



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

LOUISE DE OLIVEIRA FIGUEIRA

**FRAGILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO DIANTE DA FALTA DA INÉRCIA
MECÂNICA EM RAZÃO DA ALTA INTEGRAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA**

Recife

2019

LOUISE DE OLIVEIRA FIGUEIRA

**FRAGILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO DIANTE DA FALTA DA INÉRCIA
MECÂNICA EM RAZÃO DA ALTA INTEGRAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA**

Trabalho de Conclusão do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito da disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso (EL403).

Orientadora: Prof.^a Dr.^a Milde Maria da Silva Lira

Recife

2019

Catálogo na fonte
Bibliotecário Josias Machado, CRB-4 / 1690

F475f Figueira, Louíse de Oliveira.
Fragilidade do sistema elétrico diante da falta da inércia mecânica em razão da alta integração de energia eólica / Louíse de Oliveira Figueira. – Recife, 2019.

53 folhas, il., figs., tabs.

Orientador: Prof.^a Dr.^a Milde Maria da Silva Lira.

TCC (Graduação) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Departamento de Graduação em Engenharia Elétrica, 2019.

Inclui Referências.

1. Engenharia elétrica. 2. Inércia mecânica. 3. Inércia virtual. 4. Geração eólica. 5. Resposta inercial. 6. Controle de frequência. I. Lira, Milde Maria da Silva (orientador).

II. Título.

UFPE

621.3 CDD (22. ed.)

BCTG/2019-327

LOUISE DE OLIVEIRA FIGUEIRA

**FRAGILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO DIANTE DA FALTA DA INÉRCIA
MECÂNICA EM RAZÃO DA ALTA INTEGRAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA**

Trabalho de Conclusão de Curso do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito da disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso (EL403).

Aprovado em: ____/____/____.

BANCA EXAMINADORA

Prof.^a Dr.^a Milde Maria da Silva Lira (Orientadora)
Departamento de Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Pedro André Carvalho Rosas
Departamento de Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino
Departamento de Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Pernambuco

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus pela vida e pelas pessoas que estão nela. Agradeço aos meus pais José Alzeir da Costa Figueira e Mauricéia de Oliveira Figueira por todo amor, apoio e sacrifício empregados na minha formação. Agradeço às minhas amigas de toda a vida, Laise de Oliveira Figueira e Larissa de Oliveira Figueira, pelo companheirismo, ajuda e alegrias.

Agradeço aos amigos José Carlos, Raul Oliveira, Mariana Seabra, Cícero Almeida pela caminhada, lágrimas e risadas. À Watt Consultoria por todo aprendizado e crescimento.

A minha orientadora, Prof^a. Dr^a. Milde Maria da Silva Lira, por toda sua atenção, dedicação e disponibilidade em ajudar o máximo possível na conclusão deste trabalho.

A todos que direta e indiretamente participaram de minha formação, os meus sinceros agradecimentos.

RESUMO

Na última década o Brasil ampliou a sua capacidade instalada de fontes renováveis de energia de baixa inércia mecânica, principalmente eólica. Em contrapartida, vem diminuindo seu potencial de geração hidrelétrica, fonte de energia que agrega maior parcela inercial ao sistema elétrico, o que tem contribuído para a redução da inércia global do sistema. A inércia mecânica é essencial na manutenção da frequência do sistema elétrico após grandes distúrbios na rede, atua na resposta inercial e auxilia no controle primário da frequência. A falta da inércia reduz a capacidade de restauração da frequência do sistema, diminuindo sua segurança, fato que foi evidenciado na perturbação elétrica que ocorreu no dia 21 de março de 2018, que afetou o Nordeste brasileiro, o sistema elétrico da região ficou ilhado e não conseguiu restabelecer a frequência normal de operação, mesmo o Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) retirando uma grande porção de carga da rede, resultando no blackout. Torna-se fundamental a restauração da inércia no sistema para a garantia do suprimento energético com confiabilidade. Este trabalho tratou da evolução da Matriz Energética Brasileira (MEB), mostrou o novo cenário do sistema elétrico nordestino, abordou a relação da inércia mecânica com a regulação da frequência e apresentou a modelagem da inércia virtual em aerogeradores.

Palavras-chave: Inércia mecânica. Inércia virtual. Geração eólica. Resposta inercial. Controle de frequência.

ABSTRACT

In the last decade Brazil has expanded its installed capacity of renewable energy sources with low mechanical inertia, mainly wind. On the other hand, it has been decreasing its hydroelectric generation potential, an energy source that adds a larger inertial portion to the electric system, which has contributed to reduce the overall inertia of the system. Mechanical inertia is essential in maintaining the frequency of the electrical system after major disturbances in the network, it acts on the inertial response and assists in the primary control of the frequency. The lack of inertia reduces the capacity to restore the frequency of the system, decreasing its safety, a fact that was evidenced in the electrical disturbance that occurred on March 21, 2018, which affected the Brazilian northeast, the region's electrical system was isolated and could not re-establish the normal operating frequency, even the Regional Load Relief Scheme removing a large portion of the load from the network, resulting in blackout. It is essential to restore inertia in the system to guarantee energy supply with reliability. This work discussed the evolution of the Brazilian Energy Matrix, showed the new scenario of the Northeastern electric system, addressed the relation of mechanical inertia with frequency regulation and presented the model of virtual inertia in wind turbines.

Keywords: Mechanical inertia. Virtual inertia. Wind generation. Inertial response. Frequency control.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 –	Sistema de energia interligado entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste brasileiras	28
Figura 2 –	Faixas de operação das centrais geradoras em regime de frequência não nominal	33
Figura 3 –	Valores de tempo da dinâmica de frequência em sistema de energia convencionais	36
Figura 4 –	Gerador de velocidade variável – DFIG	38
Figura 5 –	Gerador de velocidade variável – SGFC	38
Figura 6 –	Estrutura do Modelo de Controle KEC I	41
Figura 7 –	Estrutura do Modelo de Controle KEC II	41
Figura 8 –	Estrutura do Modelo de Controle WindINERTIA	42
Figura 9 –	Estrutura e componentes de um volante de inércia	47

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 –	Matriz Elétrica Brasileira (GW)	13
Gráfico 2 –	Capacidade instalada por tipo de fonte geradora no Nordeste do Brasil (MW)	14
Gráfico 3 –	Geração de energia por tipo de fonte no Nordeste do Brasil - Média anual (MW)	14
Gráfico 4 –	Matriz energética brasileira - Participação de diferentes fontes - 1980 e 2008	16
Gráfico 5 –	Geração comparativa da maioria das fontes no período de 1 ano	21
Gráfico 6 –	Acréscimo anual de capacidade instalada (MW)	22
Gráfico 7 –	Evolução da capacidade instalada da energia eólica no Brasil (MW)	25
Gráfico 8 –	Balanco energético do Subsistema Nordeste: Outubro/2009 - Dezembro/2017	27
Gráfico 9 –	Comportamento da frequência no sistema elétrico do Nordeste durante o distúrbio de 21 de março de 2018	30
Gráfico 10 –	Característica básica do Regulador	37
Gráfico 11 –	Relação entre a variação de potência e queda da velocidade do rotor	39
Gráfico 12 –	Potência em relação à velocidade do rotor para diferentes velocidades de vento	42
Gráfico 13 –	Velocidade do vento (m/s) – Simulação 1	44
Gráfico 14 –	Resposta inercial nas saídas de potência e velocidade do rotor – Simulação 1	44
Gráfico 15 –	Frequência do sistema elétrico – Simulação 1	45
Gráfico 16 –	Resposta inercial nas saídas de potência e velocidade do rotor – Simulação 2	45
Gráfico 17 –	Velocidade do vento (m/s) – Simulação 2	46
Gráfico 18 –	Frequência do sistema elétrico – Simulação 2	46
Gráfico 19 –	Ângulo de ataque das pás do aerogerador - Simulação 2	46

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 –	Potencial Hidrelétrico Brasileiro (MW)	18
Tabela 2 –	Empreendimentos em operação no país	23
Tabela 3 –	Empreendimentos em construção no país	23
Tabela 4 –	Empreendimentos com construção não iniciada, outorgados	23
Tabela 5 –	Capacidade instalada e número de parques eólicos por estado	26

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanço Energético Nacional
BIG	Banco de Informações de Geração
CC	Corrente Contínua
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
LT	Linha de Transmissão
MEB	Matriz Energética Brasileira
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAC	Programa de Aceleração de Crescimento
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia 2020
PNE	Plano Nacional de Energia 2030
POTT	<i>Permissive Overreaching Transfer Trip</i>
SEP	Sistema Especial de Proteção
SIN	Sistema Interligado Nacional
TCC	Trabalho de Conclusão de Curso

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	OBJETIVO GERAL.....	15
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	15
2	MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA – PRINCÍPIO.....	16
2.1	EXPANSÃO.....	17
2.1.1	Hidrelétrica	17
2.1.2	Biomassa	18
2.1.3	Eólica	19
2.1.4	Solar	19
2.1.5	Fóssil	20
2.1.5.1	<i>Petróleo</i>	20
2.1.5.2	<i>Gás Natural</i>	20
2.1.5.3	<i>Carvão Mineral</i>	20
2.2	ATUALMENTE	21
3	ENERGIA EÓLICA NO BRASIL	24
4	ENERGIA EÓLICA NO NORDESTE BRASILEIRO	26
5	APAGÃO DE 21 DE MARÇO DE 2018	28
6	INÉRCIA E FREQUÊNCIA	34
6.1	RESPOSTA DE FREQUÊNCIA EM SISTEMAS ELÉTRICOS	35
6.1.1	Resposta de Frequência em Máquinas Síncronas	35
6.1.2	Resposta de Frequência em Aerogeradores	37
7	MEIOS PARA MITIGAÇÃO DA FALTA DE INÉRCIA – INÉRCIA VIRTUAL.....	39
7.1	VOLANTE DE INÉRCIA (FLYWHEEL)	47
7.2	OUTRAS ALTERNATIVAS	48
8	CONCLUSÕES.....	49
9	RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	50
	REFERÊNCIAS	51

1 INTRODUÇÃO

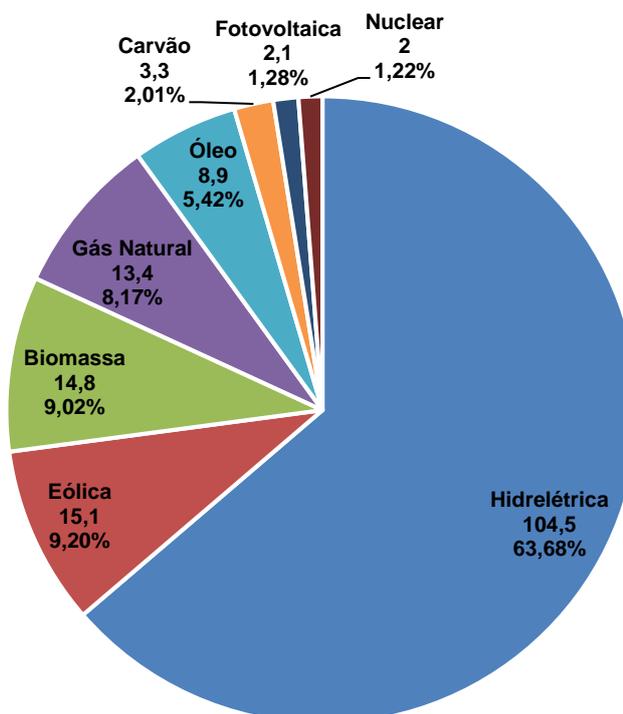
A matriz energética brasileira (MEB) é baseada na geração hidrelétrica, atualmente 63,95% da capacidade instalada nacional vem de origem hídrica, o que corresponde a 108,50GW de potência ofertada (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019). Na região nordeste do Brasil o principal abastecedor desta fonte geradora é o Rio São Francisco, ele é responsável por 94% da geração hidráulica, que em 2016 correspondia a 43,7% da capacidade energética instalada no Nordeste (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2017).

No entanto, a Bacia do Rio São Francisco enfrenta um período de escassez hídrica, que iniciou no ano de 2010 e se agravou no ano de 2013. Os principais reservatórios de água para controle da geração hidrelétrica que compõem a bacia, Três Marias e Sobradinho, vem apresentando, ano após ano, os menores índices de armazenamento da história. A Agência Nacional de Águas (ANA), entidade federal de implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e de coordenação do Sistema Nacional de Gerenciamento dos Recursos Hídricos, decretou redução da utilização das águas do rio São Francisco, o que levou as usinas a operarem com menos de 20% da sua capacidade (BARROS, PAIVA e CISNEIROS, 2018).

A necessidade por mais energia aumentou o emprego de usinas termelétricas e de geração por fontes renováveis, especialmente a eólica. A ampliação da atuação da energia eólica no Brasil se estabeleceu há 10 anos com a realização do primeiro leilão público exclusivo de contratações de projetos eólicos, Leilão de Energia de Reserva de 2009, naquela época apenas 602MW provenientes de aerogeradores operavam no país, caracterizando somente 0,6% da capacidade de geração de energia elétrica instalada então (MACHADO, 2019).

Atualmente a geração eólica é a segunda fonte de energia mais explorada no Brasil, como pode ser visto no Gráfico 1, representando 9,2% da matriz elétrica nacional, com capacidade instalada de 15,1GW produzidos por mais de 7 mil aerogeradores em 601 parques eólicos. Ao final de 2023 serão pelo menos 19,7GW instalados oriundos de contratos e parques eólicos em fase de construção (ABEEÓLICA – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA, 2019).

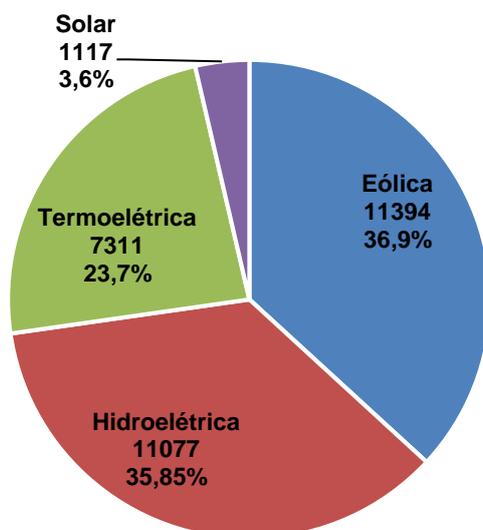
Gráfico 1 - Matriz Elétrica Brasileira (GW)



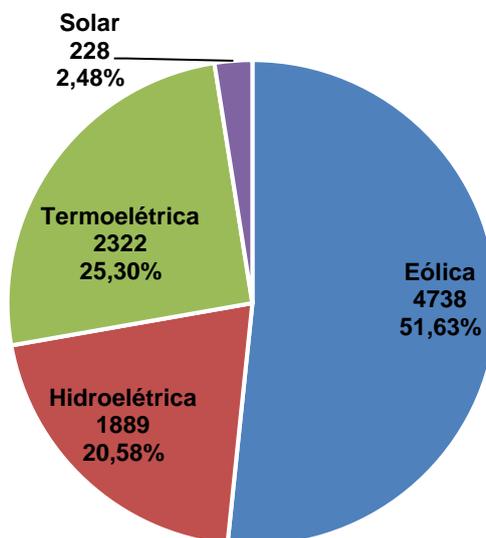
Fonte: ABEEÓLICA – Associação Brasileira de Energia Eólica, 2019

Analisando isoladamente o sistema elétrico da região nordeste, a geração eólica já é a principal fonte de energia local, representando 36,9% da capacidade total instalada, Gráfico 2. A atuação desta fonte ganha ainda mais destaque ao observar os dados de operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), onde no ano de 2018, a energia eólica foi responsável por 51,6% do total de energia elétrica gerada, Gráfico 3 (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2019).

