



Patrícia Duarte de Faria

**Avaliação dos Impactos da Sazonalidade na Precisão de
Equivalentes Estáticos de Rede via Fluxo de Potência
Probabilístico**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. André Milhorce de Castro

Rio de Janeiro
Setembro de 2023



Patrícia Duarte de Faria

**Avaliação dos Impactos da Sazonalidade na Precisão de
Equivalentes Estáticos de Rede via Fluxo de Potência
Probabilístico**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo.

Prof. André Milhorange de Castro

Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Prof. Oscar Cuaresma Zevallos

UERJ

Dr. Jorge Luiz de Araújo Jardim

HPPA Consultoria

Rio de Janeiro, 25 de setembro de 2023

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Patrícia Duarte de Faria

Graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá – *campus* Itabira em 2020. Atualmente trabalha como engenheira de estudos energéticos na área da programação diária da operação no Operador Nacional do Sistema Elétrico.

Ficha Catalográfica

Faria, Patrícia Duarte de

Avaliação dos Impactos da Sazonalidade na Precisão de Equivalentes Estáticos de Rede via Fluxo de Potência Probabilístico / Patrícia Duarte de Faria ; orientador: André Milhorange de Castro – 2023.

72 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2023.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Elétrica – Teses. 2. Equivalentes de rede. 3. Fluxo de potência probabilístico. 4. Geração renovável. 5. Sazonalidade. 6. Simulação Monte Carlo. I. Castro, André Milhorange de. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. III. Título.

CDD: 621.3

Agradecimentos

Em primeiro lugar, agradeço a Deus pela oportunidade concedida de cursar o mestrado. A Nossa Senhora de Fátima por me guiar e me trazer paz quando precisei.

Ao meu marido, Matheus, por toda compreensão, apoio e acolhimento durante esta jornada. Aos meus pais, José Antônio e Valquíria, por serem meu grande exemplo de determinação, resiliência e fé. As minhas irmãs, Priscila e Karina, por todo incentivo e encorajamento para superar os desafios. Agradeço também a todos os familiares que fizeram parte dessa caminhada e que oraram por mim.

A minha amiga Rebeca, por todo apoio, motivação e suporte emocional.

Ao meu orientador André, que deu todo suporte necessário e sempre esteve disponível para ajudar.

Ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, em especial aos meus superiores Cândida e Diogo pelo incentivo e apoio que permitiram a realização desse trabalho e a Cindy por ter sido tão presente durante toda etapa da pós-graduação. Agradeço também meus colegas de trabalho, em especial a equipe DESSEM que me motivou diariamente.

À Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-Rio e a CAPES pelos benefícios e patrocínio concedidos. O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001. À HPPA pela disponibilização da licença do *software* Organon, possibilitando a realização dos testes necessários para o desenvolvimento desta dissertação.

Resumo

De Faria, Patrícia Duarte. **Avaliação dos Impactos da Sazonalidade na Precisão de Equivalentes Estáticos de Rede via Fluxo de Potência Probabilístico**. Rio de Janeiro, 2023. 72p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A sazonalidade das fontes de geração de energia impacta as etapas de operação e planejamento do setor elétrico, pois provocam, dentre outros, variações de perfil de geração ao longo do ano. Diferentes tipos de usinas, como as hidráulicas, eólicas e térmicas à biomassa, têm sua disponibilidade afetada por causa do regime de chuvas, da intensidade dos ventos ou dos períodos de safra, respectivamente. Nessa dissertação, conduz-se um estudo sobre o impacto da sazonalidade hídrica na precisão de equivalentes de redes, por meio de fluxo de potência probabilístico via simulação Monte Carlo. As redes reduzidas são amplamente empregadas em estudos de planejamento da operação e da expansão do sistema elétrico. Uma das vantagens em sua adoção é a possibilidade de realizar um elevado número de simulações, com menor exigência computacional. A precisão dos equivalentes, nessa dissertação, é quantificada, considerando incertezas na demanda, variação de perfil de geração e a ocorrência de contingências de elementos de transmissão. São avaliados três métodos de redução de redes, em dois ambientes de simulação: cronológico e não cronológico. O primeiro tem o objetivo de analisar o impacto da utilização de um equivalente, obtido a partir da configuração típica de um mês específico, nos demais meses do ano. O segundo visa comparar as diferentes metodologias de redução de rede diante de variações no ponto de redução, como contingências na transmissão. Os estudos são realizados com os sistemas IEEE 24 barras e IEEE 118 barras. Os equivalentes são elaborados com o *software* Organon e avaliados em MATLAB. Os resultados das simulações são amplamente discutidos e ressalta-se a importância do uso da rede reduzida adequada para garantia de resultados coerentes.

Palavras-chave

Equivalentes de rede; fluxo de potência probabilístico; geração renovável; sazonalidade; simulação Monte Carlo.

Abstract

De Faria, Patrícia Duarte. **Evaluation of the Impacts of Seasonality on the Accuracy of Static Network Equivalents via Probabilistic Power Flow**. Rio de Janeiro, 2023. 72p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The seasonality of energy generation sources impacts the operation and planning stages of the electricity sector, as they cause variations in the generation profile throughout the year. Different types of plants, such as hydraulic, wind, and biomass thermal plants, have their availability impacted due to the rainfall regime, the intensity of the winds, or the harvest periods, respectively. In this dissertation, a study is conducted on the impact of hydrological seasonality on the accuracy of network equivalents through probabilistic power flow via Monte Carlo simulation. Reduced networks are widely used in planning studies to operate and expand the electrical system. One of the advantages of its adoption is the possibility of performing a high number of simulations with less computational demand. The precision of the equivalents in this dissertation is quantified, considering the uncertainties in demand, variation of the generation profile, and the occurrence of contingencies of transmission elements. Three network reduction methods are considered in two simulation environments: chronological and non-chronological. The first is to analyze the impact of using an equivalent obtained from the typical configuration of a specific month in the other months of the year. The second aims to compare the different network reduction methodologies in the face of variations in the reduction point, such as transmission contingencies. The studies are carried out with the IEEE 24 bus and IEEE 118 bus systems. The equivalents are created with the Organon software and evaluated in MATLAB. The simulation results are widely discussed, highlighting the importance of using the reduced network to guarantee consistent results.

Keywords

Network equivalents; probabilistic power flow; renewable generation; seasonality; Monte Carlo simulation.

Sumário

Resumo	5
Abstract	6
1 Introdução	13
1.1. Considerações Iniciais	13
1.2. Desenvolvimento Histórico	15
1.2.1. Sazonalidade	15
1.2.2. Equivalentes de Rede	18
1.2.3. Fluxo de Potência Probabilístico	21
1.3. Objetivos e Estruturação da Dissertação	23
2 Equivalentes Estáticos de Rede	24
2.1. Introdução	24
2.2. Métodos de Redução	24
2.3. Algoritmo Utilizado	31
2.4. Estudo de caso	33
2.4.1. Sistema IEEE 24 Barras	34
2.4.2. Sistema IEEE 118 Barras	41
2.5. Considerações Finais	47
3 Fluxo de Potência Probabilístico	48
3.1. Introdução	48
3.2. Fluxo de Potência Probabilístico via Monte Carlo	49
3.2.1. Caso Cronológico	50
3.2.2. Caso Não Sequencial	51
3.3. Considerações Finais	53
4 Resultados de Avaliação	54
4.1. Introdução	54
4.2. Sistema IEEE 24 Barras	54
4.2.1. Caso Cronológico	54
4.2.2. Caso Não Sequencial	56
4.3. Sistema IEEE 118 Barras	59
4.3.1. Caso Cronológico	59

4.3.2. Caso Não Sequencial	61
4.4. Considerações Finais	64
5 Conclusões	65
5.1 Trabalhos Futuros	66
6 Referências bibliográficas	67
A Parâmetros para cálculo de probabilidade de indisponibilidade	71

Lista de figuras

Figura 1.1 – Curva de geração eólica no Nordeste nos anos de 2021 e 2022 [10].	16
Figura 1.2 – Curva de geração térmica a biomassa do Sudeste/Centro-Oeste nos anos de 2021 e 2022 [10].	16
Figura 1.3 – Curva de geração hidroelétrica do SIN nos anos de 2021 e 2022 [10].	17
Figura 1.4 – Curva de geração hidroelétrica do subsistema Norte nos anos de 2021 e 2022 [10].	18
Figura 2.1 - Decomposição da rede em: rede interna, fronteira e rede externa.	25
Figura 2.2 - Rede reduzida formada pela rede de interesse e pelo equivalente externo.	27
Figura 2.3 - Equivalente Ward Estendido	28
Figura 2.4 - Curva de geração típica da Região Norte no ano de 2019.	33
Figura 2.5 – Sistema IEEE 24 barras [6].	35
Figura 2.6 - Resultado do despacho para o mês de janeiro para os casos base, A, B e C.	37
Figura 2.7 - Resultado do despacho para o mês de março para os casos base, A, B e C.	38
Figura 2.8 - Resultado do despacho para o mês de maio para os casos base, A, B e C.	39
Figura 2.9 - Resultado do despacho para o mês de dezembro para os casos base, A, B e C.	40
Figura 2.10 - Sistema IEEE 118 barras [7].	42
Figura 2.11 - Resultado do despacho para o mês de fevereiro para os casos base, A, B e C.	43
Figura 2.12 - Resultado do despacho para o mês de julho para os casos base, A, B e C.	44
Figura 2.13 - Resultado do despacho para o mês de setembro para os casos base, A, B e C.	45
Figura 2.14 - Resultado do despacho para o mês de dezembro para os casos base, A, B e C.	46
Figura 4.1 - Erro de tensão na barra 8.	55
Figura 4.2 - Erro de fluxo na linha 1-3.	56

Figura 4.3 – Mapa de calor do MSE de tensão e fluxo para todos os meses.	56
Figura 4.4 - Erro de tensão na barra 10 e fluxo na linha 5-10 para o mês de janeiro.	57
Figura 4.5 - Erro de tensão na barra 10 e fluxo na linha 5-10 para o mês de julho.	58
Figura 4.6 - Mapa de calor do MSE de tensão e fluxo para os dados da rede de dezembro aplicado a todos os meses.	59
Figura 4.7 - Erro de tensão na barra 57.	60
Figura 4.8 - Erro de fluxo na linha 61-62.	60
Figura 4.9 – Mapa de calor do MSE da tensão da barra 57 e do fluxo na linha 61-62 para todos os meses.	61
Figura 4.10 - Erro de tensão na barra 52 e de fluxo na linha 54-59 para o mês de janeiro.	62
Figura 4.11 - Erro de tensão na barra 52 e de fluxo na linha 54-59 para o mês de novembro.	63
Figura 4.12 - Mapa de calor do MSE de tensão e fluxo para os dados da rede de dezembro aplicado a todos os meses.	64

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Resumo dos resultados para o sistema IEEE 24 barras.	40
Tabela 2.2 - Resumo dos resultados para o sistema IEEE 118 barras.	46
Tabela 4.1 - Dados de fluxo e tensão para o mês de janeiro.	57
Tabela 4.2 - Dados de fluxo e tensão para o mês de julho.	58
Tabela 4.3 - Dados de fluxo e tensão para o mês de janeiro.	62
Tabela 4.4 - Dados de fluxo e tensão para o mês de novembro.	63
Tabela A.1 - Dados de taxa de falha e tempo de reparo para o sistema IEEE 24 barras.	71
Tabela A.2 - Dados de taxa de falha e tempo de reparo para o sistema IEEE 118 barras.	72

Siglas e Abreviações

Caso A	Equivalente de Ward
Caso B	Ward considerando análise de retenção de geradores
Caso C	Ward considerando análise de retenção de geradores e ramos
Caso SCSI	Sistema Completo sem Informação Completa
EARmax	Energia Armazenável Máxima
FPP	Fluxo de Potência Probabilístico
GR	Grau de Regularização
MSE	Erro Quadrático Médio (<i>mean squared error</i>)
NE	Nordeste
ONS	Operador Nacional do Sistema
SE/CO	Sudeste/Centro-Oeste
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMC	Simulação Monte Carlo
SW	Barra de Referência (<i>Swing</i>)

1

Introdução

1.1.

Considerações Iniciais

A sazonalidade hídrica no Brasil tem impacto considerável na operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), dado que, aproximadamente, 62 % da matriz energética é composta por usinas hidráulicas e pequenas centrais hidrelétricas [1]. Durante o período úmido, que acontece entre dezembro e abril, os reservatórios das usinas tendem a encher, permitindo uma maior geração de energia elétrica das fontes hídricas. Em contrapartida, no período seco, que ocorre entre meados de maio a novembro, existe o interesse em preservar, quando possível, os níveis das usinas hidrelétricas. Opta-se por uma operação cautelosa visando administrar a cota dessas ao longo do período seco, evitando, sempre que possível o despacho de termelétricas. O gerenciamento dos efeitos da sazonalidade cabe ao Operador Nacional do Sistema (ONS). Este tem a missão de garantir o suprimento de energia, com qualidade e equilíbrio entre segurança e custo global de operação.

Variações sazonais devem ser consideradas em diferentes estudos, como planejamento da expansão da geração e da transmissão ou para definição dos limites elétricos dos fluxos de interligação entre os subsistemas. Além disso, para viabilizar tais estudos, nos quais são realizados um grande número de simulações, são comumente utilizados equivalentes de rede.

Os equivalentes estáticos são empregados para simplificar a representação da rede elétrica, sem que sejam perdidas as características essenciais do sistema completo estudado. Ao se utilizar a rede simplificada, nota-se ganhos consideráveis no desempenho computacional, principalmente nos casos onde são necessárias repetidas simulações de fluxo de potência, como aplicações de contingências [2]. Além desse benefício, a utilização de equivalentes de rede muitas vezes torna-se indispensável, quando os dados da rede externa à região de interesse não são de livre acesso, impossibilitando a representação completa da rede.

Existem diversos métodos para obtenção de equivalentes estáticos de rede propostos na literatura e que variam em termos de precisão e complexidade. O princípio básico de redução é definir uma rede de interesse que deve ser mantida intacta e representar a porção externa com informações suficientes para bem caracterizar o sistema completo. O método de Ward [3] é uma técnica clássica desenvolvida na década de 50, que ainda é empregada por sua simplicidade. Pode-se citar também algumas de suas derivações, como o método de Ward com retenção de barras PV e o método de Ward estendido.

O desempenho do sistema reduzido é aprimorado com a retenção de elementos da área externa que sejam úteis para as diversas condições de estudo, criando uma zona de amortecimento [4]. Esta, pode ser determinada por análise de sensibilidade ou manualmente, com base na experiência do usuário. A primeira é uma forma mais sofisticada para realizar a retenção das barras, pois são realizados estudos para determinar quais dos elementos externos impactam o desempenho do sistema interno. A retenção manual é uma alternativa mais simples, pois é forçada a conservação de uma quantidade pré-definida de barras de vizinhança. As respostas de potência ativa e reativa das fontes externas, em decorrência de perturbações no sistema interno, tornam-se mais semelhantes às do sistema original.

Para realizar as análises do impacto da sazonalidade nos diferentes métodos de equivalentes de rede abordados, utilizou-se o fluxo de potência probabilístico (FPP). O FPP leva em consideração as características estatísticas das variáveis de entrada, permitindo incorporar incertezas inerentes ao sistema elétrico como, por exemplo, a falha em equipamentos da rede. A simulação de Monte Carlo pode ser utilizada para solução do FPP para estimar a probabilidade de ocorrência de eventos, adotando critério de convergência, e para estimar funções de densidade, utilizando um número fixo de amostras. Com o uso dessa técnica, torna-se possível, por exemplo, avaliar riscos como a de ocorrências de subtensão e sobretensão nas barras do sistema em estudo [5].

Essa dissertação tem como objetivo avaliar o impacto da sazonalidade hídrica na precisão de equivalentes de redes, por meio de fluxo de potência probabilístico via simulação Monte Carlo. O desempenho das reduções é quantificado considerando incertezas na demanda, variação de perfil de geração e a ocorrência de contingências de elementos de transmissão. São avaliados três métodos de redução de redes, em dois ambientes de simulação: cronológico e não cronológico. O primeiro tem o objetivo de analisar o impacto da utilização de um equivalente, obtido a partir da configuração típica de um mês específico, nos

demais meses do ano. O segundo visa comparar as diferentes metodologias de redução de rede diante de variações no ponto de redução, como contingências na transmissão. Os estudos são realizados com os sistemas IEEE 24 barras [6] e IEEE 118 barras [7]. Os equivalentes são elaborados com o *software* Organon e avaliados em MATLAB. Ressalta-se, com essa dissertação, a importância do uso da rede reduzida adequada para garantia de resultados coerentes.

A seguir, na Seção 1.2, é abordado, com maiores detalhes, o tema da sazonalidade no sistema elétrico brasileiro, o desenvolvimento histórico dos equivalentes de rede e as aplicações do fluxo de potência probabilístico. Na Seção 1.3, é descrita a estrutura dessa dissertação.

1.2.

Desenvolvimento Histórico

1.2.1.

Sazonalidade

A sazonalidade pode ser observada em diversos setores, incluindo o elétrico. No contexto energético brasileiro, ela está associada às variações de disponibilidade de geração ao longo do ano, que ocorrem devido a mudanças no clima. Os efeitos da sazonalidade no setor elétrico impactam significativamente na operação do sistema, pois o operador do sistema, o ONS, precisa garantir que o suprimento de energia ocorra de maneira integral e satisfatória para todos os consumidores. Pode-se observar que existem padrões sazonais característicos para, por exemplo, geração eólica que está associado à variação da intensidade dos ventos, geração de térmica a biomassa que está vinculada ao período de safras e geração hidráulica que depende do regime de chuvas.

A disposição geográfica do litoral da Região do Nordeste (NE) brasileiro é favorecida com a intensidade e a constância dos ventos, resultando em condições propícias para instalação de parques eólicos. O ciclo anual dos ventos, apesar de bem definido, depende de fenômenos meteorológicos. Para fins de geração eólica, fatores como a velocidade e a direção dos ventos e a densidade do ar são impactantes [8]. Atualmente, tem-se instalados 25 GW de geração eólica, sendo que cerca de 90 % do montante está instalado no Nordeste [9]. Na Figura 1.1, pode-se observar a curva de geração eólica característica do subsistema NE, realizada no período entre 01 de janeiro de 2021 e 31 de dezembro de 2022.

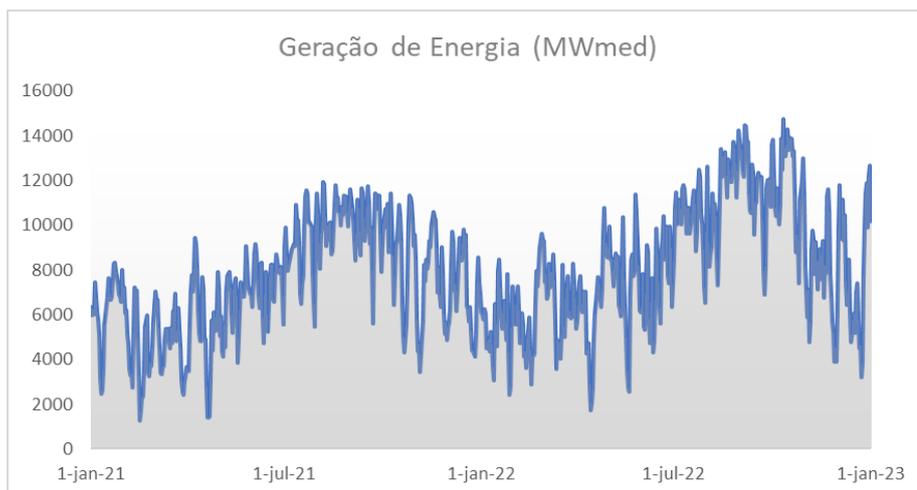


Figura 1.1 – Curva de geração eólica no Nordeste nos anos de 2021 e 2022 [10].

As usinas térmicas, que têm como combustível a biomassa, têm sua disponibilidade reduzida em alguns períodos do ano, pois estão sujeitas às safras. Considerando uma usina movida a bagaço de cana de açúcar, por exemplo, a disponibilidade de geração ocorre durante o período de safra, que se dá entre os meses de maio e novembro [11]. Atualmente, a capacidade instalada de térmicas a biomassa é de, aproximadamente, 15 GW, sendo que a maioria das usinas com essas características encontram-se instaladas na Região Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) [9]. Na Figura 1.2, está ilustrada a curva da geração praticada por térmicas movidas à biomassa da Região SE/CO no período de 01 de janeiro de 2021 a 31 de dezembro de 2022.

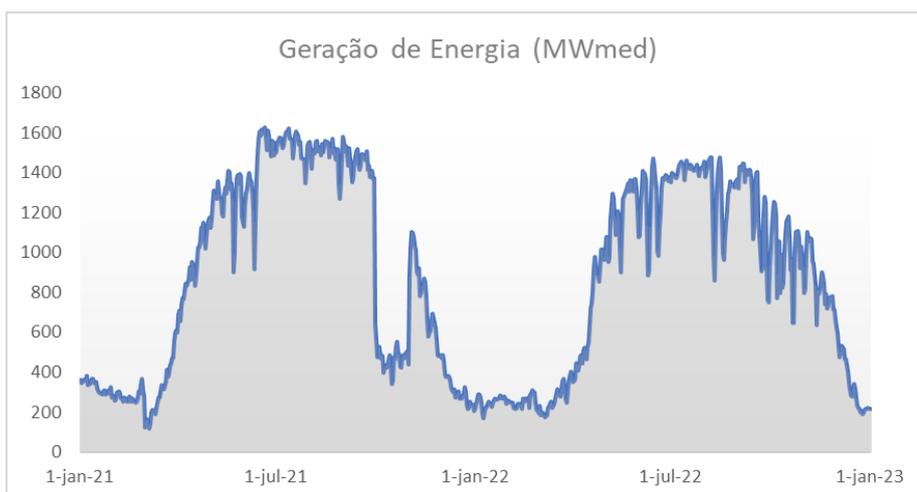


Figura 1.2 – Curva de geração térmica a biomassa do Sudeste/Centro-Oeste nos anos de 2021 e 2022 [10].

