

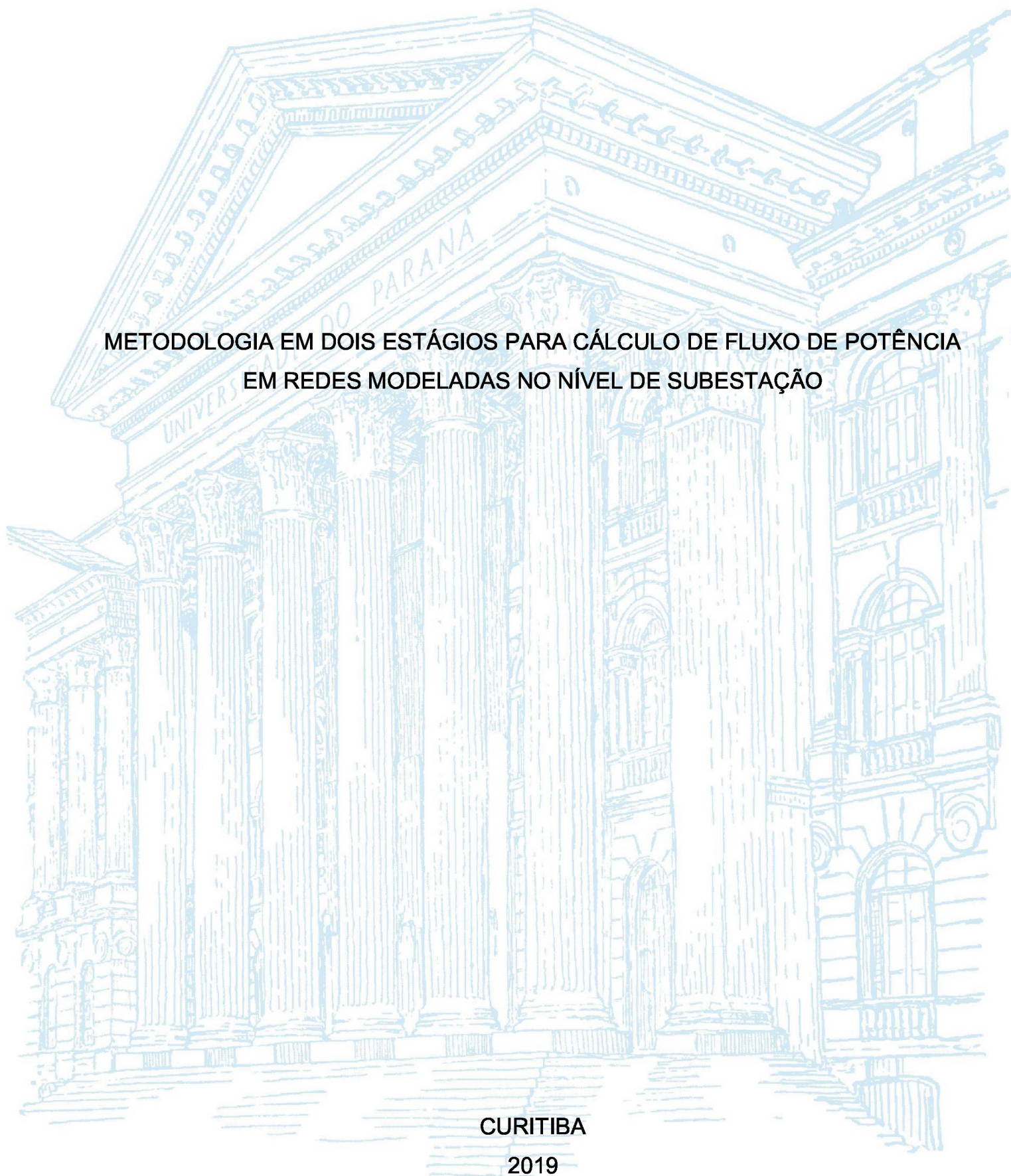
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

TIAGO PADILHA FOLETTO

METODOLOGIA EM DOIS ESTÁGIOS PARA CÁLCULO DE FLUXO DE POTÊNCIA  
EM REDES MODELADAS NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO

CURITIBA

2019



TIAGO PADILHA FOLETTTO

METODOLOGIA EM DOIS ESTÁGIOS PARA CÁLCULO DE FLUXO DE POTÊNCIA  
EM REDES MODELADAS NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração Sistemas de Energia, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como parte das exigências para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador(a): Prof<sup>ª</sup>. Dr<sup>ª</sup>. Elizete Maria Lourenço

CURITIBA

2019

Catálogo na Fonte: Sistema de Bibliotecas, UFPR  
Biblioteca de Ciência e Tecnologia

F663m

Foletto, Tiago Padilha

Metodologia em dois estágios para cálculo de fluxo de potência em redes modeladas no nível de subestação [recurso eletrônico] / Tiago Padilha Foletto. – Curitiba, 2019.

Dissertação - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2019.

Orientador: Elizete Maria Lourenço .

1. Subestações elétricas. 2. Teoria dos grafos. 3. Análise de redes (Planejamento). 4. Energia - Fontes alternativas. I. Universidade Federal do Paraná. II. Lourenço, Elizete Maria. III. Título.

CDD: 621.3126

Bibliotecário: Elias Barbosa da Silva CRB-9/1894



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
SETOR TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ  
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA  
ELÉTRICA - 40001016043P4

## TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em ENGENHARIA ELÉTRICA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da Dissertação de Mestrado de **TIAGO PADILHA FOLETTO** intitulada: **Metodologia em dois estágios para cálculo de fluxo de potência em redes modeladas no nível de subestação**, após terem inquirido o aluno e realizado a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de mestre está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

Curitiba, 22 de Fevereiro de 2019.



ELIZETE MARIA LOURENÇO

Presidente da Banca Examinadora (UFPR)



THELMA SOLANGE PIAZZA FERNANDES

Avaliador Interno (UFPR)



NASTASHA SALAME DA SILVA

Avaliador Externo (UTFPR)



ROMAN KUIAIVA

Avaliador Interno (UFPR)

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente a Deus por me dar forças e me guiar durante toda esta jornada. Aos meus pais e irmãos por sempre terem acreditado na minha capacidade, por seu apoio e encorajamento em mais essa etapa da minha vida.

A minha namorada Marília por sempre me incentivar a concluir este trabalho, por todo apoio emocional, por ter tornado esta caminhada mais agradável, pelo carinho e pelo companheirismo.

A minha orientadora prof<sup>a</sup>. Elizete Maria Lourenço pelo incentivo, confiança e dedicação. Agradeço pela paciência nos momentos de dificuldade e por sempre ter me motivado a continuar em frente.

Aos meus amigos, por sempre tornarem o trabalho mais leve, divertido e, principalmente, por todo o apoio, sugestões e contribuição que deram a este trabalho.

Aos professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica pelo conhecimento repassado e pela contribuição dada a este trabalho.

A CAPES – Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – pelo auxílio financeiro.

## RESUMO

A importância do fluxo de potência em redes modeladas no nível de seção de barras para determinação dos fluxos de potência no interior das subestações, bem como para suporte à estimação de estados generalizada e para a operação em tempo real tem sido destacada na literatura. No entanto, os impactos no aumento da dimensão do problema e, conseqüentemente, no esforço computacional requeridos podem tornar essa abordagem inviável. Esse trabalho propõe uma nova metodologia, capaz de reduzir significativamente o custo computacional envolvido no fluxo de potência estendido. Para tanto, a nova abordagem utiliza uma estratégia de dois estágios. No primeiro estágio um fluxo de potência convencional, no nível *barramento*, é solucionado e seus resultados adequadamente explorados para o estágio seguinte. O trabalho descreve em detalhes as estratégias e relações lineares envolvidas no segundo estágio, que fornece a distribuição de fluxos de potência e as tensões internas às subestações, nos mesmos moldes do fluxo de potência estendido disponível na literatura. Essa proposta elimina a representação de chaves e disjuntores do processo iterativo e, conseqüentemente, o impacto que esses exercem sobre as dimensões dos vetores e matrizes envolvidos, reduzindo significativamente o impacto computacional associado a esta modelagem. Adicionalmente, investigaram-se soluções envolvendo laços fechados no interior da subestação. As metodologias de solução mínima via teoria de grafos, quando não há medidas no interior da subestação, e com medidas internas na subestação são propostas para solucionar o problema de fluxo de potência nesse caso particular. Resultados obtidos com o sistema IEEE 14 barras e com o sistema real de 121 barras do leste do estado do Paraná ilustram a aplicabilidade e destacam a relevância dessas abordagens. Finalmente, o presente trabalho apresenta uma análise quanto ao impacto das fontes alternativas nos equipamentos da subestação. Resultados envolvendo o sistema real demonstram uma variação significativa nos fluxos internos das subestações mesmo para uma pequena inserção de fontes eólicas e solares no sistema, enfatizando a importância dessa análise.

Palavras-chave: Fluxo de Potência no Nível de Subestação. Teoria de Grafos. Solução Mínima. Impacto das Fontes Alternativas.

## **ABSTRACT**

The importance of power flow in networks modeled at the bus section level to determine the power flows inside the substations, as well as generalized state estimation and real time operation's support has been highlighted in the literature. However, the impacts on increasing the size of the problem and the computational effort required may make this approach impracticable. This work proposes a new methodology, capable of significantly reducing the computational cost involved in the extended power flow. To do so, this approach uses a two-stage strategy. In the first stage a conventional power flow at the bus-branch level is triggered and its results properly exploited to the next stage. The work describes in detail the strategies and linear relationships involved in the second stage, which provides the distribution of power flows and internal voltages to the substations, in the same way as the extended power flow available in the literature. This proposal eliminates the representation of switches and circuit breakers of the iterative process and, consequently, the impact that they exert on the dimensions of the vectors and matrices involved, reducing significantly the computational impact associated to this modeling. In addition, investigated solutions involving closed loops inside the substation. The minimal solution methodologies by graph's theory, when there aren't measures inside the substation, and with internal measures in the substation are proposed to solve the problem of power flow in this particular case. Results obtained using the IEEE 14-bus system and the real system of 121-bus in the east state of Paraná illustrates the applicability and highlight the relevance of these approaches. Finally, the present work exposes an analysis of the impact of the distributed generation on substation equipment. Results involving the real system demonstrate a significant variation in the internal flows of the substations, caused even by a small insertion of wind and solar sources in the system, emphasizing the importance of this analysis.

**Key words:** Power Flow at Substation Level Model. Theory of Graphs. Minimal Solution. Impact of Distributed Generation

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1 – EXPANSÃO INDICATIVA DE REFERÊNCIA .....	20
FIGURA 2 – ACRÉSCIMO ANUAL DE CAPACIDADE INSTALADA POR FONTE DE ENERGIA .....	21
FIGURA 3 – FLUXOGRAMA PARA ANÁLISE DE SUPERAÇÃO DE DISJUNTORES POR CORRENTE DE CARGA .....	24
FIGURA 4 – MODELAGEM CONVENCIONAL DO SISTEMA TESTE 14 BARRAS DO IEEE .....	39
FIGURA 5 – MODELAGEM NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO DO SISTEMA TESTE 14 BARRAS DO IEEE .....	40
FIGURA 6 – ARRANJO BARRA SIMPLES .....	46
FIGURA 7 – ARRANJO BARRA SIMPLES SECCIONADA .....	47
FIGURA 8 – ARRANJO BARRA PRINCIPAL E TRANSFERÊNCIA .....	48
FIGURA 9 – ARRANJO BARRA DUPLA COM DISJUNTOR SIMPLES .....	49
FIGURA 10 – ARRANJO BARRA DUPLA COM BY-PASS: (A) 4 CHAVES; (B) 5 CHAVES .....	50
FIGURA 11 – ARRANJO BARRA DUPLA COM DISJUNTORES DUPLOS .....	51
FIGURA 12 – ARRANJO BARRA DUPLA COM DISJUNTOR E MEIO .....	52
FIGURA 13 – ARRANJO ESQUEMA DE ANEL SIMPLES .....	53
FIGURA 14 – ARRANJO ESQUEMA DE ANÉIS MÚLTIPLOS .....	53
FIGURA 15 – FLUXOGRAMA DO FLUXO DE POTÊNCIA NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO EM DOIS ESTÁGIOS .....	57
FIGURA 16 – FLUXOGRAMA PARA OBTENÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE FLUXOS NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO NO SEGUNDO ESTÁGIO .....	60
FIGURA 17 – GRAFO DA SUBESTAÇÃO 4 DO SISTEMA 14 BARRAS DO IEEE COM BARRAMENTO ÚNICO .....	69
FIGURA 18 – GRAFO DA SUBESTAÇÃO 5 DO SISTEMA 14 BARRAS DO IEEE COM BARRA ISOLADA .....	72
FIGURA 19 – GRAFO DA SUBESTAÇÃO 10/14 DO SISTEMA 14 BARRAS DO IEEE COM <i>BUS-SPLIT</i> .....	74
FIGURA 20 – SUBESTAÇÃO 1 DO SISTEMA DE 14 BARRAS DO IEEE: (A) CONFIGURAÇÃO ORIGINAL; (B) COM TODOS OS DISJUNTORES FECHADOS .....	76

FIGURA 21 – SUBESTAÇÃO 1 DO SISTEMA DE 14 BARRAS DO IEEE COM LOOP E UMA MEDIDA DE FLUXO DE POTÊNCIA .....	83
FIGURA 22 – MODELAGEM BARRA-RAMO DA SUBESTAÇÃO 4 COM O RESULTADO DO 1º ESTÁGIO.....	87
FIGURA 23 – MODELAGEM DETALHADA DOS DADOS DA SUBESTAÇÃO 4 COM O RESULTADO DO 1º ESTÁGIO .....	87
FIGURA 24 – MODELAGEM DETALHADA DA SUBESTAÇÃO 4 COM O RESULTADO DO 2º ESTÁGIO.....	89
FIGURA 25 – MODELAGEM DETALHADA DA SUBESTAÇÃO 5 COM O RESULTADO DO 2º ESTÁGIO.....	91
FIGURA 26 – MODELAGEM DETALHADA DA SUBESTAÇÃO 2 COM O RESULTADO DO 2º ESTÁGIO.....	93
FIGURA 27 – SUBESTAÇÃO 4 COM DOIS CIRCUITOS DE MALHAS FECHADAS .....	94
FIGURA 28 – RESULTADO DO FLUXO DE POTÊNCIA NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO EM DOIS ESTÁGIO PARA A SUBESTAÇÃO 4 COM DOIS CIRCUITOS DE MALHAS FECHADA .....	97
FIGURA 29 – SUBESTAÇÃO 4 DO SISTEMA DE 14 BARRAS DO IEEE COM LOOP E MEDIDAS DE FLUXO DE POTÊNCIA.....	98
FIGURA 30 – RESULTADO DO FLUXO DE POTÊNCIA NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO EM DOIS ESTÁGIO PARA A SUBESTAÇÃO 4 DO SISTEMA DE 14 BARRAS DO IEEE COM LOOP E MEDIDAS DE FLUXO DE POTÊNCIA .....	99
FIGURA 31 – SISTEMA TESTE REAL DE 121 BARRAS DA COPEL.....	100
FIGURA 32 – RESULTADO DO FLUXO DE POTÊNCIA NO NÍVEL SUBESTAÇÃO EM DOIS ESTÁGIOS PARA A SUBESTAÇÃO UMBARÁ 230 kV .....	102
FIGURA 33 – RESULTADO DO FLUXO DE POTÊNCIA NO NÍVEL SUBESTAÇÃO EM DOIS ESTÁGIOS PARA A SUBESTAÇÃO DE CAMPO COMPRIDO 230 kV .....	103
FIGURA 34 – RESULTADO DO FLUXO DE POTÊNCIA NO NÍVEL SUBESTAÇÃO EM DOIS ESTÁGIOS PARA A SUBESTAÇÃO PONTA GOSSA NORTE 230 kV .....	104
FIGURA 35 – LOCALIZAÇÃO DAS FONTES DE ENERGIA EÓLICA E SOLAR NO SISTEMA DE 121 BARRAS .....	106

FIGURA 36 – NUMERAÇÃO DOS DISJUNTORES DA SUBESTAÇÃO DE UMBARÁ	
230 kV .....	107

## LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – NÚMERO DE VARIÁVEIS DE ESTADO REQUERIDA.....	41
TABELA 2 – VALORES DAS TENSÕES COMPLEXAS NA SUBESTAÇÃO 4 OBTIDAS NO 1º E 2º ESTÁGIO DO PROBELAM DE FLUXO DE POTÊNCIA NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO.....	90
TABELA 3 – VALORES DAS TENSÕES COMPLEXAS NA SUBESTAÇÃO 5 OBTIDAS NO 1º E 2º ESTÁGIO DO PROBLEMA DE FLUXO DE POTÊNCIA NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO.....	92
TABELA 4 – VALORES DAS TENSÕES COMPLEXAS NA SUBESTAÇÃO 2 OBTIDAS NO 1º E 2º ESTÁGIO DO PROBELAM DE FLUXO DE POTÊNCIA NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO.....	93
TABELA 5 – VARIAÇÃO NO FLUXO DE POTÊNCIA COM A VARIAÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA.....	108
TABELA 6 – VARIAÇÃO NO FLUXO DE POTÊNCIA COM A VARIAÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA E BAIXA GERAÇÃO SOLAR.....	109
TABELA 7 – VARIAÇÃO NO FLUXO DE POTÊNCIA COM A VARIAÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA E GERAÇÃO SOLAR MÉDIA.....	110
TABELA 8 – VARIAÇÃO NO FLUXO DE POTÊNCIA COM A VARIAÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA E ALTA GERAÇÃO SOLAR.....	111

## **LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

ONS - Operador Nacional do Sistema

PDE - Plano Decenal de Expansão de Energia

SEP - Sistema Elétrico de Potência

SEs – Subestações

## SUMÁRIO

<b>1.</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>14</b>
1.1	CONTEXTO.....	14
1.2	OBJETIVOS DO TRABALHO.....	15
1.2.1	Objetivo geral .....	15
1.2.2	Objetivos específicos.....	16
1.3	REVISÃO BIBLIOGRAFICA .....	16
1.3.1	Modelagem no Nível de Subestação.....	17
1.3.2	Fontes Alternativas de Energia na Matriz Energética Brasileira .....	20
1.3.3	Critérios de Análise de superação de equipamentos .....	22
1.4	CONTRIBUIÇÃO .....	24
1.5	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO .....	25
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....</b>	<b>27</b>
2.1	INTRODUÇÃO .....	27
2.2	FLUXO DE POTÊNCIA NO NÍVEL <i>BARRA-RAMO</i> .....	27
2.2.1	Método de Newton-Raphson.....	29
2.2.2	Método Desacoplado.....	30
2.2.3	Método Desacoplado Rápido .....	31
2.3	FLUXO DE POTÊNCIA NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO .....	32
2.3.1	Fluxo de potência linearizado no nível de subestação .....	34
2.3.2	Fluxo de potência não-linear no nível de subestação via Newton-Raphson .....	35
2.3.3	Fluxo de potência não linear no nível de subestação via Desacoplado Rápido.....	38
2.3.4	Características do fluxo de potência no nível de subestação.....	38
2.3.5	Exemplo ilustrativo: convencional x nível de subestação .....	39
2.4	TEORIA DE GRAFOS .....	41

2.4.1	Conceitos Básicos.....	42
2.4.2	Leis de Kirchhoff.....	44
2.5	<b>ARRANJO DAS SUBESTAÇÕES .....</b>	<b>45</b>
2.5.1	Barra Simples.....	46
2.5.2	Barra Simples Seccionada .....	46
2.5.3	Barra Principal e Transferência .....	47
2.5.4	Barra Dupla com Disjuntor Simples.....	48
2.5.5	Barra Dupla com “By-Pass” .....	49
2.5.6	Barra Dupla com Disjuntor Duplo .....	50
2.5.7	Barra Dupla com Disjuntor e Meio.....	51
2.5.8	Anel Simples .....	52
2.5.9	Anéis Múltiplos .....	53
2.6	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO .....</b>	<b>54</b>
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA PROPOSTA.....</b>	<b>55</b>
3.1	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>55</b>
3.2	<b>FLUXO DE POTÊNCIA NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO EM DOIS ESTÁGIOS .....</b>	<b>56</b>
3.2.1	1º Estágio – Fluxo de potência convencional .....	57
3.2.2	2º Estágio – Fluxo de Potência no Nível de Subestação.....	58
3.2.2.1	Distribuição de fluxos no interior da subestação .....	59
3.2.2.2	Tensão nas seções de barra .....	65
3.2.2.2.1	Caso 1 – Barramento único (sem nó isolado) .....	68
3.2.2.2.2	Caso 2 – Subestação com barra isolada.....	71
3.2.2.2.3	Caso 3 – Subestação com bus-split.....	73
3.3	<b>CASO PARTICULAR: PRESENÇA DE <i>LOOPS</i> INTERNOS NA SUBESTAÇÃO.....</b>	<b>75</b>
3.3.1	Sem medidas no interior da Subestação (solução mínima) .....	75
3.3.2	Solução mínima via teoria de grafos .....	78

3.3.3	Com Medidas no interior da Subestação.....	82
3.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	84
<b>4</b>	<b>SIMULAÇÕES E RESULTADOS .....</b>	<b>85</b>
4.1	INTRODUÇÃO .....	85
4.2	SISTEMA TESTE IEEE 14 BARRAS .....	85
4.2.1	Fluxo de potência no nível de subestação em dois estágios.....	85
4.2.1.1	Disjuntor e Meio.....	86
4.2.1.2	Barra principal e transferência.....	91
4.2.1.3	Barra em anel.....	92
4.2.2	Sem medidas no interior da Subestação (Solução Mínima).....	94
4.2.3	Solução mínima via teoria de grafos .....	95
4.2.4	<i>Loop</i> fechado com medidas no interior da Subestação.....	97
4.3	SISTEMA REAL 121 BARRAS DA COPEL.....	99
4.3.1	Fluxo de potência no nível de subestação em dois estágios.....	100
4.3.2	Impacto das fontes alternativas nos equipamentos da subestação.....	105
4.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	112
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>114</b>
5.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	114
5.2	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	115
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>116</b>
	<b>ANEXO .....</b>	<b>119</b>

# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1 CONTEXTO

Os estudos de fluxo de potência são de fundamental importância tanto na operação quanto no planejamento de sistemas elétricos de potência, pois permitem determinar o estado da rede e a distribuição de fluxo a partir de uma determinada topologia e carga (MONTICELLI, 1983). Assim, obtêm-se os demais parâmetros da rede, necessários para o operador analisar se esses valores estão dentro dos limites operacionais, de maneira que o sistema opere dentro de uma faixa segura e de confiabilidade pré-estabelecida.

O desenvolvimento de cadeias de programas auxiliam a operação em tempo real e nos estudos “*off-line*” do sistema, de maneira que, esses programas forneçam respostas rápidas e confiáveis para oferecer subsídios às decisões a serem tomadas pelo operador (CABRA, 1988).

A modelagem *barra-ramo* é a forma convencionalmente adotada para estudos em regime permanente, incluindo os estudos de fluxo de potência. Nessa modelagem os dispositivos internos de uma subestação são agrupados, formando uma única barra. Dessa forma, simplifica-se a modelagem da rede e evitam-se problemas numéricos devido às impedâncias atípicas desses dispositivos. No entanto, as informações internas das subestações são ignoradas levando o operador a realizar, sempre que necessário, procedimentos de pós-processamento a partir da formulação convencional para determinar a distribuição de fluxo no interior da subestação. Esses procedimentos demandam tempo e dificultam a operação em tempo real do sistema, além de estarem sujeitos aos eventuais erros de processamento dependendo do nível de automação dos mesmos.

Nesse sentido, surgiram estudos para determinação dos fluxos no interior das subestações (SEs), porém essa abordagem apresenta alto custo computacional devido ao aumento significativo na dimensão do problema. A determinação do fluxo no interior das SEs é realizada em diversas situações envolvendo tanto a operação em tempo real como estudos *off-line*, uma vez que o operador necessita desses parâmetros para tomar suas decisões e tirar conclusões acerca do carregamento dos equipamentos internos das SEs.

Outro ponto a ser ressaltado é a análise que deve ser realizada quanto a superação de equipamentos e infraestrutura do sistema devido ao aumento na geração e na transmissão de energia elétrica. Essa análise é feita pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), que define os parâmetros e a metodologia para essa determinação.

A operação do Sistema Elétrico de Potência (SEP) torna-se cada vez mais complexa, pois com a inserção das fontes alternativas há uma maior preocupação com relação aos limites de capacidade das instalações. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que possui a atribuição de fazer o planejamento indicativo da expansão do SEP, publicou o plano decenal da expansão para o ano de 2026 (PDE 2026), onde indica que as fontes renováveis, tanto eólicas quanto solares, vêm ganhando espaço nos leilões de energia nova.

Mesmo que a utilização destas fontes de energia apresente menor impacto ao meio ambiente em relação às fontes convencionais, elas inserem incertezas quanto à geração. Dessa forma, há necessidade de abordagens mais robustas para compensar as variações de potência provocada por essas fontes e mecanismos que auxiliem na avaliação desses impactos.

Nesse contexto, esse trabalho apresenta uma abordagem do fluxo de potência de redes modeladas no nível de subestação em dois estágios, com o objetivo de contornar o aumento do número de variáveis no processo iterativo e que, ainda assim, possa determinar a distribuição de fluxos de potência no interior da subestação. Além disso, essa modelagem é importante devido ao aumento significativo das fontes intermitentes, que impacta a distribuição de fluxos através dos equipamentos no interior da subestação.

## 1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO

### 1.2.1 Objetivo geral

Desenvolver uma nova formulação para o problema de fluxo de potência no nível de subestação capaz de contornar os problemas de aumento de dimensão e custo computacional associados à solução do problema.

### 1.2.2 Objetivos específicos

- realizar a revisão bibliográfica dos estudos de fluxo de potência estendido no nível de subestação;
- estudar fundamentação teórica do fluxo de potência no nível de subestação, de teoria de grafos e de arranjo das subestações;
- desenvolver metodologia de fluxo de potência em dois estágios e implementar rotinas capazes de obter, a partir da solução do 1º estágio e da configuração da subestação, a solução do problema de fluxo de potência no nível de subestação;
- integrar as rotinas do 2º estágio com as *toolbox* do matpower para adequar os resultados do 1º estágio nessas rotinas;
- utilizar teoria de grafos para auxiliar na solução do problema de fluxo de potência;
- implementar o algoritmo de detecção de ilhas elétricas para resolver o problema da tensão e integrá-la para a obtenção das tensões complexas em todas as barras e secções de barras;
- implementar computacionalmente a solução mínima a partir da teoria de grafos em caso de ocorrência de *loops* (Lourenço; Simões Costa; Ribeiro, 2010) e incorporar medidas de fluxos como alternativa de solução de fluxo de potência nessa configuração;
- implementar computacionalmente e validar a nova metodologia em sistemas teste do IEEE e em um sistema teste real; e
- incorporar as fontes intermitentes em um sistema teste real e avaliar seu impacto na rede através da metodologia proposta.

### 1.3 REVISÃO BIBLIOGRAFICA

Esta seção apresenta uma revisão bibliográfica da modelagem no nível de subestação, tanto para a estimação de estado quanto para o fluxo de potência. Além disso, destaca o avanço da utilização das fontes alternativas na matriz elétrica brasileira e os critérios de análise de superação de equipamentos na subestação.

### 1.3.1 Modelagem no Nível de Subestação

A modelagem do fluxo de potência no nível *barra-ramo*, apesar de apresentar uma maneira de obtenção da distribuição dos fluxos no sistema, agrupa os dados internos a uma subestação e, conseqüentemente, perde-os (MONTICELLI, 1983). Dessa forma, surgiram propostas para incorporar esses dados e obter as informações sobre a distribuição de fluxos através dos disjuntores e das chaves que até então eram ignoradas do problema. A incorporação desses dados internos a subestação é mostrada em ordem cronológica a seguir.

A modelagem da rede ganhou uma nova abordagem em estudos de estimação de estados com a proposta de representação de ramos chaveáveis (MONTICELLI, 1991, 1993a, 1993b). Nessa abordagem, os fluxos de potência ativa e reativa em chaves e disjuntores são incluídos como variáveis de estado e informações referentes aos status desses dispositivos são incluídas como pseudomedidas no problema de estimação de estados.

Por conseguinte, Alsaç et al. (1997) e Monticelli (1999) desenvolvem uma proposta de estimação de estados generalizada, que permite a representação explícita dos dispositivos no modelo de rede. Além disso, angaria melhorias no processo de extração de informações, na inclusão de topologia e na análise de dados, denominada Estimação de Estados Generalizada.

O trabalho de Clements e Simões Costa (1998) propõe um método para processamento de erros de topologia com base na utilização da normalização dos multiplicadores de Lagrange e aborda o problema de otimização na estimação de estado generalizada. Além disso, incorporam-se os disjuntores e chaves como ramos chaveáveis, cujos status são incorporados na modelagem da estimação de estado como restrições operacionais. O artigo de Jaén e Expósito (2001) propõe a adição de restrições de igualdade de modo que a modelagem de disjuntores com status desconhecidos é adicionada juntamente aos valores de fluxos de potência para que o problema possa convergir e encontrar o estado mais adequado e viável do sistema. Assim, propôs-se uma abordagem detalhada de subestação em estimadores de estados para identificar erros tanto topológicos quanto de dados. A subestação é representada levando-se em conta suas propriedades topológicas que implicam em tratar implicitamente as restrições de injeção nula e a partir de determinadas regras transformar as restrições em restrições equivalentes. Dessa

forma, pode-se chegar a um modelo reduzido e mesmo assim esse modelo é capaz de fazer análise de erros no interior da subestação (EXPÓSITO; JAEN, 2001).

Ainda com relação aos estudos de estimação de estados no nível de subestação, a contribuição de Jaén e Expósito (2002) leva em consideração a modelagem proposta por Expósito e Jaén (2001), porém com o objetivo de reduzir o custo computacional. Nesse sentido, constatou-se que os multiplicadores de Lagrange relacionados às restrições topológicas são obtidos a partir de um modelo implícito. Além disso, essa abordagem apresenta uma dimensão minimamente superior ao modelo convencional (modelagem *barra-ramo* da rede), porém mantendo a capacidade de realizar simultaneamente o processamento de erros topológicos e de dados errôneos da estimação de estados generalizada.

O trabalho de Ribeiro (2005) abordou a extensão da modelagem no nível de subestação proposta nos estudos de estimação de estado para o problema de fluxo de potência. Desse trabalho surgiram metodologias que ampliam a formulação de fluxo de potência convencional para que ele possa processar redes modeladas no nível da subestação (RIBEIRO, 2005). Nessa nova abordagem, a potência ativa e reativa através dos dispositivos internos e a tensão complexa nos barramentos são consideradas e, portanto, incluídas no problema como novas variáveis de estado. Portanto, elimina-se a necessidade do uso dos parâmetros dos dispositivos internos das subestações e, conseqüentemente, evitam-se os problemas numéricos que esses parâmetros inevitavelmente provocam na solução do problema de fluxo de potência. Além disso, as informações referentes aos status dos dispositivos também são incluídas como novas equações, as quais são correspondentes às novas variáveis de estado adicionadas no problema. Assim, tem-se uma ferramenta de análise de fluxo de potência capaz de processar redes modeladas no nível de subestação e que é capaz de determinar a distribuição de fluxo de potência no interior das subestações modeladas (LOURENÇO; RIBEIRO; SIMÕES COSTA, 2006; LOURENÇO; SIMÕES COSTA; RIBEIRO, 2010).

Como desdobramento, propôs-se o desenvolvimento de uma ferramenta que considera as variações nos status dos dispositivos de maneira simples a partir de um sistema com dados reais e, além disso, faz a realização de uma análise mais eficiente do carregamento dos equipamentos no interior da subestação (JUNIOR; MEDEIROS, 2009).

Em seguida, surgiu a proposta de formulação do problema de fluxo de potência estendido considerando o método desacoplado rápido em Lourenço, Silva e Simões Costa (2009), tendo como principal finalidade a representação de partes selecionadas da rede no nível da subestação. Da mesma forma que em Lourenço, Ribeiro e Simões Costa (2006) e em Lourenço, Simões Costa e Ribeiro (2010), o vetor de variáveis de estado é ampliado e o status dos ramos chaveáveis são equações lineares extras que são resolvidas simultaneamente com as equações de balanço de potência do fluxo de potência convencional (LOURENÇO; SILVA; SIMÕES COSTA, 2009).

O trabalho de Blanco (2010) apresentou a aplicação da modelagem no nível de subestação para o problema da recomposição do sistema e chaveamento corretivo para solução de problemas de sobrecarga. Assim, iniciam-se pesquisas para uma metodologia de recomposição do sistema que leve em consideração as topologias internas das subestações.

Pesquisas adicionais foram também desenvolvidas com sucesso na extensão da modelagem no nível de subestação na formulação do problema de fluxo de potência ótimo (FPO). De acordo com Rosas, Fernandes e Lourenço (2011) que propõe essa incorporação dos dispositivos internos a subestação, a metodologia é baseada na representação de ramos de impedância nula no problema de fluxo de potência e na estimação de estados. A solução é realizada pelo método de pontos interiores que visa obter o impacto dessa abordagem no problema de FPO. Desta forma, os fluxos de potência ativa e reativa através dos ramos chaveáveis são incluídos como novas variáveis de estado e os status dos dispositivos são incluídos como restrições de igualdade do problema de FPO.

Já o trabalho de Duarte, Fernandes e Lourenço (2014) incorporou o problema no nível de subestação no cálculo de curto-circuito. Essa extensão obtém a solução do problema com o objetivo de contornar as superações dos disjuntores internos às subestações por corrente de curto-circuito, além disso, apresenta uma ferramenta para a alocação otimizada de dispositivos limitadores de corrente de curto-circuito.

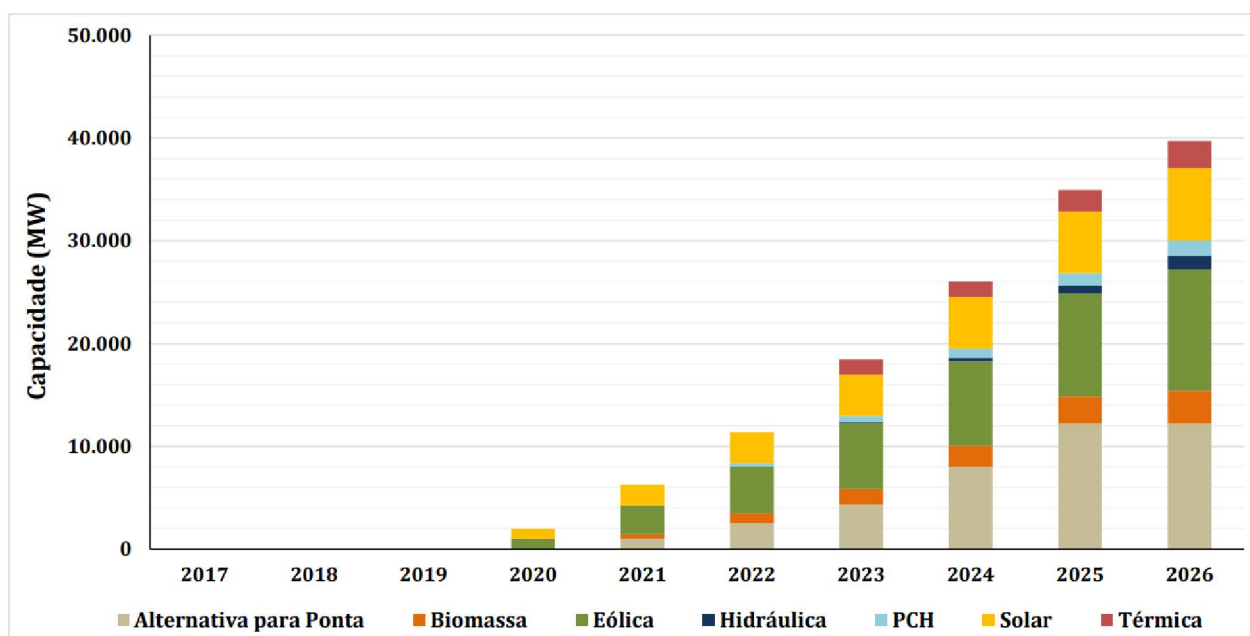
Por fim, o trabalho de Rosas (2017) avaliou, através de um FPO determinístico, o impacto do comportamento intermitente da geração por fontes eólica e solar nos fluxos de potência ativa através das chaves e disjuntores em uma subestação para a análise de superação de equipamentos.

### 1.3.2 Fontes Alternativas de Energia na Matriz Energética Brasileira

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), que tem por objetivo realizar o planejamento da expansão eletro-energética do país em um horizonte de 10 anos, em função do crescimento da demanda, há um forte aumento na participação de fontes alternativas de energia na matriz energética nacional. Apesar de o planejamento ser apenas indicativo, o PDE tem grande relevância, pois indica possível expansão para o parque gerador a partir de algumas previsões no aumento da demanda.

