como referência, solucionando-se o fluxo de potência sem ausência de distúrbio no SEP, o sistema apresenta frequência de 60 Hz e as grandezas expressas na Tabela 2, em que P_g e Q_d são respectivamente a potência ativa e reativa gerada, enquanto P_d e Q_d são, nessa ordem, a potência ativa e reativa demanda.

Tabela 2 – Resultado para o fluxo de potência do sistema de 6 barras.

Barra	Tensão (p.u.)	Ângulo (°)	P_g (MW)	Q_g (Mvar)	P_d (MW)	Q_d (Mvar)
1	1,024	0,00	50,00	10,05	0,00	0,00
2	1,021	-2,05	90,00	20,10	0,00	0,00
3	1,009	-5,55	0,00	0,00	0,00	0,00
4	1,000	-12,73	0,00	0,00	120,00	0,00
5	1,000	-23,11	0,00	0,00	40,00	0,00
6	1,004	-20,82	20,00	2,62	0,00	0,0

Fonte: elaboração própria

Para demonstrar a característica *droop* dos geradores, estipulou-se um distúrbio no sistema, configurado por um aumento significativo de 50% nas barras 4 e 5, isto é, um aumento de carga de 60 MW na barra 4 e 20 MW na barra 5, totalizando, portanto, em um aumento de carga de 80 MW.

Aplicando os dados da Tabela 1 e considerando o distúrbio total provocado no sistema pelo aumento de carga, rescreve-se a equação (3.8) na equação (5.1), de modo que resultou em uma redução de frequência no sistema de 1,1429%. Assim, a frequência do sistema após o referido aumento de carga é de 59,3143 Hz, conforme (5.2).

$$\Delta f = \frac{0,8}{\frac{1}{0,05} + \frac{1}{0,025} + \frac{1}{0,1}} = 0,011429 = 1,1429 \% \quad (5.1)$$

$$f = 60 * (1 - 0,11429) = 59,3143 \text{ Hz} \quad (5.2)$$

Estipulando uma tolerância de 0,001 MVA, o resultado obtido para o fluxo de potência *Full Newton* desenvolvido é apresentado na Tabela 3.

Tabela 3 – Resultado para o fluxo de potência do sistema de 6 barras com distúrbio

Barra	Tensão (p.u.)	Ângulo (°)	Pg(MW)	Qg (Mvar)	Pd (MW)	Qd (Mvar)
1	1,024	0,00	72,86	21,08	0,00	0,00
2	1,021	-2,86	135,71	47,11	0,00	0,00
3	0,993	-8,24	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,972	-19,45	0,00	0,00	180,00	0,00
5	0,990	-34,97	0,00	0,00	60,00	0,00
6	1,004	-31,31	31,43	7,94	0,00	0,0

Fonte: elaboração própria

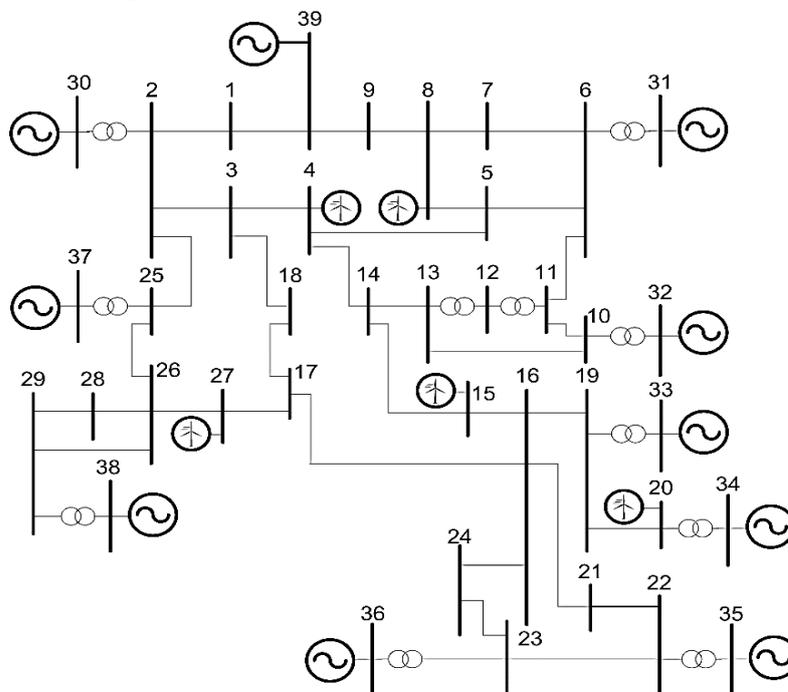
Além dos resultados supramencionados, com o fluxo de potência proposto se alcançou a frequência de rede de 59,3143 Hz em 3 iterações, demonstrando robustez e confiabilidade para o algoritmo implementado. Ademais, validam-se os referidos resultados com o disposto em La Gatta P. O.(2012), atestando o uso da ferramenta desenvolvida para cálculo de frequência em situações que são levadas em consideração as características *droop* dos geradores despacháveis.

5.3 Sistema teste 2

O sistema *New England* (Athay, Podmore, & Virmani, 1979), demonstrado na Figura 13, apresenta 39 barramentos e 10 geradores despacháveis, os quais operam conforme a

característica *droop* e apresentam tensão terminal especificada em 1,0 por unidade. Considerou-se para a constante *droop* do sistema o valor de 0,5% na base de 100 MVA do sistema (La Gatta, Passos Filho, & Pereira, 2019).

Figura 13 – Diagrama unifilar do Sistema *New England*

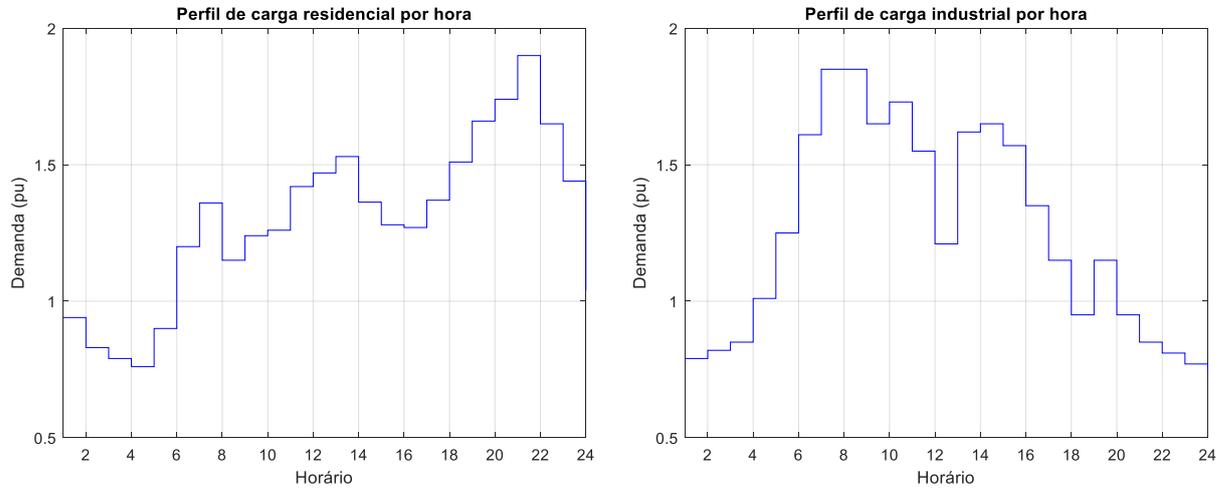


Fonte: Adaptado de (Athay, Podmore, & Virmani, 1979)

Com o propósito de vislumbrar os efeitos de uma alta penetração de FERVs, optou-se por alocar 5 (cinco) aerogeradores nos nós 4, 8, 15, 20 e 27, evitando-se, dessa forma, que fossem alocados nos nós que já havia geradores despacháveis. Os referidos aerogeradores, também ilustrados na Figura 13, apresentam cada um, uma capacidade de geração de 500 MW e modelado conforme a curva de geração apresentada na seção anterior (Figura 10). Já em relação a carga, foram considerados os perfis residencial e industrial adaptados de (Peres, Coelho, Poubel, & Costa (2022), expostos na Figura 14.

Verifica-se que para o perfil residencial há uma elevação de consumo durante a noite, coincidindo com o horário em que as pessoas permanecem em casa, consubstanciando no aumento de consumo com o uso de chuveiros elétricos e outros equipamentos elétricos. Próximo à meia noite há uma redução do consumo correspondente ao período em que geralmente as pessoas dormem, seguido de aumento de consumo próximo às 6:00 devido ao despertar. Por sua vez, no perfil industrial, a demanda energética é significativa durante ao dia, em consequência da tradicional jornada de trabalho, apesar de apresentar uma redução próximo a meio dia em função do intervalo para horário de almoço.

