

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ESTUDOS DA CAPACIDADE DE TRANSPORTE EM
LINHAS DE TRANSMISSÃO UTILIZANDO
FERRAMENTAS DE OTIMIZAÇÃO**

ROBSON LUCIANO FERNANDES PEREIRA DA SILVA

ORIENTADORA: ALESSANDRA MACEDO DE SOUZA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**PUBLICAÇÃO: 347 / 08
BRASÍLIA DF, JULHO – 2008**

FICHA CATALOGRÁFICA

FERNANDES PEREIRA DA SILVA, ROBSON LUCIANO

Estudos da Capacidade de Transporte em Linhas de Transmissão Utilizando Ferramentas de Otimização. [Distrito Federal] 2008.

118 páginas 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Dissertação de mestrado) – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica.

- | | |
|----------------------------|-----------------------------|
| 1. Fluxo de Potência Ótimo | 2. Análise de Sensibilidade |
| 3. Ampacidade | 4. Pontos Interiores |
| I. ENE/FT/UnB | II. Título (série) |

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

DA SILVA, R. L. F. P. (2008). Estudo da Capacidade de Transporte em Linhas de Transmissão Utilizando Ferramentas de Otimização. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação: 347/08, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 118 páginas.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Robson Luciano Fernandes Pereira da Silva

TÍTULO: Estudo da Capacidade de Transporte em Linhas de Transmissão Utilizando Ferramentas de Otimização.

GRAU: Mestre **ANO:** 2008

É Concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desta dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Robson Luciano Fernandes Pereira da Silva
E-mail: robsonluciano@gmail.com
Trav. Olímpio B. de Melo, nº 234, Centro
75020-090 – Anápolis – GO – Brasil.

A meus pais e amigos

AGRADECIMENTOS

Redigir este texto é como passar horas vendo um álbum de família, pois é de imenso prazer relembrar os sentimentos e tudo que passei nestes últimos dois anos em Brasília. Primeiramente agradeço a Deus por ter me iluminado e dado forças para enfrentar os desafios de todos os dias, das horas felizes até em momentos de pura agrura.

A minha orientadora por ter me presenteado com esta grande oportunidade de cursar uma pós-graduação, de ter acreditado em mim e no meu trabalho. Também por todos os professores, colegas de sala de aula e de laboratório, que sempre me apoiaram e que me ajudaram a solucionar dúvidas das disciplinas ou da minha pesquisa.

Não posso deixar de agradecer minha família anapolina, principalmente meus pais, pelo apoio e seus conselhos sábios de vida que me guiaram até agora. Aos meus irmãos, primos e amigos pelos momentos felizes, sejam na casa de parentes ou em momentos de distração. A minha querida namorada pela motivação em tudo que faço e também pela sua paciência e compreensão por ter minha presença apenas aos finais de semana.

Por fim, um merecido agradecimento a todos os funcionários da Universidade de Brasília que sempre me trataram com muito respeito e dignidade estando sempre dispostos a resolver todo e qualquer problema.

RESUMO

ESTUDO DA CAPACIDADE DE TRANPORTE EM LINHAS DE TRANSMISSÃO UTILIZANDO FERRAMENTAS DE OTIMIZAÇÃO

Autor: Robson Luciano Fernandes Pereira da Silva

Orientadora: Alessandra Macedo de Souza

Programa de Pós – Graduação em Engenharia Elétrica

Brasília, Julho de 2008

Este trabalho apresenta a aplicação do problema de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) e de Análise de Sensibilidade (AS) com restrição de corrente em linhas de transmissão.

A restrição de corrente foi limitada pelo seu valor máximo, o qual é denominado de ampacidade. Normas técnicas estabelecem que o limite operacional da corrente não pode ser violado para que a distância mínima entre o cabo condutor e o solo seja respeitada.

O método para a resolução do problema de FPO foi o Primal-Dual Barreira Logarítmica. Perturbações podem ocorrer na demanda do sistema ou no limite das restrições funcionais e das grandezas elétricas. A partir de um ponto ótimo de operação resultante do FPO, um novo ponto de operação pode ser obtido através da AS. A formulação da AS está baseada no teorema de Fiacco.

Testes foram realizados nos sistemas de 3 barras, IEEE 14 e 30 barras e no sistema equivalente Eletronorte com 142 barras nas situações de carga leve, média e pesada. Diferentes níveis de carregamento do sistema foram simulados com o objetivo de verificar a eficiência dos modelos de otimização quando sujeito às restrições operacionais do sistema e a restrição de corrente. Os resultados mostram que as ferramentas implementadas são eficientes para estudos de planejamento da operação.

ABSTRACT

STUDY OF THE TRANSPORT CAPACITY IN TRANSMISSION LINES USING OPTIMIZATION TOOLS

Author: Robson Luciano Fernandes Pereira da Silva

Supervisor: Alessandra Macedo de Souza

Programa de Pós – Graduação em Engenharia Elétrica

Brasília, June of 2008

This work presents the problem application of Optimal Power Flow (OPF) and Sensitivity Analysis (SA) with transmission lines current constraints.

The current constraint has been limited through the maximum current value, known as ampacity. Technique norms establish that the current operational limits can not be violated, thus the minimum distance between the conductor cable and the ground have to be respected.

The Primal-Dual Logarithmic Barrier Method was used to solve the OPF problem. It is well known that disturbances can occur in a system or in the functional restriction limits and as well in the electrical quantities. From an optimal operation point resulting of the OPF, a new operation point can be obtained trough the SA, wich is based on the Fiacco theorem.

Tests have been carried out in the 3 bus, IEEE 14 and 30 bus systems and in Eletronorte reduced system, wich have 142 bus. The tests carried out in the Eletronorte reduced system were performed under three load conditions, light, medium and heavy respectively. Different system load levels have been simulated with the goal to verify the optimization models efficiency under current restrictions. The results show that the implemented tools are efficient for planning and operating studies.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	4
2.1. HISTÓRICO SOBRE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO	4
2.2. HISTÓRICO SOBRE ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	7
2.3. HISTÓRICO SOBRE AMPACIDADE	8
3. OTIMIZAÇÃO	12
3.1. PROBLEMA DE FPO	12
3.2. MÉTODO PRIMAL-DUAL BARREIRA LOGARÍTMICA	17
3.3. ATUALIZAÇÃO DAS VARIÁVEIS	21
3.4. INICIALIZAÇÃO DAS VARIÁVEIS	22
3.5. O PROBLEMA DE FPO PERTURBADO	23
3.6. PROBLEMA DE FIACCO APLICADO A ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	24
3.7. ALGORITMO	27
4. AMPACIDADE	30
4.1. DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO	30
4.2. LIMITE TÉRMICO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO	32
4.3. MÉTODO DETERMINÍSTICO PARA O CÁLCULO DA AMPACIDADE	35
4.3.1. Método Determinístico baseado no método de Morgan	36
4.4. ESTUDOS FUTUROS E TENDÊNCIAS	40
5. ESTUDOS DE CASOS	41
5.1. SISTEMA DE 3 BARRAS	42
5.1.1. Solução do Sistema de 3 Barras pelo Fluxo de Potência Ótimo	43
5.1.2. Solução do Sistema de 3 Barras pela Análise de Sensibilidade	46
5.2. SISTEMA DE 14 BARRAS	51
5.2.1. Solução do Sistema de 14 Barras pelo Fluxo de Potência Ótimo	52

5.2.2. Solução do Sistema de 14 Barras pela Análise de Sensibilidade	53
5.3. SISTEMA DE 30 BARRAS	55
5.3.1. Solução do Sistema de 30 Barras pelo Fluxo de Potência Ótimo	55
5.3.2. Solução do Sistema de 30 Barras pela Análise de Sensibilidade	56
5.4. SISTEMA EQUIVALENTE ELETRONORTE COM 142 BARRAS	58
5.4.1. Solução do Sistema Equivalente Eletronorte pelo Fluxo de Potência Ótimo	59
5.4.2. Solução do Sistema Equivalente Eletronorte pela Análise de Sensibilidade	60
5.5. FPO VERSUS FLUXO DE CARGA CONVENCIONAL	64
6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	67
6.1. CONCLUSÕES GERAIS	67
6.2. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	69
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	70
APÊNDICES	75
A – CÁLCULO DA AMPACIDADE	76
B – BANCOS DE DADOS	80
C – REDUÇÃO DO SIN PARA O SISTEMA ELETRONORTE	96

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 – Valores de Distância Básica em Relação à Região	32
Tabela 4.2 – Temperatura de Projeto Utilizada por Empresas de Energia Elétrica	33
Tabela 4.3 – Valores para o Cálculo do Número de Nusselts	38
Tabela 5.1 – Características dos Sistemas Elétricos	41
Tabela 5.2 – Dados de Barra do Sistema de 3 Barras	42
Tabela 5.3 – Limites de Tensão e de Geração de Potência Ativa e Reativa	42
Tabela 5.4 – Resultados do FPO Para o Sistema de 3 Barras	46
Tabela 5.5 – Resultados da AS Para o Sistema de 3 Barras	49
Tabela 5.6 – Resultados do FPO Para o Sistema de 14 Barras	53
Tabela 5.7 – Resultados da AS Para o Sistema de 14 Barras	54
Tabela 5.8 – Resultados do FPO Para o Sistema de 30 Barras	56
Tabela 5.9 – Análise de Sensibilidade Para o Sistema de 30 Barras	56
Tabela 5.10 – Sistema Eletronorte com Restrição de Corrente	59
Tabela 5.11 – Perdas Para o Sistema Eletronorte	60
Tabela 5.12 – Geração Ativa para o Sistema Eletronorte	61

Tabela 5.13 – Corrente na Linha 6461-6471	62
Tabela 5.14 – Resultados do FC Para o Sistema de 3 Barras	64
Tabela A.1 – Valores para o Cálculo do Número de Nusselts	78
Tabela A.2 – Parâmetros Térmicos Ambientais e Elétricos	79
Tabela C.1 – Comparativo Entre Tensões e Ângulos Para Carga Leve	99
Tabela C.2 – Comparativo Entre Tensões e Ângulos Para Carga Média	100
Tabela C.3 – Comparativo Entre Tensões e Ângulos Para Carga Pesada	101

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1 – Modelo Utilizado Para a Variável Tap do Transformador	16
Figura 3.2 – Modelo π da Linha de Transmissão	16
Figura 3.3 – Fluxograma do Algoritmo do FPO	27
Figura 3.4 – Fluxograma do Algoritmo de AS	28
Figura 4.1 – Condutor Suspenso em Duas Torres de Mesma Altura	31
Figura 4.2 – Cabo Condutor em um Vão Para Duas Situações	34
Figura 5.1 – Sistema de 3 Barras	42
Figura 5.2 – Equações de Balanço Para o Sistema de 3 Barras	50
Figura 5.3 – Comparativo das Perdas no Sistema de 3 Barras	51
Figura 5.4 – Sistema Elétrico IEEE 14 Barras	52
Figura 5.5 – Comparativo das Perdas no Sistema de 14 Barras	55
Figura 5.6 – Comportamento da Corrente Para o Sistema de 30 Barras	57
Figura 5.7 – Comparativo das Perdas no Sistema de 30 Barras	58
Figura 5.8 – Topologia do Sistema Eletronorte ao Redor da Linha Restringida	62
Figura 5.9 – Equações de Balanço Para o Sistema Eletronorte em Carga Leve	63
Figura 5.10 – Equações de Balanço Para o Sistema Eletronorte em Carga Média	63

Figura 5.11 – Equações de Balanço Para o Sistema Eletronorte em Carga Pesada	63
Figura 5.12 – Corrente na Linha 2-3	65
Figura 5.13 – Comparativo das Perdas Entre FC e FPO	66
Figura C.1 – Dois Sistemas Delimitados por Região de Intercâmbio	97

LISTA DE SÍMBOLOS, NOMENCLATURA E ABREVIACÕES

V	Magnitude da tensão
θ	Fase da tensão
t	Tap dos transformadores
I_{km}	Módulo da corrente
Ω	Conjunto de todas as linhas do sistema elétrico
g_{km}	Condutância da linha
b_{km}	Susceptância da linha
b_{km}^{sh}	Susceptância shunt da linha
P_K^G	Potência ativa gerada
P_K^C	Potência ativa consumida
Q_K^G	Potência reativa gerada
Q_K^C	Potência reativa consumida
Q_K^{\min}	Limite mínimo da potência reativa gerada
Q_K^{\max}	Limite máximo da potência reativa gerada
P_K^{\min}	Limite mínimo da potência ativa gerada
P_K^{\max}	Limite máximo da potência ativa gerada
V_K^{\min}	Limite mínimo da magnitude da tensão
V_K^{\max}	Limite máximo da magnitude da tensão
t_j^{\min}	Limite mínimo do tap do transformador
t_j^{\max}	Limite máximo do tap do transformador
S_{km}^{\max}	Limite de fluxo de potência aparente nas linhas de transmissão
P_{km}^{\max}	Limite de fluxo de potência ativa nas linhas de transmissão
I_{km}^{\max}	Limite de fluxo de corrente nas linhas de transmissão
k	Número da barra que está sendo imposto o limite de dado parâmetro
j	Número do transformador que está sendo imposto o limite de tap
\bar{I}_{km}	Fasor da corrente injetada no lado k da linha
\bar{I}_{km}^{sh}	Fasor da corrente que percorre a susceptância shunt da linha

\bar{I}_{km}^{se}	Fasor da corrente que percorre a impedância da linha
y_{km}	Admitância da linha
\bar{V}_k	Fasor de tensão do lado k da linha
\bar{V}_m	Fasor de tensão do lado m da linha
x^T	Vetor das variáveis de controle e de estado do problema
$f(x)$	Função objetiva
$g(x)$	Vetor das equações de balanço da rede elétrica
$h(x)$	Vetor das inequações funcionais da rede elétrica
h^{\min}	Limite mínimo da restrição funcional $h(x)$
h^{\max}	Limite máximo da restrição funcional $h(x)$
s_1	Vetor da variável de folga
s_2	Vetor da variável de excesso
μ	Parâmetro de Barreira
λ, π_1, π_2	Vetores multiplicadores de Lagrange
α_p	Passo primal
α_d	Passo dual
σ	Multiplicador Sigma
ε	Perturbação
β	Parâmetro de Atualização
D_S	Distância de segurança
a	Distância Básica
D_V	Valor em metros numericamente igual à tensão máxima de operação em kV
$Flecha_{M\acute{a}x}$	Valor numérico da flecha máxima
H	Altura das torres de transmissão
L	Comprimento do vão
D	Distância condutor – solo
Q_j	Ganho de calor por efeito joule
Q_S	Ganho de calor por efeito da incidência da radiação solar nos condutores
P_C	Perda de calor por convecção
P_R	Perda de calor por radiação

R_{TC}	Resistência elétrica do condutor por interpolação linear
T_C	Temperatura de projeto do condutor
R_{AC}^{25}	Resistência AC do condutor à 25°C
R_{AC}^{75}	Resistência AC do condutor à 75°C
T_a	Temperatura máxima média do ar
λ_f	Condutividade térmica do ar
T_f	Temperatura do filme de ar em volta dos condutores
Nu	Número de Nusselts
NRE	Número de Reynolds
RR	Rugosidade
d_1	Diâmetro do condutor
d_2	Diâmetro do tento de alumínio
v	Velocidade do vento
ν_f	Viscosidade cinemática
ψ	Constante de Boltzman
ξ	Coefficiente de emissividade do condutor
α_s	Coefficiente de absorção do condutor
I_B	Radiação direta normal
I_{base}	Corrente de base
I_{amp}	Ampacidade
T1	Temperatura inicial da linha
T2	Temperatura da linha em situação de corrente máxima
D1	Decaimento da linha em função de T1
D2	Decaimento da linha em função de T2
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
PDBL	Primal-Dual Barreira Logarítmica
AS	Análise de Sensibilidade
FC	Fluxo de carga
SEP	Sistema Elétrico de Potência
KKT	Karush-Kuhn-Tucker
MW	Mega Watts

Mvar	Mega Volt Ampere Reativo
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
ONS	Operador Nacional do Sistema
PECO	Philadelphia Electric Company
SIN	Sistema Interligado Nacional
DDP	Diferença de Potencial
pu	Por unidade
TC	Transformador de Corrente
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
Eletronorte	Centrais Elétricas do Norte do Brasil
COPEL	Companhia de Energia Elétrica do Paraná
Eletrosul	Eletrosul Centrais Elétricas
CESP	Companhia Energética de São Paulo
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica
KEPCO	Korea Electric Power Company
EPRI	Electric Power Research Institute
NEMA	National Electrical Manufacturers Association
IPCEA	Insulated Power Cable Engineers Association

1 – INTRODUÇÃO

A expansão de um sistema elétrico de potência é necessária à medida que a demanda cresce e o sistema atual não possui condições de atendê-la. Porém, a expansão não é algo trivial, principalmente no Brasil, cujas fontes geradoras na maioria dos casos se localizam distantes dos centros de carga, exigindo um amplo sistema de transmissão conectando geração e carga. Por essa razão, deve-se utilizar a máxima capacidade da geração e da transmissão dos sistemas antes do início da expansão, sem, contudo violar as restrições físicas e operacionais que regem o comportamento elétrico e mecânico da rede elétrica.

A ampacidade é um dos fatores que está intimamente ligada ao aquecimento e capacidade máxima de transporte nas linhas transmissão. Ela é definida como sendo valor máximo de corrente permitida, sem que comprometa as propriedades físicas dos cabos. Seu valor está intimamente ligado às condições meteorológicas as quais influenciam diretamente no aquecimento das linhas de transmissão, e de informações sobre a flecha dos condutores devido ao processo de dilatação ocorrida com o carregamento.

Normas técnicas estabelecem que o limite operacional da corrente não pode ser violado para que a distância mínima entre o cabo condutor e o solo seja respeitada. A determinação da ampacidade das linhas de transmissão tem sido objeto de investigação em todo mundo, tornando-se um dos maiores desafios encontrados na área de transmissão de energia.

Ferramentas de análises de redes elétricas que forneçam o despacho da geração e ao mesmo tempo satisfaçam restrições de operação, como por exemplo, a ampacidade de linhas de transmissão são de fundamental importância para as concessionárias de energia. Neste contexto, o Fluxo de Potência Ótimo (FPO) surge como uma ferramenta na qual, muitas opções de restrições operacionais podem ser incluídas no modelo do problema, e desta forma controladas via um algoritmo de solução. Se perturbações ocorrerem na demanda do sistema ou no limite das restrições operacionais, é possível calcular a nova solução do problema de FPO perturbado via uma técnica de Análise de Sensibilidade (AS).

Neste trabalho se propõe desenvolver duas ferramentas de otimização – Fluxo de Potência Ótimo e Análise de Sensibilidade – e incorporar ao modelo do problema a restrição de ampacidade em linhas de transmissão. O modelo do problema adotado neste trabalho minimiza as perdas de potência ativa no sistema de transmissão e satisfaz as seguintes restrições operacionais: equações de balanço do sistema e limites de tensão, de taps de transformadores, de fluxo de potência aparente e de corrente em linhas de transmissão. A função de perdas de potência ativa na transmissão é não-linear e não-convexa, o que torna o problema de FPO difícil de ser resolvido, como afirma Monticelli e Liu (1992). O método utilizado neste trabalho, para a solução do problema de FPO é o Primal-Dual Barreira Logarítmica (PDBL) conforme Granville (1994), Quintana (1995), Xie *et al* (2001). Esse método, que faz parte da classe dos métodos dos pontos interiores, tem sido considerado muito eficiente na solução de problemas não-lineares e não-convexos. É de fácil implementação e manipula as restrições de desigualdade de maneira simples. A técnica de AS adotada neste trabalho tem por base o Teorema de Fiacco (1976). A AS não é um processo iterativo e não usa parâmetros empíricos na sua formulação, o que a torna muito atrativa em estudos de planejamento da operação, pois fornece uma indicação do novo desempenho dos sistemas diante de perturbações ocorridas. A ampacidade incorporada nos problemas de FPO e de AS foi calculada com base na norma NBR 5422. Os modelos de FPO e de AS propostos neste trabalho, possuem caráter inovador e ampliam as condições de estudos para o planejamento da operação e da expansão do sistema, pois levam em consideração a ampacidade das linhas de transmissão.

O trabalho foi estruturado de acordo com a seguinte organização:

O Capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica dos problemas de FPO, de AS e da ampacidade.

No Capítulo 3 é demonstrado o problema de FPO e o método PDBL utilizado para resolvê-lo, juntamente com a formulação matemática da técnica de AS implementada.

No capítulo seguinte é apresentado um modelo para o cálculo da ampacidade em linhas de transmissão.

No Capítulo 5, os conceitos e as metodologias foram testados com o objetivo de determinar as respostas das redes elétricas quando estabelecidas determinadas restrições para a operação. Os seguintes sistemas foram utilizados: 3 barras, IEEE 14, 30 barras e o sistema equivalente Eletronorte com 142 barras para 3 situações de carga: leve, média e pesada. Para cada sistema, os resultados obtidos via FPO e AS serão apresentados.

O último capítulo apresenta as conclusões finais e recomendações para trabalhos futuros.

2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo será apresentado um breve histórico relativo aos temas aplicados neste trabalho, tais como FPO, AS e ampacidade. Sendo que alguns nomes importantes da literatura são listados devido a grandes contribuições trazidas por suas pesquisas ao longo dos anos.

2.1 – HISTÓRICO SOBRE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

As aplicações das técnicas de otimização para sistemas elétricos de potência no que diz respeito às áreas de planejamento e de operação têm sido bastante exploradas durante as últimas décadas. O Fluxo de Potência Ótimo é um termo genérico que descreve uma ampla classe de problemas que tem como alvo otimizar uma função objetivo específica e ao mesmo tempo satisfazer determinadas restrições físicas e operacionais da rede elétrica. Várias abordagens têm sido desenvolvidas no decorrer dos anos para a resolução de problemas de FPO, tais como: programação linear, programação não-linear, programação quadrática, pontos interiores.

A primeira idéia de otimização em sistemas elétricos de potência ocorreu no início da década de 60, quando Carpentier (1962) apresentou o problema de despacho econômico que atualmente é considerado um caso particular de FPO.

Dommel e Tinney (1968) propôs um método de programação não-linear para minimizar a função custo. A metodologia proposta usa como recurso para busca da solução do problema a função penalidade. Este método de programação não-linear verifica se as fronteiras são atendidas usando uma aproximação dos multiplicadores de Lagrange. A técnica é adequada para resolver problemas envolvendo sistemas de potência de grande porte, tal como o de 500 barras. Este trabalho tem servido como uma orientação pioneira na pesquisa por ferramentas de FPO.

Sasson (1969) estendeu o trabalho de Dommel e Tinney (1968), melhorando a convergência do método de Newton. Para isto, foi levado em consideração uma matriz de ordem mais elevada, no caso, a Hessiana. A matriz Hessiana é menos esparsa que a

correspondente Jacobiana, mas o suficiente para permitir o uso de técnicas de esparsidade. A função objetivo foi considerada no sentido de minimizar os custos de geração e as perdas na transmissão. A convergência é checada em cada estágio do processo, podendo ser observada em sistemas de potência de grande porte.

Um método para se obter soluções eficientes e robustas utilizando o problema clássico de FPO foi proposto por Sun (1984), e que foi deduzido tendo como base uma explícita aproximação do método de Newton. A solução é relativamente independente do número de controles ou inequações de restrições ativas. A idéia principal é a busca por uma direção simultânea que permita a solução de todas as variáveis da função lagrangiana a cada iteração. Para qualquer conjunto de restrições ativas o processo converge para as condições de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) em poucas iterações.

Momoh (1986) apresentou uma técnica de programação linear que satisfaz as condições de KKT. Para isto foi utilizado um algoritmo simplex que correspondia a um método generalizado de sensibilidade usando diferenciação. A precisão dos resultados obtida para o sistema de 118 barras com esta técnica foi avaliada e validada.

Em meados da década de 90, Granville (1994) considerou a aplicação de um algoritmo de pontos interiores baseado no método Primal-Dual Barreira Logarítmica para problemas de Despacho Ótimo de Reativo (DOR). Tais problemas são de difícil resolução, pois além de se tratar de programação não-linear, são não-convexos, possuindo restrições não-lineares. No entanto os experimentos foram realizados em sistemas de 1832 e 3467 barras e demonstraram ótimos resultados numéricos apresentando eficiente desempenho.

Torres (1998) apresenta a solução do FPO na forma retangular pelo método de pontos interiores aplicado à programação não-linear. Alguns problemas de FPO com esta abordagem são formulados nas formas retangulares. Eles apresentam as restrições e função objetiva na forma quadrática. Tais características possibilitam a montagem da matriz e a incorporação mais eficiente das informações no procedimento preditor-corretor, reduzindo o número de iterações para a convergência.

Em relação ao método tradicional de Newton proposto por Sun et al (1984), Costa (2000) apresenta uma nova aproximação que aumenta o desempenho do método de Newton para problemas de FPO. Nela, os multiplicadores de Lagrange são calculados diretamente do sistema linearizado. As principais vantagens deste novo método são: tempo de processamento menor e requisito de menos memória.

Yan (2006) propõe um novo modelo de Fluxo de Potência Ótimo de Reativo (FPOR) na forma retangular. Neste modelo, o ramo do transformador é representado por um transformador ideal e sua impedância em série com um nó virtual entre eles. As tensões dos dois lados são usados para reajustar a relação de transformação do tap, para que o modelo do problema venha a ser quadrático. A matriz Hessiana neste modelo é constante e precisa ser calculada apenas uma vez no processo de otimização, elevando a velocidade de processamento.

Logo no ano seguinte, Liang (2007) apresenta um método de algoritmo denominado evolução diferencial, para resolver problemas FPOR. Este algoritmo possui melhor desempenho de alcance global e pouca dificuldade em manejar variáveis discretas. Para resolver o FPOR, juntam-se à evolução diferencial, a decomposição recente e o método de coordenação baseada na arquitetura cooperativa co-evolucionária e técnicas de decomposição de sistemas de potência baseada na sensibilidade de tensão. A metodologia foi implementada com topologia computacional paralela de três níveis e sua eficiência foi observada em testes feitos no sistema IEEE de 118 barras.

Lin (2008) propõe uma formulação Equivalente de Injeção de Corrente (EIC) baseada em corrente híbridas em FPO e o algoritmo de pontos interiores preditor-corretor para resolver os problemas de programação não-lineares (PNL). Este problema é decomposto em dois sub-sistemas. Os resultados computacionais para os sistemas IEEE com número de barras entre 9 a 300 barras mostram que a metodologia proposta, além de ser simples quando adotam coordenadas retangulares, pode aumentar o desempenho por apresentar menor número de iterações e reduzido tempo de processamento.

Yumbla (2008) apresenta uma aproximação para resolver um problema de FPO com a inclusão de restrições de segurança, caracterizado por uma mistura de variáveis de controle contínuas e discretas, onde o objetivo é minimizar o custo de operação total. O algoritmo de otimização tipo enxame de partículas juntamente com os operadores de reconstrução foi usado como uma ferramenta de otimização. Esses operadores permitem o alcance da solução ótima dentro de um espaço factível com uma considerável redução do tempo de processamento. A proposta foi aplicada em dois sistemas de potência, de 39 e 26 barras, sendo alcançados resultados satisfatórios.

Li (2008) apresenta um modelo de Fluxo de Potência de Reativo Ótimo AC-DC com o objetivo de minimizar o custo total de potência ativa e reativa na geração paga por uma companhia de transmissão de energia. No modelo, a área de operação do gerador é dividida em quatro partes, cada uma tendo diferentes funções custos de geração de reativo. Uma aproximação heurística é introduzida ao método de pontos interiores para resolver o problema. Simulações numéricas com os sistemas de 14, 30, 57, 118, 171 e 2572 demonstraram a eficiência do método proposto.

2.2 – HISTÓRICO SOBRE ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

A informação da sensibilidade em FPO pode ser diretamente usada para muitas aplicações práticas. Um exemplo é o estudo do impacto sobre o sistema de transmissão devido ao incremento de geração. São informações muito úteis para predição de problemas de instabilidade de tensão em sistemas elétricos, sendo também útil na determinação de ações preventivas.

Fiacco (1976) apresenta uma técnica de sensibilidade, em que novas soluções de problemas de otimização podem ser obtidas quando perturbações são acrescentadas a este. Estas perturbações podem ocorrer na função objetivo e/ou nas restrições de igualdade e desigualdade do problema.

No final da década 80, Gribik (1989) apresentou uma formulação matemática para análise de sensibilidade do FPO utilizando um programa computacional denominado OPSSENS. A idéia principal é computar a taxa com o qual algumas funções de operação do sistema

mudam quando um determinado parâmetro ε varia. O programa utilizado teve sucesso para a análise de sensibilidade em FPO para sistemas de até 1700 barras.

Papalexopoulos (1992) propõe um algoritmo de mínimos quadrados que provê uma aceitável sensibilidade de soluções ótimas considerando todas as restrições operacionais e de segurança. Este algoritmo envolve a formulação de uma função lagrangiana incluindo a função objetivo e todas as restrições. Pela aplicação das condições de KKT, o gradiente da lagrangiana no ponto solução em relação às variáveis livres, provê um conjunto de equações pós-determinadas para os multiplicadores de Lagrange, exceto para problemas em tempo real. As técnicas foram utilizadas e implementadas em sistemas elétricos de grande porte, sobre uma ampla variedade de condições, obtendo resultados satisfatórios.

No final da década de 90, Gurrán (1999) apresenta uma análise de sensibilidade usando o teorema de Tellegen. Neste problema, a sensibilidade da magnitude de tensão nas barras, devido às mudanças de carga, foi calculada usando um método de redes adjuntas. Uma expressão modificada do teorema de Tellegen foi derivada e usada para desenvolver as redes adjuntas, em que as cargas tiveram variações entre 10% e 50%. Um sistema de distribuição radial de 12 barras, 400 V foi considerado para os testes. Como o número de operações matemáticas envolvidas são reduzidas, o tempo computacional e de execução foi bastante reduzido também.

Em 2000, Bell propôs uma melhora na análise de sensibilidade de despacho em MW para o controle de tensão. O procedimento permitiu o ajuste dos controles de potência ativa e reativa para corrigir as dificuldades de tensão. Em função disto, foi possível recomendar mudanças no controle de ativos caso não exista outro modo para obter um perfil de tensão satisfatório. A precisão desse novo método para computar estas sensibilidades é demonstrada usando um sistema teste de confiabilidade do IEEE.