A matriz elétrica brasileira passou por modificações na última década, especialmente no sistema elétrico da região Nordeste do Brasil, a geração hidrelétrica perdeu força funcionando muito abaixo da sua capacidade nominal, a energia eólica tomou espaço sendo amplamente explorada no país, principalmente na região nordeste, essa nova configuração reduz a inércia mecânica presente na rede, diminuindo a eficiência do amortecimento de oscilações da frequência nos primeiros instantes após a ocorrência de um desequilíbrio de energia (LEITÃO, REIS, *et al.*, 2019).

Gráfico 2 - Capacidade instalada por tipo de fonte geradora no Nordeste do Brasil (MW)

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2018

Gráfico 3 - Geração de energia por tipo de fonte no Nordeste do Brasil - Média anual (MW)

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2018

Em março de 2018 o SIN sofreu um significativo evento de perturbação, gerando o ilhamento do sistema elétrico do Nordeste e interrompendo o recebimento de potência dos sistemas Norte e Sudeste (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2018), a ocorrência causou uma abrupta subfrequência na rede, como a

geração da região é predominantemente eólica, o sistema isolado não conseguiu restabelecer a frequência e houve o blackout. É uma realidade a alta integração de fontes renováveis como parques eólicos e solares à rede elétrica, seguindo uma tendência mundial, as investigações sobre o desempenho dinâmico do sistema são motivo de preocupação.

Geração de energia por fontes hidrelétrica e eólica possuem aspectos operativos relacionados a controle de tensão, frequência e aplicações de proteção diferenciados. Este trabalho de conclusão de curso abordará o contexto atual do sistema elétrico de potência e tratará dos desafios para se ajustar a essa nova configuração de um sistema de energia hidrelétrica com grande quantidade de fontes renováveis de baixa inércia, especialmente parques eólicos.

1.1 OBJETIVO GERAL

O trabalho de conclusão de curso tem como objetivo mostrar o cenário atual do sistema elétrico de potência nacional, tratar sobre inércia mecânica, como a sua diminuição afeta o sistema elétrico e apresentar alternativas para a mitigação da falta de inércia mecânica.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Diante de todas as justificativas para este trabalho, o principal objetivo é evidenciar a importância da inércia mecânica no sistema elétrico de potência. Para isto alguns objetivos específicos serão executados:

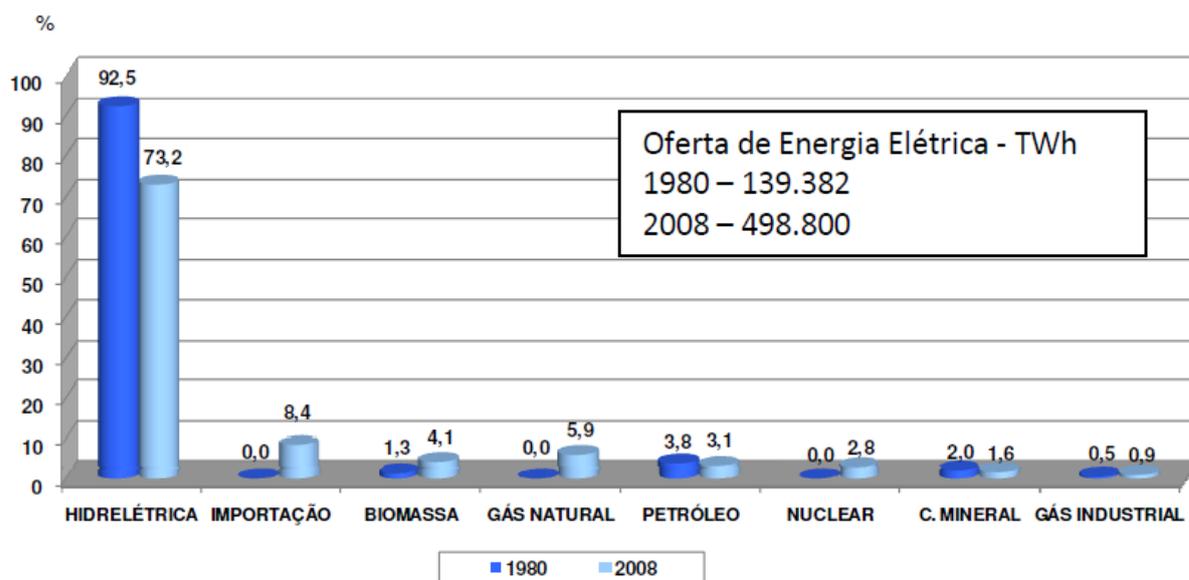
- Apresentar a matriz energética brasileira e sua evolução;
- Exibir o cenário atual das fontes geradoras de energia no Brasil;
- Tratar da nova configuração do sistema elétrico do Nordeste;
- Apontar a baixa inércia mecânica no sistema elétrico nordestino;
- Mostrar a relevância da inércia mecânica para a geração de energia;
- Indicar alternativas que trazem meios para superar a baixa inércia no sistema.

2 MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA - PRINCÍPIO

O Brasil possui uma matriz energética fortemente baseada em fontes de energia renováveis, característica relatada desde os primeiros registros de oferta de energia do Balanço Energético Nacional (BEN), relatórios anuais publicados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (FILHO, 2009). Como pode ser verificado no Gráfico 4, os primeiros registros das diferentes fontes de energia no país mostram quem, em 1980, a geração hidrelétrica era responsável por 92,5% da oferta de energia, seguida por produção a base de petróleo, representando 3,8%, enquanto que os demais 3,7% se dividiam entre Biomassa, Carvão Mineral e Gás Industrial.

No decorrer de aproximadamente 3 décadas, o arranjo das fontes geradoras não sofreu significativas alterações, em 2008 a primeira fonte geradora ainda era a hídrica, alcançando 73,2% da capacidade instalada no país, chegando a 81,6% do abastecimento total, na medida em que a parcela da oferta de energia tipo importação, a segunda maior fração, consistia da energia vinda da Usina Hidrelétrica Binacional de Itaipu, Gráfico 4.

Gráfico 4 - Matriz energética brasileira - Participação de diferentes fontes - 1980 e 2008



Fonte: FILHO, 2009

2.1 EXPANSÃO

A seguir serão relatadas as expansões ocorridas nas principais fontes de energia da MEB.

2.1.1 Hidrelétrica

O Plano Nacional de Energia 2030 (PNE), feito pela EPE com o objetivo de planejar o setor energético a longo prazo, prevê a diversificação da MEB, que é documentadamente baseada na geração hidrelétrica. A razão desta ação vem da busca pela independência das condições hidrológicas, nível pluviométrico que alimenta as cabeceiras dos rios que abastecem as usinas, já que a energia produzida por esse tipo de fonte vem do aproveitamento do potencial hidráulico de um curso d'água, combinado à vazão do rio e quantidade de água disponível em um determinado período de tempo (SOUZA, 1999), tais variáveis não podem ser controladas pelo homem, tornando o setor elétrico vulnerável às mudanças naturais que ocorrem nas bacias dos rios.

Além disso, o potencial hidrelétrico disponível nas regiões Sudeste e Nordeste já foi quase completamente explorado, as menores potências estimadas do potencial hidrelétrico brasileiro, Tabela 1, estão nessas regiões. A região Nordeste atravessa uma crise hidrológica que diminuiu para 20% a utilização da capacidade hídrica instalada, impossibilitando maior geração por esta fonte no território. Grande parte do potencial hidrelétrico não explorado está nas regiões Norte e Centro-Oeste, locais onde os biomas de maior interesse de preservação se encontram, Amazônia e Cerrado (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2007).

Alguns projetos de usinas hidrelétricas foram entregues nos últimos anos e outros estão em fase de construção e planejamento. A Usina Hidrelétrica Santo Antônio localizada no Rio Madeira, foi entregue em 2012, viabilizada por meio de licitação em 2007, tem capacidade instalada de 3.150MW. A usina de Belo Monte, instalada no Rio Xingu e entregue em 2016, é a maior hidrelétrica 100% brasileira, possui capacidade instalada de 11.233,1MW e quantidade média de geração de energia de 4.571 MW (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2007).

Para os próximos anos o planejamento de investimentos em geração hidráulica está com foco na Bacia Amazonas e Tapajós, mais precisamente nos Rios

Madeira e Teles Pires. No Rio Madeira está sendo construída a Usina Hidrelétrica Jirau, licitada em 2008, terá 3.300MW de potência (ANEEL, 2008). No Rio Teles Pires estão sendo estruturados 3 projetos de usinas que somarão 3.027MW e para o Rio Tapajós estão previstas 5 usinas com capacidade instalada de 10.682MW total (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2007).

Tabela 1 - Potencial Hidrelétrico Brasileiro (MW)

BACIA	APROVEITADO	INVENTÁRIO	ESTIMADO	TOTAL	%
Amazonas	835	77.058	28.256	106.149	42,2
Paraná	41.696	10.742	5.363	57.801	23,0
Tocantins/Araguaia	12.198	11.297	4.540	28.035	11,2
São Francisco	10.290	5.550	1.917	17.757	7,1
Atlântico Sudeste	4.107	9.501	1.120	14.728	5,9
Uruguai	5.182	6.482	1.152	12.816	5,1
Atlântico Sul	1.637	1.734	2.066	5.437	2,2
Atlântico Leste	1.100	1.950	1.037	4.087	1,6
Paraguai	499	846	1.757	3.102	1,2
Parnaíba	225	819	0	1.044	0,4
Atlântico NE Oc.	0	58	318	376	0,1
Atlântico NE Or.	8	127	23	158	<0,1
Total	77.777	126.164	47.549	251.490	
%	30,9	50,2	18,9	100,0	100,0

Fonte: PNE 2030

2.1.2 Biomassa

A cana-de-açúcar como fonte para Biomassa possui grande potencial energético, por meio da utilização de seu bagaço e palha, pois diversifica a MEB e também porque a sua safra coincide com o período de estiagem das chuvas nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, logo a sua geração ajuda a preservar os níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas da região (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2008).

Em 2020 a eletricidade produzida pela Biomassa chegará a representar 15% da MEB, produzindo 14.400MW médios, de acordo com a União da indústria de Cana-de-açúcar de São Paulo (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2008).

Dados do PNE indicam que os estados com maiores potenciais de produção energética oriunda da Biomassa são: São Paulo (609,4 milhões de GJ por ano), Paraná (65,4 milhões de GJ por ano) e Minas Gerais (63,2 milhões de GJ anuais) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2008).

2.1.3 Eólica

Foram traçados três cenários de implementação da geração eólica no país até 2020: o cenário de referência, o cenário exploratório e o cenário otimista.

O cenário de referência foi desenvolvido pela EPE e publicado no Plano Decenal de Expansão de Energia 2020 (PDE), ele prevê um crescimento de operação para a fonte eólica de 11.532MW até o final de 2020. O PDE mostra o rápido crescimento entre 2011 e 2013 com a entrada das operações dos parques eólicos contratados nos primeiros leilões de 2009 e 2010. Após esse período de ascensão é prevista uma queda no crescimento com taxas de 17% em 2014 e 9% em 2020 (SIMAS, 2012).

O cenário exploratório é baseado nos eventos e fatores que restringem o crescimento da implantação da eólica, mostrando um horizonte mais realista, são levados em consideração a carência de mão-de-obra especializada, falta de equipamentos de montagem e transporte, dificuldades de conexão à rede, desafios na obtenção de licenças ambientais e financiamentos. Neste cenário é previsto capacidade instalada de 16.500MW até 2020 (SIMAS, 2012).

O cenário otimista reflete as expectativas da indústria eólica, trata da meta da ABEEÓLICA para até 2020 serem instalados 20GW de potência provenientes dos ventos correspondendo a 12% da MEB (SIMAS, 2012).

O crescimento efetivo da geração eólica será explorado mais profundamente no item 3 deste trabalho de conclusão de curso.

2.1.4 Solar

A geração por fonte solar no Brasil é bastante reduzida, a expectativa é que a sua expansão aconteça na zona rural do país, por meio de projetos para universalização do atendimento energético a populações carentes residentes em

locais muitos distantes das redes de distribuição do Sistema Interligado Nacional (SIN) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2008).

2.1.5 Fóssil

A expansão da fonte de geração energética fóssil é descrita a partir das suas principais subdivisões abaixo.

2.1.5.1 Petróleo

A produção de energia por derivados do petróleo (óleo diesel, óleo combustível, gás de refinaria e óleo ultraviscoso) é pouco expressiva e vem diminuindo com o passar do tempo. Opta-se por utilizar fontes de energia menos agressivas ao meio ambiente e mais baratas. Derivados do petróleo são empregados em usinas termoelétricas complementares ao sistema hidrelétrico, acionadas em horário de pico e quando é interrompido o fornecimento por outras fontes, ou em sistemas isolados que ainda não estão conectados ao SIN (ANEEL, 2008).