A matriz energética brasileira é predominantemente composta por fontes de geração hidráulica, que contam com um montante aproximado de 109 GW instalados, o que corresponde a 53 % da capacidade total instalada no SIN [9]. A regularização dos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas depende de fatores meteorológicos. De maneira simplificada, existem dois períodos que impactam os níveis de armazenamento das usinas hidráulicas, o período seco e o período úmido. O primeiro ocorre, usualmente, entre maio e novembro e é caracterizado por ser um período com baixas previsões de precipitação. Já entre os meses de dezembro e abril, existem previsões de precipitação mais otimistas, o que configura o período úmido. Essa época do ano, é o momento ideal para elevar o armazenamento de água nos reservatórios. Na Figura 1.3, tem-se a curva da geração hidroelétrica praticada nos anos de 2021 e 2022 visando o suprimento de energia do SIN.

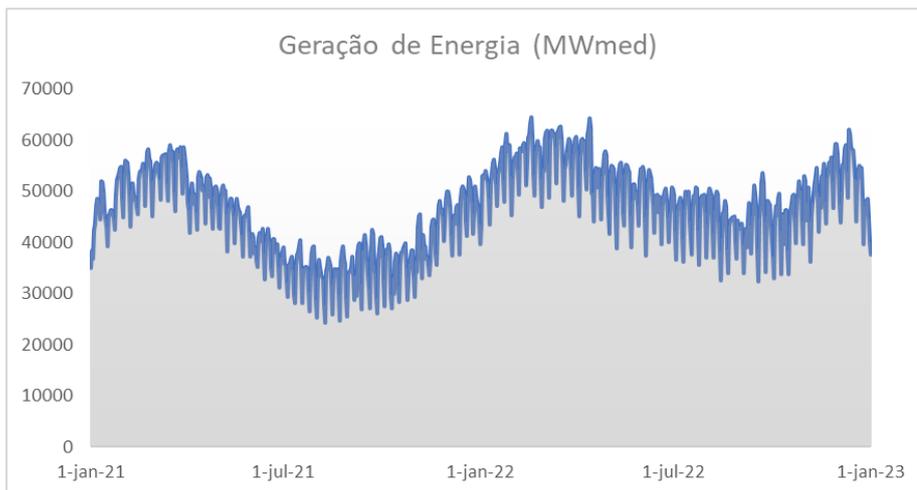


Figura 1.3 – Curva de geração hidroelétrica do SIN nos anos de 2021 e 2022 [10].

O Norte do país é uma região que apresenta forte dependência de fatores climáticos, como as chuvas, para produção de energia hidroelétrica. Essa influência faz com que a disponibilidade de geração das usinas instaladas nesta área varie consideravelmente ao longo do ano. Por este motivo, para realizar o estudo do impacto da sazonalidade na precisão dos equivalentes de rede dos sistemas IEEE 24 e 118 barras, optou-se por utilizar uma curva de geração característica de usinas da Região Norte. Na Figura 1.4, observa-se a curva de geração de energia hidroelétrica deste subsistema nos anos de 2021 e 2022.

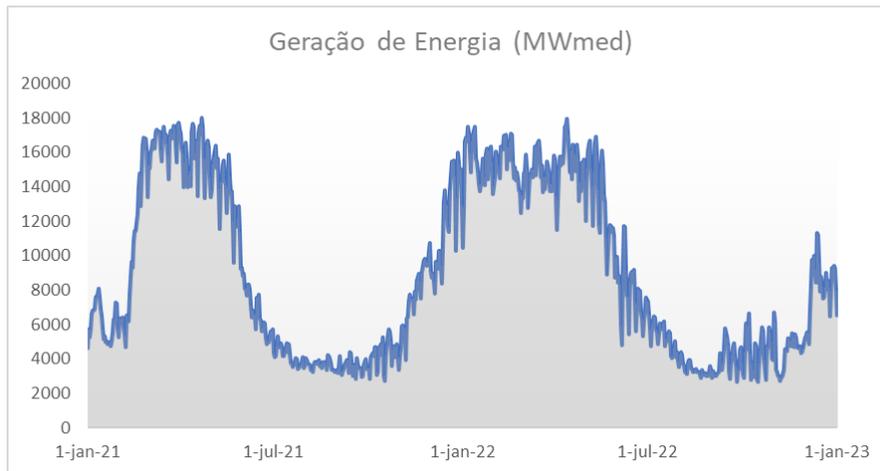


Figura 1.4 – Curva de geração hidrelétrica do subsistema Norte nos anos de 2021 e 2022 [10].

1.2.2.

Equivalentes de Rede

Modelos de equivalentes de rede são amplamente utilizados na simplificação da complexidade de sistemas de potência, possibilitando análises satisfatórias e mais rápidas. Tais modelos podem ser aplicados em áreas como o planejamento da operação e da expansão, a operação em tempo real e estudos de contingências. Para estudos de planejamento, os métodos de equivalentes de rede são aplicados quando, por exemplo, a rede em questão é muito grande e a região de estudo é bem delimitada e pequena em relação ao sistema. No caso da operação em tempo real, nem sempre pode ser representada grandes redes, devido a limitação computacional ou falta de acesso de dados externos, sendo imprescindível a redução do sistema [12]. Já nos estudos de análises de contingências, usualmente são realizados um elevado número de simulações, por este motivo, torna-se interessante o uso dos equivalentes, visto que isto permitirá uma redução no tempo das simulações.

Em 1949, John B. Ward, um dos precursores dos estudos de métodos de equivalentes de rede, propõe um método de redução que considerada a criação de circuitos equivalentes para redes extensas, adotando a perspectiva de que, nos estudos de fluxo de potência, a geração e a carga do sistema tem uma relação que pode ser representada utilizando a modelagem de corrente constante. A rede simplificada passa a ter injeções de potência equivalentes nas barras pertencentes à região de interesse, de modo a preservar as características do sistema completo. Circuitos equivalentes também são criados para nova representação do sistema [3].

Nas décadas de 70 e 80, foram realizados diversos estudos sobre os métodos de equivalentes de rede, tendo a avaliação da segurança estática em tempo real como um dos objetivos principais. No ano de 1979, em [13] foi proposta uma extensão ao método Ward, pois este apresenta baixa precisão para estudos relacionados à segurança. Ela estabelece dois passos a serem seguidos: (i) classificar as barras de fronteira como PQ ou PV a partir de suas características e (ii) adicionar uma nova barra PV fictícia a cada barra PQ de fronteira, de forma que essas barras fictícias respondam fornecendo ou absorvendo potência reativa. Foram testados outros métodos ao longo do estudo, porém a versão estendida do método de Ward se mostrou mais precisa.

Em seguida, em 1980 foram publicados os artigos [14, 15], nos quais os autores realizaram estudos comparativos entre diversos métodos de equivalentes de rede existentes. Dentre os testes realizados, ficou comprovado que métodos derivados do método de Ward apresentam resultados satisfatórios e precisos, além de um bom desempenho para diferentes sistemas e configurações. Em [14], métodos equivalentes do tipo Ward e REI, por exemplo, foram indicados como menos adequados para aplicação em tempo real. A escolha do método a ser utilizado deve ser feita de acordo com as características específicas do estudo que o usuário deseja realizar. Em [15], os autores listam as vantagens e as limitações de métodos de equivalentes. Dentre os diversos testes realizados no artigo, os modelos de linearização foram classificados como menos atrativos, dado que modelos como Ward estendido e Ward com retenção de barras PV são mais precisos.

Ainda na década de 80, em 1987, foi proposto em [16] um método para o cálculo de redução de matrizes para equivalentes de rede, denominado como método de redução adaptativa. O intuito é que este seja rápido o suficiente para calcular equivalentes adaptados aos requisitos de cada problema de fluxo de potência. O método é baseado em uma propriedade de fatoração de matriz esparsa. No artigo, são definidas algumas vantagens como a possibilidade de calcular equivalentes específicos para cada problema e poder modificá-los para refletir alterações na topologia do sistema. Também é permitido que o conjunto de barras retidas possa ser ajustado automaticamente para produzir soluções de fluxo de potência.

Em 2010, foi feita uma revisão dos métodos que são aplicáveis na determinação de equivalentes de rede por [17]. Os métodos estudados foram classificados em dois tipos: os que tratam de encontrar uma rede equivalente para parte do sistema e os que tem como foco a simplificação da avaliação da

confiabilidade. Os autores concluíram que existem vantagens em se desenvolver um modelo probabilístico equivalente. Este permite mudanças de geração e carga sem grandes variações de parâmetros do modelo, apresenta menos dependência do tamanho da região externa e demonstra uma redução do tempo e da carga computacional em comparação aos métodos tradicionais.

Em [18], no ano de 2012, foi proposto um método de redução baseado no perfil de sobrecarga do sistema, onde o objetivo é agrupar barras da rede original que tenham as mesmas características (por exemplo: agrupar os elementos do sistema que estejam operando próximos ao limite de sua capacidade). O método foi testado em sistemas do IEEE de 30 e 118 barras, para diferentes perfis de carga. O autor descreve que precisa ser feita uma atribuição adequada dos limites de transmissão para estudos de fluxo de potência ótimo. Além disso, a rede reduzida obtida com base no agrupamento de elementos do sistema apresenta as mesmas características elétricas da rede original, indicando uma representação satisfatória do sistema. O método proposto pode ser usado em grandes sistemas e em estudos de portfólio de energia renováveis.

Em 2014, um novo método de equivalente estático para análise de fluxo de potência foi proposto por [19]. O método é baseado nas particularidades dos componentes do sistema como barras de carga, geradores e linhas de transmissão, garantindo a consistência tanto dos estados do fluxo de potência quanto das sensibilidades das variáveis na rede interna. O método foi testado em um sistema de 39 barras e um sistema real de 661 barras e se mostrou mais preciso do que os métodos tradicionais, como o Ward.

Em 2018, na referência [4] é proposta uma metodologia para obtenção de equivalentes e realizados testes no sistema IEEE RTS 79 barras e em dois sistemas de grande porte. O algoritmo implementado realiza a redução da rede, a partir de uma análise de sensibilidade, que define as barras e os ramos a serem retidos. Além disso, são aplicadas algumas contingências e comparados os resultados pré e pós-contingência das tensões e do fluxo de potência. Ao final do estudo, tem-se que a definição dos elementos da zona de amortecimento pode ser realizada de forma automática ou manual, via experiência do usuário. O desempenho da metodologia proposta é satisfatório ao se analisar os resultados obtidos.

Novos estudos sobre equivalentes de rede continuam sendo realizados e no ano de 2020, em [20], é proposta uma nova estrutura baseada em otimização para criar modelos equivalentes de fluxo de potência, visando superar limitações de desempenho computacional e imprecisão quando se analisa vários cenários de

operação. Na validação do modelo foram consideradas cargas realistas e foram feitos estudos de caso com os modelos IEEE 24 e 118 barras. O modelo proposto foi comparado ao método de Ward e apresentou menor erro médio quando aplicado a situações nas quais o sistema está operando em pontos distantes do caso base.

Dentre os vários métodos propostos na literatura ao longo dos anos, os métodos de Ward e Ward considerando a análise de sensibilidade, zona de amortecimento, foram escolhidos para serem utilizados nesta dissertação. O estudo proposto visa avaliar o impacto da sazonalidade nos equivalentes obtidos via fluxo de potência probabilístico.

1.2.3.

Fluxo de Potência Probabilístico

O fluxo de potência probabilístico (FPP) se diferencia do algoritmo determinístico por considerar a natureza estocástica das fontes de geração, das demandas, assim como a disponibilidade de linhas de transmissão e possíveis falhas no sistema. Dessa forma, o FPP permite que sejam avaliadas as probabilidades de ocorrência de eventos indesejáveis, como violação de limites de tensão ou sobrecarga em linhas. Essas análises são fundamentais para estudos de avaliação da segurança do sistema, integração de energias renováveis e estudos de confiabilidade.

Os métodos de resolução de FPP podem ser classificados como analíticos e por simulação. Este último é mais flexível e permite adotar as equações originais de fluxo de potência não linear. Para lidar com as incertezas e variabilidade das variáveis envolvidas, pode-se utilizar simulação de Monte Carlo, que é uma técnica estatística amplamente empregada na análise de sistemas elétricos. A aplicação conjunta do FPP e da simulação de Monte Carlo permite que sejam realizados estudos onde existem incertezas significativas, permitindo que sejam explorados os possíveis cenários de ocorrências e obtendo estimativas probabilísticas confiáveis [21].

O início dos estudos sobre fluxo de potência probabilístico deu-se em 1974, com Borkowska em [22]. No artigo, foi proposto um método para avaliação do fluxo de potência, sendo considerada a incerteza dos dados dos nós, permitindo a análise dos valores esperados, desvios padrões e funções de distribuição de fluxos de ramos. Adicionalmente, o método proposto se aplica em estudos para fins de planejamento e operação, além de contar com resultados mais completos

sobre a condição de carga de uma rede. Ao longo dos anos 1980, diversos trabalhos foram publicados apresentando discussões e aprimoramentos nos métodos de solução e uso de fluxo de potência probabilístico [23 - 26].

Em [27], no ano de 1990, foi apresentada uma ampla bibliografia sobre análise de sistemas de potência de um ponto de vista probabilístico. Esta revisão é focada em estudos de fluxo de carga probabilístico, curto-circuito probabilístico e análise dinâmica probabilística.

A aplicação da SMC em FPP foi utilizada por [28], em 1998, com intuito de representar a incerteza da velocidade do vento, visando estimar o número total de horas por ano em que o sistema de distribuição, com várias turbinas eólicas, opera com sobretensão. A partir deste estudo foi possível concluir que, o custo de conexão com a rede poderia ser reduzido conforme fossem evitadas sobretensões inaceitáveis causadas pela paralização das turbinas eólicas.

Em 2007, a referência [29] propõe um programa que permite previsões probabilísticas de fluxos de potência nas várias seções de alimentadores de distribuição, visando solucionar os problemas associados ao fluxo de potência em redes de distribuição que possuam geração fotovoltaica distribuída instalada. Os modelos propostos no artigo foram incorporados a um sistema de cálculo de FPP de distribuição radial, que foi desenvolvido usando técnicas de Monte Carlo.

Em 2008, a referência [30] descreve um método probabilístico, que utiliza a simulação sequencial de Monte Carlo juntamente com a metodologia de fluxo de potência probabilístico. O intuito é aplicar o método em estudos de previsão de congestionamento da rede de transmissão no curto prazo, levando em consideração todas as incertezas significativas para o sistema.

Um levantamento dos trabalhos divulgados durante o período de 1988 a 2008 foi realizado em [31]. Foram avaliados diversos estudos que abordavam o tema de fluxo de potência probabilístico, evidenciando o principal objetivo de cada artigo analisado.

No ano de 2019, o artigo [32] propõe um novo método de cálculo de índices de risco, baseado na simulação de Monte Carlo. São utilizadas técnicas de amostragem de importância via método de entropia cruzada. Tem-se como objetivo a redução do esforço computacional, sem afetar na flexibilidade e precisão do método.

Existem diversas aplicações de FPP, como o planejamento de expansão dos sistemas de potência [33] e estudos de: (i) previsão de congestionamento de transmissão de curto prazo [30]; (ii) representação da incerteza de cargas e velocidade do vento [28]; (iii) análise de flutuação de tensão na integração de

usinas eólicas [34]; (iv) avaliação da influência da incerteza da geração fotovoltaica (PV) no desempenho do sistema de transmissão [35]; (v) controle de potência reativa em um sistema de distribuição e (vi) contabilização da emissão total de carbono [36].

Nesta dissertação, aplica-se o FPP via simulação de Monte Carlo [32] com intuito de avaliar a precisão de diferentes métodos de redução de rede perante a inserção da sazonalidade das fontes de geração em sistemas elétricos.

1.3.

Objetivos e Estrutura da Dissertação

Esta dissertação visa demonstrar os impactos da sazonalidade hídrica na precisão dos equivalentes de rede por meio de simulações de fluxo de potência probabilístico. Os estudos utilizam como base três métodos de equivalentes de rede e foram feitos dois diferentes tipos de análises: cronológica e não sequencial. A análise cronológica consiste em verificar o erro associado a se utilizar um equivalente, que foi obtido a partir de dados característicos de carga e geração de um mês específico, nos demais meses do ano. Já a análise não sequencial compara a precisão dos três métodos perante a inserção de incertezas no sistema.

No Capítulo 2, são descritas as diferentes metodologias existentes e possíveis de serem aplicadas em estudos de equivalentes de rede. Em especial, são discutidas com mais detalhes as metodologias utilizadas ao longo deste trabalho e como foram aplicadas utilizando o *software* Organon. Além disso, discute-se os efeitos da sazonalidade na região de fronteira.

No Capítulo 3, é abordada a definição de fluxo de potência probabilístico, suas aplicações e o método de simulação via Monte Carlo (SMC). Adicionalmente, apresenta-se o algoritmo utilizado para os estudos de caso, considerando uma análise cronológica ao longo de um ano referência e a análise não sequencial considerando incertezas na curva de carga e na disponibilidade de equipamentos dos sistemas.

No Capítulo 4, os resultados das simulações realizadas são apresentados, com destaque para a análise de precisão dos métodos de equivalente de rede utilizados. Comprova-se, assim, o impacto da sazonalidade nos equivalentes dos sistemas elétricos estudados.

Por fim, no Capítulo 5, estão descritas as conclusões obtidas por meio dos estudos realizados e as propostas de trabalhos futuros.

2

Equivalentes Estáticos de Rede

2.1.

Introdução

O equivalente de rede consiste em uma representação reduzida de um sistema elétrico complexo, permitindo análises mais eficientes e rápidas. Existem diferentes métodos de equivalentes de rede estáticos propostos na literatura, que variam de acordo com a complexidade de programação e precisão de seus resultados diante de variações na rede interna.

As aplicações para os equivalentes de rede são diversas, como em estudos de fluxo de potência, avaliação de confiabilidade, planejamento do sistema elétrico e aplicação em tempo real. Adicionalmente, são úteis em análises para cálculo de limites elétricos de grandes sistemas e em estudos de integração de fontes de energia renovável, como parques eólicos e usinas fotovoltaicas, pois permitem avaliar o impacto dessa geração intermitente na estabilidade e no fluxo de potência da rede.

A formulação matemática dos equivalentes de rede está descrita na Seção 2.2. O algoritmo utilizado para obtenção dos equivalentes está detalhado na Seção 2.3. Os estudos de caso realizados nos sistemas IEEE de 24 e 118 barras serão abordados na Seção 2.4. Por fim, as considerações finais serão apresentadas na Seção 2.5.

2.2.

Métodos de Redução

Análises de grandes sistemas elétricos, usualmente, exigem um grande esforço computacional. Visando obter um tempo de processamento menor e realizar estudos de análise de contingência e/ou de planejamento da operação e da expansão são utilizados os equivalentes rede.

Monticelli, em 1983, descreveu a formulação matemática para o método de equivalente de Ward [2], desenvolvido em 1949 por J.B. Ward [3]. De maneira

simplificada, o sistema pode ser dividido em três partes: rede interna, fronteira e rede externa, conforme ilustrado na Figura 2.1. A rede interna, juntamente com a fronteira, compõe a região de interesse. Um dos objetivos do equivalente da rede externa é simular as reações da rede externa perante as alterações na rede de interesse, como contingências em linhas, transformadores ou geradores.

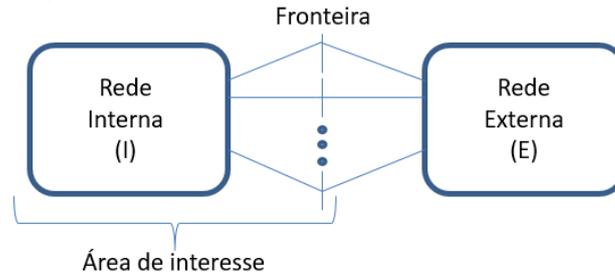


Figura 2.1 - Decomposição da rede em: rede interna, fronteira e rede externa.