2.3 – HISTÓRICO SOBRE AMPACIDADE

Uma importante restrição no ramo da engenharia elétrica que deve ser atendida é a capacidade de carregamento em termos de corrente que o cabo pode tolerar sem riscos ou danos que possam comprometer sua integridade física. O uso de tabelas de ampacidade ou de equações para determinar o tipo ou tamanho do cabo para uma aplicação em particular tem sido uma prática usual para se determinar os valores limites típicos.

Segundo Zipse (1989), as origens das primeiras tabelas de ampacidade são de estudos realizados entre 1931 e 1937 e conduzidos pela National Electrical Manufacturers Association (NEMA). Os estudos da NEMA pretendiam determinar: os fatores que afetam a capacidade de carregamento de corrente sobre várias condições de instalações de fios e cabos em construções; a máxima temperatura de operação segura de cabos isolados; a resistividade de superfície térmica em fios e cabos de construção e por fim uma fórmula para o cálculo da capacidade de carregamento de corrente permitida para fios e cabos sobre quaisquer condições de instalação.

Um conjunto de tabelas de ampacidade foi compilado e discutido, em 1943, pela Insulated Power Cable Engineers Association (IPCEA). Estas tabelas proviam ampacidades para condutores ao ar livre ou em dutos. Paralelamente, outros modelos de condutores isolados estavam sendo desenvolvidos. Estes em borracha ou termoplástico.

Neher (1957) detalha um modelo para o cálculo da ampacidade em condutores usando a técnica de transferência de calor. O conceito usava o princípio de equivalentes térmicos e as relações envolvendo Lei de Ohm e Lei de Kirchoff. Ao invés de perdas elétricas, eram calculados perdas térmicas e fluxos de calor. Neher (1957) considerou no equacionamento de suas fórmulas que o fluxo de corrente através do condutor gera calor que deve ser dissipado para o ar; que a radiação solar produz fluxo de calor; e também que a velocidade do vento diminui a carga de calor. O resultado de todos estes fluxos de calor resultava na ampacidade final do condutor.

El-Kady (1984) apresentou uma técnica denominada sensibilidade rápida baseada no método de elementos finitos. O objetivo foi estimar o comportamento dos cabos de potência sujeito às variações dos parâmetros térmicos do circuito. Esta técnica reduz de

forma significativa a análise e computação através da identificação apenas dos parâmetros relevantes que afetam a ampacidade. Assim foi possível simplificar o modelo térmico pela eliminação dos parâmetros de baixa sensibilidade ou sem importância.

Logo após, Black (1985) propõe um modelo simplificado de ampacidade transitória que provê a informação da temperatura real de operação do condutor quando está submetido às variações de corrente e das condições ambientais. O modelo é baseado na aplicação dos princípios da conservação de energia. Com isto, consegue-se prever o histórico da temperatura do condutor, durante uma variação brusca de corrente. Além disso, esse modelo leva em conta a capacitância do condutor, podendo com isto aumentar a capacidade do sistema, particularmente em condições de emergência de carga. Dispondo de um modelo de ampacidade real, um operador pode distribuir a energia sobre a rede de transmissão sem exceder os limites dos cabos.

Logo no final da década de 90, Schmidt (1999) fez uma comparação entre dois métodos proposto pelo IEEE e CIGRÉ para o cálculo da ampacidade. Schmidt defendia que apesar dos dois padrões de cálculo utilizarem os mesmos conceitos de balanço de calor, ambos usavam diferentes aproximações. Como resultado dessas diferenças, a taxa de ampacidade calculada entre os métodos podia variar por até 10%, dependendo das condições ambientais consideradas, como por exemplo a velocidade do vento. A comparação entre os dois métodos mostrou que duas diferentes organizações podem adotar métodos paralelos usando o mesmo princípio básico e apresentando resultados finais consistentes.

Também no mesmo ano, Bosignoli (1999) apresenta uma metodologia baseada em Redes Neurais Artificiais (RNA) para o cálculo da temperatura superficial dos cabos condutores aéreos. A metodologia permite estimar a temperatura do condutor em tempo real e a previsão do seu valor para horizontes de curto e médio prazo. A RNA entra neste assunto como uma alternativa aos modelos de cálculo da equação de equilíbrio térmico do condutor. Os resultados encontrados indicam que a rede neural pode reconhecer as variações climáticas e ambientais implícitas nos valores de temperatura do condutor, levando em conta longos períodos de observação. Os testes comprovaram que as RNA's estimaram os valores com maior precisão quando comparadas com modelos da equação de equilíbrio térmico.

Banakar (2005) propõe o conceito de Coordenação Eletrotérmica (CET) em sistemas de potência. A CET explora a noção de inércia térmica para coordenar a dinâmica da temperatura com o controle existente no sistema. A segurança do sistema é reforçada e é possível obter economia durante o processo. Sendo assim, o modelo captura o comportamento dinâmico da temperatura durante o tempo e junta estas quantidades com o fluxo de potência através das perdas nas linhas. Os resultados do modelo eletrotérmico com acoplamento oferece uma nova flexibilidade. Esta característica pode ser explorada durante temperaturas transitórias observadas por ocasião do incremento de transferência de potência.

3 – OTIMIZAÇÃO

Este capítulo tem como objetivo apresentar a formulação matemática do problema de FPO e do método Primal-Dual Barreira Logarítmica (PDBL) aplicado para a solução deste problema. Posteriormente será formulado o problema de FPO considerando a inclusão de perturbações na demanda ou nos limites operacionais. Essas perturbações são processadas via Análise de Sensibilidade, a qual está baseada no Teorema de Fiacco. Deste modo novas soluções são encontradas, sem a necessidade de ajuste de parâmetros empíricos. Ao final do capítulo é apresentado um algoritmo de dois métodos implementados.

3.1 – O PROBLEMA DE FPO

A aplicação das técnicas de otimização para problemas de planejamento e operação em sistemas de potência tem sido uma área de intensa pesquisa nos últimos tempos. Para a solução de problemas mencionados acima, destaca-se o Fluxo de Potência Ótimo. Carpentier (1962) foi o precursor das técnicas de otimização em sistemas elétricos de potência, apresentando inicialmente o Despacho Econômico, evoluindo assim para o FPO. Desde então, numerosos estudos nesta área vem sendo realizados, tendo sido propostas novas técnicas de solução.

O FPO é um termo genérico que descreve uma ampla classe de problemas, o qual procura otimizar uma determinada função objetiva enquanto satisfaz restrições pré-estabelecidas relacionando particularidades físicas e operacionais da rede elétrica.

O modelo de FPO considerado neste trabalho possui uma função objetivo representada pelas perdas de potência ativa no sistema de transmissão sujeita às restrições. As restrições de igualdade são representadas pelas equações de balanço da potência ativa e reativa. Já as restrições de desigualdade são representadas pelos limites das tensões, da geração de potência ativa e reativa, de taps de transformadores, de fluxo de potência aparente e de corrente nas linhas de transmissão. O modelo de FPO adotado nesse trabalho está definido matematicamente a seguir:

$$\text{Minimizar } \sum_{\Omega} f_{km}(V, \theta, t) = \sum_{\Omega} g_{km} \left((tV_k)^2 + V_m^2 - 2tV_k V_m \cos \theta_{km} \right) \quad (3.1)$$

Sujeito a:

Equação de balanço do sistema elétrico para potência ativa:

$$\Delta P_k(V, \theta, t) = P_k^G - P_k^C - \sum_{m \in \Omega} P_{km}(V, \theta, t) = 0 \quad (3.2)$$

Em que:

$$P_{km}(V, \theta, t) = (tV_k)^2 g_{km} - (tV_k) V_m (g_{km} \cos \theta_{km} + b_{km} \text{sen} \theta_{km}) \quad (3.3)$$

Equação de balanço do sistema elétrico para potência reativa:

$$\Delta Q(V, \theta, t) = Q_k^G - Q_k^C - \sum_{m \in \Omega} Q_{km}(V, \theta, t) = 0 \quad (3.4)$$

Em que:

$$Q_{km}(V, \theta, t) = -(tV_k)^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + (tV_k) V_m (b_{km} \cos \theta_{km} - g_{km} \text{sen} \theta_{km}) \quad (3.5)$$

Limites na geração de potência reativa:

$$Q_k^{\min} \leq Q_k(V, \theta, t) \leq Q_k^{\max} \quad (3.6)$$

Em que:

$$Q_k(V, \theta, t) = \sum_{m \in \Omega} -(tV_k)^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + (tV_k) V_m (b_{km} \cos \theta_{km} - g_{km} \text{sen} \theta_{km}) \quad (3.7)$$

Limites na geração de potência ativa:

$$P_k^{\min} \leq P_k(V, \theta, t) \leq P_k^{\max} \quad (3.8)$$

Em que:

$$P_k(V, \theta, t) = \sum_{m \in \Omega} (tV_k)^2 g_{km} - (tV_k)V_m (g_{km} \cos \theta_{km} + b_{km} \sin \theta_{km}) \quad (3.9)$$

Limite de fluxo de potência aparente em linhas de transmissão:

$$|S_{km}(V, \theta, t)| \leq S_{km}^{\max} \quad (3.10)$$

Em que:

$$S_{km}(V, \theta, t) = \sqrt{[P_{km}(V, \theta, t)]^2 + [Q_{km}(V, \theta, t)]^2} \quad (3.11)$$

Limite de corrente em linhas de transmissão:

$$|I_{km}(V, \theta, t)| \leq I_{km}^{\max} \quad (3.12)$$

Limite de Tensão:

$$V_k^{\min} \leq V_k \leq V_k^{\max} \quad (3.13)$$

Limite de tap de transformador:

$$t_j^{\min} \leq t_j \leq t_j^{\max} \quad (3.14)$$

Sendo as variáveis definidas por:

- V e θ são os vetores da magnitude e fase da tensão respectivamente.
- t é o tap dos transformadores.
- I_{km} é o módulo da corrente que flui da barra k para a barra m .
- Ω é o conjunto de todas as linhas do sistema elétrico, conectadas a barra k .
- g_{km} , b_{km} e b_{km}^{sh} são a condutância, a susceptância e a susceptância shunt da linha, respectivamente.
- P_K^G e P_K^C são as potências ativas, geradas e consumidas na barra k respectivamente.

- Q_K^G e Q_K^C são as potências reativas, geradas e consumidas na barra k respectivamente.
- Q_K^{\min} e Q_K^{\max} são os limites mínimos e máximos da potência reativa gerada na barra k respectivamente.
- P_K^{\min} e P_K^{\max} são os limites mínimos e máximos da potência ativas gerada geradas na barra k respectivamente.
- V_K^{\min} e V_K^{\max} são os limites mínimos e máximos das magnitudes das tensões na barra k respectivamente.
- t_j^{\min} e t_j^{\max} são os limites mínimos e máximos do tap j do transformador.
- S_{km}^{\max} é o limite de fluxo de potência aparente na linha de transmissão k-m.
- I_{km}^{\max} é o limite de fluxo de corrente na linha de transmissão k-m.
- k é o número da barra que está sendo imposto o limite de dado parâmetro.
- j é o número do transformador que está sendo imposto o limite de dado parâmetro.

As equações de balanço do sistema elétrico são obtidas aplicando-se o princípio da conservação de potência em cada barra da rede elétrica.

A capacidade máxima de transferência de energia em uma linha de transmissão deve estar delimitada sob certas condições operacionais e também sob restrições mecânicas. No modelo de FPO apresentado, destaca-se a restrição de fluxo de potência aparente em linhas de transmissão S_{km} . A inclusão desta restrição ao modelo de FPO torna o ponto de operação obtido mais exato, pois considera a parte reativa do fluxo na linha. Por outro lado, impõe maior dificuldade durante o processo de convergência.

A variável de controle de tap do transformador é suposta de forma contínua, como as demais restrições. O modelo utilizado para essa variável está representado na Figura 3.1. Neste modelo, o tap está ligado à tensão da barra inicial da linha, como se observou nas Equações (3.3), (3.5), (3.7) e (3.9).

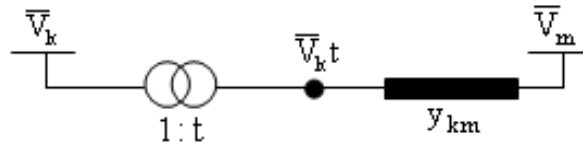


Figura 3.1 – Modelo Utilizado Para a Variável Tap do Transformador

O fluxo de corrente que atravessa uma linha de transmissão é deduzido de acordo com o modelo π da linha apresentado na Figura 3.2, tendo seus parâmetros fornecidos na forma de admitâncias.

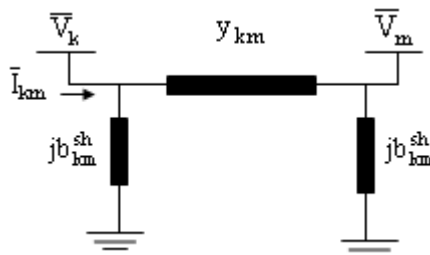


Figura 3.2 – Modelo π da Linha de Transmissão.

A corrente injetada no lado k da linha possui duas componentes e é dada por:

$$\bar{I}_{km} = \bar{I}_{km}^{sh} + \bar{I}_{km}^{se} = jb_{km}^{sh} \bar{V}_k + y_{km} (\bar{V}_k - \bar{V}_m) \quad (3.15)$$

Ou seja:

$$\bar{I}_{km} = jb_{km}^{sh} V_k e^{j0k} + (g_{km} + jb_{km})(V_k e^{j0k} - V_m e^{j0m}) \quad (3.16)$$

Em que:

- \bar{I}_{km} é o fasor da corrente injetada no lado k da linha.
- \bar{I}_{km}^{sh} é o fasor da corrente que percorre a susceptância shunt da linha, do lado da barra k.
- \bar{I}_{km}^{se} é o fasor da corrente que percorre a impedância na parte série do circuito π .
- g_{km} e b_{km} são a condutância e a susceptância da linha.
- b_{km}^{sh} é a susceptância shunt da linha.
- y_{km} é a admitância série da linha.

- \bar{V}_k e \bar{V}_m são os fasores das tensões do lado k e m respectivamente.

Conforme a Equação (3.12), \bar{I}_{km} deve ser menor que um determinado limite. A capacidade máxima de corrente que um condutor suporta sem comprometer sua integridade física é também denominado de ampacidade. A ampacidade incluída em uma das restrições do problema de FPO garante que o cabo não irá violar as condições físicas definidas em normas técnicas de segurança.

O problema de FPO é definido como sendo não – linear, não – convexo e de grande porte, possuindo um grande número de variáveis e restrições. Essa característica torna o FPO um desafio para pesquisadores desta área, como Stott *et al.* (1980) mencionam. Muitas técnicas de otimização são encontradas na literatura com o objetivo de resolver o problema de FPO, Momoh *et al.* (1999a,b). Na próxima seção será apresentado o método de pontos interiores, utilizado na solução do problema (de FPO).

3.2 – O MÉTODO PRIMAL-DUAL BARREIRA LOGARÍTMICA

Neste trabalho foi considerada a aplicação do método de pontos interiores para a resolução do problema de FPO. O interesse pelo uso deste método se deve ao fato de sua grande eficiência computacional, além de ser muito mais atrativo ao manipular um grande número de variáveis e restrições em problemas de grande porte, como refere Granville (1994). Partindo de um modelo generalizado de programação não-linear, considera-se o seguinte problema:

$$\begin{aligned}
 & \text{Minimizar } f(x) \\
 & \text{Sujeito a :} \\
 & g(x) = 0 \\
 & h^{\min} \leq h(x) \leq h^{\max}
 \end{aligned} \tag{3.17}$$

Em que:

- $x^T = (V, \theta, t) \in \mathcal{R}^n$ é o vetor das variáveis de controle e de estado do problema.
- $f(x)$ é a função objetivo, a qual serve para medir o desempenho do sistema.

- $g(x) \in \mathfrak{R}^m$ corresponde ao vetor das equações de balanço da rede elétrica, em que $n > m$.
- $h(x) \in \mathfrak{R}^p$ corresponde ao vetor das inequações funcionais da rede elétrica.
- h^{\min} e h^{\max} são os vetores dos limites das restrições funcionais $h(x)$.

No método PDBL as restrições de desigualdade canalizadas são representadas como duas restrições de desigualdade. Nessas restrições são inseridas variáveis de folga ou excesso, transformando-as em igualdades. Desse modo, (3.17) pode ser reescrito como:

$$\begin{aligned}
 & \text{Minimizar } f(x) \\
 & \text{Sujeito a :} \\
 & g(x) = 0 \\
 & h(x) + s_1 = h^{\max} \\
 & h(x) - s_2 = h^{\min} \\
 & s_1, s_2 \geq 0
 \end{aligned} \tag{3.18}$$

Em que:

- $s_1 \in \mathfrak{R}^p$ é o vetor das variáveis de folga.
- $s_2 \in \mathfrak{R}^p$ é o vetor das variáveis de excesso.

As variáveis de folga devem ser estritamente positivas, pois são incorporadas à função objetivo por meio da função conhecida como barreira logarítmica apresentada por Frisch (1955), a qual é dada por:

$$B(x) = \sum_{i=1}^n \ln x_i, \quad x \in \mathfrak{R}^n, x > 0 \tag{3.19}$$

E de um parâmetro de barreira μ , o qual tende a zero durante o processo iterativo, ou seja, $\mu_0 > \mu_1 > \dots > \mu_\infty \rightarrow 0$.

Dessa forma, (3.18) pode ser reescrito como:

$$\text{Minimizar } f(x) - \mu \left(\sum_{i=1}^p \ln s_{1i} + \sum_{i=1}^p \ln s_{2i} \right)$$

sujeito a :

$$g(x) = 0$$

$$h(x) + s_1 = h^{\max}$$

$$h(x) - s_2 = h^{\min}$$

(3.20)

Associa-se ao Problema (3.20) a função Lagrangiana:

$$L(x, \mu, \lambda, s) = f(x) - \mu \left(\sum_{i=1}^p \ln s_{1i} + \sum_{i=1}^p \ln s_{2i} \right) + \lambda^T g(x)$$

$$+ \pi_1^T (h(x) + s_1 - h^{\max})$$

$$+ \pi_2^T (h(x) - s_2 - h^{\min})$$

(3.21)

Em que $\lambda \in \mathfrak{R}^m$, $\pi_1 \in \mathfrak{R}^p$, $\pi_2 \in \mathfrak{R}^p$, são os vetores multiplicadores de Lagrange.

As condições necessárias de primeira-ordem são aplicadas a (3.21), gerando um sistema de equações não-lineares dado por:

$$\nabla_x L = 0 \rightarrow \nabla_x f(x) + \lambda^T \nabla_x g(x) + \pi_1^T \nabla_x h(x) + \pi_2^T \nabla_x h(x) = 0$$

(3.22)

$$\nabla_\lambda L = 0 \rightarrow g(x) = 0$$

(3.23)

$$\nabla_{\pi_1} L = 0 \rightarrow (h(x) + s_1 - h_{\max}) = 0$$

(3.24)

$$\nabla_{\pi_2} L = 0 \rightarrow (h(x) - s_2 - h_{\min}) = 0$$

(3.25)

$$\nabla_{s_1} L = 0 \rightarrow (-\mu S_1^{-1} e + \pi_1) = 0$$

(3.26)

$$\nabla_{s_2} L = 0 \rightarrow (-\mu S_2^{-1} e - \pi_2) = 0$$

(3.27)

Em que:

$$e = \begin{bmatrix} 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix};$$

S_1 e S_2 são matrizes diagonais cujos elementos são s_1^{-1}, s_2^{-1} , respectivamente. O sistema de equações não-lineares de (3.22) a (3.27) é resolvido pelo método de Newton. Esse método utiliza a expansão em série de Taylor até primeira-ordem das equações do sistema, gerando um sistema linear do tipo $Ax = b$, cujas direções de busca da solução

$(\Delta x, \Delta \lambda, \Delta \pi_1, \Delta \pi_2, \Delta s_1, \Delta s_2)$ são utilizadas na atualização das variáveis. Dessa forma, tem-se o seguinte sistema de equações:

$$\nabla_x L + (\nabla_{xx}^2 f(x) + \lambda^T \nabla_{xx}^2 g(x) + \pi_1^T \nabla_{xx}^2 h(x) + \pi_2^T \nabla_{xx}^2 h(x)) \Delta x + (\nabla_x g(x))^T \Delta \lambda + (\nabla_x h(x))^T \Delta \pi_1 + (\nabla_x h(x))^T \Delta \pi_2 = 0 \quad (3.28)$$

$$\nabla_\lambda L + \nabla_x g(x) \Delta x = 0 \quad (3.29)$$

$$\nabla_{\pi_1} L + \nabla_x h(x) \Delta x + \Delta s_1 = 0 \quad (3.30)$$

$$\nabla_{\pi_2} L + \nabla_x h(x) \Delta x - \Delta s_2 = 0 \quad (3.31)$$

$$\nabla_{s_1} L + \mu S_1^{-2} \Delta s_1 + \Delta \pi_1 = 0 \quad (3.32)$$

$$\nabla_{s_2} L + \mu S_2^{-2} \Delta s_2 - \Delta \pi_2 = 0 \quad (3.33)$$

O sistema de equações (3.28) até (3.33) é resolvido a partir de uma condição inicial $(x^{(0)}, \mu^{(0)}, \lambda^{(0)}, \pi_1^{(0)}, \pi_2^{(0)}, s_1^{(0)}, s_2^{(0)})$ e pode ser reescrito no formato matricial como apresentado em (3.34).

$$\begin{bmatrix} W(x, \lambda, \pi_1, \pi_2) & J(x) & \nabla_x h(x) & \nabla_x h(x) & 0 & 0 \\ J(x)^T & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \nabla_x h(x)^T & 0 & 0 & 0 & I & 0 \\ \nabla_x h(x)^T & 0 & 0 & 0 & 0 & -I \\ 0 & 0 & I & 0 & \mu S_1^{-2} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -I & 0 & \mu S_2^{-2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \\ \Delta \pi_1 \\ \Delta \pi_2 \\ \Delta s_1 \\ \Delta s_2 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla_x L \\ \nabla_\lambda L \\ \nabla_{\pi_1} L \\ \nabla_{\pi_2} L \\ \nabla_{s_1} L \\ \nabla_{s_2} L \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

Em que:

- $W(x, \lambda, \pi_1, \pi_2) = \nabla_{xx}^2 f(x) + \lambda^T \nabla_{xx}^2 g(x) + \pi_1^T \nabla_{xx}^2 h(x) + \pi_2^T \nabla_{xx}^2 h(x)$ é a matriz Hessiana.
- $J(x) = \nabla_x g(x)$ é a matriz Jacobiana, dada pela derivada das restrições de igualdade em relação às variáveis do problema.
- $\nabla_x h(x)$ é a matriz Jacobiana, dada pela derivada das restrições funcionais em relação às variáveis do problema.

➤ I é a matriz identidade.

Após a inclusão das variáveis de folga e de excesso, pelo método PDBL, a dimensão da matriz Hessiana da Lagrangiana para o problema de FPO é igual a:

$$\begin{aligned}
 \text{Dimensão} &= 6* \text{ (o número de barras do sistema)} + \\
 &5* \text{ (o número de barras do tipo controle de reativo)} + \\
 &2* \text{ (o número de barras de carga)} + \\
 &8* \text{ (o número de barras de geração)} + \\
 &5* \text{ (o número de taps variáveis)} + \\
 &2* \text{ (o número de restrições de fluxo de potência aparente na transmissão)} + \\
 &2* \text{ (o número de restrições de fluxo de corrente na transmissão)} - 1.
 \end{aligned} \tag{3.35}$$

3.3 – ATUALIZAÇÃO DAS VARIÁVEIS

A atualização das variáveis é feita, a cada iteração, calculando o tamanho do passo para a atualização das variáveis primais e duais do problema. Esses passos são calculados de modo que cada componente dos vetores s_1 e s_2 permaneçam estritamente positivos, e que os elementos dos vetores π_1 e π_2 permaneçam com os seus respectivos sinais, isto é, $\pi_1 \geq 0, \pi_2 \leq 0$ conforme (3.26) e (3.27), com o intuito de satisfazer as condições de KKT.

O passo é obtido através de uma técnica utilizada por Granville (1994) e Irisarri *et al.* (1997), onde encontra-se o menor elemento entre o mínimo tamanho de passo de todos os componentes dos vetores, este menor elemento é comparado ao número 1. O menor dentre eles é multiplicado por um valor σ . Esta técnica tem por finalidade satisfazer as condições de não-negatividade das variáveis de folga e de excesso e os multiplicadores de Lagrange associados às restrições de desigualdade. As expressões matemáticas para o cálculo dos passos primal e dual são dadas por:

$$\alpha_p = \sigma \min \left\{ \left(\min_{\Delta s_1 < 0} \frac{s_1}{|\Delta s_1|}, \min_{\Delta s_2 < 0} \frac{s_2}{|\Delta s_2|} \right); 1 \right\} \tag{3.36}$$

$$\alpha_d = \sigma \min \left\{ \left(\min_{\Delta \pi_1 < 0} \frac{\pi_1}{|\Delta \pi_1|}, \min_{\Delta \pi_2 > 0} \frac{-\pi_2}{|\Delta \pi_2|} \right); 1 \right\} \tag{3.37}$$

Em que $\sigma = 0,9995$ é um valor determinado empiricamente.

Conhecendo as direções de busca e o tamanho do passo, as variáveis podem ser atualizadas como segue:

$$x^{i+1} = x^i + \alpha_p \Delta x \quad (3.38)$$

$$s_1^{i+1} = s_1^i + \alpha_p \Delta s_1 \quad (3.39)$$

$$s_2^{i+1} = s_2^i + \alpha_p \Delta s_2 \quad (3.40)$$

$$\lambda^{i+1} = \lambda^i + \alpha_d \Delta \lambda \quad (3.41)$$

$$\pi_1^{i+1} = \pi_1^i + \alpha_d \Delta \pi_1 \quad (3.42)$$

$$\pi_2^{i+1} = \pi_2^i + \alpha_d \Delta \pi_2 \quad (3.43)$$

Um ponto crítico no método PDBL é a escolha do parâmetro de barreira μ . Este parâmetro tem grande influência no processo de convergência. Durante as iterações, μ é atualizado através de:

$$\mu^{i+1} = \frac{\mu^i}{\beta} \quad (3.44)$$

Em que $\beta \geq 1$ é um parâmetro empírico especificado pelo usuário e i é a iteração atual.

3.4 – INICIALIZAÇÃO DAS VARIÁVEIS

As variáveis de folga ou de excesso são inicializadas utilizando as Equações (3.26) a (3.27). Essas variáveis devem ser estritamente positivas. Caso a restrição a qual estas variáveis pertencem possua um valor inicial que não esteja dentro do limite, estas variáveis de folga ou de excesso terá valor negativo. Quintana *et al.*(1995) propõe que estas variáveis tenham um valor inicial de 0,02. Este artifício tem o objetivo de evitar a divergência do algoritmo.

O valor inicial do parâmetro de barreira é arbitrário, sendo estabelecido pelo usuário. Esse valor é utilizado na inicialização dos vetores π , como pode ser observado nas Equações (3.26) e (3.27). Os multiplicadores de Lagrange, associados às restrições de igualdade são inicializados com o valor nulo. Esses multiplicadores são irrestritos quanto ao sinal, podendo ser negativos ou positivos.

3.5 – O PROBLEMA DE FPO PERTURBADO

Perturbações podem ocorrer na demanda do sistema ou no limite das restrições funcionais e das variáveis. A partir de um ponto ótimo de operação resultante do FPO, um novo ponto de operação pode ser, então, obtido. Encontra-se esse novo ponto via Análise de Sensibilidade, sem a necessidade de executar o FPO para cada perturbação que ocorra no sistema. O problema de FPO perturbado é representado por:

$$\text{Minimizar } \sum_{\Omega} f_{km}(V, \theta, t) = g_{km}(V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos \theta_{km}) \quad (3.45)$$

Sujeito a:

Equação de balanço do sistema elétrico para a potência ativa:

$$P_k^G - (P_k^C + \varepsilon) - \sum_{m \in \Omega} P_{km}(V, \theta, t) = 0 \quad (3.46)$$

Equação de balanço do sistema elétrico para a potência reativa:

$$Q_k^G - (Q_k^C + \varepsilon) - \sum_{m \in \Omega} Q_{km}(V, \theta, t) = 0 \quad (3.47)$$

Limites na geração de potência reativa:

$$(Q_k^{\min} + \varepsilon) \leq Q_k(V, \theta, t) \leq (Q_k^{\max} + \varepsilon) \quad (3.48)$$

Limites na geração de potência ativa:

$$(P_k^{\min} + \varepsilon) \leq P_k(V, \theta, t) \leq (P_k^{\max} + \varepsilon) \quad (3.49)$$

Limite de fluxo aparente em linhas de transmissão:

$$|S_{km}(V, \theta, t)| \leq (S_{km}^{\max} + \varepsilon) \quad (3.50)$$

Limite de corrente em linhas de transmissão:

$$|I_{km}(V, \theta, t)| \leq (I_{km}^{\max} + \varepsilon) \quad (3.51)$$

Limite de Tensão:

$$(V_k^{\min} + \varepsilon) \leq V_k \leq (V_k^{\max} + \varepsilon) \quad (3.52)$$

Limite de tap de transformador:

$$(t_j^{\min} + \varepsilon) \leq t_j \leq (t_j^{\max} + \varepsilon) \quad (3.53)$$

Em que ε representa a perturbação acrescentada ao problema. As demais funções, variáveis e símbolos, já foram especificados anteriormente neste capítulo.

O sucesso da técnica de Análise de Sensibilidade está na obtenção do caso-base. Isto é, quanto menor for o erro das equações de balanço do sistema e da condição de folga complementar, melhor será o resultado obtido. Por essa razão, será necessário considerar um critério de parada para o FPO que melhor satisfaça às condições para Análise de Sensibilidade.

3.6 – TEOREMA DE FIACCO APLICADO A ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

A técnica de Análise de Sensibilidade está baseada no teorema de Fiacco (1976). Por esta técnica, novas soluções do problema podem ser obtidas quando perturbações são acrescentadas ao problema. As perturbações podem ocorrer na função objetivo e/ou nas restrições. No desenvolvimento da técnica que será apresentada, serão consideradas perturbações nas restrições de igualdade e desigualdade.

