



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

Implementação de uma Ferramenta de Fluxo de Potência para Software de Treinamento de Operadores de Usinas Térmicas

Thaís Pacheco Teixeira

Projeto de Graduação apresentado ao curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador: Carmen Lucia Tancredo Borges

Rio de Janeiro

Agosto de 2013

**IMPLEMENTAÇÃO DE UMA FERRAMENTA DE FLUXO
DE POTÊNCIA PARA SOFTWARE DE TREINAMENTO
DE OPERADORES DE USINAS TÉRMICAS**

Thaís Pacheco Teixeira

PROJETO DE GRADUAÇÃO APRESENTADO AO CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA, UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS À OBTENÇÃO DO TÍTULO DE ENGENHEIRO.

Examinada por:

Prof. Carmen Lucia Tancredo Borges, D. Sc.
(Orientadora)

Eng. Claudia Romeiro Shirozaki, M. Sc.

Prof. Tatiana Mariano Lessa de Assis, D. Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ-BRASIL

AGOSTO DE 2013

Teixeira, Thaís Pacheco.

Implementação de uma Ferramenta Computacional para Análise de Fluxo de Potência destinada a Software para Treinamento de Operadores de Usinas Térmicas / Thaís Pacheco Teixeira. – Rio de Janeiro: UFRJ / Escola Politécnica, 2013.

X, 93 p.: Il.; 29,7 cm.

Orientador: Carmen Lucia Tancredo Borges

Projeto de Graduação – UFRJ / Escola Politécnica / Curso de Engenharia Elétrica, 2013.

Referências Bibliográficas: p. 74

1. Fluxo de Potência. 2. Método de Newton Raphson.
3. Estado da Rede. 4. Operação de Sistemas de Potência.

I. Borges, Carmen Lucia. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro. III. Escola Politécnica. IV. Departamento de Engenharia Elétrica. V. Título

Agradecimentos

Gostaria de agradecer primeiramente a Deus, por tudo o que tem me concedido ao longo da vida e por estar sempre iluminando meu caminho e a vida das pessoas que amo.

Agradeço a meus pais, João Luiz e Fátima, pelo amor que me dedicaram ao longo de todos os anos de vida, pelo apoio que me deram durante todo o período acadêmico e pelos muitos esforços que fizeram para me proporcionar a oportunidade de chegar aonde cheguei até o momento.

Agradeço, além disso, a minha mãe Fátima, pelo carinho especial e pelo laço de amizade e fortaleza que muitas vezes me acolheram e me ergueram, motivando-me sempre a buscar a superação em meus projetos.

Agradeço a meu amigo e namorado, Eduardo Netto, pelo apoio, companheirismo e amizade que me dedicou durante todo o período de faculdade. Agradeço por estar sempre ao meu lado, incentivando, dando forças e acreditando em mim sob quaisquer circunstâncias.

Agradeço ao meu amigo e mestre, Jorge Rodriguez, que me inspira tanto como pessoa quanto como profissional, pelo seu jeito simples e talento admirável como engenheiro eletricitista. Agradeço, sinceramente, pela sua amizade e por todos os ensinamentos, que levarei pela vida.

Agradeço a GT2 Energia, pela oportunidade de realizar o estágio de fim de curso, pelos conhecimentos que lá adquiri e pelo suporte que deram a minha formação e ao desenvolvimento do projeto final.

Por fim, agradeço a todos os meus professores e aos amigos Teodoro Guarinelo, Bruno Sessa e Rafael Caetano, com quem convivi e muito aprendi durante os cinco anos de Universidade.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado a Escola Politécnica
/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do
grau de Engenheiro Eletricista.

Implementação de uma Ferramenta de Fluxo de Potência para Software de Treinamento
de Operadores de Usinas Térmicas

Thaís Pacheco Teixeira

Agosto de 2013

Orientador: Carmen Lucia Tancredo Borges

Curso: Engenharia Elétrica

O presente trabalho apresenta a metodologia de implementação de uma ferramenta computacional para análise de fluxo de potência.

Tal ferramenta foi desenvolvida para um software comercial destinado a treinamento de operadores de usinas térmicas, que deve simular toda a operação de uma usina, permitindo ao usuário a visualização dos valores das grandezas elétricas monitoradas durante a operação da mesma.

A ferramenta desenvolvida consiste em um método de solução de fluxo de potência baseado no método de Newton Raphson e é capaz de fornecer o Estado da Rede (módulo e ângulo das tensões nas barras) e o fluxo de potência em cada equipamento de um Sistema Elétrico de Potência em função de determinado despacho de geração.

A ferramenta computacional de análise de fluxo de potência tem notável importância, em virtude da complexidade de resolução manual desse tipo de problema e pela importância dessa análise para a operação de qualquer sistema elétrico de potência.

Palavras Chave: Fluxo de Potência, Método de Newton Raphson, Estado da Rede, Operação de Sistemas de Potência.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer.

Development of a Computational Tool for Power Flow Analysis
Designed for a Power Plant Simulator for Operator's Training

Thaís Pacheco Teixeira

August/2013

Advisor: Carmen Lucia Tancredo Borges

Course: Electrical Engineering

This paper presents the methodology for the development of a computational tool for power flow analysis.

This tool was developed for a commercial software designed for training operators of thermal power plants, which must simulate the entire operation of a plant, allowing the user to monitor the values of the electrical magnitudes during its entire operation.

The tool is a method for power flow solution based on Newton Raphson's technique and is able to provide the Network Status (magnitude and angle of voltage in the Bus Bars) and the power flowing through each equipment of an Electrical Power System in function of a particular generation dispatch.

The computational tool for power flow analysis has remarkable importance, because of the complexity for manual resolution of this kind of problem and the importance of this kind of analysis for the operation of any power system.

Keywords : Power Flow, Newton Raphson's Technique, Grid Status, Power System Operation.

Sumário

Nomenclatura	ix
Introdução.....	11
Capítulo 1 - Embasamento Teórico	13
Formulação básica do problema do Fluxo de Potência	13
Modelagem dos principais componentes de rede	18
Equacionamento do Fluxo de Potência.....	23
Método de solução de problemas não lineares.....	27
Aplicação do Método de Newton Raphson no Fluxo de Potência.....	29
Capítulo 2 – Metodologia de Desenvolvimento	32
Principais Conceitos em Programação Orientada a Objetos	32
Estrutura do Software.....	35
Desenvolvimento da classe de análise de Fluxo de Potência.....	42
Descrição da classe implementada.....	42
Atributos da classe implementada	43
Métodos da classe implementada.....	45
Algoritmo da classe implementada	52
Capítulo 3 - Casos de Estudo.....	55
Caso I – Análise de Fluxo de Potência para o caso base do sistema WSSC 3-Machines 9-Bus	57
Caso II - Análise de contingências simples no sistema WSSC 3-Machines 9-Bus.....	61
Caso III – Análise de contingência múltipla gerando ilhamento no sistema WSSC 3-Machines 9-Bus.....	65
Caso IV – Análise de Fluxo de Potência no sistema da usina térmica para a qual foi desenvolvido o Software.....	68

Capítulo 4 - Conclusão.....	72
Bibliografia.....	73
Apêndice A.....	75
Apêndice B.....	81

Nomenclatura

a	Tap do Transformador	(p.u.)
b_{eq}	Susceptância equivalente	(p.u.)
b_{km}	Susceptância do ramo km	(p.u.)
g_{eq}	Condutância equivalente	(p.u.)
g_{km}	Condutância do ramo km	(p.u.)
I_k	Corrente na barra k	(p.u.)
I_{km}	Corrente que flui da barra k para a barra m	(p.u.)
I_{mk}	Corrente que flui da barra m para a barra k	(p.u.)
P_k	Potência Ativa na barra k	(p.u.)
P_{km}	Potência Ativa que flui da barra k para a barra m	(p.u.)
P_{mk}	Potência Ativa que flui da barra m para a barra k	(p.u.)
P_{ref}	Potência Ativa de referência	(p.u.)
Q_k	Potência Reativa na barra k	(p.u.)
Q_{km}	Potência Reativa que flui da barra k para a barra m	(p.u.)
Q_{mk}	Potência Reativa que flui da barra m para a barra k	(p.u.)
Q_{ref}	Potência Reativa de referência	(p.u.)
r_{eq}	Resistência equivalente	(p.u.)
S_k	Potência Aparente na barra k	(p.u.)
T_k	Ângulo da tensão na barra k	(radianos)
T_m	Ângulo da tensão na barra m	(radianos)
T_{ref}	Ângulo de referência	(radianos)
V_k	Tensão na barra k	(p.u.)
V_m	Tensão na barra m	(p.u.)
V_{ref}	Tensão de referência	(p.u.)
x_{eq}	Reatância equivalente	(p.u.)
Y_{Barra}	Matriz de admitância de Barra	(p.u.)
y_{eq}	Admitância equivalente	(p.u.)
z_{eq}	Impedância equivalente	(p.u.)

ΔP_k	Resíduo de potência ativa na barra k	(p.u.)
ΔQ_k	Resíduo de potência reativa na barra k	(p.u.)
ε_P	Tolerância máxima permitida para o resíduo de potência ativa	(p.u.)
ε_Q	Tolerância máxima permitida para o resíduo de potência reativa	(p.u.)

Introdução

O problema do fluxo de potência é de fundamental importância para a operação de sistemas elétricos de potência.

O objetivo principal da operação de um sistema de potência é transferir potência de um ponto de geração a um ponto de consumo de energia com a finalidade de atender determinada demanda com segurança. Esse processo de transferência de energia através da rede é o objeto de estudo do problema de fluxo de potência.

Através da resolução do fluxo de potência, torna-se possível determinar a condição operativa da rede que permite o atendimento de determinada demanda a partir de um nível de geração de potência específico.

Matematicamente, o problema do fluxo de potência consiste na determinação do estado da rede, ou seja, do módulo e do ângulo das tensões em cada barra do sistema em função do balanço de potência nessas barras, o que permite a determinação dos fluxos pela rede. Por este se tratar de um problema não-linear, sua solução é baseada em métodos numéricos, sendo o método de Newton Raphson o mais utilizado, devido a sua melhor eficiência, robustez e exigência de menor esforço computacional, uma vez que oferece quase sempre e em poucas iterações a convergência dos resultados.

Pode-se considerar que o grau de dificuldade de solução de um problema de fluxo de potência é proporcional ao tamanho do sistema de potência em análise, uma vez que com o aumento do número de barras, aumentam também as variáveis de interesse a serem avaliadas. O problema de fluxo de potência para um sistema da dimensão do sistema elétrico brasileiro, por exemplo, seria insolúvel manualmente, havendo necessidade da utilização de ferramentas computacionais que auxiliem nos cálculos.

Diante do esforço exigido para a solução de problemas de fluxo e da importância desse tipo de análise para a operação de sistemas elétricos de grande porte, foi desenvolvido no decorrer deste projeto de fim de curso, uma ferramenta computacional para resolução de problemas de fluxo de potência.

A ferramenta computacional foi implementada em um software comercial de simulação de operação de usinas térmicas destinado a treinamento de operadores, de propriedade da GT2 Energia. Esse software, desenvolvido em linguagem C++, já possuía uma

arquitetura adequada, capaz de fornecer o suporte de dados necessário para a solução de um problema de fluxo de potência.

Como o software deve ser capaz de simular toda a operação de uma usina térmica, é necessário, portanto, que ele possua uma ferramenta capaz de calcular o estado operativo da rede e o fluxo de potência que flui por cada equipamento em função do despacho de potência da usina, função esta exercida pela classe de solução de fluxo de potência que é objeto deste trabalho de fim de curso.

Este documento detalha o processo de desenvolvimento da ferramenta computacional e será dividido em quatro partes. No Capítulo 1, será apresentado o embasamento teórico sobre o qual foi fundamentado o projeto, no Capítulo 2 será definida a metodologia utilizada no desenvolvimento do projeto, no Capítulo 3 serão apresentados os resultados em forma de análise de casos de estudo e por fim, no capítulo 4 serão apresentadas as conclusões.

Capítulo 1 - Embasamento Teórico

Formulação básica do problema do Fluxo de Potência

O fluxo de potência é um estudo da rede elétrica em condições de regime permanente, ou seja, considerando-se que o comportamento dos equipamentos é estático ou que sua variação com o tempo seja lenta o suficiente para se desprezar os efeitos transitórios [1]. O objetivo principal de um estudo de fluxo é a partir de um ponto de operação definido, ou seja, dada uma quantidade específica de geração e carga em cada barra do sistema, determinar o estado da rede e a forma como ocorre a transferência de potência através de cada equipamento elétrico.

O estudo do fluxo de potência requer o conhecimento preciso da rede em análise, uma vez que, obedecendo às Leis de Kirchhoff, as características dos componentes da rede terão influência direta na determinação de magnitudes de grandezas elétricas como corrente, tensão e potência.

Dessa forma, para se obter uma boa representação do comportamento físico de um sistema de potência, é necessária a escolha de modelos adequados que representem fielmente o funcionamento de cada equipamento elétrico.

A formulação do problema do fluxo de potência pode ser efetuada considerando-se uma modelagem nodal ou em malha para a rede. Enquanto na modelagem nodal da rede a solução do problema consiste na determinação das tensões das barras, na modelagem em malha a solução do problema consiste na determinação das correntes em cada ramo do sistema.

Pelo fato da maioria dos sistemas de potência possuírem suas cargas ligadas em paralelo por meio de barramentos, costuma-se optar pela formulação do problema com base em uma modelagem nodal da rede, escolha que oferece maior praticidade na solução dos cálculos.

Essa maior praticidade pode ser entendida através do paralelo a análise de um circuito elétrico simples tal como mostrado na Figura 1.

O circuito consiste em uma fonte de tensão alimentando três resistores ligados em um mesmo potencial V_k através de uma barra. Pode-se notar que nesse caso, através de uma

análise nodal, cuja variável de interesse é a tensão do barramento (V_k) pode-se resolver o problema através da solução de uma única equação. Através de uma análise em malha, onde a variável de interesse seria a corrente em cada ramo (I_{km}), para a resolução do mesmo problema, seria necessária a resolução de um sistema de três equações.

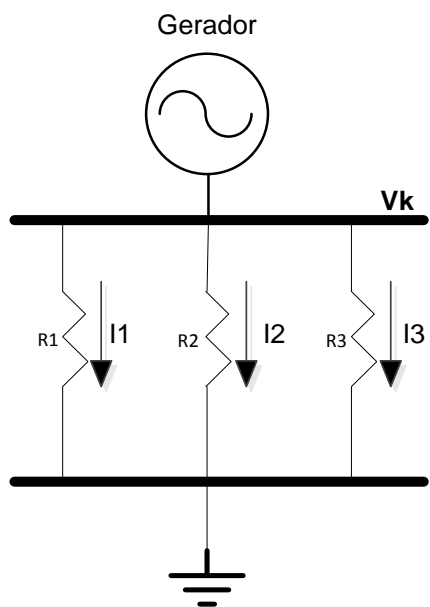


Figura 1 – Circuito elétrico com resistências em paralelo

Para facilitar ainda mais a solução dos cálculos, os parâmetros dos equipamentos elétricos costumam ser representados por admitâncias ao invés de impedâncias. Isso se dá pois a forma de obtenção de uma impedância equivalente para elementos em paralelo é mais complexa que a forma de obtenção de uma admitância equivalente, conforme indicado nas equações (1) e (2).

$$z_{eq} = r_{eq} + jx_{eq} = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{z_i}} = \frac{1}{\frac{1}{z_1} + \frac{1}{z_2} + \dots + \frac{1}{z_n}} \quad (1)$$

$$y_{eq} = g_{eq} + jb_{eq} = \sum_{i=1}^n y_i = y_1 + y_2 + \dots + y_n \quad (2)$$

Onde:

n é o número de elementos em paralelo;

Além da representação da rede com uma modelagem nodal e a representação dos elementos em forma de admitâncias, costuma-se representar as fontes de tensão por seu equivalente Norton (uma fonte de corrente em paralelo com uma admitância). Isso permite que a rede seja modelada por uma equação que relaciona tensão com corrente injetada nas barras, cujo acoplamento é dado pela matriz Y_{Barra} , matriz de admitância nodal.

A regra de formação da matriz Y_{Barra} obedece a Lei de Ohm (uma vez que a corrente que passa por cada elemento de circuito é igual ao produto de sua admitância pela diferença de tensão entre seus terminais) e às Leis de Kirchhoff (no sentido de que o somatório das correntes injetadas em cada barra é igual ao somatório das correntes que saem de cada barra).

A Figura 2 mostra a representação de um sistema de admitâncias e através das Leis de Kirchhoff e da Lei de Ohm, pode-se obter as equações que determinam a injeção de corrente em função das tensões nas barras do sistema.

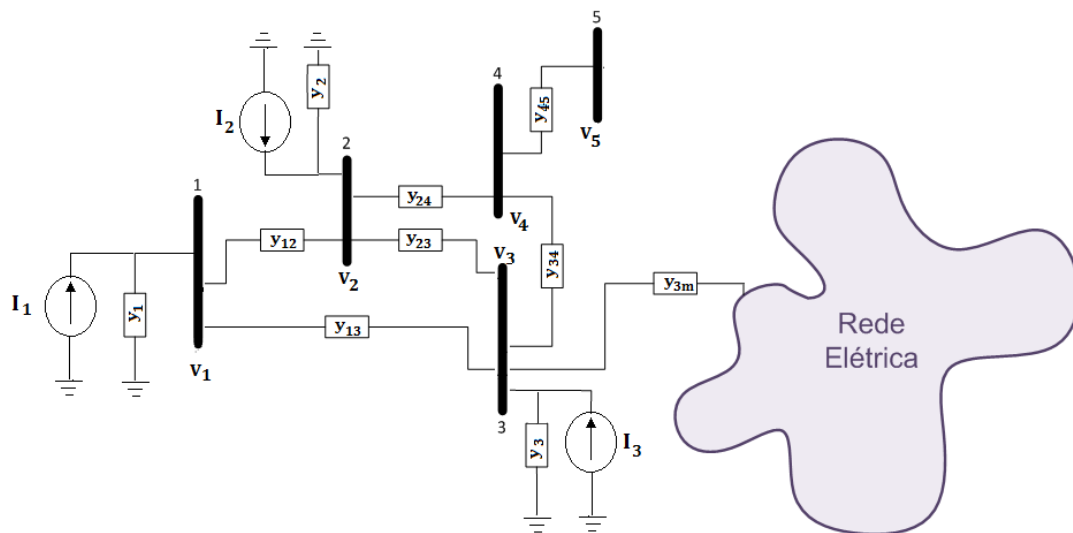


Figura 2 – Sistema Elétrico de Potência

$$I_1 = y_1 V_1 + y_{12}(V_1 - V_2) + y_{13}(V_1 - V_3) \quad (3)$$

$$I_2 = y_2 V_2 + y_{21}(V_2 - V_1) + y_{23}(V_2 - V_3) + y_{24}(V_2 - V_4) \quad (4)$$

$$I_3 = y_3 V_3 + y_{31}(V_3 - V_1) + y_{32}(V_3 - V_2) + y_{34}(V_3 - V_4) + \sum_{m \in \Omega} y_{3m}(V_3 - V_m) \quad (5)$$

$$I_n = y_n V_n + \sum_{m \in \Omega} y_{nm}(V_n - V_m) \quad (6)$$

Onde:

n é o número de barras do sistema

Ω é o número de barras ligadas a barra em análise;

Pela inspeção das equações acima, pode-se concluir que a fórmula geral para a obtenção da corrente injetada em cada barra é definida na equação (7).

$$I_k = \left(y_k + \sum_{m \in \Omega} y_{km} \right) \times V_k - \sum_{m \in \Omega} y_{km} \times V_m \quad (7)$$

Onde :

k é o número da barra em análise;

Ω é o conjunto das barras ligadas a barra k ;

y_k é a admitância que liga a barra k a terra;

y_{km} é a admitância que liga a barra k a barra m ;

V_k é a tensão na barra k ;

V_m é a tensão na barra m .

