

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA  
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

DÉBORA CORDASCO FILIETAZ  
LUCAS PABLO MARTINS  
THIAGO HANISCH DOS SANTOS

**ESTUDO DO MUST- MONTANTE DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO  
NOS PONTOS DE CONEXÃO ENTRE A REDE BÁSICA E A REDE DE ALTA  
TENSÃO DA DISTRIBUIDORA**

CURITIBA  
2019

DÉBORA CORDASCO FILIETAZ  
LUCAS PABLO MARTINS  
THIAGO HANISCH DOS SANTOS

**ESTUDO DO MUST- MONTANTE DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO  
NOS PONTOS DE CONEXÃO ENTRE A REDE BÁSICA E A REDE DE ALTA  
TENSÃO DA DISTRIBUIDORA**

Trabalho de conclusão do curso de Graduação em Engenharia Elétrica apresentado à disciplina de Trabalho de conclusão de curso 2, do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) como requisito para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.  
Orientador: Prof. Dr. Fabiano Gustavo Silveira Magrin  
Coorientador: Eng. Romão Kowaltschuk (COPEL)

CURITIBA  
2019

## **AGRADECIMENTOS**

À Deus, por ter nos concedido saúde, força e disposição durante essa trajetória tão importante.

Aos familiares e amigos, que sempre estiveram ao nosso lado com palavras de força, incentivo, otimismo e sabedoria, dispondo de todo apoio e carinho necessários ao longo dessa jornada.

A todos os professores que contribuíram com a nossa direção acadêmica, especialmente ao Prof. Dr. Fabiano Gustavo Silveira Magrin, responsável pela orientação do nosso trabalho. Bem como, ao engenheiro eletricista Romão Kowaltschuk que apoiou cada etapa do projeto e nos esclareceu tantas dúvidas.

Por fim, à empresa COPEL e a todos os engenheiros que contribuíram para a realização do projeto.

Débora Cordasco Filietaz  
Lucas Pablo Martins  
Thiago Hanisch dos Santos

## **Estudo do MUST- Montante de Uso do Sistema de Transmissão nos pontos de conexão entre a rede básica e a rede de alta tensão da distribuidora**

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 20 de setembro de 2019.

---

Prof. Antonio Carlos Pinho, Dr.  
Coordenador de Curso  
Engenharia Elétrica

---

Profa. Annemarlen Gehrke Castagna, Mestre  
Responsável pelos Trabalhos de Conclusão de Curso  
de Engenharia Elétrica do DAELT

### **ORIENTAÇÃO**

---

Fabiano Gustavo Silveira Magrin, Dr.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná  
Orientador

---

Romão Kowaltschuk, Eng.  
Companhia Paranaense de Energia  
Coorientador

### **BANCA EXAMINADORA**

---

Alvaro Augusto de Almeida, Me.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Paulo Cícero Fritzen, Dr.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Raphael Augusto De S Benedito, Dr.  
Universidade Livre do Conhecimento

---

Fabiano Gustavo Silveira Magrin, Dr.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

## RESUMO

FILIETAZ, Débora, C.; MARTINS, Lucas, P.; DOS SANTOS, Thiago, H. Estudo do MUST- Montante de Uso do Sistema de Transmissão nos pontos de conexão entre a rede básica e a rede de alta tensão da distribuidora. 2019. 103 f. Trabalho de conclusão de Curso (Graduação – Curso de Engenharia Elétrica). Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2019.

O presente trabalho busca, mediante análises de contingência realizadas por meio do software ANAREDE, reduzir o elevado valor de tarifas pagas pelas concessionárias, bem como visa melhorar a contratação do montante de uso do sistema de transmissão (MUST), verificando o comportamento do fluxo de potência ativa no sistema e os impactos em três pontos de conexão da Companhia Paranaense de Energia – Distribuição com a rede básica, ou seja, pontos de contratação de MUST: Foz do Chopim, Realeza Sul e Pato Branco. O crescimento do setor elétrico brasileiro instigou, na década de 1990, a reestruturação do sistema existente, cuja fiscalização e regulamentação tornaram-se responsabilidade do estado, enquanto os investimentos ficaram a cargo do setor privado. Nesse contexto, foram estabelecidos direitos e obrigações às concessionárias de modo a garantir o bom funcionamento do sistema elétrico nacional. Dentre os compromissos das concessionárias, há a contratação do MUST, juntamente com o pagamento de encargos devido ao uso desse sistema. Além dos encargos fixos, as concessionárias podem arcar com penalidades em razão da ineficiência na contratação dos montantes, apontando-se casos em que o valor medido ou ultrapassa 110% ou é inferior a 90% do valor contratado. Ademais, ao levantar o histórico de parcelas de ineficiência pagas pelas concessionárias, reputou-se que as parcelas devidas à sobrecontratação seriam irrelevantes para este estudo, uma vez que raramente acontecem e, portanto, a subcontratação (ultrapassagem) foi adotada como foco principal para a realização das contingências no *software*. Realizadas as simulações, com perdas N-1 e N-2, encontraram-se as contingências mais críticas para cada um dos pontos estudados, bem como foram identificados os eventos que ocasionam maior ultrapassagem do valor contratado. Ainda, verificou-se que Pato Branco apresentou maior sensibilidade às perdas no sistema. Por fim, com a análise dos

resultados obtidos, tornou-se possível a sugestão de intervalos de valores para a contratação do montante de forma a evitar as parcelas de ineficiência e, espera-se, reduzir as tarifas mensais relacionadas diretamente ao valor do MUST.

**Palavras-chave:** Montante de Uso do Sistema de Transmissão. Fluxo de Potência. ANAREDE.

## ABSTRACT

FILIETAZ, Débora, C.; MARTINS, Lucas, P.; DOS SANTOS, Thiago, H. MUST Study – Amount of Use Point Transmission System between the basic network and the high voltage distribution network. 2019. 103 f. Trabalho de conclusão de Curso (Graduação – Curso de Engenharia Elétrica). Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2019.

This dissertation proposes, by using contingency analysis made in the software ANAREDE, to reduce the current high fees paid by the concessionaires, as well as improving the amount of use of the transmission system (MUST), observing the behavior of the flux of potency on the system and the impacts of three connection points of the "Companhia Paranaense de Energia - Distribuição" with the basic network: Foz do Chopim, Realeza do Sul and Pato Branco. The growth of the Brazilian electric system instigated, in the 90's, the restructuration of the already existing system, whose fiscalization and regulation became state's responsibility, while the investments were delegated to the private sector. In this context, were established rights and obligations to the concessionaires in a way meant to ensure the well-functioning of the national electric system. Amongst the duties of the concessionaires, there is the contractual commitment to the MUST and the fulfilling of the obligations (payment) due to its usage. In addition to the fixed charges, the dealers may bear penalties due to inefficiency in contracting the amounts, indicating cases where the measured value either exceeds 110% or is less than 90% of the contracted amount. Moreover, in taking a history of inefficiency installments paid by the concessionaires, it was considered that the installments due to overcontracting would be irrelevant to this study, since they rarely happen and, therefore, subcontracting (overtaking) was adopted as the main focus for the study of contingencies in the software. After the simulations were performed, with losses N-1 and N-2, the most critical contingencies were found for each of the studied points, as well as were identified the events that occasionated the highest surpass of the contracted value. Also, it was found that Pato Branco showed higher sensitivity to system losses. Finally, with the analysis of the results obtained, it became possible to suggest ranges of values for contracting the

amount in order to avoid inefficiency installments and, hapely, to reduce monthly tariffs directly related to the value of MUST.

**Keywords:** Amount of Use of the Transmission System. Flux of Potency. ANAREDE.



## LISTA DE SIGLAS

ANAREDE	Análise de Redes Elétricas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
COPEL-DIS	Companhia Paranaense de Energia - Distribuição
CGH	Central de Geração Hidrelétrica
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
DIT	Demais Instalações de Transmissão
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
MME	Ministério de Minas e Energia
MT	Média Tensão
MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PEL	Plano de Operação Elétrica
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UHE	Usina Hidrelétrica

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>11</b>
1.1	TEMA	11
1.1.1	Delimitação do Tema	13
1.2	PROBLEMAS E PREMISSAS	13
1.3	OBJETIVOS	14
1.3.1	Objetivo geral	14
1.3.2	Objetivos específicos	15
1.4	JUSTIFICATIVA	15
1.5	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	16
1.6	ESTRUTURA DO TRABALHO	17
<b>2.</b>	<b>SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO</b>	<b>18</b>
2.1	AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL)	19
2.2	OPERADOR NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ONS)	20
2.3	MONTANTE DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (MUST)	22
2.3.1	O melhoramento da contratação	25
<b>3.</b>	<b>IDENTIFICAÇÃO DOS PONTOS MAIS CRÍTICOS DA REDE</b>	<b>27</b>
3.1	HISTÓRICO DE ULTRAPASSAGENS	27
3.2	INFLUÊNCIA DA BACIA DO URUGUAI NO MUST	29
3.3	INFLUÊNCIA DA BACIA DO PARANÁ NO MUST	33
3.4	USINAS COM INFLUÊNCIA SOBRE OS PONTOS DE CONTRATAÇÃO	36
3.5	REMANEJAMENTO DE CARGAS	42
3.6	SISTEMA ELÉTRICO DA REGIÃO	43
<b>4.</b>	<b>ANAREDE</b>	<b>45</b>
4.1	INTERFACE GRÁFICA	47
4.2	CARREGAMENTO DE CASOS	47
4.3	ANÁLISE DE DADOS	52
4.4	TRATAMENTO DE DADOS	56
4.5	BASE DE DADOS	57
<b>5.</b>	<b>ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS</b>	<b>59</b>
5.1	PADRONIZAÇÃO DOS CASOS	59
5.2	SITUAÇÃO DOS CASOS SIMULADOS	61
5.3	ANÁLISE DOS DADOS	69

5.3.1 Foz do Chopim Pesado	69
5.3.2 Foz do Chopim Médio	70
5.3.3 Realeza Sul Pesado	70
5.3.4 Realeza Sul Médio	71
5.3.5 Pato Branco Pesado	72
5.3.6 Pato Branco Médio	73
5.4 FREQUÊNCIA DAS CONTINGÊNCIAS	74
5.5 IDENTIFICAÇÃO DE NOVOS POSSÍVEIS VALORES DE MUST	84
5.5.1 Foz do Chopim	95
5.5.2 Realeza Sul	96
5.5.3 Pato branco	96
5.5.4 Verificação	97
<b>6. CONCLUSÃO</b>	<b>99</b>
<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>101</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 TEMA

Na década de 90 o Setor Elétrico Brasileiro passou por uma reestruturação devido a nova regulamentação proposta pelo Ministério de Minas e Energia (MME), com isso, as empresas que compunham o sistema elétrico de potência foram divididas nas quatro vertentes existentes hoje - geração, transmissão, distribuição e comercialização. Teve-se a finalidade de regulamentar o mercado de geração e propor o livre acesso aos sistemas de transmissão e às redes de distribuição de energia elétrica. Trazendo às empresas responsáveis pela transmissão e distribuição uma grande padronização econômica, visto que a partir daquele momento começou a existir competição no setor (RUDNICK, 1996).

As empresas distribuidoras de energia passaram a ter que limitar o montante de uso do sistema de transmissão (MUST), que é máximo valor de potência ativa contratado nos pontos de conexão da rede básica de energia com a rede de distribuição, com o qual se estabelece as tarifas para o uso da rede de transmissão, definidas a partir do método nodal e determinadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) como a tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST) (LIMA, 1996).

A Companhia Paranaense de Energia - Distribuição (COPEL-DIS) arca com pesadas penalizações monetárias ao violar o valor do montante de energia contratado, que devem ser pagas ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Com isso, impõe-se a necessidade de realizar análise minuciosa de fluxos de potência ativa em pontos onde há transformadores interligadores da COPEL-DIS.

O monitoramento dos valores de montantes contratados pela empresa, usuária, ocorre nos pontos de conexão, um equipamento ou conjunto de equipamentos, que interligam os sistemas da empresa e das concessionárias de transmissão, ou das de distribuição quando a usuária for uma central geradora não conectada à rede básica com despacho centralizado (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011).

Os valores determinados de MUST para um ano, nos horários dentro e fora de ponta, em todas as conexões são firmados no Contrato de Uso do Sistema

de Transmissão (CUST). Segundo a resolução normativa nº666, artigo 19º, de julho de 2015, da ANEEL os valores contratos de MUST têm um limite superior e inferior ao valor contratado, caso contrário multas serão cobradas das distribuidoras para que seja mantida a eficiência na contratação dos montantes.

As penalizações são feitas havendo superação de demanda, caracterizada pela medição de demanda máxima em valor superior a 110% do MUST contratado em caráter permanente, adicionado ao MUST contratado em caráter flexível. Igualmente, quando houver sobrecontratação de demanda, caracterizada pela medição de demanda máxima anual em valor inferior a 90% do maior MUST contratado em caráter permanente no ano civil (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

A apuração da ultrapassagem é realizada mensalmente e da sobrecontratação anualmente. A medição é realizada num período de quinze minutos e integralizada para uma hora, o valor máximo encontrado é comparado aos valores contratados de MUST (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015). Caso a distribuidora deseje elevar o montante contratado, tal valor deve ser declarado com 90 dias de antecedência em relação à data de início do aumento pretendido como se apresenta no artigo 3º da normativa nº666 e, caso deseje-se a diminuição desse valor, ele deve ser no máximo de 10%, como base do valor contrato no ano anterior, por ponto de conexão, de forma não onerosa o qual as especificações se encontram no artigo 4º da resolução normativa.

A cláusula 5ª do CUST possibilita que empresas distribuidoras sejam menos penalizadas caso haja a contratação de MUST em excesso ou em falta para aumento da confiabilidade do sistema. O propósito do presente trabalho é realizar uma avaliação de possibilidade de ocorrência de violações dos valores contratado, para que a contratação do MUST e a realização do CUST sejam mais precisas. Essa análise será importante tanto para a COPEL-DIS como para outras empresas de distribuição avaliarem os valores contratados nos pontos de conexão entre a rede básica e a rede de alta tensão das distribuidoras.

### 1.1.1 Delimitação do Tema

Este trabalho apresenta um estudo técnico referente a modelos de simulações para a avaliação dos fluxos de potência nos períodos de ponta e fora de ponta do sistema elétrico. Verificando diversas situações possíveis em regime normal e levando em conta despachos variáveis em usinas próximas conectadas no próprio sistema de Alta Tensão (AT) ou Média Tensão (MT) da rede de distribuição. Assim como, nas possíveis situações de contingência como perda de barras ou equipamentos interligadores em subestações próximas.

A análise levou em conta a probabilidade de ocorrência dos cenários propostos, sendo embasada em pesquisa de histórico de operação da rede, objetivando a correta contratação do montante de uso nos pontos de conexão da COPEL-DIS ao observar as contingências possíveis e a maneira que estas afetam o sistema.

Para as simulações, a ferramenta Análise de Redes Elétricas (ANAREDE) do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) foi utilizada. E, de maneira a integralizar o estudo, fundamentou-se nos casos do ONS e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) relativos ao período de verão e inverno do ano analisado, períodos dentro e fora de ponta, e do manual de procedimentos de rede do ONS relacionados aos procedimentos relativos ao MUST.

Essa verificação contempla uma região específica do sistema de interligação da rede básica com o sistema de distribuição da Companhia Paranaense de Energia (COPEL), o qual é dividido nas regiões: leste (região de Curitiba e região metropolitana), centro-sul (região de Ponta Grossa), noroeste (região de Maringá), norte (região de Londrina) e oeste (região de Cascavel).

## 1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS

A primeira dificuldade vem do fato de que não existe um procedimento padrão, para o estudo dos fluxos de potência ativa de um sistema complexo como o da COPEL, que determine o comportamento dos pontos de interligação utilizados no Sistema Elétrico de Potência (SEP) em caso de contingências. Isso ocorre visto que cada ponto de interligação do sistema tem sua característica, sendo modificada de região para região devido a: falhas na proteção de linhas e

subestações; demanda do consumidor; manutenções programadas; e fatores climáticos, econômicos e políticos. E, dessa forma, com o intercâmbio decorrente do despacho diferenciado de geração nos pontos de conexão, uma das maiores complicações possivelmente seja determinar a variação de fluxo num mesmo ponto.

Em razão dos efeitos que causam diferentes valores para contratação de MUST, a determinação mais adequada de valor de montante torna-se o principal problema, visto que a previsão das falhas do sistema de distribuição ainda está carente de informações. Pode-se ter mais de uma falha ao mesmo tempo por diferentes motivos, portanto, a existência de inúmeras simulações representando os mais variados casos possíveis fundamentadas em ocorrências reais registradas proporcionará a contratação de um valor mais confiável, evitando ou reduzindo multas às empresas distribuidoras de energia, sejam elas por subcontratação.

Por fim, tem-se a dificuldade relacionada à pesquisa e ao desenvolvimento do tema, posto que se trate de um assunto interno das empresas e existem poucos artigos e trabalhos realizados abrangendo a teoria sobre o montante de uso do sistema de transmissão. Desse modo, a principal base de pesquisas foram os procedimentos de rede do ONS, resoluções normativas da ANEEL e dados fornecidos pela COPEL-DIS para o levantamento histórico. A licença do *software* utilizada, unicamente para a realização do presente trabalho, é de uso da COPEL. Versão que, diferentemente da licença acadêmica, não possui limitação quanto ao número de barras e linhas e tem em seu diretório a interligação dos sistemas do estado do Paraná, o que proporcionará uma melhor análise de contingências da rede. As simulações foram realizadas dentro do ambiente da companhia em microcomputadores da COPEL-DIS.

### 1.3 OBJETIVOS

#### 1.3.1 Objetivo geral

Realizar uma análise criteriosa do fluxo de potência ativa no sistema de interligação da rede básica em conjunto com o sistema de distribuição da COPEL, em uma região específica do Paraná, com foco nos pontos de interligação entre a

distribuidora com a rede básica nas Demais Instalações de Transmissão (DIT) a fim de identificar pontos críticos de interligação, ou seja, pontos mais possíveis de atingir potência ativa elevada, possibilitando uma melhor análise e qualificação para contratação do MUST.

### 1.3.2 Objetivos específicos

- Realizar uma análise histórica dos casos de sobre ou subcontratação da região determinada;
- Analisar quais pontos de interligação e situações apresentaram resultados mais críticos;
- Realizar simulações do fluxo de potência ativa nos pontos de interligação entre a rede de distribuição e a rede básica;
- Criar uma tabela de probabilidade de ocorrência para qualificar os pontos e situações encontradas;
- Permitir uma futura análise, por parte da COPEL-DIS, para contratação do MUST nos pontos identificados; e
- Simulação de fluxo de potência no *software* ANAREDE.

### 1.4 JUSTIFICATIVA

O estudo possibilita uma visão mais clara do comportamento de cada ponto interligador diante as variações no sistema. Com o objetivo de diminuir o valor pago em multas pela COPEL-DIS devido a violações do contrato de MUST, a análise do fluxo de potência ativa é de extrema importância para avaliar os valores do montante contratados nos pontos de interligação com a rede básica. A tabela de probabilidade de ocorrência permitirá, aos responsáveis, definir um valor mais seguro de contratação, visto que a subcontratação e a sobrecontratação não são desejadas.

Proporciona-se a contemplação de uma área da engenharia elétrica muito importante, o setor de sistema elétrico de potência, cujo todo engenheiro electricista deve estudar de forma acadêmica. O trabalho propiciou um aprofundamento mais complexo do SEP do Paraná, acarretando no uso de *softwares* como ANAREDE



para facilitar a análise do fluxo de potência ativa nos pontos de interligação do sistema básico com o sistema de distribuição do estado.

Para mais, vale ressaltar que o valor contratado de MUST é diretamente revertido nas contas de energia elétrica de quem está conectado à rede de distribuição e aplicado através da TUST (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2005). Por sua vez, esses encargos reverterem diretamente na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) de fio (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

É notável que essa análise pode ajudar uma empresa paranaense a reduzir os valores das multas pagas, possibilitando investimentos em outras áreas para a melhoria da qualidade e fornecimento da energia no estado para todos os consumidores.

## 1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Iniciou-se o trabalho com pesquisas históricas da estruturação do sistema de energia brasileiro, sobre o embasamento nos cálculos tarifários aplicados sobre o montante e a metodologia no sistema de transmissão e distribuição. Informações necessárias para a compreensão do que é o MUST.

Após a pesquisa sobre o sistema tarifário fez-se necessária uma revisão sobre o estudo de fluxo de potência e, dessa forma, permitiu-se o início do estudo do funcionamento do software ANAREDE. Ao compreender a ferramenta, partiu-se para as simulações.

Fundamentado nos dados históricos de contratação de MUST da COPEL-DIS, tornou-se possível identificar os pontos de interligação mais críticos, ou seja, que geraram mais multa para a empresa. Os resultados das simulações de fluxo de potência nesses pontos permitirão a criação de uma tabela de probabilidade de ocorrência para qualificação dos dados. Tais informações podem ajudar a COPEL-DIS no estudo de uma melhor contratação de MUST nesses pontos de interligação entre a distribuidora e a rede básica.

## 1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

No primeiro capítulo é apresentado o tema, delimitação do tema, problemas e premissas, são definidos os objetivos gerais e específicos do assunto e, por fim a justificativa da escolha do tema e os procedimentos metodológicos adotados.

O capítulo dois aborda brevemente o histórico do Setor Elétrico Brasileiro, assim com a criação da ANEEL e do ONS e suas respectivas funções. Apresenta as contratações de MUST, as tarifas e penalidades relacionadas e exhibe as diferenças e semelhanças entre o presente trabalho e outros de mesmo tema.

O capítulo três é voltado à identificação e avaliação dos pontos mais críticos da rede.

No capítulo quatro, realiza-se um estudo sobre o *software* ANAREDE com objetivo de se ter o conhecimento necessário para realizar as simulações de fluxo de potência ativa, analisar as contingências e comportamento do SEP.

O capítulo cinco apresenta os valores de potência ativa, resultados das simulações realizadas no ANAREDE, para a elaboração do quadro de probabilidade de ocorrência, levando em conta uma breve questão mercadológica.

E, por fim, no capítulo seis são feitas as considerações e conclusões finais.

## 2. SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Após a Segunda Guerra Mundial, impulsionou-se no Brasil um modelo de crescimento ao iniciar a transição da economia agrícola de exportação para a nova economia industrializada. E, fundamentado no modelo de substituição da importação, os investimentos na infraestrutura de capital intensivo e baixo retorno tornaram-se de responsabilidade do setor público. Com isso, visando reduzir os custos da energia elétrica para as indústrias, desenvolveu-se um sistema de subsídio de tarifas (FERREIRA, 2000).

Em 1963, a Eletrobras foi criada, tendo autorização para investir na transmissão e expandir o fornecimento de energia elétrica. Por seguinte, implementou-se o sistema centralizado como sendo o modelo técnica e economicamente mais eficiente na época, melhorando a saída total de energia a custos reduzidos (FERREIRA, 2000) e, dessa forma, trazendo uma operação mais eficaz dos sistemas de geração e transmissão (LIMA,2011).

A Eletrobras organizou e patrocinou o Grupo de Coordenação para Operação Interligada (GCOI), em 1973, para fazer o controle do sistema centralizado e, em 1982, o Grupo de Coordenação do Planejamento do Sistema de Energia Elétrica (GCPS) para prever a demanda de energia (FERREIRA,2000).

Apesar da centralização ter levado ao rápido crescimento do Setor Elétrico Brasileiro no final dos anos 1960 e 1970, no início de 1980 o modelo começou a exibir fraquezas financeiras. O país entrou em crise fiscal com elevada inflação e estagnou economicamente, com isso, o setor público reduziu os programas de investimentos (FERREIRA,2000), resultando na inviabilização da expansão da oferta de energia elétrica e a manutenção das linhas de transmissão (PIRES,2000). Diante desse cenário, as empresas deixaram de serem compensadas adequadamente (FORQUIM; NETO, 2018) e o acúmulo de dívidas do Setor Elétrico aumentou (FERREIRA, 2000).

A ineficiência econômica e a vulnerabilidade do modelo centralizado, levou a busca por um novo modelo de operação para o Setor Elétrico. Na década de 1990, o setor foi reestruturado, passando por um processo de privatização. Estabeleceram-se direitos e obrigações às concessionárias, e precisava-se de um sistema tarifário e regulador (FERREIRA, 2000). Portanto, o governo passou a ser responsável pela fiscalização, regulamentação e formação de políticas, enquanto

os investimentos passaram a ser, em grande parte, responsabilidade do setor privado (LIMA,2011).

O MME subsidiou a criação do projeto de reestruturação em que se efetuaram mudanças institucionais e operacionais e, além das privatizações, foram criadas autarquias como a ANEEL (FORQUIM; NETO, 2018). Visando regular e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e comercialização, em 1996, criou-se a agência reguladora (FERNANDES, 2018).

Em adição, outras duas instituições, criadas em 1998, deram base ao novo modelo do Setor Elétrico, o Mercado Atacadista de Energia (MAE), cuja função seria organizar o mercado de energia, e o ONS, centralizador da operação do sistema (LIMA, 2011).

Posteriormente, em 2004, o MAE foi substituído pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), a fim de tornar a comercialização de energia elétrica ainda mais viável entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, tal qual, com seus consumidores (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2004). Comercialização que é delegada em leilões de compra de energia elétrica pela ANEEL no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), por meio de contratos com regulação específica para preços, submercado, vigência de suprimento, entre outros (CCEE, 2019).

## 2.1 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL)

Compete à ANEEL definir os padrões dos serviços e instalações de energia elétrica – custo, qualidade, atendimento e segurança – conforme as necessidades e gerir a manutenção da livre competição no mercado (BRASIL, 1997).

Atribui-se à ANEEL a aplicação de penalidades aos agentes regulados e exercer a fiscalização por meio da orientação, educação e prevenção de violações legais e contratuais (FERNANDES, 2018). Conforme as necessidades regionais e de cada categoria, a autarquia deve assegurar que o atendimento fiscal atenda aos padrões especificados (BRASIL, 1997).

A fim de agilizar e facilitar a ação reguladora a ANEEL promove a descentralização de suas atribuições, delegando atividades complementares aos

Estados e ao Distrito Federal. Porém, somente os Estados com condições técnicas e administrativas podem realizar as atividades de regulação, controle e fiscalizações (BRASIL, 1997).

Além disso, a agência possui tarefas como solicitar licitações para concessões de geração, transmissão e distribuição, estabelecer critérios para custos de transmissão, fixar e implementar revisões de tarifas do mercado (FERREIRA, 2000).

Por meio do desenvolvimento de metodologias para o cálculo de tarifas em cada segmento do Setor Elétrico – geração, transmissão, distribuição e comercialização –, considerando fatores de infraestrutura e econômicos, a ANEEL visa garantir a qualidade dos serviços (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA).

Com isso, a ANEEL estabeleceu que as distribuidoras devem, em cada ponto de conexão com a rede básica, informar o MUST para que o sistema de transmissão baseie suas tarifas, TUST, e encargos a partir dos valores desses montantes.

## 2.2 OPERADOR NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ONS)

O ONS é responsável por atividades para coordenar e controlar a operação de geração e transmissão de energia elétrica no SIN (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2018).

Segundo o ONS, o SIN é definido como o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil. O sistema é hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte.

A interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, propicia a transferência de energia entre subsistemas, 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 ao mercado com segurança e economicidade.

A capacidade instalada de geração do SIN é composta, principalmente, 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 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. Os sistemas de transmissão integram as diferentes fontes de produção de energia e possibilitam o suprimento do mercado consumidor (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2019a, 2019b).

A lei nº 9648, de 27 de maio de 1998, determina que as atividades de coordenação do SIN executadas pelo ONS envolvem, entre outras, as seguintes atribuições:

- Planejamento e programação de operação e despacho de geração;
- Supervisão e coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos;
- Sugerir regras para operação das instalações da rede básica dos sistemas interligados;
- Divulgação de indicadores de desempenho de despachos;
- Contratação e administração dos serviços de transmissão.

Ainda, os centros de operação do ONS, descentralizadamente, realizam as atividades de apuração dos MUSTs. O operador é responsável por receber, analisar e apresentar os resultados do processamento dos dados recebidos das concessionárias. E para apurar os montantes o ONS desenvolveu uma solução computacional que realiza a coleta, apuração, consistência e armazenamento de dados. E, os resultados obtidos pela análise de MUST de todos os agentes por ponto de conexão devem ser guardados por 5 anos (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011).

### 2.3 MONTANTE DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (MUST)

O presente trabalho envolve a contratação de MUST por distribuidoras de energia elétrica, por esse motivo as informações deste capítulo são referentes ao montante considerando o usuário um distribuidor.

O uso da rede básica pelas distribuidoras e outros usuários é regulado pelo CUST, que garante a prestação de serviços de transmissão, mediante a supervisão e controle do ONS. Para essa utilização os usuários estão sujeitos a encargos, taxas correspondentes à prestação de serviços pela concessionária de transmissão e pelo ONS, calculados em função da TUST e de montantes de uso (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011).

Os MUSTs são determinados para 4 anos civis, informados ao ONS até o final do mês de outubro para serem aplicado no primeiro dia do ano subsequente. Caso a informação não seja passada ao operador, considera-se os últimos valores contratados (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015). A contratação desse valor, pode-se ou não considerar a entrada de novas instalações de transmissão durante o período. Ao considerar as novas entradas, deve-se indicar quais serão os novos pontos de contratação e quais pontos existentes serão afetados. Na data da entrada em operação das novas instalações, os MUSTs associados serão modificados (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2018).

Para cada horário, de ponta e fora de ponta, deve-se determinar valores de MUST por ponto de conexão das unidades consumidoras conectadas à rede básica e das distribuidoras. Os montantes contratados devem ser os valores máximos anuais de potência demandada (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

Para cada ponto de conexão são realizadas apurações mensais dos valores de MUST que envolvem atividades de coleta de dados e informações. O processamento desses dados permite a identificação dos pontos de conexão, o armazenamento dos dados dos montantes em intervalos de 15 minutos, identificação do valor de MUST, data e horário em casos de ultrapassagem do montante contratado. No caso de sobrecontratação, é identificado o valor de MUST, data e horário (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2016).

O usuário deve pagar os Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) mensalmente (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011). As distribuidoras com contrato na modalidade permanente têm o encargo calculado conforme a equação 1 (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2017).

$$EUST_{PER} = (TUST_P * MUST_{PER P}) + (TUST_{FP} * MUST_{PER FP}) \quad (1)$$

Em que,

$EUST_{PER}$ : encargos de uso do sistema de transmissão associados aos MUST a ser remunerado por ponto de conexão.

$MUST_{PER P}$ : MUST vigente no mês, no período de ponta, associado ao ponto de conexão.

$MUST_{PER FP}$ : MUST vigente no mês, no período fora de ponta, associado ao ponto de conexão.

$TUST_P$ : tarifa de uso do sistema de transmissão vigente no mês, no período de ponta, associado ao ponto de conexão.

$TUST_{FP}$ : tarifa de uso do sistema de transmissão vigente no mês, no período fora de ponta, associado ao ponto de conexão.

Além do  $EUST_{PER}$ , há outros encargos relacionados às instalações de rede básica referenciados no mês de apuração impostos ao distribuidor. Os referentes à potência proveniente da Itaipu Binacional ( $EUST_{ITAIPU}$ ), pagos quando o usuário tem potência contratada dessa usina, e os devidos à redução de montante contratado de maneira onerosa ( $EUST_{RO}$ ). Esses encargos são calculados, respectivamente, conforme as equações 2 e 3 (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2017).

$$EUST_{ITAIPU} = TUST_{UHE ITAIPU} * P_{ITAIPU} * QP_{ITAIPU} \quad (2)$$

Em que,

$TUST_{UHE ITAIPU}$ : tarifa de uso da UHE Itaipu.

$P_{ITAIPU}$ : potência máxima contratada por Itaipu no ano civil.



$QP_{ITAIPU}$ : quota parte para rateio de potência de Itaipu associada a cada usuário.

$$EUST_{RO} = [(TUST_P * \Delta MUST_P) + (TUST_{FP} * \Delta MUST_{FP})] * N_{RO} \quad (3)$$

Em que,

$\Delta MUST_P$ : redução do MUST no horário de ponta ( $MUST_P$ ) superior a 10%

$\Delta MUST_{FP}$ : redução do MUST no horário fora de ponta ( $MUST_{FP}$ ) superior a 10%.

$N_{RO}$ : quantidade de meses associada à vigência do valor do MUST reduzido de maneira onerosa até o fim do período de contratação.

Portanto, tem-se o encargo total referente a apuração mensal ( $EUST_{REF.MÊS}$ ) por meio da equação 4 (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO, 2017).

$$EUST_{REF.MÊS} = EUST_{PER} + EUST_{ITAIPU} + EUST_{RO} \quad (4)$$

Em caso de ultrapassagem ou de sobrecontratação de demanda, cobra-se da distribuidora uma parcela de ineficiência (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015). A parcela de ineficiência por ultrapassagem é considerada quando o máximo valor de montante mensal for superior a 110% do MUST contratado. Por sua vez, a parcela de ineficiência por sobrecontratação ocorre quando o maior valor de montante do ano for inferior a 90% do MUST contratado (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2016).

Ou seja, a ultrapassagem de demanda caracteriza-se pela medição mensal cujo valor supere em 10% o valor de MUST contratado. E a sobrecontratação caracteriza-se pela medição anual cujo valor seja 10% inferior ao montante contratado.

Tem-se o cálculo de ineficiências por meio das equações 5 e 6 para cada ponto de conexão contratado pelos agentes de distribuição (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2017).

$$PI_u = [3 * TUST * (MUST_V - 1,1 * MUST_{PER})]_P + [3 * TUST * (MUST_V - 1,1 * MUST_{PER})]_{FP} \quad (5)$$

Em que,

$PI_u$ : parcela de ineficiência por ultrapassagem a ser cobrada da distribuidora por ponto de conexão.

$TUST$ : tarifa de uso do sistema de transmissão homologada em regulamentação específica pela ANEEL.

$MUST_V$ : máximo valor mensal de MUST verificado

$MUST_{PER}$ : MUST contratado na modalidade permanente

$$PI_s = 12 * \sum[(0,9 * MUST_P - D_{m\acute{a}x\ anual\ P}) * (TUST_P)] + 12 * \sum[(0,9 * MUST_{FP} - D_{m\acute{a}x\ anual\ FP}) * (TUST_{FP})] \quad (6)$$

Em que,

$PI_s$ : parcela de ineficiência por sobrecontratação a ser cobrada da distribuidora por ponto de conexão.

$D_{m\acute{a}x\ anual\ P}$ : demanda máxima anual medida no ponto de conexão em horário de ponta quando inferior a 90% do MUST contratado.

$D_{m\acute{a}x\ anual\ FP}$ : demanda máxima anual medida no ponto de conexão em horário fora de ponta quando inferior a 90% do MUST contratado.

Devido essas tarifas, objetiva-se que a contratação dos montantes seja feita de maneira responsável (LIMA, 2011), dessa forma, pode-se buscar o valor mais adequado através de estudos.

### 2.3.1 O melhoramento da contratação

Buscando redução de tarifas e penalidades, criou-se diversos trabalhos relacionados ao MUST, visando o melhoramento do valor contratado.

Em contraponto ao presente trabalho, da Silva (2018) apresenta a identificação de melhor contratação de montante por uma metodologia de otimização do valor de MUST utilizando equivalentes estáticos flexíveis, fluxo de

potência probabilístico e técnicas de otimização estocástica, empregando algoritmos para redução da rede e análise de pontos de operação. Da mesma forma, da Silva, Costa e Mattar (2006) buscam a redução de multas por meio da otimização estocástica, em que o fluxo de potência máximo de cada ponto de contratação é representado por uma variável randômica a fim de encontrar a probabilidade de distribuição dos encargos de transmissão em função do valor de MUST.