Figura 14 – Perfis de carga simulado

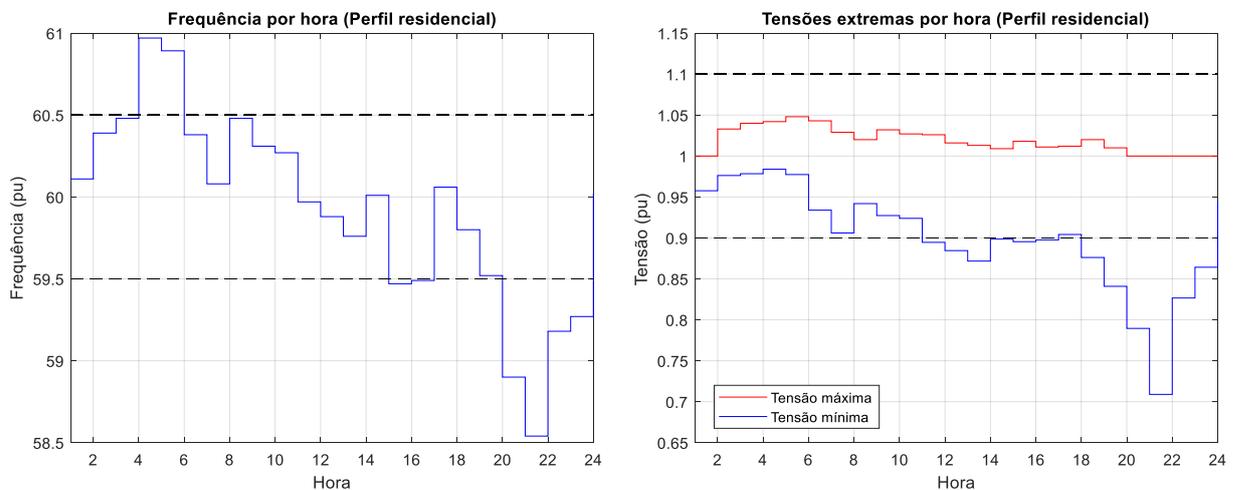


Fonte: Adaptado de (Peres, Coelho, Poubel, & Costa, 2022)

Conforme mencionado na Seção 4.5, estipulou-se, para este trabalho, a frequência de operação do sistema entre 59,5 – 60,5 Hz, e se fixou o intervalo de tensão entre 0,9 – 1,1 por unidade, sendo considerado indesejáveis os valores fora dessas faixas.

Dessa forma, levando as considerações acerca da demanda e geração supramencionadas, obteve-se as frequências horárias para os perfis residencial e industrial, ilustradas, respectivamente, no lado esquerdo da Figura 15 e Figura 16, as quais, devido ao descompasso entre carga e geração, apresentaram desvios em relação a frequência nominal da rede de 60 Hz e, inclusive, valores fora dos limites pré-estabelecidos.

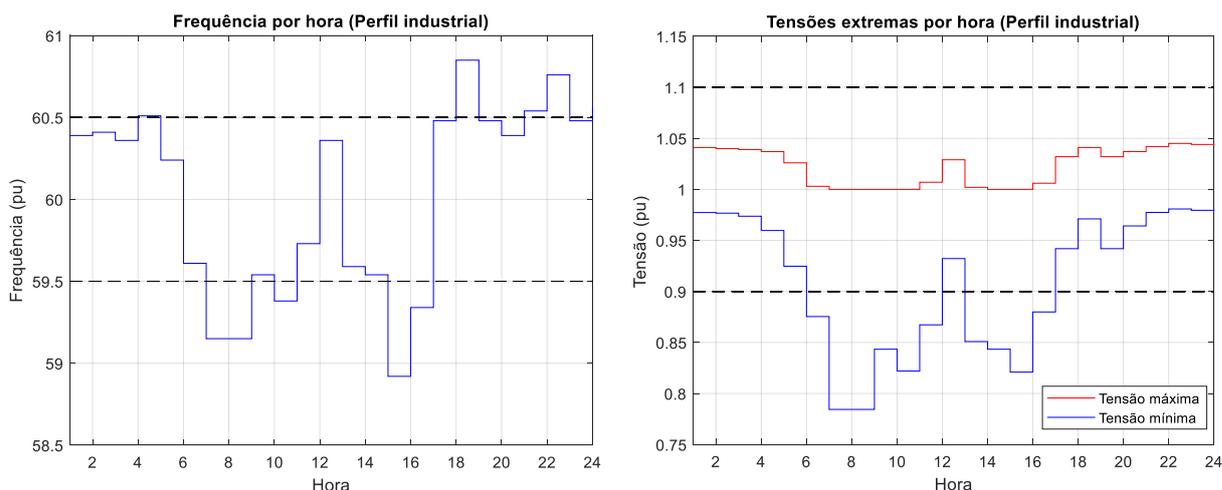
Figura 15 – Frequência horária e perfil de tensão para o perfil residencial no caso original (sem corte).



Fonte: elaboração própria

São ainda visualizadas as tensões mínimas e máximas por hora alcançadas em ao menos em uma das 39 barras do sistema no lado direito das figuras supracitadas. Para ambos os cenários, nota-se que houve situações indesejáveis de subtensão, que, embora não seja o foco desse trabalho, como já comentado em momento oportuno, não podem ser ignoradas e admitidas.

Figura 16 – Frequência horária e perfil de tensão para o perfil industrial no caso original (sem corte).



Fonte: elaboração própria

A atuação da metodologia proposta se sucede de modo que em situações de subfrequência há corte de cargas, ao passo que, verificada a sobrefrequência, atua-se realizando corte de geração dos aerogeradores. Ademais, ainda que a frequência alcance valores adequados, realiza-se corte de carga quando verificada subtensão ou corte de geração dos aerogeradores em caso de sobretensão.

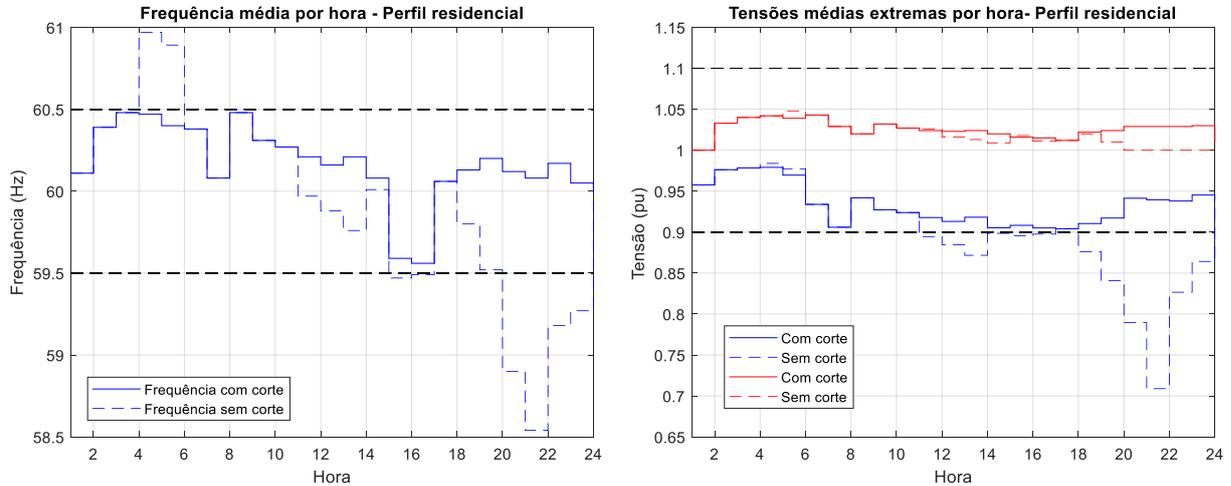
Tendo em vista que a metodologia se baseia em um algoritmo de otimização estocástico, o PSO, simulou-se por 30 vezes a fim de se realizar um tratamento estatístico e se obter, por conseguinte, a média bem como o desvio padrão dos resultados alcançados.

Considerando-se as características do consumo residencial, a frequência média por hora alcançado após a atuação do otimizador pode ser visualizada no lado esquerdo da Figura 17. Já no lado direito das figuras supramencionadas, têm-se as tensões extremas – tensão média mínima e tensão média máxima - por hora alcançadas em uma das 39 barras. Visualiza-se ainda nas mencionadas imagens, em linha pontilhada, para fins comparativo, a situação original, ou seja, sem rejeições, quer de geração eólica, quer de carga.

Com o intuito de viabilizar uma análise mais detalhada dos resultados obtidos, para o perfil residencial, são apresentadas as frequências originais, bem como as frequências médias após os cortes e os respectivos desvios padrões na Tabela 4. Ainda, para melhor visualização,

são destacadas as frequências originais que apresentaram valores que extrapolam os limites estabelecidos.

Figura 17 – Frequência média e tensões extremas para o perfil residencial com atuação do otimizador



Fonte: elaboração própria

Tabela 4 – Frequências originais, frequências médias, desvio padrão das frequências médias e respectivos horários para o perfil residencial.