A FIGURA 1 mostra a expansão indicativa de referência, a qual apresenta a indicação do montante de contratação, separada por fonte, para os leilões de energia nova no horizonte do estudo do PDE.

FIGURA 1 – EXPANSÃO INDICATIVA DE REFERÊNCIA



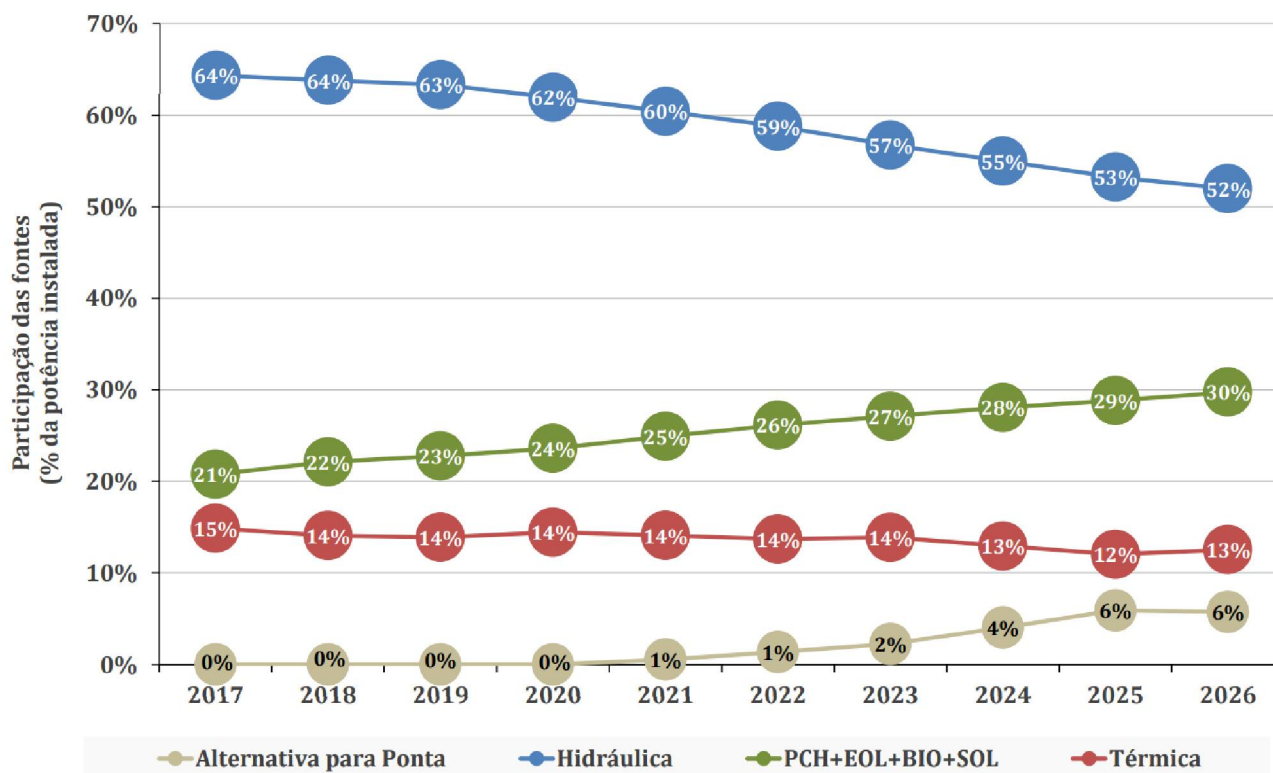
FONTE: EPE (2017).

De acordo com a expansão indicativa de referência para o PDE 2026, há um aumento significativo na participação das fontes eólicas e solares nos leilões de energia nova e em todos os anos a participação dessas fontes é cada vez maior na matriz elétrica (EPE, 2018).

Ainda segundo o PDE, o planejamento até o horizonte de 2026 será expressivo com participação cada vez maior de fontes renováveis e destaca-se a

inserção de eólicas no parque gerador. Dessa forma, o acréscimo anual de capacidade instalada por fonte é dado pela FIGURA 2.

FIGURA 2 – ACRÉSCIMO ANUAL DE CAPACIDADE INSTALADA POR FONTE DE ENERGIA



FONTE: EPE (2017).

A FIGURA 2 mostra a porcentagem de participação de cada fonte em relação à capacidade instalada na composição da matriz. Destaca-se que o sistema mantém a predominância de fontes renováveis, sendo superior a 80% da capacidade instalada total do Sistema Interligado Nacional (SIN). Além disso, a participação da geração hidrelétrica na matriz elétrica reduz em aproximadamente 12%, da mesma forma a geração termelétrica que reduz sua participação em 2% na matriz (EPE, 2018).

Contudo a participação das fontes eólicas e solares apresenta aumento significativo no horizonte de 10 anos considerado. Dessa forma, há um aumento da capacidade instalada de geração de energia por fonte alternativas (principalmente eólica e solar) na ordem de 9% na participação da matriz, ou seja, de 21% em 2017 para 30% em 2026 (EPE, 2018).

### 1.3.3 Critérios de Análise de superação de equipamentos

As políticas energéticas adotadas no atual modelo do setor elétrico beneficiam a expansão da geração distribuída, pois os agentes de geração são incentivados a instalarem-se próximos aos centros de carga. Apesar dos incentivos reduzirem as perdas nas linhas de transmissão, há impactos significativos quanto às superações das características nominais de equipamentos. Nesse caso, há uma maior exigência quanto à identificação dessa superação de tal forma que se utilizem metodologias e critérios bem definidos para que os operadores, a partir de determinada expansão do sistema elétrico, possam monitorar as correntes de carga (ONS, 2014).

Segundo D’Ajuz (1985), os estudos de planejamento da expansão fornecem subsídios para a definição das características nominais dos equipamentos. Todavia, podem ocorrer alterações nas configurações do sistema que não estava inclusa no planejamento. Dessa forma, faz-se necessária a verificação periódica da corrente de carga, corrente de curto-circuito e tensão de reestabelecimento transitória.

A verificação para determinar se as correntes de carga, obtidas pelos estudos de fluxo de potência, estão adequadas para os equipamentos deve ser realizada através da comparação com as correntes de carga nominais de cada equipamento. Dessa forma, deve-se monitorar a distribuição das correntes pelos barramentos das subestações devido à manutenção de disjuntores e dependendo do tipo de arranjo da subestação, necessita-se abrir mais de um disjuntor para fazer a manobra no circuito, por exemplo, em arranjos de subestação em anel e disjuntor-e-meio. Assim, os valores de correntes, que passam através dos equipamentos e barramentos, podem ser superiores aos do circuito e, conseqüentemente, aos dos valores nominais (D’AJUZ, 1985).

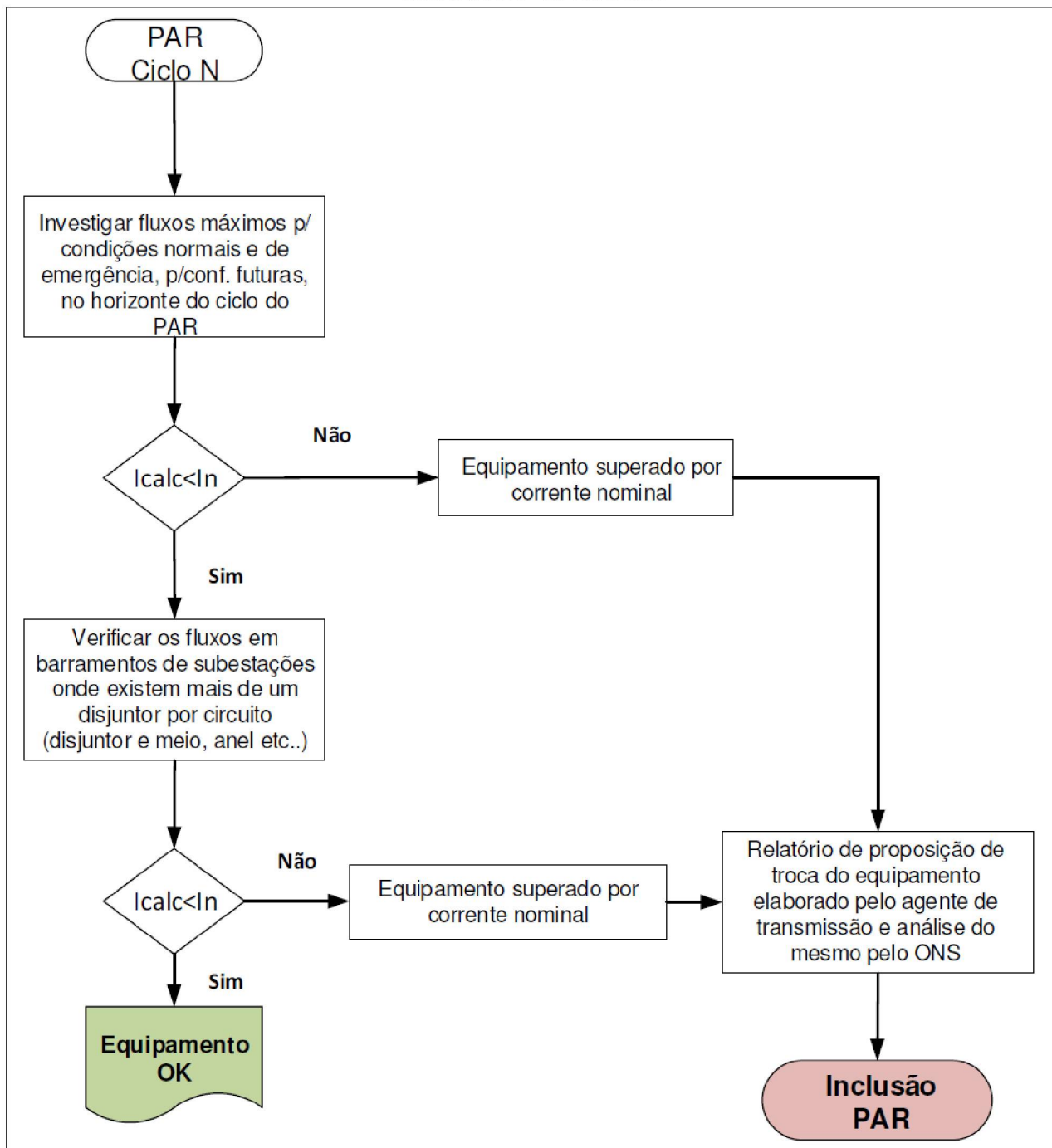
O Plano de Ampliações e Reforços (PAR), atribuído ao ONS, tem o objetivo de garantir que sejam realizadas as operações futuras do sistema a partir de determinados padrões de segurança. Dentre os critérios estabelecidos no PAR, a substituição de equipamentos e de instalações é apresentada no Plano. Essa substituição pode ocorrer devido à superação da capacidade normatizada por conta do aumento da potência instalada e da rede de transmissão. A análise de superação é realizada de acordo com critérios apresentados pelo Grupo de Trabalho de Análise de Superação de Equipamentos de Alta Tensão GT-AS (ROSAS, 2017).

Segundo o ONS (2014), a superação por corrente de carga ocorre quando a corrente que passa pelo disjuntor é superior a corrente nominal indicada para o disjuntor. Essa condição de superação é tanto para a rede íntegra (condição N) quanto para rede alterada por uma contingência (condição N-1).

A metodologia para caracterizar a superação por corrente de carga consiste em examinar as condições mais severas durante emergência no sistema, que determinem o maior carregamento para a subestação, no horizonte do ciclo de três anos do PAR. Segundo o ONS (2014), verifica-se o maior carregamento em cada vão, quando o mesmo estiver sendo utilizado, nas seguintes situações: todos os vãos em operação; um disjuntor em manutenção; uma barra em manutenção (arranjo disjuntor e meio ou barra dupla com duplo disjuntor) e os disjuntores interligadores de barras (arranjo barra dupla com quatro ou cinco chaves e barra principal e transferência).

O fluxograma da FIGURA 3 ilustra a metodologia de análise. A  $I_{calc}$  é a corrente calculada, que passa pelo equipamento da subestação, e  $I_n$  é a corrente nominal, ou seja, o máximo permitido para passar pelo equipamento.

FIGURA 3 – FLUXOGRAMA PARA ANÁLISE DE SUPERAÇÃO DE DISJUNTORES POR CORRENTE DE CARGA



FONTE: ONS (2014).

#### 1.4 CONTRIBUIÇÃO

Voltando ao problema de fluxo de potência estendido, cabe ressaltar que este consiste em uma ferramenta capaz de auxiliar os operadores dos sistemas elétricos de potência. A utilização dessa abordagem é ainda mais relevante nas operações em tempo real e nos estudos *off-line* do sistema, uma vez que permite a determinação direta da distribuição dos fluxos de potência no interior das subestações.

Uma grande dificuldade da representação detalhada da rede, quer nos estudos de estimação de estados ou no problema de fluxo de potência, consiste do aumento significativo do número de variáveis de estado e da dimensão do problema a ser resolvido. Conseqüentemente, esse aumento implica em um custo computacional elevado, que se torna ainda mais preocupante em aplicações em tempo real.

Nesse sentido, o trabalho de dissertação, a partir dos estudos de Ribeiro (2005) e Rosas (2017), propõe uma nova abordagem do problema de fluxo de potência no nível de subestação que seja capaz de reduzir a dimensão do problema e o custo computacional dessa modelagem. A proposta é composta por dois estágios e visa representar a rede no nível de subestação, determinar a distribuição de fluxos nos equipamentos internos à subestação contornando o aumento na dimensão do problema a cada processo iterativo e inserir fontes alternativas em um sistema real para validar a metodologia proposta.

Os conhecimentos sobre teoria de grafos e arranjo das subestações permitem o entendimento sobre o problema de tensão. A partir da metodologia de detecção de ilhas, estendeu-a para o nível de subestação e possibilitou analisar as particularidades de cada caso a depender do arranjo e da configuração da subestação para a obtenção das tensões complexas internas na subestação.

Além disso, propõe-se a análise para obtenção dos fluxos de potência no interior da subestação quando ocorrer *loop* devido aos disjuntores fechados. Dessa forma, apresentam-se dois tipos de abordagens para a solução do problema em caso de *loop*: a primeira abordagem estendeu-se a proposta de solução mínima de Lourenço, Simões Costa e Ribeiro (2010) para a solução mínima via teoria de grafos, ambas as soluções dão-se devida a não haver medidas no interior da subestação, e a segunda, portanto, consideraram-se medidas internas à subestação para resolver o problema de fluxo de potência no nível de subestação.

## 1.5 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Este trabalho foi estruturado em cinco capítulos, sendo eles:

A introdução participa do primeiro capítulo, onde são apresentadas as principais incertezas e ferramentas de análise, associados ao aumento da participação das fontes de energias renováveis e à operação do sistema elétricos de

potência. Ainda na introdução são apresentados os objetivos, a revisão bibliográfica e a contribuição do trabalho.

O capítulo 2 apresenta a formulação do problema do fluxo de potência convencional ou *barra-ramo* e a modelagem no nível de Subestação para o problema linear e não linear. Além disso, contempla os conceitos e formulação inerentes a teoria de grafos e arranjos das subestações.

O capítulo 3 é destinado à descrição das metodologias proposta que são basicamente as seguintes: a modelagem do fluxo de potência no nível de subestação em dois estágios para o problema de distribuição de fluxos e de tensão; a implementação, quando ocorre circuito fechado, da solução mínima e com medidas no interior da subestação.

O capítulo 4 contempla as simulações e os resultados da técnica proposta, os quais são implementados em um sistema teste padrão do IEEE (14 barras) e em um sistema teste real de 121 barras da Copel. Além disso, considera-se a inserção de fontes eólicas e solares em algumas barras para validar a proposta e avaliar o impacto das fontes intermitentes nos equipamentos na rede no nível de subestação.

Por fim, o quinto capítulo apresenta as conclusões do trabalho desenvolvido e propostas de trabalhos futuros.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 2.1 INTRODUÇÃO

Nesse capítulo são apresentadas as equações básicas e o problema de fluxo de potência no nível *barra-ramo* e, além disso, a extensão da formulação convencional que a torna capaz de processar redes modeladas no nível de subestação. Por fim, alguns conceitos sobre teoria de grafos e arranjo das subestações que subsidiam a metodologia proposta nessa dissertação.

### 2.2 FLUXO DE POTÊNCIA NO NÍVEL *BARRA-RAMO*

O sistema elétrico de potência é representado como um conjunto de equações algébricas com o objetivo de determinar a solução do fluxo de potência, que devido às pequenas variações com o tempo, desconsidera-se os efeitos transitórios do problema. As equações e inequações algébricas não-lineares correspondem às Leis de Kirchhoff e a um conjunto de restrições operacionais (MONTICELLI, 1983).

A partir da aplicação da primeira Lei de Kirchhoff obtém-se o conjunto de equações do problema de fluxo de potência, ou seja, as potências ativas e reativas injetadas em cada barra. As equações de injeção de potência ativa e reativa para a barra  $k$  podem ser expressas da seguinte forma:

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (2.1)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (2.2)$$

onde:

$V_k, V_m$  – magnitudes das tensões das barras terminais do ramo  $k - m$ ;

$\theta_k, \theta_m$  – ângulos das tensões das barras terminais do ramo  $k - m$ ;

$G_{km}, B_{km}$  – coeficientes reais e imaginários da matriz admitância;

$K$  – conjunto das barras vizinhas à barra  $k$ , incluindo  $k$ .

O objetivo do problema de fluxo de potência é calcular os módulos das tensões e seus respectivos ângulos, ou seja, pretende-se encontrar  $V_k$  e  $\theta_k$  para as barras  $PQ$ , e  $\theta_k$  para as barras  $PV$ . Dessa forma, o vetor de incógnitas é dado por:

$$x = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

onde  $\theta$  é o vetor dos ângulos das tensões das barras  $PQ$  e  $PV$ , e  $V$  é o vetor dos módulos das tensões das barras  $PQ$ . Dessa forma, as equações algébricas não lineares são definidas por:

$$g(x) = g(V, \theta) = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P^{esp} - P(V, \theta) \\ Q^{esp} - Q(V, \theta) \end{bmatrix} = 0 \quad (2.4)$$

onde:

$\Delta P$  – vetor dos desvios de potência ativa;

$\Delta Q$  – vetor dos desvios de potência reativa;

$P^{esp}$  – vetor das injeções de potência ativa especificados nas barras  $PQ$  e  $PV$ ;

$Q^{esp}$  – vetor das injeções de potência reativa especificados nas barras  $PQ$ ;

$P$  – vetor das injeções de potência ativa calculados por (2.4);

$Q$  – vetor das injeções de potência reativa calculados por (2.4).

Como esse sistema de equações algébricas não lineares não possui solução direta, o sistema deve ser resolvido através de métodos iterativo.

Após a solução do processo iterativo, calculam-se os valores das injeções de potência ativa e reativa na barra  $V\theta$  e a injeção de potência reativa das barras  $PV$ .

Como mencionado anteriormente, o problema de fluxo de potência representado pelas equações (2.3) e (2.4) deve ser resolvido por métodos iterativos. O método de Newton-Raphson é apresentado na próxima seção.

### 2.2.1 Método de Newton-Raphson

A solução de um sistema de equações não lineares pelo método de Newton consiste em resolver o seguinte sistema de equações lineares a cada iteração (MONTICELLI, 1983).

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}^v) = -\mathbf{J}(\mathbf{x}^v) \cdot \Delta \mathbf{x}^v \quad (2.5)$$

onde:

$\mathbf{J}(\mathbf{x})$  – matriz Jacobiana associada ao sistema;

$v$  – contador de iterações.

Sendo que o vetor de incógnitas,  $\mathbf{x}$ , deve ser atualizado a cada iteração, ou seja:

$$\mathbf{x}^{v+1} = \mathbf{x}^v + \Delta \mathbf{x}^v. \quad (2.6)$$

A aplicação do método de Newton para solução do problema de fluxo de potência, correspondente às equações (2.5) e (2.6), resulta na seguinte matriz Jacobiana (MONTICELLI, 1983):

$$\mathbf{J}(\mathbf{x}) = \mathbf{J}(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}) = \begin{bmatrix} \frac{\partial(\Delta P)}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \frac{\partial(\Delta P)}{\partial \mathbf{V}} \\ \frac{\partial(\Delta Q)}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \frac{\partial(\Delta Q)}{\partial \mathbf{V}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{N} \\ \mathbf{M} & \mathbf{L} \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

Assim, o sistema linear a ser resolvido a cada iteração é dado por:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^v = \begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{N} \\ \mathbf{M} & \mathbf{L} \end{bmatrix}^v \cdot \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \Delta \mathbf{V} \end{bmatrix}^v. \quad (2.8)$$

A atualização do vetor composto pelos módulos e ângulos das tensões é obtida a partir da correção alcançada pela solução do sistema da equação (2.8), de forma que:

$$\boldsymbol{\theta}^{v+1} = \boldsymbol{\theta}^v + \Delta\boldsymbol{\theta}^v. \quad (2.9)$$

$$\mathbf{V}^{v+1} = \mathbf{V}^v + \Delta\mathbf{V}^v. \quad (2.10)$$

Segundo Monticelli (1983), a aplicação do Método Newton-Raphson para a solução do fluxo de potência é dado pelo algoritmo a seguir e apresenta os seguintes passos:

1. Fazer  $v = 0$  e escolher valores iniciais dos ângulos e os módulos das tensões para as barras  $PQ$  e  $PV$  e para as barras  $PQ$  respectivamente.
2. Calcular  $\mathbf{g}(\mathbf{x}^v)$ . Isto é, para o subproblema 2, calcular o  $P_k(\mathbf{V}^v, \boldsymbol{\theta}^v)$  para as barras  $PQ$  e  $PV$  e  $Q_k(\mathbf{V}^v, \boldsymbol{\theta}^v)$  para as barras  $PQ$ . Além disso, calcular os desvios de injeção de potência  $\Delta P_k^v$  e  $\Delta Q_k^v$ .
3. Testar convergência: se  $\max\{|\Delta P_k^v|\} \leq \varepsilon_P$  e  $\max\{|\Delta Q_k^v|\} \leq \varepsilon_Q$ , o processo iterativo convergiu para a solução  $(\mathbf{V}^v, \boldsymbol{\theta}^v)$ ; senão seguir para o passo (4).
4. Calcular a matriz jacobiana  $\mathbf{J}(\mathbf{V}^v, \boldsymbol{\theta}^v)$ .
5. Determinar a nova solução  $\boldsymbol{\theta}^{v+1} = \boldsymbol{\theta}^v + \Delta\boldsymbol{\theta}^v$  e  $\mathbf{V}^{v+1} = \mathbf{V}^v + \Delta\mathbf{V}^v$ , sendo  $\Delta\boldsymbol{\theta}^v$  e  $\Delta\mathbf{V}^v$  determinados a partir da solução do sistema linear definido por:

$$\begin{bmatrix} \Delta\boldsymbol{\theta} \\ \Delta\mathbf{V} \end{bmatrix}^v = -[\mathbf{J}(\mathbf{V}^v, \boldsymbol{\theta}^v)]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^v \quad (2.11)$$

6. Fazer  $v + 1 \rightarrow v$  e voltar ao passo (2).

A eficiência desse método depende do ponto de partida do processo e o tempo de processamento depende da dimensão do sistema, pois a cada iteração a matriz jacobiana é recalculada e reestruturada (MONTICELLI, 1983).

### 2.2.2 Método Desacoplado

O método desacoplado fundamenta-se devido aos termos de sensibilidade  $\partial P_k / \partial V_m$  e  $\partial Q_k / \partial \theta_m$  serem desprezíveis se comparados aos termos de sensibilidade  $\partial P_k / \partial \theta_m$  e  $\partial Q_k / \partial V_m$ . Portanto, a variação da potência ativa apresenta maior influência com a variação do ângulo das tensões e a variação da potência reativa

com a variação da magnitude das tensões. Dessa forma, podem-se desacoplar as parcelas  $P\theta$  e  $QV$  do sistema. Essa abordagem é considerada para redes de transmissão de alta tensão, ou seja, acima de 230 kV (MONTICELLI, 1983).

Segundo Monticelli (1983), os efeitos causados pelos módulos das tensões sobre as potências ativa e pelos ângulos das tensões sobre as potências reativa são anulados e, conseqüentemente, considera-se as submatrizes  $N$  e  $M$  nulas. Logo, pode-se chegar a solução desse problema, utilizando-se os valores atualizados de  $V$  para a resolução do subproblema  $P\theta$  e os valores atualizados de  $\theta$  para a resolução do subproblema  $QV$ .

Além disso, esse método apresenta a normalização dos desvios de injeção de potência com as tensões das barras. Assim, as equações a seguir demonstram o método desacoplado.

$$\Delta P(V^v, \theta^v)/V = H'(V^v, \theta^v)\Delta\theta^v \quad (2.12)$$

$$\theta^{v+1} = \theta^v + \Delta\theta^v. \quad (2.13)$$

$$\Delta Q(V^v, \theta^{v+1})/V = L'(V^v, \theta^{v+1})\Delta V^v \quad (2.14)$$

$$V^{v+1} = V^v + \Delta V^v. \quad (2.15)$$

Esse método apresenta vantagens computacionais, pois em situações que as velocidades de convergência dos problemas  $P\theta$  e  $QV$  são distintas, pode-se reduzir o esforço computacional. Isso devido a um dos problemas terem a possibilidade de ser resolvido primeiro e, conseqüentemente, os cálculos relacionados a esse problema serem dispensáveis, o que pode poupar o esforço computacional enquanto o outro problema ainda é resolvido. Além disso, a versão do método desacoplado normalizado pode obter convergência mais rápida por conta da redução da não linearidade do sistema (MONTICELLI, 1983).

### 2.2.3 Método Desacoplado Rápido

O método desacoplado rápido apresenta as submatrizes  $H'$  e  $L'$  como constantes durante todo o processo iterativo, diferente do método desacoplado em

que elas são recalculadas a cada meia-iteração. Dessa forma, consideram-se algumas aproximações detalhada a seguir (MONTICELLI, 1983):

- $\theta_{km} \approx 0$ ;
- $|B_{km}| \gg |G_{km} \sin \theta_{km}|$ ;
- $|B_{kk}V_k^2| \gg |Q_k|$ ;
- $V_k$  e  $V_m \approx 1$ .

Portanto, as submatrizes  $H'$  e  $L'$  são substituídas pelas matrizes  $B'$  e  $B''$ , conforme destacado nas equações a seguir:

$$\left. \begin{array}{l} H'_{km} \cong -B_{km} \\ H'_{kk} \cong -B_{kk} \end{array} \right\} \rightarrow H' \cong B' \quad (2.16)$$

$$\left. \begin{array}{l} L'_{km} \cong -B_{km} \\ L'_{kk} \cong -B_{kk} \end{array} \right\} \rightarrow L' \cong B'' \quad (2.17)$$

As submatrizes  $B'$  e  $B''$  dependem somente dos parâmetros da rede e não mais das variáveis de estado (MONTICELLI, 1983).

Tanto o método desacoplado rápido como o método de Newton-Raphson e método desacoplado apresentados na seção anterior, a solução para o problema de fluxo de potência é realizada considerando a modelagem da rede no nível *barra-ramo*, também chamado de fluxo de potência convencional. Essa formulação não representa explicitamente os dispositivos internos às subestações, pois os agrupa em uma única barra de acordo com as conexões elétricas definidas pelos seus status. Dessa forma, a distribuição de fluxo no interior da subestação não está disponível para o operador.

Porém, visando obter a distribuição de fluxos no interior da subestação e a configuração da subestação explícita, surgiu o método de fluxo de potência no nível de subestação, que será detalhado a seguir.

### 2.3 FLUXO DE POTÊNCIA NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO

Com o intuito de tornar as configurações dos dispositivos internos à Subestação explícitos, a análise de fluxo de potência deve ser estendida a fim de

incluí-los para obter uma representação mais detalhada da rede (RIBEIRO, 2005). Para tanto, incluem-se os fluxos de potência através dos ramos chaveáveis (chaves e disjuntores) e as tensões complexas das seções de barras como novas variáveis de estado. Como no fluxo de potência, diferentemente do estimador de estados, o número de variáveis deve ser o mesmo que de equações, esse aumento deve ser refletido na inclusão de novas equações que são obtidas a partir do status dos dispositivos dos ramos chaveáveis.

As informações sobre o status dos dispositivos chaveáveis são explicitamente representadas e incluídas na formulação do fluxo de potência como novas equações. Assim, se o disjuntor que conecta os nós  $i$  e  $j$  está fechado, então a queda de tensão e a diferença de ângulo de tensão através dele é zero, ou seja,  $V_i - V_j = 0$  e  $\theta_i - \theta_j = 0$ . Por outro lado, se o disjuntor estiver aberto, então a potência ativa e reativa que flui através dele é zero, isto é,  $t_{ij} = 0$  e  $u_{ij} = 0$ . Essas equações são referidas como equações operacionais e serão representadas no problema de fluxo de potência estendido como

$$f_o(\bar{x}) = 0 \quad (2.18)$$

onde  $f_o(\bar{x})$  é o vetor da função que representa os status dos ramos chaveáveis e  $\bar{x}$  é o vetor de estados estendido.

A formulação estendida também deve incluir as injeções em cada seção de barra, lembrando que muitas dessas possuem injeção nula. Essas informações são relevantes e devem ser contempladas na formulação do problema. Assim, para cada barra ou seção de barra  $i$ , com injeção nula, devem ser incluídas na formulação do problema as restrições ( $P_i = 0$  e  $Q_i = 0$ ). Além disso, na ocorrência de ilhas elétricas no sistema, um ângulo de referência deve ser definido para cada ilha ou mesmo para cada nó isolado. Esta informação deve ser incluída no problema sob a forma de  $\theta_j = 0$ , para cada barra de referência  $j$ . As injeções nulas nas barras e seções de barra das subestações e ângulos de referência adicionais são tratadas como equações estruturais e representadas por:

$$f_s(\bar{x}) = 0 \quad (2.19)$$

onde  $f_s(\bar{x})$  é o vetor da função estrutural.

A formulação do fluxo de potência no nível de subestação, tanto o linear quanto o não linear, será detalhada a seguir.

### 2.3.1 Fluxo de potência linearizado no nível de subestação

A metodologia proposta na seção anterior é incorporada na abordagem linearizada, onde sua formulação básica é apresentada em detalhes nesta seção.

Na modelagem explícita dos ramos chaveáveis descrita em Ribeiro (2005), os fluxos de potência ativa através desses ramos são acrescentados como incógnita do problema e adicionados junto ao convencional, ou seja, o vetor estendido é representado por:

$$\bar{x} = [\theta \quad t]^t \quad (2.20)$$

Tendo em vista as informações “ativas” referentes ao status dos disjuntores, caso o disjuntor entre o nó  $k$  e  $m$  esteja fechado, então a abertura angular será nula, ou seja:

$$\theta_k - \theta_m = 0 \quad (2.21)$$

Já na representação do status de um disjuntor aberto entre os nós  $k$  e  $m$ , os valores de fluxos de potência ativa são nulo, isto é:

$$t_{km} = 0 \quad (2.22)$$

Na modelagem linear estendida, apenas as equações de injeção de potência ativa são consideradas, sendo essas expressas em função da soma dos fluxos de potência através de ramos convencionais (linhas de transmissão e transformadores) e dos ramos chaveáveis (chaves e disjuntores). Porém, os fluxos através dos ramos chaveáveis são calculados de forma distinta a do convencional, ou seja, são calculados em função das novas variáveis de estado. Conseqüentemente, na modelagem estendida ou no nível de subestação a equação de injeção de potência ativa é dada por:

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(\theta_k, \theta_m) + \sum_{l \in \Gamma_k} t_{kl} \quad (2.23)$$

Assim, o problema linear de fluxo de potência estendido passa a ser representado pelo seguinte sistema matricial:

$$\mathbf{P}_{\text{mod}} = \mathbf{B}_{\text{mod}} \cdot \boldsymbol{\theta}_{\text{mod}} \quad (2.24)$$

onde  $\mathbf{B}_{\text{mod}}$  é a matriz de coeficientes do problema estendido e  $\mathbf{P}_{\text{mod}}$  é o vetor de injeções do problema estendido, definido por:

$$\mathbf{P}_{\text{mod}} = \begin{bmatrix} \mathbf{P} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

onde  $\mathbf{P}$  é o vetor convencional de potência líquida nas barras e  $\mathbf{0}$  é o vetor de zeros associados tanto às equações de diferença angular nula (dispositivos fechados), quanto às de fluxo nulo (dispositivos abertos).

Por fim, a matriz de coeficientes estendida é dada por:

$$\mathbf{B}_{\text{mod}} = \begin{bmatrix} \mathbf{B} & \mathbf{T} \\ \boldsymbol{\theta} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{T}_1 \end{bmatrix} \quad (2.26)$$

em que  $\mathbf{B}$  é a submatriz correspondente à representação dos fluxos de potência nos ramos convencionais;  $\mathbf{T}$  é a submatriz correspondente aos fluxos de potência nos ramos chaveáveis;  $\boldsymbol{\theta}$  é a submatriz correspondente às equações de diferença angular nula nos disjuntores fechados;  $\mathbf{T}_1$  é a submatriz correspondente às equações de fluxo de potência nulo em disjuntores abertos, e  $\mathbf{0}$  são submatrizes com todos os seus elementos nulos.

### 2.3.2 Fluxo de potência não linear no nível de subestação via Newton-Raphson

Da mesma forma que a metodologia utilizada na seção anterior, pode-se incorporar a modelagem de subestação ao fluxo de potência não linear. As

modificações necessárias para solucionar o problema estendido de fluxo não linear são apresentadas em detalhes a seguir.

Na formulação não linear do problema de fluxo de potência no nível de subestação, o aumento no conjunto de variáveis de estado e equações que descrevem a rede no nível de subestação englobam tanto as variáveis e equações ativas quanto reativas. Assim como na abordagem linear, as injeções de potência ativa e reativa na barra  $k$  são expressas como a soma dos fluxos de potência através de ramos convencionais (expressos em função das tensões complexas nas barras terminais), mais os fluxos de potência através de ramos chaveáveis (obtidos diretamente em termos das novas variáveis de estado). As equações (2.27) e (2.28) apresentam o fluxo de potência ativa e reativa, respectivamente, de uma barra  $k$ :

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) + \sum_{l \in \Gamma_k} t_{kl} \quad (2.27)$$

$$Q_k = -Q_k^{sh}(V_k) + \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) + \sum_{l \in \Gamma_k} u_{kl} \quad (2.28)$$

onde  $\Omega_k$  é o conjunto de barras conectadas à barra/seção de barra  $k$  através dos ramos convencionais e  $\Gamma_k$  é o conjunto de barras conectadas à barra/seção de barra  $k$  através dos ramos chaveáveis.

O vetor de estado estendido é dado pelo vetor de tensões complexas nas barras, juntamente com os fluxos de potência ativo e reativo através dos ramos chaveáveis, ou seja:

$$\bar{x} = [\theta \quad V \quad t \quad u]^t \quad (2.29)$$

em que  $\theta$  e  $V$  são vetores dos ângulos e magnitudes das tensões respectivamente;  $t$  e  $u$  são vetores dos fluxos de potência ativo e reativo através dos ramos chaveáveis, respectivamente.

O conjunto estendido de equações ( $f(\bar{x})$ ) é composto pelos desvios de potência ativa e reativa nas barras e seções de barra ( $f(\bar{x})$ ), acrescidos das equações operacionais ( $f_o(\bar{x})$ ) e estruturais ( $f_e(\bar{x})$ ):

$$\bar{x} = \begin{bmatrix} f(\bar{x}) \\ f_o(\bar{x}) \\ f_e(\bar{x}) \end{bmatrix} \quad (2.30)$$

Esse conjunto de equações não lineares pode ser reescrito na forma:

$$\bar{x} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ f_o(\bar{x}) \\ f_e(\bar{x}) \end{bmatrix} \quad (2.31)$$

onde  $\bar{f}$  é um vetor de dimensão  $(n_x \times 1)$  em função de  $\bar{x}$ , sendo  $n_x=2n_n+n_d$ ,  $n_n$  o número total de nós na rede, incluindo a seção de barras, e  $n_d$  é o número de ramos chaveáveis modelados.

A formulação estendida claramente afeta a estrutura da matriz Jacobiana. O sistema linear, resultante da aplicação do método de Newton-Raphson ao problema estendido, pode ser representado por:

$$\begin{bmatrix} \Delta P^v \\ \Delta Q^v \\ f_o^v \\ f_e^v \end{bmatrix} = \bar{J}(\bar{x}^v) \begin{bmatrix} \Delta \theta^v \\ \Delta V^v \\ \Delta t^v \\ \Delta u^v \end{bmatrix} \quad (2.32)$$

em que  $\bar{J}(\bar{x})$  é a matriz Jacobiana associada ao sistema estendido e  $v$  é o contador de iterações.

