FERNANDO ANTONIO SESTARI FILHO

Reserva de potência e integração de geração eólica: o caso brasileiro

SÃO PAULO
2020

FERNANDO ANTONIO SESTARI FILHO

Reserva de potência e integração de geração eólica: o caso brasileiro

Versão Corrigida

Dissertação apresentada à Escola Politecnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de Concentração: Sistemas de Potência

Orientador: Prof. Dr. Carlos Eduardo de Morais Pereira

SÃO PAULO
2020

FICHA CATALOGRÁFICA

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 7 de Janeiro de 2020

Fernando Antonio Sestari Filho

Prof. Dr. Carlos Eduardo de Morais Pereira

Catalogação-na-publicação

SESTARI FILHO, FERNANDO ANTONIO
Reserva de potência e integração de geração eólica: o caso brasileiro / F. A. SESTARI FILHO -- versão corr. -- São Paulo, 2020.
59 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA 2.SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA 3.ELETROTÉCNICA 4.ENGENHARIA ELÉTRICA I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA POLITECNICA

FERNANDO ANTONIO SESTARI FILHO

“Reserva de potência e integração de geração eólica: o caso brasileiro.”

Dissertação defendida e aprovada pela Comissão Julgadora:

Prof. Dr. Carlos Eduardo de Morais Pereira
Orientador e Presidente da Comissão Julgadora

Prof. Dr. Marcos Rosa dos Santos

Prof. Dr. Rogério Andrade Flauzino

Para Valentina,

Minha princesa.

"Throughout space there is energy. Is this energy static or kinetic?
If static, our hopes are in vain; if kinetic - and this we know it is for certain –
then it is a mere question of time when men will succeed in
attaching their machinery to the very wheelwork of nature."

Nikola Tesla.

AGRADECIMENTOS

Minha família, especialmente meus pais, Vânia e Fernando, pois sem o esforço de vocês em educar e orientar a mim e ao Arthur, nada seria possível. Vocês são nossos maiores exemplos.

Minha esposa Andrea, pelo apoio e compreensão nos momentos em que priorizei este mestrado;

Meu orientador, professor Dr. Carlos Eduardo de Morais Pereira pela acolhida, apoio e compreensão;

Meu orientador por um período, professor Dr. Silvio Giuseppe Di Santo pela atenção e orientação;

Meus amigos que muito me ajudaram nesta jornada;

Meus professores, do pré ao mestrado, por todo conhecimento compartilhado. Foram fundamentais no meu desenvolvimento;

Meus companheiros da CTG Brasil por compartilharem comigo deste momento;

Meu gerente, Paulo Ricardo Laudanna, pelo apoio, discussões e estímulos de incentivo;

Meu gerente na Votorantim, Neymard Antonio Silva, incentivador de meu ingresso no mestrado e entusiasta do assunto;

À CTG Brasil, por apoiar e incentivar o desenvolvimento acadêmico de seus funcionários.

RESUMO

A energia elétrica é a força motriz do desenvolvimento experimentado pela sociedade ao longo do século XX e, no Brasil, sua importância não poderia ser menor. O setor elétrico sofreu grande evolução, tanto na capacidade instalada quanto nos recursos utilizados para sustentar o crescimento do país. Nesse contexto, o trabalho busca investigar os impactos para a operação deste complexo sistema em função da expansão de fontes eólicas, especificamente na reserva de potência. Essa evolução será analisada, apresentando a atual estrutura do setor elétrico brasileiro e seus números. Em seguida, é realizada uma explanação sobre a operação do sistema interligado nacional, explorando seu planejamento e como a reserva de potência se integra neste contexto. Depois, uma revisão de reserva operacional é elaborada explorando como alguns países tem tratado o tema e como esta foi redefinida recentemente no Brasil. Na sequência, será realizada simulação de variação da geração eólica, utilizando o software ANATEM, a partir de um caso base disponibilizado pelo ONS e avaliando os resultados. Por fim, são apresentadas as conclusões e propostas para trabalhos futuros.

Palavras-chave: ANATEM, integração de geração eólica, operação de sistemas de potência, reserva de potência, sistema interligado brasileiro.

ABSTRACT

Electric power is the driving force of the development experienced by society throughout the twentieth century, and in Brazil, its importance could not be less. The electric sector has undergone great evolution, both in the installed capacity and in the resources used to sustain the growth of the country. In this context, the work seeks to investigate the impacts to the operation of this complex system due to the expansion of wind power sources, specifically in the operating reserve. This evolution will be analyzed, presenting the current structure of the Brazilian electric sector and its numbers. Then, an explanation is given about the operation of the national interconnected system, exploring its planning and how the operating reserve integrates in this context. Afther this, an operating reserve review is developed exploring how some countries have addressed the issue and how it was recently redefined in Brazil. Finally, a simulation of wind generation variation will be carried out, using ANATEM software, based on a base case provided by the Brazilian National System Operator and evaluating the results. Finally, the conclusions and proposals for future work are presented.

Index terms: ANATEM, brazilian interconnected system, operating reserve, power system operation, wind power integration.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Potência instalada acumulada de usinas eólicas no mundo entre 2001 e 2018 15
Figura 2 - Organograma do setor elétrico.....21
Figura 3 - Geração, transmissão e distribuição.....22
Figura 4 – Sistema de transmissão 25
Figura 5 – Complementaridade das diversas fontes 26
Figura 6 – Interligações entre regiões.....29
Figura 7 – Localização aproximada das usinas eólicas que terão sua geração reduzida.38
Figura 8 - Subsistema NE - Variações da geração eólica no Subsistema (18/04/2016)..39
Figura 9 – Interligação Sudeste / Centro Oeste e Nordeste em regime permanente 41
Figura 10 – Localizaçao do ponto de interligação entre os subsistemas Sudeste / Centro Oeste e Nordeste 41
Figura 11 - Interligação Norte e Nordeste em regime permanente 42
Figura 12 - Localizaçao do ponto de interligação entre os subsistemas Norte e Nordeste 42
Figura 13 – Redução de geração eólica apresentada na tabela 5.....43
Figura 14 – Variação de fluxo nas linhas de interligação Sudeste / Centro Oeste e Nordeste 43
Figura 15 – Variação de fluxo nas linhas de interligação Norte e Nordeste 44
Figura 16 – Variação da geração na UHE Ilha Solteira 44
Figura 17 – Variação da geração na UHE Capivara.....45
Figura 18 – Variação da geração na UHE Furnas 45
Figura 19 – Variação da geração na UHE Luis Carlos Barreto.....46
Figura 20 – Variação de geração na UHE Marimbondo 46
Figura 21 – Variação de geração na UHE Itaipu – 60 Hz 47
Figura 22 – Variação de geração na UHE Emborcação 47
Figura 23 – Variação de geração na UHE Nova Ponte 48
Figura 24 – Variação de geração na UHE Agua Vermelha.....48
Figura 25 – Variação de geração na UHE Paulo Afonso IV 49
Figura 26 – Variação de geração na UHE Luiz Gonzaga1.....49
Figura 27 – Variação de geração na UHE Luis Gonzaga4.....50

Figura 28 – Tensão nas barras de Ilha Solteira e interligação Sudeste / Centro Oeste e Nordeste. 50
Figura 29 – Tensão nas barras de interligação Norte e Nordeste. 51
Figura 30 - Frequência nas barras de Ilha Solteira e interligação Sudeste / Centro Oeste e Nordeste. 51
Figura 31 - Frequência nas barras de interligação Norte e Nordeste.....52

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil 23
Tabela 2 – Extensão da rede de transmissão 24
Tabela 3 – limites de intercâmbio 30
Tabela 4 – Capacidade eólica instalada.....37
Tabela 5 - Potência eólica reduzida no software ANATEM.....39
Tabela 6 – Síntese dos resultados do ANATEM.....52

LISTA DE ABREVIATURAS

ANA	Agencia Nacional de Aguas
ANAREDE	Análise de Rede em Regime Permanente
ANATEM	Análise de Transitórios Eletromecanicos
ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agencia Nacional do Petroleo
BIG	Banco de Informações da Geração
CAG	Controle Automático da Geração
CCEE	Camara de Comercialização de Energia
Celupa	Centrais Elétricas Urubupungá
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comite de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COSR	Centro de Operação do Sistema Regional
Eletrobras	Centrais Elétricas Brasileiras
EOL	Central Geradora Eólica
EPE	Empresa de Pesqeuisa Energética
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
FCF	Função de Custo Futuro
GWEC	Global Wind Energy Council
IRENA	International Renewable Energy Agency
MME	Ministério de Minas e Energia
MP	Medida Provisória
NERC	North American Electric Reliability Corporation
ONS	Operador Nacional do Sistema Eletrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Programa Diário da Operação Eletroenergética
PDF	Programa Diário de Defluências
PDI	Programa Diário de Intervenções
PDP	Programa Diário de Produção
PEN	Plano da Operação Energética
PMO	Programação Mensal da Operação
RESEB	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
RPO	Reserva de Potência Operativa
SIN	Sistema Interligado Nacional
UFV	Central Geradora Solar Fotovoltaica
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termeletrica
UTN	Usina Termonuclear

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 15

1.1 Motivação 15

1.2 Objetivo 17

1.3 Metodologia 17

1.4 Estrutura do Trabalho 18

2 EVOLUÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO 19

2.1 Breve análise da evolução histórica do setor 19

2.2 Atores do setor elétrico brasileiro 21

2.3 O sistema hidro-termo-eólico brasileiro atualmente 22

3 PLANEJAMENTO E OPERAÇÃO DO SIN 27

3.1 Introdução 27

3.2 Planejamento anual da operação energética 27

3.3 Programação mensal da operação energética 28

3.4 Programação diária da operação eletroenergética 31

4 RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA 32

4.1 Introdução 32

4.2 Reserva de potência operativa no Brasil 32

4.3 Outros países 36

5 SIMULAÇÕES E RESULTADOS 38

6 CONCLUSÃO 53

REFERÊNCIAS 55

APENDICE A – CÓDIGO ANATEM 58

1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

O mundo está em constante busca por fontes alternativas de geração de energia que sejam renováveis e que minimizem os impactos causados pela emissão de gases do efeito estufa pelas usinas térmicas a carvão e a gás natural já existentes. Neste cenário, as usinas eólicas têm se destacado na última década em razão de seu baixo impacto ambiental e da redução do custo da tecnologia implantada. Neste sentido, entre 2001 e 2018 houve um incremento da potência instalada mundial de usinas eólicas da ordem de 600 GW, conforme exibido na figura 1, divulgado pela GWEC [1].

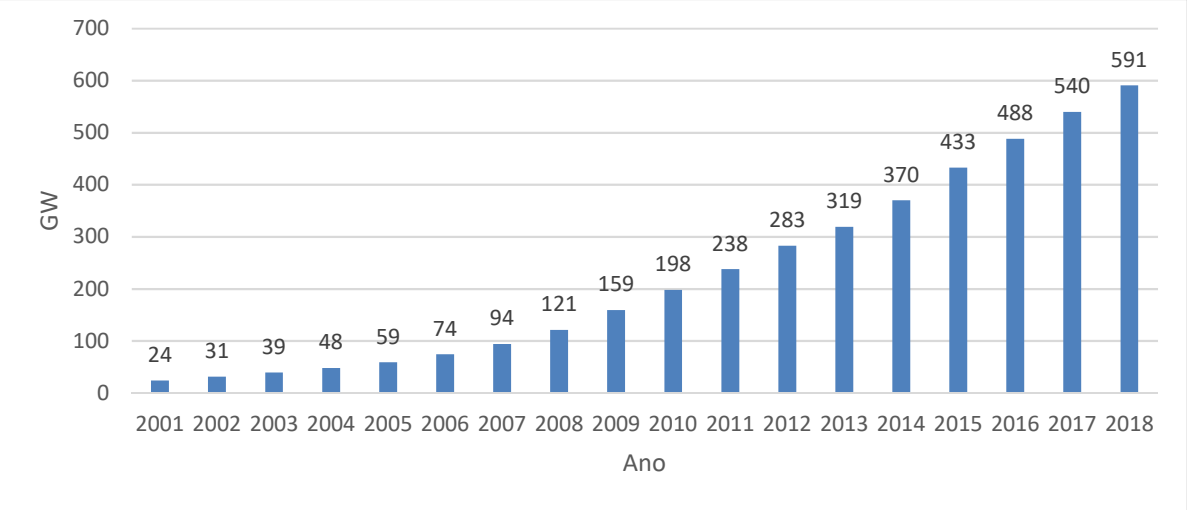

Figura 1 - Potência instalada acumulada de usinas eólicas no mundo entre 2001 e 2018
Fonte: GWEC, 2019

Como consequencia, a energia eólica passou a ser representativa na matriz energética de países com boas condições de vento, o que projeta esta fonte como futura participação expressiva na matriz energética mundial nas próximas décadas [2]. Neste cenário, o Brasil se apresenta como um dos mercados mais promissores para a expansão desta tecnologia, pois possui um dos melhores fatores de capacidade de geração eólica no mundo segundo a IRENA [3].

No Brasil, de acordo com o BIG da ANEEL, base Junho de 2019, atualmente as usinas eólicas correspondem a 9% do parque gerador brasileiro, cuja potência instalada total é da ordem de 169 GW, enquanto as usinas hidrelétricas e térmicas correspondem a 60% e 24%

respectivamente [4]. O ONS estima que em 2021 a potência instalada em geração eólica no Brasil seja em torno de 16 GW [5].

A perspectiva de inserção da geração eólica na matriz eletro-energética do SIN, sobretudo nos subsistemas Nordeste e Sul , representa um grande desafio para o a operação pois trata-se de uma fonte intermitente, de grande variabilidade, não sendo possível seu total controle da mesma maneira que na geração hidrelétrica, onde a previsibilidade é mais assertiva e é possível sua regularização, até mesmo para intervalos curtos de tempo. A difícil previsibilidade dos ventos e sua característica intrínseca causam impactos em toda a cadeia de processos da operação do sistema, onde podemos destacar a programação diária e a operação em tempo real.

Esta variabilidade da geração eólica pode ser mitigada, parcialmente, com a atuação da reserva primária de potência, atentida pelos reguladores de velocidade das unidades geradoras das usinas hidrelétricas e pela reserva secundária de potência, através do CAG das usinas hidrelétricas, notadamente daquelas localizadas nos mesmos submercados onde as fontes eólicas estão instaladas. Em situações de excessão, são exigidas colaborações, via CAG, das usinas de outros submercados, quando o reflexo nos grandes troncos de conexão é percebido. A atuação do CAG permite manter o SIN dentro de sua frequência nominal, mantendo a exigida segurança operacional elétrica [6].

Um exemplo da citada operação excepcional é quando a região Nordeste enfrenta severa crise de escassez hídrica, impossibilitando atuações do CAG desta região, sendo exigido, portanto, a colaboração das usinas hidrelétricas da região Sudeste / Centro Oeste. Entender esta dinâmica de composição da RPO e como ela é utilizada pelo ONS durante as fases de planejamento / tempo real e como ela afeta os hidrogeradores é o motivador para este trabalho.

1.2 Objetivo

Os objetivos do trabalho são realizar uma análise qualitativa e quantitativa da operação do SIN sob dois aspectos: atendimento à demanda instantânea, face às condições hidro-termo-eólicas impostas, e, no mínimo, uma simulação computacional de estabilidade eletromecânica considerando as restrições de intercâmbio entre subsistemas.

1.3 Metodologia

Pretende-se:

- Através da prospecção, construção e simulação de cenário específico das condições hidro-termo-eólicas do SIN, considerando, inclusive, os seus aspectos particulares, apresentar como se comportará, em regime transitório eletromecânico, a operação do sistema elétrico brasileiro face à crescente inserção das fontes eólicas;
- Após levantamento do parque gerador eólico brasileiro, será definido o cenário para a redução abrupta de geração eólica, simulando a variabilidade de geração inerente a este tipo de fonte. Neste ponto, serão monitoradas grandezas elétricas como tensão, frequência e potência ativa em algumas das principais barras do sistema elétrico brasileiro;
- Entender, a partir do cenário que será criado, como a variação de geração eólica afeta o limite de intercâmbio entre o subsistema Sudeste / Centro Oeste e Nordeste, além do impacto para as usinas hidrelétricas que possuem CAG nesta região.

Para tal aplicação, serão utilizados o ANAREDE e ANATEM, softwares oficiais utilizados pelo ONS para análises em regime permanente e de grandes perturbações nos sistemas de potência, respectivamente, desenvolvidos pelo CEPEL[7]. O ANAREDE fornece os dados de topologia, parâmetros básicos e fluxo em regime permanente para o ANATEM, razão pela qual está sendo utilizado.

1.4 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está dividido em quatro capítulos além da introdução e da conclusão. A introdução aponta a motivação para o trabalho, um panorama da questão elétrica associada ao crescimento da geração de fonte eólica no Brasil e no mundo.