Na forma matricial, a rede pode ser modelada através da equação (8).

$$I_{(n \times 1)} = Y_{Barra_{(n \times n)}} \times V_{(n \times 1)} \quad (8)$$

Onde:

- n é o número de barras do sistema;
- $I_{(nx1)}$ é o vetor de injeção de correntes nas barras;
- $V_{(nx1)}$ é o vetor de tensões nas barras;
- $Y_{Barra_{(n \times n)}}$ é a matriz de admitância nodal;

A partir da inspeção das equações (7) e (8), pode-se observar que a regra de formação da matriz Y_{Barra} está definida na equação (9).

$$Y_{Barra} = \begin{cases} y_i + \sum_{m \in \Omega} y_{im}, & \text{para elemento na diagonal da matriz } (Y_{ij}); \\ -y_{ij}, & \text{para elemento fora da diagonal da matriz } (Y_{ij}). \end{cases} \quad (9)$$

Onde:

- i representa o número da linha da matriz Y_{Barra} ;
- j representa o número da coluna da matriz Y_{Barra} ;
- y_i é a admitância que liga a barra de número igual ao índice i e a terra;
- y_{ij} é a admitância que liga a barra de número igual ao índice i à barra de número igual ao índice j ;
- Ω é o conjunto das barras ligadas a barra de número igual ao índice i ;

Devido ao fato de nem todas as barras do sistema serem interligadas, a matriz Y_{Barra} é uma matriz esparsa, ou seja, com muitos elementos nulos. O que representa mais uma vantagem da representação dos elementos de rede na forma de admitâncias.

Modelagem dos principais componentes de rede

Uma vez identificado o modelo da rede utilizado na formulação do fluxo de potência, será detalhada brevemente a modelagem estática dos principais equipamentos elétricos. Tal modelagem estática é constituída de um equacionamento puramente algébrico, já que se considera que a variação do estado do sistema é tão lenta que se pode desprezar os efeitos transitórios¹.

1) Modelos estáticos de Gerador

-Modelo de Gerador de Pólos Lisos

Os geradores utilizados em usinas térmicas são os geradores de pólos lisos, cuja modelagem pode ser simplificada por uma fonte de tensão atrás de uma reatância, conforme mostrado na Figura 3.

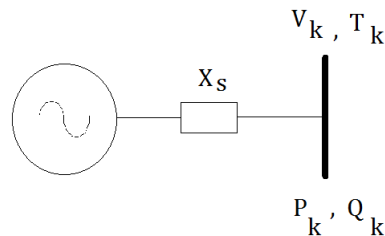


Figura 3 – Modelo de Gerador

¹ Para a representação do comportamento transitório dos equipamentos, seria necessária a formulação de uma modelagem dinâmica, processo que envolveria um equacionamento algébrico-diferencial.

- Modelo de Injeção de Potência

Para fins de implementação computacional em ferramentas de solução de fluxo de potência, é comum que os geradores sejam representados apenas por uma injeção de potência, conforme mostrado na Figura 4.

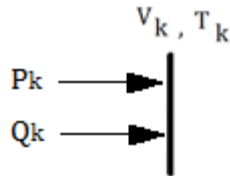


Figura 4 – Modelo de gerador normalmente utilizado para implementação computacional de fluxo de potência

Nessa visão, os geradores podem ser divididos em dois subgrupos:

1. Modelo de Gerador PV

O modelo de gerador PV consiste em um modelo onde a potência ativa e o módulo da tensão terminal são fixados em um valor de referência e o valor da potência reativa e do ângulo da tensão são calculados através do fluxo de potência, conforme descrito no capítulo 2.

$$P_k = P_{ref} \quad (10)$$

$$V_k = V_{ref} \quad (11)$$

2. Modelo de Gerador VT

O modelo de gerador VT consiste em um modelo onde os valores de módulo e ângulo da tensão terminal são fixados em um valor de referência e as potências ativa e reativa terminais são calculadas a partir do fluxo de potência, conforme detalhado no capítulo 2.

$$V_k = V_{ref} \quad (12)$$

$$T_k = T_{ref} \quad (13)$$

2) Modelo de Transformador de Tap fixo

O modelo de transformador de tap fixo é o modelo π , descrito com detalhes na referência [1]. O módulo e o ângulo da tensão terminal desse modelo é calculado pelo fluxo e os valores de potência terminal são calculados através das equações abaixo.

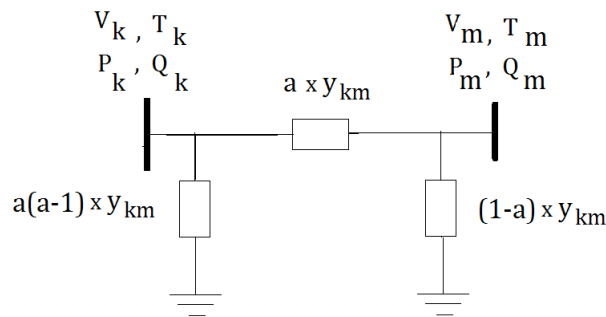


Figura 5 – Modelo de transformador de tap fixo

$$P_{km} = a^2 V_k^2 g_{km} - a V_k V_m (g_{km} \cos T_{km} + b_{km} \text{sen} T_{km}) \quad (14)$$

$$Q_{km} = -a^2 V_k^2 b_{km} - a V_k V_m (g_{km} \text{sen} T_{km} - b_{km} \cos T_{km}) \quad (15)$$

$$P_{mk} = V_m^2 g_{km} - a V_k V_m (g_{km} \cos T_{mk} + b_{km} \text{sen} T_{mk}) \quad (16)$$

$$Q_{mk} = -V_m^2 b_{km} - a V_k V_m (g_{km} \text{sen} T_{mk} - b_{km} \cos T_{mk}) \quad (17)$$

3) Modelo de Linha de Transmissão

O modelo de linha de transmissão é o modelo π nominal, descrito com detalhes na referência [2]. O módulo e o ângulo das tensões terminais desse modelo são calculados pelo fluxo e os valores de potência terminal são calculados através das equações abaixo.

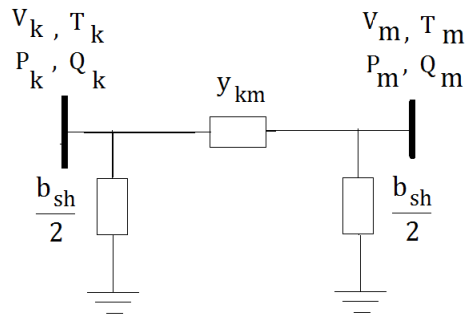


Figura 6 – Modelo de Linha de transmissão

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m (g_{km} \cos T_{km} + b_{km} \text{sen} T_{km}) \quad (18)$$

$$Q_{km} = -V_k^2 (b_{km} + \frac{b_{sh}}{2}) - V_k V_m (g_{km} \text{sen} T_{km} - b_{km} \cos T_{km}) \quad (19)$$

$$P_{mk} = V_m^2 g_{km} - V_k V_m (g_{km} \cos T_{mk} + b_{km} \text{sen} T_{mk}) \quad (20)$$

$$Q_{mk} = -V_m^2 (b_{km} + \frac{b_{sh}}{2}) - V_k V_m (g_{km} \text{sen} T_{mk} - b_{km} \cos T_{mk}) \quad (21)$$

4) Modelos de Carga

- Modelo Potência Constante

O modelo de carga potência constante possui as potências ativa e reativa terminais fixas, sendo a tensão terminal calculada pelo fluxo de potência.

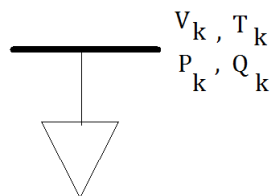


Figura 7 – Modelo de Carga PQ

$$P_k = P_{ref} \quad (22)$$

$$Q_k = Q_{ref} \quad (23)$$

-Modelo de carga ZIP

O modelo ZIP consiste num modelo capaz de representar a carga como uma parcela de potência constante, uma parcela de impedância constante e uma parcela de corrente constante. A tensão terminal é calculada pelo fluxo e a potência é calculada segundo as equações (24) e (25).

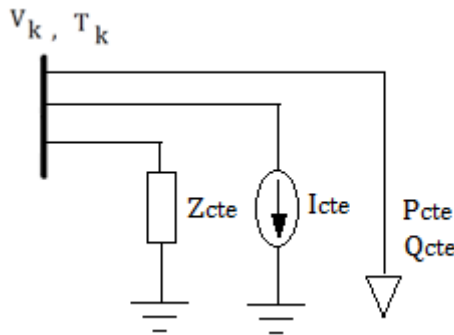


Figura 8 – Modelo de carga ZIP

$$P_k = \left[(100 - P_z - P_i) + (P_i \times V_k) + (P_z \times V_k^2) \right] \times \frac{P_{nom}}{100} \quad (24)$$

$$Q_k = \left[(100 - Q_z - Q_i) + (Q_i \times V_k) + (Q_z \times V_k^2) \right] \times \frac{Q_{nom}}{100} \quad (25)$$

Onde:

P_z e Q_z são as parcelas que representam a impedância constante em por cento;

P_i e Q_i são as parcelas que representam a corrente constante em por cento;

P_{nom} e Q_{nom} são a potência ativa e reativa nominal da carga;

V_k é a tensão terminal da carga.

Equacionamento do Fluxo de Potência

Pode-se concluir, através da inspeção das equações que modelam o comportamento de cada equipamento elétrico, que adotando-se uma modelagem nodal para a rede, é possível se determinar os fluxos de corrente, de potência ativa e de potência reativa por cada ramo do sistema através das variáveis de estado (módulo e ângulo da tensão nas barras).

Uma vez resolvido o problema do fluxo de potência, ou seja, determinada a tensão em cada barra, assim como o fluxo de potência por cada ramo da rede, deve haver um balanço de potência em todas as barras do sistema, ou seja, a quantidade de potência gerada em cada barra deve ser igual a quantidade de potência consumida na barra por eventuais cargas em adição a potência que flui desta barra para o sistema, conforme descrito na equação de balanço de potência (26).

$$P_k^{ger} = P_k^{cons} + \sum_{m \in \Omega} P_{km} \quad (26)$$

Onde:

P_k^{ger} é a potência gerada na barra k ;

P_k^{cons} é a potência consumida na barra k ;

$\sum_{m \in \Omega} P_{km}$ é a potência que flui da barra k para as demais barras a ela conectadas.

Considerando-se a equação de balanço e a modelagem dos componentes de rede, a formulação básica do fluxo de potência pode ser feita considerando-se que a potência líquida em cada barra do sistema é função da tensão na própria barra e nas demais ligadas a ela, conforme equações (27) e (28).

$$P_k^{liq} = P_k^{esp} - P_k^{cons} = \sum_{m \in \Omega} P_{km} = f(V_k, V_{m \in \Omega}, \theta_k, \theta_{m \in \Omega}) \quad (27)$$

$$Q_k^{liq} = Q_k^{esp} - Q_k^{cons} = \sum_{m \in \Omega} Q_{km} = f(V_k, V_{m \in \Omega}, \theta_k, \theta_{m \in \Omega}) \quad (28)$$

Onde:

- k é o número da barra;
- $m \in \Omega$ é o conjunto de barras ligadas à barra k ;
- P_k^{liq} é a potência ativa líquida na barra k ;
- Q_k^{liq} é a potência reativa líquida na barra k .

As equações (27) e (28) podem ainda ser escritas na forma matricial como mostrado na equação (29).

$$\underbrace{\begin{bmatrix} P_1^{liq} \\ P_2^{liq} \\ \vdots \\ P_n^{liq} \\ Q_1^{liq} \\ Q_2^{liq} \\ \vdots \\ Q_n^{liq} \end{bmatrix}}_{\text{Vetor de Potência líquida por barra}} = f \left(\underbrace{\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_n \\ \theta_1 \\ \theta_2 \\ \vdots \\ \theta_n \end{bmatrix}}_{\text{Vetor de Estado da rede}} \right) \quad (29)$$

Onde:

- P_i^{liq} é a potência ativa líquida na barra i ;
- Q_i^{liq} é a potência reativa líquida na barra i ;
- V_i é o módulo da tensão na barra i ;
- θ_i é o ângulo da tensão na barra i .

A montagem do vetor de geração de potência líquida por barra assim como do vetor de estado da rede é feita a partir da identificação dos tipos de barras existentes no sistema em análise.

São definidas na formulação básica de um problema de fluxo de potência, três tipos de barras, conforme detalhado na Tabela 1.

As barras do tipo PQ são barras de carga, onde são fornecidos como dados do problema, a quantidade de potência ativa e reativa líquida na barra.

As barras do tipo PV são barras de geração onde são fornecidas, como dados do problema, a quantidade de potência ativa líquida e a tensão de operação da barra, que é mantida constante durante todo período de operação através da atuação de dispositivos de controle.

As barras do tipo VT são as barras de referência do problema, elas são necessárias a fim de definir uma referência angular para o problema assim como para suprir a potência associada às perdas do sistema, que inicialmente não são conhecidas. Nesse tipo de barra, os dados fornecidos ao problema são a tensão de operação da barra (considerada constante durante toda a análise) e a referência angular. Nota-se que a potência gerada nessa barra não é fornecida como dado do problema e será calculada de modo a suprir as perdas, ou seja, fechar o balanço de potência no sistema.

Tabela 1- Classificação das barras

Tipo de Barra	Dados especificados (Inseridos no vetor de geração de potência)	Variáveis de interesse (Inseridas no vetor de Estado)
PQ	Potência Ativa e Potência Reativa Líquidas	Módulo e Ângulo da Tensão
PV	Potência Ativa Líquida e Tensão	Ângulo
VT	Tensão e Ângulo	-

O acoplamento entre o vetor de geração de potência líquida por barra e o vetor de estado da rede (equações (38) e (39)) pode ser desenvolvido a partir da equação (30).

Onde:

\bar{S}_k é o vetor de potência aparente líquida na barra k ;

\dot{V}_k é o fasor de tensão na barra k ;

\dot{I}_k^* é o conjugado do fasor de corrente líquida na barra k .

$$\bar{S}_k = \dot{V}_k \times \dot{I}_k^* = \dot{V}_k \times \left(\sum_{m \in \Omega} y_{km} \times \dot{V}_m \right)^* \quad (30)$$

$$\dot{V}_k = V_k \angle \theta_k \quad (31)$$

$$\dot{V}_m = V_m \angle \theta_m \quad (32)$$

$$y_{km} = g_{km} + jb_{km} \quad (33)$$

$$\bar{S}_k = V_k \angle \theta_k \times \left(\sum_{m \in \Omega} (g_{km} - jb_{km}) \times V_m \angle -\theta_m \right) \quad (34)$$

$$\bar{S}_k = \left(\sum_{m \in \Omega} (g_{km} - jb_{km}) \times V_k V_m \angle (\theta_k - \theta_m) \right) \quad (35)$$

$$\theta_{km} = \theta_k - \theta_m \quad (36)$$

$$\bar{S}_k = \left(\sum_{m \in \Omega} (g_{km} - jb_{km}) \times V_k V_m (\cos(\theta_{km}) + j(\sin(\theta_{km}))) \right) \quad (37)$$

$$P_k = \text{Re}(\bar{S}_k) = V_k \sum_{m \in \Omega} V_m (g_{km} \cos(\theta_{km}) + b_{km} \sin(\theta_{km})) \quad (38)$$

$$Q_k = \text{Imag}(\bar{S}_k) = V_k \sum_{m \in \Omega} V_m (g_{km} \sin(\theta_{km}) - b_{km} \cos(\theta_{km})) \quad (39)$$

Nota-se que as expressões (38) e (39), que definem a potência ativa e reativa líquida nas barras do sistema são equações não lineares. Dessa forma, a tentativa de criar um

equacionamento matricial do tipo $Ax = b$ para o problema do fluxo de potência, como mostrado anteriormente na equação (29), não pode ser satisfeito, uma vez que não existe uma matriz A , capaz de acoplar o vetor de potência líquida por barra (b) com o vetor de estados (x).

Uma alternativa para a solução do problema em questão é o uso de técnicas de solução numérica para problemas não lineares.

Dentre os vários métodos possíveis para a resolução desse tipo de problema [3], costuma-se adotar o método de Newton-Raphson, descrito com detalhes na próxima seção.

Método de solução de problemas não lineares

O método de Newton Raphson é um dos métodos numéricos mais eficientes para resolução de problemas não lineares.

O método permite calcular as raízes de uma função qualquer através de um algoritmo iterativo.

Seja uma função $f(x)$ qualquer, pode-se linearizá-la em torno de um ponto x_0 , segundo a equação (40):

$$f(x) = f(x_0) + (x - x_0) \frac{df(x_0)}{dx} \quad (40)$$

Considerando-se que x_1 seja uma raiz da função $f(x)$, então a equação (41) é satisfeita e por consequência, pode-se aproximar x_1 através da equação (42):

$$f(x_1) = f(x_0) + (x_1 - x_0) \frac{df(x_0)}{dx} = 0 \quad (41)$$

$$x_1 = x_0 - \frac{f(x_0)}{\frac{df(x_0)}{dx}} \quad (42)$$

Sendo x_I apenas uma aproximação da raiz da função $f(x)$, ocorre um erro ε entre o resultado da função no ponto x_I e o resultado da função na sua raiz, como pode ser visto na equação (43):

$$|f(x_I) - 0| = \varepsilon \quad (43)$$

O método de Newton Raphson consiste na tentativa de se achar uma aproximação cada vez melhor da solução de $f(x)$, a partir da redução do erro ε de modo que o mesmo seja menor que a tolerância máxima permitida.

O método pode ser descrito através de um algoritmo, cujo passo a passo pode ser visualizado abaixo:

1. Escolha de um ponto inicial x_0 ;
2. Linearização da função em torno do ponto x_0 ;
3. Encontrar a raiz da função linearizada, correspondente ao ponto x_I ;
4. Obter o resultado da função $f(x)$ no ponto x_I ;
5. Verificar se o erro ε é menor que a tolerância máxima permitida.
 - i. Caso o erro seja menor que a tolerância permitida, x_I é considerada uma boa aproximação para a solução;
 - ii. Caso o erro seja maior que a tolerância permitida, repete-se os passos 2, 3, 4 e 5 até que o erro seja menor que a tolerância máxima permitida, indicando que o método convergiu, ou até que o número máximo de iterações estipulado seja atingido, indicando que o método divergiu.

Pode-se estender a formulação do método para um caso multi-função com mais de uma variável.

Seja $\bar{g}(\bar{x})$ um vetor de funções multi-variáveis, a linearização de $\bar{g}(\bar{x})$ levará em conta as derivadas parciais de cada função do vetor $\bar{g}(\bar{x})$ em relação a cada variável do vetor \bar{x} .

Desse modo, o equacionamento do método é substituído pelas equações (44), (45) e (46). A equação (44) é a equação de linearização da função $\bar{g}(\bar{x})$, a equação (45) é a equação da matriz Jacobiana, que define as derivadas parciais do vetor de funções em relação ao vetor de variáveis de estado e a equação (46) define a equação para aproximação da raiz do vetor de funções $\bar{g}(\bar{x})$ na iteração $i + 1$.

$$\bar{g}(\bar{x}_{i+1}) = \bar{g}(\bar{x}_i) + (\bar{x}_{i+1} - \bar{x}_i) \frac{d\bar{g}(\bar{x}_i)}{d\bar{x}} = 0 \quad (44)$$

Onde:

$$\frac{d\bar{g}(\bar{x}_i)}{d\bar{x}} = J(\bar{x}_i) = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \frac{\partial g_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial g_2}{\partial x_1} & \frac{\partial g_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial g_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial g_n}{\partial x_1} & \frac{\partial g_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial g_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (45)$$

$$\bar{x}_{i+1} = \bar{x}_i - \left(J(\bar{x}_i)^{-1} \times \bar{g}(\bar{x}_i) \right) \quad (46)$$

O algoritmo para solução do método é idêntico ao do caso mono-variável.

Aplicação do Método de Newton Raphson no Fluxo de Potência

Como o método de Newton Raphson consiste num algoritmo para cálculo de raízes de funções, a aplicação desse método para a tentativa de resolução do problema mostrado na equação (29) exige o uso de um artifício matemático.