No problema generalizado de programação não-linear, perturbações ε são incluídas às restrições.

$$\begin{aligned}
 & \text{Minimizar } f(x) \\
 & \text{sujeito a :} \\
 & g(x) = \varepsilon_1 \\
 & h(x) \leq \varepsilon_2
 \end{aligned} \tag{3.54}$$

Em que:

- $x \in \mathfrak{R}^n$ é o vetor das variáveis do problema.
- $f(x)$ é a função objetivo.
- $g(x) \in \mathfrak{R}^m$ é o vetor das restrições de igualdade.
- $h(x) \in \mathfrak{R}^p$ é o vetor das restrições de desigualdade
- $\varepsilon_1 \in \mathfrak{R}^m$ é o vetor perturbação nas restrições de igualdade.
- $\varepsilon_2 \in \mathfrak{R}^p$ é o vetor perturbação nas restrições de desigualdades.

Associa-se ao Problema (3.54) uma função Lagrangiana:

$$L = f(x) + \lambda^T (g(x) - \varepsilon_1) + \pi^T (h(x) - \varepsilon_2) \tag{3.55}$$

Em que λ e π são os vetores dos multiplicadores de Lagrange associados às restrições de igualdade e desigualdade, respectivamente.

Esta técnica utiliza como informação inicial a solução ótima do Problema (3.54) não-perturbado, isto é, $(x, \lambda, \pi, \varepsilon) = (x^*, \lambda^*, \pi^*, 0)$. Nesse ponto, são aplicadas as seguintes condições:

a) Condições necessárias de primeira-ordem da função Lagrangiana:

$$\nabla_x f(x^*) + \lambda^{*T} \nabla_x g(x^*) + \pi^{*T} \nabla_x h(x^*) = 0 \tag{3.56}$$

b) Igualdade satisfeita:

c) Folga complementar:
$$g(x^*) - \varepsilon_1 = 0 \quad (3.57)$$

$$\pi^{*T} (h(x^*) - \varepsilon_2) = 0 \quad (3.58)$$

As raízes das Equações (3.56) a (3.58) são encontradas linearizando o sistema no ponto $(x^*, \lambda^*, \pi^*, 0)$, o que resulta em:

$$\begin{aligned} (\nabla_x f(x^*) + \lambda^{*T} \nabla_x g(x^*) + \pi^{*T} \nabla_x h(x^*)) + \nabla_{xx}^2 L^* \Delta x + \nabla_x g(x^*)^T \Delta \lambda + \nabla_x h(x^*)^T \Delta \pi &= 0 \\ (g(x^*) - \varepsilon_1) + \nabla_x g(x^*)^T \Delta x &= 0 \\ (\pi^{*T} (h(x^*) - \varepsilon_2)) + \pi^{*T} \nabla_x h(x^*)^T \Delta x + h(x^*)^T \Delta \pi &= 0 \end{aligned} \quad (3.59)$$

Eliminando os termos nulos de (3.59) tem-se:

$$\begin{aligned} \nabla_{xx}^2 L^* \Delta x + \nabla_x g(x^*) \Delta \lambda + \nabla_x h(x^*) \Delta \pi &= 0 \\ \nabla_x g(x^*)^T \Delta x - \varepsilon_1 &= 0 \\ \pi^{*T} \nabla_x h(x^*)^T \Delta x + h(x^*) \Delta \pi - \pi^{*T} \varepsilon_2 &= 0 \end{aligned} \quad (3.60)$$

Reescrevendo o sistema (3.60) em uma forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \nabla_{xx}^2 L^* & \nabla_x g(x^*) & \nabla_x h(x^*) \\ \nabla_x g(x^*)^T & 0 & 0 \\ \pi^{*T} \nabla_x h(x^*)^T & 0 & h(x^*) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \\ \Delta \pi \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 1 & 0 \\ 0 & \pi^* \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \end{bmatrix} \quad (3.61)$$

No Sistema (3.61), a matriz dos coeficientes é a matriz de sensibilidade proposta por Fiacco (1976). O vetor $(\Delta x, \Delta \lambda, \Delta \pi)$ é utilizado na atualização das variáveis e o vetor independente corresponde às perturbações que foram introduzidas ao sistema. Após a determinação de $(\Delta x, \Delta \lambda, \Delta \pi)$, obtém-se a nova solução ótima do problema para o caso perturbado, em que as variáveis são atualizadas como:

$$x^{*novo} = x^* + \Delta x \quad (3.62)$$

$$\lambda^{*novo} = \lambda^* + \Delta \lambda \quad (3.63)$$

$$\pi^{*novo} = \pi^* + \Delta \pi \quad (3.64)$$

Comparando-se as matrizes dos Sistemas (3.34) e (3.61), observa-se que somente a submatriz $h(x^*)$ do Sistema (3.61) precisa ser implementada no programa da Análise de Sensibilidade, pois as demais submatrizes já foram implementadas no programa de FPO e serão utilizadas na implementação da Análise de Sensibilidade.

3.7 – ALGORITMO

O problema de FPO, apresentado através do Sistema (3.1) a (3.14), pode ser resolvido por um processo iterativo por meio do método PDBL. A partir de um ponto considerado ótimo, gerado pelo FPO, novas soluções podem ser obtidas, via Análise de Sensibilidade, quando perturbações são incluídas ao problema. Estas perturbações podem ocorrer na função objetivo ou nas restrições. As Figuras 3.3 e 3.4 mostram fluxogramas dos dois métodos.

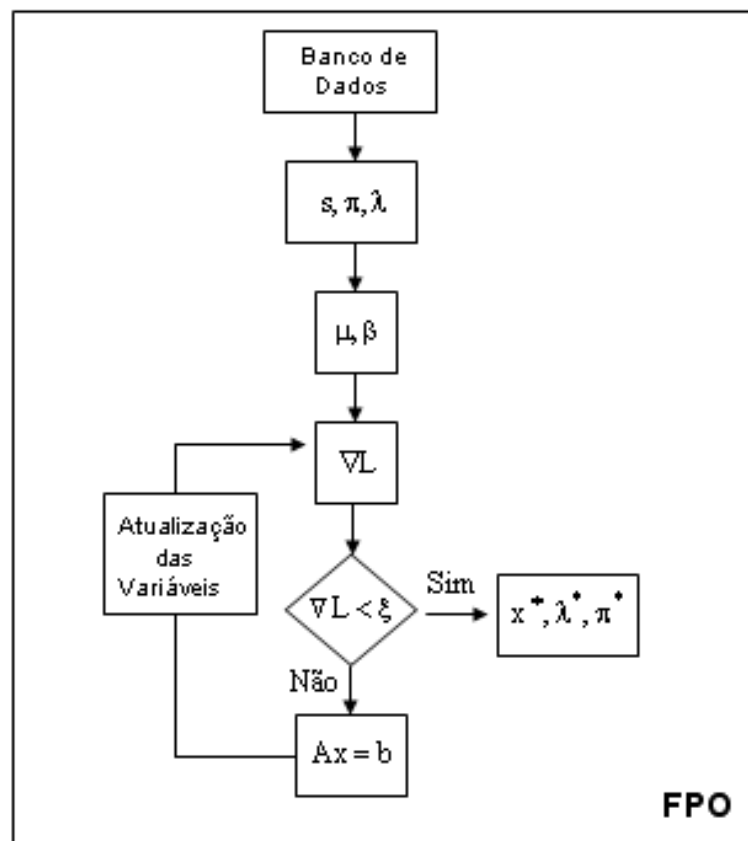


Figura 3.3 – Fluxograma do Algoritmo do FPO

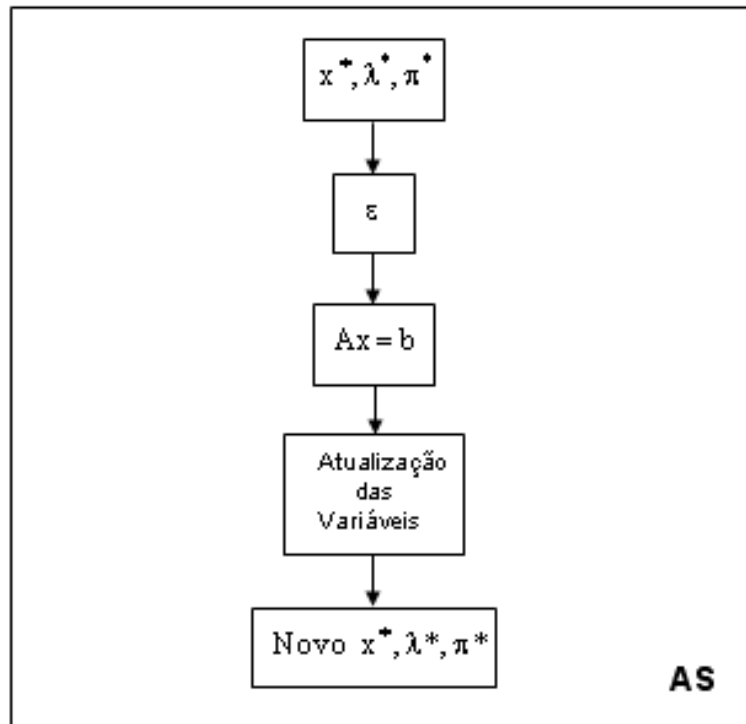


Figura 3.4 – Fluxograma do algoritmo da AS

Abaixo serão listados todos os passos necessários para se resolver o problema de FPO e posteriormente a AS.

Passo 1: Leitura do banco de dados – em que o vetor x^0 será inicializado. Colocar o Problema (3.1) a (3.14) na forma (3.20) para poder ser aplicado o método PDBL.

Passo 2: Inicializar todas as variáveis utilizadas no método PDBL (λ^0, π^0, s^0) .

Passo 3: Ajustar os valores iniciais de μ e β .

Passo 4: Calcular o vetor gradiente ∇L .

Passo 5: Se a norma deste vetor for menor que um $\varepsilon > 0$ especificado e as condições de KKT forem satisfeitas, então, PARE. O ponto referente ao caso base foi encontrado. Caso contrário, vá para o Passo 6.

Passo 6: Calcular a matriz Hessiana da Lagrangiana e resolver o Sistema (3.34).

Passo 7: Calcular os passos primais e duais. Atualizar as variáveis do problema.

Passo 8: Volte ao Passo 4.

Encontra-se o resultado final, em caso de convergência, e o ponto de operação ótimo (x^*, λ^*, π^*) . Pode-se querer saber quanto a solução ótima do problema varia quando ocorrem perturbações na demanda ou nos recursos disponíveis do problema. Neste caso pode-se recorrer, conforme método ilustrado no fluxograma da Figura 3.4.

Passo 9: A partir de um ponto de operação ótimo (x^*, λ^*, π^*) encontrado pelo FPO, especificar as perturbações e construir o sistema de equações para Análise de Sensibilidade.

Passo 10: Resolver o sistema perturbado através do Sistema (3.61).

Passo 11: Atualizar as variáveis do problema através de (3.62 até 3.64).

Passo 12: Encontrar o novo ponto de operação.

A Análise de Sensibilidade, destacada partir do passo 9, evita um processo iterativo e dispensa parâmetros empíricos na sua formulação.

A matriz Hessiana, referida no passo 6, é esparsa e simétrica em valor e estrutura, enquanto a matriz de Sensibilidade, referida no passo 10 do algoritmo, é esparsa e simétrica em estrutura, mas não em valores. Para resolver estes dois sistemas foram utilizadas técnicas de esparsidade, aplicadas à técnica de eliminação de Gauss. Para esta finalidade são utilizadas rotinas descritas como MA57 e a MA28. A MA57 necessita, como informação, somente os valores não-nulos da matriz triangular superior ou inferior, enquanto a MA28 trabalha somente com os valores não-nulos da matriz. A utilização destas sub-rotinas, respectivamente para a resolução da matriz Hessiana e do sistema perturbado, proporcionam economia de memória e tempo de processamento. Tanto o algoritmo de FPO quanto de AS foram implementados em Linguagem C++, em um computador AMD Sempron, com microprocessador de 3,4 GHz, com 1 GB de memória RAM. As duas sub-rotinas, MA28 e MA57, foram implementadas em Fortran. Ao final, foi realizado um link entre essas duas linguagens.

4 – AMPACIDADE

Neste capítulo será apresentada primeiramente uma teoria da disposição dos condutores de energia elétrica, bem como a determinação de sua distância de segurança, em sistemas de transmissão. Para isto será utilizada a norma NBR 5422, em vigor desde 1985. Posteriormente, serão discutidos os efeitos, vantagens e conseqüências de elevadas correntes elétricas em linhas de transmissão, juntamente com a demonstração do método para o cálculo determinístico da ampacidade. Por fim são comentadas as tendências futuras de novos materiais e estudos a respeito da ampacidade e operação das linhas de transmissão em seu limite térmico.

4.1 – DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

O sistema de transmissão é formado por equipamentos tais como: cabos condutores, pára-raios, estruturas de sustentação, entre outros. As estruturas de sustentação, conhecidas também como torres de transmissão, são utilizadas como suporte para os pára – raios e as linhas de transmissão.

As linhas de transmissão são constituídas de uma sucessão de vãos que não podem ser tratados isoladamente, pois os pontos de suspensão não são rígidos. Entre um vão e outro são transmitidos esforços físicos, o que deve ser considerado na fase de projetos das linhas.

Um exemplo ilustrativo, que inclui os parâmetros a serem considerados em projetos de linhas de transmissão é demonstrado a partir de um vão isolado apresentado na Figura 4.1. Nela, um condutor de elos iguais, que ao ser disposto entre dois pontos suficientemente elevados, adquire a forma de uma catenária.

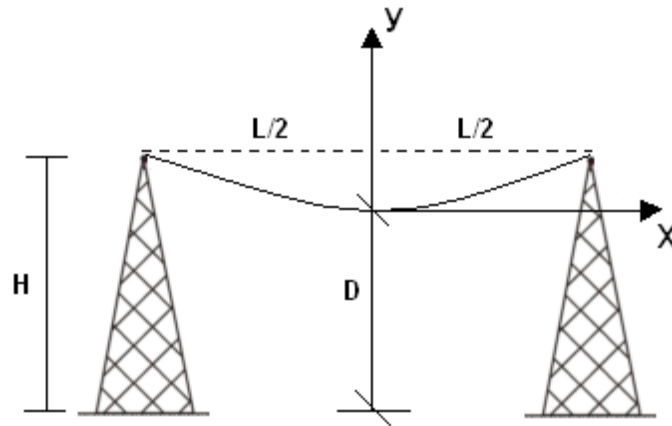


Figura 4.1 – Condutor Suspenso em Duas Torres de Mesma Altura

No esquema da Figura 4.1, são evidenciados alguns parâmetros, como a altura das torres de transmissão (H), o comprimento do vão (L), o qual representa a distância horizontal entre os dois pontos de sustentação do condutor e a distância condutor – solo (D). Por fim, a flecha é representada pela diferença entre a altura da torre e a distância do ponto mais baixo do condutor ao solo.

Segundo a NBR 5422, a distância de segurança é especificada pelas condições mais desfavoráveis de aproximação do condutor ao obstáculo considerado. Sendo assim, a menor distância permitida entre o ponto mais baixo do condutor até o solo é demonstrada através das Equações (4.1) e (4.2).

$$D_S = a + 0.01 \left(\frac{D_V}{\sqrt{3}} - 50 \right), \text{ se } V > 87 \text{ kV} \quad (4.1)$$

ou

$$D_S = a, \text{ se } V \leq 87 \text{ kV} \quad (4.2)$$

Em que:

D_S : Distância de Segurança;

a: Distância básica;

D_V : Valor em metros numericamente igual à tensão máxima de operação em kV.

A variável básica “a” representa a natureza da região ou qualquer elemento que dela se aproxime. Os valores da distância básica “a” são apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Valores de Distância Básica em Relação à Região

Natureza da região atravessada pela linha	Distância básica (m)
Locais acessíveis apenas a pedestres	6,0
Locais onde circulam máquinas agrícolas	6,5
Rodovias, ruas e avenidas.	8,0
Ferrovias não eletrificadas	9,0
Ferrovias eletrificadas	12,0
Telhados e terraços	4,0

Em relação ao nível do mar, o valor da segunda parcela de D_s deverá ser acrescido de 3% para cada 300 metros de altitude acima de 1000 metros.

A locação das linhas ao longo do sistema de transmissão é feita de tal forma que garanta uma distância mínima entre o condutor e o solo, decorrente da maior temperatura do condutor. A distância de segurança dos condutores está intimamente ligada com os limites de carregamento das linhas aéreas de transmissão. Esta ligação aparece com a necessidade de maximizar a utilidade delas até a situação de corrente máxima permitida nos condutores de energia, como será discutido no item 4.2.

4.2 – LIMITE TÉRMICO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO

Nos últimos anos, a construção de novas linhas de transmissão não acompanhou o aumento de consumo de energia elétrica. Para suprir de imediato a demanda por energia, uma das alternativas das concessionárias é operar os sistemas de transmissão existentes no limite de sua capacidade de transporte. Isto tudo, sem colocar em risco a integridade dos seus componentes físicos e, principalmente, da sua confiabilidade operacional.

A determinação destes limites de carregamento procura variar a corrente na linha, supondo fixas determinadas condições ambientais, de modo a atingir a temperatura de projeto, tanto em condições normais como sob emergências.

Quando a corrente alcança determinado valor de limites superiores, tem-se o que se chama de ampacidade de uma linha de transmissão. Significa a sua capacidade máxima de suportar a corrente elétrica em períodos de longa duração, com os condutores submetidos às condições geo – ambientais específicas.

Deb (2000) cita algumas vantagens de uma alta ampacidade em linhas de transmissão, das quais incluem: o menor investimento de capital requerido para a construção de novas linhas e economia na transferência de energia. Como resultado de se atingir uma alta ampacidade da linha, os custos da eletricidade são reduzidos, resultando assim em menor impacto ambiental. Enquanto existem certos benefícios ao aumentar a capacidade de transmissão da linha, seus efeitos devem ser claramente entendidos e calculados corretamente.

Um dos fatores limitantes da capacidade de transporte de energia elétrica é a temperatura do condutor e seus efeitos nas características eletromecânicas dos materiais destes. Esta temperatura resulta do equilíbrio térmico entre as quantidades de calor recebidas e cedidas pelo condutor, devidas principalmente à corrente e às condições climáticas como vento, radiação solar, entre outras.

Normalmente as linhas de transmissão são construídas para uma determinada temperatura de projeto. Ela é definida por estudos econômicos baseando-se na experiência operativa das empresas, conforme Tabela 4.2 Camargo (1984).

Tabela 4.2 – Temperatura de Projeto Utilizada por Empresas de Energia Elétrica

Empresa	Temperatura de Projeto (°C)	Temperatura de Emergência (°C)
CELESC	50	50
CEMIG	60	75
LIGHT	55	100
ELETRONORTE	70	90
COPEL	55	75
ELETROSUL	70	90
CESP	60	90
FURNAS	60	90
CHESF	60	60
CEEE	50	60

O calor produzido pelo fluxo de corrente em linhas de transmissão tem dois efeitos indesejáveis:

- Recozimento e perda gradual da força mecânica em condutores de alumínio causado pela exposição contínua à temperaturas extremas;
- Aumento da flecha e diminuição da distância de segurança para o solo devido à expansão do condutor em altas temperaturas.

O segundo dos efeitos listados acima é geralmente o fator limitante que estabelece a máxima temperatura de operação permitida. Em seu limite, tem-se a distância mínima permitida entre o condutor e o solo. Esta distância deve ser tal que evite contatos com o solo ou outros elementos, como veículos e pessoas que estejam trafegando abaixo delas.

Na Figura 4.2, apresenta-se duas situações em que um cabo condutor é sustentado por duas torres de altura H.

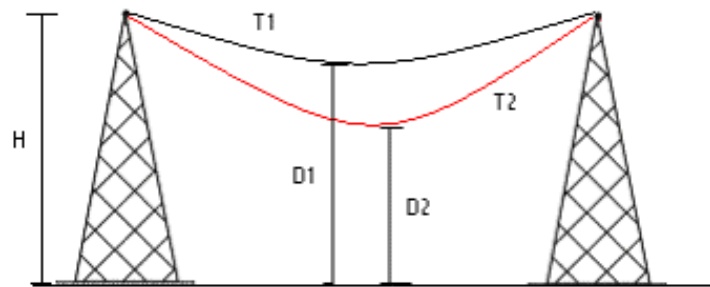


Figura 4.2 – Cabo Condutor em um Vão Para Duas Situações

Em uma primeira situação, T1 é a temperatura inicial dos cabos em situação de corrente nominal. Sendo assim, o decaimento dos condutores em função desta temperatura será de D1. Em uma segunda situação, a linha encontra-se em uma temperatura T2 em condição de capacidade máxima de corrente, sendo proporcional a um decaimento de distância D2, menor em relação ao solo que no caso anterior.

Considerando T2 como sendo a temperatura máxima permitida da linha para que não viole os limites de segurança, determinada em norma técnica, tem – se que:

$$\text{Flecha}_{\text{Máx}} = H - D2 \quad (4.3)$$

A máxima temperatura permitida em linhas de transmissão, para operação segura em regime permanente, são fixados entre 70 e 85°C. Fuchs (1992) relata que em determinados casos de contingências de curta duração, a linha pode operar a 100°C.

Eventualmente as linhas de transmissão podem operar em regime de emergência, com sobrecarga, o que é previsto no projeto de construção das linhas. Mas este procedimento não deve ser utilizado com frequência. Os limites de operação normal e de emergência variam para cada país. De um modo geral, para cada tipo de cabo condutor existe um valor limite de temperatura a operar em regime permanente sem que haja degradação de sua resistência mecânica, acompanhada de aumentos nas taxas de alongamentos permanentes.

4.3 – MÉTODO DETERMINÍSTICO PARA O CÁLCULO DA AMPACIDADE

Faraday (1834) foi um dos primeiros pesquisadores que conduziu a pesquisa teórica e experimental com o intuito de estudar o aquecimento dos condutores de eletricidade, causados por correntes. Outro trabalho pioneiro foi conduzido na França por Legrand (1945) que percebeu a importância da avaliação térmica de condutores em linhas de transmissão. Um modelo de ampacidade estática baseado na equação de balanço de calor foi apresentado por House e Tuttle (1956). O IEEE e o CIGRÉ oferecem atualmente métodos padrões para o cálculo da ampacidade em regime permanente.

As companhias elétricas geralmente assumem que a ampacidade das linhas de transmissão é constante. O sistema de comportamento estático da linha é amplamente usado devido sua simplicidade. Sendo assim, esta análise não requer monitoramento das condições do tempo ou a instalação de sensores sobre a linha de transmissão.

O cálculo da ampacidade, através do método determinístico, é comumente baseado em valores conservativos, tais como radiação solar, velocidade do vento, entre outros. Dados históricos, medidos em campo, servem como base para a determinação destes valores conservativos.

De acordo com a NBR 5422, recomenda-se a utilização simultânea dos seguintes valores, para o cálculo da ampacidade:

- Temperatura média máxima do ar;
- Radiação Solar = 1000 W / m^2 ;
- Velocidade do Vento $\leq 1\text{m/s}$;

Com o auxílio do equacionamento de balanço de calor em regime permanente, é possível chegar a uma grandeza de corrente, para a situação de flecha máxima. A não violação da ampacidade indica que a distância de segurança está sendo satisfeita.

4.3.1 – Cálculo Determinístico Baseado no Método de Morgan

A apresentação do modelo de cálculo de ampacidade de linhas de transmissão está fundamentada nos trabalhos de Vicent Morgan (1978; 1991), descritos em inúmeras comunicações técnicas. O modelo também é baseado nas recomendações do WG 22 da Cigré (1992) e da norma IEEE 638 (1993), ambos elaborados com base nos trabalhos de Morgan.

A metodologia a seguir, segundo SicNet (2006), utiliza a equação clássica do equilíbrio térmico, ou seja, todo calor recebido é igual ao calor perdido, de acordo com a Equação (4.4).

$$Q_j + Q_S = P_C + P_R \quad (4.4)$$

Em que:

Q_j : Ganho de calor por efeito Joule (W/m);

Q_S : Ganho de calor por efeito da incidência da radiação solar nos condutores (W/m);

P_C : Perda de calor por convecção (W/m);

P_R : Perda de calor por radiação. (W/m).

Para o cálculo de Q_j , utiliza-se a Equação (4.5).

$$Q_j = R_{TC} \times I^2 \quad (4.5)$$

Para a determinação de R_{TC} foi utilizado o modelo previsto na norma IEEE 638, que calcula a resistência elétrica do condutor por interpolação linear entre as resistências a 25° e 75° C, de acordo com a Equação (4.6).

$$R_{TC} = R_{AC}^{25} + \frac{(T_C - 25)}{(75 - 25)} \times (R_{AC}^{75} - R_{AC}^{25}) \quad (4.6)$$

Em que:

T_C : Temperatura de projeto do condutor;

R_{AC}^{25} : Resistência AC do condutor à 25°C;

R_{AC}^{75} : Resistência AC do condutor à 75°C.

O calor perdido por convecção (P_C) é dado pela Equação (4.7).

$$P_C = \pi \times \lambda_f \times (T_C - T_a) \times Nu \quad (4.7)$$

Em que:

T_a : Temperatura máxima média do ar;

$$\lambda_f = 2,42 \times 10^{-2} + 7,2 \times 10^{-5} \times T_f \quad (4.8)$$

Em que:

λ_f : Condutividade térmica do ar (W/m.K);

T_f : Temperatura do filme de ar em volta dos condutores (°C).

$$T_f = \frac{T_c + T_a}{2} \quad (4.9)$$

$$Nu = B_2 \times NRE^{m_2} \quad (4.10)$$

Em que:

Nu : Número de Nusselts;

NRE : Número de Reynolds.

Na Equação (4.10), os valores de B_2 e m_2 são obtidos a partir da Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Valores Para o Cálculo do Número de Nusselts

Faixa de rugosidade	Faixa de NRE	B_2	m_2
0,05 < RR < 0,718	100 < NRE < 2650	0,641	0,471
RR < 0,05	2650 < NRE < 50000	0,178	0,633
0,05 < RR < 0,718	2650 < NRE < 50000	0,048	0,800

A Rugosidade (RR) é determinada em função do diâmetro do cabo e do diâmetro do tento de alumínio, de acordo com a Equação (4.11). O tento de alumínio é um dos fios internos que compõe o cabo condutor.

$$RR = \frac{d_2}{2 \times (d_1 - 2d_2)} \quad (4.11)$$

Em que:

d_1 : Diâmetro do condutor;

d_2 : Diâmetro do tento de alumínio.

O número de Reynolds (NRE) é determinado pela Equação (4.12).

$$NRE = \frac{v \times d_1}{\nu_f} \quad (4.12)$$

Em que:

v : Velocidade do Vento.

A viscosidade cinemática (ν_f) é calculada pela Equação (4.13).

$$\nu_f = 1,32 \times 10^{-5} + 9,5 \times 10^{-8} \times T_f \quad (4.13)$$

A perda de calor por convecção (P_R) é dada pela Equação (4.14).

$$P_R = \psi \times \xi \times \pi \times d_1 \times ((T_C + 273)^4 - (T_a + 273)^4) \quad (4.14)$$

Em que:

ψ : $5,67 \times 10^{-8}$ (Constante de Boltzman)

ξ : 0,5 (Coeficiente de Emissividade do Condutor)

Considerando que há pequenas divergências na interpretação das equações de cálculos das radiações direta e indireta, propõe-se que seja utilizado o valor da radiação incidente na altura da linha de transmissão, obtido através de medição. Este valor já englobaria todas possíveis correções e resultaria em correção zero para a altitude da linha de transmissão. Caso não se tenha valores medidos, utilizar o valor de 1000 W/m^2 para a radiação direta normal. O ganho de calor por radiação solar é dado pela Equação (4.15).

$$Q_s = \alpha_s \times d_1 \times I_B \quad (4.15)$$

Em que:

α_s : Coeficiente de absorção do condutor;

I_B : Radiação direta normal (W / m^2).

Com os valores de P_C , P_R , Q_S , R_{TC} calculados, determina-se a ampacidade a partir da Equação (4.16).

$$I_{\text{amp}} = \sqrt{\frac{P_C + P_R - Q_S}{R_{TC}}} \quad (4.16)$$

4.4 – ESTUDOS FUTUROS E TENDÊNCIAS

Condutores especiais podem ser usados para transferir correntes mais altas em circuitos de transmissão altamente congestionados. Estudos recentes conduzidos por Deb e KEPCO (2002) mostraram que a capacidade de transmissão pode ser dobrada com a aplicação de novos tipos de condutores. Eles são capazes de operar em temperaturas mais altas com menor decaimento dos cabos e sem qualquer deterioração térmica.

Novos tipos de materiais para linhas de transmissão, considerando baixos campos magnéticos estão sendo desenvolvidos. Este estudo é importante do ponto de vista da ampacidade, pois as futuras linhas de transmissão poderão ser construídas com a capacidade de transferência de potência mais altas e com o mínimo de campo magnético.

Devido a razões ambientais, regulatórias e econômicas, não é sempre possível a construção de novas linhas de transmissão. Sendo assim, novos métodos são requeridos para maximizar a utilização dos sistemas de potência ativos existentes, devido ao crescente aumento da demanda por energia.

5 – ESTUDOS DE CASOS

Neste capítulo serão apresentados os estudos de casos em sistemas de energia elétrica utilizando a ferramenta de FPO. Posteriormente, será apresentado o mesmo problema de FPO considerando a inclusão de perturbações na demanda ativa das barras de carga dos sistemas. O problema de FPO perturbado será resolvido por uma técnica de AS. Baseado no teorema de Fiacco, a AS fornece novos pontos de operação sem a necessidade de ajustar os parâmetros empíricos. Ao final do capítulo é realizado um estudo entre o Fluxo de Carga convencional (FC) e o FPO para o sistema de 3 barras. Os pontos de operação entre os dois métodos foram comparados, onde se verificou a eficiência do FPO ao minimizar as perdas e também em manter a corrente abaixo dos valores do FC devido ao aumento gradativo de carga.