O segundo capítulo está subdividido em três itens. O primeiro traz um breve resgate histórico da evolução do setor elétrico brasileiro e ajuda a introduzir como o setor elétrico chegou à atual configuração relacional. O segundo item deste capítulo apresenta os principais atores do setor elétrico brasileiro, suas atribuições e como se relacionam. O terceiro item trata dos principais números do setor atualmente, incluindo sua capacidade instalada segregada por tipo de geração, além de uma visão da malha de transmissão do país.

O terceiro capítulo aborda a operação do SIN. O objetivo é realizar abordagem sobre o Planejamemento da Operação do SIN em seus diferentes horizontes de tempo: anual, mensal e diário. Serão abordadas também as características de subsistemas, importação de energia, operação otimizada e interligação entre as bacias hidrográficas e como estes temas se correlacionam entre si e a RPO.

O quarto capítulo trata da RPO no Brasil e cita como outros países do mundo trataram este tema por consequência do incremento de geração eólica e solar em seus parques de geração.

Já o capítulo 5 mostra os resultados das simulações envolvendo os diferentes cenários propostos.

O último capítulo apresenta a conclusão do trabalho, expondo suas limitações e sugestões para trabalhos futuros.

2 EVOLUÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

2.1 Breve análise da evolução histórica do setor

A história do setor elétrico brasileiro começa em 1879, quando D. Pedro II concedeu a Thomas Alva Edison a introdução no Brasil de equipamentos destinados à utilização de energia elétrica. Neste mesmo período foi inaugurada a primeira instalação de iluminação elétrica permanente no país: a Estação Central da Estrada de Ferro D. Pedro II, atual Estrada de Ferro Central do Brasil [8].

O período entre 1889 e 1929 foi marcado por intenso capital estrangeiro e nascimento de grupos privados nacionais. A economia brasileira caracterizava-se pela produção de produtos agrícolas para a exportação, tendo como principal fonte energética o carvão vegetal. Com a pujança condicionada pela indústria do café, um processo de urbanização foi desencadeado e com ele o aumento do consumo de energia elétrica para a iluminação pública, mas de forma ainda incipiente [9].

Os anos de 1931 a 1945 foram caracterizados pelo aumento da capacidade instalada e regulamentação do setor, com a promulgação do Código das águas em 1934, que transmitia à União a exclusividade de outorga das concessões dos aproveitamentos hidraulicos. A economia brasileira é acelerada pelo processo de industrialização e diminuição da participação do modelo agrário do período anterior [8] [9].

Entre 1948 e 1963, pós guerra, foi caracterizado pela forte e direta presença do Estado no setor elétrico, principalmente por meio da criação de empresas públicas em todos os segmentos da indústria. Neste período foram criadas a Eletrobras e a Centrais Elétricas do Urubupungá S.A. e a potência instalada no país aumentou 20 vezes [8] [9].

Já o período entre 1964 e 1990 foi marcado pela consolidação do setor e crise do modelo estatal. A dívida brasileira cresceu, que resultou em altos cortes de gastos e investimentos pelo governo. As tarifas de energia foram mantidas artificialmente baixas como medida de contenção da inflação, não garantindo às empresas do setor uma remuneração suficiente para o seu equilíbrio econômico. Tal situação adversa criou condições para a proposição de um novo modelo para o setor elétrico, com a desverticalização do setor [8] [9].

O quinto e último período, a partir de 1991, foi marcado pelas privatizações e reformas do setor, com a criação, por exemplo do ONS em 1998. Em meados da década de 1990, a partir de um projeto de reestruturação do setor elétrico, denominado RESEB, o MME preparou as mudanças institucionais e operacionais que culminaram no atual modelo do setor. Esse baseou-se no consenso político-econômico do "estado regulador", o qual deveria direcionar as políticas de desenvolvimento, bem como regular o setor, sem postar-se como executor em última instância. Assim, muitas empresas foram privatizadas e autarquias de caráter público e independente foram criadas, como é o caso da própria ANEEL [8] [9].

Apesar das reformas, o novo modelo não garantiu a suficiente expansão da oferta de energia, levando o país a um grande racionamento em 2001. Alguns estudiosos do setor atribuem o racionamento, entre outros fatores, à falta de planejamento efetivo e também de monitoramento eficaz centralizado. Foi então, a partir de 2004, que novos ajustes ao modelo foram feitos pelo governo com o intuito de reduzir os riscos de falta de energia e melhorar o monitoramento e controle do sistema. Os princípios que nortearam o modelo de 2004 foram: a segurança energética, a modicidade tarifária e a universalização do atendimento [8] [9]. Neste momento começa, ainda que timidamente, a implantação da geração a partir da fonte eólica no país.

Todavia, um novo capítulo na história do setor elétrico iniciou-se com a MP 579, de setembro de 2012. Nessa MP, posteriormente convertida na Lei 12.783/2013, empresas geradoras e transmissoras puderam renovar antecipadamente seus contratos de concessão desde que seus preços fossem regulados pela ANEEL. Principalmente devido à regulação dos preços das geradoras que aceitaram os termos da MP, observou-se significativa mudança no contexto institucional do setor elétrico: empresas geradoras que outrora atuavam em ambiente competitivo passaram a ter seus preços regulados, da mesma forma que já ocorria com as distribuidoras e transmissoras, consideradas monopólios naturais [8,9].

A partir de então o país observa uma nova crise hídrica, culminando seu ápice em 2014, quando então a geração térmica foi maximizada com o objetivo de garantir o suprimento energético. Contudo, este período agravou ainda o suprimento de água para abastecimento humano, notadamente na capital paulista e, ainda, com a paralização temporária da hidrovia Tietê-Paraná, importante meio de escoamento da produção de grãos da região Centro Oeste do Brasil para o porto de Santos, em São Paulo.

2.2 Atores do setor elétrico brasileiro

O setor elétrico brasileiro tem sua hierarquia definida conforme figura 2:

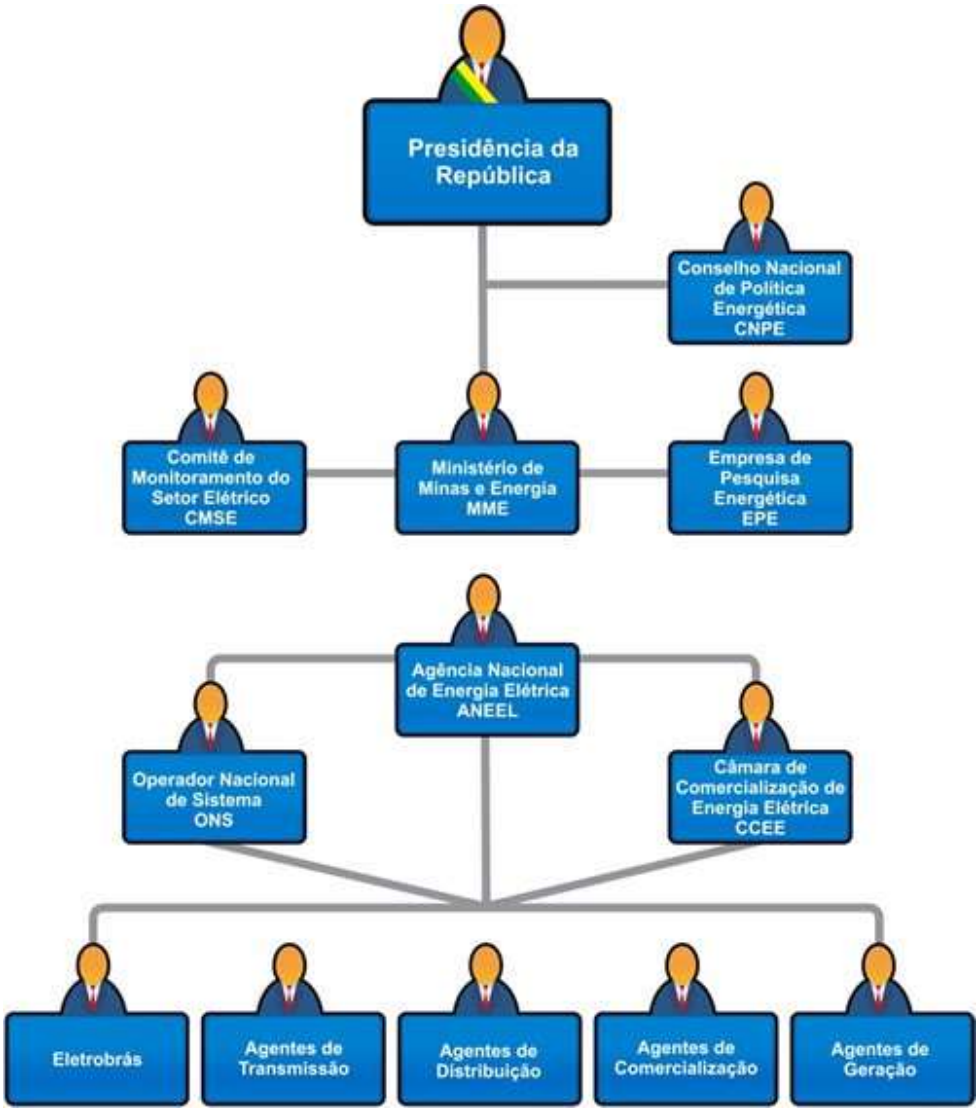

Figura 2 - Organograma do setor elétrico
Fonte: ANEEL, 2017

Os agentes de governo são responsáveis pela política energética do setor, sua regulação, operação centralizada e comércio de energia. São eles: CNPE, CMSE e MME.

O CNPE é órgão de assessoramento do Presidente da República para formulação de politicas e diretrizes de energia e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia [10].

O CMSE tem como função o acompanhamento e a avaliação permanente da continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional. É constituído pela ANEEL, ANP, CCEE, EPE e ONS [10].

O MME é órgão da administração federal direta, representa a União como Poder Concedente e formulador de políticas públicas, bem como indutor e supervisor da implementação dessas políticas nas áreas de geologia, recursos minerais e energéticos, aproveitamento da energia hidráulica, mineração e metalurgia, petróleo, combustível e energia elétrica, inclusive nuclear [11].

A ANEEL é responsável pelas atividades regulatórias e de fiscalização. Já as atividades de planejamento, operação e contabilização são exercidas por empresas públicas ou de direito privado sem fins lucrativos, como a EPE, ONS e CCEE.

As atividades permitidas e reguladas são exercidas pelos demais agentes do setor: geradores, transmissores, distribuidores e comercializadores. De fato, os agentes diretamente ligados à produção e transporte de energia elétrica são os de geração, transmissão e distribuição, conforme ilustrado na figura 3:

Figura 3 - Geração, transmissão e distribuição
Fonte: http://www.quantageracao.com.br

2.3 O sistema hidro-termo-eólico brasileiro atualmente

O SIN é o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil. Trata-se de um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários de concessão.

A capacidade instalada de geração do SIN é composta, em sua maioria, por usinas hidrelétricas distribuídas em dezesseis bacias hidrográficas nas diferentes regiões do país. Nos

últimos anos, a instalação de usinas eólicas, principalmente nas regiões Nordeste e Sul, apresentou um forte crescimento, aumentando a importância dessa geração para o atendimento do mercado. As usinas térmicas, em geral localizadas nas proximidades dos principais centros de carga, desempenham papel estratégico relevante, pois contribuem para a segurança operacional do SIN. Essas usinas são despachadas em função das condições hidrológicas vigentes, permitindo a gestão dos estoques de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, para assegurar o atendimento futuro. A tabela 1 sintetiza os empreendimentos em operação no país, segregados por seu tipo:

Empreendimentos em Operação			
Tipo	**Quantidade**	**Potência Outorgada (kW)**	**%**
CGH	704	720.211	0,44
EOL	614	15.099.289	9,1
PCH	424	5.268.249	3,16
UFV	2.474	2.106.239	1,27
UHE	217	102.532.178	60,39
UTE	3.015	41.955.291	24,44
UTN	2	1.990.000	1,2
Outros	1	50	0
Total	**7.098**	**169.671.507**	**100**

Tabela 1 – Capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil
Fonte: BIG – ANEEL 2018

O SIN é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste / Centro Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte. A interconexão destes subsistemas, por meio da malha de transmissão, propicia a transferência de energia, permite a obtenção de ganhos sinérgicos e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias. A integração dos recursos de geração e transmissão permite o atendimento à carga com segurança e economicidade.

De maneira geral, o subsistema Sudeste / Centro Oeste apresenta a maior demanda do país, possui grande capacidade de armazenamento em reservatórios e é importador de outros submercados e países vizinhos. Já o subsistema Sul apresenta grande variabilidade de armazenamento e importa e exporta energia para o susbsistema Sudeste / Centro Oeste, a depender das condições de cada um. O subsistema Nordeste apresenta pouca capacidade de armazenamento de energia, mas vem despontando como principal susbsistema para implantação de parques eólicos desde o final dos anos 2000. Por fim, o subsistema Norte, que

é um típico exportador de energia a maior parte do ano em função de sua carga baixa e dos grandes empreendimentos hidrelétricos implantados neste subsistema durante a ultima década.

Os sistemas de transmissão integram as diferentes fontes de produção de energia e possibilitam o suprimento para o país [12]. A tabela 2 mostra a extensão da rede de transmissão no país, em 2017 e a figura 4 mostra sua distribuição espacial para o horizonte 2017.

Linhas de Transmissão - Rede Básica	
Tensão	**Comprimento em 2017 (km)**
800 kVcc	4.600
750 kV	2.683
600 kVcc	12.816
500 kV	47.750
440 kV	6.748
345 kV	10.320
230 kV	56.471

Tabela 2 – Extensão da rede de transmissão
Fonte: ONS – 2018

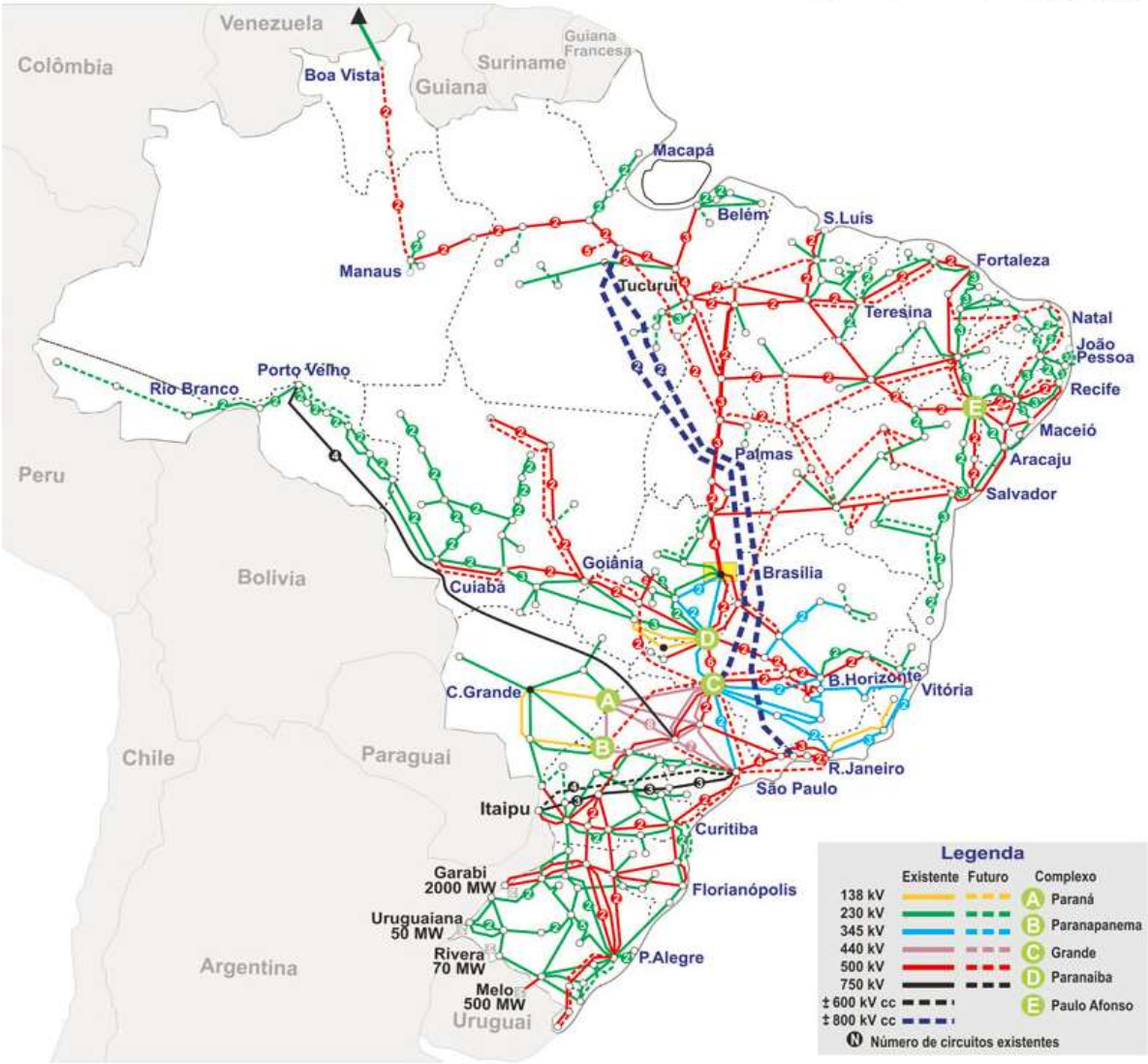

Figura 4 – Sistema de transmissão
Fonte: Extraído de ONS – 2017

Percebe-se então, pelo exposto, que trata-se de um sistema de grande complexidade. Contudo, a variabilidade de fontes alternativas do país, como biomassa e eólica faz com que exista complementariedade entre as fontes, como observado na figura 5. Curiosamente, os períodos de safra de cana e "safra" de ventos ocorrem no período hidrológico seco [27].