O desenvolvimento matemático proposto por [2] considera que a rede é representada por um modelo linear, conforme (2-1), onde Y é a matriz de admitância nodal, E é o vetor das tensões complexas dos nós e I é o vetor das injeções de correntes nodais.

$$YE = I \quad (2-1)$$

Cargas e geradores podem ser representados por corrente constante e/ou admitância constante. Dessa forma, a equação (2-1) pode ser reescrita em

$$\begin{bmatrix} Y_{EE} & Y_{EF} & \mathbf{0} \\ Y_{FE} & Y_{FF} & Y_{FI} \\ \mathbf{0} & Y_{IF} & Y_{II} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} E_E \\ E_F \\ E_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_E \\ I_F \\ I_I \end{bmatrix}, \quad (2-2)$$

onde os índices "E", "F" e "I" correspondem com as barras externas, de fronteira e internas, respectivamente. É possível explicitar E_E a partir da equação (2-2), conforme

$$E_E = Y_{EE}^{-1} \cdot (I_E - Y_{EF} \cdot E_F). \quad (2-3)$$

Substituindo (2-3) em (2-2) tem-se:

$$\begin{bmatrix} Y_{FF}^{eq} & Y_{FI} \\ Y_{IF} & Y_{II} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} E_F \\ E_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_F^{eq} \\ I_I \end{bmatrix} \quad (2-4)$$

sendo

$$\mathbf{Y}_{FF}^{eq} = \mathbf{Y}_{FF} - \mathbf{Y}_{FE} \cdot \mathbf{Y}_{EE}^{-1} \cdot \mathbf{Y}_{FE} \quad (2-5)$$

$$\mathbf{I}_F^{eq} = \mathbf{I}_F - \mathbf{Y}_{FE} \cdot \mathbf{Y}_{EE}^{-1} \cdot \mathbf{I}_E \quad (2-6)$$

O sistema de equações descrito em (2-4) é constituído de elementos modificados. Um deles é a matriz \mathbf{Y}_{FF}^{eq} , que contém as admitâncias *shunts* das barras de fronteira e as admitâncias associadas às suas ligações. Já a matriz $-\mathbf{Y}_{FE} \cdot \mathbf{Y}_{EE}^{-1} \cdot \mathbf{Y}_{FE}$ contém os elementos criados no processo de redução. O vetor de corrente \mathbf{I}_F^{eq} representa as injeções de corrente equivalentes, formada por uma parcela das injeções já existentes em \mathbf{I}_F e outra parcela relativa à distribuição das injeções externas nas barras de fronteira, $-\mathbf{Y}_{FE} \cdot \mathbf{Y}_{EE}^{-1} \cdot \mathbf{I}_E$.

As injeções de correntes calculadas em (2-6) dependem das injeções de corrente das barras externas, \mathbf{I}_E . Porém, nem sempre essa informação está disponível, como é o caso da aplicação em tempo real. Dessa forma, \mathbf{I}_F^{eq} pode ser obtida a partir da expressão

$$\mathbf{I}_F^{eq} = \mathbf{Y}_{FF}^{eq} \cdot \mathbf{E}_F + \mathbf{Y}_{FI} \cdot \mathbf{E}_I \quad (2-7)$$

Nota-se que agora o cálculo de \mathbf{I}_F^{eq} depende apenas de parâmetros pertencentes à região de interesse, como \mathbf{E}_F e \mathbf{E}_I . Além da aplicação para operação em tempo real, a expressão (2-7) permite que não sejam propagados erros associados à topologia da rede externa [2].

O cálculo das injeções equivalentes de potência ativa e reativa nas barras de fronteira, visando o acoplamento entre rede externa e rede de interesse, pode ser realizado a partir das expressões

$$P_k^{eq} = E_k^0 \cdot \sum_{m \in k} E_m^0 (G_{km}^{eq} \cdot \cos \theta_{km}^0 + B_{km}^{eq} \cdot \sin \theta_{km}^0) \quad (2-8)$$

$$Q_k^{eq} = E_k^0 \cdot \sum_{m \in k} E_m^0 (G_{km}^{eq} \cdot \sin \theta_{km}^0 - B_{km}^{eq} \cdot \cos \theta_{km}^0) \quad (2-9)$$

onde E_k^0 e θ_{km}^0 são variáveis de estado referentes ao sistema original, k é o conjunto de barras de fronteira, m é o conjunto de barras vizinhas às barras de

fronteira, incluindo a própria barra k , e $G_{km}^{eq} + B_{km}^{eq}$ são elementos da matriz Y^{eq} de admitância nodal da rede reduzida, apresentada em (2-4).

O sistema reduzido é ilustrado na Figura 2.2, onde pode-se observar as ligações e as injeções equivalentes, a rede interna e a fronteira. O ponto de operação deste sistema deve ser o mesmo do sistema completo e, idealmente, o sistema reduzido deve responder às mudanças como o original.

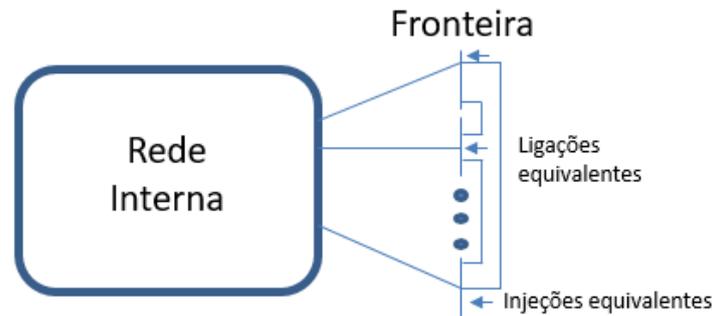


Figura 2.2 - Rede reduzida formada pela rede de interesse e pelo equivalente externo.

O modelo de Ward apresenta bons resultados para potência ativa em estudos de contingência de elementos da rede interna. O mesmo não ocorre para potência reativa, pois as barras PV e PQ externas são tratadas da mesma forma, não havendo uma diferenciação para contribuição das barras PV do sistema externo.

Uma das formas de se obter melhores resultados utilizando equivalentes de rede é por meio do método de Ward com retenção de barras PV. Essa retenção é feita visando as barras PV que tenham respostas significativas para contingências da rede interna. A partir da obtenção do equivalente de Ward padrão, acrescenta-se o tratamento das barras PV. O cálculo das injeções equivalentes nas barras de fronteira passa a ser realizado da seguinte forma:

- i. Determina-se os ângulos das tensões das barras PV externas retidas, por meio da execução de um fluxo de potência da rede reduzida (barras de fronteira e barras PV retidas). Além disso, são feitas algumas considerações: as barras de fronteira passam a ser consideradas, temporariamente, como barras $V\theta$ e as barras PV devem manter seus valores de P e V iguais ao do caso completo;

- ii. Feitos os cálculos dos estados das barras de fronteira e das barras PV retidas, podem ser calculadas as injeções equivalentes de potência ativa e reativa descritas nas expressões (2-8) e (2-9).

Outro método de equivalente de rede estático proposto na literatura é uma extensão do método de Ward, conhecido como método de Ward estendido. A proposta do método é introduzir barras PV fictícias conectadas às barras de fronteira, visando representar, aproximadamente, a resposta de potência reativa das barras PV não retidas. De forma geral, as admitâncias equivalentes que interligam as barras de fronteira entre si e as injeções equivalentes na fronteira são obtidas pelo método de Ward. Já o efeito das barras PV externas é feito por ligações fictícias que ligam as barras de fronteira às barras PV-fictícias. O sistema equivalente é ilustrado na Figura 2.3.

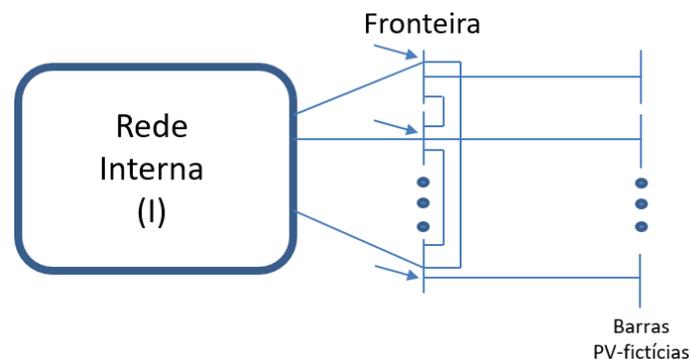


Figura 2.3 - Equivalente Ward Estendido

As barras PV-fictícias possuem módulo da tensão igual aos valores do caso base das barras de fronteira nas quais estão conectadas e potência ativa nula. A contribuição das barras PV-fictícias, em ocorrências na rede interna que causem variações de tensão nas barras de fronteira, é descrito por:

$$\Delta Q_k = V_k \cdot \hat{B}_k \cdot \Delta V_k \quad (2-10)$$

onde ΔV_k é a variação na tensão da barra de fronteira em relação ao caso base e a descrição de \hat{B}_k é feita mais adiante. Já a reação reativa do sistema externo perante uma perturbação na rede interna pode ser dada, de forma aproximada, por:

$$\Delta Q^{red}/V = B_{red}'' \cdot \Delta V \quad (2-11)$$

sendo que ΔQ^{red} é o vetor das alterações nas injeções de potência reativa na fronteira, devido à resposta do sistema externo, ΔV é o vetor dos desvios nos módulos de tensão nas barras de fronteira e B_{red}'' pode ser obtida pela redução da matriz B'' , do método desacoplado rápido, considerando apenas o sistema formado pelas ligações do sistema externo e as ligações das barras de fronteira.

A resposta externa pode ser dividida em duas componentes:

- i. A primeira é obtida a partir das susceptâncias equivalentes entre as barras de fronteira, correspondendo aos elementos fora da diagonal principal da matriz B_{red}'' ;
- ii. A segunda corresponde às susceptâncias de \widehat{B}_k , que são a soma algébrica dos elementos da linha k matriz B_{red}'' , incluindo o elemento da diagonal principal.

Ressalta-se que o método Ward estendido, mesmo que tenha sido descrito em termos da matriz B'' , do método desacoplado rápido, pode ser utilizado em conjunto com qualquer método de fluxo de potência, dado que os parâmetros do equivalente têm o mesmo formato dos dados do sistema interno.

O método de equivalente REI (*radial equivalent independent*) é outra alternativa para realizar a simplificação da representação de grandes redes. A proposta principal é agregar as injeções de potência e corrente de um grupo designado de barramentos eliminados em um nó fictício denominado 'REI'. Inicialmente, são removidas as injeções de todas as barras e em seguida criado o nó fictício, onde a injeção é o somatório das injeções de todas as barras removidas [37].

Por fim, outra técnica adotada para obtenção de equivalentes de rede é a da zona de amortecimento. Ela consiste em reter elementos de circuitos da rede externa que podem ser úteis para diversas condições de estudo, sendo de grande importância para avaliação de segurança em tempo real. Os dois fatores mais importantes para precisão do sistema interno são que os fluxos sejam representados corretamente e que as repostas em MW e MVar de fontes externas sejam suficientemente próximas do sistema original.

Basicamente existem duas abordagens para determinar uma zona intermediária. A primeira, mais simples, retém um número fixo de barras vizinhas,

sendo este número determinado pela experiência do usuário. A segunda abordagem, mais sofisticada, envolve uma análise de sensibilidade para identificar quais elementos externos têm impacto no desempenho do sistema interno.

A análise de sensibilidade é utilizada para verificar os impactos dos ramos externos no sistema reduzido [4]. Nesse processo, são calculadas as variações no fluxo de potência dos ramos internos em relação aos ramos externos, considerando a relação entre esses valores. Caso a variação do fluxo seja maior do que um limite especificado, o ramo externo é retido na zona de amortecimento.

A análise de precisão é necessária para verificar a conformidade do modelo [4]. Testes de precisão, projetados para análises de contingências, podem ser realizados a partir de uma lista de contingência da rede de interesse gerada automaticamente pelo *software*. Em seguida, os ramos monitorados são definidos, automaticamente, pelo programa como rede interna e a lista de contingência é processada para rede completa e equivalente. As tensões e fluxos nas barras e ramos monitorados são armazenados e comparados. As expressões (2-12) e (2-13) correspondem aos desvios de tensão e fluxo, respectivamente.

$$Tensão (\%) = \frac{|V_{original} - V_{reduzido}|}{V_{original} + 10^{-7}} \cdot 100\% \quad (2-12)$$

$$MVA (\%) = \frac{|Fluxo_{original} - Fluxo_{reduzido}|}{Cap + 10} \cdot 100\% \quad (2-13)$$

onde o termo 10^{-7} em (2-12) é inserido para evitar denominador nulo. Na equação (2-13) o termo *Cap* corresponde à capacidade de transmissão do ramo em MVA e é acrescido 10 ao denominador quando não há especificação da capacidade nos dados de rede.

Por fim, devem ser avaliados os maiores desvios de tensão e fluxo por contingência. Com base nos resultados da análise de precisão, o usuário pode ajustar o procedimento de redução visando melhorar o equivalente seguindo critérios especificados.

A obtenção dos equivalentes dos sistemas IEEE de 24 e 118 barras, via *software* Organon, utilizando os diferentes métodos de equivalentes de rede citados neste item, são descritos na próxima seção.

2.3.

Algoritmo Utilizado

O *software* Organon, desenvolvido pela empresa HPPA, é uma ferramenta de análise e avaliação de segurança de sistemas elétricos. Ele pode ser utilizado em estudos de planejamento e para avaliação de segurança em tempo real [38]. Além disso, é possível obter equivalentes de rede de maneira flexível e ajustável, permitindo o usuário selecionar a área de interesse e ajustar os parâmetros de simplificação de acordo com a necessidade.

Para realizar os estudos de criação dos equivalentes, utilizou-se dados horários anuais de carga e geração, permitindo representar as características sazonais do sistema. Dessa forma, a disponibilidade de geradores selecionados nos sistemas IEEE de 24 e 118 barras variou conforme uma curva de geração típica de usinas do Norte do país. Em contrapartida, utilizou-se a mesma curva anual de geração deslocada em seis meses como dado de disponibilidade em geradores alocados em outros pontos dos sistemas em questão. A escolha dos geradores será descrita com mais detalhes no item de estudo de caso na Seção 2.4. Além disso, a fim de minimizar a influência da transferência de potência entre área de interesse e área externa, foi realizado o despacho ótimo de geração por área.

Após o obter o despacho para cada gerador dos sistemas IEEE utilizados, foram selecionados, na curva anual de carga, os dados de carga ativa máxima mensal e os dados de geração para o mesmo período a fim de gerar doze cenários de estudo. Com os dados de carga e geração típicos para cada mês, utilizou-se o Organon para obter os equivalentes dos sistemas. Além disso, foi considerada a opção *flat start* para execução do fluxo de potência no *software*.

Os equivalentes foram gerados considerando três estratégias diferentes, são elas:

- A. Redução simples de Ward;
- B. Redução de Ward considerando análise de retenção de geradores;
- C. Redução de Ward considerando análise de retenção de geradores e ramos.

Em resumo, o processo geral para obtenção dos equivalentes pode ser descrito da seguinte forma [4]:

- i. Carregar os dados da rede elétrica no Organon;

- ii. Executar o fluxo de potência;
- iii. Definir região de interesse;
- iv. Definir se será realizada a análise de retenção com base na sensibilidade de tensão e/ou fluxo;
- v. Definir se a análise de precisão será realizada;
- vi. Executar a redução.

O processo de redução pode ser descrito de maneira resumida como:

- i. Definir a área interna como retida;
- ii. Realizar a análise de contingência com o sistema original e registrar os fluxos e tensões monitoradas por contingência;
- iii. Se houver análise de retenção, realizar a análise de sensibilidade para determinar quais barras e/ou ramos devem ser retidos;
- iv. Incluir os elementos/subsistemas selecionados de forma complementar, como retidos, se aplicável;
- v. Realizar a eliminação de Gauss;
- vi. Extrair os ramos equivalentes da matriz de admitância resultante;
- vii. Remover os componentes externos da rede;
- viii. Adicionar os ramos equivalentes ao sistema interno;
- ix. Calcular as injeções atuais e convertê-las em cargas nas respectivas barras;
- x. Se a análise de precisão for realizada, executar a análise de contingência com a rede equivalente e armazenar todos os fluxos e tensões monitorados por contingência;
- xi. Comparar os resultados pré e pós-contingência e imprimir os maiores erros de tensão e fluxo de potência e os respectivos barras/ramos por contingência.

Destaca-se que a análise de precisão é feita baseada em uma lista de contingências definida pelo *software* Organon. O resultado desta análise retorna o maior desvio para os valores de tensão e fluxo, comparando os resultados com o caso base e com a rede reduzida diante de determinada contingência da lista.

Dessa forma, a partir dos equivalentes obtidos, torna-se possível realizar uma análise sobre impacto da sazonalidade nos sistemas reduzidos. Pode-se verificar que, ao longo do ano, a mudança nos valores de injeções de potência equivalente é considerável e está descrita nos estudos de caso da Seção 2.4.

2.4.

Estudo de caso

A avaliação da precisão de equivalentes diante de sazonalidade de geração é realizada com os sistemas IEEE 24 e 118 barras. Algumas máquinas de geração dessas redes são substituídas por usinas hidráulicas. Para isso, foi utilizado o despacho praticado em usinas da Região Norte do país no ano de 2019 para a curva horária de geração, conforme Figura 2.4. A partir desta escolha, a curva de geração foi normalizada e modulada pela capacidade dos geradores a serem substituídos nos sistemas avaliados. Em sequência, foi realizado um despacho ótimo por área. O objetivo desta prática é reduzir a interferência do intercâmbio de geração entre as áreas, reduzindo dependências interáreas. Além disso, foi considerado um valor elevado para o custo de geração da barra de referência (SW) e custo nulo para barras dos geradores hidráulicos selecionados. Considera-se, também que, para ambos os sistemas, a barra SW pertence à região de interesse.

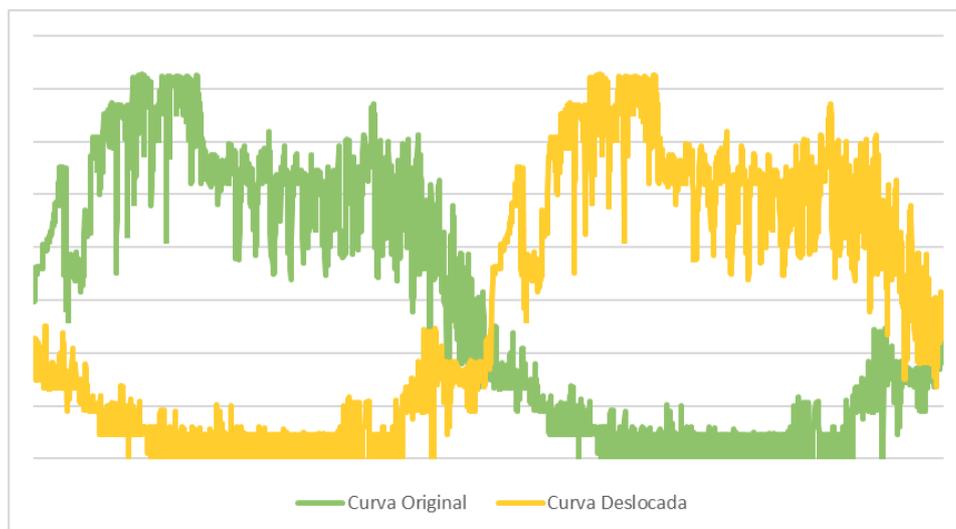


Figura 2.4 - Curva de geração típica da Região Norte no ano de 2019.

Após o despacho ótimo por área são realizados dois passos: (i) é escolhido o horário de carga ativa máxima para cada mês do ano e (ii) a partir do horário de carga ativa máxima, tem-se qual é a carga reativa e o despacho ótimo para o mesmo período. Dessa forma, torna-se possível configurar um arquivo de redes com os dados necessário para obtenção dos equivalentes via Organon.

Foram considerados alguns ajustes padrões comuns para as três estratégias de equivalentes escolhidas para serem estudadas:

- O limite percentual de tensão e fluxo de retenção de geradores e ramos, respectivamente, foi de 5 %;
- A faixa mínima de MVA, em pu, para que os geradores sejam retidos foi de 0.10 pu;
- O número máximo de vizinhos para visitar foi de 7;
- O valor máximo de impedância considerado foi de 5 pu;
- Foi selecionada a opção de geração automática de contingências.

Adicionalmente, para cada uma das estratégias estudadas foi indicado se haveria ou não a retenção de geradores e/ou ramos. Além do tratamento de dados comuns a ambos os sistemas, cada estudo tem suas especificidades que serão discutidas a seguir.

2.4.1.

Sistema IEEE 24 Barras

O sistema IEEE 24 barras, ilustrado na Figura 2.5, é composto por 24 barras, 38 ramos e 32 geradores. Além disso, possui linhas de transmissão em dois níveis de tensão, 138 kV e 230 kV. Sendo que a transformação de 138/230 kV está localizada entre as barras 3 e 24, 9 e 11 e 10 e 12.

Para realizar o estudo, foi definido como região de interesse o setor de 138 kV, que é composto por 10 barras, 12 ramos e 11 geradores. Originalmente, o sistema tinha a barra 13 como *swing*. Porém, a fim de considerar a barra SW dentro da região de interesse, escolheu-se a barra com maior capacidade de geração no setor de 138 kV, a barra 7.

Na barra 22, estão instalados seis geradores de 50 MW (hidráulicos) e na barra 23 dois de 155 MW e um de 350 MW (térmicos à carvão), totalizando 960 MW. Todos os geradores destas barras foram considerados como geradores hidráulicos, com exceção do gerador de 350 MW da barra 23. Este gerador não foi considerado como hidráulico, pois impactaria o suprimento de energia do sistema ao longo do ano, fazendo com que houvesse corte de carga em alguns cenários. Dessa forma, a capacidade de geração hidráulica das barras 22 e 23 é de 610 MW. Com intuito de representar a sazonalidade no sistema, foi considerada a curva de geração normalizada multiplicada pela capacidade de cada gerador, fazendo com que a capacidade de 610 MW não fosse mais constante ao longo de todos os períodos do ano.