Rocco (2008), visando a previsão antecipada de MUST em cada ponto de conexão, analisou três anos de dados de fluxos de potência passantes em pontos de conexão de sete subestações por meio de tratamento pelo *software* MATLAB. Desenvolveu metodologias de previsão fundamentadas em *support vector regression* e redes neurais.

Por sua vez, Lima (2011) constrói um modelo para prever a demanda máxima nos pontos de conexão, formulando um modelo matemático, além de avaliar a mudança de regulamentação na contratação de MUST e os impactos dessa reformulação. E de maneira semelhante ao presente trabalho, aborda atividades como a identificação dos pontos de conexão com a rede básica na área em estudo e o desenvolvimento de um auxílio à busca de um valor de contrato mais apropriado para evitar ou reduzir as multas. Apesar de proporcionar essa ferramenta de auxílio, o propósito do trabalho não é fazer a escolha ou cálculo do MUST, isso será deixado para a distribuidora.

Da mesma forma que os trabalhos citados, objetiva-se a redução de penalidades a empresas distribuidoras por meio de auxiliar a identificação do valor de MUST que evitará o acontecimento, principalmente, de ultrapassagens dos limites contratados. Divergentemente ao exposto, não se aplicará métodos matemáticos e nem se buscará um valor ótimo, serão realizadas simulações de contingências, verificando como os pontos de conexão escolhidos e suas demandas podem ser influenciados. Essa análise, buscará prever o comportamento de demanda nos pontos em casos de contingência, identificando os eventos mais relevantes e frequentes que possam causar penalizações.

### **3. IDENTIFICAÇÃO DOS PONTOS MAIS CRÍTICOS DA REDE**

Para a realização deste trabalho foi delimitada uma região com a possibilidade de analisar e averiguar os pontos de contratação do MUST, bem como, o comportamento para diversas situações que o sistema proporciona nestes pontos de interligação com o Sistema Interligado Nacional (SIN).

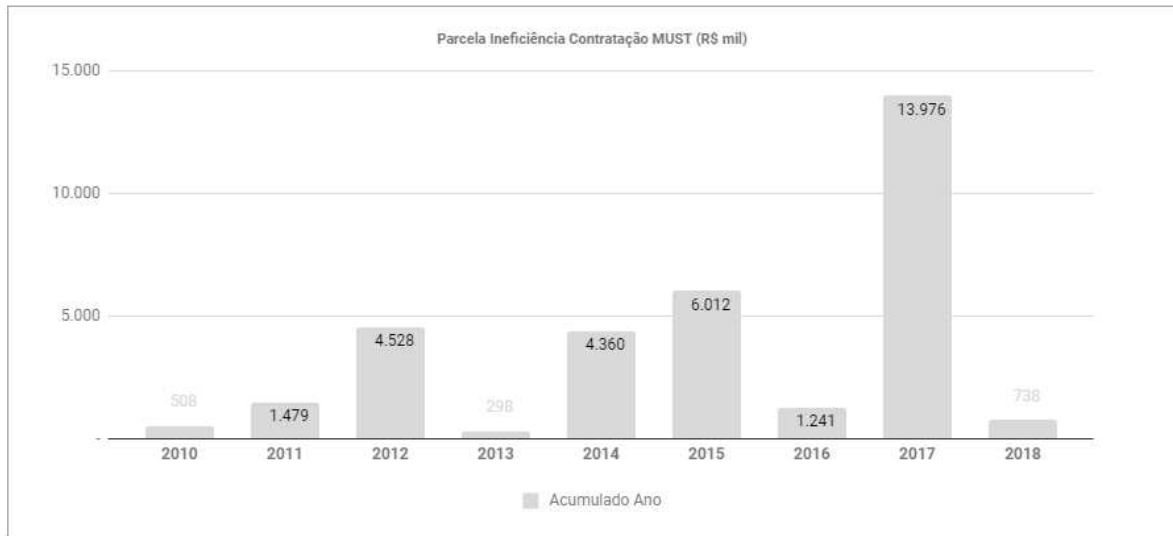
Este trabalho foi realizado juntamente com os engenheiros responsáveis da COPEL-DIS e, por meio desse auxílio, determinou-se que o estudo partiria da região Sudoeste. Os pontos de contratação do MUST analisados serão Foz do Chopim, Realeza Sul e Pato Branco, visto que na região, historicamente nos últimos anos, houve algumas ultrapassagens do montante contratado e é um local do sistema elétrico da COPEL que abrange casos que fazem o valor contratado modificar como: falhas na proteção de linhas e subestações; demanda do consumidor; manutenções programadas; fatores climáticos, econômicos e políticos.

O ponto de interligação de Pato Branco, Foz do Chopim e Realeza Sul sofre forte influência da bacia do Uruguai radiadas da subestação de Xanxerê no estado de Santa Catarina, das grandes usinas hidrelétricas e também das pequenas centrais hidrelétricas (PCH) da região SUL. Essas características vão ser relatadas nos itens a seguir.

#### **3.1 HISTÓRICO DE ULTRAPASSAGENS**

Historicamente a COPEL-DIS tem grande oscilação nas parcelas ineficientes na contratação do MUST, isso quer dizer que os valores de multas pagas variaram muito nos últimos anos. Para análise dos pontos de estudo, foram utilizados os dados de 2010 até o último relatório de contratação. Economicamente, o ano de 2017 foi o mais crítico como é observado nos gráficos das figuras 1 e 2.

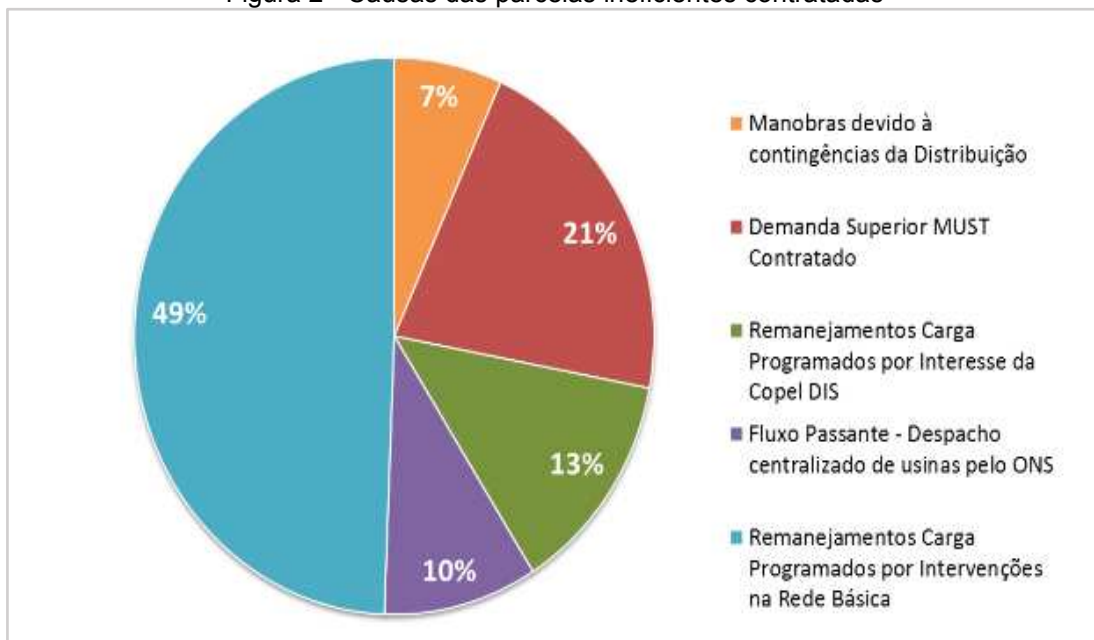
Figura 1 - Gráfico de ineficiência na contratação do MUST



Fonte: Relatórios internos COPEL-DIS

Analisando as causas que proporcionaram essas ultrapassagens no valor contratado, pode-se verificar quais são os principais fatores encontrados, fundamentado no último ano, pela distribuidora para se contratar o valor ideal do MUST.

Figura 2 - Causas das parcelas ineficientes contratadas



Fonte: Relatórios internos COPEL-DIS

Especificamente a região estudada, no ponto de Pato Branco, ocorreram duas ultrapassagens no valor contratado do MUST em 2018, as quais foram ocasionadas por influência direta das usinas da região.

A partir dessas informações, sabe-se que além de ser necessário se atentar ao despacho de energia nesses pontos, deve-se levar em consideração os remanejamentos de carga.

### 3.2 INFLUÊNCIA DA BACIA DO URUGUAI NO MUST

Como as usinas hidrelétricas apresentam uma produção oscilante devido às condições meteorológicas da região e da influência de fenômenos climáticos, a energia injetada no SIN também não é constante. Isso é um dos fatores que implicam em oscilações nos valores medidos nos pontos de interligação do MUST, podendo causar valores diferentes dos limites contratados (Pires; Holtz, 2011).

Em especial, a região hidrográfica do rio Uruguai tem uma área em território brasileiro de 274.300 km<sup>2</sup>, sendo um pouco menos da metade presente no território brasileiro, nos estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul (AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS, 2015) como representado na figura 3 a seguir.

Figura 3 - Unidades hidrográficas da região hidrográfica do Uruguai e principais cidades

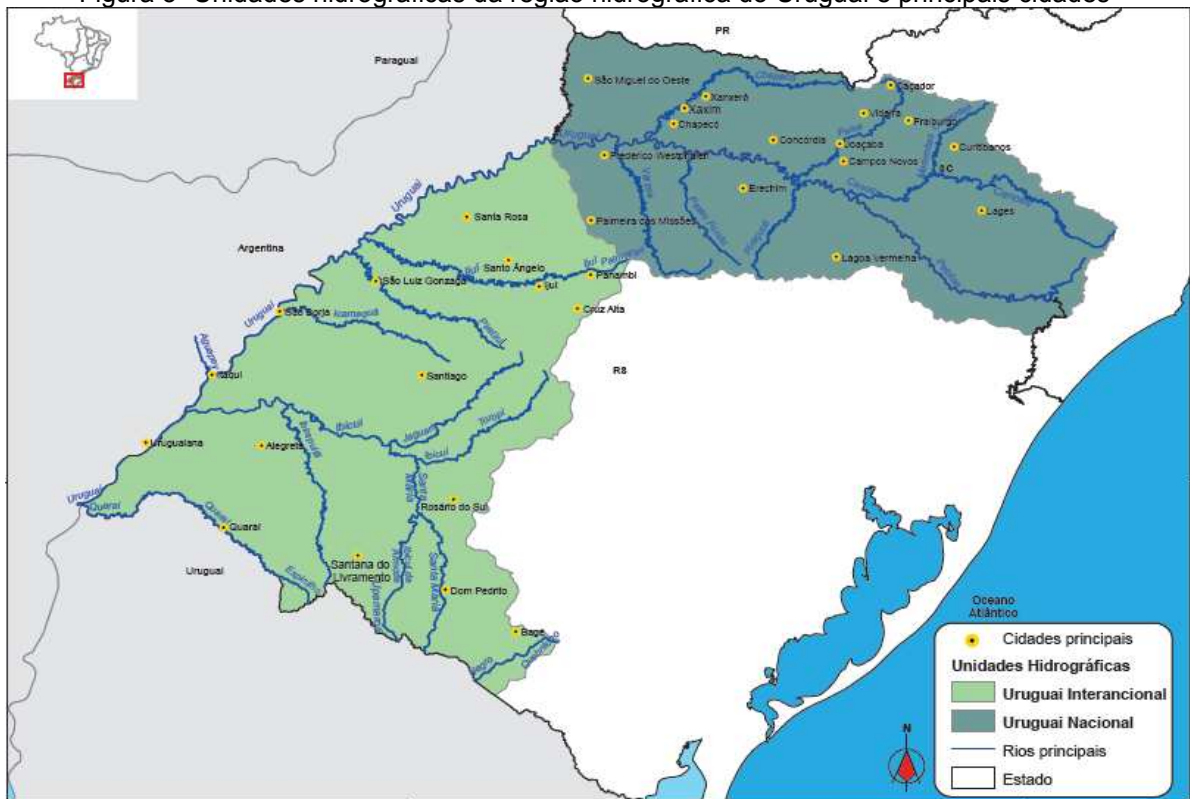


Figura 90. Unidades Hidrográficas da RH Uruguai e principais cidades

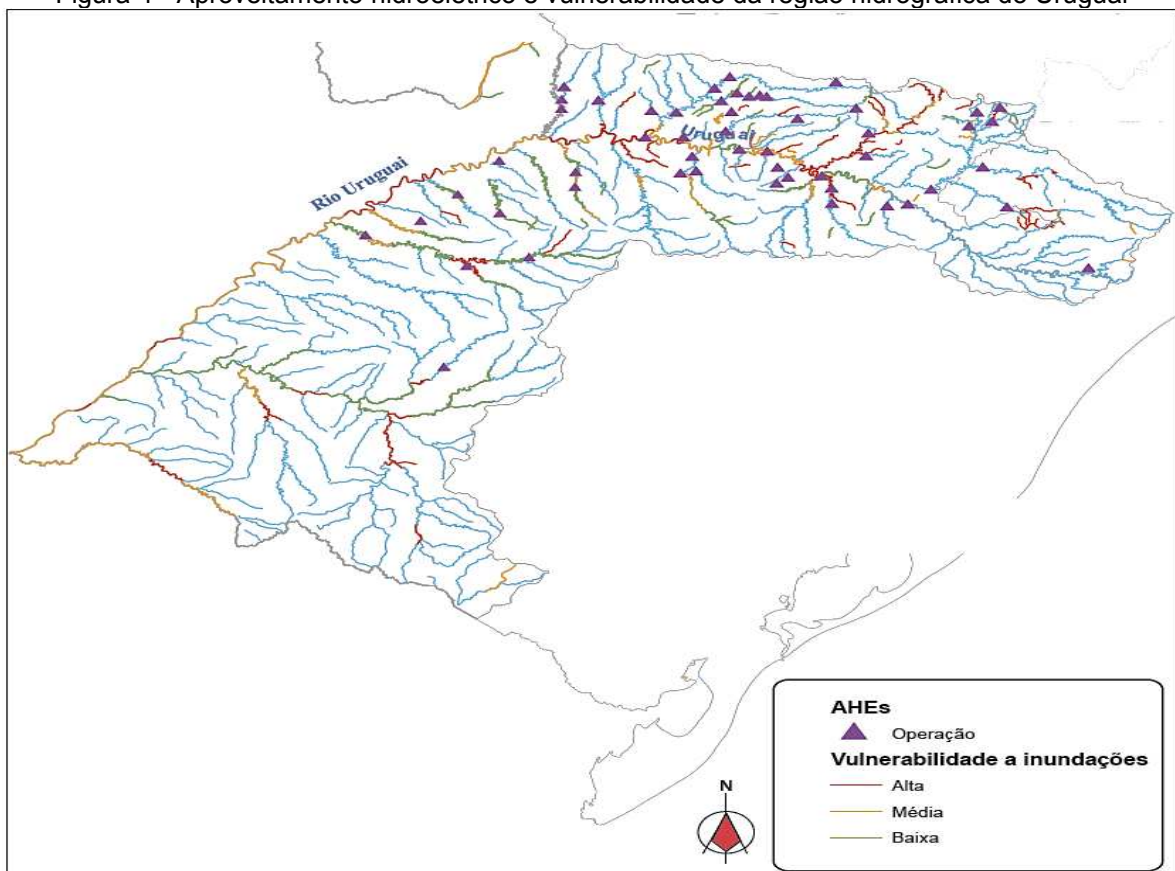
Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS, 2015.

A região da bacia do Uruguai apresenta um clima temperado, chuvas distribuídas ao longo de todo ano, mas com maior concentração entre maio a setembro (AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS, 2015).

As usinas hidrelétricas da Bacia do rio Uruguai têm a característica de ter pequenos volumes armazenados apesar da grande quantidade de reservatórios, sendo uma das maiores relações energia/km<sup>2</sup> do mundo com uma produção de 40,5KW/km<sup>2</sup>. Na região do rio Uruguai e seus afluentes, há aproximadamente 6000 MW de potência instalada (AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS, 2015).

Apesar de suas usinas não apresentarem grandes reservatórios, as barragens construídas na bacia do Uruguai somam 29,89% do subsistema da região sul, cujas principais barragens são de Barra Grande e Passo Fundo (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2019c). Essa característica da região, sua quantidade de usinas da região é apresentada na figura 4, visando os locais onde estão construídas as usinas hidrelétricas.

Figura 4 - Aproveitamento hidroelétrico e vulnerabilidade da região hidrográfica do Uruguai



Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS, 2015.

A região caracteriza-se por ter um grande potencial energético e, nas épocas de chuva, as usinas têm um grande potencial armazenado, intensificado nos anos que existe a entrada do fenômeno El Niño. Segundo o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) a última forte entrada do fenômeno foi nos anos de 2015 e 2016, como mostra na tabela seguinte.

Tabela 1 - Ocorrência do El Niño

1911-1912
1913-1914
1914-1915
1918-1919
1919-1920
1925-1926
1930-1931
1939-1940
1940-1941
1941-1942
1951-1952
1952-1953
1957-1958
1963-1964
1965-1966
1968-1969
1969-1970
1972-1973
1976-1977
1979-1980
1982-1983
1986-1987
1987-1988
1991-1992
1992-1993
1997-1998
2002-2003
2006-2007
2009-2010
2015-2016

Legenda:

Forte

Moderada

Fraca

Fonte: INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS, 2019

Apesar dos casos de seca serem menos comuns comparados aos casos de inundação da região, eles também afetam os valores contratos de MUST (AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS, 2015). Essas secas são marcadas quando



ocorre a entrada do fenômeno La Niña, registrados pelo INPE de forma moderada nos anos de 2017 e 2018.

Tabela 2 - Ocorrência do La Niña

1892-1893
1893-1894
1903-1904
1906-1907
1908-1909
1909-1910
1910-1911
1916-1917
1917-1918
1924-1925
1933-1934
1937-1938
1938-1939
1942-1943
1949-1950
1954-1955
1955-1956
1967-1968
1970-1971
1973-1974
1975-1976
1988-1989
1998-1999
1999-2000
2007-2008
2010-2011
2017-2018

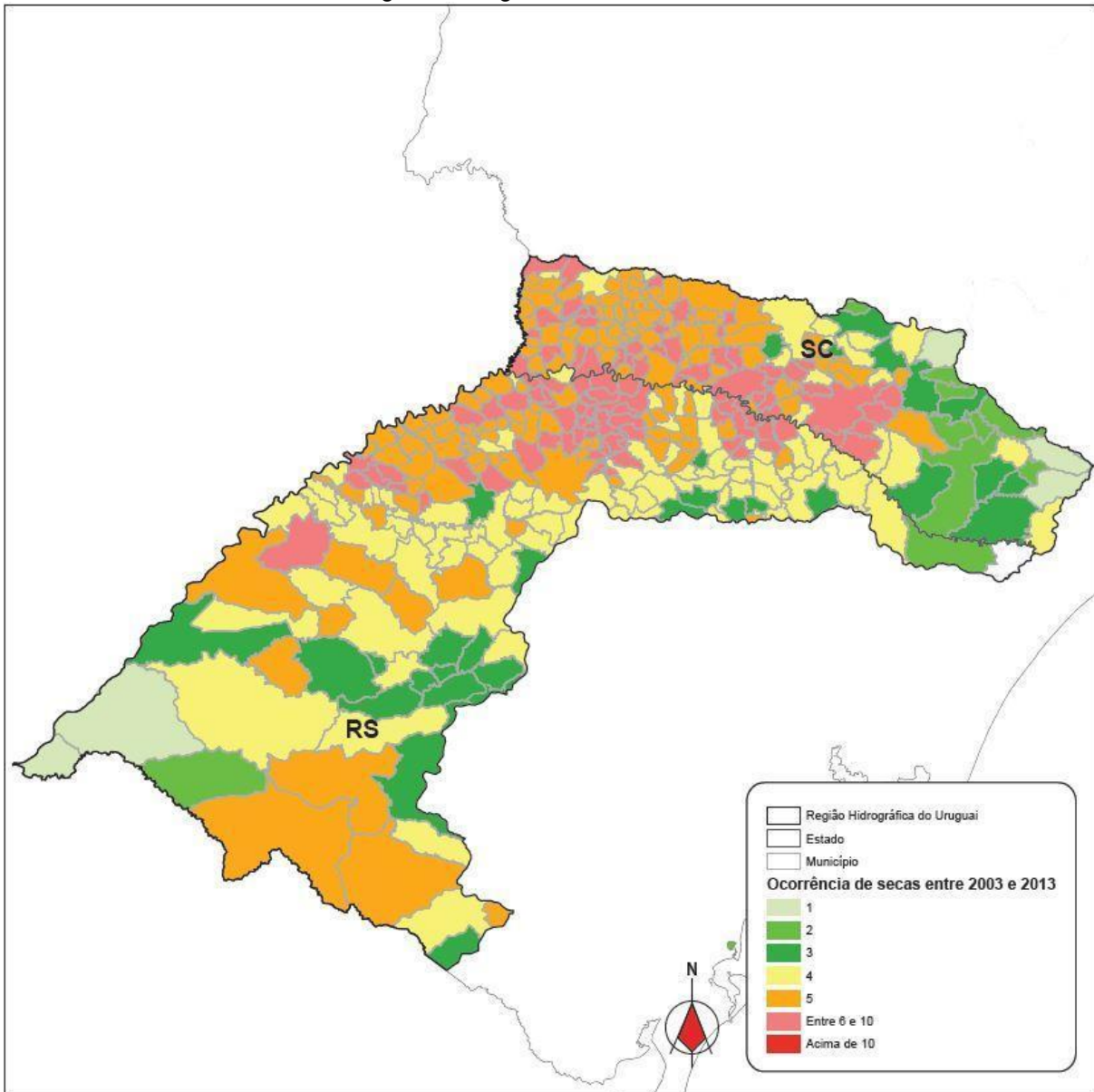
Legenda:

Forte	Moderada	Fraca
-------	----------	-------

Fonte: INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS, 2019

Os casos mais graves de secas ocasionadas aconteceram na década de 40, e o mais recente caso ocorreu entre 2017 e 2018 sendo um caso mais moderado de secas na região. Na figura 5 é constatada as cidades onde mais houve casos de secas entre os anos de 2003 e 2013.

Figura 5 - Frequência de ocorrência de eventos críticos de secas nos municípios da região hidrográfica Uruguai entre 2003 e 2013



Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS, 2015.

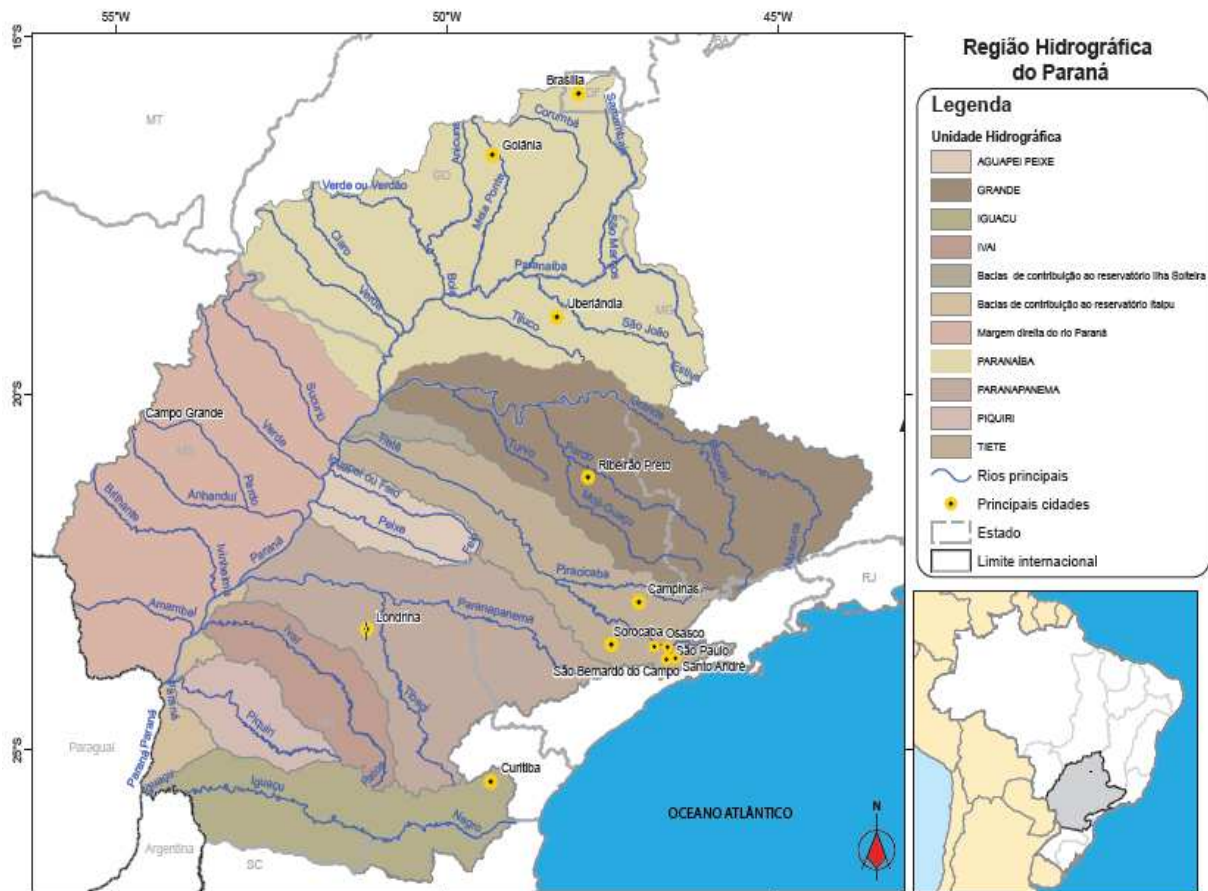
Essas influências climáticas e populacionais afetam diretamente nos valores contratados de MUST em Pato Branco, Foz do Chopim e Realeza Sul, pois essa região de produção do rio Uruguai é transmitido pelo SIN por Xanxerê, ocorrendo nesses pontos o intercâmbio de geração.

### 3.3 INFLUÊNCIA DA BACIA DO PARANÁ NO MUST

Além da região do Uruguai, a região hidrográfica do Paraná traz grande influência para os estudos elétricos dos pontos de MUST selecionados. A bacia do Paraná possui uma área aproximada de 879.873km<sup>2</sup>, especificamente na unidade

hidrográfica do rio Iguaçu, onde estão instaladas as principais usinas e cobre uma superfície aproximada de 65.893 km<sup>2</sup> (AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS, 2010). A figura 6 expõe as regiões hidrográficas do Paraná.

Figura 6 - Unidades hidrográficas da RH Paraná e principais cidades

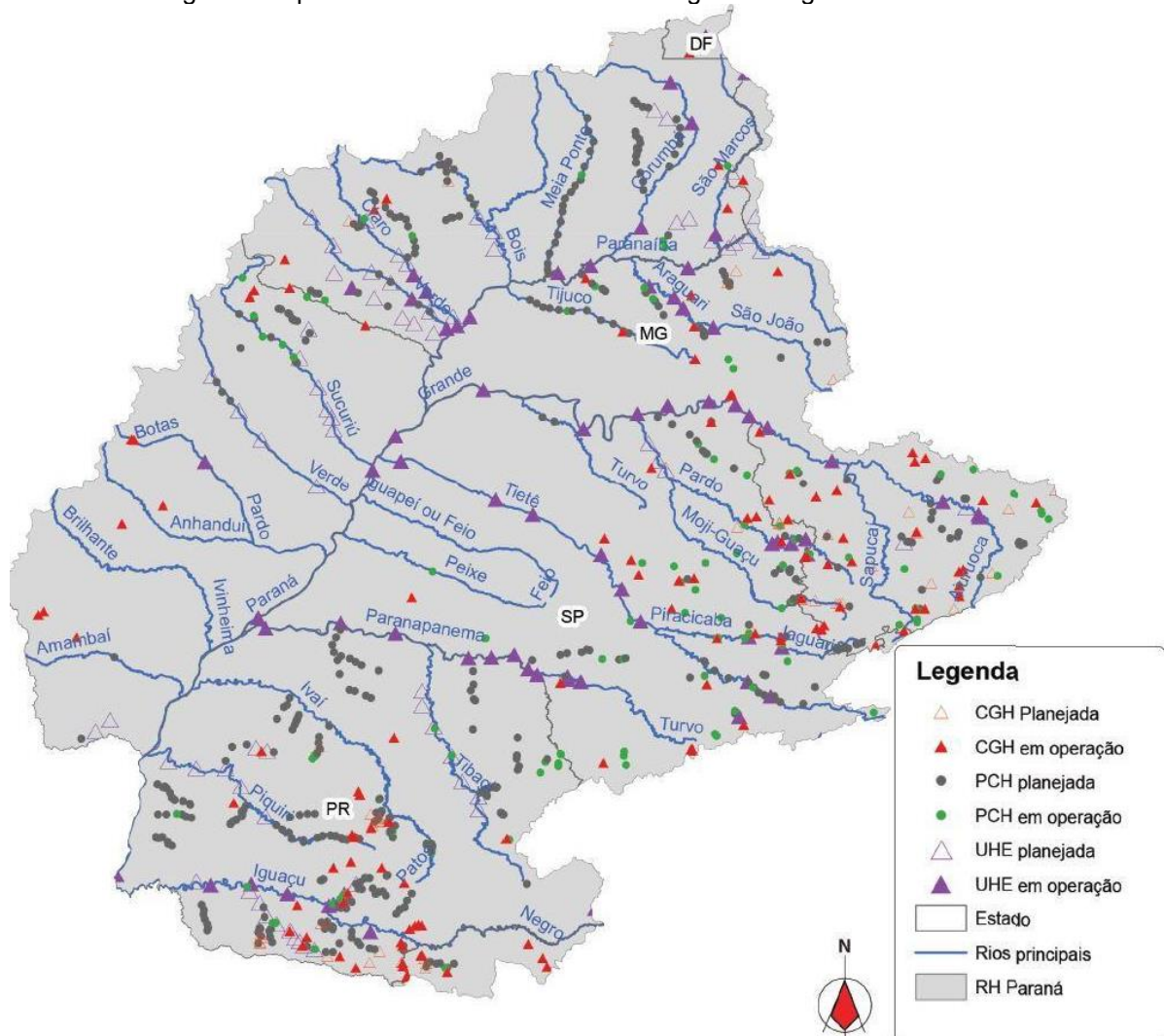


Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS, 2015.

Essa região apresenta um clima quente e úmido (clima subtropical úmido) com elevada pluviosidade e, como a região do Uruguai, é afetada diretamente pela entrada de fenômenos climáticos que influenciam nas condições meteorológicas da região e, conseqüentemente, na produção de energia das usinas (AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS, 2015).

Na figura 7, pode-se observar a variedade de Usinas da região do rio Iguaçu, contendo grandes Usinas, e diferentes portes, como PCHs e CGHs (centrais de geração hidrelétrica), as quais impactam diretamente nos pontos de estudo.

Figura 7 - Aproveitamentos hidrelétricos na região hidrográfica do Paraná



Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS, 2015.

Mais especificamente a unidade hidrográfica do rio Iguçu, região onde se encontra a região, têm uma capacidade instalada de quase 7 MW, o que representava 10,1 % em 2003 (AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS, 2015). Na Figura 8, fica mais clara a região estudada, assim como toda a hidrografia.

## Hidrografia

Figura 8 - Hidrografia da região em estudo



Fonte: SECRETARIA DO MEIO AMBIENTE E RECURSOS HÍDRICOS, 2010

Devido a esses tipos de construção, a região fica muito suscetível a épocas de secas e cheias, variando diretamente na potência injetada na rede. Essa variação será analisada nas simulações, apresentando os gráficos fornecidos pelo ONS das usinas e PCHs que influenciam diretamente os pontos de medição do montante.

### 3.4 USINAS COM INFLUÊNCIA SOBRE OS PONTOS DE CONTRATAÇÃO

A partir das informações sobre os locais e influências climáticas onde se encontram essas usinas hidrelétricas, é possível analisar as gerações destas usinas nos últimos anos com o objetivo de fazer um levantamento dos meses mais críticos de injeção de potência nos pontos de interligação.