2.1.5.2 Gás Natural

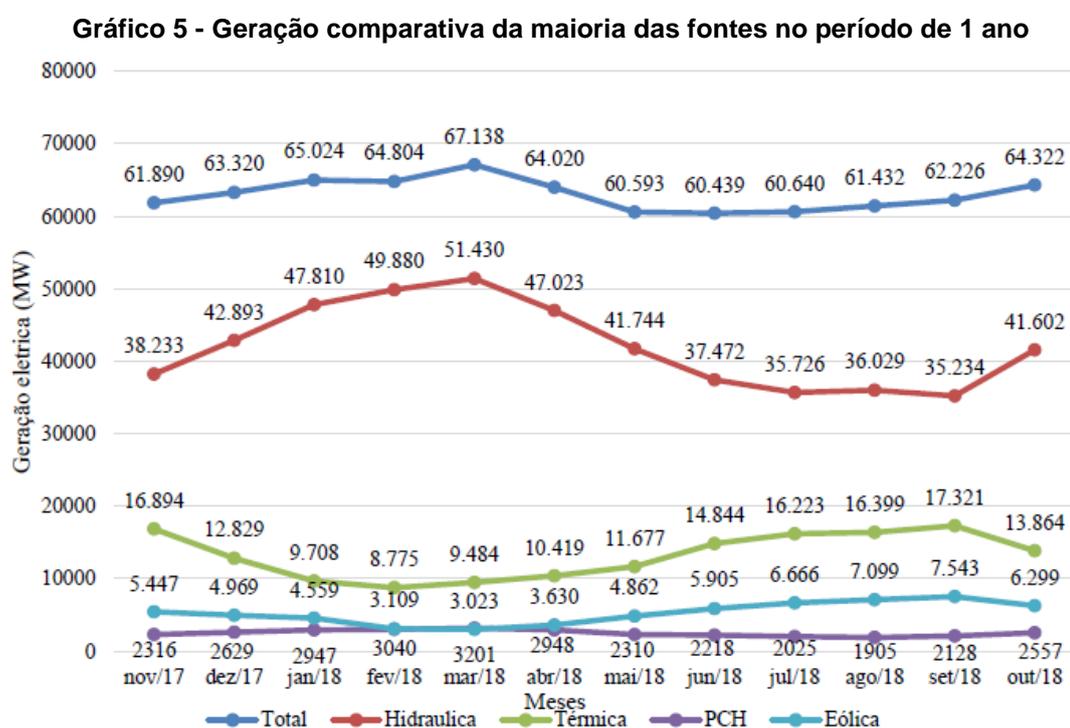
De acordo com o PNE, a participação de usinas termoelétricas movidas a gás natural deve aumentar a curto e médio prazo, essas usinas operarão de forma complementar às usinas hidrelétricas.

2.1.5.3 Carvão Mineral

O Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006/2015 (PDE) prevê a expansão da utilização do carvão mineral em termelétricas para diversificar a MEB. Foram destinados 58 milhões de reais do Programa de Aceleração de Crescimento (PAC) do Governo Federal para a construção de usinas termelétricas alimentadas a carvão mineral. Os empreendimentos são: Jacuí, Candiota III, ambas com capacidade instalada de 350MW, outros cinco projetos encontram-se em fase de estudo de viabilidade técnico-econômico e ambiental, somados terão potência total de 3.148MW, segundo PNE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2007).

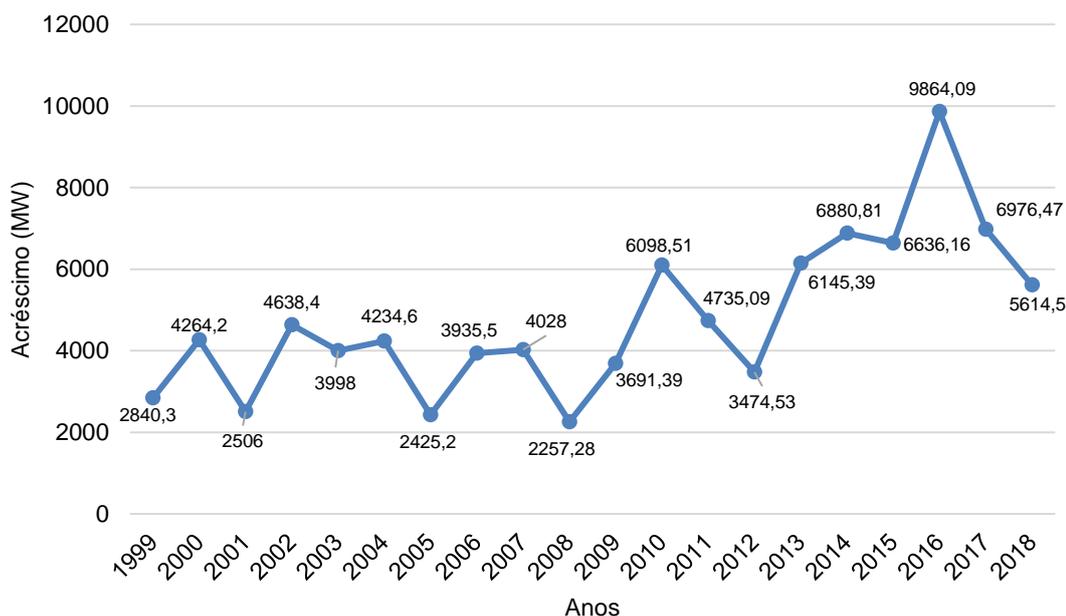
2.2 ATUALMENTE

A MEB não é regular em sua composição, a geração por suas diferentes fontes é afetada por fatores, muitas vezes fora do controle humano, como por exemplo o regime de chuvas, e oferta de ventos (OLIVEIRA, 2018). A participação de algumas fontes diminui ou aumenta ao longo do ano, esse comportamento pode ser observado no Gráfico 5, vê-se que a geração hidrelétrica é maior no primeiro semestre do ano, enquanto que a geração eólica produz mais no segundo semestre, demonstrando a importância da variedade de fontes geradores para a garantia do suprimento energético do país.



Fonte: OLIVEIRA, 2018

Dados da ANEEL indicam que entre os anos de 1999 a 2009, o aumento da capacidade instalada total no país foi constante, ficando numa média de 3.529MW adicionados anualmente. Após esse período foram impulsionados os investimentos em energias renováveis no Brasil, desde então os investimentos no setor elétrico vêm alcançando maiores níveis, o que pode ser observado no Gráfico 6.

Gráfico 6 - Acréscimo anual de capacidade instalada (MW)

Fonte: ANEEL, 2019

De acordo com o Banco de Informações de Geração (BIG), fornecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), até o primeiro semestre de 2019 o Brasil possui no total 7.440 empreendimentos em operação, que correspondem a uma capacidade instalada de 165.473.622 kW, número que desconsidera a participação da Usina Hidrelétrica de Itaipu. Do montante de usinas, 217 são hidrelétricas, 3.005 são térmicas abastecidas por diversas fontes (gás natural, biomassa, óleo diesel e óleo combustível), 427 Pequenas Centrais Hidrelétricas, 2 nucleares, 614 eólicas e 2.474 solares (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019).

Nos próximos anos serão adicionados 21.234.855 kW na capacidade de geração do país, proveniente dos 217 projetos atualmente em construção e mais 381 em empreendimentos com construção não iniciada. Da capacidade ainda não instalada, 39,97% serão oriundas de usinas termelétricas, 29,65% de novos parques eólicos e 14,73% de futuras usinas hidrelétricas, Tabelas 3 e 4 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019).

Tabela 2 - Empreendimentos em operação no país

TIPO	QUANTIDADE	POTÊNCIA OUTORGADA (kW)	%
Central Geradora Hidrelétrica	701	713.183	0,43
Central Geradora Undi-elétrica	1	50	0
Central Geradora Eólica	614	15.099.289	9,1
Pequena Central Hidrelétrica	427	5.269.609	3,16
Central Geradora Solar Fotovoltaica	2.473	2.106.220	1,27
Usina Hidrelétrica	217	102.532.178	60,39
Usina Termelétrica	3.005	41.967.521	24,45
Usina Termonuclear	2	1.990.000	1,2
Total	7.440	169.678.050	100

Fonte: ANEEL, 2019

Tabela 3 - Empreendimentos em construção no país

TIPO	QUANTIDADE	POTÊNCIA OUTORGADA (kW)	%
Central Geradora Hidrelétrica	4	8.512	0,1
Central Geradora Eólica	51	889.400	10,97
Pequena Central Hidrelétrica	30	355.949	4,39
Central Geradora Solar Fotovoltaica	29	775.692	9,57
Usina Hidrelétrica	3	579.780	7,15
Usina Termelétrica	99	4.149.936	51,18
Usina Termonuclear	1	1.350.000	16,65
Total	217	8.109.269	100

Fonte: ANEEL, 2019

Tabela 4 - Empreendimentos com construção não iniciada, outorgados

TIPO	QUANTIDADE	POTÊNCIA OUTORGADA (kW)	%
Central Geradora Hidrelétrica	2	5.100	0,04
Central Geradora Eólica	161	5.007.160	38,15
Pequena Central Hidrelétrica	102	1.465.651	11,17
Central Geradora Solar Fotovoltaica	61	2.154.482	16,41
Usina Hidrelétrica	7	694.180	5,29
Usina Termelétrica	48	3.799.013	28,94
Total	381	13.125.586	100

Fonte: ANEEL, 2019

3 ENERGIA EÓLICA NO BRASIL

A geração eólica no país começa a receber potencialização no ano de 2009, ano da realização do primeiro leilão público exclusivo de contratações de projetos eólicos, Leilão de Energia de Reserva de 2009, naquela época apenas 606MW provenientes de aerogeradores operavam no país, caracterizando apenas 0,6% da capacidade de geração de energia elétrica instalada então. O leilão em forma de modelo de mercado atraiu fortemente investidores por oferecer contratos de longo prazo de até 20 anos, receita fixa garantida e acesso a crédito barato, essas vantagens somadas à disposição de ventos de boa qualidade garantiu o sucesso desta primeira investida, ao final de 2015 a fonte eólica chegou à marca de 10GW contratados no país (MACHADO, 2019). Levando em consideração o intervalo entre os anos de 2009 a 2019 a capacidade instalada de eólica no Brasil atingiu um crescimento de 2643%. No ranking da *Global Wind Energy Council* o Brasil ocupa a 8ª posição mundial em capacidade instalada originada de geração eólica. A evolução desta fonte pode ser vista no Gráfico 7.

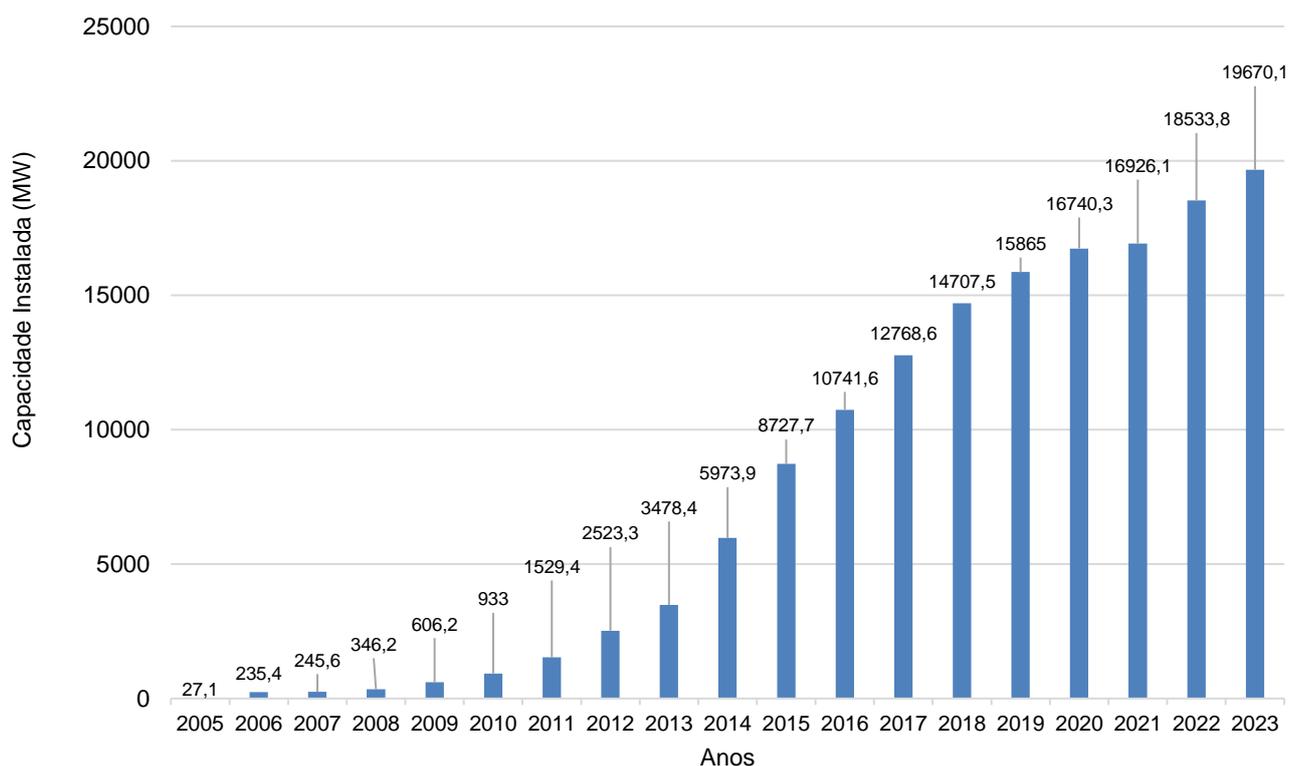
Atualmente a geração eólica é a segunda fonte de energia mais explorada no Brasil representando 9,2% da matriz elétrica nacional, com capacidade instalada de 15,1GW produzidos por mais de 7 mil aerogeradores em 602 parques eólicos. Ao final de 2023 serão pelo menos 19,7GW instalados oriundos de contratos e parques eólicos em fase de construção (ABEEÓLICA – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA, 2019).

De acordo com o Boletim Anual de Geração Eólica de 2018 emitido pela ABEEÓLICA, foram gerados 48,42TWh de energia provenientes dos ventos no ano, em comparação com 2017, houve um crescimento de 14,6% da produção de energia. A geração média de 2018 foi de 5.515,8MW médios e o recorde foi em setembro, quando a geração atingiu a marca de 7.694,6MW médios. Em termos de representatividade a geração eólica foi responsável por 8,6% na média de toda a geração injetada no SIN, e no período de melhores ventos, segundo semestre do ano, mês de setembro, atingiu a marca de 12,15% da geração do SIN (ABEEÓLICA – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA, 2019).

É importante ressaltar não só os ganhos energéticos, mas também os ganhos ambientais, a energia produzida pelos ventos é renovável, possui baixo impacto ambiental e não emite CO_2 . Em um ano a fonte eólica evitou a emissão de

CO₂ equivalente à emissão anual de cerca de 15,5 milhões de automóveis, o equivalente a mais de duas vezes a frota de veículos da cidade de São Paulo (ABEEÓLICA – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA, 2019).

Gráfico 7 - Evolução da capacidade instalada da energia eólica no Brasil (MW)



Fonte: ABEEÓLICA – Associação Brasileira de Energia Eólica, 2019

4 ENERGIA EÓLICA NO NORDESTE BRASILEIRO

O nordeste brasileiro detém 86% dos 15,1GW da potência instalada provenientes dos ventos, sendo o estado do Rio Grande do Norte o líder da produção nacional com 4,07GW desta capacidade distribuída em 151 parques eólicos, Tabela 5. Os benefícios econômicos e sociais resultantes para este estado foram grandes, em uma de suas áreas mais carentes, a região de Mato Grande, está o local de maior concentração de aerogeradores por m² do mundo (ABEEÓLICA – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA, 2019).