Dessa forma, a matriz jacobiana pode ser dividida em dezesseis submatrizes, conforme equação (2.34):

$$\bar{J}(\bar{x}^v) = \begin{bmatrix} \frac{\partial P^v}{\partial \theta} & \frac{\partial P^v}{\partial V} & \frac{\partial P^v}{\partial t} & \frac{\partial P^v}{\partial u} \\ \frac{\partial Q^v}{\partial \theta} & \frac{\partial Q^v}{\partial V} & \frac{\partial Q^v}{\partial t} & \frac{\partial Q^v}{\partial u} \\ \frac{\partial f_o^v}{\partial \theta} & \frac{\partial f_o^v}{\partial V} & \frac{\partial f_o^v}{\partial t} & \frac{\partial f_o^v}{\partial u} \\ \frac{\partial f_e^v}{\partial \theta} & \frac{\partial f_e^v}{\partial V} & \frac{\partial f_e^v}{\partial t} & \frac{\partial f_e^v}{\partial u} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H^v & N^v & R^v & \mathbf{0} \\ M^v & L^v & \mathbf{0} & S^v \\ H_{bs}^v & N_{bs}^v & T_o^v & U_o^v \\ M_{bs}^v & L_{bs}^v & T_s^v & U_s^v \end{bmatrix} \quad (2.33)$$

A solução de fluxo de potência é obtida de forma iterativa através da resolução do sistema linear representado na equação (2.33). As variáveis de estado são atualizadas a cada iteração de forma que:  $\theta^{v+1} = \theta^v + \Delta\theta^v$ ;  $V^{v+1} = V^v + \Delta V^v$ ;  $t^{v+1} = t^v + \Delta t^v$  e  $u^{v+1} = u^v + \Delta u^v$ .

### 2.3.3 Fluxo de potência não linear no nível de subestação via Desacoplado Rápido

Segundo Lourenço, Silva e Simões Costa (2009), o problema de fluxo de potência no nível de subestação, apresentado na equação (2.32), pode ser solucionado pelo método desacoplado rápido. Considerando que o desacoplamento  $P - \theta / Q - V$  e as condições necessárias para a aplicação do método desacoplado rápido sejam satisfeitas, podem-se resolver os dois problemas sequencialmente, sendo os problemas  $P - \theta$  e  $Q - V$  destacados nas equações (2.34) e (2.35), respectivamente.

$$\mathbf{B}'_{ext} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P/V \\ f_o(\bar{x}) \\ f_e(\bar{x}) \end{bmatrix} \quad (2.34)$$

$$\mathbf{B}''_{ext} \begin{bmatrix} \Delta V \\ \Delta u \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta Q/V \\ f_o(\bar{x}) \\ f_e(\bar{x}) \end{bmatrix} \quad (2.35)$$

onde  $\mathbf{B}'_{ext}$  e  $\mathbf{B}''_{ext}$  são as matrizes de coeficiente do método desacoplado rápido estendido.

A solução do fluxo de potência estendido não acarreta aumento no número de iterações se comparado ao convencional, pois as equações adicionais do fluxo de potência no nível de subestação são lineares. Entretanto o custo computacional é mais elevado devido a cada iteração o sistema apresentar um aumento exorbitante no número de variáveis e na dimensão do problema.

### 2.3.4 Características do fluxo de potência no nível de subestação

A modelagem do fluxo de potência no nível de subestação apresenta vantagens com relação à convencional, pois permite que os elementos chaveáveis

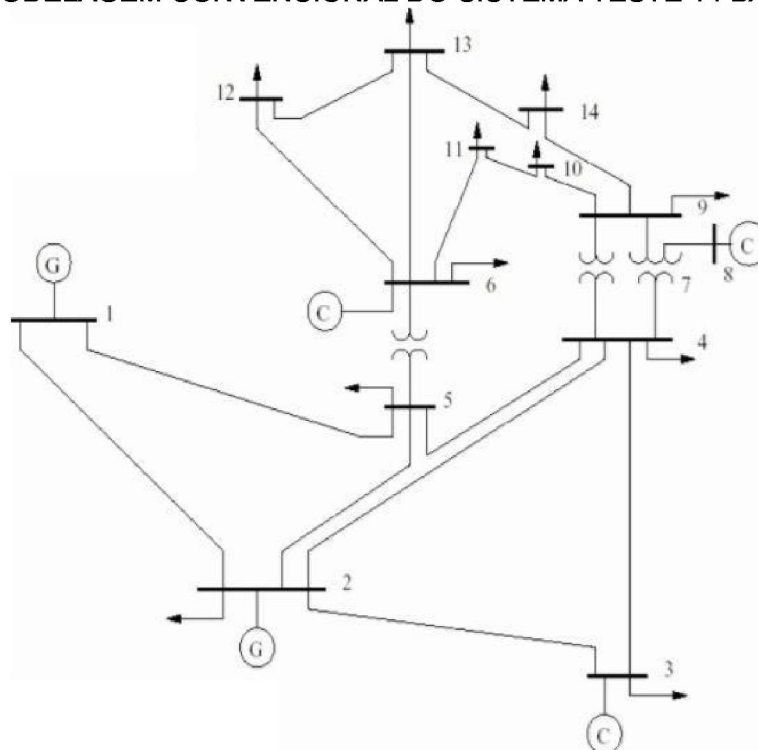
presentes no interior das subestações sejam modelados. Com isso, as configurações das subestações passam a fazer parte da modelagem da rede e, conseqüentemente, a solução do problema de fluxo de potência estendido permite determinar a distribuição dos fluxos e avaliar o carregamento através dos ramos convencionais (linhas de transmissão e transformadores), bem como através dos equipamentos internos das subestações.

Em contrapartida, a modelagem no nível de subestação exige um aumento considerável no número de variáveis e na dimensão do problema. Isto implica em aumento considerável no custo computacional em relação ao fluxo de potência convencional e dificulta aplicações em sistemas de larga escala e em modelagens em tempo real do sistema elétrico.

### 2.3.5 Exemplo ilustrativo: convencional x nível de subestação

Para demonstrar na prática o aumento significativo do número de variáveis e da dimensão do problema com a implementação da modelagem no nível de subestação, temos como exemplo o sistema 14 barras do IEEE ilustrado nas FIGURAS 4 e 5. A FIGURA 4 representa o sistema convencional ou nível *barra-ramo*.

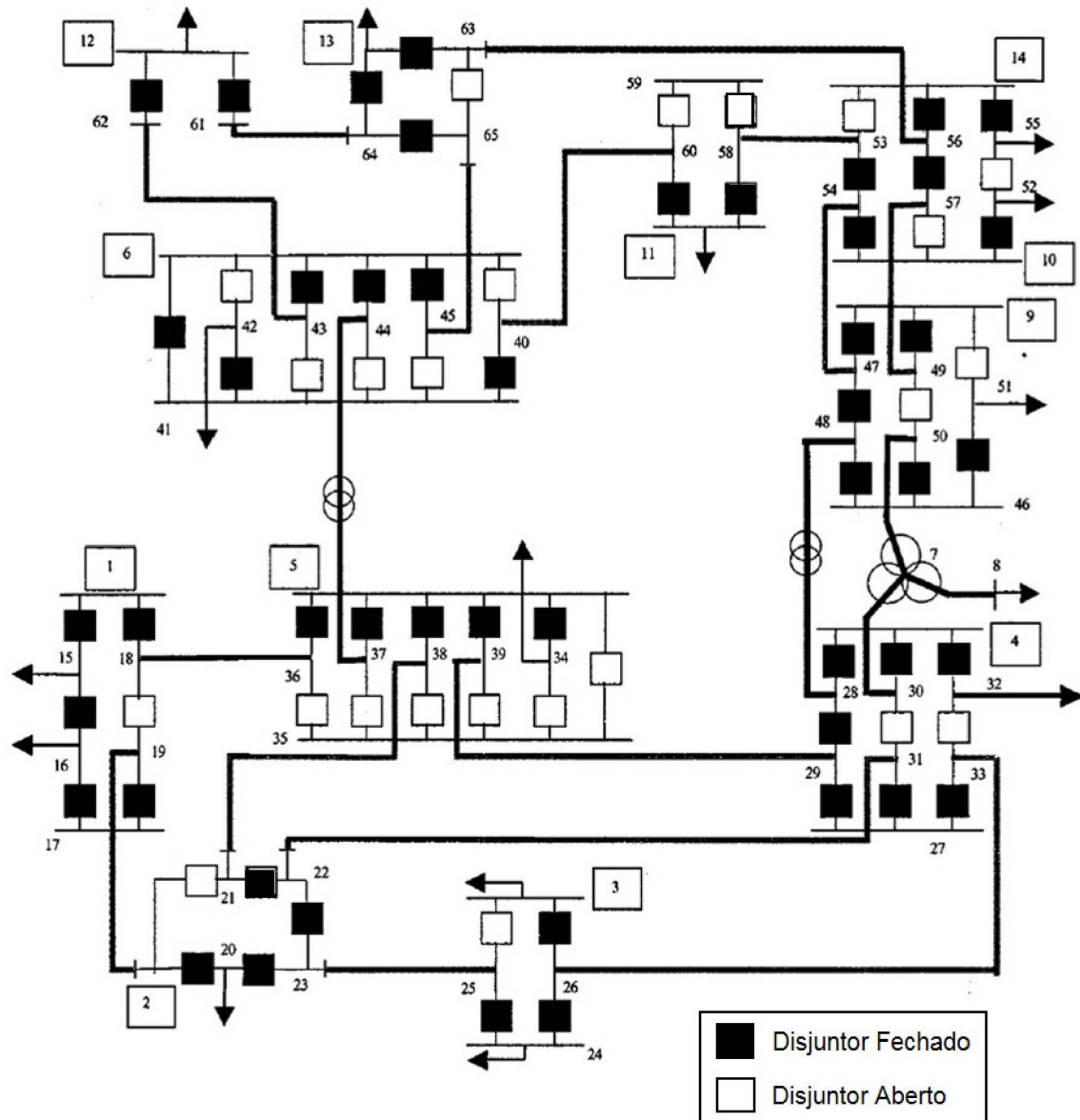
FIGURA 4 – MODELAGEM CONVENCIONAL DO SISTEMA TESTE 14 BARRAS DO IEEE



FONTE: IEEE (2018).

A FIGURA 5 representa a modelagem no nível de subestação, onde os ramos chaveáveis, internos às subestações, são explicitamente representados.

FIGURA 5 – MODELAGEM NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO DO SISTEMA TESTE 14 BARRAS DO IEEE



FONTE: Adaptado de EXPÓSITO E JAEN (2001).

Pela representação do diagrama unifilar nota-se o aumento na dimensão do problema e na complexidade da rede quando a abordagem detalhada das subestações é incluída no modelo da rede.

Para ilustrar melhor esse aumento relativo à dimensão do problema e ao número de variáveis, a TABELA 1 apresenta uma comparação entre o fluxo de potência convencional e o fluxo de potência no nível de subestação. Essa comparação é feita por subestação do sistema e considerando tanto a formulação linear do fluxo de potência quanto a não linear.

TABELA 1 – NÚMERO DE VARIÁVEIS DE ESTADO REQUERIDA

Subestação	Fluxo de Potência Linear		Fluxo de Potência Não Linear (Newton-Raphson)	
	Nível <i>Barra-Ramo</i>	Nível de Subestação	Nível <i>Barra-Ramo</i>	Nível de Subestação
1	1	12	2	24
2	1	10	2	20
3	1	8	2	16
4	1	17	2	34
5	1	18	2	36
6	1	18	2	36
9	1	15	2	30
10/14	2	17	4	34
11	1	8	2	16
12	1	5	2	10
13	1	8	2	16
Total	12	136	24	272

FONTE: O autor (2017).

Conforme se pode observar na TABELA 1, há um aumento significativo no número de variáveis com a abordagem no nível de subestação. Para a resolução do fluxo de potência linear, a modelagem convencional exige 12 variáveis enquanto que a modelagem no nível de subestação requer 136 variáveis. Já o fluxo de potência não linear requer 24 variáveis para a modelagem convencional contra 272 variáveis para a modelagem no nível de subestação. Portanto, indica uma imensa redução na dimensão do processo iterativo para o sistema de 14 barras do IEEE.

## 2.4 TEORIA DE GRAFOS

A teoria de grafos é aplicada na solução de inúmeros problemas práticos, incluindo a área de energia elétrica. Sua utilização em circuitos elétricos iniciou com G. Kirchhoff em 1847 e, logo, aperfeiçoado por J. C. Maxwell em 1892. A utilização dela tornou-se cada vez mais vantajosa e com o desenvolvimento dos computadores digitais, sua aplicação adquiriu maior visibilidade (TOMIM, 2004).

Os conceitos básicos sobre teoria de grafos serão detalhados a seguir com o intuito de compreender o assunto para posterior aplicação na metodologia da dissertação.

### 2.4.1 Conceitos Básicos

Um grafo  $G=(V,E)$  é formado por um conjunto  $V$  de nós ou vértices ( $n$ ), e por  $E$  linhas ou arestas ( $m$ ). No SEP, os vértices representam as barras do sistema e as arestas são representadas pelas linhas.

Cada linha é incidente em dois nós e está associada a uma orientação. A diferença entre grafo conexo e não conexo é devido àquele incluir todos os vértices (árvore geradora mínima) e este haver pelo menos um par de vértices que não está ligado a nenhuma cadeia. Um subgrafo é um subconjunto de nós e linhas de um total que compõem o grafo (JAÉN, 2001).

Segundo Balabanian e Bickart (1981), a árvore é um subconjunto de nós e linhas de um grafo, que apresenta pelo menos um caminho entre quaisquer dois nós, mas não forma laços ou caminho fechado. As linhas que compõem a árvore são chamadas de ramos e as que não pertencem à árvore denominam-se de elos.

Outra definição importante é com relação à matriz de incidência completa ( $A = [a_{ij}]$ ), que apresenta as informações sobre as orientações das linhas e os vértices que se conectam por meio dessas linhas. Essa matriz  $A$ , que apresenta dimensão  $(n + 1) \times m$ , indica os elementos de acordo com a seguinte analogia: se  $a_{ij}$  é nulo, a linha  $j$  não incide no vértice  $i$ ; se  $a_{ij} = 1$ , a linha  $j$  está saindo do vértice  $i$  e se  $a_{ij} = -1$ , a linha  $j$  está entrando no vértice  $i$  (BORGES, 2012).

Segundo Borges (2012), uma característica desse tipo de matriz é que cada coluna apresenta apenas dois elementos não nulos, ou seja, a soma de todas as linhas de  $A$  implicam em uma linha nula. Isso mostra que há uma dependência entre as linhas e, conseqüentemente, uma linha pode ser eliminada. A matriz  $A_f$ , após a eliminação, é denominada matriz de incidência reduzida.

A matriz de incidência reduzida pode ser separada, ou seja, desmembrando os ramos dos elos. Esta forma é apresentada pela equação (2.36):

$$A_f = [A_r \mid A_e] \quad (2.36)$$

onde  $A_r$  é uma matriz quadrada com colunas que correspondem aos ramos da árvore, e  $A_e$  é uma matriz com colunas correspondentes aos elos da árvore.

Segundo Balabanian e Bickart (1981), um laço é um subgrafo conexo, o qual incide duas linhas, e um corte é um conjunto mínimo de linhas, em caso de supressão, que dividem o grafo em dois subgrafos.

Adicionando-se um elo na árvore, forma-se o circuito fundamental, que é composto de apenas um elo. Ao eliminar qualquer ramo, a árvore é dividida em duas componentes conexas e acrescentando elos que são necessários a um ramo surge o denominado corte fundamental.

Forma-se a matriz de circuitos fundamentais ( $\mathbf{B}_f = [b_{ij}]$ ) ao atribuir a cada coluna uma aresta do grafo ( $m - n + 1$ ). Os elementos da matriz  $\mathbf{B}_f$  são formados como se segue: se  $b_{ij}$  é nulo, a linha  $j$  não pertence ao circuito fundamental  $i$ ; se  $b_{ij} = 1$ , a linha  $j$  segue a mesma orientação do circuito fundamental  $i$  e se  $b_{ij} = -1$ , a linha  $j$  segue a orientação contrária ao circuito fundamental  $i$  (JAÉN, 2001). Da mesma forma que na matriz de incidência  $\mathbf{A}$ , a matriz  $\mathbf{B}_f$  pode ser dividida em ramos ( $\mathbf{B}_r$ ) e elos ( $\mathbf{B}_e$ ). Como a matriz  $\mathbf{B}_e$  é igual à matriz identidade, cuja dimensão é dada pelo número de elos, substitui-se  $\mathbf{B}_e$  por  $\mathbf{I}$ , conforme equação (2.37):

$$\mathbf{B}_f = [\mathbf{B}_r \mid \mathbf{B}_e] = [\mathbf{B}_r \mid \mathbf{I}] \quad (2.37)$$

Ainda segundo Jaén (2001), a matriz de cortes fundamentais ( $\mathbf{Q}_f = [q_{ij}]$ ) ao atribuir a cada coluna uma aresta do grafo e com as filas como cortes fundamentais ( $n - 1$ ). Os elementos da matriz  $\mathbf{Q}_f$  são formados de acordo com a seguinte lei de formação: se  $q_{ij} = 0$ , a linha  $j$  não pertence ao corte fundamental  $i$ ; se  $q_{ij} = 1$ , a linha  $j$  segue a mesma orientação do corte fundamental  $i$  e se  $q_{ij} = -1$ , a linha  $j$  segue a orientação contrária ao corte fundamental  $i$ . A matriz  $\mathbf{Q}_f$  é subdividida em ramos ( $\mathbf{Q}_r$ ) e elos ( $\mathbf{Q}_e$ ) segundo a equação (2.38):

$$\mathbf{Q}_f = [\mathbf{Q}_r \mid \mathbf{Q}_e] = [\mathbf{I} \mid \mathbf{Q}_e] \quad (2.38)$$

Segundo Jaén (2001), a relação entre a matriz de incidência reduzida  $\mathbf{A}_f$  e a matriz de circuitos fundamentais  $\mathbf{B}_f$  é de ortogonalidade devido às suas estruturas topológica (Equação (2.39)).

$$\mathbf{A}_f \mathbf{B}_f^t = \mathbf{0}. \quad (2.39)$$

Além disso, qualquer matriz de circuitos fundamentais  $\mathbf{B}_f$  também é ortogonal à matriz de cortes  $\mathbf{Q}_f$ , então:

$$\mathbf{Q}_f \mathbf{B}_f^t = \mathbf{0}. \quad (2.40)$$

Segundo Tomim (2004), substituindo-se as equações (2.36) e (2.37) na equação (2.39), surge a seguinte relação apresentada na equação (2.41):

$$\mathbf{A}_r \mathbf{B}_r^t + \mathbf{A}_e = \mathbf{0}. \quad (2.41)$$

Já que a matriz  $\mathbf{A}_r$  é não singular, reescreve-se a equação (2.41) da seguinte forma:

$$\mathbf{B}_r^t = -\mathbf{A}_r^{-1} \mathbf{A}_e. \quad (2.42)$$

#### 2.4.2 Leis de Kirchhoff

O vetor dos fluxos  $\mathbf{F}$ , que é separado em ramos ( $\mathbf{F}^R$ ) e elos ( $\mathbf{F}^E$ ), é apresentado na equação (2.43):

$$\mathbf{F} = \begin{bmatrix} \mathbf{F}^R \\ \mathbf{F}^E \end{bmatrix}. \quad (2.43)$$

Segundo Jaén (2001), a 1ª lei de Kirchhoff afirma que a soma dos fluxos de potência que entram e deixam um nó é sempre nula e denomina lei de conservação dos fluxos. Nesse caso, apresentam equações linearmente independentes, de acordo com:

$$\mathbf{A} \mathbf{F} = \mathbf{A}_r \mathbf{F}^R + \mathbf{A}_e \mathbf{F}^E = \mathbf{0}. \quad (2.44)$$

Como a matriz  $\mathbf{A}_r$  é quadrada e não singular, então:

$$\mathbf{F}^R = -\mathbf{A}_r^{-1} \mathbf{A}_e \mathbf{F}^E. \quad (2.45)$$

Substituindo-se a equação (2.42) na equação (2.45) e tem-se a seguinte relação destacada na equação (2.46):

$$\mathbf{F}^R = \mathbf{B}_r^t \mathbf{F}^E. \quad (2.46)$$

Portanto essa equação mostra que os fluxos através dos elos de qualquer árvore explicitam os demais fluxos através do grafo.

Da mesma forma que o vetor dos fluxos  $\mathbf{F}$ , o vetor das tensões  $\mathbf{U}$  também é dividido em ramos ( $\mathbf{U}^R$ ) e elos ( $\mathbf{U}^E$ ):

$$\mathbf{U} = \begin{bmatrix} \mathbf{U}^R \\ \mathbf{U}^E \end{bmatrix}. \quad (2.47)$$

Nesse caso, a 2ª lei de Kirchhoff estabelece que a soma das tensões que compõe uma malha é sempre nula. Assim, podem-se expressar as diferenças de tensão (JAÉN, 2001) por meio da equação (2.48):

$$\mathbf{B} \mathbf{U} = \mathbf{B}_r \mathbf{U}^R + \mathbf{U}^E = \mathbf{0}. \quad (2.48)$$

Dessa forma, com a relação de ortogonalidade entre a matriz  $\mathbf{B}_f$  e  $\mathbf{Q}_f$ , encontra-se a seguinte relação:

$$\mathbf{U}^E = -\mathbf{B}_r \mathbf{U}^R = \mathbf{Q}_f^t \mathbf{U}^R. \quad (2.49)$$

O conjunto de tensões associada aos ramos da árvore indica as demais tensões no grafo.

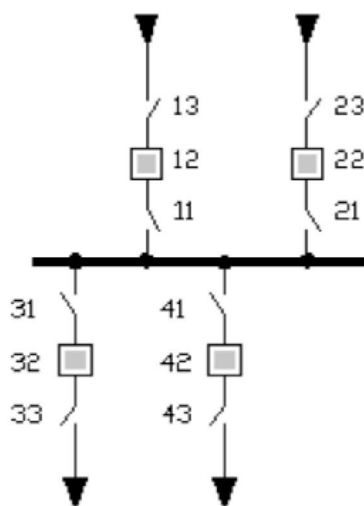
## 2.5 ARRANJO DAS SUBESTAÇÕES

Nessa secção analisam-se os tipos de arranjo das subestações, levando em consideração as principais características, funcionamento e operação (MUZY, 2012).

### 2.5.1 Barra Simples

Essa configuração de subestação é ilustrada na FIGURA 6 e possui algumas vantagens como: menor área necessária, instalações simples, ligar e desligar circuitos alimentadores e custo reduzido. Entretanto, uma falha no disjuntor e no barramento implica o desligamento da subestação e a ampliação não pode ser realizada sem o completo desligamento da subestação. A manutenção de disjuntor de alimentadores interrompe totalmente o fornecimento de energia e, nesse caso, usa-se “by-pass”. Perde-se a proteção do circuito e a seletividade, pois desliga todos os circuitos.

FIGURA 6 – ARRANJO BARRA SIMPLES



FONTE: MUZY (2012).

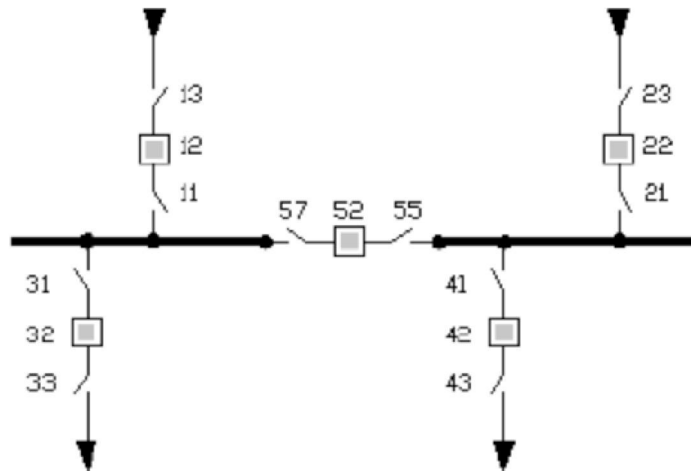
Para as condições de operação, a ligação da subestação deve atender sempre ao fechamento das chaves antes dos disjuntores, pois aquelas não podem ser ligadas em carga e possui funcionamento simples e direto.

### 2.5.2 Barra Simples Seccionada

O esquema de barra simples seccionada é mostrado na FIGURA 7 e o arranjo é indicado para funcionar com duas fontes de energia, permitindo a manutenção de barra sem perda da subestação, permitindo maior continuidade no fornecimento, maior facilidade na manutenção e baixo custo. Todavia, não se pode transferir uma linha de uma barra para a outra, a manutenção de um disjuntor deixa

*off-line* a linha correspondente e o esquema de proteção e seletividade mais complexo, reduzindo o nível de curto circuito e dimensionamento e, conseqüentemente, o custo de instalação.

FIGURA 7 – ARRANJO BARRA SIMPLES SECCIONADA



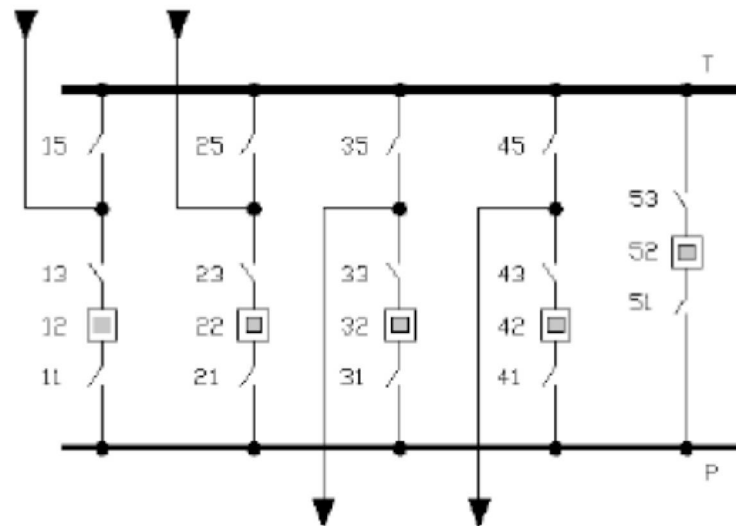
FONTE: MUZY (2012).

Quanto às condições de operação, são semelhantes ao do arranjo Barra Simples e é indicado para as operações de manutenção e de religação, de forma que parte da carga não seja cortada.

### 2.5.3 Barra Principal e Transferência

O arranjo barra principal e transferência, representado na FIGURA 8, permite a manutenção dos disjuntores com continuidade. Quando há manutenção de algum disjuntor, fecha-se o seccionador “*by-pass*” para que atue o disjuntor de transferência, mas a manutenção é realizada apenas para um disjuntor por vez. Esse arranjo apresenta vantagens como: pode ser retirado qualquer disjuntor para manutenção, não há dificuldades para a incorporação ou retirada de equipamentos, o custo ainda é baixo. Todavia, há a necessidade de um disjuntor reserva e para a manutenção é necessária manobras mais complexas e se o barramento ou disjuntor apresentar uma falha, isso implicará o desligamento da subestação.

FIGURA 8 – ARRANJO BARRA PRINCIPAL E TRANSFERÊNCIA



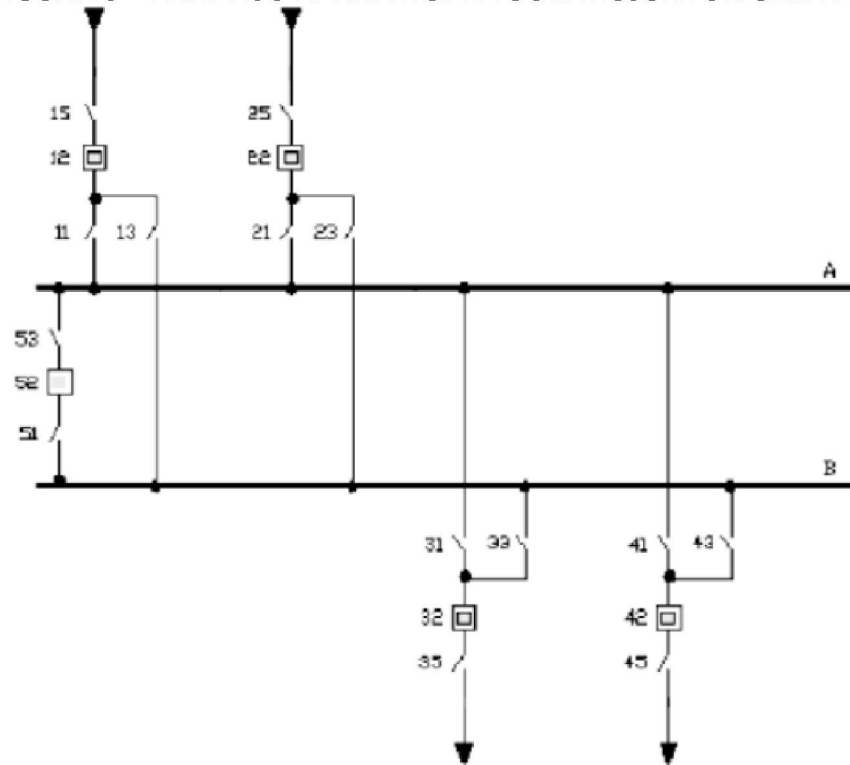
FONTE: MUZY (2012).

A condição de operação da barra de transferência é mantida desenergizada, utilizando-se somente em manobras de manutenção ou restabelecimento da operação normal da subestação devido à contingência.

#### 2.5.4 Barra Dupla com Disjuntor Simples

O arranjo barra dupla com disjuntor simples é destacado na FIGURA 9 e, com esse arranjo, já é possível uma flexibilidade na operação com ambas as barras. Apresenta as seguintes vantagens: operação com cargas e fontes distribuídas, facilidade de transferência dos circuitos de uma barra para outra. Entretanto, é necessário um disjuntor extra para conexão com a outra barra; quando a subestação operar com todos os circuitos num único barramento, a proteção pode causar a perda daquele; há alta exposição a falhas no barramento e uma falha no disjuntor de transferência pode deixar a subestação *off-line*.

FIGURA 9 – ARRANJO BARRA DUPLA COM DISJUNTOR SIMPLES



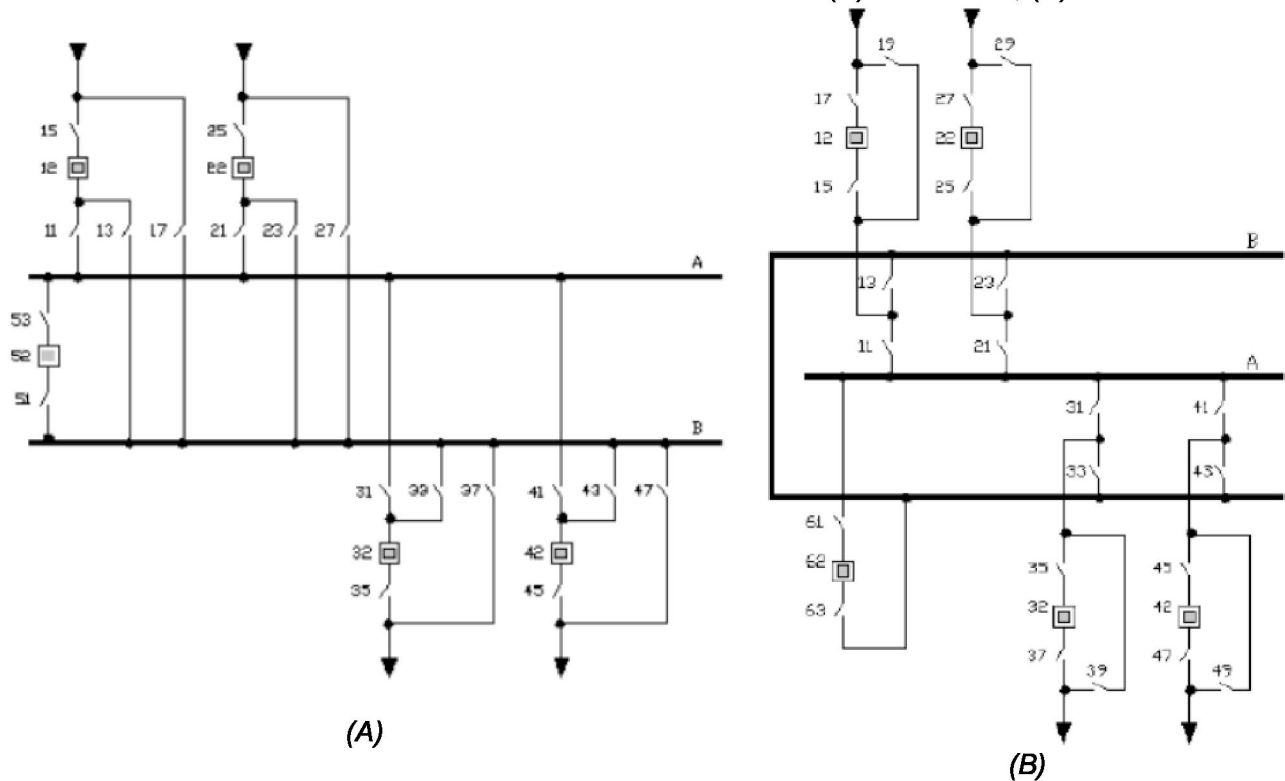
FONTE: MUZY (2012).

Quanto às condições de operação, ambas as barras podem estar energizadas ao mesmo tempo e é necessário possuir mesmo nível de tensão, o qual é realizado por meio de um relé de sincronismo. A vantagem é a operação para cargas e pontos distribuídos para ambas as barras, conseqüentemente aumenta a flexibilidade de operação na subestação.

### 2.5.5 Barra Dupla com “By-Pass”

O arranjo de barra dupla com By-pass é representado na FIGURA 10 e é dividido em dois tipos: quatro chaves, destacado na Figura 10(a), e cinco chaves, ilustrado na Figura 10(b). Apresenta uma vantagem quanto à manutenção de barra e de disjuntores. Apesar de apresentarem um custo mais elevado e alto número de operações por conta dos quatro disjuntores em destaque.

FIGURA 10 – ARRANJO BARRA DUPLA COM BY-PASS: (A) 4 CHAVES; (B) 5 CHAVES.



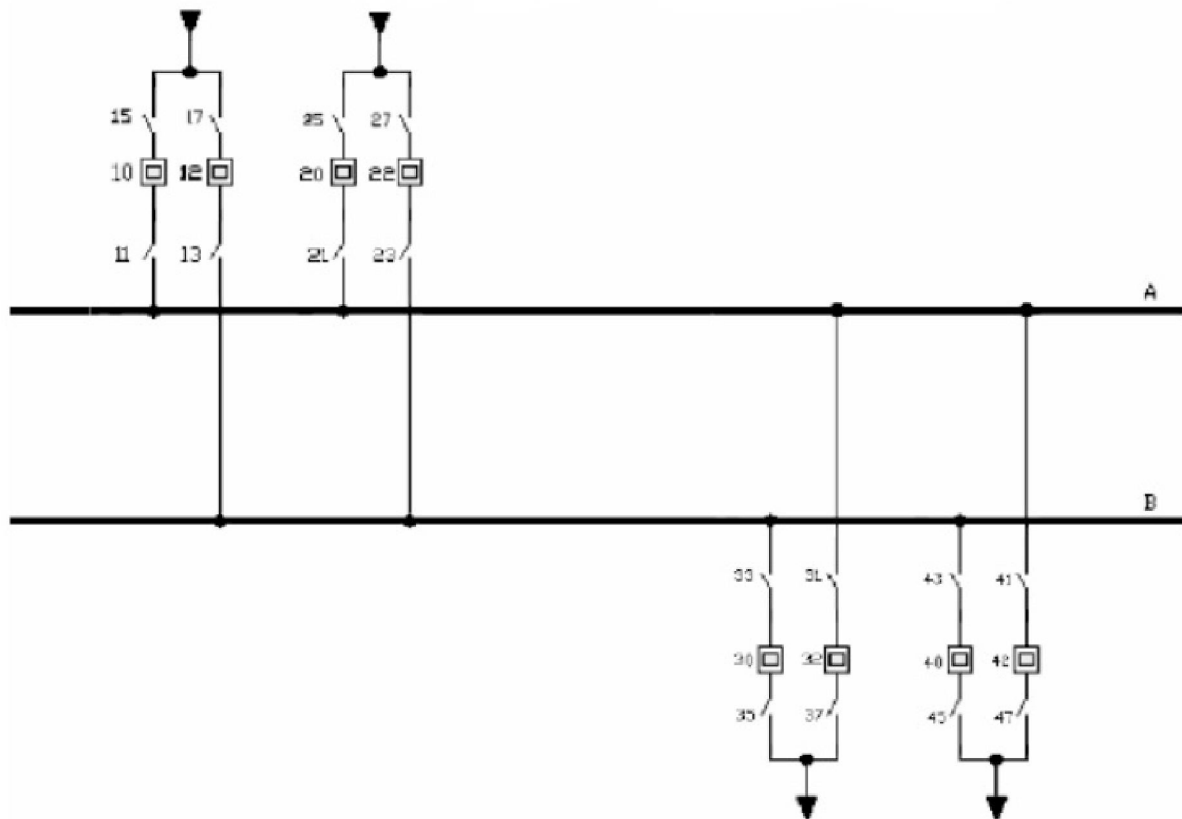
FONTE: MUZY (2012).

