TESE
1039

LA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO:

Disponibilidade, Máxima Transferência e Confiabilidade

João Guilherme de Carvalho Costa

ITAJUBÁ - Março - 2000

ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

EFEI

Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI
Biblioteca MAUÁ BIMG

CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO : DISPONIBILIDADE, MÁXIMA TRANSFERÊNCIA E CONFIABILIDADE

JOÃO GUILHERME DE CARVALHO COSTA

Dissertação submetida ao
INSTITUTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA EFEI
como requisito parcial para obtenção do título de
Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Armando Martins Leite da Silva

Co–Orientador : Luiz Antônio da Fonseca Manso

MARÇO DE 2000

ITAJUBÁ – MG – BRASIL

Ministério da Educação
ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ
Reconhecida Lei 3232 - 05/01/1917

ANEXO I

PRONUNCIAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

A Banca de Examinadora, abaixo assinada, nomeada pela Portaria nº **073** de 30 de março de 2000, considerando o resultado do Julgamento da Prova de Defesa Pública da Dissertação de Mestrado intitulada: **"Capacidade de Transmissão: Disponibilidade, Máxima Transferência e Confiabilidade"**, apresenta pronunciamento no sentido que o Coordenador dos Cursos de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola Federal de Engenharia de Itajubá solicite ao DRA (Departamento de Registro Acadêmico) a expedição do título de **Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica**, na Área de Concentração de **Sistemas Elétricos de Potência,** satisfeitas as demais exigências regimentais, a **João Guilherme de Carvalho Costa**.

Itajubá, 31 de março de 2000.

Drª. Andréa de Mattos Rei
1º Examinadora - ONS

Prof. Luiz Antonio da Fonseca Manso
2º Examinador - FUNREI

Prof. José Wanderley Marangon Lima
3º Examinador - EFEI

Prof. Armando Martins Leite da Silva
4º Examinador - (Orientador) - EFEI

Ministério da Educação
ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ
Reconhecida Lei 3232 - 05/01/1917

ANEXO II

PRONUNCIAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

Título da Dissertação: **"Capacidade de Transmissão: Disponibilidade, Máxima Transferência e Confiabilidade"**

Aluno: **João Guilherme de Carvalho Costa**

JULGAMENTO

Examinadores	Conceito	Rubrica
1º	A	
2º	A	
3º	A	
4º	A	AHL.

Resultado Médio: A ou seja, Aprovado
Conceito,

Observações: _____

Itajubá, 31 de março de 2000.

Drª. Andréa de Mattos Rei
1º Examinadora - ONS

Prof. Luiz Antonio da Fonseca Manso
2º Examinador - FUNREI

Prof. José Wanderley Marangon Lima
3º Examinador - EFEI

Prof. Armando Martins Leite da Silva
4º Examinador- (Orientador) - EFEI

AGRADECIMENTOS

- Ao professor Armando Martins Leite da Silva, pelo excelente trabalho de orientação, ensinamentos, e pela compreensão e auxílio dispensados durante todo esse período de convivência.

- Ao professor Antônio Eduardo Hermeto, por todo o apoio prestado durante meu ingresso no programa de pós-graduação.

- Ao Professor Luiz Antônio da Fonseca Manso, pelo auxílio prestado durante o desenvolvimento dos programas.

- Aos meus pais Benedicto e Maria Lauzina, pelo incentivo, apoio e compreensão que tiveram nos momentos em que ficaram privados de minha presença.

- À CAPES pelo apoio financeiro.

Aos meus pais Benedicto e Maria Lauzina, e

Ao meu irmão Marcus Lázaro.

RESUMO

As companhias de transmissão têm enfrentado muitos desafios no novo ambiente econômico como a determinação de capacidades ótimas de transmissão, o estabelecimento de carregamentos ótimos e a escolha das melhores alternativas de expansão. Esses aspectos têm motivado a avaliação das capacidades de transferência e margens de transmissão existentes. Nesse novo ambiente, a Capacidade de Transmissão Disponível (ATC) é um parâmetro importante para todas as companhias que participam do mercado de energia elétrica, e sua determinação interessa aos planejadores e operadores do sistema.

O principal objetivo deste trabalho é a determinação de uma função densidade de probabilidade para o ATC considerando incertezas tais como as indisponibilidades dos equipamentos de geração e transmissão. O algoritmo proposto é baseado em simulação Monte Carlo para a seleção do estado do sistema e programação linear com fluxo de potência DC para otimizar e analisar cada estado selecionado. Com as distribuições de probabilidade obtidas, pode-se discutir questões interessantes como: Quais as melhores barras para vender (geração) e comprar (carga) no sistema? Que parte do ATC poderia ser negociada como firme e qual a capacidade interruptível (não firme)?

Além disso, é proposta uma metodologia para determinar-se as quantidades máximas de geração e carga provenientes da entrada de novos agentes no sistema, de modo que um nível mínimo de confiabilidade preestabelecido seja respeitado. A idéia é aumentar a transferência entre as áreas do sistema, mantendo-se sua estrutura e nível de confiabilidade. Essa nova metodologia, bem como todas as técnicas relacionadas à determinação do ATC são aplicadas ao *IEEE Reliability Test System* (IEEE-RTS), considerando-se várias modificações, sendo os resultados obtidos discutidos detalhadamente.

ABSTRACT

Transmission companies are facing several challenges in the new economic environment including: the assessment of optimal transfer capabilities, the establishment of adequate transmission charges and the choice of the best transmission investment options. These aspects have motivated to evaluate the existing power transfer capabilities and transmission margins. In this new scenario, Available Transfer Capability (ATC) is an important parameter for all companies participating in the power transaction activities. The determination of ATC is an issue of concern to both system planners and operators.

The main objective of this work is to determine the ATC density function considering the uncertainties associated with this parameter such as equipment unavailabilities, etc. The proposed algorithm is based on Monte Carlo simulation to select the system state and Linear Programming, with a DC power flow model, to analyze and optimize each selected state. From these ATC probability distributions, several interesting points can be discussed: What is the maximum value of power transfer, given a certain risk? What are the best buses to sell (generation) and buy (load) in the system? What part of the posted ATC should be bought/sold as firm and what as an interruptible (non-firm) capacity?

Also, a new methodology is proposed to maximize the amount of generation/load brought by new agents to the system, without violating a pre-established reliability level. The idea is to increase the transfer capabilities among system areas while keeping the same network structure and reliability level. This new methodology and all techniques related with the proposed ATC determination are applied to the IEEE Reliability Test System, considering several modifications, and the corresponding results are deeply discussed.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS x

LISTA DE TABELAS xi

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS xiv

CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO 1

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS 1
1.2 DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO 3
1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO 5

CAPÍTULO 2 AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE COMPOSTA 7

2.1 INTRODUÇÃO 7
2.1.1 Representação por Espaço de Estados 8
2.2 SELEÇÃO DO ESTADO DO SISTEMA 11
2.2.1 Enumeração 11
2.2.2 Simulação Monte Carlo não-seqüencial 12
2.3 ANÁLISE DOS ESTADOS SELECIONADOS 13
2.4 ALGORITMO 14
2.5 POLÍTICAS DE CORTE DE CARGA 16
2.5.1 Penalidades de Interrupção Iguais em Todas as Barras 17
2.5.2 Penalidades de Interrupção Diferenciadas por Barra 17
2.5.3 Cortes de Carga distribuídos entre Todas as Barras em Caso de IG 17
2.6 APLICAÇÕES 19
2.6.1 Resultados – Caso 1 22
2.6.2 Resultados – Caso 2 23
2.6.3 Resultados – Caso 3 24
2.6.4 Resultados – Caso 4 27

2.6.5 Resultados – Caso 5 29
2.6.6 Resultados – Caso 6 30
2.6.7 Resultados – Caso 7 31
2.7 CONCLUSÕES 33

CAPÍTULO 3 UTILIZAÇÃO ÓTIMA DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO 34

3.1 INTRODUÇÃO 34
3.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA E SOLUÇÃO PROPOSTA 34
3.3 ALGORITMO 41
3.4 APLICAÇÕES 42
3.4.1 Resultados – Caso 1 44
3.4.2 Resultados – Caso 2 56
3.4.3 Resultados – Caso 3 60
3.4.4 Resultados – Caso 4 62
3.5 CONCLUSÕES 67

CAPÍTULO 4 CAPACIDADE DE TRANSFERÊNCIA DISPONÍVEL 69

4.1 INTRODUÇÃO 69
4.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA E SOLUÇÃO PROPOSTA 72
4.3 ALGORITMO 76
4.4 APLICAÇÃO 77
4.5 INFLUÊNCIA DA POLÍTICA DE CORTE DE CARGA NO CÁLCULO DO ATC.85
4.5.1 Penalidades de Interrupção Iguais em Todas as Barras 86
4.5.2 Penalidades de Interrupção Diferenciadas por Barra 87
4.5.3 Cortes de Carga Distribuídos entre Todas as Barras em Caso de IG 87
4.5.4 Resultados Obtidos 89
4.5.5 Comentários Sobre os Resultados 104
4.6 ESTUDO COMPARATIVO 105
4.6.1 Algoritmo com Dupla Otimização 105
4.6.2 Comparação de Resultados 108
4.7 CONCLUSÕES 112

CAPÍTULO 5 ATC COM INJEÇÕES EXTRA DE POTÊNCIA 115

5.1 INTRODUÇÃO 115
5.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA E SOLUÇÃO PROPOSTA 115
5.3 ALGORITMO 118
5.4 APLICAÇÃO 119
5.4.1 Resultados – Primeira Simulação 121
5.4.2 Resultados – Segunda Simulação 123
5.5 ANÁLISE DOS RESULTADOS 125
5.5.1 Interpretação para os Índices LOLP(ATC_{IE}) e EPNS(ATC_{IE}) 126
5.5.2 Interpretação para o ATC_{IE} 129
5.5.3 Conclusões a Respeito do ATC com Injeções Extra 132
5.6 METODOLOGIA DE CÁLCULO 133
5.7 APLICAÇÕES 134
5.7.1 Resultados – Caso 1 135
5.7.2 Resultados – Caso 2 142
5.8 CONCLUSÕES 148

CAPÍTULO 6 CONCLUSÕES 151

APÊNDICE 155

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 159

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Modelo de Markov a dois estados 8
Figura 2.2 – IEEE – RTS 21

Figura 3.1 – Sistema interligado com duas áreas 35
Figura 3.2 – Faixas de capacidades disponíveis para as linhas de interligação 1 e 2 35
Figura 3.3 – Divisão das faixas de capacidades disponíveis das linhas de interligação 37
Figura 3.4 – Divisão entre as capacidades firme e interruptível 40
Figura 3.5 – IEEE – RTS 43
Figura 3.6 – Faixas de capacidades disponíveis para as linhas de interligação – Caso 1 48
Figura 3.7 – Injeções e fluxos para o caso base estressado vencedor 51
Figura 3.8 – Custos totais para cada caso base estressado – Caso 1 52
Figura 3.9 – Custos totais para cada caso base estressado – Caso 2 60
Figura 3.10 – Faixa de capacidade disponível para a linha 14-11 – Caso 4 64

Figura 4.1 – Função densidade de probabilidade do ATC 71
(a) Risco de uma dada transferência
(b) Transferência máxima para um dado risco
Figura 4.2 – Sistema com interligado com duas áreas 72
Figura 4.3 – IEEE – RTS 78
Figura 4.4 – Fluxograma do algoritmo de dupla otimização para determinação do ATC 106

Figura 5.1 – Sistema com interligado com duas áreas 116
Figura 5.2 – IEEE – RTS 120
Figura 5.3 – Capacidade de transferência do sistema com injeções extra de potência 131
Figura 5.4 – Capacidade de transferência do sistema modificado 131
Figura 5.5 – LOLP do sistema em função do fator k – Caso 1 139
Figura 5.6 – EPNS/CARGA do sistema em função do fator k – Caso 1 139
Figura 5.7 – ATC médio em função do fator k – Caso 1 140
Figura 5.8 – LOLP do sistema em função do fator k – Caso 2 146
Figura 5.9 – EPNS/CARGA do sistema em função do fator k – Caso 2 146
Figura 5.10 – ATC médio em função do fator k – Caso 2 147

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Sumário dos casos analisados 20
Tabela 2.2 – Índices de confiabilidade por barra – Caso 1 22
Tabela 2.3 – Índices de confiabilidade por barra – Caso 2 24
Tabela 2.4 – Índices de confiabilidade por barra – Caso 3 25
Tabela 2.5 – Penalidade de interrupção de carga nas barras 26
Tabela 2.6 – Índices de confiabilidade por barra – Caso 4 27
Tabela 2.7 – Índices de confiabilidade por barra – Caso 5 29
Tabela 2.8 – Índices de confiabilidade por barra – Caso 6 31
Tabela 2.9 – Índices de confiabilidade por barra – Caso 7 32

Tabela 3.1 – Sumário dos casos de utilização ótima da capacidade de transmissão 42
Tabela 3.2 – Resultados de barra : Despacho Econômico – Caso 1 44
Tabela 3.3 – Fluxos nos circuitos : Despacho Econômico – Caso 1 46
Tabela 3.4 – Resultados dos casos base estressados – Caso 1 48
Tabela 3.5 – Fluxos nos circuitos para o caso base estressado vencedor – Caso 1 49
Tabela 3.6 – Capacidade de transferência disponível – Caso base estressado 16 53
Tabela 3.7 – Capacidade de transferência disponível – Caso base estressado 1..... 55
Tabela 3.8 – Resultados dos casos base estressados – Caso 2 57
Tabela 3.9 – Fluxos nos circuitos para o caso base estressado vencedor – Caso 2 58
Tabela 3.10 – Resultados dos casos base estressados – Caso 3 61
Tabela 3.11 – Resultados de barra : Despacho Econômico – Caso 4 62
Tabela 3.12 – Fluxos nos circuitos : Despacho Econômico – Caso 4 63
Tabela 3.13 – Resultados dos casos base estressados – Caso 4 64
Tabela 3.14 – Fluxos nos circuitos para o caso base estressado vencedor – Caso 4 65

Tabela 4.1 – Penalidades de interrupção de carga nas barras 79
Tabela 4.2 – Resultados de barra : Despacho Econômico 80
Tabela 4.3 – Fluxos nos circuitos : Despacho Econômico 82
Tabela 4.4 – Função densidade de probabilidade para o ATC 83
Tabela 4.5 – Características dos casos 89
Tabela 4.6 – LOLP(ATC) e EPNS(ATC) por barra – Caso 1 92

Tabela 4.7 – Comparação entre EPNS e EPNS(ATC) por área – Caso 1 93
Tabela 4.8 – Função densidade de probabilidade para o ATC – Caso 1 94
Tabela 4.9 – LOLP(ATC) e EPNS(ATC) por barra – Caso 2 96
Tabela 4.10 – Comparação entre EPNS e EPNS(ATC) por área – Caso 2 98
Tabela 4.11 – Função densidade de probabilidade para o ATC – Caso 2 98
Tabela 4.12 – LOLP(ATC) e EPNS(ATC) por barra – Caso 3 100
Tabela 4.13 – Comparação entre EPNS e EPNS(ATC) por área – Caso 3 102
Tabela 4.14 – Função densidade de probabilidade para o ATC – Caso 3 103
Tabela 4.15 – Comparação entre índices de confiabilidade 109
Tabela 4.16 – ATC para os métodos de Única e Dupla Otimização 109

Tabela 5.1 – Índices por barra – Primeira Simulação 121
Tabela 5.2 – PDF para a capacidade de transferência ATC_{IE} – Primeira Simulação 122
Tabela 5.3 – Valores médios de injeção extra – Primeira Simulação 122
Tabela 5.4 – Índices por barra – Segunda Simulação 124
Tabela 5.5 – PDF para a capacidade de transferência ATC_{IE} – Segunda Simulação 124
Tabela 5.6 – Valores médios de injeção extra – Segunda Simulação 125
Tabela 5.7 – Novos geradores e cargas 126
Tabela 5.8 – Índices de confiabilidade por barra 127
Tabela 5.9 – PDF para a capacidade de transferência para o sistema modificado 129
Tabela 5.10 – Nível mínimo de confiabilidade aceitável – Caso 1 135
Tabela 5.11 – Valores médios de injeção extra – Caso 1 135
Tabela 5.12 – Novos valores de geração e carga a serem adicionados ao sistema – Caso 1. 136
Tabela 5.13 – LOLP das barras e do sistema 137
(a) para k = 10% a 50% - Caso 1
(b) para k = 60% a 100% - Caso 1
Tabela 5.14 – EPNS/CARGA das barras e do sistema 138
(a) para k = 10% a 50% - Caso 1
(b) para k = 60% a 100% - Caso 1
Tabela 5.15 – Valor médio do ATC em função do fator k – Caso 1 140
Tabela 5.16 – Geração e carga adicional máxima por barra – Caso 1 141
Tabela 5.17 – Nível mínimo de confiabilidade aceitável – Caso 2 142
Tabela 5.18 – Valores médios de injeção extra – Caso 2, Primeira Simulação 142
Tabela 5.19 – Valores médios de injeção extra – Caso 2, Segunda Simulação 143

Tabela 5.20 – Novos valores de geração e carga a serem adicionados ao sistema – Caso 2. 143
Tabela 5.21 – LOLP das barras e do sistema 144
(c) para k = 10% a 70% - Caso 2
(d) para k = 80% a 140% - Caso 2
Tabela 5.22 – EPNS/CARGA das barras e do sistema 145
(c) para k = 10% a 70% - Caso 2
(d) para k = 80% a 140% - Caso 2
Tabela 5.23 – Valor médio do ATC em função do fator k – Caso 2..... 147

Tabela A.1 – Dados de classes de usina 155
Tabela A.2 – Dados de usina 156
Tabela A.3 – Dados de carga 156
Tabela A.4 – Dados determinísticos de circuitos 157
Tabela A.5 – Dados estocásticos de circuitos 158

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

ACR – *available capacity range* – faixa de capacidade disponível

ATC – *available transfer capability* – capacidade de transferência disponível

E(.) – operador valor esperado

EENS – *expected energy not supplied* – Valor esperado de energia não suprida

EPNS – *expected power not supplied* – Valor esperado de potência não suprida

F(x) – função teste

IE – injeção extra de potência

IG – insuficiência de geração

LOLD – *loss of load duration* – duração média de perda de carga

LOLE – *loss of load expectation* – expectativa de perda de carga

LOLF – *loss of load frequency* – freqüência média de perda de carga

LOLP – *loss of load probability* – probabilidade de perda de carga

NH – nível hierárquico

P(x) – probabilidade do estado do sistema

PDF – *probability density function* – função densidade de probabilidade

PL – Programação Linear

TTC – *total transmission capacity* – capacidade total de transmissão

V(.) – operador variância

X – espaço de estados

x – estado do sistema

β – coeficiente de variação

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Os sistemas de potência são interconectados para beneficiarem-se uns aos outros não apenas durante condições de emergência mas também durante condições normais de operação. Tais benefícios podem ser expressos em termos de redução na capacidade de geração instalada para se alcançar um mesmo nível de confiabilidade, ou em termos de economia com os custos de combustíveis. A economia de investimentos provinda da redução na capacidade de geração e dos custos de combustíveis através da coordenação da operação dos sistemas de potência interligados é bastante significativa [H97].