As principais usinas hidrelétricas da região da bacia do Uruguai, no rio Chapecó, que influenciam os pontos de estudo que são:

- UHE Passo Fundo
- UHE Foz do Chapecó
- UHE Alzair dos Santos Antunes
- UHE Santo Ângelo
- UHE Itá
- UHE Campos Novos
- UHE Barra Grande

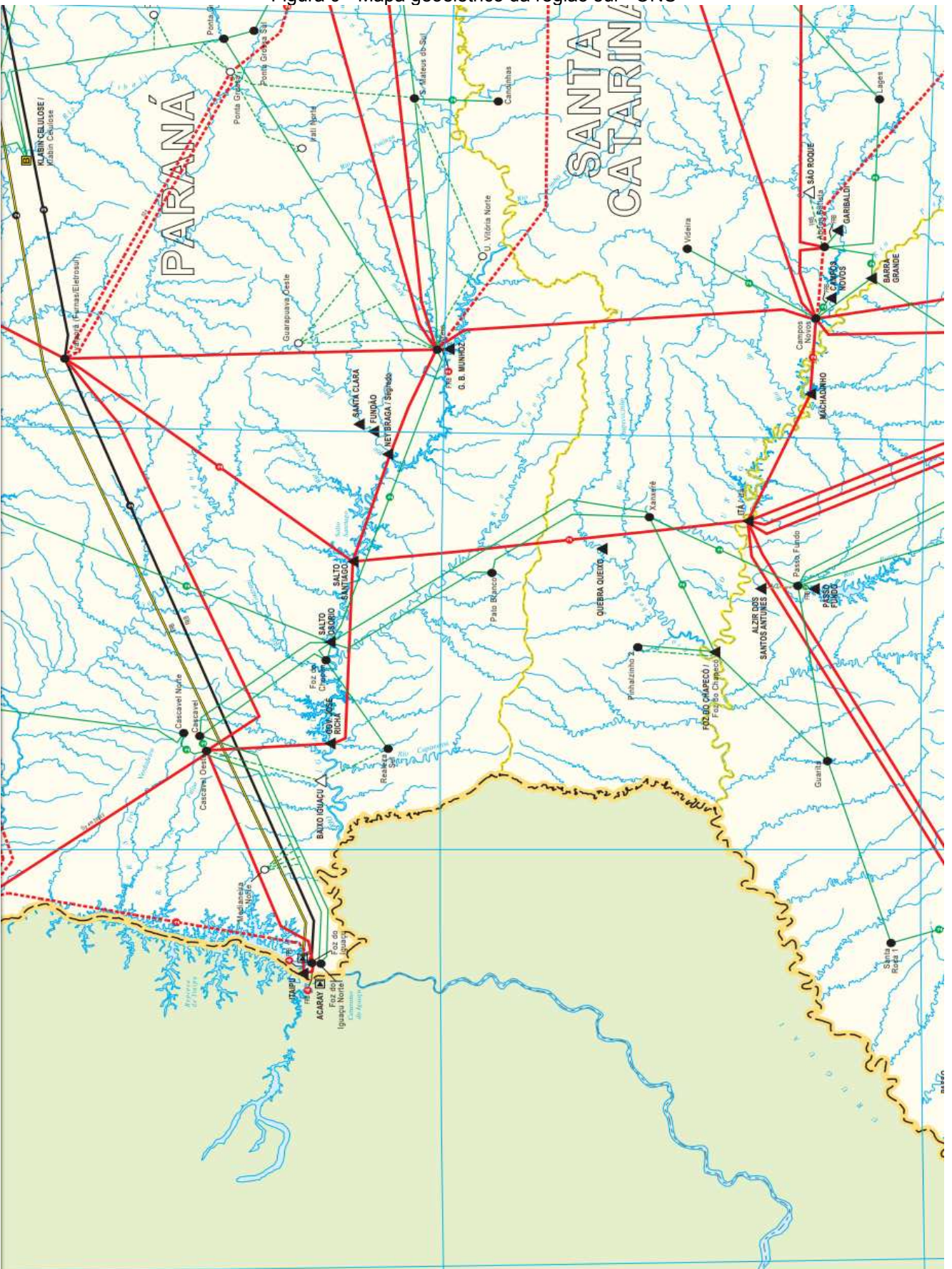
- UHE Machadinho
- PCH Ludesá
- PCH Santa Luzia do Alto
- PCH Victor Baptista Adami

Listando as Usinas hidrelétricas e PCHs da região da Bacia do Uruguai, faz-se o mesmo sobre as bacias do rio Iguaçu que são:

- UHE Salto Osório
- UHE Salto Santiago
- UHE Ney Braga
- UHE Governador José Richa
- UHE Areia
- UHE Santa clara
- UHE Fundão
- UHE Bento Munhoz da Rocha Neto
- PCH de Foz do Chopim

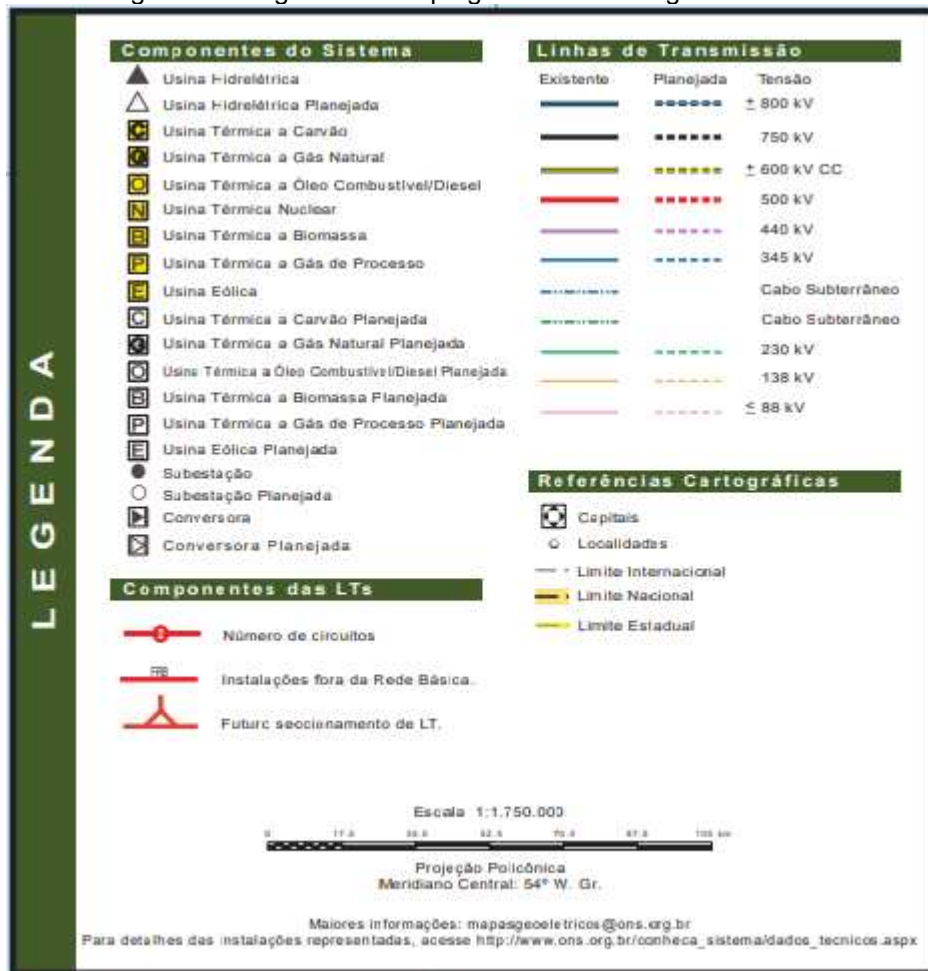
As usinas que estão conectadas com o SIN estão representadas no Mapa geoeletrico da região sul, fornecido pelo ONS, e estão ampliadas na figura 9, para uma melhor análise da região de estudo. As demais usinas estão representadas no mapa geoeletrico da COPEL, que apresenta o sistema básico e as linhas de 138 kV da região, ver figura 11.

Figura 9 - Mapa geoeletrico da região sul - ONS



Fonte: ONS,2018.

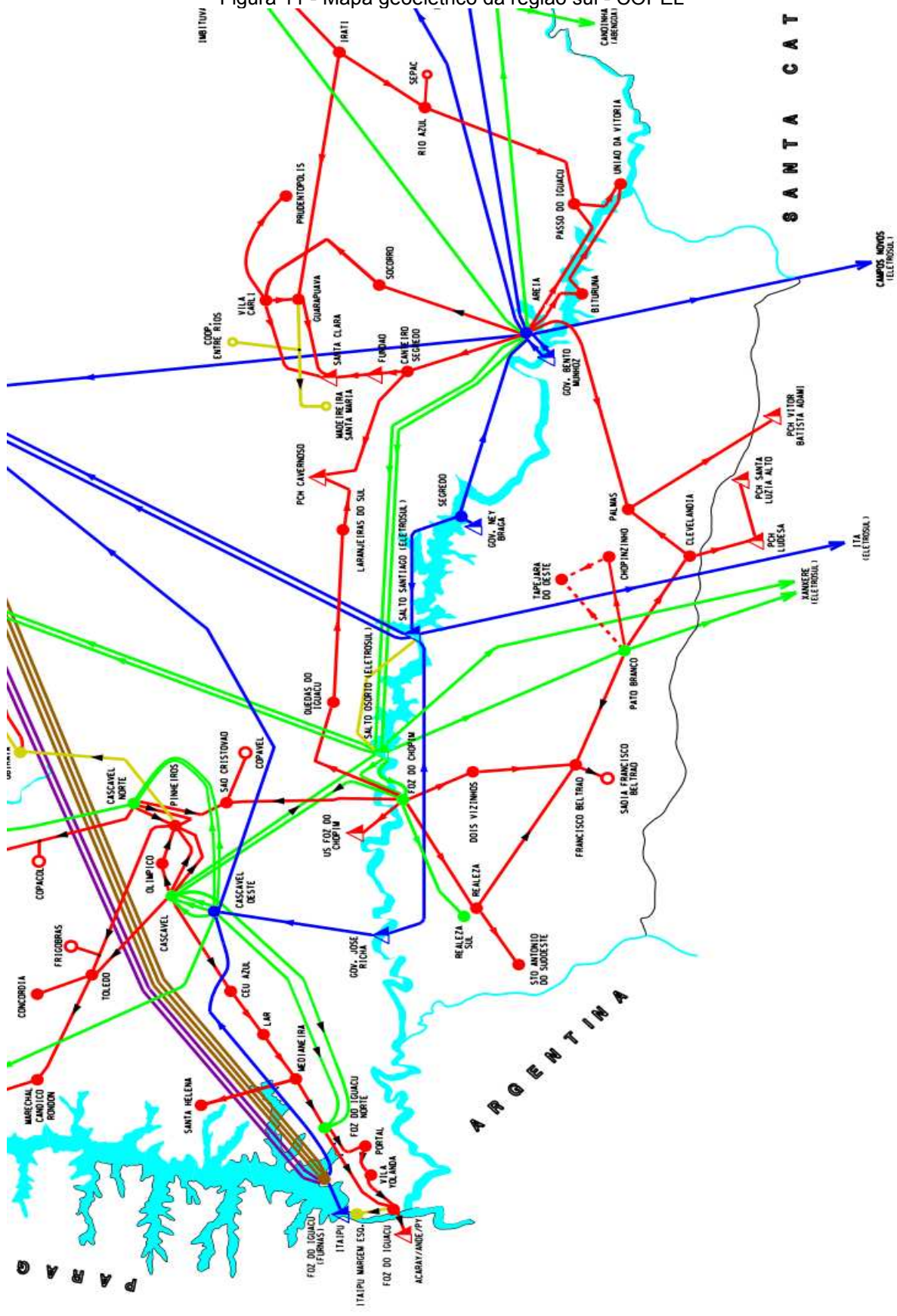
Figura 10 - Legenda do mapa geoeletrico da região sul - ONS



Fonte: ONS,2018.





Figura 11 - Mapa geoeletrico da região sul - COPEL



Fonte: COPEL-DIS, 2019 (interno).

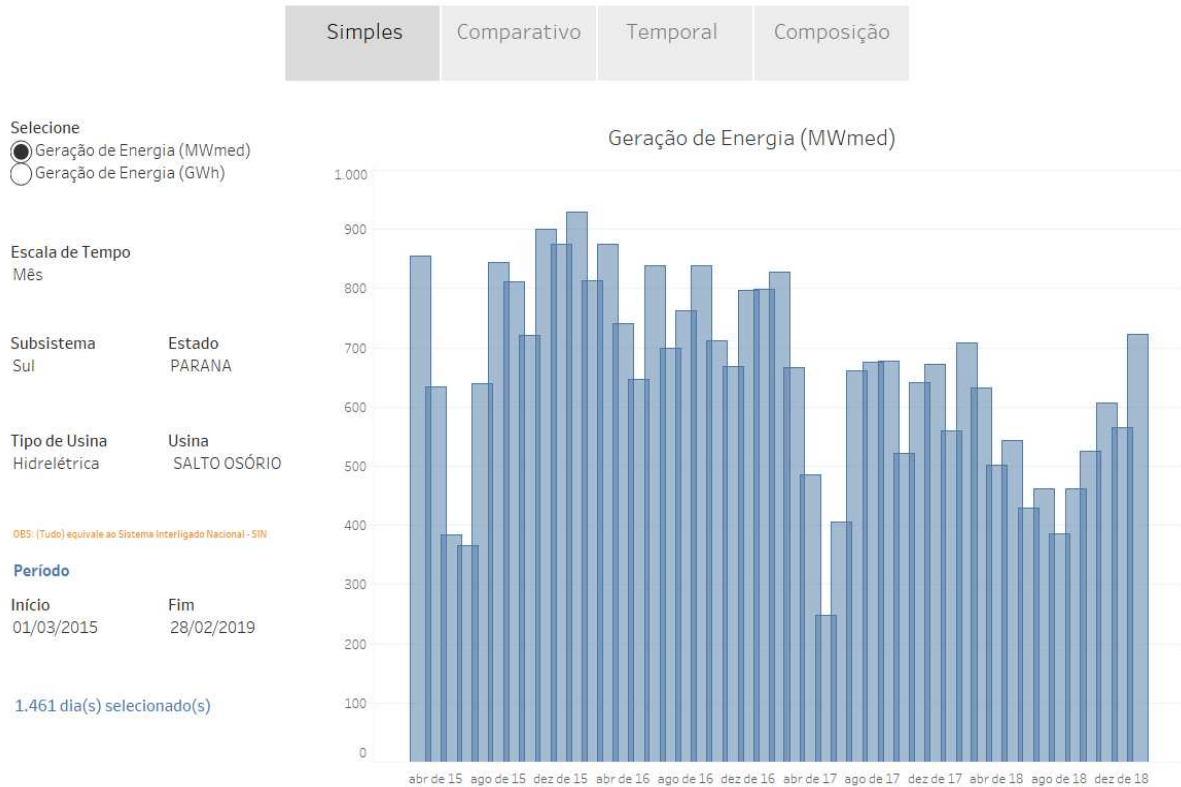
Figura 12 - Legenda do mapa geolétrico da região sul - COPEL

CONVENÇÕES	
	SUBESTACAO
	GRANDE CONSUMIDOR
	US HIDRELETRICA
	US TERMOELETRICA
	LT 765 kV
	LT 660 kV CC
	LT 525 kV
	LT 230 kV
	LDAT 138 kV
	LDAT 88 kV e 69 kV
	LDAT 138 kV (Rede de Operacao do DNS)

Fonte: COPEL-DIS, 2019 (interno).

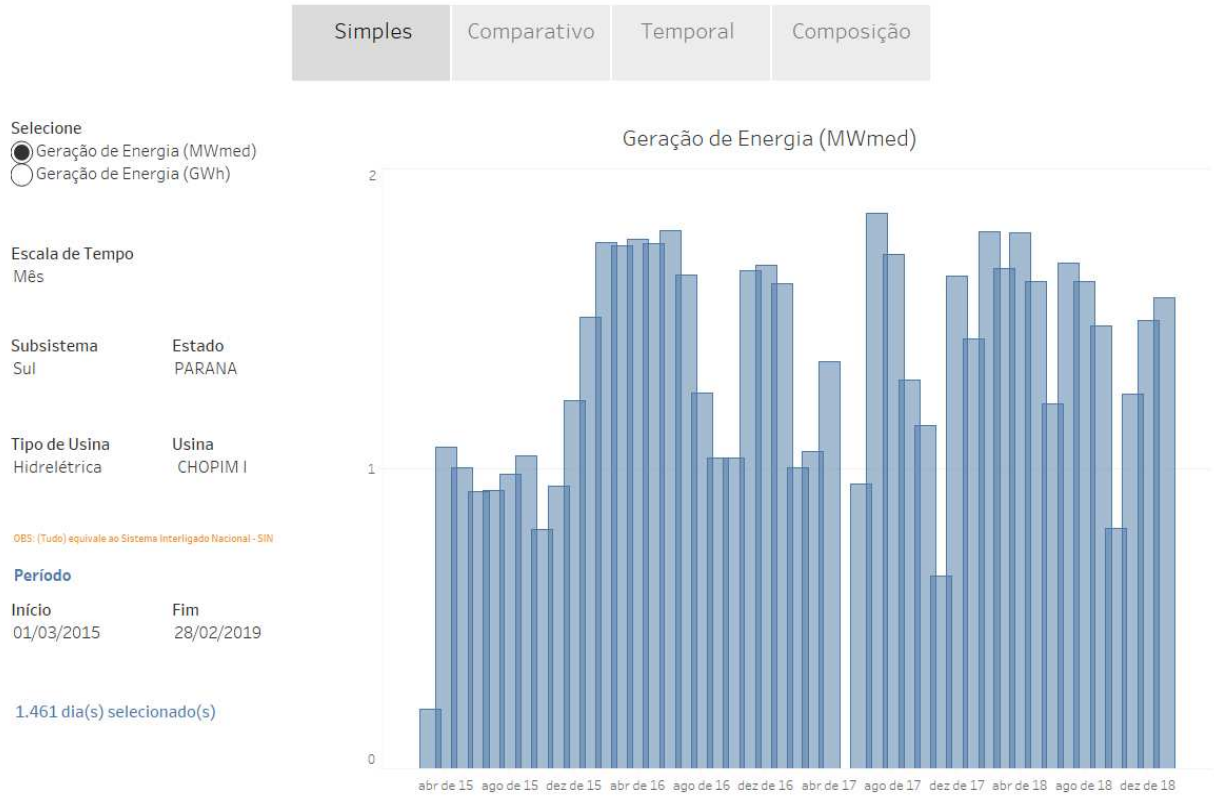
Para análise das informações das variações, sendo elas climáticas ou tipo de construção, serão observados os gráficos, figuras 13 e 14, da geração média de 2 usinas da mesma bacia, porém com estilo de construção diferente.

Figura 13 - Geração de energia Usina de Salto Osório



Fonte: ONS

Figura 14 - Geração de energia Usina de Chopim 1



Fonte: ONS

O primeiro fator observado é a diferença entre a média de produção entre a usina do tipo fio d’água e a que apresenta um reservatório d’água de maior volume.

Além disso, pode ser visto a influência do La Niña nos meses entre 2017 e 2018 - principalmente nos meses entre abril e agosto de 2017 – em que ocorre uma grande baixa, ou até a não geração, na produção das usinas. E, também, a influência do El Niño, entre 2015 e 2016, em que as médias de geração se manteve em níveis altos e estáveis.

### 3.5 REMANEJAMENTO DE CARGAS

Os remanejamentos de carga no ano de 2018 foram o principal fator das violações dos valores contratados do MUST. Os da rede básica e os remanejamentos de carga da distribuição foram responsáveis por quase 2/3 de toda a ineficiência do valor contratado.

Este procedimento é definido como uma transferência de carga entre instalações de um sistema elétrico (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA

ELÉTRICA, 2012) e é realizado quando há alguma manutenção ou troca de equipamento na rede básica, se é preciso transferir cargas de uma subestação para outra ou até mesmo é utilizada para aliviar o MUST de alguma subestação em caso de emergência.

Então este procedimento pode ser tanto de emergência, contribuindo para a ineficiência do MUST ou algum procedimento programado que pode ajudar para manter os níveis de contratação dentro dos parâmetros.

Cada caso de remanejamento de carga deve ser estudado a parte, levando em conta a situação atual do sistema, e modificando diretamente nos pontos o carregamento de carga no transformador.

### 3.6 SISTEMA ELÉTRICO DA REGIÃO

A partir de relatórios fornecidos e da figura 9 do sistema elétrico da COPEL, o entendimento do sistema da região será exemplificado a seguir para garantir a melhor análise a partir do momento que se iniciarem as simulações para a determinação do MUST nos pontos escolhidos. O ponto de medição de Pato Branco tem ligação direta com o ponto de intercâmbio de Xanxerê e Salto Osório, que pode ter um fluxo de potência tanto na direção da região sul, como na direção das barras de Pato Branco e da Usina de Salto Osório, dependendo da época do ano, da geração e do carregamento de carga. Neste ponto, há também o despacho direto para Francisco Beltrão, Chopinzinho e Clevelândia. Este último tem ligação com as PCHs Ludesa e Santa Luzia Alto e, mais a frente, com a Subestação de Palmas, com as usinas do rio Iguaçu e com a PCH Vítor Batista Adami.

O ponto de medição de Foz do Chopim tem ligação pela rede básica com Realeza Sul, com a usina de Salto Osório e com a barra de 230 kV de Cascavel, interligando-se com toda região oeste do Paraná, onde tem influência da geração da Usina de Itaipu que tem sua transmissão por linhas de 525 kV. Outras usinas do rio Iguaçu estão ligadas pelas linhas de transmissão de 138 kV da COPEL, as quais injetam potência na rede da transmissão da COPEL, reduzindo os valores nos pontos de medição do MUST.

Já o ponto de Realeza Sul, atualmente é radialmente conectada com Foz do Chopim e sofre basicamente das mesmas influências desta. Porém, em agosto

de 2019 ocorreu a entrada no sistema da linha que interliga a Usina do Baixo Iguaçu diretamente com a barra de 230 kV de Realeza Sul, que anteriormente era ligada apenas com a barra de Cascavel 230 kV.

Além disso algumas obras estão previstas para serem implantadas no sistema para 2020, para esses casos, será realizado um estudo prevendo a entrada dessa obra e sem a entrada, no caso que algo interfira no andamento das obras.

#### 4. ANAREDE

O Programa de Análise de Redes, conhecido como ANAREDE, é um *software* desenvolvido pelo CEPEL que possibilita realizar estudos de operação em tempo real e planejamento de sistemas elétricos de potência em regime permanente. O programa consiste na integração de programas de análise de fluxo de potência, equivalência de redes, análise de contingências, análise de sensibilidade de tensão, redespacho de potência ativa e fluxo de potência continuado (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018).

Simulações de operação são realizadas com o intuito de analisar o estado da rede após perdas de linhas, alterações de carga ou de geração. Com a análise dos dados obtidos pode-se planejar futuras paradas de operação de manutenção e estratégias preventivas para contingências críticas. Também é possível simular novas configurações de rede a fim de prever a entrada de novas linhas, barras e gerações no sistema elétrico atual. As simulações e resultados obtidos neste trabalho são referentes à versão 10.03.00 do ANAREDE. Pode-se conferir os recursos dessa versão na figura 15.

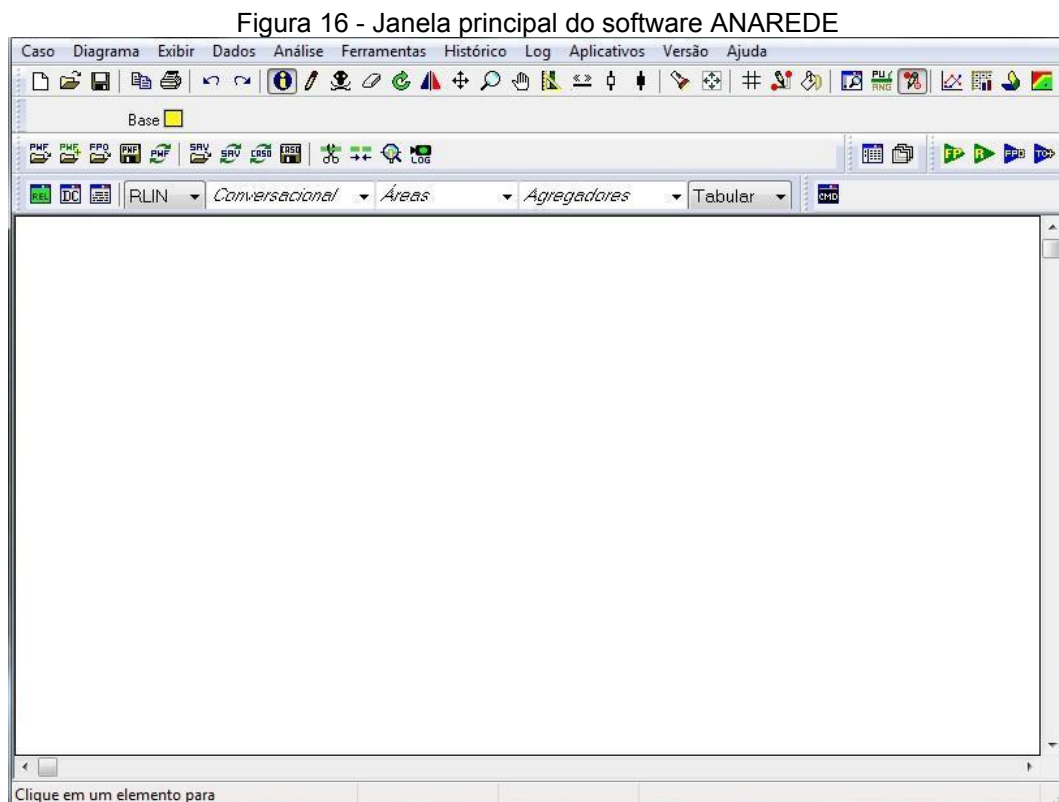
Figura 15 - Recursos do ANAREDE v 10.03.00

Descrição	Número de Elementos
Barras CA	20000
Geradores	6000
Geradores Individualizados	24000
Shunts de barra CA	8000
Bancos de Capacitores/Reatores Individualizados	5000
Áreas	200
Cargas Função da Tensão	10000
Cargas Individualizadas	40000
Barras de Controle Remoto	1000
Grupos Limites de Tensão	200
Grupos Base de Tensão	200
Barras CA de Referência	5000
Motores/Geradores de Indução	2000
Circuitos CA	40000
Transformadores	16000
Transformadores Defasadores	3000
Compensadores Série Controláveis	400
Compensadores Estáticos de Reativo	400
Circuitos de Interligação	28000
Shunts de circuito CA	4000
Elos CC	36
Barras CC	216
Linhas CC	72
Conversores CA-CC	144
Barras de Interface CA-CC	72
Barras CA Monitoradas	14000
Gerações Monitoradas	14000
Circuitos CA Monitorados	28000
Barras Retidas/Fronteiras	5000
Contingências simples de circuito	1000
Contingências simples de geração	1000
Contingências simples de carga	1000
Contingências simples de shunt	1000
Tensões Tabeladas	1000
Gerações Ativas Tabeladas	1000
Gerações Reativas Tabeladas	1000
Fluxos Tabelados	6000
Barras com representação gráfica	4000
Circuitos com representação gráfica	8000
Elementos com representação gráfica [ Cargas + Geradores + Motores / Geradores + Shunts_barraCA + 2x (Shunts_circuitoCA) + Conversores CA-CC]	7168
Shunts de circuito CA com representação gráfica	320
Pontos de Quebra de Circuito CA	30000
Barramentos Candidatos	150
Subáreas	75
Áreas para Cálculo de Margem de Transmissão	37
Barramentos Candidatos por Subárea	8
Subáreas por Área	8
Subestações	150
Permutações	5040

Fonte: ANAREDE, 2019

## 4.1 INTERFACE GRÁFICA

Na janela principal do ANAREDE, figura 16, está disponível o acesso aos menus para configuração e gerenciamento de dados do programa, a barra de ferramentas e a área de trabalho. Os menus permitem um acesso rápido para algumas funções como inserir e apagar elementos, aumentar e diminuir o *zoom*, executar o fluxo de potência, salvar arquivos e etc. Na área de trabalho é possível montar novos diagramas ou carregar diagramas existentes (Manual ANAREDE).



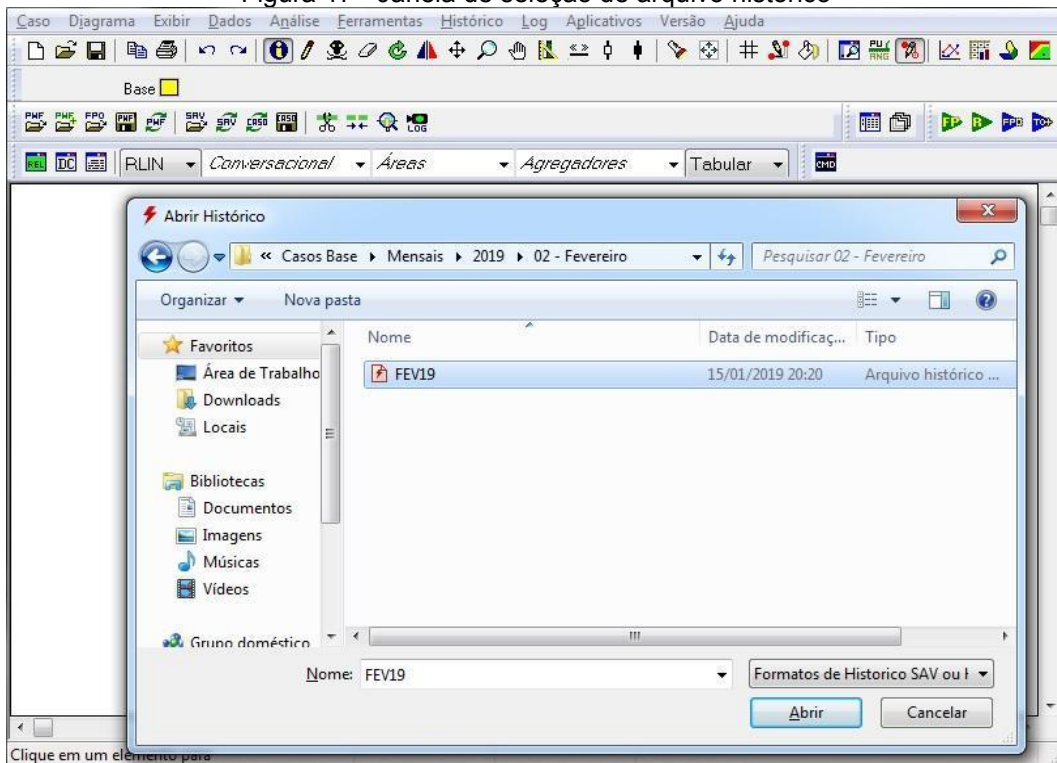
Fonte: ANAREDE, 2019

## 4.2 CARREGAMENTO DE CASOS

Para abrir um caso existente no ANAREDE, deve-se clicar em “histórico” na barra de menus textual e então selecionar a opção “abrir” conforme a figura 17.



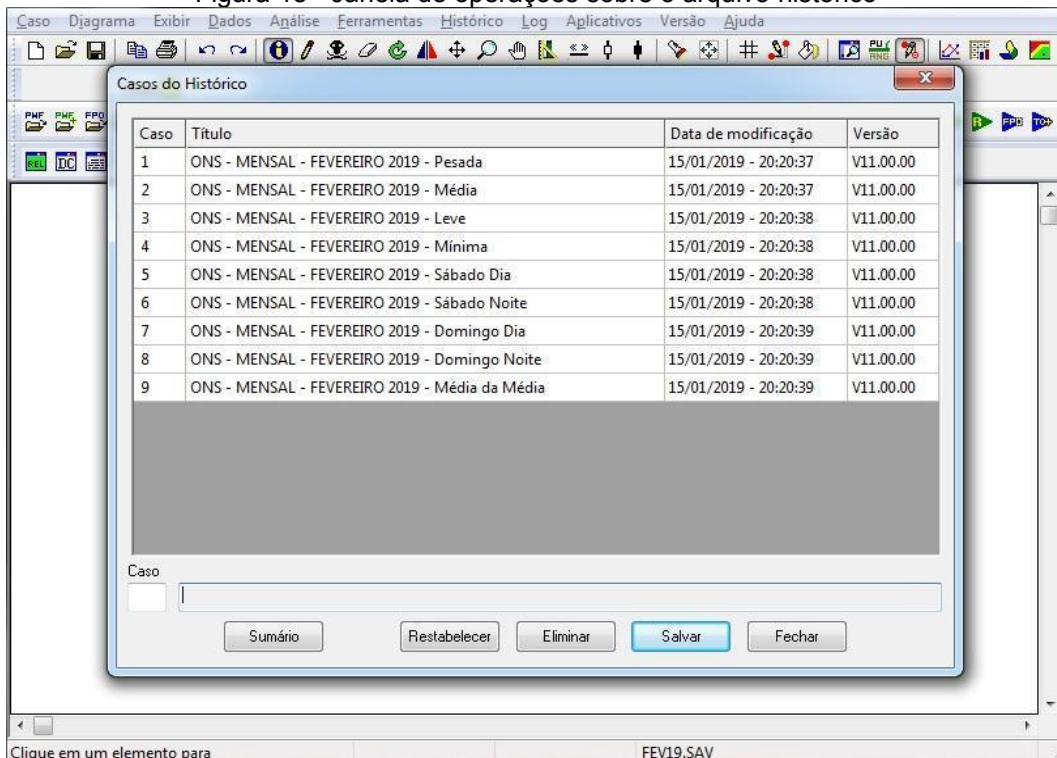
Figura 17 - Janela de seleção de arquivo histórico



Fonte: ANAREDE, 2019

Será disponibilizada a janela para a seleção do caso desejado, figura 18. Deve-se escolher uma das opções e clicar em “restabelecer”.

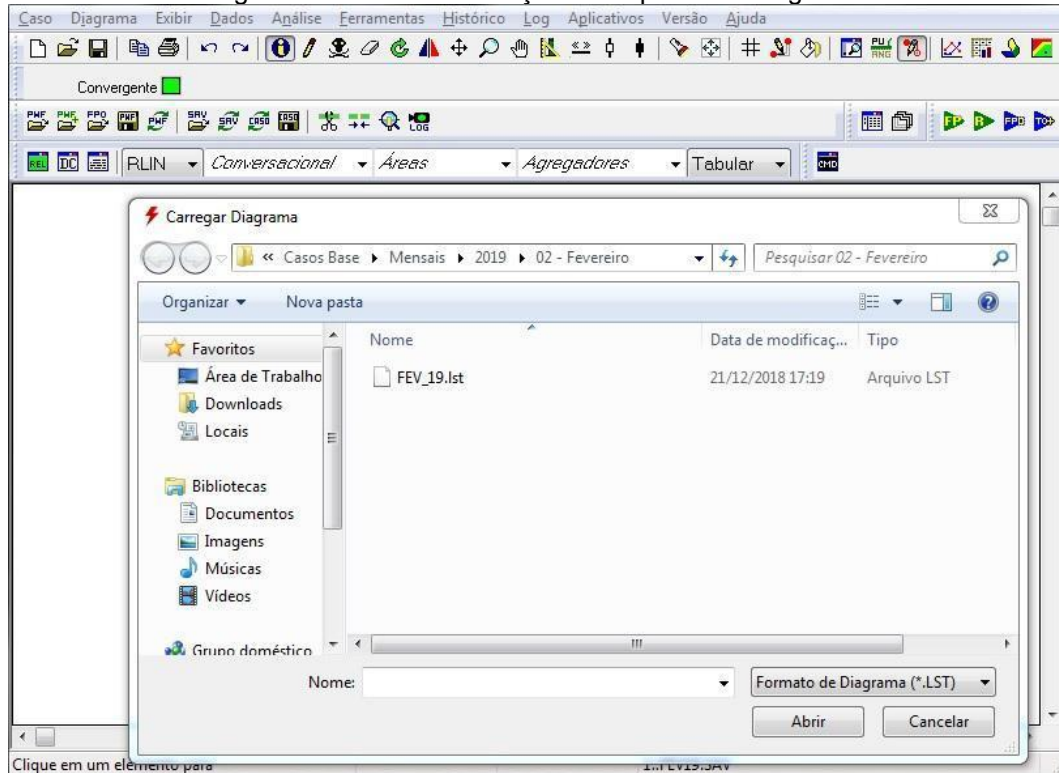
Figura 18 - Janela de operações sobre o arquivo histórico



Fonte: ANAREDE, 2019

Ficará disponível uma janela contendo o relatório do caso escolhido, figura 19, e será possível carregar o diagrama do caso. Para isso, deve-se clicar em “diagrama” na barra de ferramentas e selecionar a opção “carregar”.

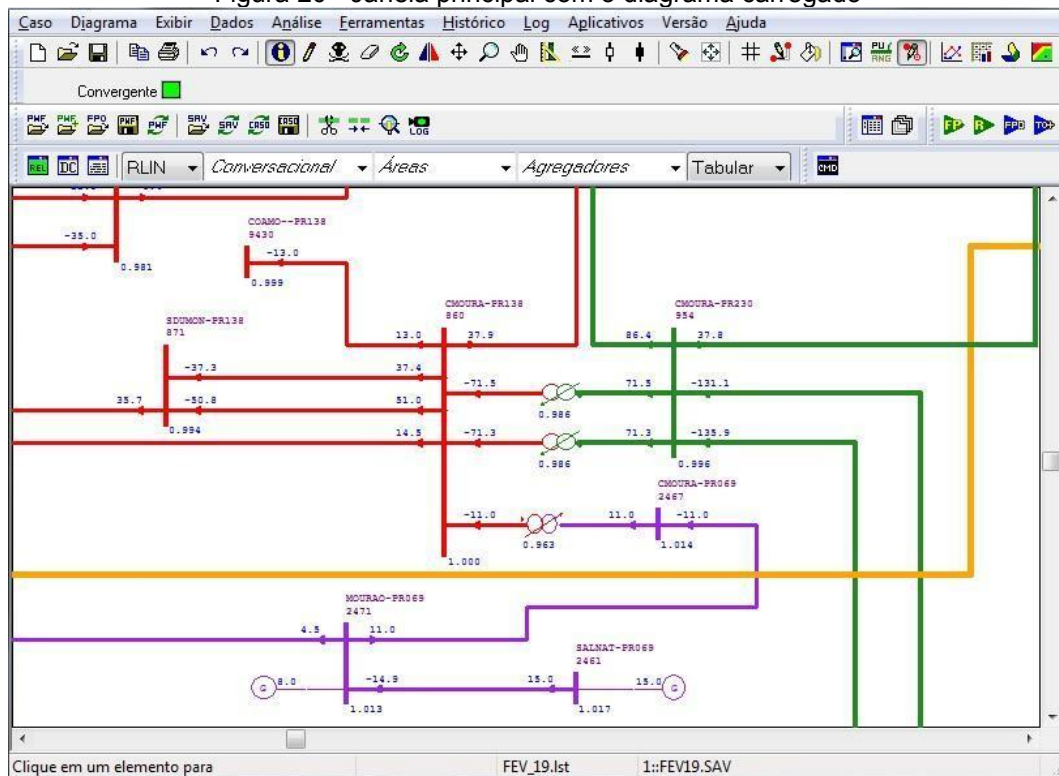
Figura 19 - Janela de seleção de arquivos de diagrama



Fonte: ANAREDE, 2019

O ANAREDE irá carregar o diagrama escolhido e o mesmo ficará disponível para realizar simulações e alterações conforme desejado como retratado na figura 20.