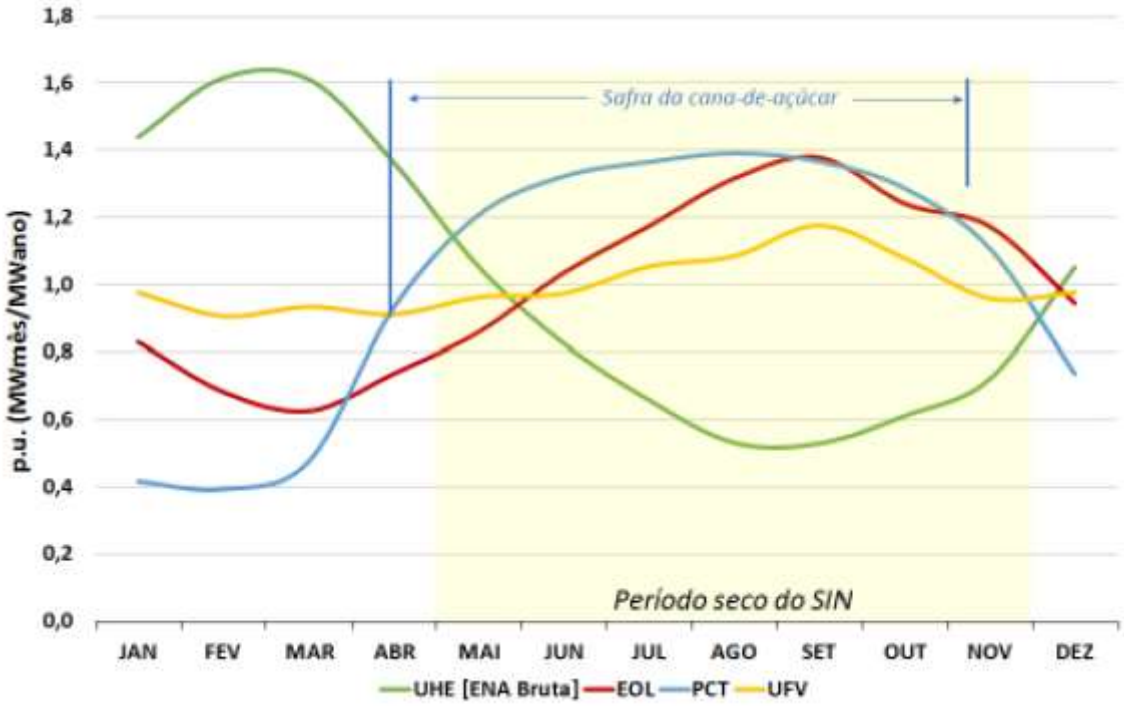

Figura 5 – Complementaridade das diversas fontes
Fonte: Extraído de sumário executivo PEN 2019-2023

3 PLANEJAMENTO E OPERAÇÃO DO SIN

3.1 Introdução

Este capítulo tem o objetivo de esclarecer que existe correlação entre o planejamento energético e de produção. Problemas elétricos e energéticos se fundem e criam premissas que compõem RPO.

3.2 Planejamento anual da operação energética

O referido planejamento é um processo com horizonte de 5 anos com discretização mensal. Tem a duração do ano corrente e seu objetivo é elaborar o PEN e definir as estratégias para o PMO [13].

O PEN fornece avaliações das condições de atendimento energético do SIN para um cenário de referência e suas variações, a depender dos critérios de segurança estabelecido pelo ONS e que podem ser levados para discussão no CMSE [13].

Para tal, o ONS utiliza como premissas a carga prevista, a oferta de geração, as interligações entre subsistemas, as expansões previstas de geração e transmissão, a segurança operativa e as restrições ambientais e de uso múltiplo da água existentes e previstas nas bacias hidrográficas. Após sua publicação, o PEN poderá ser revisto na ocorrência de fatos relevantes, como a variação significativa de uma das premissas apontadas [13].

Além dos objetivos citados, o PEN também subsidia o processamento do modelo para otimização hidrotérmica para subsistemas equivalentes interligados a cada mês do ciclo anual de planejamento, para atualização da FCF, que será discutida no próximo item [13].

Os agentes tem responsabilidades neste processo que incluem o envio de informações como cronogramas de manutenção e dados de geração. Além disto, devem participar ativamente do processo auxiliando na modelagem dos ativos, apresentar sugestões para os estudos e analisar os resultados.

3.3 Programação mensal da operação energética

O PMO é elaborado pelo ONS com a participação dos agentes, em reunião conjunta, registrada em ata, para garantir a transparência do processo. Os estudos são realizados em base mensal, sendo o primeiro mês discretizado em etapas semanais, por patamar de carga, e revistos semanalmente. O resultado estabelece metas e diretrizes a serem seguidas pelos órgãos executivos da programação diária da operação e da operação em tempo real [14].

Os principais produtos do PMO, bem como suas revisões são: metas eletroenergéticas, base de dados semanais e análise prospectiva dos custos marginais dos subsistemas que compõem o SIN. As diretrizes são, em parte, descritas no Relatório Executivo do PMO. Neste são apresentados os principais fatores que influenciaram o CMO, além de informações estruturais como armzenamentos iniciais e tendências hidrológicas.

Um ponto de destaque diz respeito aos limites de intercâmbio entre os subsistemas, que são de fundamental importância para o processo de otimização energética, sendo determinantes para a definição das políticas de operação e do CMO para cada subsistema. Estes limites são influenciados por intervenções na malha de transmissão. A figura 6 exemplifica os fluxos considerados [15].

Para este caso, a tabela 3 mostra quais são estes limites de intercâmbio. Este ponto será fundamental quando for analisado o fluxo de potência na interligação Sudeste / Centro Oeste e Nordeste. Após a etapa da revisão semanal do PMO, é chegado o momento da programação diária.

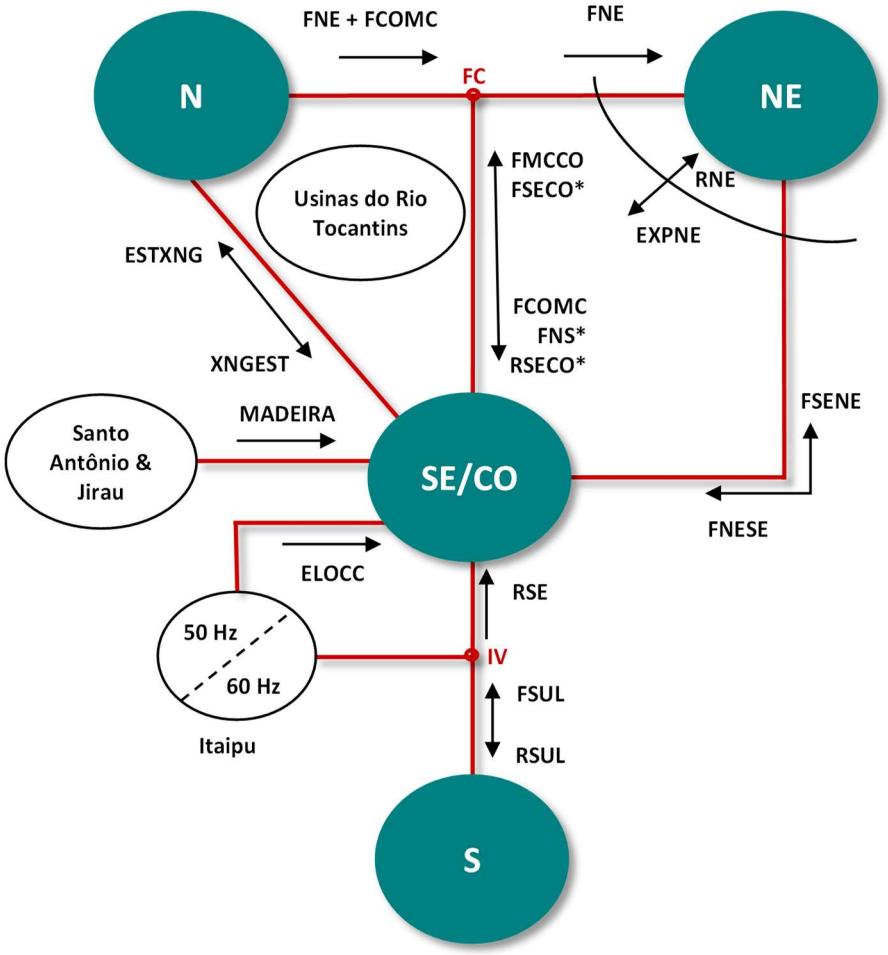

Figura 6 – Interligações entre regiões
Fonte: Extraído do Relatório executivo do PMO – dez/18

Limites de Intercâmbio (MWmed)				
Fluxo	Patamar	01/12 a 07/12/2018		Demais Semanas
RNE	Pesada	**3.867**	(A)(B)(C) (D)	4.000
	Média	**3.827**		4.000
	Leve	**3.110**		3.300
FNS	Pesada	1.900		1.900
	Média	1.900		1.900
	Leve	1.100		1.100
FNE	Pesada	4.800		4.800
	Média	**4.748**	(C)	4.800
	Leve	4.800		4.800
EXPORT. NE	Pesada	4.500		4.500
	Média	**4.478**	(A)(C)	4.500
	Leve	**4.216**		4.400
FMCCO	Pesada	4.000		4.000
	Média	**3.974**	(E)	4.000
	Leve	**3.623**		4.000
FCOMC	Pesada	4.000		4.000
	Média	**3.974**	(E)(F)	4.000
	Leve	**3.244**		4.000
FSENE	Pesada	830		830
	Média	830		830
	Leve	**815**	(F)	830
RSECO	Pesada	6.900		6.900
	Média	6.900		6.900
	Leve	**6.138**	(F)	6.700
RSE	Pesada	8.000		8.000
	Média	**7.989**	(G)	8.000
	Leve	**7.938**		8.000
FORNEC. SUL	Pesada	6.500		6.500
	Média	6.500		6.500
	Leve	6.100		6.100
FMCCO + RNE	Pesada	8.000		8.000
	Média	8.000		8.000
	Leve	7.000		7.000

Limites de Intercâmbio (MWmed)				
Fluxo	Patamar	01/12 a 07/12/2018		Demais Semanas
RECEB. SUL	Pesada	8.400		8.400
	Média	8.400		8.400
	Leve	7.700		7.700
ELO CC 50 Hz	Pesada	**5.500**		6.300
	Média	**5.275**	(H)	6.300
	Leve	**5.136**		6.300
ITAIPU 60 Hz	Pesada	7.200		7.200
	Média	**7.178**	(J)	7.200
	Leve	**6.911**		7.200
FNE + FCOMC (EXP. N CA)	Pesada	6.000		6.000
	Média	**5.910**	(A)(B)(K)	6.000
	Leve	**5.502**		5.700
ESTXNG	Pesada	1.000		1.000
	Média	1.000		1.000
	Leve	1.000		1.000
XNGEST	Pesada	**2.650**		3.000
	Média	**2.670**	(L)	3.000
	Leve	**2.415**		3.000
FNESE	Pesada	1.000		1.000
	Média	1.000		1.000
	Leve	1.000		1.000
NE_FC	Pesada	4.600		4.600
	Média	**4.553**	(C)	4.600
	Leve	4.600		4.600
FSECO	Pesada	3.800		3.800
	Média	3.800		3.800
	Leve	4.100		4.100
T.PIRES + S. MANOEL	Pesada	1.900		1.900
	Média	1.900		1.900
	Leve	1.900		1.900
FERREIRA GOMES + C. CALDEIRÃO	Pesada	400		400
	Média	400		400
	Leve	400		400

Tabela 3 – limites de intercâmbio
Fonte: Extraído do Relatório executivo do PMO – dez/18

(A) LT 500 kV Sobradinho - S. J. Piauí 05C2
(B) SB 230 kV PECEM II B1
SB 230 kV PECEM II B2
(C) BR 500 kV Pecém II
(D) DJ 500 kV D1, D2 e D3 Pecém II
BS 500 kV 436 MVAr S. JOAO PIAUI H1
(E) DJ 714 Colinas 500 kV; LT 500 kV Colinas - Miracema C3
(F) UG09, UG10 e SEP UHE TUCURUI
(G) LT 500 kV MARIMBONDO II - ASSIS
(H) LT 600 kV F.IGUACU 50 Hz / IBIUNA C 4 + Polo 4; FOZ DO IGUAÇU 60 Hz - SERVICO AUXILIAR 50 Hz
(J) SB 500 kV F.IGUACU 60 Hz F; Lógica 23
(K) DJ 230 kV PECEM II T3
(L) BR-A 500 kV Xingu

3.4 Programação diária da operação eletroenergética

A programação diária da operação eletroenergética tem como objetivo principal definir qual será a geração de energia do dia seguinte no país. Para que isto ocorra, o ONS segue políticas e diretrizes do PMO e suas revisões semanais, restrições elétricas entre subsistemas e intra-subsistemas, cronogramas de manutenção de unidades geradoras, restrições hidráulicas, ambientais e de uso múltiplo das águas, incluindo controle de cheias. O produto deste trabalho é o PDE, que é composto pelo PDP, PDI e PDF [16].

O PDP contém, entre outras coisas, previsão de carga, programa de geração das usinas hidroelétricas, termoelétricas e eólicas, programa de defluência turbinada e vertida, intercâmbios entre subsistemas, em que são consideradas as restrições relacionadas às intervenções CAG, manutenção de unidades geradoras hidroelétricas, termoelétricas e eólicas, restrições operativas das usinas hidroelétricas, termoelétricas e eólicas, folga de potência por usina, reserva de potência hidráulica e sua alocação por COSR, previsões de condições de carregamento do sistema, previsões das condições de transmissão entre áreas e subsistemas e intercâmbios internacionais [16].

Já o PDI contempla as instalações e equipamentos que serão submetidos a intervenções, diretrizes operativas para a execução das intervenções, limites de transmissão decorrentes das intervenções e limitações no despacho de usinas em que são consideradas as restrições de geração e as restrições elétricas decorrentes das intervenções [16].

O PDF contempla basicamente a afluência média diária prevista por aproveitamento, a defluência total média diária programada, por aproveitamento e a previsão, para as 24h00 do dia programado, do nível de armazenamento nos reservatórios dos aproveitamentos, considerando os requisitos de volumes de espera [16].

A interface entre os agentes e o ONS é diária, com troca de informações, ressimulações e discussão para atendimento dos interesses indididividuais, mas sempre com foco nas necessidades sistêmicas. Uma das principais discussões ocorre, naturalmente, quando o agente de geração hidráulica tem necessidade de executar uma manutenção que cause indisponibilidade. A depender das condições do SIN e se a usina hidrelétrica for parte integrante do CAG, esta programação torna-se de difícil execução por conta - na maioria da vezes - da RPO, a ser discutida no próximo capítulo.

4 RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA

4.1 Introdução

Reserva de potência é a capacidade exigida para fornecer a regulação para erros de previsão de carga, manutenções forçadas e programadas e proteção de área local, contemplando reserva girante e não girante [17]. Importante observar que esta definição não contempla a variabilidade associada às fontes de geração eólica.

Os operadores de sistemas de potência devem projetar as reservas de potência para atender, com confiabilidade, a carga projetada e manter a frequência do sistema [18].

4.2 Reserva de potência operativa no Brasil

A RPO no Brasil era convencionalmente calculada para contemplar a perda de unidades geradoras, aos desvios da carga verificada em relação à prevista e aos desvios instantâneos da carga em relação à previsão. Ela era calculada utilizando-se de modelos probabilísticos da geração e da demanda, que têm como dados de entrada as probabilidades de falha de todas as unidades geradoras do sistema (taxas de falha) e a função de densidade de probabilidade da carga prevista. A RPO probabilisticamente calculada era comparada ao valor correspondente a 5% da carga do sistema interligado, adotando-se o maior dos valores [6].

Contudo, conforme apresentado no capítulo 1, o incremento da geração eólica fez com que este valor fosse recalculado. Em agosto de 2018, a ANEEL aprovou a revisão do cálculo da RPO, solicitado pelo ONS [19].