Por outro lado, a introdução da competição no setor elétrico tem ocorrido em muitos países com o objetivo de aumentar a eficiência na produção e na distribuição da energia elétrica [MMG97]. Uma condição necessária para se promover a competição se baseia na possibilidade de livre acesso ao sistema de transmissão por parte dos consumidores e das companhias de geração, visto que não é factível e nem econômica a construção de sistemas independentes de transmissão para cada par gerador-carga.

Uma das conseqüências do livre acesso é o incremento nas transferências de potência entre os sistemas. Além disso, em países industrializados, a construção de novas linhas de transmissão não tem sido incentivada pelas taxas de crescimento da carga e restrições legais. No caso de países em desenvolvimento, a falta de recursos para investimentos no setor elétrico aliada ao rápido crescimento da carga têm levado a um uso mais intensivo dos recursos de transmissão existentes. Com isso, as companhias de transmissão têm enfrentado novos desafios tais como a determinação de capacidades de transferência, o estabelecimento de carregamentos adequados nas linhas e a escolha das melhores alternativas de expansão. Esses aspectos têm motivado o desenvolvimento de metodologias para avaliar as capacidades de transferência e margens de transmissão.

A determinação das capacidades de transferência disponíveis entre sistemas está diretamente ligada com limites físicos e limitações operacionais do sistema de transmissão, tais como capacidades de circuitos e níveis de tensão nas barras. Outro fator que exerce grande impacto sobre a capacidade disponível de transferência é a política de operação do sistema, que envolve remanejamento de geração, ajustes nas tensões das barras, mudanças de tapes de transformadores, etc. [EPRI91,V95].

O presente assunto envolve conceitos discutidos nos últimos trinta anos sob nomes similares:

- *Transmission Interchange Capability* [LTA72]
- *Simultaneous Interchange Capacity* [HK75]
- *Transfer Capability* [PJM82,LDP85 , SDF93]
- *Simultaneous Transfer Capability* [EPRI91, XM96, MMG97]
- *Available Transfer Capability* [V95, IYZ97]
- *Available Transmission Capacity* [H97]

Embora os trabalhos disponíveis na literatura atual apresentem diferentes modelos e estruturas, o principal objetivo é avaliar a *capacidade de uma rede de transmissão levando em conta o fluxo confiável de potência das áreas de suprimento para as áreas de demanda.* Este é portanto um assunto que interessa a operadores e planejadores de sistemas elétricos de potência.

O objetivo principal desta dissertação é propor uma metodologia que se aplique à determinação da capacidade disponível de transferência entre áreas de um sistema de potência interligado, de forma a preservar o nível de confiabilidade existente no mesmo. É estudado também um outro problema, que objetiva determinar o valor de fluxo que divide a capacidade de uma linha de interligação entre firme e interruptível[1], de maneira econômica e confiável. Dessa maneira, pode-se conhecer para um dado sistema de potência interligado, qual a capacidade de transferência entre suas áreas e quais os valores de fluxo em suas interligações que implicam em menores custos de geração e de interrupção.

[1] Os conceitos de firme e interruptível serão esclarecidos no Capítulo 3.

Os problemas são formulados em um ambiente probabilístico, utilizando Simulação Monte Carlo como método de seleção de estados; modelo linear (DC) para a rede e Programação Linear (PL) como ferramenta de otimização. Nesta dissertação será utilizada a sigla ATC para designar o termo *Capacidade de Transferência Disponível*.

1.2 DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO

Historicamente, a determinação da capacidade de transferência vem sendo feita através de modelos de rede DC ou AC, em ambientes de simulação determinísticos ou probabilísticos. Sem dúvida, as incertezas na carga e nas disponibilidades dos equipamentos devem ser levadas em consideração e portanto o ATC torna-se uma variável aleatória. Isso significa que a quantidade de potência que pode ser transferida entre uma área e outra é completamente definida por uma função densidade de probabilidade. Uma vez determinada esta função, questões do tipo "Qual é o risco de quebra de um contrato de venda de energia baseado em uma certo valor de transferência ?" podem ser adequadamente respondidas.

O trabalho de Xia e Meliopoulos [XM96] determina uma função densidade de probabilidade para a capacidade de transferência disponível baseada em enumeração. Para cada estado selecionado, a máxima transferência é determinada usando um Fluxo de Potência Ótimo AC.

Em Sandrin, Dubost e Feltin [SDF93], utiliza-se simulação Monte Carlo para selecionar estados para o sistema. Em cada estado selecionado determina-se a máxima transferência usando Fluxo de Potência Ótimo DC. Determina-se também uma função densidade de probabilidade para a capacidade de transferência disponível.

G. Hamoud [H97] determina em seu trabalho a função densidade de probabilidade para a quantidade adicional de potência que um sistema pode fornecer a certa barra (ou certas barras) de forma a não se modificar o nível de confiabilidade existente no sistema. Essa quantidade de potência adicional é chamada pelo autor de *Interconection Assistance*. Cada estado selecionado (por enumeração ou simulação Monte Carlo) é ajustado através de um Fluxo de Potência Ótimo DC.

O trabalho de Mello, Melo e Granville [MMG97] é o primeiro a combinar simulação Monte Carlo com Fluxo de Potência Ótimo AC. Neste trabalho, para cada estado selecionado utiliza-

se duas otimizações pelo método dos Pontos Interiores. Na primeira, se procura garantir que o estado selecionado seja factível, utilizando-se uma série de controles tais como redespacho, correção de tensão nas barras, mudança de tapes de transformadores, e, como último recurso, corte de carga. A segunda otimização tem por objetivo a determinação da máxima transferência possível para o caso (já ajustado na otimização anterior), permitindo-se a mesma série de controles da primeira otimização à exceção do corte de carga. Tem-se como resultado final uma função densidade de probabilidade para a capacidade de transferência disponível de modo que o nível de confiabilidade do sistema não seja alterado. Devido à característica especial do método dos Pontos Interiores em lidar com problemas de colapso de tensão, esse fenômeno é também levado em consideração.

A maior diferença entre os algoritmos propostos é o modo pelo qual o estado do sistema é selecionado, por enumeração ou simulação Monte Carlo, e também a ferramenta utilizada para calcular a solução estática da rede (incluindo os ajustes necessários), linear DC ou não-linear AC. Para grandes sistemas, a simulação Monte Carlo é definitivamente o método mais efetivo de seleção dos estados [MPL92, MPL93, MPL94, MLP97, R97a].

Outra questão importante é relacionada com a solução das equações da rede. No caso de se adotar o modelo DC, os ajustes necessários para cada estado consistem basicamente em redespacho e como último recurso corte de carga. No caso de se adotar o modelo AC, o problema da determinação da capacidade de transferência disponível se torna muito mais complexo do ponto de vista de otimização e ajustes necessários, de modo que problemas com a tensão do sistema e suporte de reativos precisem ser capturados e devidamente resolvidos. Além disso, se os sistemas tornarem-se mais carregados, problemas de colapso de tensão podem ocorrer especialmente em sistemas com longas linhas de transmissão. Dessa forma, os ajustes necessários para cada estado selecionado devem incluir além do redespacho, a correção de tensão nas barras, a mudança de tapes de transformadores, e como último recurso, o corte de carga.

Como se pode concluir, a avaliação probabilística tem várias soluções disponíveis na literatura mais recente e o grau de complexidade será decidido em função do problema específico; grandes sistemas precisarão de simulação Monte Carlo e sistemas com problemas de tensão e deficiência de reativos precisarão de análise AC.

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação é composta por seis capítulos que são descritos a seguir de forma resumida.

O presente capítulo introduziu o problema e apresentou algumas das razões pelas quais se justifica a determinação da capacidade de transferência disponível entre sistemas interligados. Apresentou-se também características de alguns trabalhos relacionados à determinação de ATC disponíveis na literatura atual, bem como os objetivos dessa dissertação.

No Capítulo 2 apresenta-se uma revisão dos métodos da Enumeração e Simulação Monte Carlo Não-Seqüencial para a avaliação da confiabilidade de sistemas de geração e transmissão. São feitas aplicações com o *IEEE Reliability Test System*, (IEEE-RTS) em sua configuração original e com algumas modificações propostas. Os resultados são comentados e serão utilizados para fins de comparação em capítulos posteriores desta dissertação.

O Capítulo 3 apresenta e sugere um procedimento para a solução do problema da utilização ótima da capacidade de transmissão. O objetivo é determinar para cada linha de interligação valores limite de transferência para a venda de energia como firme ou interruptível. São feitas algumas aplicações com o IEEE-RTS e se analisa os resultados obtidos.

O Capítulo 4 trata da determinação da capacidade de transferência disponível entre áreas de um sistema interligado. O problema é apresentado, sendo proposto um algoritmo de solução baseado em modelo linear para a rede e ambiente de simulação probabilístico. São feitas simulações com o IEEE-RTS em sua configuração original e com algumas modificações. São apresentadas três diferentes políticas de corte de carga, e seu impacto no ATC é verificado com base em algumas aplicações com o mesmo sistema teste. É feito ainda um estudo comparativo entre os resultados obtidos pela aplicação do algoritmo proposto nesta dissertação com aqueles obtidos com um algoritmo baseado no proposto em [MMG97].

No Capítulo 5 apresenta-se o problema da capacidade de transferência disponível com injeções extra de potência. O objetivo é determinar para um sistema de potência, quais seriam as barras mais apropriadas para se adicionar novos geradores e novas cargas de modo que se maximize a transferência de potência entre as áreas do mesmo. Para isto é proposto um algoritmo baseado em modelo linear de rede e ambiente de simulação probabilístico. É

também sugerida uma metodologia de cálculo para se determinar as quantidades máximas de geração e carga que poderiam ser adicionadas ao sistema de modo que a transferência entre as áreas seja maximizada e que um nível de confiabilidade preestabelecido para o sistema seja respeitado. São feitas aplicações com o IEEE-RTS e algumas modificações do mesmo.

Por fim, o Capítulo 6 apresenta as principais conclusões relacionadas aos problemas estudados nesta dissertação e algumas questões que ainda devem ser estudadas em trabalhos posteriores.

CAPÍTULO 2

AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE COMPOSTA

2.1 INTRODUÇÃO

Os estudos para a avaliação da confiabilidade de sistemas de potência em geral são realizados em três níveis hierárquicos (NH) que são apresentados a seguir:

- NH1: Compreende a avaliação da capacidade instalada de geração, sem considerar as limitações da rede de transmissão. Neste caso, a distribuição de probabilidade da potência total de geração disponível é comparada com a distribuição da demanda. São obtidos índices de avaliação como a probabilidade de perda de carga (LOLP), o valor esperado de potência não suprida (EPNS) e ainda índices de freqüência e duração, que podem ser calculados por métodos analíticos sem grande esforço computacional.

- NH2: Neste caso a avaliação do NH1 é estendida para incorporar também as falhas e limitações de carregamento da rede de transmissão. Com isto, a análise torna-se bem mais complexa, envolvendo um número maior de variáveis aleatórias, análises de fluxo de potência e modelagem de medidas corretivas. Este tipo de análise é denominada *confiabilidade composta*. Devido a este aumento da complexidade do problema é necessário recorrer a métodos de solução por simulação, não sendo mais viável a aplicação de métodos analíticos, a exemplo da confiabilidade de geração (NH1), que exigiriam um aumento considerável do esforço computacional.

- NH3: Inclui também a avaliação de sistemas de distribuição. Mas devido à complexidade e dimensão do problema, a avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição é realizada separadamente da avaliação da confiabilidade dos sistemas de geração e transmissão.

A Referência [LPS89] ampliou a classificação dos níveis hierárquicos para providenciar uma visão mais geral do problema. O nível hierárquico 0 [NH0] representa o sistema de geração sem considerar as falhas nas unidades geradoras. Neste caso, o impacto está voltado para problemas com os reservatórios no caso de sistemas hidráulicos ou com o suprimento de combustíveis em geral. Neste nível é considerado apenas o problema de suprimento energético.

A avaliação da confiabilidade composta está baseada em duas representações distintas: por *espaço de estados* e *cronológica*. Nesta dissertação será utilizada a representação por espaço de estados, que será descrita a seguir.

2.1.1 Representação por Espaço de Estados

Um sistema de potência é composto de elementos, como geradores, linhas de transmissão, transformadores e carga, que podem ser encontrados em diversos estados operativos. Por exemplo, uma linha de transmissão pode estar operando normalmente ou desligada devido a algum tipo de falha (curto-circuito, falhas mecânicas na estrutura, etc.). Neste caso, o elemento de transmissão pode ser representado por um modelo Markoviano a dois estados, como mostra a Figura 2.1. Modelos multiestados podem ser utilizados para representar unidades geradoras e carga, definindo estados intermediários entre a geração mínima e a máxima, e diferentes patamares de carga, respectivamente.

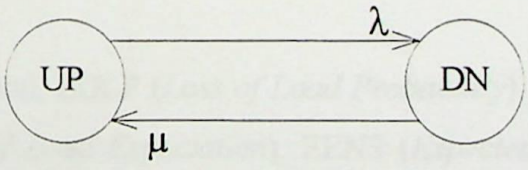


Figura 2.1 – Modelo de Markov a dois estados

Na Figura 2.1, os estados UP e DN correspondem respectivamente aos estados em que o componente se encontra funcionando e fora de operação (sendo reparado). O termo λ é a taxa de falha e μ é a taxa de reparo do componente. A taxa de falha é obtida dividindo-se número de falhas do componente pelo seu tempo total de operação. Esta taxa é então medida em *falhas/ano (de funcionamento)*. Já a taxa de reparo é obtida da divisão do número de reparos

sofridos pelo componente pelo seu tempo total de reparo. Dessa forma, a taxa de reparo é medida em *reparos/ano (de reparo)*.

Cada estado de um sistema de potência de *m* componentes, entre eles a carga, pode ser representado por um vetor $x = (x_1, x_2, ..., x_k, ..., x_m)$ em que x_k é o estado do componente *k*, associado a uma probabilidade de ocorrência $p(x_k)$. O conjunto de todos os estados possíveis do sistema é o espaço de estados X. Conhecendo-se o estado de cada componente do sistema e suas respectivas probabilidades de ocorrência, é possível determinar-se a probabilidade de ocorrência do vetor x, P(x), ou seja, a probabilidade de ocorrência de cada estado. Caso as falhas dos componentes do sistema sejam estatisticamente independentes, P(x) é dada pelo produto das probabilidades individuais de cada componente, ou seja,

$$P(x) = \prod_{i=1}^{m} P(x_i) \tag{2.1}$$

O desempenho de cada estado é avaliado através de funções teste F(x), cujo objetivo é verificar se uma determinada configuração de geradores e equipamentos de transmissão é capaz de atender à demanda. Como x é um vetor aleatório, F(x) é uma variável aleatória, cujo valor esperado é dado por [I90],

$$E(F) = \sum_{x \in X} F(x) \times P(x) \tag{2.2}$$

Todos os índices de desempenho, LOLP (*Loss of Load Probability*), EPNS (*Expected Power Not Supplied*), LOLE (*Loss of Load Expectation*), EENS (*Expected Energy Not Supplied*), LOLF (*Loss of Load Frequency*) e LOLD (*Loss of Load Duration*), são calculados pela Equação (2.2), escolhendo-se funções teste convenientes. A seguir estão as funções teste para a LOLP e a EPNS:

LOLP:

$$F(x) = \begin{cases} 1, \text{ se x é estado de falha} \\ 0, \text{ se x é estado de sucesso} \end{cases} \tag{2.3}$$

EPNS:

$$F(x) = \begin{cases} \Delta P, \text{ se x é estado de falha} \\ 0, \text{ se x é estado de sucesso} \end{cases} \quad (2.4)$$

Onde o termo *estado de sucesso* se aplica a todos os estados em que não há corte de carga, e por conseguinte, os estados em que ocorrem cortes de carga são referidos como *estados de falha*. O termo ΔP significa o valor do corte de carga sofrido no estado.

Em linhas gerais, a análise da confiabilidade composta é feita da seguinte forma:

a) Seleção do estado do sistema:

Consiste na determinação dos níveis de carga, disponibilidade de equipamentos e condições operativas. A seleção de estados pode ser realizada por enumeração ou por simulação Monte Carlo Não-Seqüencial.

b) Análise do estado selecionado:

Depois de selecionado, o estado é analisado por Fluxo de Potência AC ou DC de modo a verificar se a configuração do sistema é capaz de suprir à demanda. Caso existam violações dos limites operativos, são tomadas medidas corretivas como redespacho, correção de tensões nas barras, e como último recurso, corte de carga. Na verdade, o que se faz neste passo é calcular as funções teste F(x).

c) Cálculo dos índices:

Com base nos resultados da análise do estado, são calculados os índices de desempenho através de E(F).

d) Verificação da convergência – Precisão da estimativa E(F):

Se a precisão da estimativa dos índices for aceitável, o processo é finalizado. Caso contrário retorna-se ao passo a.

Os métodos baseados na enumeração de estados são adequados somente quando o número de cenários severos/prováveis é relativamente pequeno. Este é o caso dos estudos de confiabilidade da transmissão, nos quais as indisponibilidades dos circuitos são usualmente

baixas. Nestes estudos, excluindo-se os eventos de modo comum e originados em subestações, as contingências de nível mais elevado ficam muito improváveis. Por outro lado, os métodos baseados em simulação Monte Carlo são mais atrativos quando a ocorrência de contingências de maior ordem é mais provável. Isto ocorre em estudos de confiabilidade composta devido às *elevadas* taxas de indisponibilidade dos geradores.