Tabela 5 - Capacidade instalada e número de parques eólicos por estado

UF	POTÊNCIA (MW)	PARQUES
Rio Grande do Norte	4.066,1	151
Bahia	3.951,0	154
Ceará	2.045,4	79
Rio Grande do Sul	1.831,8	80
Piauí	1.638,1	60
Pernambuco	782,0	34
Maranhão	328,8	12
Santa Catarina	238,5	14
Paraíba	157,2	15
Sergipe	34,5	1
Rio de Janeiro	28,1	1
Paraná	2,5	1
Total	15.104,10	602

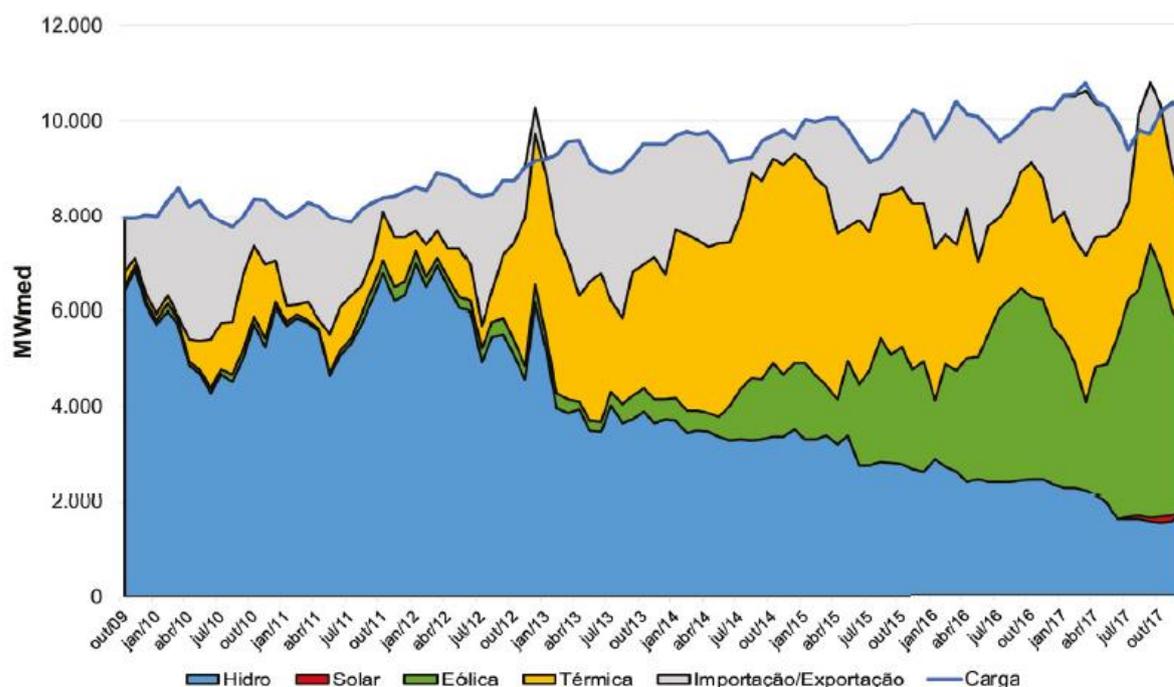
Fonte: ABEEÓLICA – Associação Brasileira de Energia Eólica, 2019

Analisando isoladamente o sistema elétrico da região nordeste, a geração eólica já é a principal fonte de energia local, representando 36,9% da capacidade total instalada, Gráfico 2. A atuação desta fonte ganha ainda mais destaque ao observar os dados de operação do Sistema Interligado Nacional, onde no ano de 2018, a energia eólica foi responsável por 51,6% do total de energia elétrica gerada, Gráfico 3 (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2019).

Ao observar o Gráfico 8 fica clara a mudança de configuração sofrida pelo sistema elétrico do Nordeste, em 10 anos a geração hidrelétrica foi substituída em ampla parcela pela geração eólica, alterando uma fonte de alta inércia por outra com

inércia quase nula, transformando o sistema elétrico da região Nordeste do país em um sistema de energia originariamente hidroelétrico com grande quantidade de fontes renováveis de baixa inércia, essa mudança traz preocupações acerca dos impactos no controle e operação do sistema, a alta penetração de fontes renováveis leva a baixa confiabilidade durante a operação anormal do sistema, como em casos de falhas, por exemplo, e apresenta vários desafios técnicos como nas áreas de fluxo de potência, controle de tensão, qualidade de energia e proteção. Também existe a dificuldade em manter o controle da frequência e garantir a estabilidade da frequência transitória.

Gráfico 8 - Balanço energético do Subsistema Nordeste: Outubro/2009 - Dezembro/2017



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2017

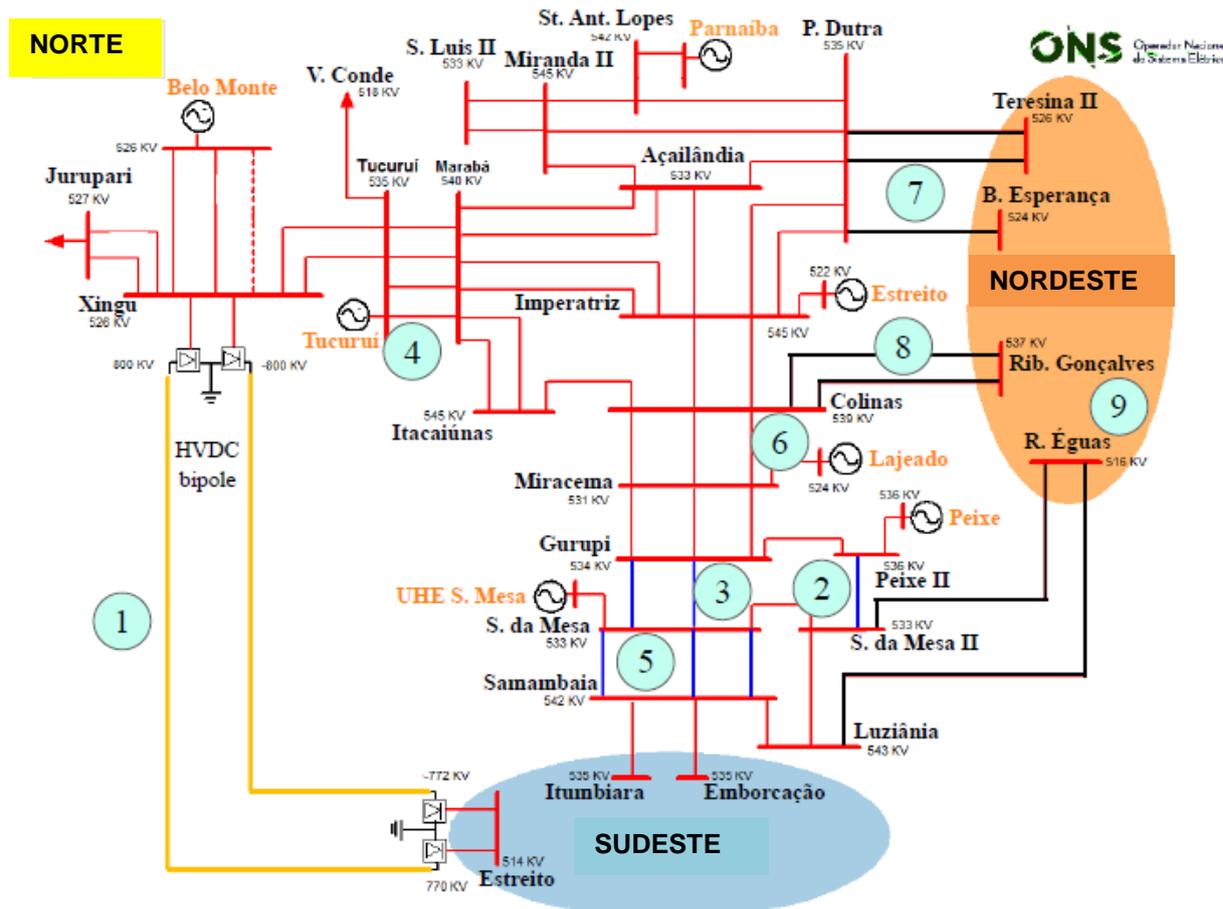
O SIN sofreu um grande distúrbio em 21 de março de 2018, que resultou no isolamento do sistema elétrico do Nordeste causando uma brusca subfrequência, a qual não foi suportada pelo sistema causando o blackout. A sequência de eventos que ocorreram nessa situação é detalhada na próxima seção, apontando os desafios técnicos enfrentados pelo sistema hidroelétrico com alta penetração de fontes renováveis.

5 APAGÃO DE 21 DE MARÇO DE 2018

Para auxiliar na explicação do distúrbio, considerar a rede de energia simplificada ilustrada na Figura 1, onde são representadas as interconexões entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste do Brasil.

Antes da ocorrência do distúrbio, a energia total produzida na região Nordeste girava em torno de 8.786MW, dos quais 22,7% eram abastecidos por hidrelétricas, 38,2% via termelétricas, 34,7% por parques eólicos e 4,4% por usinas solares. Para atender a carga do Nordeste, aproximadamente 2.879MW foram importados do Norte e 729MW do Sudeste (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2018).

Figura 1 - Sistema de energia interligado entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste brasileiras



Fonte: LEITÃO *et al.*, 2019

A perturbação começou às 15:48:03:245h na subestação Xingu, logo após o fluxo de energia transmitido pela ligação CC entre as subestações Xingu e Estreito (Norte a Sudeste) aumentar de cerca de 2.000MW para 4.000MW. Quando o fluxo de potência chegou a 3.924MW, o relé de sobrecorrente de tempo inverso da subestação Xingu foi acionado emitindo um sinal de trip para abrir seu correspondente disjuntor, evento indicado pelo número 1 na Figura 1.

Após a remoção do link CC, o esquema de proteção especial deveria ter retirado seis geradores hidrelétricos de operação na subestação de Belo Monte, sendo a importação de energia do Nordeste superior a 2.000MW e a potência transmitida de CC superior a 3.500MW. Como a subestação Xingu estava fora de serviço, uma subtensão AC foi detectada pelo sistema de controle, que emitiu um sinal para bloquear o bipolar HVDC. No entanto, durante os ajustes de tempo, que foram definidos com valores mais altos do que os recomendados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), os desligamentos dos geradores da usina de Belo Monte não foram ativados pelo esquema de proteção especial. Nesse cenário, o excedente de energia gerada na malha norte levou os rotores da máquina síncrona a acelerarem, afetando a estabilidade do sistema.

Em aproximadamente 738ms após a perturbação, a linha de transmissão (LT) Serra de Mesa II- Peixe II foi desligada de operação por perda de sincronismo, que é mostrado como número 2 na Figura 1.

Em 74ms, o circuito 2 de Gurupi - Serra da Mesa foi desligado devido à operação da proteção de distância de zona 1, e em cerca de 76ms depois, o circuito 1 da referida linha de transmissão foi retirado de serviço devido ao esquema de viagem assistida por transferência com sobre alcance permissivo (*Permissive Overreaching Transfer Trip - POTT*), que são apresentados como 3 na Figura 1. Este último evento causou a abertura da interconexão Norte-Sudeste.

Após os eventos já mencionados, o esquema de proteção especial de interconexão Norte-Sudeste operou removendo quatro usinas hidrelétricas da unidade de Tucuruí, número 4 da Figura 1, a linha de transmissão Samambaia - Serra da Mesa, número 5 da Figura 1, e as duas unidades hidrelétricas da usina de Lajeado, número 6 da Figura 1.

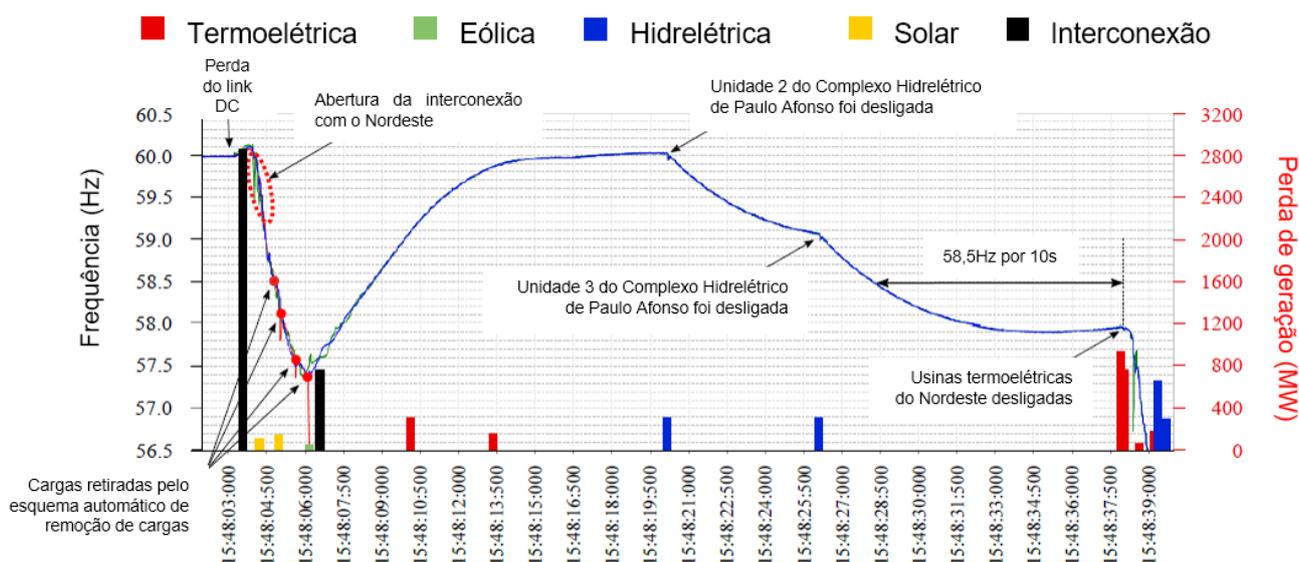
Aproximadamente 984ms após o início do distúrbio, a interligação Nordeste foi perdida devido à operação de proteção contra perda de sincronismo, na qual as linhas de transmissão Presidente Dutra - Teresina e linhas de transmissão Presidente

Dutra - Boa Esperança (número 7 da Figura 1) foram desligadas. Simultaneamente com as desconexões mencionadas acima, a função de proteção de distância de zona 1 havia operado, abrindo o terminal Ribeiro Gonçalves do circuito 2 da LT Colinas - Ribeiro Gonçalves, sendo sua respectiva ponta Colinas energizada. O circuito 1 da LT de Colinas - Ribeiro Gonçalves foi retirado de serviço pelo elemento de proteção de distância de zona 2 com esquema POTT (número 8 na Figura 1).