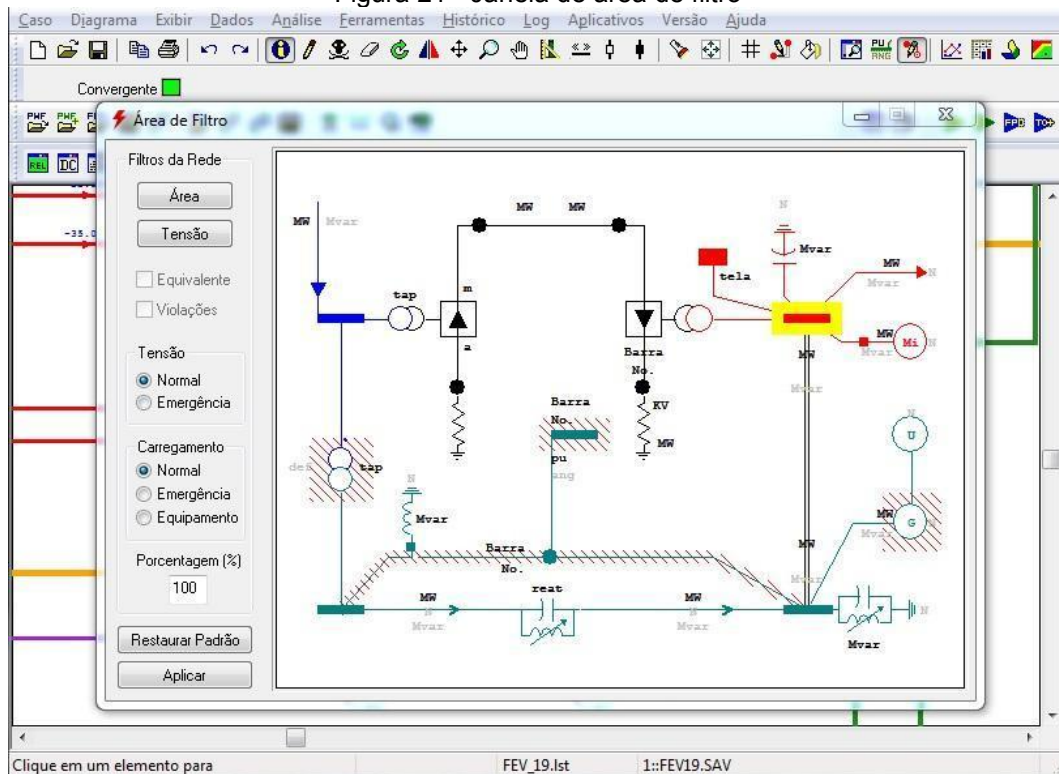
Figura 20 - Janela principal com o diagrama carregado



Fonte: ANAREDE, 2019

Para facilitar a visualização dos dados do diagrama é utilizado o menu de filtros. Nele é possível determinar quais elementos da rede serão visualizados, as grandezas associadas a ele e a unidade de cada grandeza. Para abrir a área de filtros deve-se clicar no ícone de filtros, na barra de ferramentas.

Figura 21 - Janela de área de filtro



Fonte: ANAREDE, 2019

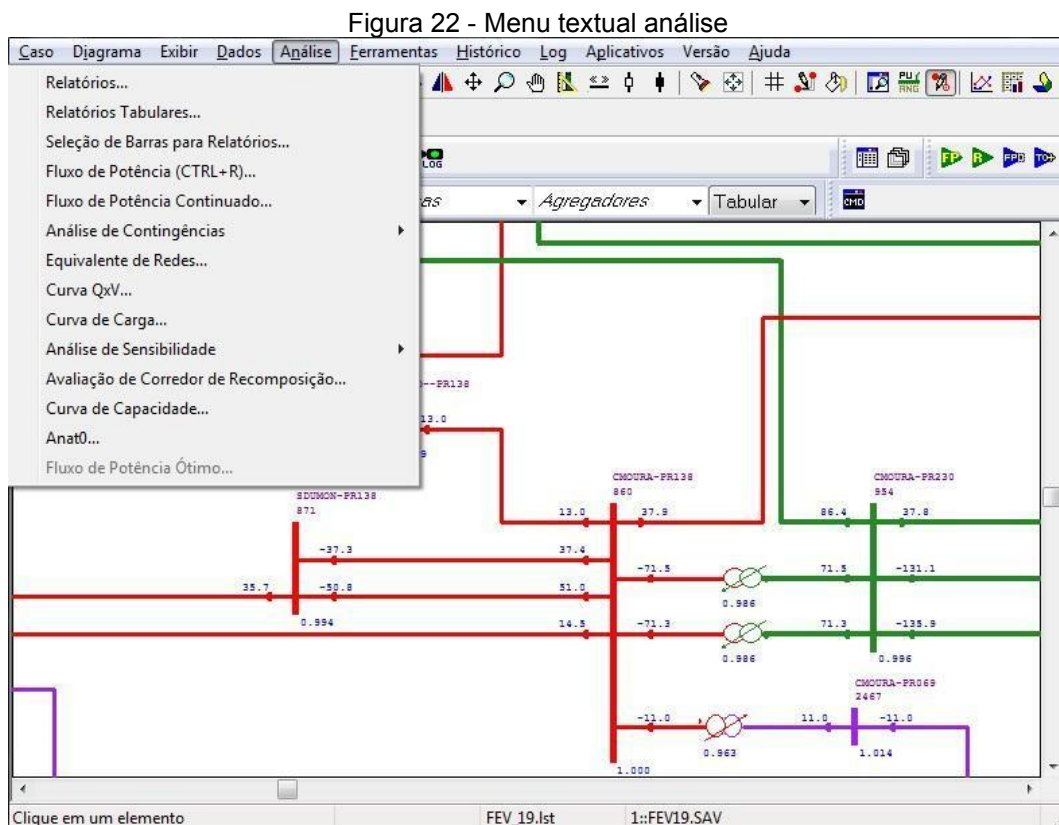
Na janela de filtros, figura 21, é possível habilitar e desabilitar a visualização de elementos, porém não é possível desabilitar barras, linhas de transmissão, transformadores e compensadores. Os demais elementos podem ser desabilitados com um clique com o botão esquerdo do *mouse* sobre o elemento até que o mesmo fique desabilitado. Também pode-se selecionar a grandeza e unidade desejada para os elementos da rede. Para alterá-la deve-se clicar repetidamente com o botão esquerdo do *mouse* sobre a legenda até que seja exibida a unidade desejada.

Filtros de violação de tensão, carregamento e geração de potência reativa também podem ser ativados ou não. O filtro de violação de tensão monitora a tensão nas barras do sistema. Caso o limite mínimo de tensão na barra seja violado (0,95 pu), a mesma será hachurada em azul indicando uma subtensão. Se o limite máximo for violado (1,05 pu) ela ficará hachurada em vermelho, indicando uma sobretensão. O filtro de violação de geração de potência reativa monitora os geradores do sistema. Caso um gerador viole o limite mínimo de geração, ele ficará hachurado em azul. Se o limite máximo for violado, o elemento ficará hachurado em vermelho. Por último, o filtro de violação de carregamento verifica

os limites de carregamento normal de linhas e transformadores. Caso o limite seja violado, o equipamento ficará hachurado em vermelho.

### 4.3 ANÁLISE DE DADOS

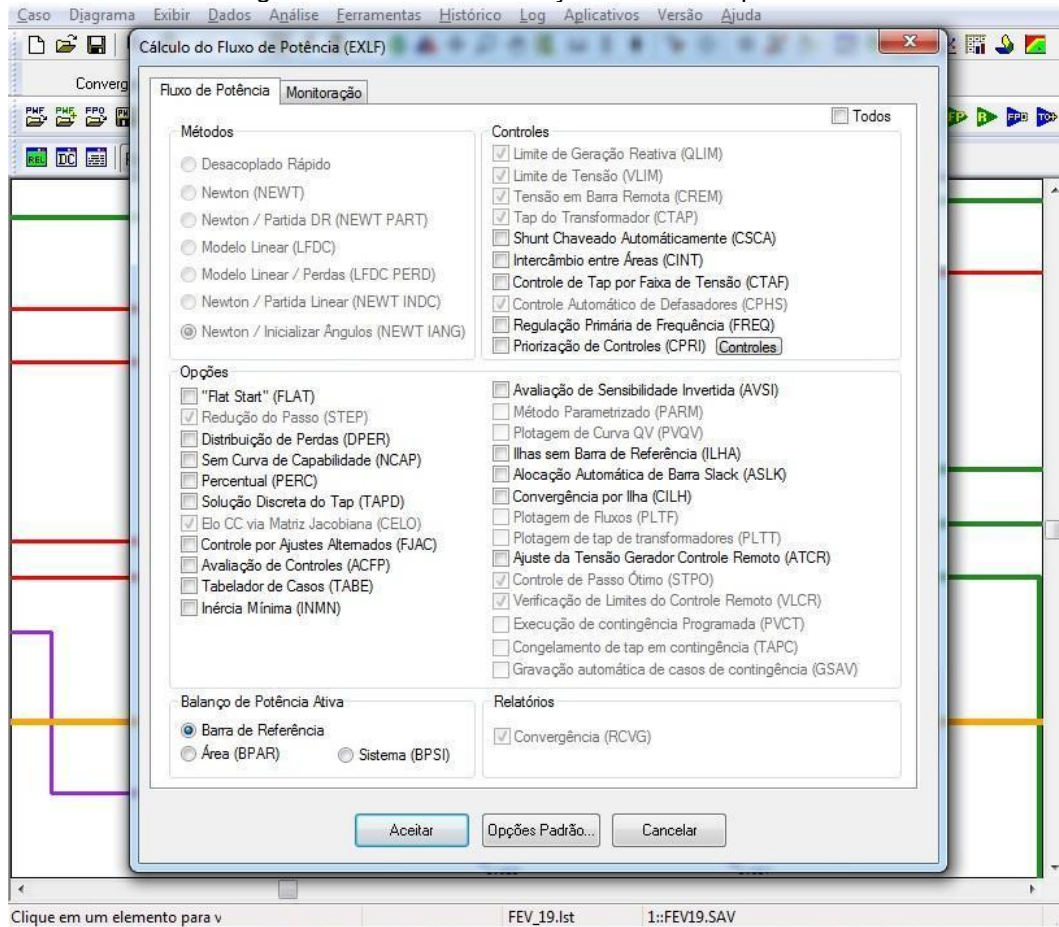
Após carregar ou montar um diagrama na área de trabalho, é possível fazer a análise do sistema elétrico de potência. O ANAREDE permite análises de fluxo de potência, fluxo de potência continuado, contingências, equivalente de rede, entre outras funções. O menu de análises pode ser acessado na área de menus textuais, figura 22.



Fonte: ANAREDE, 2019

Selecionando a opção “fluxo de potência” abrirá uma janela, figura 23, para fazer a configuração do cálculo de fluxo de potência.

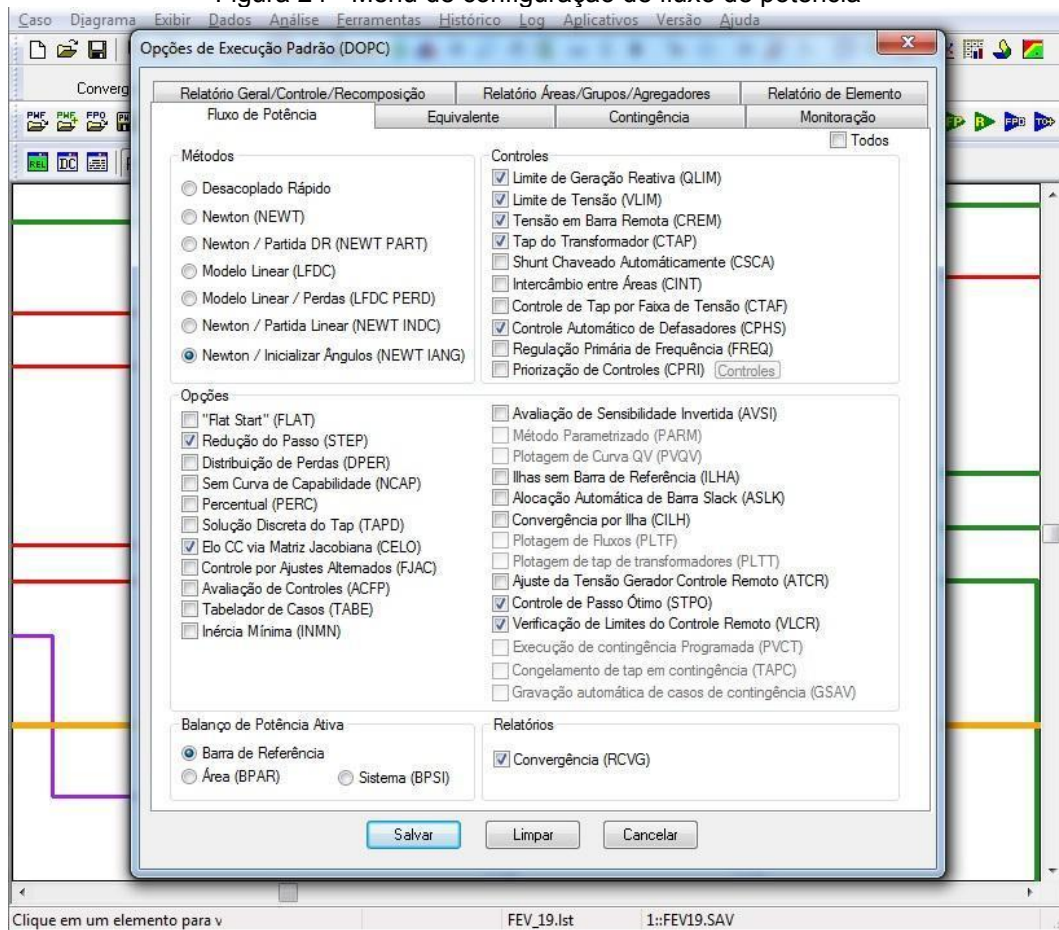
Figura 23 - Menu de execução de fluxo de potência



Fonte: ANAREDE, 2019

Como utiliza-se um caso de arquivo histórico, já se tem uma configuração. Porém basta clicar em “opções padrão” para disponibilizar a seleção de métodos, controles e opções, figura 24.

Figura 24 - Menu de configuração de fluxo de potência



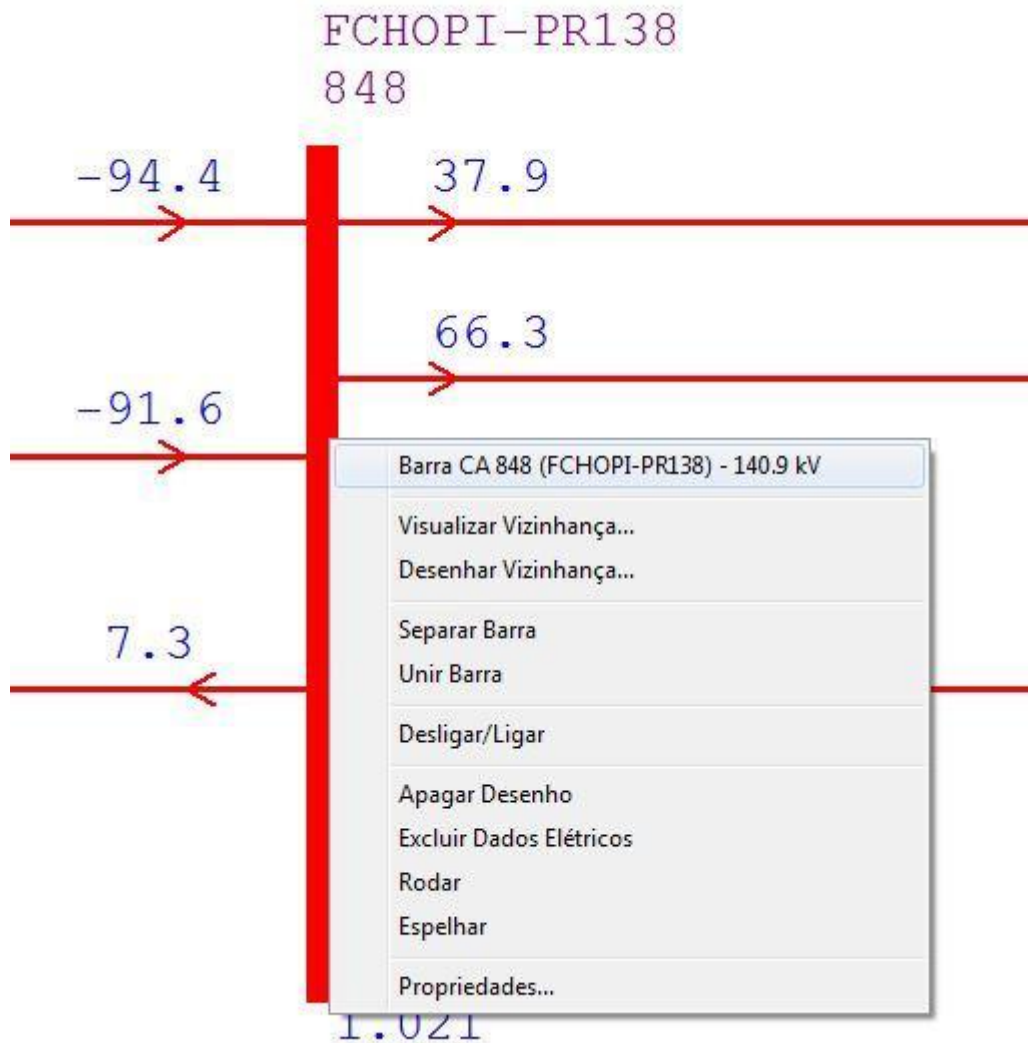
Fonte: ANAREDE, 2019

Após selecionar as opções desejadas, basta clicar em “salvar” e então em “aceitar” para rodar a solução do fluxo de potência. O resultado da convergência é indicado no canto superior direito, podendo ser convergente (verde), caso base ou não convergente (amarelo) e divergente (vermelho).

Também é possível executar o fluxo de potência através da barra de ferramentas ou pressionando o comando “Ctrl+R”. Neste modo o ANAREDE utilizará as configurações da última execução realizada.

Pode-se abrir a janela de Dados de Barra CA (DBAR) pressionando a tecla “shift” do teclado e clicando com o botão direito do mouse em cima da barra desejada, selecionando a opção com o nome da barra, conforme a figura 25.

Figura 25 - Direcionamento aos dados de barra



Fonte: ANAREDE, 2019

Dessa forma, torna-se disponível a janela DBAR, figura 26. Nela é possível verificar informações da barra CA como número de barra, nome, tensão, ângulo, tipo de barra, carga entre outras. Este menu será utilizado apenas para realizar alterações da geração ativa quando necessário. Os demais dados serão mantidos conforme o caso carregado.



Figura 26 - Dados de barra CA (DBAR)

The screenshot shows a dialog box titled "Dados de Barra CA (DBAR)". It contains the following fields and controls:

- Número:** 848
- Nome:** FCHOPI-PR138
- Tensão:** 1021 p.u.
- Ângulo:** -1.7 graus
- Tipo:** 0 - PQ
- VDef:** 1000 p.u.
- Grupo Limite de Tensão:** 5
- Grupo Base de Tensão:** G, 138 kV
- Área:** 22
- Barra Controlada:**  Controle Local
- Modo de Visualização:** 0 - Normal
- Ligado
- Carga Ativa:** [ ] MW
- Carga Reativa:** [ ] Mvar
- Geração Ativa:** .1 MW
- Geração Reativa:** 0. Mvar
- Geração Reativa Mínima:** 0. Mvar
- Geração Reativa Máxima:** 0. Mvar
- Limites Abertos
- Shunt Equivalente:** [ ] Mvar
- Shunt Individualizado (DBSH):** [ ] Mvar
- Carga Individualizada (DCAI) Ativa:** [ ] MW
- Carga Individualizada (DCAI) Reativa:** [ ] Mvar
- Agregadores:** [Empty list box]
- Primeira Vizinhança:**
  - Número:** [ ]
  - Nome:** [ ]
  - Mostrar:** [ ]
  - Trocar:** [ ]
- Buttons:** Inserir, Alterar, Remover, Limpar, Fechar

Fonte: ANAREDE, 2019

#### 4.4 TRATAMENTO DE DADOS

Os resultados das simulações são analisados e adicionados aos quadros de simulação de eventos. Encontra-se nelas o contrato de MUST, realizado em 2019, nos pontos de conexão de Foz do Chopim, Realeza Sul e Pato branco.

Simulando as condições normais de operação e contingências na rede, as tabelas foram preenchidas com a demanda de potência elétrica nos pontos de conexão e o evento simulado, como perda de linhas, transformadores, subestações e baixa geração.

As tabelas apresentam o seguinte formato:

Tabela 3 - Simulações no horário de ponta

Simulações na Ponta (MW)				
Ponto de conexão	Contrato Ponta 2018 (MW)	Normal PEL 2019	Contingência PEL 2019	Evento PEL 2019
Foz do Chopim				
Realeza Sul				
Pato Branco				

Fonte: fonte própria, 2019

Tabela 4 - Simulações no horário fora de ponta

Simulações Fora de Ponta (MW)				
Ponto de conexão	Contrato Fora de Ponta 2018 (MW)	Normal PEL 2019	Contingência PEL 2019	Evento PEL 2019
Foz do Chopim				
Realeza Sul				
Pato Branco				

Fonte: Autoria própria

Em que:

- Contrato Ponta 2018: valor de MUST contratado na ponta em MW;
- Contrato Fora de Ponta 2018: valor de MUST contratado fora de ponta em MW;
- Normal PEL 2019: demanda simulada em condições normais de operação em MW;
- Contingência PEL 2019: demanda simulada em contingência em MW;
- Evento PEL 2019: evento simulado.

#### 4.5 BASE DE DADOS

Para obtenção dos valores será utilizado a base de dados fornecidos pelo o ONS, sendo estes os casos mensais e quadrimestrais do ano corrente, 2019. Como o trabalho será realizado durante o ano de 2019 e os casos são fornecidos no início de cada quadrimestre ou do mês referente, a análise será feita até o mês de agosto dessa forma. Para os meses após agosto será utilizado a base de

dados do Plano de Operação Elétrica (PEL), sendo ele dividido em verão e inverno dos anos futuros, utilizando então a base do ano de 2020.

## 5. ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS

### 5.1 PADRONIZAÇÃO DOS CASOS

Preliminarmente, os casos estudados foram padronizados, de modo a permitir a realização das simulações. Para isso, foram utilizadas previsões de obras que serão realizadas até 2020 no sistema da região estudada, constatando-se 3 obras que vão mudar o sistema elétrico. Com isso, o diagrama utilizado para simulação no *software* ANAREDE ficou conforme retratado na figura 27.

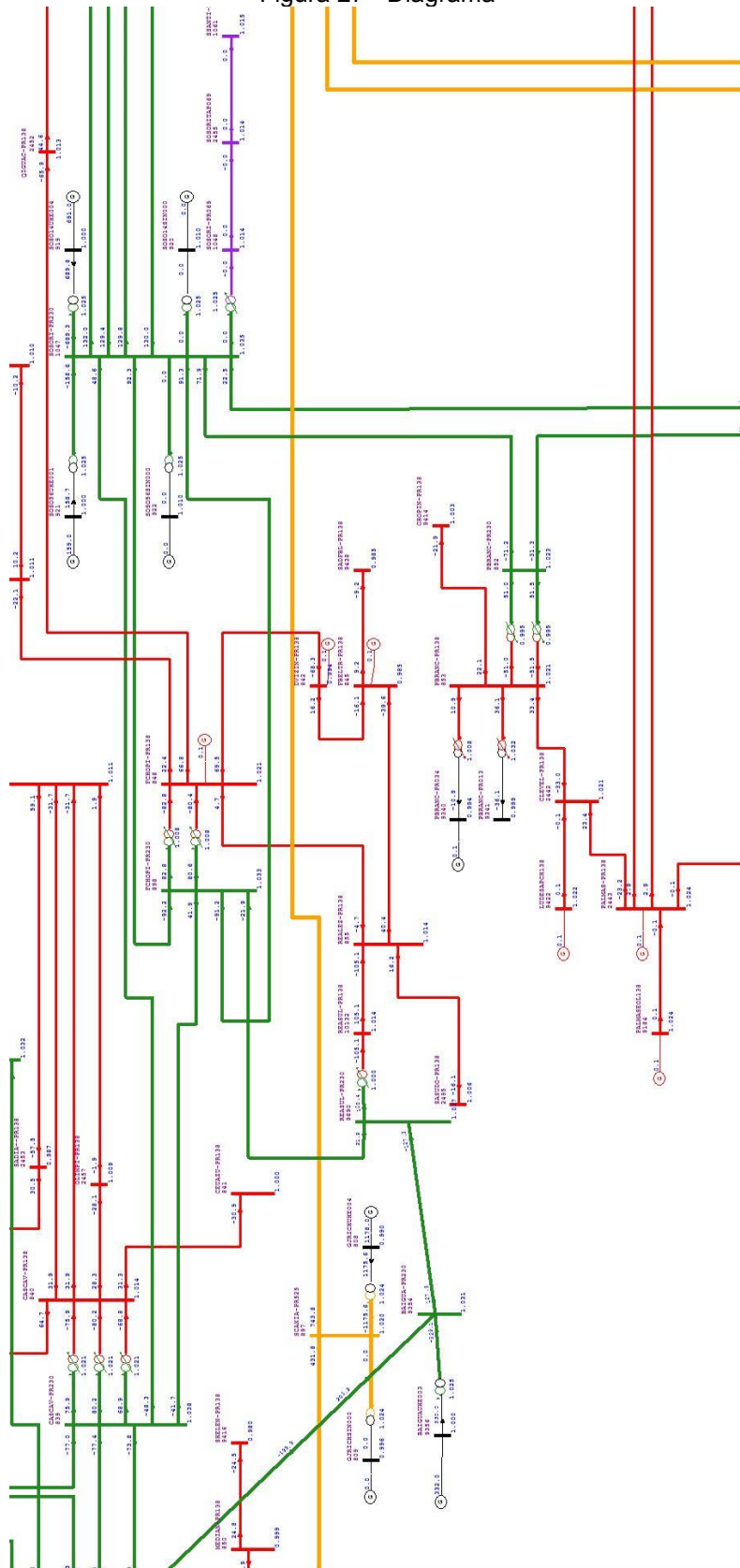
A primeira é a entrada de uma linha por parte do sistema de transmissão, ligando a Usina Baixo Iguaçu com a barra de 230 kV de Realeza Sul. A segunda, por sua vez, refere-se ao desligamento da linha de 138 kV que interliga Francisco Beltrão com Pato Branco e, por fim, a entrada da segunda linha de 138 kV entre Areia e Palmas.

As referidas alterações foram levadas em consideração em todos os casos estudados por implicarem em significativas consequências no fluxo de potência ativa da região. A ativação da linha da Usina Baixo Iguaçu até Realeza ocasionará a entrada de fluxo direto na barra de Realeza. Antes, o despacho era feito apenas pela barra de Cascavel, aumentando o fluxo na região por meio da barra de Foz do Chopim.

O desligamento da linha Francisco Beltrão-Pato Branco “isola” Pato Branco da região estudada, tendo maiores influências da região de Areia, Salto Osório e Xanxerê. Ademais, a construção da segunda linha Areia até Palmas aumenta a confiabilidade do sistema da região.

Ressalta-se que, a partir deste capítulo, os horários de ponta e fora de ponta serão representados, respectivamente, como períodos de carga pesada e de carga média.

Figura 27 - Diagrama



Fonte: Autoria própria

Além disso, analisaram-se quais Usinas influenciam diretamente nos pontos. A tabela 5 apresenta as usinas da região, a qual barra no diagrama ela está interligada e sua potência máxima instalada.

Tabela 5 - Interligação das usinas

	USINA	BARRA DE CONEXÃO	POTÊNCIA ATIVA MÁXIMA (MW)
INTERLIGAÇÃO - 230 kV	Jacuí	1162	180
	Passo Fundo	917	226
	Passo Real	1175	152
	UHE Baixo Iguaçu	9356	350,19
	UHE Foz do Chapecó	1070	854,8
	UHE Salto Osório (UGs 1 a 4)	919	738,4
	UHE Salto Osório (UGs 5 e 6)	921	355
INTERLIGAÇÃO - 138 kV	Central Eólica de Palmas	9184	2,5
	Clevelandia	2442	13
	Dois Vizinhos	842	18,3
	Francisco Beltrão	845	9
	Laranjeiras do Sul 138	2448	2,4
	PCH Cavernoso 2	9759	19
	PCH Chopim I e PCH Vitorino	9340	7,26
	PCH Foz do Chopim	848	29
	UHE Fundação	2475	122
	UHE Santa Clara	806	122
	Usina Eólica de Água Doce	9905	9
	PCH Santa Luzia Alto	9422	58,5
	PCH Ludesa		
	PCH Passos Maia	2443	45,6
	PCH Rondinha		
	PCH Coronel Araújo		
	PCH Braço do Contestado		
	PCH Fundação	2454	17
	PCH Santa Clara		
	PCH Derivação do Rio Jordão		
PCH Barra			

Fonte: Autoria própria

## 5.2 SITUAÇÃO DOS CASOS SIMULADOS

Para realizar o estudo foram determinadas em quais situações de geração existiriam possíveis ultrapassagens do valor contratado, ocasionando, assim, parcela de ineficiência.

Considerando que a subcontratação é responsável pela maior parcela de pagamentos por ineficiência, as possíveis contingências que ocasionassem

ultrapassem do valor de MUST contratado foram tomadas por objeto principal de estudo.

Para isso, zeraram-se as gerações interligadas às barras de 138 kV da região. Essa hipótese faz com que toda a carga seja atendida pelo fluxo passante proveniente dos pontos de interligação com o SIN, Foz do Chopim, Realeza Sul e Pato Branco.

Ao pensar de modo prático em que situação isso poderia acontecer, podem-se levar em conta os anos nos quais a região sofreu com períodos de seca e, também, o tipo de construção das usinas da região, em sua grande maioria PCHs com pequenos reservatórios de água.

Para o outro caso modelado, considerou-se a baixa geração das usinas interligadas com as barras de 138 kV e a máxima geração das usinas conectadas às barras de 230 kV a fim de analisar a influência dessas gerações para um mesmo patamar de carga em diferentes épocas do ano.

Com isso, denotam-se dois casos a serem estudados, com diferentes níveis de geração durante o ano e diferentes níveis de carga para as mais diversas contingências.

Para se analisar quais contingências interferiam em cada ponto de interligação, simularam-se perdas de linhas, barras e de transformadores na região estudada, abrangendo outras subestações no entorno. Após a análise, selecionaram-se as contingências que provocaram a ultrapassagem – ou aproximaram-se do limite de 110% - do valor contratado para se realizarem estudos sobre quais valores deveriam ser contratados.