Já nas barras 15 e 16 todos os geradores foram considerados como geradores hidráulicos, o que totalizam 7 geradores. Sendo que na barra 15 estão instalados cinco geradores de 12 MW (térmicos à óleo) e um de 155 MW e na barra 16 um gerador de 155 MW (ambos térmicos à carvão), totalizando 370 MW de capacidade instalada. Foi considerada a mesma curva de geração normalizada, a diferença é o deslocamento da curva em seis meses, visando analisar, não só o impacto da sazonalidade, mas também como as injeções de potência nas barras de fronteira iriam se comportar ao longo do ano.

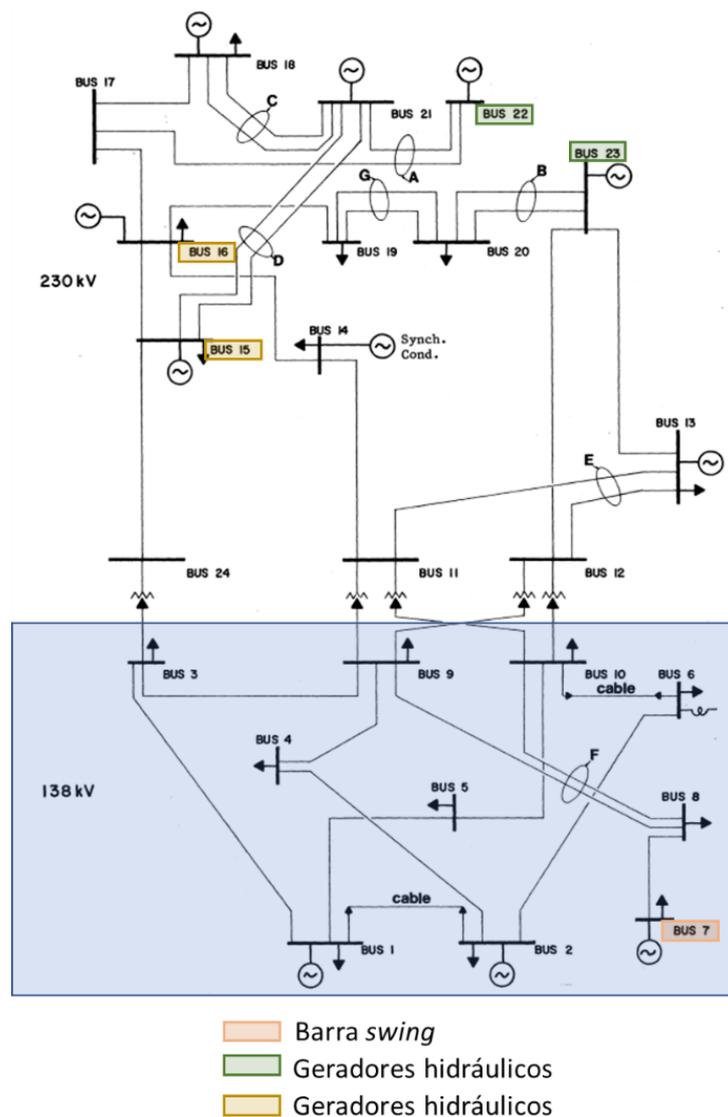


Figura 2.5 – Sistema IEEE 24 barras [6].

Foi desenvolvido um algoritmo que visa representar o sistema graficamente para todas as estratégias de equivalentes implementadas. Destacam-se as barras de fronteira na cor verde, sendo que o tamanho círculo indica, proporcionalmente,

o valor da injeção de potência aparente destas barras. As barras PV, onde foram alocadas as curvas de geração hidráulica, são evidenciadas em amarelo e as demais barras PV do sistema, em roxo. Todas as barras que foram retidas pelo equivalente são ilustradas em azul, já as barras pertencentes à área externa à região de interesse, em vermelho. Adicionalmente, a espessura das linhas do sistema é definida pela ponderação da impedância da linha pela impedância máxima da rede; ou seja, quanto maior o módulo da impedância, maior a espessura da linha. A seguir, foram selecionados alguns meses para detalhar os resultados de cada estratégia de equivalente implementada.

Na Figura 2.6, tem-se ilustrado, para o mês de janeiro, o resultado do caso base e das três estratégias de equivalentes implementadas. Nota-se, em todos os casos, uma preferência pela injeção de potência nas barras 9 e 10 e uma injeção menos intensa na barra 3. Vale ressaltar que, no mês de janeiro, as barras 22 e 23 contam com suas disponibilidades de geração próximas do máximo e as barras 15 e 16 com suas disponibilidades reduzidas. No equivalente simples de Ward (caso A) tem-se, conforme o esperado, o sistema reduzido apenas à região definida como de interesse. Já no caso B, foram retidas as barras 13, 14, 15 e 23, a partir da análise de sensibilidade de retenção de geradores, e criados 13 circuitos equivalentes (foi observado esse comportamento de retenção para todos os meses do horizonte de estudo). É possível observar que os circuitos equivalentes criados entre as barras 9 e 23 e 10 e 23 possuem uma impedância considerável, quando comparada às demais impedâncias do sistema reduzido. Por fim, na estratégia utilizada no caso C, foram retidos barras e ramos devido a análise de sensibilidade de retenção. Dessa forma, tanto as impedâncias, quanto as injeções de potência nas barras de fronteira apresentaram resultados mais próximos dos obtidos no caso base.

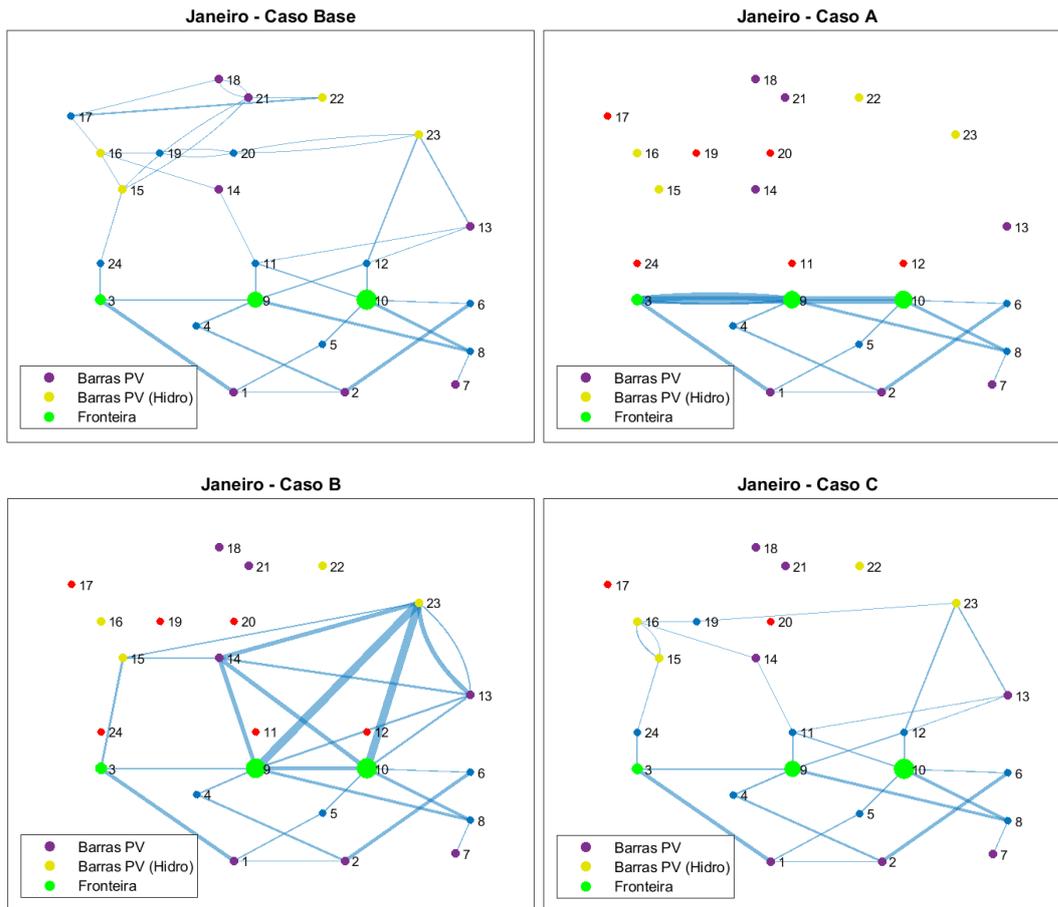


Figura 2.6 - Resultado do despacho para o mês de janeiro para os casos base, A, B e C.

Os resultados para os casos no mês de março podem ser observados na Figura 2.7. Diferentemente do mês de janeiro, para março é possível observar que a injeção de potência nas barras 9 e 10 é bem semelhante à da barra 3. Uma das características para o despacho de geração no mês de março, é que foi o mês com menor transferência de potência entre as áreas. Dessa forma, a área de interesse precisou importar menos geração da área externa para suprir suas cargas. No caso A, as impedâncias das linhas equivalentes são um pouco menores do que no mês destacado anteriormente. Nas estratégias B e C, as barras retidas, além da região de interesse, foram iguais as retidas em janeiro.

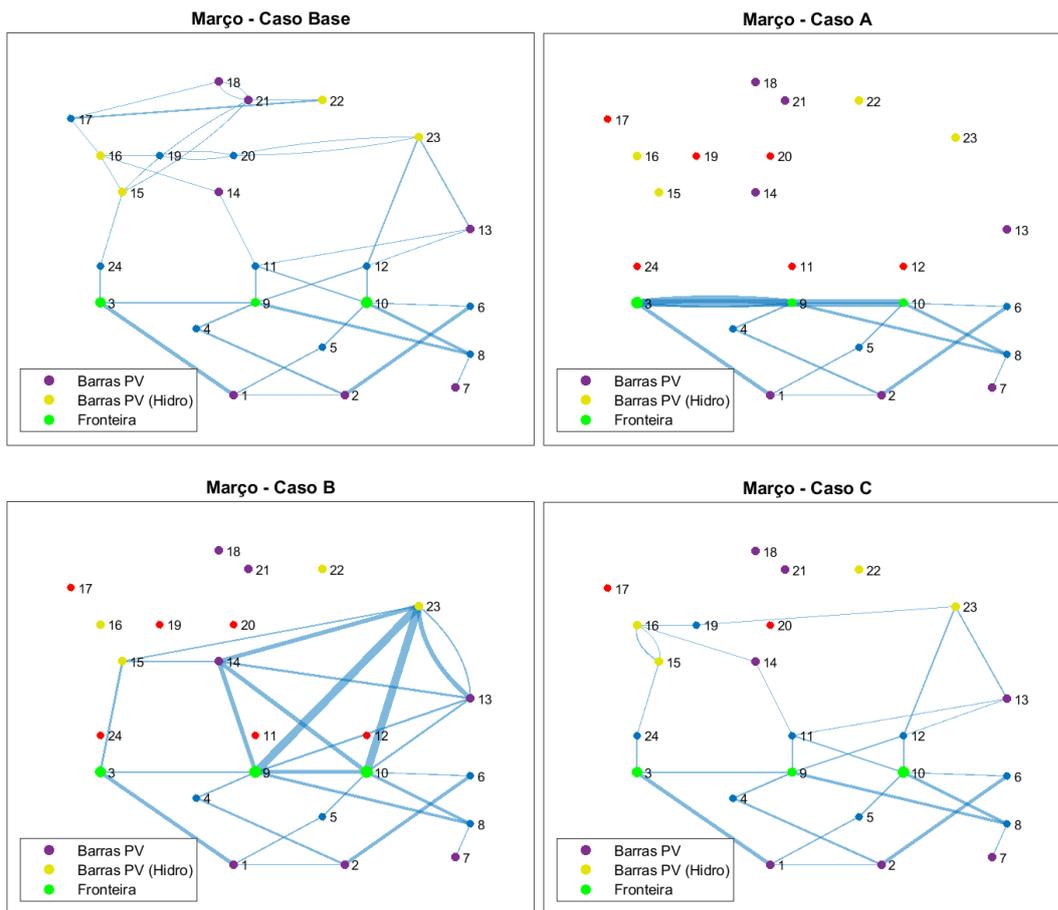


Figura 2.7 - Resultado do despacho para o mês de março para os casos base, A, B e C.

Para o mês de maio tem-se os resultados ilustrados na Figura 2.8. Observa-se que a injeção de potência nas barras 9 e 10 volta a aumentar, sendo justificado por um aumento sutil da disponibilidade na geração das barras 22 e 23, que pode ser confirmado na Figura 2.4. Os resultados para o equivalente de Ward, caso A, e para o caso B não apresentam um ponto de destaque em relação aos meses anteriores. Já a estratégia C, diferente dos demais meses de estudo, não foram retidas as barras 16 e 19.

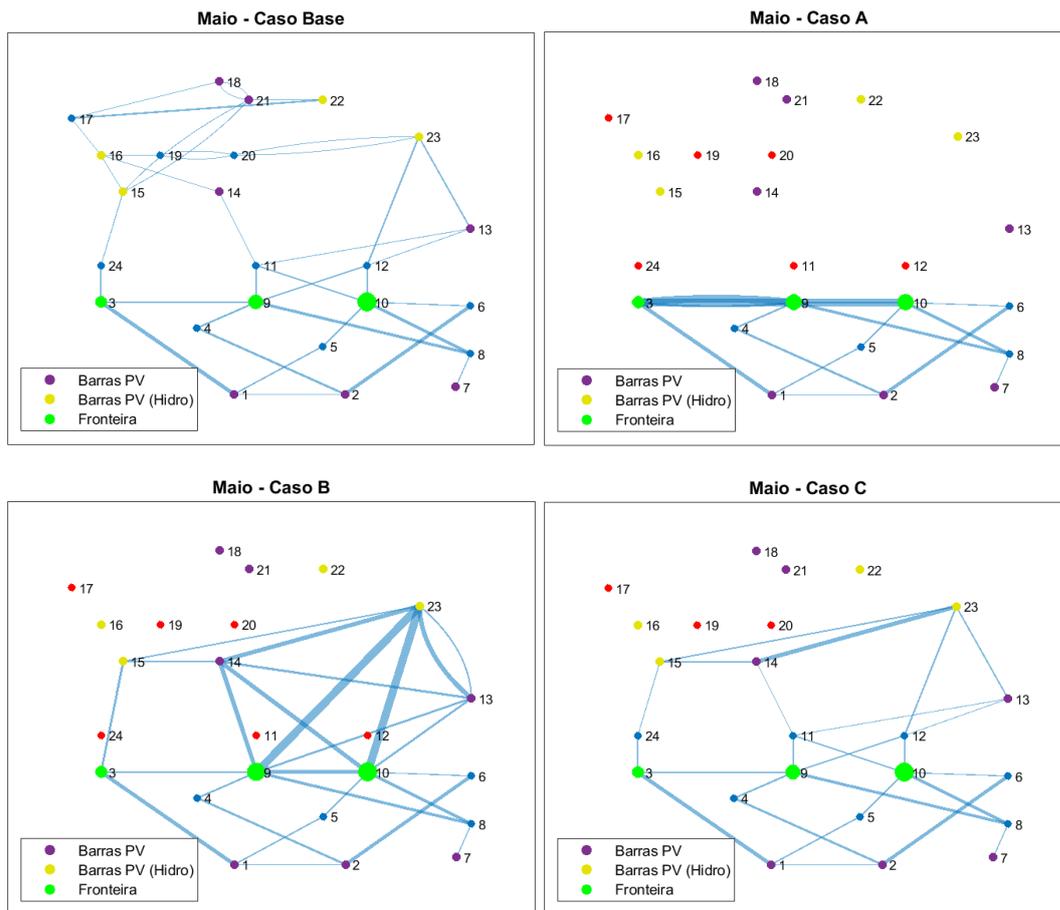


Figura 2.8 - Resultado do despacho para o mês de maio para os casos base, A, B e C.

No mês de dezembro, tem-se os resultados ilustrados na Figura 2.9. São observadas as maiores injeções de potência nas barras 9 e 10, neste período do ano, pois, além da disponibilidade de geração das barras 22 e 23 voltar a aumentar, é o mês com maior importação de geração pela área de interesse, por ser o período de maior carga. A variação percentual máxima de tensão no caso A foi de 17,22 %, a maior diferença registrada. Com relação aos casos B e C a variação foi de 0,05 % e 0,02 %, respectivamente.

Por fim, um resumo dos resultados obtidos para cada estratégia e para todos os meses do ano podem ser observados na Tabela 2.1. Para cada caso, são apresentadas as reduções percentuais e os erros máximos percentuais de tensão e fluxo. Esses desvios são calculados através pela diferença no fluxo de potência entre o caso equivalente e a rede completa, devido a contingências selecionadas.

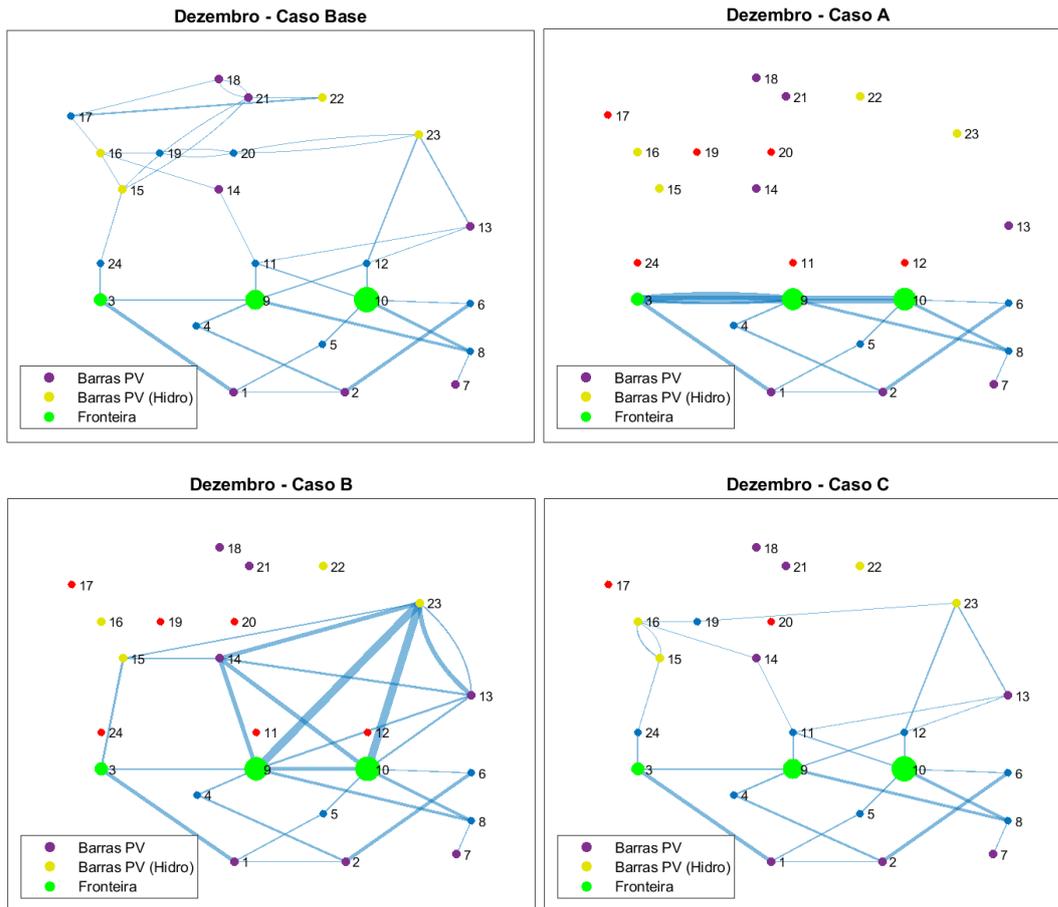


Figura 2.9 - Resultado do despacho para o mês de dezembro para os casos base, A, B e C.

Tabela 2.1 - Resumo dos resultados para o sistema IEEE 24 barras.

Mês	Caso	Red. (%)	Max. Dif. V (%)	Max. Dif. MVA (%)
JAN	A	58.30	11.46	16.06
	B	41.70	0.07	0.17
	C	20.80	0.00	0.02
FEV	A	58.30	9.54	13.33
	B	41.70	0.06	0.16
	C	20.80	0.00	0.01
MAR	A	58.30	6.11	6.20
	B	41.70	0.08	0.21
	C	20.80	0.01	0.04
ABR	A	58.30	8.03	10.17
	B	41.70	0.06	0.16
	C	20.80	0.01	0.02
MAI	A	58.30	10.85	15.13
	B	41.70	0.06	0.16
	C	29.20	0.01	0.07
JUN	A	58.30	11.40	15.99
	B	41.70	0.06	0.17
	C	20.80	0.00	0.02
JUL	A	58.30	11.25	15.62
	B	41.70	0.07	0.17
	C	20.80	0.00	0.05
AGO	A	58.30	8.16	10.26
	B	41.70	0.08	0.18
	C	20.80	0.00	0.05
SET	A	58.30	7.41	8.75
	B	41.70	0.07	0.18
	C	20.80	0.00	0.05
OUT	A	58.30	11.28	15.71
	B	41.70	0.06	0.17
	C	20.80	0.00	0.05
NOV	A	58.30	12.18	17.12
	B	41.70	0.07	0.21
	C	20.80	0.01	0.03
DEZ	A	58.30	17.22	28.97
	B	41.70	0.05	0.35
	C	20.80	0.02	0.36

2.4.2.