Quanto às condições de operação, esse arranjo apresenta grande flexibilidade de operação, ou seja, o circuito pode passar de uma barra para outra sem o desligamento.

### 2.5.6 Barra Dupla com Disjuntor Duplo

Essa configuração de subestação é ilustrada na FIGURA 11 e tem como vantagem ser um arranjo mais completo, flexível e confiável, apresentando, contudo, custos elevados. O arranjo é próprio para instalações de altas potências e para cargas com maior necessidade de continuidade no fornecimento de energia.

FIGURA 11 – ARRANJO BARRA DUPLA COM DISJUNTORES DUPLOS



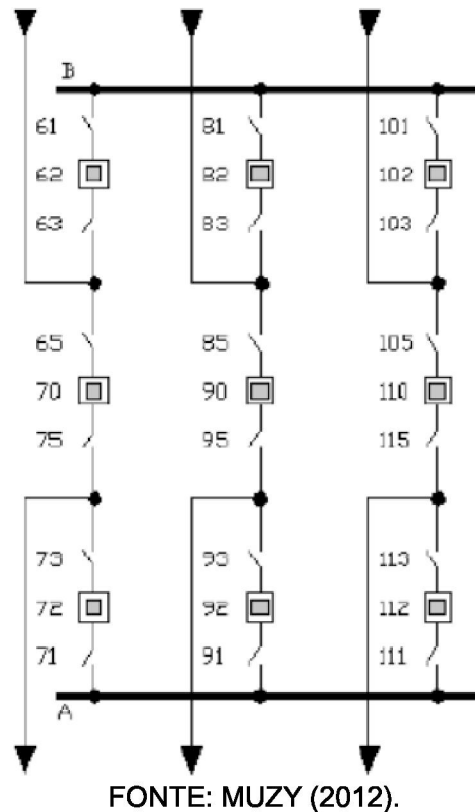
FONTE: MUZY (2012).

Para as condições de operação, os circuitos podem estar ligados às duas barras ou ligados somente a uma única barra. Dessa forma, esse arranjo apresenta alta confiabilidade.

### 2.5.7 Barra Dupla com Disjuntor e Meio

O esquema de barra dupla com disjuntor e meio é destacado na FIGURA 12 e apresenta as seguintes vantagens: maior flexibilidade e simplicidade de manobra, rápida recomposição, em caso de falha nos disjuntores adjacentes às barras são retiradas somente um circuito de serviço e uma das barras poderá ficar *off-line* em qualquer tempo que ocorra a manutenção. No entanto, esse arranjo apresenta as seguintes desvantagens: necessita de alto número de operações, do disjuntor intermediário e de circuitos agregados.

FIGURA 12 – ARRANJO BARRA DUPLA COM DISJUNTOR E MEIO

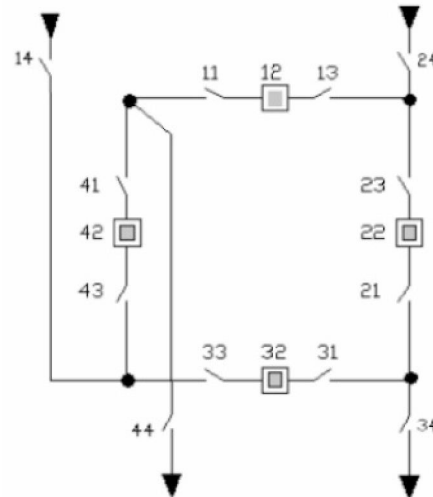


A condição de operação da subestação com arranjo barra dupla com disjuntor e meio é que o par de circuitos está em uma seção de barra separada e em três conjuntos de chaves adjacentes e disjuntor. Os equipamentos necessitam atender à corrente de carga de duas saídas e quando só há um transformador de corrente por disjuntor, pode acarretar a perda de um elemento a mais para algum tipo de falha, perdendo a vantagem desse tipo de arranjo.

### 2.5.8 Anel Simples

A configuração de anel simples é ilustrada na FIGURA 13 e apresenta as seguintes vantagens: baixo custo, remoção de disjuntor para manutenção sem interrupção de carga e necessita somente de um disjuntor por circuito. Porém, caso ocorra uma falta durante a manutenção de um disjuntor o anel é separado em duas seções, a proteção não atua durante a manutenção e durante uma falta em um dos circuitos implicará a falha no disjuntor e causará perda de um circuito adicional.

FIGURA 13 – ARRANJO ESQUEMA DE ANEL SIMPLES



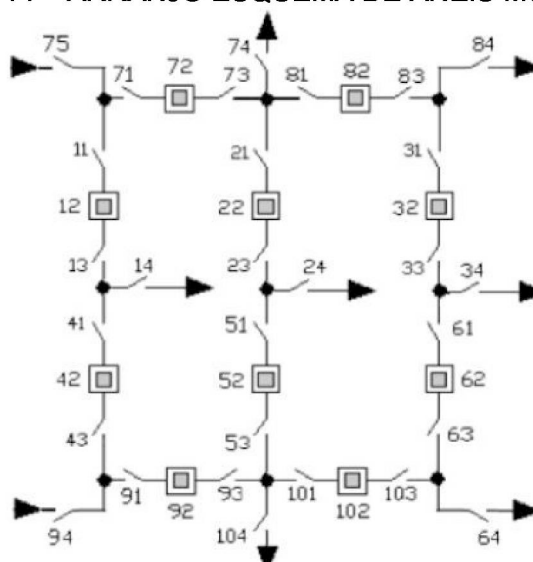
FONTE: MUZY (2012).

Quanto às condições de operação para esse esquema, cada circuito possui apenas um disjuntor, mais de um caminho possível, aplicável a um número restrito de circuitos e é necessário que os equipamentos atendam a corrente total da instalação.

### 2.5.9 Anéis Múltiplos

A configuração de subestação em anéis múltiplos é indicada na FIGURA 14 e apresenta algumas diferenças com relação ao arranjo anel simples como maior variedade de operações para desenergizar o sistema e, além disso, facilita a ampliação da subestação.

FIGURA 14 – ARRANJO ESQUEMA DE ANÉIS MÚLTIPLOS



FONTE: MUZY (2012).

As condições normais de operações são similares ao do arranjo anel simples, mas com maior número de caminhos possíveis para a corrente e, conseqüentemente, torna-a essa configuração mais confiável. Entretanto, sua operacionalização apresenta maior complexidade.

## 2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo apresentou-se a formulação para o problema do fluxo de potência tanto convencional quanto para redes modeladas no nível de subestação e conceitos referentes à teoria de grafos aplicados ao SEP.

Primeiramente foi exposto o problema do fluxo de potência convencional, o que apresenta a solução através da resolução de dois subproblemas: Subsistema 1 exige aplicação de métodos iterativos; Subsistema 2 tem solução direta. Para o subproblema 1 foi apresentado o método iterativo para a obtenção das tensões nas barras do sistema, que é o Método de Newton-Raphson.

Em seguida, foi apresentada a formulação do fluxo de potência para redes modeladas no nível de subestação. Essa formulação estendida do fluxo de potência é feita a partir das restrições de operação para ramos chaveáveis aberto ou fechado que são inseridos como equações no problema estendido e das restrições estruturais devidos as barras de injeção nula e ocorrência de ilhas elétricas. Além disso, é apresentada a característica desse tipo de modelagem e o seu impacto na modelagem devido ao aumento na dimensão do problema e no número de variáveis, conforme o exemplo de ilustração do sistema teste de 14 barras do IEEE.

Abordou-se alguns conceitos de teoria de grafos aplicados ao SEP (leis de Kirchhoff). As definições e equações apresentadas têm o objetivo de entendimento sobre grafos para ser aplicado na metodologia, isto é, na aplicação do algoritmo de detecção de ilhas e nos estudos de solução mínima devido ao circuito fundamental.

Finalizando a fundamentação teórica, apresentam-se os arranjos de subestação. Nessa subsecção são apresentadas as características e as condições de operação, incluindo as vantagens e desvantagens de cada configuração.

### 3 METODOLOGIA PROPOSTA

#### 3.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo se propõe a apresentar o fluxo de potência no nível de subestação em dois estágios, que consiste na principal contribuição desse trabalho. A partir do escopo apresentado no capítulo 2 sobre a abordagem apresentada pela literatura de fluxo de potência tanto na convencional quanto no nível de subestação e de teoria de grafos, busca-se manter a representação detalhada da rede no nível de subestação e ainda evitar o problema do aumento significativo de variáveis e da dimensão do problema a ser resolvido no processo iterativo.

A abordagem proposta é capaz de determinar a distribuição de fluxos e a tensão complexa no interior da subestação sem a utilização do sistema estendido.

Além da metodologia apresentada, emprega-se a detecção de linhas redundantes para a determinação do fluxo de potência no nível de subestação em dois estágios.

Para o problema da tensão, implementou-se a metodologia de detecção de ilhas elétricas no interior da subestação e, dessa forma, determina-se as tensões nas secções de barras presentes no nível de subestação.

Por fim, implementou-se computacionalmente um caso particular com *loops* fechado, analisando-se duas alternativas de solução do fluxo de potência. A primeira alternativa é a solução mínima e a segunda alternativa é adotada quando há medidas no interior da subestação para cada *loop*.

A metodologia proposta é desenvolvida em ambiente MATLAB®. As simulações e testes envolvendo sistemas simples (14 barras IEEE) até sistemas reais e mais robustos (121 barras da Copel) serão utilizados com o objetivo de avaliar a eficácia da ferramenta desenvolvida.

Ainda nesse capítulo são apresentadas as análises referentes a avaliação do impacto na rede da expansão das energias renováveis através da metodologia proposta. Desse modo, são avaliados para um sistema real da Copel a distribuição de fluxos e o carregamento da rede, em especial dos dispositivos internos às subestações.

### 3.2 FLUXO DE POTÊNCIA NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO EM DOIS ESTÁGIOS

A metodologia apresentada nesse capítulo propõe-se a realizar o cálculo do fluxo de potência para redes modeladas no nível de subestação em dois estágios. Essa estratégia de obtenção dos fluxos de potência no interior da subestação tem por objetivo reduzir o custo computacional despendido devido ao aumento significativo de variáveis do problema.

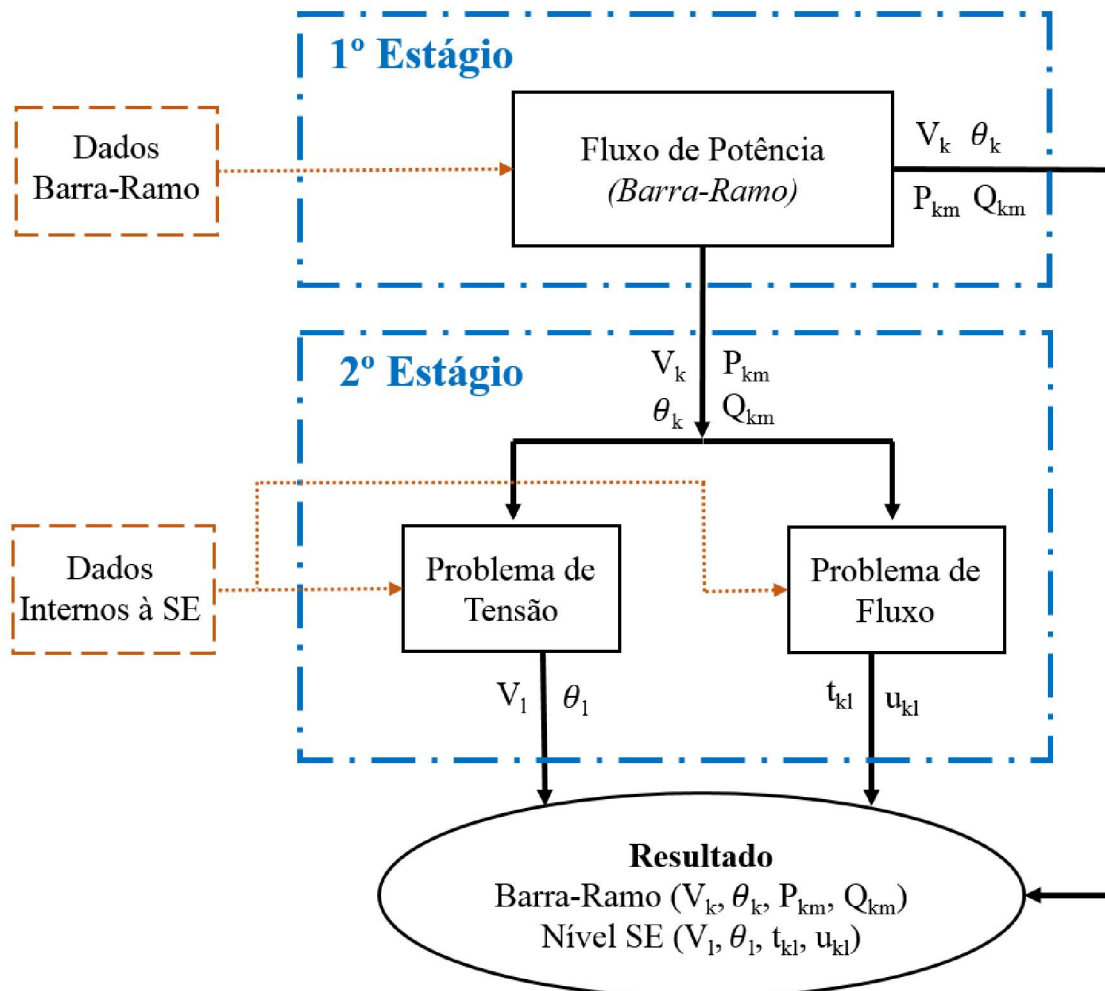
A primeira estratégia adotada para atingir o objetivo de redução na dimensão do problema foi tentar trazer soluções propostas em outros trabalhos para a aplicação no fluxo de potência no nível de subestação.

Nesse sentido, foram realizados estudos na área de estimação de estados em Expósito e Jaén (2001) e Jaén e Expósito (2002), que visavam à redução do número de variáveis e, conseqüentemente, a redução do esforço computacional. Todavia, como mostram as pesquisas iniciais desses trabalhos, não é possível utilizar a modelagem reduzida diretamente no problema de fluxo de potência, pois esses trabalhos aplicados à estimação de estado têm por objetivo principal o processamento de erro de topologia. Assim, propõe-se uma solução diferenciada, específica para estudos de fluxo de potência, conforme descrito a seguir.

Sabendo que o limite da modelagem reduzida da rede consiste na modelagem *barra-ramo* e que a maior parte dos programas computacionais comerciais adota essa representação, este trabalho propõe que o primeiro estágio seja composto do cálculo iterativo do fluxo de potência convencional, ou seja, considerando a modelagem *barra-ramo*. Já a segunda etapa tem por objetivo estender o resultado do 1º estágio para o nível de subestação, ou seja, a partir dos resultados do fluxo de potência convencional e do conhecimento das configurações das subestações, determinar e fornecer ao operador as tensões complexas nas seções de barra e os fluxos de potência através dos equipamentos internos das subestações.

Essa proposta, brevemente descrita acima, é ilustrada no fluxograma representado pela FIGURA 15.

FIGURA 15 – FLUXOGRAMA DO FLUXO DE POTÊNCIA NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO EM DOIS ESTÁGIOS



FONTE: O autor (2018).

Essa separação em duas etapas para determinação do fluxo de potência no nível de subestação é conveniente em virtude das variáveis e equações serem linearmente independentes. Por conseguinte, isso implica em não as utilizar no processo iterativo para a resolução do fluxo de potência, de modo que o sistema não-linear a ser resolvido apresente dimensão reduzida quando comparado ao problema estendido e, portanto, um custo computacional mais adequado para a operação em tempo real.

A seguir serão detalhados os dois estágios da metodologia proposta no trabalho.

### 3.2.1 1º Estágio – Fluxo de potência convencional

Conforme mostrado na FIGURA 15, os dados de barra e de linha correspondentes ao modelo *barra-ramo* da rede são utilizados no processo iterativo

exatamente como executado nas rotinas convencionais de resolução do fluxo de potência, que consideram a modelagem *barra-ramo* da rede. Na metodologia proposta, essa etapa corresponde ao 1º estágio. Portanto, ao final desse estágio, são disponibilizados os valores das magnitudes e ângulos das tensões ( $V_k$  e  $\theta_k$ ) para as barras (subestações), bem como os fluxos de potência ativa e reativa ( $P_{km}$  e  $Q_{km}$ ) através dos ramos convencionais (linhas de transmissão e transformadores).

Esses resultados do 1º estágio são utilizados conjuntamente com as informações das configurações e carregamento das subestações como dados de entrada para o 2º estágio. Isso corresponde aos “dados de linha”, que descrevem as barras terminais e status dos ramos chaveáveis (conjuntos chaves-disjuntores) e os “dados de barra”, que fornecem as informações referentes às injeções de potência ativa e reativa (carga e geração) nas seções de barras das Subestações ( $P_l$  e  $Q_l$ ).

Para o trabalho proposto, aplica-se a resolução do sistema por meio da *toolbox* do Matpower que fornece a solução para o fluxo de potência nível *barra-ramo*. Apesar de apresentar a solução para todas as barras (tensão complexa) e linhas (fluxo de potência ativo e reativo) do sistema em estudo, os valores da solução do 1º estágio são utilizados de acordo com a subestação selecionada pelo operador, pois dessa maneira o estudo torna-se mais compatível e adequado para a operação em tempo real.

Portanto, posteriormente à resolução do fluxo de potência para a subestação designada por meio da *toolbox* do matpower, são fornecidos os valores de tensões referente ao barramento correspondente à referida subestação e os valores dos fluxos de potência ativa e reativa através dos ramos incidentes à subestação selecionada. Esses compõem os dados de entrada no 2º estágio do problema.

### 3.2.2 2º Estágio – Fluxo de Potência no Nível de Subestação

As equações operacionais que comportam as informações dos status de chaves e disjuntores, conforme descrito na Seção 2.3, são combinadas com equações de balanço de potência nas seções de barra, as quais traduzem a configuração interna das subestações. Dessa combinação tem-se um conjunto de equações lineares capazes de relacionar os dados disponíveis com as informações desejadas que compreendam as tensões complexas nas seções de barra e a distribuição de fluxo de potência no interior das subestações.

O 2º estágio consiste, portanto, de rotinas que solucionam o conjunto de equações lineares e linearmente independentes resultantes. Na metodologia proposta essas relações foram apresentadas a partir da definição de matrizes de incidência, capazes de automatizar o processo proposto para qualquer configuração. Essas matrizes propostas traduzem a relação entre as variáveis e configuração de cada subestação para o problema de distribuição de fluxo de potência, e a partir do algoritmo de detecção de ilhas, que verifica a conectividade das seções de barras para o problema de tensão.

Além disso, as rotinas do 2º estágio são integradas a *toolbox* do Matpower de maneira que seja possível as rotinas obterem valores referentes a solução obtidas no 1º estágio do problema.

O conjunto de equações lineares do 2º estágio separa naturalmente o problema de determinação das tensões internas das subestações ( $V_l$  e  $\theta_l$ ), que dependem unicamente das equações operacionais dos ramos chaveáveis fechados, do problema de determinação da distribuição dos fluxos de potência através desses ramos ( $t_{kl}$  e  $u_{kl}$ ).

Essa separação do problema distribuição de fluxos e tensão será detalhada a seguir.

### 3.2.2.1 Distribuição de fluxos no interior da subestação

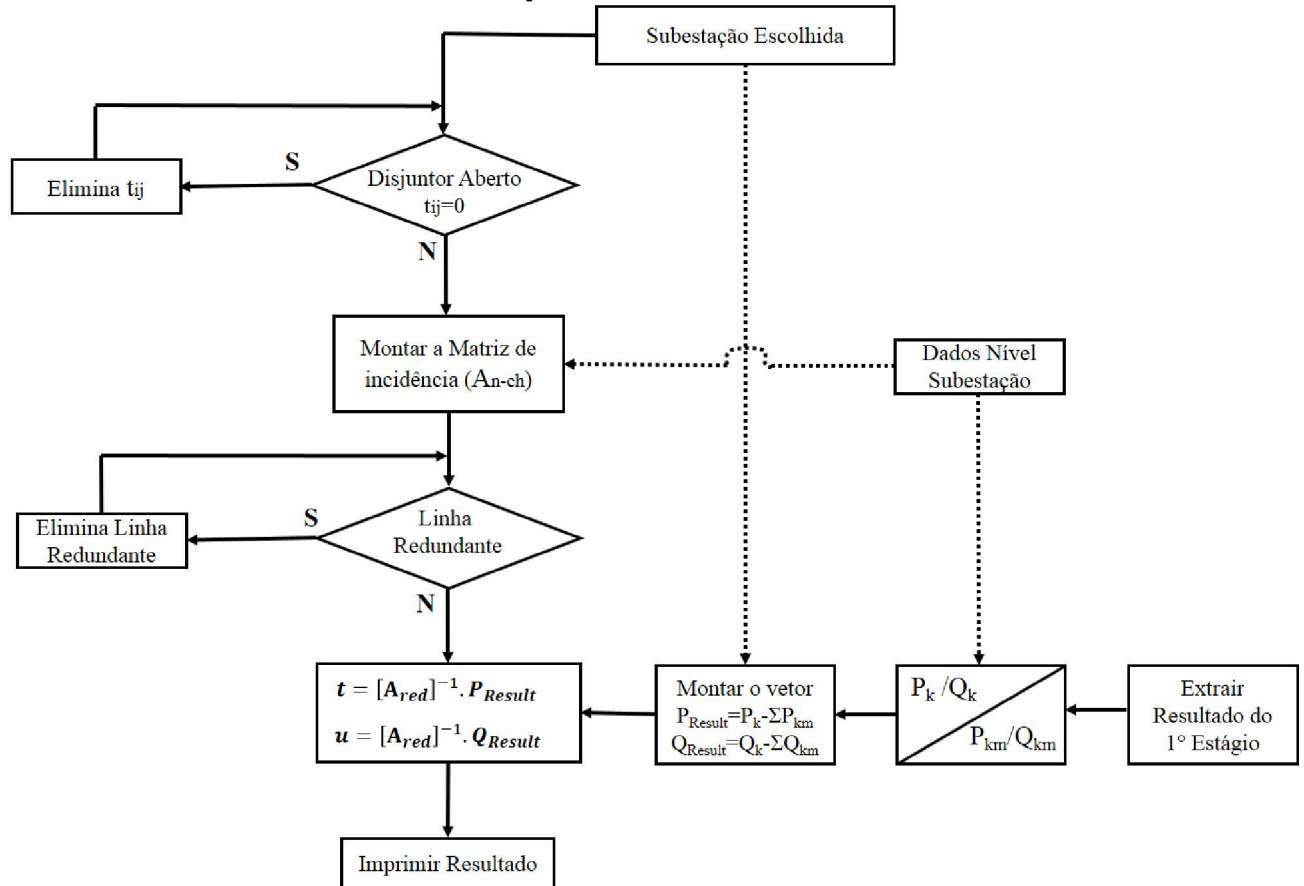
Tendo os resultados dos fluxos de potência ativo e reativo dos ramos convencionais obtidos pela *toolbox* do Matpower e os dados da subestação selecionada pelo operador, a obtenção da distribuição do fluxo de potência da rede no nível de subestação é restrita apenas à subestação indicada.

Os disjuntores/chaves com o status aberto devem ser eliminados do problema, pois o valor do fluxo já é inserido como equação do sistema, conforme a seção 2.3. Outra razão pela qual esses ramos chaveáveis com status aberto são excluídos da modelagem é devido a esse equipamento impedir a passagem de fluxo o que descaracteriza a proposta de obtenção da distribuição de fluxo.

Depois da eliminação dos ramos chaveáveis com status aberto como variáveis de estado, constitui-se a matriz de incidência de acordo com a conectividade das barras e seções de barras e o vetor do resultado obtido no 1º

estágio. Esse procedimento para obter a distribuição de fluxo de potência no segundo estágio é detalhado conforme fluxograma da FIGURA 16.

FIGURA 16 – FLUXOGRAMA PARA OBTENÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE FLUXOS NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO NO SEGUNDO ESTÁGIO



FONTE: O autor (2018).

De acordo com a FIGURA 16, o resultado da distribuição tanto do fluxo de potência ativo quanto reativo no nível de subestação é obtido com a construção da matriz de incidência reduzida (a partir dos dados da subestação) e com a montagem do vetor da diferença entre a injeção de potência e o somatório de fluxos de potência (a partir dos dados da subestação e do resultado do fluxo de potência *barra-ramo* do 1º estágio). A descrição detalhada na estruturação da matriz ( $A_{n_{ch}}$ ), incluindo a detecção de linhas redundantes e sua eliminação para obter a matriz  $A_{red}$ , e vetores ( $P_{Result}$  e  $Q_{Result}$ ) será descrita a seguir.

Após a eliminação dos ramos chaveáveis com status “aberto”, realiza-se a montagem da matriz de incidência ( $A_{n_{ch}}$ ) que relaciona as seções de barra da subestação em análise aos ramos-chaveáveis da mesma (fornecidos pelos dados da subestação, conforme FIGURA 16), em que apresenta a dimensão  $((n_{df}) \times (n_b + n_{sb}))$ , sendo  $n_{df}$  o número de disjuntores fechados,  $n_b$  o número de barras e  $n_{sb}$  o número

de seção de barras. A estruturação da matriz é feita a partir dos dados do sistema no nível de subestação, cujos elementos são definidos pela seguinte lei de formação:

- $A(k, j) = + 1$ , se o ramo chaveável “ $j$ ” estiver conectado entre as barras  $k$  e  $m$  e estiver representado no vetor de estados  $\bar{x}$  no sentido  $k-m$ ;
- $A(k, j) = - 1$ , se o ramo chaveável “ $j$ ” estiver conectado entre as barras  $k$  e  $m$  e estiver representado no vetor de estados  $\bar{x}$  no sentido  $m-k$ ;
- $A(k, j) = 0$ , se o ramo chaveável “ $j$ ” não estiver conectado no nó  $k$ .

A matriz de incidência estando completa ( $A_{n_{ch}}$ ) há a possibilidade de o sistema apresentar o número de equações maior que o número de variáveis de estado. Com o objetivo de obter a solução do problema de fluxo de potência, que deve ter o número de equações equivalente ao número de variáveis, realiza-se a detecção das linhas redundantes e, logo, excluem-nas do problema. A metodologia utilizada em Oliveira e Silva (2010) será adotada para detectar as redundantes do problema e é descrita a seguir.

Os problemas de programação de grande porte são pré-processados com o objetivo de reduzir sua dimensão a fim de melhorar a eficiência computacional. Dessa forma, aplicam-se as regras que encontram linhas duplicadas, pois a redundância é comum nesse tipo de problema (OLIVEIRA; SILVA, 2010).

Ainda segundo Oliveira e Silva (2010), a detecção e eliminação de restrições linearmente dependentes ou linhas redundantes é importante para tornar a resolução dos problemas reais mais eficazes.

Cabe ressaltar que esse método foi utilizado para o problema de fluxo de potência no nível de subestação em dois estágios devido ao problema apresentar um número de equações maior que o número de incógnita no 2º estágio, inviabilizando sua solução.

A detecção das linhas redundantes da matriz de restrições é feita a partir de uma combinação linear de um conjunto de vetores  $S$ , que é uma soma finita de  $a_1 v_1 + \dots + a_n v_n$ , o qual:  $v_1, \dots, v_n \in S$ , sendo que  $a_1, \dots, a_n$  são escalares.

Dessa forma, uma linha da matriz de restrição pode ser expressa como uma combinação linear das demais linhas, nesse caso essa linha da matriz é redundante (OLIVEIRA; SILVA, 2010).

Considerando o seguinte problema:

$$\begin{aligned}
& \text{Minimizar } \sum_{j=1}^n c_j x_j \\
& \text{s. a. } \sum_{j=1}^n a_{ij} x_j = b_i \quad (i = 1, 2, \dots, m) \\
& \quad \quad x_j \geq 0 \quad (j = 1, 2, \dots, n)
\end{aligned} \tag{3.1}$$

Onde  $A = [a_{ij}] \in \mathbb{R}^{m \times n}$ ,  $x = [x_j]$ ,  $c = [c_j] \in \mathbb{R}^n$  e  $b = [b_i] \in \mathbb{R}^m$ .

A matriz de base  $B$ , gerada a partir de colunas da matriz de restrição, será utilizada com o intuito de detectar linhas redundantes na matriz  $A$ . Destarte, adicionam-se variáveis artificiais ao problema  $(x_{n+1}; x_{n+2}; \dots; x_{n+m})$  e o problema torna-se:

$$\begin{aligned}
& \text{Minimizar } \sum_{j=1}^n c_j x_j \\
& \text{s. a. } \sum_{j=1}^n a_{ij} x_j + x_{n+i} = b_i \quad (i = 1, 2, \dots, m) \\
& \quad \quad l_j \leq x_j \leq u_j \quad (j = 1, 2, \dots, n) \\
& \quad \quad 0 \leq x_{n+i} \leq 0 \quad (i = 1, 2, \dots, m)
\end{aligned} \tag{3.2}$$

As variáveis artificiais são fixadas em zero e, portanto, as equações (3.1) e (3.2) são as mesmas. Seja  $S$  um conjunto de índice  $i$ , o algoritmo para detecção de linhas redundantes é descrito conforme os seguintes passos:

1. Se  $S$  é vazio, pare. Caso contrário escolha  $k \in S$ .
2. Resolva o sistema  $B^t r = e_k$ , onde  $e_k$  é a  $k$ -ésima coluna da matriz identidade.
3. Se  $r^t A = 0$ , a  $k$ -ésima linha de  $A$  é redundante. Senão, existe uma variável não básica  $x_j$  tal que  $r^t c \neq 0$ , onde  $c$  é a  $j$ -ésima coluna de  $A$ . Substituem-se a  $k$ -ésima coluna de  $B$  por  $c$  e  $x_{n+k}$  por  $x_j$  na base e retorne ao passo 1.

Lembrando que se deve verificar a factibilidade quando essas linhas redundantes são detectadas (OLIVEIRA; SILVA, 2010).

Concluída a detecção e eliminação da linha redundante no sistema, obtém-se a matriz de incidência reduzida ( $A_{red}$ ), que é utilizada para calcular os fluxos

através dos ramos chaveáveis, juntamente com os valores de fluxos de potência e injeções de potência extraídos do resultado 1º estágio e dos dados da subestação indicada pelo operador. A obtenção desses valores de somatório de fluxos e de injeções de potência é descrita a seguir.

As rotinas implementadas são integradas à *toolbox* do *matpower*, que fornece os resultados do fluxo no nível *barra-ramo* (1º estágio). Embora essa integração seja realizada com o *Matpower*, pode-se utilizar outras ferramentas de cálculo de fluxo de potência convencional como, por exemplo, *Anarede* entre outros.

Com os vetores do somatório dos fluxos e da injeção de potência construídos a partir do 1º estágio e dos dados da subestação, conforme ilustrado na FIGURA 16, selecionam-se os valores desses vetores referentes à subestação indicada pelo operador. Dessa forma, os vetores, que serão utilizados no 2º estágio, são referentes à subestação selecionada exclusivamente.

Os fluxos de potência ativa e reativa através dos ramos chaveáveis podem ser expressos em função dos fluxos de potência nos ramos convencionais ( $P_{km}$  e  $Q_{km}$ ), que são obtidos no 1º estágio, e das injeções de potência ativa e reativa nas barras e seções de barra da subestação em análise ( $P_k$ ,  $Q_k$  e  $Q_k^{sh}$ ), que são obtidas dos “dados de barra” internos das subestações. Em outras palavras, os fluxos de potência ativo e reativo através dos ramos chaveáveis podem ser obtidos através do rearranjo do balanço de potência representado anteriormente pelas equações (2.27) e (2.28), de forma a incluir a representação dos elementos internos da subestação, ou seja:

$$\sum_{l \in \Gamma_k} t_{kl} = P_k - \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (3.3)$$

$$\sum_{l \in \Gamma_k} u_{kl} = Q_k + Q_k^{sh}(V_k) - \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (3.4)$$

A partir das equações de balanço destacadas acima, relacionam-se os valores de injeção de potência com os fluxos de potência. Assim, determina-se o  $\mathbf{P}_{\text{Result}}$  e  $\mathbf{Q}_{\text{Result}}$ , que são os vetores correspondentes à diferença entre a injeção da seção de barra “ $k$ ” e o somatório dos fluxos de potência nos ramos convencionais conectados a barra “ $k$ ”, considerando as parcelas ativas e reativa separadamente, portanto:

$$\mathbf{P}_{\text{Result}} = \mathbf{P}_k - \sum_{m \in \Omega_k} \mathbf{P}_{km} \quad (3.5)$$

$$\mathbf{Q}_{\text{Result}} = \mathbf{Q}_k + \mathbf{Q}_k^{sh} - \sum_{m \in \Omega_k} \mathbf{Q}_{km} \quad (3.6)$$

Uma vez que  $P_k$ ,  $Q_k$ ,  $Q_k^{sh}$ ,  $P_{km}$  e  $Q_{km}$  são valores conhecidos, que foram obtidos dos dados fornecidos pela configuração da subestação e da resolução do 1º estágio respectivamente; a relação acima é linear e pode ser representada matricialmente quando associada a cada subestação pela matriz de incidência reduzida ( $\mathbf{A}_{red}$ ). Complementando que essa matriz  $\mathbf{A}_{red}$  é utilizada tanto para a resolução do problema ativo quanto reativo, pois essa matriz estabelece a conectividade entre as barras e seções de barras inerentes a subestação.

Conforme já destacado, a relação entre os valores obtidos no 1º estágio e os dados da subestação com os valores que serão calculados através dos ramos chaveáveis é feita por meio de uma matriz de incidência reduzida, ou seja, relacionam os valores das equações (3.5) e (3.6) com a matriz de incidência reduzida ( $\mathbf{A}_{red}$ ). Dessa forma, a determinação dos valores de fluxos de potência ativo e reativo através dos ramos chaveáveis é expressa pelas equações (3.7) e (3.8), respectivamente:

$$\mathbf{t}_{SE,i} = [\mathbf{A}_{red}]^{-1} \mathbf{P}_{\text{result}} \quad (3.7)$$

$$\mathbf{u}_{SE,i} = [\mathbf{A}_{red}]^{-1} \mathbf{Q}_{\text{result}} \quad (3.8)$$

onde:

$\mathbf{t}_{SE,i}$ : vetor de fluxos de potência ativa através dos ramos chaveáveis da subestação “ $i$ ”, os quais seguem o mesmo sentido estabelecido no vetor de estados  $\bar{x}$  (conforme equação (2.24) para o problema linear e equação (2.28) para o problema não-linear);  
e

$\mathbf{u}_{SE,i}$ : vetor de fluxos de potência reativo através dos ramos chaveáveis da subestação “ $i$ ”, os quais seguem o mesmo sentido estabelecido no vetor de estados  $\bar{x}$  (conforme equação (2.29) para o problema não-linear).

Conforme discutido anteriormente, a principal vantagem da metodologia proposta consiste em eliminar a representação explícita dos ramos chaveáveis do processo iterativo do problema de fluxo de potência, que fica mantido no formato convencional adotado pela maior parte dos programas computacionais disponíveis (primeiro estágio) como, por exemplo, o Matpower. O cálculo da distribuição dos fluxos de potência no interior da subestação fica restrito ao segundo estágio, que se constitui num sistema linear que traduz as configurações das subestações e os status dos ramos chaveáveis, além de relacionar as variáveis associadas ao modelo *barra-ramo* com a modelagem no nível de seção de barras.

### 3.2.2.2 Tensão nas seções de barra

A formulação do *problema de tensão*, que compõe o segundo estágio, utiliza como dados de entrada as tensões complexas das barras do modelo *barra-ramo* ( $V_k$  e  $\theta_k$ ) determinadas no primeiro estágio. Uma vez que todas as seções de barra conectadas eletricamente através de ramos chaveáveis fechados com o barramento representado na modelagem *barra-ramo* possuem mesma magnitude e ângulo de fase que este, o problema de tensão se resume à verificação da conectividade dos nós internos.

Essa verificação pode ser realizada através de metodologia baseada em teoria de grafos. Nesse caso, utiliza-se o algoritmo para detecção de ilhas, que é detalhado a seguir.

Essa metodologia de detecção de ilhas proposta por Fonseca, Tortelli e Lourenço (2018) vem da aplicação da observabilidade numérica da estimação de estado, a qual é fundamentada pela decomposição do matriz ganho, dado pela equação (3.9).

$$G_{SE} = H_{SE}^T H_{SE} \quad (3.9)$$

onde  $H_{SE}$  é a matriz Jacobiana da estimação de estado.

Essa relação da matriz ganho é adaptada para a detecção de ilhas elétricas, a qual a matriz jacobiana é substituída pela matriz de incidência adaptada. Essa matriz de Incidência adaptada ( $\tilde{A}$ ) apresenta uma diferença com relação à matriz de

incidência utilizada no problema de fluxo de potência, pois os disjuntores, que apresentam o status aberto, são representados com zeros na coluna da posição desse disjuntor na matriz. Dessa forma, essa matriz é mutável conforme a mudança de configuração da subestação, enquanto que a matriz de incidência é imutável, pois apresenta a conectividade entre as barras/seção de barras independente do seu status.