Com isso, montou-se as tabelas 6 a 11, separando-se por perdas n-1 ou n-2 e subdividindo-se pelos tipos de contingências. Nas tabelas, a cor verde representa os valores inseridos dentro do limite de 110%, enquanto a cor vermelha representa aqueles que ultrapassaram o referido limite, mensurando-se pela intensidade da tonalidade vermelha a gravidade da ultrapassagem (cores mais fortes indicam maior distanciamento do valor contratado) e, por conseguinte, ocasionando uma parcela de ineficiência. Os casos onde apresentaram “NC” ou “D” foi consequência do método de análise e convergência padronizadas no ANAREDE, onde “NC” significa não convergência e “D”, divergente

Tabela 6 - Valores de fluxo de potência no ponto de conexão de Foz do Chopim para perdas N-1 e N-2 com máxima geração

PERÍODO	JANEIRO		FEVEREIRO		MARÇO		ABRIL		MAIO		JUNHO		JULHO		AGOSTO		VERÃO		INVERNO			
	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO		
	CONTINGÊNCIA		CONTINGÊNCIA		CONTINGÊNCIA		CONTINGÊNCIA		CONTINGÊNCIA		CONTINGÊNCIA		CONTINGÊNCIA		CONTINGÊNCIA		CONTINGÊNCIA		CONTINGÊNCIA			
PERDAS N-1	BARRA	1	228,2	273,8	268,7	278,7	272,1	283,6	245,6	245,9	237,1	240,2	226,1	212,9	230,2	240,8	236,6	242,7	252,5	240,4	242,6	
		2	195,4	222,5	219,8	NC	NC	NC	202,5	NC	205,4	201,6	190,5	177,5	191,9	201,9	200,4	212,6	216,8	206,2	207,5	
		3	231,6	246,1	251,8	247	257,2	255,7	231,8	233,6	241	238,2	234,5	225,7	194,4	220,6	230,6	231,9	241,6	237,4	244,8	244,4
		4	NC	D	D	D	D	NC	NC	D	NC	NC	NC	NC	NC	193,8	201,2	199,3	223,6	D	206	NC
		5	186,4	212,7	201,5	214,7	215,3	221,3	195,8	197,6	193,1	194,3	194,3	183,8	170	185,2	194,6	193,9	201,7	205	199,2	200,7
		6	189,9	D	214,5	NC	219,3	NC	204,3	D	D	NC	NC	NC	NC	NC	199,5	197,1	207,6	214,5	201,3	NC
		7	264	314,5	297,5	320,5	305,8	328,9	284,5	291	285,3	224,1	224,3	212,7	197,8	216,7	227	227,2	249,9	260,7	239,7	244,1
		8	258	305,7	290,2	310,6	298,9	320,1	277,1	283,2	279	268,9	272,6	253,7	245,9	258,2	274,3	271,6	300,6	321,5	288,8	296,1
		9	181,8	216,3	204,3	NC	209,4	222,1	194,8	196,7	196,4	189,2	191,3	179,3	163,4	179,5	190,9	185,5	200,7	NC	188,7	192,3
		10	197,1	242,6	206,7	246,1	241,7	252,5	211,1	213,1	213,8	205,8	208,7	193,7	185,5	195,5	207,7	194,2	215,5	226,4	208,7	211,1
		11	188,4	NC	212,8	NC	217,7	D	198	D	NC	NC	NC	NC	NC	NC	197,4	196,3	203,7	207,5	201,3	NC
12	264	314,5	297,5	320,5	305,7	328,9	284,5	292	285,3	274,5	279,3	259,6	254,2	264,9	281,1	278,1	309,5	332,1	296,1	303,9		
13	181,8	206,7	204,7	213,8	209,4	214,8	187,4	192,9	192,8	187	188,1	178,1	163,9	179,3	188,7	183,1	194,6	197,2	192,9	193,8		
14	188,1	217,2	212,5	224,6	217	225,4	196,8	201,6	200,6	193,7	195,9	184,5	173,6	186,5	196,4	190,8	206,6	213	201,9	203,8		
15	203,6	237,9	229,8	244,3	236,2	246,5	213,7	220,4	217,3	211	210,9	199,4	184,6	202,2	213,1	208,5	217,3	245,3	225,5	230		
16	193,6	220,4	217,4	226,4	221,6	228,3	199,6	207,1	206,2	200,2	201,4	191,3	175,4	193	202,1	195,5	207,1	211,1	205,8	207,2		
17	214,1	243,5	238,7	247,6	241,6	249	218,6	229,3	226,7	220,7	222,1	212,6	192,5	215,1	223,1	215,6	225,4	229,5	226,3	228		
18	190,7	214,6	213,4	220,9	218,2	223,5	195,7	201,3	200,7	195,2	196,7	186,7	172,2	188,5	197,5	191,5	204,9	207,2	203,1	203,9		
19	209,2	229,6	231,6	235,8	236,1	239,3	211,3	217,7	216	211	213	204	187,4	206,8	214,5	208,5	222,8	222,1	232,8	222,3		
20	206,4	230,8	229,9	237	233,8	239,4	210,4	218,4	216,6	210,5	262	254,5	229,3	259,6	264,7	256,5	268,1	262,2	273,2	272,8		
21	190,3	228,2	214,5	231,5	219,3	234	204,8	207,6	207,2	199,6	201,9	189,1	172,6	190,3	201,1	195,4	212,3	226,4	198	202,2		
22	291,8	339,4	D	NC	331,4	352,7	307,2	316,8	311,5	301,5	305,3	286,3	276,5	291,1	306,9	304,3	334,1	354,9	323	330,1		
23	NC	D	D	D	NC	D	D	D	NC	NC	D	NC	D	NC	D	NC	U	NC	606,8	NC		
24	271,7	D	308,8	NC	NC	NC	294,2	NC	293,9	284,9	286,4	265,8	259,9	272,7	291,3	290,3	319,7	D	304,9	317,9		
25	223,5	318,8	305,3	323,8	311,5	333,2	289,7	298,3	293,9	284,1	287,5	268,7	258,1	272,8	288,9	286,6	316,8	336,2	306,7	313,5		

Fonte: Autoria própria



Tabela 7 - Valores de fluxo de potência no ponto de conexão de Foz do Chopim para perdas N-1 e N-2 com geração normal

PERDAS N-1	CONTINGÊNCIA	PERÍODO																				
		JANEIRO		FEVEREIRO		MARÇO		ABRIL		MAIO		JUNHO		JULHO		AGOSTO		VERÃO		INVERNO		
		PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	
BARRA	1	217,3	263	255,8	NC	253,5	264,9	231,8	223	211,3	209,6	219,3	202,8	211,8	207,9	231,5	229,7	211,5	221,8	231,9	235,7	
	2	187,9	NC	211,1	NC	NC	NC	185,2	NC	175,7	174,4	184,9	171	176,5	172,9	194,8	194,7	185,4	189,7	200,1	201,5	
	3	212,1	226,6	230,2	227,6	227,5	225,8	195,5	199	187,5	193,5	199	185,1	192,4	187,1	218	221,3	191,3	187,5	233,9	233,5	
	4	NC	D	NC	D	NC	D	D	D	NC	D	NC	187,9	177	163,5	187,4	187,9	209,5	NC	201,8	NC	
	5	178,9	205,2	201,7	207,2	200	205,8	175	171,4	168,3	167,3	177	163,5	168,7	165,7	187,4	187,9	172,8	176,3	193	194,2	
	6	181	NC	204,2	NC	203,2	NC	206,4	D	NC	NC	NC	NC	NC	NC	D	193,2	191,3	180,5	187,7	195,8	NC
	7	246,4	297	278,4	302,3	286,4	309,5	243	273,5	257,2	201,1	199,7	185,8	196,4	199,6	220,4	221,4	221,9	232,8	233,7	238	
	8	245,2	292,9	275,8	297,5	280,9	302	235,5	263,5	248,5	243,6	251,3	229,5	244,8	239,1	267,2	265,5	271,5	292,7	282,5	289,8	
	9	171,4	206,2	193,1	NC	193,1	205,7	177,6	176,4	169,9	167,3	174,4	160,6	163,4	159,6	185,8	180,3	178,7	191,2	178,5	187,1	
	10	192	237,7	230,4	241,4	229,3	240,2	204,3	195	188,6	184,2	195,6	178,1	184,6	178,5	201,4	197,8	193	204,1	200,5	206,1	
LINHA	11	180,6	NC	203,9	D	202,4	NC	202,9	D	NC	NC	NC	NC	NC	D	189,3	190,2	175	178,8	195,5	NC	
	12	246,4	297	278,4	302,3	286,4	309,4	243	273,5	257,2	201,1	199,7	185,8	196,4	199,6	220,4	221,4	221,9	232,8	233,7	238	
	13	174,1	199,1	195,8	200,8	194	199,2	172,1	171,3	162,2	161,2	170,8	157,8	162,6	159,8	181,4	181,9	166	168,8	165,7	187,7	
	14	176,3	205,6	199,5	208,2	201	209,3	177,4	183,1	173,5	171,3	176,9	163,1	172,6	169,4	190,1	189,2	180,9	187,5	196,2	198,3	
	15	194,5	228,8	119,4	230,7	220,6	230,8	179,9	200,1	188,2	186,6	193,1	178,8	183,4	183,6	206,3	207	176,8	216,1	219,6	224	
	16	183,8	210,5	206	212,6	203,9	210,5	184,5	183,5	172,8	172,4	181,5	168,2	174	171,6	194,4	194,7	176,2	180,4	198,9	200,5	
	17	199,7	227,4	222,5	230,1	219,6	226,8	202,3	201,6	187,6	187,2	196,7	183,6	191,1	190	214,1	215,6	188,6	193	218,2	219,8	
	18	182	206	203,4	208	201,9	207,1	180	179	169	168,5	178,2	165,3	171	168,2	189,9	200	175,6	178,1	196,7	197,5	
	19	198	118,4	218,6	120,6	216,7	220,3	193,5	192,6	179,9	180,7	190,6	178,2	186,2	184,2	205,8	206,9	189,3	189,4	218,2	215,1	
	20	194,5	219	216,3	221,4	214,1	219,7	193,7	192,9	180,3	218,3	226,9	215,1	227,5	228,5	252,8	256,4	221	219,6	262,8	262,5	
	21	178,9	216,8	201,7	220	201,9	216,4	203,1	216,9	180	176,3	183,7	168,7	172,8	169,3	196,1	190,2	189,9	204,2	192,6	196,8	
	22	255,6	303,2	286,6	307,9	300,1	321,2	257,2	318,3	274	271,7	263,1	241,1	275,3	269,8	297,9	296,4	296,3	317,3	314,6	322	
	LINHA + TRAFÓ	23	D	D	D	D	NC	D	199,5	D	NC	D	256,7	247,4	256,8	251	280,3	279,3	281,2	300,8	299	305,8
24		253,9	NC	289,5	NC	NC	NC	221,4	NC	265,6	262	261,7	239	258,9	255,6	284,6	284,4	NC	NC	298	311,8	
25		251,5	297,2	281,7	301,5	309,3	308,8	243,7	298,6	257,8	254,6	256,7	247,4	256,8	251	280,3	279,3	281,2	300,8	299	305,8	
26		251,5	297,2	281,7	301,5	309,3	308,8	243,7	298,6	257,8	254,6	256,7	247,4	256,8	251	280,3	279,3	281,2	300,8	299	305,8	
27		251,5	297,2	281,7	301,5	309,3	308,8	243,7	298,6	257,8	254,6	256,7	247,4	256,8	251	280,3	279,3	281,2	300,8	299	305,8	

Fonte: Autoria própria

Tabela 8 - Valores de fluxo de potência no ponto de conexão de Realeza Sul para perdas N-1 e N-2 com máxima geração

PERÍODO	JANEIRO		FEVEREIRO		MARÇO		ABRIL		MAIO		JUNHO		JULHO		AGOSTO		VERÃO		INVERNO		
	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	
	CONTINGÊNCIA		CONTINGÊNCIA		CONTINGÊNCIA		CONTINGÊNCIA		CONTINGÊNCIA		CONTINGÊNCIA		CONTINGÊNCIA		CONTINGÊNCIA		CONTINGÊNCIA		CONTINGÊNCIA		
BARBA	1	97,8	127,3	112,7	131,9	116,1	134,3	111,6	115,5	108,7	102	107,3	95,7	107,2	100,2	108,6	105	130,9	150,1	118,5	124,1
	2	100,8	126,6	112,5	NC	NC	NC	113,3	NC	110,5	104,6	109,5	99,1	108,2	103,5	111	108,8	133,5	151,9	121,8	127,5
	3	96,4	126	109,8	131,7	112,5	132,9	110,9	115,9	106,8	99,9	105,4	94,3	106,2	98,9	106,6	104	130,3	150,9	116,2	122,6
	4	NC	D	D	D	D	D	NC	D	NC	NC	NC	NC	NC	NC	162,1	160,9	185,7	D	175,5	NC
	5	180,6	NC	NC	NC	NC	NC	204,5	NC	203	191,9	197,3	177,8	186,7	186,1	199,2	198,2	227,3	NC	209,3	222,9
	6	172,4	212,9	190,8	211,8	199,7	NC	190,9	196,8	187,4	178,4	184,4	169,8	177,4	175,9	186,4	183,1	212,5	234,4	196,9	204
	7	97,6	123,1	109	127,6	112,2	129,7	110,3	114,7	107,7	101,6	106,2	96	105	100,3	107,9	105,4	129,6	147,5	118,4	123,9
	8	97,9	D	109,5	NC	112,7	NC	110,6	D	D	NC	NC	NC	NC	NC	108,2	106,1	129,6	147,3	119	NC
	9	97,6	121,9	109,3	NC	112,5	128,9	109,8	114,1	107,4	101,5	106	96	105,5	100,6	107,6	106,1	128,9	NC	119,4	124,7
	10	101,4	130,8	110,1	135,5	119,3	137,7	115,2	119,1	112,5	105,9	110,9	99,7	109,8	104,2	112	107,7	134,3	153,6	122,2	128
BRABO	11	114,6	142,3	127,9	146,2	131	148,9	127,6	131,8	125,2	119,1	124	112,7	120,4	117	125,6	122,1	148,1	165,8	136,6	142,1
	12	185,9	226,2	209,2	231,5	215,3	236,2	203,6	209,7	202,3	193,2	198,4	182,8	185,7	188,1	200,2	198,8	228	248,7	214,8	221,6
	13	98,1	NC	109,8	NC	113	D	111,1	D	NC	NC	NC	NC	NC	NC	108,6	106,2	130,3	148,4	119	NC
	14	154,3	173,8	D	NC	160,6	172,9	156,8	160,6	157,5	153	104,4	147,3	146,9	150,6	156,8	154,6	175,5	188,5	169,9	174
	15	145,5	NC	161,7	NC	169	NC	163,9	D	161	152,5	157,2	142,5	151,6	150,4	159	158,5	180	207,7	164,9	175,4
	16	96,6	122,1	108	127,4	111,2	128,6	108,5	113,2	106,6	100,4	105,1	94,8	104,1	99	106,6	103,1	128,5	146,6	115,1	122,9
	17	94,3	119,8	105,9	124,9	109	126,4	105,8	110,8	104,4	98,1	102,9	92,4	102,2	96,6	104,4	100,3	126,6	144,6	115,1	120,6
	18	180,6	NC	197,8	NC	208,4	NC	204,5	NC	203	191,8	197,3	177,8	186,7	186,1	199,2	204,1	227,3	260,7	209,3	222,9
	19	94,5	120,5	106,2	125,7	109,2	126,9	106,6	111,4	104,9	92,1	96,9	86	96,7	89,8	98,1	93,4	120,4	139,3	108,3	114,1
	20	194,4	246,7	219,2	NC	232,7	261,7	231	228,4	217,5	203,8	213,5	193,5	204,7	201,6	216,9	211,6	240,2	266,8	222,3	230,7

Fonte: Autoria própria

Tabela 9 - Valores de fluxo de potência no ponto de conexão de Realiza Sul para perdas N-1 e N-2 com geração normal

PERÍODO	JANEIRO		FEVEREIRO		MARÇO		ABRIL		MAIO		JUNHO		JULHO		AGOSTO		VERÃO		INVERNO		
	MÉDIO		MÉDIO		MÉDIO		MÉDIO		MÉDIO		MÉDIO		MÉDIO		MÉDIO		MÉDIO		MÉDIO		
	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	
CONTINGÊNCIA	1	86,4	116	101	NC	130,3	118,2	119,3	112,4	106,2	99,3	88,7	107,5	103,9	109	105,5	132,1	151,5	118,4	124,4	
	Areia 230 KV																				
	2	87,8	NC	99,1	NC	NC	109,8	NC	111,6	106,6	99,4	89,5	108,4	105,7	111,3	108,7	132	150,5	121,5	127,2	
	Cascavel 138 KV																				
	3	86	115,9	99,1	120,7	110	130,4	111,2	121,6	113,2	106,4	99,5	106,7	104,3	108,1	104,9	133,7	154,5	117	123,4	
	Cascavel 230 KV																				
	4	NC	D	NC	D	NC	D	D	D	D	D	NC	103,4	NC	149,8	157,3	195,2	163,9	NC	170,7	NC
	Cascavel Oeste 230 KV																				
	5	180,6	NC	NC	NC	NC	NC	159,4	NC	203	191,8	197,6	177,8	186,7	199,2	202,8	227,3	NC	209,3	222,9	
	Foz do Chopim 138 KV																				
	6	149,6	190,7	169,1	195,2	186,6	208,9	158,2	195,5	181,8	175,4	163,9	149,6	177,5	185	181,6	203,5	211,5	195,1	202,2	
	Foz do Chopim 230 KV																				
	7	84,6	110,3	95,7	114	106,4	123,9	105,5	116,9	108,7	103,5	96,1	86,4	105,2	102,4	108	105,3	128,2	146,2	118,2	123,8
	Pato Branco 138 KV																				
	8	85,2	NC	96,4	NC	107,1	NC	128,4	D	NC	NC	NC	NC	NC	D	108,2	106	128	145,7	118,8	NC
	Pato Branco 230 KV																				
	9	85,4	109,7	96,5	NC	107	123,4	105,6	116,5	108,1	103,4	96,1	86,8	105,5	102,8	107,6	106	126,8	143,4	126,8	124,3
	Xanxerê 230 KV																				
	10	88,9	118,4	103,1	122,4	114,1	132,5	118,4	122,1	114,5	108,6	101,6	91,1	110,1	106,8	112,9	109,2	133,9	153,3	121,4	127,9
	Areia - TFs																				
11	101	128,9	113,9	132,1	124	142	120,4	132,6	124,4	118,9	112,5	101,5	120,6	117,5	125,1	122,4	144,3	162,7	135,8	140,9	
Foz do Chopim - TF1																					
12	169,6	210,1	192,1	214,9	202,6	223,6	172,8	202,4	189,7	183,7	180,7	164,4	185,4	181,4	197,2	194,6	213,8	234,8	212	218,6	
Foz do Chopim - TF1 e TF2																					
13	85,2	NC	96,4	D	107,1	NC	128,6	D	NC	NC	NC	NC	NC	D	108,9	106,1	128,9	147,1	118,9	NC	
Pato Branco - TF1 e TF2																					
14	99	117	106,8	118,7	129,3	141,4	128,9	154	139	140,8	107,8	99	146,7	144,1	152	150,7	152,8	165,7	165,2	169,4	
Baixo Iguaçu - Cascavel																					
15	134,7	D	150,6	NC	164,2	NC	130,4	D	161,9	154,2	148,9	134,7	151,8	151,2	159,2	159,2	179,7	206,7	164,6	134,1	
Dois Vizinhos - Foz do Chopim																					
16	83,8	109,6	95	113,2	105,7	123,3	107,5	116,1	108,2	102,8	95,5	85,2	104,3	101,5	106,1	112,5	83,6	82,2	109,1	110,9	
Salto Osório - Areia																					
17	82,1	107,8	93,2	111,3	104	121,5	107,3	114,1	106,6	101,1	93,8	84	102,5	99,5	115,6	122,6	89,8	88,4	118	119,8	
2 Salto Osório - Areia																					
18	180,6	NC	197,8	NC	208,4	NC	156,8	NC	203	191,8	197,3	177,8	186,7	186	199,2	199,3	227,8	260,7	148,8	222,9	
Foz do Chopim - Dois Vizinhos e Realiza																					
19	82,1	108,3	93,4	111,8	104,1	121,8	106,5	114,6	107	96,4	89,2	79,1	97	93,6	99,1	95,9	99,9	140,5	130,8	114,5	
Salto Osório - Areia e Campo Mourão																					
20	180,6	236,7	210,2	239,6	NC	254,6	178,8	230,3	215,2	202,8	201,7	182	204,8	201,1	216,4	210,7	236,7	263,1	221,5	229,9	
Barra Foz do Chopim 230 KV e Linha Foz do Chopim - São Cristóvão																					

Fonte: Autoria própria

Tabela 10 - Valores de fluxo de potência no ponto de conexão de Pato Branco para perdas N-1 e N-2 com geração máxima

PERÍODO	JANEIRO		FEVREIRO		MARÇO		ABRIL		MAIO		JUNHO		JULHO		AGOSTO		VERÃO		INVERNO			
	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO		
CONTINGÊNCIA	1	129,4	175,5	171	182,3	173,4	185,7	148,1	153,6	153,7	153,1	146,3	152	153,4	150,5	148,1	127,4	159,6	146,9	140,7		
	2	89	102,9	104,5	NC	NC	NC	99,1	NC	105,5	106,7	105,3	102,9	110,3	104,7	109,5	99,1	97,9	107,1	108,9		
	3	92,7	104,3	107,5	106,9	107,7	110,7	101,7	106,9	108,9	110,4	108,9	104,3	113,3	107,8	112,8	102,3	98,9	111,2	112,5		
	4	95,5	NC	NC	D	NC	NC	106,4	NC	112,7	113,3	111,1	111,8	109,1	116,8	111,9	116,2	106,3	NC	113,5	114,8	
	5	98,2	111,3	114,4	114,4	114,6	118,2	107,8	113	115,1	116,2	115,3	114,3	109,4	118,6	113,7	118,6	109,1	106,3	117	118,4	
	6	88,7	102,5	104,3	105,7	104,5	109	98,9	104,3	105,3	107,1	106,6	105,7	103,5	110,6	105,1	109,9	99,9	98,3	107,5	109,3	
	7	87,8	101,1	103,1	104,1	103,3	107,7	97,7	103,1	104,3	105,5	104,7	104,1	101,3	108,8	103,3	108	97,2	95,3	105,5	107,1	
	8	86,8	112,1	101,3	NC	101,5	114,9	102,7	107,8	106,5	105,5	106,4	103,1	97,8	106,7	103,9	103,1	102,7	NC	97,3	102,1	
	9	117,4	163,2	110,5	169,4	160,6	173	138,3	144,9	140	138,8	141,9	133,7	140,1	136,9	138,1	146,3	138,1	150,6	135,5	138,9	
	TRAFÓ	10	89,5	103,4	105,1	106,5	105,3	109,9	99,7	106,8	106,1	107,1	106,7	105,7	103,3	110,6	105,1	110,3	99,6	98	107,3	109,1
		11	92,7	107,2	108,9	110,4	109,1	113,8	103,1	110,4	109,6	110,4	110	108,9	106,3	113,8	108,5	112,9	103,4	107,7	110,8	112,5
	LINHA	12	85,4	101,3	101,1	111	101,7	108,1	97,4	104,3	103,9	104,6	104,3	102,5	101,5	107,1	102,3	106,5	98,9	100,5	104,3	107
		13	69,3	95,8	86	100,7	89	103,5	89	95,8	97,5	96,5	96,9	90,5	96,5	94,2	92,9	90,5	99,1	114,6	93,1	100,9
	LINHA	14	92,1	105,3	D	NC	107,4	111,6	102,3	109	108,3	109,5	107	108,2	105,1	113	107,4	113,1	101,9	99,9	109,7	111,3
		15	95,3	109,3	111,1	119,4	110,9	115,7	106,3	113,4	111,9	113	112,5	111,9	108,3	117	111,2	117,3	105,1	103,5	113	114,8
	LINHA	16	105,1	119,4	121,2	128,8	120,4	125,4	116,8	124,2	121,8	122,8	122,4	122	116,6	127,6	124,2	124,4	114,4	112,7	122,6	124,3
		17	91,2	104,5	106,7	115	106,8	111,2	101,5	108,3	107,2	108,4	107,9	107,3	104,7	112,2	106,7	112,2	101,5	99,4	109,2	110,8
	LINHAS	18	95,7	108,1	111,1	118,4	111,1	115	105,5	112,4	110,9	112,1	111,8	111,4	108,3	116,8	110,7	116,6	106,1	103,3	113,9	115,2
		19	98,7	112,1	114,4	122	114,1	118,6	109,3	116,4	114,6	113,8	114	114,2	114,1	140,1	113,2	141,5	117,8	124,2	133,9	131,1
	LINHA + TRAFÓ	20	92,9	106,1	D	NC	108,3	112,5	102,9	109,9	109,1	110,3	109,7	109	105,9	113,8	108,2	113,1	102,7	100,7	110,6	112,2
	LINHA+BARRA	21	90	103,1	105,4	106,1	105,5	109,6	99,9	106,9	106,5	107,7	106,9	106,3	103,1	111	105,5	110,1	99,9	97,7	108,2	109,7
		22	98,9	112,9	115,8	NC	115,8	119,6	107,9	116,2	116,1	117	116,2	115	110,3	119,5	114,8	119,6	110	107,5	117,8	119,2

Fonte: Autoria própria

Tabela 11 - Valores de fluxo de potência no ponto de conexão de Pato Branco para perdas N-1 e N-2 com geração normal

PERDAS N-1	CONTINGÊNCIA	PERÍODO																			
		JANEIRO		FEVEREIRO		MARÇO		ABRIL		MAIO		JUNHO		JULHO		AGOSTO		VERÃO		INVERNO	
		PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO
BARRA	1	126	172,4	109,4	NC	163,7	181,1	122,4	148,9	143,5	143,1	146,9	137,5	150,9	149,2	145,7	146,8	136,7	147,5	139,3	147,4
	2	82,8	NC	98,1	NC	NC	NC	85	NC	90	94,6	95,2	92,9	101,3	103,5	100,1	106,1	79,6	78,6	121,5	105,4
	3	84,9	96,8	99,1	99,3	97,7	100,9	85,6	97,3	90	95,4	95,7	93,5	101,5	104,3	102,3	108,7	79	76	117	108,3
	4	88,6	NC	NC	NC	NC	NC	123	NC	95,9	100,1	101,1	98,1	107,5	109,2	105,9	112,1	86,5	NC	106,1	111,1
	5	92,1	105,5	107,8	108,3	105,3	109,1	117,9	103,1	95,7	100,7	102,9	99,9	107,6	109,3	106,9	114,4	85,8	83,8	109,2	114,2
	6	82,7	96,8	97,9	99,7	96,7	101,3	102,3	97	89,8	94,9	95,7	93,2	101,9	103,7	100,5	106,4	80,2	79	104,1	105,8
	7	82,6	96,1	97,5	98,9	95,8	100,2	102,1	95,5	88,4	92,9	94,3	92	99,7	103,7	98,5	104,5	77,6	75,8	101,9	103,7
	8	76,9	102,5	90,9	NC	92	105,5	91,2	99,9	95,7	96,9	95,2	91,2	97,9	98,9	101,9	100,7	92,2	104,1	92,2	99,7
	9	115,2	161,2	137,4	167,4	137	169,6	115	137,1	133,2	133	136,3	127,4	138,9	136,8	134,6	133,2	128	133,9	124	136,9
	10	83,4	97,6	98,7	100,5	97,4	102,1	89,1	97,7	90,4	94,8	95,5	93,2	101,7	103,7	100,5	106,4	80,2	78,6	100,3	105,7
TRAFÉ	11	86,6	101,3	102,3	104,3	100,9	105,9	109,3	100,9	93,4	97,7	98,7	96,1	104,6	106,6	103,7	109,7	83,2	81,8	103,7	108,9
	12	80,4	96,6	95,8	99,9	95,3	101,7	84,2	96,7	91	94,5	95,2	92,2	100,2	101,5	98,5	103,1	83	84,6	83	104,1
LINHA	13	69,3	95,8	86	100,7	89	103,5	84,2	95,8	97,5	96,5	90,5	96,5	94,2	92,9	90,5	99,1	114,6	99,1	114,6	100,9
	14	83,6	97,1	98,5	99,9	98,1	102,5	81,2	99,3	91,5	96,4	95,5	93,3	102,3	105,6	102,4	108,5	80,8	79,1	105,9	107,6
	15	87,8	102,3	103,1	105,3	101,7	106,7	87,6	102,9	94,5	99,3	99,8	97,5	106,5	109,1	106,1	112,5	83,6	82,2	109,1	110,9
	16	95,6	110,4	111,2	113,8	109,2	114,4	92,6	111,6	101,5	106,9	107,1	104,9	114,8	117,9	115,6	122,4	89,8	88,4	118	119,8
	17	84,8	98,4	99,9	101,5	98,7	103,1	85,4	98,9	91,1	95,7	96,5	94,3	101,9	105,2	101,8	107,9	81,2	79,4	105,6	107,3
	18	88,6	101,4	103,5	104,5	102,3	106,3	87,4	102,1	93,7	98,7	99,4	97,3	104,9	109,1	105,5	111,9	84,9	82,4	110,1	111,4
LINHAS	19	90,7	104,5	105,9	107,7	104,4	109	89,1	105,4	96,4	115,4	113,9	113,9	113,9	113,9	113,6	114,5	99,9	96,7	118	131,9
	20	84,2	97,7	99,1	100,5	98,7	103,1	102,7	109,9	92,3	97,1	96,1	93,8	104,3	106,3	103,1	109,3	81,6	109,3	104,1	108,5
PERDAS N-2	TRAFÉ	83,4	96,8	98,3	99,6	100,1	101,3	102,3	106,3	89,8	94,6	95,1	94,7	101,5	103,5	100,5	106,7	79,2	105,7	107,2	106
	BARRA	93,1	107,1	109,2	110,2	NC	110,6	117	117,9	96,7	101,5	104,1	100,9	108,5	110,1	109,1	115,4	86,9	115,4	110	115,1

Fonte: Autoria própria

## 5.3 ANÁLISE DOS DADOS

### 5.3.1 Foz do Chopim Pesado

O ponto de conexão de Foz do Chopim apresenta 231 MW de valor contratado para carga pesada. A partir da tabela 7, é possível verificar que, para uma situação de geração normal das usinas conectadas às barras de 230 kV, a maior parte das contingências n-1 não ultrapassa o valor de 110% da contratação.

Com exceção da perda da barra Areia 230 kV no mês de fevereiro, apenas contingências n-1 relacionadas ao ponto de Realeza Sul impactam na subcontratação. A perda de uma das barras ou do transformador de Realeza viola a contratação nas previsões de inverno e verão, bem como nos meses de fevereiro, março, maio, junho e agosto. Sendo que a maior violação é a perda do transformador Realeza Sul no período inverno, chegando a um valor de 290 MW (125,54% do valor contratado).

Para contingências n-2, a perda do transformador Realeza Sul e da linha Baixo Iguaçu - Cascavel Oeste é a mais significativa, pois viola o limite em todos os meses e nas previsões inverno/verão, tendo seu pico no período inverno e chegando a 314,6 MW (136,19% do valor contratado).

Para situação de geração máxima das usinas conectadas às barras de 230kV, tabela 6, observa-se os mesmos padrões nas simulações para geração normal. Em contingências n-1, o ponto de Realeza Sul continua impactando diretamente na ultrapassagem do valor de contratação. Porém, o maior valor encontrado foi de 309,5 MW (133,98% do valor contratado) para a perda do transformador Realeza Sul no período verão.

Nas contingências n-2 observam-se dois casos significativos: a) a perda do transformador Realeza Sul e a linha Baixo Iguaçu - Cascavel Oeste; e b) a perda do transformador Realeza Sul e a linha Foz do Chopim - Cascavel.

Ambas apresentam ultrapassagem em todos os meses e nas previsões inverno e verão. Todavia, o maior valor encontrado foi de 448,8 MW (194,28% do valor contratado) na perda do transformador Realeza Sul e a linha Dois Vizinhos - Foz do Chopim no período inverno. Tal contingência não apresentou convergência para as simulações mensais, com exceção do mês de agosto e o período inverno.

### 5.3.2 Foz do Chopim Médio

O ponto de conexão de Foz do Chopim apresenta 261 MW de valor contratado para carga média. Para uma geração normal das usinas conectadas às barras de 230 kV, novamente observa-se apenas a influência das contingências relacionadas ao ponto Realeza Sul. De forma mais sutil que para a carga pesada, percebe-se a ultrapassagem nos meses de janeiro, fevereiro e março e nos períodos inverno e verão. O valor mais alto foi encontrado na perda da barra Realeza Sul 138 kV, no mês de março, chegando a 309,5 MW (118,58% do valor contratado).

As contingências n-2 apresentaram grande influência nos primeiros meses do ano, janeiro a abril, e nos períodos inverno e verão. Novamente, tem-se a perda do transformador Realeza Sul e a linha Baixo Iguaçu - Cascavel Oeste e a perda do transformador Realeza Sul e a linha Foz do Chopim - Cascavel influenciando na violação do MUST. O maior valor encontrado nessa situação foi de 322 MW (123,37% do valor contratado) para a perda do transformador Realeza Sul e a linha Baixo Iguaçu - Cascavel Oeste no período inverno.

Com geração máxima nas usinas conectadas às barras de 230 kV tem-se novamente apenas a influência de Realeza Sul nas contingências n-1, violando o valor no mesmo período quando simulado com geração normal, adicionando o mês de abril. Porém a maior ultrapassagem ocorreu na perda do transformador Realeza Sul no período verão, chegando a 332,1 MW (127,24% do valor contratado).

Similar à situação com geração normal, verifica-se a ultrapassagem para as mesmas contingências para um período mais extenso, incluindo os meses de maio, julho e agosto. Outra vez, tem-se a maior ultrapassagem para a perda do transformador Realeza Sul e a linha Baixo Iguaçu - Cascavel Oeste, chegando a um valor de 354,9 MW (135,97% do valor contratado).

### 5.3.3 Realeza Sul Pesado

O ponto de conexão de Realeza Sul apresenta 165 MW de valor contratado para carga pesada. A partir dos resultados das tabelas 8 e 9, percebe-se que alterações nos elementos de Foz do Chopim impactam diretamente na

ultrapassagem do valor de contratação. Para a situação de geração máxima nas usinas conectadas às barras de 230 kV, verifica-se a perda dos dois transformadores de Foz do Chopim sendo a mais impactante. Tal contingência viola o limite de contratação em todos os meses do ano e nos períodos inverno e verão, tendo o maior valor encontrado de 228 MW (138,18% do valor contratado) no período verão.

Também, percebe-se que para o caso de perda da linha Foz do Chopim - São Cristóvão juntamente com a perda da barra Foz do Chopim de 230 kV o valor é violado novamente em todos os períodos simulados, com valor máximo de 240,2MW (145,57% do valor contratado) no verão.

Já com a geração das usinas conectadas às barras de 230 kV normalizadas, percebe-se que há menos ocorrências de violações quando comparadas à situação de geração máxima. Novamente, tem-se o ponto de Foz do Chopim influenciando na ultrapassagem do MUST, porém o valor máximo encontra-se na perda da barra Foz do Chopim 138 kV, chegando a 227,3 MW (137,75% do valor contratado).

Para perdas n-2, há a perda da barra Foz do Chopim 230 kV e a linha Foz do Chopim - São Cristóvão com a maior violação, chegando a 235,7 MW (142,84% do valor contratado) no período verão.

#### 5.3.4 Realeza Sul Médio

O ponto de conexão de Realeza Sul apresenta 190 MW de valor contratado para carga média. Para a situação de geração máxima nas usinas conectadas às barras de 230 kV, nota-se o mesmo padrão para a análise de carga pesada.

Para contingências n-1, apenas alterações no ponto de Foz do Chopim alteram significativamente o valor medido em Realeza Sul. A perda dos transformadores de Foz do Chopim causa ultrapassagem no valor contratado nos meses de janeiro a abril e nos períodos inverno e verão, chegando a 248,7 MW (130,89% do valor contratado) no verão.

No mesmo período, existe a perda da barra Foz do Chopim, de 230 kV, juntamente com a perda da linha Foz do Chopim - São Cristóvão, chegando a um pico de 266,8 MW (140,42% do valor contratado) no período verão.



Com as gerações normais nas usinas, ocorrem apenas sete violações no MUST com contingências n-1, todas causadas por alterações na região de Foz do Chopim, sendo pior a perda dos transformadores no período de verão. Nessa situação, o valor simulado foi de 234,8 MW (123,57% do valor contratado).

Ainda, ocorreram poucas ocorrências de ultrapassagem para contingências n-2. Nota-se, mais uma vez, a perda da barra Foz do Chopim 230 kV juntamente com a linha Foz do Chopim - São Cristóvão, apresentando o valor mais elevado e chegando a 263,1 MW (138,47% do valor contratado).

### 5.3.5 Pato Branco Pesado

O ponto de conexão de Pato Branco apresenta 84 MW de valor contratado para carga pesada. A partir das tabelas 10 e 11, nota-se que essa região é muito sensível na situação de geração máxima nas usinas conectadas às barras de 230kV.

As dezoito contingências n-1 simuladas ultrapassaram o valor de MUST contratado no ponto em pelo menos um mês. Nelas, os valores mais altos referem-se a alterações na região de Areia. A perda do barramento de Areia 230 kV, a perda dos transformadores ou a perda das linhas Salto Osório - Areia podem causar ultrapassagens superiores a 200% do valor contratado. O maior valor simulado foi de 173,4 MW (206,42% do valor contratado) para a perda da Barra Areia 230 kV no mês de março.

Contingências como a perda das barras Cascavel 230 kV, Foz do Chopim 230 kV ou das linhas de Salto Osório - Campo Mourão ultrapassam o valor contratado durante todo o período simulado.

Para as contingências n-2 também ocorre a violação do valor contratado em todos os períodos simulados, com exceção da perda do transformador de Realeza Sul juntamente com a linha Foz do Chopim - Cascavel no mês de janeiro. Nota-se que o pior caso foi a perda das linhas Salto Osório - Campo Mourão e Salto Osório - Areia nos meses de junho a agosto, bem como no período inverno e verão, sendo a maior ultrapassagem de 135,9 MW (161,78% do valor contratado), no período verão.

Para a situação de geração normal, as contingências relacionadas à Areia continuam sendo críticas durante todo o período, porém existe uma redução significativa de ultrapassagens nas demais perdas. Novamente, a maior violação ocorreu na perda da Barra Areia 230 kV, chegando a 169,4 MW (201,66% do valor contratado) no mês de fevereiro.

Nas simulações n-2, há uma leve redução de ultrapassagens nos meses de janeiro e maio, tal qual no período verão. A perda das linhas Salto Osório - Campo Mourão e Salto Osório - Areia apresentou novamente os maiores valores, chegando a 165,4 MW (196,9% do valor contratado) no mês de julho.

### 5.3.6 Pato Branco Médio

O ponto de conexão de Pato Branco apresenta 88 MW de valor contratado para carga média. Similar ao patamar de carga pesada, na situação de geração máxima nas usinas, todas as contingências violam o valor contratado em algum mês ou período, com as contingências relacionadas à Areia sendo as mais críticas. A perda da barra Areia 230 kV mostrou um valor de 185,7 MW (211,02% do valor contratado) no mês de março, correspondendo à maior violação em porcentagem encontrada nas simulações dos três pontos de conexão.