Em seu parecer, a ANEEL reconheceu a necessidade da revisão em razão do crescimento do parque eólico instalado no país e ratificou que o processo desta revisão está definido nos procedimentos de rede do ONS [20].

Na prática, a alteração diz respeito à inserção da parcela relativa à incerteza eólica nas usinas pertencentes ao CAG, portanto reserva secundária. A divisão da RPO permanece a mesma: reservas primária, secundára e terciária. Na sequência são apresentadas as definições, quantificação, alocação e utilização de cada uma das parcelas [21].

a) Reserva primária (R1):

Essa reserva destina-se à regulação da frequência do sistema interligado pela atuação dos reguladores de velocidade das unidades geradoras do sistema (estatismo).

Quantificação: Conforme definido em [22], a reserva primária é igual a 1% da responsabilidade de geração da área (RGA).

$$R1i = 0{,}01.RGAi \quad (1)$$

Sendo:

$R1i$ - reserva primária de responsabilidade da área de controle i;

$RGAi$ - carga da área de controle i + intercâmbio líquido da área de controle i.

Alocação: A $R1$ deve ser necessariamente alocada na própria área de controle, entre o limite máximo de geração das unidades geradoras e a geração efetivamente realizada. Em cada área de controle do SIN, essa reserva deve ser distribuída por todas as unidades geradoras com regulador de velocidade desbloqueado e que não estejam com geração maximizada.

Utilização: A utilização dessa parcela é feita automaticamente pelos reguladores de velocidade das unidades geradoras, não sendo, portanto necessário estabelecer critérios para a sua utilização.

b) Reserva secundária (R2):

Essa reserva tem a função de recuperar a frequência do sistema, alterada pelas variações momentâneas ou de curta duração da carga ou da geração eólica, permitindo ao controle secundário (CAG) uma atuação correta no sentido de manter os intercâmbios e a frequência dentro de valores programados. Para garantir a correta atuação do CAG, independentemente do sentido das variações de carga ou da geração eólica, é necessário dispor simultaneamente de reserva secundária para elevação de geração ($R2e$) e reserva secundária para redução de geração ($R2r$).

Quantificação: Cada área de controle é responsável por uma reserva secundária para elevação de geração R2e, igual a 4% da carga da área acrescida da parcela para fazer face à variabilidade da geração eólica na área (Reol) conforme indicado na expressão a seguir:

$$R2ei = 4\%.Ci + Reoli \ (2)$$

Sendo:

R2ei - reserva secundária para elevação de geração de responsabilidade da área de controle *i*;

Ci - carga da área de controle *i*;

Reoli - parcela para fazer face à variabilidade da geração eólica (para as áreas de controle das regiões Nordeste e Sul);

Reol NE = 6% da Geração Eólica Prevista na Área de Controle da região Nordeste;

Reol Sul = 15% da Geração Eólica Prevista na Área de Controle da região Sul.

A reserva secundária para redução de geração (*R2r*) é igual a 2,5% da carga da área, acrescida da parcela para fazer face à variabilidade da geração eólica na área (*Reol*) conforme indicado na expressão a seguir:

$$R2ri = 2{,}5\%.Ci + Reoli \ (3)$$

Sendo:

R2ri - reserva secundária para redução de geração de responsabilidade da área de controle *i*.

Alocação: A *R2e* deve se constituir de reserva girante, sendo obrigatoriamente alocada em unidades sob o controle do CAG, entre o limite máximo de geração das unidades geradoras e a geração efetivamente realizada. A *R2r* deve se constituir de reserva girante, sendo obrigatoriamente alocada em unidades sob o controle do CAG entre a geração efetivamente realizada e o limite inferior de geração definido pela zona proibitiva de operação por problemas de cavitação.

Utilização: A utilização dessa reserva é feita automaticamente pelos CAG, não sendo, portanto, necessário estabelecer critérios para a sua utilização.

Reserva terciária (R3):

Essa parcela tem por função complementar a reserva de potência operativa do sistema para elevação de geração ($R1 + R2e$), calculada probabilisticamente, quando esta ultrapassar o valor de 5% da carga do sistema. O valor total da $R3$ do SIN é calculado a partir da determinação probabilística da reserva total do sistema, considerando a diversidade do uso das parcelas $R1$ e $R2e$, diante do impacto da saída forçada de qualquer unidade geradora e o nível de risco assumido na fase de planejamento de operação. É considerada igual a zero se a reserva calculada probabilisticamente for igual ou inferior a 5% da carga do sistema.

Quantificação: Conforme definido em [22] o valor total da $R3$ é igual à diferença entre a reserva total probabilística recomendada para o sistema e os totais das parcelas $R1$ e $R2e$ das áreas de controle (5% da carga do sistema). A $R3$ total do sistema deve ser rateada entre as áreas de controle proporcionalmente à RGA e à capacidade efetiva da maior máquina de cada área de controle, conforme expressão a seguir:

$$R3k = \frac{MMk.RGAk}{\sum_i^n (MMi.RGAi)}.R3s \quad (4)$$

Sendo:

$R3k$ - Reserva terciária de responsabilidade da área de controle k;

$R3s$ - Reserva terciária total do SIN;

MMk - Maior máquina da área de controle k;

MMi - Maior máquina da área de controle i;

$RGAi$ - Responsabilidade de geração da área de controle i;

$RGAk$ - Responsabilidade de geração da área de controle k;

Onde:

RGA - Carga da área de controle + Intercâmbio líquido programado de fornecimento.

Sendo:

Intercâmbio líquido programado de fornecimento = Σ*I* Prog. Fornecimento - Σ*I* Prog. Recebimento

Alocação: Essa reserva deve ser girante, preferencialmente alocada em unidades sob o controle do CAG da área de controle correspondente, entre o limite máximo de geração das unidades geradoras e a geração efetivamente realizada. Pode ser alocada em unidades não ligadas a um CAG no caso de restrições operativas, faixas de operação de máquinas, limites de transmissão etc. No caso de ITAIPU, sua *R*3 será alocada de acordo com o estabelecido no Programa Mensal de Operação Energética – PMO.

Utilização: A *R*3 é utilizada para complementar a reserva de potência calculada deterministicamente de modo a cobrir variações de carga e saídas não programadas de unidades geradoras, provocadas por defeitos em quaisquer dos equipamentos que a compõem (caldeira, turbina, serviços auxiliares, gerador, sistema de excitação, sistema de adução etc.), inclusive no transformador elevador. Devem ser também consideradas as reduções de disponibilidade por defeito nesses equipamentos.

4.3 Outros países

Em países onde existe grande incremento de geração eólica, estudos relativos ao recálculo de RPO são também necessários. A tabela 4 sintetiza os países com as maiores potências instaladas de geração eólica.

2018	
País	**Capacidade Instalada (MW)**
China	211.392
USA	96.812
Alemanha	59.312
India	35.129
Espanha	23.531
Reino Unido	20.964
França	15.309
Brasil	14.707
Canadá	12.816
Itália	9.959

Tabela 4 – Capacidade eólica instalada
Fonte: ABEEOLICA 2019

Os conceitos aplicados na Europa, de maneira geral, Estados Unidos e Canadá, seguem uma padronização nos tipos de reserva utilizados na operação. Além disso, a alocação das parcelas adicionais em detrimento de geração eólica e /ou fotovoltaica se da na reserva secundária. Algo interessante de se obervar também é que a metodologia matemática utilizada para revisão das reservas é baseada em estatística e no desvio padrão da variabilidade do vento [23]. Importante salientar que a metodologia assemelha-se ao apresentado no Brasil em [6].

5 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Diante do ponderado anteriormente, é apresentado um caso de simulação no software ANATEM, o mesmo utilizado pelo ONS incluindo um caso base de referência criado pelo próprio operador.

Na prática, será reduzida a geração eólica de algumas usinas eólicas na região Nordeste e monitorada a resposta de geração das hidrelétricas conectadas no CAG das regiões Nordeste e Sudeste / Centro Oeste.

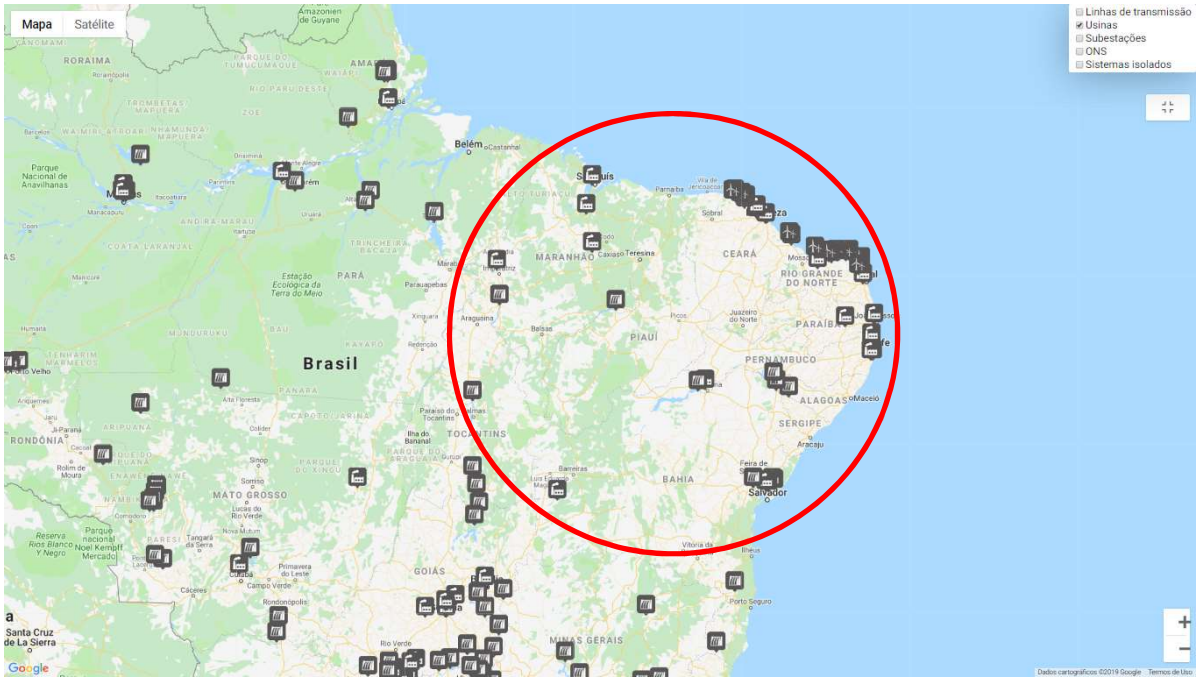

Figura 7 – Localização aproximada das usinas eólicas que terão sua geração reduzida
Fonte: ONS

A seguir temos as premissas de simulação:

a) Deck ONS ANAREDE e ANATEM para carga média de Dezembro/2018.
b) A redução da geração eólica se dará conforme a tabela 5 abaixo:

Nome do Parque	Pot. Instalada (MW)	Fab/Modelo	Pot. Red. (MW)
Baixa do Feijão	120	gamesa/g97	92
Campo Formoso	90	gamesa/g97	71
Campo Formoso	90	gamesa/g97	71
Serra Azul	60	gamesa/g97	41
Serra Azul	58	gamesa/g97	41
Gentio de Ouro	98	gamesa/g97	74
Chapada I	210	gamesa/g97	181
Serra de Santana 1 e 2	128	gamesa/g97	101
Calango 3	84	gamesa/g97	62
Pedra Cheirosa	48,3	gamesa/g114	16
Malhadinha I	23,1	weg/agw110	2
Cacimbas	50,4	weg/agw110	41
Santo Inácio	98,7	weg/agw110	81
Total	**1159**		**874**

Tabela 5 - Potência eólica reduzida no software ANATEM
Fonte: autor

A redução total será de 874 MW pois em [6] o ONS observou uma variação positiva de geração eólica de 962 MW em duas horas, conforme figura 8. Como a RPO é definida tanto para elevação quanto redução repentina da geração eólica, aplicaremos um valor semelhante para redução e observaremos os resultados durante 60 segundos.

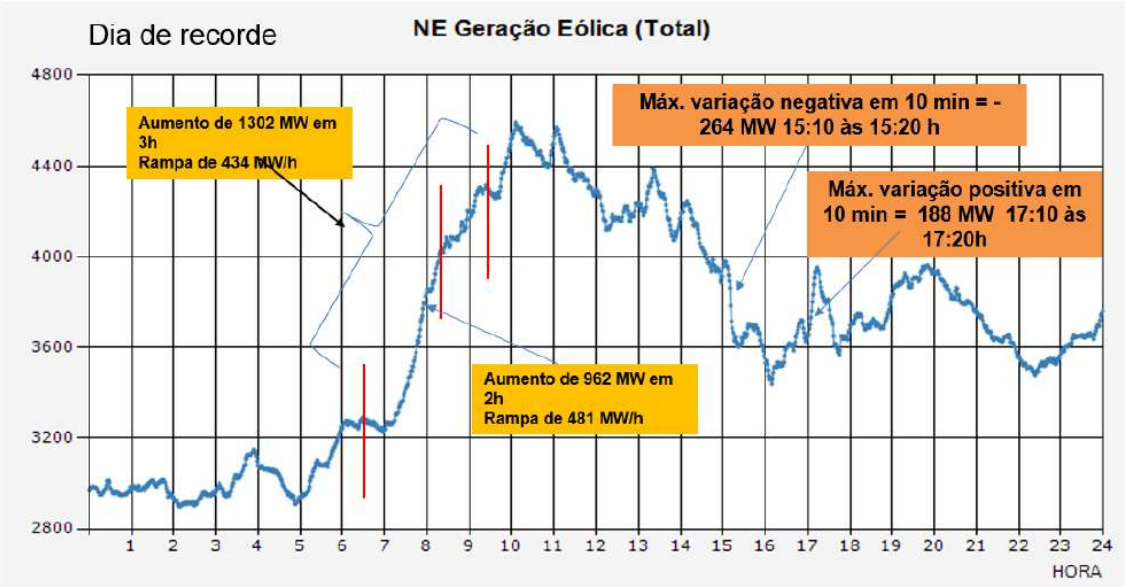

Figura 8 - Subsistema NE - Variações da geração eólica no Subsistema (18/04/2016)
Fonte: ONS – Metodologia para dimensionamento da RPO [6]

c) A variação de potência causada pela redução da geração eólica no NE será observada nas seguintes hidráulicas da região NE, em tese ligadas ao CAG, conforme [24]:

- UHE Luiz Gonzaga - Controle individual
- UHE Paulo Afonso IV - Controle individual

d) A variação de potência causada pela redução da geração eólica no NE será observada nas seguintes hidrelétricas da região SE/CO, ligadas ao CAG, conforme [24]:

- UHE L. C. Barreto - Controle Conjunto
- UHE Marimbondo - Controle Conjunto
- UHE Itaipu 60 Hz - Controle Conjunto
- UHE Emborcação - Controle Individual
- UHE Nova Ponte - Controle Individual (Set point)
- UHE Água Vermelha - Controle individual
- UHE Ilha Solteira - Controle individual
- UHE Capivara - Controle individual

e) O tempo de simulação será de 60s, com início da redução de geração em 1s, contemplando a atuação dos mecanismos para reserva girante atuando para perturbações nesta estampa de tempo.

f) Serão monitoradas tensão e frequência na barra de Ilha Solteira (referência do sistema) e também na interligação Sudeste / Centro Oeste e Nordeste incluindo seus fluxos, conforme [25].

g) Serão monitoradas tensão e frequência na interligação Norte e Nordeste incluindo seus fluxos, conforme [28].