2.2 SELEÇÃO DO ESTADO DO SISTEMA

2.2.1 Enumeração

Este processo consiste em analisar todos os estados $x \in X$. Contudo, o número de estados do sistema cresce exponencialmente com o número de elementos do vetor x. Assim, um sistema com 40 componentes representados por modelos de dois estados tal como na Figura 2.1, possui 2^{40} estados, tornando proibitivo enumerar *todos* os estados de um sistema real. A solução é então enumerar os estados de um conjunto $X' \subset X$ e calcular os limites mínimos e máximos das estimativas E(F), isto é,

$$E(F)_{min} = \sum_{x \in X'} F(x) \times P(x) + F_{min} \times (1 - P(X')) \tag{2.5}$$

$$E(F)_{max} = \sum_{x \in X'} F(x) \times P(x) + F_{max} \times (1 - P(X')) \tag{2.6}$$

Para o caso da LOLP, calculada pela função teste (2.3), o valor mínimo F_{min} para todos os estados não enumerados é igual a zero, assumindo que todos os estados $x \notin X'$ são aceitáveis. Caso contrário, ou seja, todos os estados $x \notin X'$ são inaceitáveis, tem-se F_{max} igual a 1. Sendo assim, as Equações (2.5) e (2.6) podem ser reescritas,

$$LOLP_{min} = \sum_{x \in X'} F(x) \times P(x) \tag{2.7}$$

$$\begin{aligned} LOLP_{max} &= \sum_{x \in X'} F(x) \times P(x) + (1 - P(X')) \\ &= LOLP_{min} + (1 - P(X')) \end{aligned} \tag{2.8}$$

O termo (1-P(X')) representa a incerteza da estimativa em torno do valor *verdadeiro* da LOLP, que seria obtido enumerando-se todos os estados possíveis do sistema. É interessante observar que a precisão da estimativa dos índices não depende do número de estados enumerados, mas sim da probabilidade associada a estes estados.

Normalmente as taxas de indisponibilidade de equipamentos de transmissão são baixas, bem como a probabilidade de ocorrência de contingências múltiplas. Assim para um sistema de 40 circuitos, considerando-se apenas contingências de primeira ordem e assumindo-se uma taxa de indisponibilidade de 10^{-4} para todos os componentes, tem-se que o conjunto X' possui apenas 41 estados e probabilidade associada P(X') = 99,998%.

Infelizmente, as unidades geradoras não possuem normalmente taxas de indisponibilidade tão baixas quanto as dos elementos de transmissão, nem tampouco são raras as falhas múltiplas de geração. Sendo assim, índices com precisão aceitável são obtidos somente com a análise de um conjunto grande de estados, tornando o processo de enumeração pouco atraente em estudos de confiabilidade composta, mas bastante eficiente quando na avaliação isolada da confiabilidade da geração ou transmissão; observe que no caso de geração a análise do estado é imediata.

Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI Biblioteca MAUÁ EIM

2.2.2 Simulação Monte Carlo não seqüencial

Na simulação Monte Carlo não-seqüencial, os estados do sistema $x \in X$ são selecionados com base em sua distribuição de probabilidade P(x). Para a representação Markoviana dos componentes do sistema, Figura 2.1 por exemplo, são conhecidas as probabilidades de ocorrência dos estados *Falha* (P_{DN}) e *Operação* (P_{UP}) de cada componente. Sendo assim, o estado de cada componente é determinado por um número amostrado de uma distribuição uniforme U[0,1], como mostra a Equação (2.9). Se $P(x_i) \leq P_{DN}$, então o componente i está falhado, caso contrário, ele se encontra no estado de operação. Determina-se então o vetor x, P(x) e as funções teste F(x).

$$P(x_i) = U \qquad i=1,...,m \tag{2.9}$$

Repetindo-se este processo *NS* vezes, é possível calcular a estimativa de E(F) como a média dos valores encontrados para cada estado,

$$\tilde{E}(F) = \frac{1}{NS} \cdot \sum_{k=1}^{NS} F(x_k) \tag{2.10}$$

Uma vez que F(x) é uma variável aleatória, a estimativa ou média amostral (2.10) também é uma variável aleatória com variância dada por,

$$V(\tilde{E}(F)) = \frac{V(F)}{NS} \tag{2.11}$$

em que V(F) é a variância da função F(x). A Equação (2.11) confirma a noção intuitiva de que a precisão do experimento é tão melhor quanto maior for o número de amostras analisadas. A incerteza do processo é normalmente representada pelo coeficiente de variação,

$$\beta = \frac{\sqrt{V(\tilde{E}(F))}}{\tilde{E}(F)} \times 100\% \tag{2.12}$$

A convergência do processo de simulação é verificada pelo coeficiente β.

2.3 ANÁLISE DOS ESTADOS SELECIONADOS

Depois de selecionados, por enumeração ou por simulação Monte Carlo não-seqüencial, os estados devem ser analisados de modo a verificar se o atendimento à demanda está garantido, respeitando-se às limitações operativas do sistema, níveis de tensão, carregamentos de elementos de transmissão, etc.

A avaliação ideal dos estados operativos do sistema deveria levar em consideração aspectos estáticos e dinâmicos. Contudo, as análises de confiabilidade composta realizadas atualmente consideram apenas os aspectos estáticos.

Na análise em regime permanente do estado do sistema são utilizados algoritmos de fluxo de potência, nos quais é possível utilizar uma modelagem linearizada das equações que descrevem o comportamento do sistema. A solução do problema utilizando esta modelagem (Fluxo DC) é bem mais rápida se comparada à modelagem não linear (Fluxo AC), sendo

portanto bastante conveniente para os estudos de confiabilidade, devido ao grande número de estados que devem ser analisados. A desvantagem do Fluxo DC é não permitir a avaliação do perfil de tensão, uma vez que pressupõe que todas as barras do sistema possuem tensões iguais a 1 pu.

Após a solução do fluxo de potência de cada estado selecionado, caso sejam verificadas violações operativas é utilizado um modelo de medidas corretivas baseado em otimização. O algoritmo utilizado nesta dissertação realiza redespacho de potência ativa gerada e, em último caso, corte de carga. O eventual corte de carga de cada estado é de especial importância para os estudos de confiabilidade, pois está diretamente relacionado com os índices que se deseja calcular.

2.4 ALGORITMO

O programa utilizado para avaliação da confiabilidade composta nas aplicações desta dissertação foi desenvolvido em linguagem FORTRAN e se baseia em:

- Simulação Monte Carlo não-seqüencial para selecionar estados para o sistema;
- Fluxo de Potência DC para análise da rede no estado selecionado;
- Programação Linear para otimizar cada estado selecionado.

O algoritmo em linhas gerais é apresentado a seguir:

a) Selecionar um estado para o sistema;

b) Otimizar através de um algoritmo de Programação Linear, a seguinte função objetivo:

$$\text{Min}\left[\sum_{i=1}^{Nbus} Cg_i \times Pg_i + \sum_{j=1}^{Nbus} Cint_j \times \Delta L_j\right] \qquad (2.13)$$

Sujeito a:

$P = B\theta$: Equações de Fluxo DC

B = Matriz da rede e θ = Vetor de ângulos

$Pg_i^{min} \leq Pg_i \leq Pg_i^{max}$: Potência ativa de cada gerador i

$F_l^{min} \leq F_l \leq F_l^{max}$: Fluxo de potência ativa de cada elemento de transmissão l

$0 \leq \Delta L_j \leq L_j$: Corte de carga em cada barra j

Onde:

Cg_i : Custo dos geradores da barra i [US$/MWh]

Pg_i : Potência ativa gerada na barra i [MW]

$Cint_j$: Penalidade pela interrupção da carga da barra j [US$/MWh]

ΔL_j : Corte de carga na barra j [MW]

F_l : Fluxo de potência ativa no elemento de transmissão l [MW]

Nbus : Número de barras do sistema

$Cint_j >> Cg_i$ i=1,..., Nbus

Por simplicidade assume-se uma única estação de geração por barra.

c) Atualizar com o resultado da otimização do passo *b*, os somadores:

S1 = Número de casos em que houve corte de carga no sistema;

$S2_i$ = Número de casos em que houve corte de carga na barra *i* =1,..., Nbus

S3 = Corte de carga total no sistema

$S4_i$ = Corte de carga na barra *i* =1,..., Nbus

d) Calcular o valor esperado da potência não suprida do sistema por:

$$EPNS = \frac{S3}{NS} \qquad (2.14)$$

Onde NS é o número atual de simulações.

e) Checar a convergência:

Se $NS \leq NS_{max}$ e $\beta > \beta_{esp}$ então voltar para o passo *a*, senão, continuar

f) Calcular os valores estimados para:

LOLP por barra : $LOLP_i = \frac{S2_i}{NS}$ para i=1,...,Nbus (2.15)

EPNS por barra : $EPNS_i = \frac{S4_i}{NS}$ para i=1,...,Nbus (2.16)

LOLP para o sistema : $LOLP = \frac{S1}{NS}$ (2.17)

EPNS para o sistema : $EPNS = \frac{S3}{NS}$ (2.18)

g) Fim

2.5 POLÍTICAS DE CORTE DE CARGA

A política de corte de carga é a regra segundo a qual se determina em que locais deve-se cortar carga nos casos em que este for inevitável.

Nos estados em que ocorre sobrecarga em um elemento de transmissão, que não pode ser eliminada por ajustes no sistema, o corte de carga é feito localmente para se eliminar a sobrecarga. Estes são casos em que o local do corte de carga está melhor definido.

Nos casos em que ocorre insuficiência de geração, precisa-se cortar um montante de carga igual à diferença entre a demanda e a capacidade de geração disponível. Em princípio, existem muitas possibilidades de se cortar carga em diversas barras, de modo que o montante global cortado seja aquele necessitado pelo caso em questão. Para se definir os locais de corte, deve-se fornecer ao algoritmo de otimização uma política de corte de carga. Para o caso específico do programa utilizado nesta dissertação pode-se utilizar três diferentes políticas, que serão apresentadas a seguir.

2.5.1 Penalidades de Interrupção Iguais em Todas as Barras

Neste caso, todas as barras do sistema recebem o mesmo valor para a penalidade de interrupção e a Função Objetivo (2.13) pode ser reescrita como:

$$\text{Min}\left[\sum_{i=1}^{Nbus} Cg_i \times Pg_i + Cint \times \sum_{j=1}^{Nbus} \Delta L_j\right] \tag{2.19}$$

onde:

Cint : Penalidade pela interrupção da carga [US$/MWh]

Os demais termos são tais como definidos em (2.13)

Para este caso, não se fornece ao algoritmo de otimização uma ordenação das barras para fins de corte. Em situações de insuficiência de geração, os cortes podem ser feitos em quaisquer barras sem se obedecer a qualquer ordem de prioridades.

2.5.2 Penalidades de Interrupção Diferenciadas por Barra

Neste caso, deve-se atribuir a cada barra do sistema um valor de penalidade de interrupção diferente, o que fará com que se determine uma *ordenação* das barras para fins de corte. Assim, para os casos de insuficiência de geração as barras com menor penalidade de interrupção serão as primeiras a sofrerem cortes, e as barras com maior penalidade, as últimas. A função objetivo neste caso é idêntica à Equação (2.13).

2.5.3 Cortes de Carga Distribuídos entre Todas as Barras em Caso de IG

Esta política se caracteriza por fazer cortes em todas as barras que possuem carga, nos casos em que ocorre insuficiência de geração (IG). Na verdade, a função objetivo a ser otimizada pelo algoritmo de Programação Linear é idêntica à Equação (2.13), contudo modifica-se algumas das restrições associadas à mesma. Seja por exemplo um caso em que a geração disponível tem um certo valor G e a demanda do sistema vale L , com L>G. Dessa forma, conclui-se que será necessário cortar um montante C = L–G para se garantir o balanço

geração-carga. Logo se cortará cargas em todas as barras de modo que o somatório dos cortes seja igual a C. Para se saber quanto de carga cortar em cada barra, pode-se utilizar o seguinte procedimento a ser aplicado em cada caso de insuficiência de geração.

a) Determinar o montante a ser cortado por $C = L - G$;
b) Determinar o corte de carga relativo por $P = C \div L$;
c) Calcular o corte em cada barra através de $C_i = P \times L_i$

Onde:

C : Corte de carga global para o caso
L : Carga ou demanda do sistema
G : Geração máxima disponível no sistema
P : Relação entre o corte de carga e a carga do sistema
C_i : Corte de carga na barra i
L_i : Carga da barra i

Com este procedimento, a cada vez que for necessário um corte de p% da carga do sistema devido a uma insuficiência de geração, cada barra sofrerá um corte de p% de sua respectiva carga, satisfazendo-se o balanço geração-carga do sistema. Pode-se observar que com esta política, tal como na política anterior, onde se define para cada barra uma penalidade diferente, os locais de corte de carga por insuficiência de geração estão bem definidos.

A aplicação desta política ao algoritmo apresentado no Item 2.4 se dá através da modificação da restrição :

$0 \leq \Delta L_j \leq L_j$: Corte de carga em cada barra j

para :

$C_j \leq \Delta L_j \leq L_j$: Corte de carga em cada barra j

Onde Cj é o valor do corte na carga da barra j determinado pelo procedimento descrito neste item. Assim se faz com que o corte mínimo em cada barra seja o especificado pela restrição. Cabe ressaltar que são permitidos cortes adicionais devido ao efeito das limitações do sistema

de transmissão, que não foi levado em consideração ao se determinar tais valores de corte por barra. Com isso, se necessário, pode-se cortar um pouco mais de carga em uma ou outra barra para se eliminar possíveis sobrecargas na transmissão, o que faz com que nesta política, a EPNS seja um pouco maior. É importante frisar que o valor das penalidades de corte pode ser o mesmo em todas as barras nesta política, pois os locais de corte e a quantidade a ser cortada em cada um deles já está sendo definida antes de se utilizar o algoritmo de otimização.

Nesta dissertação utiliza-se penalidades diferentes em cada barra. Isso é feito para se evitar que o algoritmo de Programação Linear possa escolher locais de corte de carga em casos onde mais de uma barra é responsável pela sobrecarga de um mesmo circuito.

Em qualquer das três políticas, as penalidades de interrupção são muito maiores que os custos de geração, de modo a fazer com que se corte carga somente em última instância. Por esse motivo, trata-se de políticas de *Mínimo Corte de Carga*. Por simplicidade, nesta dissertação se fará referência à política de mínimo corte com penalidades de interrupção iguais por barra como *Política A*. A política de mínimo corte com penalidades diferenciadas por barra será chamada de *Política B*, e a política com cortes distribuídos entre todas as barras em caso de insuficiência de geração será chamada de *Política C*.

Como em qualquer uma das três políticas corta-se o mínimo de carga necessário para eliminar as violações nos limites operativos dos componentes, espera-se que os cortes de carga obtidos utilizando-se uma ou outra política, diferenciem-se apenas quanto ao local onde ocorrem, mas sejam próximos em quantidade total e iguais em probabilidade de ocorrência no sistema. Em outras palavras, espera-se que os índices de confiabilidade globais do sistema como LOLP e EPNS sejam praticamente idênticos, quer calculados pela Política A, quer calculados pela Política B ou pela Política C.

2.6 APLICAÇÕES

Nesta seção são feitas sete aplicações numéricas utilizando o *IEEE Reliability Test System* (IEEE-RTS), que pode ser visto na Figura 2.2, a seguir. Os dados referentes a este sistema estão no Apêndice. As referidas aplicações são na verdade análises de confiabilidade composta para o IEEE-RTS e sistemas derivados do mesmo. Cada aplicação será referida como um *Caso*. A Tabela 2.1 apresenta as características de cada um dos casos. Utilizou-se

para isto, um programa de análise de confiabilidade composta desenvolvido em Linguagem FORTRAN.

Tabela 2.1 – Sumário dos casos analisados

CASO	POLÍTICA DE CORTE DE CARGA	FATOR DE CARREGAMENTO	TOPOLOGIA
1	A	1	Original
2	A	1,5	Original
3	A	2	Original
4	B	2	Original
5	B	2	Linha extra entre 16 e 14
6	B	2	Linha extra entre 10 e 6
7	C	2	Original

A coluna *fator de carregamento* contém um valor pelo qual se multiplica a capacidade de geração e a carga em cada barra do sistema original (Apêndice). Dessa forma, obtém-se um novo sistema que pode ser analisado com o programa de confiabilidade composta. Cabe ressaltar que o objetivo de se utilizar esse fator é *estressar* a rede de transmissão de modo a fazer com que as falhas e as limitações da transmissão influenciem o nível de confiabilidade do novo sistema obtido.

Nos Casos 1,2 e 3, onde se utiliza a política de corte A, o valor da penalidade de interrupção utilizado é de 1500 US$/MWh para todas as barras. Nos Casos 4, 5 e 6, onde se utiliza a política de corte B, os valores de penalidade de interrupção são apresentados na Tabela 2.5. No Caso 7, também se utiliza os valores de penalidade da Tabela 2.5.

Cabe ressaltar que a análise destes 7 casos será importante para comparação dos índices de confiabilidade com os índices obtidos em simulações em capítulos posteriores.

Os resultados de confiabilidade de cada caso são apresentados a seguir.