Embora as subestações de Bom Jesus da Lapa e Igaporã, localizadas no Nordeste, não estejam representadas na Figura 1, as linhas de transmissão que ligam essas duas subestações são desligadas devido à função de proteção de distância, fazendo com que o sistema de energia do Nordeste fique ilhado. A subestação de Bom Jesus da Lapa está conectada à subestação Rio das Éguas, que é mostrada no sistema nordeste da Figura 1. Esse evento é apresentado como 9 na Figura 1.

Após cerca de 2,42s desde o início da perturbação, o sistema elétrico da região Nordeste ficou ilhado, um déficit de geração de energia era inevitável, visto que a região importava energia das regiões Norte e Sudeste, levando também a uma queda de frequência. O comportamento de frequência do sistema Nordeste é mostrado no Gráfico 9, no qual também é mostrado, com barras em relação ao eixo direito, a quantidade de geração que foi perdida por tipo de usina.

Gráfico 9 - Comportamento da frequência no sistema elétrico do Nordeste durante o distúrbio de 21 de março de 2018



Fonte: LEITÃO *et al.*, 2019

Com a queda de frequência causada pela perda da ligação CC, entre as barras Xingu e Estreito, e abertura da interconexão para o Nordeste, o Esquema de Descarte Automático de Carga começou a operar, em seus cinco estágios para restaurar a frequência do sistema. Nesse momento 130MW da usina solar de Ituverava foram retirados por proteção de subtensão, 93MW da usina solar de Nova Olinda por problemas no conversor, 13MW do parque eólico de Cristalândia por proteção de baixa frequência.

Quando a frequência ainda estava retornando a 60 Hz, 450MW de instalações termoelétricas foram retiradas de operação devido à proteção mecânica. A frequência foi quase restaurada e a unidade 2 (309 MW) da usina hidrelétrica de Paulo Afonso IV foi retirada de operação devido a oscilações de tensão e potência. Aproximadamente 6s depois, outra unidade geradora de Paulo Afonso IV (307 MW) foi perdida devido à proteção 100% de falta à terra do estator, resultando em uma nova queda de frequência. A frequência nordeste permanece em 58,5 Hz por mais de 10 s, quando quase 2.000MW de geração termelétrica de Pecém, TermoPE, TermoPB, TermoNE, Romulo A, Termocabo e Termo Celso F. foram desconectados devido a baixa frequência, seguido da perda total de 1.324MW de geração hidrelétrica e dos geradores eólicos que ainda estavam em operação.

É relevante observar que a ocorrência do distúrbio ocasionou subfrequência e subtensão no sistema elétrico Nordeste após o seu isolamento do SIN, que fez atuar proteções em diversas fontes geradoras, desligando do sistema em sequência, termoelétricas, hidrelétricas e finalmente eólicas. A maior parte da geração eólica resistiu às variações de frequência e tensão e foram uma das últimas fontes geradoras a desligar. Os parques eólicos não contribuíram diretamente para o colapso, mas também não ajudaram na recuperação da frequência para um nível acima de 58,5 Hz, afim de evitar o desligamento das usinas térmicas.

A retirada das cargas do SIN foi comandada pelo Esquema de Regional de Alívio de Carga (ERAC), sistema especial de proteção (SEP) utilizado pelo ONS para restabelecer o balanço de potência entre geração e consumo de energia contribuindo para a manutenção da estabilidade do SIN (KINDERMANN, 2008). O ERAC atua respeitando os procedimentos de rede dispostos no Submódulo 3.6 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão, estabelecido pelo ONS. Em seguida são apresentados os dados técnicos do dimensionamento da proteção referente ao controle da frequência para cada tipo de fonte geradora.

Os limites de operação em regime de frequência não nominal para unidades geradoras hidroelétricas são:

- a) Operação entre 56 e 66 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência instantâneos;
- b) Operação abaixo de 58,5 Hz por período de tempo mínimo de 20 segundos;
- c) Operação entre 58,5 e 63 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência temporizados;
- d) Operação acima de 63 Hz por período de tempo mínimo de 10 segundos.

Limites de operação em regime de frequência não nominal para unidades geradoras termoelétricas são:

- a) Operação entre 57 e 63 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência instantâneos;
- b) Operação abaixo de 57,5 Hz por período de tempo mínimo de 5 segundos;
- c) Operação abaixo de 58,5 Hz por período de tempo mínimo de 10 segundos;
- d) Operação entre 58,5 e 61,5 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência temporizados;
- e) Operação acima de 61,5 Hz por período de tempo mínimo de 10 segundos.

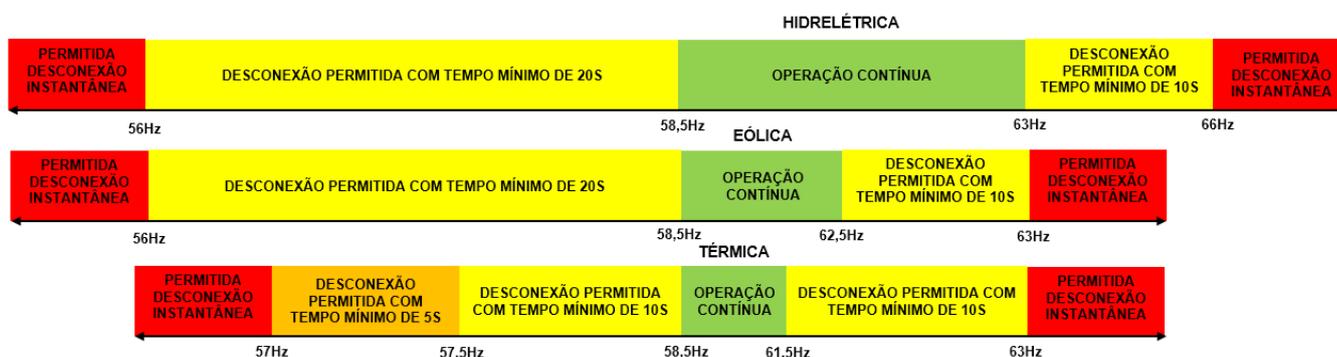
Limites de operação em regime de frequência não nominal para unidades geradoras eólicas são:

- a) Desligamento instantâneo permitido para operação abaixo de 56 Hz;
- b) Operação abaixo de 58,5 Hz por período de tempo mínimo de 20 segundos;
- c) Operação entre 58,5 e 62,5 Hz por tempo ilimitado;
- d) Operação acima de 62,5 Hz por período de tempo mínimo de 10 segundos;
- e) Desligamento instantâneo permitido para operação acima de 63 Hz.

Observando a Figura 2 verifica-se que a retirada das térmicas do SIN ocorreu pela atuação da proteção por subfrequência, a qual possui constante de tempo menor para esse tipo de fonte em comparação com as gerações pelos tipos hídrica e eólica. Caso a constante de tempo do relé de subfrequência temporário sofresse alteração o sistema poderia voltar a recuperar a frequência de operação. Como também maior presença de inércia mecânica no sistema para favorecer a resposta inercial de controle de frequência auxiliando, na sequência, o controle primário.

A Figura 2 resume as condições e faixas de operação das centrais geradoras em regime de frequência não nominal.

Figura 2 - Faixas de operação das centrais geradoras em regime de frequência não nominal



Fonte: Própria (2019)

O episódio do apagão de 2018 revela a real situação do sistema de geração da região Nordeste, incapaz de suportar grandes variações de frequência que ocorrem durante a abertura de um link de interconexão, aspecto de vital importância para manter a área ilhada em operação.

Considerando que o sistema de energia elétrica do Nordeste tem operado com uma grande quantidade de energia produzida a partir de parques eólicos, é natural que a carga da região seja suprida com níveis reduzidos de hidroeletricidade na estação seca. Essa transição envolve o grande desafio de substituir as máquinas síncronas e suas dinâmicas conhecidas e os controladores por geração com interface de eletrônica de potência, cuja regulação e interação com o restante do sistema ainda não foi totalmente compreendido. Dessa forma, surgem desafios para operar a rede de energia com menor inércia, semelhante ao ocorrido no evento de distúrbio supracitado.

6 INÉRCIA E FREQUÊNCIA

No SIN a frequência da rede é estabelecida por usinas convencionais, que utilizam máquinas síncronas. O objetivo do controle de frequência é manter a operação síncrona dos geradores síncronos no sistema e manter o equilíbrio de potência. Correspondentemente, a inércia das máquinas síncronas desempenha um papel significativo na manutenção da estabilidade do sistema de potência durante uma situação transitória (RÊGO, 2017). As diferenças entre a potência fornecida e a exigida resultarão imediatamente em uma mudança na velocidade de rotação do gerador síncrono e, proporcionalmente, em uma mudança na frequência da rede, de acordo com a Equação 1 (MULJADI, GEVORGIAN, *et al.*, 2012).

$$J\omega_m \frac{d\omega_m}{dt} = P_{geradores} - P_{carga} \quad (1)$$

Onde:

- J é a inércia total do sistema;
- ω_m é a velocidade rotacional mecânica do gerador;
- $P_{geradores}$ é a potência total fornecida por todos os geradores no sistema;
- P_{carga} é a potência demandada por todas as cargas no sistema.

Quanto mais massa rotacional (quanto mais inércia) os geradores síncronos tiverem, menos a velocidade do rotor dos geradores mudará durante um desequilíbrio de potência. A quantidade relativamente grande de massa rotativa no SIN tende a manter o sistema estável após uma perturbação. Com um nível crescente de penetração de turbinas eólicas de velocidade variável, a estabilização está se tornando cada vez mais difícil devido ao nível decrescente de inércia conectado à rede.

As turbinas eólicas de velocidade variável possuem inércia reduzida porque o seu controle desacopla os sistemas mecânicos e elétricos e uma mudança na frequência do sistema não será conhecida pelo rotor da turbina eólica. Quanto mais baixa a inércia de um sistema, mais rápida a frequência irá mudar após variações abruptas na geração ou carga.

6.1 RESPOSTA DE FREQUÊNCIA EM SISTEMAS ELÉTRICOS

A operação confiável de um sistema de energia depende do enquadramento da frequência dentro de limites predeterminados em torno da frequência de operação nominal (60 Hertz). O fundamento da operação confiável de uma rede de energia elétrica é que a quantidade de energia produzida em um determinado instante deve corresponder quase exatamente à quantidade de energia consumida. Se energia extra for produzida, a frequência tenderá a aumentar. Se menos energia for produzida, a frequência tenderá a diminuir. A frequência da rede interconectada é controlada principalmente pelo ajuste da saída dos geradores, a fim de manter o equilíbrio entre geração e carga. Esse balanceamento e controle de frequência ocorrem ao longo de um período contínuo usando diferentes recursos que se enquadram na categoria de controles primário, secundário ou terciário.

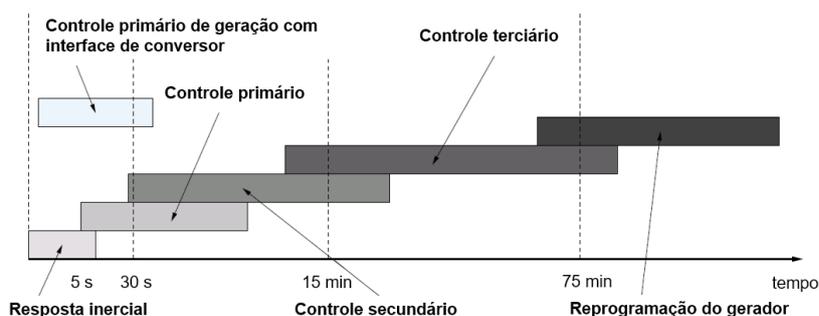
Comportamento inercial inerente e, em seguida, ações de controle de frequência primária são a primeira linha de defesa para o sistema evitar a interrupção involuntária da entrega da energia, o que pode ocorrer dentro de alguns segundos após uma perturbação do sistema. O controle de frequência secundário é o controle centralizado mais rápido no sistema e domina a resposta do sistema nos primeiros minutos após uma perturbação. O controle terciário abrange as ações de despacho tomadas pelo operador do sistema para obter recursos no local para lidar com contingências atuais e futuras.

6.1.1 Resposta de Frequência em Máquinas Síncronas

Nos primeiros segundos após um distúrbio no sistema elétrico, a dinâmica de frequência do sistema é dominada pela resposta inercial da geração. As máquinas síncronas contribuem inerentemente com parte de sua energia inercial armazenada para a rede, reduzindo a taxa inicial de declínio de frequência. Em máquinas síncronas, a resposta inercial pertence à física da máquina e não é controlável. O rotor de uma máquina síncrona é efetivamente um volante de inércia girante cuja inércia é fundamental para compensar flutuações a curto prazo (até 5s). Após isso, os regulamentos de frequência primária e secundária assumem o controle variando a potência ativa gerada pelas máquinas. Isso ocorre em escalas de tempo de dezenas de segundos (controle de frequência primária) e minutos (controle de frequência

secundária). O controle terciário, quando implementado, e a reprogramação do gerador são mais lentos e ocorrem em escalas de tempo da ordem de dezenas de minutos e horas, respectivamente. O esquema da Figura 3 representa as diferentes escalas de tempo associadas à dinâmica de frequência e controle.

Figura 3 – Valores de tempo da dinâmica de frequência em sistema de energia convencionais



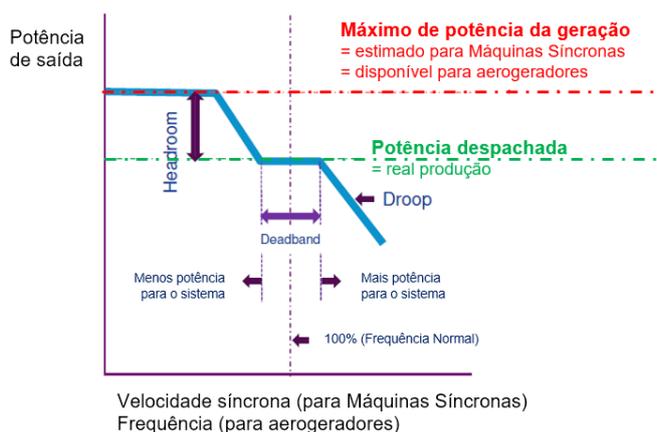
Fonte: MILANO, DORFLER, *et al.*, 2018

A inércia das máquinas síncronas interfere no comportamento dinâmico do sistema apenas nos primeiros instantes após a ocorrência de um desequilíbrio de energia. Desde que haja reserva suficiente, de fato, os regulamentos primários, secundários e terciários e a reprogramação de geração podem ser implementados independentemente do fato de o sistema incluir alta ou baixa inércia, ou qualquer inércia.