Hora	Frequência original (Hz)	Frequência média (Hz) - Após	
		corte	Desvio Padrão
04:00 a 04:59	60,9704	60,4701	0,0170
05:00 a 05:59	60,8925	60,4038	0,0762
11:00 a 11:59	59,9708	60,2082	0,1260
12:00 a 12:59	59,8766	60,1569	0,0797
13:00 a 13:59	59,7634	60,2144	0,1466
14:00 a 14:59	60,0084	60,0788	0,1177
15:00 a 15:59	59,4714	59,5902	0,0836
16:00 a 16:59	59,4904	59,5598	0,0409
18:00 a 18:59	59,8012	60,1306	0,0699
19:00 a 19:59	59,5173	60,2045	0,1580
20:00 a 20:59	58,8956	60,121	0,1177
21:00 a 21:59	58,5406	60,0821	0,2689
22:00 a 22:59	59,1813	60,1719	0,2707
23:00 a 23:59	59,2694	60,0529	0,2858

Fonte: elaboração própria

Compulsando os resultados obtidos, tanto por meio da Figura 17, quanto por meio da Tabela 4, verifica-se que, a metodologia resultou em cortes em que a frequência e ou a tensão

apresentavam valores fora dos intervalos estabelecidos, consubstanciando em 14 cortes realizados.

Ademais, constata-se que se efetuou o mínimo de cortes de geração e de carga para a manutenção da frequência dentro da faixa pré-estabelecida, como pode ser evidenciado, por exemplo, para o horário entre 04:00 e 04:59, que apresentava sobrefrequência no caso original, de modo que após o corte de geração dos aerogeradores, passou-se a operar em frequência próximo ao valor máximo limite, com 60,4701 Hz.

As porcentagens médias de corte e os correspondentes desvios padrões para as horas problemáticas, bem como os tipos de cortes necessários, e ainda a motivação desses cortes são elencadas na Tabela 5.

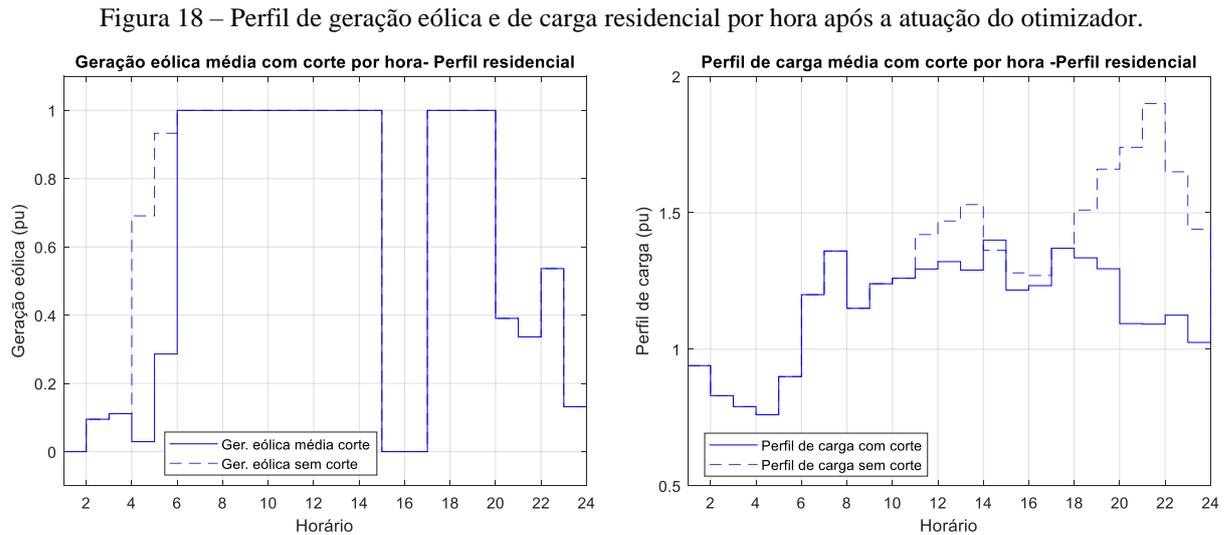
Tabela 5 – Cortes médios de carga e de geração e respectivos desvios padrões alcançados para o perfil de carga residencial.

Hora	Tipo de corte	Motivação do corte	Corte médio	Desvio Padrão
04:00 a 04:59	Geração	Frequência	95,767%	3,242%
05:00 a 05:59	Geração	Frequência	69,346%	10,763%
11:00 a 11:59	Carga	Tensão	8,907%	4,735%
12:00 a 12:59	Carga	Tensão	10,143%	2,891%
13:00 a 13:59	Carga	Tensão	15,671%	5,115%
14:00 a 14:59	Carga	Frequência e tensão	2,677%	4,484%
15:00 a 15:59	Carga	Frequência e tensão	4,911%	3,461%
16:00 a 16:59	Carga	Tensão	2,893%	1,705%
18:00 a 18:59	Carga	Tensão	11,593%	2,467%
19:00 a 19:59	Carga	Frequência e tensão	21,959%	5,079%
20:00 a 20:59	Carga	Frequência e tensão	37,148%	3,605%
21:00 a 21:59	Carga	Frequência e tensão	42,518%	7,552%
22:00 a 22:59	Carga	Frequência e tensão	31,792%	8,751%
23:00 a 23:59	Carga	Frequência e tensão	28,850%	9,586%

Fonte: elaboração própria

De maneira geral, destaca-se que os cortes de geração, em termos percentuais, são significativamente superiores aos cortes de cargas. Justifica-se tal ocorrência devido ao fato do primeiro corte ser sucedido apenas nos aerogeradores, ao passo que o último ocorre na carga de todo o sistema.

A partir dos cortes listados na tabela supramencionada, obtêm-se os perfis da geração eólica e de carga para o caso residencial ilustrados na Figura 18. Para evidenciar a atuação da metodologia proposta, nota-se que as linhas tracejadas nos aludidos perfis se referem as situações diagnosticadas antes dos cortes.



Fonte: elaboração própria

Observa-se que os cortes de geração ocorrem de madrugada, ente 4:00 e 5:59, horário de baixo consumo energético nas residências e com condições de vento favoráveis para geração, ainda que não o suficiente para atingir a capacidade nominal dos aerogeradores, conforme Figura 18.

Em que se pese os aerogeradores alcançarem a capacidade de geração nominal no período das 11:00 às 14:59, nota-se que essa geração não é suficiente para manter as grandezas avaliadas (tensão e frequência) dentro da faixa, acarretando cortes de cargas.

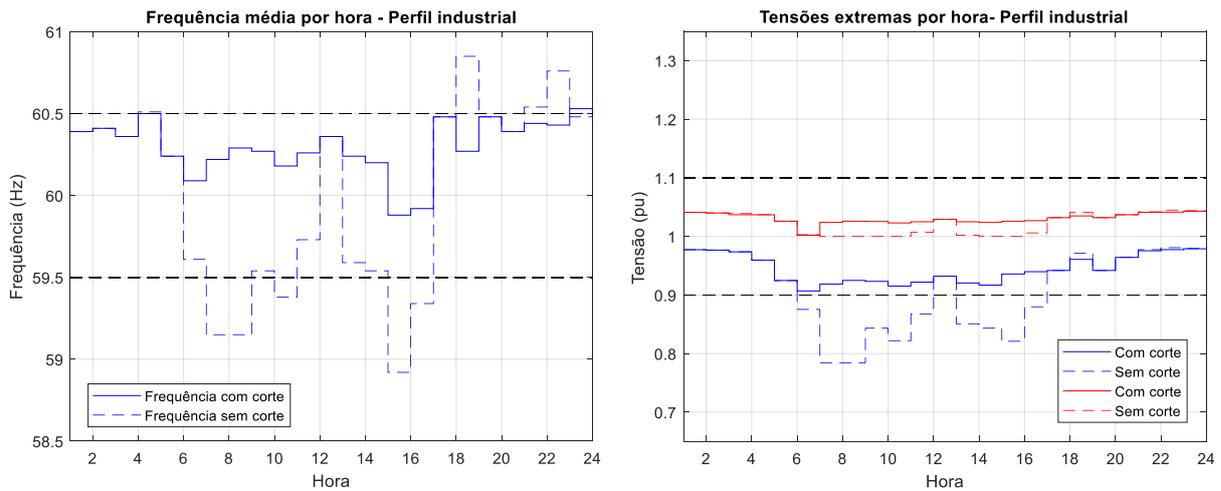
Acentua-se que as rejeições de carga realizadas entre 15:00 e 16:59 decorrem do desligamento dos aerogeradores devido à alta velocidade dos ventos, conforme série de vento aplicada (Figura 9).

Já os demais cortes de carga, sucedidos nos períodos noturnos, são motivados pelo aumento do consumo energético e a correspondente diminuição de geração eólica.

De maneira análoga, têm-se os resultados considerando um cenário industrial, demonstrado na Figura 19 e na Tabela 6.

Verifica-se que foram necessários 16 cortes para atender os níveis de operação de frequência e tensão, sendo 6 (cinco) correspondentes a rejeição de geração e os 10 demais, de carga.