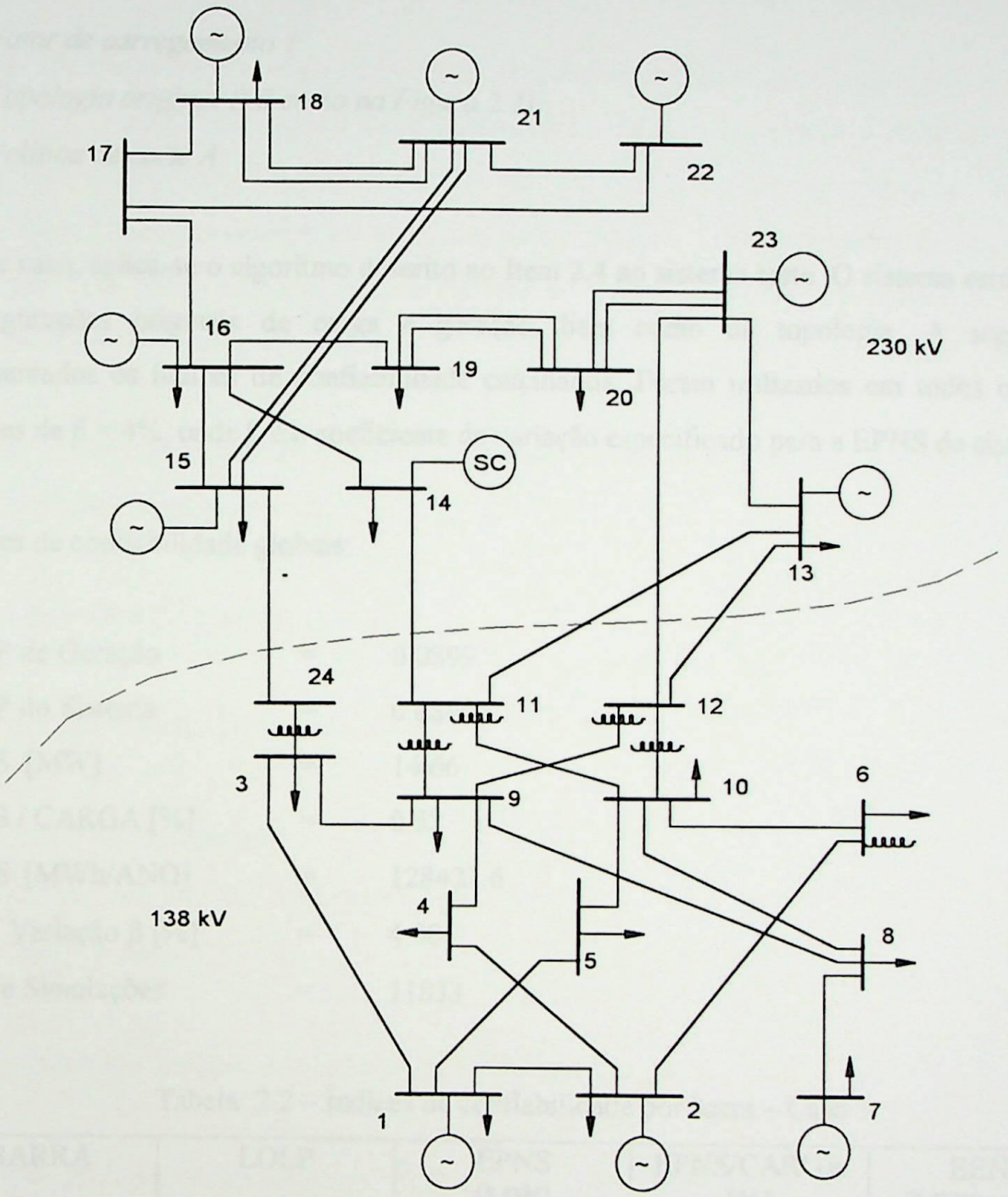


Figura 2.2 - IEEE – RTS

2.6.1 Resultados – Caso 1

Este caso se caracteriza por:

- *Fator de carregamento 1*
- *Topologia original (tal como na Figura 2.1)*
- *Política de corte A*

Neste caso, aplica-se o algoritmo descrito no Item 2.4 ao sistema teste. O sistema está com as configurações originais de carga e geração, bem como de topologia. A seguir são apresentados os índices de confiabilidade calculados. Foram utilizados em todos os casos valores de $\beta = 4\%$, onde β é o coeficiente de variação especificado para a EPNS do sistema.

Índices de confiabilidade globais:

LOLP de Geração	=	0.0899
LOLP do Sistema	=	0.0899
EPNS [MW]	=	14.66
EPNS / CARGA [%]	=	0.52
EENS [MWh/ANO]	=	128421.6
Coef. Variação β [%]	=	4.00
No. de Simulações	=	11833

Tabela 2.2 – Índices de confiabilidade por barra – Caso 1

BARRA	LOLP	EPNS [MW]	EPNS/CARGA [%]	EENS [MWh/ANO]
1[1]	0.0432	4.08	3.77	35740.8
2	0.0769	5.38	5.55	47128.8
4	0.0029	0.20	0.27	1752.0
5	0.0266	1.30	2.11	11388.0
6	0.0163	1.54	1.13	13490.4
7	0.0022	0.01	0.01	87.6
8	0.0005	0.06	0.04	525.6
10	0.0040	0.48	0.25	4204.8
13	0.0001	0.00	0.00	0.0

[1] Nesta tabela e em todas as tabelas seguintes, se uma barra não aparece é por que os índices LOLP e EPNS da mesma são nulos.

14	0.0003	0.03	0.02	262.8
15	0.0007	0.12	0.04	1051.2
16	0.0053	0.29	0.29	2540.4
18	0.0066	1.13	0.34	9898.8
19	0.0005	0.04	0.02	350.4

A LOLP de geração é a probabilidade de se ter a demanda maior que a capacidade disponível de geração. Pode-se notar que o valor obtido para a LOLP de geração é idêntico ao valor obtido para a LOLP do sistema. Isso indica que em todos os casos em que houve cortes de carga, estes foram provocados por insuficiência de geração. Conclui-se ainda desse fato, que as falhas, bem como as limitações do sistema de transmissão não influenciam o nível de confiabilidade do sistema neste caso.

O Caso 2 a seguir representa a análise de confiabilidade composta para o sistema em uma nova condição de carregamento.

2.6.2 Resultados – Caso 2

Este caso tem as seguintes características:

- *Fator de carregamento 1.5*
- *Topologia original (tal como na Figura 2.1)*
- *Política de corte A*

São apresentados a seguir o resultados de confiabilidade.

Índices de confiabilidade globais:

LOLP de Geração	=	0.0968
LOLP do Sistema	=	0.1165
EPNS [MW]	=	30.46
EPNS / CARGA [%]	=	0.71
EENS [MWh/ANO]	=	266829.6
Coef. Variação β [%]	=	4.00
No. de Simulações	=	8712

Tabela 2.3 – Índices de confiabilidade por barra – Caso 2

BARRA	LOLP	EPNS [MW]	EPNS/CARGA [%]	EENS [MWh/ANO]
1	0.0109	1.51	0.93	13227.6
2	0.0152	1.81	1.25	15855.6
3	0.0122	2.00	0.74	17520.0
4	0.0031	0.24	0.22	2102.4
5	0.0077	0.70	0.66	6132.0
6	0.0086	0.84	0.41	7358.4
7	0.0002	0.03	0.01	262.8
8	0.0016	0.23	0.09	2014.8
9	0.0036	0.72	0.28	6307.2
10	0.0044	0.61	0.21	5343.6
13	0.0014	0.21	0.05	1839.6
14	0.0101	0.46	0.16	4029.6
15	0.0092	1.74	0.37	15242.4
16	0.0401	3.96	2.65	34689.6
18	0.0374	11.46	2.29	100389.6
19	0.0175	3.12	1.14	27331.2
20	0.0059	0.81	0.42	7095.6

Observa-se que a LOLP de geração vale 0.0968. No entanto, a LOLP do sistema vale 0.1165, indicando que neste caso, a probabilidade de o sistema sofrer algum corte de carga é maior que a probabilidade de se ter a demanda superior à capacidade de geração. Dessa forma, pode-se concluir que o sistema de transmissão já começa a influenciar o nível de confiabilidade do sistema.

No Caso 3 a seguir, o sistema tem fator de carregamento 2. Desse modo, o sistema de transmissão estará bem mais estressado, com linhas de transmissão operando com transferências nos seus valores máximos ou próximas deles. Espera-se então obter índices de confiabilidade que retratem este fato, ou seja, espera-se que as limitações de transmissão tenham uma contribuição significativa para os valores dos índices de confiabilidade.

2.6.3 Resultados – Caso 3

Este caso tem as seguintes características:

- *Fator de carregamento 2*
- *Topologia original (tal como na Figura 2.1)*

- *Política de corte A*

Abaixo estão os resultados obtidos da simulação deste caso.

Índices de confiabilidade globais:

LOLP de Geração	=	0.0973
LOLP do Sistema	=	0.4754
EPNS [MW]	=	72.61
EPNS / CARGA [%]	=	1.27
EENS [MWh/ANO]	=	636063.6
Coef. Variação β [%]	=	3.99
No. de Simulações	=	3925

Tabela 2.4 – Índices de confiabilidade por barra – Caso 3

BARRA	LOLP	EPNS [MW]	EPNS/CARGA [%]	EENS [MWh/ANO]
1	0.0145	1.66	0.76	14541.6
2	0.0015	0.16	0.08	1401.6
3	0.0482	11.69	3.26	102404.4
4	0.0074	0.99	0.67	8672.4
5	0.0054	0.32	0.23	2803.2
6	0.2649	4.69	1.72	41084.4
7	0.0030	0.17	0.07	1489.2
8	0.0145	2.23	0.65	19534.8
9	0.0015	0.08	0.02	700.8
10	0.0145	1.58	0.41	13840.8
13	0.0234	4.71	0.89	41259.6
14	0.1773	17.0	4.38	148920.0
15	0.0288	8.65	1.37	75774.0
16	0.0861	7.83	3.92	68590.8
18	0.0326	8.63	1.29	75598.8
19	0.0173	1.91	0.52	16731.6
20	0.0041	0.33	0.13	2890.8

Neste caso, pode-se notar claramente o efeito das restrições de transmissão sobre o nível de confiabilidade do sistema, pois a LOLP de geração vale 0.0973, enquanto que a LOLP do sistema apresenta o valor de 0.4754. Isso se deve ao fato de se ter duplicado os valores de carga e geração disponível, o que estressou o sistema de transmissão e fez com que

houvessem cortes de carga devido a falhas de linhas, ou para alívio de sobrecarga em algum circuito.

No Caso 4 que é apresentado a seguir, o carregamento do sistema foi mantido igual ao do caso atual. A diferença entre eles é que no caso atual todas as barras possuem penalidade de interrupção iguais entre si, enquanto que no Caso 4, as penalidades de interrupção são especificadas diferentemente em cada barra. Dessa forma, cria-se uma ordenação entre as barras para fins de corte e assim espera-se que os valores dos índices calculados por barra sejam diferentes dos obtidos neste caso. Espera-se também que os valores dos índices de confiabilidade globais encontrados no próximo caso sejam bastante próximos dos atuais, visto que as penalidades embora diferentes entre si, são muito maiores que os custos de geração envolvidos.

A Tabela 2.5 apresenta os valores de penalidade de interrupção à carga por barra, que são utilizados nos Casos 4, 5, 6 e 7 a seguir.

Tabela 2.5 – Penalidades de interrupção de carga nas barras

BARRA	PENALIDADE [US$/MWh]
1	1510
2	1520
3	1530
4	1540
5	1550
6	1560
7	1570
8	1580
9	1590
10	1600
13	1630
14	1640
15	1650
16	1660
18	1680
19	1690
20	1700

2.6.4 Resultados – Caso 4

Este caso tem como características:

- *Fator de carregamento 2*
- *Topologia original (tal como na Figura 2.1)*
- *Política de corte B*

Abaixo estão os resultados obtidos da simulação deste caso.

Índices de confiabilidade globais:

LOLP de Geração = 0.0970
LOLP do Sistema = 0.4760
EPNS [MW] = 73.03
EPNS / CARGA [%] = 1.28
EENS [MWh/ANO] = 639742.8
Coef. Variação β [%] = 3.99
No. de Simulações = 3903

Tabela 2.6 – Índices de confiabilidade por barra – Caso 4

BARRA	LOLP	EPNS [MW]	EPNS/CARGA [%]	EENS [MWh/ANO]
1	0.1596	24.18	11.16	211816.8
2	0.0571	3.51	1.82	30747.6
3	0.0477	11.61	3.24	101703.6
4	0.0151	1.03	0.69	9022.8
5	0.0899	7.05	4.94	61758.0
6	0.2493	6.78	2.48	59392.8
7	0.0056	0.29	0.12	2540.4
8	0.0046	0.79	0.23	6920.4
9	0.0010	0.04	0.01	350.4
10	0.0079	0.93	0.24	8146.8
14	0.1673	13.50	3.48	118260.0
15	0.0013	0.02	0.00	175.2
16	0.0215	2.98	1.49	26104.8
19	0.0005	0.02	0.01	175.2
20	0.0023	0.29	0.11	2540.4

Neste caso, a topologia e o fator de carregamento do sistema são idênticos aos utilizados no Caso 3. Ao se observar os índices de confiabilidade globais do sistema como LOLP e EPNS, verifica-se que os valores obtidos são praticamente idênticos aos obtidos no Caso 3. Esse fato mostra que, independentemente da política de corte utilizada (com penalidades de interrupção iguais ou diferenciadas por barra), os valores para os índices de confiabilidade globais calculados em cada uma das políticas são praticamente os mesmos. No entanto, os valores calculados para os índices por barra são diferentes nos Casos 3 e 4. Isso retrata a diferença entre as políticas de corte de carga utilizadas nos dois casos. Por exemplo, para a LOLP da barra 1 se obteve no Caso 3 o valor de 0,0145 enquanto que no Caso 4 o valor obtido é de 0.1596. Esse aumento pode ser justificado pelo fato de a barra 1 ter a menor penalidade de interrupção entre as barras do sistema. Dessa forma, sua carga é a que será preferencialmente cortada em caso de necessidade de corte.

Embora as políticas de corte de carga utilizadas nos Casos 3 e 4 tenham sido diferentes e com isso os valores calculados para os índices de confiabilidade por barra tenham se modificado, observa-se que indiferentes à política utilizada, a LOLP e a EPNS das barras 14 e 6 foram muito próximas nos Casos 3 e 4. Tal fato sugere que as barras 14 e 6 estejam sofrendo cortes de carga devido a restrições de transmissão.

Pode-se verificar através da aplicação de um Fluxo de potência DC ao sistema com o fator de carregamento 2, que a linha de transmissão entre as barras 16 e 14, e a linha de transmissão entre as barras 10 e 6 estão com suas transferências muito próximas aos respectivos limites.

O Caso 5 corresponde à analise da confiabilidade composta para o sistema com fator de carregamento 2, tal como no caso atual, mas com uma linha de transmissão adicional entre as barras 16 e 14. Do mesmo modo, o Caso 6 corresponde à analise da confiabilidade composta, só que com uma linha adicional entre as barras 10 e 6. Espera-se uma melhora significativa nos índices de confiabilidade da barra 14 no Caso 5, e da barra 6 no Caso 6.

2.6.5 Resultados – Caso 5

Este caso tem como características:

- *Fator de carregamento 2*
- *Linha de transmissão adicional entre as barras 16 e 14*
- *Política de corte B*

Abaixo estão os resultados obtidos da simulação deste caso.

Índices de confiabilidade globais:

LOLP de Geração	=	0.1088
LOLP do Sistema	=	0.3471
EPNS [MW]	=	66.38
EPNS / CARGA [%]	=	1.17
EENS [MWh/ANO]	=	581488.8
Coef. Variação β [%]	=	3.99
No. de Simulações	=	4661

Tabela 2.7 – Índices de confiabilidade por barra – Caso 5

BARRA	LOLP	EPNS [MW]	EPNS/CARGA [%]	EENS [MWh/ANO]
1	0.1382	23.83	11.00	208750.8
2	0.0592	3.83	1.98	33550.8
3	0.0455	11.43	3.19	100126.8
4	0.0127	0.90	0.61	7884.0
5	0.0908	6.83	4.79	59830.8
6	0.1779	5.42	1.98	47479.2
7	0.0045	0.29	0.12	2540.4
8	0.0037	0.68	0.20	5956.8
10	0.0052	0.73	0.19	6394.8
14	0.0187	2.93	0.76	25666.8
15	0.0017	0.15	0.02	1314.0
16	0.0792	8.93	4.47	78226.8
19	0.0004	0.03	0.01	262.8
20	0.0037	0.39	0.15	3416.4

Observa-se uma certa melhora nos índices de confiabilidade globais do sistema em relação ao caso anterior. Os índices por barra se mantiveram praticamente inalterados à exceção dos da barra 14, que tiveram uma melhora significativa. No caso anterior, a LOLP e a EPNS da barra 14 valiam 0.1673 e 13.50 MW respectivamente. Neste caso, com a adição da nova linha de transmissão entre as barras 14 e 16, a LOLP passou a valer 0.0187 e a EPNS 2,93 MW. Isso confirma que os altos valores dos índices LOLP e EPNS da barra 14 obtidos no Caso 4 realmente se deviam a restrições de transmissão.

O Caso 6 a seguir mostra como se comportam os índices da barra 6 frente à adição de uma nova linha de transmissão (igual à já existente) entre as barras 10 e 6.

2.6.6 Resultados – Caso 6

Este caso se caracteriza por:

- *Fator de carregamento 2*
- *Linha de transmissão adicional entre as barras 10 e 6*
- *Política de corte B*

Abaixo estão os resultados obtidos da simulação para este caso.

Índices de confiabilidade globais:

LOLP de Geração	=	0.1119
LOLP do Sistema	=	0.2886
EPNS [MW]	=	73.97
EPNS / CARGA [%]	=	1.30
EENS [MWh/ANO]	=	647977.2
Coef. Variação β [%]	=	3.99
No. de Simulações	=	3960

Tabela 2.8 – Índices de confiabilidade por barra – Caso 6

BARRA	LOLP	EPNS [MW]	EPNS/CARGA [%]	EENS [MWh/ANO]
1	0.1760	25.81	11.91	226095.6
2	0.0563	3.39	1.75	29296.4
3	0.0492	12.30	3.42	107748.0
4	0.0144	0.94	0.63	8234.4
5	0.0998	8.13	5.70	71218.8
6	0.0250	3.61	1.31	31623.6
7	0.0040	0.30	0.12	2628.0
8	0.0040	0.70	0.20	6132.0
9	0.0003	0.00	0.00	0.0
10	0.0121	1.02	0.26	8935.2
14	0.1571	13.74	3.54	120362.4
15	0.0020	0.11	0.01	963.6
16	0.0245	3.56	1.78	31185.6
19	0.0003	0.05	0.01	438.0
20	0.0033	0.32	0.12	2803.2

De forma similar ao Caso 5, observa-se que este caso apresenta uma certa melhora para os índices globais do sistema em relação aos obtidos no Caso 4. Os índices por barra se mantiveram aproximadamente constantes à exceção dos da barra 6. No Caso 4, a LOLP e a EPNS valiam respectivamente 0.2493 e 6.78 MW, enquanto que neste caso com a nova linha de transmissão entre as barras 10 e 6, passaram a valer 0.0250 e 3.61 MW. Com esses resultados pode-se concluir que o grande responsável pelos altos valores dos índices LOLP e EPNS da barra 6 é a falta de redundância entre os elementos de transmissão que alimentam a barra 6.