As restrições mecânicas foram trabalhadas por meio do limite de corrente estabelecido para as linhas de transmissão, as quais foram incorporadas ao problema de FPO. O limite de corrente foi obtido através de um modelo de equacionamento utilizando o método determinístico para o cálculo da ampacidade, como descrito no Apêndice B.

Os sistemas utilizados para os testes foram: 3 barras, IEEE 14 e 30 barras e o sistema equivalente Eletronorte. Este último foi dividido em três condições de carga: carga leve, média e pesada. O sistema de 3 barras foi apresentado de forma mais detalhada. Os sistemas do IEEE foram obtidos no *site* www.ee.washington.edu/research/pstca/. O sistema equivalente Eletronorte é mostrado em detalhes no Apêndice C. As características dos sistemas testados estão apresentadas na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Características dos Sistemas Elétricos

Sistema	Tipos de Barra			Tap Transformador		Linhas
	Referência	PV	Carga	Variáveis	Fixos	
3 Barras	1	1	1	-	-	2
14 Barras	1	4	9	3	-	20
30 Barras	1	5	24	4	-	41
Eletronorte Carga Leve	1	13	128	39	43	157
Eletronorte Carga Média	1	13	128	39	43	157
Eletronorte Carga Pesada	1	13	128	39	43	157

5.1 – SISTEMA DE 3 BARRAS

O sistema de 3 barras, utilizado no trabalho de Dommel e Tinney (1968), por ser um sistema de pequeno porte, foi escolhido para apresentar de forma detalhada as ferramentas desenvolvidas: Fluxo de Potência Ótimo com restrição de corrente e posteriormente a Análise de Sensibilidade. O modelo de FPO deste sistema será apresentado e resolvido pelo método primal-dual barreira logarítmica, enquanto a Análise de Sensibilidade será baseada no Teorema de Fiacco. Foi definido para todas as simulações, que o sistema de 3 barras está operando sobre uma tensão de 138 kV. As características do sistema de 3 barras, como apresentado na Figura 5.1, foram descritas na Tabela 5.1.

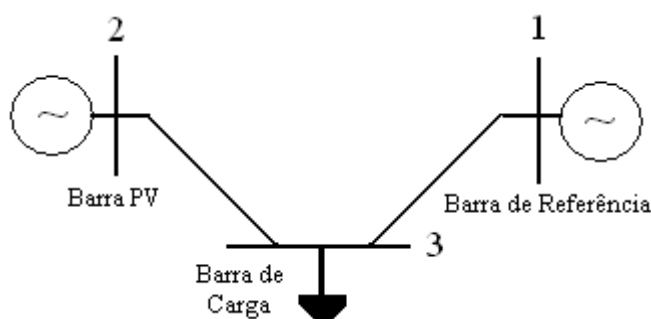


Figura 5.1 – Sistema de 3 Barras

Na Tabela 5.2, tem-se os dados iniciais da magnitude e fase das tensões, e os dados de geração e carga das barras. Na Tabela 5.3, tem-se os limites de tensão e de geração de potência reativa nas barras.

Tabela 5.2 – Dada de Barra do Sistema de 3 Barras

Barra	Tipo	V(pu)	θ°	$P^G(\text{MW})$	$Q^G(\text{Mvar})$	$P^C(\text{MW})$	$Q^C(\text{Mvar})$
1	referência	1,000	0,0	0	0	0	0
2	PV	1,000	9,0	170	0	0	0
3	carga	1,000	-5,0	0	0	200	100

Tabela 5.3 – Limites de Tensão e de Geração de Potência Ativa e Reativa¹.

Barra	$V_{\min}(\text{pu})$	$V_{\max}(\text{pu})$	$P_{\min}(\text{MW})$	$P_{\max}(\text{MW})$	$Q_{\min}(\text{Mvar})$	$Q_{\max}(\text{Mvar})$
1	0,9	1,1	- 9999	9999	- 9999	9999
2	0,9	1,1	-	-	100	200
3	0,9	1,1	-	-	-	-

¹ Os valores - 9999 e 9999 indicam que as gerações são livres.

O valor adotado para o limite de corrente que interliga as barras de número 2 e 3 foi de 890 A, de acordo com a metodologia de cálculo apresentada no Apêndice A.

5.1.1 Solução do sistema de 3 barras pelo Fluxo de Potência Ótimo

O Problema (5.1) apresenta o FPO do sistema da Figura 5.1. A função objetivo representa as perdas de potência ativa nas linhas de transmissão do sistema. Para a barra de carga, têm-se duas equações de igualdade, que são as equações de balanço da rede (ΔP_3 e ΔQ_3). Para a linha de transmissão que conecta as barras 2 e 3, tem-se a restrição do módulo da corrente, ($|I_{23}|$). A ampacidade inserida no programa de FPO tem sido calculada a partir do método determinístico conforme item 4.3.1. Todas as tensões são canalizadas, possuindo limites mínimos e máximos. A formulação do problema pode ser apresentada como segue:

$$\begin{aligned}
 &\text{Minimizar } g_{23}(V_2^2 + V_3^2 - 2V_2V_3 \cos \theta_{23}) + g_{13}(V_1^2 + V_3^2 - 2V_1V_3 \cos \theta_{13}) \\
 &\text{sujeito a :} \\
 &\Delta P_3 = 0 \\
 &\Delta Q_3 = 0 \\
 &|I_{23}| \leq I_{\max} \\
 &0,9 \leq V_1 \leq 1,1 \\
 &0,9 \leq V_2 \leq 1,1 \\
 &0,9 \leq V_3 \leq 1,1
 \end{aligned} \tag{5.1}$$

Em que:

$$\begin{aligned}
 \Delta P_3 = -2 - &\left(V_3^2 g_{13} - V_3 V_1 g_{13} \cos \theta_{31} - V_3 V_1 b_{13} \text{sen} \theta_{31} \right) + \\
 &- \left(V_3^2 g_{23} - V_3 V_2 g_{23} \cos \theta_{32} - V_3 V_2 b_{23} \text{sen} \theta_{32} \right)
 \end{aligned} \tag{5.2}$$

$$\begin{aligned}
 \Delta Q_3 = -1 - &\left(-V_3^2 b_{13} + V_3 V_1 b_{13} \cos \theta_{31} - V_3 V_1 g_{13} \text{sen} \theta_{31} \right) + \\
 &- \left(-V_3^2 b_{23} + V_3 V_2 b_{23} \cos \theta_{32} - V_3 V_2 g_{23} \text{sen} \theta_{32} \right)
 \end{aligned} \tag{5.3}$$

$$I_{2-3} = j b_{23}^{\text{sh}} V_2 e^{j\theta_2} + (g_{23} + j b_{23})(V_2 e^{j\theta_2} - V_3 e^{j\theta_3}) \tag{5.4}$$

O método primal-dual barreira logarítmica será utilizado na solução do problema de programação não-linear, apresentado em (5.1). Para isso, será necessário transformar todas as restrições de desigualdades em igualdades por meio do uso de variáveis de folga ou excesso. Assim, o Problema (5.1) será reescrito da seguinte maneira.

$$\begin{aligned}
& \text{Minimizar } g_{23}(V_2^2 + V_3^2 - 2V_2V_3 \cos \theta_{23}) + g_{13}(V_1^2 + V_3^2 - 2V_1V_3 \cos \theta_{13}) \\
& \text{sujeito a :} \\
& \Delta P_3 = 0 \\
& \Delta Q_3 = 0 \\
& I_{23} + s_{I23_max} = I_{max} \\
& V_1 + s_{V1_max} = 1,1 \\
& V_1 - s_{V1_min} = 0,9 \\
& V_2 + s_{V2_max} = 1,1 \\
& V_2 - s_{V2_min} = 0,9 \\
& V_3 + s_{V3_max} = 1,1 \\
& V_3 - s_{V3_min} = 0,9 \\
& s_{I23_max} \geq 0 \\
& s_{V1_max} \geq 0 \\
& s_{V1_min} \geq 0 \\
& s_{V2_max} \geq 0 \\
& s_{V2_min} \geq 0 \\
& s_{V3_max} \geq 0 \\
& s_{V3_min} \geq 0
\end{aligned} \tag{5.5}$$

As variáveis de folga correspondem às restrições relacionadas ao limite máximo, e as variáveis de excesso estão relacionadas ao limite mínimo. Essas variáveis, estritamente positivas, são incorporadas à função objetivo por meio da função barreira logarítmica e do parâmetro de barreira, como mostrado em (5.6).

$$\begin{aligned} \text{Minimizar } & g_{23}(V_2^2 + V_3^2 - 2V_2V_3 \cos \theta_{23}) + g_{13}(V_1^2 + V_3^2 - 2V_1V_3 \cos \theta_{13}) + \\ & -\mu_I(\ln S_{I23_max}) + \\ & -\mu_V(\ln s_{V1_max} + \ln s_{V1_min}) + \\ & -\mu_V(\ln s_{V2_max} + \ln s_{V2_min}) + \\ & -\mu_V(\ln s_{V3_max} + \ln s_{V3_min}) + \end{aligned}$$

sujeito a :

$$\Delta P_3 = 0$$

$$\Delta Q_3 = 0$$

$$I_{23} + s_{I23_max} = I_{max}$$

$$V_1 + s_{V1_max} = 1,1$$

$$V_1 - s_{V1_min} = 0,9$$

$$V_2 + s_{V2_max} = 1,1$$

$$V_2 - s_{V2_min} = 0,9$$

$$V_3 + s_{V3_max} = 1,1$$

$$V_3 - s_{V3_min} = 0,9$$

(5.6)

Associa-se ao Problema (5.6) uma função Lagrangiana. Para cada restrição do problema, tem-se um multiplicador de Lagrange correspondente. A função Lagrangiana é dada por:

$$\begin{aligned} L = & g_{23}(V_2^2 + V_3^2 - 2V_2V_3 \cos \theta_{23}) + g_{13}(V_1^2 + V_3^2 - 2V_1V_3 \cos \theta_{13}) + \\ & -\mu_I(\ln s_{I23_max}) + \\ & -\mu_V(\ln s_{V1_max} + \ln s_{V1_min}) + \\ & -\mu_V(\ln s_{V2_max} + \ln s_{V2_min}) + \\ & -\mu_V(\ln s_{V3_max} + \ln s_{V3_min}) + \\ & \lambda_{p3}(\Delta P_3) + \lambda_{q3}(\Delta Q_3) + \\ & \pi_{I23_max}(I_{23} + s_{I23_max} - I_{max}) + \\ & \pi_{V1_max}(V_1 + s_{V1_max} - 1,1) + \\ & \pi_{V1_min}(V_1 - s_{V1_min} - 0,9) + \\ & \pi_{V2_max}(V_2 + s_{V2_max} - 1,1) + \\ & \pi_{V2_min}(V_2 - s_{V2_min} - 0,9) + \\ & \pi_{V3_max}(V_3 + s_{V3_max} - 1,1) + \\ & \pi_{V3_min}(V_3 - s_{V3_min} - 0,9) + \end{aligned}$$

(5.7)

As condições necessárias de primeira-ordem são aplicadas em (5.7), gerando um sistema de equações não-lineares, cujas raízes serão encontradas pelo método de Newton. A estimativa inicial para os multiplicadores de Lagrange irrestritos é de $\lambda_{p3} = 0$ e $\lambda_{q3} = 0$.

Os multiplicadores do tipo π e as variáveis de folga e de excessos foram inicializados conforme mencionado no item 3.4, satisfazendo as condições de KKT. Os valores de μ e β são inicializados arbitrariamente pelo usuário do programa.

A Tabela 5.4 apresenta o resultado do sistema de 3 barras considerando a restrição de corrente na linha que interliga as barras de número 2 e 3.

Tabela 5.4 – Resultados do FPO Para o Sistema de 3 Barras

Barra	Tipo	V (pu)	θ (grau)	P^G (MW)	Q^G (Mvar)
1	referência	1,0498	0,0	43,6	30,9
2	PV	1,1000	4,7	170,0	100,0
3	carga	0,9737	-1,3	-	-
Número de Iterações					8
Corrente na linha 2-3 (A)					750,14
Perdas na Transmissão (MW)					13,613

De acordo com a Tabela 5.4, todas as tensões foram fixadas dentro de seus limites estabelecidos de 0,9 e 1,1. Tem-se também que a ampacidade na linha 2-3 e a geração de potência reativa na barra 2 não foram violadas, permanecendo dentro de seus limites estabelecidos.

5.1.2 – Solução do sistema de 3 barras pela Análise de Sensibilidade

Por meio do FPO obteve-se a solução do Problema (5.1). Se perturbações forem incluídas ao FPO, um novo ponto de operação deve ser obtido. A Análise de Sensibilidade determina esse novo ponto de operação da rede elétrica sem a necessidade de executar o programa de FPO novamente. Logo a Análise de Sensibilidade parte de uma solução ótima factível.

Considere o Problema (5.1) com perturbação na restrição de igualdade. O índice utilizado para diferenciar o parâmetro de perturbação ε é igual ao índice do multiplicador de Lagrange associado à restrição. O Problema (5.1) pode ser reescrito da seguinte maneira:

$$\begin{aligned}
& \text{Minimizar } g_{23}(V_2^2 + V_3^2 - 2V_2V_3 \cos \theta_{23}) + g_{13}(V_1^2 + V_3^2 - 2V_1V_3 \cos \theta_{13}) \\
& \text{sujeito a :} \\
& \Delta P_3 = 0 \\
& \Delta Q_3 = 0 \\
& |I_{23}| \leq I_{\max} \\
& 0,9 \leq V_1 \leq 1,1 \\
& 0,9 \leq V_2 \leq 1,1 \\
& 0,9 \leq V_3 \leq 1,1
\end{aligned} \tag{5.8}$$

Em que:

$$\begin{aligned}
\Delta P_3 = -(2 + \varepsilon_{p3}) - & \left(V_3^2 g_{13} - V_3 V_1 g_{13} \cos \theta_{31} - V_3 V_1 b_{13} \text{sen} \theta_{31} \right) + \\
& - \left(V_3^2 g_{23} - V_3 V_2 g_{23} \cos \theta_{32} - V_3 V_2 b_{23} \text{sen} \theta_{32} \right)
\end{aligned} \tag{5.9}$$

$$\begin{aligned}
\Delta Q_3 = -1 - & \left(-V_3^2 b_{13} + V_3 V_1 b_{13} \cos \theta_{31} - V_3 V_1 g_{13} \text{sen} \theta_{31} \right) + \\
& - \left(-V_3^2 b_{23} + V_3 V_2 b_{23} \cos \theta_{32} - V_3 V_2 g_{23} \text{sen} \theta_{32} \right)
\end{aligned} \tag{5.10}$$

$$\bar{I}_{km} = j b_{km}^{\text{sh}} V_k e^{j\theta_k} + (g_{km} + j b_{km}) (V_k e^{j\theta_k} - V_m e^{j\theta_m}) \tag{5.11}$$

As restrições de desigualdades são desmembradas em duas. Para simplificar a representação do problema fez-se todas as restrições do tipo \leq . Dessa forma, o Problema (5.8) é reescrito como:

$$\begin{aligned}
& \text{Minimizar } g_{23}(V_2^2 + V_3^2 - 2V_2V_3 \cos \theta_{23}) + g_{13}(V_1^2 + V_3^2 - 2V_1V_3 \cos \theta_{13}) \\
& \text{sujeito a :} \\
& \Delta P_3 = 0 \\
& \Delta Q_3 = 0 \\
& |I_{23}| \leq I_{\max} \\
& V_1 \leq 1,1 \\
& -V_1 \leq -0,9 \\
& V_2 \leq 1,1 \\
& -V_2 \leq -0,9 \\
& V_3 \leq 1,1 \\
& -V_3 \leq -0,9
\end{aligned} \tag{5.12}$$

Considere a função objetivo como $f(x)$, as restrições de igualdade ΔP_3 e ΔQ_3 , como $g_1(x)$ e $g_2(x)$, respectivamente, e as restrições de desigualdade definidas como $h_i(x)$, $i = 1, \dots, 7$, na ordem apresentada em (5.12). Os índices dos multiplicadores de Lagrange associados às restrições de igualdade e desigualdade acompanham essa modificação na apresentação do problema. Dessa forma, a função Lagrangiana associada ao problema (5.12) é:

$$\begin{aligned}
L = & f(x) + \lambda_1 g_1(x) + \lambda_2 g_2(x) + \\
& \pi_1 h_1(x) + \pi_2 h_2(x) + \\
& \pi_3 h_3(x) + \pi_4 h_4(x) \\
& \pi_5 h_5(x) + \pi_6 h_6(x) \\
& \pi_7 h_7(x)
\end{aligned} \tag{5.13}$$

O sistema para Análise de Sensibilidade é construído aplicando na função Lagrangiana (5.13):

a) as condições necessárias de primeira-ordem em relação às variáveis primais:

$$\nabla_x L(x, \lambda, \pi, \varepsilon) = 0 \tag{5.14}$$

b) as restrições de igualdade satisfeitas:

$$\begin{aligned}
g_1(x, \varepsilon) &= 0 \\
g_2(x, \varepsilon) &= 0
\end{aligned} \tag{5.15}$$

c) a condição de folga complementar:

$$\begin{aligned}
 \pi_1 h_1(x) &= 0 \\
 \pi_2 h_2(x) &= 0 \\
 \pi_3 h_3(x) &= 0 \\
 \pi_4 h_4(x) &= 0 \\
 \pi_5 h_5(x) &= 0 \\
 \pi_6 h_6(x) &= 0 \\
 \pi_7 h_7(x) &= 0
 \end{aligned} \tag{5.16}$$

Expandindo o sistema de equações não-lineares (5.14) a (5.16), em série de Taylor, até primeira-ordem em torno da solução do Problema (5.1) não-perturbado, tem-se o sistema para Análise de Sensibilidade que foi mostrado em (3.59).

A solução factível obtida pelo FPO foi utilizada pela AS como ponto inicial com o objetivo de se realizar testes de aumento de carga ativa na barra de número 3. A carga ativa desta barra é igual a 200 MW, segundo a Tabela 5.2. Ela foi perturbada conforme o percentual apresentado na Tabela 5.5. Em 0% tem-se o caso base, ou seja, o resultado obtido através do FPO não perturbado.

Os limites operacionais utilizados no programa de AS foram:

a) $0,9 \text{ pu} \leq V \leq 1,1 \text{ pu}$, para todas as barras;

b) $I_{2-3}^{\max} = 890 \text{ A}$.

Tabela 5.5 – Resultados da AS Para o Sistema de 3 Barras

Perturbação	Perdas (MW)	Geração Ativa (MW)	I_{2-3} (A)	DDP ₂₋₃ (pu)	I_{1-3} (A)
caso base	13,613	213,6	750,14	0,126	209,18
1%	13,761	215,8	747,10	0,125	222,74
2%	13,921	217,9	744,10	0,123	232,53
4%	14,279	222,3	738,21	0,121	251,02
6%	14,686	226,8	732,50	0,118	271,52
8%	15,144	231,4	726,95	0,116	288,67
10%	15,650	236,0	721,58	0,113	309,59

A barra 2 é do tipo PV, com geração de potência ativa fixa. Tem-se então que a corrente na linha 2-3 não é crescente com o aumento da carga. Como o sistema é radial e o aumento de carga ocorre na barra 3, a AS estimou pontos para satisfazer a demanda através da linha 1-3, e reduziu a corrente na linha 2-3 restringida, conforme a Tabela 5.5. Outro detalhe refere-se à diferença de potencial (DDP) entre as barras 2 e 3 como mostra a Tabela 5.5. De acordo com o aumento da demanda, a DDP entre essas duas barras tende a diminuir e conseqüentemente a corrente entre as duas barras também diminui.

Através do gráfico da Figura 5.2, nota-se que a técnica de sensibilidade forneceu pontos de operação com até 10% de perturbação na demanda do sistema, satisfazendo as equações de balanço da rede elétrica. Apesar dos *mismatches* apresentarem um comportamento se distanciando de zero, em todo o carregamento percebe-se que seus valores permaneceram abaixo de 1 MW e 1 Mvar.

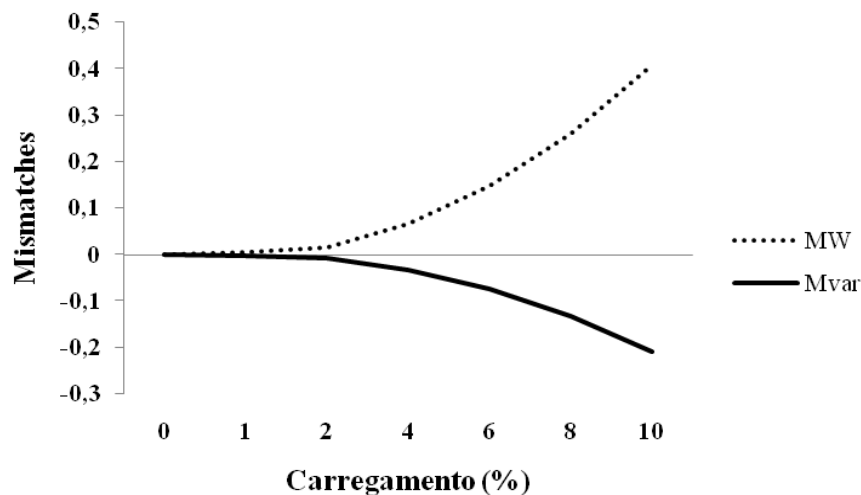


Figura 5.2 – Equações de Balanço Para o Sistema de 3 Barras

O problema de AS não é um processo iterativo, já que os valores são atualizados de acordo com o sistema de (3.62) a (3.64). É uma vantagem bastante considerável, pois exige menos esforço computacional.

Os mesmos testes de carregamento apresentado pela Tabela 5.5 foram realizados pelo FPO, estabelecendo as mesmas restrições, com o objetivo de se comparar seus resultados com os da AS. O gráfico da Figura 5.3 faz uma comparação entre as perdas obtidas através das duas ferramentas, para um aumento de demanda de até 10%. Percebe-se que em 0% as perdas são iguais e ao aumentar a demanda, seus valores de perdas tendem a aumentar. Nota-se através da Figura 5.3 que a AS estimou pontos de operação bem próximos aos obtidos pelo FPO.

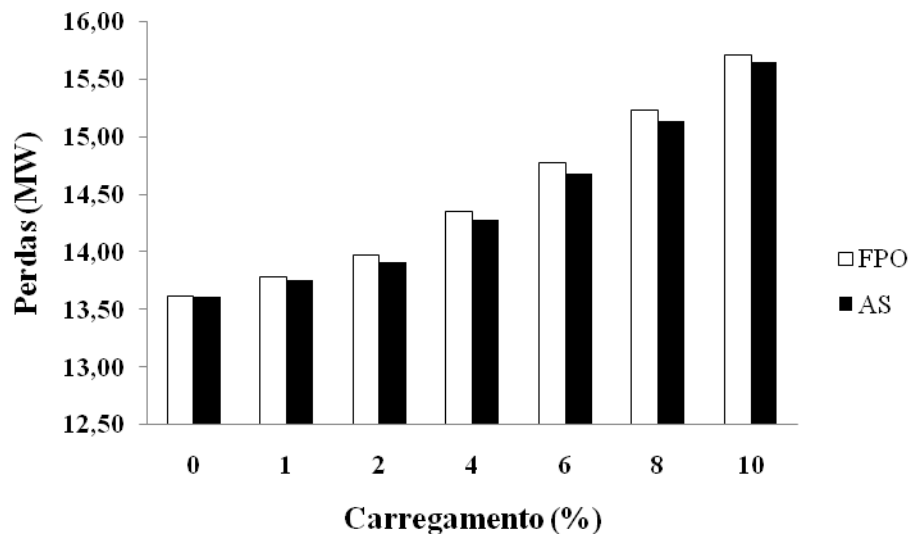


Figura 5.3 – Comparativo das Perdas no Sistema de 3 Barras

5.2 – SISTEMA IEEE 14 BARRAS

O programa de FPO foi utilizado para resolver o sistema IEEE 14 barras, o qual está apresentado na Figura 5.4. Posteriormente é feito um estudo do comportamento da rede resultante de aumentos sucessivos na demanda ativa total do sistema utilizando a AS. Foi definido para todas as simulações, que o sistema de 14 barras está operando sobre uma tensão de 500 kV. As características utilizadas nesse sistema estão descritas na Tabela 5.1.

adotados para os limites de fluxo de potência aparente e corrente, valores abaixo ao apresentado para o cenário 1. Para o cenário 2, incluiu-se apenas a restrição de fluxo de potência aparente com um valor de 53 MVA, enquanto que no cenário 3, incluiu-se apenas o limite de fluxo de corrente com um valor de 15 A. De acordo com os resultados, o programa se mostrou eficiente, sendo que nos dois casos, os valores ficaram abaixo de seus limites superiores. No cenário 4, decidiu-se estabelecer ambas as restrições, de corrente e de fluxo de potência aparente, com valores inferiores a 15,26 A e 53,27 MVA respectivamente. Novamente o programa ofereceu pontos de operação factíveis em que os limites superiores são respeitados.

Tabela 5.6 – Resultados do FPO Para o Sistema de 14 Barras

Cenários	Restrições no FPO	Ativadas	Perdas (MW)	S_{2-4} (MVA)	I_{10-11} (A)	S_{max} (MVA)	I_{max} (A)
1	$ S_{2-4} \leq S_{max}$	Não	10,18	53,27	15,26	-	-
	$ I_{10-11} \leq I_{max}$	Não					
2	$ S_{2-4} \leq S_{max}$	Sim	9,92	52,42	71,58	53	-
	$ I_{10-11} \leq I_{max}$	Não					
3	$ S_{2-4} \leq S_{max}$	Não	9,23	53,64	9,32	-	15
	$ I_{10-11} \leq I_{max}$	Sim					
4	$ S_{2-4} \leq S_{max}$	Sim	10,00	52,21	8,58	53	15
	$ I_{10-11} \leq I_{max}$	Sim					

5.2.2 – Solução do sistema de 14 barras pela Análise de Sensibilidade

Perturbações na demanda ativa, variando de 1% a 10%, foram acrescentadas em todas as cargas das barras de carga do sistema. Considerando o cenário 3 da Tabela 5.6, obteve-se o comportamento do sistema, verificado por meio da AS, de acordo com a Tabela 5.7.

Os limites operacionais utilizados no programa de AS foram:

- a) $0,9 \text{ pu} \leq V \leq 1,1 \text{ pu}$, para todas as barras;
- b) $I_{10-11}^{max} = 15 \text{ A}$.

Tabela 5.7 – Resultados da AS Para o Sistema de 14 Barras

Perturbação	Perdas (MW)	Geração Ativa (MW)	I_{10-11} (A)	DDP_{10-11} (pu)
0%	9,234	232,4	9,32	0,0157
1%	9,420	234,9	9,23	0,0155
2%	9,609	237,3	9,14	0,0154
4%	9,997	242,1	8,97	0,0150
6%	10,396	247,0	8,80	0,0147
8%	10,807	251,8	8,62	0,0144
10%	11,230	256,7	8,45	0,0140

Através da Tabela 5.7, nota-se que tanto as perdas quanto a geração ativa tendem a aumentar com o acréscimo da demanda total do sistema. A corrente na linha restringida ao contrário se comportou de forma decrescente. Isto se deve ao formato da topologia da rede e também do programa AS de estimar os melhores pontos ao redor do caso base. Fato comprovado pela DDP, que como a corrente, decresce com o incremento da demanda total.

A técnica de sensibilidade forneceu pontos de operação com até 10% de perturbação na demanda do sistema, satisfazendo as equações de balanço da rede elétrica, com seus valores abaixo de 1 MW e 1 Mvar.

Os mesmos testes de carregamento apresentado pela Tabela 5.7 foram realizados pelo FPO, estabelecendo as mesmas restrições, com o objetivo de se comparar seus resultados com os da AS. O gráfico da Figura 5.5 faz uma comparação entre as perdas obtidas através das duas ferramentas, para um aumento de demanda de até 10%. Percebe-se que em 0% as perdas são iguais e ao aumentar a demanda, seus valores de perdas tendem a aumentar. Aumentando o carregamento, como no sistema de 3 barras, a AS estimou pontos próximos em relação ao FPO.

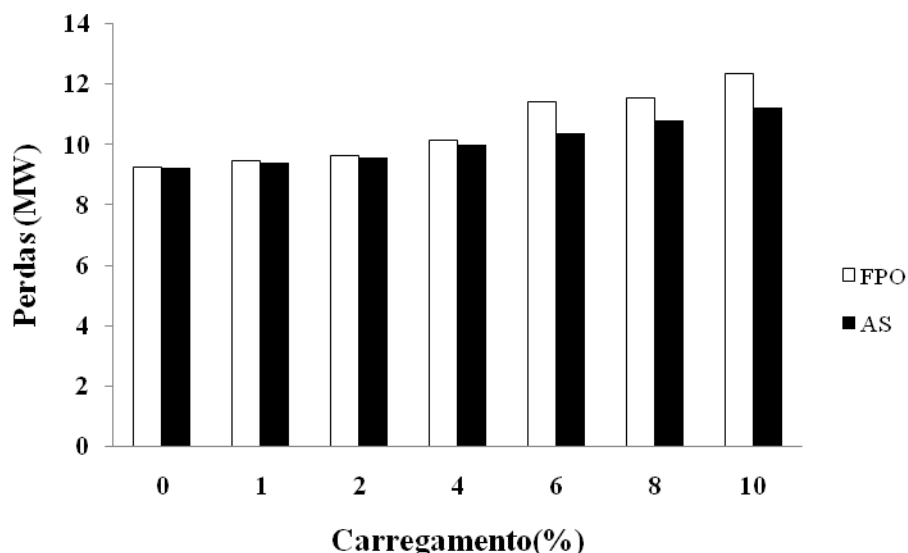


Figura 5.5 – Comparativo das Perdas no Sistema de 14 Barras

5.3 – SISTEMA DE 30 BARRAS

O sistema de 30 barras em 440 kV é descrito a partir da Tabela 5.1. O programa de FPO foi utilizado para resolver o sistema de 30 barras. Posteriormente é feito um estudo do comportamento da rede, resultante de aumentos sucessivos na demanda de potência ativa na barra de número 4, utilizando a AS.