A fim de se obter uma função com a estrutura da equação (44) para representar o problema do fluxo de potência, calcula-se para cada barra do tipo PV e cada barra do tipo PQ, a diferença entre a potência ativa especificada e o valor da potência ativa calculada pelo fluxo, conforme equação (47) e para cada barra do tipo PQ calcula-se a diferença entre a potência reativa especificada e a potência reativa calculada pelo fluxo, conforme equação (48).

$$\Delta P_k = P_k^{esp} - P_k^{calc} \quad (47)$$

$$\Delta Q_k = Q_k^{esp} - Q_k^{calc} \quad (48)$$

Desse modo, representa-se a função $\bar{g}(\bar{x})$ como o vetor de resíduos de potência nas barras, conforme indicado na equação (49).

$$\bar{g}(\bar{x}) = \begin{bmatrix} \underline{\Delta P} \\ \underline{\Delta Q} \end{bmatrix} \quad (49)$$

Da mesma forma, representa-se o vetor \bar{x} pelo vetor de estados da rede, como representado na equação (50).

$$\bar{x} = \begin{bmatrix} \underline{\Delta \theta} \\ \underline{\Delta V} \end{bmatrix} \quad (50)$$

Onde:

$\underline{\Delta \theta}$ é o vetor formado pela diferença de valor dos ângulos das barras dos tipos PV e PQ entre duas iterações consecutivas;

$\underline{\Delta V}$ é o vetor formado pela diferença do valor do módulo da tensão nas barras do tipo PQ entre duas iterações consecutivas;

Nesse caso, o problema do fluxo de potência fica resumido ao processo iterativo de resolução das equações (51) e (52), até que se atinja convergência do método ou até que o número máximo de iterações seja excedido, indicando que o método divergiu.

$$\begin{bmatrix} \underline{\Delta P} \\ \underline{\Delta Q} \end{bmatrix} = -J(\underline{x}) \times \begin{bmatrix} \underline{\Delta \theta} \\ \underline{\Delta V} \end{bmatrix} \quad (51)$$

$$\begin{bmatrix} \underline{\theta} \\ \underline{V} \end{bmatrix}^{i+1} = \begin{bmatrix} \underline{\theta} \\ \underline{V} \end{bmatrix}^i + \begin{bmatrix} \underline{\Delta \theta} \\ \underline{\Delta V} \end{bmatrix}^i \quad (52)$$

Onde:

$$-J(\underline{x})^i = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1^{\text{calc}}}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_1^{\text{calc}}}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_1^{\text{calc}}}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_1^{\text{calc}}}{\partial V_1} & \frac{\partial P_1^{\text{calc}}}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial P_1^{\text{calc}}}{\partial V_n} \\ \frac{\partial P_2^{\text{calc}}}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_2^{\text{calc}}}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_2^{\text{calc}}}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_2^{\text{calc}}}{\partial V_1} & \frac{\partial P_2^{\text{calc}}}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial P_2^{\text{calc}}}{\partial V_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n^{\text{calc}}}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_n^{\text{calc}}}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_n^{\text{calc}}}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_n^{\text{calc}}}{\partial V_1} & \frac{\partial P_n^{\text{calc}}}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial P_n^{\text{calc}}}{\partial V_n} \\ \frac{\partial Q_1^{\text{calc}}}{\partial \theta_1} & \frac{\partial Q_1^{\text{calc}}}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial Q_1^{\text{calc}}}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_1^{\text{calc}}}{\partial V_1} & \frac{\partial Q_1^{\text{calc}}}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_1^{\text{calc}}}{\partial V_n} \\ \frac{\partial Q_2^{\text{calc}}}{\partial \theta_1} & \frac{\partial Q_2^{\text{calc}}}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2^{\text{calc}}}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_2^{\text{calc}}}{\partial V_1} & \frac{\partial Q_2^{\text{calc}}}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_2^{\text{calc}}}{\partial V_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n^{\text{calc}}}{\partial \theta_1} & \frac{\partial Q_n^{\text{calc}}}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial Q_n^{\text{calc}}}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_n^{\text{calc}}}{\partial V_1} & \frac{\partial Q_n^{\text{calc}}}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_n^{\text{calc}}}{\partial V_n} \end{bmatrix} \quad (53)$$

Diz-se que o método atingiu convergência quando as equações (54) e (55) são satisfeitas.

$$\text{Max}(\Delta P) \leq \varepsilon_P \quad (54)$$

$$\text{Max}(\Delta Q_k) \leq \varepsilon_Q \quad (55)$$

Após a resolução do problema em questão, encontra-se a solução aproximada do vetor de estado da rede que atende as condições de geração e carga especificadas dentro de uma faixa de erro tolerável.

Capítulo 2 – Metodologia de Desenvolvimento

A presente seção descreve a metodologia de desenvolvimento da classe de solução do problema de fluxo de potência implementada no componente elétrico do software comercial de Simulação de Operação de Usinas Térmicas da GT2 Energia [4].

A implementação de tal classe foi factível porque a estrutura do software (desenvolvida em C++ com programação orientada a objetos) já estava preparada para suportar tal tipo de análise elétrica, possuindo classes de representação física de equipamentos elétricos e de seus modelos, classes de solução de problemas lineares e equações algébrico-diferenciais e uma estrutura que permitia a implementação de novas funcionalidades sem que houvesse necessidade de reformulação das classes já existentes, conforme descrito em [5].

Primeiramente será feita uma breve dissertação em relação aos principais conceitos da programação orientada a objetos, em seguida será detalhada a estrutura do componente de software, permitindo a melhor compreensão do leitor quanto ao ambiente onde o método de resolução de fluxo de potência foi implementado e por fim será descrito o processo de desenvolvimento da classe de análise de fluxo de potência, objeto de estudo do projeto de fim de curso.

Principais Conceitos em Programação Orientada a Objetos

O componente elétrico do software foi desenvolvido em linguagem C++, com programação orientada a objetos.

Em termos práticos, pode-se dizer que o objetivo da programação orientada a objetos é modelar sistemas reais através de um conjunto de objetos que se comunicam entre si.

Um objeto é uma entidade capaz de representar elementos físicos (pessoas, equipamentos, etc.) ou abstratos (processos, modelos, metodologias de solução de problemas, etc.) do mundo real. Os objetos são elementos de identidade própria constituídos de atributos e métodos. Os atributos são um conjunto de dados que fornecem informação suficiente para descrever o objeto em si e os métodos são um conjunto de funções as quais o objeto é capaz de realizar.

A implementação computacional dos objetos é feita através de uma estrutura chamada de classe. As classes possuem um conjunto de atributos e métodos capazes de representar objetos com características semelhantes (ou seja, objetos com os mesmos atributos e métodos são instâncias de uma mesma classe).

Uma ilustração dos principais componentes da programação orientada a objetos pode ser visualizada no exemplo da Figura 9. No exemplo, deseja-se representar um aluno utilizando programação orientada a objetos.

Pode-se perceber que a classe Aluno é uma estrutura constituída de atributos (período cursado, nota na prova 1, nota na prova 2, número de faltas, etc.) e métodos (cálculo da média final, análise da situação: aprovado/reprovado, etc.) que caracterizam alunos em geral e que os objetos instanciados são capazes de representar cada aluno através de suas características individuais.

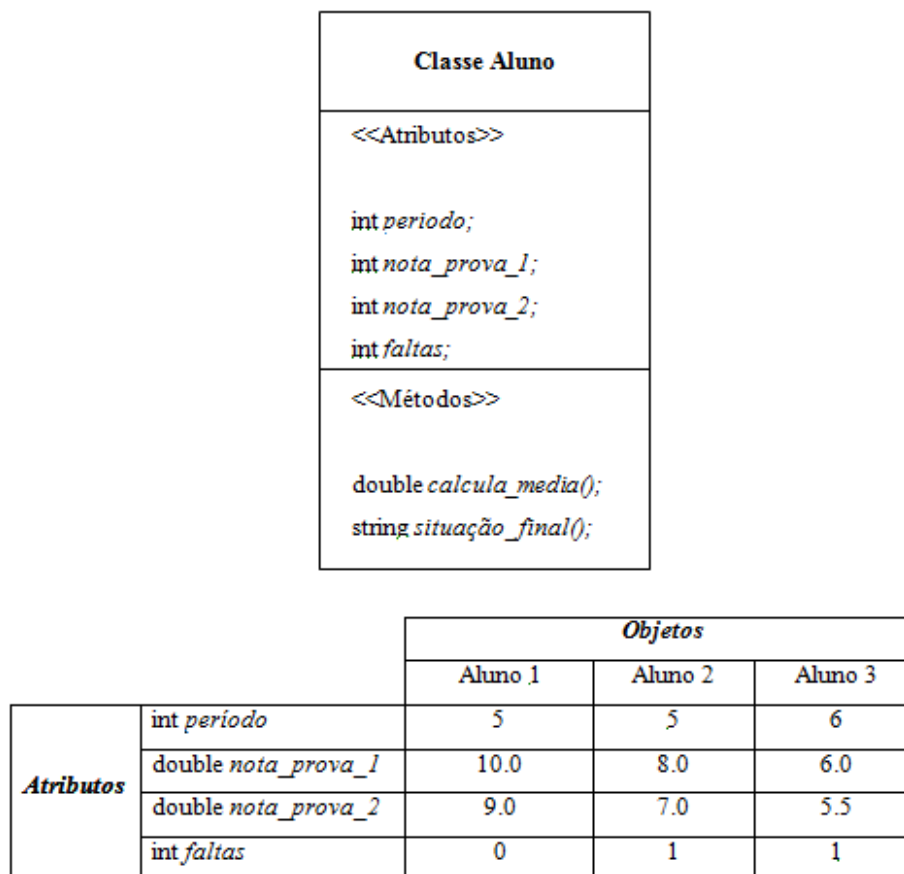


Figura 9 – Exemplo de classe

As diferentes classes de um programa também podem se relacionar conforme descrito em [6] através de relações de associação, herança, dependência e agregação, sendo a principal mencionada nesse projeto de fim de curso, a herança.

A herança é um tipo de relacionamento no qual uma classe derivada herda todas as características de sua classe base e pode ainda conter informações adicionais que conferem a ela uma identificação mais específica, conforme mostrado no exemplo da Figura 10.

O triângulo representa a relação de herança da classe base Aluno para as classes derivadas Aluno_Graduação e Aluno_Mestrado. Nesse exemplo, o objetivo é definir que tanto os alunos de mestrado quanto os alunos de graduação possuem todos os atributos e métodos da classe Aluno (classe base), porém, cada um deles possui algumas especificidades inerentes ao seu nível de formação. Enquanto um deve apresentar um projeto final para se formar, o outro deve apresentar uma tese para adquirir seu título de mestre, por exemplo.

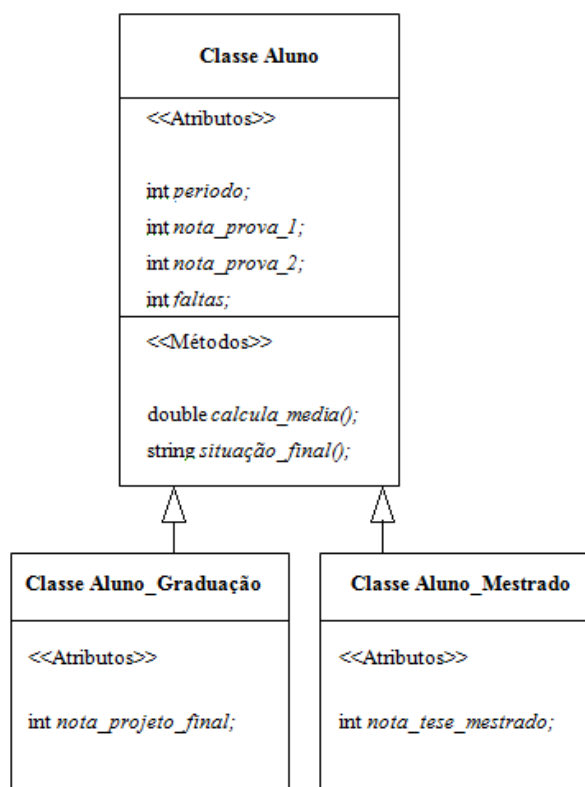


Figura 10 – Exemplificação de uma relação de herança entre classes

Os conceitos principais aqui apresentados são utilizados no software de maneira a criar um ambiente integrado e estruturado de modo a representar e permitir a análise de sistemas elétricos de potência, conforme será descrito nas seções a seguir.

Estrutura do Software

O software comercial de simulação de operação de usinas térmicas possui quatro componentes: um componente responsável pela representação e simulação de fenômenos mecânicos (Mechanical), um componente responsável pela representação e simulação de sistemas de controle (DCS), um componente responsável pela representação e simulação de sistemas elétricos (CASEE) e um componente de interface gráfica (GUI), integrados por meio de um componente responsável pela comunicação entre os mesmos, conforme descrito na Figura 11.

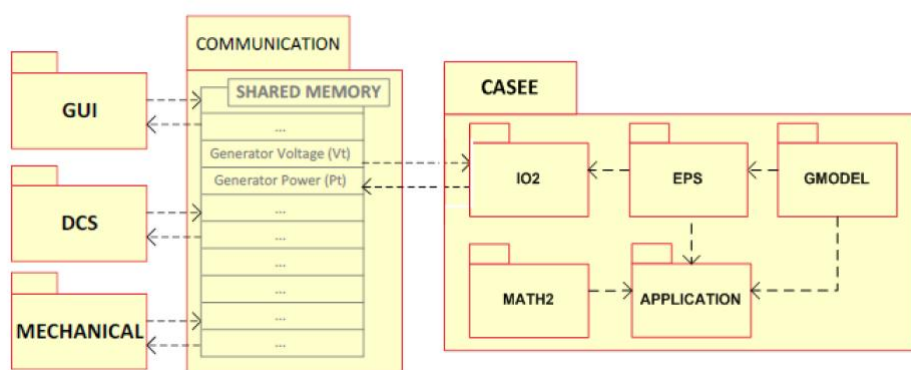


Figura 11 – Arquitetura do software

A estrutura do componente elétrico do software (CASEE), desenvolvida por RODRIGUEZ *et al.* [5] contempla uma série de subcomponentes que permitem, em ordem, a representação física de sistemas de potência, a modelagem de equipamentos elétricos, a resolução de equações algébricas, equações diferenciais e sistemas lineares e uma série de análises elétricas (dentre as quais estão a análise de fluxo de potência e a análise de estabilidade transitória).

A seguir, serão descritas as funcionalidades acima citadas.

1) Representação física de Sistemas de Potência

A representação física de sistemas de potência no software é baseada no *Common Information Model* (CIM) [7], um padrão para representação de sistemas elétricos, capaz de proporcionar um ambiente de dados estruturados.

O CIM apresenta um conjunto de classes atualmente gerenciado pelo IEC (*International Electrotechnical Commission*) para representação de Sistemas Elétricos de Potência.

No software onde foi implementada a ferramenta de solução de fluxo de potência, a representação física de sistemas elétricos é feita através do sub-componente EPS, que é constituído por um conjunto de classes baseadas no CIM, capazes de representar cada elemento de um sistema de potência e seus relacionamentos mútuos.

A Figura 12 representa os níveis hierárquicos existentes entre as classes do sub-componente EPS. Conforme mostrado na figura, um sistema de potência é composto por membros que obedecem a uma escala hierárquica, ou seja, um sistema de potência contém uma região geográfica, a qual é composta de sub-regiões geográficas, compostas por sua vez de subestações e linhas de transmissão. Dentro das subestações, estão inseridos os equipamentos elétricos, tais como: transformadores, geradores, disjuntores, entre outros.

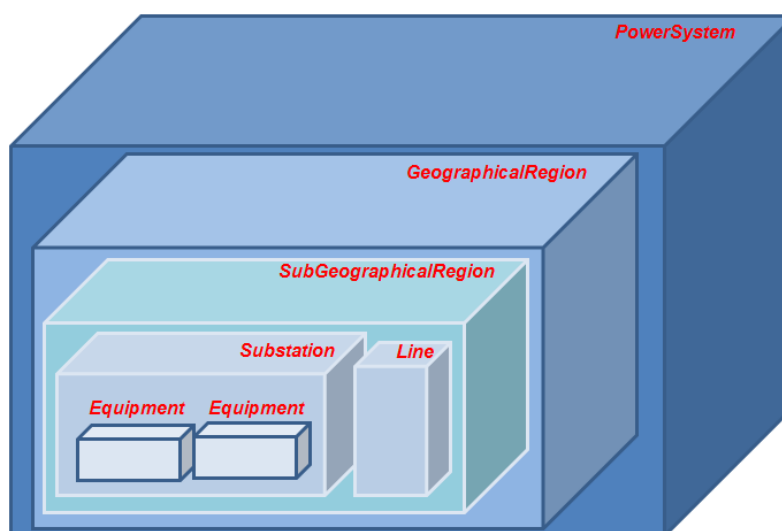


Figura 12 – Hierarquia entre as classes do sub-componente EPS

2) Modelagem dos Equipamentos Elétricos

O sub-componente GMODEL é formado pela classe *Model*, que define um modelo como uma entidade constituída dos atributos: variáveis de entrada, variáveis de saída e parâmetros.

Os modelos individuais de cada equipamento elétrico, são representados no sub-componente APPLICATION, como classes derivadas da classe *Model*.

Dessa forma, as linhas de transmissão, os transformadores, os geradores, entre outros equipamentos elétricos, possuem cada um, um modelo elétrico individualizado contendo um equacionamento capaz de representar seu comportamento e fenômenos elétricos envolvidos com sua operação.

Na Figura 13 é apresentado um diagrama de classes simplificado que detalha a relação de dependência entre as classes de modelos individualizados de equipamentos e a classe *Model*.

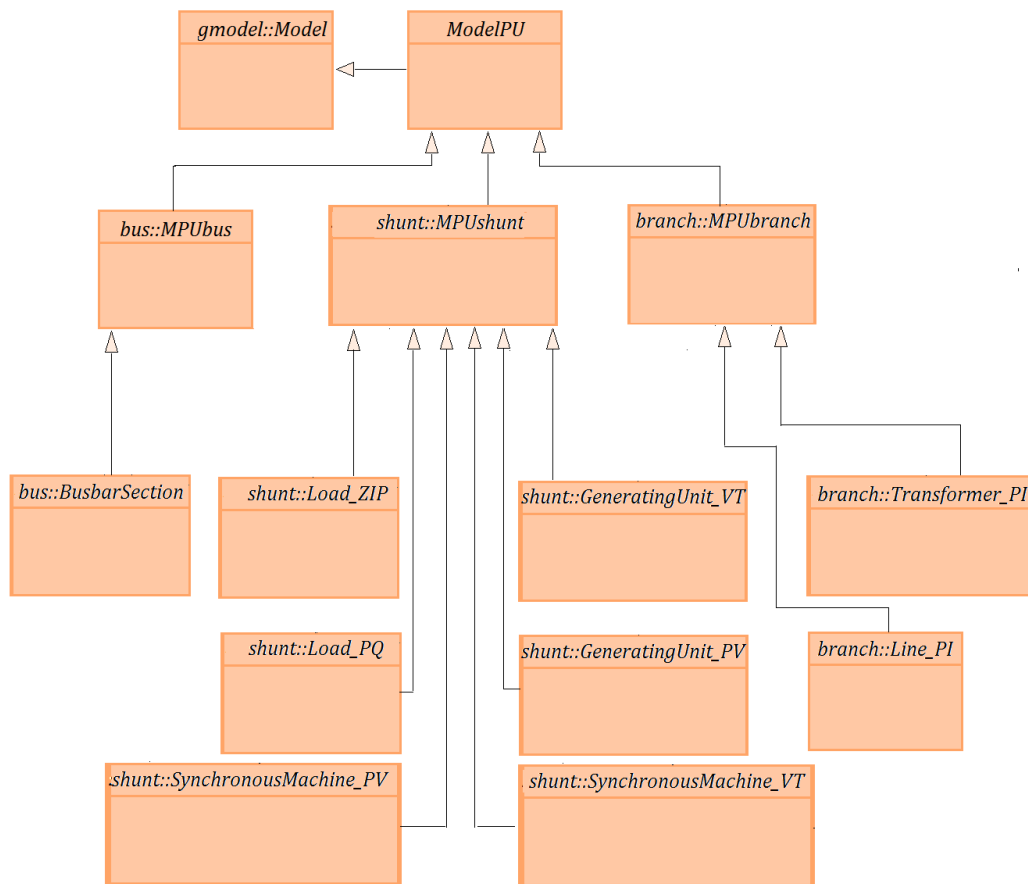


Figura 13 – Diagrama simplificado da dependência entre classes

3) Resolução de sistemas lineares e equações algébricas

O sub-componente MATH2, responsável pela resolução de sistemas lineares e equações algébricas, conta com o auxílio de uma biblioteca reconhecida, a LAPACK [8], que contém um conjunto de métodos para representação de vetores e matrizes e para resolução de sistemas lineares densos através da decomposição LU.