2.6.7 Resultados – Caso 7

Este caso tem as seguintes características:

- *Fator de carregamento 2*
- *Topologia original (tal como na Figura 2.1)*
- *Política de corte C*

A seguir estão os resultados obtidos da simulação deste caso.

Índices de confiabilidade globais:

LOLP de Geração	=	0.0979
LOLP do Sistema	=	0.4772
EPNS [MW]	=	75.14
EPNS / CARGA [%]	=	1.32
EENS [MWh/ANO]	=	658226.4
Coef. Variação β [%]	=	3.99
No. de Simulações	=	3984

Tabela 2.9 – Índices de confiabilidade por barra – Caso 7

BARRA	LOLP	EPNS [MW]	EPNS/CARGA [%]	EENS [MWh/ANO]
1	0.1609	19.69	9.09	172484.4
2	0.0981	1.24	0.64	10862.4
3	0.1019	2.30	0.63	20148.0
4	0.0979	0.87	0.59	7621.2
5	0.0994	2.05	1.43	17958.0
6	0.3301	5.44	1.99	47654.4
7	0.1012	1.72	0.68	15067.2
8	0.0992	2.04	0.59	17870.4
9	0.0989	2.08	0.59	18220.8
10	0.1052	3.07	0.79	26893.2
13	0.0979	3.11	0.58	27243.6
14	0.2575	16.33	4.21	145678.8
15	0.0979	3.72	0.58	32587.2
16	0.1115	3.79	1.89	33200.4
18	0.0979	3.92	0.58	34339.2
19	0.0979	2.14	0.58	18746.4
20	0.0981	1.63	0.63	14278.8

Pode-se observar que os valores obtidos para os índices de confiabilidade globais do sistema são bastante próximos aos dos Casos 3 e 4, em que a topologia do sistema e o fator de carregamento são idênticos aos utilizados neste caso. A maior diferença reside nos índices por barra, já que a política utilizada foi diferente. Mais uma vez, observa-se que a política utilizada praticamente não interfere nos índices de confiabilidade globais do sistema, desde que seja baseada em mínimo corte de carga. Deve-se notar também que as LOLP por barra cresceram em relação aos casos anteriores, embora a LOLP do sistema e sua EPNS tenham continuado praticamente as mesmas .

2.7 CONCLUSÕES

Neste capítulo foi feita uma revisão dos métodos de avaliação da confiabilidade composta utilizando-se a representação por espaço de estados. Foram revisados os métodos da enumeração e Monte Carlo não seqüencial, bem como suas aplicabilidades. Apresentou-se de forma simplificada, o algoritmo do programa de análise de confiabilidade composta utilizado nesta dissertação.

Foram apresentadas as três políticas de corte de carga que serão utilizadas nesta dissertação para análise de confiabilidade composta. A primeira foi chamada de *política A* e é baseada em mínimo corte, onde todas as barras recebem o mesmo valor de penalidade de interrupção. A segunda política, aqui chamada de *política B*, também se caracteriza pelo mínimo corte, contudo, cada barra recebe um valor diferente de penalidade de interrupção, o que elimina a possibilidade de que os locais de corte de carga sejam escolhidos por este algoritmo através de algum critério interno não conhecido. Já na *Política C*, antes de se utilizar o algoritmo de Programação Linear, determina-se o montante a ser cortado em cada barra através da distribuição dos cortes entre todas as barras de forma proporcional ao tamanho da carga de cada uma delas.

Com as aplicações feitas, pôde-se verificar que qualquer que seja a política de corte utilizada, A, B ou C, os índices globais de confiabilidade para o sistema são praticamente os mesmos. No entanto, os valores dos índices de confiabilidade por barra dependem da política de corte adotada.

Em capítulos posteriores, se procurará determinar a máxima transferência possível entre as duas áreas do sistema teste de tal forma que o nível de confiabilidade do mesmo seja mantido. Além disso, serão estudadas também as melhores condições de carregamento das linhas de interligação de modo que o sistema possua o menor valor esperado para o custo total de geração e interrupção.

Os resultados de confiabilidade obtidos das aplicações numéricas deste capítulo serão importantes nos capítulos posteriores para fins de comparação e verificação das características dos procedimentos de determinação das capacidades disponíveis de transmissão.

CAPÍTULO 3

UTILIZAÇÃO ÓTIMA DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO

3.1 INTRODUÇÃO

A capacidade de transferência disponível é um parâmetro importante para todas as companhias participantes do mercado de energia elétrica. Questões relevantes associadas ao ATC tais como: "Que parte do ATC fixado poderia ser negociada como firme ?", ou, "Qual a capacidade interruptível ?" talvez sejam alguns dos problemas cruciais a serem enfrentados pelos participantes do emergente mercado competitivo de energia elétrica.

No presente capítulo, formula-se o problema da utilização ótima da capacidade de transmissão. Um algoritmo de solução é proposto e são feitas algumas aplicações numéricas utilizando-se um programa desenvolvido em linguagem FORTRAN.

3.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA E SOLUÇÃO PROPOSTA

Seja o sistema de potência com duas áreas interconectadas através de duas linhas de transmissão (linhas de interligação), mostrado na Figura 3.1. Suponha que uma nova transação ocorra entre as duas áreas de modo que algumas barras da Área 1 estejam gerando potência para vender a algumas barras da Área 2 através das linhas de interligação. O montante total transacionado vale:

$$\Delta = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \ldots + \Delta P_n = \Delta N_1 + \Delta N_2 + \ldots + \Delta N_m \qquad (3.1)$$

Onde:

Δ : Montante total transacionado

ΔP_i : Incremento na potência gerada na barra i, para i=1,...,n

ΔN_j : Incremento na potência consumida na barra j, para j=1,...,m

n : Número de barras que estão gerando potência nesta nova transação

m : Número de barras que estão consumindo potência nesta nova transação

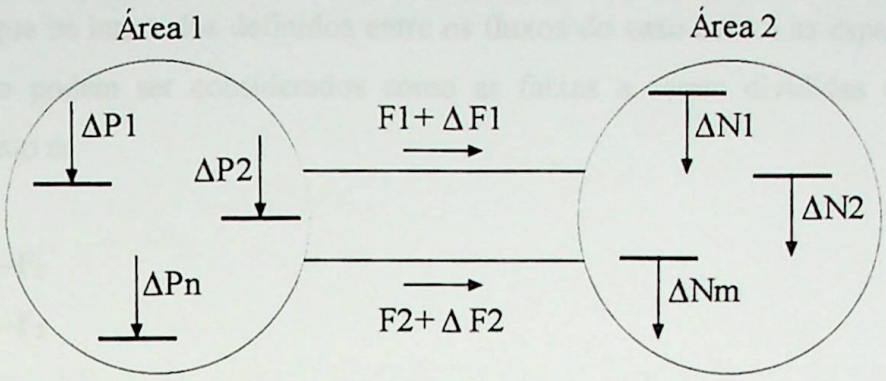


Figura 3.1 – Sistema interligado com duas áreas

O problema está sendo formulado considerando-se esta configuração, mas pode ser estendido para mais de duas áreas.

A Figura 3.2 mostra as faixas de capacidades disponíveis para estas transações.

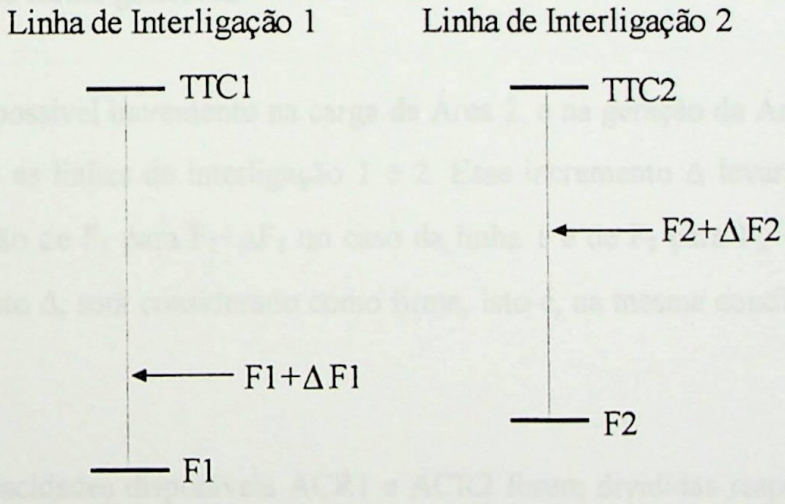


Figura 3.2 – Faixas de capacidades disponíveis para as linhas de interligação 1 e 2

Onde:

TTCi : *Total Transmission Capacity* - Capacidade total de transmissão da linha i

Fi : Fluxo de potência ativa na linha de interligação i no caso base

ΔFi : Incremento no fluxo da linha de interligação i devido à nova transação

Os índices 1 e 2 após os termos acima descritos referem-se às linhas de interligação 1 e 2 respectivamente. Ou seja, i=1 ou 2.

Seja assumir que os intervalos definidos entre os fluxos do caso base e as capacidades totais de transmissão podem ser considerados como as faixas a serem divididas entre firme e interruptível, isto é:

$$ACR_1 = TTC_1 - F_1 \qquad (3.2)$$
$$ACR_2 = TTC_2 - F_2$$

Onde o termo ACR utilizado significa *Available Capacity Range*, e será referido nesta dissertação como faixa de capacidade disponível.

Dessa forma, os fluxos nas linhas de interligação 1 e 2 podem assumir quaisquer valores dentro das faixas indicadas pela Figura 3.2. Seja assumir ainda que o caso base tenha sido obtido com o despacho mais econômico e seguro, com todas as cargas nativas sendo satisfeitas. Claramente, não são permitidas violações, e uma certa distância de uma condição insegura é de alguma forma garantida.

Procura-se por um possível incremento na carga da Área 2, e na geração da Área 1, utilizando para essa transação as linhas de interligação 1 e 2. Esse incremento Δ levará os fluxos nas linhas de interligação de F_1 para $F_1+\Delta F_1$ no caso da linha 1 e de F_2 para $F_2+\Delta F_2$ no caso da linha 2. O incremento Δ, será considerado como firme, isto é, na mesma condição hierárquica das cargas nativas.

Se as faixas de capacidades disponíveis ACR1 e ACR2 forem divididas respectivamente em n1 e n2 partes iguais como mostra a Figura 3.3, haverá n1 × n2 combinações de fluxo a serem verificadas em termos de custo.

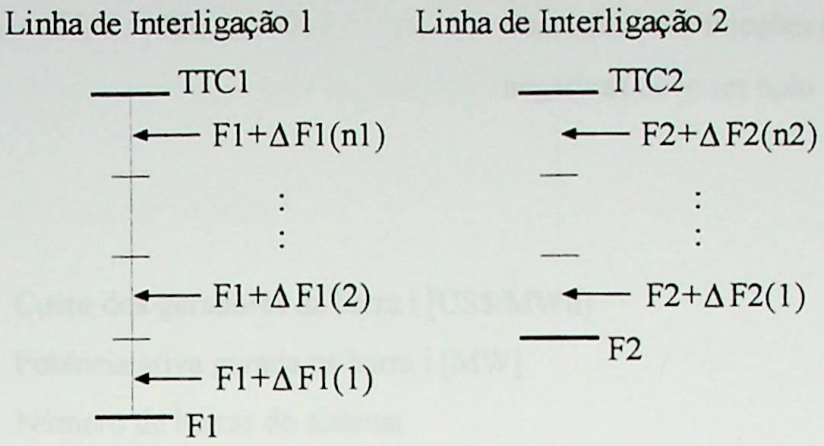


Figura 3.3 – Divisão das faixas de capacidades disponíveis das linhas de interligação

Considerando-se uma destas combinações, por exemplo $F_1+\Delta F_1(1)$ para a linha 1 e $F_2+\Delta F_2(1)$ para a linha 2, tem-se o seguinte:

$$\Delta F_1 = \Delta F_1(1) \text{ e } \Delta F_2 = \Delta F_2(1) \tag{3.3}$$

Um algoritmo de Programação Linear pode ser utilizado para se determinar os incrementos ΔPI_j e ΔNI_k nas barras participantes da nova transação de potência de tal forma que o custo total de geração seja minimizado e que os fluxos nas linhas de interligação sejam iguais aos desejados, isto é:

$$\text{Min}\left[\left(\sum_{i=1}^{Nbus} Cg_i \times Pg_i\right) + \lambda \times \left(\sum_{j=1}^{NBI+} \Delta PI_j\right) + \lambda \times \left(\sum_{k=1}^{NBI-} \Delta NI_k\right)\right] \tag{3.4}$$

Sujeito a:

$P = B\theta$	:	Equações de Fluxo DC B = Matriz da rede e θ = Vetor de ângulos
$Pg_i^{min} \le Pg_i \le Pg_i^{max}$	:	Potência ativa de cada gerador i
$F_l^{min} \le F_l \le F_l^{max}$	:	Fluxo de potência ativa em cada elemento de transmissão l
$F_1^{novo} = F_1+\Delta F_1$	:	Fluxo de potência ativa na linha de interligação 1
$F_2^{novo} = F_2+\Delta F_2$	:	Fluxo de potência ativa na linha de interligação 2

$\Delta P_1+...+\Delta P_{NBI+}+\Delta N_1+...+\Delta N_{NBI-} = 0$: Somatório das injeções positivas e negativas deve ser nulo

Onde:

Cg_i : Custo dos geradores da barra i [US$/MWh]
Pg_i : Potência ativa gerada na barra i [MW]
Nbus : Número de barras do sistema
NBI+ : Número de barras de injeção positiva de potência
NBI- : Número de barras de injeção negativa de potência
ΔPI_j : Injeção positiva de potência na barra j
ΔNI_k : Injeção negativa de potência na barra k
λ : Penalidade de injeção [US$/MWh]

Por simplicidade foi assumida uma única estação de geração por barra.

As injeções de potência positivas e negativas aparecem implicitamente no vetor P das equações de fluxo DC (como restrições). Embora na Figura 3.1 existam apenas duas linhas de interligação, pode ser que haja outras linhas de transmissão entre as Áreas 1 e 2, mas que não estejam sendo monitoradas. Desta forma nem sempre será verdadeira a afirmação de que o montante total transacionado passa através das linhas monitoradas.

A solução da Equação (3.4) define o que é chamado nesta dissertação de *caso base estressado* associado à combinação particular descrita pela Equação (3.3). Note que estão sendo definidos certos valores de fluxo nas linhas de interligação monitoradas e, são calculadas injeções positivas e negativas nas barras especificadas de modo que os fluxos definidos anteriormente sejam satisfeitos. Cabe ressaltar que as injeções representam os novos participantes, ou novos agentes do sistema. Assim, injeções positivas representam novos geradores e injeções negativas representam novas cargas. A entrada de novos geradores e novas cargas provoca uma modificação no nível de confiabilidade do sistema, e portanto, cada caso base estressado tem um custo esperado de geração e um custo esperado de interrupção associados. Para cada caso base estressado, um algoritmo de análise de confiabilidade composta é aplicado para se calcular os valores esperados para os custos de geração e

interrupção (corte de carga) associados com cada valor de Δ. Dessa forma, o custo total para um caso base estressado é dado pela Equação (3.5).

$$C_{TOTAL}(\Delta) = E(C_{GER}(\Delta)+C_{INT}(\Delta)) \quad (3.5)$$

Onde:

$C_{TOTAL}(\Delta)$: Custo total associado ao caso base estressado caracterizado pelo montante transacionado Δ.

$C_{GER}(\Delta)$: Custo de geração associado ao caso base estressado caracterizado pelo montante transacionado Δ.

$C_{INT}(\Delta)$: Custo de interrupção associado ao caso base estressado caracterizado pelo montante transacionado Δ.

Deve-se ressaltar que o símbolo E() significa valor esperado.

Repetindo-se este procedimento para todos os valores possíveis de Δ (neste caso são n1×n2 combinações de acordo com a Figura 3.3), pode-se selecionar entre todas as combinações aquela que apresentar o menor custo total, calculado pela Equação (3.5). Ao final do processo obtém-se os valores de fluxo nas linhas de interligação tais que para os mesmos, a soma dos valores esperados do custo de operação e do custo de interrupção seja a menor possível. Desta forma, estes são os valores de fluxo ótimos em cada linha para a venda de energia firme. A diferença entre esses valores de fluxo e o TTC resulta na parcela da capacidade de transmissão que pode ser vendida como interruptível. Obtém-se portanto, um limite que divide de maneira ótima a capacidade de transmissão entre firme e interruptível. Sejam F_1^* e F_2^* os valores de fluxo determinados como sendo aqueles para os quais o sistema apresenta o menor custo. Dessa forma, a divisão entre as capacidades firme e interruptível das linhas de interligação 1 e 2 é feita da seguinte forma:

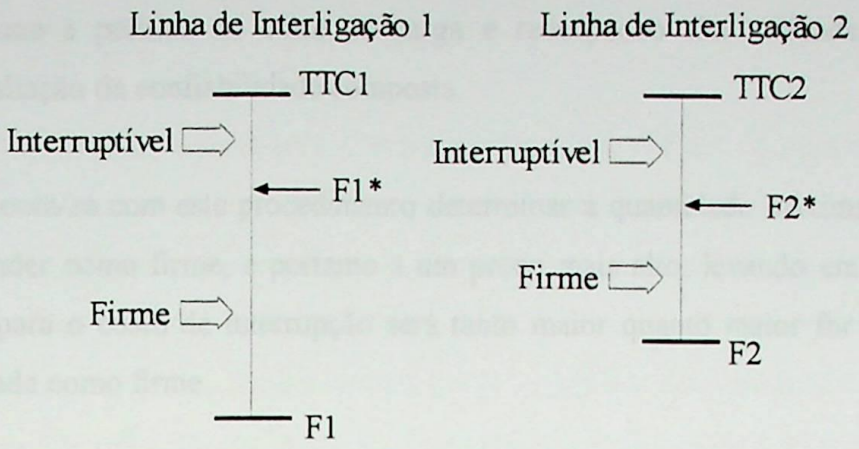


Figura 3.4 – Divisão entre as capacidades firme e interruptível

Seja admitir por exemplo que o sistema elétrico em questão é de propriedade de uma única empresa vertical que possui geração e transmissão. Os novos agentes, também por hipótese, são produtores independentes, que para vender sua produção necessitam de utilizar a malha de transmissão desta empresa. Dessa forma, pode-se subtrair do custo calculado pela Equação (3.5) o termo $T_{rec}(\Delta)$ que é a receita de transmissão proveniente do pagamento das *Wheeling charges*, ou seja, pedágios, por parte dos novos agentes. Assim, o custo de cada caso base estressado é dado pela Equação (3.6).

$$C_{TOTAL}(\Delta) = E\{C_{GER}(\Delta)+C_{INT}(\Delta)\}-T_{rec}(\Delta) \quad (3.6)$$

O termo $T_{rec}(\Delta)$ é dado por:

$$T_{rec}(\Delta) = \{\Delta F_1 \times C_F^{Linha1}+[ACR_1-\Delta F_1]\times C_I^{Linha1}\}+\{\Delta F_2 \times C_F^{Linha2}+[ACR_2-\Delta F_2]\times C_I^{Linha2}\} \quad (3.7)$$

Onde $C_F^{Linha1,2}$ e $C_I^{Linha1,2}$ são as *Wheeling charges*, para a utilização da rede de transmissão para a venda de energia firme e interruptível respectivamente.