Sistema IEEE 118 Barras

O sistema IEEE 118 barras, ilustrado na Figura 2.10, é composto por 118 barras, 175 ramos e 54 geradores. Além disso, possui linhas de transmissão em dois níveis de tensão, 138 kV e 345 kV. Definiu-se como região de interesse as barras da área destacada em azul na figura. A região de interesse possui 16 barras, 21 ramos e 6 geradores. Originalmente, o sistema tinha a barra 69 definida como referência. Porém, a fim de considerar a barra SW dentro da região de interesse, escolheu-se a barra 59, por ser uma barra mais distante da região de fronteira.

A escolha das barras de geração, para alocar a geração hidráulica com características de disponibilidade sazonal, deu-se visando escolher geradores em diferentes pontos do sistema para evidenciar os efeitos das curvas de geração original e deslocada no sistema. As barras 25, 26 e 31 possuem uma capacidade de geração de 320, 414 e 107 MW, respectivamente. Todos os geradores destas barras foram considerados como geradores hidráulicos. O outro grupo é composto pelas barras 80, 100, 103 e 111. A barra 80 possui uma capacidade de geração instalada de 577 MW, a barra 100 de 352 MW, a barra 103 de 140 MW e a 111 de 136 MW, totalizando 1205 MW. O tipo da fonte de energia destes geradores não é especificado. Para incluir os efeitos da sazonalidade, foi considerada a mesma curva de geração normalizada, com a diferença do deslocamento da curva em seis meses.

Adicionalmente, para obter resultados de fluxo de potência coerentes, foram desconsiderados os limites de potência reativa dos geradores de todas as barras, além de permitir que a capacidade de geração da barra SW fosse grande o suficiente para acomodar todas as perdas do sistema. Vale ressaltar que, a curva horária anual de carga ativa e reativa para este sistema, foi obtida a partir da ponderação das cargas de cada barra com a curva de carga do sistema IEEE-RTS de 24 barras [6].

Foi utilizado o mesmo algoritmo para analisar, graficamente, os efeitos da sazonalidade em todas as estratégias equivalentes estudadas. Assim como feito para o sistema IEEE 24 barras, foram destacadas as barras de fronteira em verde, as barras PV, onde foram alocadas as curvas de geração hidráulica, em amarelo e as demais barras PV do sistema, em roxo. Todas as barras que foram retidas pelo equivalente são ilustradas em azul e as barras pertencentes à área externa

à região de interesse, em vermelho. Já espessura das linhas do sistema também foi definida ponderando a impedância da linha pela impedância máxima da rede.

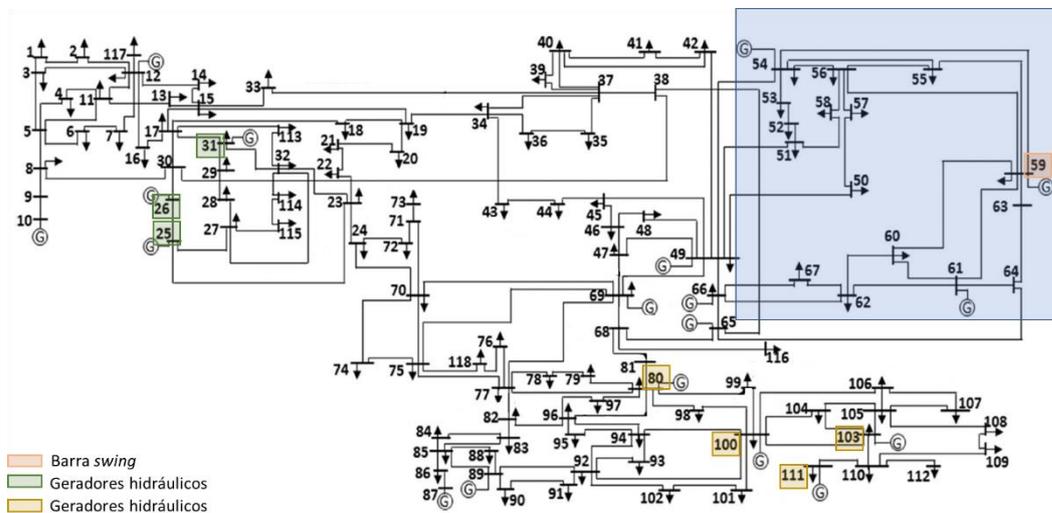


Figura 2.10 - Sistema IEEE 118 barras [7].

Adiante, foram selecionados os meses de fevereiro, julho, setembro e dezembro para detalhar os resultados de cada estratégia de equivalente implementada.

De maneira geral, os equivalentes da estratégia A, método de Ward, foram reduzidos à região de interesse, conforme o esperado. Já os equivalentes da estratégia B, que foram obtidos utilizando a análise de retenção de geradores, optaram por reter, em todos os meses, as barras 49, 65 e 66, além das barras definidas como de interesse e não foram criados circuitos equivalentes. Por fim, a estratégia C, que foi realizada a partir da análise de retenção de geradores e ramos, variou as barras retidas para todos os meses.

Na Figura 2.11, tem-se ilustrado o resultado, do mês de fevereiro, para o caso base e estratégias A, B e C. Nota-se que as contribuições das injeções de potência equivalente, nas barras de fronteira do caso A implicam em uma maior carga, em especial, nas barras 50 e 64. Pode-se observar que, o caso B, tem as injeções de potência na fronteira mais próximas do caso base, já que as injeções equivalentes foram alocadas nas barras 49 e 65. Já o caso C, onde foram retidas 8 barras e criados 10 ramos equivalentes, além da região de interesse, possibilita um resultado mais preciso. Adicionalmente, a retenção da barra de geração 30, pode indicar a influência da sazonalidade, pois no início do ano a disponibilidade de geração das barras 25, 26 e 31 se aproximam do máximo.

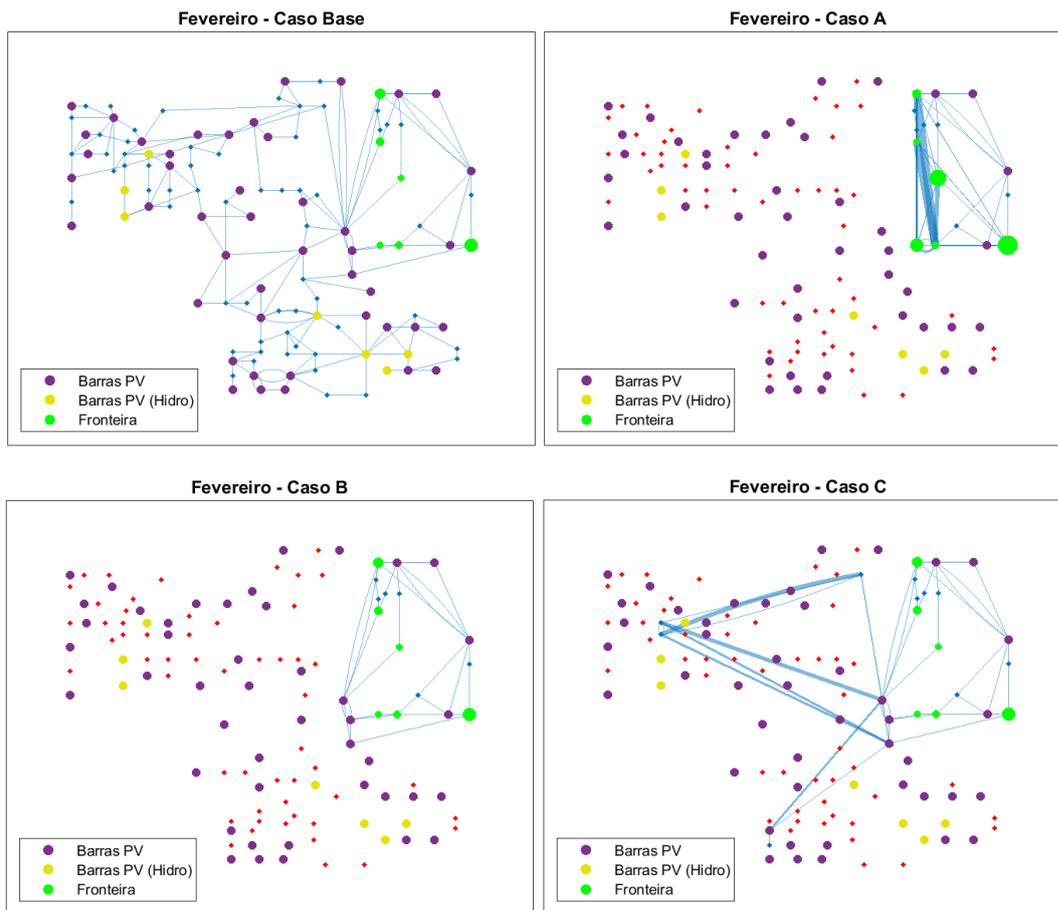


Figura 2.11 - Resultado do despacho para o mês de fevereiro para os casos base, A, B e C.

O mês de julho é um período de transição entre as curvas, onde a disponibilidade de geração das barras 25, 26 e 31 (grupo 1) começa a reduzir e a das barras 80, 100, 103 e 111 (grupo 2) passa a aumentar. Os resultados para todos os casos estudados podem ser observados na Figura 2.12. Devido ao aumento da geração praticada pelos geradores de grupo 2 o montante das injeções de potência nas barras de fronteira, no Caso A foi impactado, aumentando a injeção, especialmente, da barra 64. O caso B, concentrou as injeções equivalentes nas barras 49 e 65, que foram retidas pela análise de sensibilidade. Por fim, no caso C, houve a retenção de 8 barras a mais, alocadas em diferentes pontos do sistema. Permitindo modelar a injeção de potência equivalente em diferentes pontos, possibilitando uma melhor representação da rede externa.

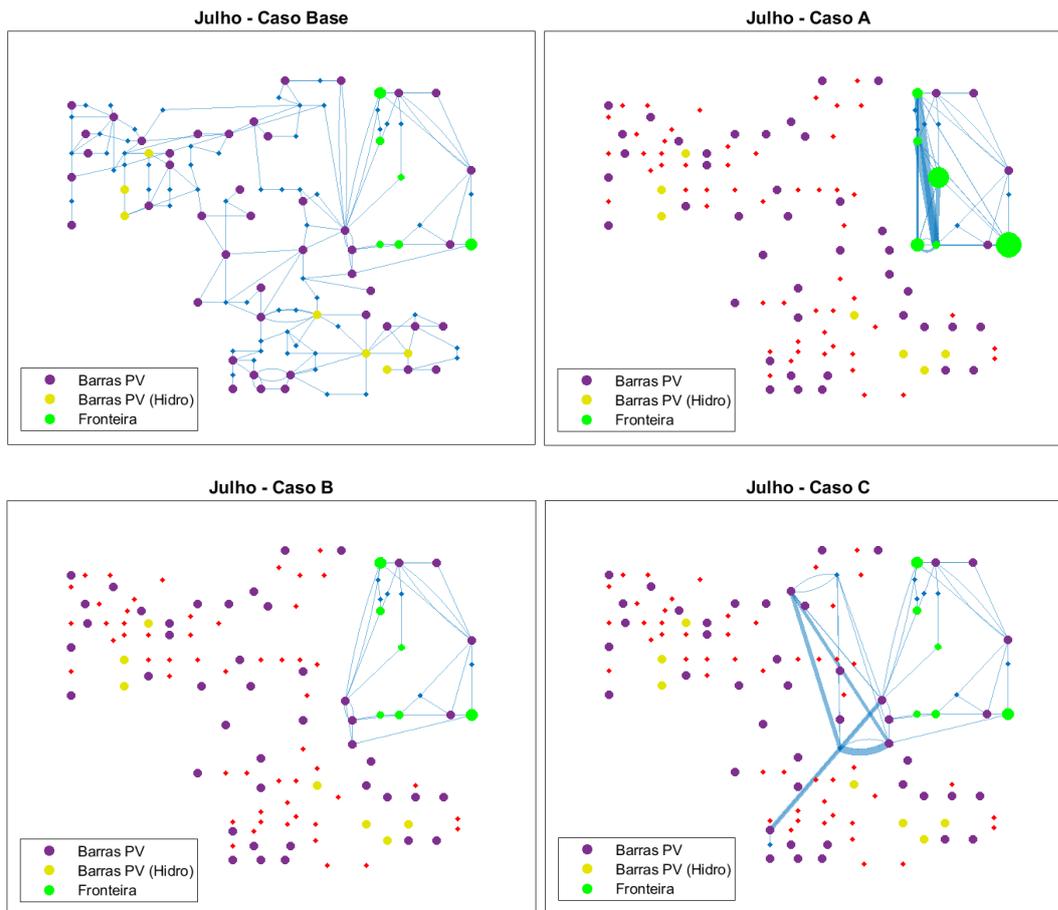


Figura 2.12 - Resultado do despacho para o mês de julho para os casos base, A, B e C.

No mês de setembro a geração da região de interesse é suficiente para o suprimento da carga, não sendo necessário intercâmbio de geração entre as áreas. Além disso, o caso base neste mês, em relação ao mês de agosto, teve a geração das barras 91, 92 e 99 maximizadas e das barras 6 e 8 zeradas pelo despacho ótimo. Na Figura 2.13, pode-se observar os resultados obtidos. Para o caso A, as injeções de potência equivalente ficaram concentradas, principalmente, nas barras 50 e 64. Já para o caso B, as injeções equivalentes foram alocadas nas barras 49 e 65 que foram retidas adicionalmente por análise de sensibilidade. Na estratégia C foram criados 11 ramos equivalentes e retidas 8 barras. A retenção das barras 17, 30 e 68 no mês de setembro ocorre devido a diferença do despacho de geração em relação ao mês de agosto.

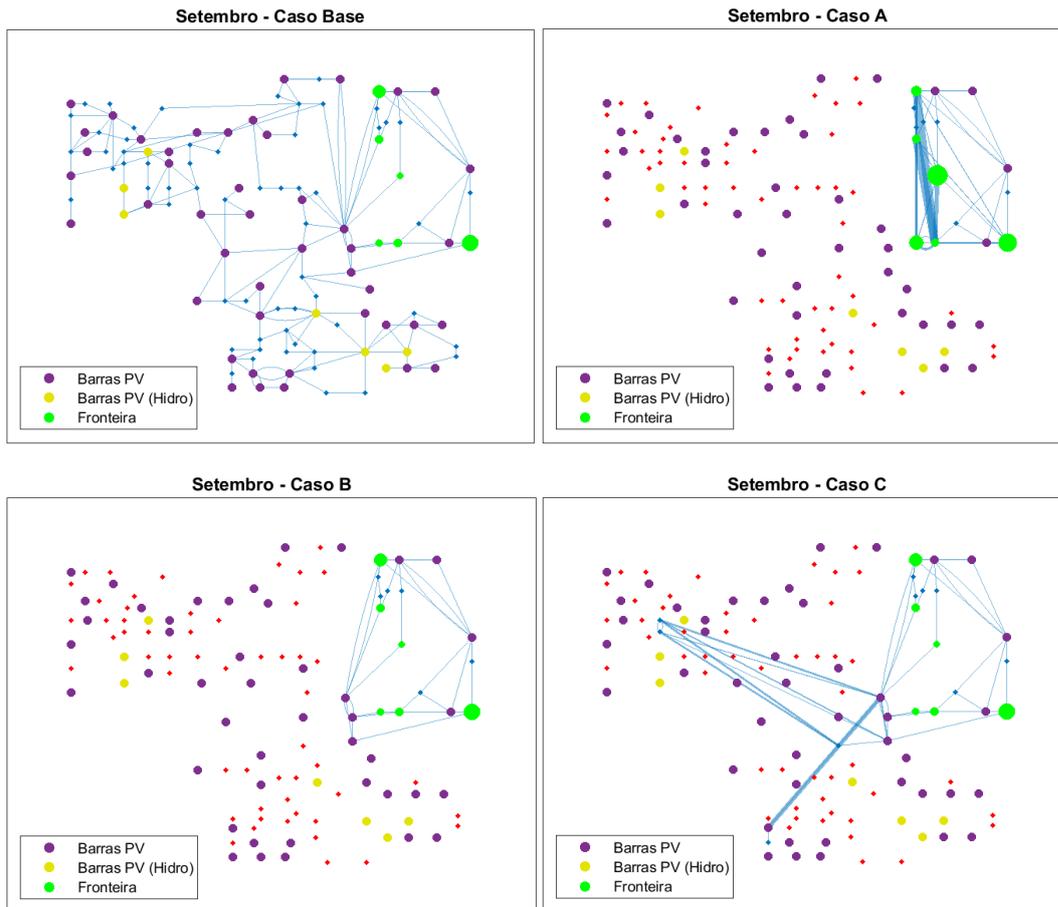


Figura 2.13 - Resultado do despacho para o mês de setembro para os casos base, A, B e C.

O mês de dezembro foi o cenário que precisou de maior importação de geração da área externa para região de interesse, podendo ser justificado por ser o período onde a carga é maior. Adicionalmente, é o momento no qual a curva de geração começa a inverter. A disponibilidade do grupo 1 volta a aumentar e a do grupo 2 tende a reduzir. Na Figura 2.14, estão ilustrados os resultados para o caso base e os demais sistemas equivalentes. No caso base, foi observado o comportamento esperado para a curva de geração sazonal. Além disso, na barra 69 foi onde houve o maior acréscimo de geração em relação ao mês de novembro, visando o suprimento da demanda. A maior injeção de potência no caso A foi na barra 64. No caso B, as injeções de potência equivalentes foram alocadas nas barras 49 e 65. Por fim, o caso C foi reduzido para 24 barras e 48 ramos, o que representa uma redução de 79.7 % do sistema. Além disso, o aumento do despacho da geração na barra 69, em relação ao mês de novembro, tem grande impacto para retenção desta barra e da barra 70.

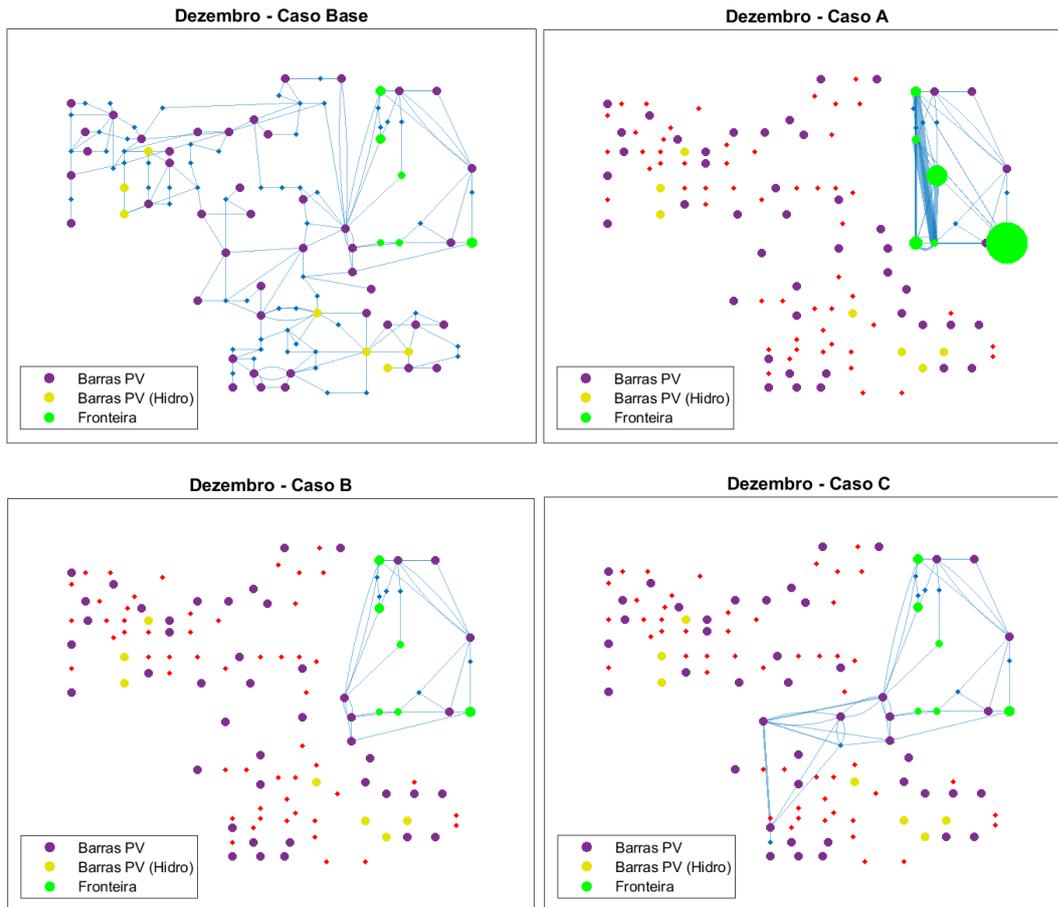


Figura 2.14 - Resultado do despacho para o mês de dezembro para os casos base, A, B e C.

De maneira geral, o resultado da redução da rede para todas as estratégias e todos os meses pode ser observado na Tabela 2.2.

Tabela 2.2 - Resumo dos resultados para o sistema IEEE 118 barras.