5.3.1 Solução do sistema de 30 barras pelo Fluxo de Potência Ótimo

Com o objetivo de verificar a influência da restrição de fluxo de corrente em linhas de transmissão no desempenho do sistema, acrescentou-se ao modelo de FPO uma linha com limite na transmissão. Com o objetivo de se comprovar a eficiência da ferramenta de otimização, foi adotado um valor menor que a magnitude da corrente que atravessa a linha em condições normais sem restrição. A linha escolhida é a que ligam as barras de número 3 e 4.

Os limites operacionais utilizados no programa de FPO foram:

- a) $0,9 \text{ pu} \leq V \leq 1,1 \text{ pu}$, para todas as barras;
- b) $I_{3-4}^{\max} = 100 \text{ A}$.

Os pontos de operação foram obtidos de acordo com a simulação de 2 cenários. Em um primeiro cenário, nenhuma das restrições na linha foi ativada. Enquanto que em uma segunda situação, ativou-se o limite de corrente abaixo de 101,07 A. Valor este encontrado no caso em que não há restrição. Nota-se a partir dos resultados pela Tabela 5.8, que o programa de FPO conseguiu reduzir o valor da corrente para abaixo da corrente máxima estabelecida na linha 3-4, além de reduzir as perdas de potência ativa.

Tabela 5.8 – Resultados do FPO Para o Sistema de 30 Barras

Cenários	Restrições no FPO	Ativadas	Perdas (MW)	I_{3-4} (A)	I_{max} (A)
1	$ I \leq I_{maz}$	Não	17,843	101,07	-
2	$ I \leq I_{max}$	Sim	17,463	99,55	100

5.3.2 – Solução do sistema 30 barras pela Análise de Sensibilidade

Perturbações variando de 0% a 10% foram acrescentadas somente na carga ativa da barra de número 4, onde foi testado o segundo cenário descrito na Tabela 5.8. O comportamento do sistema foi verificado por meio da AS, de acordo com a Tabela 5.9.

Os limites operacionais utilizados no programa de AS foram:

- a) $0,9 \text{ pu} \leq V \leq 1,1 \text{ pu}$, para todas as barras;
- b) $I_{3-4}^{max} = 100 \text{ A}$.

Tabela 5.9 – Resultados da AS Para o Sistema de 30 Barras

Perturbação	Perdas (MW)	Geração Ativa (MW)	I_{3-4} (A)	DDP_{3-4} (pu)
0%	17,463	260,7	99,55	0,0088
1%	17,468	260,8	99,58	0,0088
2%	17,473	260,9	99,61	0,0088
4%	17,484	261,1	99,67	0,0089
6%	17,496	261,2	99,73	0,0090
8%	17,507	261,4	99,79	0,0090
10%	17,519	261,5	99,85	0,0091

Nota-se que as perdas ativas do sistema, a DDP na linha 3-4 e a corrente na linha restringida aumentaram com o acréscimo da demanda nestas barras consideradas. Como a demanda ativa aumenta, a geração de potência ativa também se manteve crescente com o carregamento.

Com os valores de corrente da Tabela 5.9, gerou-se o gráfico da Figura 5.6. Ele mostra o comportamento da corrente na linha 3-4. Nota-se que o sistema permite o aumento de demanda ativa, na barra de número 4, em até aproximadamente 15%. A partir deste ponto, o programa passa a não respeitar o valor máximo de corrente estabelecido.

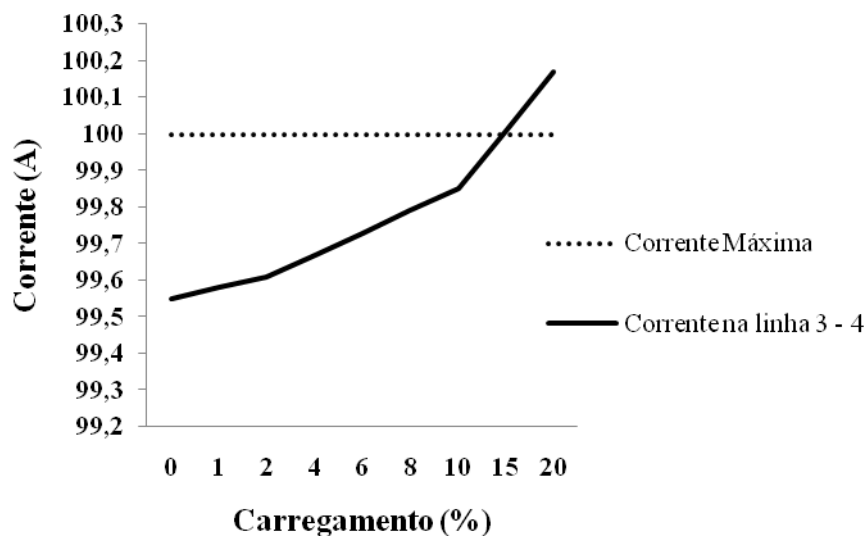


Figura 5.6 – Comportamento da Corrente Para o Sistema de 30 Barras

A Figura 5.7 apresenta um gráfico comparativo das perdas em função do carregamento, tanto do FPO quanto da AS. Percebe-se que ao aumentar a demanda, as perdas em MW tornam-se crescentes. Aumentando o carregamento, como no sistema de 3 barras e 14 barras, a AS estimou pontos próximos em relação ao FPO.

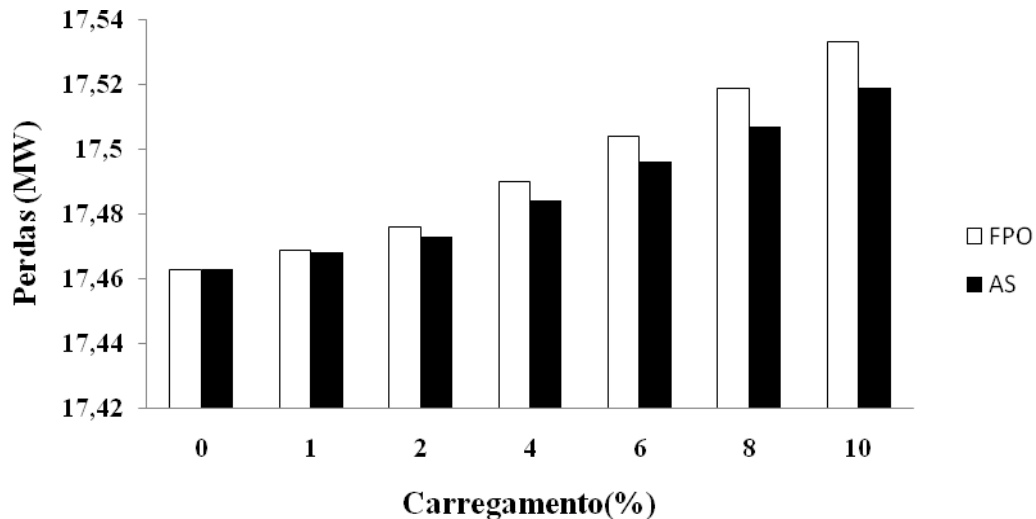


Figura 5.7 – Comparativo das Perdas no Sistema de 30 Barras

5.4 – SISTEMA EQUIVALENTE ELETRONORTE COM 142 BARRAS

O sistema brasileiro equivalente Eletronorte de geração e transmissão com 142 barras possui as características descritas pela Tabela 5.1. Ele foi obtido através do arquivo de entrada de dados do Sistema Interligado Nacional (SIN). O procedimento detalhado do processo de redução encontra-se no Apêndice C.

O sistema Eletronorte, em âmbito nacional, opera em uma das 3 situações, dependendo da demanda estabelecida durante determinado período.

- Situação de Carga Leve.
- Situação de Carga Média.
- Situação de Carga Pesada.

Para o sistema Eletronorte, foi adotada para análise dos testes, a linha que interliga as barras de número 6461 (Vila do Conde) e 6471 (Guamá). Estas duas barras estão operando sobre uma tensão de 230 kV

5.4.1. – Solução do sistema equivalente Eletronorte com 142 barras pelo Fluxo de Potência Ótimo

Com o objetivo de verificar o comportamento da linha de transmissão sujeita às restrições mecânicas e elétricas, será incluída ao problema, a restrição de fluxo de corrente. A restrição de corrente, implementada nos dois programas desenvolvidos (FPO e AS), controla a corrente que flui por uma determinada linha de transmissão sem permitir que esta viole a sua ampacidade.

O valor de corrente máxima foi encontrado a partir do modelo matemático para o cálculo da ampacidade, apresentado no Apêndice A. Foi utilizado para este sistema, o cabo Martin ACSR. Diferentes parâmetros foram adotados em relação aos sistemas anteriores, para o cálculo da ampacidade, como apresentado no Apêndice A, Tabela A.2. Isto teve como objetivo, alongar o perfil do limite da corrente, já que o sistema Eletronorte é considerado de grande porte possuindo uma alta geração de potência para atender diversas cargas.

Os limites operacionais utilizados no programa de FPO foram:

a) $0,9 \text{ pu} \leq V \leq 1,1 \text{ pu}$, para todas as barras;

b) $I_{6461-6471}^{\max} = 1410 \text{ A}$.

A Tabela 5.10 apresenta os resultados para o cenário em que se considera apenas a restrição de corrente para a mesma linha restringida no caso anterior. Para as 3 situações de carga, o programa de FPO conseguiu manter as correntes nominais na linha 6461-6471 em valores abaixo de seus limites máximos.

Tabela 5.10 – Sistema Eletronorte com Restrição de Corrente

Situação	Perdas (MW)	I (A)	I_{\max} (A)
Leve	384,447	1070,10	1410
Média	369,967	1383,48	1410
Pesada	386,993	1349,74	1410

5.4.2. – Solução do sistema equivalente Eletronorte com 142 barras pela Análise de Sensibilidade

Perturbando a demanda por potência ativa nas barras de carga, verifica-se quanto a solução ótima do problema varia quando ocorrem essas determinadas perturbações. Foi adotada também para análise dos testes, a linha que interliga as barras de número 6461 e 6471. A tensão nominal da linha de operação entre estas barras é de 230 kV.

Para as três situações (carga leve, média e pesada) utilizou-se o cenário com restrição de corrente para os testes de carregamento. Perturbações variando de 0,01% a 1% foram acrescentadas na carga da barras de carga de número 6461. A demanda original instalada nesta barra, e que será perturbada, é de 912 MW. Considerando que houve um aumento na demanda de potência ativa na barra 6461 de até 1%, significa que a carga ativa nesta barra aumentou em até 9,12 MW.

Os limites operacionais utilizados no programa de AS foram:

a) $0,9 \text{ pu} \leq V \leq 1,1 \text{ pu}$, para todas as barras;

b) $I_{6461-6471}^{\text{max}} = 1410\text{A}$.

De acordo com as Tabelas 5.11 e 5.12, o comportamento das perdas em MW e da geração de potência ativa do sistema com o aumento de demanda, foi verificado por meio de testes via AS.

Tabela 5.11 – Perdas Para o Sistema Eletronorte

Perturbação	LEVE Perdas (MW)	MÉDIA Perdas (MW)	PESADA Perdas (MW)
0,00%	384,447	369,967	386,993
0,01%	384,449	369,973	386,994
0,02%	384,451	369,980	386,995
0,04%	384,456	369,992	386,998
0,06%	384,460	370,000	387,000
0,08%	384,464	370,017	387,003
0,10%	384,468	370,029	387,005
0,20%	384,489	370,092	387,018
0,40%	384,531	370,220	387,043
0,60%	384,573	370,351	387,068
0,80%	384,615	370,486	387,094
1,00%	384,657	370,624	387,119

Tabela 5.12 – Geração Ativa Para o Sistema Eletronorte

Perturbação	LEVE Geração Ativa (MW)	MÉDIA Geração Ativa (MW)	PESADA Geração Ativa (MW)
0,00%	8012,6	8116,2	8050,9
0,01%	8012,7	8116,3	8051,0
0,02%	8012,8	8116,4	8051,1
0,04%	8013,0	8116,5	8051,3
0,06%	8013,2	8116,7	8051,5
0,08%	8013,4	8116,9	8051,7
0,10%	8013,6	8117,1	8051,9
0,20%	8014,5	8118,1	8052,8
0,40%	8016,4	8120,0	8054,6
0,60%	8018,2	8121,8	8056,5
0,80%	8020,1	8123,5	8058,3
1,00%	8022,0	8125,3	8060,2

As Tabelas 5.11 e 5.12 apresentam os resultados obtidos a partir de testes de carregamento utilizando a AS. A Tabela 5.11 apresenta as perdas de potência ativa com o aumento da demanda. Logicamente ao incrementar a demanda por potência ativa, as perdas tendem a aumentar, juntamente com o aumento da geração de potência ativa como na Tabela 5.12. Este resultado ocorre para as três situações de carga, em que foram utilizados os mesmo mis e betas durante todo o carregamento.

Considerando o mesmo caso de aumento de carga, a Tabela 5.13 mostra o comportamento da corrente. Nota-se que na AS, seu valor decresce com o carregamento. O módulo da DDP entre as barras permaneceu praticamente constante, enquanto seus ângulos tiveram uma pequena queda, durante todo o carregamento, fazendo com que a transferência de potência seja um pouco menor e conseqüentemente a corrente também o seja.

Tabela 5.13 – Corrente na Linha 6461-6471

Perturbação	LEVE	MÈDIA	PESADA
	I (A)	I (A)	I (A)
0,00%	1070,10	1383,48	1349,74
0,01%	1070,10	1383,45	1349,72
0,02%	1070,10	1383,42	1349,70
0,04%	1070,09	1383,35	1349,66
0,06%	1070,09	1383,29	1349,62
0,08%	1070,08	1383,22	1349,58
0,10%	1070,08	1383,16	1349,54
0,20%	1070,06	1382,83	1349,33
0,40%	1070,02	1382,17	1348,93
0,60%	1069,98	1381,51	1348,52
0,80%	1069,94	1380,85	1348,11
1,00%	1069,91	1380,19	1347,70

Através da Figura 5.8, percebe-se que a barra 6461 é interligada por mais 6 barras além da 6471. Especificamente as barras de nº 6478, 6477 e 6476 estão juntamente atendendo este aumento de demanda de potência ativa.

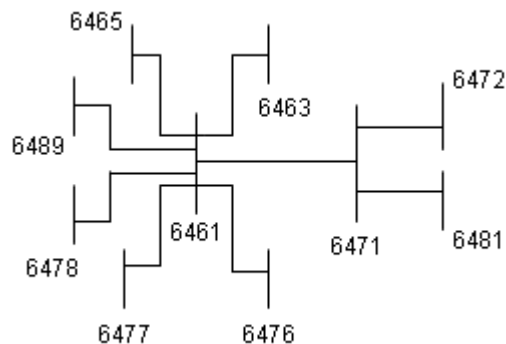


Figura 5.8 – Topologia do Sistema Eletronorte ao Redor da Linha Restringida

As Figuras 5.9 a 5.11 apresentam gráficos comparativos dos *mismatches* para a potência ativa e para a potência reativa, para as 3 situações de carga: leve, média e pesada, utilizando a AS.

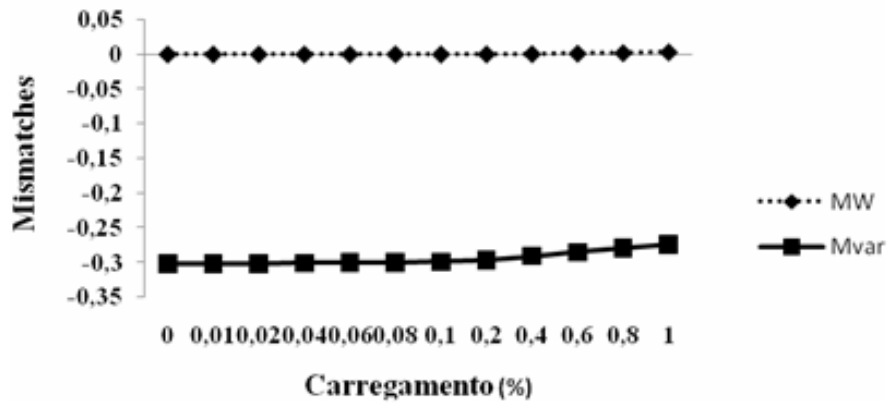


Figura 5.9 – Equações de Balanço Para o Sistema Eletronorte em Carga Leve

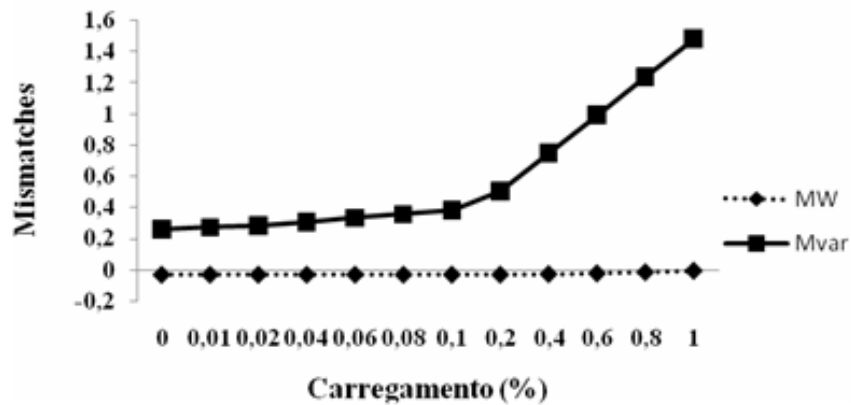


Figura 5.10 – Equações de Balanço Para o Sistema Eletronorte em Carga Média

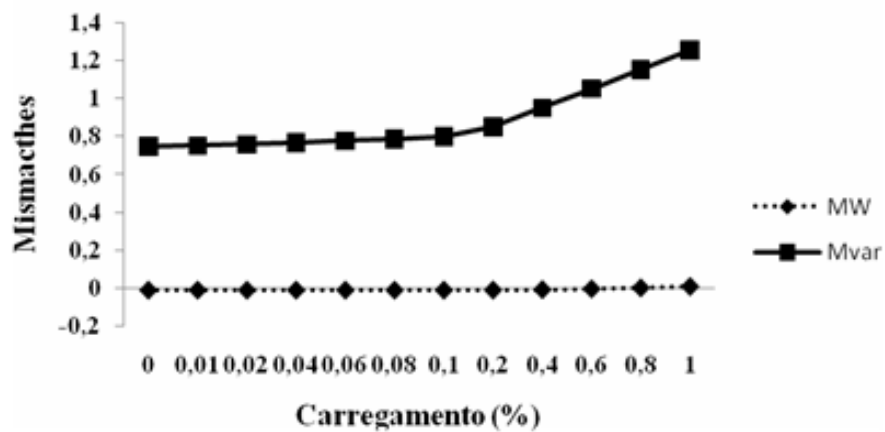


Figura 5.11 – Equações de Balanço Para o Sistema Eletronorte em Carga Pesada

Através da Figura 5.9, nota-se que a técnica de sensibilidade forneceu pontos de operação factíveis, em até 1% de perturbação na demanda da barra 6461, apenas para situação de carga leve. Já em relação às Figuras 5.10 e 5.11, considerando o sistema para situação de carga média e pesada, com as mesmas perturbações, a AS forneceu pontos factíveis até aproximadamente 0,6% e 0,4% respectivamente, satisfazendo as equações de balanço da rede elétrica. Para os três casos analisados, os valores de corrente que fluem na linha restringida permaneceram abaixo do limite de ampacidade.

5.5 – FPO VERSUS FLUXO DE CARGA CONVENCIONAL (FC)

O FC foi utilizado com o intuito de se comparar seus resultados com os do FPO. Ele foi executado baseando-se no mesmo arquivo de entrada utilizada no FPO, ou seja, o sistema de 3 barras descrito em 5.1.1. A Tabela 5.14 apresenta os valores obtidos através do FC.

Tabela 5.14 – Resultados do FC para o sistema de 3 barras

Barra	Tipo	V (pu)	θ (grau)	P^G (MW)	Q^G (Mvar)
1	referência	1,030	0	44,9	42,4
2	PV	1,060	5,9	170,0	90,5
3	carga	0,937	-0,8	-	-
Número de Iterações				4	
Corrente na linha 2-3 (A)				759,72	
Perdas na Transmissão (MW)				14,884	

No fluxo de carga convencional, as perdas obtidas e as magnitudes das correntes são consideravelmente maiores com o aumento da demanda, conforme as Tabelas 5.4 e 5.14.

Estudos de aumento de carga foram realizados, aumentando a demanda ativa da barra 3 em até 70%. A partir desse valor aumentou-se também a demanda reativa. Foram realizados testes tanto em relação ao FPO quanto para o FC para efeito de comparação. Neste caso o problema de FPO foi testado incluindo-se a restrição de corrente, como apresentado em 5.1.1. A ampacidade representa o limite superior da corrente permitida nas linhas. O carregamento de 0% significa a demanda original da rede elétrica. A Figura 5.12 apresenta o comportamento da corrente na linha 2-3 para diferentes níveis de carregamento.

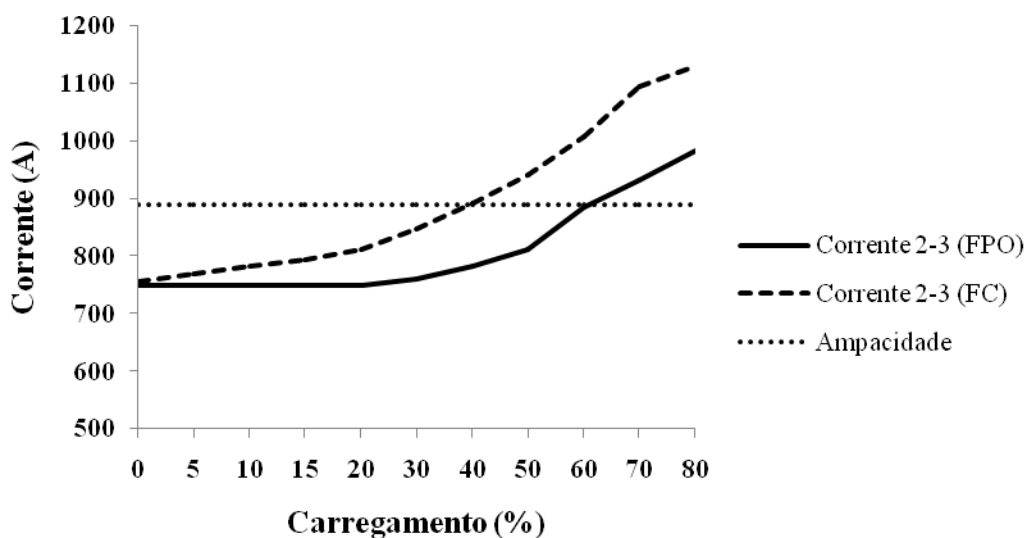


Figura 5.12 – Corrente na Linha 2-3

Verifica-se que até 60% de aumento de carga, o limite de corrente é satisfeito no FPO, enquanto que no FC, este limite é desrespeitado após 40% de carregamento. A partir destes níveis de demanda, o sistema operaria em uma situação insegura, pois a violação da restrição de corrente implica na violação da distância de segurança, conforme menciona a NBR 5422.

O gráfico da Figura 5.13 apresenta as perdas tanto em relação FC quanto ao FPO com o aumento da demanda na barra de número 3 em até 40%. Depois deste valor, a corrente no FC ultrapassa o valor estipulado para a ampacidade. O FPO conseguiu minimizar as perdas consideravelmente quando comparado com as do FC.

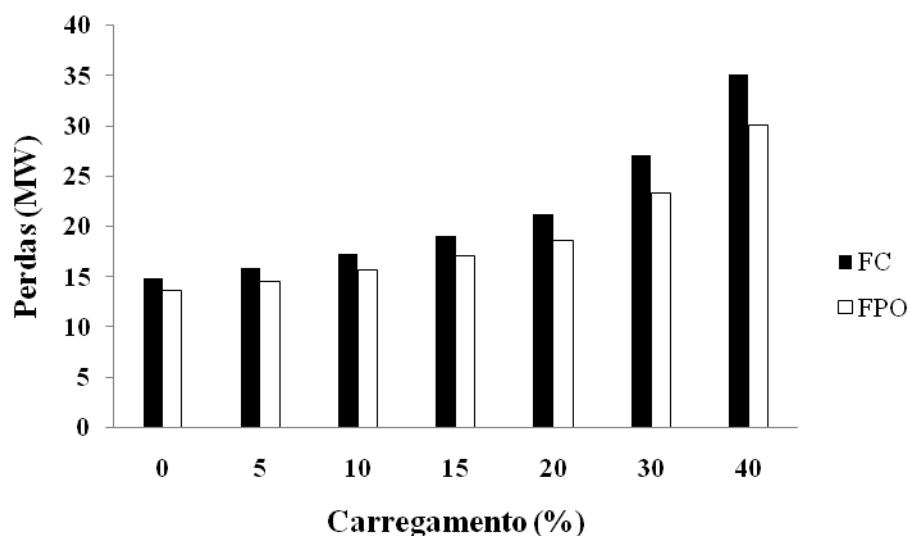


Figura 5.13 – Comparativo das Perdas Entre FC e FPO

A comparação entre os resultados obtidos pelo FC e com o FPO permite concluir que com o despacho pelo FPO pode-se atender uma demanda maior de cargas. A operação de qualquer sistema através do FPO torna-se mais confiável, pois a solução é encontrada de maneira otimizada, respeitando os limites dos parâmetros estabelecidos.

Verifica-se por meio dos testes que as ferramentas implementadas, FPO e AS, podem ser utilizadas para controle de grandezas elétricas em diferentes regiões do sistema. Observa-se também que as diferentes restrições operacionais quando ativadas, conduzem o sistema para diferentes pontos de operação.

6 – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

6.1 – CONCLUSÕES GERAIS

Neste trabalho foram desenvolvidas ferramentas de otimização para análise de redes elétricas. Tais técnicas proporcionam ao operador do sistema elétrico condições de avaliar o estado presente e futuro do sistema permitindo-lhe conseqüentemente atuar de maneira rápida, segura e confiável. As ferramentas de otimização desenvolvidas foram: FPO e AS.

Nos problemas de FPO e de AS, acrescentou-se a restrição de corrente em linhas de transmissão. Esta restrição possui um limite máximo o qual é dado pela ampacidade. A ampacidade foi calculada pelo método conservativo de Morgan o qual é amplamente divulgado na literatura científica.

O modelo de FPO, específico para este trabalho, foi desenvolvido com o intuito de se minimizar uma função objetivo, reduzindo as perdas de potência ativa nas linhas de transmissão. O conjunto formado pelas restrições do problema de FPO foi dado por: equações de balanço de potência ativa e reativa, pelos limites das tensões nos barramentos e dos taps dos transformadores e pelos limites das restrições funcionais como fluxo de potência e de corrente nas linhas de transmissão. O FPO, por ser um problema de otimização não-linear e não-convexo, exige que sua solução seja obtida por meio de técnicas de programação não-linear. Neste trabalho, o método de pontos interiores do tipo PDBL foi utilizado para a obtenção da solução ótima do problema. O método PDBL tem sido considerado um dos mais eficientes métodos aplicados na solução de problemas de FPO, pois é de fácil implementação e manipula as restrições de desigualdade de maneira simples.

A partir de um ponto de operação obtido pelo FPO, perturbações na demanda de potência ativa foram acrescentadas nas redes. Baseado no Teorema de Fiacco, a AS forneceu novos pontos de operação para diversos tipos de carregamento, onde se analisou o comportamento da corrente em uma determinada elo de transmissão. A AS tem a vantagem de indicar ao operador quais as ações que devem ser executadas para cada perturbação. Estudos de planejamento da operação podem ser realizados via AS, de forma precisa e confiável.

Os sistemas utilizados para os testes foram: 3 barras, IEEE 14 e 30 barras e o sistema equivalente Eletronorte 142 barras, sendo que esse último foi avaliado para os três cenários: carga leve, média e pesada. As aplicações das ferramentas proporcionam resultados factíveis, encerrando-os para valores dentro dos limites estabelecidos, mesmo considerando níveis de carregamento crescentes.

Um teste exclusivo para o sistema de 3 barras foi realizado utilizando o FC com o intuito de se comparar seus resultados com os do FPO. A partir dos resultados obtidos, é possível observar a eficiência e robustez do FPO. Pelo método otimizado pode-se atender uma demanda maior de cargas, devido a menores perdas e correntes nominais mais baixas comparadas ao FC.

Verifica-se por meio dos testes, que as ferramentas implementadas, FPO e AS, podem ser utilizadas para controle de grandezas elétricas em diferentes regiões do sistema, dependendo do interesse da empresa. Observou-se também que as diferentes restrições operacionais quando ativadas, conduzem o sistema para diferentes pontos de operação. Estudos de planejamento da operação de SEP podem ser realizados e respostas rápidas e confiáveis podem ser obtidas para tomadas de decisões.

6.2 – SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Restrições operacionais incluídas no FPO e AS, tais como a corrente, é de extrema importância, pois define a capacidade máxima de transporte em uma linha de transmissão. O cálculo da ampacidade pelo método determinístico apresentado neste trabalho é de difícil implementação na prática, para condições ambientais variáveis. Este problema pode ser resolvido através de dois modelos alternativos: a) um modelo alimentado por tensão mecânica (medida por trena) e corrente; b) um modelo que descreve como a temperatura de um condutor aéreo pode ser determinada a partir da medição da flecha do condutor.

A adoção de novos métodos de cálculos que permitem levar em consideração a influência das variações climáticas em linhas aéreas de transmissão pode trazer benefícios não apenas na segurança de transmissão, mas também na economia de geração de energia.

A avaliação do limite de corrente pode ser estendida para componentes que estejam presentes nos sistemas de transmissão, tais como os Transformadores de Corrente (TC) e capacitores séries.

Os capacitores séries devem ser capazes de funcionar continuamente com corrente de valor eficaz 1,8 vezes a corrente nominal, quando considerados os componentes fundamentais e harmônicos de corrente, mantidos os limites estabelecidos de tensão e potência máximas de funcionamento. Para as correntes transitórias, os capacitores devem ser capazes de suportar os picos de corrente de descarga.