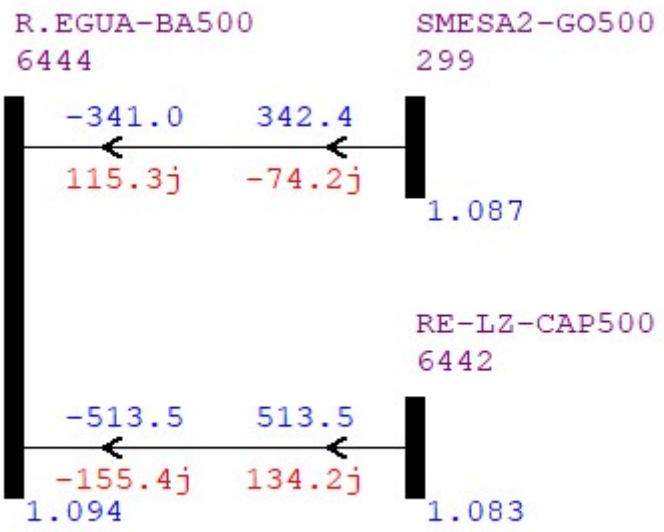

Figura 9 – Interligação Sudeste / Centro Oeste e Nordeste em regime permanente
Fonte: ANAREDE

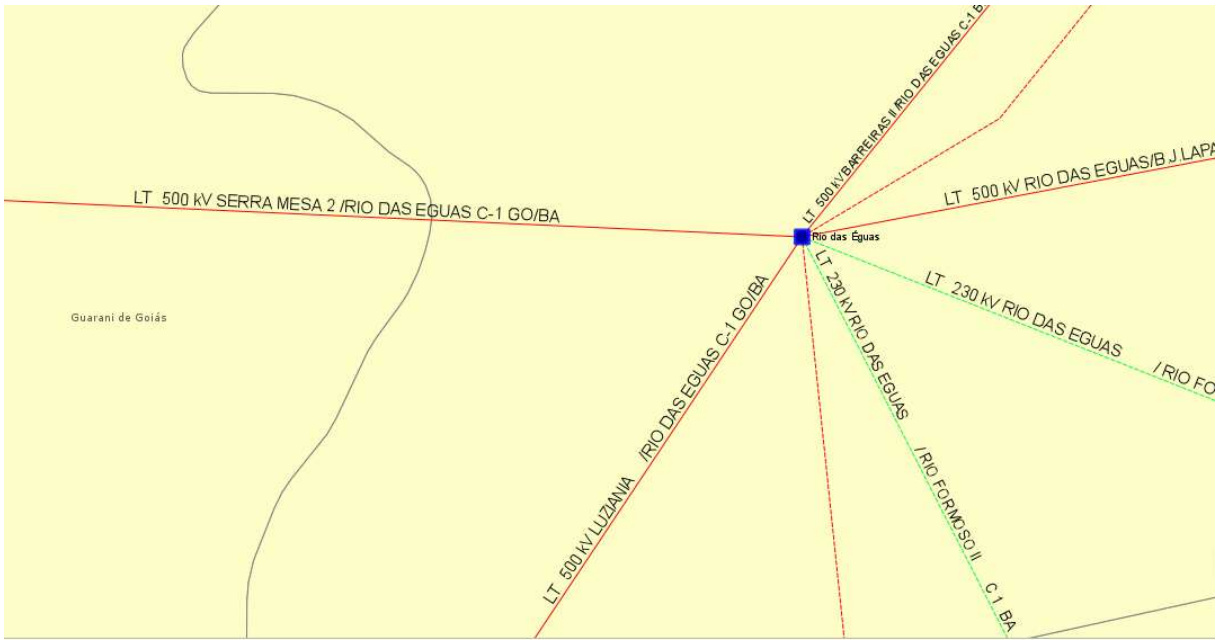

Figura 10 – Localizaçao do ponto de interligação entre os subsistemas Sudeste / Centro Oeste e Nordeste
Fonte: ONS / SINDAT

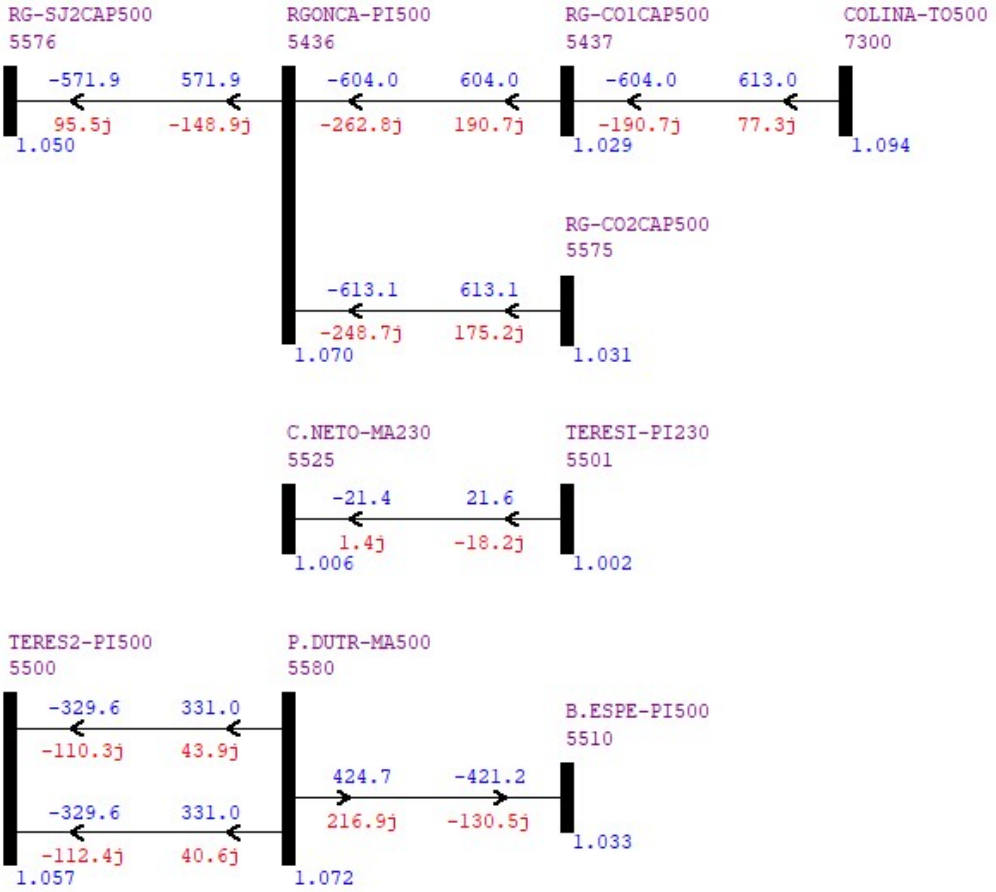

Figura 11 - Interligação Norte e Nordeste em regime permanente
Fonte: ANAREDE

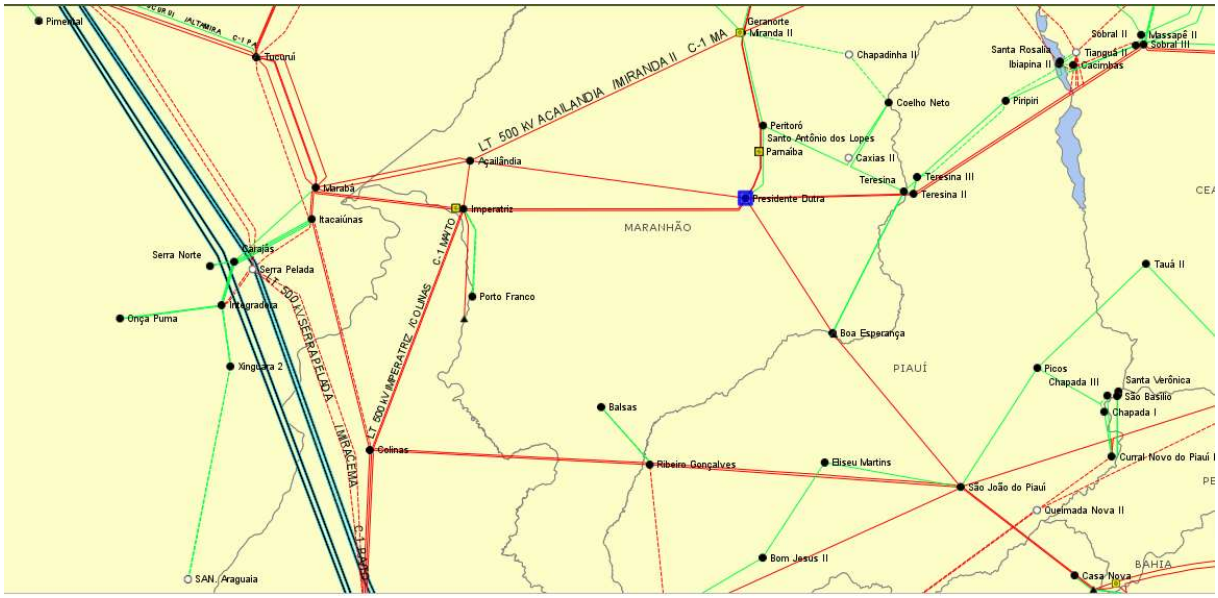

Figura 12 - Localizaçao do ponto de interligação entre os subsistemas Norte e Nordeste
Fonte: ONS / SINDAT

Os resultados são apresentados na figura de 13 a 31:

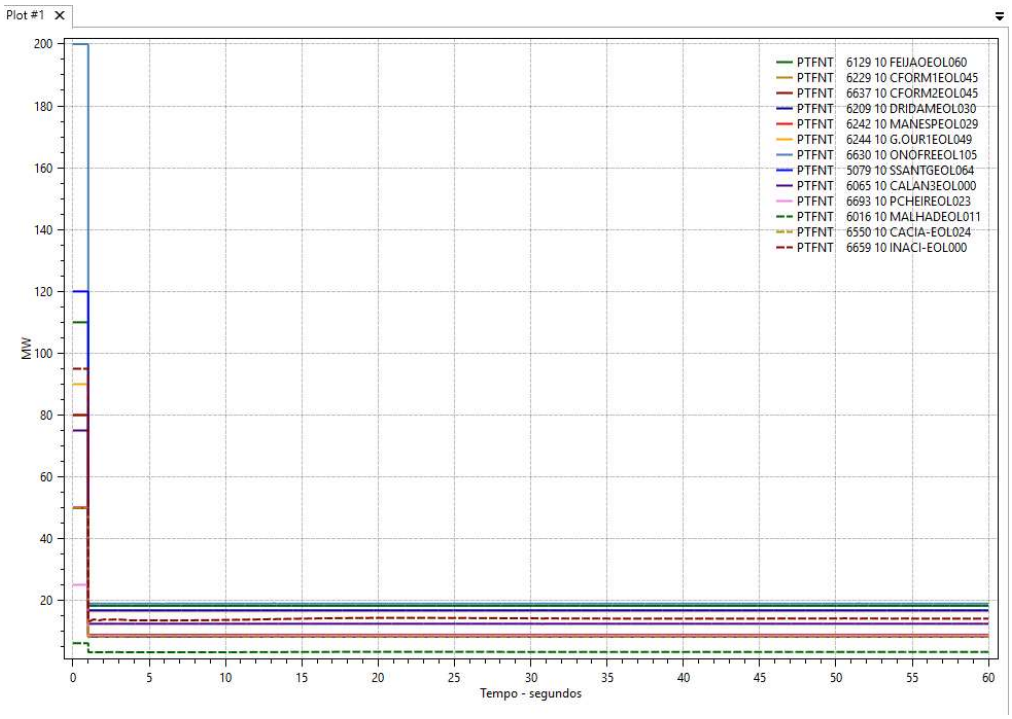

Figura 13 – Redução de geração eólica apresentada na tabela 5
Fonte: ANATEM

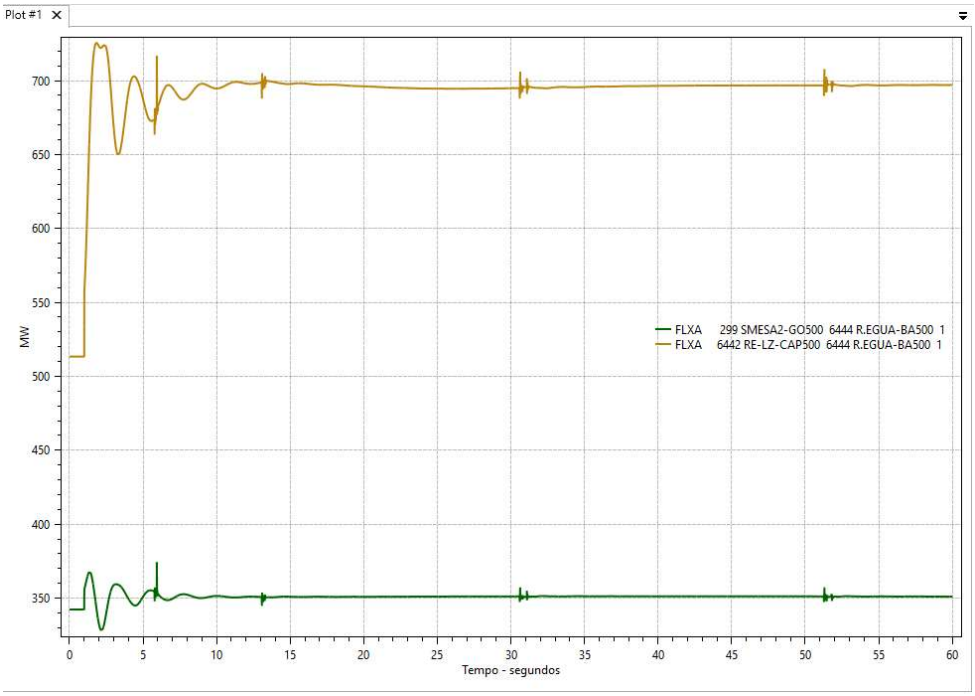

Figura 14 – Variação de fluxo nas linhas de interligação Sudeste / Centro Oeste e Nordeste
Fonte: ANATEM

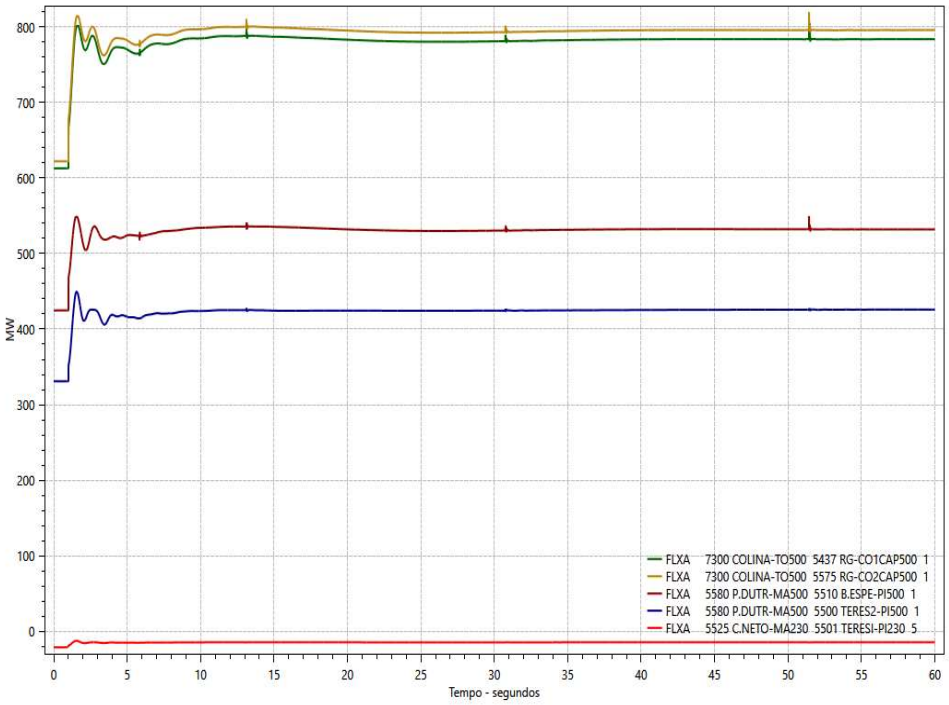

Figura 15 – Variação de fluxo nas linhas de interligação Norte e Nordeste
Fonte: ANATEM