Mês	Caso	Red. (%)	Max. Dif. V (%)	Max. Dif. MVA (%)
JAN	A	86.40	1.06	0.11
	B	83.90	0.00	0.00
	C	79.70	0.00	0.00
FEV	A	86.40	1.03	0.10
	B	83.90	0.01	0.00
	C	79.70	0.01	0.00
MAR	A	86.40	1.03	0.07
	B	83.90	0.01	0.00
	C	76.30	0.01	0.00
ABR	A	86.40	1.04	0.09
	B	83.90	0.00	0.00
	C	81.40	0.00	0.00
MAI	A	86.40	1.05	0.10
	B	83.90	0.01	0.00
	C	82.20	0.01	0.00
JUN	A	86.40	1.05	0.11
	B	83.90	0.01	0.00
	C	80.50	0.01	0.00
JUL	A	86.40	1.09	0.11
	B	83.90	0.01	0.00
	C	79.70	0.01	0.00
AGO	A	86.40	1.06	0.10
	B	83.90	0.01	0.00
	C	82.20	0.01	0.00
SET	A	86.40	1.08	0.09
	B	83.90	0.01	0.00
	C	79.70	0.01	0.00
OUT	A	86.40	1.10	0.11
	B	83.90	0.00	0.00
	C	81.40	0.00	0.00
NOV	A	86.40	1.12	0.11
	B	83.90	0.00	0.00
	C	81.40	0.00	0.00
DEZ	A	86.40	1.07	0.09
	B	83.90	0.01	0.00
	C	79.70	0.00	0.00

2.5.

Considerações Finais

Os equivalentes estáticos de rede são amplamente utilizados para análise e simulação de sistemas elétricos, principalmente para sistemas de grande porte. Além disso, existem diferentes metodologias para realizar a simplificação da rede, sem alterar as características importantes do sistema original. Dentre as diversas metodologias descritas na literatura, foram abordados com mais detalhes os métodos de Ward, Ward com retenção de barras PV, Ward estendido, método REI e zona de amortecimento. A escolha da metodologia a ser utilizada varia conforme cada estudo de caso e com o objetivo que se pretende atingir com as análises. Adicionalmente, os equivalentes de rede podem ser utilizados em diferentes aplicações, como em análise de estabilidade e segurança do sistema, estudos de planejamento da operação e da expansão, estudos para definição de limites elétricos de grandes interligações, simulações em tempo real e estudos de contingências.

O *software* Organon foi a ferramenta utilizada para se obter os equivalentes de rede para as três diferentes metodologias escolhidas. Neste capítulo também foram discutidos alguns dos resultados das redes reduzidas dos sistemas IEEE 24 e 118 barras. Pode-se notar que a inclusão das curvas de geração com características sazonais, em ambos os sistemas, impactou na obtenção dos equivalentes. Fato mais notável nos casos B e C, onde foi aplicada a análise de sensibilidade para retenção de geradores e para retenção de geradores e ramos, respectivamente.

A partir das redes equivalentes utilizou-se o fluxo de potência probabilístico para realizar diferentes análises, desenvolvendo dois algoritmos que serão discutidos no Capítulo 3.

3

Fluxo de Potência Probabilístico

3.1.

Introdução

O fluxo de potência probabilístico é uma ferramenta de análise dos impactos das incertezas em variáveis de entrada do algoritmo de fluxo de potência (e.g., carga, geração e topologia de rede) nas de saída, como tensões e fluxos nos ramos. Dessa forma, em estudos de planejamento da expansão e da operação, torna-se possível considerar as imprecisões das curvas de demanda, da disponibilidade de geração e do crescimento de fontes renováveis. Adicionalmente, o FPP é utilizado para análise estimativas de riscos de inadequações de grandezas elétricas (e.g, subtensões em barramentos e sobrecargas em ramos), possibilitando elaborar estratégias de mitigações dos efeitos desses eventos.

A formulação para o problema padrão de fluxo de potência pode ser dada por

$$\begin{aligned} \mathbf{W} &= f(\mathbf{X}) \\ \mathbf{Z} &= g(\mathbf{X}), \end{aligned} \tag{3-1}$$

onde \mathbf{W} é o vetor de injeções de potência ativa e reativa nodal; \mathbf{X} é o vetor de estado do sistema, magnitudes e ângulos de tensões; \mathbf{Z} é o vetor de saída, como vetor de fluxos e perdas; e as funções f e g são equações não lineares de fluxo de potência. O vetor \mathbf{W} , variável de entrada, não é determinístico, sendo regido por distribuições de probabilidade e as funções f e g são variáveis aleatórias, relacionadas às mudanças na topologia da rede e variações dos parâmetros elétricos [21].

Estudos utilizando o FPP enfrentam duas dificuldades principais: as equações de fluxo não lineares e a dimensão do sistema. As metodologias de solução para o FPP podem ser classificadas em analíticas e de simulação. As primeiras são baseadas em técnicas matemáticas e estatísticas para encontrar soluções aproximadas do FPP. Usualmente, requerem algum tipo de

simplificação, como a linearização das equações. Já as metodologias de simulação, como Monte Carlo, são mais flexíveis e precisas. Nessa dissertação, utiliza-se a SMC como ferramenta de avaliação de FPP.

O detalhamento sobre FPP via simulação de Monte Carlo e a descrição dos algoritmos utilizados para as análises cronológica e não sequencial dos equivalentes obtidos serão descritos na Seção 3.2. Adicionalmente, as considerações finais sobre os estudos realizados utilizando FPP serão abordadas na Seção 3.3.

3.2.

Fluxo de Potência Probabilístico via Monte Carlo

A simulação de Monte Carlo é uma técnica estatística, que pode ser aplicada para analisar processos complexos, com base em incertezas e variabilidade. Além disso, quando utilizada para avaliação de FPP, torna-se possível adotar as equações não lineares originais do fluxo de potência e permite a modelagem de manobras operativas, como cortes de carga. Existem duas formas comuns de emprego da SMC em FPP: (i) estimativa de risco, adotando um critério de convergência para parada; e (ii) estimativa da distribuição de probabilidade, utilizando um número fixo de amostras. A primeira forma pode ser aplicada para se obter probabilidades de inadequações, como problemas de sub e sobretensão e sobrecarga em equipamentos do sistema. A segunda, permite uma avaliação abrangente das incertezas das variáveis de saída, por exemplo, da potência em determinado ramo.

A modelagem de FPP também pode ser cronológica (sequencial) ou não cronológica (não sequencial). Nessa dissertação, utilizam-se ambas para qualificar a precisão dos métodos de equivalentes de rede em estudo. No caso cronológico, para cada rede reduzida mensal criada, calcula-se o fluxo de potência em todas horas do período de simulação (i.e., um ano). Espera-se com essa estratégia, avaliar como o perfil da sazonalidade ao longo do tempo impacta nos resultados do equivalente criado para um determinado mês. No caso não sequencial, as metodologias de redução são comparadas a partir da consideração de incertezas nas cargas e topologia na região de interesse.

A precisão dos equivalentes é quantificada, em ambos os casos, com a métrica do erro quadrático médio (*mean squared error*, MSE) dos valores de tensão e fluxo do caso base com relação aos resultados obtidos com as

estratégicas de equivalentes. No caso não sequencial, também são comparadas as probabilidades de sub e sobretensão em barramentos da região de interesse.

3.2.1.

Caso Cronológico

O objetivo principal da análise cronológica é verificar como a precisão dos métodos de equivalentes estudados é impactada pela sazonalidade dos sistemas. A simulação considera, como dados de entrada, as curvas horárias de carga ativa e reativa e de geração. Além das estratégias de redução, um quinto caso (denominado sistema completo, sem informação completa - SCSI) é avaliado. Nele, utiliza-se a rede completa e são atualizadas apenas as informações horárias de carga e geração das barras da região de interesse. Ele foi incluído com o intuito de considerar a situação na qual os dados da rede externa estão indisponíveis, o que ocorre em diversas situações reais. Assim, para as redes reduzidas mensais, são avaliados, comparativamente, os resultados do caso SCSI e das outras três estratégias de equivalentes A, B e C.

Por exemplo, para o equivalente A, gerado para o mês de janeiro, foram mantidos os dados das injeções de potência equivalentes obtidas e atualizadas as cargas e gerações da região de interesse para todas as horas do ano. Dessa forma, é possível quantificar o desempenho de um equivalente criado para um determinado perfil de injeção mensal em outros períodos do ano.

A sequência de passos do algoritmo desenvolvido pode ser descrita com mais detalhes da seguinte maneira:

- Passo 1.** Realização da leitura dos dados horários anuais de carga ativa e reativa e geração;
- Passo 2.** Inicialização da análise para cada mês:
 - 2.1.** Ler o arquivo de rede referente ao caso a ser analisado (caso base, SCSI, A, B e C);
 - 2.2.** Atualizar os dados de carga e geração:
 - i. para todas as barras do sistema no caso base;
 - ii. apenas para as barras da região de interesse, nos casos SCSI, A, B e C;
 - 2.3.** Avaliar o fluxo de potência;
 - 2.4.** Armazenar os resultados de tensões nodais e fluxos nos ramos;

Passo 3. Avaliação de resultados:

- 3.1. Quantificar os casos não convergidos e os tempos de processamento de cada caso;
- 3.2. Calcular e armazenar os dados de MSE das tensões e dos fluxos de cada estratégia equivalente em relação ao caso SCSl;
- 3.3. Construir as curvas horárias comparativas dos erros das tensões e fluxos de interesse das estratégias de redução em relação ao SCSl;

3.2.2.

Caso Não Sequencial

O foco da análise não sequencial é comparar a precisão dos métodos de equivalentes. Para isso, as cargas da região de interesse nos pontos mensais de redução são consideradas como as médias de distribuições normais com desvio padrão de 5 % desse valor. Também foram aplicadas contingências, de forma aleatória, em ramos da rede interna.

Nesse caso, as probabilidades de disponibilidade (A) e de indisponibilidade (U) dos elementos de transmissão, são calculadas baseadas em modelos de Markov [39], por

$$A = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (3-2)$$

$$U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (3-3)$$

onde μ é denominado taxa de reparo e λ taxa de falha. Ambos os parâmetros, para o sistema IEEE 24 barras, foram retirados de [6]. Para o sistema IEEE 118 barras, os dados foram criados a partir de uma regressão linear entre os parâmetros λ e a resistência dos elementos do sistema de 24 barras. Os dados utilizados podem ser consultados no Apêndice A.

O caso não sequencial pode ser dividido em duas etapas. A primeira consiste na comparação, para cada mês, dos métodos equivalentes com o caso base. A segunda visa aplicar a rede elétrica reduzida de um mês nos demais meses do ano.

A primeira etapa da análise não sequencial pode ser descrita da seguinte forma:

Passo 1. Realização a leitura dos dados de entrada: carga, geração e disponibilidade de ramos da rede interna;

Passo 2. Inicialização da análise para cada mês:

2.1. Realizar a leitura da rede do caso a ser analisado (caso base, A, B e C);

2.2. Para um determinado número fixo de amostras:

i. Realizar o sorteio das cargas da rede interna, utilizando a distribuição normal;

ii. Sortear o estado da rede interna (contingências);

iii. Executar o fluxo de potência;

2.3. Armazenar os resultados de tensões nodais e fluxos nos ramos;

Passo 3. Avaliação de resultados:

3.1. Para cada caso analisado (caso base, A, B e C);

i. Quantificar os casos não convergidos e tempos de processamento de cada caso;

ii. Calcular as probabilidades de subtensão e sobretensão para os barramentos da rede interna;

iii. Calcular média e desvio padrão das tensões e dos fluxos;

3.2. Construir os histogramas comparativos dos erros e calcular o MSE de tensão e fluxo dos resultados dos equivalentes em relação ao caso base.

A segunda etapa da análise do caso não sequencial foi construída apenas para os casos base e C e é detalhada a seguir:

Passo 1. Definir o mês que fornecerá os dados da configuração da rede;

Passo 2. Para os demais meses do ano, processar os passos descritos na primeira etapa de análise;

Passo 3. Criar os mapas de calor com os dados de MSE das tensões e dos fluxos monitorados para cada mês.

A precisão dos equivalentes, no caso não sequencial, também é avaliada com a medida de risco de subtensão em barras da região de interesse. Mede-se, assim, o desempenho das diferentes estratégias em análise de probabilidade de

inadequação. Os índices, porém, são estimados com número fixo de amostras, dado que os valores *per se* não são o foco dessa dissertação. Sabe-se, que adotando essa prática, não se pode garantir convergência na estimativa. Assim, as probabilidades são apresentadas em conjunto ao coeficiente de variação

$$CV = \frac{\sqrt{V[E(H)]}}{E(H)} \quad (3-4)$$

sendo H uma função teste que destaca as amostras de subtensão. Quanto menor o CV , maior a precisão da estimativa de probabilidade. Ressalta-se que as estratégias serão avaliadas com o mesmo conjunto de amostras de carga e topologia, garantindo a isonomia da comparação.

3.3.

Considerações Finais

A aplicação da técnica do fluxo de potência probabilístico via simulação de Monte Carlo permite avaliar os impactos que a inclusão de incertezas nos dados de entrada do sistema causa nos resultados do fluxo de potência. As análises podem ser divididas em duas: (i) cronológica e (ii) não sequencial. Na cronológica é possível quantificar o impacto da sazonalidade na precisão das estratégias equivalentes. No caso não sequencial, são consideradas incertezas nas cargas da região de interesse e na disponibilidade de elementos de transmissão e comparados os resultados dos três métodos equivalentes estudados.

Após realizar todas as simulações utilizando os algoritmos implementados, foi possível obter os resultados necessários para cada uma das análises. Estes serão abordados no Capítulo 4.

4

Resultados de Avaliação

4.1.

Introdução

Inicialmente foram obtidos os equivalentes para os sistemas IEEE 24 e 118 barras utilizando o *software* Organon, conforme descrito no Capítulo 2. Em seguida, utilizando a técnica de FPP via SMC, foram desenvolvidos os algoritmos necessários para realizar análises de precisão dos métodos de redução de rede estudados, de acordo com o Capítulo 3.

Neste capítulo, serão discutidos os resultados obtidos a partir das simulações realizadas. Os desempenhos das estratégias serão medidos com o MSE para tensão nas barras e fluxo nas linhas da região de interesse. Adicionalmente, no caso de simulação não sequencial, avalia-se a probabilidade de subtensão, com seu coeficiente de variação associado. São destacados os elementos e meses que apresentaram os maiores desvios.

Os resultados referentes aos casos cronológico e não sequencial para o sistema IEEE 24 barras estão detalhados na Seção 4.2 e para o sistema IEEE 118 barras na Seção 4.3. Por fim, as considerações finais serão apresentadas na Seção 4.4.

4.2.

Sistema IEEE 24 Barras

4.2.1.

Caso Cronológico

Para análise dos resultados do caso cronológico, pode-se apontar os meses de março e setembro como os que apresentaram os maiores desvios de tensão e fluxo entre as estratégias equivalentes e sistema completo, sem informação completa (SCSI). Os resultados de erro de tensão na barra 8 para os meses de

março e setembro estão ilustrados na Figura 4.1. Percebe-se que o caso C apresentou o menor erro médio e nota-se que os menores desvios estão contidos no período em destaque, referente ao mês para o qual foi criado o equivalente. Isso demonstra que, utilizar a rede equivalente que foi obtida a partir de dados característicos de uma época do ano para os demais períodos, impacta na precisão dos resultados, e, por consequência, nas decisões tomadas em decorrência. Os tempos de simulação para março foram: 41 s para o caso base e para o caso A; 36 s para o caso SCSI e 31 s para o caso B e para o caso C. Já em setembro os tempos foram de: 39 s para o caso base; 49 s para o caso SCSI; 35 s para o caso A; 31 s para o caso B e 32 s para o caso C.

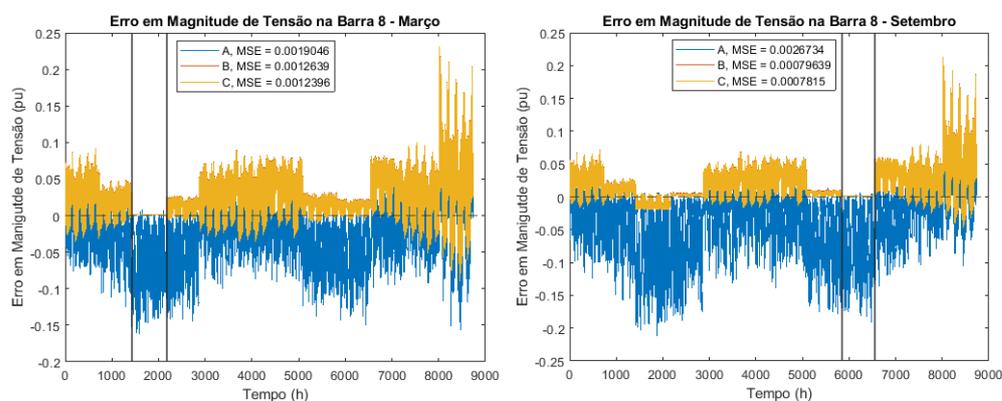


Figura 4.1 - Erro de tensão na barra 8.

Na Figura 4.2, ilustra-se o erro para o fluxo aparente na linha 1-3 ao longo do ano, com destaque para março e setembro. Pode-se notar um erro médio considerável para o caso A, demonstrando que o método padrão de Ward nem sempre é a melhor estratégia, pois pode apresentar grandes desvios quando comparado à rede completa (caso SCSI). Vale ressaltar que, apesar do MSE do caso C ser maior do que o caso B no acumulado do ano, quando analisado apenas os valores para setembro, tem-se um MSE de 0.39 MVA² e de 0.23 MVA² para as estratégias B e C, respectivamente.

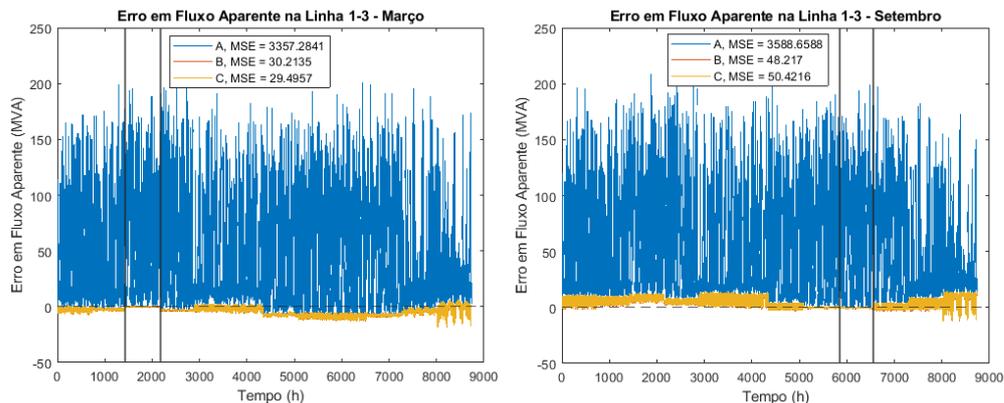


Figura 4.2 - Erro de fluxo na linha 1-3.

A Figura 4.3 apresenta os mapas de calor de MSE de tensão na barra 8 e fluxo aparente na linha 1-3, considerando a estratégia C. O eixo vertical corresponde aos meses dos equivalentes de rede e o eixo horizontal ao período de estudo. Em ambos os gráficos se tem os menores valores de erros na diagonal principal. Esta representa que o equivalente obtido a partir dos dados de um referido mês está sendo aplicado para análise deste mesmo mês. Para o mapa de calor de fluxo, fica ainda mais evidente que os menores erros se encontram na diagonal principal. Sendo assim, é possível demonstrar o impacto da sazonalidade na precisão dos métodos.

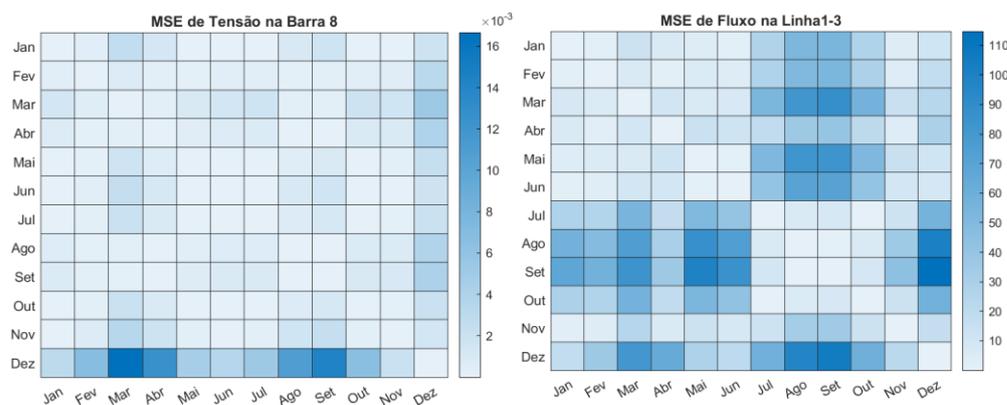


Figura 4.3 – Mapa de calor do MSE de tensão e fluxo para todos os meses.

4.2.2.

Caso Não Sequencial

Nos estudos envolvendo o algoritmo não sequencial foram realizadas 1×10^5 amostras, para cada rede elétrica mensal. Além disso, as cargas da área de interesse, nos pontos de redução mensal, são consideradas como médias de

distribuições normais, com um desvio padrão de 5 % desse valor. Pode-se destacar os resultados de janeiro e julho como os que apresentaram os maiores desvios de tensão e fluxo. Na Figura 4.4, podem ser observadas as distribuições de magnitude de erro de tensão na barra 10 e de fluxo na linha 5-10 para janeiro. Os tempos de simulação foram: 569 s para o caso base; 353 s para o Caso A; 407 s para o Caso B; e 392 s para o caso C. Adicionalmente, o MSE de fluxo na linha 5-10 foi de 2.1 MVA² para o caso A e para os casos B e C de 0.28 MVA².