Novamente, a perda das linhas Salto Osório - Campo Mourão e Salto Osório - Areia mostrou-se a contingência n-2 mais significativa. Apresentando alta ultrapassagem nos meses de maio a agosto, assim como nos períodos inverno e verão. O pico foi verificado no mês de agosto, chegando a 141,5 MW (160,79% do valor contratado).

Com a geração das usinas normalizada, várias contingências ficam dentro do limite de 110% do valor contratado. Contudo, existem perdas de linhas que causam a violação da contratação do MUST, juntamente com as contingências no ponto de Areia.

A perda dos transformadores ou da barra Areia 230 kV acarreta em ultrapassagem superior a 150% do valor em todos os meses e períodos simulados, com o maior valor encontrado igual a 181,1 MW (205,79% do valor contratado) no mês de março.

Para contingências n-2, o pior caso ocorre em agosto com a perda das linhas Salto Osório - Campo Mourão e Salto Osório - Areia. Nessa situação, o valor encontrado foi de 134,5 MW (152,84% do valor contratado).

#### 5.4 FREQUÊNCIA DAS CONTINGÊNCIAS

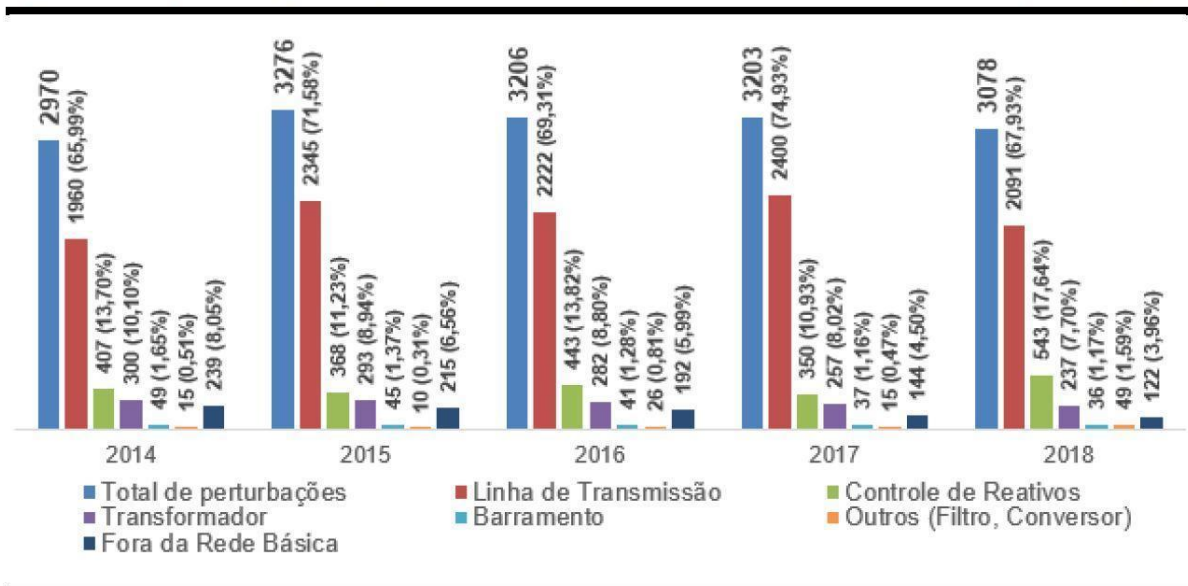
Após a análise das tabelas, pode-se observar que a elevação do valor de fluxo de potência ativa é mais significativa, ao comparar com outros tipos de contingência, quando ocorre perdas de transformadores interligadores e de barras.

Para a contratação, deve-se levar em conta qual a probabilidade dessas contingências acontecerem, uma vez que, pode-se recair na sobrecontratação caso tais contingências não aconteçam durante o ano.

Verifica-se a ocorrência das contingências por meio da análise realizada pelo ONS sobre as perturbações no SIN, apresentando, conforme a figura 28, um histórico da frequência das perturbações do sistema elétrico, para cada tipo de equipamento, dos últimos 5 anos.

Figura 28 - Frequência de perturbações

Figura 5 Frequência de perturbações com envolvimento da Rede Básica – 2014 a 2018 – Por componente origem



Fonte: DPL-REL-0126/2019, ONS, 2019

Percebe-se que a probabilidade de ocorrências nas linhas do SIN é muito maior que outros fatores, superando 65% em todos os anos. Por sua vez, as contingências em barramentos e transformadores chegaram a 1,65% e 10,1%, respectivamente.

Contudo, deve-se, também, considerar que as contingências na rede de distribuição da COPEL interferem no fluxo passante. Logo, para o estudo, realizou-se o levantamento das contingências na área de análise do sistema da distribuidora em 2018, conforme a figura 29.

Figura 29 - Gráfico de desligamentos por instalação



Fonte: Autoria própria

Dentre os 110 desligamentos ocorridos na região de estudo no ano de 2018, 79 foram causados por linhas, equivalente a mais de 70 % dos casos, comprovando a tendência apresentada no SIN.

Com isso, foram levantadas as contingências de linha da região, figura 30, buscando identificar quais as linhas mais críticas do sistema, que poderiam causar alguma interferência no valor do MUST.

Figura 30 - Gráfico de desligamentos por linha



Fonte: Autoria própria

Conforme exposto, as linhas Areia-Palmas, Francisco Beltrão-Realeza e Foz do chopim-Realeza tiveram mais desligamentos, portanto, foram consideradas linhas críticas. Indicando que o valor a ser contratado deve estar acima do valor máximo encontrado durante o ano para se evitar possíveis parcelas de ineficiência.

Em contrapartida, na região de Pato Branco há uma série de usinas, de potência instalada superior a 150 MW, conectadas à rede da COPEL-DIS e, dessa forma, ao considerar a geração nula, maior parte das contingências causam ultrapassagem no valor atual contratado de MUST.

Por mais que, historicamente, existiram meses do ano em que algumas usinas atingiram a geração igual ou aproximadamente igual a zero, é inviável adotar a geração nula em todas as usinas da região. Portanto, para aproximar o estudo da realidade, identificou-se geração média em megawatts dessas usinas entre os anos de 2016 e 2018, conforme a tabela 12.

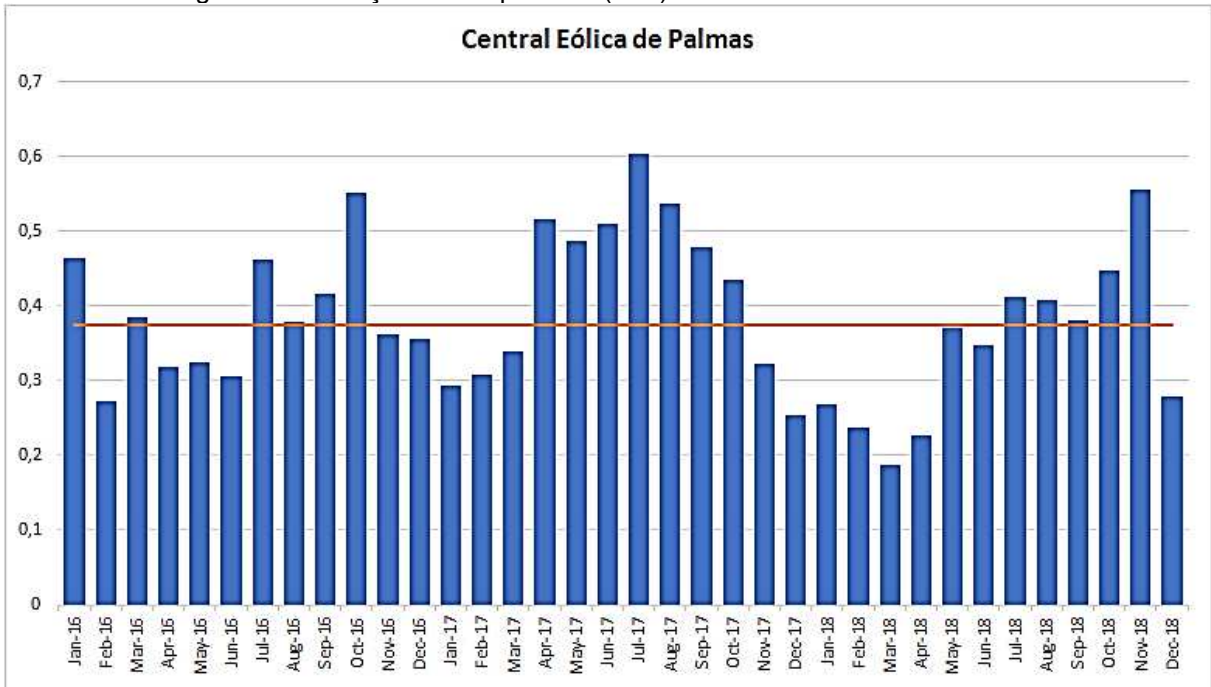
Tabela 12 - Geração Média (MW)

Ano	Mês	Central Eólica de Palmas	Usina Eólica de Água Doce	PCH Passos Maia	PCH Rondinha	PCH Coronel Araújo	PCH Braço do Contestado	PCH Chopim I	PCH Vitorino	PCH Ludesa	PCH Santa Luiza Alto
2016	jan	0,464	2,13	14	5,1	3,06	2,74	1,51	3,38	22	17
	fev	0,272	1,36	20	6,5	4,79	4,24	1,76	3,4	28	20,8
	mar	0,386	1,78	22	8,1	4,35	4,38	1,74	3,44	28	27,8
	abr	0,318	1,55	14,4	4,2	3,3	2,86	1,77	3,61	19	20,1
	mai	0,324	1,53	17	6,2	4,03	3,35	1,75	2,68	24	24,1
	jun	0,305	1,48	15	5,2	3,46	3,05	1,79	3,17	24	22,2
	jul	0,462	2,45	10,9	3,9	2,37	1,96	1,65	2,59	16	17
	ago	0,378	2	14,6	5,1	3,36	2,85	1,25	2,63	19	14,5
	set	0,417	2,01	13	4,9	2,86	2,51	1,04	2,88	20	17,4
	out	0,552	2,66	15,7	5,7	0,58	2,41	1,04	2,82	21	15,5
	nov	0,362	1,73	8,7	3	1,98	1,12	1,66	2,77	14	14,2
	dez	0,355	1,66	15,6	5,1	3,05	1,71	1,68	2,57	17	16,4
2017	jan	0,294	1,41	16,4	6,1	3,09	3,25	1,62	3,62	21	20,3
	fev	0,308	1,55	6,9	2,7	1,57	1,53	1	3,16	13	12,9
	mar	0,339	1,65	9,3	3,4	1,91	1,66	1,06	2,59	15	14,8
	abr	0,516	2,47	3,8	1,4	0,82	0,88	1,36	1,97	7	6,9
	mai	0,487	2,31	11,2	3,8	2,7	2,37	0	2,77	13	13,5
	jun	0,509	2,5	18,4	6,9	1,37	3,41	0,95	4,04	25	25,1
	jul	0,603	2,93	3,7	1,4	0,01	0,82	1,85	2,35	9	8,7
	ago	0,537	2,42	5,3	1,9	0	0	1,71	1,95	10	10,3
	set	0,479	2,46	2,2	0,8	0,48	0,55	1,29	1,05	4	4,4
	out	0,434	2,6	16,2	5,6	3,89	3,32	1,14	3,41	21	21
	nov	0,323	2,06	20,5	7,5	4,27	3,95	0,64	3,92	28	27,5
	dez	0,254	1,59	9,4	3,3	2	1,88	1,64	3,84	15	15,2
2018	jan	0,269	1,58	20	6,8	4,62	3,83	1,43	3,89	23	23,2
	fev	0,237	1,48	6,7	2,3	1,57	1,48	1,79	3,36	13	13,2
	mar	0,188	1,01	9,3	4,4	3,18	2,9	1,67	3,65	15	15,4
	abr	0,227	1,15	8,7	3,9	2,33	2,12	1,79	3,71	16	15,8
	mai	0,371	1,93	3,1	1,1	0,68	0,75	1,62	1,86	7	7,3
	jun	0,347	1,95	7,7	2,8	1,25	1,22	1,22	1,79	12	11,9
	jul	0,413	2,17	6,9	2,5	0,19	1,06	1,69	1,76	11	11,1
	ago	0,407	2,33	6,3	2,2	1,44	1,24	1,63	1,5	10	10
	set	0,38	2,18	14,3	5,1	2,37	2,32	1,48	3,21	19	19,4
	out	0,448	2,16	22,5	8,5	4,32	3,67	0,8	0,04	28	27
	nov	0,555	2,57	13,9	5,2	2,97	2,67	1,25	0,02	22	22,4
	dez	0,278	1,38	15	5,3	3,44	2,04	1,5	2,51	18	17,3

Fonte: Adaptado ONS

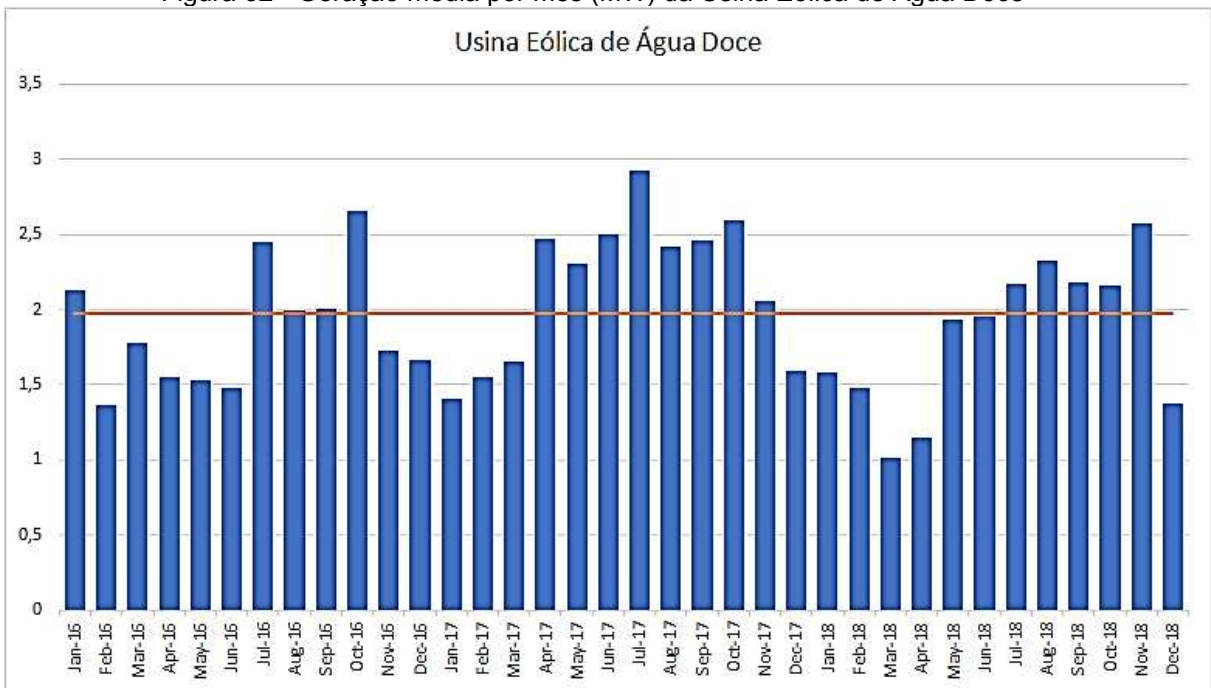
Para facilitar a visualização do comportamento de cada usina nos 3 anos analisados, geraram-se os gráficos das figuras 31 a 40, contendo geração média de cada mês e a média, em vermelho, de todo o período.

Figura 31 - Geração média por mês (MW) da Central Eólica de Palmas



Fonte: Autoria própria

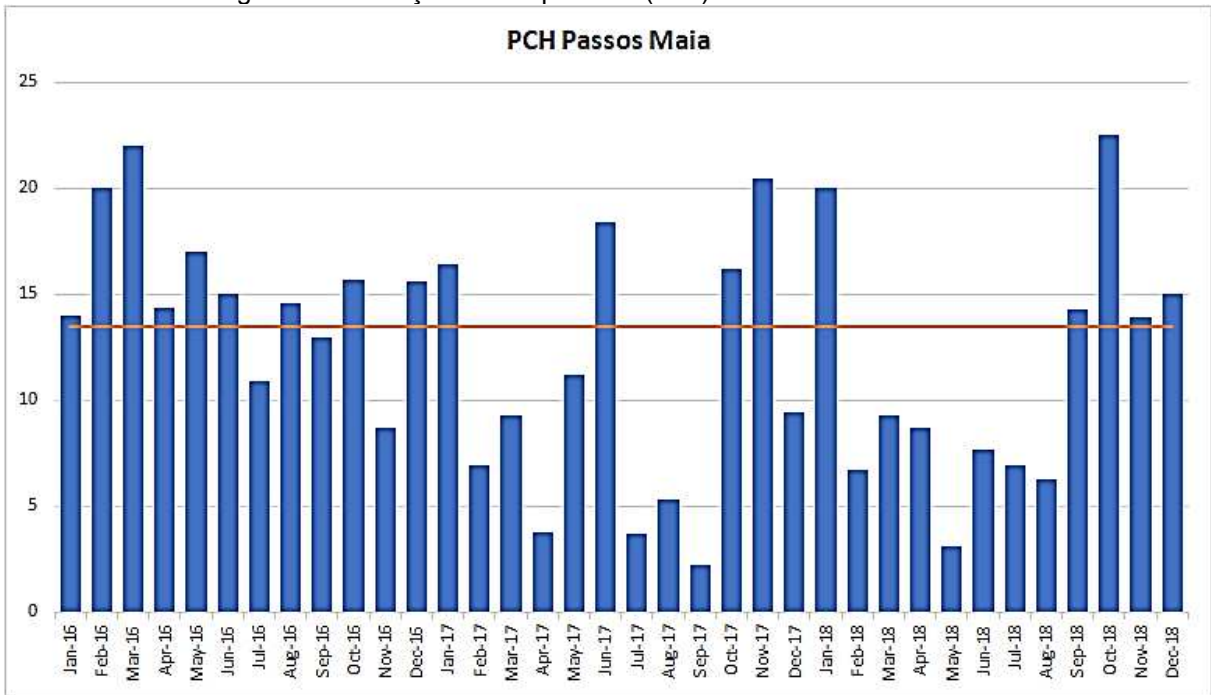
Figura 32 - Geração média por mês (MW) da Usina Eólica de Água Doce



Fonte: Autoria própria

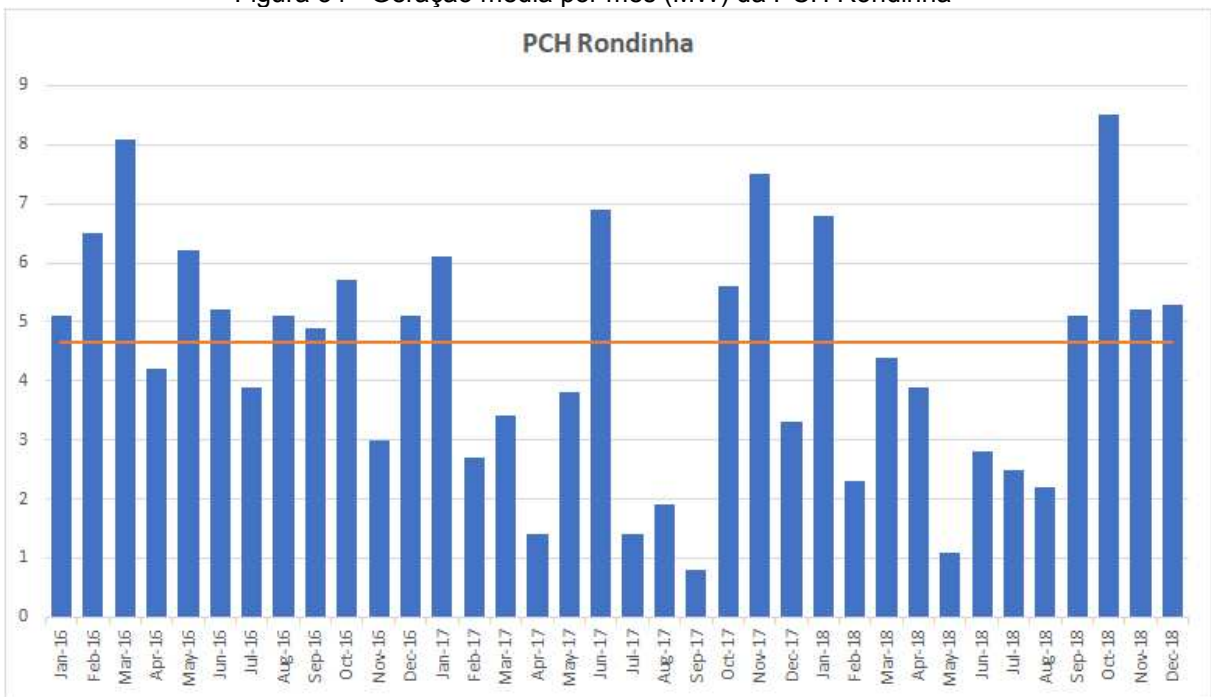


Figura 33 - Geração média por mês (MW) da PCH Passos Maia



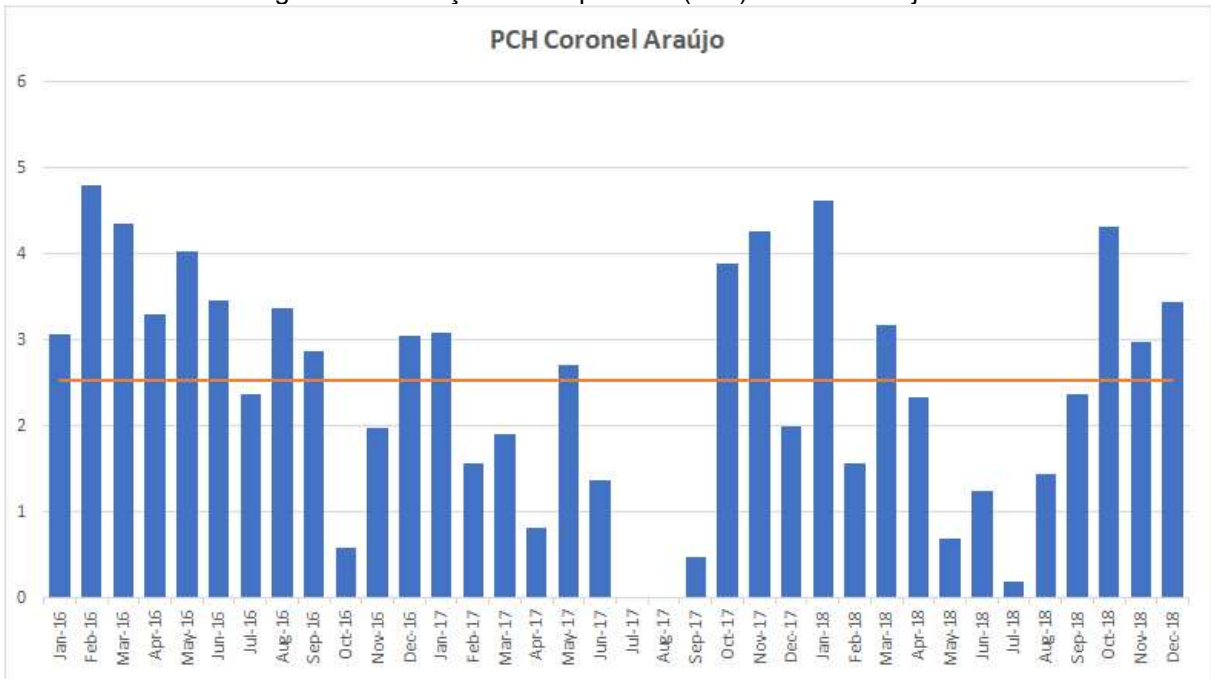
Fonte: Autoria própria

Figura 34 - Geração média por mês (MW) da PCH Rondinha



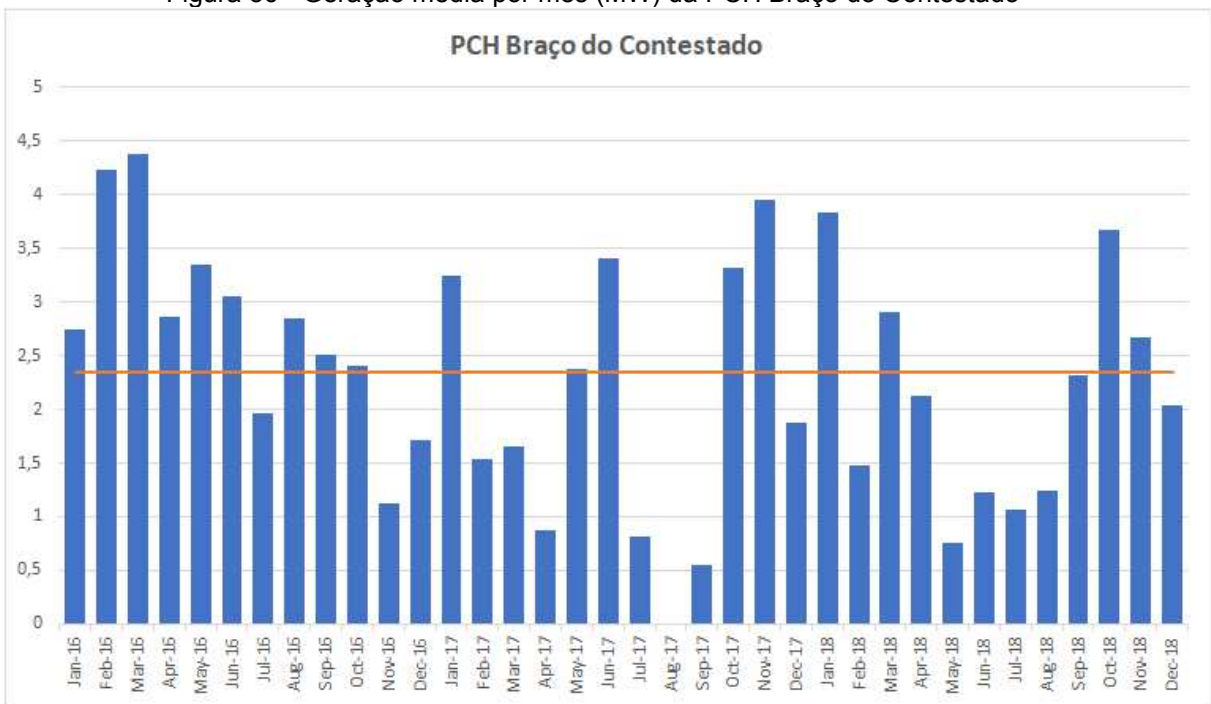
Fonte: Autoria própria

Figura 35 - Geração média por mês (MW) da PCH Araújo



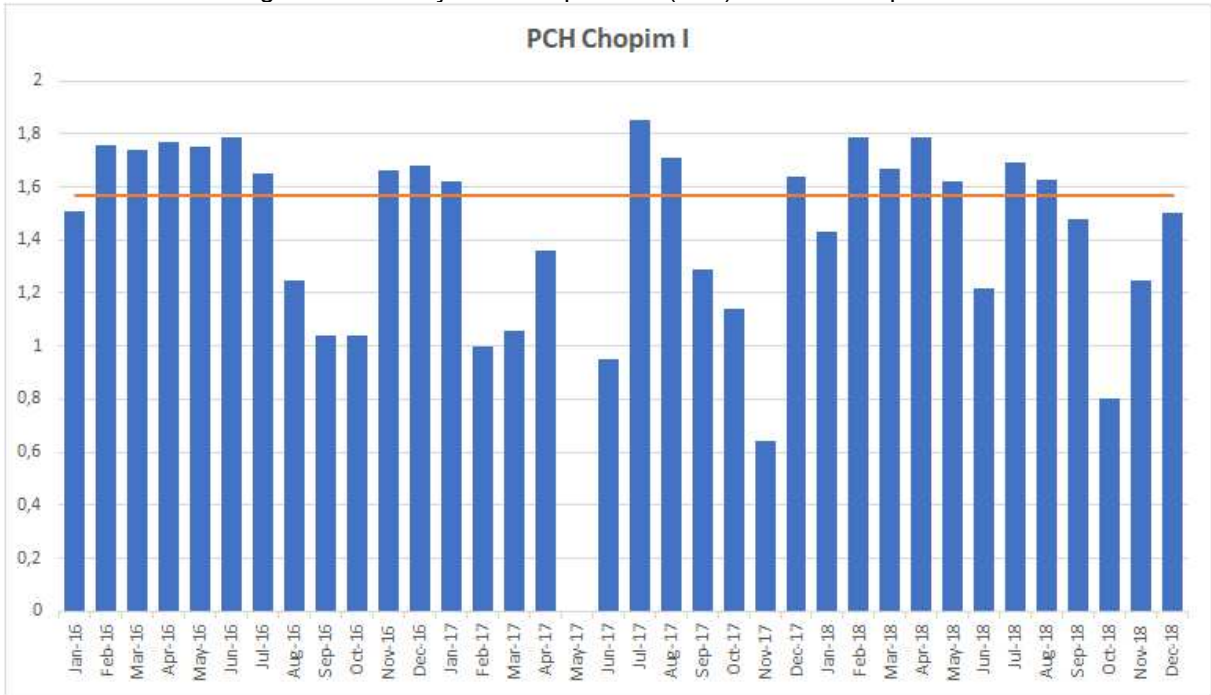
Fonte: Autoria própria

Figura 36 - Geração média por mês (MW) da PCH Braço do Contestado



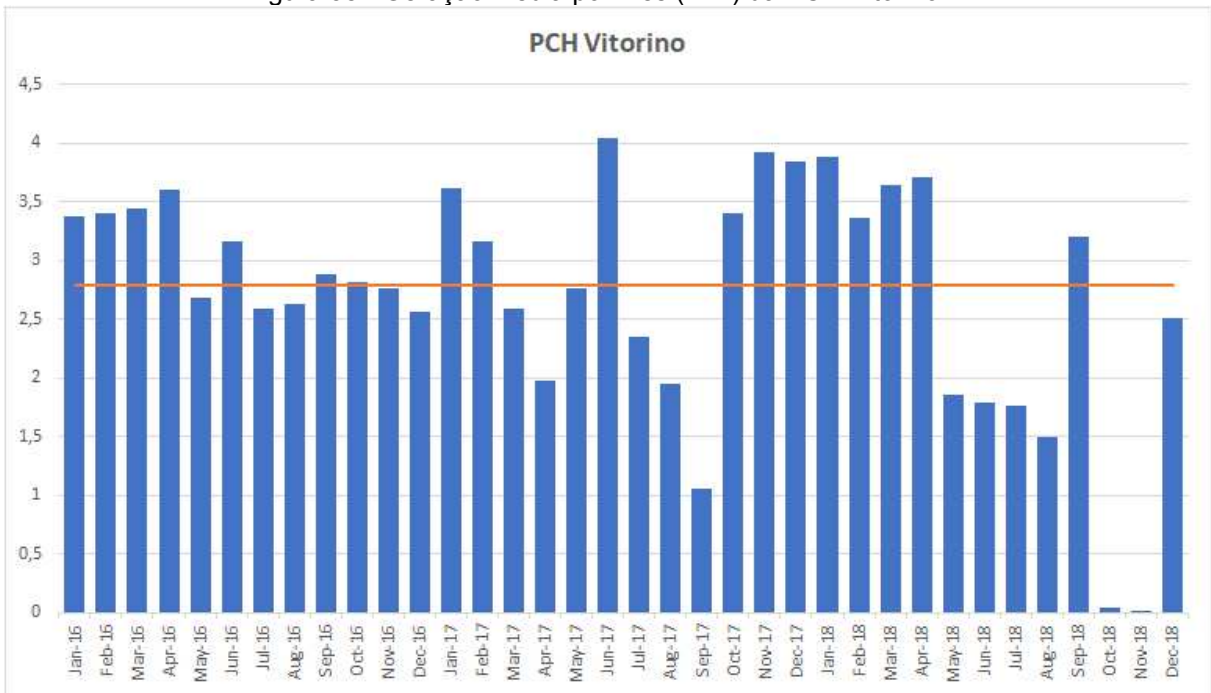
Fonte: Autoria própria

Figura 37 - Geração média por mês (MW) da PCH Chopim I



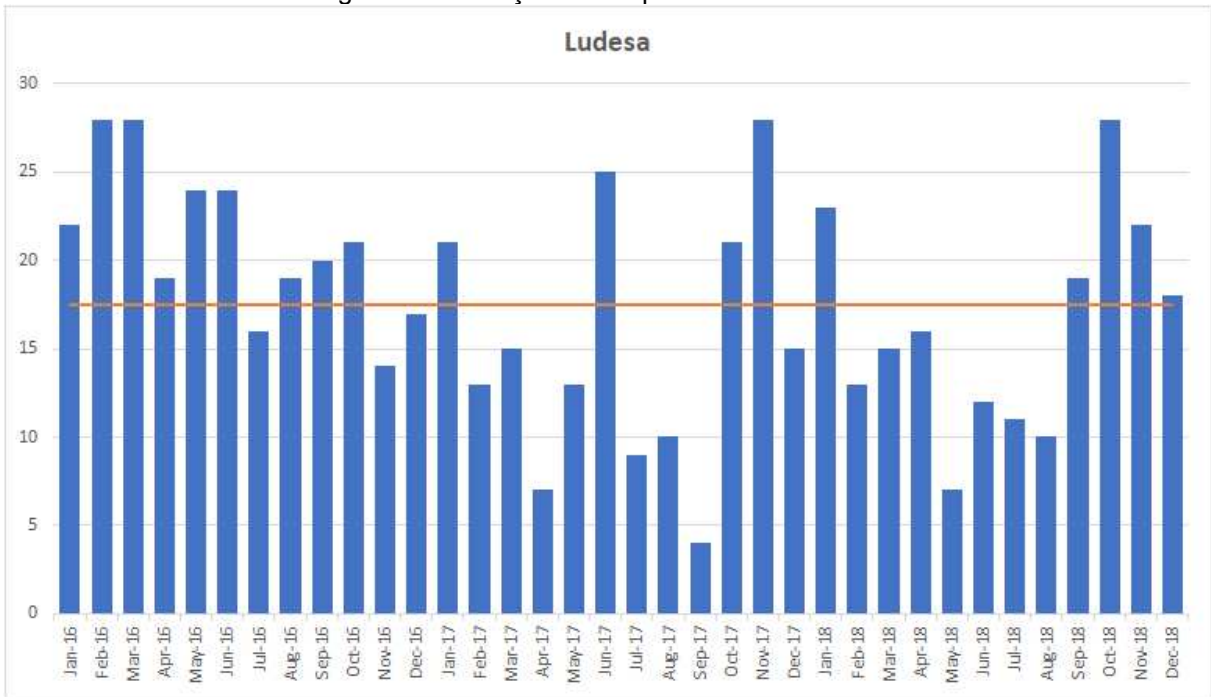
Fonte: Autoria própria

Figura 38 - Geração média por mês (MW) da PCH Vitorino



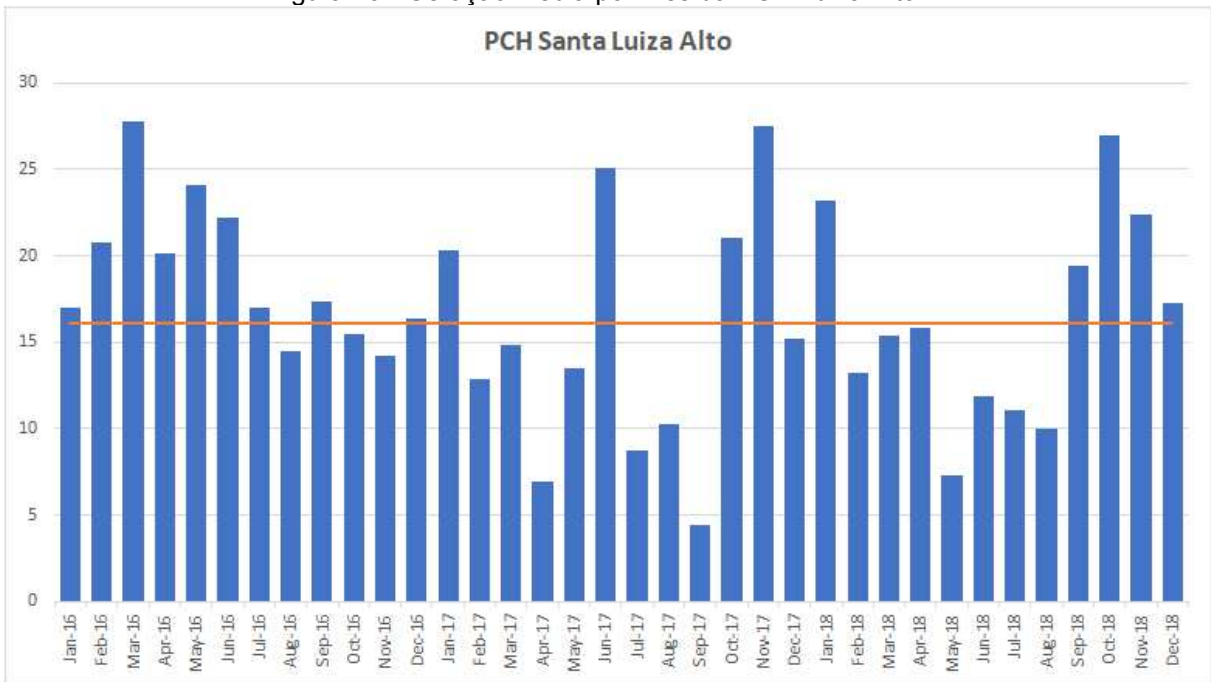
Fonte: Autoria própria

Figura 39 - Geração média por mês de Ludesa



Fonte: Autoria própria

Figura 40 - Geração média por mês da PCH Luiza Alto



Fonte: Autoria própria

Graficamente, é possível visualizar a influência do La Niña nos anos 2017 e 2018, causando até mesmo a ausência de geração em alguns meses do ano. Ainda, verifica-se como a geração nas usinas oscila muito durante o ano, constando que há maior geração das usinas eólicas na época de inverno, cujos meses têm maior influência dos ventos na região sul.