Já o chamado Fator de Sobre Corrente Nominal é muito importante para direcionar os TC's de proteção, tendo em vista que os mesmos devem responder, de acordo com sua classe de exatidão, a valores de corrente bastante severos nos seus circuitos primários (corrente de curto-circuito). Considerando estas análises, recomendam-se novos estudos de casos, dentro da metodologia aplicada neste trabalho, estabelecendo que estes componentes, TC's e capacitores série, operem dentro de um padrão de magnitude de corrente.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Banakar, H.; Alguacil, N.; Galiana, F. (2005). “Electrothermal Coordination Part I.” In: *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 20, n. 2, p. 789-805, May.
- Banakar, H.; Alguacil, N.; Galiana, F. (2005). “Electrothermal Coordination Part II.” In: *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 20, n. 2, p. 1738-1745, May.
- Bell, K.R.W; Kirschen, D.S. (2000). “Improved Sensitivities in MW Dispatch for Control of Voltage.” In: *IEEE Transactions on Power Systems*, v.15, n. 3 p.1034-1040, August.
- Black, W.Z.; Rehberg, R.L. (1985). “Simplified Model for Steady State and Real-Time Ampacity of Overhead Conductors.” In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. 104, n. 10, p. 2942-2953, October.
- Bosignoli, R.; Silva, J.I. (1999). “Predição da Ampacidade máxima de LT’s em curto e médio prazos.” In: *XV SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Outubro.
- Camargo, C.C.B. (1984). *Transmissão de Energia Elétrica: Aspectos Fundamentais*. Ed. UFSC, 272 p.
- Carpentier, J.L. (1962). “Contribution a L’etude du Dispatching Economique.” In: *Bull-Soc. Fr. Elec. Ser. B3*, p. 431 - 447.
- CIGRÉ WG 22-12, (1992). “The thermal Behaviour of Overhead Conductor”, section 1 and 2. In: *Mathematical Model for Evaluation of Conductor Temperature in the Steady State and Application Thereof*. Electra 144, October.
- Costa, G.R.M.; Costa, C.E.U. (2000). “Improved Newton Method for Optimal Power Flow Problem.” In: *Electrical Power & Energy System*, v. 22, p. 459-462.

Davidson, G. (1969). "Short-Term Thermal rating for bare overhead conductors ." In: *IEEE*. Vol. Pas-88, n. 3.

Deb, A.J. (2002). Power line Ampacity System: Theory, Modeling and Applications.

Dommel, H.W.; Tinney, W.F. (1968). "Optimal Power Flow Solutions." In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v.87, n. 10, p.1866-1876, October.

EL-Kady, M.A. (1984). "Calculation of the Sensitivity of Power Cable Ampacity to Variations of Design and Environmental Parameters." In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v.103, n. 8, p. 2043-2050, August.

Electric Power Research Institute (1987). Transmission line reference book: 345 kV and above. 2, ed., revised, Palo Alto.

Faraday, M. (1834). Experimental Researches in Electricity, Encyclopedia Britannica.

Fiacco, A.V. (1976). Sensitivity Analysis for Nonlinear Programming Using Penalty Methods, *Mathematical Programming*, 10(3), p. 278-311.

Frisch, K.R. (1955). "The Logarithmic Potential Method of Convex Programming." In: *Memorandum, University Institute of Economics*, Oslo, Norway.

Fuchs, R.D.; Labegalini, P.R. Almeida, M.T. (1992). Projetos Mecânicos das Linhas Aéreas de Transmissão. 2ª ed., Edgard Blucher, São Paulo.

Granville, S. (1994). "Optimal Reactive Dispatch Through Interior Point Methods." In: *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 9, n. 1, p. 136-146, February.

Gribik, P.R.; Shirmohammadi, D.; Hao, S.; Thomas, C.L. (1990). "Optimal Power Flow Sensitivity Analysis." In: *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 5, n. 3, p. 969-976, August.

Gurran, R.; Subramanyam, B. (1999). "Sensitivity Analysis of Radial Distribution Network – Adjoint Network Method." In: *Electrical Power and Energy Systems*, Elsevier, 21, p. 323-326.

House, P.D.; Tuttle, H. (1957). "Current carrying capacity of ACSR." In: *AIEE Transactions*.

IEEE Standard for Calculating the Current. (1993) "Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors." In: *IEEE Standard*, 738.

Irisarri, G.D.; Wang, X.; Tong, J.; Mokhtari, S. (1997). "Maximum Loadability of Power Systems using Interior Point Non-Linear Optimization Method." In: *IEEE Transactions on Power Systems*, v.12, n. 1, p.162-169, February.

Legrand, M.J.C. (1945). "Les Limites de Puissancet des Lignes Electriques Aériennes Du Fait de L'échauffement." In: *Cigre*

Li, W.; Yu, J.; Yan, W. (2008). "An Unfixed Piecewise-Optimal Reactive Power-Flow Model and its Algorithm for AC-DC Systems." In: *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 23, n. 1, p. 170-176, February.

Liang, C.H.; Chung, C.Y. (2007). "Parallel Optimal Reactive Power Flow Based on Cooperative Co-Evolutionary Differential Evolution and Power System Decomposition." In: *IEEE Transactions on Power Systems*.v.22, n. 1, p. 249-257, February.

Lin, W; Huang, C.; Zan, T. (2008). "A Hybrid Current-Power Optimal Power Flow Technique." In: *IEEE Transactions on Power Systems*,vol. 23, n. 1, p. 177-185, February

Momoh, J.A.; Guo, S.X.; Ogbuobiri, E.C.; Adapa, R. (1994). "The Quadratic Interior Point Method Solving Power System Optimization Problems." In: *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 9, n. 3, p. 1327-1336, August.

Momoh, J.A.; EL-Hawary, M.E.; Adapa, R. (1999.a). “A Review of Selected Optimal Power Flow Literature to 1993 Part I: NonLinear and Quadratic Programming Approaches.” In: *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 14, n. 1, p. 96-104, February.

Morgan, V. (1978). “The current Carrying Capacity of Overhead Line Conductors.” In: *IEEE Meeting*, Los Angeles, USA

Morgan, V. (1991). “Thermal Behaviour of Electrical Conductors – Steady, dynamic and Fault Current Ratings.” John Wiley & Sons (New York, USA) e Research Studies Press (Somerset, England)

NBR 5422 (1985). Projeto de Linhas de Transmissão de Energia Elétrica, *Cobei/ABNT*, Março.

Neher, J.H; McGrath, M.H. (1957). “The calculation of the temperature rise and load capability of cable system.” In: *AIEE Summer General Meeting*, June 24-28, Montreal, Canada.

Nexans (2006). Catálogo para Condutores Nus de Alumínio.

Papalexopoulos, A.D.; Venkatesh, S.V.; Liu, W.E. (1992). “A Least Squares Solution for Optimal Power Flow Sensitivity Calculation.” In: *IEEE Transaction on Power System*, vol. 7, n. 3, p. 1394-1401, August.

Quintana, V.H.; Gomez, A.; Martinez, J.L. (1995). “Nonlinear Optimal Power Flows by Logarithmic-Barrier Primal-Dual Algorithm.” In: *IEEE NAPS Meeting*.

Sicnet (2006). Modelo de Cálculo da Ampacidade de Linhas de Transmissão. *Nota Técnica*. Operador Nacional do Sistema (ONS).

Sasson, A. M. (1969). “Combined Use of the Powell and Fletcher-Powell Nonlinear Programming Methods for Optimal Load Flows.” In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. 88, n. 10, p. 1530-1537, October.

Schmidt, N.P. (1999). "Comparison Between IEEE and Cigre Ampacity Standards." In: *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 14, n. 4, p. 1555-1562, October.

Stott, B.; Alsac, O.; Marinho, J.L.; (1980). "The Optimal Power Problem." In: *Electric Power Problems: The Mathematical Challenge*, A.M.Erisman et Al (editors). SIAM, p. 327-351.

Sun, D.I.; Ashley, B.; Brewer, B.; Hugles, A.; Tinney, W.F. (1984). "Optimal Power Flow by Newton Approach." In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. 103, n. 10, p. 2864-2875, October.

Torres, G.L.; Quintana, V.H. (1998). "An Interior Point Method for Nonlinear Optimal Power Flow Using Voltage Rectangular Coordinates." In: *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 13, n. 4, p. 1211-1218, November.

Yan, W.; Yu, J. (2006). "A New Optimal Reactive Power Flow Model in Rectangular Form and its Solution by Predictor Corrector Primal Dual Interior Point Method." In: *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 21, n. 1, p. 61-67, February.

Yumbla, P.E.O.; Ramirez, J.M. (2008). "Optimal Power Flow Subject to Security Constraints Solved With a Particle Swarm Optimizer." In: *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 23, n. 1, p. 33-40, February.

Xie, K. E Song, Y.H. (2001). "Power Market Oriented Optimal Power Flow via an Interior Point Method." In: *IEE Proc-Gener. Transm. Dis trib.*, vol. 148, p. 549-556, November.

Zipse, D.W. (1989). "1987 Ampacity Tables-Demystifying the Myths." In: *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 25, n. 5, p. 910-917, September.

APÊNDICES

A – CÁLCULO DA AMPACIDADE

O cálculo da ampacidade será desenvolvido a partir de um método determinístico desenvolvido pelo ONS, o qual está fundamentado nos trabalhos de Vicent Morgan (1978; 1991), recomendações do WG da Cigré (1992) e da norma IEEE 638 (1993). Serão utilizados para o cálculo da ampacidade os seguintes cabos condutores: Rail ACSR para 3, 14 e 30 barras e Martin ACSR para sistema Equivalente Eletronorte, conforme Nexans (2006) e EPRI (1987).

O valor adotado para a potência aparente de base foi de 100 MVA. O valor da corrente de base irá depender da tensão de linha que se encontra a região de análise.

Exemplo: Supondo uma região do sistema elétrico com tensão de linha de 500 kV.

$$I_{\text{base}} = \frac{S_{\text{base}}^{\text{fase}}}{V_{\text{base}}^{\text{fase}}} = \frac{100\text{M}}{\frac{3}{\sqrt{3}} \cdot 500\text{K}} = 115,47 \text{ A} \quad (\text{A.1})$$

A.1 – CÁLCULO DA AMPACIDADE PELO MÉTODO DE MORGAN

Cálculo de R_{TC} :

$$R_{\text{TC}} = R_{\text{AC}}^{25} + \frac{(T_c - 25)}{(75 - 25)} \times (R_{\text{AC}}^{75} - R_{\text{AC}}^{25}) \quad (\text{A.2})$$

Sabendo que:

$$R_{\text{AC}}^{25} = 6,24 \cdot 10^{-5} \Omega / \text{m}$$

$$R_{\text{AC}}^{75} = 7,42 \cdot 10^{-5} \Omega / \text{m}$$

$$T_c = 75^\circ \text{C}$$

Tem-se que $R_{\text{TC}} = 7,42 \cdot 10^{-5} \Omega / \text{m}$

Cálculo de P_c :

$$P_c = \pi \times \lambda_f \times (T_c - T_a) \times \text{Nu} \quad (\text{A.3})$$

$$\lambda_f = 2,42 \times 10^{-2} + 7,2 \times 10^{-5} \times T_f \quad (\text{A.4})$$

$$T_f = \frac{T_C + T_a}{2} \quad (\text{A.5})$$

$$\text{Nu} = B_2 \times \text{NRE}^{m_2} \quad (\text{A.6})$$

Sabendo que:

$$T_C = 75^\circ \text{C}$$

$$T_a = 32^\circ \text{C}$$

Tem-se que $\lambda_f = 0,028 \text{ W / m.K}$

$$\nu_f = 1,32 \times 10^{-5} + 9,5 \times 10^{-8} \times T_f \quad (\text{A.7})$$

Sabendo que:

$$T_f = 53,5^\circ \text{C}$$

Tem-se que $\nu_f = 1,82 \cdot 10^{-5} \text{ m}^2 / \text{s}$

$$\text{NRE} = \frac{v \times d_1}{\nu_f} \quad (\text{A.8})$$

$$\text{RR} = \frac{d_2}{2 \times (d_1 - 2d_2)} \quad (\text{A.9})$$

Sabendo que:

$$v = 0,6 \text{ m/s}$$

$$d_1 = 0,02959 \text{ m}$$

$$d_2 = 0,00246 \text{ m}$$

$$\nu_f = 1,82 \cdot 10^{-5} \text{ m}^2 / \text{s}$$

Tem-se que:

$$\text{NRE} = 975,5$$

$$\text{RR} = 0,05$$

Na Tabela A.1, encontra-se os valores de NRE:

Tabela A.1 – Valores para o Cálculo do Número de Nusselts

Faixa de rugosidade	Faixa de NRE	B ₂	m ₂
0,05<RR<0,718	100<NRE<2650	0,641	0,471
RR<0,05	2650<NRE<50000	0,178	0,633
0,05<RR<0,718	2650<NRE<50000	0,048	0,800

Sendo assim:

$$m_2 = 0,471$$

$$B_2 = 0,641$$

Tem-se que $N_U = 16,39$

Logo $P_C = 61,55 \text{ W / m}$

Cálculo de P_R :

$$P_R = \psi \times \xi \times \pi \times d_1 \times ((T_c + 273)^4 - (T_a + 273)^4) \quad (\text{A.10})$$

Sabendo que:

$$\psi = 5,67 \times 10^{-8}$$

$$\xi = 0,5$$

Tem-se que $P_R = 12,02 \text{ W / m}$

Cálculo de Q_S :

$$Q_S = \alpha_s \times d_1 \times I_B \quad (\text{A.11})$$

Sabendo que:

$$\alpha_s = 0,5$$

$$I_B = 1000 \text{ W / m}^2$$

Tem-se que $Q_S = 14,79 \text{ W / m}$

Cálculo de I_{amp} :

$$I_{\text{amp}} = \sqrt{\frac{P_c + P_R - Q_s}{R_{TC}}} \quad (\text{A.12})$$

Sabendo que:

$$P_C = 61,55 \text{ W / m}$$

$$P_R = 12,02 \text{ W / m}$$

$$Q_S = 14,79 \text{ W / m}$$

$$R_{TC} = 7,42 \cdot 10^{-5} \Omega / \text{m}$$

Tem-se que I_{amp} é aproximadamente igual a 890 A.

A Tabela A.2 apresenta alguns dos parâmetros utilizados para os cálculos das ampacidades utilizados nos testes deste trabalho. Como o Sistema Eletronorte (carga leve, média e pesada) possui maior número de barras e de linhas que os sistemas anteriores (3 barras, 14 barras e 30 barras), foram adotados outros parâmetros para que pudesse encontrar uma ampacidade mais alta.

Tabela A.2 – Parâmetros Térmicos Ambientais e Elétricos

Parâmetros	3 Barras	Eletronorte
T_c (°C)	75	75
T_a (°C)	32	25
v (m/s)	0,6	1
R_{AC}^{25} (Ω / m)	$6,24 \cdot 10^{-5}$	$4,35 \cdot 10^{-5}$
R_{AC}^{75} (Ω / m)	$7,42 \cdot 10^{-5}$	$5,16 \cdot 10^{-5}$
λ_f (W / m.K)	0,028	0,0278
NRE	975,5	2011,17
ν_f (m^2 / s)	$1,82 \cdot 10^{-5}$	$1,79 \cdot 10^{-5}$
Nu	16,39	23
P_C (W/m)	61,55	100,44
Q_S (W/m)	14,79	18
P_R (W/m)	12,02	20,34
I_{amp} (A)	890	1410

B – BANCOS DE DADOS

A seguir serão apresentados os bancos de dados utilizados neste trabalho. São eles: 3 barras, 14 barras, 30 barras e o sistema isolado Eletronorte. O sistema Eletronorte é dividido em 3 casos, cada uma para as seguintes situações: carga leve, carga média e carga pesada. Os arquivos de entrada foram apresentados no formato PECO, onde estão descritos todos os parâmetros das barras e das linhas dos sistemas.

B.1 – SISTEMA DE 3 BARRAS

```
DADOS DE BARRA - PECO
 1  2  barra1  1030  0.  0.0  0.0-9999  9999      0.0  0.0
 2  1  barra2  1060  9.  170  0.0  100  200      0.0  0.0
 3  0  barra3  1090 -5.  0.0  0.0                200  100
9999
DADOS DE LINHA - PECO
 2  3  3.44828.6206                900
 3  1  9.756012.195                900
9999
```

B.2 – SISTEMA DE 14 BARRAS

```
DADOS DE BARRA - PECO
 1  2  barra1  1060  0.  0.0  0.0-9999  9999      0.0  0.0      1
 2  1  barra2  1045 -5.  40.  0.0  -40  50      14.5  8.49     1
 3  1  barra3  1010-13.  0.0  0.0  0  40      65.6  13.2     1
 4  0  barra4  1019-10.  0.0  0.0                47.8  -3.9     1
 5  0  barra5  1020-8.8  0.0  0.0                7.6  1.6         1
 6  1  barra6  1070-14.  0.0  0.0  -6  24      11.2  7.5         1
 7  0  barra7  1062-13.  0.0  0.0                0.0  0.0         1
 8  1  barra8  1090-13.  0.0  0.0  -6  24      0.0  0.0         1
 9  0  barra9  1000-15.  0.0  0.0                29.5  16.6      19 1
10  0  barra10  1051-15.  0.0  0.0                9.0  5.8         1
11  0  barra11  1057-15.  0.0  0.0                3.5  1.8         1
12  0  barra12  1055-15.  0.0  0.0                6.1  1.6         1
13  0  barra13  1050-15.  0.0  0.0                13.5  5.8         1
14  0  barra14  1036-16.  0.0  0.0                14.9  5.0         1
9999
DADOS DE LINHA - PECO
 1  2  1.938  5.917  5.28                900
 1  5  5.40322.304  4.92                900
 2  3  4.69919.797  4.38                900
 2  4  5.81117.632  3.74                900
 2  5  5.69517.388  3.40                900
 3  4  6.70117.103  3.46                900
 4  5  1.335  4.211  1.28                900
 4  7  20.912                0.9780.9001.100  900
 4  9  55.618                0.9690.9001.100  900
 5  6  25.202                0.9320.9001.100  900
 6  11  9.49819.890                900
 6  12  12.29125.581                900
 6  13  6.61513.027                900
 7  8  0.00117.615                900
 7  9  11.001                900
 9  10  3.181  8.450                900
 9  14  12.71127.038                900
10  11  8.20519.207                900
12  13  22.09219.988                900
13  14  17.09334.802                900
```


B.3 – SISTEMA DE 30 BARRAS

DADOS DE BARRA - PECO

1	2	BARRA1	SLACK	1053	.0	-9999	9999	0.	0.
2	1	BARRA2	GERA.	1032	-.09	-40.	50.	-18.3	12.7
3	0	BARRA3	CARG.	1018	-.14			2.4	1.2
4	0	BARRA4	CARG.	1010	-.17			7.6	1.6
5	1	BARRA5	C.RE.	1010	-.25	-40.	40.	94.2	19.0
6	0	BARRA6	CARG.	1004	-.20			.0	.0
7	0	BARRA7	CARG.	998	-.23			22.8	10.9
8	1	BARRA8	C.RE.	1010	-.21	-10.	40.	30.0	30.0
9	0	BARRA9	CARG.	1017	-.26			.0	.0
10	0	BARRA10	CARG	1015	-.29			5.8	2.0
11	1	BARRA11	C.RE	1072	-.26	-6.	24.	.0	.0
12	0	BARRA12	CARG	1019	-.27			11.2	7.5
13	1	BARRA13	C.RE	1057	-.27	-6.	24.	.0	.0
14	0	BARRA14	CARG	1005	-.29			6.2	1.6
15	0	BARRA15	CARG	1001	-.29			8.2	2.5
16	0	BARRA16	CARG	1010	-.29			3.5	1.8
17	0	BARRA17	CARG	1008	-.29			9.0	5.8
18	0	BARRA18	CARG	994	-.30			3.2	0.9
19	0	BARRA19	CARG	992	-.31			9.5	3.4
20	0	BARRA20	CARG	997	-.30			2.2	0.7
21	0	BARRA21	CARG	1003	-.30			17.5	11.2
22	0	BARRA22	CARG	1004	-.29			.0	.0
23	0	BARRA23	CARG	994	-.30			3.2	1.6
24	0	BARRA24	CARG	994	-.30			8.7	6.7
25	0	BARRA25	CARG	1001	-.29			.0	.0
26	0	BARRA26	CARG	983	-.30			3.5	2.3
27	0	BARRA27	CARG	1013	-.28			.0	.0
28	0	BARRA28	CARG	997	-.21			.0	.0
29	0	BARRA29	CARG	993	-.31			2.4	0.9
30	0	BARRA30	CARG	982	-.32			10.6	1.9

9999

DADOS DE LINHA - PECO

1	2	1.92	5.75	2.64	9000
1	3	4.52	18.52	2.04	9000
2	4	5.70	17.37	1.84	9000
3	4	1.32	3.79	0.42	9000
2	5	4.72	19.83	2.09	9000
2	6	5.81	17.63	1.87	9000
4	6	1.19	4.14	0.45	9000
5	7	4.60	11.60	1.02	9000
6	7	2.67	8.20	0.85	9000
6	8	1.20	4.20	0.45	9000
6	9	.0	20.80	1.0380.9501.050	9000
6	10	.0	55.60	0.9560.9501.050	9000
9	11	.001	20.80		9000
9	10	.001	11.00		9000
4	12	.0	25.60	1.0150.9501.050	9000
12	13	.0	14.00		9000
12	14	12.31	25.59		9000
12	15	6.62	13.04		9000
12	16	9.45	19.87		9000
14	15	22.10	19.97		9000
16	17	8.24	19.23		9000
15	18	10.70	21.85		9000
18	19	6.39	12.92		9000
19	20	3.40	6.80		9000
10	20	9.36	20.90		9000
10	17	3.24	8.45		9000
10	21	3.48	7.49		9000
10	22	7.27	14.99		9000
21	22	1.16	2.36		9000
15	23	10.00	20.20		9000
22	24	11.50	17.90		9000
23	24	13.20	27.00		9000
24	25	18.85	32.92		9000
25	26	25.44	38.00		9000

25	27	10.93	20.87		9000
28	27	0.0	39.60	0.9580.9501.050	9000
27	29	21.98	41.53		9000
27	30	32.02	60.27		9000
29	30	23.99	45.33		9000
8	28	6.36	20.00	2.14	9000
6	28	1.69	5.99	0.65	9000
9999					

B.4 – SISTEMA EQUIVALENTE ELETRONORTE (CARGA LEVE)

DADOS DE BARRA - PECO

6419	2WTUCURUI1-5GR8100660.81650.16.28-525. 525. 6410				591017
5525	FC.NETO 230 5102310.5	-15.9	2.3		581043
5526	IC. Neto 69 B10299.74	12.1	1.7		581029
5528	FSCHIN-MA 2305103710.1	3.6	.9		581050
5531	FPERITORO 2305103310.1				58 973
5533	IPERITORO 69 B10297.27	39.1	8.6		581029
5535	ZPERITORO 13 B10276.97	1.3	1.		58 999
5538	YPERITORO FICO10287.07				581000
5539	MMRAT6-02-013B 9915.75				58 983
5541	FMIRANDA 230510196.88			-10.58	981
5542	GMIRANDA 138 510145.84	50.1	7.1		581014
5543	IMIRANDA 69 B10435.85	27.5	7.6		581043
5544	YMRAT6-02-FICO 9915.75				58 983
5545	ZMIRANDA 13 B10405.73	2.3	1.8	-5.58	981
5546	ZMIRANDA 13B10395.77				58 980
5548	YMIRANDA FICO10405.78				58 985
5549	YMIRANDA FICO10395.77				58 980
5550	CS.LUISII 500A10379.71			-336.581038	
5551	FS.LUISII-230510357.54	913.7	334.	346.611040	
5561	FS.LUIS I 230510346.96				581012
5562	S.LUIS-I69-2B1000 4.6	62.8	24.4		581000
5563	IS.LUIS-I69-1B10003.97	78.4	30.5		581000
5580	CP.DUTRA 500A106319.3	1485.	7.9	-556581057	
5581	FP.DUTRA 23051042 17.				58 963
5582	YPDD-FIC-CS1201019 17.				58 943
5583	IP. DUTRA 69 B101412.1	19.5	7.4		581014
5584	ZP.Dutra 13-2B102613.7				581000
5585	MP.DUTRA 13.8B 96117.3				58 979
5586	1WPDUTRA---2CS81010 17. 0.-27.6-140. 200.				58 970
5588	YPDD ATR FICO 96117.3				58 979
5589	YP. Dutra FICO102613.7				581000
5590	CIMPERATR.500A108126.9			-529581087	
5591	FIMPERATR.2305101626.3				581008
5593	IIMPERATRIZ69B102924.1	64.7	30.		581029
5596	1WIMPERATR-3CS8 98026.3 0.-52.3-210. 300.				58 970
5601	FP.FRANCO 2305103123.6				581014
5602	GP.FRANCO 1385100022.4	32.2-15.7			581000
5603	IP. FRANCO 69B102922.8	8.5	2.5		581029
5605	ZP.FRANCO 13B104322.3				581012
5608	YP.FRANCO FICO104322.3				581012
6395	FSE-09PROV2305 97131.3				591000
6398	KCARAJAS 34.5B 96828.5	20.6	11.3		591000
6400	CMARABA 500A105741.5			-527591098	
6401	FMARABA 2305102739.3	142.8	21.8		591003
6402	YMAR AUX FICO102637.6				591031
6403	IMARABA 69B102637.6	16.5	.3		591007
6404	MMAR AUX 13.8B102637.6				591031
6405	1WMARABA---1CS8 98039.3 0.2.587 -90. 150.				591000
6406	MMARABA 13.8B102738.8				591104
6407	FCARAJAS 23051009 40.	61.5	20.2	30.59 991	
6408	YMAR ATR FICO 95738.8				591029
6409	FCVRD 2305 96129.9	85.	17.3		59 991
6410	CTUCURUI 500A106054.4				591100
6411	1MGA1-TUC--1MQ8100057.7 20.-.214 -16. 16.				59 950
6412	1MGA2-TUC--1MQ8100057.7 20.-.214 -16. 16.				59 950
6413	ITUCURUI 69B102754.9				591011
6414	ZTUC-OBRAS 13B100452.8	13.2	6.4		591004
6415	MTUCURUI 13.8B102754.9				591010
6416	FTUC-ATR 2305101052.3	69.5	20.3		59 968

6417	MTUCURUI13.8B100254.9					591002
6418	YTUC ATR FICO102754.9					591010
6420	1WTUCURUI2-3GR8 99460.8	990.6.513-315.	315.	6410		591017
6421	1WTUCURUI2-0008 95054.4	0.	0.	0.	0.	591026
6422	1WTUCURUI3-3GR8 97960.8	990.9.77-315.	315.	6410		591020
6423	1WTUCURUI3-0008 95054.4	0.	0.	0.	0.	591023
6424	1WTUCURUI5-4GR8 98063.21420.	-9.56-472.	472.	6430		591026
6425	1WTUCURUI6-6GR8101063.22130.	-12.-708.	708.	6430		591010
6430	CTucurui2 500A106053.6					591000
6440	CITACAIUN-500A105641.5					-136.591000
6441	FITACAIUN-2305100041.1					591000
6451	MCAMETA 13.8B 98249.9		3.2	2.4		591011
6452	KTC-VILA 34.5B102554.1		1.7	-2.		591009
6453	ITC-VILA 69 B102454.4		7.3	-9		591010
6454	MTC-VILA 13.8B 87852.7		6.8	-8		591057
6455	ZTUC-ATR 13,8B 97951.9					591019
6456	MTC-VILA 13.8B102554.1					591009
6457	ICAMETA 69.0 B 98250.9					591015
6458	YTUC-ATR-FIC10 97951.9					591019
6459	YFIC-TC-VILA O102554.1					591009
6460	CV.CONDE 500A103844.7					-326591038
6461	FV.CONDE 2305103539.8		912.196.3	111.611047		
6463	IV. CONDE 69B1013 35.		73.1	15.6		591007
6465	1WVCONDE---2CS8 98539.8	0.-2.31-180.	300.			59 980
6471	FGUAMA 2305102436.3					591026
6472	IGUAMA 69B104333.7		106.9	20.8		591043
6476	VCO-AT-1-FICO 93539.2					591045
6477	VCO-AT-2-FICO 93539.2					591045
6478	VCO-AT-3-FICO 93539.3					591045
6481	FUTINGA 2305102335.3					111.591021
6482	IUTINGA 69B105031.1		269.7	97.		591050
6489	FCASTANHAL2305103236.1					591000
6491	FSTA.MARIA23051026 35.					591016
6492	GSTA MARIA1385102233.4		38.	-2.9		591022
6493	ISTA MARIA 69B104332.3		54.9	14.3		591043
6494	YSTA.MARIAFICO104232.2					59 963
6495	ZSTA.MARIA 13B104232.2					59 963
6497	YST MARIAFIC O102833.3					591024
6498	MST MARIA13.8B102833.3					591024
6506	MARABA--13.8B100139.1					591077
6507	CMB-C4-BCS500A107036.7					-100581059
6508	MAR-ATR-2FICO 95239.1					591077
6509	CMB-C3 CSF500A107136.5					-100591070
6510	CMB-C1-BCS500A106436.1					591087
6511	CMB-C2-BCS500A106236.1					591087
6512	CPD-C1-BCS500A104114.6					581050
6513	CIZ-C1-BCS500A104931.6					581000
6514	CPD-C2-BCS500A103914.5					581046
6515	CIZ-C2-BCS500A105331.6					581074
6517	CPD-ACACSF500A108511.8					-180581070
6521	FALTAMIRA 2305105345.1					591058
6523	IALTAMIRA 69B100743.9		11.6	2.7		591007
6525	ZALTAMIRA 13B104843.8					591049
6528	YALTAMIRA FICO104843.8					591049
6531	FTRANSAM. 23051029 42.					-30591068
6534	KTRANSAM. 34B102941.2		3.2	1.2		591029
6541	FRUROP. 230 5 99839.7					-60.591061
6542	GRUROP. 138/15 99338.4		29.8	-5.4		59 993
6543	MRUROP.13.8/1B100138.3		.7	.5		591079
6544	GRUROP. 138/25102938.8		23.1	-6.2		591029
6545	MRUROP.13.8/2B100338.7					591070
6548	YRUROP. FIC/10100238.3					591079
6549	YRUROP. FIC/20100338.7					591070
6700	CACAILAND 500A107430.3					581070
6701	CACA-MBCSF500A108925.8					-100581070
6702	CACA-PDCSF500A106538.1					-180581070
6703	CAC-MB-BCS500A109325.6					-100581093
7200	CMIRACEM 500A106417.2		2388	-496		-272631053
7202	GMIRACEMA 1385100018.5	52.7	0.	13.9-35.2		581000
7204	CLAJEADO--500A106718.8					631000
7205	ZMIRACEMA 13 B108818.6					631056
7206	1WLAJEADO--5GR8104029.9	800.176.6-285.	285.			631020
7207	FLAJEADO--2305102324.4					631000
7208	YMIRACEMA FICO108818.6					631056
7300	CCOLINAS 500A106420.9		543	-106.-136.		631065
7301	CCOL-MIR 500A103324.9					631064
7302	CCOL-IPZ 500A1100 16.					-272631058