4) Representação Lógica de Sistemas de Potência

O sub-componente APPLICATION, além de conter toda a modelagem individual de equipamentos elétricos, possui um conjunto de classes responsável por executar análises elétricas, dentre elas, a análise de fluxo de potência.

Porém, para que o software seja capaz de executar qualquer tipo de análise elétrica, é necessário que haja um processamento da configuração da rede, que consiste num algoritmo que transforma a representação física do sistema em uma representação lógica.

Tal algoritmo, amplamente conhecido na literatura [9] como configurador de redes ou processador de topologias, consiste basicamente na substituição dos dispositivos lógicos (disjuntores e chaves) por circuitos abertos ou fechados de acordo com seu estado operativo (aberto ou fechado respectivamente).

A Figura 14 mostra a configuração física de um sistema de potência de três barras e dez nós elétricos. Pode-se notar que nesse tipo de representação, os elementos lógicos tais como disjuntores, ainda estão representados.

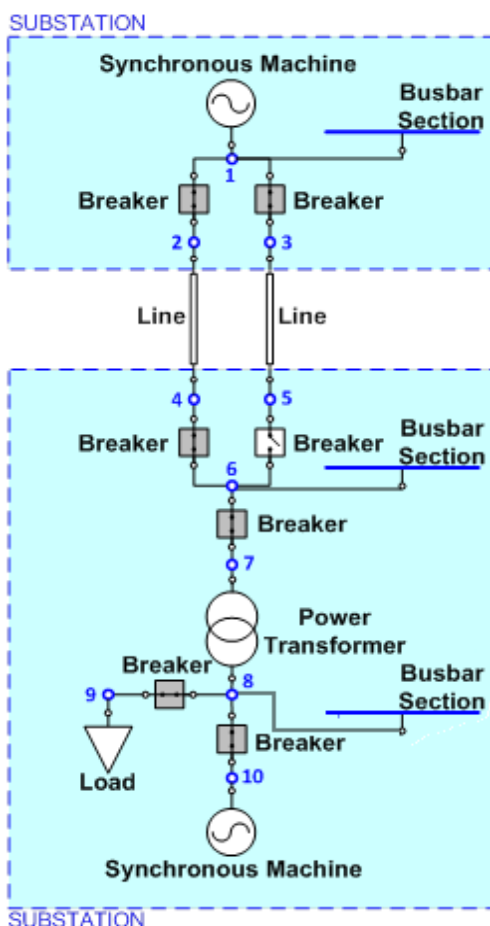


Figura 14 – Configuração física de um sistema de potência através do CIM

Na Figura 15, durante a atuação do processador de topologias, os disjuntores vão sendo substituídos por circuitos abertos ou fechados de acordo com seu estado operativo. Nesse processo, alguns nós elétricos começam a compartilhar um mesmo potencial elétrico e dessa forma são agrupados, formando os nós topológicos (representados no software através da classe *TopologicalNode*).

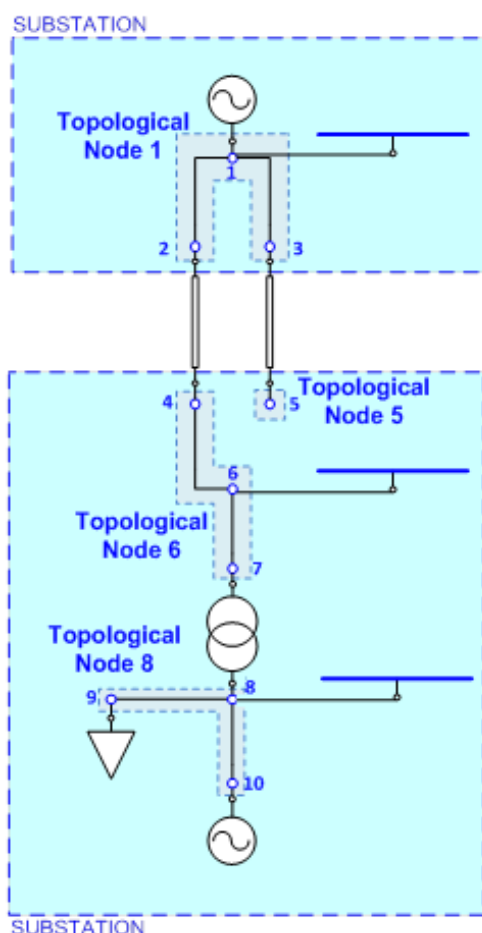


Figura 15 – Atuação do Processador de Topologias

Na Figura 16, após a atuação do processador de topologias, pode-se observar a configuração lógica do sistema e a formação de uma ilha elétrica.

As ilhas elétricas (representadas no software através da classe *TopologicalIsland*) são regiões onde os equipamentos estão interconectados. Caso houvesse alguma parte isolada do sistema, haveria a formação de mais de uma ilha elétrica.

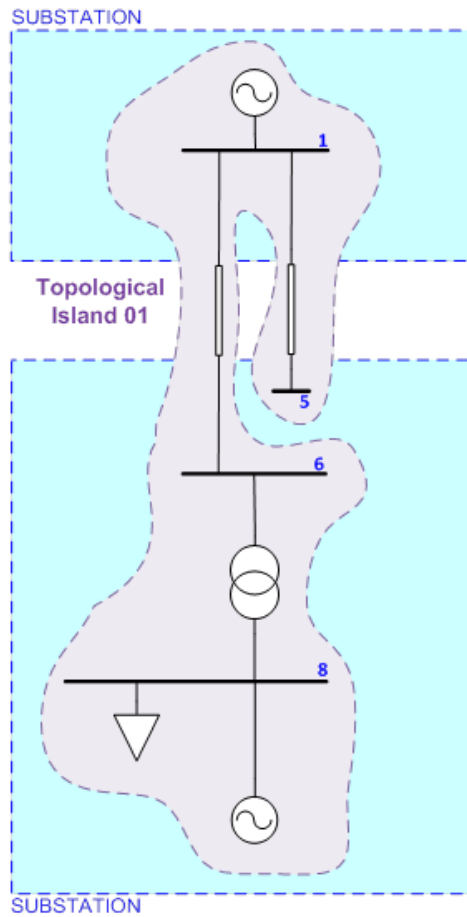


Figura 16- Configuração Lógica do sistema de potência

O software contempla uma classe capaz de realizar a configuração de redes descrita acima, dando base para a implementação de demais análises elétricas.

Desenvolvimento da classe de análise de Fluxo de Potência

Antes do início desse projeto de fim de curso, o software contava com uma classe capaz de resolver o problema do fluxo de potência do modo convencional, descrito no Capítulo 1.

Esse tipo de solução do problema de fluxo de potência só serviria, porém, para uma análise estática, visto que a formulação do método é baseada em modelos estáticos de equipamentos.

O objetivo deste trabalho de fim de curso foi a implementação de uma classe de fluxo de potência genérica, capaz de resolver o problema independente do tipo de modelagem dos equipamentos da rede (seja ela uma modelagem estática, seja ela uma modelagem dinâmica).

A implementação de um fluxo de potência genérico foi de fundamental importância para o software, pois para reproduzir fielmente a operação de uma usina térmica era necessário que a modelagem dos equipamentos elétricos fosse uma modelagem algébrico diferencial, capaz de representar o comportamento transitório do sistema frente às oscilações da rede elétrica.

Uma vez que o software já possuía uma arquitetura adequada e uma estrutura capaz de dar suporte a uma análise de fluxo de potência, conforme descrito no item anterior, foi implementada a classe *GenPowerFlowAC*.

Descrição da classe implementada

A classe *GenPowerFlowAC* é uma classe de análise genérica de fluxo de potência.

Essa classe é capaz de fornecer a solução do estado da rede tanto para análises estáticas quanto para análises dinâmicas, uma vez que a diferença principal entre as duas soluções está na modelagem individual para cada equipamento elétrico. No caso de análises estáticas, a modelagem dos equipamentos deve ser feita através de equações algébricas e no caso de análises dinâmicas, a modelagem dos equipamentos deve ser feita através de equações algébrico-diferenciais, capazes de representar o comportamento transitório dos equipamentos.

Numa análise de fluxo de potência convencional, o equacionamento da matriz Jacobiana é feito com base na matriz Y_{Barra} , ou seja, com base nos parâmetros dos modelos de cada equipamento existente nos ramos do sistema, conforme mostrado anteriormente nas equações (38), (39) e (53).

Assim, a análise de fluxo de potência fica dependente da modelagem individual de cada equipamento elétrico, uma vez que é necessário que a classe de análise de fluxo tenha acesso a admitância equivalente dos ramos do sistema ($y_{km} = g_{km} + jb_{km}$) para calcular a potência por ramo e a matriz Jacobiana.

Numa análise de fluxo de potência genérica, o equacionamento do fluxo de potência não faz referência direta aos parâmetros dos modelos de equipamentos, ou seja, à matriz Y_{Barra} . O equacionamento da matriz Jacobiana recebe as derivadas da potência em relação às variáveis de estado diretamente das classes de modelagem individual de equipamentos.

Para tal, foi necessário incluir na modelagem individual de cada equipamento, variáveis contendo a informação das derivadas da potência em relação às variáveis de estado (módulo e ângulo da tensão) das barras às quais estão ligados.

Isso permite que a classe *GenPowerFlowAC* receba a informação necessária para a montagem da matriz Jacobiana, independentemente do tipo de modelagem utilizada para cada equipamento, o que a torna uma classe genérica.

Atributos da classe implementada

A classe *GenPowerFlowAC* possui uma lista de atributos, cuja descrição pode ser vista na Tabela 2.

Tabela 2 – Atributos da classe GenPowerFlowAC

Atributo	Tipo	Tamanho	Descrição
<i>num_nodes_</i>	<i>Inteiro</i>	-	<i>Número de nós topológicos da ilha elétrica</i>
<i>TN</i>	<i>Vetor de números inteiros</i>	<i>num_nodes_ Linhas</i>	<i>Tipo de nó topológico (PQ, PV, VT)</i>
<i>VN</i>	<i>Vetor de números reais</i>	<i>num_nodes_ Linhas</i>	<i>Módulo da tensão no nó topológico</i>
<i>AN</i>	<i>Vetor de números reais</i>	<i>num_nodes_ Linhas</i>	<i>Ângulo da tensão no nó topológico</i>
<i>DPQ</i>	<i>Vetor de números reais</i>	<i>2*num_nodes_ Linhas</i>	<i>Diferença entre a potência especificada e a potência calculada no nó topológico</i>
<i>DAV</i>	<i>Vetor de números reais</i>	<i>2*num_nodes_ Linhas</i>	<i>Diferença entre os estados da rede entre duas iterações consecutivas</i>
<i>JAC</i>	<i>Matriz de números reais</i>	<i>2*num_nodes_ Linhas X 2*num_nodes_ Colunas</i>	<i>Matriz Jacobiana</i>
<i>iter_</i>	<i>Inteiro</i>	-	<i>Variável auxiliar Contador de número de iterações</i>
<i>max_iter_</i>	<i>Inteiro</i>		<i>Número máximo de iterações permitido</i>
<i>max_toler_</i>	<i>Real</i>	-	<i>Tolerância máxima permitida para a diferença entre a potência especificada e a potência calculada</i>
<i>max_dP_</i>	<i>Real</i>	-	<i>Máxima diferença entre a potência ativa especificada e a potência ativa calculada</i>
<i>max_dQ_</i>	<i>Real</i>	-	<i>Máxima diferença entre a potência reativa especificada e a potência reativa calculada</i>
<i>is_load</i>	<i>Booleano</i>	-	<i>Variáveis auxiliares</i>
<i>is_run</i>	<i>Booleano</i>	-	
<i>is_updated</i>	<i>Booleano</i>	-	
<i>all_island_</i>	<i>Booleano</i>	-	

Métodos da classe implementada

A classe *GenPowerFlowAC* possui um conjunto de métodos (funções) que são chamados de forma iterativa durante a resolução do fluxo de potência.

Esses métodos são listados na Tabela 3 e serão descritos nos tópicos abaixo.

Tabela 3 – Lista de métodos da classe *GenPowerFlowAC*

Métodos
<i>Solve</i>
<i>Load</i>
<i>Solve2</i>
<i>UpdateModels</i>
<i>CalculateDPQ</i>
<i>UpdateJac</i>
<i>TNodePBalance</i>
<i>TNodeQBalance</i>
<i>UpdateVnAn</i>
<i>Update</i>

*1. Descrição do método *Solve*:*

O método *Solve* percorre todo o sistema de potência cadastrado, verificando entre as ilhas elétricas existentes a presença de ilhas ativas.

Definiu-se como ilhas ativas, aquelas que possuem um gerador do tipo VT, ou seja, as ilhas que possuem uma barra de referência.

Para cada ilha ativa, é resolvido um fluxo de potência. Para isso, dentro do método *Solve* e para cada ilha ativa são chamados, em ordem, os métodos *Load*, *Solve2* e *Update*.

1.1. *Descrição do método Load*

O método *Load*, para cada ilha ativa, armazena a informação do número de nós topológicos existentes dentro da variável *num_nodes_*.

Dentro desse método, é feita uma alocação dinâmica de memória para os vetores *TN*, *VN* e *AN*, cujo tamanho corresponde ao número de nós topológicos existentes na ilha (*num_nodes_*).

Cada linha dos vetores *TN*, *VN* e *AN* contém informações referentes a um nó topológico. Dentro do método *Load* é feita uma varredura em todos os nós topológicos da ilha elétrica em análise e para cada nó, é definido um tipo (1, 2 ou 3) de acordo com os modelos de equipamentos a ele conectados. Se existe um gerador do tipo PV conectado ao nó, ele é definido como um nó do tipo 1 (análogo a definição de barra PV), caso um gerador do tipo VT esteja ligado ao nó ele é definido como um nó do tipo 2 (análogo a definição de barra VT), e caso nenhuma das opções citadas ocorra, ele é definido como um nó do tipo 3 (análogo a definição de barra PQ).

A informação referente ao valor atual do módulo e ângulo da tensão nos nós topológicos é retirada dos modelos de equipamentos. No caso dos nós do tipo 1, o valor do módulo da tensão no nó é igualado ao valor da tensão de referência do gerador PV e o valor do ângulo é igualado ao valor calculado na iteração anterior. Se o nó é do tipo 2, o valor do módulo e ângulo da tensão é igualado respectivamente ao valor da tensão de referência do gerador e ao valor do ângulo de referência. Caso não existam geradores do tipo PV ou VT conectados ao nó, os valores de módulo e ângulo da tensão no nó são igualados aos valores calculados na iteração anterior.

Após o término da execução desse método, os vetores *VN* e *AN* estão devidamente preenchidos com o estado da rede da ilha elétrica.

1.2. *Descrição do método Solve2*

O método *Solve2* é responsável pela solução do sistema linear envolvendo a matriz jacobiana do método de Newton Raphson, descrito na seção “*Aplicação do Método de Newton Raphson no Fluxo de Potência*” através da equação (51).

Nesse método, o vetor DAV é calculado com o auxílio da biblioteca LAPACK, a partir do método de decomposição LU.

Dentro do método *Solve2*, são chamados os métodos *UpdateModels*, *CalculateDPQ*, *UpdateJac* e *UpdateVnAn*.

1.2.1. Descrição do método *UpdateModels*

O método *UpdateModels* atualiza o valor do módulo e ângulo da tensão em todos os nós topológicos (e conseqüentemente em todos os modelos de equipamentos) com o valores calculados no fluxo de potência, respectivamente VN e AN.

Em seguida, todos os modelos de equipamentos são resolvidos, gerando como resposta, os valores de potência que passa por cada ramo.

Após a resolução dos modelos e conhecendo-se o valor de potência em cada ramo do sistema e o valor da potência gerada pelos geradores do tipo PV, o método verifica o Balanço de potência em cada nó da ilha elétrica em análise. Para a verificação do balanço de potência nos nós do sistema, são chamados os métodos *TNodePBalance* e *TNodeQBalance*.

1.2.1.1. Descrição do método *TNodePBalance*

O método *TNodePBalance* verifica o balanço de potência ativa em todos os nós da ilha elétrica.

Conforme definido na equação (27), a soma das potências que fluem de um nó para outros nós é igual a potência líquida gerada no nó.

Dessa forma, é contabilizado o somatório da potência ativa que flui do nó para outros nós por meio de equipamentos série e a potência consumida em elementos shunt ligados ao nó. O somatório é então armazenado em uma variável retornada pelo método (variável essa que corresponde à geração de potência ativa calculada).

1.2.1.2. Descrição do método *TNodeQBalance*

O método *TNodeQBalance* verifica o balanço de potência reativa em todos os nós da ilha elétrica.

Conforme definido nas equações (27) e (28), a soma das potências que fluem de um nó para outros nós é igual a potência líquida gerada no nó.

Dessa forma, é contabilizado o somatório da potência reativa que flui do nó para outros nós a partir dos equipamentos série e a potência consumida em elementos shunt ligados ao nó. Esse somatório é armazenado em uma variável retornada pelo método (variável essa que corresponde a geração de potência reativa calculada).

Após a resolução dos métodos *TNodePBalance* e *TNodeQBalance*, os valores de geração reativa dos geradores do tipo PV e VT são atualizados com o valor retornado da função *TNodeQBalance* para o nó onde cada um deles está ligado e o valor de geração ativa dos geradores do tipo VT é atualizado com o valor retornado da função *TNodePBalance*.

Uma vez ajustados os valores de potência calculada em cada nó da ilha elétrica, é chamado o método *CalculateDPQ*.

1.2.2. Descrição do método *CalculateDPQ*

O método *CalculateDPQ* calcula o vetor *DPQ* a partir do balanço de potência em cada nó.

Para cada nó topológico, é feita a subtração da potência gerada (análogo ao conceito de potência especificada) pela soma da potência que é consumida no nó mais a potência que flui desse nó pelos ramos do sistema (análogo ao conceito de potência calculada).

O resultado dessa subtração é armazenada no vetor *DPQ* e deve ser aproximadamente nulo à medida que o método atinja convergência.

Após a execução do método, o maior valor de diferença de potência ativa é armazenado na variável *max_dP_* e o maior valor de diferença de potência reativa é armazenado em *max_dQ_*.

Após encontrar o valor do vetor *DPQ*, o método *Solve2* verifica se o resultado convergiu, ou seja, se os valores de *max_dP_* e *max_dQ_* são menores que a máxima

tolerância permitida (*max_toler_*), caso o método tenha convergido, o estado da rede é dado pelos vetores VN e AN. Caso o método não tenha convergido e o número de iterações seja menor que o limite máximo (*max_iter_*) o método *UpdateJac* é chamado. Caso o número máximo de iterações tenha sido ultrapassado, o fluxo divergiu e um sinal de erro é gerado para o usuário.

1.2.3. Descrição do método UpdateJac

O método *UpdateJac* é responsável pelo cálculo da matriz *JAC* (Jacobiano do fluxo de potência).

Conforme descrito na introdução do presente capítulo, essa matriz é montada a partir do somatório das derivadas da potência calculada em cada modelo de equipamento em relação ao módulo e ângulo da tensão do nó ao qual estão conectados.

Para a implementação desse método, foi necessário adicionar em cada modelo de equipamento, as derivadas da potência ativa e reativa (em todos os terminais do equipamento) em relação ao módulo e ângulo da tensão nos terminais, conforme descrito na Tabela 4 e na Tabela 5.

As equações que fornecem os valores de cada uma das variáveis inseridas estão detalhados no Apêndice A .

Tabela 4 - Variáveis inseridas nos modelos de equipamento tipo série

Variáveis inseridas nos modelos de equipamento tipo série	
$\partial P_{km} / \partial T_k$	$\partial Q_{km} / \partial T_k$
$\partial P_{km} / \partial T_m$	$\partial Q_{km} / \partial T_m$
$\partial P_{mk} / \partial T_k$	$\partial Q_{mk} / \partial T_k$
$\partial P_{mk} / \partial T_m$	$\partial Q_{mk} / \partial T_m$
$\partial P_{km} / \partial V_k$	$\partial Q_{km} / \partial V_k$
$\partial P_{km} / \partial V_m$	$\partial Q_{km} / \partial V_m$
$\partial P_{mk} / \partial V_k$	$\partial Q_{mk} / \partial V_k$
$\partial P_{mk} / \partial V_m$	$\partial Q_{mk} / \partial V_m$

Tabela 5- Variáveis inseridas nos modelos de equipamento tipo shunt

Variáveis inseridas nos modelos de equipamento tipo shunt	
$\partial P_k / \partial T_k$	$\partial Q_k / \partial T_k$
$\partial P_k / \partial V_k$	$\partial Q_k / \partial V_k$

Para o cálculo da matriz JAC, a equação (53) demonstrada na seção “Aplicação do Método de Newton Raphson no Fluxo de Potência”, foi adaptada para receber a contribuição de cada modelo de equipamento.