A maioria dos geradores síncronos possui um regulador de velocidade que, quando ativado, ajuda a manter a frequência do sistema, responsável pelo controle primário da resposta de frequência. A velocidade da máquina síncrona é a variável de referência para a frequência fornecida pelo gerador. O regulador de velocidade possui uma reta característica de queda (Droop) e uma reta de produção de potência ativa armazenada (Headroom), ver Gráfico 10. No Gráfico 10, a linha azul mostra a característica básica de atuação do regulador de velocidade, quando a frequência do sistema cai o regulador entra na reta Droop, irá agir aumentando a velocidade de rotação do gerador e assim entregando mais potência para o sistema, a inclinação da reta Droop é normalmente definida de modo que 1% de queda na velocidade (isto é, -0.6Hz) resultará em um aumento de 20% na potência de saída. Quando a frequência aumenta, o regulador atua diminuindo a velocidade de rotação da MS, e assim entregando menos potência ao sistema, regulando esta frequência.

O aumento de potência é limitado pelos limites físicos da geração: esse é o Headroom. Portanto, para que uma unidade contribua de forma útil para a resposta de frequência primária, o regulador deve estar ativado e deve existir um gap para produção de potência ativa para disposição.

Gráfico 10 - Característica básica do Regulador



Fonte: Miller, Shao, Pajic, D'Aquila, & Clark, 2014

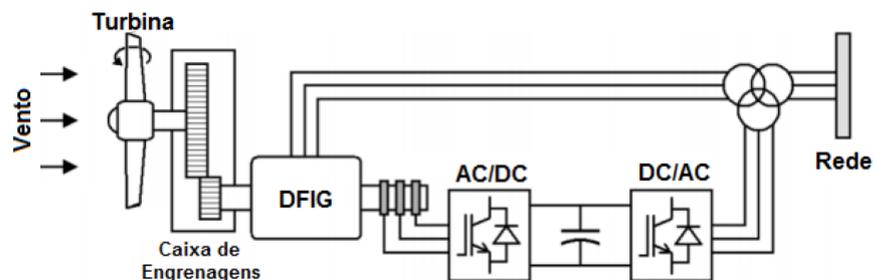
Os controles secundários, terciários e reprogramação do gerador não serão explanados no TCC pois o foco da discussão é a resposta rápida do sistema elétrico na ocorrência de distúrbios.

6.1.2 Resposta de Frequência em Aerogeradores

Os aerogeradores de velocidade variável são caracterizados pela conexão à rede através de conversores eletrônicos, o que aumenta a sua capacidade de controle, geração e qualidade de energia.

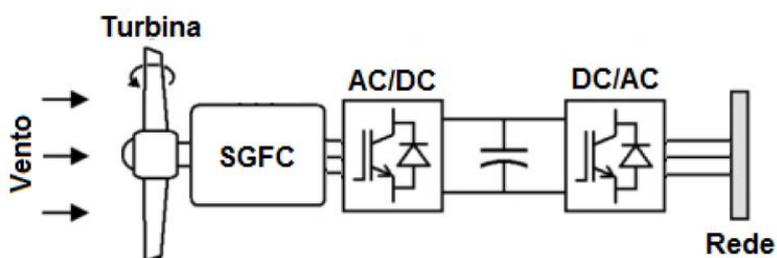
A Figura 4 mostra um aerogerador de indução duplamente alimentado (DFIG). O estator encontra-se conectado diretamente à rede elétrica, enquanto que o rotor se encontra conectado ao conversor, que por sua vez se conecta à rede. A Figura 5 apresenta um gerador síncrono conectado à rede através de um conversor eletrônico (Synchronous Generator Full Converter – SGFC). Tais geradores por estarem conectados à rede elétrica através de conversores, não são sensíveis à variação de frequência do sistema e, portanto, não possuem uma capacidade de resposta inercial própria.

Figura 4 - Gerador de velocidade variável - DFIG



Fonte: Rêgo, 2017

Figura 5 - Gerador de velocidade variável - SGFC



Fonte: Rêgo, 2017

Para manter a dinâmica convencional do sistema elétrico, tarefas de controle do sistema principalmente fornecidas por geradores síncronos têm que ser cada vez mais suportadas por dispositivos não-síncronos. Assim, faz-se necessária a utilização de controles adicionais que permitam que os mesmos participem da regulação de frequência de sistemas de energia.

A resposta de frequência inercial na geração eólica é feita através da implementação de estratégias de controle que emulam a resposta inercial de geradores convencionais. Por se tratar de uma contribuição inercial, tais controles atuam imediatamente, nos primeiros segundos após a ocorrência de uma perturbação, reduzindo as oscilações de frequência, tanto em seus valores absolutos (Nadir e Zenith, valores mínimos e máximos absolutos de frequência atingidos durante uma oscilação no sistema), quanto em suas taxas de variação (*Rate of Change of Frequency - RoCoF*). O controle primário da frequência é executado deixando uma reserva de potência ativa disponível, possibilitando uma modulação da potência de saída frente a oscilações de frequência na rede.

7 MEIOS PARA MITIGAÇÃO DA FALTA DE INÉRCIA – INÉRCIA VIRTUAL

Em aerogeradores a massa rotativa de suas turbinas eólicas de velocidade variável é desacoplada da frequência da rede e não exibe uma resposta inercial a menos que seja controlada para essa finalidade específica.

A energia adicional da energia cinética que uma turbina eólica pode liberar na rede depende da velocidade inicial do rotor. A mudança na energia cinética do rotor causada por um declínio da velocidade de rotação (transição da velocidade ω_0 para a velocidade ω_1) pode ser calculada como:

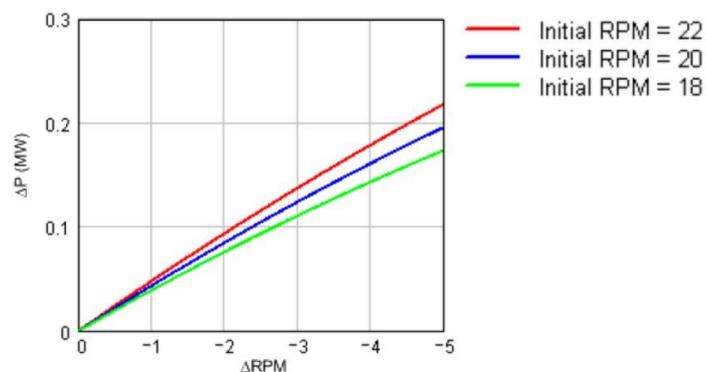
$$\Delta E = \frac{1}{2}J(\omega_0^2 - \omega_1^2) = \frac{1}{2}J(2\omega_0\Delta\omega + \Delta\omega^2) \quad [\text{Joule}] \quad (2)$$

Onde J é a inércia do rotor da turbina [kg.m²] e $\Delta\omega$ é a variação de velocidade do rotor. A potência liberada nessa situação é obtida a partir da Fórmula 3.

$$\Delta P = \frac{\Delta E}{\Delta t} \quad [\text{Watt}] \quad (3)$$

Verifica-se que a magnitude da variação da potência depende da velocidade inicial, queda da velocidade e duração da queda. Para uma turbina eólica de velocidade variável de 1,5 MW típica a potência liberada no tempo de 15 segundos é mostrada no Gráfico 11 (MULJADI, GEVORGIAN, *et al.*, 2012).

Gráfico 11 - Relação entre a variação de potência e queda da velocidade do rotor



Fonte: Muljadi, Gevorgian, Singh, & Santoso, 2012

Como mostrado no Gráfico 11, a turbina eólica de 1,5MW é capaz de liberar 200kW de potência originária da sua inércia durante 15 segundos quando a velocidade da sua rotação tem uma queda 5 rpm. Com controles apropriados a inércia do aerogerador pode ser “conectada” diretamente à rede injetando energia adicional, o que possibilitaria que parques eólicos contribuíssem com o fornecimento de resposta inercial até que o controle de frequência primária do sistema seja ativado.

É importante notar que a resposta inercial dos geradores convencionais depende da sua massa física e da física da máquina síncrona e não pode ser alterada. No caso de turbinas eólicas, a resposta inercial pode ser ajustada para melhorar o desempenho do sistema de potência durante o declínio inicial da frequência após a perda de geração.

Os geradores eólicos das Figuras 4 e 5 são geradores de velocidade variável. Esses geradores utilizam conversores de energia que permitem a geração de potência ativa e reativa em tempo real para qualquer valor regulado, também podem fornecer o aumento de potência durante a queda de frequência, desde que o gerador, o conversor de potência e a estrutura da turbina eólica sejam projetados para suportar a sobrecarga necessária.

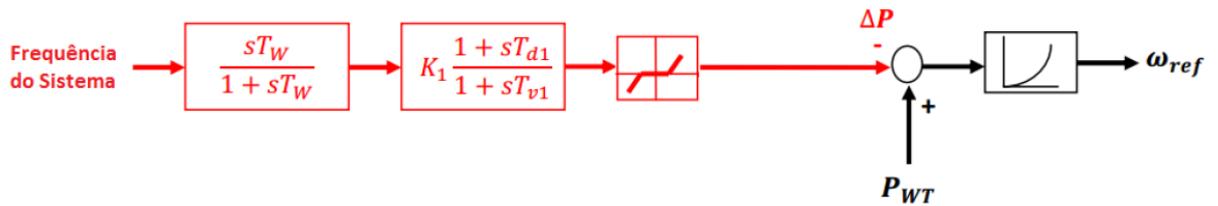
Existem três estratégias de controle de inércia virtual. São elas:

- KEC I;
- KEC II;
- WindINERTIA.

O modelo de controle KEC I, mostrado na Figura 6, cria um sinal de potência adicional ΔP na malha de controle do aerogerador. O modelo usa um filtro wash-out para evitar uma atuação de controle para mudanças lentas de frequência, que acontecem normalmente no sistema elétrico. O controle propriamente dito é realizado por um compensador do tipo lead-lag. Contém também uma banda morta para limitar o sinal de potência adicional ΔP (RÊGO, 2017).

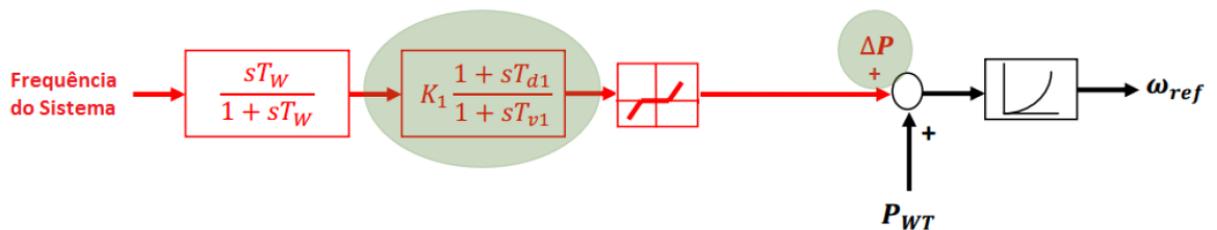
O modelo de controle KEC II, Figura 7, permite uma aceleração inicial do rotor antes do aumento da injeção de potência. A vantagem dessa configuração sobre a anterior é a eliminação do período de recuperação da velocidade e a prevenção da operação em baixas velocidades. Porém o rotor pode atingir altas velocidades em curtos instantes de tempo, o que não é desejável. Além disso, pela prévia aceleração do rotor, a resposta inercial pode ser atrasada, ficando o sistema sujeito a maiores magnitudes de oscilações de frequência (RÊGO, 2017).

Figura 6 - Estrutura do Modelo de Controle KEC I



Fonte: Rêgo, 2017

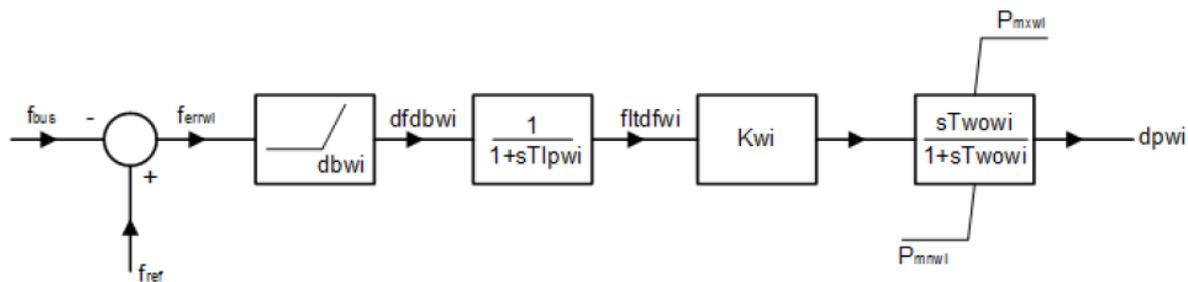
Figura 7 - Estrutura do Modelo de Controle KEC II



Fonte: Rêgo, 2017

Já o modelo WindINERTIA, mostrado na Figura 8, possui funcionamento semelhante ao modelo de controle KEC I, emulando a resposta inercial típica de geradores convencionais. Esse modelo de controle atua a partir de um sinal de entrada de erro de frequência da rede, fazendo com que um sinal de saída seja enviado solicitando um aumento de potência para o conversor temporariamente. A banda morta dbwi é configurada para fazer o controlador atuar somente em eventos de subfrequência, sendo assim, o sinal de saída dbwi é sempre positivo, solicitando invariavelmente um aumento de potência ativa ao conversor. A banda morta também tem a função de limitar a operação do controlador para erros de frequência da rede que excedam uma demarcação, assim ele só atua para grandes perturbações, aquelas nas quais a resposta inercial é importante para a manutenção da frequência (RÊGO, 2017). Esse recurso aumenta temporariamente a potência de saída da turbina eólica na faixa de 5% a 10% da potência nominal da turbina. A duração do aumento de potência é da ordem de vários segundos (CLARK, MILLER e SANCHES-GASCA, 2010). A configuração de controle modelo WindINERTIA será utilizada nas simulações a seguir (MULJADI, GEVORGIAN, *et al.*, 2012).