A lei de formação da matriz de incidência modificada apresenta os seguintes elementos a seguir:

- $A(k, j) = + 1$ , se o ramo chaveável “ $j$ ” estiver conectado entre as barras  $k$  e  $m$ , estiver representado no vetor de estados  $\bar{x}$  no sentido  $k-m$  e apresentar o status fechado;
- $A(k, j) = 0$ , se o ramo chaveável “ $j$ ” estiver conectado entre as barras  $k$  e  $m$ , estiver representado no vetor de estados  $\bar{x}$  no sentido  $k-m$  e apresentar o status aberto;
- $A(k, j) = - 1$ , se o ramo chaveável “ $j$ ” estiver conectado entre as barras  $k$  e  $m$ , estiver representado no vetor de estados  $\bar{x}$  no sentido  $m-k$  e apresentar o status fechado;
- $A(k, j) = 0$ , se o ramo chaveável “ $j$ ” estiver conectado entre as barras  $k$  e  $m$ , estiver representado no vetor de estados  $\bar{x}$  no sentido  $m-k$  e apresentar o status aberto;
- $A(k, j) = 0$ , se o ramo chaveável “ $j$ ” não estiver conectado no nó  $k$ .

Outra consideração é o fato de que a matriz de ganho apresenta o número de ramos na linha da matriz e o número de barras/seção de barras na coluna da matriz, porém a matriz de incidência adaptada apresenta o número de ramos na coluna da matriz e o número de barras/seção de barras na linha da matriz, ou seja, uma (matriz de ganho) transposta da outra (matriz de incidência adaptada). Tendo isso em mente, a matriz de ganho modificada ( $G_{XPF}$ ) é o produto da matriz de incidência adaptada pela sua transposta. Dessa forma, a matriz de ganho modificada é dada pela seguinte equação:

$$G_{XPF} = \tilde{A} \tilde{A}^T \quad (3.10)$$

A partir da fatoração da matriz  $G_{XPF}$ , obtém-se a matriz triangular superior ( $U_{XPF}$ ). Para indicar o número de ilhas e a barra de referência de cada ilha deve-se verificar de acordo com os elementos nulos da diagonal principal (pivô zero) da matriz  $U_{XPF}$ .

Nesse caso, se mais de um pivô zero é obtido na matriz  $U_{XPF}$ , então significa que o sistema apresenta duas ilhas elétricas ou mais. Dessa forma, devem-se substituir os pivôs zeros por “1” para obter a matriz triangular superior modificada ( $\tilde{U}_{XPF}$ ) e, portanto, o sistema linear a ser resolvido é apresentado a seguir:

$$\tilde{U}_{XPF} \theta = b \quad (3.11)$$

onde  $b$  é o vetor de zeros, exceto aquelas correspondentes às posições de pivô zero, a qual se atribui valores arbitrário como, por exemplo, 1, 2, 3, 4 e assim por diante.

Por fim, agrupam-se os barramentos para formar cada ilha elétrica com o mesmo valor de  $\theta$ . Sabendo-se quais as seções de barras pertencem a quais ilhas ou subestação, podem-se determinar os valores das tensões complexas no 2º estágio a partir dos valores obtidos no 1º estágio.

Propõe-se trazer esta aplicação proposta por Fonseca, Tortelli e Lourenço (2018) para os ramos chaveáveis. Como se conhece a tensão complexa do barramento principal (aquele correspondente à representação da subestação no modelo *barra-ramo*), então se pode determinar as demais tensões complexas presentes nas seções de barra da subestação indicada. Portanto, a relação linear para determiná-las nas seções de barra segue a seguinte lei de formação:

$$\begin{bmatrix} * \\ 0_{sb} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{bp} & 0_{bp} \\ \Pi & -I_{sb} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_{bp} \\ \dot{V}_{sb} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

onde:

$\Pi$ : a submatriz de dimensão ( $n_{sb} \times n_{bp}$ ), sendo  $n_{sb}$  o número de seção de barras e  $n_{bp}$  o número de barras principais. A lei de formação dessa submatriz é detalhada a seguir:

$$\Pi \begin{cases} \text{Vetor unitário } (e_1), \text{ se o sistema possuir Barramento único} \\ \text{Vetor unitário } (e_1) \text{ e vetor nulo } (0), \text{ se o sistema possuir barra isolada} \\ \text{se há bus - split } \begin{cases} 1, & \text{se a secção de barra pertencer a mesma ilha do barramento principal} \\ 0, & \text{se a secção de barra não pertencer a mesma ilha do barramento principal} \end{cases} \end{cases}$$

$\dot{V}_{bp}$ : o vetor das tensões complexas no barramento principal de dimensão  $(n_{bp} \times 1)$ ;

$\dot{V}_{sb}$ : o vetor das tensões complexas nas secções de barras de dimensão  $(n_{sb} \times 1)$ ;

$0_{bp}$ : o vetor de zeros dos barramentos principais de dimensão  $(n_{bp} \times n_{sb})$ ;

$0_{sb}$ : o vetor de zeros das secções de barras de dimensão  $(n_{sb} \times 1)$ ;

$I_{bp}$ : matriz identidade de dimensão  $(n_{bp} \times n_{bp})$ ;

$-I_{sb}$ : negativo da matriz identidade de dimensão  $(n_{sb} \times n_{sb})$ ;

\*: valores dos fasores das tensões nos barramentos principais obtidos no 1º estágio de dimensão  $(n_{bp} \times 1)$ .

O algoritmo de detecção de ilhas busca determinar as ilhas (florestas geradoras) e as barras isoladas (árvores), ou seja, indicar qual secção de barra pertence a cada Subestação indicada pela modelagem *barra-ramo* a partir da sua conectividade por meio dos ramos chaveáveis.

A partir da avaliação da conectividade dos nós internos (secções de barra) da Subestação, têm-se três possíveis situações: Caso 1, todos os nós/secções de barra internos estão eletricamente conectados; Caso 2, existe um ou mais nó (s) isolado (s) do sistema e; Caso 3, a subestação divide-se em dois ou mais barramentos principais, conhecido por *bus-split*. Cada situação é detalhada a seguir:

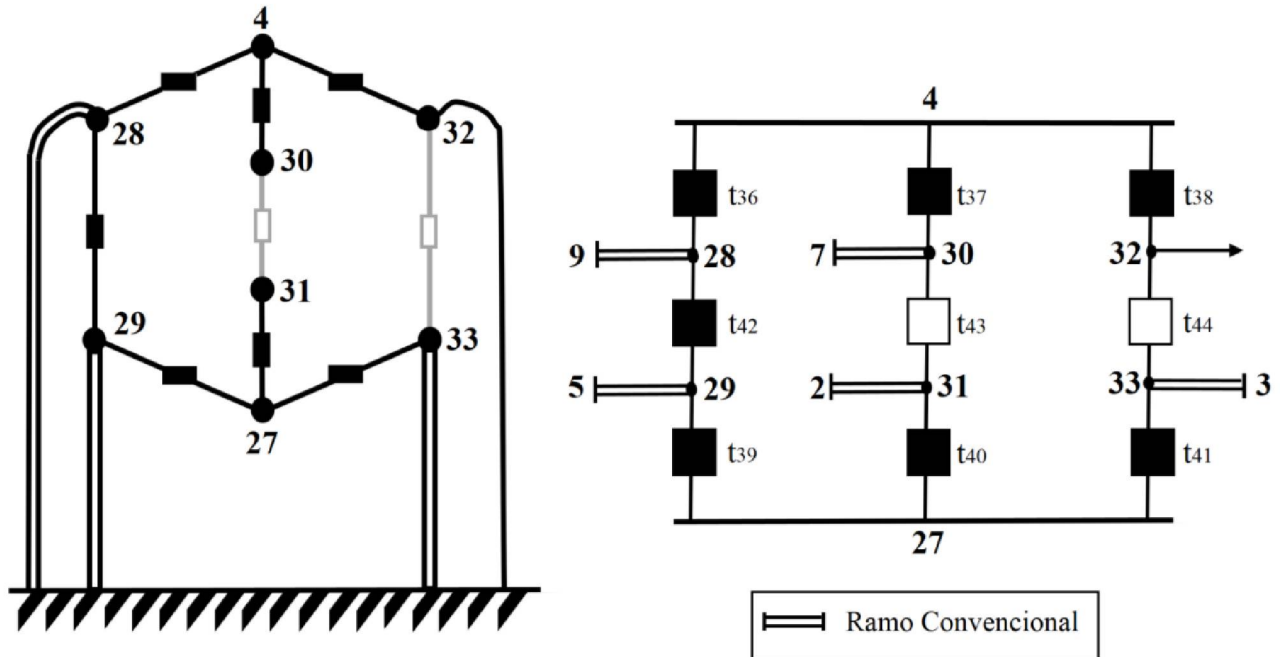
### 3.2.2.2.1 Caso 1 – Barramento único (sem nó isolado)

Nesse caso basta conhecer a tensão complexa do barramento principal, ou seja, aquele correspondente à representação da subestação no modelo *barra-ramo*. Como os ramos com status fechado são de impedância nula, a tensão complexa nas secções de barra é a mesma que a encontrada no 1º estágio para o barramento principal da subestação.

A FIGURA 17 ilustra a configuração e o grafo da subestação 4 do sistema de 14 barras do IEEE (FIGURA 5), quando há um barramento único na subestação, isto é, quando o grafo apresenta somente uma árvore geradora mínima e não há nem *loop* e nem corte no grafo. A representação da subestação é realizada conforme o artigo de Jaen e Expósito (2002), ou seja, o grafo da subestação é composto de

seções de barras mais um nó “terra”, que representa as conexões externas. Dessa forma, as tensões complexas são as mesmas para todas as seções de barras.

FIGURA 17 – GRAFO DA SUBESTAÇÃO 4 DO SISTEMA 14 BARRAS DO IEEE COM BARRAMENTO ÚNICO



FONTE: Adaptado de EXPÓSITO E JAEN (2001).

Tendo o grafo da subestação indicado no modelo nível de subestação e o valor da tensão complexa no barramento principal podem-se determiná-las também nas seções de barras. A descrição da metodologia de detecção de ilhas para a subestação 4 do sistema de 14 barras do IEEE é detalhada a seguir.

Primeiro obtém-se a matriz de incidência adaptada ( $\tilde{A}$ ), conforme já mencionados anteriormente, e a equação (3.13) apresenta a matriz de incidência adaptada para a subestação 4.

$$\tilde{A} = \begin{matrix} & t_{36} & t_{37} & t_{38} & t_{39} & t_{40} & t_{41} & t_{42} & t_{43} & t_{44} \\ \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (3.13)$$

Conhecendo-se a matriz de incidência adaptada, obtido conforme descrito na subseção 3.2.2.2, pode-se determinar a matriz de ganho modificada ( $G_{XPF}$ ) e a

partir dessa matriz é obtida a matriz triangular superior ( $U_{XPF}$ ). Os pivôs zeros dessa matriz  $U_{XPF}$  indicam quantas ilhas têm no sistema, ou seja, se o sistema obtiver mais de um pivô nulo então esse sistema apresenta mais de uma ilha. Esses pivôs nulos são substituídos por “1” e obtém-se a matriz triangular superior modificada  $\tilde{U}_{XPF}$ . Para a subestação 4, essa substituição é indicada na seção de barra 33, na posição 8 da linha e coluna da matriz, dado pela equação (3.14).

$$\tilde{U}_{G_{XPF}} = \begin{bmatrix} 3 & 0 & -1 & 0 & -1 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 3 & 0 & -1 & 0 & -1 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 1,667 & -1 & -0,33 & 0 & -0,33 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1,067 & -0,2 & -0,33 & -0,2 & -0,33 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0,562 & -0,062 & -0,437 & -0,062 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0,556 & -0,111 & -0,444 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0,2 & -0,2 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

Já o vetor  $b$  é indicado na equação (3.15) e, conforme já mencionado, apresenta zeros em quase todas as posições, exceto aquelas posições de pivô nulo. Para essas posições, atribuem-se valores arbitrários (sugere-se 1, 2, 3,...) para cada posição e, dessa forma, o vetor  $b$  indica o valor arbitrário de 1 na posição 8 para a subestação em destaque, a qual apresenta o pivô nulo e é indicado por “1” na matriz  $\tilde{U}_{XPF}$ .

$$b^T = [0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 1] \quad (3.15)$$

Portanto, resolvendo o sistema linear, indicado pela equação (3.11), obtém-se a seguinte vetor, dado pela equação (3.16).

$$\theta = \begin{matrix} & 4 & 27 & 28 & 29 & 30 & 31 & 32 & 33 \\ & [1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1]^T \end{matrix} \quad (3.16)$$

O resultado mostra que todas as barras e seções de barras pertencentes à mesma ilha elétrica.

Sabendo-se quais seções de barras pertencem a quais ilhas (barramento principal e seções de barra) e o resultado da tensão complexa do barramento principal (obtido no 1º estágio para a barra 4), determinam-se as tensões nas demais

seções de barras. A equação (3.12) mostra a relação linear para obter as tensões complexas nas demais seções de barras e para a subestação 4, caso com barramento único, é apresentada a equação (3.17).

$$\begin{bmatrix} 1,018\angle -10,31^\circ \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_4 \\ \dot{V}_{27} \\ \dot{V}_{28} \\ \dot{V}_{29} \\ \dot{V}_{30} \\ \dot{V}_{31} \\ \dot{V}_{32} \\ \dot{V}_{33} \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

A resolução desse sistema determina os valores referentes às tensões complexas em todas as seções de barras na subestação.

Antes de destacar os demais casos, cabe ressaltar que apesar das tensões complexas serem as mesmas e estiverem conectadas através de ramos chaveáveis com impedância nula (status fechado) para determinada subestação, é importante determinar todos os valores de tensões complexas para as seções de barra. Essas informações devem estar disponíveis para o operador de maneira que não seja despendido tempo para identificar a qual subestação a seção de barra pertence.

Como já apresentado a resolução detalhada do problema da tensão no caso 1, destacar-se-á somente os resultados pertinentes, como as ilhas a quais pertençam e o sistema linear do 2º estágio, para cada um dos dois casos a seguir.

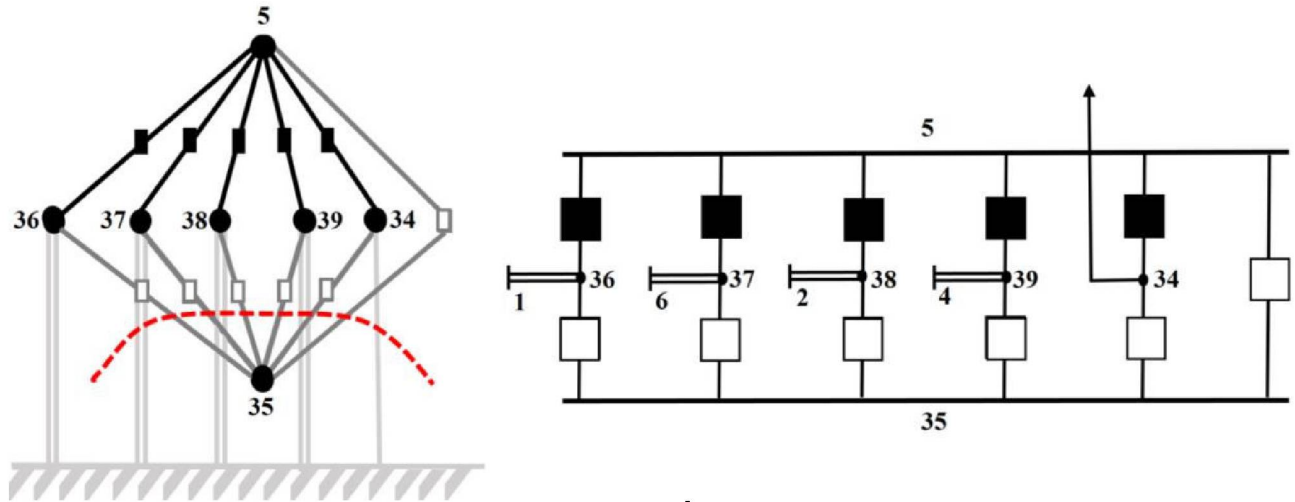
#### 3.2.2.2.2 Caso 2 – Subestação com barra isolada

Se o processo de verificação de conectividade indicar um (ou mais) nó (s) isolado (s), esse é eliminado do conjunto de equações e a esse é atribuído à magnitude de tensão igual a 1 e o ângulo de fase da tensão nulo (MONTICELLI, 1983). Essa atribuição é feita de maneira similar à quando se inclui a barra de referência na formulação do problema de fluxo de potência.

Para exemplificar esse caso, a FIGURA 18 apresenta a configuração e o grafo da subestação 5 do sistema de 14 barras do IEEE (FIGURA 5), quando há um nó isolado na subestação (árvores). Nesse caso, a FIGURA 18 mostra o corte

fundamental em vermelho, destacando a seção de barra 35 isolada e, conseqüentemente, é inserida no programa com valor já pré-definido como o de referência.

FIGURA 18 – GRAFO DA SUBESTAÇÃO 5 DO SISTEMA 14 BARRAS DO IEEE COM BARRA ISOLADA



FONTE: Adaptado de EXPÓSITO E JAEN (2001).

A partir da metodologia de detecção de ilhas, encontra-se o resultado do vetor das ilhas elétricas após resolução da equação (3.11) para a subestação 5 (barra isolada). Assim, a equação (3.18) mostra o vetor com as indicações de quais seções de barras pertencem a cada ilha.

$$\theta = \begin{bmatrix} 5 & 34 & 35 & 36 & 37 & 38 & 39 \\ 2 & 2 & 1 & 2 & 2 & 2 & 2 \end{bmatrix}^T \quad (3.18)$$

O resultado acima indica que a seção barra 35 (correspondente à posição 3 do vetor acima) pertence a ilha 1 (barra isolada) e as demais barras (5) e seções de barras (34, 36, 37, 38, 39) pertencem a ilha 2. Isto é, essa subestação apresenta duas ilhas, sendo uma delas barra isolada (barra de referência no nível de subestação). Dessa forma, se o vetor  $\theta$  apresentar apenas um dos valores diferentes, isso indica que a subestação apresenta uma barra isolada.

A relação linear dada pela equação (3.12) para a subestação 5, caso com barra isolada, é apresentada pela equação (3.19). Tanto a barra 5 quanto a 35 estão destacadas no 1º estágio, pois essas barras são as barras principais destacadas no 1º estágio.

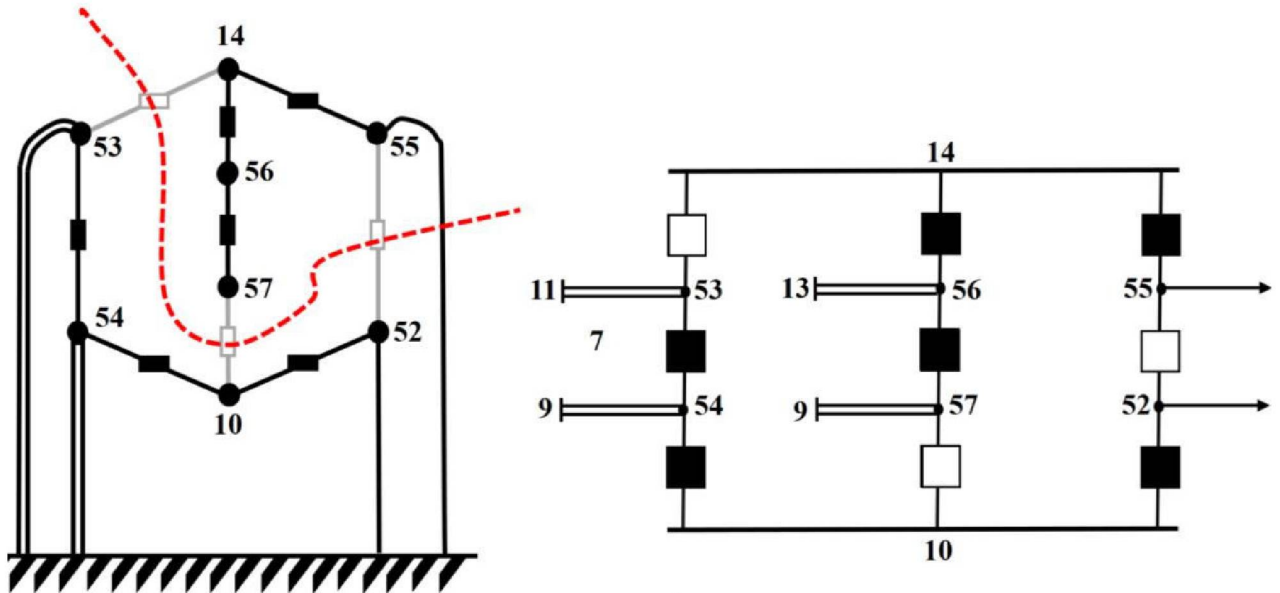
$$\begin{bmatrix} 1,02 \angle -8,77^\circ \\ 0 \angle 0^\circ \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_5 \\ \dot{V}_{35} \\ \dot{V}_{34} \\ \dot{V}_{36} \\ \dot{V}_{37} \\ \dot{V}_{38} \\ \dot{V}_{39} \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

### 3.2.2.2.3 Caso 3 – Subestação com *bus-split*

Nesse último caso, o processo de conectividade indica que a subestação é composta por duas ou mais ilhas, cada uma ligada com um barramento principal distinto do modelo *barra-ramo*, indicando que as seções de barra dessa subestação possuem dois ou mais níveis de tensão. Dessa forma, cada seção de barra deve estar associada ao seu barramento principal ou ilha a qual pertence. Essa condição demonstra que, apesar do modelo *barra-ramo* apresentar as barras separadas, se analisada no nível de subestação, as barras possuem conexões através de ramos chaveáveis e pertencem a mesma subestação, porém com tensões diferentes compondo uma ilha cada grupo desta, detectando-se assim a situação de *bus-split* da configuração da subestação em análise.

A FIGURA 19 demonstra a configuração e o grafo da subestação 10/14 do sistema de 14 barras do IEEE (FIGURA 5), quando há *bus-split* na subestação e quando há floresta geradora mínima, que é a árvore geradora mínima para cada componente conexa. Assim, o grafo da subestação é composto por duas ou mais ilhas ou níveis de tensão complexa. Portanto, a FIGURA 19 apresenta um corte fundamental em vermelho, destacando os subgrafos da barra 10 e da barra 14 ilhado e, portanto, mostrando dois níveis de tensão em uma mesma subestação.

FIGURA 19 – GRAFO DA SUBESTAÇÃO 10/14 DO SISTEMA 14 BARRAS DO IEEE COM *BUS-SPLIT*



FONTE: Adaptado de EXPÓSITO E JAEN (2001).

A metodologia de detecção de ilhas em todas as secções de barras para a subestação 10/14 (*bus-split*) é implementada e apresenta o vetor com as indicações de quais secções de barras pertencem a cada ilha, dado pela equação (3.20).

$$\theta = [1 \ 2 \ 1 \ 1 \ 1 \ 2 \ 2 \ 2]^T \quad (3.20)$$

O vetor mostra que a barra 10 e secções de barras 52, 53 e 54 pertencem a ilha 1 e a barra 14 e secções de barras 55, 56 e 57 pertencem a ilha 2. Essa subestação apresenta duas ilhas, apresentando dois níveis de tensão.

Para a subestação 10/14 (*bus-split*), a relação linear é dada pela equação (3.21). A barra 10 e a barra 14 apresentam o resultado da tensão do 1º estágio.

$$\begin{bmatrix} 1,051 \angle -15,09^\circ \\ 1,036 \angle 16,034^\circ \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_{10} \\ \dot{V}_{14} \\ \dot{V}_{52} \\ \dot{V}_{53} \\ \dot{V}_{54} \\ \dot{V}_{55} \\ \dot{V}_{56} \\ \dot{V}_{57} \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

Portanto, é importante tornar as chaves e disjuntores explícitos no problema de maneira que possa conhecer a configuração com maior detalhe possível, pois, conforme exposto na FIGURA 4, as barras 10 e 14 não contêm nenhuma ligação de acordo com o nível *barra-ramo*, todavia, quando modelada a rede no nível de subestação, nota-se que ambas as barras pertencem a mesma subestação, que apresentam dois níveis de tensão, e dependendo da alteração de configuração da subestação indicada pode-se modificar a configuração da rede e ambas vierem a demonstrar o mesmo nível de tensão.

### 3.3 CASO PARTICULAR: PRESENÇA DE *LOOPS* INTERNOS NA SUBESTAÇÃO

O caso particular corresponde ao circuito formado por disjuntores fechado que implicam em fluxo de laço ou *loop* fechado dentro da subestação. Nesse caso, serão abordadas três condições para obtenção do fluxo de potência: quando não há medidas no interior da subestação, que é a solução mínima proposta por Lourenço, Simões Costa e Ribeiro (2010) e a solução mínima via teoria de grafos, e quando há medidas no interior da subestação.

#### 3.3.1 Sem medidas no interior da Subestação (solução mínima)

Quando o circuito com os disjuntores/chaves fechados estabelece um caminho fechado em uma subestação, surgem os fluxos de *loop* ou circuito de malha dentro dessa subestação. Essa situação implica em indeterminadas soluções para o fluxo de potência e, nesse sentido, o trabalho de Lourenço, Simões Costa e Ribeiro (2010) propôs uma maneira de contornar esse problema matemático, que será detalhado a seguir.

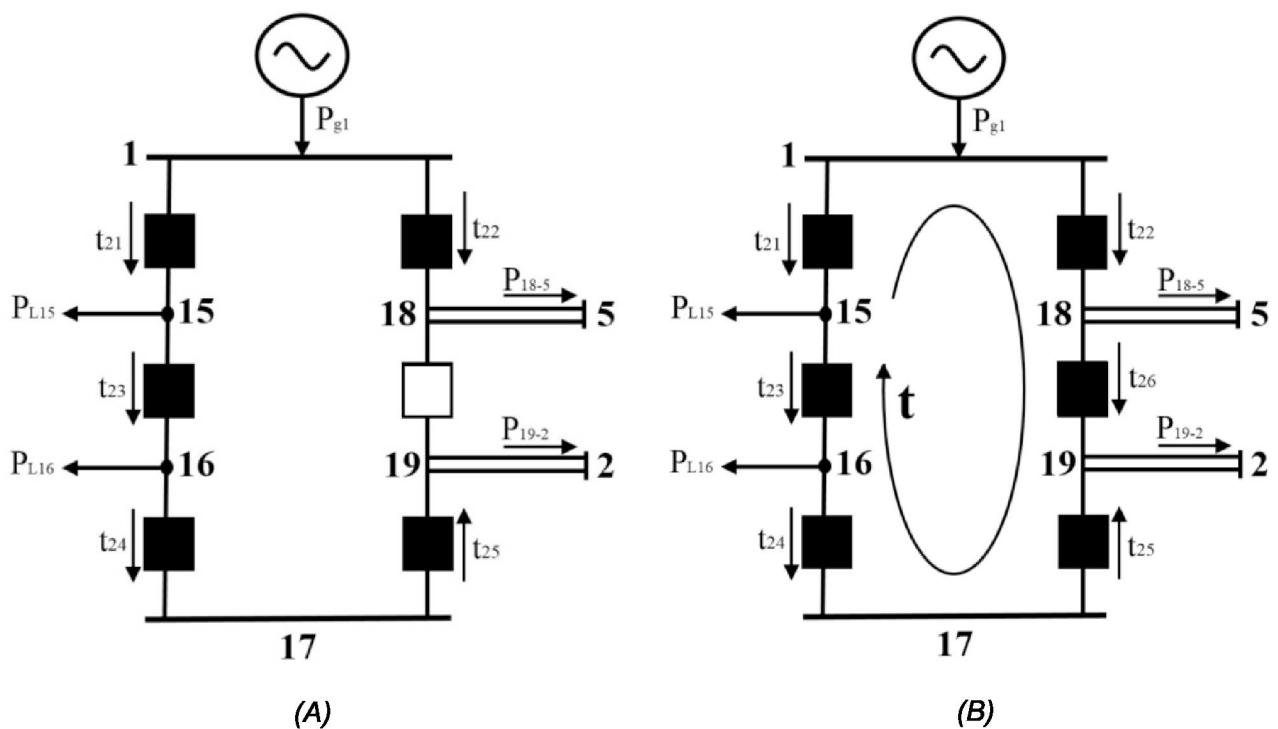
Os fluxos de *loop* ocorrem devido ao modelo de rede no nível de subestação ignorar os valores de impedância nos dispositivos do interior da subestação. Porém, ao assumir que as impedâncias nos ramos chaveáveis apresentam um valor significativo, então por meio da regra de divisor de corrente pode-se determinar as correntes e os fluxos de potência através dos ramos chaveáveis e não há fluxo de *loop* para essa situação.

Todavia, pode-se considerar que as impedâncias são as mesmas e os fluxos os mesmos para os diferentes caminhos. Nesse sentido, assume-se que o fluxo de

*loop* é nulo, o qual se refere como solução mínima do problema (LOURENÇO; SIMÕES COSTA; RIBEIRO, 2010).

As soluções mínimas podem ser encontradas atrelando o conceito de otimização irrestrita e teoria de grafos. Para exemplificar a proposta, analisa-se a Subestação 1 (FIGURA 20) do sistema 14 barras do IEEE (FIGURA 5). A Figura 20(a) mostra a subestação na configuração original e a Figura 20(b) representa um circuito com todos os disjuntores fechados formando um fluxo de laço.

FIGURA 20 – SUBESTAÇÃO 1 DO SISTEMA DE 14 BARRAS DO IEEE: (A) CONFIGURAÇÃO ORIGINAL; (B) COM TODOS OS DISJUNTORES FECHADOS



FONTE: Adaptado de EXPÓSITO E JAEN (2001).

A análise e a demonstração da solução mínima são apresentadas, por simplicidade, somente para a parte ativa. A equação (3.22) apresenta o balanço de potência da subestação 1, onde a composição desses vetores e da matriz de incidência foi descrito na secção 3.2.2.1.

$$\begin{bmatrix} P_{g1} \\ -P_{L15} \\ -P_{L16} \\ 0 \\ -P_{18-5} \\ -P_{19-2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & -1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} t_{21} \\ t_{22} \\ t_{23} \\ t_{24} \\ t_{25} \\ t_{26} \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

Caso o vetor  $[t_{21} \ t_{22} \ t_{23} \ t_{24} \ t_{25} \ t_{26}]^t$  seja viável de acordo com a equação (3.22), então o conjunto de fluxos é representado de acordo com a orientação do fluxo de laço em relação vetor de fluxo apresentado na Figura 20(b), assim, esse conjunto é dado pela equação (3.23):

$$t^{lf} = [t_{21} - t \ t_{22} + t \ t_{23} - t \ t_{24} - t \ t_{25} - t \ t_{26} + t]^t. \quad (3.23)$$

Considera-se inicialmente uma solução factível, que necessariamente não é a solução mínima. Segundo Lourenço, Simões Costa e Ribeiro (2010), a solução  $t^{lf}$  da equação (3.22) é dada a partir dos fluxos através dos disjuntores, de acordo com a equação (3.23). Por meio do valor que minimize a norma euclidiana  $N(t)$  pode-se encontrar a solução mínima, sendo norma euclidiana definida pela equação (3.24):

$$N(t) = \|t^{lf}\|^2. \quad (3.24)$$

Nesse caso, para a subestação 1 analisada, a norma euclidiana da equação (3.23) fica da seguinte forma:

$$N(t) = (t_{21} - t)^2 + (t_{22} + t)^2 + (t_{23} - t)^2 + (t_{24} - t)^2 + (t_{25} - t)^2 + (t_{26} + t)^2. \quad (3.25)$$

Para minimizar  $t^*$  deve-se derivar a norma euclidiana e iguala-la a zero para encontrar a solução mínima, conforme equação (3.26) (LOURENÇO; SIMÕES COSTA; RIBEIRO, 2010).

$$\frac{dN(t)}{dt} = 0. \quad (3.26)$$

Se  $t^{lf}$  é gerado a partir de uma solução mínima, então,  $t^*$  deve ser nulo e, portanto, a equação (3.27) apresenta a solução mínima para a subestação em destaque.

$$t_{22}^* + t_{26}^* - t_{25}^* - t_{21}^* - t_{23}^* - t_{24}^* = 0. \quad (3.27)$$

Portanto, encontra-se a solução mínima quando o fluxo de potência através dos ramos chaveáveis é igual para ambos os caminhos do *loop*, ou seja, a soma dos fluxos de potência em torno do *loop* é nula. Ressaltando que o fluxo do ramo chaveável 25 ( $t_{25}$ ) apresenta o sinal oposto dos demais ramos chaveáveis que estão no mesmo caminho, devido a sua orientação ser oposta aos mesmos. Em virtude de as rotinas apresentarem a ordem crescente das barras e seções de barras com relação à direção dos fluxos, logo a equação (3.27) pode ser reescrita de acordo com a equação (3.28), quando implementada computacionalmente.

$$-t_{21}^* + t_{22}^* - t_{23}^* - t_{24}^* - t_{25}^* + t_{26}^* = 0. \quad (3.28)$$

### 3.3.2 Solução mínima via teoria de grafos

Tendo em vista essa metodologia de solução mínima para determinação dos fluxos na subestação quando ocorrer *loop* fechado, propõe-se nessa dissertação incorporá-la com uma abordagem de teoria de grafos. Para tanto, adiciona-se no problema da equação (3.22) a metodologia descrita na teoria de grafos sobre matriz de circuitos fundamentais para encontrar os valores de distribuição de fluxos através dos ramos chaveáveis.

Na sequência, faz-se a detecção de linhas redundantes na matriz de incidência, conforme descrito na seção 3.2.2.1.1, e eliminam-se as linhas redundantes da matriz de incidência.

Com base na equação (3.22), exclui-se a última linha da matriz de incidência. A última linha da matriz  $A_{n, ch}$  pertencente à seção de barra 19 foi eliminada do problema e, portanto, a equação (3.29) apresenta a matriz de incidência reduzida ( $A_{red}$ ) para a Subestação 1 após a eliminação da linha redundante. Como a última coluna, que representa o ramo chaveável da seção de barra 18 para a 19 ( $t_{26}$ ), em sua configuração original não pertencia à árvore devido ao disjuntor com status aberto, então essa coluna é elo do problema e as demais colunas são ramos, conforme descrito na equação (2.36):

$$\mathbf{A}_{red} = [\mathbf{A}_r \mid \mathbf{A}_e] = \begin{array}{ccccc|c} t_{21} & t_{22} & t_{23} & t_{24} & t_{25} & t_{26} \\ \hline 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{array} \quad (3.29)$$

ramos                      elos

onde:

$\mathbf{A}_r$  ( $nr \times lr$ ): matriz de incidência reduzida pertencente aos ramos da árvore original, sendo  $nr$  o número de nós que pertencem aos ramos da árvore e  $lr$  o número de linhas que pertencem aos ramos da árvore; e

$\mathbf{A}_e$  ( $nr \times le$ ): matriz de incidência reduzida pertencente aos elos da árvore original, sendo  $le$  o número de linhas que pertencem aos elos da árvore.

Adicionando-se um elo ( $t_{26}$ ) na árvore, forma-se o fluxo de malha (TOMIM, 2004). Com a formação do *loop*, podem-se determinar quais ramos chaveáveis, que na configuração original estavam como ramos da árvore, pertencem ao *loop* e qual sua orientação de acordo com o *loop*. De acordo com a equação (2.42), para a subestação destacada na FIGURA 20, tem-se a seguinte relação:

$$\mathbf{B}_r^t = - \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 1 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

Conforme o vetor  $\mathbf{B}_r$ , dado pela equação (3.31), o sistema apresenta um *loop*, que é formado pelos ramos 21, 22, 23, 24 e 25.

$$\mathbf{B}_r = \begin{array}{ccccc} t_{21} & t_{22} & t_{23} & t_{24} & t_{25} \\ [-1 & 1 & -1 & -1 & -1] \end{array} \quad (3.31)$$

Para a determinação do *loop*, deve-se considerar a parcela da matriz de malhas dos elos ( $\mathbf{B}_e$ ) e conforme a equação (2.37) é adicionada como matriz

identidade na matriz  $B_r$  e, conseqüentemente, forma a matriz de circuitos fundamentais  $B_f$  (TOMIM, 2004), conforme equação (3.32):

$$B_f = \begin{bmatrix} t_{21} & t_{22} & t_{23} & t_{24} & t_{25} & | & t_{26} \\ -1 & 1 & -1 & -1 & -1 & | & 1 \end{bmatrix}. \quad (3.32)$$

Sabendo os ramos pertencentes ao *loop* e sua orientação com relação ao mesmo, pode-se determinar a solução mínima de acordo com o proposto em Lourenço, Simões Costa e Ribeiro (2010) e pela teoria de grafos chega-se a seguinte relação:

$$B_f = [B_r \ | \ I] = 0 \quad (3.33)$$

onde:

$B_r$  ( $ne \times lr$ ): matriz de circuito fundamental pertencente aos ramos da árvore, sendo  $ne$  o número de nós que pertencem aos elos da árvore; e

$I$  ( $nr \times le$ ): matriz de identidade do circuito fundamental pertencente aos elos da árvore, sendo  $le$  o número de linhas que pertencem aos elos da árvore.