Figura 19 – Frequência média e tensões extremas para o perfil industrial com atuação do otimizador.



Fonte: elaboração própria

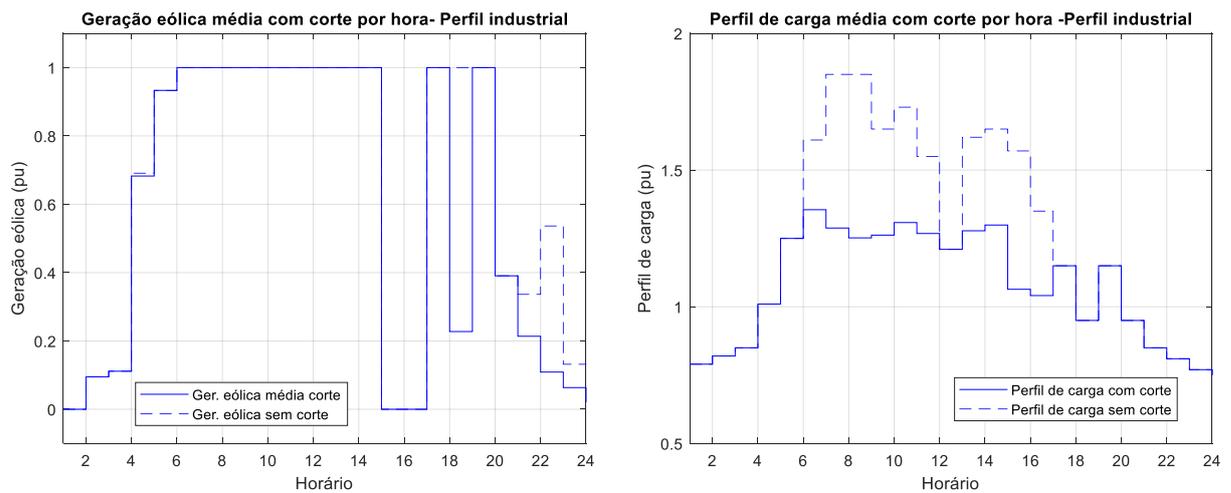
Tabela 6 – Frequências originais, frequências médias, desvio padrão das frequências médias e respectivos horários para o perfil industrial.

Hora	Frequência original (Hz)	Frequência média (Hz) -		Desvio Padrão
		Após corte		
04:00 a 04:59	60,5051	60,4988	0,0016	
06:00 a 06:59	59,6121	60,093	0,0570	
07:00 a 07:59	59,1546	60,2189	0,1464	
08:00 a 08:59	59,1546	60,2869	0,1479	
09:00 a 09:59	59,5363	60,2671	0,1143	
10:00 a 10:59	59,3841	60,1817	0,1372	
11:00 a 11:59	59,7257	60,256	0,1612	
13:00 a 13:59	59,5932	60,2365	0,1089	
14:00 a 14:59	59,5363	60,1982	0,1059	
15:00 a 15:59	58,9188	59,8787	0,2503	
16:00 a 16:59	59,3388	59,9222	0,2629	
18:00 a 18:59	60,8497	60,2657	0,1446	
21:00 a 21:59	60,5353	60,4423	0,0000	
22:00 a 22:59	60,7611	60,4373	0,0500	
23:00 a 23:59	60,5293	60,4774	0,0147	
00:00 a 00:59	60,5661	60,4821	0,0107	

Fonte: elaboração própria

Os cortes de geração e de carga realizados para o perfil industrial podem ser visualizados respectivamente no lado esquerdo e direito da Figura 20. Já os valores dos cortes médios, os desvios padrões, bem como o tipo de a motivação dos cortes são elencados na Tabela 7.

Figura 20 – Perfil de geração eólica e de carga industrial por hora após a atuação do otimizador.



Fonte: elaboração própria

Tabela 7 – Cortes médios de carga e de geração e respectivos desvios padrões para o perfil de carga industrial.

Hora	Tipo de corte	Motivação do corte	Corte médio	Desvio Padrão
04:00 a 04:59	Geração	Frequência	1,209%	0,303%
06:00 a 06:59	Carga	Frequência	15,841%	1,884%
07:00 a 07:59	Carga	Frequência e tensão	30,390%	4,225%
08:00 a 08:59	Carga	Frequência e tensão	32,351%	4,270%
09:00 a 09:59	Carga	Tensão	23,508%	3,697%
10:00 a 10:59	Carga	Frequência	24,414%	4,230%
11:00 a 11:59	Carga	Tensão	18,193%	5,550%
13:00 a 13:59	Carga	Tensão	21,083%	3,589%
14:00 a 14:59	Carga	Tensão	21,279%	3,424%
15:00 a 15:59	Carga	Frequência e tensão	32,242%	8,490%
16:00 a 16:59	Carga	Frequência e tensão	22,916%	10,367%
18:00 a 18:59	Geração	Frequência	77,251%	19,033%
21:00 a 21:59	Geração	Frequência	36,459%	18,622%
22:00 a 22:59	Geração	Frequência	79,701%	12,274%
23:00 a 23:59	Geração	Frequência	51,859%	14,719%
00:00 a 00:59	Geração	Frequência	84,391%	10,714%

Fonte: elaboração própria

Em exame da Figura 20 e dos dados Tabela 7, verifica-se que os cortes de geração são necessários em função da baixa demanda energética inerente dos períodos. Nota-se também que, ainda que a contribuição dos aerogeradores seja mais significativa durante o dia, a geração eólica segue insuficiente para evitar desvios de frequência, devido à alta demanda energética, típica de perfis industriais, acarretando rejeições de carga nos períodos diurnos, listados na tabela supra. Assim como no cenário residencial, para o período entre 15:00 e 16:59 a situação

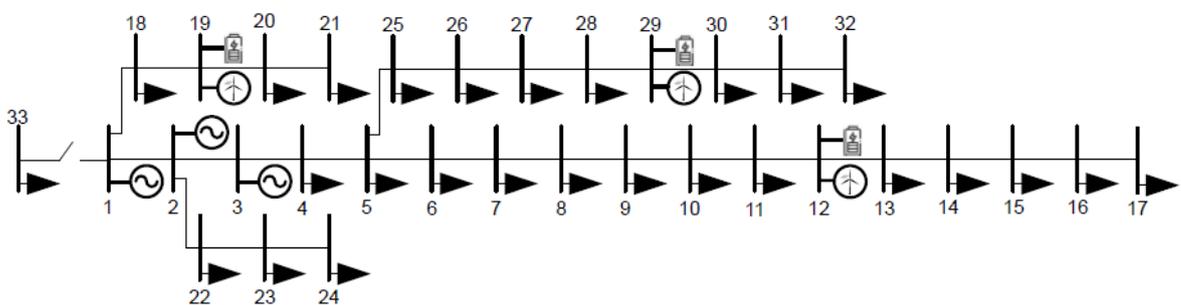
é agravada pela retirada dos aerogeradores devido as altas velocidades dos ventos atingidas, proporcionando nos correspondentes cortes de carga.

Do exposto, observa-se que a metodologia desenvolvida atendeu seus objetivos propostos: por meio de rejeições ótimas de carga e de geração dos aerogeradores de modo que tanto a frequência, quanto os níveis de tensão permaneceram dentro da faixa limitada para a confiabilidade de operação da rede.

5.4 Sistema teste 3

Essa seção tem como objetivo analisar a contribuição do SAE para estabilidade de frequência, sobretudo em sistemas elétricos de distribuição (SED) de baixa inércia e significativa variabilidade de geração decorrentes das FERVs. Nesse contexto, avaliou-se a microrrede de 33 barras operando de forma ilhada, descrita em (Gonçalves, et al., 2021), em que o ilhamento decorre da desconexão entre o nó 1 e a subestação, representada pelo nó 33, consoante Figura 21 . A base do sistema é de 1 MW, sendo adotada a barra 1 como de referência.

Figura 21 – Diagrama unifilar da microrrede de 33 barras operando de forma ilhada



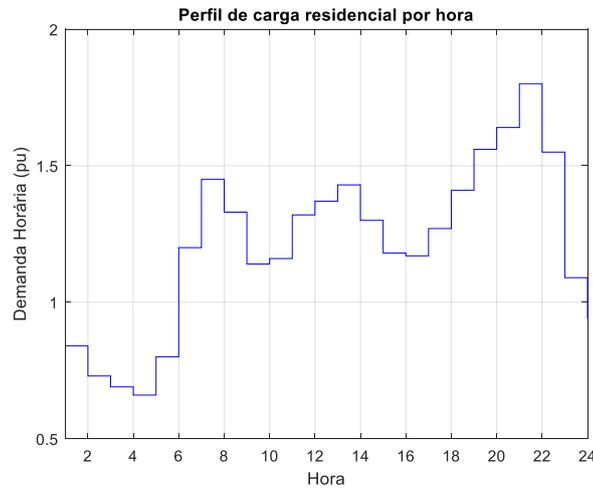
Fonte: Adaptado de (Gonçalves, et al., 2021)

Ademais, integrou-se aerogeradores e SAE nas barras 12, 19 e 29, sendo cada aerogerador de 1,1 MW e cada SAE de 1 MW. Já para a constante *droop* dos geradores síncronos alocados nas barras 1, 2 e 3, aplicou-se o valor de 0,5% na base do sistema.