Na Tabela 4.1, apresentam-se os dados de média e desvio padrão para o fluxo aparente na linha 5-10 e para tensão na barra 10. Pode-se observar que, em ambos, o caso A apresenta o maior desvio padrão, porém os resultados são próximos. Apenas o caso A apresentou probabilidade de 0.001 % de subtensão e CV de 40.824 %.

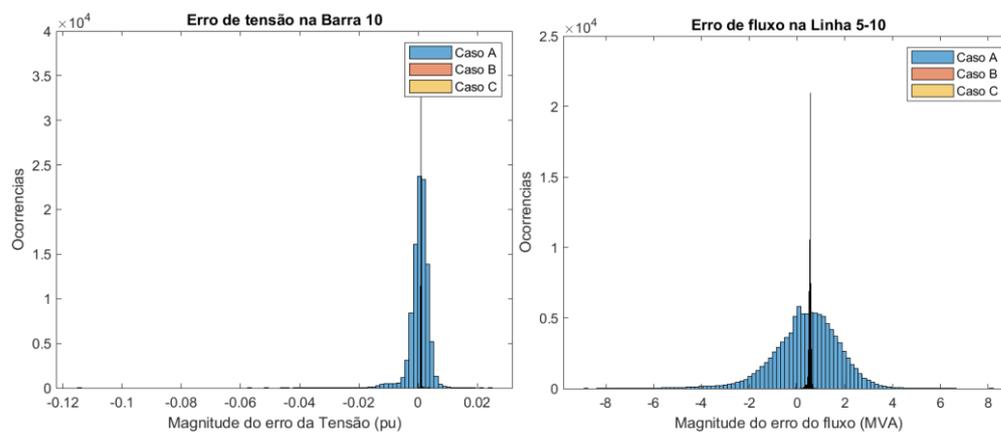


Figura 4.4 - Erro de tensão na barra 10 e fluxo na linha 5-10 para o mês de janeiro.

Tabela 4.1 - Dados de fluxo e tensão para o mês de janeiro.

Caso	Fluxo Aparente 5-10		Magnitude de tensão na barra 10			
	Média (MVA)	Desvio Padrão (MVA)	Média (pu)	Desvio Padrão (pu)	Prob. Subtensão	CV
Base	16.2827	5.4782	1.0327	0.0022	0.0000%	100.0000%
A	16.6663	5.6770	1.0332	0.0050	0.0010%	40.8240%
B	16.8047	5.4366	1.0336	0.0022	0.0000%	100.0000%
C	16.8056	5.4361	1.0336	0.0022	0.0000%	100.0000%

Para o mês de julho, são apresentadas as distribuições de magnitude de erro de tensão na barra 10 e de fluxo na linha 5-10 na Figura 4.5. Os tempos de simulação foram: 445 s para o caso base; 344 s para o Caso A; 347 s para o Caso B; e 353 s para o caso C.

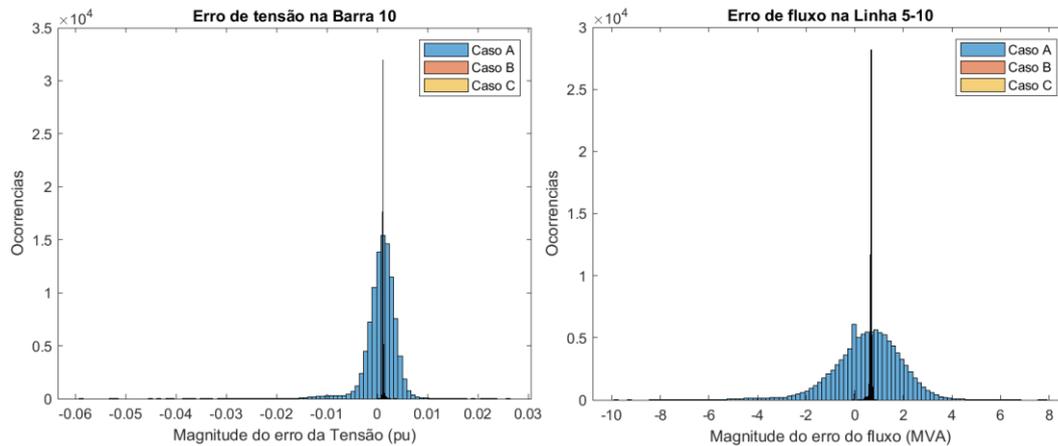


Figura 4.5 - Erro de tensão na barra 10 e fluxo na linha 5-10 para o mês de julho.

Na Tabela 2.2 apresentam-se a média e desvio padrão do fluxo aparente na linha 5-10 e da tensão na barra 10. O caso A apresenta o maior desvio padrão e nenhum caso apresentou probabilidade de subtensão. Por fim, o MSE para o caso A foi de 2.3 MVA² e para os casos B e C de 0.42 MVA².

Tabela 4.2 - Dados de fluxo e tensão para o mês de julho.

Caso	Fluxo Aparente 5-10		Magnitude de tensão na barra 10			
	Média (MVA)	Desvio Padrão (MVA)	Média (pu)	Desvio Padrão (pu)	Prob. Subtensão	CV
Base	16.2382	5.3228	1.0338	0.0021	0.0000%	100.0000%
A	16.7540	5.5043	1.0346	0.0048	0.0000%	100.0000%
B	16.8826	5.2737	1.0349	0.0021	0.0000%	100.0000%
C	16.8839	5.2739	1.0349	0.0021	0.0000%	100.0000%

Na segunda análise feita para o caso não sequencial, utiliza-se o equivalente do Caso C, obtido em dezembro, aplicado para simulação SMC nos demais meses. Dessa forma, atualizam-se, para cada mês, apenas os dados de carga e geração da região interna, além da aplicação de contingências aleatórias. A partir disto, foram construídos mapas de calor para o MSE de tensão e de fluxo, conforme ilustrados na Figura 4.6. O eixo vertical representa as barras ou os ramos da região de interesse. O eixo horizontal representa o mês simulado. Analisando os mapas de calor, pode-se verificar que o MSE de tensão tem seu maior valor na barra 8, em março. Já o MSE do fluxo é maior para as linhas 7-8, 8-9 e 8-10. Percebe-se que, como de se esperar, o MSE, para tensão e fluxo, é menor na coluna referente a dezembro, mês de base para a elaboração do equivalente.

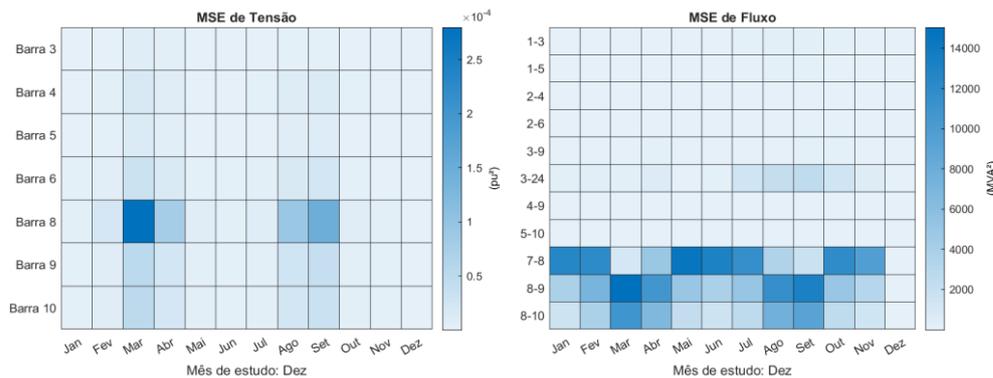


Figura 4.6 - Mapa de calor do MSE de tensão e fluxo para os dados da rede de dezembro aplicado a todos os meses.

4.3.

Sistema IEEE 118 Barras

4.3.1.

Caso Cronológico

Para análise do caso cronológico do sistema IEEE 118 barras, destacam-se os resultados dos meses de fevereiro e novembro. Além disso, são utilizados mapas de calor para melhor ilustrar o comportamento do MSE ao longo do horizonte de estudo.

O resultado para os valores de erro de tensão na barra 57, está ilustrado na Figura 4.7. Os valores de MSE para as três metodologias são próximos de zero, porém pode-se observar que, ao longo do período, o caso A apresenta variações maiores do que os demais. Percebe-se, também, que os erros são menores no período no qual foi criado o equivalente. Os tempos de simulação para fevereiro foram: 53 s para o caso base; 50 s para o caso SCSl; 29 s para o caso A; 27 s para o caso B e 30 s para o caso C. Para os mês de novembro os tempos foram de: 47 s para o caso base e para o caso SCSl e 28 s para cada estratégia adotada (casos A, B e C).

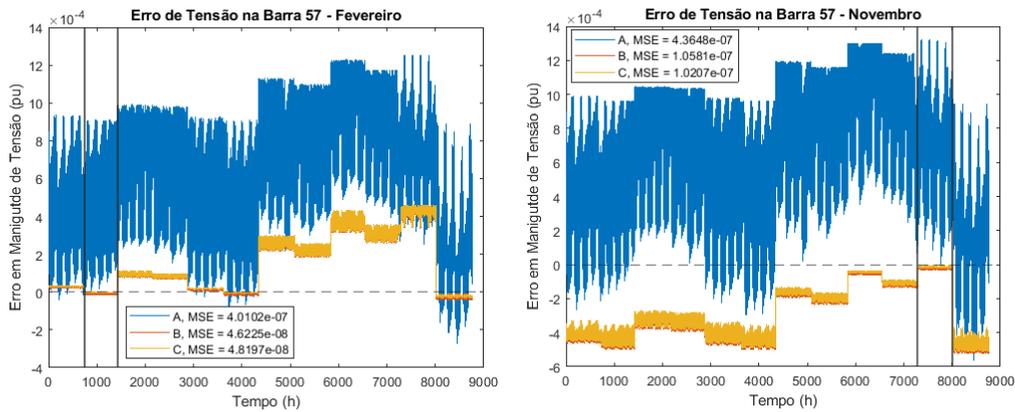


Figura 4.7 - Erro de tensão na barra 57.

Na Figura 4.8, estão ilustrados os resultados para o erro do fluxo aparente na linha 61-62. Apesar do MSE do caso C ser o maior do que os demais no acumulado, quando analisado apenas fevereiro tem-se um MSE de 0.003 MVA² para este caso, de 0.028 MVA² para o caso B e de 1.046 MVA² para o caso A. Dessa forma, é possível destacar a importância de escolher um método equivalente que proporcione uma boa representação da rede e de se aplicar a rede simplificada apenas em períodos para os quais ela foi definida. O MSE para novembro foi de 2.27 MVA², 0.07 MVA² e 0.03 MVA² para os casos A, B e C, respectivamente. A tendência para todas as simulações foi de resultados mais precisos para a terceira estratégia de equivalente.

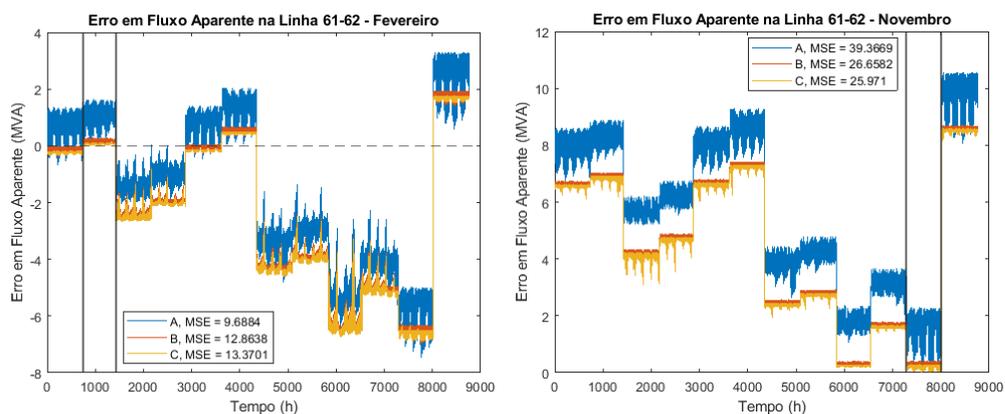


Figura 4.8 - Erro de fluxo na linha 61-62.

De maneira geral, pode-se agrupar os resultados para o MSE de tensão na barra 57 e fluxo na linha 61-62 por meio de mapas de calor, ilustrados na Figura 4.9. A tensão apresentou maiores variações para os meses do segundo semestre do ano, assim como o fluxo. A diagonal principal do mapa de calor reforça a

relevância de se utilizar os equivalentes adequados, obtidos a partir dos dados da rede característicos do período em estudo.

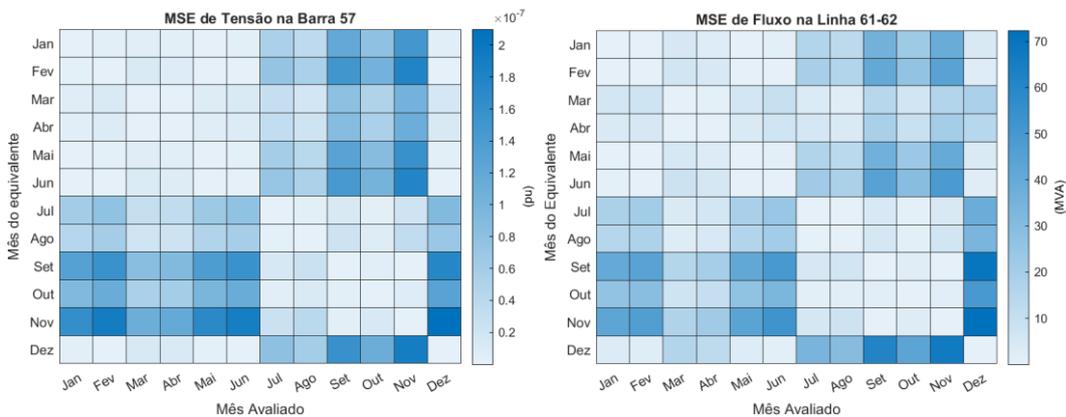


Figura 4.9 – Mapa de calor do MSE da tensão da barra 57 e do fluxo na linha 61-62 para todos os meses.

4.3.2.

Caso Não Sequencial

Para análise do caso não sequencial do sistema IEEE 118 barras também foram realizadas 1×10^5 amostras e consideradas as cargas da região de interesse nos pontos mensais de redução como as médias de distribuições normais com desvio padrão de 5 % desse valor. Os meses de janeiro e novembro são destacados neste estudo. A tensão na barra 52 e o fluxo na linha 54-59 apresentaram os maiores desvios. O resultado dos erros destes elementos para o mês de janeiro pode ser observado na Figura 4.10. Os tempos de simulação foram: 618 s para o caso base; 329 s para o Caso A; 330 s para o Caso B; e 333 s para o caso C. Os MSE de tensão das estratégias B e C são cerca de novecentas vezes menores do que os da estratégia A, por esse motivo não são facilmente observadas as curvas destes casos na distribuição do erro. Já em relação aos desvios de fluxo, pode-se notar que os erros do caso C são menores, demonstrando uma maior precisão deste método.

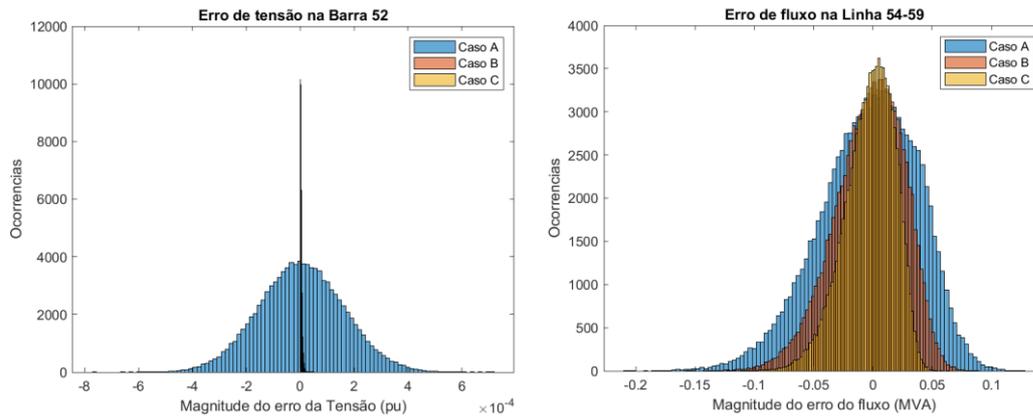


Figura 4.10 - Erro de tensão na barra 52 e de fluxo na linha 54-59 para o mês de janeiro.

A média e o desvio padrão para fluxo e tensão dos elementos em destaque podem ser observados na Tabela 4.3. Além disso, todos os casos apresentaram probabilidade de subtensão na barra 52 de, aproximadamente, 57 % e um CV de 0.14 %.

Tabela 4.3 - Dados de fluxo e tensão para o mês de janeiro.

Caso	Fluxo Aparente 54-59		Magnitude de tensão na barra 52			
	Média (MVA)	Desvio Padrão (MVA)	Média (pu)	Desvio Padrão (pu)	Prob. Subtensão	CV
Base	34.5595	2.1149	0.9498	0.0017	57.8730%	0.1483%
A	34.5559	2.0753	0.9498	0.0017	57.9620%	0.1482%
B	34.5564	2.0879	0.9498	0.0017	57.8040%	0.1485%
C	34.5566	2.0954	0.9498	0.0017	57.8040%	0.1485%

No mês de novembro, os tempos de simulação foram: 732 s para o caso base; 322 s para o Caso A; 320 s para o Caso B; e 326 s para o caso C. A distribuição do erro de tensão na barra 52 e de fluxo na linha 54-59 pode ser observada na Figura 4.11. Os valores de MSE das estratégias B e C são cerca de setecentas vezes menores que os da A. No caso do fluxo, o caso C possui o menor MSE, 0.00053 MVA².

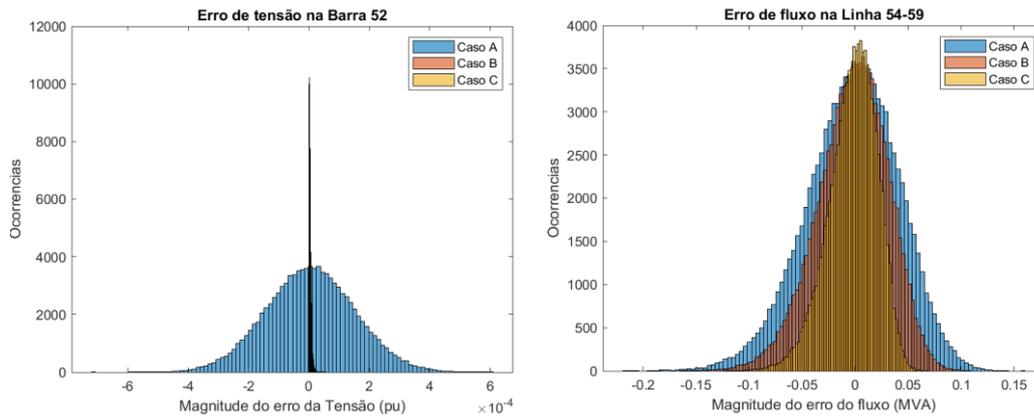


Figura 4.11 - Erro de tensão na barra 52 e de fluxo na linha 54-59 para o mês de novembro.

Valores de média, desvio padrão e probabilidade de subtensão podem ser visualizados na Tabela 4.4. A média do fluxo foi 26 % superior ao valor de janeiro. A tensão na barra 52 apresentou uma probabilidade de 96 % de subtensão para todos os casos e um CV de aproximadamente 0.106 %.

Tabela 4.4 - Dados de fluxo e tensão para o mês de novembro.

Caso	Fluxo Aparente 54-59		Magnitude de tensão na barra 52			
	Média (MVA)	Desvio Padrão (MVA)	Média (pu)	Desvio Padrão (pu)	Prob. Subtensão	CV
Base	46.9284	2.3000	0.9480	0.0018	96.1130%	0.1067%
A	46.9258	2.2585	0.9480	0.0018	96.1590%	0.1067%
B	46.9260	2.2691	0.9480	0.0018	96.0530%	0.1068%
C	46.9261	2.2790	0.9480	0.0018	96.0530%	0.1068%

A segunda etapa de análise dos resultados para o caso não sequencial deste sistema disponibiliza os mapas de calor de tensão e fluxo para todos os elementos monitorados na região de interesse para dezembro. Tem-se os resultados para o MSE de tensão e de fluxo representados na Figura 4.12. Neste estudo a barra 63 e a linha 63-64 apresentaram as maiores variações, especialmente quando avaliadas em março, onde assumiram valores mais elevados de MSE.

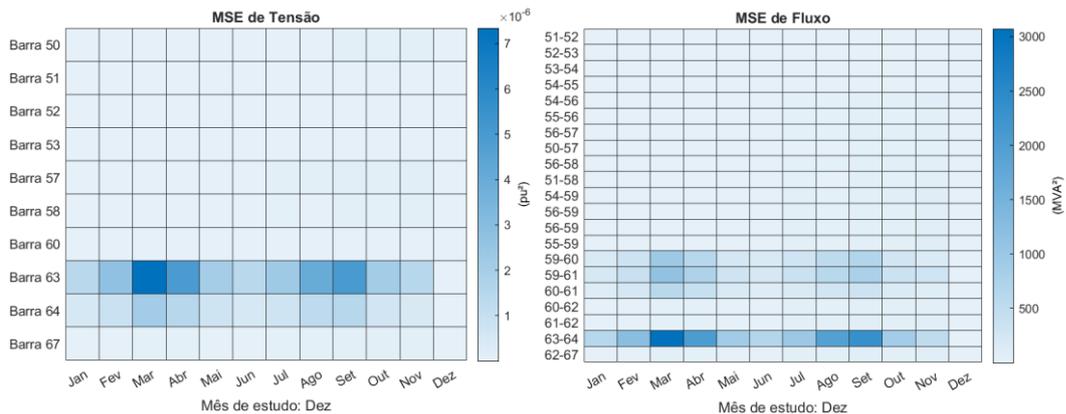


Figura 4.12 - Mapa de calor do MSE de tensão e fluxo para os dados da rede de dezembro aplicado a todos os meses.