Claramente, os fluxos que dividem a capacidade de transmissão entre firme e interruptível variam com:

- Ponto de operação do caso base
- Penalidade de interrupção de carga
- Política de corte de carga e redespacho
- Pontos de injeção extra

Deve-se notar que a política de corte de carga e redespacho são utilizadas através do algoritmo de avaliação da confiabilidade composta.

Em resumo, procura-se com este procedimento determinar a quantidade máxima de potência que se pode vender como firme, e portanto a um preço mais alto, levando em conta que o valor esperado para o custo de interrupção será tanto maior quanto maior for a parcela de potência negociada como firme.

Não se considerou neste desenvolvimento o problema da *Capacidade Disponível de Transferência*, ou mais resumidamente ATC. Como será visto no capítulo seguinte, para cada valor de potência transferida através das linhas de interligação, existe um risco de não se conseguir transferir este valor. Os valores de fluxo a serem utilizados como limites entre as capacidades firme e interruptível foram procurados entre o fluxo do caso base e a capacidade total de cada linha de interligação. Dessa forma, não se verifica a priori se o valor da transferência definido por este processo implica em um risco maior que o admitido.

3.3 ALGORITMO

O seguinte algoritmo é baseado nos passos descritos no item anterior para a determinação da divisão ótima da capacidade de transmissão.

a) Ler os dados elétricos, de confiabilidade e econômicos do sistema;
b) Montar matriz de rede B para o caso base;
c) Determinar o ponto de operação no caso base através de Fluxo de Potência DC e de um algoritmo de Programação Linear;
d) Calcular a faixa de capacidade disponível de cada linha monitorada, e definir todas as combinações de fluxo a serem analisadas;
e) Resolver usando Programação Linear e Fluxo de Potência DC as combinações determinadas no passo (d) obtendo os casos base estressados;
f) Para cada caso base estressado, utilizar um algoritmo de avaliação da confiabilidade composta e calcular os custos esperados;
g) Escolher entre todos os casos base estressados, aquele que possui o menor custo.

3.4 APLICAÇÕES

Nesta seção são feitas quatro aplicações numéricas utilizando o IEEE-RTS, que pode ser visto na Figura 3.5. Os dados referentes a este sistema estão no Apêndice A. Cabe ressaltar que as aplicações a seguir utilizam o sistema com as cargas e a capacidade de geração duplicadas para estressar o sistema de transmissão. As referidas aplicações são análises da utilização ótima da capacidade de transmissão para o sistema teste em sua configuração normal e com algumas variações. Foi utilizado um programa desenvolvido em linguagem FORTRAN que se baseia no algoritmo apresentado no Item 3.3. As Tabelas 3.1a e 3.1b apresentam as características de cada uma das aplicações.

Tabela 3.1a – Sumário dos casos de utilização ótima da capacidade de transmissão

CASO	PONTOS DE VENDA	PONTOS DE COMPRA	LINHA DE INTERLIGAÇÃO 1	LINHA DE INTERLIGAÇÃO 2
1	14,15	11 e 24	14-11	15-24
1	14,15	11 e 24	14-11	15-24
3	16	3 e 9	14-11	-
4	16	3 e 9	14-11	-

Tabela 3.1b – Sumário dos casos de utilização ótima da capacidade de transmissão

CASO	CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA	PENALIDADE DE INTERRUPÇÃO [US$/MWh]
1	Original	1500
2	Original	100
3	Original	1500
4	16-14 e 24-3 com dupla capacidade	1500

Nos casos analisados está sendo considerado que o sistema de geração e transmissão pertence a uma única empresa e que os novos agentes são produtores independentes, que se instalarão na Área de 230 kV. Desta forma, os mesmos pagam à referida empresa pela utilização das linhas de interligação para vender sua produção às cargas da Área de 138 kV. Os custos utilizados para C_F e C_I são respectivamente de 5.00 US$/MWh e 1.00 US$/MWh.

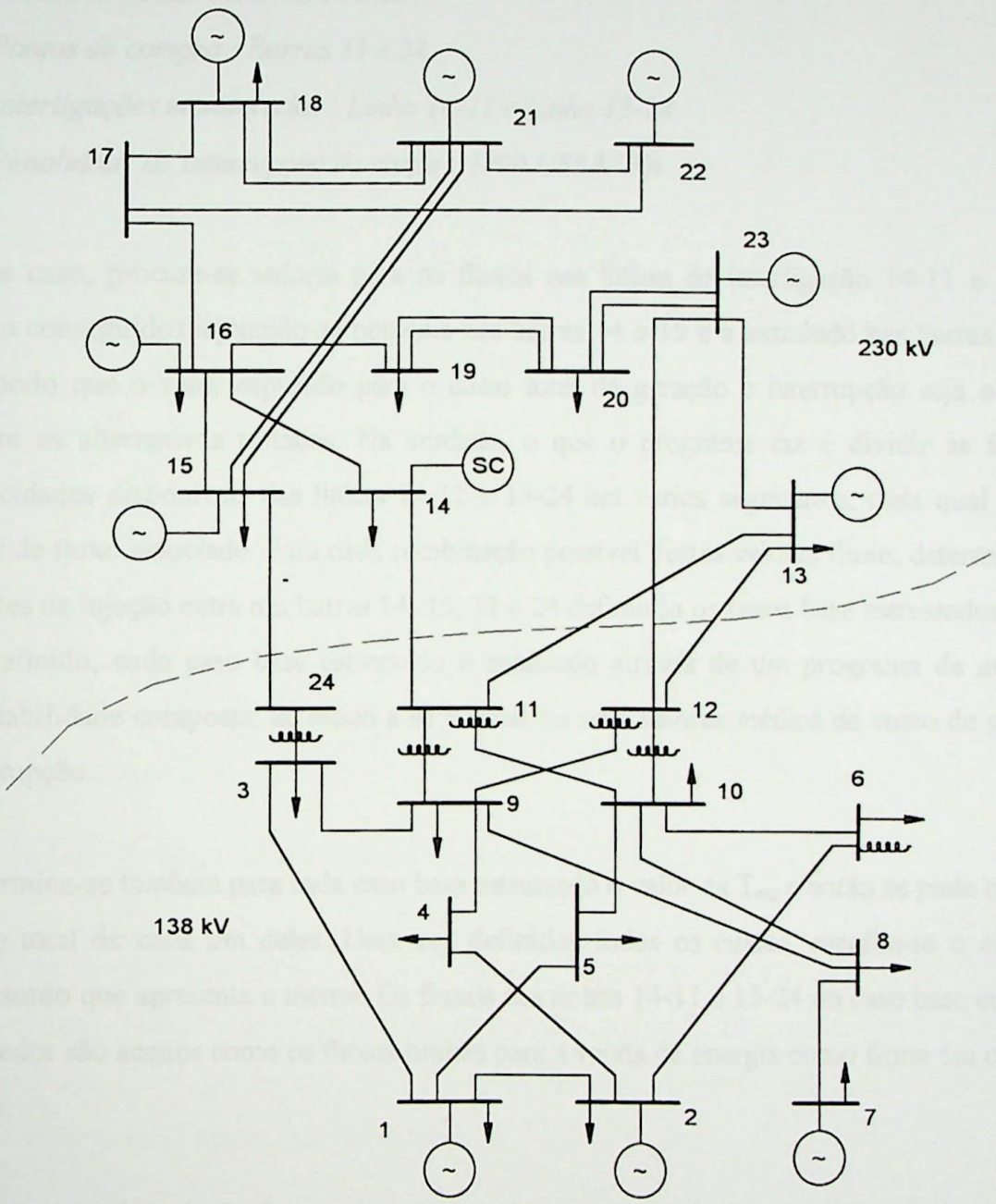


Figura 3.5 – IEEE-RTS

3.4.1 Resultados – Caso 1

As características deste caso são apresentadas a seguir:

- *Pontos de venda : Barras 14 e 15*
- *Pontos de compra : Barras 11 e 24*
- *Interligações monitoradas : Linha 14-11 e Linha 15-24*
- *Penalidade de interrupção da carga : 1500 US$/MWh*

Neste caso, procura-se valores para os fluxos nas linhas de interligação 14-11 e 15-24, a serem conseguidos injetando-se potência nas barras 14 e 15 e a extraindo nas barras 11 e 24, de modo que o valor esperado para o custo total de geração e interrupção seja o mínimo dentre as alternativas testadas. Na verdade, o que o programa faz é dividir as faixas de capacidades disponíveis das linhas 14-11 e 15-24 em vários segmentos, cada qual com um valor de fluxo associado. Para cada combinação possível destes valores fluxo, determina-se os valores de injeção extra nas barras 14, 15, 11 e 24 definindo os casos base estressados. Depois de definido, cada caso base estressado é analisado através de um programa de análise de confiabilidade composta, de modo a se estimar os seus valores médios de custo de geração e interrupção.

Determina-se também para cada caso base estressado o valor da T_{rec} e então se pode calcular o custo total de cada um deles. Uma vez definidos todos os custos, escolhe-se o caso base estressado que apresenta o menor. Os fluxos nas linhas 14-11 e 15-24 do caso base estressado vencedor são aceitos como os fluxos limites para a venda de energia como firme em cada uma delas.

A capacidade interruptível de cada linha é tida como a diferença entre o seu TTC e o valor de fluxo determinado pelo caso base estressado. A Tabela 3.2 apresenta os resultados obtidos da simulação do sistema em um programa de Despacho Econômico.

Tabela 3.2 – Resultados de barra : Despacho Econômico – Caso 1

BARRA	ÂNGULO [GRAUS]	PG [MW]	PL [MW]	Pgmin [MW]	Pgmax [MW]	CUSTO [US$/MWh]	OBS
21	0.000	800.00	0.00	200.00	800.00	6.30	+++

1	-36.524	39.00	216.60	20.00	80.00	48.50	
25 FIC	-34.782	304.00	0.00	60.00	304.00	15.30	+++
2	-36.445	80.00	193.80	20.00	80.00	48.50	+++
26 FIC	-34.703	304.00	0.00	60.00	304.00	15.30	+++
3	-38.431	0.00	359.00	0.00	0.00	0.00	
4	-42.796	0.00	148.20	0.00	0.00	0.00	
5	-42.785	0.00	142.60	0.00	0.00	0.00	
6	-48.019	0.00	273.60	0.00	0.00	0.00	
7	-55.301	274.36	250.80	180.00	600.00	23.80	
8	-56.185	0.00	342.00	0.00	0.00	0.00	
9	-38.600	0.00	347.80	0.00	0.00	0.00	
10	-41.632	0.00	387.60	0.00	0.00	0.00	
11	-25.688	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
12	-22.197	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
13	-12.552	1118.89	530.00	240.00	1182.00	22.80	+++
14	-22.951	0.00	387.60	0.00	0.00	0.00	
15	-11.282	30.00	632.60	30.00	120.00	28.50	---
27 FIC	-10.180	192.31	0.00	80.00	310.00	12.44	
16	-11.623	80.00	199.60	80.00	310.00	12.44	---
17	-4.082	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
18	-1.406	800.00	667.00	200.00	800.00	6.30	+++
19	-10.468	0.00	364.80	0.00	0.00	0.00	
20	-5.271	0.00	256.60	0.00	0.00	0.00	
22	6.992	357.64	0.00	96.00	600.00	10.00	
23	-0.822	620.00	0.00	160.00	620.00	12.44	+++
28 FIC	3.189	700.00	0.00	150.00	700.00	12.10	+++
24	-21.759	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	

Federal de Itajubá

Deve-se fazer as seguintes observações a respeito da Tabela 3.2:

- As barras designadas com um FIC após o respectivo número são barras fictícias. O programa utilizado nesta dissertação só permite que haja uma única estação de geração por barra. Como no sistema IEEE-RTS há duas estações de geração nas barras 1, 2, 15 e 23 se utilizou 4 barras fictícias a saber:

  Barra Fictícia 25 : Ligada à barra 1 por uma linha fictícia de reat. 0.1% e capacidade ∞

  Barra Fictícia 26 : Ligada à barra 2 por uma linha fictícia de reat. 0.1% e capacidade ∞

  Barra Fictícia 27 : Ligada à barra 15 por uma linha fictícia de reat. 0.1% e capacidade ∞

  Barra Fictícia 28 : Ligada à barra 23 por uma linha fictícia de reat. 0.1% e capacidade ∞

  Dessa forma, as barras fictícias receberam as estações de geração que não puderam ser adicionadas às barras originais. Com isso, os resultados obtidos são praticamente idênticos

aos que se obteria caso se pudesse colocar todas as estações de geração nas barras originais, já que as linhas fictícias utilizadas têm reatâncias muito baixas perante às existentes no sistema, e, como suas capacidades são muito elevadas, não há risco de que os resultados sofram interferência devido a restrições de carregamento dessas linhas.

- A coluna OBS da Tabela 3.2 indica se o gerador da barra em questão está sendo despachado próximo ao seu limite máximo '+++', ou ao limite mínimo '---'. Se nenhum dos dois símbolos é utilizado, não há geração na barra, ou o despacho nem está próximo ao mínimo e nem ao máximo.

A Tabela 3.3 apresenta os dados, bem como os resultados obtidos para os fluxos nos circuitos.

Tabela 3.3 – Fluxos nos circuitos : Despacho Econômico – Caso1

De (I)	Para (K)	P(I–K) [MW]	CAPACIDADE [MW]	OBS
1	2	-9.61	175.00	
1	3	14.77	175.00	
1	5	121.24	175.00	
2	4	81.99	175.00	
2	6	98.60	175.00	
3	9	2.32	175.00	
3	24	-346.55	400.00	
4	9	-66.21	175.00	
5	10	-21.36	175.00	
6	10	-175.00	175.00	***
7	8	23.56	175.00	
8	9	-174.25	175.00	***
8	10	-144.20	175.00	
9	11	-258.08	400.00	
9	12	-327.85	400.00	
10	11	-328.16	400.00	
10	12	-400.00	400.00	***
13	11	473.84	500.00	
14	11	112.40	500.00	
13	12	347.91	500.00	
23	12	379.94	500.00	
13	23	-232.86	500.00	
14	16	-500.00	500.00	***
15	16	33.80	500.00	
15	21	-395.32	500.00	
15	21	-395.32	500.00	
15	24	346.55	500.00	
16	17	-500.00	500.00	***
16	19	-85.80	500.00	

17	18	-319.42	500.00	
17	22	-180.58	500.00	
18	21	-93.21	500.00	
18	21	-93.21	500.00	
19	20	-225.30	500.00	
19	20	-225.30	500.00	
20	23	-353.60	500.00	
20	23	-353.60	500.00	
21	22	-177.06	500.00	
25	1	304.00	∞	
26	2	304.00	∞	
27	15	192.31	∞	
28	23	700.00	∞	

Como observação tem-se que a coluna OBS no caso da Tabela 3.3 indica se o circuito correspondente está com carregamento próximo ou não de sua capacidade. Caso esteja, é utilizado o símbolo '***'. Pode-se observar que já no caso base tem-se linhas com carregamento máximo, como é o caso das linhas 6-10, 8-9, 10-12, 14-16 e 16-17.

Observa-se da Tabela 3.3 que os valores de fluxo nas linhas 14-11 e 15-24 são respectivamente de 112.40 MW e 346.55 MW. Com isto, já se pode determinar as faixas de capacidades disponíveis dessas linhas como 500-112.40 = 387.60 MW para a linha 14-11 e 500-346.55 = 153.45 MW para a linha 15-24. Nestas faixas serão procurados os valores dos fluxos das linhas 14-11 e 15-24 para os quais o sistema apresenta o menor valor esperado para a soma dos custos de geração e interrupção. Utilizando-se um passo máximo de 40 MW para dividir as faixas de capacidades disponíveis se chega a 10 divisões para a linha 14-11 e 4 divisões para a linha 15-24. Assim tem-se 40 casos base estressados a serem analisados em termos de custo. A Figura 3.6 ilustra essa situação e a Tabela 3.4 apresenta os resultados obtidos da análise de cada caso base estressado, como os fluxos nas linhas 14-11 e 15-24, os valores de injeção necessários, os índices de confiabilidade do sistema bem como o custo total de geração e interrupção. A primeira coluna da Tabela 3.4 designada por CBE contém o número do caso base estressado em questão.