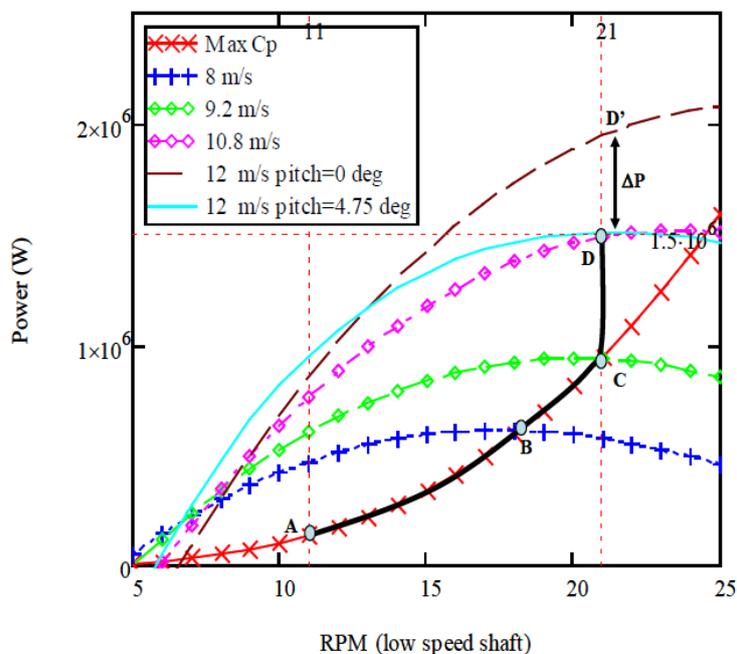
Figura 8 - Estrutura do Modelo de Controle WindINERTIA



Fonte: Rêgo, 2017

Considere o Gráfico 12, para um aerogerador de 1,5MW, à medida que a velocidade do vento varia, a saída do gerador é ajustada para operar a turbina eólica em seu ponto ótimo, entre os pontos A e C. As velocidades de rotor relacionadas correspondem à operação ideal para diferentes velocidades de vento. Abaixo da potência nominal e/ou da velocidade nominal do rotor, o ângulo de inclinação é definido como ótimo (por exemplo, 0 graus). Em altas velocidades do vento, o ângulo de inclinação da lâmina é controlado para limitar a velocidade do rotor.

Gráfico 12 - Potência em relação à velocidade do rotor para diferentes velocidades de vento



Fonte: Muljadi, Gevorgian, Singh, & Santoso, 2012

Quando a velocidade do vento atinge 9,2m/s, a velocidade nominal do rotor de 21rpm é atingida. A partir de então (C para D), a saída do gerador é ajustada em rotações constantes por minuto. À medida que a velocidade do vento aumenta, o ângulo de inclinação das lâminas deve ser alterado para manter a velocidade do rotor em 21rpm. Aos 10,8m/s, a potência nominal é atingida. Conforme a velocidade do vento aumenta para 12m/s, o ângulo de inclinação das pás deve ser controlado para que o equilíbrio da potência de saída seja atingido ($P_{aerodinâmica} = P_{gerada}$). Aos 12m/s, o ângulo de inclinação deve ser definido em 4,75 graus, se o ângulo de ataque das pás for mantido a 0 graus, a $P_{aerodinâmica}$ disponível é de 1,92 MW, embora a P_{gerada} esteja limitada à sua velocidade nominal e atingir 1,5 MW levando o aerogerador a condição de descontrole.

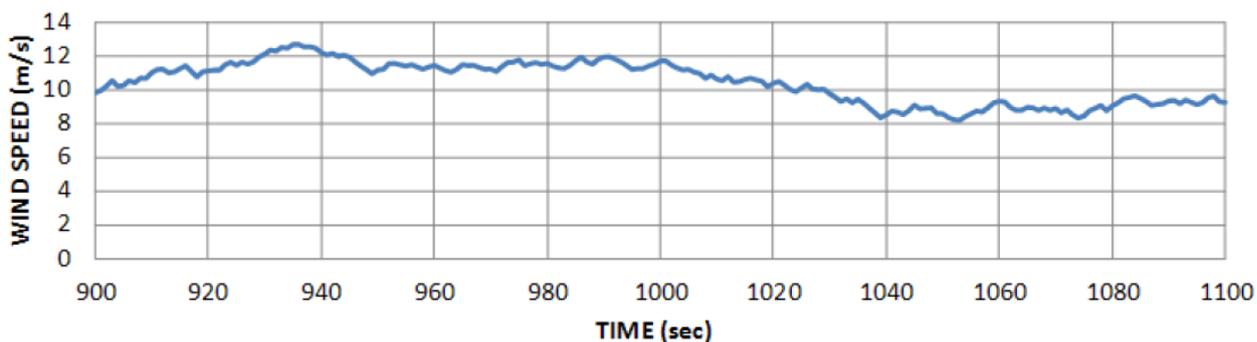
Quando a frequência do sistema elétrico cai, o aerogerador pode fornecer energia adicional para ajudar a deter o declínio de frequência. O aumento de potência máximo que pode ser fornecido depende da $P_{aerodinâmica}$ disponível (para 12 m/s de vento $P_{aerodinâmica}$ equivale a 1,92 MW). É claro que o conversor de energia, o gerador elétrico e os componentes mecânicos da turbina devem ser projetados para suportar essa condição de sobrecarga.

Um exemplo de simulação de um aerogerador de indução duplamente alimentado (DFIG) de 1,5MW que fornece resposta inercial quando operando em um nível de potência abaixo do seu valor nominal e passa por um evento de subfrequência é mostrado nos Gráficos 13, 14 e 15. A frequência começa a declinar em 1000s (Gráfico 15), quando o controle da turbina eólica permite a resposta inercial por cerca de 15s de acordo com o algoritmo apresentado em (CLARK, MILLER e SANCHES-GASCA, 2010). A potência elétrica de saída aumenta rapidamente e faz com que a velocidade do rotor desacelere. Como mostrado no Gráfico 14, a velocidade do rotor começa a acelerar imediatamente após a desativação do controle inercial, trazendo a turbina de volta à sua operação normal cerca de 35s após o início da falha. O controle de ataque das pás da turbina permanece inativo durante todo o tempo porque sua finalidade é proteger a turbina contra excesso de velocidade. Neste caso particular, a rotação do rotor está abaixo do máximo, portanto nenhuma ação de afinação é necessária.

Outra observação que pode ser feita sobre a simulação é que o período inicial de superprodução desencadeada pelo controle inercial é seguido por um período de subprodução devido à operação da turbina abaixo do seu ponto de geração

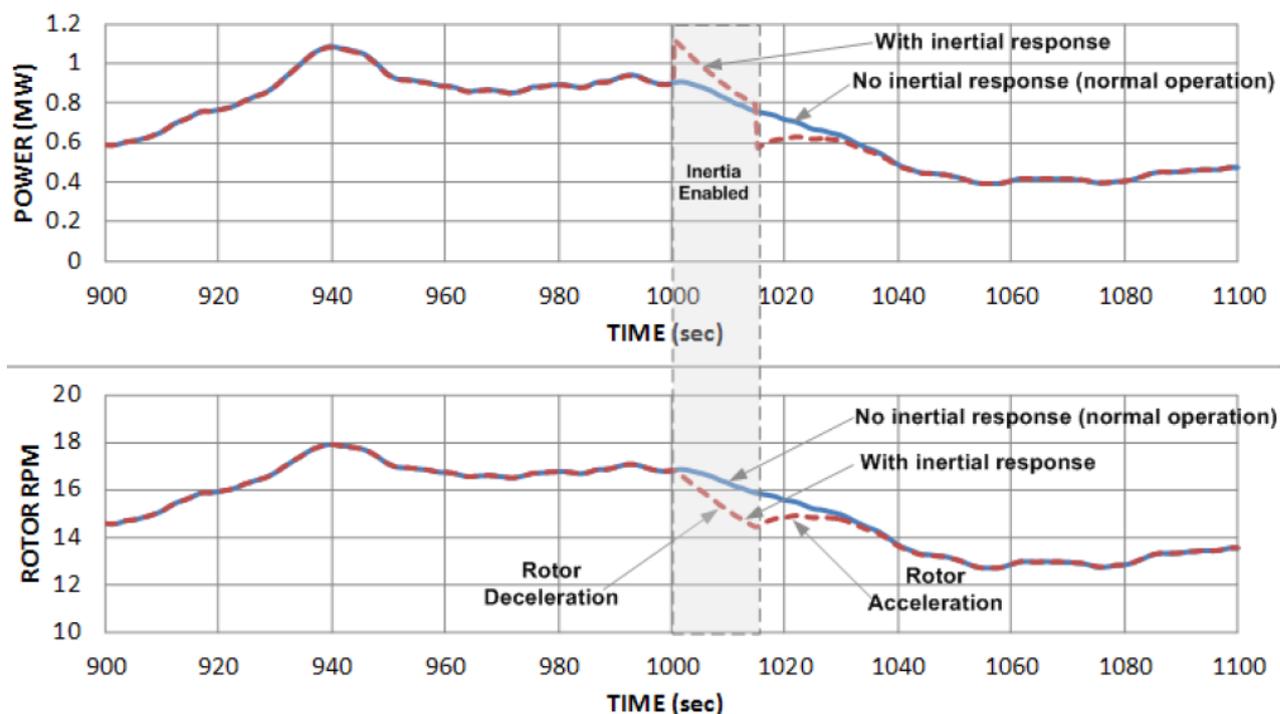
nominal (Gráfico 14). No entanto, o benefício geral de tal resposta inercial é significativo porque ajuda o sistema de potência na forma de deter o ROCOF inicial e “ganhar tempo” para uma resposta de frequência primária mais lenta da geração convencional.

Gráfico 13 - Velocidade do vento (m/s) – Simulação 1



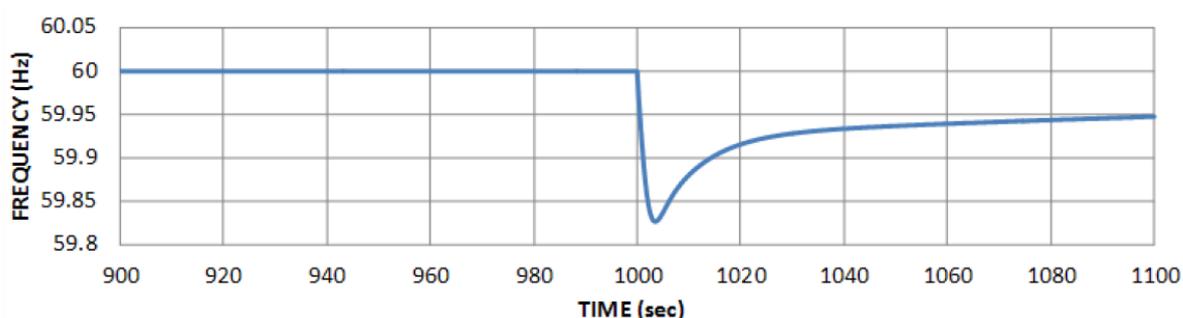
Fonte: Muljadi, Gevorgian, Singh, & Santoso, 2012

Gráfico 14 - Resposta inercial nas saídas de potência e velocidade do rotor – Simulação 1



Fonte: Muljadi, Gevorgian, Singh, & Santoso, 2012

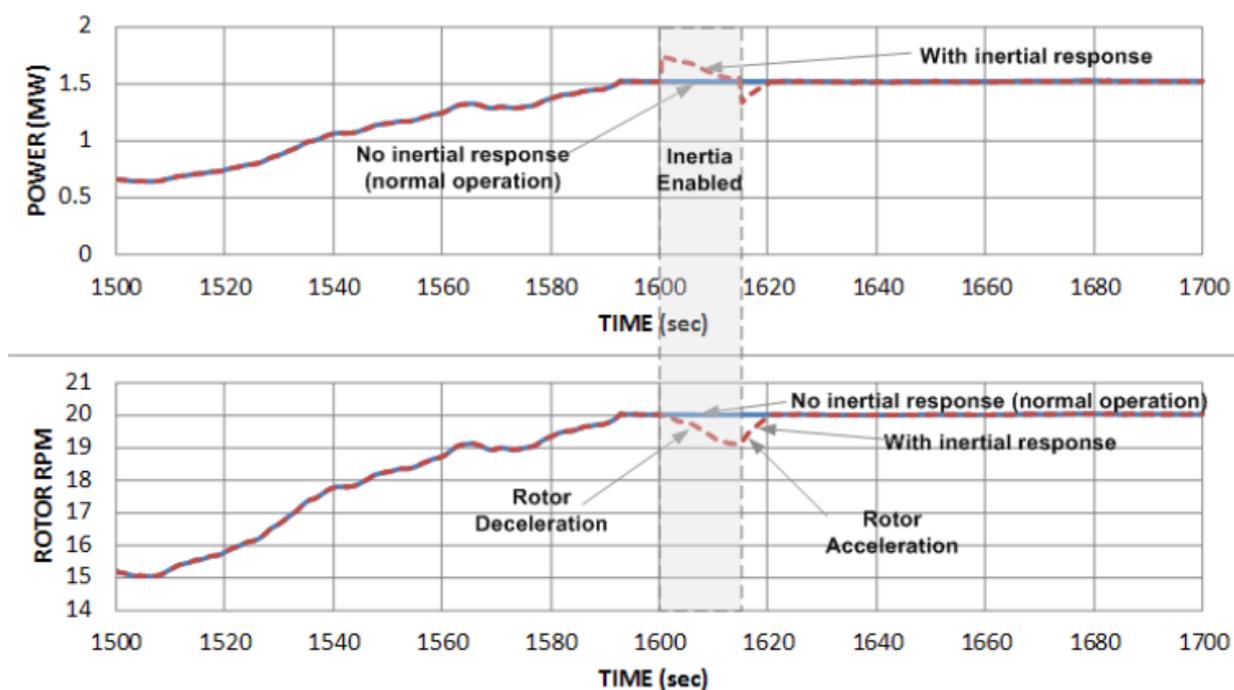
Gráfico 15 - Frequência do sistema elétrico – Simulação 1



Fonte: Muljadi, Gevorgian, Singh, & Santoso, 2012

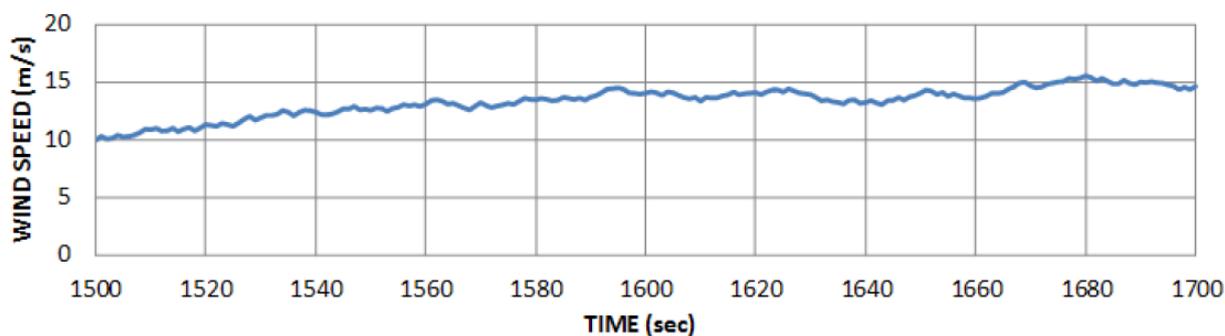
Outra simulação de distúrbio no sistema observando o mesmo modelo de aerogerador da simulação anterior é mostrada nos Gráficos 16, 17, 18 e 19, nesse evento a queda de frequência começa durante o tempo em que a turbina está operando na potência nominal. Nesse caso, o controle inercial é ativado em 1600s, seguido por dinâmicas similares às do caso anterior. No entanto, o retorno à operação normal nas condições de pré-perturbação é mais rápido do que no caso anterior devido a situação ser mais favorável, a velocidade do vento está acima da nominal, portanto há energia disponível a partir do vento para fornecer energia elétrica incremental.