Como o sistema deve apresentar uma matriz de incidência quadrada, adiciona-se a equação (3.33) à equação (3.29). Essa relação de solução mínima substitui as equações das seções de barra pertencentes a elos do problema, que foram eliminados na detecção de linhas redundantes. Dessa forma, a equação (3.34) apresenta as componentes da matriz de incidência modificada ( $A_{mod}$ ).

$$A_{mod} = \left[ \begin{array}{c|c} A_r & A_e \\ \hline B_r & I \end{array} \right]. \quad (3.34)$$

A partir da matriz de incidência modificada, pode-se estabelecer o sistema linear a ser resolvido para determinar os fluxos de potência através dos ramos chaveáveis. O sistema linear é construído a partir do balanço de potência e incorporando a equação (3.33) à equação (3.29), tem-se a seguinte relação de balanço de potência ativa dado pela equação (3.35):

$$\begin{bmatrix} \mathbf{P}_{Result} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{A}_r & | & \mathbf{A}_e \\ \mathbf{B}_r & | & \mathbf{I} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{t}_r \\ \mathbf{t}_e \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

onde:

$\mathbf{P}_{Result}$  ( $nr \times 1$ ): vetor da diferença entre a injeção da seção de barra ativa e o somatório dos fluxos ativo nos ramos convencionais, sendo considerados somente pertencentes aos ramos da árvore;

$\mathbf{0}$  ( $ne \times 1$ ): vetor de zeros, pertencente aos elos da árvore;

$\mathbf{t}_r$  ( $lr \times 1$ ): vetor de fluxo de potência ativa através dos ramos chaveáveis que pertencem aos ramos da árvore; e

$\mathbf{t}_e$  ( $le \times 1$ ): vetor de fluxo de potência ativa através dos ramos chaveáveis que pertencem aos elos da árvore.

Ressaltando que a dimensão dos vetores  $\mathbf{P}_{Result}$  e  $\mathbf{0}$  dependem da quantidade de linhas redundantes eliminadas do problema que, conseqüentemente, traduz na quantidade de malhas fechadas ou de *loops* no sistema.

Sabendo a relação de balanço de potência para determinar a solução mínima do problema, pode-se aplicar a equação (3.32) na equação (3.22) para determinar os fluxos de potência ativa através dos ramos chaveáveis pertencentes à Subestação da FIGURA 20.

$$\begin{bmatrix} P_{g1} \\ -P_{L15} \\ -P_{L16} \\ 0 \\ -P_{18-5} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & | & 0 \\ -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & | & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & | & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & | & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & | & 1 \\ -1 & 1 & -1 & -1 & -1 & | & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} t_{21} \\ t_{22} \\ t_{23} \\ t_{24} \\ t_{25} \\ t_{26} \end{bmatrix} \quad (3.36)$$

Para a determinação da solução mínima para subestação com múltiplos fluxos de laço deve-se verificar o coeficiente da matriz de modo que a matriz seja retangular. O valor da nulidade da matriz de coeficiente determina quantas equações linearmente independentes devem ser adicionadas à matriz para completar o conjunto de equações não redundantes. Dessa forma, utilizam-se as equações obtidas pela metodologia da solução mínima (Equação (3.28)) e pela teoria de

grafos (Equação (3.33)). E, para ser adicionada a matriz e completar a relação das equações envolvidas.

Portanto, pode-se utilizar tanto a solução mínima descrita em Lourenço; Simões Costa; Ribeiro (2010) quanto à solução pela teoria de grafos.

### 3.3.3 Com Medidas no interior da Subestação

Para contornar o problema de determinação dos fluxos de potência quando há *loop* ou malha fechada no sistema, empregou-se a metodologia da solução mínima. Entretanto, pode-se calcular a distribuição de fluxo de potência, caso a malha fechada possua uma ou mais medidas de fluxo de potência em algum dos ramos chaveáveis pertencente ao circuito fundamental ou *loop*.

No caso de múltiplos *loops*, é necessário que haja uma medida para cada *loop*, de tal forma que, após a eliminação das linhas redundantes, as medidas de fluxos possam ser incorporadas ao sistema para determinar a distribuição dos fluxos de potência. Se no *loop* há medida no ramo entre as seções de barra  $k$  e  $m$ , então a relação que apresenta essa relação é expressa na equação (3.37):

$$\mathbf{M}_{km} = [\dots \quad 1 \quad \dots] \cdot \begin{bmatrix} \vdots \\ t_{km} \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (3.37)$$

onde:

$\mathbf{M}_{km}$  : medida de fluxo entre as seções de barra  $k$  e  $m$  no circuito fundamental; e

$t_{km}$ : fluxo de potência ativa através dos ramos chaveáveis entre as seções de barra  $k$  e  $m$  no circuito fundamental.

Da mesma forma que a metodologia abordada para obter a solução mínima para o circuito fundamental, a relação da equação (3.37) é adicionada ao sistema linear, substituindo-se onde foram eliminadas as linhas redundantes, para obtenção dos fluxos de potência. A equação (3.38) representa o sistema linear composto pelo balanço de potência e os valores atrelados às medidas no circuito fundamental, dado pela equação (3.37), portanto:



Por fim, a metodologia de determinação de fluxos em circuito com *loop* pode ser encontrada com a combinação da metodologia proposta com uma medida ou com a solução mínima, caso um dos *loops* não apresente uma ou mais medidas.

### 3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A metodologia proposta apresentou uma forma de contornar o aumento significativo na dimensão do problema quando modelada a rede no nível de subestação. A técnica implementada é realizada mediante a resolução do problema de fluxo de potência em dois estágios: 1º estágio consiste na resolução do fluxo de potência convencional, que integra o processo iterativo para resolução do problema não linear, e o 2º estágio soluciona o fluxo de potência no nível de subestação por meio de sistemas lineares que representam a conectividade e o balanço de potência interno à Subestação.

Essa metodologia é a solução encontrada para evitar o problema de números de variáveis exorbitantes no processo iterativo. Como as adicionais que estendem as equações de fluxo de potência para a modelagem no nível de subestação são lineares, o problema pode ser desmembrado do processo iterativo e, conseqüentemente, resolvido separadamente para reduzir o custo computacional despendido durante o processo iterativo.

Além disso, propôs-se modelar e resolver o fluxo no nível de subestação (2º estágio) por Subestação, para auxiliar a operação em tempo real. Juntamente com a metodologia implementada, utilizou-se o algoritmo de detecção de ilhas para resolver o problema de tensão no interior da subestação.

A metodologia estendeu-se para abordar o caso particular de presença de circuito em malha fechada. Uma maneira de resolver o problema foi com a implementação computacional do trabalho proposto por Lourenço, Simões Costa e Ribeiro (2010), que propõe determinar o fluxo de potência mediante a solução mínima do problema. Outra forma de resolvê-lo, proposta nesse trabalho, é considerar a incorporação ou existência de medidas no circuito de loop para solucionar a determinação dos fluxos nessa configuração.

## 4 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

### 4.1 INTRODUÇÃO

Nesse capítulo são apresentadas as simulações com o objetivo de validar a metodologia proposta no capítulo anterior. Os sistemas testes utilizados correspondem ao sistema teste padrão de 14 barras do IEEE e um sistema real de 121 barras referente ao sistema da Copel que atende a região de Curitiba.

Nas simulações para o sistema teste IEEE 14 barras aplicam-se as seguintes metodologias:

- implementação e análise dos resultados do fluxo de potência no nível de subestação em dois estágios para diferentes arranjos de subestação presentes nesse sistema: disjuntor e meio, barra principal e transferência e barra em anel;

- algoritmo de detecção de ilhas para solucionar o problema de determinação das tensões complexas para diferentes casos de configuração da subestação;

- análise considerando a presença de *loop* na subestação, considerando tanto a metodologia de solução mínima juntamente com a abordagem de teoria de grafo, quanto para a incorporação de medidas de fluxo de potência na subestação com *loop*.

Já as simulações para o sistema real de 121 barras da Copel abordam a metodologia proposta de fluxo de potência no nível de subestação em dois estágios, com especial ênfase para a análise do impacto da inserção das fontes alternativas sobre a distribuição de fluxo nos equipamentos internos da subestação.

### 4.2 SISTEMA TESTE IEEE 14 BARRAS

#### 4.2.1 Fluxo de potência no nível de subestação em dois estágios

O sistema teste IEEE 14 barras representado no nível de subestação por Expósito e Jaen (2001), conforme FIGURA 5, é utilizado para ilustrar a nova metodologia de fluxo de potência em redes modeladas no nível de subestação em dois estágios.

Para obter as tensões complexas e os fluxos de potência ativo e reativo internos em qualquer subestação do sistema, o operador pode escolher a subestação a qual se pretende modelar e, nesse caso, prescinde da obtenção dos fluxos internos de todas as subestações. O programa torna-se, então, ainda mais eficiente, pois o fluxo de potência é resolvido de acordo com a necessidade do operador.

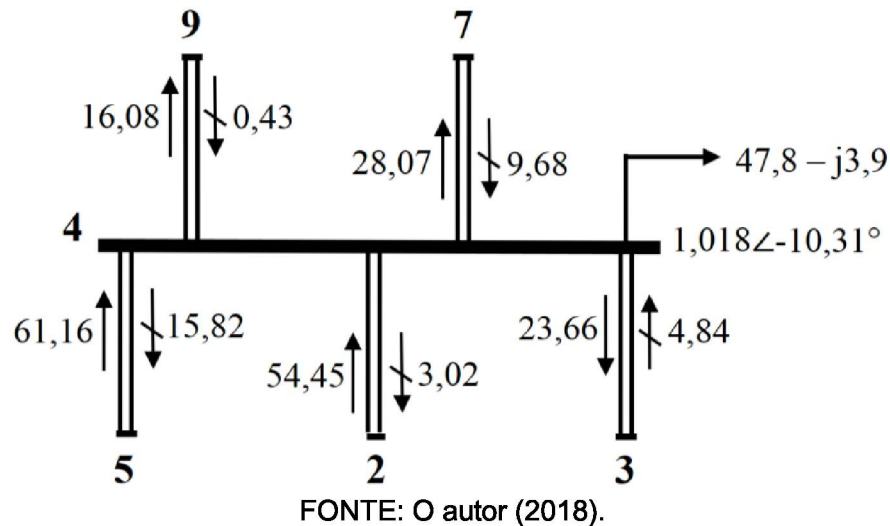
O resultado da simulação da metodologia proposta para o fluxo de potência em redes modeladas no nível de subestação em dois estágios é apresentada para diferentes arranjos de subestações, como disjuntor e meio, barra principal e transferência e barra em anel. Por conseguinte, pode-se validar a metodologia de maneira que essa proposta possa determinar a distribuição de fluxo de potência e as tensões complexas para qualquer tipo de arranjo de subestação. Para o arranjo de subestação de disjuntor e meio são detalhados todos os passos da metodologia em dois estágios, porém para os demais arranjos são destacados somente os resultados para ratificar a metodologia implementada.

#### 4.2.1.1 *Disjuntor e Meio*

As subestações 4, 9 e 10/14 do sistema teste IEEE de 14 barras (FIGURA 5) indicam um arranjo do tipo disjuntor e meio.

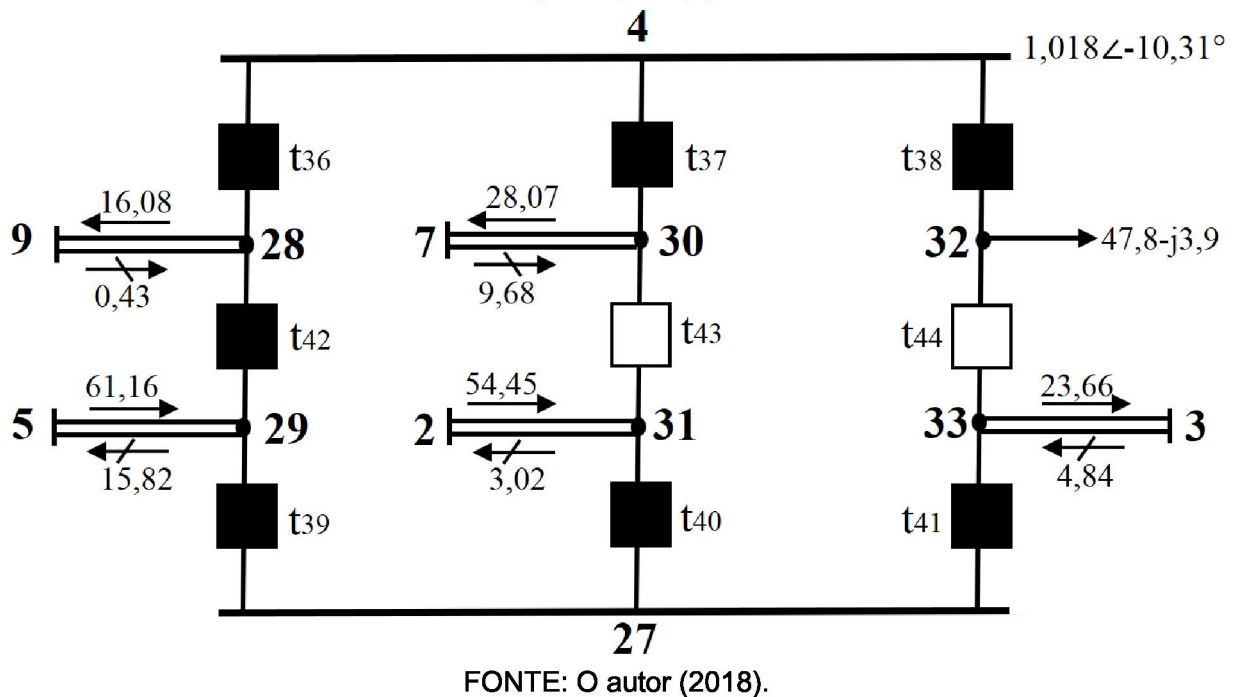
Dessa forma, para ilustrar a metodologia proposta, considera-se a Subestação 4 do sistema ilustrado na FIGURA 5. Essa subestação enquadra-se no Caso 1, para o problema de tensão. A FIGURA 22 demonstra a modelagem *barra-ramo* da subestação 4, em que se destacam os resultados obtidos no 1º estágio (formulação não-linear), que compreendem os valores da tensão complexa no barramento principal e dos fluxos de potência ativa e reativa nos ramos convencionais.

FIGURA 22 – MODELAGEM BARRA-RAMO DA SUBESTAÇÃO 4 COM O RESULTADO DO 1º ESTÁGIO



Os valores encontrados na resolução do fluxo de potência convencional são incorporados ao 2º estágio, em conjunto com os dados de configurações da subestação. Esses resultados e dados estão destacados na FIGURA 23, que mostram as configurações da subestação 4 no nível seção de barra juntamente com o resultado apenas do 1º estágio.

FIGURA 23 – MODELAGEM DETALHADA DOS DADOS DA SUBESTAÇÃO 4 COM O RESULTADO DO 1º ESTÁGIO



A determinação do fluxo de potência através dos disjuntores/chaves na subestação 4 é realizada conforme descrito na seção 3.2.2.1. Por simplicidade,

destaca-se somente o sistema linear do fluxo de potência ativo, pois o mesmo procedimento é realizado para a determinação do fluxo de potência reativo. Além disso, os ramos chaveáveis que apresentam status aberto são eliminados do problema ( $t_{43}$  e  $t_{44}$ ), conforme fluxograma da FIGURA 7, e, portanto, o sistema linear resultante da lei de formação e a diferença entre a injeção e o fluxo de potência, conforme seção 3.2.2.1, aplicado à subestação 4 (disjuntor e meio) é dado por:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 - P_{28-9} \\ 0 - P_{29-5} \\ 0 - P_{30-7} \\ 0 - P_{31-2} \\ P_{32} - 0 \\ 0 - P_{33-3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} t_{36} \\ t_{37} \\ t_{38} \\ t_{39} \\ t_{40} \\ t_{41} \\ t_{42} \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

Dado que a matriz de incidência apresenta apenas dois elementos não nulos em cada coluna e o número de equações é maior que o número de incógnitas, uma linha da matriz é eliminada do problema (Borges, 2012). Portanto elimina-se a última linha da matriz de incidência, que representa a seção de barra 33 e, conseqüentemente, o seu vetor da diferença de injeção de potência ativa e de fluxo de potência ativo ( $\mathbf{P}_{\text{Result}}$ ) com os valores encontrados no 1º estágio. Assim, a equação (4.2) mostra o sistema linear posterior a eliminação dessa linha redundante.

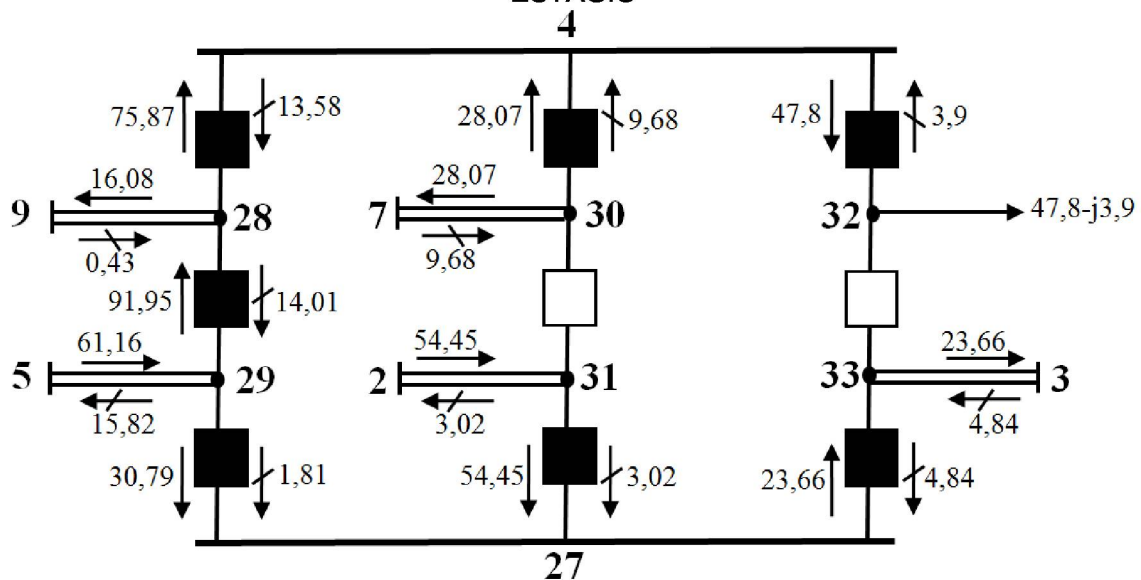
$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ -16,08 \\ 61,16 \\ -28,07 \\ 54,45 \\ -47,8 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} t_{36} \\ t_{37} \\ t_{38} \\ t_{39} \\ t_{40} \\ t_{41} \\ t_{42} \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

Da mesma forma que o sistema linear construído para determinar o fluxo de potência ativo através dos ramos chaveáveis, pode-se estabelecer os fluxos de potência reativo nos disjuntores/chaves por meio da equação (4.3):

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0,43 \\ -15,82 \\ 9,68 \\ -3,02 \\ 3,9 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} u_{36} \\ u_{37} \\ u_{38} \\ u_{39} \\ u_{40} \\ u_{41} \\ u_{42} \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

A resolução do sistema dado pelas equações (4.2) e (4.3) fornece os valores dos fluxos de potência ativo e reativo, respectivamente. Dessa forma, a FIGURA 24 ilustra a modelagem de rede no nível de subestação, contendo o diagrama unifilar da subestação 4 do sistema de 14 barras do IEEE e a distribuição de fluxos no interior dessa subestação obtida a partir da solução das equações (4.2) e (4.3).

FIGURA 24 – MODELAGEM DETALHADA DA SUBESTAÇÃO 4 COM O RESULTADO DO 2º ESTÁGIO



FONTE: O autor (2018).

O resultado da metodologia de fluxo de potência no nível de subestação em dois estágios mostra-se coerente, pois o balanço de potência é atendido em todas as barras e seções de barra.

Além do resultado da distribuição de fluxo de potência, pode-se obter o resultado da tensão complexa em todas as seções de barra. Logo, a TABELA 2 apresenta o resultado do problema de tensão com a utilização do algoritmo de detecção de ilhas e esse resultado é destacado conforme a conectividade de cada seção de barra. Esse tipo de arranjo é destacado no caso 1 do problema da tensão, que é o barramento único.

TABELA 2 – VALORES DAS TENSÕES COMPLEXAS NA SUBESTAÇÃO 4 OBTIDAS NO 1º E 2º ESTÁGIO DO PROBELAM DE FLUXO DE POTÊNCIA NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO

Barra/Seção de barra	1º Estágio		2º Estágio	
	Módulo(pu)	Ângulo(°)	Módulo(pu)	Ângulo(°)
4	1,018	-10,31	1,018	-10,31
27	-	-	1,018	-10,31
28	-	-	1,018	-10,31
29	-	-	1,018	-10,31
30	-	-	1,018	-10,31
31	-	-	1,018	-10,31
32	-	-	1,018	-10,31
33	-	-	1,018	-10,31

FONTE: O autor (2018).

O resultado mostra que os valores obtidos no 2º estágio (nível de subestação) para as seções de barra 27, 28, 29, 30, 31, 32 e 33 estão em consonância com o valor de tensão complexa no barramento principal, que é obtida no 1º estágio (nível *barra-ramo*) para a barra 4, pois como todas as barras/seções de barra estão ligadas por disjuntores fechados e, conseqüentemente, os valores da tensão são os mesmos em toda a subestação.

Esses resultados podem ser apresentados ao operador em forma de tabela, eliminando a necessidade de procedimentos adicionais para obtenção dessas informações. Isso evita erros de procedimentos na operação em tempo real, em especial em momentos de *stress* onde decisões importantes precisam ser tomadas em espaço de tempo curtos.

Nesse caso, destaca-se a importância de modelar a rede no nível de subestação, uma vez que, dependendo da disposição da subestação, a modelagem *barra-ramo*, que agrupa os dispositivos internos, pode conter uma representação distinta da configuração física real do sistema. No caso da Subestação 4 do sistema teste de 14 barras do IEEE, por exemplo, percebe-se que os valores de fluxos de potência no interior da subestação dependem da geração e carga e dos ramos convencionais conectados em cada barra e/ou seção de barra.

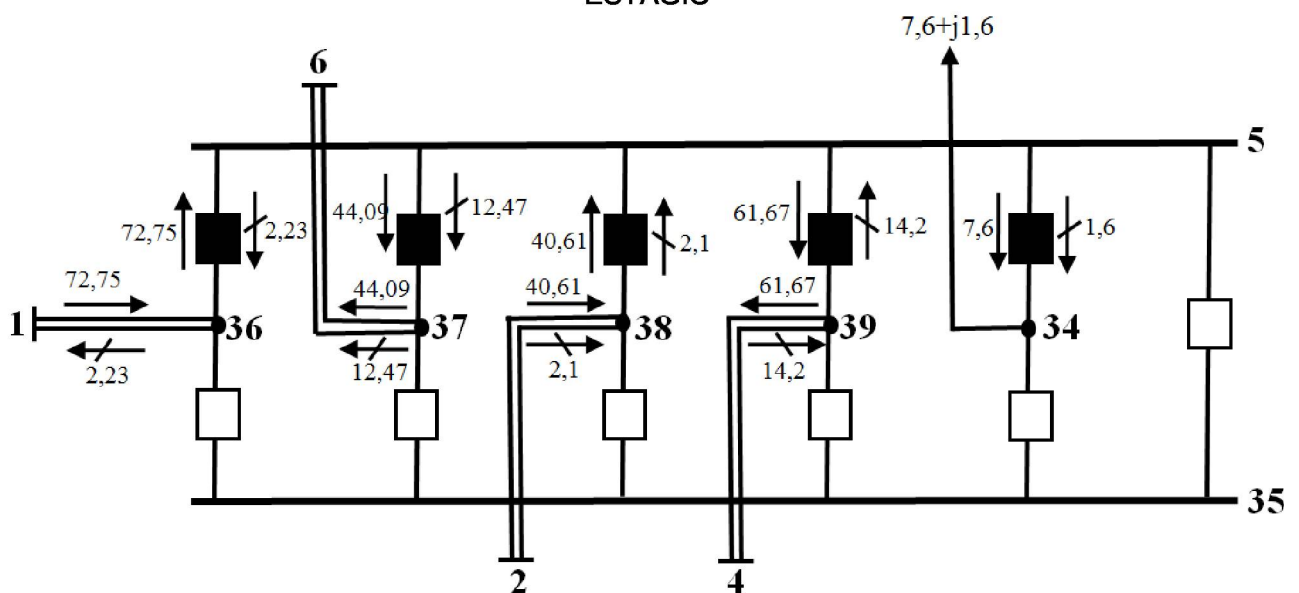
A seguir destacam-se os resultados da distribuição de fluxo de potência no interior da subestação para outros arranjos de subestação, sendo um de barra principal e transferência (Subestação 5) e outro de barra em anel (Subestação 2).

#### 4.2.1.2 Barra principal e transferência

Outro arranjo de subestação é o de barra principal e transferência e, nesse caso, são as subestações 5 e 6 do sistema teste IEEE de 14 barras estendido (FIGURA 5) apresentam esse tipo de arranjo.

Na sequência são apresentados os resultados referentes à subestação 5, que apresenta o arranjo barra principal e transferência e é classificada de acordo com o caso 2 do problema de tensão (barra isolada). A FIGURA 25 apresenta o diagrama unifilar e a distribuição de fluxos através dos ramos convencionais e chaveáveis da subestação 5 do sistema teste de 14 barras do IEEE estendido, que são coerentes com os balanços de potência em cada seção de barra, como esperado.

FIGURA 25 – MODELAGEM DETALHADA DA SUBESTAÇÃO 5 COM O RESULTADO DO 2º ESTÁGIO



FONTE: O autor (2018).

O resultado do problema de tensão complexa é destacado na TABELA 3. Ressaltando que a subestação 5 do sistema teste apresenta as mesmas condições do caso 2 e, conseqüentemente, apresenta a barra isolada com valores já pré-definidos como sendo uma das barras de referência.

TABELA 3 – VALORES DAS TENSÕES COMPLEXAS NA SUBESTAÇÃO 5 OBTIDAS NO 1º E 2º ESTÁGIO DO PROBLEMA DE FLUXO DE POTÊNCIA NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO

Barra/Seção de barra	1º Estágio		2º Estágio	
	Módulo(pu)	Ângulo(°)	Módulo(pu)	Ângulo(°)
5	1,020	-8,77	1,020	-8,77
34	-	-	1,020	-8,77
35	-	-	0	0
36	-	-	1,020	-8,77
37	-	-	1,020	-8,77
38	-	-	1,020	-8,77
39	-	-	1,020	-8,77

FONTE: O autor (2018).

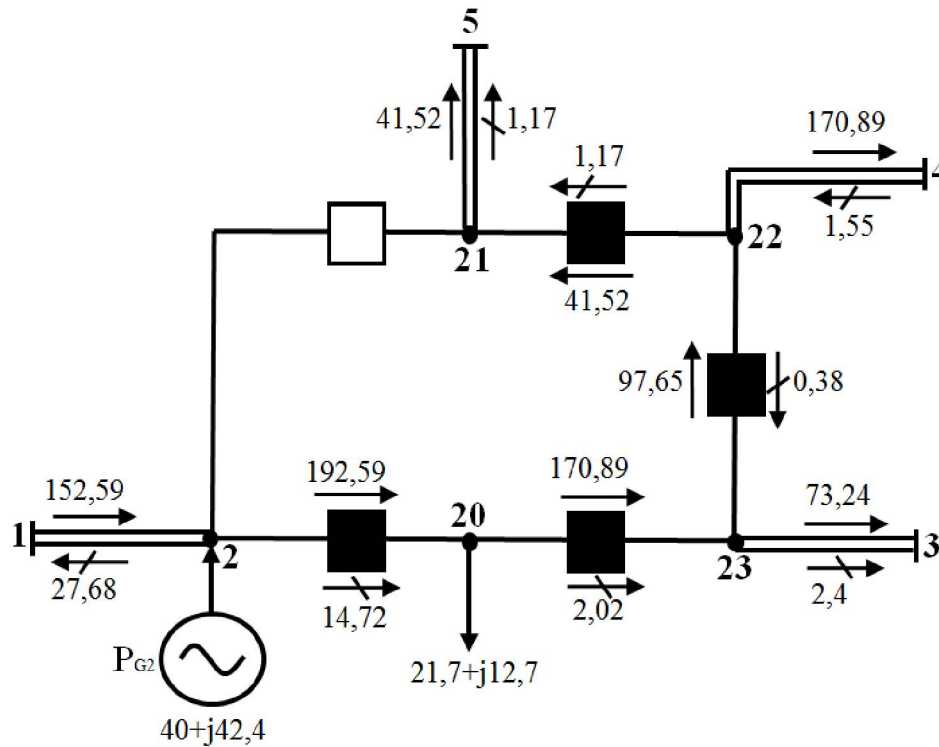
Portanto, o resultado obtido nas seções de barra é coerente com o valor do 1º estágio para a barra 5. A tensão complexa da seção de barra 35 é indicada como referência em redes modeladas no nível de subestação.

#### 4.2.1.3 Barra em anel

Por fim, o método de fluxo de potência em dois estágios é aplicado ao arranjo de subestação de barra em anel. A subestação 2 do sistema teste IEEE de 14 barras estendido (FIGURA 5) apresenta o arranjo em anel. A solução do fluxo de potência na subestação 2 é demonstrada na FIGURA 26, a qual apresenta o diagrama unifilar e a distribuição de fluxos através dos ramos chaveáveis da subestação 2.

Ainda de acordo com a FIGURA 26, pode-se notar que a modelagem de redes no nível de subestação apresenta maior detalhamento e, conseqüentemente, verificar que a injeção de potência quanto à geração e carga está em barras/secção de barras distintas, enquanto que na modelagem *barra-ramo* tanto a geração quanto a carga encontram-se em uma mesma barra, pois a subestação é toda agrupada em uma única barra.

FIGURA 26 – MODELAGEM DETALHADA DA SUBESTAÇÃO 2 COM O RESULTADO DO 2º ESTÁGIO



FONTE: O autor (2018).

A resolução do fluxo de potência no nível de subestação em dois estágios está atendendo ao balanço de potência e ao resultado fornecido pelo 1º estágio do problema, conforme a FIGURA 26.

A TABELA 4 mostra o resultado referente às tensões complexas em todas as barras e seções de barras da subestação 2 do sistema teste de 14 barras do IEEE.

TABELA 4 – VALORES DAS TENSÕES COMPLEXAS NA SUBESTAÇÃO 2 OBTIDAS NO 1º E 2º ESTÁGIO DO PROBLEMA DE FLUXO DE POTÊNCIA NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO

Barra/Seção de barra	1º Estágio		2º Estágio	
	Módulo(pu)	Ângulo(°)	Módulo(pu)	Ângulo(°)
2	1,045	-4,98	1,045	-4,98
20	-	-	1,045	-4,98
21	-	-	1,045	-4,98
22	-	-	1,045	-4,98
23	-	-	1,045	-4,98

FONTE: O autor (2018).

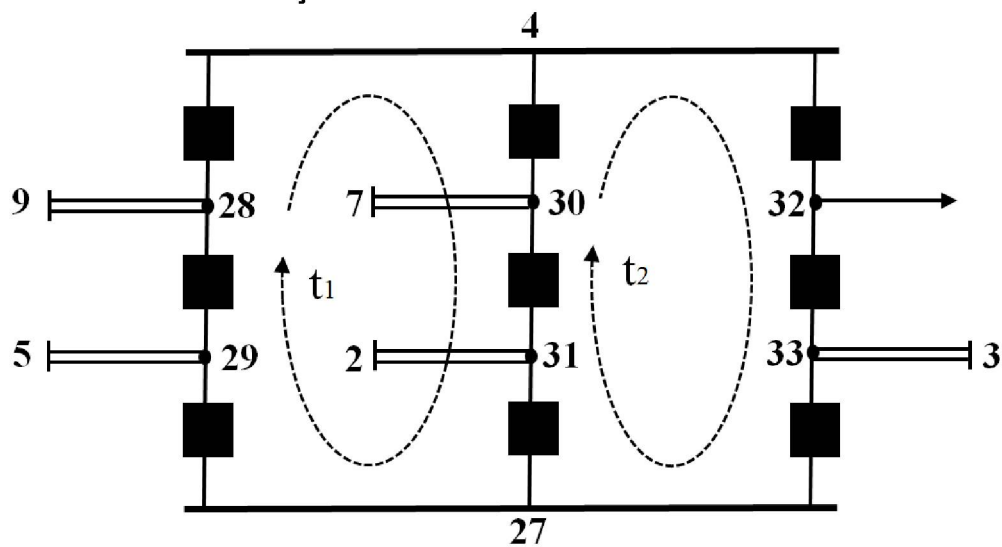
O resultado de tensão complexa obtida no 2º estágio para as seções de barras é coerente com o valor do 1º estágio para o barramento principal, dessa maneira os valores da tensão são os mesmos em toda a subestação.

#### 4.2.2 Sem medidas no interior da Subestação (Solução Mínima).

Da mesma forma que apresentado os resultados quanto a distribuição de fluxo e tensões complexas via fluxo de potência em dois estágios, resultados referentes ao caso em que houver circuito de malha fechada no interior da subestação são discutidos e apresentados. Inicialmente utiliza-se o algoritmo de solução mínima, conforme discutido na seção 3.3.1.

A subestação 4 do sistema de 14 barras do IEEE estendido é utilizado para demonstrar a metodologia e os resultados obtidos. A FIGURA 27 mostra a subestação 4 com dois circuitos de malha fechada, que formam os fluxos de *loop* denominados por  $t_1$  e  $t_2$ .

FIGURA 27 – SUBESTAÇÃO 4 COM DOIS CIRCUITOS DE MALHAS FECHADAS



FONTE: o Autor (2018).

A partir da FIGURA 27, que ilustra o circuito de malha fechada, pode-se determinar as equações para ambos os *loops*, de maneira que a solução mínima para o fluxo de *loop*  $t_1$  e  $t_2$  é apresentado pela equação (4.4) e equação (4.5), respectivamente.

$$t_{37}^* + t_{43}^* - t_{40}^* - t_{36}^* - t_{42}^* + t_{39}^* = 0 \quad (4.4)$$

$$t_{38}^* + t_{44}^* - t_{41}^* - t_{37}^* - t_{43}^* + t_{40}^* = 0 \quad (4.5)$$

Na sequência, realiza-se a detecção das linhas redundantes na matriz de incidência e então elas são eliminadas dessa matriz, conforme já destacado na seção 4.2.1.1 e na equação (4.2) e (4.3). Assim, ambas as equações podem ser adicionadas ao problema de tal forma que a matriz seja quadrada e torna-se resolvível para determinar os fluxos através dos ramos chaveáveis. Logo o sistema linear a ser resolvido com a inserção das equações de fluxo de loop nulo (solução mínima) é dado pela equação (4.6).

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ -16,08 \\ 61,16 \\ -28,07 \\ 54,45 \\ -47,8 \\ \hline 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ \hline -1 & 1 & 0 & 1 & -1 & 0 & -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 1 & -1 & 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} t_{36} \\ t_{37} \\ t_{38} \\ t_{39} \\ t_{40} \\ t_{41} \\ t_{42} \\ \hline t_{43} \\ t_{44} \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

Posteriormente a resolução do sistema linear apresentado na equação acima, pode-se determinar a distribuição de fluxo através dos ramos chaveáveis para a situação em que os fluxos de *loop* são iguais à zero.

#### 4.2.3 Solução mínima via teoria de grafos

Da mesma forma que resolvido anteriormente com a metodologia da solução mínima, pode-se resolver o sistema a partir da teoria de grafos e obtêm-se os mesmos resultados, como descrito a seguir.