Com esses levantamentos, torna-se possível identificar uma forma de contratação sobre cada ponto de estudo, levando em consideração as contingências de linhas, que são as mais prováveis, e as médias mensais de cada usina interligada com o sistema da COPEL-DIS.

## 5.5 IDENTIFICAÇÃO DE NOVOS POSSÍVEIS VALORES DE MUST

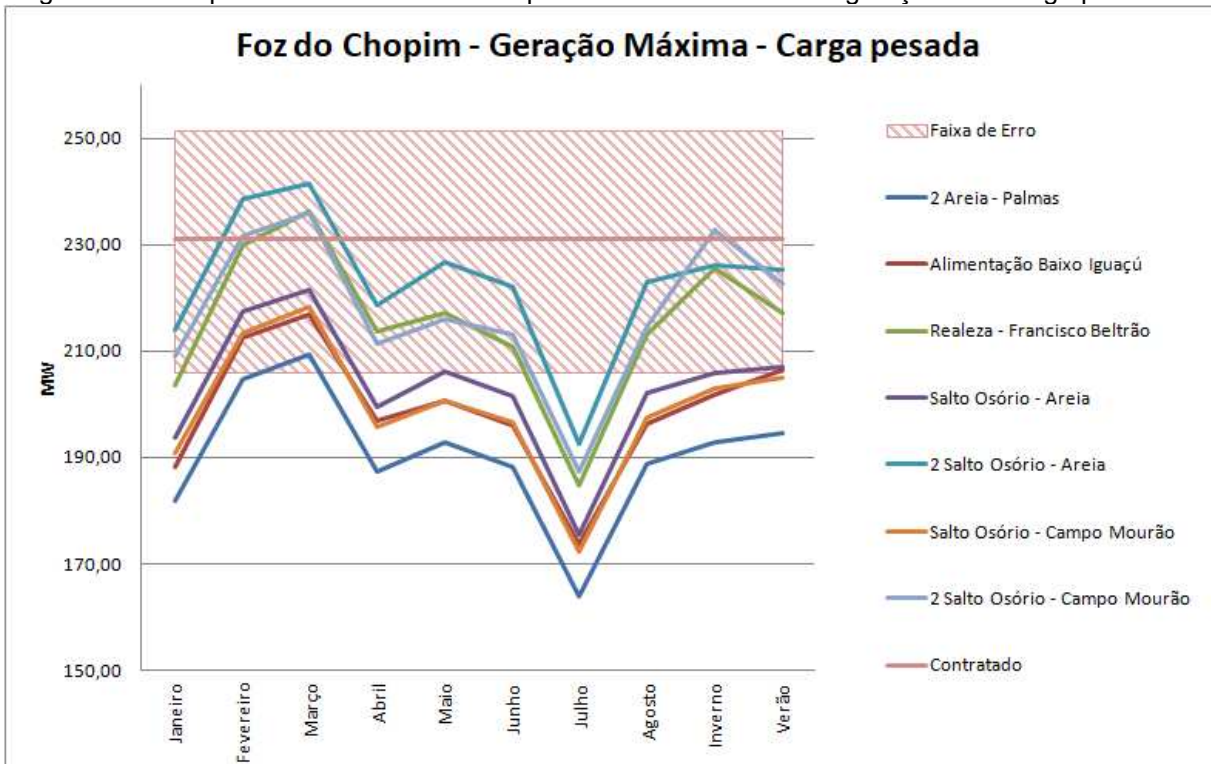
A fim de analisar Foz do Chopim, Realeza Sul e Pato Branco, utilizaram-se os quadros de contingências para construir gráficos com os valores encontrados de potência ativa em MW nos pontos de contratação para cada mês.

Os gráficos das figuras 41 a 52, indicam o comportamento da potência verificada em cada contingência de linha por mês, apresentam o valor de MUST contratado e destacam o intervalo cujos valores permanecem nos limites aceitáveis para não ocorrer ineficiência. Para os meses em que as simulações não convergiram, utilizou-se o valor verificado no mês anterior.

A faixa hachurada representa os limites de contratação para cada ponto de conexão, sendo o menor valor 90% do contratado e o maior 110% do montante, sendo nomeado como “faixa de erro”. O gráfico é disposto de tal forma que horizontalmente analisamos as contingências no período do tempo por mês ou período de análise, e verticalmente tem os valores potência ativa em megawatts.

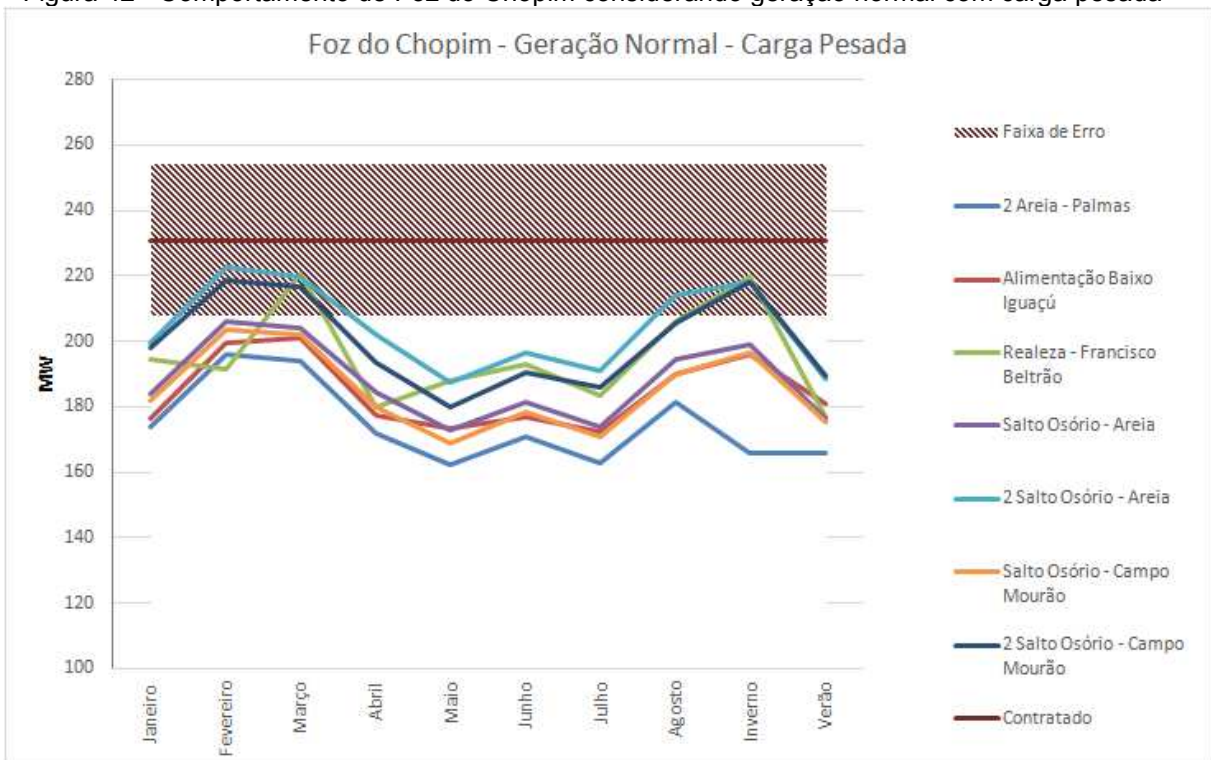
Se as linhas as quais representam as contingências estão dentro da faixa hachurada, o valor contratado está contemplando o fluxo de potência ativa mesmo que ocorra tal contingência. Caso contrário, assume-se que devem ser realizados ajustes nos valores contratados.

Figura 41 - Comportamento de Foz do Chopim considerando máxima geração com carga pesada



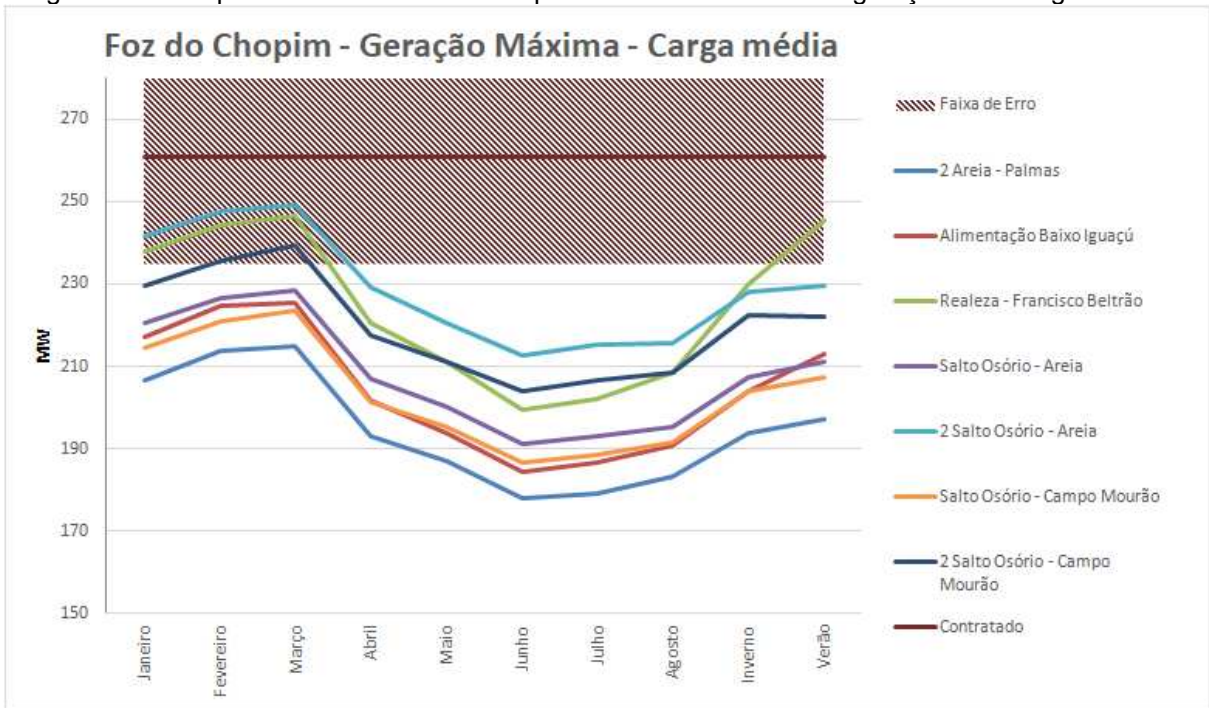
Fonte: Autoria própria

Figura 42 - Comportamento de Foz do Chopim considerando geração normal com carga pesada



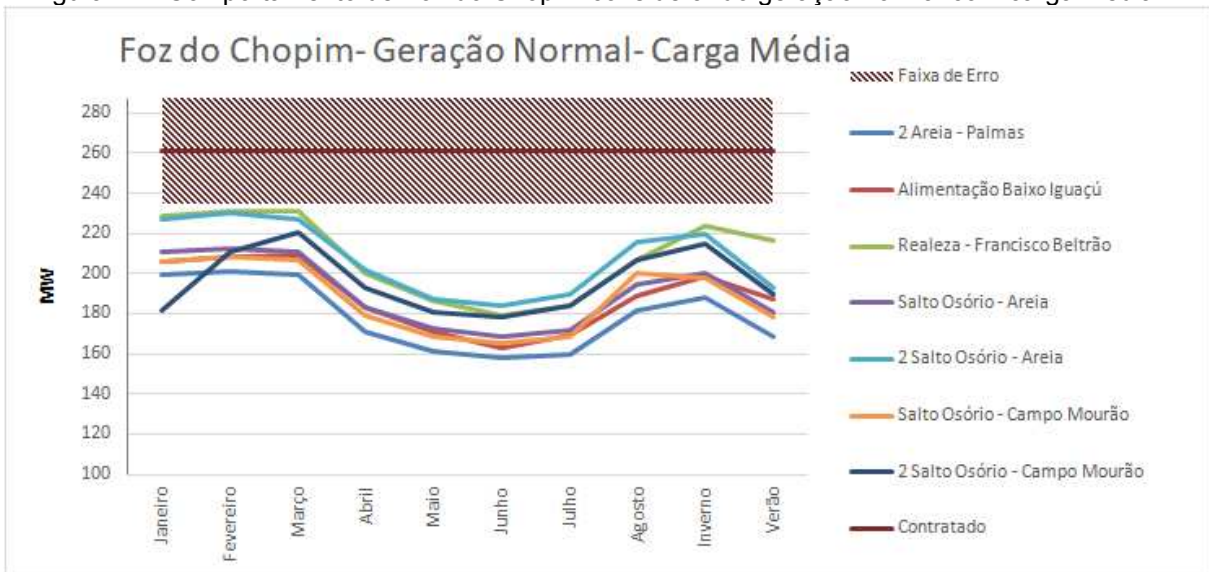
Fonte: Autoria própria

Figura 43 - Comportamento de Foz do Chopim considerando máxima geração com carga média



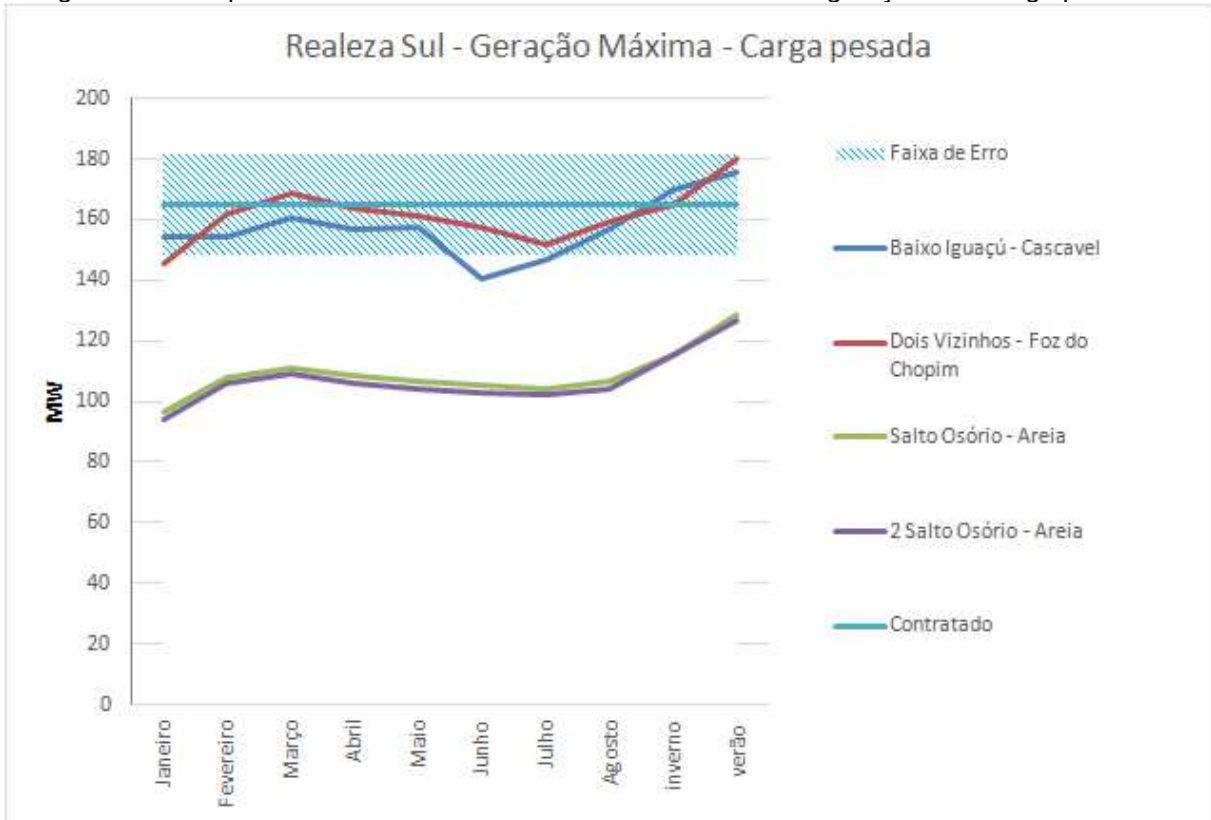
Fonte: Autoria própria

Figura 44 - Comportamento de Foz do Chopim considerando geração normal com carga média



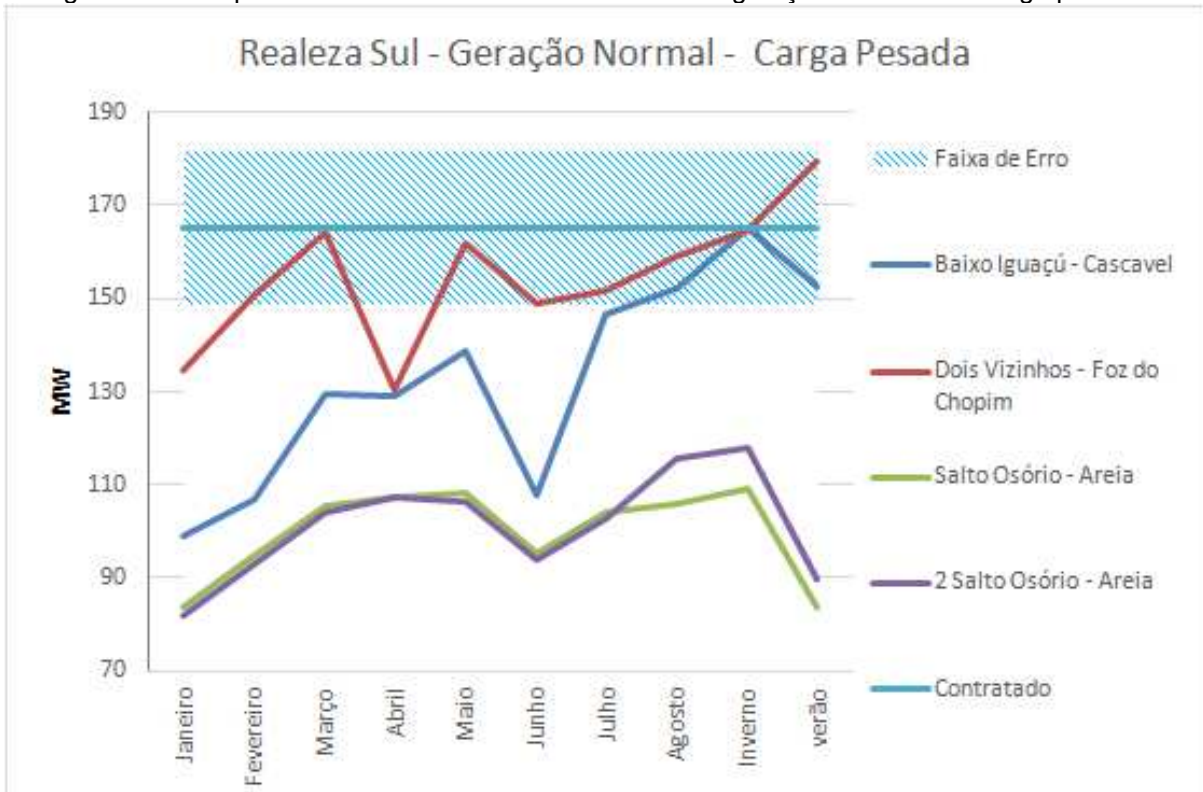
Fonte: Autoria própria

Figura 45 - Comportamento de Realeza Sul considerando máxima geração com carga pesada



Fonte: Autoria própria

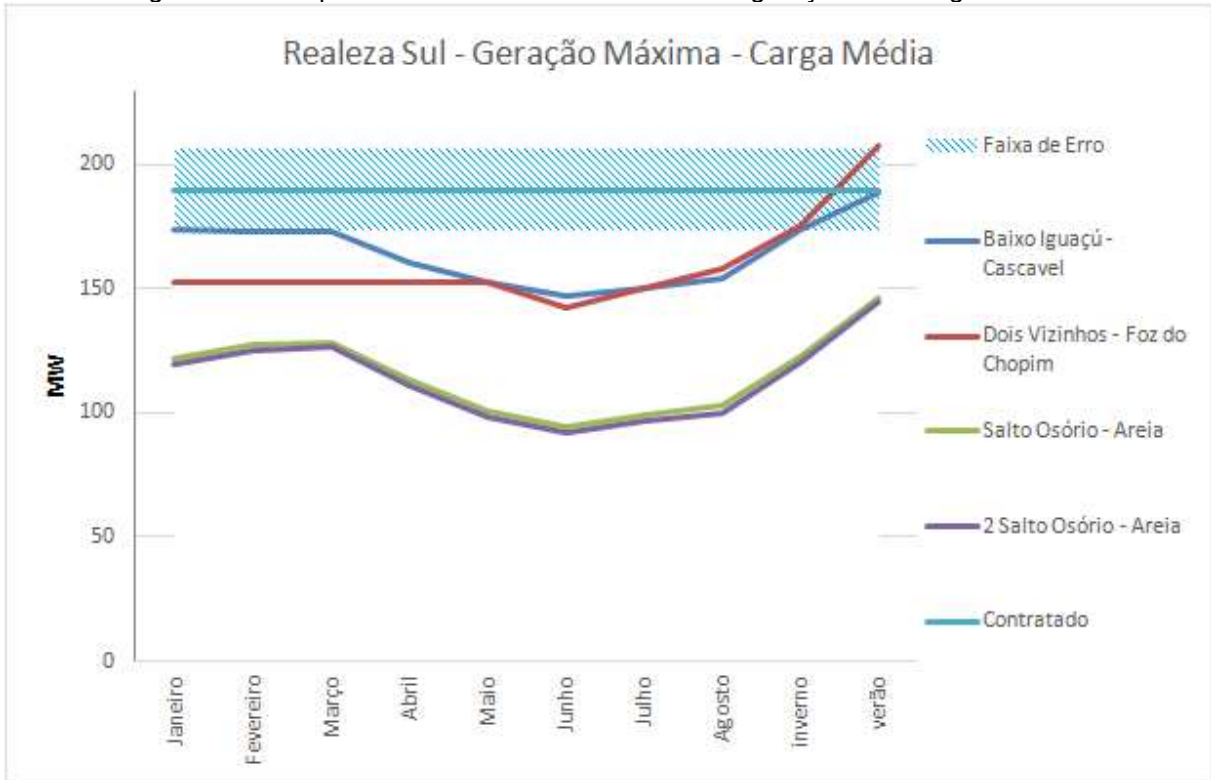
Figura 46 - Comportamento de Realeza Sul considerando geração normal com carga pesada



Fonte: Autoria própria

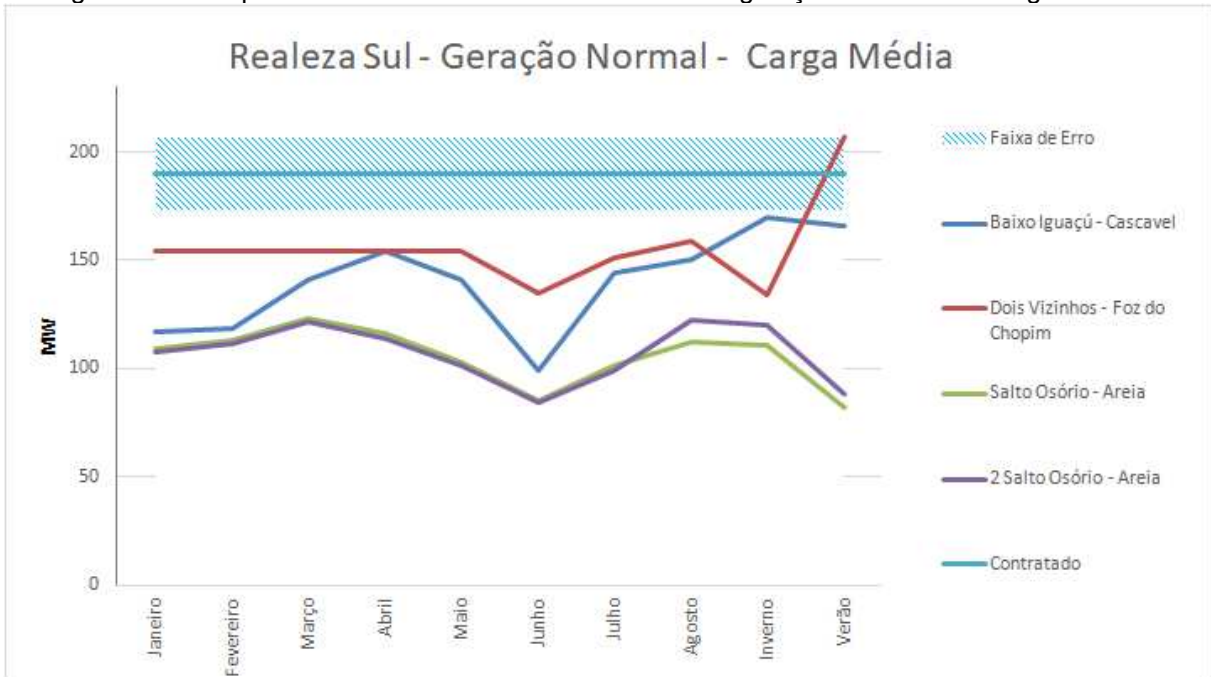


Figura 47 - Comportamento de Realeza Sul máxima geração com carga média



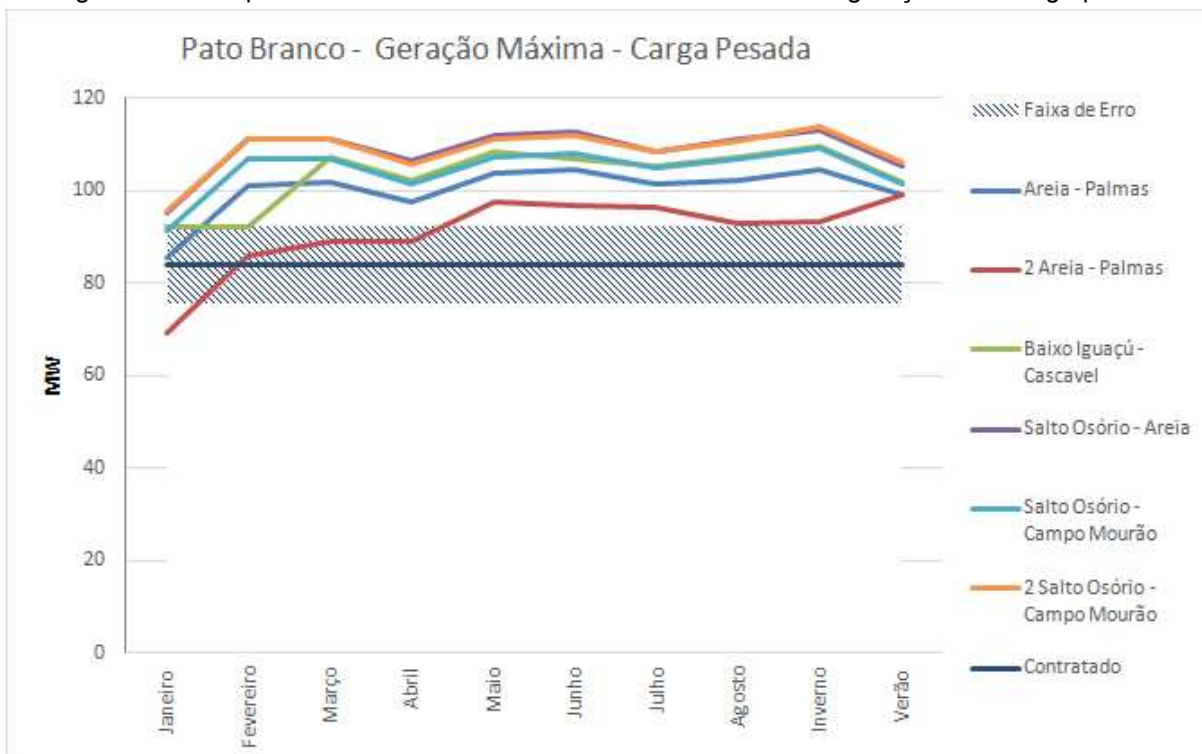
Fonte: Autoria própria

Figura 48 - Comportamento de Realeza Sul considerando geração normal com carga média



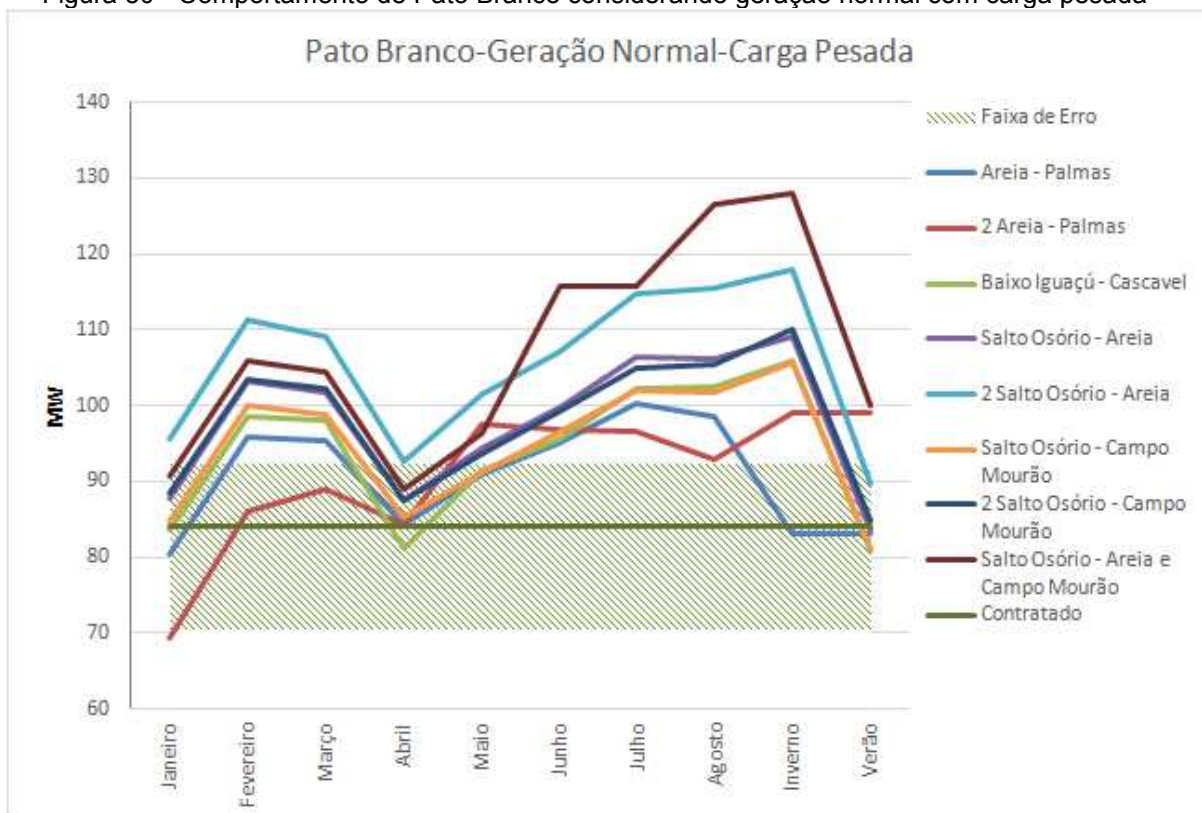
Fonte: Autoria própria

Figura 49 - Comportamento de Pato Branco considerando máxima geração com carga pesada



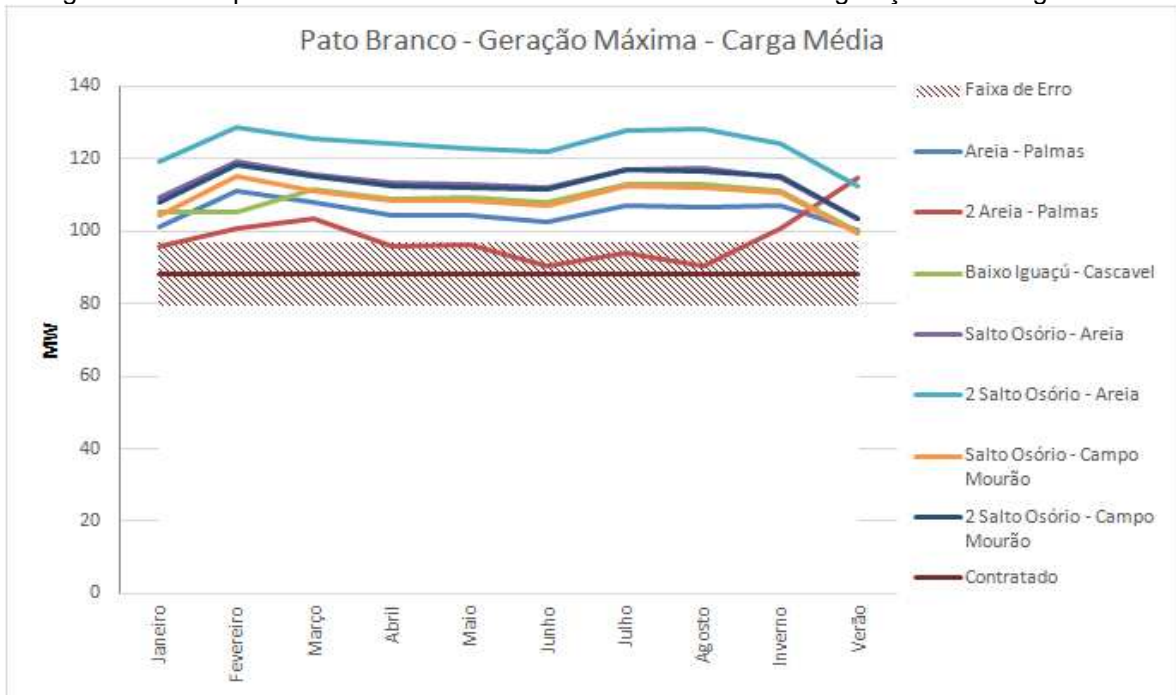
Fonte: Autoria própria

Figura 50 - Comportamento de Pato Branco considerando geração normal com carga pesada



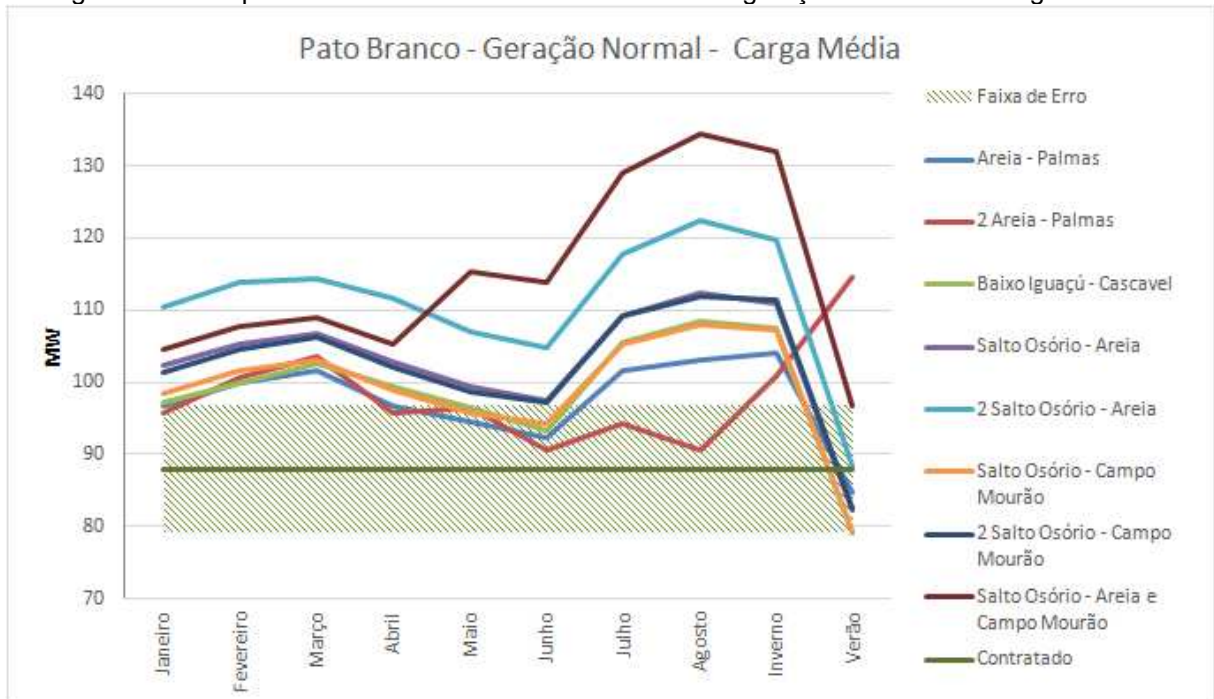
Fonte: Autoria própria

Figura 51 - Comportamento de Pato Branco considerando máxima geração com carga média



Fonte: Autoria própria

Figura 52 - Comportamento de Pato Branco considerando geração normal com carga média



Fonte: Autoria própria

Com base nos resultados, observou-se que somente os estudos de Foz do Chopim e Realeza Sul poderiam utilizar os gráficos acima, uma vez que, se usados para Pato Branco, fundamentar-se nas gerações nulas poderia elevar a chance ser estimado um valor que resultasse em sobrecontratação.