A demanda simulada, típica residencial, é vislumbrada na Figura 22, sendo considerado um horizonte de 24 horas. Os aerogeradores foram modelados conforme a curva de geração apresentada na seção 4.2 (Figura 10), enquanto, para o SAE, considerou-se o exposto na Seção 4.3 e aplicou-se um SoC inicial de 90%, valor máximo da janela de operação considerada.

Reforça-se que se adotaram a faixa de operação entre 59,5 – 60,5 Hz para a frequência e o intervalo entre 0,9 – 1,1 por unidade para a tensão.

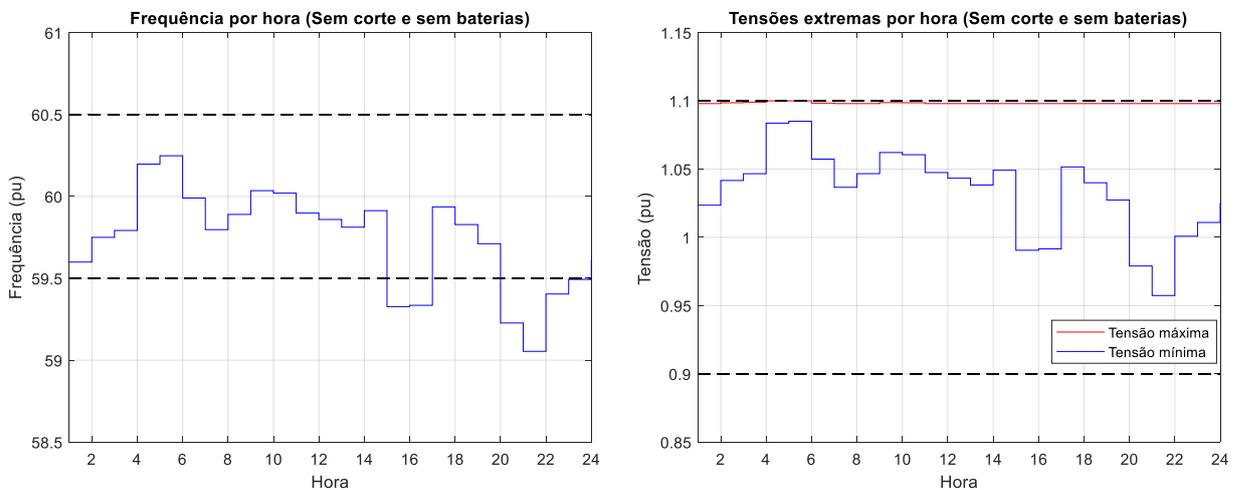
Figura 22 – Demanda energética considerada para um horizonte de 24 horas.



Fonte: elaboração própria

Para o caso base, isto é, sem a presença de bateria e sem rejeição de cargas e de geração, o perfil de frequência obtido pode ser visualizado no lado esquerdo da Figura 23.

Figura 23 – Perfil de frequência e tensões mínimas e máximas para o caso base da microrrede de 33 barras isolada.



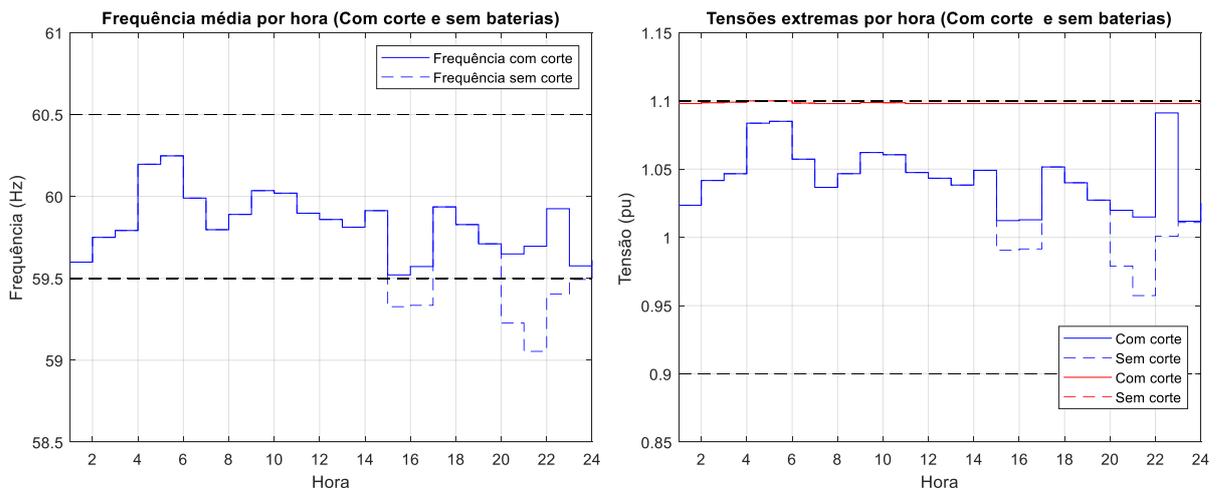
Fonte: elaboração própria

Nota-se que em grande parte do horizonte de tempo considerado, apresenta-se frequência com valores inferiores ao valor nominal de 60 Hz, o que é esperado, já que, com a desconexão da microrrede com a rede principal, vislumbra-se um desequilíbrio entre geração e carga, marcado por um excesso de carga, haja vista a ausência de contribuição de plantas de geração de grande capacidade.

No lado direito da referida figura, têm-se a tensão máxima e a tensão mínima alcançada para o horizonte de estudo. Observa-se que não houve extrapolação da tensão para os limites estabelecidos.

Sendo, portanto, apenas constatados cenários indesejáveis de subfrequência, aplicando cortes mínimo de carga, obtêm-se os perfis médios tanto de frequência, quanto de tensão ilustrados na Figura 24.

Figura 24 – Frequência média com atuação do otimizador do sistema de 33 barras isolado



Fonte: elaboração própria

Reitera-se que devido a característica estocástica inerente da metodologia de corte ótimo implementada, simulou-se 30 vezes para se obter os valores médios mencionados, sendo elencados na Tabela 8 apenas as frequências médias para os horários que houve rejeição de carga, juntamente com seus respectivos desvios padrões. Na aludida tabela também são evidenciadas as frequências para o caso base desses horários considerados críticos.

Verifica-se que, após a rejeição de carga nos períodos destacados na Tabela 8, as frequências médias da microrrede ilhada apresentaram valores próximos ao valor mínimo de 59,5 Hz, sugerindo que os cortes realizados foram o mínimo possível para garantir que a grandeza em questão operasse dentro do valor pré-determinado. Aduz-se, do lado direito da Figura 24, que, ainda com a promoção dos cortes de carga, as tensões mínimas e máximas permaneceram dentro do intervalo de operação pré-estabelecido.

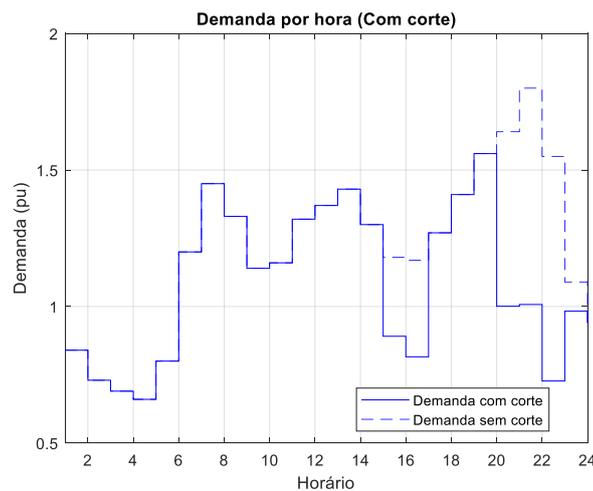
Tabela 8 – Frequências originais, frequências médias, desvio padrão das frequências médias e respectivos horários – Apenas corte

Hora	Frequência Original (Hz)	Frequência média (Hz) - Após corte	Desvio Padrão
15:00 a 15:59	59,3273	59,5214	0,0184
16:00 a 16:59	59,3354	59,5720	0,0299
20:00 a 20:59	59,2274	59,6490	0,1473
21:00 a 21:59	59,0541	59,6956	0,2209
22:00 a 22:59	59,4038	59,9248	0,2796
23:00 a 23:59	59,4925	59,5763	0,1372

Fonte: elaboração própria

Os cortes de carga realizados estão demonstrados na Figura 25 e Tabela 9. Em que se pese a demanda horária entre 15:00 e 16:59 não ser tão elevada, nota-se cortes de carga, já que há retirada dos aerogeradores nesse horário. Nota-se que os cortes realizados no período noturno correspondem ao período de maior demanda.