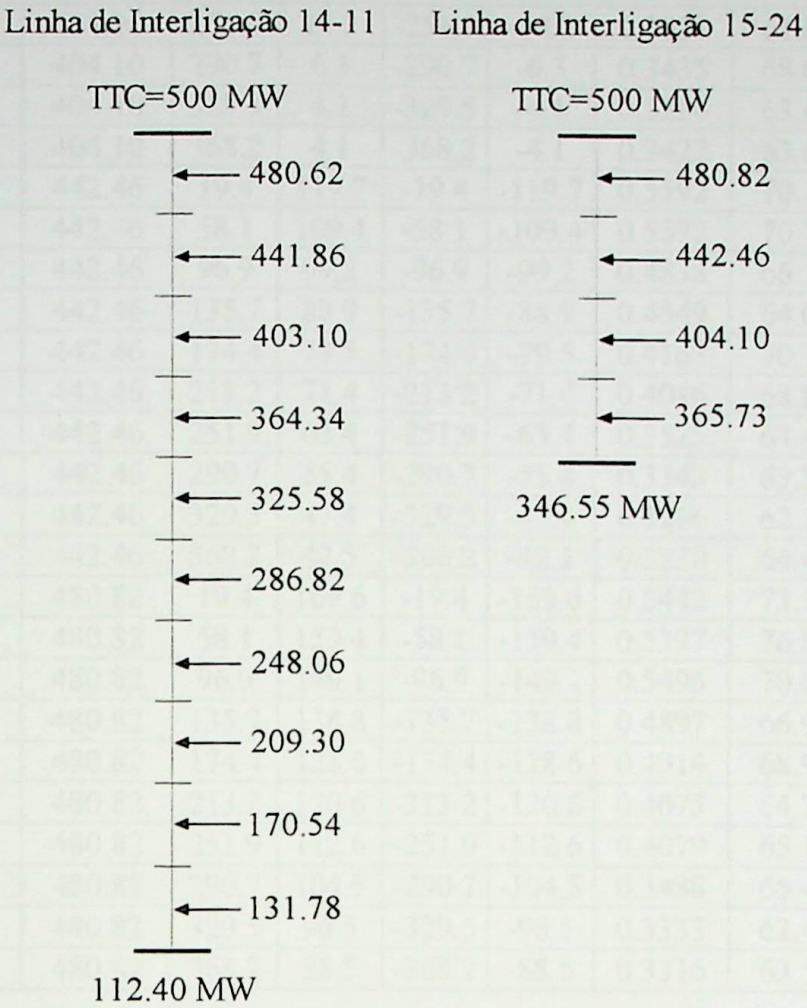


Figura 3.6 – Faixas de capacidades disponíveis para as linhas de interligação – Caso 1

Tabela 3.4 – Resultados dos casos base estressados – Caso 1

CBE	FLUXO [MW]		INJEÇÃO [MW]				LOLP	EPNS	E{CUSTO}
	14-11	15-24	14	15	11	24		[MW]	[US$/h]
1	131.78	365.73	19.4	19.8	-19.4	-19.8	0.4708	68.74	183849.95
2	170.54	365.73	58.1	9.6	-58.1	-9.6	0.4070	66.77	180586.60
3	209.30	365.73	96.9	0.7	-96.9	-0.7	0.3957	73.45	190040.13
4	248.06	365.73	135.7	10.8	-135.7	-10.8	0.3850	64.76	176598.72
5	286.82	365.73	174.4	18.9	-174.4	-18.9	0.4024	64.55	175858.04
6	325.58	365.73	213.2	26.8	-213.2	-26.8	0.3651	64.67	175769.35
7	364.34	365.73	251.9	34.3	-251.9	-34.3	0.3545	68.29	180677.51
8	403.10	365.73	290.7	34.3	-290.7	-34.3	0.3309	64.47	174739.50
9	441.86	365.73	329.5	34.3	-329.5	-34.3	0.3101	64.86	174875.26
10	480.62	365.73	371.7	34.3	-371.7	-34.3	0.3395	67.75	179111.64
11	131.78	404.10	19.4	69.8	-19.4	-69.8	0.5418	65.88	179496.45
12	170.54	404.10	58.1	59.5	-58.1	-59.5	0.4645	65.65	178864.03
13	209.30	404.10	96.9	49.2	-96.9	-49.2	0.4003	72.30	188220.17
14	248.06	404.10	135.7	39.0	-135.7	-39.0	0.4049	71.10	186063.07
15	286.82	404.10	174.4	30.3	-174.4	-30.3	0.3948	70.21	184412.44
16	325.58	404.10	213.2	22.3	-213.2	-22.3	0.3814	56.90	164194.53

17	364.34	404.10	251.9	14.3	-251.9	-14.3	0.3621	61.65	170920.04
18	403.10	404.10	290.7	6.3	-290.7	-6.3	0.3435	68.07	180022.11
19	441.86	404.10	329.5	4.1	-329.5	-4.1	0.3256	63.62	173001.44
20	480.62	404.10	368.2	4.1	-368.2	-4.1	0.3422	63.06	171747.46
21	131.78	442.46	19.4	119.7	-19.4	-119.7	0.5592	70.17	185938.97
22	170.54	442.46	58.1	109.4	-58.1	-109.4	0.5572	70.72	186441.02
23	209.30	442.46	96.9	99.2	-96.9	-99.2	0.4838	66.18	179139.94
24	248.06	442.46	135.7	88.9	-135.7	-88.9	0.4549	64.09	175648.00
25	286.82	442.46	174.4	79.5	-174.4	-79.5	0.4163	70.13	184346.14
26	325.58	442.46	213.2	71.4	-213.2	-71.4	0.4046	68.82	181941.14
27	364.34	442.46	251.9	63.4	-251.9	-63.4	0.3525	64.43	175043.88
28	403.10	442.46	290.7	55.4	-290.7	-55.4	0.3343	63.85	173565.59
29	441.86	442.46	329.5	47.4	-329.5	-47.4	0.3266	62.17	170744.67
30	480.62	442.46	368.2	42.5	-368.2	-42.5	0.3230	64.42	173740.66
31	131.78	480.82	19.4	169.6	-19.4	-169.6	0.5442	73.15	190166.32
32	170.54	480.82	58.1	159.4	-58.1	-159.4	0.5397	76.81	195436.56
33	209.30	480.82	96.9	149.1	-96.9	-149.1	0.5496	70.06	184923.87
34	248.06	480.82	135.7	138.8	-135.7	-138.8	0.4897	66.95	180003.95
35	286.82	480.82	174.4	128.6	-174.4	-128.6	0.4914	68.97	182520.95
36	325.58	480.82	213.2	120.6	-213.2	-120.6	0.4075	64.38	175377.99
37	364.34	480.82	251.9	112.6	-251.9	-112.6	0.4079	65.14	176132.40
38	403.10	480.82	290.7	104.5	-290.7	-104.5	0.3488	65.40	176142.10
39	441.86	480.82	329.5	96.5	-329.5	-96.5	0.3333	62.45	171294.76
40	480.62	480.82	368.2	88.5	-368.2	-88.5	0.3316	63.59	172609.98

O caso base estressado de menor custo é o 16, em que os fluxos nas linhas 14-11 e 15-24 valem respectivamente 325.58 MW e 404.10 MW. Para os mesmos serem possíveis, deve-se injetar na barra 14 uma potência de 213.20 MW e na barra 15 uma potência de 22.30 MW. Esses mesmos valores de potência devem ser extraídos nas barras 11 e 24 respectivamente. Logo, para o sistema apresentar o menor valor para a soma dos custos de geração e interrupção, deve-se aumentar a geração nas barras 14 e 15 e as cargas nas barras 11 e 24 com os valores indicados pelo caso base estressado 16. Após essa modificação na geração e na carga, os fluxos nos circuitos do sistema passam a ser os indicados na Tabela 3.5. Observar que os valores obtidos para os fluxos nas linhas de interligação 14-11 e 15-24 foram realmente os especificados pelo caso base estressado 16.

Tabela 3.5 – Fluxos nos circuitos para o caso base estressado vencedor – Caso 1

De (I)	Para (K)	P(I–K) [MW]	CAPACIDADE [MW]	OBS
1	2	-12.23	175.00	
1	3	0.11	175.00	
1	5	121.04	175.00	
2	4	79.37	175.00	
2	6	98.60	175.00	

3	9	22.94	175.00	
3	24	-381.83	400.00	
4	9	-68.83	175.00	
5	10	-21.56	175.00	
6	10	-175.00	175.00	***
7	8	38.10	175.00	
8	9	-168.81	175.00	
8	10	-135.09	175.00	
9	11	-242.04	400.00	
9	12	-320.46	400.00	
10	11	-319.25	400.00	
10	12	-400.00	400.00	***
13	11	448.89	500.00	
14	11	325.58	500.00	
13	12	307.37	500.00	
23	12	413.09	500.00	
13	23	-292.20	500.00	
14	16	-500.00	500.00	***
15	16	88.29	500.00	
15	21	-381.36	500.00	
15	21	-381.36	500.00	
15	24	404.10	500.00	
16	17	-500.00	500.00	***
16	19	6.69	500.00	
17	18	-328.87	500.00	
17	22	-171.13	500.00	
18	21	-97.93	500.00	
18	21	-97.93	500.00	
19	20	-179.06	500.00	
19	20	-179.06	500.00	
20	23	-307.36	500.00	
20	23	-307.36	500.00	
21	22	-158.59	500.00	
25	1	304.00	∞	
26	2	304.00	∞	
27	15	310.00	∞	
28	23	700.00	∞	

Tem-se da Tabela 3.3 os fluxos nas linhas monitoradas, antes da nova transação:

Linha 14-11 : 112.40 MW

Linha 15-24 : 346.55 MW

Após a nova transação, ou seja, no caso base estressado 16, os fluxos passam a ser os seguintes, com base na Tabela 3.5:

Linha 14-11 : 325.58 MW

Linha 15-24 : 404.10 MW

As variações nos fluxos devido à nova transação são:

Linha 14-11 : 325.58 - 112.40 = 213.18 MW

Linha 15-24 : 404.10 - 346.55 = 57.55 MW

A Figura 3.7 ilustra os novos fluxos das linhas monitoradas bem como as injeções necessárias nas barras 14, 15, 11 e 24. Os valores de injeção são designados na Figura 3.7 pelo símbolo Δ. Dessa forma o termo Δ1 refere-se à injeção de potência na barra 14 e à potência extraída na barra 11 e o termo Δ2 refere-se à injeção de potência na barra 15 e à potência extraída na barra 24.

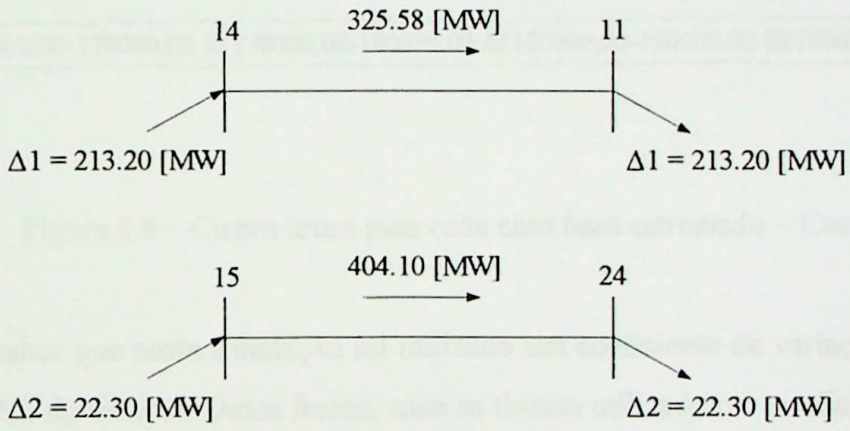


Figura 3.7 – Injeções e fluxos para o caso base estressado vencedor

Observa-se que o montante total da nova transação é de Δ = Δ1+Δ2 = 213.20+22.30 = 235.50 MW, e a variação nos fluxos das linhas monitoradas vale ΔF = ΔF1+ΔF2 = 213.18+57.55 = 270.73 MW. Essa diferença se deve ao fato de haver outras linhas de interligação no sistema que não estão sendo monitoradas. Além disso, a entrada de novas cargas e geradores no sistema faz com que o mesmo sofra um redespacho, que por sua vez, provoca uma alteração nos valores de fluxo de todos os circuitos. Deve-se lembrar no entanto, que não é essencial que o montante transacionado passe totalmente pelas interligações monitoradas. O que interessa neste problema, é conhecer os valores dos fluxos nas interligações monitoradas e os valores de injeção nas barras especificadas para que tais fluxos sejam possíveis.

Para se ter uma visualização do comportamento do custo do sistema frente aos fluxos nas linhas 14-11 e 15-24 apresenta-se na Figura 3.8, um gráfico de superfície. O gráfico é apresentado de uma vista superior.

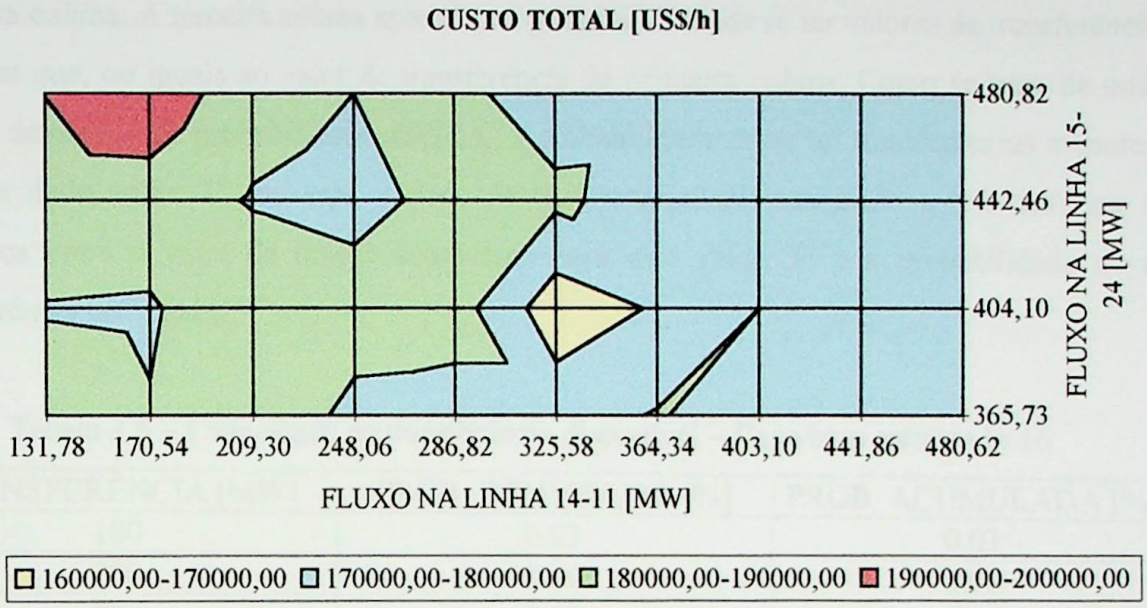


Figura 3.8 – Custos totais para cada caso base estressado – Caso 1

Deve-se ressaltar que nesta simulação foi utilizado um coeficiente de variação de 5% para o valor da EPNS do sistema. Dessa forma, caso se tivesse utilizado um coeficiente de variação menor, a superfície obtida para os custos acima poderia ter sido um pouco diferente. Para o coeficiente de variação especificado, foram necessárias em cada simulação Monte Carlo dos casos base estressados, em torno de 3000 casos sorteados. O tempo de simulação total foi de 1 hora e 15 minutos em um PC – Pentium 450 MHz.

Foi mencionado anteriormente que ainda não se está considerando o problema do ATC, ou seja, não se está considerando se os valores de fluxo que dividem as capacidades das linhas como firme e interruptível implicam em um risco de não-transferência maior que o admitido por algum critério de regulamentação. A determinação de uma função densidade de probabilidade para a capacidade de transferência entre áreas é estudada no capítulo seguinte. Considere que para o sistema teste, a capacidade de transferência entre as áreas pelas linhas 14-11 e 15-24 pode ser expressa através da função densidade de probabilidade apresentada na Tabela 3.6. Assim, a Tabela 3.6 representa a capacidade disponível de transferência entre as

áreas de 230 kV e 138 kV considerando que nas barras 14 e 15 foram instaladas gerações de 213.20 MW e 22.30 MW respectivamente e nas barras 11 e 24, foram instaladas cargas de 213.20 MW e 22.30 MW respectivamente. A segunda coluna indica a probabilidade da capacidade de transferência entre as áreas ser igual ao valor de transferência indicado pela primeira coluna. A terceira coluna apresenta a probabilidade de se ter valores de transferência menores que, ou iguais ao valor de transferência da primeira coluna. Como se trata de uma função densidade de probabilidade discreta, a probabilidade de se ter transferências menores que um dado valor 'F', ou seja, o risco de não-transferência associado a 'F', deve ser a diferença entre o valor da função acumulada para este valor 'F' e a probabilidade de a transferência ser igual a 'F'.

Tabela 3.6 – Capacidade de transferência disponível – Caso base estressado 16

TRANSFERÊNCIA [MW]	PROB. INDIVIDUAL [%]	PROB. ACUMULADA [%]
180	0.03	0.03
200	0.06	0.08
220	0.09	0.17
240	0.33	0.49
260	0.44	0.93
280	0.14	1.07
300	0.09	1.16
320	0.06	1.22
340	0.09	1.31
360	0.06	1.37
380	0.05	1.42
400	0.05	1.47
420	0.12	1.59
440	0.07	1.67
460	0.20	1.87
480	0.43	2.30
500	0.89	3.19
520	1.32	4.50
540	0.24	4.74
560	2.27	7.01
580	11.69	18.70
600	0.93	19.63
620	0.82	20.45
640	0.42	20.88
660	0.46	21.34
680	0.57	21.91
700	5.20	27.11
720	11.04	38.15
740	54.32	92.47
760	3.27	95.74

780	0.64	96.38
800	0.62	97.00
820	0.95	97.95
840	0.42	98.37
860	0.28	98.65
880	0.10	98.75
900	0.24	98.99
920	0.91	99.90
940	0.10	100.00
Valor esperado [MW]	700.01	
Desvio padrão [MW]	91.46	
Coeficiente de variação [%]	0.24	
Número de simulações	3065	
Tempo de simulação	1 minuto e 55 segundos	

O caso base estressado vencedor se caracteriza pelos fluxos de 325.58 MW na linha de interligação 14-11 de 404.10 MW na linha 15-24. Dessa forma, a transferência total entre as áreas vale 729.68 MW. Com base na Tabela 3.6, verifica-se que para esse valor de fluxo, o risco de não-transferência vale 38.15%. Se este risco for superior ao risco máximo admitido através de alguma regulamentação, então os valores de fluxo calculados no caso base estressado vencedor não poderiam ser utilizados, mesmo que o caso base estressado tenha sido o mais econômico. Dessa forma, o caso base estressado 16 deveria ser descartado. Para se conhecer os valores dos fluxos que dividirão as capacidades disponíveis de transferência entre firme e interruptível das linhas 14-11 e 15-24, deve-se tomar o caso base estressado de custo imediatamente superior, transformar em geração e carga os valores de injeção calculados e, através de um programa de análise da capacidade disponível de transferência (Capítulo 4) verificar se o risco associado ao fluxo total deste caso base estressado é menor que o risco admitido. Caso seja, aceita-se esse caso base estressado. Caso contrário, descarta-se este caso base estressado e repete-se o processo para o caso base estressado de custo imediatamente superior ao descartado. Ao final deste procedimento, ter-se-á determinado os valores de fluxo que dividem as capacidades das linhas de interligação entre firme e interruptível da forma mais econômica possível e sem a violação de um risco de não-transferência previamente estabelecido.