7303	CCOL-MIR2-500A103224.8								631061
7304	CCOL-IPZ2-500A110016.1								-272631083
7591	CIPZ-COL1 500A103835.9								-136631096
7592	CIPZ-COL2 500A106130.4								631090
7593	CIPZ-COL2-500A103535.6								-136631072
7594	CIPZ-COL2-500A106030.3								631089
9999									
DADOS DE LINHA - PECO									
5526	5525 1		22.	1.008	.9	1.1	5526	65	6519
5526	5525 2		22.	1.008	.9	1.1	5526	65	6519
5528	5525 1	1.951	9.34317.171						233 239
5531	5528 1	2.38911.	4.6521.139						233 239
5531	5538 1		14.2	.9906	.7261.	.117	-5533	100	10021
5533	5538 1 T		-.94						100 100
5535	5538 1 T		13.5						10 10
5539	5544 1		14.66						30 30
5541	5531 1	1.81	9.2815.934						233 239
5541	5544 1		8.09						100 100
5541	5548 1		14.24	.9419	.73	1.12	-5543	100	10021
5541	5549 1		7.946						100 100
5542	5544 1		-.61	1.021	.9	1.1	5542	100	10032
5542	5549 1		-.496	.9769	.9	1.1	5542	100	10017
5543	5548 1 T		-.98						100 100
5545	5548 1 T		8.9						30 30
5546	5549 1		14.43						30 30
5550	5551 1		1.15	.994					600 600
5550	5551 2		1.15	.994					600 600
5550	5551 3		1.15	.994					600 600
5551	5541 1	1.97	10.5118.019						233 239
5551	5561 1	.31	1.67 2.863						233 233
5551	5561 2	.31	1.67 2.863						233 233
5561	5562 1		13.27	1.017	.7261.	.117	-5562	100	10021
5561	5562 4		13.4	1.017	.7261.	.117	-5562	100	10021
5561	5563 2		12.85	1.012	.7261.	.117	-5563	100	10021
5561	5563 3		14.46	1.012	.7261.	.117	-5563	100	10021
5580	5550 1	.294	3.77392.74						14031403
5580	5550 2	.195	3.125463.66						23382338
5580	5588 1		2.43	1.1					300 300
5581	5531 1	2.1	11.79 20.5						239 239
5581	5582 1		.16	1.022					200 200
5581	5588 1		.43	1.086					300 300
5581	5589 1		31.86	.9902	.9	1.1	-5583	50	5017
5582	5586 1		3.36						200 200
5583	5589 1		15.26						50 50
5584	5589 1		-1.36						50 50
5585	5588 1 T		11.23						14 14
5590	5591 1		1.11	1.057					600 600
5590	6400 1	.185	2.354 231.8						19921992
5590	6400 2	.122	1.921278.41						25982598
5590	6513 1		-1.37						16891689
5590	6515 1 T		-1.136						19921992
5591	5593 1		13.05	.9696	.7261.	.117	-5593	100	10021
5591	5593 2		12.75	.9696	.7261.	.117	-5593	100	10021
5591	5596 1		2.72	1.022					400 400
5591	5601 1	1.94	10.88 18.76						233 239
5601	5603 1		36.7	.9978	.9	1.1	-5603	33	3317
5601	5603 2		36.7	.9978	.9	1.1	-5603	33	3317
5601	5608 1		7.92						100 100
5602	5608 1		-.49	.9594	.9	1.1	5602	100	10032
5605	5608 1		14.41						30 30
6395	6398 1		22.53	.975					30 30
6395	6409 1	.541	2.92 5.47						166 166
6400	6408 1		4.07	1.1					300 300
6400	6440 1	.0369.	0.518681.134						25982598
6400	6440 2	.0369.	0.518681.134						25982598
6400	6508 2		2.431	1.1					450 450
6400	6701 1	.17	2.63 387.1						26852685
6400	6703 1	.171	2.56 356.1						19921992
6401	6395 1	2.554	13.82 25.86						166 166
6401	6402 1		37.12	1.					33 33
6401	6402 2		37.12	1.					33 33
6401	6405 1		6.18	1.05					160 160
6401	6408 1		-.77	1.073					300 300
6401	6508 2		-.193	1.078					450 450
6402	6403 1		-.76						33 33
6402	6403 2		-.76						33 33
6402	6404 1		9.85						3 3

6402	6404	2	9.85						6	6
6406	6408	1	5.93	1.073					25	25
6410	6418	1	11.92	1.024					100	100
6410	6419	1	.688	1.05					20252430	
6410	6420	1	1.1467	1.05					12151458	
6410	6421	1	3.44	1.05					405	486
6410	6422	1	1.1467	1.05					12151458	
6410	6423	1	1.72	1.05					810	486
6410	6430	1	.8						22522252	
6410	6458	1	2.88	1.1					450	450
6410	6460	2	.21	3.4	507.5				19922425	
6410	6510	1	.23	2.87284.81					19921992	
6410	6511	1	.148	2.344342.06					25983274	
6413	6411	1 T	24.35	1.025					9991199	
6413	6412	1 T	24.35	1.025					9991199	
6413	6414	1	28.2	1.004	.85	1.05		-6414	33	3332
6413	6417	1	28.2	1.024	.85	1.05		-6417	33	3332
6413	6453	1	1.999	4.837	.092				43	43
6416	6521	1	2.38	18.0894.669					319	319
6418	6413	1	-.11	1.					100	100
6418	6415	1	5.38	1.					33	33
6430	6424	1	1.1775	1.05					16201944	
6430	6425	1	.785	1.05					24302916	
6430	6460	1	.32	4.16	422.6				20302557	
6430	6460	3	.228	3.372	497.2				24252425	
6430	6507	1	.161	2.41	335.3				26852685	
6430	6509	1	.15	2.3	335.				19921992	
6440	6441	1	2.22	1.064	.9	1.1		-6441	450	45032
6440	6441	2	2.22	1.064	.9	1.1		-6441	450	45032
6441	6407	1	.656	6.15125.561					557	557
6441	6407	2	.656	6.15125.561					557	557
6451	6457	1	110.08	1.014	.9	1.1		6451	9	917
6451	6457	2	110.08	1.014	.9	1.1		6451	9	917
6453	6454	1	69.5	1.1	.9	1.1		-6454	13	1332
6453	6454	2	120.8	1.					15	15
6453	6457	1 T	85.9213.03	3.586					17	17
6453	6459	1	34.	1.					30	30
6455	6458	1	3.889						94	94
6456	6459	1 T	40.34							
6458	6416	1	-.56	.9659	.9	1.1		-6416	450	45017
6459	6452	1	-3.67	1.					30	30
6460	6476	1	1.76	1.1					750	750
6460	6477	1	1.76	1.1					750	750
6460	6478	1	1.65	1.1					750	750
6461	6463	1	36.35	1.					33	33
6461	6463	2	35.15	1.					33	33
6461	6463	3	36.42	1.					33	33
6461	6465	1	3.05	1.05					320	320
6461	6471	1	.475	3.33	12.12				467	588
6461	6471	2	.475	3.33	12.12				467	588
6461	6476	1	-.194	1.107	.971.128			6461	750	75013
6461	6477	1	-.194	1.107	.971.128			6461	750	75013
6461	6478	1	-.158	1.107	.971.128			6461	750	75013
6461	6489	1	.997	7.90434.657					279	279
6471	6472	1	9.313	.9725	.9	1.1		-6472	150	15017
6471	6472	2	9.313	.9725	.9	1.1		-6472	150	15017
6471	6481	1	.184	1.29	4.71				467	588
6471	6481	2	.184	1.29	4.71				467	588
6481	6482	1	9.313	.9454	.9	1.1		-6482	150	15017
6481	6482	2	9.313	.9454	.9	1.1		-6482	150	15017
6481	6482	3 T	9.31	.9454	.9	1.1		-6482	150	15017
6481	6491	1 T	1.57	8.83	15.21				199	199
6489	6491	1	.4	2.335	4.782				280	280
6491	6494	1	9.923	.9707	.8551.045			-6493	150	15017
6491	6497	1	8.32						100	100
6492	6497	1	-.79	.9944	.9	1.1		6492	100	10017
6494	6493	1	-.61						150	150
6494	6495	1	8.01						30	30
6497	6498	1	14.86						15	15
6506	6508	2	14.871	1.051					45	45
6507	6400	1	-.704						19922685	
6509	6400	1	-.69						19921992	
6510	6400	1	-.876						19921992	
6511	6400	1	-.71						19921992	
6512	5580	1	-1.37						16891689	
6512	6513	1	.37	4.78510.29					20302557	
6514	5580	1	-1.136						19921992	

6514	6515	1	.245	3.961602.32					25983274
6517	5580	1		-1.22					19921992
6521	6528	1		20.7					60 60
6521	6531	1	1.409810.49453.357						239 239
6525	6528	1 T		14.12					20 20
6528	6523	1		-1.22	1.041	.9	1.1	-6523	60 6017
6531	6534	1		44.13	.9946	.85	1.15	-6534	30 3032
6531	6541	1	1.11318.254341.475						239 239
6541	6548	1 T		7.9435					100 100
6541	6549	1 T		7.9435					100 100
6542	6548	1		-.6	.9918	.9	1.1	6542	100 10017
6543	6548	1 T		14.54					30 30
6544	6549	1 T		-.88	1.027	.9	1.1	6544	100 10017
6545	6549	1 T		14.38					30 30
6700	5590	1	.04	.61	87.19				19922685
6700	6702	1		-1.22					19921992
6701	6700	1		-.79					19922685
6702	6517	1	.26	4.07622.01					19921992
6703	6700	1		-.792					19921992
7200	7208	1		7.42					180 180
7200	7301	1	.11641.8363265.83						25983274
7202	7208	1		-.445	.9206	.9161	.178	7202	180 18032
7204	7200	1	.023	.39638.695					17321732
7204	7207	1		1.284	1.05				960 960
7205	7208	1		4.61					
7207	7206	1		1.264	1.				950 950
7300	7301	1		-.952					12991949
7300	7303	1		-.952					12991949
7302	7300	1		-.952					12991949
7303	7200	1	.126	1.851270.44					27282728
7304	7300	1		-.952					12991949
7591	7302	1	.21843.5423529.69						25983274
7592	7591	1		-.952					12991949
7593	7304	1	.236	3.562539.69					27282728
7594	7593	2		-.952					12991949
7592	5590	1		-0.59					
7594	5590	1		-0.59					
9999									

B.5 – SISTEMA EQUIVALENTE ELETRONORTE (CARGA MÉDIA)

DADOS DE BARRA - PECO

6419	2WTUCURUI1-5GR8101150.61575.12.87-525. 525. 6410								591012
5525	FC.NETO 230 51030-3.1							-11.6 12	581051
5526	IC. Neto 69 B1043-4.1							15.9 3.2	581043
5528	FSCHIN-MA 23051037 -3.							4. 1.	581050
5531	FPERITORO 23051024-2.3								58 958
5533	IPERITORO 69 B1043-6.1							53.1 8.8	581043
5535	ZPERITORO 13 B1040-6.5							1.7 1.3	581024
5538	YPERITORO FICO1042-6.3								581025
5539	MMRAT6-02-013B1011-7.1								58 983
5541	FMIRANDA 23051017-5.7								58 973
5542	GMIRANDA 138 51043 -7.							64.3 9.2	581043
5543	IMIRANDA 69 B1043 -7.							35. 11.4	581043
5544	YMRAT6-02-FICO1011-7.1								58 983
5545	ZMIRANDA 13 B1042-7.1							2.8 2.2	581025
5546	ZMIRANDA 13B1014-7.1								58 968
5548	YMIRANDA FICO1040-7.1								581025
5549	YMIRANDA FICO1014-7.1								58 968
5550	CS.LUISII 500A1027-1.4								-136.581057
5551	FS.LUISII-23051043-3.8							913.7333.8 346.611050	
5561	FS.LUIS I 23051030-4.7								581001
5562	S.LUIS-I69-2B1014-8.2							97.4 35.5	581014
5563	IS.LUIS-I69-1B1014-9.1							121.5 44.3	581014
5580	CP.DUTRA 500A10599.17							1968 98.4	-551581080
5581	FP.DUTRA 230510266.43								58 957
5582	YPDD-FIC-CS12010066.43								58 936
5583	IP. DUTRA 69 B1043.013							26.9 8.1	581043
5584	ZP.Dutra 13-2B10562.15								581000
5585	MP.DUTRA 13.8B 9896.83								58 981
5586	1WPDUTRA---2CS810396.43 0.102.7-140. 200.								58 935

5588	YPDD ATR FICO 9896.83				58 981
5589	YP. Dutra FICO10562.15				581000
5590	CIMPERATR.500A109019.1				-529581104
5591	FIMPERATR.23051023 18.				581000
5593	IIMPERATRIZ69B104314.7			99. 42.8	581043
5596	1WIMPERATR-3CS81025 18.	0.92.31-210. 300.			58 970
5601	FP.FRANCO 2305101513.2				581001
5602	GP.FRANCO 1385101110.5			65.1 -6.7	581011
5603	IP. FRANCO 69B104311.9			13.3 2.8	581043
5605	ZP.FRANCO 13B101910.3				58 998
5608	YP.FRANCO FICO101910.3				58 998
6395	FSE-09Prov2305 97221.7				591000
6398	KCARAJAS 34.5B 95918.4			24.7 15.4	591000
6400	CMARABA 500A107032.3				-527591105
6401	FMARABA 2305103729.9			167.6 51.2	591031
6402	YMAR AUX FICO102927.4				591047
6403	IMARABA 69B102927.5			25.2 4.	591043
6404	MMAR AUX 13.8B102927.4				591047
6405	1WMARABA---1CS8100029.9	0.20.01 -90. 150.			591010
6406	MMARABA 13.8B103629.3				591095
6407	FCARAJAS 2305100930.8			61.5 20.2 30.59	991
6408	YMAR ATR FICO 96529.3				591020
6409	FCVRD 2305 96320.3			85. 17.3	59 991
6410	CTUCURUI 500A107244.6				591100
6411	1MGA1-TUC--1MQ8 98047.1	20.-4.06 -16. 16.			59 950
6412	1MGA2-TUC--1MQ8 98047.1	20.-4.06 -16. 16.			59 950
6413	ITUCURUI 69B101644.3				591010
6414	ZTUC-OBRAS 13B100542.2			13.2 6.4	591005
6415	MTUCURUI 13.8B101644.3				591009
6416	FTUC-ATR 2305104542.1			69.5 20.3	59 941
6417	MTTUCURUI13.8B100544.3				591005
6418	YTUC ATR FICO101644.3				591009
6420	1WTUCURUI2-3GR8100150.6	945. 7.72-315. 315. 6410			591012
6421	1WTUCURUI2-0008 96544.6	0. 0. 0. 0. 6410			591026
6422	1WTUCURUI3-4GR8100750.6	1260.10.29-420. 420. 6410			591012
6423	1WTUCURUI3-0008100544.6	0. 0. 0. 0. 6410			591023
6424	1WTUCURUI5-4GR8 98052.4	1360.-51.8-472. 472. 6430			591026
6425	1WTUCURUI6-6GR8101052.4	2040.-77.7-708. 708. 6430			591010
6430	CTucurui2 500A107243.4				591000
6440	CITACAIUN-500A107032.3				-136.591000
6441	FITACAIUN-2305100031.9				591000
6451	MCAMETA 13.8B 96138.6			3.5 2.6	591009
6452	KTC-VILA 34.5B1002 43.			3.1 1.	591008
6453	ITC-VILA 69 B100643.5			13.2 4.1	591009
6454	MTC-VILA 13.8B 95040.2			13.4 4.2	591049
6455	ZTUC-ATR 13,8B 98441.6				591016
6456	MTC-VILA 13.8B100242.9				591008
6457	ICAMETA 69.0 B 95539.7				591013
6458	YTUC-ATR-FIC10 98441.6				591016
6459	YFIC-TC-VILA 0100242.9				591008
6460	CV.CONDE 500A105033.7				-326591075
6461	FV.CONDE 2305105028.3			912.196.3 333.611	1013
6463	IV. CONDE 69B102223.2			80.4 20.5	591022
6465	1WVCONDE---2CS8100028.3	0..0004-180. 300.			59 970
6471	FGUAMA 2305101323.7				59 978
6472	IGUAMA 69B104319.8			165.2 56.3	591043
6476	VCO-AT-1-FICO 94927.6				591045
6477	VCO-AT-2-FICO 94927.6				591045
6478	VCO-AT-3-FICO 94927.7				591045
6481	FUTINGA 2305100622.4				111.59 970
6482	IUTINGA 69B105016.9			360. 153.	591050
6489	FCASTANHAL2305102323.5				591000
6491	FSTA.MARIA2305101022.1				59 950
6492	GSTA MARIA1385104319.7			55.9 13.3	591043
6493	ISTA MARIA 69B105019.1			63.6 18.5	591050
6494	YSTA.MARIAFICO104918.9				591016
6495	ZSTA.MARIA 13B104918.9				591016
6497	YST MARIAFIC O 99819.5				59 958
6498	MST MARIA13.8B 99819.5				59 958
6506	MARABA--13.8B101029.7				591077
6507	CMB-C4-BCS500A108127.9				-100581059
6508	MAR-ATR-2FICO 96129.7				591077
6509	CMB-C3 CSF500A108227.8				-100591070
6510	CMB-C1-BCS500A107627.2				591096
6511	CMB-C2-BCS500A107427.2				591096
6512	CPD-C1-BCS500A10403.04				581050
6513	CIZ-C1-BCS500A106825.1				581000

6514	CPD-C2-BCS500A10372.92								581000
6515	CIZ-C2-BCS500A107225.1								581000
6517	CPD-ACACSF500A1082.569								-180581070
6521	FALTAMIRA 2305104933.3								591018
6523	IALTAMIRA 69B100731.7				15.5	2.6			591007
6525	ZALTAMIRA 13B104331.6								591007
6528	YALTAMIRA FICO104331.6								591007
6531	FTRANSAM. 2305100629.3								591025
6534	KTRANSAM. 34B104328.2				4.7	2.7			591043
6541	FRUROP. 230 5 96426.1								-60.591016
6542	GRUROP. 138/15100724.2				42.2	4.1			591007
6543	MRUROP.13.8/1B 95823.9				1.2	.8			591034
6544	GRUROP. 138/251029 25.				25.5	-5.4			591029
6545	MRUROP.13.8/2B 96824.9								591024
6548	YRUROP. FIC/10 959 24.								591034
6549	YRUROP. FIC/20 96824.9								591024
6700	CACAILAND 500A108221.7								581070
6701	CACA-MBCSF500A109517.4								-100581070
6702	CACA-PDCSF500A108730.4								-180581070
6703	CAC-MB-BCS500A109817.2								-100581093
7200	CMIRACEM 500A106814.9				1261	-450	-408.		631065
7202	GMIRACEMA 1385101014.2	52.7	0.		71.2	-27.3			581010
7204	CLAJEADO--500A106716.7								631000
7205	ZMIRACEMA 13 B108714.2								631125
7206	1WLAJEADO--5GR8102029.5	900.115.3	-285.	285.					631020
7207	FLAJEADO--2305101223.1								631000
7208	YMIRACEMA FICO108714.2								631125
7300	CCOLINAS 500A107415.8				790.5	-46.0	-136.		631079
7301	CCOL-MIR 500A105016.8								631079
7302	CCOL-IPZ 500A109413.1								-272631069
7303	CCOL-MIR2-500A104916.7								631061
7304	CCOL-IPZ2-500A109413.1								-272631083
7591	CIPZ-COL1 500A104723.9								-136631115
7592	CIPZ-COL2 500A1072 21.								631107
7593	CIPZ-COL2-500A104523.8								-136631072
7594	CIPZ-COL2-500A107120.9								631089
9999									
DADOS DE LINHA - PECO									
5526	5525 1	22.	1.016	.9	1.1	5526	65	6519	
5526	5525 2	22.	1.016	.9	1.1	5526	65	6519	
5528	5525 1	1.951 9.34317.171					233	239	
5531	5528 1	2.38911.46521.139					233	239	
5531	5538 1	14.2	.968	.7261.117		-5533	100	10021	
5533	5538 1 T	-.94					100	100	
5535	5538 1 T	13.5					10	10	
5539	5544 1	14.66					30	30	
5541	5531 1	1.81 9.2815.934					233	239	
5541	5544 1	8.09					100	100	
5541	5548 1	14.24	.9311	.73	1.12	-5543	100	10021	
5541	5549 1	7.946					100	100	
5542	5544 1	-.61	1.031	.9	1.1	5542	100	10032	
5542	5549 1	-.496	1.029	.9	1.1	5542	100	10017	
5543	5548 1 T	-.98					100	100	
5545	5548 1 T	8.9					30	30	
5546	5549 1	14.43					30	30	
5550	5551 1	1.15	.983				600	600	
5550	5551 2	1.15	.983				600	600	
5550	5551 3	1.15	.983				600	600	
5551	5541 1	1.97 10.5118.019					233	239	
5551	5561 1	.31 1.67 2.863					233	233	
5551	5561 2	.31 1.67 2.863					233	233	
5561	5562 1	13.27	.9922	.7261.117		-5562	100	10021	
5561	5562 4	13.4	.9922	.7261.117		-5562	100	10021	
5561	5563 2	12.85	.985	.7261.117		-5563	100	10021	
5561	5563 3	14.46	.985	.7261.117		-5563	100	10021	
5580	5550 1	.294 3.77392.74					14031403		
5580	5550 2	.195 3.125463.66					23382338		
5580	5588 1	2.43	1.1				300	300	
5581	5531 1	2.1 11.79 20.5					239	239	
5581	5582 1	.16	1.022				200	200	
5581	5588 1	.43	1.033				300	300	
5581	5589 1	31.86	.944	.9	1.1	-5583	50	5017	
5582	5586 1	3.36					200	200	
5583	5589 1	15.26	1.				50	50	
5584	5589 1	-1.36	1.				50	50	
5585	5588 1 T	11.23					14	14	
5590	5591 1	1.11	1.072				600	600	

5590	6400	1	.185	2.354	231.8					19921992
5590	6400	2	.122	1.921	278.41					25982598
5590	6513	1		-1.37						16891689
5590	6515	1 T		-1.136						19921992
5591	5593	1		13.05		.9547	.7261	.117		-5593 100 10021
5591	5593	2		12.75		.9547	.7261	.117		-5593 100 10021
5591	5596	1		2.72		1.022				400 400
5591	5601	1	1.94	10.88	18.76					233 239
5601	5603	1		36.7		.9683	.9	1.1		-5603 33 3317
5601	5603	2		36.7		.9683	.9	1.1		-5603 33 3317
5601	5608	1		7.92						100 100
5602	5608	1		-.49		.9924	.9	1.1		5602 100 10032
5605	5608	1		14.41						30 30
6395	6398	1		22.53		.975				30 30
6395	6409	1	.541	2.92	5.47					166 166
6400	6408	1		4.07		1.1				300 300
6400	6508	2		2.431		1.1				450 450
6400	6701	1	.17	2.63	387.1					26852685
6400	6703	1	.171	2.56	356.1					19921992
6401	6395	1	2.55	13.82	25.86					166 166
6401	6402	1		37.12		1.				33 33
6401	6402	2		37.12		1.				33 33
6401	6405	1		6.18		1.05				160 160
6401	6408	1		-.77		1.073				300 300
6401	6508	2		-.193		1.078				450 450
6402	6403	1		-.76						33 33
6402	6403	2		-.76						33 33
6402	6404	1		9.85						3 3
6402	6404	2		9.85						6 6
6406	6408	1		5.93		1.073				25 25
6410	6418	1		11.92		1.024				100 100
6410	6419	1		.688		1.05				20252430
6410	6420	1		1.1467		1.05				12151458
6410	6421	1		3.44		1.05				405 486
6410	6422	1		.86		1.05				16201944
6410	6423	1		3.44		1.05				378 378
6410	6430	1		.8						22522252
6410	6458	1		2.88		1.1				450 450
6410	6460	2	.21	3.4	507.5					19922425
6410	6510	1	.23	2.87	284.81					19921992
6410	6511	1	.148	2.344	342.06					25983274
6413	6411	1 T		24.35		1.025				9991199
6413	6412	1 T		24.35		1.025				9991199
6413	6414	1		28.2		.9927	.85	1.05		-6414 33 3332
6413	6417	1		28.2		1.011	.85	1.05		-6417 33 3332
6413	6453	1	1.999	4.837	.092					43 43
6416	6521	1	2.38	18.08	94.669					319 319
6418	6413	1		-.11		1.				100 100
6418	6415	1		5.38		1.				33 33
6430	6424	1		1.1775		1.05				16201944
6430	6425	1		.785		1.05				24302916
6430	6460	1	.32	4.16	422.6					20302557
6430	6460	3	.228	3.372	497.2					24252425
6430	6507	1	.161	2.41	335.3					26852685
6430	6509	1	.15	2.3	335.					19921992
6400	6440	1	.0369	.0518	681.134					25982598
6400	6440	2	.0369	.0518	681.134					25982598
6440	6441	1		2.22		1.077	.9	1.1		-6441 450 45032
6440	6441	2		2.22		1.077	.9	1.1		-6441 450 45032
6441	6407	1	.656	6.151	25.561					557 557
6441	6407	2	.656	6.151	25.561					557 557
6451	6457	1		110.08		1.021	.9	1.1		6451 9 917
6451	6457	2		110.08		1.021	.9	1.1		6451 9 917
6453	6454	1		69.5		1.062	.9	1.1		-6454 13 1332
6453	6454	2		120.8		1.				15 15
6453	6457	1 T	85.92	13.03	3.586					17 17
6453	6459	1		34.		1.				30 30
6455	6458	1		3.889						94 94
6456	6459	1 T		40.34						
6458	6416	1		-.56		.9394	.9	1.1		-6416 450 45017
6459	6452	1		-3.67		1.				30 30
6460	6476	1		1.76		1.1				750 750
6460	6477	1		1.76		1.1				750 750
6460	6478	1		1.65		1.1				750 750
6461	6463	1		36.35		1.				33 33
6461	6463	2		35.15		1.				33 33
6461	6463	3		36.42		1.				33 33

6461	6465	1		3.05		1.05				320	320
6461	6471	1	.475	3.33	12.12					467	588
6461	6471	2	.475	3.33	12.12					467	588
6461	6476	1		-.194		1.107	.971	.128		6461	750 75013
6461	6477	1		-.194		1.107	.971	.128		6461	750 75013
6461	6478	1		-.158		1.107	.971	.128		6461	750 75013
6461	6489	1	.997	7.90434	6.57						279 279
6471	6472	1		9.313		.9465	.9	1.1		-6472	150 15017
6471	6472	2		9.313		.9465	.9	1.1		-6472	150 15017
6471	6481	1	.184	1.29	4.71						467 588
6471	6481	2	.184	1.29	4.71						467 588
6481	6482	1		9.313		.9138	.9	1.1		-6482	150 15017
6481	6482	2		9.313		.9138	.9	1.1		-6482	150 15017
6481	6482	3 T		9.31		.9138	.9	1.1		-6482	150 15017
6481	6491	1 T	1.57	8.83	15.21						199 199
6489	6491	1	.4	2.335	4.782						280 280
6491	6494	1		9.923		.9457	.8551	.045		-6493	150 15017
6491	6497	1		8.32							100 100
6492	6497	1		-.79		1.044	.9	1.1		6492	100 10017
6494	6493	1		-.61							150 150
6494	6495	1		8.01							30 30
6497	6498	1		14.86							15 15
6506	6508	2		14.871		1.051					45 45
6507	6400	1		-.704							19922685
6509	6400	1		-.69							19921992
6510	6400	1		-.876							19921992
6511	6400	1		-.71							19921992
6512	5580	1		-1.37							16891689
6512	6513	1	.37	4.78510	2.29						20302557
6514	5580	1		-1.14							19921992
6514	6515	1	.25	3.96602	3.32						25983274
6517	5580	1		-1.22							19921992
6521	6528	1		20.7							60 60
6521	6531	1	1.409810	4.9453	3.57						239 239
6525	6528	1 T		14.12							20 20
6528	6523	1		-1.22		1.036	.9	1.1		-6523	60 6017
6531	6534	1		44.13		.9538	.85	1.15		-6534	30 3032
6531	6541	1	1.11318	2.54341	4.75						239 239
6541	6548	1 T		7.9435							100 100
6541	6549	1 T		7.9435							100 100
6542	6548	1		-.6		1.049	.9	1.1		6542	100 10017
6543	6548	1 T		14.54							30 30
6544	6549	1 T		-.88		1.063	.9	1.1		6544	100 10017
6545	6549	1 T		14.38							30 30
6700	5590	1	.04	.61	87.19						19922685
6700	6702	1		-1.22							19921992
6701	6700	1		-.79							19922685
6702	6517	1	.26	4.07622	2.01						19921992
6703	6700	1		-.792							19921992
7200	7208	1		7.42							180 180
7200	7301	1	.11641	8.363265	8.83						25983274
7202	7208	1		-.445		.9298	.9161	.178		7202	180 18032
7204	7200	1	.023	.39638	6.95						17321732
7204	7207	1		1.284		1.05					960 960
7205	7208	1		4.61		1.					
7207	7206	1		1.264		1.					950 950
7300	7301	1		-.952							12991949
7300	7303	1		-.952							12991949
7302	7300	1		-.95							12991949
7303	7200	1	.126	1.851270	4.44						27282728
7304	7300	1		-.952							12991949
7591	7302	1	.22	3.53529	6.9						25983274
7592	7591	1		-.95							12991949
7593	7304	1	.236	3.562539	6.9						27282728
7594	7593	2		-.952							12991949
7592	5590	1		-0.59							
7594	5590	1		-0.59							
9999											