Figura 25 – Perfil da demanda após a realização de cortes.



Fonte: elaboração própria

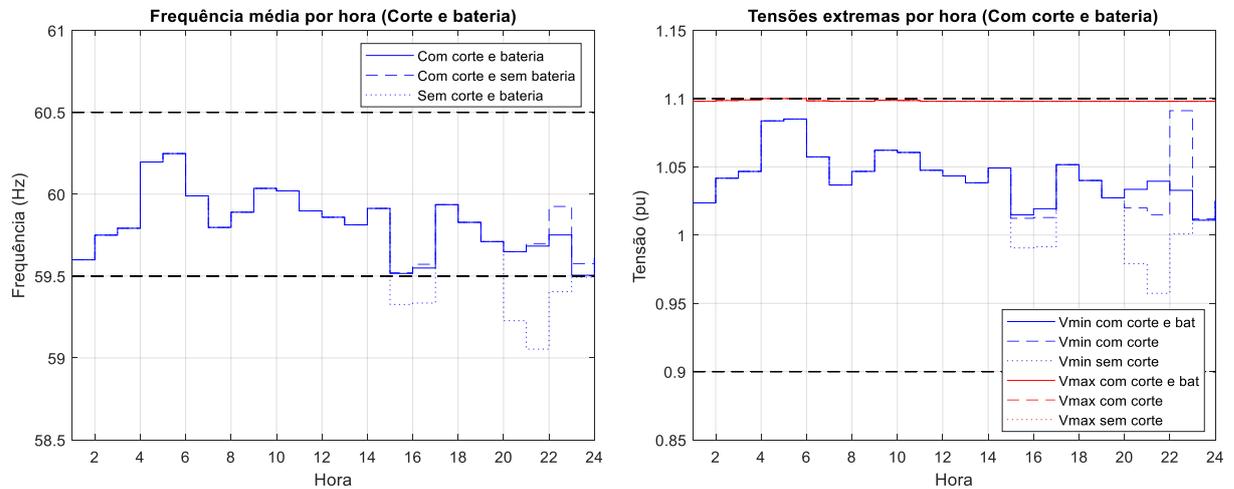
Tabela 9 – Cortes médios e desvio padrão – Caso apenas cortes.

Hora	Cortes médios (%)	Desvio Padrão (%)
15:00 a 15:59	24,4824%	1,9681%
16:00 a 16:59	30,2752%	3,2399%
20:00 a 20:59	38,9597%	11,5396%
21:00 a 21:59	44,0295%	16,0163%
22:00 a 22:59	53,0779%	13,7930%
23:00 a 23:59	9,8046%	16,1111%

Fonte: elaboração própria

Já a Figura 26 e a Tabela 10 trazem os resultados considerando cortes de carga na microrrede de 33 barras operando ilhada e com SAE integradas nas barras 12, 19 e 29.

Figura 26 – Perfil de frequência média e tensões mínimas e máximas para o caso com SAE integrada.



Fonte: elaboração própria

Tabela 10 – Frequências originais, frequências médias, desvio padrão das frequências médias e respectivos horários – Corte e SAEs integradas.

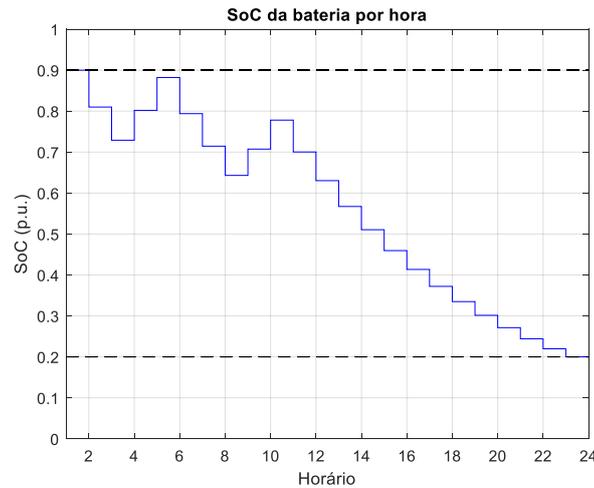
Hora	Frequência Original (Hz)	Frequência média (Hz) - Após corte	Frequência média (Hz) – Corte e SAE	Desvio Padrão
15:00 a 15:59	59,3273	59,5214	59,5161	0,0133
16:00 a 16:59	59,3354	59,5720	59,5487	0,0416
20:00 a 20:59	59,2274	59,6490	59,6488	0,1377
21:00 a 21:59	59,0541	59,6956	59,6825	0,0943
22:00 a 22:59	59,4038	59,9248	59,7514	0,1558
23:00 a 23:59	59,4925	59,5763	59,5050	0,0000

Fonte: elaboração própria

A variação do SoC das SAE incorporada ao sistema durante o dia pode ser vislumbrada na Figura 27 e na Tabela 11, demonstrando a estratégia abordada em que há o seu carregamento quando a frequência da rede supera 60 Hz ou a sua descarga para cenários de frequência com valores inferiores ao da nominal.

Nota-se que se iniciou a bateria com SOC máximo, isto é ,90%. Constata-se que, entre 04:00 e 05:59 e entre 09:00 e 10:59, houve a recarga da bateria, já que nos referidos períodos a frequência da rede foi superior à 60 Hz. Nos demais momentos, devido ao cenário de excesso de carga e, conseqüentemente, pelo fato de a frequência alcançada ter atingido valores abaixo da frequência nominal, houve a descarga da bateria para supri-las.

Figura 27 – Variação do SoC.



Fonte: elaboração própria

Tabela 11 – Detalhamento do SoC da bateria por hora.

Hora	01:00 às 01:59	02:00 às 02:59	03:00 às 03:59	04:00 às 04:59	05:00 às 05:59	06:00 às 06:59
SoC (p.u.)	0,9000	0,8100	0,7290	0,8019	0,8821	0,7939
Hora	07:00 às 07:59	08:00 às 08:59	09:00 às 09:59	10:00 às 10:59	11:00 às 11:59	12:00 às 12:59
SoC (p.u.)	0,7145	0,6430	0,7073	0,7781	0,7003	0,6302
Hora	13:00 às 13:59	14:00 às 14:59	15:00 às 15:59	16:00 às 16:59	17:00 às 17:59	18:00 às 18:59
SoC (p.u.)	0,5672	0,5105	0,4595	0,4135	0,3722	0,3349
Hora	19:00 às 19:59	20:00 às 20:59	21:00 às 21:59	22:00 às 22:59	23:00 às 23:59	00:00 às 00:59
SoC (p.u.)	0,3014	0,2713	0,2442	0,2198	0,2000	0,2000

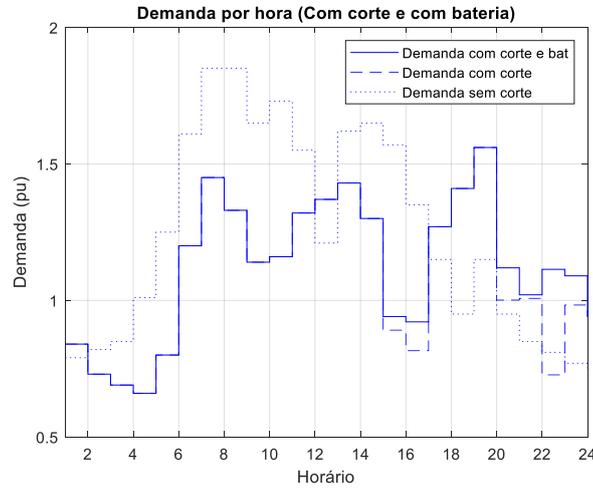
Fonte: elaboração própria

Pode-se vislumbrar, compulsando os dados da Figura 27 e da Tabela 11, a estratégia adotada da bateria variar em 10% do SoC da hora anterior, com a exceção nos casos em que o SoC mínimo foi alcançado. Trata-se do período entre 23:00 e 23:59, que a descarga da bateria efetuada, fez com o SoC da bateria alcançasse seu valor mínimo, de tal forma que, em respeito a janela de operação do SoC estipulado, a variação a hora anterior não alcançou os 10%. Nessa situação, a variação corresponde a diferença para se alcançar o referido limite do estado de carga da bateria

Já na hora subsequente, de 00:00 às 0:59, não ocorrera o acionamento da bateria justamente pelo fato de a bateria ter atingido o SoC mínimo estipulado (20%).

Os cortes realizados nesse contexto de baterias incorporadas são visualizados Figura 28 e na Tabela 12.

Figura 28 – Perfil da demanda após a realização de cortes para a incorporação de SAE.



Fonte: elaboração própria

Tabela 12 – Frequências originais, frequências médias, desvio padrão das frequências médias e respectivos horários para a incorporação de SAE.