Um fator que dificultou inicialmente a montagem da matriz JAC foi o fato das barras do tipo PV não sofrerem ajuste no seu valor de módulo de tensão e as barras do tipo VT não sofrerem ajuste em seus valores de módulo e ângulo de tensão.

Para facilitar a escrita do código e aumentar a eficiência computacional, as matrizes DAV e DPQ são sempre montadas como matrizes cheias (com $2 * num_nodes_linhas$) e para que os valores de módulo de tensão nos nós do tipo PV e os valores de módulo e ângulo de tensão nas barras VT não sejam modificados, as derivadas referentes a esses estados foram definidas como valores bem elevados (da ordem de 10^6) dentro dos modelos de gerador PV e VT respectivamente, conforme mostrado na Tabela 6. Isso faz com que a sensibilidade das variáveis de geração em função da variável de estado seja muito pequena, e assim, o fluxo não ajuste o módulo da tensão no caso de barras PV e não ajuste nem módulo nem ângulo da tensão no caso de barras VT.

Tabela 6 – Ajustes realizados nos modelos de gerador

Modelo de gerador	Ajuste nas derivadas do gerador
PV	$\partial Q_k / \partial V_k = 1000000.00$
VT	$\partial Q_k / \partial V_k = 1000000.00$ $\partial P_k / \partial T_k = 1000000.00$
PQ	Sem alterações

Uma vez conhecida a matriz JAC e a matriz DPQ, o sistema linear da equação (56) é resolvido com auxílio da biblioteca LAPACK, gerando como resultado o vetor DAV.

$$DPQ = JAC \times DAV \quad (56)$$

Após o cálculo do vetor DAV , é chamado o método $UpdateVnAn$.

1.2.4. Descrição do método $UpdateVnAn$

O método $UpdateVnAn$ é responsável por atualizar o valor do estado da rede da ilha elétrica em análise a partir do incremento dos valores de módulo e ângulo de tensão presentes no vetor DAV , conforme mostrado na equação (57).

$$\begin{bmatrix} \overline{VN} \\ \overline{AN} \end{bmatrix}_{(iter_{+1})} = \begin{bmatrix} \overline{DAV} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \overline{VN} \\ \overline{AN} \end{bmatrix}_{(iter_{-})} \quad (57)$$

Ou seja, após a execução do método, é obtido o novo valor do estado da rede após uma iteração de fluxo de potência.

1.3. Descrição da função $Update$

Após a resolução de uma iteração do fluxo de potência, a função $Update$ atualiza as variáveis de entrada dos modelos de equipamentos com o valor do módulo e ângulo das tensões em seus terminais, obtidos a partir dos vetores VN e AN calculados pelo fluxo de potência e atualiza os medidores cadastrados no sistema.

Algoritmo da classe implementada

O algoritmo de resolução do fluxo de potência pela classe *GenPowerFlowAC* pode ser entendido através da análise do fluxograma da Figura 17.

O processo de solução do fluxo de potência é resolvido para cada ilha elétrica ativa do sistema de potência em análise, dessa forma, como pode ser visto no fluxograma, é realizado um rastreamento dentro do sistema de potência em análise de modo a contabilizar a quantidade de ilhas elétricas ativas e para cada uma delas, um fluxo de potência é resolvido.

A solução do fluxo de potência consiste basicamente na resolução de métodos de maneira sequencial e iterativa.

Inicialmente é feita a resolução dos modelos de equipamentos, tornando possível a obtenção da potência que flui entre os ramos do sistema para determinado ponto de operação (estado da rede). Após a obtenção das potências que fluem pelos ramos da rede elétrica, é estimado através da equação de balanço de potência, a quantidade de potência ativa que deve ser gerada pelos geradores do tipo VT e a quantidade de potência reativa que deve ser gerada pelos geradores do tipo PV e VT de modo a fechar o balanço nos nós onde estão conectados.

O método *CalculateDPQ* é chamado em seguida, verificando o balanço de potência em cada nó do sistema.

Caso o balanço não tenha sido fechado, é feita uma análise de convergência, ou seja, é avaliado se o máximo erro no balanço é menor do que a máxima tolerância admitida.

Caso o erro seja menor que a tolerância admitida, o método atingiu convergência. Caso contrário, é calculado o vetor *DAV* que deve ser incrementado ao estado da rede de modo a alterar o ponto de operação do sistema.

O cálculo do vetor *DAV* é feito a partir da resolução do sistema da equação (56), através do método da fatoração LU após a obtenção da matriz *JAC* pelo método *UpdateJac*.

A atualização do estado da rede é feito a partir do método *UpdateVnAn*.

Após a atualização do estado da rede, os modelos de equipamentos são novamente resolvidos e a potência que flui pelos ramos é calculada em função do novo estado da rede.

O vetor DPQ é calculado novamente e um novo teste de convergência é realizado. Caso o sistema tenha convergido, o fluxo de potência é resolvido para as demais ilhas elétricas e ao fim do processo, a execução dos métodos da classe *GenPowerFlowAC* é interrompida e o resultado do fluxo é atualizado em todos os modelos de equipamentos e nos medidores elétricos cadastrados. Caso o resultado não tenha convergido, o processo continua sendo executado até que seja atingida a convergência ou até que o número máximo de iterações seja excedido, indicando que o método divergiu.

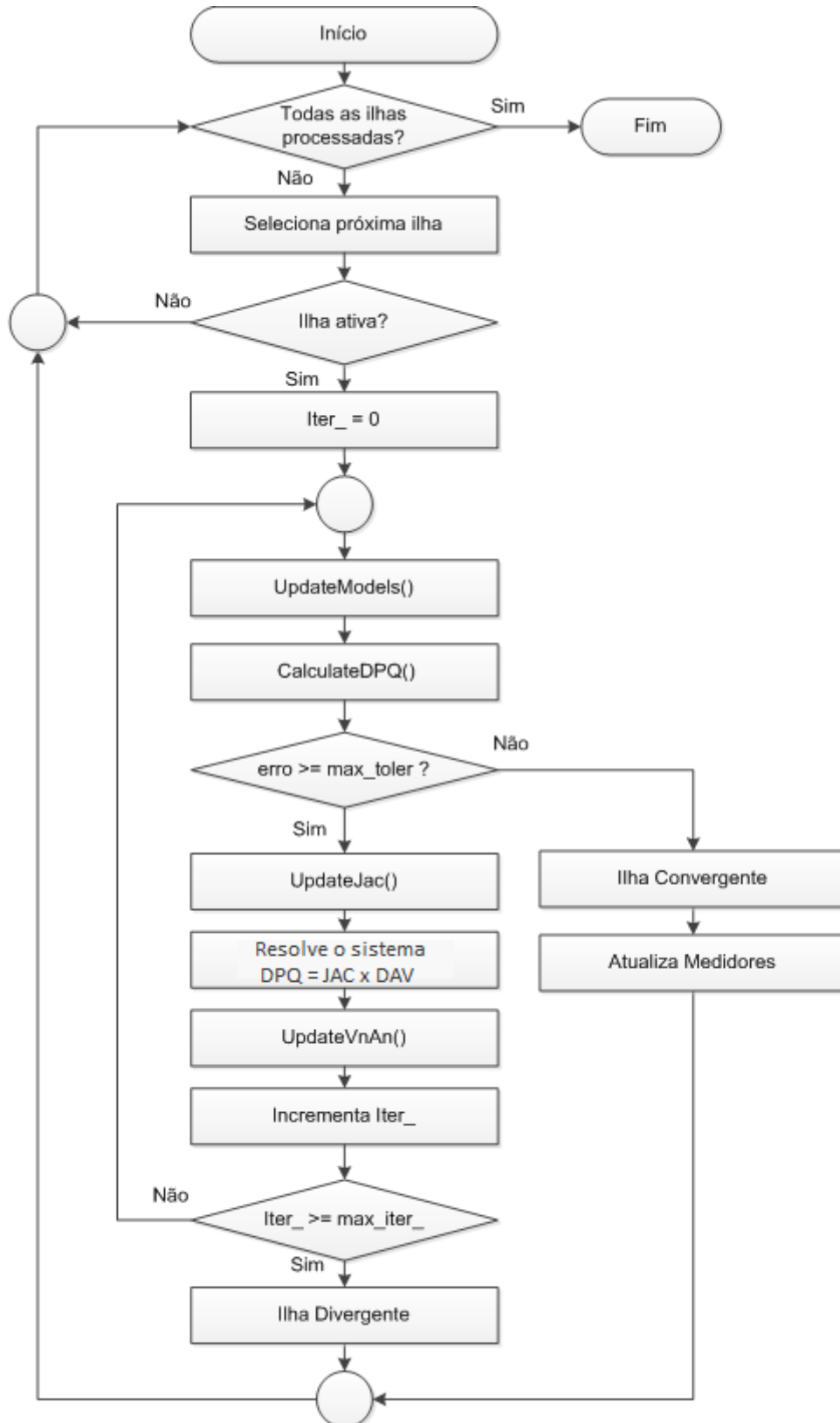


Figura 17 – Fluxograma da classe *GenPowerFlowAC*

Capítulo 3 - Casos de Estudo

A presente seção tem como objetivo mostrar a validade do método de solução de fluxo de potência implementado.

Inicialmente, a metodologia de cálculo da classe *GenPowerFlowAC* foi avaliada através da verificação dos resultados de análises de fluxo de potência para o sistema de teste “Western System Coordinating Council (WSSC) 3-Machines 9-Bus System” [10], amplamente utilizado para estudos de energia elétrica e cujo diagrama unifilar está representado na Figura 18.

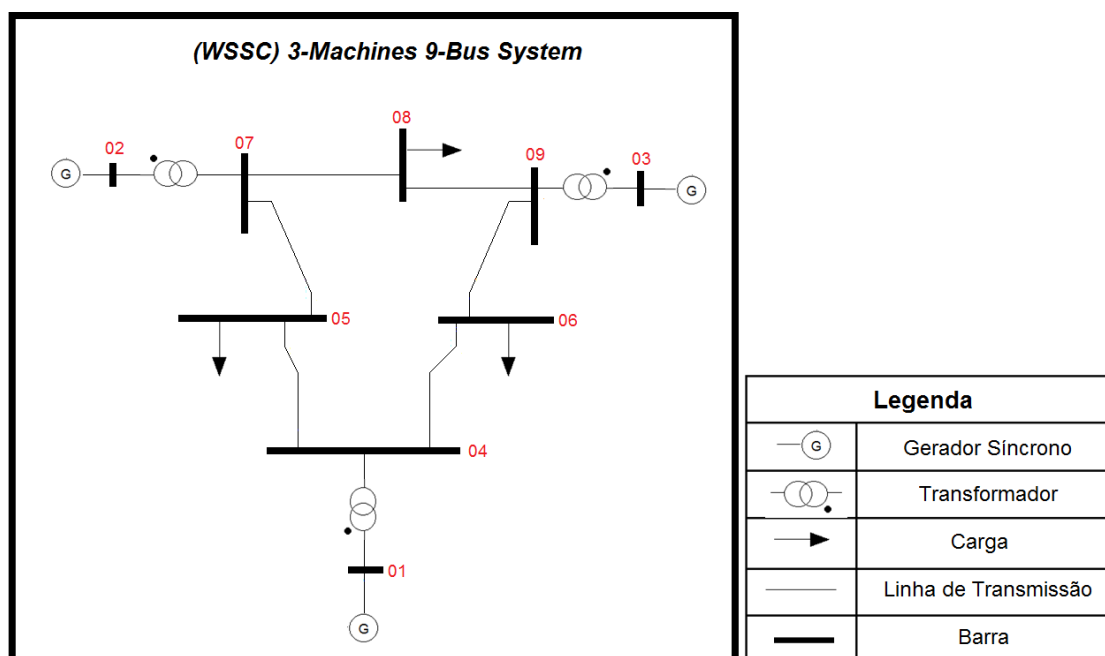


Figura 18 – Diagrama Unifilar do sistema WSSC 3-Machines 9-Bus

Esse sistema, cujos dados podem ser encontrados em [10], é composto de 9 barras, das quais 2 são do tipo PV, 6 são do tipo PQ e uma é do tipo VT, barra de referência do sistema.

O sistema possui 6 linhas de transmissão, 3 transformadores de tape fixo, 3 cargas totalizando 315 MW e 115 Mvar e 3 geradores síncronos.

Os dados do referido sistema estão detalhados nas tabelas abaixo, para uma base de 100MVA.

Tabela 7 – Dados de Barra do Sistema WSSC 3–Machines 9-Bus

Barra	Tipo	Tensão Base (kV)	Tensão (p.u.)	Tensão (kV)	Ângulo (graus)	Geração Ativa (MW)	Geração Reativa (Mvar)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)
1	VT	16.5	1.040	17.2	0.0	-	-	-	-
2	PV	18.0	1.025	18.4	-	163.0	-	-	-
3	PV	13.8	1.025	14.1	-	85.0	-	-	-
4	PQ	230.0	1.000	-	-	-	-	-	-
5	PQ	230.0	1.000	-	-	-	-	125.0	50.0
6	PQ	230.0	1.000	-	-	-	-	90.0	30.0
7	PQ	230.0	1.000	-	-	-	-	-	-
8	PQ	230.0	1.000	-	-	-	-	100.0	35.0
9	PQ	230.0	1.000	-	-	-	-	-	-

Tabela 8 – Dados de Linhas de Transmissão do Sistema WSSC 3–Machines 9-Bus

Barra (DE)	Barra (PARA)	Resistência (%)	Reatância (%)	Susceptância (Mvar)
7	8	0.85	7.20	14.90
8	9	1.19	10.08	20.90
6	9	3.90	17.0	35.80
4	6	1.70	9.20	15.80
4	5	1.00	8.50	17.60
5	7	3.20	16.10	30.60

Tabela 9 - Dados de Transformadores do Sistema WSSC 3 –Machines 9-Bus

Barra (DE)	Barra (PARA)	Reatância (%)	Tape
2	7	6.25	1.00
3	9	5.86	1.00
1	4	5.76	1.00

Com base no sistema *WSSC 3-Machines 9-Bus*, foram realizados três testes. O primeiro teste consistiu na solução do fluxo de potência para o caso base, o segundo teste consistiu na resolução do fluxo de potência do sistema em casos de contingência simples e o terceiro teste consistiu na resolução do fluxo de potência para um caso de contingência múltipla que gera ilhamento do sistema.

Em seguida, foi validado o funcionamento da classe implementada utilizando-se o sistema elétrico da usina térmica para a qual foi desenvolvido o software . Os resultados fornecidos pela classe *GenPowerFlowAC* foram, então, comparados com os dados de operação da usina para o ponto de operação analisado.

Caso I – Análise de Fluxo de Potência para o caso base do sistema *WSSC 3-Machines 9-Bus*

O sistema *WSSC 3-Machines 9-Bus* foi cadastrado no software onde a classe *GenPowerFlowAC* foi implementada e em seguida, foi realizada uma análise de fluxo de potência através da execução dos métodos detalhados na seção “*Desenvolvimento da classe de análise de Fluxo de Potência*”.

O resultado do estado da rede encontrado pela classe implementada foi comparado com o resultado disponível na referência [10] conforme Tabela 10, onde o erro relativo entre os resultados é calculado a partir da equação (58).

$$ErroRelativo(\%) = \left(\frac{Abs(ValorCalculado - ValorReferência)}{Abs(ValorReferência)} \right) \times 100 \quad (58)$$

Tabela 10 – Comparação entre os resultados do Estado da Rede

Barra	<i>GenPowerFlowAC</i>		Valores de referência		Erro no Módulo (%)	Erro no Ângulo (%)
	Módulo da Tensão (p.u.)	Ângulo da Tensão (Graus)	Módulo da Tensão (p.u.)	Ângulo da Tensão (Graus)		
1	1.0400	0.0000	1.040	0.0	0.000%	0.000 %
2	1.0250	9.2800	1.025	9.3	0.000%	0.215%
3	1.0250	4.6648	1.025	4.7	0.000%	0.750%
4	1.0258	-2.2168	1.026	-2.2	0.021%	0.762%
5	0.9956	-3.9888	0.996	-4.0	0.037%	0.280%
6	1.0127	-3.6874	1.013	-3.7	0.034%	0.341%
7	1.0258	3.7197	1.026	3.7	0.022%	0.533%
8	1.0159	0.7276	1.016	0.7	0.011%	3.936%
9	1.0324	1.9667	1.032	2.0	0.034%	1.664%

Pode-se inferir da tabela acima que o erro relativo entre o resultado do estado da rede calculado pela classe *GenPowerFlowAC* em relação ao estado da rede fornecido em [10] é devido a uma diferença de precisão de casas decimais. Pode-se observar através da

Tabela 11 que aproximando-se o resultado obtido através da classe *GenPowerFlowAC* de modo a trabalhar com três casas decimais no módulo da tensão e uma casa decimal no ângulo, conforme estabelecido em [10], o erro relativo entre os resultados se torna nulo.

Tabela 11 – Valores Aproximados do resultado do Estado da Rede

Barra	<i>GenPowerFlowAC</i>		<i>Valores de referência</i>		Erro no Módulo (%)	Erro no Ângulo (%)
	Módulo da Tensão (p.u.)	Ângulo da Tensão (Graus)	Módulo da Tensão (p.u.)	Ângulo da Tensão (Graus)		
1	1.040	0.0	1.040	0.0	0.00%	0.00%
2	1.025	9.3	1.025	9.3	0.00%	0.00%
3	1.025	4.7	1.025	4.7	0.00%	0.00%
4	1.026	-2.2	1.026	-2.2	0.00%	0.00%
5	0.996	-4.0	0.996	-4.0	0.00%	0.00%
6	1.013	-3.7	1.013	-3.7	0.00%	0.00%
7	1.026	3.7	1.026	3.7	0.00%	0.00%
8	1.016	0.7	1.016	0.7	0.00%	0.00%
9	1.032	2.0	1.032	2.0	0.00%	0.00%

O fluxo de potência por cada equipamento também foi validado comparando-se o resultado encontrado pela classe *GenPowerFlowAC* e o resultado fornecido em [10]. A comparação do resultado do fluxo foi feita por cada tipo de equipamento e detalhada nas tabelas abaixo, já com a precisão do resultado da classe *GenPowerFlowAC* convertida para o mesmo número de casas decimais fornecidas em [10].