B.6 – SISTEMA EQUIVALENTE ELETRONORTE (CARGA PESADA)

DADOS DE BARRA - PECO

6419	2WTUCURUI1-5GR8100939.31555.4.303-525. 525. 6410			591026
5525	FC.NETO 230 51019-16.	-24.8	3.5	58 958
5526	IC. Neto 69 B1043-17.	25.	7.1	581043
5528	FSCHIN-MA 23051021-16.	4.3	.9	581050
5531	FPERITORO 23051004-15.			58 886
5533	IPERITORO 69 B1043-20.	67.2	16.	581043
5535	ZPERITORO 13 B1039-20.	2.8	1.5	581040
5538	YPERITORO FICO1041-20.			581041
5539	MMRAT6-02-013B 981-22.			58 983
5541	FMIRANDA 2305 981-19.			58 916
5542	GMIRANDA 138 51043-21.	97.7	20.5	581043
5543	IMIRANDA 69 B1043-21.	46.5	18.6	581043
5544	YMRAT6-02-FICO 981-22.			58 983
5545	ZMIRANDA 13 B1041-21.	4.6	2.6	581041
5546	ZMIRANDA 13B 963-22.			58 898
5548	YMIRANDA FICO1037-21.			581042
5549	YMIRANDA FICO 963-22.			58 898
5550	CS.LUISII 500A1026-13.			-336.581037
5551	FS.LUISII-23051043-15.	913.7	337. 346.6	11050
5561	FS.LUIS I 23051016-16.			581001
5562	S.LUIS-I69-2B1029-20.	105.4	42.9	581029
5563	IS.LUIS-I69-1B1029-21.	131.5	53.6	581029
5580	CP.DUTRA 500A1060-1.6	2021.	53.8	-551581076
5581	FP.DUTRA 23051040 -5.			58 956
5582	YPDD-FIC-CS1201019 -5.			58 935
5583	IP. DUTRA 69 B1043-14.	37.6	12.9	581043
5584	ZP.Dutra 13-2B1063-11.			581000
5585	MP.DUTRA 13.8B 979-4.5			58 979
5586	1WPDUTRA---2CS81050 -5. 0.95.46-140. 200.			58 940
5588	YPDD ATR FICO 979-4.5			58 979
5589	YP. Dutra FICO1063-11.			581000
5590	CIMPERATR.500A1095 8.8			-529581099
5591	FIMPERATR.23051013 7.6			581015
5593	IIMPERATRIZ69B10434.02	108.5	51.4	581043
5596	1WIMPERATR-3CS81020 7.6 0.106.8-210. 300.			58 975
5601	FP.FRANCO 2305 9992.36			58 995
5602	GP.FRANCO 13851029-.56	68.4	-3.4	581029
5603	IP. FRANCO 69B1043.858	15.6	3.5	581043
5605	ZP.FRANCO 13B1000-.75			58 985
5608	YP.FRANCO FICO1000-.75			58 985
6395	FSE-09Prov2305 98610.8			591000
6398	KCARAJAS 34.5B 9846.83	30.2	11.	591000
6400	CMARABA 500A108021.7			-527591096
6401	FMARABA 2305104819.3	148.4	42.	591016
6402	YMAR AUX FICO104616.9			591027
6403	IMARABA 69B104616.9	25.6	.5	591052
6404	MMAR AUX 13.8B104616.9			591027
6405	1WMARABA---1CS8100519.3 0. 11.3 -90. 150.			59 990
6406	MMARABA 13.8B104718.8			591080
6407	FCARAJAS 2305101120.1	61.5	12.5	30.59 991
6408	YMAR ATR FICO 97618.8			591006
6409	FCVRD 2305 9779.35	85.	17.3	59 991
6410	CTUCURUI 500A108333.5			591100
6411	1MGA1-TUC--1MQ8100035.8 20.-2.74 -16. 16.			59 950
6412	1MGA2-TUC--1MQ8100035.8 20.-2.74 -16. 16.			59 950
6413	ITUCURUI 69B1033 33.			591008
6414	ZTUC-OBRAS 13B100130.9	13.2	6.4	591001
6415	MTUCURUI 13.8B1033 33.			591008
6416	FTUC-ATR 2305104031.5	50.	14.6	59 990
6417	MTUCURUI13.8B1000 33.			591000
6418	YTUC ATR FICO1033 33.			591008
6420	1WTUCURUI2-3GR8 99939.3 933.2.582-315. 315. 6410			591026
6421	1WTUCURUI2-0008 96233.5 0. 0. 0. 0. 6410			591026
6422	1WTUCURUI3-4GR8100639.31244.3.442-420. 420. 6410			591026
6423	1WTUCURUI3-0008100533.5 0. 0. 0. 0. 6410			591023
6424	1WTUCURUI5-4GR8 98041.11344.-51.5-472. 472. 6430			591026
6425	1WTUCURUI6-6GR8101041.12016.-77.2-708. 708. 6430			591010
6430	CTucurui2 500A108332.4			591000
6440	CITACAIUN-500A108021.6			-136.591000
6441	FITACAIUN-2305100021.3			591000
6451	MCAMETA 13.8B1007 26.	4.2	2.7	591006

6452	KTC-VILA 34.5B102131.6			3.4	.6	591004
6453	ITC-VILA 69 B102332.1			14.7	2.8	591006
6454	MTC-VILA 13.8B 97528.8			13.7	2.6	591042
6455	ZTUC-ATR 13,8B 99631.1					591018
6456	MTC-VILA 13.8B102131.5					591003
6457	ICAMETA 69.0 B 95427.5					59 992
6458	YTUC-ATR-FIC10 99631.1					591018
6459	YFIC-TC-VILA 0102131.5					591003
6460	CV.CONDE 500A105422.9					-326591007
6461	FV.CONDE 2305105017.6			912.196.3	222.611033	
6463	IV. CONDE 69B102412.2			84.4	18.	591022
6465	1WVCONDE---2CS8100017.6	0..0005-180. 300.				591000
6471	FGUAMA 2305102113.1					59 984
6472	IGUAMA 69B10439.63			145.	41.7	591043
6476	VCO-AT-1-FICO 94916.9					591045
6477	VCO-AT-2-FICO 94916.9					591045
6478	VCO-AT-3-FICO 949 17.					591045
6481	FUTINGA 2305101411.8				111.59	972
6482	IUTINGA 69B10506.41			350.9138.1		591050
6489	FCASTANHAL2305102912.5					591000
6491	FSTA.MARIA2305101811.1					59 944
6492	GSTA MARIA138510438.97			50.3	.9	591043
6493	ISTA MARIA 69B10507.05			84.4	18.8	591050
6494	YSTA.MARIAFICO10496.78					591019
6495	ZSTA.MARIA 13B10496.78					591019
6497	YST MARIAFIC 010178.75					59 950
6498	MST MARIA13.8B10178.75					59 950
6506	MARABA--13.8B102119.1					591077
6507	CMB-C4-BCS500A109017.4					-100581059
6508	MAR-ATR-2FICO 97119.1					591077
6509	CMB-C3 CSF500A109117.2					-100591070
6510	CMB-C1-BCS500A108516.7					591088
6511	CMB-C2-BCS500A108316.6					591088
6512	CPD-C1-BCS500A1042 -8.					581050
6513	CIZ-C1-BCS500A1075 15.					581000
6514	CPD-C2-BCS500A1039-8.1					581046
6515	CIZ-C2-BCS500A1080 15.					581074
6517	CPD-ACACSF500A1082-10.					-180581070
6521	FALTAMIRA 2305104622.6					591070
6523	IALTAMIRA 69B100820.9			16.3	4.1	591007
6525	ZALTAMIRA 13B103820.8					591064
6528	YALTAMIRA FICO103820.8					591064
6531	FTRANSAM. 2305100718.6					-30591074
6534	KTRANSAM. 34B104317.6			4.4	1.6	591043
6541	FRUROP. 230 5 96615.5					-60.591062
6542	GRUROP. 138/15103613.5			42.3	1.6	591036
6543	MRUROP.13.8/1B 96313.3			1.3	.6	591080
6544	GRUROP. 138/25104314.4			24.9	-4.3	591043
6545	MRUROP.13.8/2B 97014.3					591070
6548	YRUROP. FIC/10 96413.4					591081
6549	YRUROP. FIC/20 97014.3					591070
6700	CACAILAND 500A108811.2					581070
6701	CACA-MBCSF500A10996.91					-100581070
6702	CACA-PDCSF500A1096 20.					-180581070
6703	CAC-MB-BCS500A11026.74					-100581093
7200	CMIRACEM 500A10685.74			1002.-502.-408.	631069	
7202	GMIRACEMA 138510204.6152.65 0.			85.4-23.2		581020
7204	CLAJEADO--500A10627.56					631000
7205	ZMIRACEMA 13 B10844.54					631021
7206	1WLAJEADO--5GR8 98020.9	900.-15.7-285. 285.				631020
7207	FLAJEADO--2305 98914.2					631000
7208	YMIRACEMA FICO10844.54					631067
7300	CCOLINAS 500A1077 6.1			838.1-52.7-136.	631079	
7301	CCOL-MIR 500A10576.43					631061
7302	CCOL-IPZ 500A1093 3.8					-272631083
7303	CCOL-MIR2-500A10566.42					631061
7304	CCOL-IPZ2-500A10933.88					-272631083
7591	CIPZ-COL1 500A105412.8					-136631072
7592	CIPZ-COL2 500A107810.4					631089
7593	CIPZ-COL2-500A105312.6					-136631072
7594	CIPZ-COL2-500A107710.3					631089
9999						
DADOS DE LINHA - PEÇO						
5526	5525 1	22.	1.031	.9	1.1	5526 65 6519
5526	5525 2	22.	1.031	.9	1.1	5526 65 6519
5528	5525 1	1.951	9.34317.171			233 239
5531	5528 1	2.38911.46521.139				233 239

5531	5538 1	14.2	.9388	.7261.117	-5533	100	10021
5533	5538 1 T	-.94				100	100
5535	5538 1 T	13.5				10	10
5539	5544 1	14.66				30	30
5541	5531 1	1.81 9.2815.934				233	239
5541	5544 1	8.09				100	100
5541	5548 1	14.24	.8829	.73 1.12	-5543	100	10021
5541	5549 1	7.946				100	100
5542	5544 1	-.61	1.064	.9 1.1	5542	100	10032
5542	5549 1	-.496	1.082	.9 1.1	5542	100	10017
5543	5548 1 T	-.98				100	100
5545	5548 1 T	8.9				30	30
5546	5549 1	14.43				30	30
5550	5551 1	1.15	.994			600	600
5550	5551 2	1.15	.994			600	600
5550	5551 3	1.15	.994			600	600
5551	5541 1	1.97 10.5118.019				233	239
5551	5561 1	.31 1.67 2.863				233	233
5551	5561 2	.31 1.67 2.863				233	233
5561	5562 1	13.27	.96	.7261.117	-5562	100	10021
5561	5562 4	13.4	.96	.7261.117	-5562	100	10021
5561	5563 2	12.85	.9511	.7261.117	-5563	100	10021
5561	5563 3	14.46	.9511	.7261.117	-5563	100	10021
5580	5550 1	.294 3.77392.74				14031403	
5580	5550 2	.195 3.125463.66				23382338	
5580	5588 1	2.43	1.1			300	300
5581	5531 1	2.1 11.79 20.5				239	239
5581	5582 1	.16	1.022			200	200
5581	5588 1	.43	1.06			300	300
5581	5589 1	31.86	.9338	.9 1.1	-5583	50	5017
5582	5586 1	3.36				200	200
5583	5589 1	15.26	1.			50	50
5584	5589 1	-1.36	1.			50	50
5585	5588 1 T	11.23				14	14
5590	5591 1	1.11	1.086			600	600
5590	6400 1	.185 2.354 231.8				19921992	
5590	6400 2	.122 1.921278.41				25982598	
5590	6513 1	-1.37				16891689	
5590	6515 1 T	-1.136				19921992	
5591	5593 1	13.05	.9415	.7261.117	-5593	100	10021
5591	5593 2	12.75	.9415	.7261.117	-5593	100	10021
5591	5596 1	2.72	1.022			400	400
5591	5601 1	1.94 10.88 18.76				233	239
5601	5603 1	36.7	.9521	.9 1.1	-5603	33	3317
5601	5603 2	36.7	.9521	.9 1.1	-5603	33	3317
5601	5608 1	7.92				100	100
5602	5608 1	-.49	1.029	.9 1.1	5602	100	10032
5605	5608 1	14.41				30	30
6395	6398 1	22.53	.975			30	30
6395	6409 1	.541 2.92 5.47				166	166
6400	6408 1	4.07	1.1			300	300
6400	6440 1	.0369.0518681.134				25982598	
6400	6440 2	.0369.0518681.134				25982598	
6400	6508 2	2.431	1.1			450	450
6400	6701 1	.17 2.63 387.1				26852685	
6400	6703 1	.171 2.56 356.1				19921992	
6401	6395 1	2.554 13.82 25.86				166	166
6401	6402 1	37.12	1.			33	33
6401	6402 2	37.12	1.			33	33
6401	6405 1	6.18	1.05			160	160
6401	6408 1	-.77	1.073			300	300
6401	6508 2	-.193	1.078			450	450
6402	6403 1	-.76				33	33
6402	6403 2	-.76				33	33
6402	6404 1	9.85				3	3
6402	6404 2	9.85				6	6
6406	6408 1	5.93	1.073			25	25
6410	6418 1	11.92	1.024			100	100
6410	6419 1	.688	1.05			20252430	
6410	6420 1	1.1467	1.05			12151458	
6410	6421 1	3.44	1.05			405	486
6410	6422 1	.86	1.05			16201944	
6410	6423 1	3.44	1.05			378	378
6410	6430 1	.8				22522252	
6410	6458 1	2.88	1.1			450	450
6410	6460 2	.21 3.4 507.5				19922425	
6410	6510 1	.23 2.87284.81				19921992	

6410	6511	1	.148	2.344342.06					25983274
6413	6411	1	T	24.35	1.025				9991199
6413	6412	1	T	24.35	1.025				9991199
6413	6414	1		28.2	1.012	.85	1.05	-6414	33 3332
6413	6417	1		28.2	1.033	.85	1.05	-6417	33 3332
6413	6453	1	1.999	4.837	.092				43 43
6416	6521	1	2.38	18.0894.669					319 319
6418	6413	1		-.11	1.				100 100
6418	6415	1		5.38	1.				33 33
6430	6424	1		1.1775	1.05				16201944
6430	6425	1		.785	1.05				24302916
6430	6460	1	.32	4.16	422.6				20302557
6430	6460	3	.228	3.372	497.2				24252425
6430	6507	1	.161	2.41	335.3				26852685
6430	6509	1	.15	2.3	335.				19921992
6440	6441	1		2.22	1.088	.9	1.1	-6441	450 45032
6440	6441	2		2.22	1.088	.9	1.1	-6441	450 45032
6441	6407	1	.656	6.15125.561					557 557
6441	6407	2	.656	6.15125.561					557 557
6451	6457	1		110.08	1.073	.9	1.1	6451	9 917
6451	6457	2		110.08	1.073	.9	1.1	6451	9 917
6453	6454	1		69.5	1.058	.9	1.1	-6454	13 1332
6453	6454	2		120.8	1.				15 15
6453	6457	1	T	85.9213.03	3.586				17 17
6453	6459	1		34.	1.				30 30
6455	6458	1		3.889					94 94
6456	6459	1	T	40.34					
6458	6416	1		-.56	.9552	.9	1.1	-6416	450 45017
6459	6452	1		-3.67	1.				30 30
6460	6476	1		1.76	1.1				750 750
6460	6477	1		1.76	1.1				750 750
6460	6478	1		1.65	1.1				750 750
6461	6463	1		36.35	1.				33 33
6461	6463	2		35.15	1.				33 33
6461	6463	3		36.42	1.				33 33
6461	6465	1		3.05	1.05				320 320
6461	6471	1	.475	3.33	12.12				467 588
6461	6471	2	.475	3.33	12.12				467 588
6461	6476	1		-.194	1.106	.971	.128	6461	750 75013
6461	6477	1		-.194	1.106	.971	.128	6461	750 75013
6461	6478	1		-.158	1.106	.971	.128	6461	750 75013
6461	6489	1	.997	7.90434.657					279 279
6471	6472	1		9.313	.9597	.9	1.1	-6472	150 15017
6471	6472	2		9.313	.9597	.9	1.1	-6472	150 15017
6471	6481	1	.184	1.29	4.71				467 588
6471	6481	2	.184	1.29	4.71				467 588
6481	6482	1		9.313	.9257	.9	1.1	-6482	150 15017
6481	6482	2		9.313	.9257	.9	1.1	-6482	150 15017
6481	6482	3	T	9.31	.9257	.9	1.1	-6482	150 15017
6481	6491	1	T	1.57	8.83	15.21			199 199
6489	6491	1	.4	2.335	4.782				280 280
6491	6494	1		9.923	.9522	.8551	.045	-6493	150 15017
6491	6497	1		8.32					100 100
6492	6497	1		-.79	1.026	.9	1.1	6492	100 10017
6494	6493	1		-.61					150 150
6494	6495	1		8.01					30 30
6497	6498	1		14.86					15 15
6506	6508	2		14.871	1.051				45 45
6507	6400	1		-.704					19922685
6509	6400	1		-.69					19921992
6510	6400	1		-.876					19921992
6511	6400	1		-.712					19921992
6512	5580	1		-1.37					16891689
6512	6513	1	.37	4.78510.29					20302557
6514	5580	1		-1.136					19921992
6514	6515	1	.245	3.961602.32					25983274
6517	5580	1		-1.22					19921992
6521	6528	1		20.7					60 60
6521	6531	1	1.409810.49453.357						239 239
6525	6528	1	T	14.12					20 20
6528	6523	1		-1.22	1.03	.9	1.1	-6523	60 6017
6531	6534	1		44.13	.9589	.85	1.15	-6534	30 3032
6531	6541	1	1.11318.254341.475						239 239
6541	6548	1	T	7.9435					100 100
6541	6549	1	T	7.9435					100 100
6542	6548	1		-.6	1.075	.9	1.1	6542	100 10017
6543	6548	1	T	14.54					30 30

6544	6549	1	T							6544	100	10017
6545	6549	1	T								30	30
6700	5590	1		.04	.61	87.19					19922685	
6700	6702	1									19921992	
6701	6700	1									19922685	
6702	6517	1		.26	4.07622.01						19921992	
6703	6700	1									19921992	
7200	7208	1									180	180
7200	7301	1		.11641	.8363265.83						25983274	
7202	7208	1										
7202	7208	1					.9418	.9161.178		7202	180	18032
7204	7200	1		.023	.39638.695						17321732	
7204	7207	1									960	960
7205	7208	1										
7207	7206	1									950	950
7300	7301	1									12991949	
7300	7303	1									12991949	
7302	7300	1									12991949	
7303	7200	1		.126	1.851270.44						27282728	
7304	7300	1									12991949	
7591	7302	1		.21843	.5314529.69						25983274	
7592	7591	1									12991949	
7593	7304	1		.236	3.562539.69						27282728	
7594	7593	2									12991949	
7592	5590	1										
7594	5590	1										
9999												

C – REDUÇÃO DO SIN PARA O SISTEMA ELETRONORTE

Com tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O SIN é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica.

Em estudos do planejamento da expansão e da operação de sistemas de energia elétrica, partes da rede podem ser representadas pelos equivalentes externos, visando-se à redução das dimensões dos problemas de análise, como por exemplo, o fluxo de carga.

O objetivo neste trabalho é que fosse analisada somente a região do Sistema Eletronorte isoladamente. Para isto foi adotado o processo de redução.

O SIN pode ser descrito através de um arquivo computacional escrito em formato PECO. O arquivo em formato PECO é inteiramente descrito no “Guia do Usuário para Análises em Sistemas de Potência”, disponível pela companhia elétrica da Filadélfia (EUA). Estes dados são divididos em seções ou campos, tais como dados de linha e dados de barra.

Através deste arquivo de entrada (formato PECO) do SIN, do mês de março de 2008, isolaram-se as áreas de nº 58 (Área Maranhão); 59 (Área Tucuruí – Belém); 61 (Área Albrás + Alumar) e 63 (Interligação Norte – Sul). Sendo assim, as barras de outras regiões bem como suas respectivas linhas foram excluídas.

As regiões de intercâmbio foram denominadas como sendo as linhas onde apenas uma das barras seja pertencente ao sistema Eletronorte. Assim a outra barra fora deste sistema é modelada como uma carga. A Figura C.1 demonstra essa modelagem.

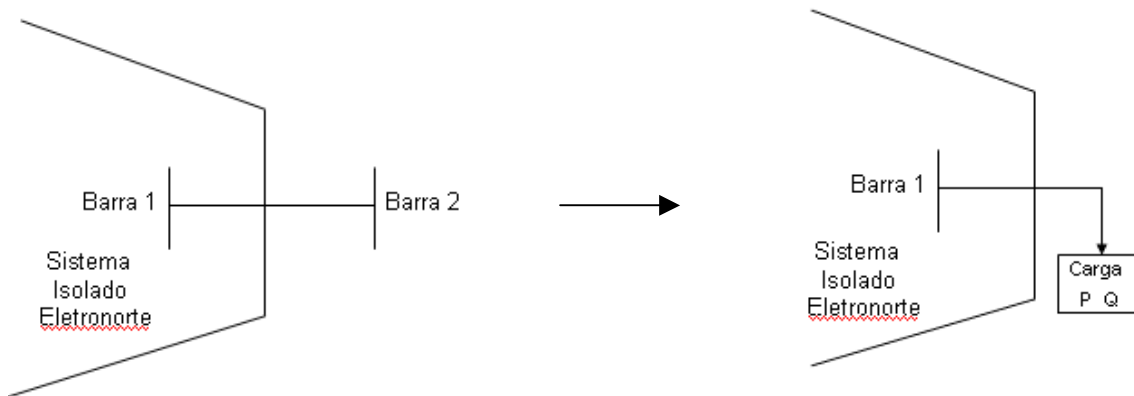


Figura C.1 – Dois Sistemas Delimitados por Região de Intercâmbio

A linha entre a Barra 1 e a Barra 2 é considerada uma região de intercâmbio. A Barra 1 é exclusiva do sistema Eletronorte, enquanto a Barra 2 pertence a outro agente. Logo a Barra 2 é modelada como sendo uma carga de demanda em P e em Q. Os fluxos ativos e reativos destas respectivas regiões fronteiriças foram então somados à demanda original da barra pertencente ao sistema isolado. Estas regiões de intercâmbio, no SIN, correspondem às linhas:

- 500 kV
 - De Miracema para Gurupi – 7200 → 7201 e 7200 → 7203
 - De Colinas para Ribeiro Gonçalves – 7300 → 5437
 - De Presidente Dutra para Terezina II – 5580 → 5500
 - De Presidente Dutra para Boa Esperança – 5580 → 5510

- 230 kV
 - De Coelho Neto para Terezina – 5525 → 5501
 - São Luís II para Alumar – 5551 → 8001; 5551 → 8002; 5551 → 8003

Adotou-se que a segunda barra após a seta será transformada em carga.

Outra mudança efetiva no banco de dados de entrada está relacionada com as capacitâncias shunt das barras e as capacitâncias série das linhas. No formato PECO estas duas grandezas estão sendo explicitadas por DSHL e DCSC, respectivamente. As capacitâncias shunt foram incluídas nos dados de barra (DBAR), enquanto que as capacitâncias em série foram então transferidas para o campo de dados de linha (DLIN), já que os programas FPO e AS apenas registram estes dois campos.

Os testes foram realizados para os sistemas de carga média, leve e pesada, para o mês de março de 2008, utilizando o programa ANAREDE/CEPEL. Foram escolhidas 40 barras para realizar a comparação das tensões em pu e os ângulos em graus entre o SIN e sistema Equivalente Eletronorte. Após a redução, verificou-se a equivalência das variáveis de saída do fluxo de carga para os dois sistemas, apresentando valores bem próximos, de acordo com as Tabelas C.1, C.2 e C.3.

Tabela C.1. – Comparativo Entre Tensões e Ângulos Para Carga Leve

Barra	SIN		Sistema Reduzido	
	Tensão(pu)	Ângulo(°)	Tensão(pu)	Ângulo(°)
5526	1,029	9,7	1,029	9,5
5528	1,037	10,1	1,094	10,0
5531	1,033	10,1	1,065	10,4
5533	1,029	7,3	1,029	7,5
5535	1,027	7,0	1,027	7,2
5538	1,028	7,1	1,028	7,3
5539	0,991	5,8	1,019	6,3
5541	1,019	6,9	1,047	7,3
5542	1,014	5,8	1,014	6,3
5543	1,043	5,8	1,043	5,3
5580	1,063	19,3	1,073	19,4
5581	1,042	17,0	1,050	17,2
5582	1,019	17,0	1,027	17,2
5583	1,014	12,1	1,014	12,3
5584	1,026	13,7	1,026	13,9
5585	0,961	17,3	0,968	17,5
5586	1,010	17,0	1,010	17,2
5588	0,961	17,3	0,968	17,5
5589	1,026	13,7	1,026	13,9
5590	1,081	26,9	1,086	27,0
6395	0,971	31,3	0,969	31,1
6398	0,968	28,5	0,966	28,3
6400	1,057	41,5	1,059	41,5
6401	1,027	39,3	1,029	39,3
6402	1,026	37,6	1,028	37,6
6403	1,026	37,6	1,028	37,6
6404	1,026	37,6	1,028	37,6
6405	0,980	39,3	0,980	39,3
6406	1,027	38,8	1,028	38,8
6407	1,008	40,0	1,009	40,0
6460	1,038	44,6	1,061	44,8
6461	1,035	39,8	1,035	40,1
6463	1,013	34,9	1,013	35,3
6465	0,985	39,8	0,985	40,1
6471	1,025	36,3	1,024	36,7
6472	1,043	33,7	1,043	34,1
6476	0,935	39,2	0,956	39,5
6477	0,935	39,2	0,956	39,5
6478	0,935	39,3	0,956	39,6
6481	1,023	35,3	1,023	35,7

Tabela C.2 – Comparativo Entre Tensões e Ângulos Para Carga Média

Barras	SIN		Sistema Reduzido	
	Tensão(pu)	Ângulo(°)	Tensão(pu)	Ângulo(°)
5526	1,043	-4,1	1,043	-1,3
5528	1,037	-3,0	1,118	-0,3
5531	1,024	-2,3	1,101	0,3
5533	1,043	-6,1	1,043	-3,5
5535	1,040	-6,4	1,041	-3,8
5538	1,042	-6,3	1,042	-3,7
5539	1,012	-7,1	1,113	-3,6
5541	1,017	-5,7	1,117	-2,5
5542	1,043	-7,0	1,043	-3,6
5543	1,043	-7,0	1,043	-5,1
5580	1,059	9,2	1,116	10,5
5581	1,026	6,4	1,061	8,1
5582	1,006	6,4	1,038	8,1
5583	1,044	0,0	1,043	1,7
5584	1,056	2,2	1,056	3,8
5585	0,989	6,8	1,025	8,4
5586	1,039	6,4	1,039	8,1
5588	0,989	6,8	1,025	8,4
5589	1,056	2,2	1,056	3,8
5590	1,090	19,1	1,121	19,8
6395	0,972	21,7	0,983	21,9
6398	0,959	18,4	0,971	18,6
6400	1,070	32,4	1,086	32,5
6401	1,037	29,9	1,049	30,1
6402	1,029	27,4	1,041	27,6
6403	1,029	27,5	1,041	27,7
6404	1,029	27,4	1,041	27,6
6405	1,000	29,9	1,000	30,1
6406	1,036	29,3	1,047	29,5
6407	1,009	30,8	1,009	31,0
6460	1,050	33,7	1,074	33,9
6461	1,050	28,3	1,050	28,7
6463	1,022	23,2	1,022	23,6
6465	1,000	28,3	1,000	28,7
6471	1,014	23,7	1,013	24,1
6472	1,043	19,8	1,043	20,2
6476	0,949	27,7	0,971	28,1
6477	0,949	27,7	0,971	28,1
6478	0,949	27,8	0,971	28,2
6481	1,006	22,4	1,006	22,8

Tabela C.3 – Comparativo Entre Tensões e Ângulos Para Carga Pesada

Barras	SIN		Sistema Reduzido	
	Tensão(pu)	Ângulo(°)	Tensão(pu)	Ângulo(°)
5526	1,042	-17,1	1,043	-18,7
5528	1,021	-15,6	0,987	-17,0
5531	1,004	-15,1	0,971	-16,5
5533	1,043	-19,9	1,043	-21,3
5535	1,039	-20,4	1,040	-21,8
5538	1,041	-20,2	1,042	-21,6
5539	0,980	-21,6	0,929	-23,7
5541	0,981	-19,2	0,939	-21,1
5542	1,043	-21,4	1,023	-23,5
5543	1,043	-21,0	1,043	-24,6
5580	1,060	-1,6	1,037	-2,3
5581	1,040	-5,0	1,026	-5,9
5582	1,019	-5,0	1,006	-5,9
5583	1,043	-13,8	1,043	-14,7
5584	1,063	-10,8	1,063	-11,7
5585	0,979	-4,5	0,964	-5,4
5586	1,050	-5,0	1,050	-5,9
5588	0,979	-4,5	0,964	-5,4
5589	1,063	-10,8	1,063	-11,7
5590	1,095	8,8	1,081	8,4
6395	0,986	10,7	0,978	10,3
6398	0,984	6,8	0,975	6,4
6400	1,080	21,6	1,073	21,5
6401	1,048	19,3	1,042	19,1
6402	1,046	16,8	1,040	16,6
6403	1,046	16,9	1,041	16,7
6404	1,046	16,8	1,040	16,6
6405	1,005	19,3	1,005	19,1
6406	1,047	18,7	1,042	18,6
6407	1,011	20,1	1,011	20,0
6460	1,054	22,8	1,078	22,9
6461	1,050	17,5	1,050	17,9
6463	1,024	12,1	1,024	12,5
6465	1,000	17,5	1,000	17,9
6471	1,021	13,1	1,021	13,4
6472	1,043	9,6	1,043	9,9
6476	0,949	16,9	0,971	17,2
6477	0,949	16,9	0,971	17,2
6478	0,949	17,0	0,971	17,3
6481	1,014	11,8	1,014	12,1