4.4.

Considerações Finais

Os resultados obtidos para os sistemas IEEE 24 e 118 barras nas análises cronológica e não sequencial possibilitam afirmar que o comportamento sazonal das cargas e fontes de geração impactam na precisão dos métodos equivalentes. Dessa forma, é importante utilizar redes reduzidas em perfis sazonais próximos ao refletido no período em análise. Idealmente, deve ser levado em consideração as características operacionais do sistema para cada mês, dado que existem períodos bem distintos, como o seco e o úmido, no setor elétrico.

Além da sazonalidade, a metodologia escolhida para realizar os estudos impactam na precisão dos resultados. No geral, a estratégia que realiza a análise de sensibilidade para retenção de geradores e ramos apresenta valores para tensão e fluxos mais próximos dos resultados para rede completa. Na análise não sequencial, apesar do MSE de fluxo do caso C ser maior do que os demais casos no acumulado do ano em algumas situações, sempre que avaliados os valores para o mês de estudo, esta estratégia apresenta o menor erro médio.

5

Conclusões

A sazonalidade é característica marcante da operação de sistemas elétricos, em especial do brasileiro. A variabilidade de fatores, como temporadas de chuvas, velocidade do vento e períodos de safra, exerce influência na quantidade de geração disponível. A análise correta do fluxo de potência requer o uso adequado das informações pertinentes, a fim de reduzir erros em decisões que possam acarretar em problemas técnicos ou ineficiências econômicas. Muitas dessas análises adotam redes equivalentes, para redução do custo computacional ou por falta de acesso a informações para caracterização da região externa à de interesse.

Por este motivo, esta dissertação avaliou a influência que as mudanças, ao longo do tempo, no perfil de disponibilidade de fontes de energia exercem na precisão de redes reduzidas. Para isso, diferentes estratégias de redução foram submetidas à avaliação por fluxo de potência probabilístico, via simulação de Monte Carlo. Foram adotadas, análises cronológica e não sequencial. No primeiro caso, a rede equivalente, criada com o perfil de um determinado mês, teve desempenho qualificado nos demais meses. Foi possível constatar a inadequação do uso da rede elaborada em perfil sazonal muito distinto do de avaliação. No caso não sequencial, mediu-se também o impacto de contingências de elementos de transmissão na precisão das redes.

Em ambos os casos de avaliação, ficou constatado que a retenção de barras de geração e elementos de transmissão por análise de sensibilidade é a estratégia de maior precisão. Os resultados das simulações também mostram que o equivalente de Ward simples leva a resultados com grandes erros, principalmente na análise cronológica.

Em conclusão, utilizar um único equivalente de rede para uma análise anual, considerando variações de disponibilidade de geração ao longo de um horizonte de estudo, acarreta em grandes desvios de tensão e de fluxo. Faz-se necessário atualizar a rede de forma adequada. Este procedimento, de baixo custo de trabalho ou computacional, garante que as tomadas de decisão sejam embasadas por resultados mais confiáveis.

5.1

Trabalhos Futuros

Como complementação para esse trabalho, podem-se citar algumas aplicações e alternativas:

- Avaliar o impacto do uso inadequado em tomadas de decisão em sistemas reais, como no caso da contração do montante de uso do sistema de transmissão pelas distribuidoras regionais.
- Desenvolver um algoritmo que detecte padrões do comportamento da rede, a fim de definir de forma automática a rede equivalente a ser aplicada a cada período de estudo, levando em consideração a cronologia com sazonalidade.
- Elaborar metodologia de análise de sensibilidade, com base na estocasticidade intrínseca da operação, para retenção de barras e ramos.

Referências bibliográficas

- [1] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Plano da Operação Energética de Médio Prazo do SIN**, 2022. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/ONS_Revista%20PARPEL%202022_VF.pdf>. Acesso em: 8 jun. 2023
- [2] MONTICELLI, A. J.. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. São Paulo, Edgard Blucher, 1983.
- [3] WARD, J. B.. **Equivalent circuits for power-flow studies**. Electrical Engineering, v. 68, n. 9, p. 794, 1949.
- [4] LIMA, L. R.; LEITE DA SILVA, A. M.; JARDIM, J. L.; CASTRO, A. M.; SILVA, N. S.. **A method to compute flexible static equivalents for very large power networks**. Em Anais do VII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE 2018), 2018.
- [5] CASTRO, A. M.. **Fluxo de Potência Probabilístico via Simulação Monte Carlo e Método da Entropia Cruzada**. Dissertação de Mestrado. PUC-Rio. Rio de Janeiro, 2017.
- [6] IEEE PROBABILITY SUBCOMMITTEE. **IEEE Reliability Test System**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-98(6): 2047–2054, 1979.
- [7] TELLES, É. *et al.* **A New Transmission Tariff Allocation Model Based on Bilevel Programming**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 32, n. 3, p. 2204–2213, 2017.
- [8] OLIVEIRA, J. L.; COSTA, A. A.. **Estudo de variabilidade do vento em escala sazonal sobre o Nordeste brasileiro utilizando o RAMS: Os casos de 1973-1974 e 1982-1983**. Revista Brasileira de Meteorologia, v. 26, p. 53–66, 2011.
- [9] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Evolução da Capacidade Instalada no SIN - Junho 2023/Dezembro 2027 - Operador Nacional do Sistema**. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 9 jun. 2023.

- [10] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Geração de Energia - Operador Nacional do Sistema**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx>. Acesso em: 8 jun. 2023.
- [11] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **PLANO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA 2022/2026 PEN 2022**. [s.l: s.n.].
- [12] FARIA, R. V. DE. **Teoria e Aplicação de Equivalentes Dinâmicos na Rede Elétrica Brasileira**. Dissertação de Mestrado, PUC-Rio. Rio de Janeiro, 2019.
- [13] MONTICELLI, A.; DECKMANN, S.; GARCIA, A.; STOTT, B.. **Real-Time External Equivalents for Static Security Analysis**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-98(2): 498–508, 1979.
- [14] DECKMANN, S.; PIZZOLANTE, A.; MONTICELLI, A.; STOTT, B.; ALSAC, O.. **Numerical Testing of Power System Load Flow Equivalents**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-99(6):2292–2300, 1980.
- [15] DECKMANN, S.; PIZZOLANTE, A.; MONTICELLI, A.; STOTT, B.; ALSAC, O.. **Studies on Power System Load Flow Equivalencing**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-99(6): 2301–2310, 1980.
- [16] TINNEY, W. F.; BRIGHT, J. M.. **Adaptive Reductions for Power Flow Equivalents**. IEEE Transactions on Power Systems, 2(2): 351–359, 1987.
- [17] AKHAVEIN, A. *et al.* **Review of reduction techniques in the determination of composite system adequacy equivalents**. Electric Power Systems Research, 80(12): 1385–1393, 2010.
- [18] OH, H.. **Aggregation of Buses for a Network Reduction**. IEEE Transactions on Power Systems, 27(2): 705–712, 2012.
- [19] YU, J.; ZHANG, M.; LI, W.. **Static Equivalent Method Based on Component Particularity Representation and Sensitivity Consistency**. IEEE Transactions on Power Systems, 29(5): 2400–2408, 2014.
- [20] SILVA, R. R. DA. **An Optimization-Based Equivalent DC Power Flow Model for Network Reduction**. Dissertação de Mestrado, PUC-Rio. Rio de Janeiro, 2020.
- [21] CASTRO, A. M. DE. **Aplicações do Método da Entropia Cruzada em Estimativa de Risco e Otimização de Contrato de Montante de Uso do Sistema de Transmissão**. Tese de Doutorado, PUC-Rio. Rio de Janeiro, 2021.

- [22] BORKOWSKA, B.. **Probabilistic Load Flow**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-93(3): 752–759, 1974.
- [23] ALLAN, R. N.; SILVA, A. M. L. DA; BURCHETT, R. C.. **Evaluation Methods and Accuracy in Probabilistic Load Flow Solutions**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-100(5):2539– 2546, Maio 1981.
- [24] ALLAN, R. N.; LEITE DA SILVA, A. M.. **Probabilistic load flow using multilinearizations**. IEE Proceedings C - Generation, Transmission and Distribution, 128(5):280–287, Setembro 1981.
- [25] BRUCOLI, M.; TORELLI, F.; NAPOLI, R.. **Quadratic probabilistic load flow with linearly modelled dispatch**. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 7(3):138 – 146, Julho 1985.
- [26] LEITE DA SILVA, A. M.; ALLAN, R. N.; SOARES, S. M.; ARIENTI, V.. **Probabilistic load flow considering network outages**. IEE Proceedings C - Generation, Transmission and Distribution, 132(3):139–145, Maio 1985.
- [27] SCHILLING, M. T.; LEITE DA SILVA, A. M.; BILLINTON, R.; EL-KADY, M.A.. **Bibliography on power system probabilistic analysis (1962-88)**. IEEE Transactions on Power Systems, 5(1): 1–11, 1990.
- [28] JORGENSEN, P.; CHRISTENSEN, J. S.; TANDE, J. O. **Probabilistic load flow calculation using Monte Carlo techniques for distribution network with wind turbines**. Em Anais do VIII International Conference on Harmonics and Quality of Power, 1998.
- [29] CONTI, S.; RAITI, S.. **Probabilistic load flow using Monte Carlo techniques for distribution networks with photovoltaic generators**. Solar Energy, 81(12): 1473–1481, 2007.
- [30] MIN, L.; LEE, S. T.; ZHANG, P.; ROSE, V.; COLE, J.. **Short-term probabilistic transmission congestion forecasting**. Em: 2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, p. 764–770, 2008.
- [31] CHEN, P.; CHEN, Z.; BAK-JENSEN, B.. **Probabilistic load flow: A review**. Em 2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, p. 1586–1591, 2008.
- [32] SILVA, A. M. DA; CASTRO, A. M. DE. **Risk Assessment in Probabilistic Load Flow via Monte Carlo Simulation and Cross-Entropy Method**. IEEE Transactions on Power Systems, 34(2): 1193–1202, 2019.
- [33] LEITE DA SILVA, A. M.; RIBEIRO, S. M. P.; ARIENTI, V. L.; ALLAN, R. N.; FILHO, M. B. D. C.; DO COUTTO FILHO, M.. **Probabilistic load flow**

- techniques applied to power system expansion planning.** IEEE Transactions on Power Systems, 5(4): 1047–1053, 1990.
- [34] BIE, Z.; LI, G.; LIU, H.; WANG, X.; WANG, X.. **Studies on Voltage Fluctuation in the Integration of Wind Power plants Using Probabilistic Load Flow.** IEEE Power and Energy Society 2008 General Meeting: Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, PES, p. 1-7, 2008.
- [35] FAN, M.; VITTAL, V.; HEYDT, G. T.; AYYANAR, R.. **Probabilistic Power Flow Studies for Transmission Systems With Photovoltaic Generation Using Cumulants.** IEEE Transactions on Power Systems, 27(4): 2251–2261, 2012.
- [36] WANG, X.; GONG, Y.; JIANG, C.. **Regional Carbon Emission Management Based on Probabilistic Power Flow With Correlated Stochastic Variables.** IEEE Transactions on Power Systems, 30(2): 1094–1103, 2015.
- [37] CARVALHO, M. R. M. *et al.* **Equivalente de rede generalizado para modelagem da resposta de sistemas externos às modificações internas de uma rede de distribuição.** Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2013.
- [38] HPPA - HIGH PERFORMANCE POWER SYSTEM APPLICATIONS. **Ognanon**, 2023. <https://www.hppa.com.br/>.
- [39] BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques.** 2nd. ed. NY, EUA. Plenum Press, 1992.

A

Parâmetros para cálculo de probabilidade de indisponibilidade

Neste apêndice, são apresentados os dados utilizados para taxa de falha e tempo médio de reparo para realizar a análise não sequencial para os sistemas IEEE 24 e 118 barras. Vale ressaltar, que os valores de taxa de falha utilizados para o RTS 24 barras foram os citados em [6], porém multiplicados por vinte.

Tabela A.1 - Dados de taxa de falha e tempo de reparo para o sistema IEEE 24 barras.

DE	PARA	λ	MTTR
1	2	4.80000	0.00183
1	3	10.20000	0.00114
1	5	6.60000	0.00114
2	4	7.80000	0.00114
2	6	9.60000	0.00114
3	9	7.60000	0.00114
3	24	0.40000	0.08767
4	9	7.20000	0.00114
5	10	6.80000	0.00114
6	10	6.60000	0.00400
7	8	6.00000	0.00114
8	9	8.80000	0.00114
8	10	8.80000	0.00114
11	13	8.00000	0.00126
11	14	7.80000	0.00126
12	13	8.00000	0.00126
12	23	10.40000	0.00126
13	23	9.80000	0.00126
14	16	7.60000	0.00126
15	16	6.60000	0.00126
15	21	8.20000	0.00126
15	21	8.20000	0.00126
15	24	8.20000	0.00126
16	17	7.00000	0.00126
16	19	6.80000	0.00126
17	18	6.40000	0.00126
17	22	10.80000	0.00126
18	21	7.00000	0.00126
18	21	7.00000	0.00126
19	20	7.60000	0.00126
19	20	7.60000	0.00126
20	23	6.80000	0.00126
20	23	6.80000	0.00126
21	22	9.00000	0.00126

Tabela A.2 - Dados de taxa de falha e tempo de reparo para o sistema IEEE 118 barras.

DE	PARA	CIRC.	λ	MTRR	DE	PARA	CIRC.	λ	MTRR	DE	PARA	CIRC.	λ	MTRR
1	2	1	0.36840	0.00114	42	49	2	0.64238	0.00114	85	88	1	0.29990	0.00114
1	3	1	0.25269	0.00114	45	49	1	0.62176	0.00114	85	89	1	0.32584	0.00114
4	5	1	0.17860	0.00114	48	49	1	0.28594	0.00114	88	89	1	0.25934	0.00114
3	5	1	0.32717	0.00114	49	50	1	0.34446	0.00114	89	90	1	0.51137	0.00114
5	6	1	0.24604	0.00114	49	51	1	0.49009	0.00114	89	90	2	0.32517	0.00114
6	7	1	0.19742	0.00114	51	52	1	0.30190	0.00114	90	91	1	0.33581	0.00114
8	9	1	0.33306	0.00114	52	53	1	0.43623	0.00114	89	92	1	0.23274	0.00114
9	10	1	0.33567	0.00114	53	54	1	0.34180	0.00114	89	92	2	0.42825	0.00114
4	11	1	0.30589	0.00114	49	54	1	0.65235	0.00114	91	92	1	0.42426	0.00114
5	11	1	0.30190	0.00114	49	54	2	0.74479	0.00114	92	93	1	0.33847	0.00114
11	12	1	0.20647	0.00114	54	55	1	0.27929	0.00114	92	94	1	0.48677	0.00114
2	12	1	0.29126	0.00114	54	56	1	0.18519	0.00114	93	94	1	0.31520	0.00114
3	12	1	0.48876	0.00114	55	56	1	0.19935	0.00114	94	95	1	0.25468	0.00114
7	12	1	0.22422	0.00114	56	57	1	0.39500	0.00114	80	96	1	0.40364	0.00114
11	13	1	0.31486	0.00114	50	57	1	0.48211	0.00114	82	96	1	0.27463	0.00114
12	14	1	0.30988	0.00114	56	58	1	0.39500	0.00114	94	96	1	0.34579	0.00114
13	15	1	0.66166	0.00114	51	58	1	0.33648	0.00114	80	97	1	0.28860	0.00114
14	15	1	0.56258	0.00114	54	59	1	0.50140	0.00114	80	98	1	0.32517	0.00114
12	16	1	0.30788	0.00114	56	59	1	0.71553	0.00114	80	99	1	0.46881	0.00114
15	17	1	0.25468	0.00114	56	59	2	0.70090	0.00114	92	100	1	0.59782	0.00114
16	17	1	0.46881	0.00114	55	59	1	0.48204	0.00114	94	100	1	0.28527	0.00114
17	18	1	0.24870	0.00114	59	60	1	0.37771	0.00114	95	96	1	0.28062	0.00114
18	19	1	0.24131	0.00114	59	61	1	0.38502	0.00114	96	97	1	0.28195	0.00114
19	20	1	0.33448	0.00114	60	61	1	0.18446	0.00114	98	100	1	0.43091	0.00114
15	19	1	0.24670	0.00114	60	62	1	0.24870	0.00114	99	100	1	0.28660	0.00114
20	21	1	0.28860	0.00114	61	62	1	0.22170	0.00114	100	101	1	0.35111	0.00114
21	22	1	0.30589	0.00114	63	64	1	0.31965	0.00114	92	102	1	0.24870	0.00114
22	23	1	0.39433	0.00114	38	65	1	0.45547	0.00114	101	102	1	0.33049	0.00114
23	24	1	0.25668	0.00114	64	65	1	0.33772	0.00114	100	103	1	0.27330	0.00114
23	25	1	0.27064	0.00114	49	66	1	0.28660	0.00114	100	104	1	0.46682	0.00114
25	27	1	0.37837	0.00114	49	66	2	0.28660	0.00114	103	104	1	0.47679	0.00114
27	28	1	0.29411	0.00114	62	66	1	0.48743	0.00114	103	105	1	0.52268	0.00114
28	29	1	0.32451	0.00114	62	67	1	0.33847	0.00114	100	106	1	0.56923	0.00114
8	30	1	0.36790	0.00114	66	67	1	0.31586	0.00114	104	105	1	0.23300	0.00114
26	30	1	0.43646	0.00114	65	68	1	0.31331	0.00114	105	106	1	0.26000	0.00114
17	31	1	0.48211	0.00114	47	69	1	0.72816	0.00114	105	107	1	0.51935	0.00114
29	31	1	0.23872	0.00114	49	69	1	0.82193	0.00114	105	108	1	0.34047	0.00114
23	32	1	0.37771	0.00114	69	70	1	0.36640	0.00114	106	107	1	0.51935	0.00114
31	32	1	0.36507	0.00114	24	70	1	0.18160	0.00114	108	109	1	0.23673	0.00114
27	32	1	0.31919	0.00114	70	71	1	0.22555	0.00114	103	110	1	0.42665	0.00114
15	33	1	0.41960	0.00114	24	72	1	0.49142	0.00114	109	110	1	0.35177	0.00114
19	34	1	0.66698	0.00114	71	72	1	0.46349	0.00114	110	111	1	0.31320	0.00114
35	36	1	0.18180	0.00114	71	73	1	0.22449	0.00114	110	112	1	0.33116	0.00114
35	37	1	0.24005	0.00114	70	74	1	0.43357	0.00114	17	113	1	0.22761	0.00114
33	37	1	0.44288	0.00114	70	75	1	0.45152	0.00114	32	113	1	0.57588	0.00114
34	36	1	0.22482	0.00114	69	75	1	0.43623	0.00114	32	114	1	0.25668	0.00114
34	37	1	0.18392	0.00114	74	75	1	0.24870	0.00114	27	115	1	0.27596	0.00114
37	39	1	0.38037	0.00114	76	77	1	0.46216	0.00114	114	115	1	0.18220	0.00114
37	40	1	0.56125	0.00114	69	77	1	0.37239	0.00114	12	117	1	0.38569	0.00114
30	38	1	0.37405	0.00114	75	77	1	0.56657	0.00114	75	118	1	0.26333	0.00114
39	40	1	0.28926	0.00114	77	78	1	0.19190	0.00114	76	118	1	0.27596	0.00114
40	41	1	0.26333	0.00114	78	79	1	0.20321	0.00114	8	5	1	0.02000	0.08767
40	42	1	0.53598	0.00114	77	80	1	0.27995	0.00114	26	25	1	0.02000	0.08767
41	42	1	0.43955	0.00114	77	80	2	0.36241	0.00114	30	17	1	0.02000	0.08767
43	44	1	0.57122	0.00114	79	80	1	0.27064	0.00114	38	37	1	0.02000	0.08767
34	43	1	0.44155	0.00114	68	81	1	0.32020	0.00114	63	59	1	0.02000	0.08767
44	45	1	0.31586	0.00114	77	82	1	0.36507	0.00114	64	61	1	0.02000	0.08767
45	46	1	0.43290	0.00114	82	83	1	0.24138	0.00114	65	66	1	0.02000	0.08767
46	47	1	0.41960	0.00114	83	84	1	0.58253	0.00114	68	69	1	0.02000	0.08767
46	48	1	0.56657	0.00114	83	85	1	0.45285	0.00114	81	80	1	0.02000	0.08767
47	49	1	0.29392	0.00114	84	85	1	0.36773	0.00114	86	87	1	0.02000	0.08767
42	49	1	0.64238	0.00114	85	86	1	0.39965	0.00114	68	116	1	0.02000	0.08767