Tabela 12 – Fluxo de potência nos geradores

Nome do equipamento	Grandeza	GenPowerFlowAC	Arredondamento do resultado de GenPowerFlowAC	Valores de referência	ERRO
Gerador 1	Pk (MW)	71,6405	71,6	71,6	0,00%
	Qk (Mvar)	27,0448	27,0	27,0	0,00%
Gerador 2	Pk (MW)	163,0000	163,0	163,0	0,00%
	Qk (Mvar)	6,6525	6,7	6,7	0,00%
Gerador 3	Pk (MW)	85,0000	85,0	85,0	0,00%
	Qk (Mvar)	-10,8613	-10,9	-10,9	0,00%

Tabela 13 – Fluxo de Potência nos Transformadores

Nome do equipamento	Grandeza	GenPowerFlowAC	Arredondamento do resultado de GenPowerFlowAC	Valores de referência	ERRO
Transformador 02-07	Pkm (MW)	163,0002	163,0	163,0	0,00%
	Qkm (Mvar)	6,6525	6,7	6,7	0,00%
	Pmk (MW)	-163,0000	-163,0	-163,0	0,00%
	Qmk (Mvar)	9,1793	9,2	9,2	0,00%
Transformador 01--04	Pkm (MW)	71,6405	71,6	71,6	0,00%
	Qkm (Mvar)	27,0448	27,0	27,0	0,00%
	Pmk (MW)	-71,6405	-71,6	-71,6	0,00%
	Qmk (Mvar)	-23,9221	-23,9	-23,9	0,00%
Transformador 03--09	Pkm (MW)	85,0000	85,0	85,0	0,00%
	Qkm (Mvar)	-10,8613	-10,9	-10,9	0,00%
	Pmk (MW)	-85,0000	-85,0	-85,0	0,00%
	Qmk (Mvar)	14,9569	15,0	15,0	0,00%

Tabela 14 – Fluxo de Potência nas Linhas de Transmissão

Nome do equipamento	Grandeza	GenPowerFlowAC	Arredondamento do resultado de GenPowerFlowAC	Valores de referência	ERRO
Linha de Transmissão 07--08	Pkm (MW)	76,3798	76,4	76,4	0,00%
	Qkm (Mvar)	-0,7979	-0,8	-0,8	0,00%
	Pmk (MW)	-75,9045	-75,9	-75,9	0,00%
	Qmk (Mvar)	-10,7037	-10,7	-10,7	0,00%
Linha de Transmissão 08--09	Pkm (MW)	-24,0952	-24,1	-24,1	0,00%
	Qkm (Mvar)	-24,2957	-24,3	-24,3	0,00%
	Pmk (MW)	24,1832	24,2	24,2	0,00%
	Qmk (Mvar)	3,1193	3,1	3,1	0,00%
Linha de Transmissão 06--09	Pkm (MW)	-59,4628	-59,5	-59,5	0,00%
	Qkm (Mvar)	-13,4566	-13,5	-13,5	0,00%
	Pmk (MW)	60,8166	60,8	60,8	0,00%
	Qmk (Mvar)	-18,0750	-18,1	-18,0	0,56%
Linha de Transmissão 04--06	Pkm (MW)	30,7038	30,7	30,7	0,00%
	Qkm (Mvar)	1,0295	1,0	1,0	0,00%
	Pmk (MW)	-30,5374	-30,5	-30,6	0,33%
	Qmk (Mvar)	-16,5429	-16,5	-16,5	0,00%
Linha de Transmissão 04--05	Pkm (MW)	40,9375	40,9	40,9	0,00%
	Qkm (Mvar)	22,8929	22,9	22,9	0,00%
	Pmk (MW)	-40,6800	-40,7	-40,7	0,00%
	Qmk (Mvar)	-38,6870	-38,7	-38,7	0,00%
Linha de Transmissão 05--07	Pkm (MW)	-84,3203	-84,3	-84,3	0,00%
	Qkm (Mvar)	-11,3127	-11,3	-11,3	0,00%
	Pmk (MW)	86,6202	86,6	86,6	0,00%
	Qmk (Mvar)	-8,3809	-8,4	-8,4	0,00%

Pode-se observar que o resultado do fluxo de potência em cada equipamento, calculado pela classe *GenPowerFlowAC*, é coerente com o resultado fornecido em [10], uma vez que o maior erro relativo encontrado foi inferior a 1%.

Caso II - Análise de contingências simples no sistema WSSC 3- *Machines 9-Bus*

Uma vez validado o resultado do fluxo de potência para o caso base do sistema em análise, o presente teste avalia a validade do cálculo de fluxo de potência para casos de contingência simples.

A lista de contingências analisadas está descrita na Tabela 15 e foi baseada no critério de segurança N-1, cujo objetivo é avaliar a segurança de sistemas de potência no caso da perda individual de linhas de transmissão.

Como o foco desse trabalho é a solução de fluxo de potência, não será avaliada a questão da segurança estática do sistema em questão, ficando a análise restrita ao cálculo do estado da rede em caso de ocorrência de cada uma das contingências listadas.

Tabela 15 – Lista de Contingências

	Contingência	Barra (de)	Barra (para)
1	Perda de Linha de Transmissão	7	8
2	Perda de Linha de Transmissão	8	9
3	Perda de Linha de Transmissão	6	9
4	Perda de Linha de Transmissão	4	6
5	Perda de Linha de Transmissão	4	5
6	Perda de Linha de Transmissão	5	7

A validação dos resultados da análise de contingências calculadas através dos métodos da classe *GenPowerFlowAC* foi feita utilizando-se o programa ANAREDE, desenvolvido pelo CEPEL [11].

Para tal, o sistema WSSC 3-Machines 9-Bus foi cadastrado no ANAREDE e executada a lista de contingências citadas na Tabela 15.

Os resultados do estado da rede pelo ANAREDE e pela classe *GenPowerFlowAC* foram comparados através do erro relativo e detalhados nas tabelas abaixo. A validação do fluxo de potência pelos elementos da rede em cada situação de contingência pode ser

visualizada no Apêndice B e não foi disponibilizada no corpo do texto para evitar o desgaste do leitor frente a um número excessivo de tabelas.

Tabela 16- Estado da Rede após ocorrência da contingência 1

Barra	<i>GenPowerFlowAC</i>		<i>ANAREDE</i>		Erro no Módulo (%)	Erro no Ângulo (%)
	Módulo Da Tensão (p.u.)	Ângulo da Tensão (Graus)	Módulo Da Tensão (p.u.)	Ângulo da Tensão (Graus)		
1	1,04	0,00	1,04	0,00	0,00%	0,00%
2	1,03	19,89	1,03	19,88	0,00%	0,05%
3	1,03	-7,16	1,02	-7,16	0,98%	0,00%
4	1,02	-2,47	1,02	-2,47	0,00%	0,00%
5	0,97	-0,71	0,97	-0,71	0,00%	0,00%
6	1,00	-8,08	1,00	-8,07	0,00%	0,12%
7	1,02	14,29	1,02	14,29	0,00%	0,00%
8	0,97	-15,63	0,97	-15,63	0,00%	0,00%
9	1,01	-9,91	1,01	-9,91	0,00%	0,00%

Tabela 17- Estado da Rede após ocorrência da contingência 2

Barra	<i>GenPowerFlowAC</i>		<i>ANAREDE</i>		Erro no Módulo (%)	Erro no Ângulo (%)
	Módulo Da Tensão (p.u.)	Ângulo da Tensão (Graus)	Módulo da Tensão (p.u.)	Ângulo da Tensão (Graus)		
1	1,04	0,00	1,04	0,00	0,00%	0,00%
2	1,03	6,15	1,03	6,16	0,00%	0,16%
3	1,03	8,12	1,03	8,13	0,00%	0,12%
4	1,02	-2,25	1,02	-2,24	0,00%	0,45%
5	0,99	-5,17	0,99	-5,17	0,00%	0,00%
6	1,01	-2,51	1,01	-2,50	0,00%	0,40%
7	1,01	0,50	1,01	0,50	0,00%	0,00%
8	0,98	-3,54	0,98	-3,53	0,00%	0,28%
9	1,03	5,42	1,03	5,44	0,00%	0,37%

Tabela 18- Estado da Rede após ocorrência da contingência 3

Barra	GenPowerFlowAC		ANAREDE		Erro no Módulo (%)	Erro no Ângulo (%)
	Módulo Da Tensão (p.u.)	Ângulo da Tensão (Graus)	Módulo da Tensão (p.u.)	Ângulo da Tensão (Graus)		
1	1,04	0,00	1,04	0,00	0,00%	0,00%
2	1,03	17,82	1,02	17,82	0,98%	0,00%
3	1,03	19,04	1,03	19,05	0,00%	0,05%
4	1,00	-2,42	1,00	-2,42	0,00%	0,00%
5	0,97	-1,39	0,97	-1,39	0,00%	0,00%
6	0,96	-7,09	0,96	-7,09	0,00%	0,00%
7	1,02	12,20	1,02	12,21	0,00%	0,08%
8	1,01	11,62	1,01	11,62	0,00%	0,00%
9	1,02	16,32	1,02	16,32	0,00%	0,00%

Tabela 19- Estado da Rede após ocorrência da contingência 4

Barra	GenPowerFlowAC		ANAREDE		Erro no Módulo (%)	Erro no Ângulo (%)
	Módulo Da Tensão (p.u.)	Ângulo da Tensão (Graus)	Módulo da Tensão (p.u.)	Ângulo da Tensão (Graus)		
1	1,04	0,00	1,04	0,00	0,00%	0,00%
2	1,03	4,72	1,03	4,75	0,00%	0,63%
3	1,03	-3,02	1,03	-3,00	0,00%	0,67%
4	1,03	-2,26	1,03	-2,25	0,00%	0,44%
5	1,00	-5,57	1,00	-5,55	0,00%	0,36%
6	0,94	-14,61	0,94	-14,57	0,00%	0,27%
7	1,02	-0,86	1,02	-0,83	0,00%	3,61%*
8	1,01	-5,19	1,01	-5,16	0,00%	0,58%
9	1,02	-5,76	1,02	-5,72	0,00%	0,70%

Tabela 20- Estado da Rede após ocorrência da contingência 5

Barra	<i>GenPowerFlowAC</i>		<i>ANAREDE</i>		Erro no Módulo (%)	Erro no Ângulo (%)
	Módulo Da Tensão (p.u.)	Ângulo da Tensão (Graus)	Módulo da Tensão (p.u.)	Ângulo da Tensão (Graus)		
1	1,04	0,00	1,04	0,00	0,00%	0,00%
2	1,03	-1,45	1,02	-1,45	0,98%	0,00%
3	1,03	-1,99	1,03	-1,99	0,00%	0,00%
4	1,04	-2,34	1,04	-2,34	0,00%	0,00%
5	0,84	-20,39	0,84	-20,39	0,00%	0,00%
6	1,02	-6,07	1,02	-6,07	0,00%	0,00%
7	0,99	-7,23	0,99	-7,23	0,00%	0,00%
8	0,99	-8,53	0,99	-8,53	0,00%	0,00%
9	1,02	-4,71	1,02	-4,71	0,00%	0,00%

Tabela 21- Estado da Rede após ocorrência da contingência 6

Barra	<i>GenPowerFlowAC</i>		<i>ANAREDE</i>		Erro no Módulo (%)	Erro no Ângulo (%)
	Módulo Da Tensão (p.u.)	Ângulo da Tensão (Graus)	Módulo da Tensão (p.u.)	Ângulo da Tensão (Graus)		
1	1,04	0,00	1,04	0,00	0,00%	0,00%
2	1,03	30,23	1,02	30,23	0,98%	0,00%
3	1,03	17,19	1,03	17,19	0,00%	0,00%
4	1,00	-2,56	1,00	-2,56	0,00%	0,00%
5	0,94	-8,83	0,94	-8,83	0,00%	0,00%
6	0,97	0,31	0,97	0,31	0,00%	0,00%
7	1,02	24,62	1,02	24,62	0,00%	0,00%
8	1,00	18,06	1,00	18,06	0,00%	0,00%
9	1,02	14,46	1,02	14,46	0,00%	0,00%

A partir da análise das tabelas acima, pode-se inferir que o resultado do fluxo de potência calculado pelos métodos da classe *GenPowerFlowAC* para a ocorrência de cada contingência é compatível com o resultado encontrado através do programa

ANAREDE, uma vez que o erro entre os resultados é inferior a 1%, com exceção do erro encontrado no ângulo da tensão da barra 7 no caso da ocorrência da contingência 4, conforme detalhado na célula marcada com um asterisco na Tabela 19.

Diante desse resultado destoante em relação aos demais, que podem ser considerados pequenos, foi feita uma investigação afim de avaliar se o cálculo do fluxo de potência através da classe *GenPowerFlowAC* está coerente para esse caso.

Para avaliar a veracidade do resultado, foi feito o balanço de potência em todas as barras do sistema a partir dos resultados gerados pela classe *GenPowerFlowAC*, mantendo-se uma precisão de oito casas decimais e observou-se que o balanço de potência ativo e reativo fechou em todas as barras do sistema, comprovando que o resultado fornecido está correto.

Uma análise mais apurada dos resultados poderia ter sido feita utilizando-se o programa FormCepel, desenvolvido pelo CEPTEL, que fornece o resultado do programa ANAREDE com maior precisão de casas decimais. Isso permitiria a comparação dos resultados da classe *GenPowerFlowAC* com os resultados obtidos pelo ANAREDE utilizando uma maior precisão de casas decimais, diminuindo ainda mais o erro.

Diante dos resultados expostos, verifica-se que o método de solução de fluxo de potência implementado na classe *GenPowerFlowAC* é eficaz, uma vez que fornece soluções coerentes e compatíveis com a solução fornecida por softwares confiáveis como os desenvolvidos pelo CEPTEL.

Caso III – Análise de contingência múltipla gerando ilhamento no sistema *WSSC 3-Machines 9-Bus*

O presente teste avalia o fluxo de potência no sistema *WSSC 3-Machines 9-Bus* após a ocorrência simultânea das contingências listadas na Tabela 22.

Tabela 22 – Lista de contingências

	Contingência	Barra (de)	Barra (para)
1	Perda da Linha de Transmissão	5	7
2	Perda da Linha de Transmissão	6	9

Pode-se perceber que após a atuação do configurador de redes, o sistema é dividido em duas ilhas elétricas, conforme mostrado na Figura 19. A única ilha ativa é a ilha 2, já que apenas essa ilha possui um gerador do tipo VT e consequentemente, uma barra de referência (barra 1).

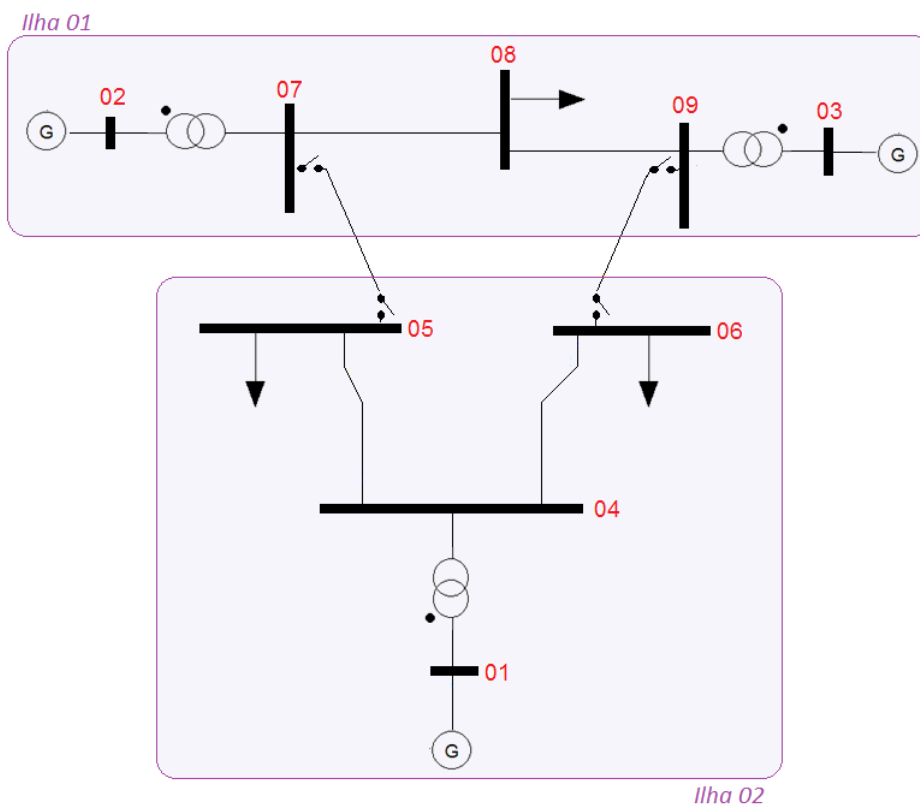


Figura 19 – Ilhamento do sistema após ocorrência de contingência múltipla

Conforme descrito no algoritmo de funcionamento da classe implementada, o fluxo de potência só é resolvido para a ilha ativa, formada pelas barras 01, 04, 05 e 06.

O resultado do estado da rede para a ilha 02 pode ser visualizado Tabela 23 e o fluxo de potência nos geradores, linhas e transformadores pode ser visualizado na Tabela 24, na

Tabela 25 e na Tabela 26, respectivamente, onde foram comparados os resultados calculados pela classe *GenPowerFlowAC* e pelo programa ANAREDE.

Tabela 23 – Estado da rede para a ilha 02

Barra	<i>GenPowerFlowAC</i>		ANAREDE		Erro no módulo da tensão (%)	Erro no ângulo da tensão (%)
	Módulo da Tensão (p.u.)	Ângulo da Tensão (graus)	Módulo da Tensão (p.u.)	Ângulo da Tensão (graus)		
1	1,04	0,00	1,04	0,00	0,00%	0,00%
4	0,99	-7,04	0,99	-7,03	0,00%	0,14%
5	0,93	-13,41	0,93	-13,39	0,00%	0,15%
6	0,95	-11,87	0,95	-11,86	0,00%	0,08%

Tabela 24 – Fluxo de potência nos geradores

Nome do equipamento	Grandeza	<i>GenPowerFlowAC</i>	ANAREDE	Erro (%)
Gerador 1	Pk (MW)	218,65	218,51	0,06%
	Qk (Mvar)	106,46	106,20	0,24%

Tabela 25 – Fluxo de potência nos transformadores

Nome do equipamento	Grandeza	<i>GenPowerFlowAC</i>	ANAREDE	Erro (%)
Transformador 01–04	Pkm (MW)	218,65	218,51	0,06%
	Qkm (Mvar)	106,46	106,20	0,24%
	Pmk (MW)	-218,65	-218,51	0,06%
	Qmk (Mvar)	-74,96	-74,77	0,25%

Tabela 26 – Fluxo de potência nas linhas de transmissão

Nome do equipamento	Grandeza	<i>GenPowerFlowAC</i>	<i>ANAREDE</i>	<i>Erro (%)</i>
Linha De Transmissão 04—06	Pkm (MW)	91,64	91,48	0,17%
	Qkm (Mvar)	24,06	24,01	0,21%
	Pmk (MW)	-90	-89,85	0,17%
	Qmk (Mvar)	-30	-29,99	0,03%
Linha De Transmissão 04—05	Pkm (MW)	127,01	126,75	0,21%
	Qkm (Mvar)	50,9	50,78	0,24%
	Pmk (MW)	-125	-124,75	0,20%
	Qmk (Mvar)	-50	-49,96	0,08%

Pode-se inferir das tabelas acima que o resultado fornecido pela classe *GenPowerFlowAC* é compatível com o resultado fornecido pelo programa *ANAREDE*, uma vez que todos os erros encontrados são inferiores a 1%.

Essa validação mostra que a classe desenvolvida é capaz de fornecer o estado das ilhas ativas em caso de isolamento de partes do sistema, funcionalidade esta que é de extrema importância, principalmente para a simulação da partida de máquinas no software onde foi implementada.

Caso IV – Análise de Fluxo de Potência no sistema da usina térmica para a qual foi desenvolvido o Software

O presente caso de estudo consistiu na simulação da operação da usina térmica para a qual o software foi desenvolvido.

O fluxo de potência foi resolvido a partir de determinado despacho de potência e o resultado foi comparado com dados reais de operação, disponíveis nos medidores da usina, cujo diagrama unifilar simplificado pode ser visualizado na Figura 20.