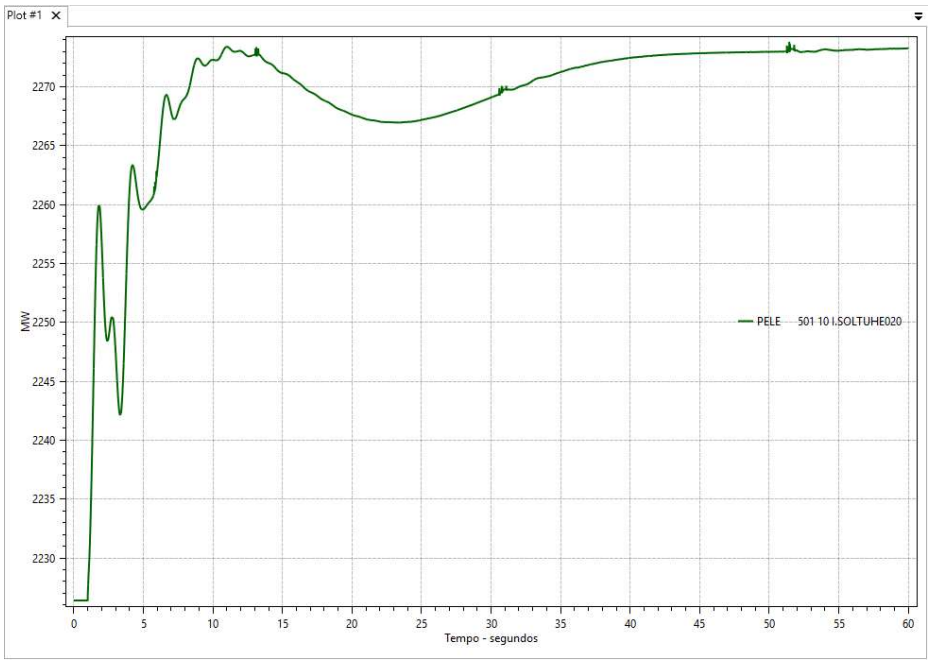

Figura 16 – Variação da geração na UHE Ilha Solteira
Fonte: ANATEM

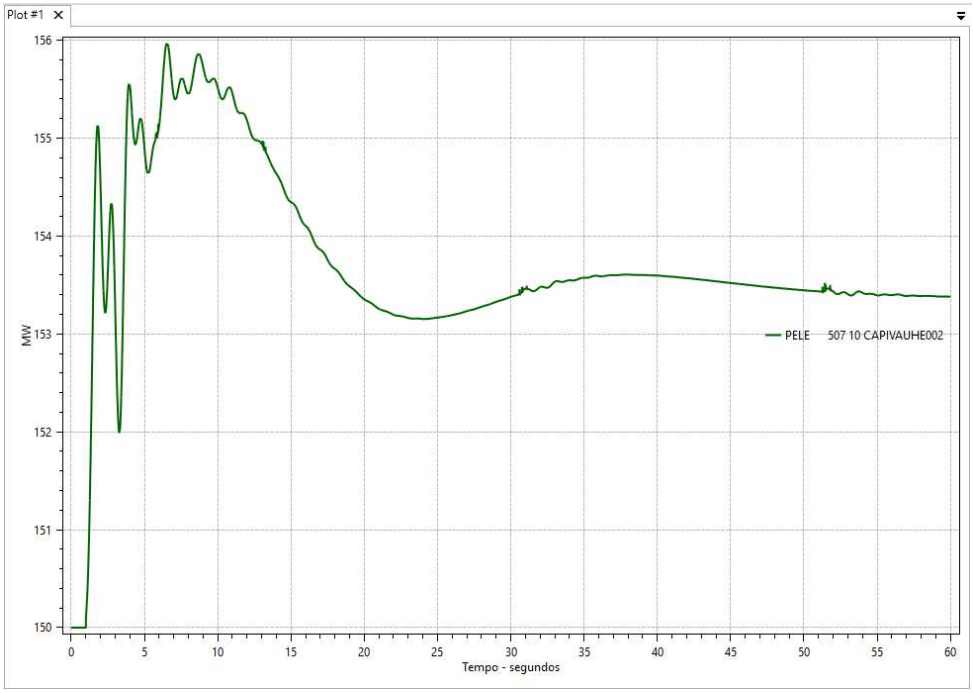

Figura 17 – Variação da geração na UHE Capivara
Fonte: ANATEM

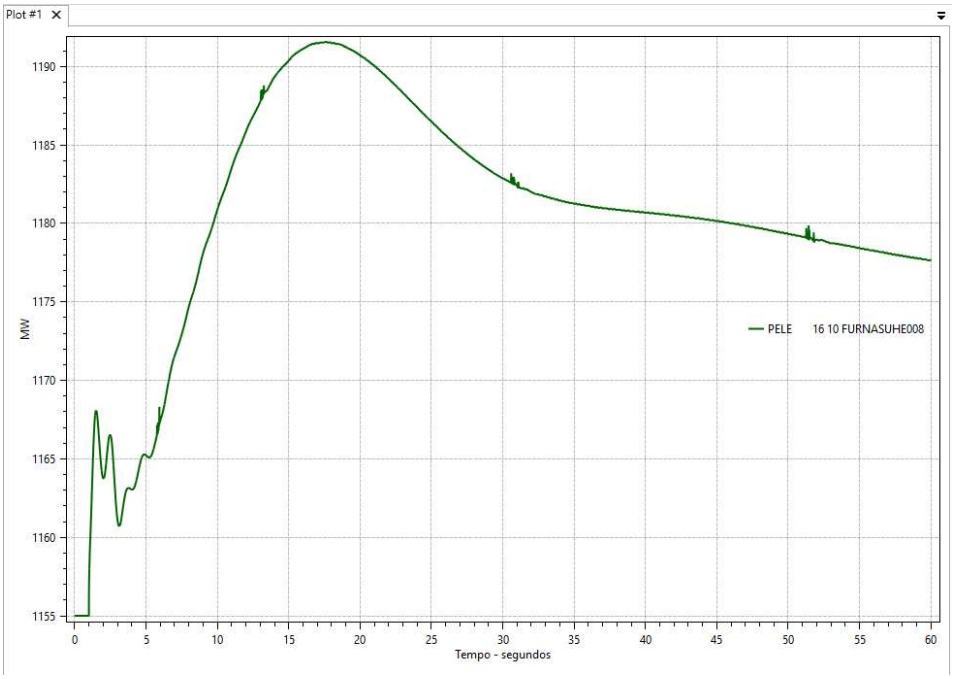

Figura 18 – Variação da geração na UHE Furnas
Fonte: ANATEM

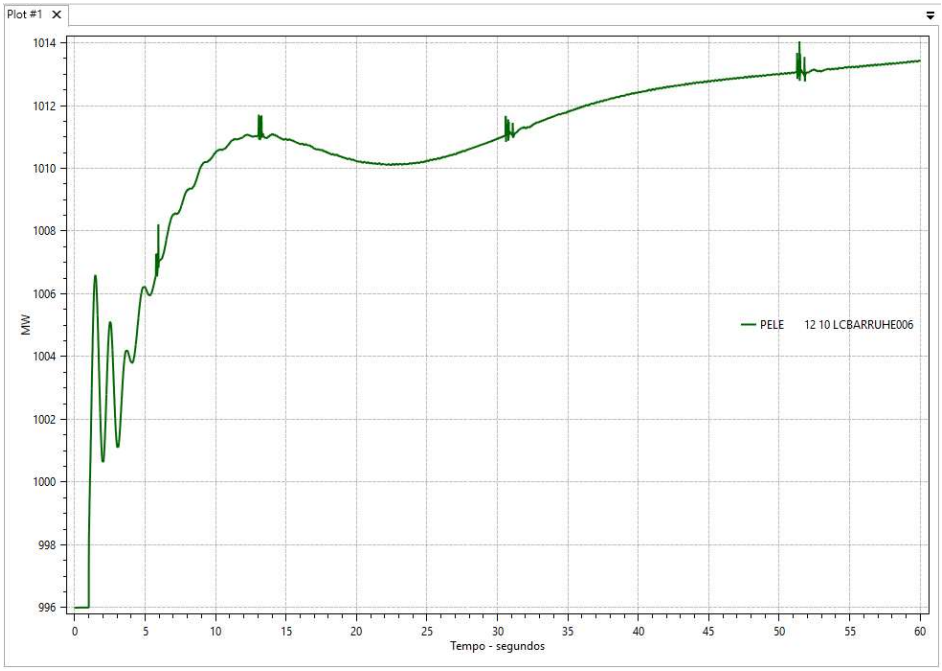

Figura 19 – Variação da geração na UHE Luis Carlos Barreto
Fonte: ANATEM

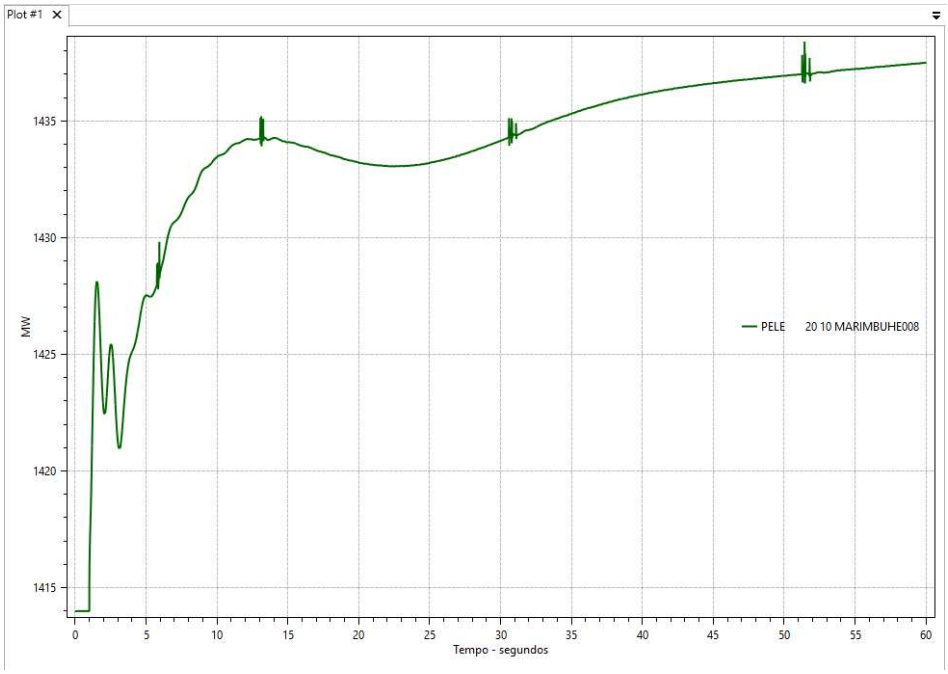

Figura 20 – Variação de geração na UHE Marimbondo
Fonte: ANATEM

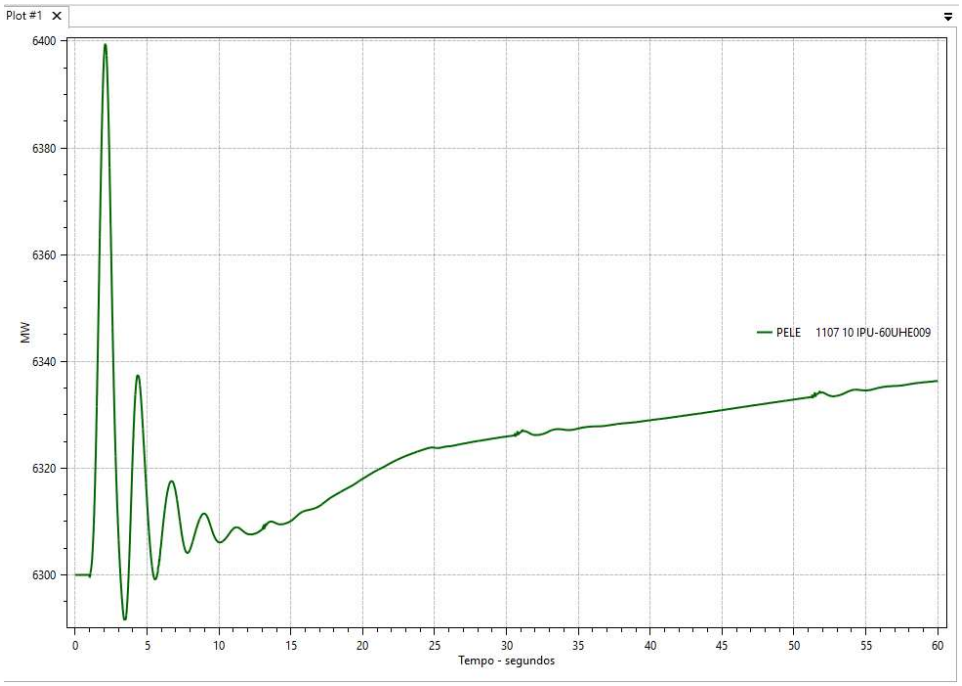

Figura 21 – Variação de geração na UHE Itaipu – 60 Hz
Fonte: ANATEM

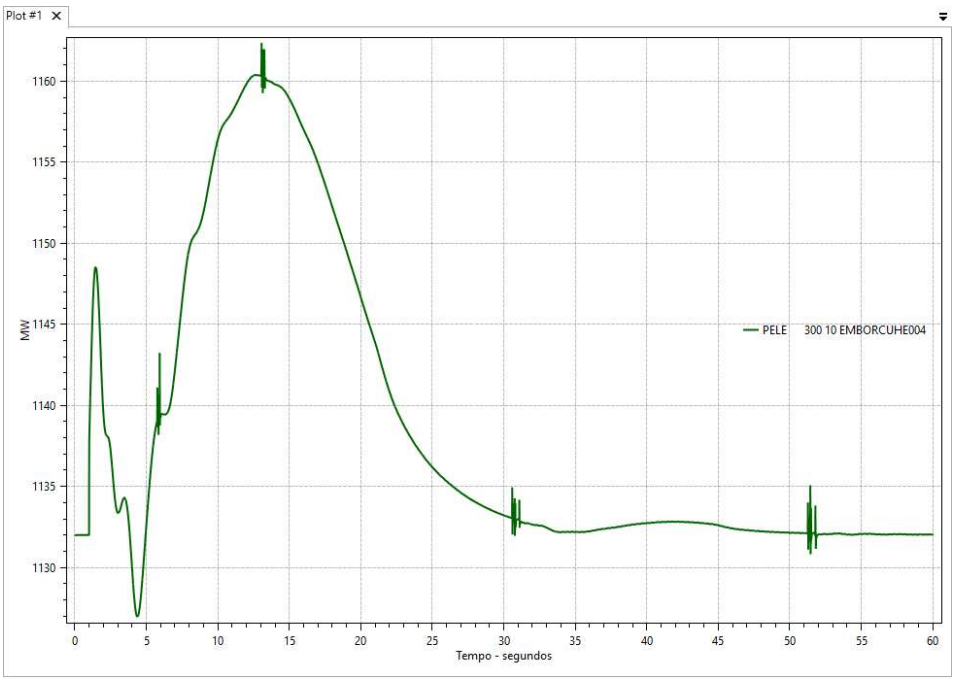

Figura 22 – Variação de geração na UHE Emborcação
Fonte: ANATEM

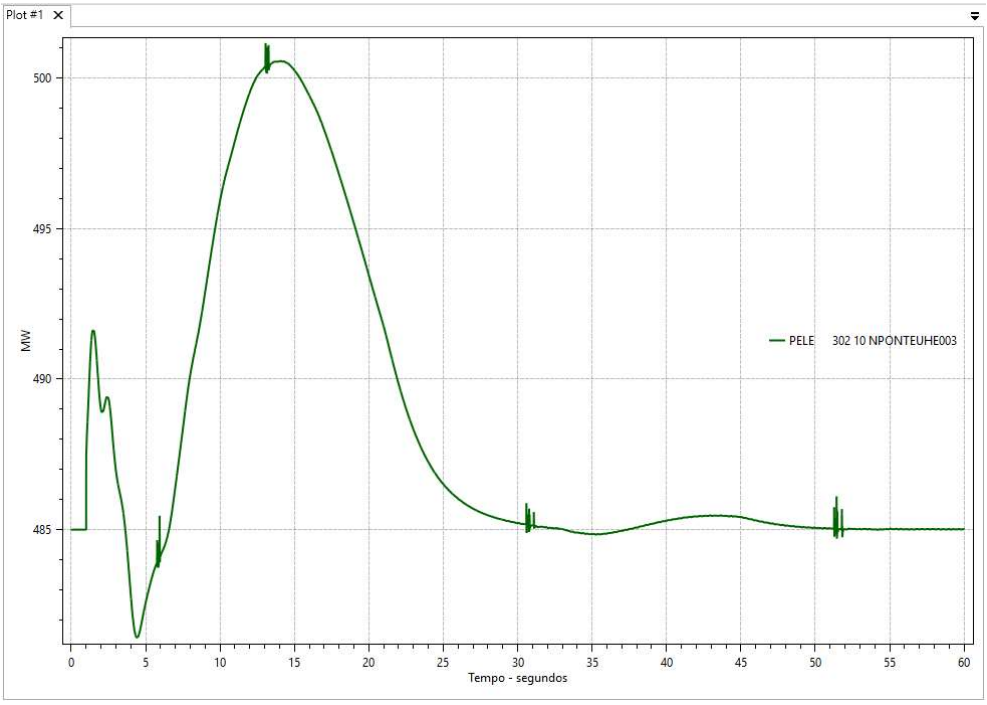

Figura 23 – Variação de geração na UHE Nova Ponte
Fonte: ANATEM