Hora	Cortes médios (%)	Cortes médios com SAE (%)	Desvio Padrão (%)
15:00 a 15:59	24,4824%	20,2539%	9,8629%
16:00 a 16:59	30,2752%	21,2486%	10,6634%
20:00 a 20:59	38,9597%	31,7517%	12,1491%
21:00 a 21:59	44,0295%	43,3112%	11,4847%
22:00 a 22:59	53,0779%	28,1409%	13,6992%
23:00 a 23:59	9,8046%	-	-

Fonte: elaboração própria

Em análise aos dados, infere-se que a mera atuação da SAE foi o suficiente para contornar o problema de frequência no período entre 23:00 e 23:59, sendo, contudo, ainda necessária a rejeição de carga no intervalo das 15:00 às 16:59, devido a retirada dos aerogeradores de operação em função das condições dos ventos, e entre 20:00 e 22:59, em decorrência da elevada demanda. Contudo, observa-se que os percentuais de cortes em todos os horários reduziram.

Verifica-se, portanto, a contribuição do SAE para o controle de frequência, em que há uma redução de cortes de cargas, tanto representado em termos percentuais, quanto em relação a diminuição de horários que era necessário o corte.

5.5 Conclusão do capítulo

Este capítulo se dedicou em apresentar os resultados obtidos com a metodologia desenvolvida para controle de frequência de redes elétricas com alta penetração de FERVs.

Em um primeiro momento, validou-se a ferramenta *Full Newton* desenvolvida para cálculo de frequência, em que, considerando a característica *droop* dos geradores síncronos integrados em um sistema de 6 barras, obteve-se a nova frequência alcançada após um distúrbio do sistema, caracterizado por um aumento da demanda. O novo valor alcançado para a frequência após o distúrbio foi validado tanto por meio de cálculo analítico, quanto por comparação do exposto em (La Gatta P. O., 2012), demonstrando a robustez e confiabilidade da aludida.

Ato contínuo, apresentou-se os cortes de cargas e geração em um horizonte de estudo de 24 horas para se garantir um sistema de 39 barras (*New England*) operando dentro de uma faixa de frequência de 59,5 – 60,5 Hz e um intervalo de tensão entre 0,9 – 1,1 por unidade, considerando tanto um perfil de carga residencial, quanto industrial. O aludido sistema apresentava 10 geradores despacháveis, operando sob característica *droop*, e 5 aerogeradores, com capacidade de geração de 500MW cada, de modo a ilustrar os impactos no controle de frequência ocasionada pela característica flutuante das FERVs. Para os dois perfis considerados, obteve-se os cortes mínimos de carga e de geração dos aerogeradores para garantir a frequência e a tensão dentro das faixas estipuladas, garantindo o controle de frequência da rede.

Por fim, avaliou-se os cortes para controle de frequência, em um cenário de 24 horas considerando um perfil de carga residencial, para uma microrrede operando de forma ilhada, em que, além de geradores síncronos, operando em *droop*, e aerogeradores, alocou-se SAE em 3 barras da microrrede. Verificou-se que, para manter a microrrede operando dentro das faixas de frequência e tensão estipuladas, houve uma redução de cortes, tanto em termos percentuais, quanto em relação aos horários, vislumbrando a contribuição da incorporação da SAE para manutenção do controle de frequência.

6 CONCLUSÃO

6.1 Considerações iniciais

Nota-se que de maneira geral no cenário mundial o sistema elétrico é marcado por plantas de geração centralizadas e de grande porte, sendo geralmente empregadas usinas termoelétricas, nucleares ou hidroelétricas. Todavia, em face de questões técnicas, econômicas e socioambientais, verifica-se uma mudança de paradigma, representada pela expansão de fontes energéticas renováveis variáveis (FERV), especialmente a solar e eólica.

Neste trabalho, foi apresentada uma visão geral acerca de tais fontes, destacando suas principais características, bem como as questões técnicas inerentes a sua integração ao sistema elétrico. Pontuou-se que a integração das FERVs pode resultar em problemas de estabilidade de frequência em função do desequilíbrio entre carga e geração, principalmente quando esse tipo de fonte tem participação expressiva na matriz elétrica.

Assim, tendo em vista a necessidade de se operar sistemas elétricos de maneira segura e confiável e diante da expressiva expansão da incorporação de FERVs na rede, este trabalho se dedicou a desenvolver uma metodologia de cortes ótimos de cargas e de geração FERVs para garantir a operação do sistema elétrico operando dentro uma faixa aceitável de frequência e tensão.

Em um primeiro momento foi desenvolvida uma ferramenta baseada no método *Full Newton* para permitir o cálculo de frequência da rede, além das outras grandezas tradicionalmente de interesse em um problema de fluxo de potência. Considerou-se, para tal fim, o controle *droop* dos geradores síncronos como forma de controle primário. A referida ferramenta foi validada tanto por meio de cálculos analíticos, quanto por meio de comparação com trabalhos publicados e validados, garantido a confiabilidade para o seu uso para o cálculo de frequência.

Já em um segundo momento, desenvolveu-se um algoritmo de otimização do tipo PSO para mensurar de forma ótima os cortes de cargas e de geração variável para manter uma rede com alta injeção de FERV operando de forma estável. A metodologia, baseada no controle tipo *droop* dos geradores síncronos, proveu cortes mínimos, seja de carga, seja de geração variável para manter um sistema de 39 barras operando dentro de faixas pré-estabelecidas de frequência

e tensão. Foram avaliadas as soluções obtidas para um cenário de estudo de 24 horas de um sistema típico de carga residencial e industrial.

Finalmente, visando investigar a contribuição do SAE na manutenção do controle de frequência da rede, especialmente em cenários com grande variabilidade de geração proveniente da aplicação de FERVs, integrou-se SAE em uma microrrede operando de forma ilhada com presença de geradores síncronos e aerogeradores. Comparou-se a diferença entre os cortes de carga necessários para a manutenção da frequência dentro de faixas aceitáveis de frequência com a integração da SAE em um perfil típico residencial para um horizonte de 24 horas, de tal forma que se concluiu que a integração de SAE promoveu a redução dos cortes, que para o caso em tela representaram de carga, haja vista o ilhamento da microrrede com a rede principal. Dessa forma, evidencia-se a importância do desenvolvimento e integração de SAE para a expansão de FERVs nas matrizes elétricas.

6.2 Sugestões para trabalhos futuros

A seguir, são apresentadas algumas sugestões de possíveis temas para trabalhos futuros, como uma forma de dar continuidade a este trabalho e contribuir com os estudos relacionados a estabilidade de redes com alta penetração de FERVs.

- Investigar o impacto na rede elétrica, especificamente sobre a estabilidade de frequência, ao se diversificar os tipos de FERVs.
- Incorporar o aspecto geográfico na modelagem das FERVs para avaliar os efeitos de se espalhar as fontes de geração de energia renovável em diferentes locais.
- Desenvolver um mecanismo de acionamento ótimo de uma SAE integrada a rede elétrica.

Bibliografia

- Aghamohammadi, M. R., & Abdolahinia, H. (Janeiro de 2014). A new approach for optimal sizing of battery energy storage system. *54*, 325-333. (ELSEVIER, Ed.) *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.07.005>
- Alias, N., & Mohamad, A. A. (15 de Janeiro de 2015). Advances of aqueous rechargeable lithium-ion battery: A review. *274*, 237-251. *Journal of Power Sources*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2014.10.009>
- Almeida, L. (2004). Análise de desempenho do Controle Automático de Geração e do Controle Secundário de Tensão. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ.
- Athay, T., Podmore, R., & Virmani, S. (1979). A Practical Method for the Direct Analysis of Transient Stability. *98* (2), 573 - 584. (I. T. PAS, Ed.) doi:<https://doi.org/10.1109/TPAS.1979.319407>
- Bezerra, F. A., Bernardo, T. R., Ximenes, L. J., & Valente Junior, A. S. (2015). Perfil socioeconômico do Piauí. *178*. Fortaleza: Banco do Nordeste do Brasil. doi:ISBN 978-85-7791-244-5
- Bhadoria, V. S., Singh, N., & Shrivastava, V. (2013). A review on distributed generation definitions and dg impacts on distribution system. *International Conference on Advanced Computing and Communication Technologies (ICACCT™-2013)*, 7. Panipat. doi:10.13140/RG.2.1.4439.4328
- Clamer, j., & Costa, S. A. (2020). Controle de Frequência de Microrredes Considerando Elementos Armazenadores de Energia e Fontes Renováveis. *1, 1*. Sociedade Brasileira de Automática - SBA. doi:DOI: <https://doi.org/10.48011/sbse.v1i1.2437>
- da Silva, S., & Assis, T. (2018). Proposal and evaluation of an adaptive underfrequency load shedding method. 1-6. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)*. doi:<https://doi.org/10.1109/SBSE.2018.8395920>
- Das, K., Nitsas, A., Altin, M., Hansen, A., & Sorensen, P. (2017). Improved Load Shedding Scheme Considering Distributed Generation. *32(1)*, 515-524. *IEEE Transactions on Power Delivery*. doi:<https://doi.org/10.1109/TPWRD.2016.2536721>