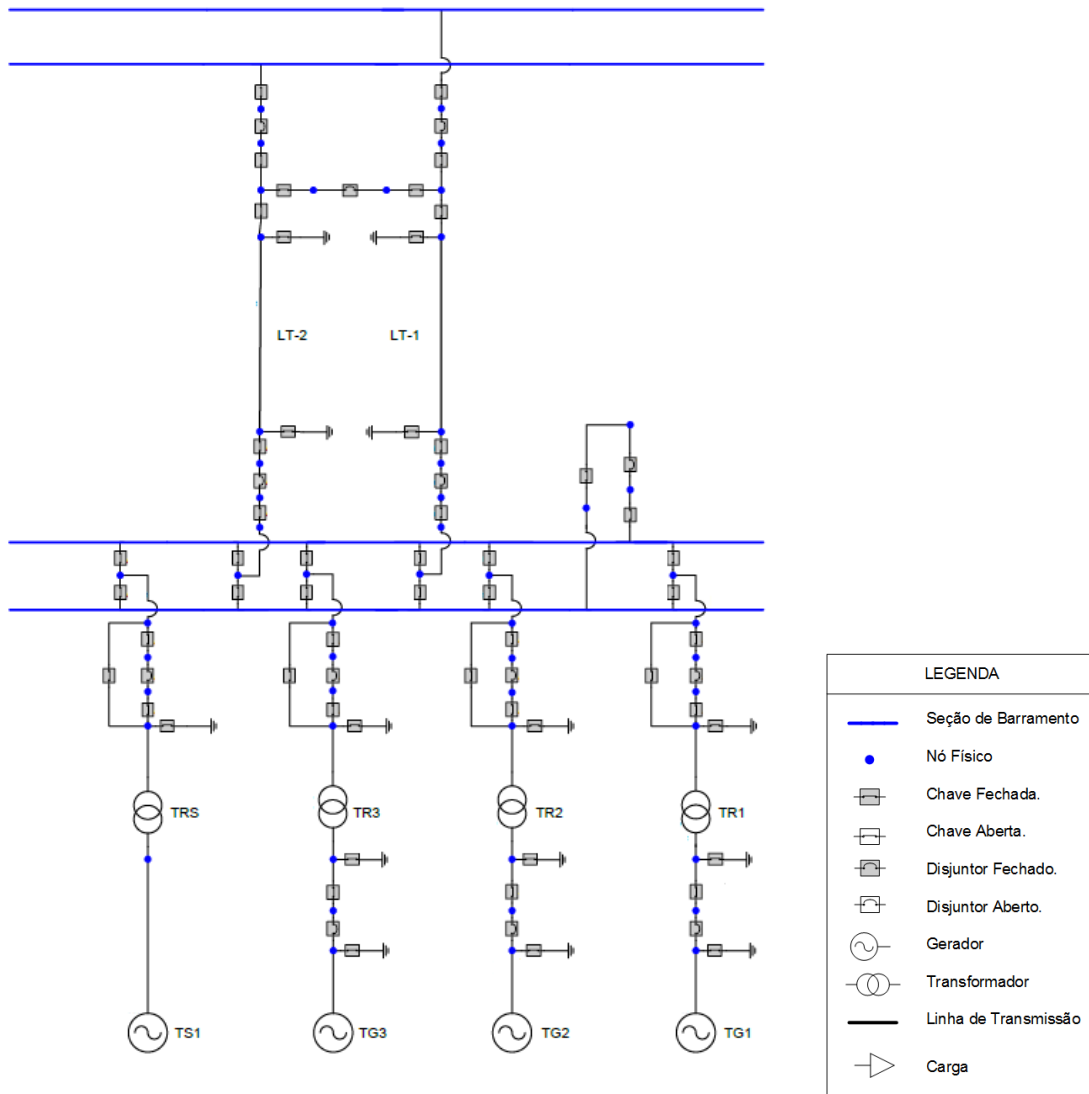


Figura 20 – Diagrama Unifilar simplificado da Usina Térmica

Pelo fato de informações tais como parâmetros de equipamentos e dados de operação serem de caráter confidencial, a comparação dos resultados da análise de fluxo de potência será feita apenas em função do erro encontrado entre o valor simulado e o valor medido em campo.

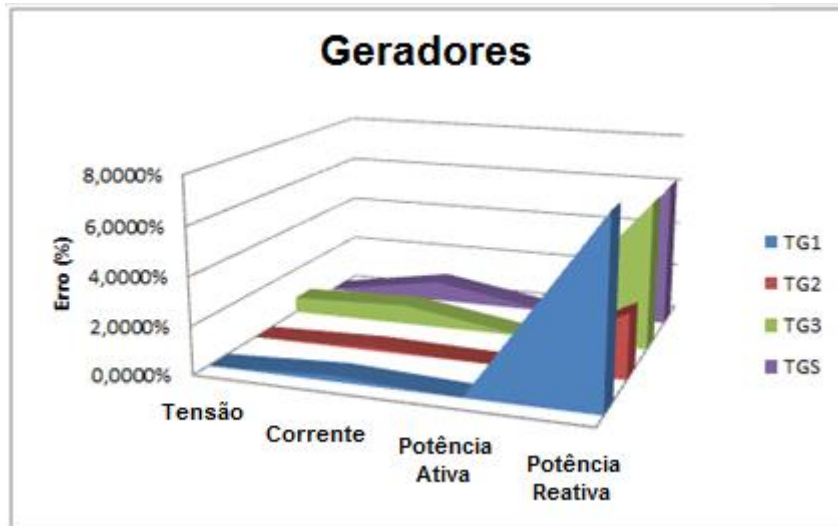


Figura 21 – Validação do Fluxo de potência nos Geradores

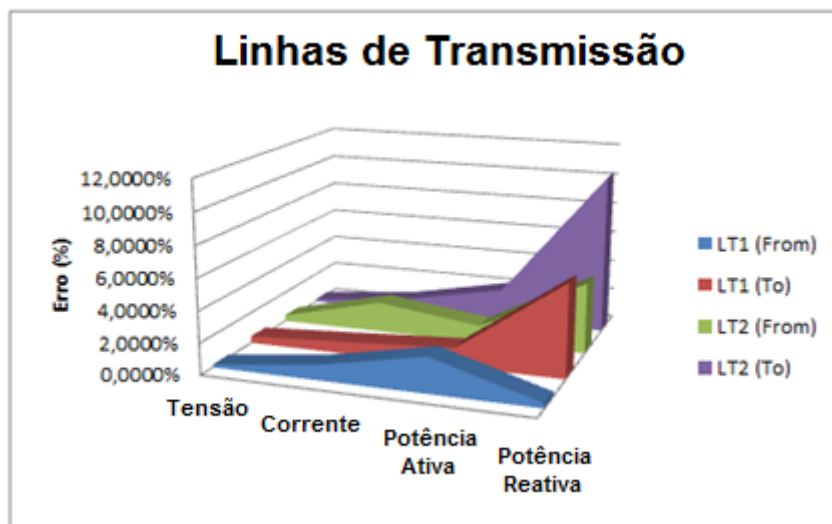


Figura 22 – Validação do fluxo de potência nas Linhas de Transmissão

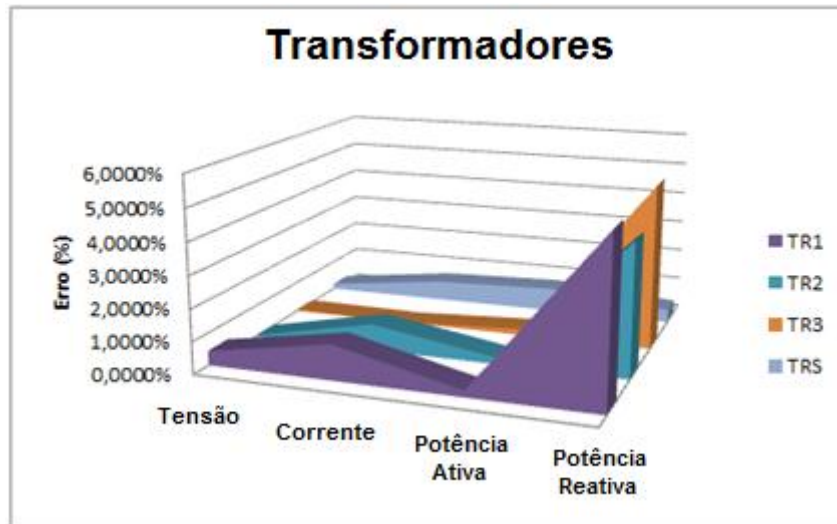


Figura 23 – Validação do Fluxo de Potência nos Transformadores

Através da análise dos gráficos da Figura 21, da Figura 22 e da Figura 23, pode-se inferir que o resultado do fluxo de potência fornecido pelo software de simulação possui uma discrepância inferior a 11% em relação ao valor medido em campo para esse ponto de operação.

Como o máximo erro admissível para simuladores de treinamento é de 20% [12], pode-se inferir que a classe *GenPowerFlowAC* executa a solução do problema de forma eficaz, atendendo aos requisitos estabelecidos por norma para validar o funcionamento de um simulador de treinamento para usinas térmicas.

É importante salientar que essa simulação foi feita utilizando-se uma modelagem dinâmica para os geradores e uma vez que o resultado do fluxo de potência foi coerente com os dados de operação, pode-se concluir que a característica genérica da classe implementada é de fato eficaz, uma vez que a mesma é capaz de resolver a rede independente do tipo de modelagem utilizada para cada equipamento.

Capítulo 4 - Conclusão

Conforme descrito na Introdução deste trabalho, o objetivo da implementação da classe *GenPowerFlowAC*, era fornecer uma ferramenta computacional de análise de fluxo de potência para um software destinado a treinamento de operadores de usinas térmicas.

Esse software deve reproduzir todas as telas de operação de uma usina, permitindo ao usuário a visualização do estado da rede para determinado despacho de potência e o fluxo de potência por todos os equipamentos da rede.

Dessa forma, era de fundamental importância que o software desenvolvido para a simulação da operação de usinas, tivesse dentre outras funcionalidades, a capacidade de resolução do problema de fluxo de potência em função do despacho de potência da usina.

A validação dos resultados do cálculo de fluxo de potência pela classe *GenPowerFlowAC* através de alguns casos de estudo no Capítulo 3 mostraram a eficácia do método de solução de fluxo de potência baseado no método de Newton-Raphson e comprovaram que a classe implementada é capaz de fornecer algumas das principais informações exigidas para um software de simulação de operação de sistemas elétricos de potência.

Foi demonstrado que a classe de análise de fluxo de potência implementada é capaz de fornecer suporte para análise estática e dinâmica de sistemas de potência, fornecendo o estado da rede para uma dada condição de despacho de potência dos geradores, o fluxo de potência pelos equipamentos da rede e de dar suporte, ainda, para uma análise de segurança estática através da análise de contingências.

Como o software ainda está em desenvolvimento, é tido como uma projeção futura o acréscimo de outras funcionalidades que sofisticem os resultados da classe implementada, tais como métodos de controle automático para limites de geração de reativos, controle de tensão, entre outros relacionados ao problema de fluxo de potência. Pode-se concluir, que até o momento, o propósito do projeto foi atendido com sucesso, uma vez que a classe implementada é capaz de servir aos fins ao qual foi destinada.

Bibliografia

1. Monticelli, Alcir José. *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. São Paulo : Edgard Bliicher, 1983.
2. Borges, Carmen Lucia Tancredo. *Apostila de Análise de Sistemas de Potência*. Rio de Janeiro : s.n., 2005.
3. Ruggiero, Márcia A. Gomes e Lopes, Vera Lúcia da Rocha. *Cálculo Numérico - Aspectos Teóricos e Computacionais*. s.l. : Makron Books do Brasil, 1997.
4. GT2 Energia. *Documentação da implementação do componente elétrico CASEE*. Rio de Janeiro, 2013.
5. Rodriguez, J. I. R., Shirozaki, C. D. R. et al. “A synchronous machine and network model for a full-scope fossil-fuel power plant training simulator”. *XII SEPOPE*, Rio de Janeiro : s.n., maio de 2012.
6. A. Manzoni, “Desenvolvimento de um sistema computacional orientado a objetos para sistemas elétricos de potência: Aplicação a simulação rápida e análise da estabilidade de tensão”, Tese de doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro - Brasil, 2005.
7. EPRI. *Common Information Model (CIM): CIM 10 Version*. Palo Alto : s.n., 2001.
8. *LAPACK — Linear Algebra PACKage*. Disponível em: <<http://www.netlib.org/lapack/>>. Acesso em: 19 de julho de 2013.
9. A.M., Sasson, et al. , 1973, “Automatic Power System Network Topology Determination.” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. Vols. PAS-92, no. 2, pp. 610-618.

10. Anderson, P. M. e Fouad, A. A. *Power System Control and Stability*. s.l. : Science Press, 1977. Vol. I.
11. CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. *Programa de Análise de Redes - Manual do Usuário*. 2011.
12. ANSI/ISA-S77.20-1993. “*Fossil Fuel Power Plant Simulators – Functional Requirements*”. Maio, 1994.

Apêndice A

Equacionamento das derivadas da Potência em relação às variáveis de Estado em cada modelo de Equipamento

Modelo de Transformador π

Através das equações (59), (60), (61) e (62) que modelam o transformador π , foram calculadas as derivadas em relação as variáveis de estado, conforme mostrado da equação (63) a equação (78).

$$P_{km} = a^2 V_k^2 g_{km} - a V_k V_m (g_{km} \cos T_{km} + b_{km} \text{sen} T_{km}) \quad (59)$$

$$Q_{km} = -a^2 V_k^2 b_{km} - a V_k V_m (g_{km} \text{sen} T_{km} - b_{km} \cos T_{km}) \quad (60)$$

$$P_{mk} = V_m^2 g_{km} - a V_k V_m (g_{km} \cos T_{mk} + b_{km} \text{sen} T_{mk}) \quad (61)$$

$$Q_{mk} = -V_m^2 b_{km} - a V_k V_m (g_{km} \text{sen} T_{mk} - b_{km} \cos T_{mk}) \quad (62)$$

$$\frac{\partial P_{km}}{\partial T_k} = -a V_k V_m (-g_{km} \text{sen} T_{km} + b_{km} \cos T_{km}) \quad (63)$$

$$\frac{\partial P_{km}}{\partial T_m} = -a V_k V_m (g_{km} \text{sen} T_{km} - b_{km} \cos T_{km}) \quad (64)$$

$$\frac{\partial P_{km}}{\partial V_k} = 2a^2 V_k g_{km} - a V_m (g_{km} \cos T_{km} + b_{km} \text{sen} T_{km}) \quad (65)$$

$$\frac{\partial P_{km}}{\partial V_m} = -a V_k (g_{km} \cos T_{km} + b_{km} \text{sen} T_{km}) \quad (66)$$

$$\frac{\partial Q_{km}}{\partial V_k} = -2a^2 V_k b_{km} - a V_m (g_{km} \text{sen} T_{km} - b_{km} \cos T_{km}) \quad (67)$$

$$\frac{\partial Q_{km}}{\partial V_m} = -a V_k (g_{km} \text{sen} T_{km} - b_{km} \cos T_{km}) \quad (68)$$

$$\frac{\partial Q_{km}}{\partial V_k} = -aV_k V_m (g_{km} \cos T_{km} + b_{km} \text{sen} T_{km}) \quad (69)$$

$$\frac{\partial Q_{km}}{\partial T_m} = -aV_k V_m (-g_{km} \cos T_{km} - b_{km} \text{sen} T_{km}) \quad (70)$$

$$\frac{\partial P_{mk}}{\partial T_k} = -aV_k V_m (g_{km} \text{sen} T_{mk} - b_{km} \cos T_{mk}) \quad (71)$$

$$\frac{\partial P_{mk}}{\partial T_m} = -aV_k V_m (-g_{km} \text{sen} T_{mk} + b_{km} \cos T_{mk}) \quad (72)$$

$$\frac{\partial P_{mk}}{\partial V_k} = -aV_m (g_{km} \cos T_{mk} + b_{km} \text{sen} T_{mk}) \quad (73)$$

$$\frac{\partial P_{mk}}{\partial V_m} = 2V_m g_{km} - aV_k (g_{km} \cos T_{mk} + b_{km} \text{sen} T_{mk}) \quad (74)$$

$$\frac{\partial Q_{mk}}{\partial V_k} = -aV_m (g_{km} \text{sen} T_{mk} - b_{km} \cos T_{mk}) \quad (75)$$

$$\frac{\partial Q_{mk}}{\partial V_m} = -2V_m b_{km} - aV_k (g_{km} \text{sen} T_{mk} - b_{km} \cos T_{mk}) \quad (76)$$

$$\frac{\partial Q_{mk}}{\partial T_k} = -aV_k V_m (-g_{km} \cos T_{mk} - b_{km} \text{sen} T_{mk}) \quad (77)$$

$$\frac{\partial Q_{mk}}{\partial T_m} = -aV_k V_m (g_{km} \cos T_{mk} + b_{km} \text{sen} T_{mk}) \quad (78)$$

Modelo de Linha de Transmissão π

Através das equações (79), (80), (81) e (86) que modelam a linha de transmissão π , foram calculadas as derivadas em relação às variáveis de estado, conforme mostrado das equação (87) à (98)

$$P_{kn} = V_k^2 g_{kn} - V_k V_m (g_{kn} \cos T_{kn} + b_{kn} \text{sen} T_{kn}) \quad (79)$$

$$Q_{kn} = -V_k^2 (b_{kn} + \frac{b_{sh}}{2}) - V_k V_m (g_{kn} \text{sen} T_{kn} - b_{kn} \cos T_{kn}) \quad (80)$$

$$P_{mk} = V_m^2 g_{kn} - V_k V_m (g_{kn} \cos T_{mk} + b_{kn} \text{sen} T_{mk}) \quad (81)$$

$$Q_{mk} = -V_m^2 (b_{kn} + \frac{b_{sh}}{2}) - V_k V_m (g_{kn} \text{sen} T_{mk} - b_{kn} \cos T_{mk}) \quad (82)$$

$$\frac{\partial P_{kn}}{\partial T_k} = -V_k V_m (-g_{kn} \text{sen} T_{kn} + b_{kn} \cos T_{kn}) \quad (83)$$

$$\frac{\partial P_{kn}}{\partial T_m} = -V_k V_m (g_{kn} \text{sen} T_{kn} - b_{kn} \cos T_{kn}) \quad (84)$$

$$\frac{\partial P_{kn}}{\partial V_k} = 2V_k g_{kn} - V_m (g_{kn} \cos T_{kn} + b_{kn} \text{sen} T_{kn}) \quad (85)$$

$$\frac{\partial P_{kn}}{\partial V_m} = -V_k (g_{kn} \cos T_{kn} + b_{kn} \text{sen} T_{kn}) \quad (86)$$

$$\frac{\partial Q_{kn}}{\partial V_k} = -2V_k (b_{kn} + \frac{b_{sh}}{2}) - V_m (g_{kn} \text{sen} T_{kn} - b_{kn} \cos T_{kn}) \quad (87)$$

$$\frac{\partial Q_{kn}}{\partial V_m} = -V_k (g_{kn} \text{sen} T_{kn} - b_{kn} \cos T_{kn}) \quad (88)$$

$$\frac{\partial Q_{kn}}{\partial T_k} = -V_k V_m (g_{kn} \cos T_{kn} + b_{kn} \text{sen} T_{kn}) \quad (89)$$

$$\frac{\partial Q_{kn}}{\partial T_m} = -V_k V_m (-g_{kn} \cos T_{kn} - b_{kn} \text{sen} T_{kn}) \quad (90)$$

$$\frac{\partial P_{mk}}{\partial T_k} = -V_k V_m (g_{kn} \text{sen} T_{mk} - b_{kn} \cos T_{mk}) \quad (91)$$

$$\frac{\partial P_{mk}}{\partial T_m} = -V_k V_m (-g_{kn} \text{sen} T_{mk} + b_{kn} \cos T_{mk}) \quad (92)$$

$$\frac{\partial P_{mk}}{\partial V_k} = -V_m (g_{kn} \cos T_{mk} + b_{kn} \text{sen} T_{mk}) \quad (93)$$

$$\frac{\partial P_{mk}}{\partial V_m} = 2V_m g_{kn} - V_k (g_{kn} \cos T_{mk} + b_{kn} \text{sen} T_{mk}) \quad (94)$$

$$\frac{\partial Q_{mk}}{\partial V_k} = -V_m (g_{km} \text{sen} T_{mk} - b_{km} \text{cos} T_{mk}) \quad (95)$$

$$\frac{\partial Q_{mk}}{\partial V_m} = -2V_m (b_{km} + \frac{b_{sh}}{2}) - V_k (g_{km} \text{sen} T_{mk} - b_{km} \text{cos} T_{mk}) \quad (96)$$

$$\frac{\partial Q_{mk}}{\partial T_k} = -V_k V_m (-g_{km} \text{cos} T_{mk} - b_{km} \text{sen} T_{mk}) \quad (97)$$

$$\frac{\partial Q_{mk}}{\partial T_m} = -V_k V_m (g_{km} \text{cos} T_{mk} + b_{km} \text{sen} T_{mk}) \quad (98)$$

Modelo de Carga PQ

Através das equações (99) e (100) que modelam a carga PQ, foram calculadas as derivadas em relação as variáveis de estado, conforme mostrado da equação (101) à (104)

$$P_k = P_{ref} \quad (99)$$

$$Q_k = Q_{ref} \quad (100)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial T_k} = 0 \quad (101)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial V_k} = 0 \quad (102)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = 0 \quad (103)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial T_k} = 0 \quad (104)$$

Modelo de Gerador PV

Através das equações (109) e (106) que modelam o gerador PV, foram calculadas as derivadas em relação as variáveis de estado, conforme mostrado da equação (107) à (114).

$$P_k = P_{ref} \quad (105)$$

$$V_k = V_{ref} \quad (106)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial T_k} = 0 \quad (107)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial V_k} = 0 \quad (108)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = 1.000.000,00 \quad (109)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial T_k} = 0 \quad (114)$$

Modelo de Gerador VT

Através das equações (115) e (111) que modelam gerador VT, foram calculadas as derivadas em relação as variáveis de estado, conforme mostrado da equação (112) à (120).