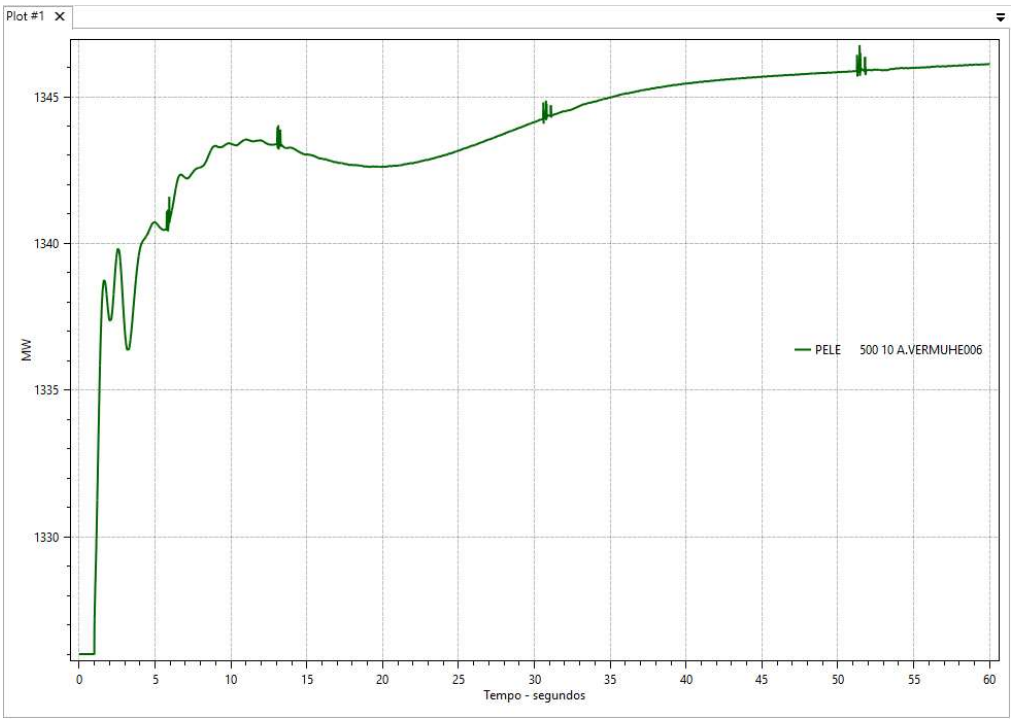

Figura 24 – Variação de geração na UHE Agua Vermelha
Fonte: ANATEM

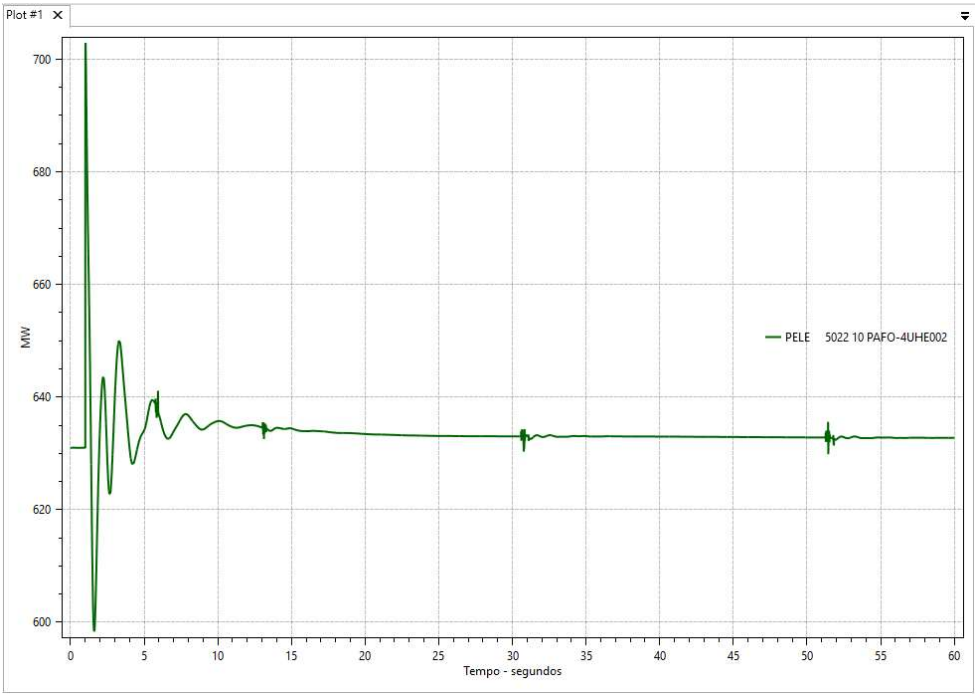

Figura 25 – Variação de geração na UHE Paulo Afonso IV
Fonte: ANATEM

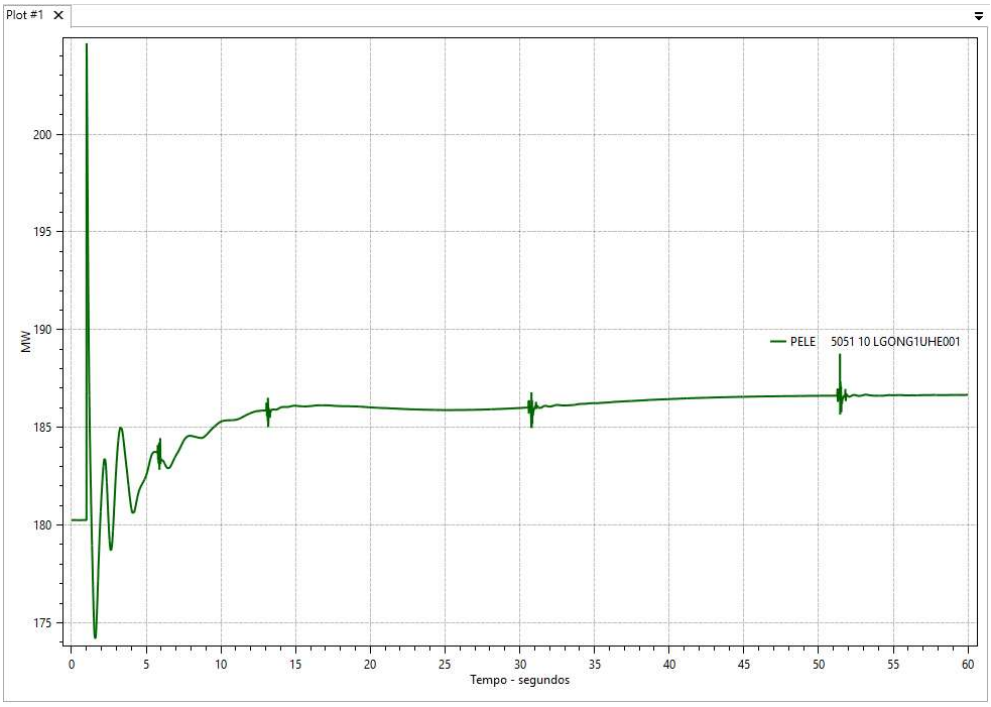

Figura 26 – Variação de geração na UHE Luiz Gonzaga1
Fonte: ANATEM

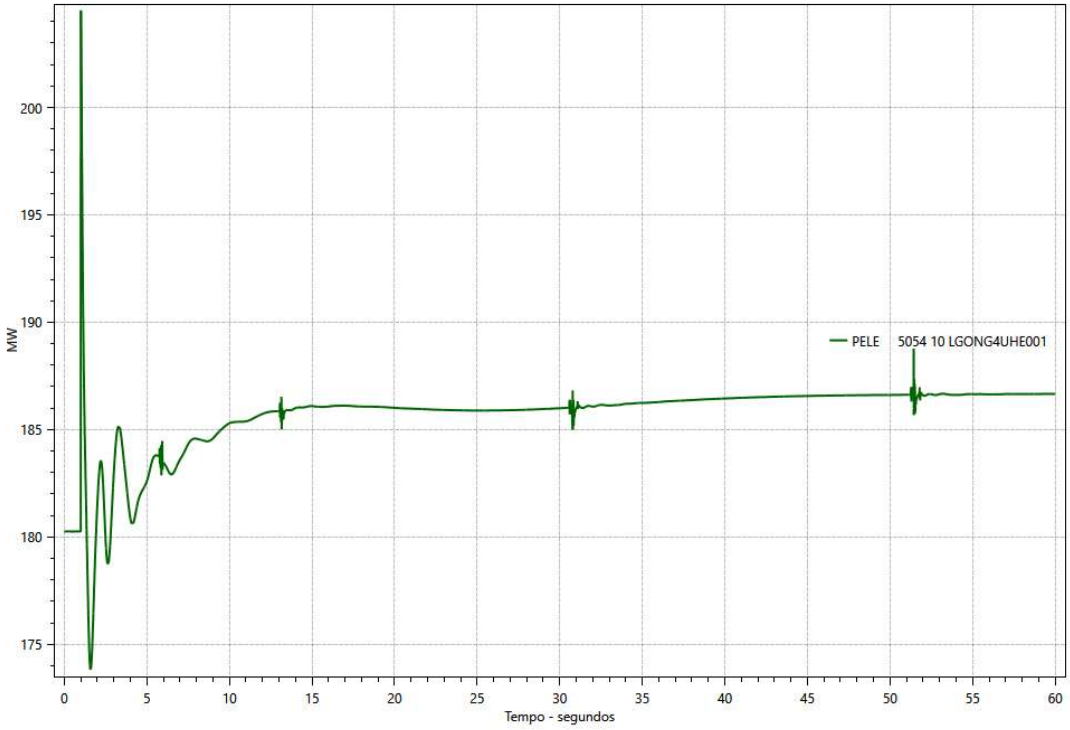

Figura 27 – Variação de geração na UHE Luis Gonzaga4
Fonte: ANATEM

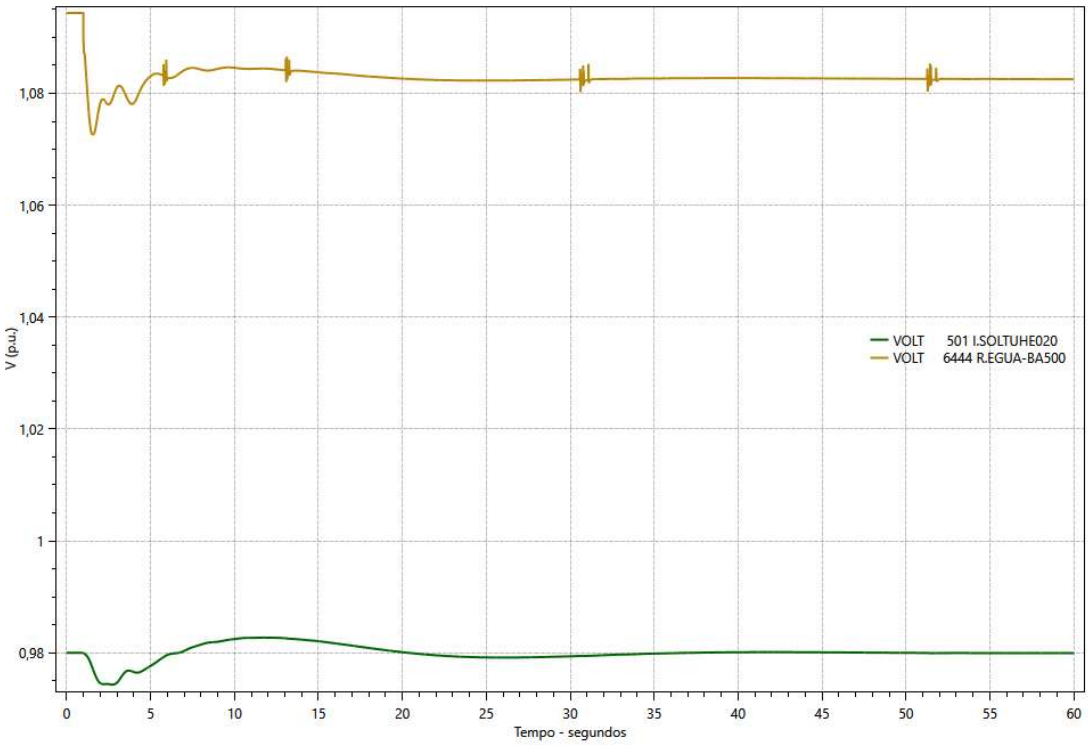

Figura 28 – Tensão nas barras de Ilha Solteira e interligação Sudeste / Centro Oeste e Nordeste.
Fonte: ANATEM

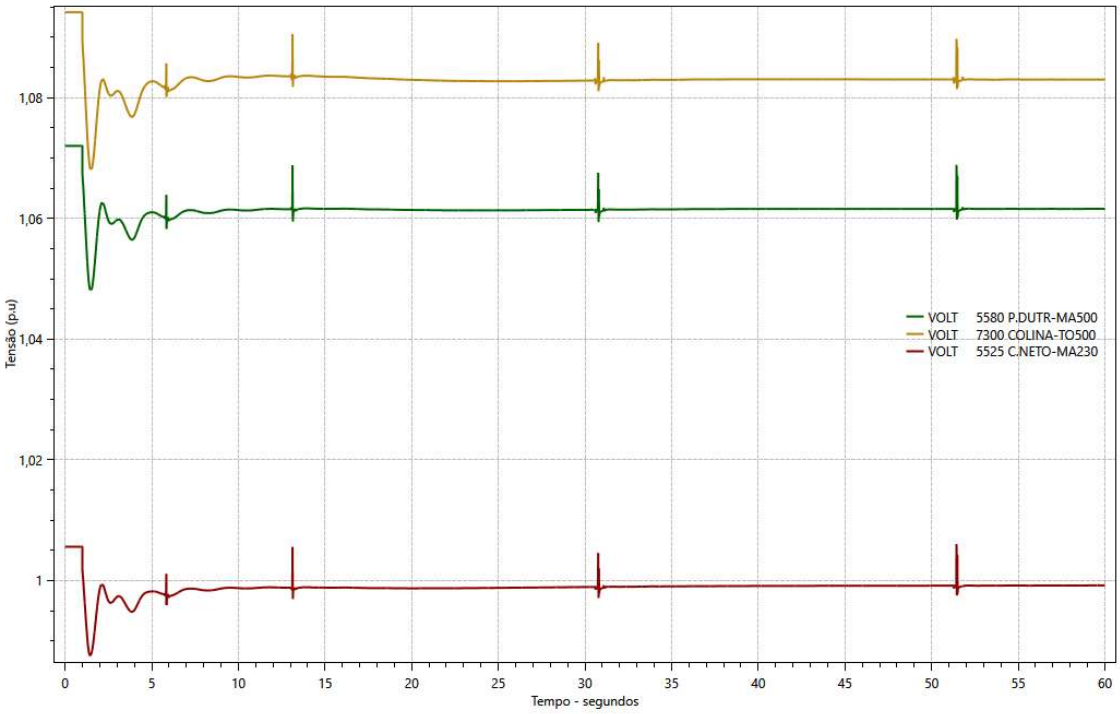

Figura 29 – Tensão nas barras de interligação Norte e Nordeste.
Fonte: ANATEM

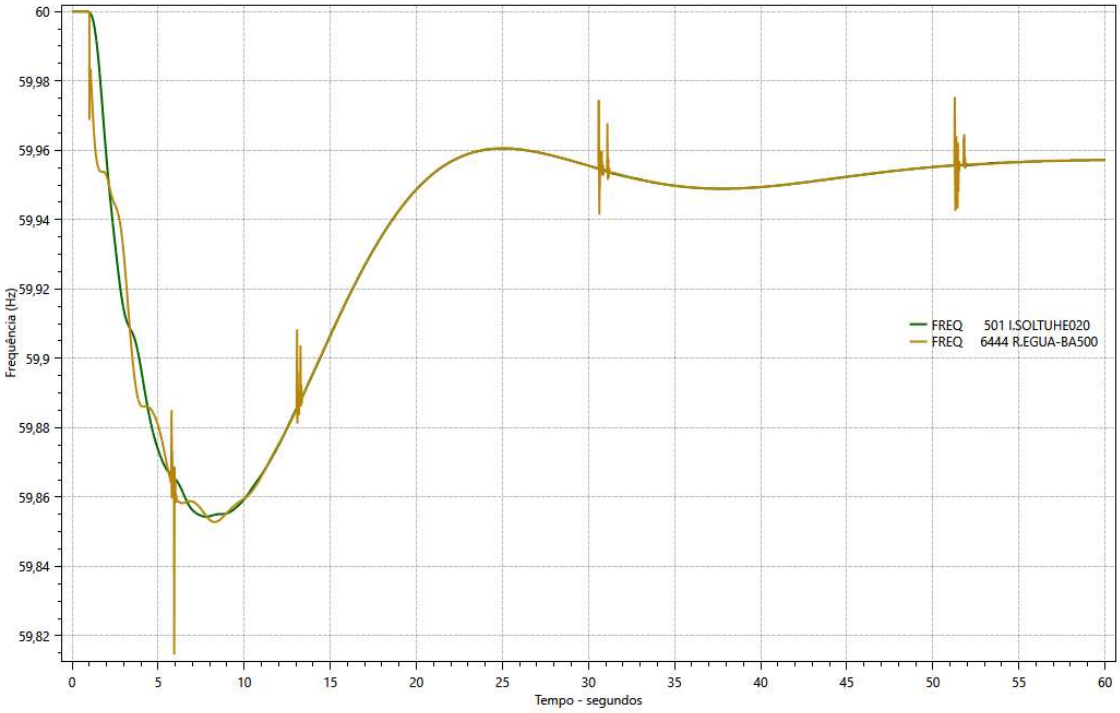

Figura 30 - Frequência nas barras de Ilha Solteira e interligação Sudeste / Centro Oeste e Nordeste.
Fonte: ANATEM