Dada a matriz de incidência reduzida ( $A_{red}$ ) para a Subestação 4, conforme equação (4.7), determinam-se quais ramos chaveáveis pertencem aos ramos e quais pertencem aos elos. Como os ramos chaveáveis  $t_{43}$  e  $t_{44}$  originalmente não pertenciam à árvore, pois ambos apresentavam o status aberto, conforme FIGURA 23, então esses ramos chaveáveis são elos da matriz  $A_{red}$ .

$$\mathbf{A}_{red} = [\mathbf{A}_r \mid \mathbf{A}_e] = \begin{array}{cccccc|cc} t_{36} & t_{37} & t_{38} & t_{39} & t_{40} & t_{41} & t_{42} & t_{43} & t_{44} \\ \hline 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{array} \quad (4.7)$$

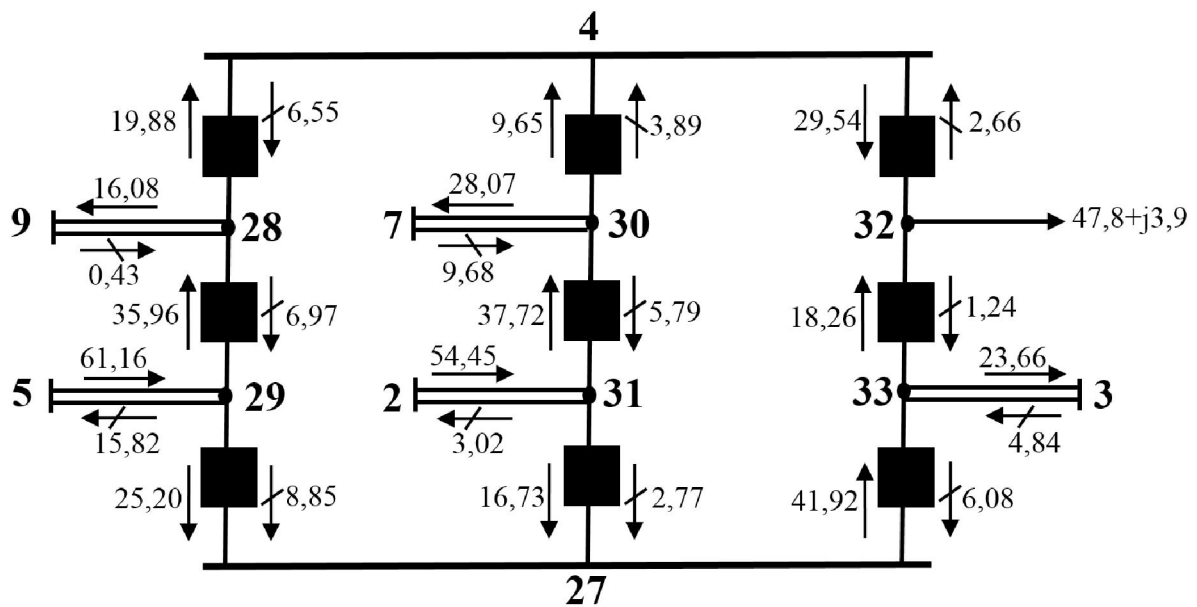
Sabendo-se as a parcela da matriz que são ramos e elos, pode-se encontrar a matriz de circuitos fundamentais. Baseado na equação (2.42) calcula-se a matriz do circuito fundamental pertencentes aos ramos da arvore ( $\mathbf{B}_r$ ). Como a matriz de malhas dos elos ( $\mathbf{B}_e$ ) é adicionada como matriz identidade, logo se tem a seguinte matriz de circuitos fundamentais ( $\mathbf{B}_f$ ), conforme equação (4.8).

$$\mathbf{B}_f = \begin{array}{cccccc|cc} t_{36} & t_{37} & t_{38} & t_{39} & t_{40} & t_{41} & t_{42} & t_{43} & t_{44} \\ \hline -1 & 1 & 0 & 1 & -1 & 0 & -1 & 1 & 0 \\ -1 & 0 & 1 & 1 & 0 & -1 & -1 & 0 & 1 \end{array} \quad (4.8)$$

A equação (4.8) é inserida na equação (4.7) e, dessa forma, a matriz de incidência torna-se quadrada. Portanto o sistema linear para resolver o problema é o mesmo tanto para a solução mínima quanto para abordagem de teoria de grafos.

A FIGURA 28 apresenta o resultado da distribuição dos fluxos para a subestação 4 do sistema teste estendido de 14 barras do IEEE. Esse resultado é obtido a partir da solução do sistema linear mostrado na equação (4.6).

FIGURA 28 – RESULTADO DO FLUXO DE POTÊNCIA NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO EM DOIS ESTÁGIO PARA A SUBESTAÇÃO 4 COM DOIS CIRCUITOS DE MALHAS FECHADA



FONTE: O autor (2018).

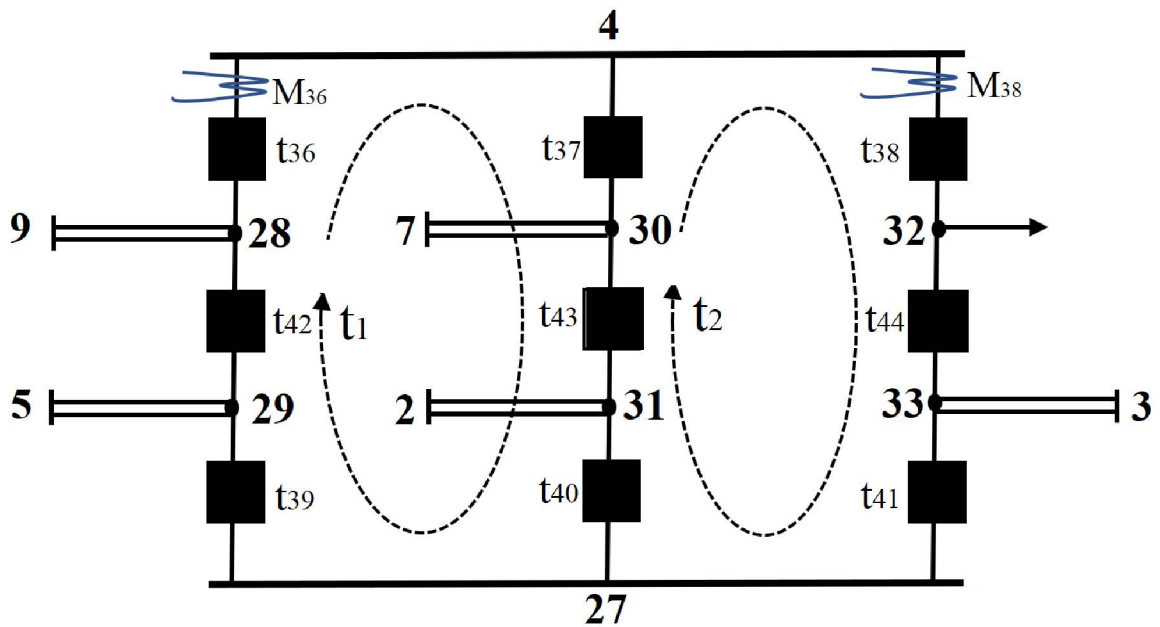
A solução da distribuição de fluxos no interior da subestação 4, quando ocorrer *loop* ou malha fechada, é coerente com o resultado do 1º estágio e com o balanço de potência. Dessa forma, esse resultado é obtido para a solução mínima ou fluxo de *loop* nulo.

#### 4.2.4 Loop fechado com medidas no interior da Subestação

Como já mencionado, se houver pelo menos uma medida de fluxo de potência em um dos ramos chaveáveis pertencentes ao *loop*, pode-se determinar a solução do problema sem necessidade de abordar a solução mínima, conforme discutido na seção 3.3.2.

A FIGURA 29 ilustra a subestação 4 do sistema 14 barras do IEEE e demonstra duas medidas no interior da subestação, uma referente ao *loop*  $t_1$  ( $M_{36}$ ) e outra referente ao *loop*  $t_2$  ( $M_{38}$ ).

FIGURA 29 – SUBESTAÇÃO 4 DO SISTEMA DE 14 BARRAS DO IEEE COM LOOP E MEDIDAS DE FLUXO DE POTÊNCIA



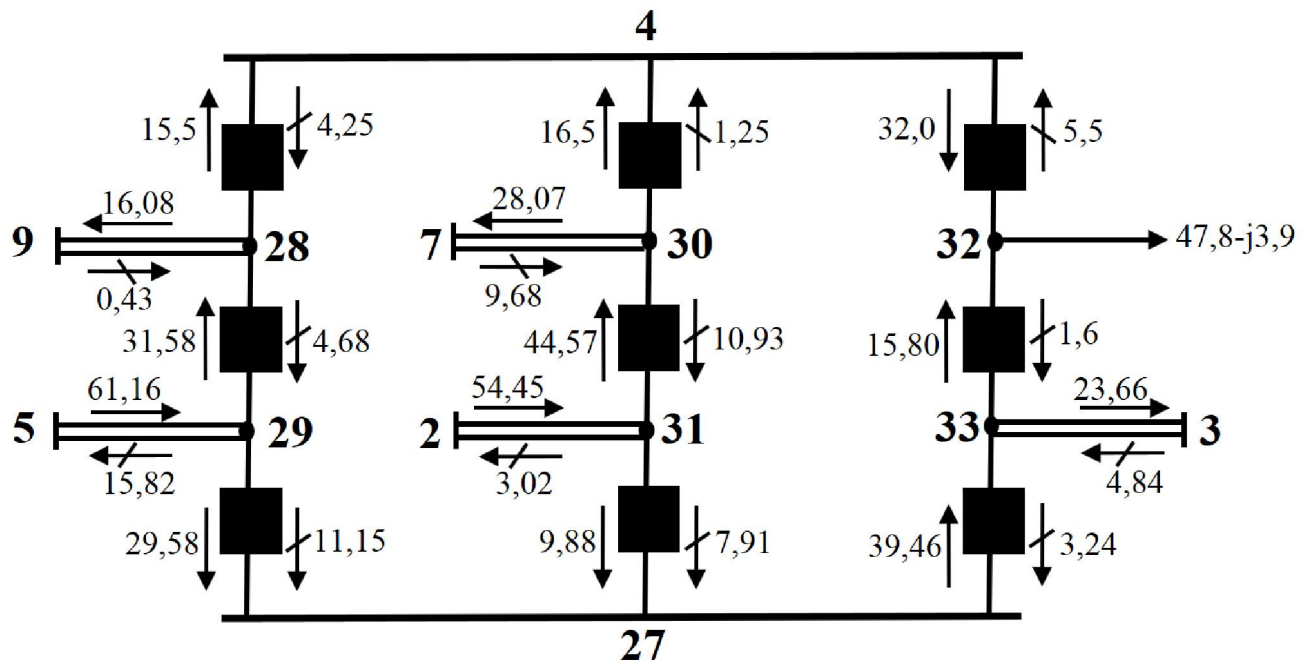
FONTE: O autor (2018).

Dessa forma, as medidas de fluxo de potência são incorporadas ao sistema da mesma forma que realizado para a solução mínima. Portanto, para determinar a distribuição dos fluxos de potência através dos ramos chaveáveis, adicionam-se as equações referentes das medidas ao sistema linear, conforme apresentada na metodologia pela equação (3.25). O sistema linear apresentado para a determinação do fluxo de potência ativo na subestação 4 é dada pela equação (4.9) e para a parte reativa é dada pela mesma matriz de incidência em destaque.

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ -16,08 \\ 61,16 \\ -28,07 \\ 54,45 \\ -47,8 \\ M_{36} \\ M_{38} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} t_{36} \\ t_{37} \\ t_{38} \\ t_{39} \\ t_{40} \\ t_{41} \\ t_{42} \\ t_{43} \\ t_{44} \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

Considerando que para as medidas nos *loops*  $t_1$  e  $t_2$  podem ser atribuídos os valores de  $M_{36} = -15,5 + j4,25$  e  $M_{38} = 32 - j5,5$ , respectivamente. Os resultados estão ilustrados na FIGURA 30, e demonstram a viabilidade do método proposto.

FIGURA 30 – RESULTADO DO FLUXO DE POTÊNCIA NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO EM DOIS ESTÁGIO PARA A SUBESTAÇÃO 4 DO SISTEMA DE 14 BARRAS DO IEEE COM LOOP E MEDIDAS DE FLUXO DE POTÊNCIA



FONTE: O autor (2018).

O resultado do fluxo de potência no nível de subestação em dois estágios para o caso de circuito de malha fechada e com medidas em ambos os *loops* é destacado e está em consonância com o resultado do 1º estágio e com o balanço de potência em todas as barras/seções de barras da subestação 4.

#### 4.3 SISTEMA REAL 121 BARRAS DA COPEL

Para validar a metodologia de fluxo de potência no nível de subestação em dois estágios e demonstrar o impacto das fontes intermitentes nos equipamentos da subestação, utiliza-se um sistema real da Copel com 121 barras, que atende a região de Curitiba e é ilustrado na FIGURA 31. Esse sistema foi inicialmente apresentado em Rosas (2017), que modelou algumas barras no nível de subestação. Os dados e configurações das subestações são reais e os detalhes podem ser obtidos em Rosas (2017).



real de 121 barras do leste do Paraná com o objetivo de validar a metodologia para qualquer tipo de sistema e de subestação.

Seguindo a proposta de Rosas (2017), as subestações de Umbára 230 kV, Ponta Grossa Norte 230 kV e Campo Comprido 230 kV são representadas no nível de seção de barras.

A subestação de Umbará 230 kV é modelada no nível de subestação devido à sua importância no suprimento de energia elétrica para a cidade de Curitiba, isto é, para atender a maior concentração de cargas no sistema (ROSAS, 2017).

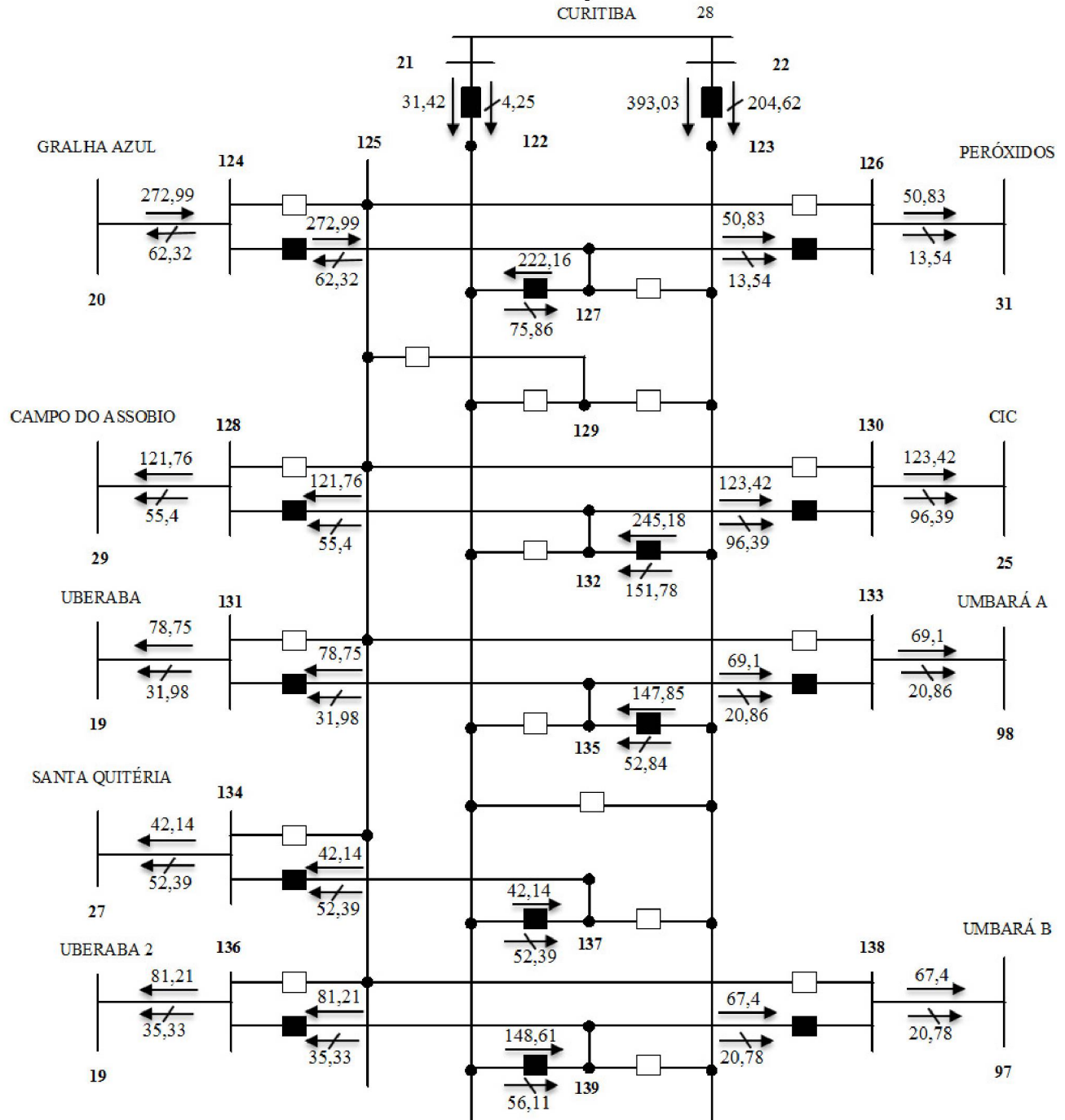
A subestação de Ponta Grossa Norte 230 kV também é modelada, pois essa região é destaque na geração de energia eólica e, de acordo com o atlas do potencial eólico do estado do Paraná, a região de Ponta Grossa é a que apresenta maior potencial de geração desse tipo de fonte dentre as demais em destaque no sistema real da região leste do estado (LACTEC, 2007).

Por fim, a subestação de Campo Comprido 230 kV é modelada em redes no nível de subestação e vem apresentando um aumento na geração solar fotovoltaica, pois esse bairro demonstra alto potencial de geração desse tipo de energia em ambientes residenciais (ROSAS, 2017).

Dessa forma, o resultado do fluxo de potência no nível de subestação em dois estágios é destacado para as três subestações modeladas do sistema real de 121 barras. Os diagramas unifilares das subestações encontram-se destacados no trabalho de Rosas (2017) e ressaltando que a representação no nível seção de barra implica na extensão do sistema real da Copel, que passa a apresentar 160 barras e seções de barras.

As FIGURAS 32, 33 e 34 ilustram as subestações de Umbará 230 kV, de Campo Comprido 230 kV e de Ponta Grossa Norte 230 kV respectivamente com os resultados do fluxo de potência no nível de subestação em dois estágios para a parte ativa e reativa.

FIGURA 32 – RESULTADO DO FLUXO DE POTÊNCIA NO NÍVEL SUBETAÇÃO EM DOIS ESTÁGIOS PARA A SUBESTAÇÃO UMBARÁ 230 kV

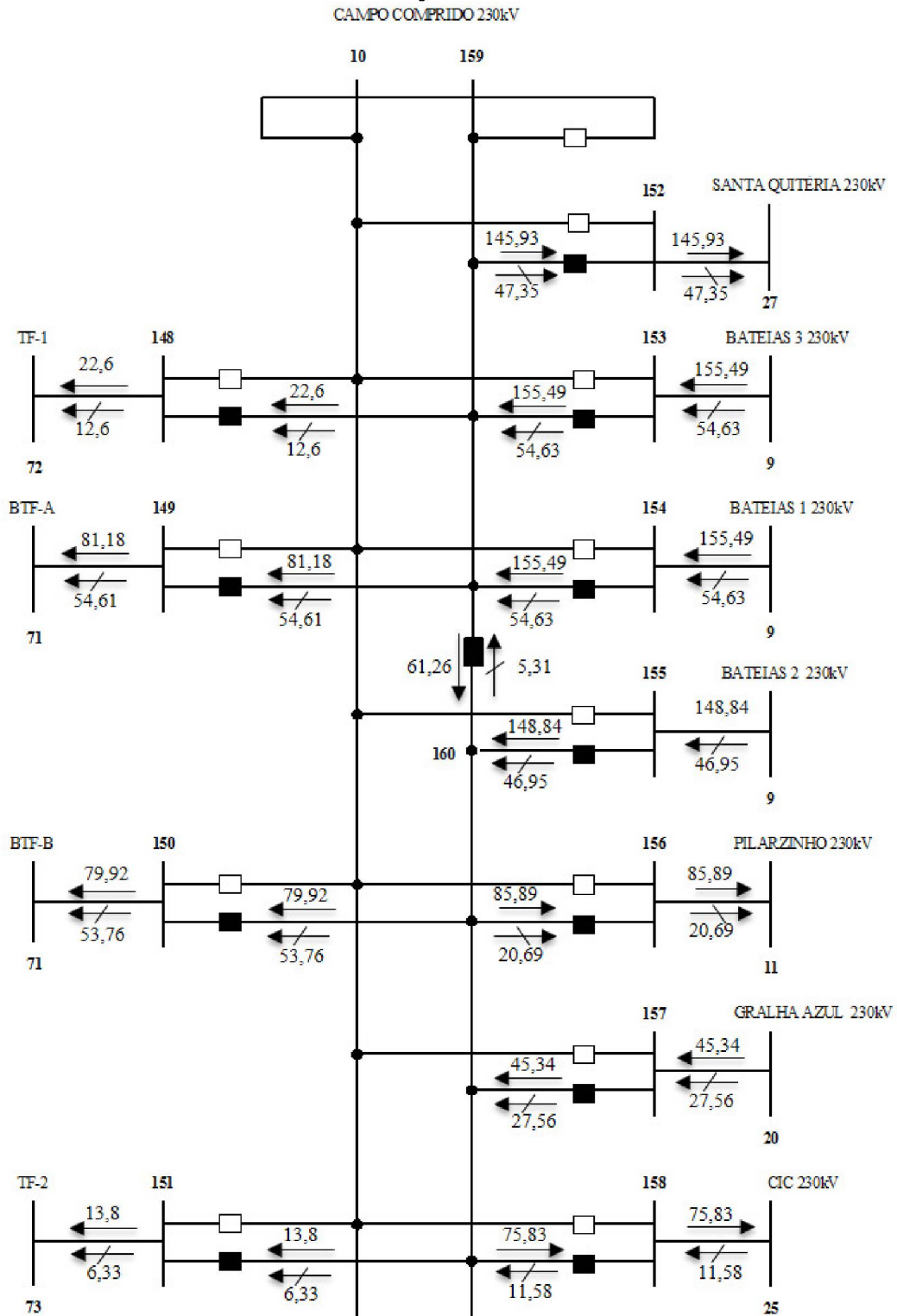


De acordo com a FIGURA 32, O resultado mostra que a metodologia de fluxo de potência no nível de subestação em dois estágios é congruente com os resultados do nível *barra-ramo* e com o balanço de potência, que é atendido em todas as barras e seções de barra do sistema.

Portanto, o resultado do fluxo de potência do 1º estágio, referente aos ramos convencionais entre as barras e seções de barras 20-124, 29-128, 19-131, 27-134, 19-136, 31-126, 25-130, 98-133 e 97-138, é consistente com os resultados do fluxo de potência no 2º estágio, relacionado aos ramos chaveáveis entre as seções de

barras 124-127, 128-132, 131-135, 134-137, 136-139, 126-127, 130-132, 133-135 e 138-139. Além disso, o balanço de potência na seção de barra 122 e 123 estão compatíveis, ou seja, somatória de fluxos é nula em ambas as seções de barra.

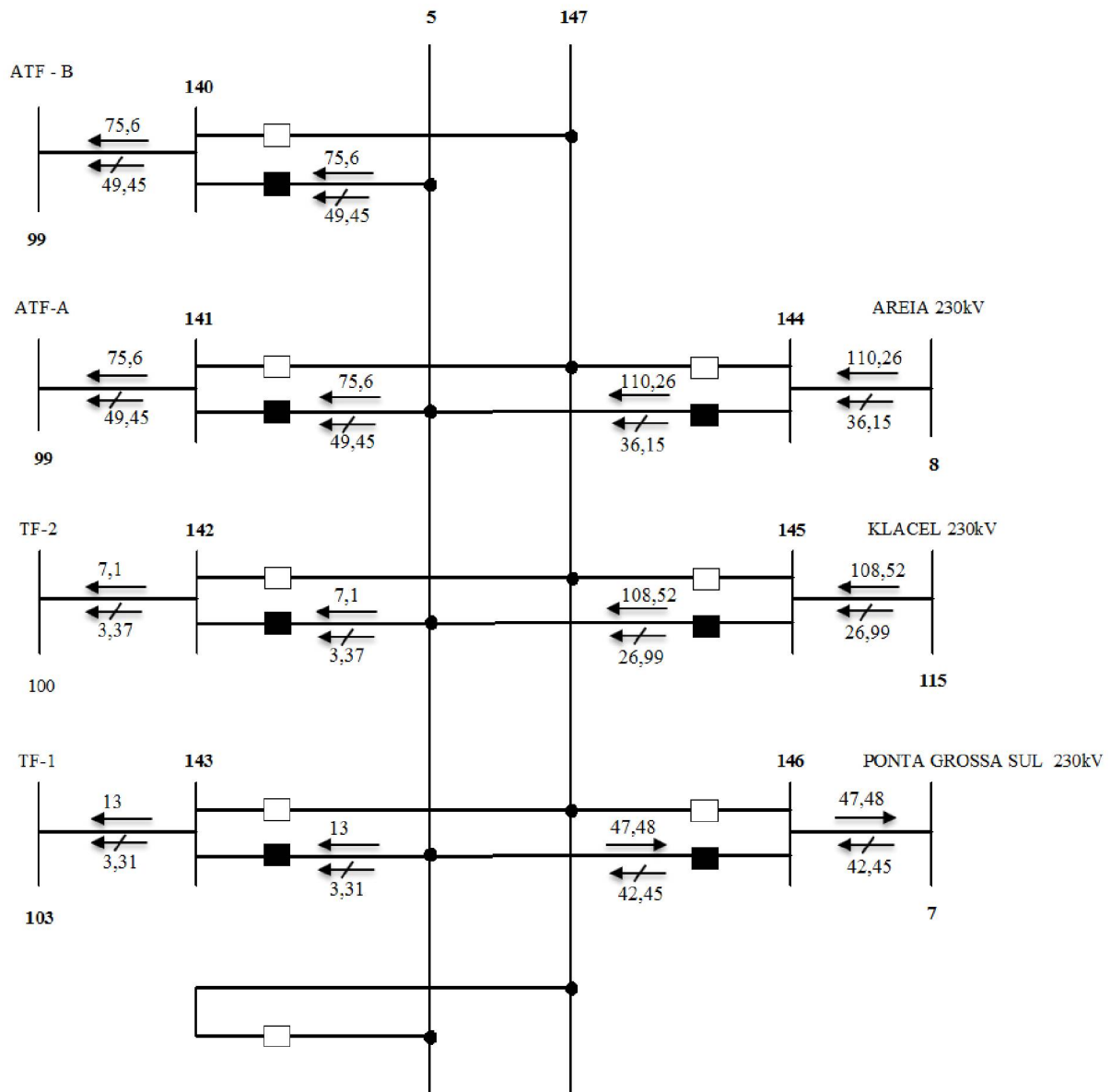
FIGURA 33 – RESULTADO DO FLUXO DE POTÊNCIA NO NÍVEL SUBETAÇÃO EM DOIS ESTÁGIOS PARA A SUBESTAÇÃO DE CAMPO COMPRIDO 230 kV



FONTE: Adaptado de ROSAS (2017).

O resultado do fluxo de potência no nível de subestação em dois estágios para a subestação de Campo Comprido 230 kV é apresentado na FIGURA 33 e está em conformidade com o resultado do 1º estágio a atende a lei de kirchhoff do balanço de potência em todas as barras e seções de barra.

FIGURA 34 – RESULTADO DO FLUXO DE POTÊNCIA NO NÍVEL SUBETAÇÃO EM DOIS ESTÁGIOS PARA A SUBESTAÇÃO PONTA GOSSA NORTE 230 kV



Por fim, a FIGURA 34 ilustra o resultado do fluxo de potência no nível de subestação em dois estágios para a subestação de Ponta Grossa Norte. Dessa forma, o resultado está em consonância com o nível *barra-ramo* e o balanço de potência na barra 5 é atendido e, conseqüentemente, essa metodologia é validada também para essa subestação.

#### 4.3.2 Impacto das fontes alternativas nos equipamentos da subestação

Nesse tópico apresenta-se a inserção das fontes alternativas no sistema real de 121 barras e o impacto desse tipo de fonte nos equipamentos (disjuntores e chaves) na subestação a partir da metodologia em dois estágios.

A FIGURA 35 mostra a localização dos geradores de energia elétrica, tanto dos convencionais (fontes hidráulicas e térmicas) quanto das renováveis (fontes eólica e solar).

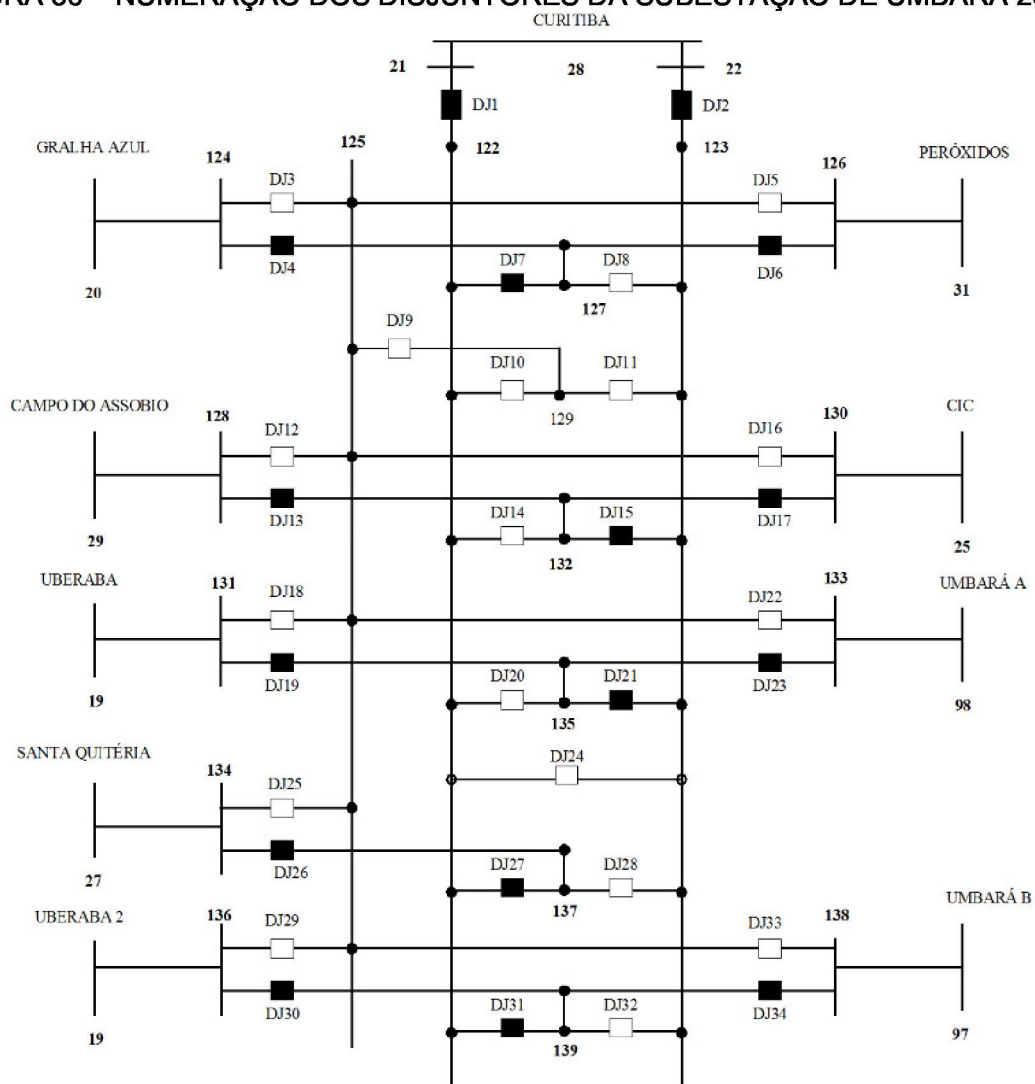
Conforme já mencionados, as fontes de geração eólica e solar são inseridas de acordo com as barras que apresentam maiores potenciais de crescimento dessas fontes intermitentes no sistema real. Além disso, mesmo com a inserção de geração dessas fontes, as barras continuam sendo barras  $PQ$ , pois o valor da geração é subtraído da carga.



barras de carga da referida subestação, o que equivale a aproximadamente 200 MW. Assim, 20 MW é o correspondente de geração solar total nessas subestações.

Dispondo das informações referentes aos dados de geração eólica e solar, a análise do impacto da geração provinda de fontes alternativas é realizada com base nessas informações. Além disso, todas as análises são realizadas na subestação de Umbará 230 kV, devido a sua relevância para o sistema em questão. O diagrama unifilar com a numeração dos disjuntores para a subestação de Umbará 230 kV encontra-se destacado na FIGURA 36.

FIGURA 36 – NUMERAÇÃO DOS DISJUNTORES DA SUBESTAÇÃO DE UMBARÁ 230 kV



A primeira análise é realizada com a variação da geração eólica em MW com 6 diferentes patamares de geração eólica (de 0% até 100%), ou seja, com nenhuma geração até uma geração de 150 MW e a variação total entre 0 e 150 MW dado em porcentagem.

A TABELA 5 apresenta o resultado do fluxo de potência através dos equipamentos na subestação de Umbará 230 kV e esse resultado é demonstrado conforme o intervalo de 20% (30 MW). Na simulação desconsidera-se qualquer geração solar para analisar o impacto somente da geração eólica na subestação em destaque (representando o período noturno).

TABELA 5 – VARIACÃO NO FLUXO DE POTÊNCIA COM A VARIACÃO DA GERAÇÃO EÓLICA

Disjuntores	% Geração Eólica						Variação (%)
	0% (MW)	20% (MW)	40% (MW)	60% (MW)	80% (MW)	100% (MW)	
1	31,42	33,97	36,49	38,98	41,44	43,86	39,59
2	393,03	391,25	389,49	387,75	386,04	384,35	-2,21
4	272,99	274,24	275,47	276,69	277,89	279,08	2,23
6	50,83	50,83	50,83	50,83	50,83	50,83	0,00
7	222,16	223,41	224,64	225,86	227,06	228,25	2,74
13	121,76	121,76	121,76	121,76	121,76	121,76	0,00
15	245,18	243,38	241,6	239,85	238,12	236,41	-3,58
17	123,42	121,62	119,84	118,09	116,36	114,66	-7,10
19	78,75	78,77	78,79	78,81	78,82	78,84	0,11
21	147,85	147,87	147,89	147,91	147,92	147,94	0,06
23	69,1	69,1	69,1	69,1	69,1	69,1	0,00
26 / 27	42,14	40,82	39,51	38,22	36,94	35,69	-15,31
30	81,21	81,23	81,24	81,26	81,28	81,3	0,11
31	148,61	148,63	148,64	148,66	148,68	148,7	0,06
34	67,4	67,4	67,4	67,4	67,4	67,4	0,00

FONTE: O autor (2017).

A TABELA 5 demonstra que alguns disjuntores/chaves sofrem uma grande alteração nos valores de fluxo de potência, como por exemplo, os disjuntores 1, 2, 4, 7, 15, 17 e 26/27 que apresentam uma variação de fluxo de potência mais significativa. Já os disjuntores 19, 21, 30 e 34 indicam pouca variação com a inserção de fonte eólica e os demais disjuntores não apontaram nenhuma variação.

Além disso, os resultados mostram que a inserção do parque eólico na região de Ponta Grossa acarreta um aumento no fluxo de potência no sentido da subestação Curitiba 230 kV, pois como há um acréscimo na geração de energia para suprir as demais regiões do estado, logo há um aumento do fluxo provinda da geração de Araucária (Subestação Gralha Azul) destinada à Curitiba e uma redução no fluxo de carga da subestação Umbará 230 kV para bairros da região oeste de Curitiba (Subestações de Santa Quitéria e de Campo Comprido).

A próxima análise é implementada com a variação da geração eólica com 6 diferentes patamares de geração eólica (de 0% até 100%) para uma geração solar baixa de 6,6 MW. Da mesma forma que anteriormente, a TABELA 6 demonstra o resultado do fluxo de potência através dos equipamentos na subestação de Umbará 230 kV. Essa simulação pode ser considerada para o período do dia de menor incidência solar.

TABELA 6 – VARIÇÃO NO FLUXO DE POTÊNCIA COM A VARIÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA E BAIXA GERAÇÃO SOLAR

Disjuntores	% Geração Eólica (Geração solar baixa=6,66MW)						
	0% (MW)	20% (MW)	40% (MW)	60% (MW)	80% (MW)	100% (MW)	Varição (%)
1	32,92	35,47	37,99	40,48	42,94	45,36	37,79
2	391,96	390,18	388,42	386,69	384,97	383,28	-2,21
4	273,71	274,96	276,19	277,41	278,61	279,80	2,22
6	50,83	50,83	50,83	50,83	50,83	50,83	0,00
7	222,89	224,14	225,37	226,58	227,79	228,98	2,73
13	121,76	121,76	121,76	121,76	121,76	121,76	0,00
15	244,07	242,27	240,50	238,75	237,02	235,31	-3,59
17	122,32	120,52	118,74	116,99	115,26	113,55	-7,17
19	78,79	78,81	78,82	78,84	78,86	78,88	0,11
21	147,89	147,91	147,92	147,94	147,96	147,98	0,06
23	69,1	69,1	69,1	69,1	69,1	69,1	0,00
26 / 27	41,33	40,00	38,69	37,40	36,13	34,87	-15,63
30	81,24	81,26	81,28	81,30	81,32	81,34	0,12
31	148,64	148,66	148,68	148,70	148,72	148,74	0,07
34	67,4	67,4	67,4	67,4	67,4	67,4	0,00

FONTE: O autor (2017).