$$V_k = V_{ref} \quad (110)$$

$$T_k = T_{ref} \quad (111)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial T_k} = 1.000.000,00 \quad (112)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial V_k} = 0 \tag{113}$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = 1.000.000,00 \tag{114}$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial T_k} = 0 \tag{115}$$

Apêndice B

Validação do fluxo de potência por equipamento em casos de contingência

Validação do fluxo de potência por equipamento em caso de ocorrência da Contingência 1:

Tabela 27 – Validação do fluxo nos geradores

Nome do equipamento	Grandeza	GenPowerFlowAC	ANAREDE	ERRO
Gerador 1	Pk (MW)	79,09	79,09	0,00%
	Qk (Mvar)	45,21	45,21	0,00%
Gerador 2	Pk (MW)	163,00	163,00	0,00%
	Qk (Mvar)	17,53	17,53	0,00%
Gerador 3	Pk (MW)	85,00	85,00	0,00%
	Qk (Mvar)	23,79	23,79	0,00%

Tabela 28 – Validação do fluxo nos Transformadores

Nome do equipamento	Grandeza	GenPowerFlowAC	ANAREDE	ERRO
Transformador 02--07	Pkm (MW)	163,00	163,00	0,00%
	Qkm (Mvar)	17,53	17,53	0,00%
	Pmk (MW)	-163,00	-163,00	0,00%
	Qmk (Mvar)	-1,54	-1,54	0,00%
Transformador 01--04	Pkm (MW)	79,09	79,09	0,00%
	Qkm (Mvar)	45,21	45,21	0,00%
	Pmk (MW)	-79,09	-79,09	0,00%
	Qmk (Mvar)	-40,79	-40,79	0,00%
Transformador 03--09	Pkm (MW)	85,00	85,00	0,00%
	Qkm (Mvar)	23,79	23,79	0,00%
	Pmk (MW)	-85,00	-85,00	0,00%
	Qmk (Mvar)	-19,45	-19,45	0,00%

Tabela 29 – Validação do fluxo nas linhas de transmissão

Nome do equipamento	Grandeza	GenPowerFlowAC	ANAREDE	ERRO
Linha de Transmissão 07--08	Pkm (MW)	0,00	0,00	0,00%
	Qkm (Mvar)	0,00	0,00	0,00%
	Pmk (MW)	0,00	0,00	0,00%
	Qmk (Mvar)	0,00	0,00	0,00%
Linha de Transmissão 08--09	Pkm (MW)	-100,00	-100,00	0,00%
	Qkm (Mvar)	-35,00	-35,00	0,00%
	Pmk (MW)	101,35	101,35	0,00%
	Qmk (Mvar)	25,89	25,89	0,00%
Linha de Transmissão 06--09	Pkm (MW)	16,50	16,50	0,00%
	Qkm (Mvar)	-29,11	-29,11	0,00%
	Pmk (MW)	-16,35	-16,35	0,00%
	Qmk (Mvar)	-6,44	-6,44	0,00%
Linha de Transmissão 04--06	Pkm (MW)	108,44	108,44	0,00%
	Qkm (Mvar)	-4,66	-4,66	0,00%
	Pmk (MW)	-106,50	-106,50	0,00%
	Qmk (Mvar)	-0,89	-0,89	0,00%
Linha de Transmissão 04--05	Pkm (MW)	-29,35	-29,35	0,00%
	Qkm (Mvar)	45,45	45,45	0,00%
	Pmk (MW)	29,72	29,72	0,00%
	Qmk (Mvar)	-59,71	-59,71	0,00%
Linha de Transmissão 05--07	Pkm (MW)	-154,72	-154,72	0,00%
	Qkm (Mvar)	9,71	9,71	0,00%
	Pmk (MW)	163,00	163,00	0,00%
	Qmk (Mvar)	1,54	1,54	0,00%

Validação do fluxo de potência por equipamento em caso de ocorrência da Contingência 2:

Tabela 30 - Validação do fluxo nos geradores

Nome do equipamento	Grandeza	GenPowerFlowAC	ANAREDE	ERRO
Gerador 1	Pk (MW)	72,35	72,26	0,12%
	Qk (Mvar)	33,11	33,08	0,09%
Gerador 2	Pk (MW)	163,00	163,00	0,00%
	Qk (Mvar)	32,65	32,64	0,03%
Gerador 3	Pk (MW)	85,00	85,00	0,00%
	Qk (Mvar)	-13,39	-13,42	0,22%

Tabela 31 - Validação do fluxo nos transformadores

Nome do equipamento	Grandeza	GenPowerFlowAC	ANAREDE	ERRO
Transformador 02--07	Pkm (MW)	163,00	163,02	0,01%
	Qkm (Mvar)	32,65	32,64	0,03%
	Pmk (MW)	-163,00	-163,02	0,01%
	Qmk (Mvar)	-16,21	-16,19	0,12%
Transformador 01--04	Pkm (MW)	72,35	72,26	0,12%
	Qkm (Mvar)	33,11	33,08	0,09%
	Pmk (MW)	-72,35	-72,26	0,12%
	Qmk (Mvar)	-29,74	-29,72	0,07%
Transformador 03--09	Pkm (MW)	85,00	85,02	0,02%
	Qkm (Mvar)	-13,39	-13,42	0,22%
	Pmk (MW)	-85,00	-85,02	0,02%
	Qmk (Mvar)	17,52	17,55	0,17%

Tabela 32 - Validação do fluxo nas Linhas de transmissão

Nome do equipamento	Grandeza	GenPowerFlowAC	ANAREDE	ERRO
Linha de Transmissão 07--08	Pkm (MW)	100,95	100,93	0,02%
	Qkm (Mvar)	28,37	28,37	0,00%
	Pmk (MW)	-99,99	-99,97	0,02%
	Qmk (Mvar)	-35,00	-34,99	0,03%
Linha de Transmissão 08--09	Pkm (MW)	0,00	0,00	0,00%
	Qkm (Mvar)	0,00	0,00	0,00%
	Pmk (MW)	0,00	0,00	0,00%
	Qmk (Mvar)	0,00	0,00	0,00%
Linha de Transmissão 06--09	Pkm (MW)	-82,36	-82,43	0,08%
	Qkm (Mvar)	-8,33	-8,30	0,36%
	Pmk (MW)	85,00	85,07	0,08%
	Qmk (Mvar)	-17,52	-17,53	0,06%
Linha de Transmissão 04--06	Pkm (MW)	7,68	7,60	1,05%
	Qkm (Mvar)	5,59	5,59	0,00%
	Pmk (MW)	-7,64	-7,56	1,06%
	Qmk (Mvar)	-21,67	-21,66	0,05%
Linha de Transmissão 04--05	Pkm (MW)	64,17	64,62	0,70%
	Qkm (Mvar)	24,15	24,15	0,00%
	Pmk (MW)	-64,17	-64,11	0,09%
	Qmk (Mvar)	-37,66	-37,67	0,03%
Linha de Transmissão 05--07	Pkm (MW)	-60,83	-60,88	0,08%
	Qkm (Mvar)	-12,34	-12,32	0,16%
	Pmk (MW)	62,04	62,09	0,08%
	Qmk (Mvar)	-12,16	-12,17	0,08%

Validação do fluxo de potência por equipamento em caso de ocorrência da Contingência 3:

Tabela 33 - Validação do fluxo nos geradores

Nome do equipamento	Grandeza	GenPowerFlowAC	ANAREDE	ERRO
Gerador 1	Pk (MW)	76,46	76,49	0,04%
	Qk (Mvar)	65,22	65,32	0,15%
Gerador 2	Pk (MW)	163,00	163,00	0,00%
	Qk (Mvar)	23,27	23,33	0,26%
Gerador 3	Pk (MW)	85,00	85,00	0,00%
	Qk (Mvar)	4,74	4,77	0,63%

Tabela 34 - Validação do fluxo nos transformadores

Nome do equipamento	Grandeza	GenPowerFlowAC	ANAREDE	ERRO
Transformador 02--07	Pkm (MW)	163,00	163,00	0,00%
	Qkm (Mvar)	23,27	23,33	0,26%
	Pmk (MW)	-163,00	-163,00	0,00%
	Qmk (Mvar)	-7,15	-7,20	0,69%
Transformador 01--04	Pkm (MW)	76,46	76,49	0,04%
	Qkm (Mvar)	65,22	65,32	0,15%
	Pmk (MW)	-76,46	-76,49	0,04%
	Qmk (Mvar)	-59,84	-59,94	0,17%
Transformador 03--09	Pkm (MW)	85,00	85,00	0,00%
	Qkm (Mvar)	4,74	4,77	0,63%
	Pmk (MW)	-85,00	-85,00	0,00%
	Qmk (Mvar)	-0,70	-0,72	2,78%

Tabela 35 - Validação do fluxo nas Linhas de transmissão

Nome do equipamento	Grandeza	GenPowerFlowAC	ANAREDE	ERRO
Linha de Transmissão 07--08	Pkm (MW)	15,87	15,87	0,00%
	Qkm (Mvar)	4,92	4,92	0,00%
	Pmk (MW)	-15,83	-15,84	0,06%
	Qmk (Mvar)	-19,85	-19,85	0,00%
Linha de Transmissão 08--09	Pkm (MW)	84,16	-84,16	0,00%
	Qkm (Mvar)	15,13	-15,15	0,00%
	Pmk (MW)	-85	85,00	0,00%
	Qmk (Mvar)	-0,7	0,72	0,00%
Linha de Transmissão 06--09	Pkm (MW)	0,00	0,00	0,00%
	Qkm (Mvar)	0,00	0,00	0,00%
	Pmk (MW)	0,00	0,00	0,00%
	Qmk (Mvar)	0,00	0,00	0,00%
Linha de Transmissão 04--06	Pkm (MW)	91,51	91,58	0,08%
	Qkm (Mvar)	23,18	23,22	0,17%
	Pmk (MW)	89,94	-90,00	0,07%
	Qmk (Mvar)	-29,98	-30,00	0,07%
Linha de Transmissão 04--05	Pkm (MW)	15,32	-15,08	1,59%
	Qkm (Mvar)	-36,69	36,72	0,08%
	Pmk (MW)	15,32	15,31	0,07%
	Qmk (Mvar)	-51,88	-51,90	0,04%
Linha de Transmissão 05--07	Pkm (MW)	-140,29	-140,31	0,01%
	Qkm (Mvar)	1,92	1,90	1,05%
	Pmk (MW)	147,11	147,13	0,01%
	Qmk (Mvar)	2,25	2,28	1,32%

Validação do fluxo de potência por equipamento em caso de ocorrência da Contingência 4:

Tabela 36 - Validação do fluxo nos geradores

Nome do equipamento	Grandeza	GenPowerFlowAC	ANAREDE	ERRO
Gerador 1	Pk (MW)	73,12	73,01	0,15%
	Qk (Mvar)	22,76	22,73	0,13%
Gerador 2	Pk (MW)	163,00	163,00	0,00%
	Qk (Mvar)	12,41	12,38	0,24%
Gerador 3	Pk (MW)	85,00	85,00	0,00%
	Qk (Mvar)	16,47	16,45	0,12%

Tabela 37 -Validação do fluxo nos transformadores

Nome do equipamento	Grandeza	GenPowerFlowAC	ANAREDE	ERRO
Transformador 02--07	Pkm (MW)	163,00	163,04	0,02%
	Qkm (Mvar)	12,41	12,38	0,24%
	Pmk (MW)	-163,00	-163,04	0,02%
	Qmk (Mvar)	3,49	3,52	0,85%
Transformador 01--04	Pkm (MW)	73,12	73,01	0,15%
	Qkm (Mvar)	22,76	22,73	0,13%
	Pmk (MW)	-73,12	-73,01	0,15%
	Qmk (Mvar)	-19,64	-19,62	0,10%
Transformador 03--09	Pkm (MW)	85,00	85,02	0,02%
	Qkm (Mvar)	16,47	16,45	0,12%
	Pmk (MW)	-85,00	-85,02	0,02%
	Qmk (Mvar)	-12,29	-12,27	0,16%

Tabela 38 - Validação do fluxo nas Linhas de transmissão

Nome do equipamento	Grandeza	GenPowerFlowAC	ANAREDE	ERRO
Linha de Transmissão 07--08	Pkm (MW)	109,65	109,57	0,07%
	Qkm (Mvar)	6,08	6,08	0,00%
	Pmk (MW)	-108,66	-108,58	0,07%
	Qmk (Mvar)	-12,99	-13,00	0,08%
Linha de Transmissão 08--09	Pkm (MW)	8,66	8,59	0,00%
	Qkm (Mvar)	-22,01	-21,99	0,00%
	Pmk (MW)	-8,63	-8,56	0,00%
	Qmk (Mvar)	-0,83	0,81	0,00%
Linha de Transmissão 06--09	Pkm (MW)	-89,96	-89,92	0,04%
	Qkm (Mvar)	-29,98	-29,98	0,00%
	Pmk (MW)	93,60	93,56	0,04%
	Qmk (Mvar)	11,48	11,46	0,17%
Linha de Transmissão 04--06	Pkm (MW)	0,00	0,00	0,00%
	Qkm (Mvar)	0,00	0,00	0,00%
	Pmk (MW)	0,00	0,00	0,00%
	Qmk (Mvar)	0,00	0,00	0,00%
Linha de Transmissão 04--05	Pkm (MW)	73,12	72,98	0,19%
	Qkm (Mvar)	19,64	19,63	0,05%
	Pmk (MW)	-72,54	-72,39	0,21%
	Qmk (Mvar)	-32,75	-32,76	0,03%
Linha de Transmissão 05--07	Pkm (MW)	-52,46	-52,63	0,32%
	Qkm (Mvar)	-17,25	-17,20	0,29%
	Pmk (MW)	53,35	53,51	0,30%
	Qmk (Mvar)	-9,56	-9,58	0,21%

Validação do fluxo de potência por equipamento em caso de ocorrência da Contingência 5:

Tabela 39- Validação do fluxo nos geradores

Nome do equipamento	Grandeza	GenPowerFlowAC	ANAREDE	ERRO
Gerador 1	Pk (MW)	76,57	76,57	0,00%
	Qk (Mvar)	3,80	3,80	0,00%
Gerador 2	Pk (MW)	163,00	163,00	0,00%
	Qk (Mvar)	69,36	69,36	0,00%
Gerador 3	Pk (MW)	85,00	85,00	0,00%
	Qk (Mvar)	3,05	3,06	0,33%

Tabela 40- Validação do fluxo nos transformadores

Nome do equipamento	Grandeza	GenPowerFlowAC	ANAREDE	ERRO
Transformador 02--07	Pkm (MW)	163,00	163,00	0,00%
	Qkm (Mvar)	69,36	69,36	0,00%
	Pmk (MW)	-163,00	-163,00	0,00%
	Qmk (Mvar)	-50,69	-50,69	0,00%
Transformador 01--04	Pkm (MW)	76,57	76,57	0,00%
	Qkm (Mvar)	3,80	3,80	0,00%
	Pmk (MW)	-76,57	-76,57	0,00%
	Qmk (Mvar)	-0,67	-0,67	0,00%
Transformador 03--09	Pkm (MW)	85,00	85,00	0,00%
	Qkm (Mvar)	3,05	3,06	0,33%
	Pmk (MW)	-85,00	-85,00	0,00%
	Qmk (Mvar)	0,98	0,98	0,00%

Tabela 41- Validação do fluxo nas Linhas de transmissão

Nome do equipamento	Grandeza	GenPowerFlowAC	ANAREDE	ERRO
Linha de Transmissão 07--08	Pkm (MW)	30,19	30,19	0,00%
	Qkm (Mvar)	-12,89	-12,89	0,00%
	Pmk (MW)	-30,11	-30,11	0,00%
	Qmk (Mvar)	-0,97	-0,97	0,00%
Linha de Transmissão 08--09	Pkm (MW)	-69,89	-69,89	0,00%
	Qkm (Mvar)	-34,03	-34,03	0,00%
	Pmk (MW)	70,55	70,55	0,00%
	Qmk (Mvar)	18,44	18,44	0,00%
Linha de Transmissão 06--09	Pkm (MW)	-14,37	-14,37	0,00%
	Qkm (Mvar)	-17,66	-17,66	0,00%
	Pmk (MW)	14,45	14,45	0,00%
	Qmk (Mvar)	-19,42	-19,42	0,00%
Linha de Transmissão 04--06	Pkm (MW)	76,57	76,57	0,00%
	Qkm (Mvar)	0,67	0,67	0,00%
	Pmk (MW)	-75,63	-75,63	0,00%
	Qmk (Mvar)	-12,34	-12,34	0,00%
Linha de Transmissão 04--05	Pkm (MW)	0,00	0,00	0,00%
	Qkm (Mvar)	0,00	0,00	0,00%
	Pmk (MW)	0,00	0,00	0,00%
	Qmk (Mvar)	0,00	0,00	0,00%
Linha de Transmissão 05--07	Pkm (MW)	-125,00	-125,00	0,00%
	Qkm (Mvar)	-50,00	-50,00	0,00%
	Pmk (MW)	132,80	132,80	0,00%
	Qmk (Mvar)	63,59	63,59	0,00%

Validação do fluxo de potência por equipamento em caso de ocorrência da Contingência 6:

Tabela 42- Validação do fluxo nos geradores

Nome do equipamento	Grandeza	GenPowerFlowAC	ANAREDE	ERRO
Gerador 1	Pk (MW)	80,21	80,21	0,00%
	Qk (Mvar)	81,98	81,98	0,00%
Gerador 2	Pk (MW)	163,00	163,00	0,00%
	Qk (Mvar)	21,06	21,06	0,00%
Gerador 3	Pk (MW)	85,00	85,00	0,00%
	Qk (Mvar)	12,72	12,72	0,00%

Tabela 43- Validação do fluxo nos transformadores

Nome do equipamento	Grandeza	GenPowerFlowAC	ANAREDE	ERRO
Transformador 02--07	Pkm (MW)	163,00	163,00	0,00%
	Qkm (Mvar)	21,06	21,06	0,00%
	Pmk (MW)	-163,00	-163,00	0,00%
	Qmk (Mvar)	-4,99	-4,99	0,00%
Transformador 01--04	Pkm (MW)	80,21	80,21	0,00%
	Qkm (Mvar)	81,98	81,98	0,00%
	Pmk (MW)	-80,21	-80,21	0,00%
	Qmk (Mvar)	-74,97	-74,97	0,00%
Transformador 03--09	Pkm (MW)	85,00	85,00	0,00%
	Qkm (Mvar)	12,72	12,72	0,00%
	Pmk (MW)	-85,00	-85,00	0,00%
	Qmk (Mvar)	-8,60	-8,60	0,00%

Tabela 44- Validação do fluxo nas Linhas de transmissão

Nome do equipamento	Grandeza	GenPowerFlowAC	ANAREDE	ERRO
Linha de Transmissão 07--08	Pkm (MW)	163,00	163,00	0,00%
	Qkm (Mvar)	4,99	4,99	0,00%
	Pmk (MW)	-160,80	-160,80	0,00%
	Qmk (Mvar)	-1,55	-1,55	0,00%
Linha de Transmissão 08--09	Pkm (MW)	60,80	60,80	0,00%
	Qkm (Mvar)	-33,45	-33,45	0,00%
	Pmk (MW)	-60,30	-60,30	0,00%
	Qmk (Mvar)	16,38	16,38	0,00%
Linha de Transmissão 06--09	Pkm (MW)	-137,33	-137,33	0,00%
	Qkm (Mvar)	6,95	6,95	0,00%
	Pmk (MW)	145,30	145,30	0,00%
	Qmk (Mvar)	-7,78	-7,78	0,00%
Linha de Transmissão 04--06	Pkm (MW)	-46,77	-46,77	0,00%
	Qkm (Mvar)	24,62	24,62	0,00%
	Pmk (MW)	47,33	47,33	0,00%
	Qmk (Mvar)	-36,95	-36,95	0,00%
Linha de Transmissão 04--05	Pkm (MW)	126,98	126,98	0,00%
	Qkm (Mvar)	50,35	50,35	0,00%
	Pmk (MW)	-125,00	-125,00	0,00%
	Qmk (Mvar)	-50,00	-50,00	0,00%
Linha de Transmissão 05--07	Pkm (MW)	0,00	0,00	0,00%
	Qkm (Mvar)	0,00	0,00	0,00%
	Pmk (MW)	0,00	0,00	0,00%
	Qmk (Mvar)	0,00	0,00	0,00%