Gráfico 16 - Resposta inercial nas saídas de potência e velocidade do rotor – Simulação 2



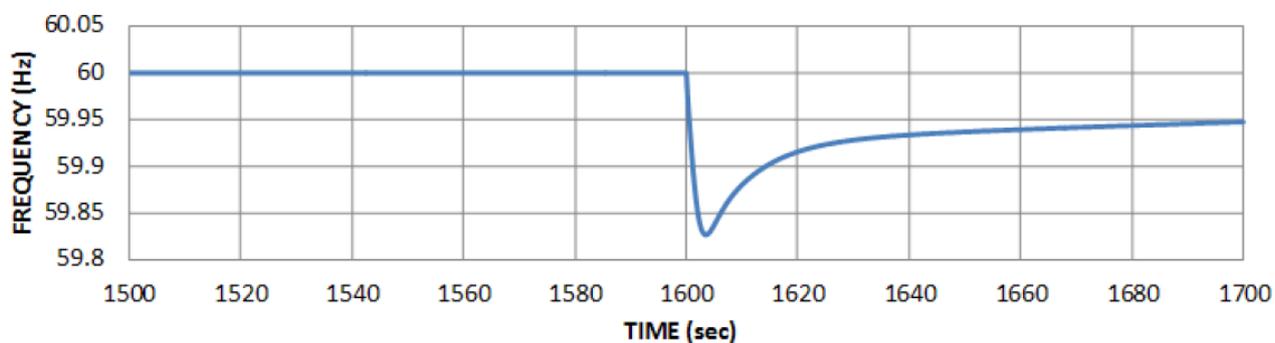
Fonte: Muljadi, Gevorgian, Singh, & Santoso, 2012

Gráfico 17 - Velocidade do vento (m/s) – Simulação 2



Fonte: Muljadi, Gevorgian, Singh, & Santoso, 2012

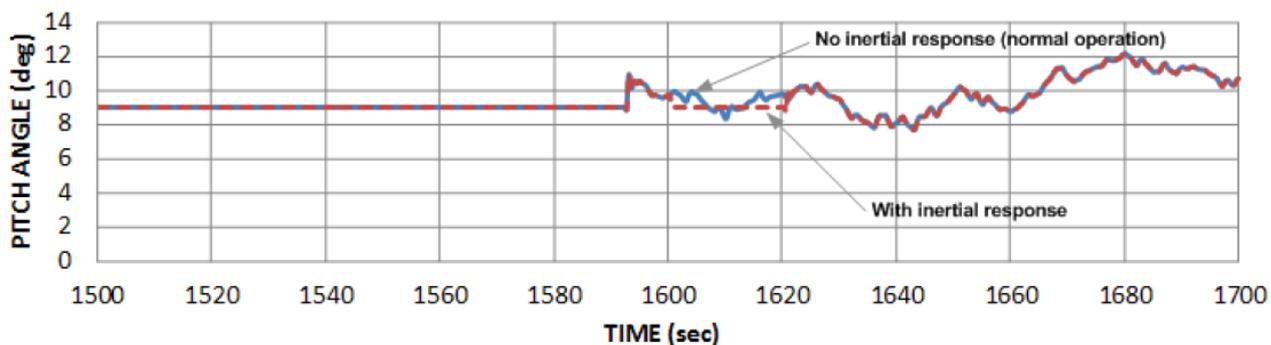
Gráfico 18 - Frequência do sistema elétrico – Simulação 2



Fonte: Muljadi, Gevorgian, Singh, & Santoso, 2012

O controle de ataque das pás teria estado ativo na operação normal, Gráfico 19. No entanto, durante o tempo em que o controle inercial é ativado, este controle é desativo devido à desaceleração da turbina para reduzir as velocidades de rotação.

Gráfico 19 - Ângulo de ataque das pás do aerogerador - Simulação 2



Fonte: Muljadi, Gevorgian, Singh, & Santoso, 2012

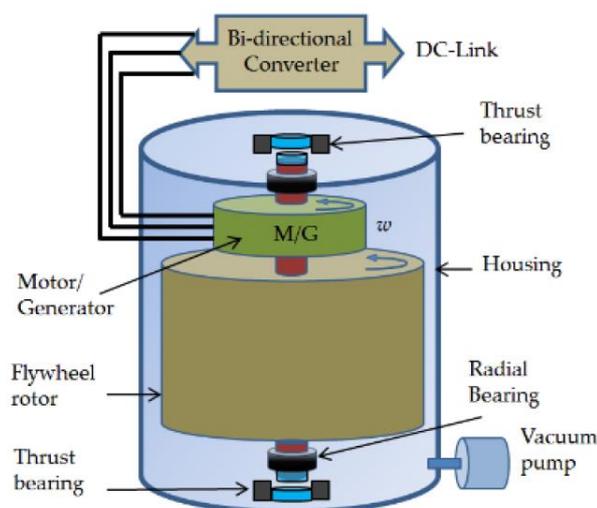
Ao contrário dos geradores síncronos convencionais, a resposta inercial controlada dos aerogeradores de velocidade variável depende das condições iniciais de pré-perturbação. As condições variáveis do vento e velocidade do rotor terão um impacto significativo na resposta inercial controlada.

A maioria dos aerogeradores conectados à rede em sistemas de energia em todo o mundo é de velocidade variável, portanto, permitir que os controles forneçam uma resposta inercial virtual no caso de perturbações de frequência pode se tornar um serviço essencial à rede, ajudando a melhorar frequências mínimas.

7.1 VOLANTE DE INÉRCIA (FLYWHEEL)

Outra alternativa para simular a inércia mecânica no sistema elétrico é a utilização de volantes de inércia (Flywheel). Um volante armazena energia baseada no princípio da massa rotativa. É um dispositivo de armazenamento mecânico que emula o armazenamento de energia elétrica, convertendo-o em energia mecânica. A energia em um volante é armazenada na forma de energia cinética rotacional. A energia de entrada para o Flywheel é geralmente extraída de uma fonte elétrica proveniente da rede ou de qualquer outra fonte de energia elétrica. O volante acelera à medida que armazena energia e desacelera quando está descarregando, para fornecer a energia acumulada. O volante rotativo é acionado por um motor-gerador elétrico realizando o intercâmbio de energia elétrica para energia mecânica, e vice-versa.

Figura 9 - Estrutura e componentes de um volante de inércia



Fonte: Amiryar & Pullen, 2017

As características de resposta rápida dos volantes os tornam adequados em aplicações que envolvem fontes de energia renováveis para balanceamento de frequência da rede, melhorando a estabilidade do sistema. Os volantes também podem ser usados para corrigir as oscilações do vento e melhorar a frequência do sistema (AMIRYAR e PULLEN, 2017).

7.2 OUTRAS ALTERNATIVAS

Demais alternativas encontradas para ajudar um sistema isolado com baixa inércia no controle da frequência em resposta inercial:

- A instalação de compensadores síncronos para auxiliar no controle da potência reativa e aumentar a inércia mecânica no sistema elétrico;
- Possibilidade de revisão dos requisitos das unidades térmicas relativos à proteção contra subfrequência, de forma a deixá-los similares às proteções das fontes hídrica e eólica;
- Aumentar a inércia mecânica do sistema elétrico através da operação de mais hidrelétricas, operando com baixa potência;
- O uso de baterias.

8 CONCLUSÕES

A MEB é fortemente baseada em fontes renováveis de energia, historicamente a geração hidrelétrica sempre foi a mais explorada, fato justificável pelo alto potencial hidrelétrico do Brasil. Com o passar do tempo a MEB passou por transformações, fatores como crise hidrológica, busca pela melhoria da flexibilidade da geração e confiabilidade levaram o país a impulsionar o investimento em outras fontes energéticas.

A geração eólica apresentou alto crescimento no país durante a última década, atualmente representa 9,2% da capacidade instalada do Brasil, o Nordeste detém 86% desta potência, tornando a região o centro da geração eólica nacional. Esse novo cenário transforma o sistema elétrico nordestino em um sistema originalmente hidrelétrico com grande quantidade de fontes renováveis de baixa inércia.

A inércia mecânica auxilia na resposta inercial de controle de frequência nos primeiros instantes após distúrbios no sistema elétrico, a alta penetração de parques eólicos tende a provocar a diminuição da inércia global no sistema elétrico, reduzindo sua capacidade de controle de frequência.

Além da diminuição da geração por hidrelétricas, a redução da inércia mecânica se deve também à tecnologia utilizada nos aerogeradores. Os geradores eólicos, em geral, são conectados à rede elétrica através de conversores de frequência, que promovem um desacoplamento entre a frequência da máquina e a frequência do sistema. Desta forma, há uma necessidade de controles externos que sejam sensíveis às variações de frequência do sistema e capazes de produzir resposta inercial de maneira semelhante aos geradores síncronos convencionais.

A solução para mitigação da baixa inércia mecânica no sistema, proposta por esse TCC, foi a implementação da inércia virtual nos aerogeradores, mecanismo de controle que permite que a energia cinética armazenada nas massas girantes dos geradores seja transformada em energia elétrica, possibilitando que os geradores eólicos participem da regulação de frequência do sistema de energia, contribuindo para a manutenção da segurança de operação do sistema elétrico.

9 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Alguns aspectos relativos à participação de geradores eólicos na regulação de frequência de sistemas de energia elétrica, como o impacto dos controles associados a este recurso, não foram levados em consideração. Assim, propõe-se os seguintes trabalhos futuros relacionados a este tema:

- Investigar detalhadamente as limitações elétricas e mecânicas dos componentes dos aerogeradores, uma vez que os controles impactam seus modos de operação;
- Realizar simulações com todos os tipos de aerogeradores e analisar suas respostas de frequência inercial;
- Investigar como os operadores de rede devem lidar com a crescente integração de parques eólicos de larga escala em sistemas de energia elétrica, verificar possíveis mudanças nas constantes de tempo de proteção dos geradores termelétricos, visto que são mais sensíveis do que a proteção das hidrelétricas e eólicas, baixando sua confiabilidade.

REFERÊNCIAS

ABEEÓLICA – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **Boletim Anual de Geração Eólica 2018**. São Paulo. 2019. Disponível em:

http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2019/05/Boletim-Anual_2018.pdf. Acesso em: 12 jun. 2019.

_____. **Eólica já é a segunda fonte da matriz elétrica brasileira com 15 GW de capacidade instalada**. São Paulo. 2019. Disponível em:

<http://abeeolica.org.br/noticias/eolica-ja-e-a-segunda-fonte-da-matriz-eletrica-brasileira-com-15-gw-de-capacidade-instalada/?fbclid=IwAR367hrnC3VuHasy7X-i7d-mUQhsgUoaulg40egLrmUONHVN2p07L0xDrC4>. Acesso em: 11 abr. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. Brasília. 2008. (3).

_____. **Banco de Informações de Geração - BIG**. Brasília. 2019. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/Combustivel.cfm>. Acesso em: 25 maio 2019.

AMIRYAR, E.; PULLEN, R. **A Review of Flywheel Energy Storage System Technologies and Their Applications**. London. 2017.

BARROS, A.; PAIVA, L.; CISNEIROS, S. **Desafios da gestão dos usos múltiplos da água para atendimento energético ante a crise hídrica da bacia hidrográfica do Rio São Francisco**. Bahia Análise & Dados. Salvador, p. 258-278. 2018. (27).

BERNARDY, R. **Análise da Matriz Elétrica Brasileira: Histórico e Tendências**. Universidade Federal de Santa Catarina. Araranguá. 2018.

CLARK, K.; MILLER, N.; SANCHES-GASCA, J. **Modeling of GE wind turbine-generators for grid studies**. Schenectady. 2010.

COMITÊ DA BACIA HIDROGRÁFICA DO RIO SÃO FRANCISCO. **Plano de recursos hídricos da bacia hidrográfica do Rio São Francisco 2016 – 2015**. Belo Horizonte. 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Nacional de Energia 2030 - Geração Hidrelétrica**. Ministério de Minas e Energia. Brasília. 2007.

FILHO, A. V. **O Brasil no Contexto**. Brasília: Nova Série, v. 6, 2009.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind Report 2018**. Bélgica. 2019. <https://gwec.net/global-wind-report-2018/>. Acesso em: 25 maio 2019.

KINDERMANN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Florianópolis: LabPlan, 2008.

LEITÃO, J. et al. **Challenges with New Renewable Energies Integrated to a Hydroelectric-Based System Under a Large Disturbance Event - The Brazilian Northeast Case**. Symposium Aalborg. Aalborg. 2019.

MACHADO, O. **Os 10 anos de leilões de eólicas no Brasil**. Agência Canal Energia. Rio de Janeiro. 2019.
<https://www.canalenergia.com.br/especiais/53098115/os-10-anos-de-leiloes-de-eolicas-no-brasil-parte-i>. Acesso em: 03 maio 2019.

MILANO, F. et al. **Foundations and Challenges of Low-Inertia Systems**. University College Dublin. Dublin. 2018.

MILLER, N. et al. Frequency Response of the US Eastern Interconnection under Conditions of High Wind Generation. **Cigré**, p. 108, 2014.

MULJADI, E. et al. Understanding Inertial and Frequency Response of Wind Power Plants. **IEEE Symposium on Power Electronics and**, 16-18 Julho 2012. 1-10.

OLIVEIRA, C. C. **Análise do potencial eólico na região Nordeste do Brasil e sua evolução na participação da matriz elétrica nacional**. Universidade Federal Rural do Semiárido - UFRSA. Mossoró. 2018.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Submódulo 3.6: Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão**. [S.l.]. 2016.

_____. **Base de Dados Técnica do ONS**. Brasília. 2017.

_____. **Relatório de Análise de Perturbação de 21/03/2018 às 15:48 Envolvendo o Bipolar HVDC do Xingu / Estreito, com Consequências para os estados Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste**. Brasília. 2018.

_____. **Banco de Dados Técnicos do Operador Nacional do Sistema Elétrico**. Brasília. 2019. http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx. Acesso em: 25 maio 2019.

RÊGO, L. **Análise do impacto da geração eólica na regulação de frequência de sistemas de energia elétrica**. UFRJ. Rio de Janeiro. 2017.

SIMAS, M. S. **Energia eólica e desenvolvimento sustentável no Brasil: estimativa da geração de empregos por meio de uma matriz insumo-produto ampliada**. Universidade de São Paulo. São Paulo. 2012.

SOUZA, Z. **Centrais Hidrelétricas – Estudos para Implantação**. Eletrobrás. Rio de Janeiro. 1999.