Os resultados explicitados na TABELA 6 apresentam os mesmos resultados encontrados na primeira simulação, somente com a variação geração eólica, tanto no aumento ou na redução do fluxo de potência através dos disjuntores e das chaves.

Embora os valores relativos da variação entre 0 e 150 MW de geração eólica sejam diferentes para os disjuntores, em valores absolutos são os mesmos. Assim, esse resultado mostra que mesmo com uma pequena inserção de geração solar (6,66 MW) há uma diferença já considerável em alguns disjuntores.

Outra análise empreendida é feita da mesma forma que as análises anteriores com relação à variação da geração eólica, porém com uma geração solar média de 13,33 MW. A TABELA 7 apresenta o resultado dos valores de fluxo de

potência nos disjuntores da subestação Umbará 230 kV (período com incidência solar média).

TABELA 7 – VARIACÃO NO FLUXO DE POTÊNCIA COM A VARIACÃO DA GERAÇÃO EÓLICA E GERAÇÃO SOLAR MÉDIA

Disjuntores	% Geração Eólica (Geração solar média=13,33MW)						Variação (%)
	0% (MW)	20% (MW)	40% (MW)	60% (MW)	80% (MW)	100% (MW)	
1	34,42	36,97	39,50	41,98	44,44	46,87	36,17
2	390,89	389,11	387,35	385,62	383,91	382,22	-2,22
4	274,44	275,68	276,92	278,13	279,34	280,52	2,22
6	50,83	50,83	50,83	50,83	50,83	50,83	0,00
7	223,61	224,86	226,09	227,31	228,51	229,70	2,72
13	121,76	121,76	121,76	121,76	121,76	121,76	0,00
15	242,97	241,17	239,39	237,64	235,91	234,20	-3,61
17	121,21	119,41	117,64	115,89	114,16	112,45	-7,23
19	78,82	78,84	78,86	78,88	78,89	78,91	0,11
21	147,92	147,94	147,96	147,98	147,99	148,01	0,06
23	69,1	69,1	69,1	69,1	69,1	69,1	0,00
26 / 27	40,51	39,19	37,88	36,59	35,31	34,06	-15,92
30	81,28	81,30	81,32	81,34	81,36	81,38	0,12
31	148,68	148,70	148,72	148,74	148,76	148,78	0,07
34	67,4	67,4	67,4	67,4	67,4	67,4	0,00

FONTE: O autor (2017).

Da mesma forma que os demais resultados, os valores absolutos da variação entre 0 e 150 MW de geração eólica são os mesmos. Essa adição de geração solar média (13,33 MW) apresenta uma variação no fluxo de potência considerável em alguns disjuntores.

Por último, realiza-se a análise com a mesma variação da geração eólica (Subestação de Ponta Grossa Norte 230 kV), todavia com uma geração solar alta de 20 MW (Subestação de Campo Comprido de 13,8 kV e 69 kV). Dessa forma, a TABELA 8 mostra o resultado dos valores de fluxo de potência nos disjuntores da subestação Umbará 230 kV (período com incidência solar alta).

TABELA 8 – VARIAÇÃO NO FLUXO DE POTÊNCIA COM A VARIAÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA E ALTA GERAÇÃO SOLAR

Disjuntores	% Geração Eólica (Geração solar alta=20 MW)						Variação (%)
	0% (MW)	20% (MW)	40% (MW)	60% (MW)	80% (MW)	100% (MW)	
1	35,92	38,48	41,00	43,49	45,94	48,37	34,66
2	389,82	388,04	386,28	384,55	382,84	381,15	-2,22
4	275,16	276,41	277,64	278,86	280,06	281,25	2,21
6	50,83	50,83	50,83	50,83	50,83	50,83	0,00
7	224,34	225,58	226,82	228,03	229,23	230,42	2,71
13	121,76	121,76	121,76	121,76	121,76	121,76	0,00
15	241,76	240,06	238,26	236,54	234,81	233,10	-3,58
17	120,11	118,31	116,53	114,78	113,05	111,34	-7,30
19	78,86	78,88	78,89	78,91	78,93	78,95	0,11
21	147,96	147,98	147,99	148,01	148,03	148,05	0,06
23	69,1	69,1	69,1	69,1	69,1	69,1	0,00
26 / 27	39,70	38,37	37,06	35,77	34,50	33,24	-16,27
30	81,32	81,34	81,36	81,37	81,39	81,41	0,11
31	148,72	148,74	148,76	148,77	148,79	148,81	0,06
34	67,4	67,4	67,4	67,4	67,4	67,4	0,00

FONTE: O autor (2017).

Portanto, nota-se que embora a participação da geração de energia solar seja menor se comparada a geração eólica, o seu impacto por incremento de 1 MW é maior na subestação de Umbará 230 kV, pois a fonte de geração solar encontra-se mais próxima a essa subestação modelada que a fonte de geração eólica.

Entretanto, a geração de energia solar combinada com a geração eólica é próxima da geração provinda somente da energia eólica, pois em valores absolutos a geração eólica (máxima de 150 MW) é maior que a solar (máxima de 20 MW), conforme considerado na análise.

Conforme apresentado nas TABELAS 5, 6, 7 e 8, os valores de fluxos de potência através dos disjuntores 1 e 2, ligados à subestação de Curitiba 230 kV, e dos disjuntores 26 e 27, ligados à subestação Santa Quitéria 230 kV, indicam maior variação de fluxo de potência em termos relativos, ou seja, as subestações que obtiveram maior influência com a inserção das fontes eólica e solar.

Esses resultados mostram-se em consonância com os resultados obtidos por Rosas (2017), que modelou as mesmas subestações do sistema real de 121 barras e analisou os impactos da inserção das fontes de energias renováveis nos equipamentos das subestações. Além disso, vale destacar que o resultado do impacto dessas fontes pode ser positivo ou negativo, dependendo do resultado da

distribuição de fluxos através dos equipamentos da subestação, ou seja, o que esses valores de fluxos significam para o operador.

Outra análise que pode ser comparada com os resultados do trabalho de Rosas (2017) é com relação à variação dos fluxos através dos disjuntores 15 e 17 (subestação Cidade Industrial de Curitiba 230 kV) e dos disjuntores 4 e 7 (subestação Gralha Azul 230 kV). De acordo com os resultados, esses disjuntores apresentam uma pequena variação de fluxo de potência em termos relativos. Consequentemente, esse resultado é coerente com o alcançado no trabalho de Rosas (2017), que utilizou a ferramenta de fluxo de potência no nível de subestação em um único estágio.

Portanto, os resultados mostram que a metodologia de fluxo de potência no nível de subestação em dois estágios é adequada para a modelagem da rede no nível de subestação e é uma ferramenta prática para auxiliar na operação do sistema elétrico.

#### 4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo apresentaram-se os diferentes arranjos de subestação para o sistema teste de 14 barras do IEEE e o sistema real de 121 barras da Copel. Ambos os sistemas foram utilizados para demonstrar e validar a metodologia de fluxo de potência no nível de subestação em dois estágios implementada, bem como os resultados para cada simulação e abordagem. Os diferentes arranjos da subestação também foram utilizados para mostrar os valores obtidos de tensão a partir do algoritmo de detecção de ilhas.

Além disso, utilizou-se o sistema de 14 barras do IEEE para validar a metodologia da solução mínima juntamente com a teoria de grafos (sem medidas no interior da subestação) e a que apresenta medidas no interior da subestação. Ambas as abordagens são implementadas em caso de ocorrer circuito de malha fechada ou *loop*. Dessa forma, os resultados mostraram-se coerentes em ambas as abordagens e uma forma de solução adequada para a situação em destaque.

Finalizando os resultados, realizou-se a inserção de fontes eólica e solar no sistema real de 121 barras como o objetivo de analisar o impacto quanto à superação de fluxo de potência nos equipamentos no interior da subestação. Os

resultados obtidos apresentaram algumas variações significativas em alguns disjuntores e esses resultados são coerentes com os obtidos pelo trabalho de Rosas (2017).

## 5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

### 5.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Esse trabalho discute a importância e, ao mesmo tempo, os impactos da utilização da modelagem da rede no nível de subestação no custo computacional do fluxo de potência estendido. Com isso propõe-se uma nova abordagem, baseada em uma estratégia de dois estágios, que elimina a incorporação de novas variáveis de estado e das equações operacionais da solução iterativa do problema, mantendo-o na modelagem convencional *barra-ramo*.

A determinação da distribuição dos fluxos no interior das subestações e das tensões nas seções de barra é realizada num segundo estágio. Quanto a distribuição de fluxos de potência, formaliza-se por meio de equações lineares e matrizes de incidência, de formação pré-definidas, que refletem tanto a configuração das subestações quanto o balanço de potência nos nós internos das mesmas. Já a determinação das tensões complexas é obtida pelo algoritmo de detecção de ilhas e integrado ao sistema linear que relaciona as tensões obtidas no 1º estágio com a conectividade entre as barras e seções de barras para, assim, obter os valores de tensão complexa no interior da subestação dentro do 2º estágio.

Conforme destacado nos resultados, essa nova abordagem reduz significativamente a dimensão do problema e, assim, o custo computacional requerido pelo fluxo de potência em redes modeladas no nível de subestação. Além disso, permite a utilização de pacotes computacionais existentes para realização da primeira etapa, evitando a necessidade de um novo algoritmo de resolução do fluxo de potência, como é o caso das ferramentas atualmente disponíveis.

O sistema teste de 14 barras do IEEE e o sistema real de 121 barras do leste do estado do Paraná são utilizados para validar a metodologia proposta e suas funcionalidades.

Além disso, com o sistema teste de 14 barras do IEEE, utilizou-se a metodologia da solução mínima juntamente com a teoria de grafos para solucionar o problema de fluxo de potência no caso de *loops* ou circuito fechado no interior da subestação. Outra forma de solução desse problema foi por meio da consideração de medidas no interior da subestação.

Ambas as estratégias de solução, seja sem ou com medida interior da subestação, é coerente com os valores do fluxo de potência convencional e com o balanço de potência em todas as barras e seção de barras para o caso de *loops* ou circuito fechado.

Por fim, analisou-se o impacto das fontes alternativas de energia nos equipamentos da subestação. Para essa análise, foram adicionados um parque eólico de 150 MW na barra de Ponta Grossa Norte e geração solar com cerca de 10% da demanda da barra de Campo Comprido da mesma forma que no trabalho proposto por Rosas (2017), trabalho fonte para todos os dados e configurações do sistema real de 121 barras.

A análise do impacto das fontes alternativas foi realizada na subestação de Umbará 230 kV e os resultados dos fluxos de potência ativa através dos disjuntores apresentaram uma variação significativa com a inserção das fontes eólica e solar. Portanto, mesmo com uma pequena participação dessas fontes no sistema, já é possível verificar uma considerável alteração nos fluxos de potência no interior da subestação, salientando a importância da ferramenta de análise no nível de subestação.

## 5.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

- extensão da metodologia de cálculo de curto circuito no nível de subestação para a abordagem em dois estágios proposta nesse trabalho;
- extensão do fluxo de potência ótimo no nível de subestação para a abordagem em dois estágios proposta nesse trabalho.

## REFERÊNCIAS

ALSAÇ O. et al. Generalized State Estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, p. 90–96, 1997.

BALABANIAN, N., BICKART, T. **Linear Network Theory**. Matrix Publishers, Inc., Beaverton, Oregon, 1981.

BLANCO, P. R. O. **Aplicação do Fluxo de Potência no Nível de Subestação ao Problema de Recomposição do Sistema Elétrico de Potência**. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) - Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2010.

BORGES, T. T. Restabelecimento de Sistemas de Distribuição Utilizando Fluxo de Potência Ótimo. **Revista Controle & Automação**, v. 23, n. 6, 2012.

CABRA, Á. I. M. **Estudos Sobre a Configuração das Redes Elétricas: Avaliação de Diversos Algoritmos e Novas Proposições para Implementação em Tempo Real**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1988.

CLEMENTS, K. A.; SIMÕES COSTA, A. Topology Error Identification Using Normalized Lagrange Multipliers. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 13, n. 2, p. 347–353, 1998.

D’AJUZ, A. **Equipamentos Elétricos - Especificação e aplicação em Subestação de Corrente Alternada**. FURNAS/UFF, 1985.

DUARTE, I. S.; FERNANDES, T. S. P.; LOURENÇO, E. M. An Alternative Way to Model Switches and Circuit Breakers to Directly Determine Short-Circuit Currents Flowing Through Them. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, v. 26, n. 1, p. 46–56, 2014.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **PDE ± Plano Decenal de Expansão de Energia**. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-2026>. Acesso em: 11 ago. 2018.

EXPÓSITO, A. G.; JAÉN, A. DE LA V. Reduced Substation Models for Generalized State Estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 16, n. 4, p. 839–846, 2001.

FONSECA, A. G.; TORTELLI, O. L.; LOURENÇO, E. M. An Extended Fast Decoupled Power Flow for Reconfiguration Networks in Distribution Systems. **IET Generation, Transmission & Distribution**. Artigo aceito para publicação em outubro de 2018.

JAÉN, A. DE LA V. **Modelo Reduzido de Subestaciones em Estimadores de Estados Generalizados**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade

de Sevilla, Sevilla, 2001.

JAÉN, A. DE LA V.; EXPÓSITO, A. G. Modeling Unknown Circuit Breakers in Generalized State Estimators. Power Tech. **Anais...**, 2001. Porto, Portugal.

JAEN, A. DE LA V.; EXPÓSITO, A. G. Implicitly Constrained Substation Model for State Estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 17, n. 3, p. 850–856, 2002.

JUNIOR, A. P. B.; MEDEIROS, B. T.. **Aplicação de Fluxo de Potência no Nível de Subestação a Sistemas de Potências Reais**. Monografia (graduação em Engenharia Elétrica) - Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2009.

LACTEC. **Atlas do Potencial Eólico do Estado do Paraná**. Curitiba: Projeto de Pesquisa & Desenvolvimento COPEL-ANEEL, 2007.

LOURENÇO, E. M.; COSTA, A. S.; RIBEIRO, R. P.J. Steady-State Solution for Power Networks Modeled at Bus Section Level. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, n. 1, p. 10–20, 2010.

LOURENÇO, E. M.; SILVA, N. S.; SIMÕES COSTA, A. Fast Decoupled Steady-State Solution for Power Networks Modeled at the Bus Section Level. **IEEE Bucharest Power Tech Conference**. p.1–7, 2009. Bucharest, Romania.

LOURENÇO E. M.; RIBEIRO, R. P. J.; SIMÕES COSTA A. J. A.. Power Flow at Substation Level Using Newton-Raphson's Method. **X Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning**. Anais de Congresso. p.1–11, 2006. Florianópolis-SC, Brazil.

MONTICELLI A. The Impact of Modeling Short Circuit Branches in State Estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 8, n. 1, p. 364–370, 1993.

MONTICELLI A. **State Estimation in Electric Power System. A Generalized Approach**. Kluwer Academic Publisher, 1999.

MONTICELLI A., GARCIA A. Modeling Zero Impedance Branches in Power System State Estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 6, n. 4, p. 1561–1570, 1991.

MONTICELLI A. Modeling Circuit Breakers in Weighted Least Squares State Estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 8, n. 3, p. 1143–1149, 1993.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgar Blücher, 1983.

MUZY, G. L. C. O. **Subestações Elétricas**. Projeto de graduação (Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

OLIVEIRA, A. R. L.; SILVA, D. C. Detecção de Linhas Redundantes em Problemas de Programação Linear de Grande Porte. **Anais do Congresso Nacional de Matemática Aplicada**, v. 3, n. 1984–820x, p. 325–331, 2010.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). **Critérios para Análise de Superação de equipamentos e Instalações de Alta Tensão**. Nota Técnica, 2014. Disponível em:  
<[http://www.ons.org.br/administracao\\_transmissao/equipamentosaltatensao.aspx](http://www.ons.org.br/administracao_transmissao/equipamentosaltatensao.aspx)>. Acesso em: 25 set. 2018.

RIBEIRO, R. P. J. **Fluxo de Potência em Redes Modeladas no Nível de Subestação**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2005.

ROSAS, G. B. **Avaliação do Comportamento Intermitente das Fontes Alternativas de Energia em Sistemas Elétricos de Potência**, 2017. Universidade Federal do Paraná.

ROSAS, G. B.; FERNANDES, T. S. P.; LOURENÇO, E. M. Modelagem de Ramos de Impedância Nula no Problema de Fluxo de Potência Ótimo. **Revista Controle & Automação**, v. 23, n. 00, 2011.

TOMIM, M. A. **Análise de Estabilidade em Regime Permanente de Sistemas Elétricos Susceptíveis a Ressonância Subsíncrona**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá–UNIFEI Itajubá/MG, 2004.

## ANEXO

TABELA A.1 – IMPEDÂNCIAS DO SISTEMA DE 121 BARRAS

Linha	De		Para		R (%)	X (%)	B (MVA)	
	Nº	Nome Barra	Nº	Nome Barra				
1		Mauá 230kV (981)	02	Figueira 230kV (884)	01	0,44	3,56	8,59
2		Londrina 230kV (1028)	03	Figueira 230kV (884)	01	1,91	9,84	16,85
3		Londrina 230kV (1028)	03	Figueira 230kV (884)	01	1,74	8,69	16,34
4		Figueira 230kV (884)	01	Chavantes 230kV (615)	04	2,01	10,2	17,82
5		Jaguariaiva 230kV (827)	06	Figueira 230kV (884)	01	1,59	8,09	14,14
6		Ponta Grossa Norte 230kV (829)	05	Ponta Grossa Sul 230kV (831)	07	0,42	2,12	3,820
7		Areia 230kV (934)	08	Ponta Grossa Norte 230V (829)	05	3,46	18,0	30,15
8		Bateias 230kV (814)	09	Ponta Grossa Sul 230kV (831)	07	1,6	8,07	14,21
9		Bateias 230kV (814)	09	Campo Comprido 230kV (816)	10	0,27	1,62	3,215
10		Bateias 230kV (814)	09	Campo Comprido 230kV (816)	10	0,27	1,62	3,215
11		Bateias 230kV (814)	09	Campo Comprido 230kV (816)	10	0,34	1,7	3,003
12		Bateias 230kV (814)	09	Pilarzinho 230kV (819)	11	0,6	2,98	5,545
13		Bateias 230kV (814)	09	Jaguariaiva 230kV (827)	06	2,09	2,77	4,396
14		Bateias 230kV(814)	09	Curitiba Norte 230kV (9697)	12	0,672	3,41	5,971
15		Campo Comprido 230kV (816)	10	Pilarzinho 230kV (819)	11	0,34	1,64	3,16
16		Pilarzinho 230kV (819)	11	Santa Mônica 230kV (2477)	13	0,62	3,09	5,596
17		Curitiba Norte 230kV (9697)	12	Pilarzinho 230kV (819)	11	0,369	1,84	3,356
18		Gov. Parigot de Souza 230kV	15	Santa Mônica 230kV (2477)	13	1,06	5,34	9,433
19		Curitiba Leste 230kV (9543)	14	Santa Mônica 230kV (2477)	13	0,41	2,41	4,92
20		Curitiba Norte 230kV (9697)	12	CCPRB 230kV (2377)	16	0,041	0,20	0,372
21		Gov. Parigot de Souza 230kV	15	Posto Fiscal 230kV (2459)	17	1,23	6,16	11,23
22		Curitiba Leste 230kV (9543)	14	Posto Fiscal 230kV (2459)	17	1,12	5,75	10,62
23		Curitiba Leste 230kV (9543)	14	D.I. Jose dos Pinhais 230kV	18	0,13	0,79	1,59
24		Curitiba Leste 230kV (9543)	14	Uberaba 230kV (820)	19	0,37	1,89	3,51
25		Gralha Azul 230kV (813)	20	Campo Comprido 230kV (816)	10	0,37	2,15	4,28
26		Gralha Azul 230kV (813)	20	Cisa 230kV (2496)	24	0,07	0,44	0,890
27		Gralha Azul 230kV (813)	20	Repar 230kV (9399)	23	0,012	0,12	0,233
28		Repar 230kV (9399)	23	D.I. Jose dos Pinhais 230kV	18	0,46	2,79	5,563
29		Campo Comprido 230kV (816)	10	Cidade Industrial 230kV (815)	25	0,25	1,25	2,434
30		Cidade Industrial 230kV (815)	25	Berneck 230kV (9358)	26	0,123	0,59	1,16
31		Campo Comprido 230kV (816)	10	Santa Quitéria 230kV (9537)	27	0,13	0,62	1,068
32		Peróxido 230kV (9349)	31	Siderurgica Guaira 230kV	30	0,22	1,33	2,656
33		Peroxido 230kV (9350)	32	Peróxido 230kV (9349)	31	0,08	0,47	0,938
34		Hubner 230kV (9351)	33	Peroxido 230kV (9350)	32	0,01	0,02	0,041
35		São Mateus do Sul 230kV (834)	34	Curitiba 230kV (960)	28	2,21	11,4	19,68
36		Curitiba 230kV (960)	28	Joinville 230kV (1015)	35	1,892	9,77	16,84
37		Curitiba 230kV (960)	28	Joinville Norte 230kV (1020)	36	1,826	9,33	16,45
38		Curitiba 230kV (960)	28	Joinville Norte 230kV (1020)	36	1,83	9,49	16,35
39		Mauá 230kV (981)	02	Jaguariaiva 230kV (827)	06	1,1	8,89	21,48
40		Jaguariaiva 230kV (827)	06	Itararé 230kV (627)	37	0,887	4,04	7,691
41		Curitiba 525kV (959)	39	Bateias 525kV (895)	41	0,05	0,44	47,58
42		Bateias 525kV (895)	41	Curitiba 525kV (959)	39	0,035	0,40	50,78
43		Areia 525kV (933)	42	Curitiba 525kV (959)	39	0,2	2,69	336,4
44		Blumenau 525kV (938)	40	Curitiba 525kV (959)	39	0,127	1,60	195,8
45		Curitiba 525kV (959)	39	Curitiba Leste 525kV (9542)	43	0,031	0,41	49,67
46		Curitiba Leste 525kV (9542)	43	Joinville 2 525kV (1054)	11	0,08	1,42	164,5

TABELA A.1 – IMPEDÂNCIAS DO SISTEMA DE 121 BARRAS (CONTINUAÇÃO)

Linha	De		Para		R (%)	X (%)	B (MV)	
	Nº	Nome Barra	Nº	Nome Barra				
47		Blumenau 525kV (938)	40	Joinville 2 525kV (1054)	11	0,0	0,95	109,
48		Gov. Bento Munhoz 525kV (824)	44	Areia 525kV (933)	42	0,0	0,124	15,2
49		Gov. Bento Munhoz 525kV (824)	44	Areia 525kV (933)	42	0,0	0,126	15,4
50		Segredo 525kV (856)	45	Areia 525kV (933)	42	0,0	0,654	80,4
51		Areia 525kV (933)	42	Bateias 525kV (895)	41	0,2	2,55	312,
52		Areia 525kV (933)	42	Campos Novos 525kV (955)	46	0,1	2,048	250,
53		Ivaiporã 525kV (999)	47	Areia 525kV (933)	42	0,1	2,012	245,
54		Bateias 500kV (112)	48	Bateias 525kV (895)	41	0,0	0,01	0,0
55		Bateias 500kV (113)	49	Bateias 525kV (895)	41	0,0	0,01	0,0
56		Bateias 500kV (114)	50	Bateias 500kV (115)	51	0,0	-	0,0
57		Bateias 500kV (114)	50	Bateias 525kV (895)	41	0,0	0,01	0,0
58		Bateias 500kV (115)	51	Itatiba 500kV (6609)	55	0,3	4,85	508,
59		Bateias 500kV (125)	52	Bateias 500kV (112)	48	0,3	3,958	444,
60		Bateias 500kV (130)	53	Bateias 500kV (113)	49	0,3	3,958	444,
61		Ibiuna 500kV (122)	54	Bateias 500kV (125)	52	0,0	-	0,0
62		Ibiuna 500kV (122)	54	Bateias 500kV (130)	53	0,0	-	0,0
63		Itatiba 500kV (6609)	55	Ibiuna 500kV (122)	54	0,0	1,215	102,
64		Campinas 500kV (103)	56	Itatiba 500kV (6609)	55	0,0	0,405	34,0
65		Bateias 138kV (2359)	57	Campo Largo 138kV (2364)	58	0,3	1,11	0,31
66		Bateias 138kV (2359)	57	Itambé 138kV (2375)	60	1,1	2,54	0,72
67		Bateias 138kV (2359)	57	Lapa 138kV (2378)	61	3,6	10,78	2,86
68		Bateias 138kV (2359)	57	D. Campo Largo 138kV (2391)	59	0,6	1,91	0,54
69		Bateias 138kV (2359)	57	Almirante Tamandaré 138kV	64	2,3	7,14	1,82
70		Rio Branco do Sul 138kV (9368)	65	Bateias 138kV (2359)	57	3,3	10,33	2,54
71		Campo Largo 138kV (2364)	58	D. Campo Largo 138kV (2391)	59	0,4	1,27	0,37
72		Lapa 138kV (2378)	61	Tafisa 138kV (2389)	62	4,7	14,39	3,54
73		Lapa 138kV (2378)	61	Palmeira 138kV (2436)	63	4,4	13,04	3,54
74		Lapa 138kV (2378)	61	Palmeira 138kV (2436)	63	4,4	13,04	3,54
75		Cimento Supremo 138kV (9434)	66	Tunas 138kV (9531)	67	3,1	9,21	2,50
76		Tunas 138kV (9531)	67	Rio Branco do Sul 138kV (9368)	65	3,2	9,815	2,41
77		Tunas 138kV (9531)	67	PCH Novo Horizonte 138kV	70	6,4	13,0	3,30
78		PCH Novo Horizonte 138kV	70	PCH Novo Horizonte 13,8kV	11	0,0	38,64	0,0
79		Curitiba Norte 138kV (9698)	69	Colombo 138kV (9367)	68	1,5	4,62	1,17
80		Curitiba Norte 138kV (9698)	69	Rio Branco do Sul 138kV (9368)	65	0,2	0,765	0,19
81		Colombo 138kV (9367)	68	Almirante Tamandaré 138kV	64	0,9	2,841	0,69
82		Campo Comprido 230kV (816)	10	Campo Comprido 69kV (2363)	71	0,0	18,03	0,0
83		Campo Comprido 230kV (816)	10	Campo Comprido 69kV (2363)	71	0,0	18,32	0,0
84		Campo Comprido 230kV (816)	10	Campo Comprido 13,8kV (9321)	72	0,0	41,26	0,0
85		Campo Comprido 230kV (816)	10	Campo Comprido 13,8kV (9703)	73	0,0	41,46	0,0
86		Pilarzinho 230kV (819)	11	Pilarzinho 69kV (2387)	74	0,0	18,83	0,0
87		Pilarzinho 230kV (819)	11	Pilarzinho 69kV (2387)	74	0,0	19,02	0,0
88		Cidade Industrial 230kV (815)	25	Cidade Industrial 69kV (2368)	75	0,0	17,98	0,0
89		Cidade Industrial 230kV (815)	25	Cidade Industrial 69kV (2368)	75	0,0	17,59	0,0
90		Cidade Industrial 230kV (815)	25	Cidade Industrial 13,8kV (9342)	76	0,0	40,83	0,0
91		Cidade Industrial 230kV (815)	25	Cidade Industrial 13,8kV (9702)	77	0,0	40,50	0,0
92		Berneck 230kV (9358)	26	Berneck 13,8kV (9362)	78	1,6	40,48	0,0
93		Santa Quitéria 230kV (9537)	27	Santa Quitéria 69kV (2397)	79	0,0	19,0	0,0

TABELA A.1 – IMPEDÂNCIAS DO SISTEMA DE 121 BARRAS (CONTINUAÇÃO)

Linha	De		Para		R (%)	X (%)	B (M)	
	Nº	Nome Barra	Nº	Nome Barra				
94		Santa Quitéria 230kV (9537)	27	Santa Quitéria 69kV (2397)	79	0,0	19,0	0,0
95		Santa Quitéria 230kV (9537)	27	Santa Quitéria 13,8kV (9535)	80	0,0	41,46	0,0
96		Santa Quitéria 230kV (9537)	27	Santa Quitéria 13,8kV (9536)	81	0,0	41,46	0,0
97		Gralha Azul 230kV (813)	20	Araucária 18kV (802)	82	0,0	3,412	0,0
98		Gralha Azul 230kV (813)	20	Araucária 18kV(803)	83	0,0	6,823	0,0
99		Santa Mônica 230kV (2477)	13	Santa Mônica 69kV (2478)	84	0,0	17,84	0,0
100		Santa Mônica 230kV (2477)	13	Santa Mônica 69kV (2478)	84	0,0	18,42	0,0
101		Gov. Parigot de Souza 230kV	15	Gov. Parigot de Souza 13,8kV	85	0,0	9,53	0,0
102		Gov. Parigot de Souza 230kV	15	Gov. Parigot de Souza 13,8kV	86	0,0	9,53	0,0
103		Gov. Parigot de Souza 230kV	15	Gov. Parigot de Souza (9337)	88	0,0	5,912	0,0
104		Gov. Parigot de Souza 230kV	15	Gov. Parigot de Souza (9427)	90	0,0	6,07	0,0
105		Gov. Parigot de Souza (9337)	88	Gov. Parigot de Souza 138kV	87	0,0	0,556	0,0
106		Gov. Parigot de Souza (9337)	88	Gov. Parigot de Souza 13,8kV	89	0,0	38,33	0,0
107		Gov. Parigot de Souza (9427)	90	Gov. Parigot de Souza 138kV	87	0,0	0,42	0,0
108		Curitiba Leste 230kV (9543)	14	Curitiba Leste 525kV (9542)	43	0,0	1,26	0,0
109		Curitiba 230kV (960)	28	Curitiba 525kV (959)	39	0,03	1,163	0,0
110		Curitiba 230kV (960)	28	Curitiba 525kV (959)	39	0,03	1,166	0,0
111		Curitiba 230kV (960)	28	Curitiba 525kV (959)	39	0,03	1,19	0,0
112		Curitiba Norte 230kV (9697)	12	Curitiba Norte 138kV (9698)	69	0,0	6,11	0,0
113		Curitiba Norte 230kV (9697)	12	Curitiba Norte 138kV (9698)	69	0,0	6,11	0,0
114		Bateias 230kV (814)	9	Bateias 525kV (895)	41	0,0	1,261	0,0
115		Bateias 230kV (814)	9	Bateias 525kV (895)	41	0,0	1,214	0,0
116		Bateias 230kV (814)	9	Bateias 525kV (895)	41	0,03	1,26	0,0
117		Bateias 230kV (814)	9	Bateias 138kV (2359)	57	0,0	6,499	0,0
118		Bateias 230kV (814)	9	Bateias 138kV (2359)	57	0,0	6,499	0,0
119		Itatiba 138kV (6610)	91	Itatiba 500kV (6609)	55	0,0	3,32	0,0
120		Itatiba 138kV (6610)	91	Itatiba 500kV (6609)	55	0,0	3,32	0,0
121		Itatiba 138kV (6610)	91	Itatiba 500kV (6609)	55	0,0	3,32	0,0
122		Araraquara 2 500kV (7057)	92	Itatiba 500kV (6609)	55	0,13	2,182	318
123		Ibiuna 345kV (86)	93	Ibiuna 500kV (122)	54	0,0	1,33	0,0
124		Ibiuna 345kV (86)	93	Ibiuna 500kV (122)	54	0,0	1,33	0,0
125		Ibiuna 345kV (86)	93	Ibiuna 500kV (122)	54	0,0	1,33	0,0
126		Rio Branco do Sul 69kV (2396)	94	Cimento Rio Branco 69kV (9429)	95	0,50	2,322	0,0
127		Rio Branco do Sul 138kV (9368)	65	Rio Branco do Sul 69kV (2396)	94	0,0	50,32	0,0
128		Itararé 2 230kV (627)	37	Itararé 2 138kV (621)	96	0,0	5,4	0,0
129		Ponta Grossa Norte 230kV (829)	5	Ponta Grossa Norte 138kV (830)	99	0,0	6,053	0,0
130		Ponta Grossa Norte 230kV (829)	5	Ponta Grossa Norte 138kV (830)	99	0,0	6,053	0,0
131		Ponta Grossa Norte 230kV (829)	5	Ponta Grossa Norte 34,5kV (9327)	10	0,0	91,4	0,0
132		Ponta Grossa Norte 230kV (829)	5	Ponta Grossa Norte (9344)	10	0,0	97,98	0,0
133		Ponta Grossa Norte 230kV (829)	5	Klabin 230kV (9988)	11	2,51	13,54	23,
134		Figueira 230kV (884)	1	Klabin 230kV (9988)	11	1,44	8,049	14,
135		Mauá 230kV (981)	2	Klabin 230kV (9988)	11	0,36	2,654	6,5
136		Klabin 230kV (9357)	38	Klabin 230kV (9988)	11	0,30	2,238	5,4
137		Klabin 230kV (9988)	11	Klabin (9989)	11	0,0	3,1	0,0
138		Ponta Grossa Norte (9344)	10	Ponta Grossa Norte 34,5kV (9328)	10	0,0	-8,55	0,0
139		Ponta Grossa Norte (9344)	10	Ponta Grossa Norte 13,8kV (9329)	10	0,0	38,91	0,0

TABELA A.1 – IMPEDÂNCIAS DO SISTEMA DE 121 BARRAS (CONTINUAÇÃO)

Linha Nº	De		Para		R (%)	X (%)	B (MVA)
	Nome Barra	Nº	Nome Barra	Nº			
140	Areia 230kV (934)	8	Areia 525kV (933)	42	0,031	1,207	0,0
141	Ponta Grossa Sul 230kV (831)	7	Ponta Grossa Sul 138kV	10	0,0	10,867	0,0
142	Ponta Grossa Sul 230kV (831)	7	Ponta Grossa Sul 138kV	10	0,0	13,84	0,0
143	Ponta Grossa Sul 230kV (831)	7	Ponta Grossa Sul 34,5kV	10	0,0	89,233	0,0
144	Ponta Grossa Sul 230kV (831)	7	Ponta Grossa Sul (9343)	10	0,0	97,817	0,0
145	Ponta Grossa Sul (9343)	10	Ponta Grossa Sul 34,5kV	10	0,0	-8,45	0,0
146	Ponta Grossa Sul (9343)	10	Ponta Grossa Sul 13,8kV	10	0,0	39,117	0,0
147	Jaguariaíva 230kV (827)	6	Jaguariaíva 138kV (2423)	10	0,0	6,3889	0,0
148	Jaguariaíva 230kV (827)	6	Jaguariaíva 138kV (2423)	10	0,0	6,3657	0,0
149	Jaguariaíva 230kV (827)	6	Jaguariaíva 138kV (2423)	10	0,0	6,393	0,0
150	Mauá 230kV (981)	2	Mauá 34,5kV (982)	11	4,839	96,77	0,0
151	Mauá 230kV (981)	2	Mauá 230kV (983)	11	0,0	9,2	0,0
152	Mauá (982) 34,5kV	11	Mauá 34,5kV (993)	11	7,9	16,3	0,0
153	Mauá 34,5kV (993)	11	Mauá 6,9kV (984)	11	0,0	96,75	0,0
154	Figueira 230kV (884)	1	Figueira (9333)	11	0,0	7,4	0,0
155	Figueira 230kV (884)	1	Figueira (2464)	11	0,0	6,91	0,0
156	Figueira (9333)	11	Figueira (2485)	12	0,0	-0,822	0,0
157	Figueira (9333)	11	Figueira 13,8kV (9334)	12	0,0	42,611	0,0
158	Figueira (2464)	11	Figueira (2485)	12	0,0	-0,19	0,0
159	Gralha Azul 230kV (813)	20	Umbará 230kV (821)	21	0,07	0,39	0,783
160	Cidade Industrial 230kV (815)	25	Umbará 230kV (822)	22	0,12	0,7	1,4
161	Santa Quitéria 230kV (9537)	27	Umbará 230kV (821)	21	0,4	2,01	3,474
162	Uberaba 230kV (820)	19	Umbará 230kV (822)	22	0,71	3,44	6,655
163	Umbará 230kV (822)	22	Curitiba 230kV (960)	28	0,0	0,01	0,033
164	Campo do Assobio 230kV	29	Umbará 230kV (822)	22	0,38	1,88	3,629
165	Uberaba 230kV (820)	19	Umbará 230kV (821)	21	0,6	3,33	6,68
166	Curitiba 230kV (960)	28	Umbará 230kV (821)	21	0,0	0,01	0,033
167	Peróxidos 230kV (9349)	31	Umbará 230kV (821)	21	0,02	0,09	0,183
168	Umbará 230kV (821)	21	Umbará 69kV (2402)	97	0,0	18,867	0,0
169	Umbará 230kV (822)	22	Umbará 69kV (2406)	98	0,0	18,355	0,0
170	Umbará 230kV (822)	22	Umbará 230kV (821)	21	0,0	0,01	0,0