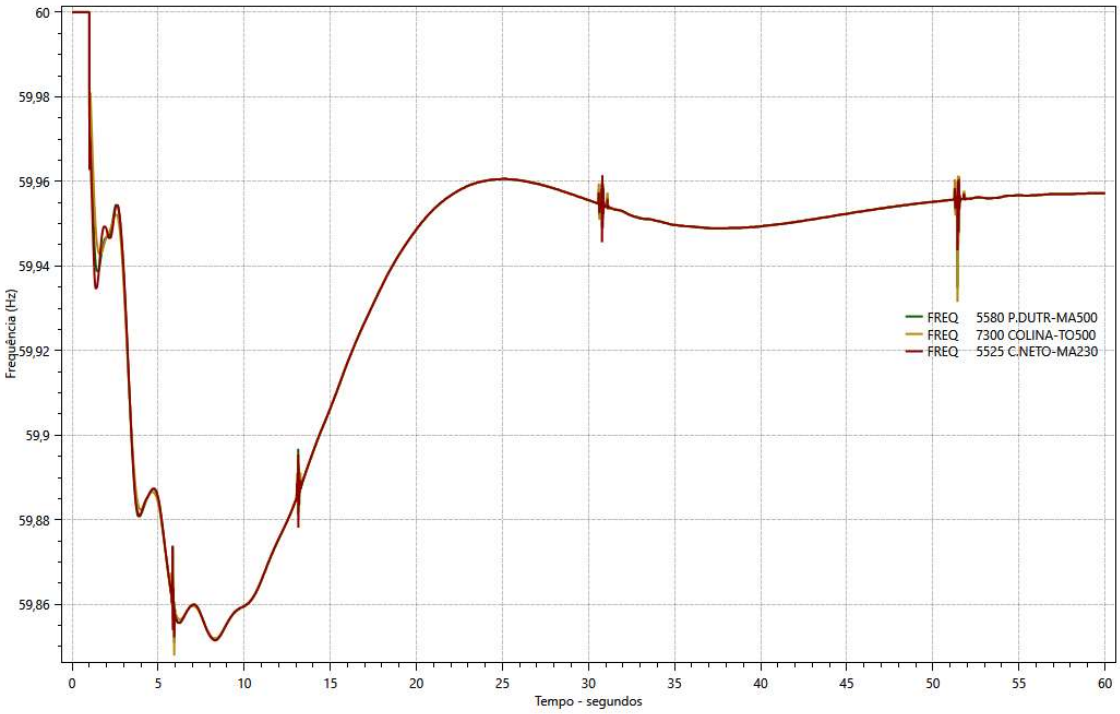

Figura 31 - Frequência nas barras de interligação Norte e Nordeste.
Fonte: ANATEM

A tabela 6 apresenta uma síntese do comportamento das UHEs no CAG:

Usina	Ugs no deck	pot inicial (MW)	pot 60s (MW)	diferença (MW)
Ilha Solteira	20	2226	2273	47
Capivara	2	150	153	3
Furnas	8	1155	1177	22
LC Barreto	6	996	1013	17
Marimbondo	8	1414	1437	23
Itaipu	9	6300	6336	36
Emborcação	4	1132	1132	0
Nova Ponte	3	485	485	0
Agua Vermelha	6	1326	1346	20
subtotal				**168**
Paulo Afonso	2	630	632	2
Luiz Gonzaga 4	1	180	186	6
Luiz Gonzaga 4	1	180	186	6
subtotal				**14**

Tabela 6 – Síntese dos resultados do ANATEM
Fonte: ANATEM

6 CONCLUSÃO

Da tabela 6 observamos que a diferença entre a potência inicial e a potência em 60 s foi superior a 168 MW e maior durante o pico de simulação para as UHEs conectadas ao CAG do SE. Quando comparamos este resultado com a tabela 5, onde a redução de geração eólica foi 874 MW, verificamos que pouco mais de 19% desta variação foi absorvida pelo CAG da região SE, enquanto que apenas 1,6% foi absorvido pela região NE.

A figura 14 mostra elevação da ordem de 200 MW no fluxo entre as regiões Sudeste e Centro / Oeste e Nordeste. Comparando com a tabela 6, concluímos que a maior parte deste fluxo é proveniente, de fato, das hidrelétricas presentes no CAG da região Sudeste.

Já a figura 15 mostra elevação da ordem de 550 MW no fluxo entre as regiões Norte e Nordeste. Esta elevação é explicada, em parte, devido ao CAG do Nordeste estar inoperante e o ONS comumente explorar a geração da UHE Tucurui nos períodos de carga média e pesada.

Na figura 28 observamos que a tensão variou negativamente, conforme esperado, mas ainda dentro do limite mínimo estabelecido pelo ONS, que é de 0,95 p.u. para a subestação Ilha Solteira e 1,0 p.u para a interligação Sudeste / Centro Oeste e Nordeste, na subestação Rio das Éguas, conforme [22]. Importante salientar que para a interligação, a tensão ao final de 60 s estava abaixo de seu valor inical, algo que não ocorreu com a barra de Ilha Solteira.

Na figura 29 verificamos que a tensão variou negativamente na interligação Norte e Nordeste, conforme esperado, mas ainda dentro do limite mínimo estabelecido pelo ONS, que é de 0,95 p.u. para a subestação Coelho Neto e 1,0 p.u para as subestações Presidente Dutra e Colinas, conforme [22].

As figuras 30 e 31 mostram que as frequências nas interligações Norte e Nordeste e Sudeste / Centro Oeste e Nordeste também estão dentro dos limites estabelecidos pelo ONS para a não atuação do ERAC, cujo primeiro estágio se dá em 58,5 Hz [26].

De qualquer maneira, observa-se a importância do CAG da região SE para estabilidade do SIN. Isto impacta fortemente as programações de manutenção das hidrelétricas deste subsistema. Com um parque hidrelétrico no fim de sua vida útil apresentanto altas taxas de falha, do ponto de vista dos equipamentos eletromecânicos, projetos de modernização deverão ocorrer com frequência. Somado a isto a elevação prevista para os próximos anos da potência

instalada de fontes eólicas e fotovoltaicas, as hidrelétricas terão cada vez mais demanda para aumentar a reserva secundária. A questão torna-se conflituosa: no momento que as necessidades de manutenção e / ou modernização são acentuadas, aumentando a indisponibilidade da planta, é o mesmo momento no qual a reserva de potência secundária deverá ser elevada.

A implantação de fontes de geração despacháveis, nas áreas onde são solicitados adicionais de reserva de potência em função do incremento de potência instalada de fontes renováveis variáveis, é uma solução adequada pois respeita o princípio locacional e isenta o cálculo da RPO de uma parcela para a qual não foi definida.

Este ponto pode ser o pano de fundo para um trabalho futuro: até que ponto o incremento de geração eólica e fotovoltaica conseguirá ser suprida pelo parque hidrelétrico instalado? Qual a probabilidade de não atendimento das margens de segurança estabelecidas atualmente?

Outro tema que pode ser avaliado é com foco na potência reativa local aos parques eólicos e suas consequências para condição de operação segura.

Enfim, o assunto é amplo e dinâmico e não se esgota por aqui.

REFERÊNCIAS

[1] **GLOBAL WIND REPORT 2018.** Disponível em : https://gwec.net/wp-content/uploads/2019/04/GWEC-Global-Wind-Report-2018.pdf. Acesso em: 20 jun.2019

[2] CUNHA, A. M. **Avaliação dos efeitos da representação da inércia sintética nos aerogeradores do tipo indução duplamente alimentado no controle de frequência.** Rio de Janeiro, 2017.

[3] **30 Years of Policies for Wind Energy:** Lessons from Brazil. Disponível em: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/GWEC_Brazil.pdf#page=1 Acesso em: 10 jun.2018

[4] ANEEL. **BANCO DE INFORMAÇÕES DE GERAÇÃO**. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm Acesso em: 15 mar.2019

[5] ONS. **PLANO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA 2017/2021**. Disponível em: http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RE-3-0108-2017_PEN2017_SumarioExecutivo.pdf Acesso em: 10 jun.2018

[6] ONS. **RE 3/0149/2016 - METODOLOGIA PARA O DIMENSIONAMENTO DA RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA DO SIN FACE AO CRESCIMENTO DA GERAÇÃO EÓLICA**. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas Acesso em: 10 jun.2017

[7] ANATEM. **ANÁLISE DE TRANSITÓRIOS ELETROMECANICOS**. Disponível em: http://www.cepel.br/produtos/anatem-analise-de-transitorios-eletromecanicos.htm Acesso em: 10 jun.2018

[8] **MEMÓRIA DA ELETRICIDADE**. Disponível em: http://portal.memoriadaeletricidade.com.br/historia-do-setor-eletrico/1879-1896-experiencias-e-empreendimentos-pioneiros/ Acesso em: 15 mar.2018

[9] **VISÃO GERAL DO SETOR ELÉTRICO**. Disponível em: http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor Acesso em: 15 jun.2018

[10] MME. **Conselhos e Comitês.** Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites Acesso em: 15 jun.2018

[11]MME. **Institucional.** Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/acesso-a-informacao/institucional/competencias Acesso em: 15 jun.2018

[12] ONS. **O que é o SIN**. Disponível em: http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin
Acesso em: 15 jun.2018

[13] ONS. **PR – SM 7.2 – Planejamento Anual da Operação Energética**. Disponível em: http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes
Acesso em: 10 abr.2019

[14] ONS. **PR – SM 7.3 – Programação Mensal da Operação Energética**. Disponível em: http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes
Acesso em: 10 abr.2019

[15]ONS. **Relatório Executivo do PMO**. Disponível em:
https://sintegre.ons.org.br/paginas/busca.aspx
Acesso em: 08 jul.2019

[16]ONS. **PR – SM 8.1 – Programação Diária da Operação Eletroenergética**. Disponível em: http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes
Acesso em: 10 abr.2019

[17]NAERC. **Reliability Standards for the Bulk Electric Systems of North America.**
Disponível em:
https://www.nerc.com/pa/Stand/Reliability%20Standards%20Complete%20Set/RSCompleteSet.pdf
Acesso em: 15 jun.2019

[18]KUNDUR, P. **Power System Stability and Control.** New York: McGraw-Hill, 1994.

[19]ANEEL. **Agência revisa requisitos de RPO**. Disponível em:
http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa/-/asset_publisher/zXQREz8EVlZ6/content/id/17101615
Acesso em: 10 jan.2019

[20]ANEEL. **Nota Técnica nº 089/2018-SRG/ANEEL**. Disponível em:
http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas
Acesso em: 10 jan.2019

[21]ONS. **PR – SM 10.6 – Controle da Geração – revisão 2018.08**. Disponível em:
http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes
Acesso em: 10 abr.2019

[22]ONS. **PR – SM 23.3 – Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos – revisão 2018.08**.
Disponível em: http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes
Acesso em: 10 abr.2019

[23] MILLIGAN, M. et all - **Operating Reserves and Wind Power Integration: An International Comparison – NREL**
Disponível em: https://www.nrel.gov/docs/fy11osti/49019.pdf
Acesso em: 5 abr.2019

[24] ONS. **PR – SM 10 – RT-CG-BR.04 – Áreas de CAG do SIN – revisão 44** Disponível em: http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes
Acesso em: 10 jun.2019

[25] ONS. **PR – SM 10 – IO-ON.SENE – Operação Normal da Interligação Sudeste / Centro Oeste e Nordeste – revisão 36** Disponível em: http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes
Acesso em: 10 jun.2019

[26] ONS. **PR – SM 10 – IO-CG.BR.02– Gerenciamento da carga por atuação do ERAC - revisão 13** Disponível em: http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes
Acesso em: 10 jun.2019

[27] ONS. **Plano da Operação Energética 2019-2013**
Disponível em: http://www.ons.org.br
Acesso em: 19 jul.2019

[28] ONS. **PR – SM 10 – IO-ON.NNE – Operação Normal da Interligação Norte e Nordeste – revisão 94** Disponível em: http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes
Acesso em: 10 jun.2019

APENDICE A – CÓDIGO ANATEM

```
( |  ARQUIVO:   CASO PEL 1218.stb                                                    |
( |  FORMATO:   PROGRAMA ANATEM - VERSÃO 11.05.00 (DEZ/18)                            |
( |  VERSÃO :   DEZ/2018                                                              |
( |  EMISSÃO:   ONS - DPL/EG/EGE                                                       |
( |------------------------------------ CONTATOS ----------------------------------------|
( |                                                                                    |
( |  José Mario Mamfrin Capano Jr  -   capano@ons.org.br - 48-3261-3931                |
( |  Paulo Eduardo Martins Quintão -  quintao@ons.org.br - 21-3444-9431                |
( |  Neyl Hamilton M. Soares       -     nhms@ons.org.br - 21-3444-9670                |
( |                                                                                    |
( |------------------------------------------------------------------------------------|
( |  SITE - https://agentes.ons.org.br/avaliacao_condicao/casos_eletromecanicos.aspx   |
( |------------------------------------------------------------------------------------|
( |  Nota: Opção default de relatórios = FILE 80CO IMPR e CONT ligados                 |
( |------------------------------------------------------------------------------------|
(
DARQ
( |------------------------------------------------------------------------------------|
( | ARQUIVOS EM USO  - DESCOMENTADOS                                                   |
( | ARQUIVOS SEM USO - COMENTADOS                                                      |
( |------------------------------------------------------------------------------------|
(
( ARQUIVOS DE SÁIDA DA SIMULAÇÃO
(Tipo) (C) ( Nome do Arquivo
   OUT     Caso PEL1218_mestrado.OUT
   LOG     Caso PEL1218_mestrado.LOG
   PLT     Caso PEL1218_mestrado.PLT
(
( ARQUIVO HISTÓRICO/REGISTRO DO CASO DE FLUXO DE POTÊNCIA
   SAV  02 PEL DEZ18.SAV
(
( ARQUIVOS DE MODELOS
   BLT     .\BDados\BD 1218.BLT
   CDU     .\BDados\BD 1218.CDU
(
( ARQUIVOS DE ENTRADA DE DADOS
   DAT     .\BDados\DMAQ PEL DEZ18.DAT
   DAT     .\BDados\FACTS 1218.DAT
   DAT     .\BDados\HVDC 1218.DAT
   DAT     .\BDados\EOLICAS\EOL SUL 1218.dat
   DAT     .\BDados\EOLICAS\EOL NE 1218.dat
   DAT     .\BDados\Fotovoltaicas\UFV SIN 1218.dat
(

(
( ARQUIVOS DE DADOS COMPLEMENTARES
   DAT     .\BDados\Dados complementares\DREL 1218.DAT
   DAT     .\BDados\Dados complementares\DCAR 1218.DAT
   DAT     .\BDados\Dados complementares\ERAC 1218.DAT
(
999999
(
( |------------------------------------------------------------------------------------|
( | Gráficos                                                                           |
( |------------------------------------------------------------------------------------|
DPLT
(Tipo)M( El ) ( Pa) Nc Gp ( Br) Gr ( Ex) (Bl) P
PTFNT    6129          10
PTFNT    6229          10
PTFNT    6637          10
PTFNT    6209          10
PTFNT    6242          10
PTFNT    6244          10
PTFNT    6630          10
PTFNT    5079          10
PTFNT    6065          10
PTFNT    6693          10
PTFNT    6016          10
PTFNT    6550          10
PTFNT    6659          10
FLXA      299  6444
FLXA     6442  6444
FLXA     7300  5437
FLXA     7300  5575
FLXA     5580  5510
FLXA     5580  5500
FLXA     5525  5501 5
```

```
VOLT      6444
FREQ      6444
VOLT      5580
FREQ      5580
VOLT      7300
FREQ      7300
VOLT      5525
FREQ      5525
PELE       501          10
QELE       501          10
PELE       507          10
PELE        16          10
PELE        12          10
PELE        20          10
PELE      1107          10
PELE       300          10
PELE       302          10
PELE       500          10
PELE      5022          10
PELE      5051          10
PELE      5054          10
999999
(
( |-----------------------------------------------------------------------------------------|
( | Eventos                                                                                 |
( |-----------------------------------------------------------------------------------------|
(
DEVT IMPR
(Tp) ( Tempo)( El )( Pa)Nc( Ex) ( % ) (ABS ) Gr Und         (Bl)P ( Rc ) ( Xc ) ( Bc ) (Defas)
RFNT    1.000  6129                          10  50
RFNT    1.000  6229                          10  40
RFNT    1.000  6637                          10  40
RFNT    1.000  6209                          10  25
RFNT    1.000  6242                          10  24
RFNT    1.000  6244                          10  40
RFNT    1.000  6630                          10  95
RFNT    1.000  5079                          10  55
RFNT    1.000  6065                          10  35
RFNT    1.000  6693                          10  15
RFNT    1.000  6016                          10  05
RFNT    1.000  6550                          10  20
RFNT    1.000  6659                          10  40
(
999999

DSIM
( Tmax ) (Stp) ( P ) ( I ) ( F )
    60.0 .0005    20
EXSI DLCC DLCA SAD2 FLXT OTMX
(EXSI
(
FIM
```