- Eberthart, R., & Kennedy, J. (1995). A new optimizer using particle swarm theory. 39-43. Proceedings of the Sixth International Symposium on Micro Machine and Human Science. doi:10.1109/MHS.1995.494215
- EPE. (2014). Nota técnica DEA 26/14 - Avaliação da Eficiência Energética e Geração Distribuída para os próximos 10 anos (2014 - 2023). Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética - EPE.
- EPE. (2019). Sistemas de Armazenamento em Baterias – Aplicações e Questões relevantes para o Planejamento. Empresa de Pesquisa Energética.
- EPE. (2020). Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Ministério de Minas Energia, Empresa de Pesquisa Energética.
- Eto, J., Lasseter, R., Klapp, D., Khalsa, A., Schenkman, B., Mahesh, I., & Baktiono, S. (2018). The CERTS Microgrid Concept, as Demonstrated at the CERTS/AEP Microgrid Test Bed.
- Gonçalves, F. C., Peres, W., Assis, F. A., Coelho, F. C., Ferreira, B. C., & Poubel, R. P. (2021). Alocação Ótima de Geradores Distribuídos em Microrredes Ilhadas Considerando Controle Droop de Frequência. *1, 1*. Sociedade Brasileira de Automática (SBA). doi:https://doi.org/10.20906/sbai.v1i1.2747
- Haffner, S. (Setembro de 2007). *Modelagem e Análise de Sistemas Elétricos em Regime Permanente*. Acesso em 12 de Março de 2020, disponível em Sérgio Haffner: http://slhaffner.phpnet.us/sistemas_de_energia_1/seI.html?i=1
- Haque Shazon, M., Ahmed, H., & Nahid-Al-Masood. (2020). Over frequency mitigation using coordinated generator shedding scheme in a low inertia power system. 560-563. IEEE Region 10 Symposium (TENSYP). doi:https://doi.org/10.1109/TENSYP50017.2020.9230844
- Hatziargyriou, N., Milanovic, J., Rahmann, C., Ajjarapu, V., Canizares, C., Erlich, I., . . . Vournas, C. (Julho de 2021). Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended. *36, 4*, 3271 -3281. IEEE Transactions on Power Systems. doi:10.1109/TPWRS.2020.3041774
- IEA. (2009). Empowering Variable Renewables - Option for Flexible Electricity Systems. Paris: OECD Publishing. doi:https://doi.org/10.1787/9789264077201-en
- IEA. (2014). The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems. Paris: IEA. doi:https://doi.org/10.1787/9789264208032-en

- Khetrupal, P. (Julho de 2020). Distributed Generation: A Critical Review of Technologies, Grid Integration Issues, Growth Drivers and Potential Benefits. *International Journal of Renewable Energy Development*, 2, pp. 189-205. doi:10.14710/ijred.9.2.189-205
- Kundur, P. (1994). Power system stability and control. (N. J. Balu, & G. M. Loubby, Eds.) EPRI Editors.
- Kundur, P., Paserba, J., Ajarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Canizares, C., . . . Vittal, V. (2004). Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions. IEEE. doi:10.1109/TPWRS.2004.825981
- La Gatta, P. O. (2012). Um novo modelo para representação regulação primária e secundária de frequência no problema de fluxo de potência e fluxo de potência ótimo. *Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)*. (U. F. Fora, Ed.) Juiz de Fora, Minas Gerais, Brasil. Fonte: <https://repositorio.ufjf.br/jspui/handle/ufjf/1937>
- La Gatta, P. O., Passos Filho, J., & Pereira, J. (2019). Tools for handling steady state under-frequency regulation in isolated microgrids. *13 (4)*, 609 -617. IET Renewable Power Generation. doi:<https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2018.5172>
- L'Abbate, A., Fulli, G., Starr, F., & Peteves, S. D. (2008). Distributed Power Generation in Europe: technical issues for further integration. Luxembourg: European Communities. doi:DOI 10.2790/50952
- Lakra, P., & Mohaney, S. (2021). Stabilization of System Frequency using Adaptive Load Shedding Scheme Based on Artificial Neural Network. 1-6. IEEE 2nd International Conference On Electrical Power and Energy Systems (ICEPES). doi:<https://doi.org/10.1109/ICEPES52894.2021.9699491>
- Liu, H., Pan, H., Wang, N., Yousaf, M., Goh, H., & Rahman, S. (2022). Robust Under-Frequency Load Shedding With Electric Vehicles Under Wind Power and Commute Uncertainties. *15(5)*, 3676-3687. IEEE Transactions on Smart Grid. doi:<https://doi.org/10.1109/TSG.2022.3172726>
- Mele, F., Wall, P., Qazi, H., Cunniffe, N., Keane, A., & OaSullivan, J. (2022). Mitigating Extreme Over frequency Events Using Dynamic Respose from Wind Farms. *37(4)*, 3199-3208. IEEE Transactions on Power Systems. doi:<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.3011268>
- Miller, N. W., Lew, D., & Piwko, R. (09 de Março de 2017). Final report: Technology Capabilities for Fast Frequency Response. General Eletric Consulting.
- Monticelli, A. J. (1983). *Fluxo de cargas em redes de energia elétrica*. São Paulo: Edgard Blücher.

- Nascimento, B. d. (2016). Uma proposta de metodologia de corte de carga em microrredes ilhadas. *Dissertação (mestrado)*. Itajubá: Universidade Federal de Itajubá. Fonte: <https://repositorio.unifei.edu.br/jspui/handle/123456789/346>
- Nau, M. (2017). Análise quantitativa dos benefícios de sistemas de armazenamento de energia em baterias para o controle de frequência em microrredes de corrente alternada. *Dissertação (mestrado)*. Santa Catarina: Universidade Federal de Santa Catarina. doi:<https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/186845>
- Ortega, Á., & Milano, F. (Janeiro de 2018). Stochastic Transient Stability Analysis of Transmission Systems With Inclusion of Energy Storage Devices. *33, 1*, 1077-1079. IEEE Transactions on Power Systems. doi:doi: 10.1109/TPWRS.2017.2742400
- Peres, W., Coelho, F. C., Poubel, R. P., & Costa, J. N. (30 de November de 2022). An Approach for Load Shedding in Islanded Microgrids. *2, 1*. Sociedade Brasileira de Automática - SBA. doi:<https://doi.org/10.20906/sbse.v2i1.2982>
- Piller, S., Perrin, M., & Jossen, A. (January de 2001). Methods for state-of-charge determination and their applications. (ELSEVIER, Ed.) Journal of Power Sources. doi:[https://doi.org/10.1016/S0378-7753\(01\)00560-2](https://doi.org/10.1016/S0378-7753(01)00560-2)
- Saboune, S., Ladjici, A., & Tiguercha, A. (2021). Adaptive decentralized fuzzy logic based underfrequency load shedding to enhance power system stability. *31(11)*. International Transactions on Electrical Energy Systems. doi:<https://doi.org/10.1002/2050-7038.13087>
- Shaker, H., Zareipour, H., & Wood, D. (2016). Impacts of large-scale wind and solar power integration on California's net electrical load. *58*, 761 - 774. (ELSEVIER, Ed.) Renewable and Sustainable Energy Reviews. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.287>
- Shrestha, A., & Gonzalez-Longatt, F. (11 de Julho de 2021). Frequency Stability Issues and Research Opportunities in Converter Dominated Power System. *14*. Energies. doi:<https://doi.org/10.3390/en14144184>
- Silva, M. F. (2020). Uma contribuição para suporte à estabilidade de frequência no contexto das microrredes por meio de um sistema de armazenamento de energia a bateria. *Dissertação*. Universidade Federal de Uberlândia - UFU. doi:<http://doi.org/10.14393/ufu.di.2020.226>
- Spallarossa, P., & del Rosso, A. (2016). Underfrequency load shedding scheme for systems with large penetration renewable variable generation. 1-7. IEEE Biennial Congress of Argentina (ARGCON). doi:<https://doi.org/10.1109/ARGENCON.2016.7585254>

- Wong, L., Ramachandaramurthy, V. K., Walker, S. L., & Ekanayake, J. B. (28 de Outubro de 2020). Optimal Placement and Sizing of Battery Energy Storage System Considering the Duck Curve Phenomenon. 197236 - 197248. (I. Access, Ed.) doi:10.1109/ACCESS.2020.3034349
- Yan, S., Wang, M., Yang, T., & Hui, S. (2016). Instantaneous frequency regulation of microgrids via power shedding of smart load and power limiting of renewable generation. 1-6. IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE). doi:<https://doi.org/10.1109/ECCE.2016.7855207>
- Zheng, Y., Dong, Z., Huang, S., Meng, K., Luo, F., Huang, J., & Hill, D. (Dezembro de 2015). Optimal integration of mobile battery energy storage in distribution system with renewables. 3, 4, 589-596. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy. doi:10.1007/s40565-015-0134-y