Portanto, visando evitar esse problema, embasou-se nas médias das usinas da região de Pato Branco, apresentadas na tabela 13, para fazer uma nova simulação de contingências de linha.

A tabela foi elaborada a partir da aquisição das médias de cada mês nas usinas que influenciam diretamente os valores de fluxo de potência ativa no ponto de conexão de Pato Branco.

Tabela 13 - Geração média mensal (MW) das usinas da região de Pato Branco

Mês	Central Eólica de Palmas	Usina Eólica de Água Doce	PCH Passos Maia	PCH Rondinha	PCH Coronel Araújo	PCH Braço do Contestado	PCH Chopim I	PCH Vitorino	PCH Ludesa	PCH Santa Luiza Alto
jan	0,294	1,58	16,4	6,1	3,09	3,25	1,51	3,62	22	20,3
fev	0,272	1,48	6,9	2,7	1,57	1,53	1,76	3,36	13	13,2
mar	0,339	1,65	9,3	4,4	3,18	2,9	1,67	3,44	15	15,4
abr	0,318	1,55	8,7	3,9	2,33	2,12	1,77	3,61	16	15,8
mai	0,371	1,93	11,2	3,8	2,7	2,37	1,62	2,68	13	13,5
jun	0,347	1,95	15	5,2	1,37	3,05	1,22	3,17	24	22,2
jul	0,462	2,45	6,9	2,5	0,19	1,06	1,69	2,35	11	11,1
ago	0,407	2,33	6,3	2,2	1,44	1,24	1,63	1,95	10	10,3
Verão	0,355	1,73	14,3	5,1	3,05	2,51	1,48	3,21	20	17,3
Inverno	0,407	2,17	8,7	3,8	1,44	1,96	1,65	2,59	13	13,5

Fonte: Autoria própria

Com esses valores inseridos na base do ANAREDE, foram realizadas novas simulações e obtiveram-se as tabelas de contingência 14 e 15 com novos valores de fluxo de potência ativa para as possíveis perdas de linha.

Tabela 14 - Valores de fluxo de potência no ponto de conexão de Pato Branco para perdas N-1 com geração máxima

PERDAS N-1										CONTINGÊNCIA									
LINHA										PERÍODO									
2 Salto Osório - Campo Mourão	Salto Osório - Campo Mourão	2 Salto Osório - Areia	Salto Osório - Areia	Baixo Iguaçú - Cascavel	2 Areia - Palmas	Areia - Palmas	18	17	16	15	14	13	12	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO
68,4	63,7	77,6	67,8	77,3	1,4	50,6	68,4	63,7	77,6	67,8	77,3	1,4	50,6	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO
76	72,3	87,2	77,1	73	18,3	61,3	76	72,3	87,2	77,1	73	18,3	61,3	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO
91	86,6	101,1	91	88,2	39,8	76,6	91	86,6	101,1	91	88,2	39,8	76,6	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO
91,2	87,5	102,9	92,5	NC	54,4	80,1	91,2	87,5	102,9	92,5	NC	54,4	80,1	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO
87,2	82,8	96,4	86,8	83,4	31,9	72	87,2	82,8	96,4	86,8	83,4	31,9	72	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO
90,9	87	101,3	91,5	87,4	46,2	78,2	90,9	87	101,3	91,5	87,4	46,2	78,2	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO
81	77	91,8	81,8	77,8	33,3	67,7	81	77	91,8	81,8	77,8	33,3	67,7	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO
86,4	82,4	97,9	87,4	83,2	40	73,4	86,4	82,4	97,9	87,4	83,2	40	73,4	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO
89,3	85,6	100,1	90,3	86,7	44,9	77	89,3	85,6	100,1	90,3	86,7	44,9	77	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO
90,5	86,7	101,1	91,3	87,9	44	77,6	90,5	86,7	101,1	91,3	87,9	44	77,6	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO
82	79,2	96,2	84,5	76,6	20,7	64,5	82	79,2	96,2	84,5	76,6	20,7	64,5	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO
79,2	75,3	89,8	79,6	71,4	14,3	62,7	79,2	75,3	89,8	79,6	71,4	14,3	62,7	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO
91,3	87,6	99,5	91,2	88,1	57,1	80,6	91,3	87,6	99,5	91,2	88,1	57,1	80,6	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO
99,8	95,3	110,7	100,1	95,9	54,8	86,3	99,8	95,3	110,7	100,1	95,9	54,8	86,3	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO
94,6	90,7	105,4	95,3	91,5	55,3	82,8	94,6	90,7	105,4	95,3	91,5	55,3	82,8	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO
99,9	95,5	111,2	100,5	96,3	52,9	86,2	99,9	95,5	111,2	100,5	96,3	52,9	86,2	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO
75,6	70,7	83,8	74,4	71,1	30,6	61,1	75,6	70,7	83,8	74,4	71,1	30,6	61,1	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO
73	69	82,4	73,1	69,5	46,2	63,1	73	69	82,4	73,1	69,5	46,2	63,1	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO
97,5	88,8	102,1	92,6	89,3	44,1	79	97,5	88,8	102,1	92,6	89,3	44,1	79	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO
94,9	90,5	103,9	94,5	91	51,9	81,8	94,9	90,5	103,9	94,5	91	51,9	81,8	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO

Fonte: Autoria própria

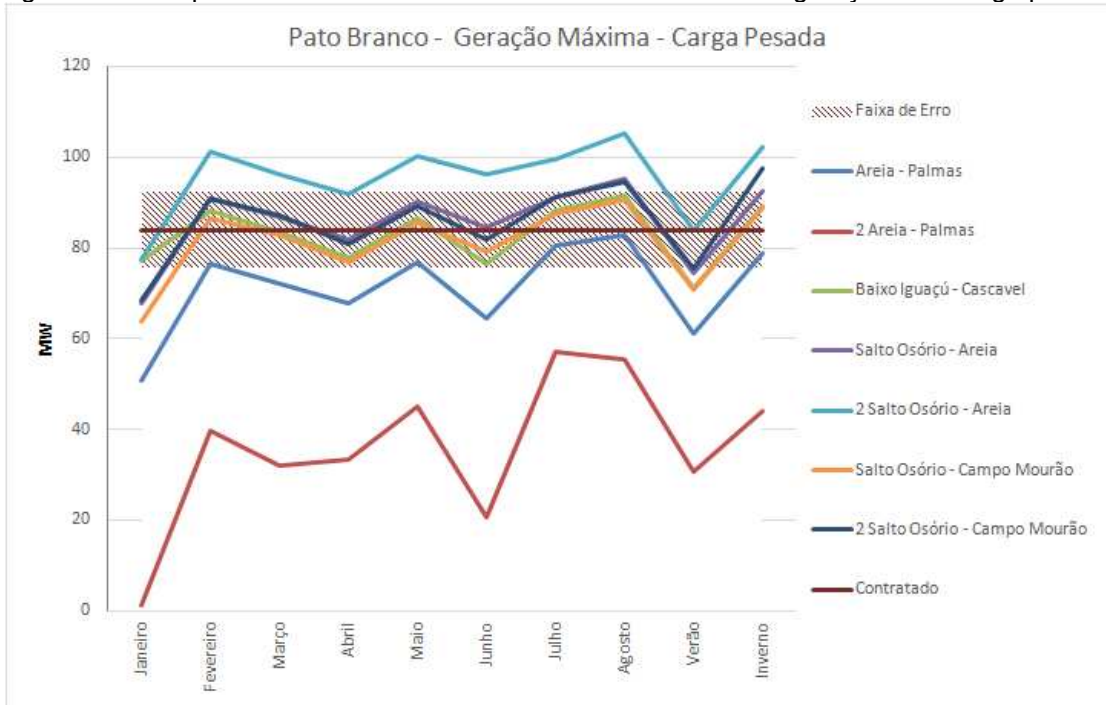
Tabela 15 - Valores de fluxo de potência no ponto de conexão de Pato Branco para perdas N-1 com geração normal

PERDAS N-1																								
LINHA																								
2 Salto Osório - Campo Mourão	Salto Osório - Campo Mourão	2 Salto Osório - Areia	Salto Osório - Areia	Baixo Iguaçu - Cascavel	2 Areia - Palmas	Areia - Palmas	CONTINGÊNCIA																	
							PERÍODO		JANEIRO		FEVEREIRO		MARÇO		ABRIL		MAIO		JUNHO		JULHO		AGOSTO	
18	17	16	15	14	13	12	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO	PESADO	MÉDIO
61,3	57,3	68	60,3	56,1	1,4	45,5																		
69,2	66,1	78,2	69,9	64,8	18,3	56,5																		
83,5	79,8	91	83	78,4	39,8	71,2																		
84,2	81,2	93,5	85,1	79,6	54,4	75,2																		
78,2	74,6	85,2	77,6	73,9	31,9	65,5																		
82,2	79	90,2	82,4	78,2	46,2	71,8																		
70,2	68,1	75,4	70,4	63,9	49,2	63,6																		
78	74,8	87,6	78,8	75,2	40	67,3																		
72,1	69,5	79,8	72,8	69,8	44,9	64,1																		
77	74,1	85,2	77,6	74,7	44	67,5																		
67,2	64,1	74,8	67,5	61,5	20,7	55,3																		
65,3	61,9	72,6	65,3	60,9	14,3	52,3																		
89,6	85,9	97,8	89,5	86,4	57,3	79,3																		
92	88,1	100,9	92	88,6	54,8	80,6																		
89,6	85,8	99,7	90,2	86,4	55,3	78,8																		
96,1	91,9	106,7	96,5	92,6	52,9	82																		
54,1	50,4	59,1	52,7	50	30,6	44,8																		
51,9	48,9	58	51,6	48,6	46,2	47,2																		
89,7	85,2	97,5	88,7	85,5	44,1	76																		
91,2	86,9	99,5	90,6	87,3	51,9	79																		

Fonte: Autoria própria

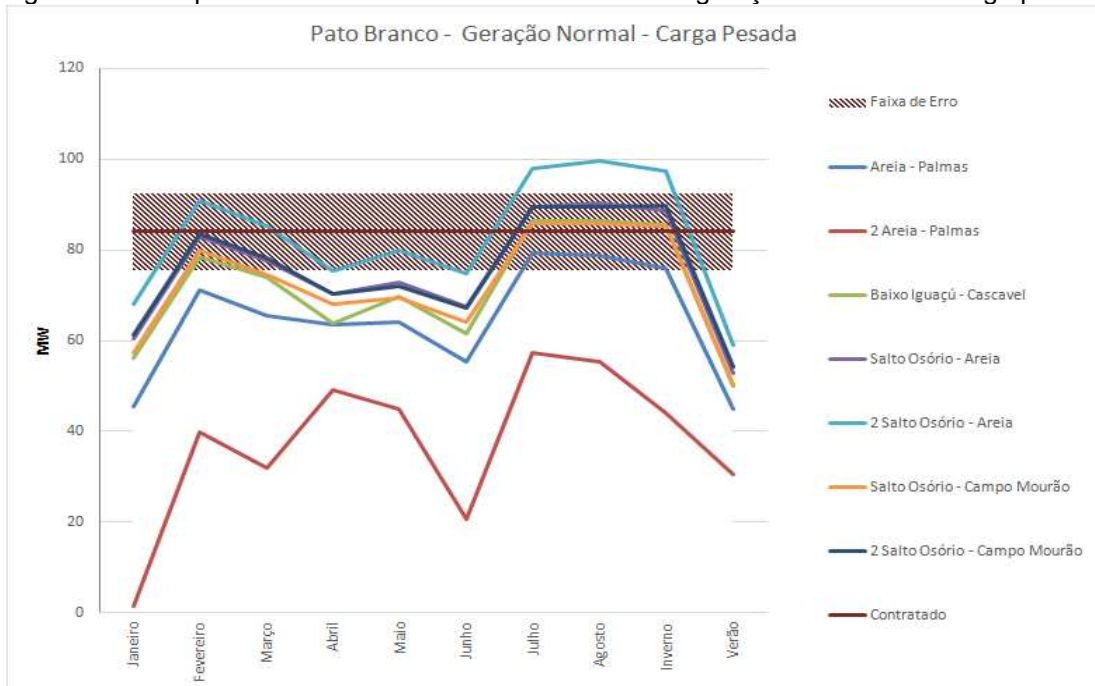
Por meio dos novos dados obtidos, foram gerados novos gráficos, figuras 53 a 56, para verificar de maneira verossímil o comportamento das contingências de linha da região de Pato Branco, tal qual os limites estabelecidos pelo valor de MUST contratado.

Figura 53 - Comportamento de Pato Branco considerando máxima geração com carga pesada



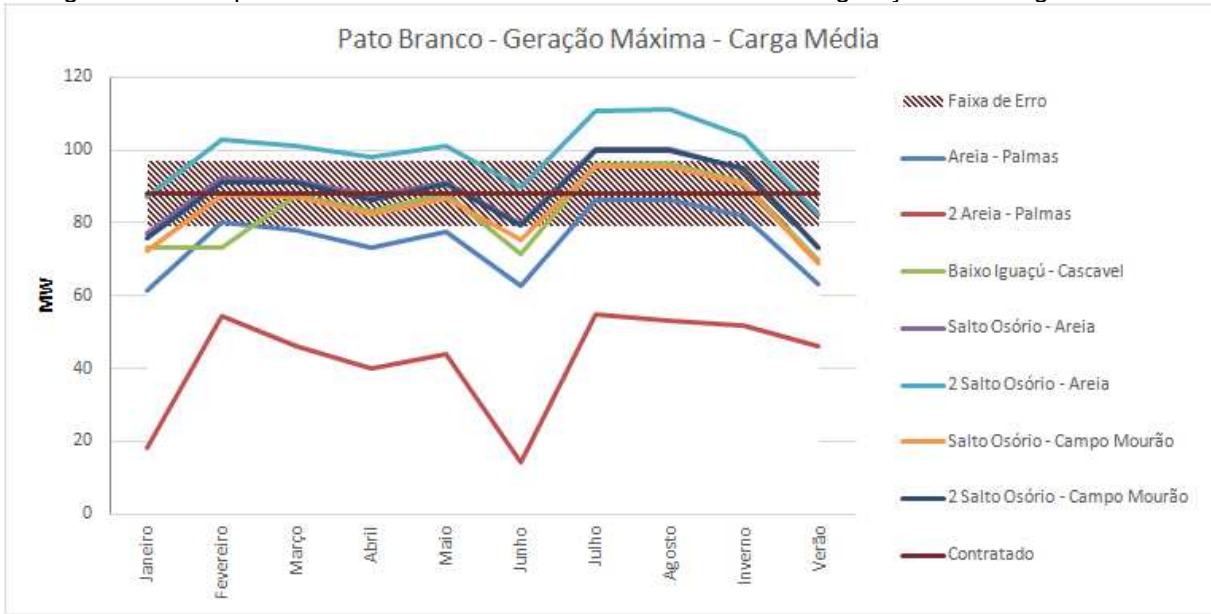
Fonte: Autoria própria

Figura 54 - Comportamento de Pato Branco considerando geração normal com carga pesada



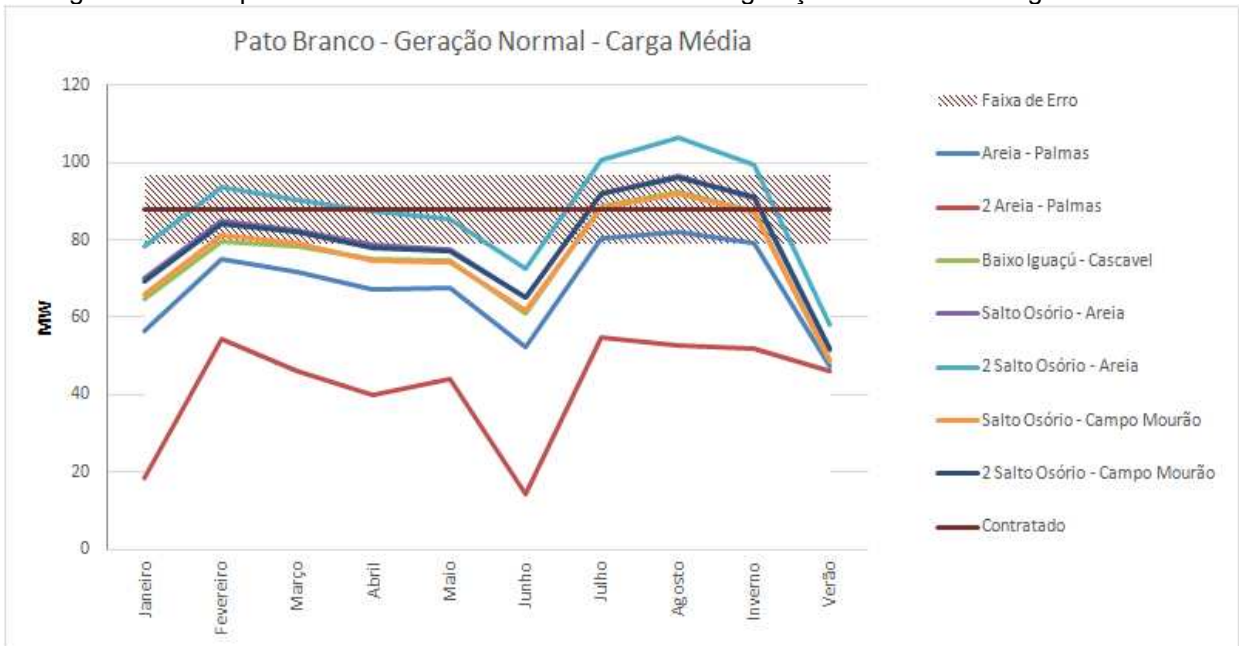
Fonte: Autoria própria

Figura 55 - Comportamento de Pato Branco considerando máxima geração com carga média



Fonte: Autoria própria

Figura 56 - Comportamento de Pato Branco considerando geração normal com carga média



Fonte: Autoria própria

### 5.5.1 Foz do Chopim

Para estimar um valor de contratação para Foz do Chopim, fez-se a seguinte análise. Considerando que o caso de geração máxima das usinas interligadas à 230 kV é a pior situação para o sistema, determinou-se que os



valores obtidos nas contingências de linha devem estar dentro limite de 110 % do novo montante. E para o caso de geração prevista, os valores obtidos representam o menor valor possível para definir o MUST a ser contratado.

O maior valor encontrado para a situação de geração máxima e carga pesada foi de 241,6 MW com a perda do circuito duplo Salto Osório-Areia. Enquanto, para a mesma perda, com geração normal, o valor correspondeu a 222,5MW. Portanto, indica-se que, para a situação de carga pesada, o valor a ser contratado esteja entre 222,5 e 241,6, como por exemplo 223 MW.

Por sua vez, para carga média, identificou-se valores em geração máxima e geração prevista, de, respectivamente, 249 MW e 230,8 MW para a mesma contingência do caso de situação pesada. Desse modo, um possível valor de contratação pode ser 231 MW.

#### 5.5.2 Realeza Sul

Repetiu-se a mesma estratégia de Foz do Chopim em Realeza Sul. Fundamentando-se na contingência da linha Dois Vizinhos-Foz do Chopim, foi verificado que, para a carga pesada, considerando geração normal e máxima respectivamente, o valor de contratação estaria entre 179,7 MW e 180 MW. E, para carga média, o valor seria entre 206,7 MW e 207,7MW.

Nessa situação, sugere-se o possível valor de 180MW para carga pesada e de 207 MW para carga média.

#### 5.5.3 Pato branco

A perda da linha Salto Osório-Areia ocasiona os maiores valores de potência ativa, para geração normal e geração máxima, de 99,7 MW e 105,4 MW para carga pesada e de 106,7 MW e 111,2 MW para carga média.

Portanto, pode-se assumir como possível valor de MUST a ser contratado 100MW em período de carga pesada e 107 MW em período de carga média.

#### 5.5.4 Verificação

Apenas como exercício de verificação, assumiu-se o valor de MUST sugerido, para cargas pesada e média, no ponto de interligação de Pato Branco. Foi realizada a comparação dos encargos e parcelas de ineficiências para os valores em contrato vigente, de 84 MW e 88 MW, respectivamente, e os indicados, 100 MW e 107 MW.

Por meio da aplicação das equações 1 e 5 do Capítulo 2, calculou-se os valores dos encargos diretamente relacionados ao MUST e possíveis parcelas de ineficiência por ultrapassagem a serem pagos pela concessionária em cada caso. Portanto, para essa verificação, as  $TUST_{RO}$  e  $TUST_{UHEITAIPU}$  não foram consideradas.

Para os cálculos, utilizaram-se os seguintes valores:

- $TUST_P = R\$ 5640,00/\text{MW.mês}$
- $TUST_{FP} = R\$ 5699,00/\text{MW.mês}$
- $MUST_P = 105,4 \text{ MW}$
- $MUST_{FP} = 111,2 \text{ MW}$
- $MUST_{vigenteP} = 84 \text{ MW}$
- $MUST_{vigenteFP} = 88 \text{ MW}$
- $MUST_{sugeridoP} = 100 \text{ MW}$
- $MUST_{sugeridoFP} = 107 \text{ MW}$

Os valores de  $MUST_{FP}$  e  $MUST_P$ , que representam os valores medidos de MUST, foram fundamentados na contingência da linha Salto Osório-Areia. E, os valores de  $TUST_P$  e  $TUST_{FP}$  fundamentam-se na Resolução Homologatória nº 2.586, de 23 de julho de 2019.

Na tabela 16, pode-se observar os resultados obtidos, analisando que, ao trocar o valor de MUST contratado, apesar de aumentar o valor do encargo de uso, elimina-se a parcela de ineficiência por subcontratação.

Isso ocorre, pois os valores medidos que antes correspondiam a 126% e 125% dos valores de MUST contratados para o horário fora de ponta e de ponta, respectivamente, com o aumento do valor de MUST, passaram a corresponder apenas 105% e 104% do contratado, ficando dentro do limite de 110%. Resultando na economia de R\$ 267.635,80 no mês verificado.

Tabela 16 - Valores a serem pagos

	MUST vigente	MUST sugerido
EUST	R\$ 975.272,00	R\$ 1.173.793,00
Plu	R\$ 466.156,80	-
TOTAL	R\$ 1.441.428,80	R\$ 1.173.793,00

Fonte: Aatoria própria

Portanto, evidencia-se que esse exercício de verificação pode ser repetido nos demais pontos de conexão, bem como por mês e por contingência crítica, para garantir a viabilidade da troca do valor de MUST dentro dos limites sugeridos neste trabalho.

## 6. CONCLUSÃO

Expôs-se nos capítulos anteriores a origem do atual sistema de energia elétrico e a sistemática de contratação do montante do sistema, MUST. Nada obstante, com as simulações realizadas possibilitou-se descrever e compreender, virtualmente, por meio do software ANAREDE, o impacto de diversos fatores nos valores de fluxo de potência ativa.

Assim, o referido *software* revelou ser ferramenta inestimável aos esforços acadêmicos, bem como ser dotado de potencial para, no âmbito profissional, constituir diferencial para a condução de inúmeras análises diversas do MUST.

Para além disso, considera-se adequadamente sedimentado o valor da realização de simulações de contingências para a análise do sistema elétrico de potência, bem como do levantamento de dados históricos de geração de potência nas usinas da região estudada.

Cabe ressaltar a significativa diferença constatada nos valores de potência ativa no ponto de interligação de Pato Branco, considerando-se a média anual de geração de potência das usinas da região considerada, em comparação ao ponderar a geração das usinas conectadas às barras de 138 kV igual a zero.

Para a determinação de novos valores a serem contratados, o levantamento histórico do desligamento de linhas, barras e transformadores foi essencial, visto que a perda de linhas (71,82% dos casos) ocorre com uma frequência muito maior que perda de barras (19,09%) ou de transformadores (9,09%). A partir dessa análise, sugeriram-se novos intervalos de valores para a contratação do MUST, levando em consideração as contingências em linhas, vez que a probabilidade delas ocorrerem é notadamente maior.

Outro ponto de interessante aplicação prática diz respeito ao fato de que, atualmente, a contratação do MUST é feita a partir da análise das simulações nos períodos inverno e verão, todavia, os dados revelaram que as simulações mensais agregam mais informações quando comparadas às simulações de inverno e verão.

A partir da análise mensal, faz-se possível observar o comportamento da carga e sua variação, expondo que, para uma mesma contingência, encontram-se variações superiores a 50% ao longo do ano. Portanto, esta alteração de metodologia possui potencial para elevar a eficiência de contratação do MUST.

Por fim, cabe registrar que um possível aprofundamento acadêmico futuro relacionado ao estudo de contratação de MUST seria o desenvolvimento de software para automatizar o processo de obtenção e de análise de dados de potência ativa. Assim, seria possível otimizar o processo de contratação, porquanto seria possível trabalhar com mais informações de maneira mais célere e precisa.

Ademais, também se apresenta viável a realização de estudos nos quais se dimensione a forma como grandes usinas interligadas no sistema de 230 kV interferem diretamente nos valores de contratação.

Isso pode ser ora observado com a comparação das tabelas em casos com de máxima geração nas usinas de 230 kV e a geração com os valores previsto nos casos propostos, já que para os mesmos valores de carga do sistema de distribuição foram encontrados diferentes valores, em sua maioria superiores.

Além disso, pode-se buscar compreender como tais usinas proporcionam um intercâmbio de fluxo de potência para compensar contingências em pontos de conexão próximos, visto que na região estudada, especificamente, existe a influência das usinas do Rio Grande do Sul e Santa Catarina, bem como diferentes valores de geração entre elas, que podem proporcionar inúmeras situações de escoamento de fluxo na região.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS. **Conjuntura dos recursos hídricos no Brasil: regiões hidrográficas brasileiras** – Edição Especial. -- Brasília: ANA, 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS. Região hidrográfica do Uruguai. Disponível em: <http://www3.ana.gov.br/portal/ANA/as-12-regioes-hidrograficas-brasileiras/uruguai>. Acesso em: 12 mar. 2019

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Anexo 3: Contrato de Uso do Sistema Transmissão - CUST**. Edital do Leilão nº 001/2011. Disponível em: [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais\\_transmissao/documentos/ANEXO\\_3\\_CUST\\_LEIL%C3%83O\\_001-2011\\_FINAL.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_transmissao/documentos/ANEXO_3_CUST_LEIL%C3%83O_001-2011_FINAL.pdf). Acesso em: 02 out. 2018

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Homologatória nº 2.586, de 23 de julho de 2019**. Altera a Base de Dados e os Anexo I, II, III e V aprovados pela Resolução Homologatória ANEEL nº 2.562, de 25 de junho de 2019, que estabeleceu o valor das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST de energia elétrica, para o ciclo 2019-2020. Brasil. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20192586ti.pdf>. Acesso em: 05 set. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 166, de 10 de outubro de 2005**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2006/013/documento/bren2005166.pdf>. Acesso em: 27 set. 2018

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 07 mar. 2019

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa nº 666, de 23 de junho de 2015**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/030/resultado/ren2015666.pdf>. Acesso em: 27 set. 2018

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 109, de 26 de outubro de 2004**. Institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2004109.pdf>. Acesso em: 21 ago. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **A tarifa de energia** elétrica, 15 de março de 2016. Disponível em: [www.aneel.gov.br/tarifas](http://www.aneel.gov.br/tarifas). Acesso em: 27 mar. 2019

BRASIL. **Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997**. Constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica -ANEEL, autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências. Diário Oficial [da] República

Federativa do Brasil, Poder Executivo, Brasília, DF, 07 out. 1997. Seção 1, p. 22377.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Manual do usuário: programa de análise de redes - ANAREDE: Versão 10.03.00**, 2018.

DA SILVA, AM Leite; COSTA, JG De Carvalho; MATTAR, C. Monteiro. **A probabilistic approach for determining the optimal amount of transmission system usage**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 21, n. 4, p. 1557-1564, 2006.

DA SILVA, Natasha Soares Monteiro. **Contratação Ótima dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão via Equivalentes Estáticos Flexíveis e Fluxo de Potência Probabilístico**. 2018. 106 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Mestrado em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/36275/36275.PDF>. Acesso em: 19 set. 2018.

FERNANDES, Camilla de Andrade Gonçalves. **A reforma do modelo de fiscalização do setor elétrico brasileiro**. 2018. 30 p. Monografia (Especialização) - Curso de Especialização em Gestão Pública, Escola Nacional de Administração Pública, 2018. Disponível em: <https://repositorio.enap.gov.br/handle/1/3376>. Acesso em: 28 set. 2018.

FERREIRA, Carlos Kawall Leal. **Privatização do setor elétrico no Brasil**. In: PINHEIRO, Armando Castelar; FUKASAKU, Kiichiro (Ed.). A privatização no Brasil: o caso dos serviços de utilidade pública. Rio de Janeiro: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2000. p. [179] -220. Disponível em: <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/14479>. Acesso em: 25 set. 2018.

FORQUIM, Alirio Donizete; NETO, Martin Mundo. **Fontes renováveis e o sistema elétrico brasileiro**. Revista Interface Tecnológica, v. 15, n. 1, p. 172-182, 2018.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS (Brasil). **Monitoramento: el niño la niña**, 2019. Disponível em: <http://enos.cptec.inpe.br/>. Acesso em: 20 mar. 2019

LIMA, Bernardo Medeiros Marangon. **Metodologia para otimização do montante de uso do sistema de transmissão**. 2011. 75 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2011. Disponível em: <https://repositorio.unifei.edu.br/xmlui/handle/123456789/1349>. Acesso em: 24 set. 2019

LIMA, JW Marangon. **Allocation of transmission fixed charges: an overview**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 11, n. 3, p. 1409-1418, 1996.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Submódulo 15.7** - Apuração dos montantes de uso do sistema de transmissão. 2016. Disponível em: <http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2015%2F>

Subm%C3%B3dulo%2015.7%2FSubmodulo%2015.7%202016.12.pdf. Acesso em: 04 mar. 2019

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Submódulo 15.8** - Apuração dos de serviços e encargos de transmissão associados à TUST-RB e interligações internacionais. 2017. Disponível em:

<http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2015%2FSubm%C3%B3dulo%2015.8%2FSubm%C3%B3dulo%2015.8%202017.09.pdf>. Acesso em: 04 mar. 2019

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Modelo – contrato de uso do sistema de transmissão**. Modelo CUST P, 2018. Disponível em: [http://ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/ModeloTransmissao\\_CUSTP\\_Modelo\\_13jul2018.pdf](http://ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/ModeloTransmissao_CUSTP_Modelo_13jul2018.pdf). Acesso em: 05 mar. 2019

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (Brasil). **Energia agora: Reservatórios**, 2019a. Disponível em: <http://ons.org.br/paginas/energia-agora/reservatorios>. Acesso em: 20 mar. 2019

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (Brasil). **Resultados da operação: histórico da operação**, 2019b. Disponível em: [http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao\\_energia.aspx](http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx). Acesso em: 20 mar. 2019

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (Brasil). **O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**, 2019c. Disponível em: <http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 22 mar. 2019

PIRES, Adriano; HOLTZ, Abel. **Sistema Elétrico Brasileiro Expansão Hidrotérmica**. Centro Brasileiro de Infraestrutura, setembro, 2011. Disponível em: <http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletrobras/estudos/pires69.pdf> Acesso em: 25 mar. 2019.

PIRES, José Cláudio Linhares. **Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2000. 45 p. (Textos para discussão; 76). Disponível em: <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/14249>. Acesso em: 25 set. 2018.

ROCCO, Silvio Michel de. **Previsão de demandas para controle dos montantes de uso do sistema de transmissão para distribuidoras de energia elétrica**. 2008. Dissertação (Mestrado) - Curso de Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2008. Disponível em: <https://acervodigital.ufpr.br/handle/1884/16029>. Acesso em: 17 mar. 2019.

RUDNICK, Hugh et al. **Economically adapted transmission systems in open access schemes-application of genetic algorithms**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 11, n. 3, p. 1427-1440, 1996.