Deseja-se agora verificar se existe alguma correlação entre o risco de não-transferência e o custo de um caso base estressado. Ou seja, o custo de um caso base estressado será tanto maior quanto maior for o risco de não transferência a ele associado?

Tome por exemplo, o caso base estressado 1, onde os fluxos nas linhas de interligação 14-11 e 15-24 valem respectivamente 131.78 MW e 365.73 MW. Os valores de injeção a serem transformados em geração nas barras 14 e 15 são respectivamente de 19.40 MW e 19.80 MW. A barra 11 receberá uma carga de 19.40 MW e a barra 24, uma carga de 19.80 MW. Tal como anteriormente, pode-se obter utilizando-se o programa desenvolvido no Capítulo 4, a função densidade de probabilidade da capacidade de transferência do sistema considerando essa nova transação de potência. A Tabela 3.7 apresenta os resultados obtidos.

Tabela 3.7 – Capacidade de transferência disponível – Caso base estressado 1

TRANSFERÊNCIA [MW]	PROB. INDIVIDUAL [%]	PROB. ACUMULADA [%]
140	0.03	0.03
160	0.11	0.14
180	0.09	0.23
200	0.06	0.30
220	0.77	1.06
240	0.26	1.32
260	0.10	1.42
280	0.08	1.50
300	0.03	1.53
320	0.18	1.71
340	0.79	2.49
360	1.54	4.04
380	0.50	4.54
400	1.73	6.27
420	11.10	17.37
440	1.88	19.25
460	0.80	20.05
480	1.04	21.09
500	36.49	57.58
520	23.47	81.05
540	3.06	84.12
560	6.83	90.95
580	2.95	93.90
600	1.61	95.51
620	0.58	96.08
640	0.63	96.72
660	0.99	97.71
680	0.53	98.24
700	0.29	98.53
720	0.09	98.62
740	0.22	98.84
760	0.13	98.97
780	0.17	99.14
800	0.46	99.60

820	0.21	99.81
840	0.12	99.93
860	0.07	100.00
Valor esperado [MW]	502.07	
Desvio padrão [MW]	74.41	
Coeficiente de variação [%]	0.288	
Número de simulações	2616	
Tempo de simulação	1 minuto e 40 segundos	

O valor total de transferência pelas linhas 14-11 e 15-24 neste caso base estressado vale 131.78 + 365.73 = 497.51 MW. Através da Tabela 3.7 pode-se determinar o risco de não-transferência associado a este valor de fluxo. Para 497.51 MW tem-se que o risco vale 21.09%.

É interessante observar que o risco de não-transferência associado ao caso base estressado 1 é menor que o risco de não-transferência associado ao caso base estressado 16. No entanto, o valor esperado do custo total do sistema é menor no caso base estressado 16 que no caso base estressado 1. Isso indica que não necessariamente os mínimos custos de geração e interrupção do sistema implicam em mínimo risco de não-transferência entre áreas.

3.4.2 Resultados – Caso 2

Neste caso, tem-se as seguintes características:

- *Pontos de venda : Barras 14 e 15*
- *Pontos de compra : Barras 11 e 24*
- *Interligações monitoradas : Linha 14-11 e Linha 15-24*
- *Penalidade de interrupção da carga : 100 US$/MWh*

Esta aplicação é praticamente idêntica à anterior. Na verdade, a topologia do sistema, bem como a carga e a geração são idênticas, o que muda é o valor adotado para a penalidade de interrupção de carga. Pretende-se com esta aplicação, verificar como se comportam os fluxos que dividem a capacidade de transmissão entre firme e interruptível em função de uma diminuição na penalidade de interrupção. Como o sistema permanece idêntico, os casos base estressados a serem analisados nesta simulação serão iguais aos do caso anterior. A Tabela 3.8 resume os principais resultados obtidos para os casos base estressados.

Tabela 3.8 – Resultados dos casos base estressados – Caso 2

CBE	FLUXO [MW]		INJEÇÃO [MW]				LOLP	EPNS	E{CUSTO}
	14-11	15-24	14	15	11	24		[MW]	[US$/h]
1	131.78	365.73	19.4	19.8	-19.4	-19.8	0.9951	93.84	87707.38
2	170.54	365.73	58.1	9.6	-58.1	-9.6	0.9975	84.30	86639.49
3	209.30	365.73	96.9	0.7	-96.9	-0.7	0.9949	84.00	86490.40
4	248.06	365.73	135.7	10.8	-135.7	-10.8	0.9934	76.42	85365.56
5	286.82	365.73	174.4	18.9	-174.4	-18.9	0.9952	86.72	86112.16
6	325.58	365.73	213.2	26.8	-213.2	-26.8	0.9481	77.88	84945.66
7	364.34	365.73	251.9	34.3	-251.9	-34.3	0.9568	75.43	84305.96
8	403.10	365.73	290.7	34.3	-290.7	-34.3	0.9124	73.05	83991.14
9	441.86	365.73	329.5	34.3	-329.5	-34.3	0.9697	75.42	84257.66
10	480.62	365.73	371.7	34.3	-371.7	-34.3	0.3745	68.99	84074.69
11	131.78	404.10	19.4	69.8	-19.4	-69.8	0.9960	88.67	87107.88
12	170.54	404.10	58.1	59.5	-58.1	-59.5	0.9986	88.45	86963.81
13	209.30	404.10	96.9	49.2	-96.9	-49.2	1.0000	90.81	86715.40
14	248.06	404.10	135.7	39.0	-135.7	-39.0	0.9944	83.11	85744.27
15	286.82	404.10	174.4	30.3	-174.4	-30.3	0.9975	83.55	85651.68
16	325.58	404.10	213.2	22.3	-213.2	-22.3	0.9985	83.52	85387.40
17	364.34	404.10	251.9	14.3	-251.9	-14.3	0.9481	71.41	83823.76
18	403.10	404.10	290.7	6.3	-290.7	-6.3	0.9240	72.76	84078.02
19	441.86	404.10	329.5	4.1	-329.5	-4.1	0.9729	75.89	83938.95
20	480.62	404.10	368.2	4.1	-368.2	-4.1	0.9435	73.16	83366.25
21	131.78	442.46	19.4	119.7	-19.4	-119.7	0.9987	97.91	87888.18
22	170.54	442.46	58.1	109.4	-58.1	-109.4	0.9974	94.95	87362.63
23	209.30	442.46	96.9	99.2	-96.9	-99.2	0.9982	91.88	86784.24
24	248.06	442.46	135.7	88.9	-135.7	-88.9	0.9954	80.27	85315.28
25	286.82	442.46	174.4	79.5	-174.4	-79.5	1.0000	77.25	84989.74
26	325.58	442.46	213.2	71.4	-213.2	-71.4	0.9983	79.68	85016.28
27	364.34	442.46	251.9	63.4	-251.9	-63.4	0.9624	73.01	84003.74
28	403.10	442.46	290.7	55.4	-290.7	-55.4	0.9379	83.83	84855.15
29	441.86	442.46	329.5	47.4	-329.5	-47.4	0.9169	76.79	83973.89
30	480.62	442.46	368.2	42.5	-368.2	-42.5	0.9760	75.82	83376.49
31	131.78	480.82	19.4	169.6	-19.4	-169.6	1.0000	94.70	87382.54
32	170.54	480.82	58.1	159.4	-58.1	-159.4	0.9978	86.80	86497.37
33	209.30	480.82	96.9	149.1	-96.9	-149.1	0.9982	87.65	86425.96
34	248.06	480.82	135.7	138.8	-135.7	-138.8	0.9942	87.92	86057.52
35	286.82	480.82	174.4	128.6	-174.4	-128.6	0.9977	81.59	85264.25
36	325.58	480.82	213.2	120.6	-213.2	-120.6	0.9988	79.38	84698.34
37	364.34	480.82	251.9	112.6	-251.9	-112.6	0.9974	79.97	84597.20
38	403.10	480.82	290.7	104.5	-290.7	-104.5	0.9581	73.32	83738.14
39	441.86	480.82	329.5	96.5	-329.5	-96.5	0.9156	80.65	84136.78
40	480.62	480.82	368.2	88.5	-368.2	-88.5	0.9758	83.89	84228.29

O caso base estressado de menor custo é o 20, em que os fluxos nas linhas 14-11 e 15-24 valem respectivamente 480.62 MW e 404.10 MW. Para os mesmos serem possíveis, se deve injetar na barra 14 uma potência de 368.20 MW e na barra 15 uma potência de 4.10 MW.

Esses mesmos valores de potência devem ser extraídos nas barras 11 e 24 respectivamente. Logo, para o sistema apresentar o menor valor para a soma dos custos de geração e interrupção, deve-se aumentar a geração nas barras 14 e 15 e as cargas nas barras 11 e 24 com os valores indicados pelo caso base estressado 20. Após essa modificação na geração e na carga, os fluxos nos circuitos do sistema passam a ser os indicados na Tabela 3.9. Observar que os valores dos fluxos nas linhas de interligação 14-11 e 15-24 foram realmente os especificados pelo caso base estressado 20. O tempo de simulação gasto neste caso foi de 48 minutos e 7 segundos.

Tabela 3.9 – Fluxos nos circuitos para o caso base estressado vencedor – Caso 2

De (I)	Para (K)	P(I–K) [MW]	CAPACIDADE [MW]	OBS
1	2	-6.87	175.00	
1	3	-7.18	175.00	
1	5	121.46	175.00	
2	4	77.98	175.00	
2	6	98.60	175.00	
3	9	33.82	175.00	
3	24	-400.00	400.00	***
4	9	-70.22	175.00	
5	10	-21.14	175.00	
6	10	-175.00	175.00	***
7	8	80.59	175.00	
8	9	-148.53	175.00	
8	10	-112.88	175.00	
9	11	-224.23	400.00	
9	12	-308.50	400.00	
10	11	-304.93	400.00	
10	12	-391.70	400.00	
13	11	416.76	500.00	
14	11	480.62	500.00	
13	12	264.67	500.00	
23	12	435.52	500.00	
13	23	-340.74	500.00	
14	16	-500.00	500.00	***
15	16	-32.74	500.00	
15	21	-412.37	500.00	
15	21	-412.37	500.00	
15	24	404.10	500.00	
16	17	-500.00	500.00	***
16	19	77.66	500.00	
17	18	-307.89	500.00	
17	22	-192.11	500.00	
18	21	-87.44	500.00	
18	21	-87.44	500.00	

19	20	-143.57	500.00	
19	20	-143.57	500.00	
20	23	-271.87	500.00	
20	23	-271.87	500.00	
21	22	-199.63	500.00	
25	1	304.00	∞	
26	2	304.00	∞	
27	15	145.12	∞	
28	23	700.00	∞	

No Caso 1, o custo do caso base estressado vencedor é de 164194.53 US$/h. Neste, o custo é de 83366.25 US$/h, portanto bem menor. Isso já era esperado pois a penalidade de interrupção neste caso é de 100 US$/MWh, enquanto que no caso anterior essa penalidade vale 1500 US$/MWh. É interessante observar os altos valores de LOLP obtidos para os casos base estressados, justificados pelo baixo valor da penalidade de interrupção utilizado.

Pode-se observar que realmente os fluxos nas linhas 14-11 e 15-24 foram idênticos aos especificados pelo caso base estressado vencedor, o de número 20. A potência total transferida pelas duas linhas de interligação monitoradas é neste caso de 480.62 + 404.10 = 884.72 MW, sendo maior que os 729.68 MW obtidos na simulação anterior (Caso 1). Este resultado indica que a melhor política para a transmissão é estressar mais ainda as linhas de interligação, vendendo o máximo possível de capacidade como firme, já que neste caso a penalidade de interrupção de carga é muito baixa.

A Figura 3.9 mostra um gráfico de superfície, onde se tem o custo total do sistema para cada um dos casos base estressados em função dos carregamentos das linhas de interligação 14-11 e 15-24.

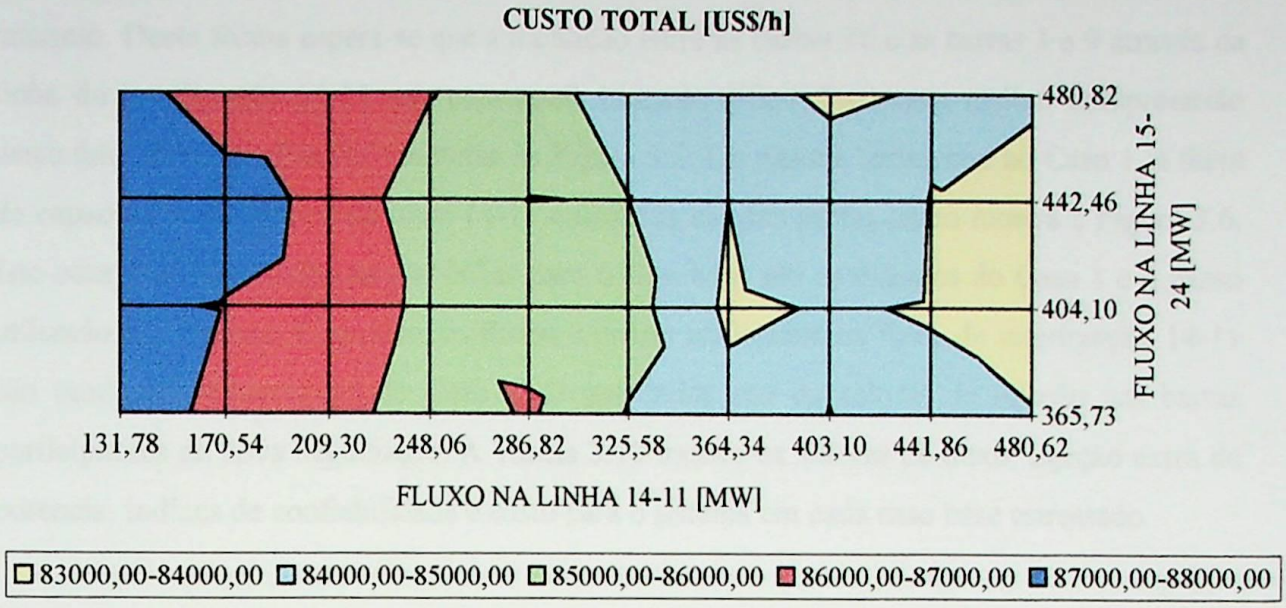


Figura 3.9 – Custos totais para cada caso base estressado – Caso 2

A superfície apresentada na Figura 3.9 indica que há uma tendência a se obter menores custos à medida que os valores de fluxo nas linhas 14-11 e 15-24 se aproximam de seus valores máximos, embora o mínimo custo seja obtido quando os fluxos nas linhas 14-11 e 15-24 valem respectivamente 480.62 MW e 404.10 MW. Cabe ressaltar que o valor do coeficiente de variação utilizado para a estimativa da EPNS do sistema foi de 5%. Dessa forma a superfície obtida poderia ser um pouco diferente e até mesmo apresentar um comportamento mais suave caso se tivesse utilizado um coeficiente de variação menor. No entanto, o tempo de simulação necessário neste caso seria muito maior.

3.4.3 Resultados – Caso 3

As características deste caso são apresentadas a seguir.

- *Ponto de venda : Barra 16*
- *Pontos de compra : Barras 3 e 9*
- *Interligação monitorada : Linha 14-11*

Neste caso se procurará o melhor valor de fluxo na linha 14-11 extraindo-se potência nas barras 3 e 9 e injetando-se potência na barra 16. Pode-se notar através da Tabela 3.3 que a

linha de transmissão existente entre as barras 16 e 14 está com seu carregamento no limite máximo. Desta forma espera-se que a transação entre as barras 16 e as barras 3 e 9 através da linha de interligação 14-11 seja uma tarefa bastante difícil. Para uma melhor compreensão deste fato, deve-se observar o sistema na Figura 3.5. Da mesma forma que no Caso 1, a faixa de capacidade disponível da linha 14-11 é dividida em dez partes como mostra a Figura 3.6. Isto ocorre porque os fluxos nas linhas para o caso base são os mesmos do Caso 1 e o passo utilizado é o mesmo. Com isso, os fluxos a serem analisados na linha de interligação 14-11 são também idênticos aos do Caso 1. O que muda são os valores de injeção nas barras participantes da nova negociação. A Tabela 3.10 mostra os valores de fluxo, injeção extra de potência, índices de confiabilidade e custo para o sistema em cada caso base estressado.

Tabela 3.10 – Resultados dos casos base estressados – Caso 3

CBE	FLUXO [MW]	INJEÇÃO [MW]			LOLP	EPNS [MW]	E{CUSTO} [US$/H]	OBS
		16	3	9				
1	131.78	0.00	0.00	0.00	-	-	-	#
2	170.54	0.00	0.00	0.00	-	-	-	#
3	209.30	0.00	0.00	0.00	-	-	-	#
4	248.06	0.00	0.00	0.00	-	-	-	#
5	286.82	0.00	0.00	0.00	-	-	-	#
6	325.58	0.00	0.00	0.00	-	-	-	#
7	364.34	0.00	0.00	0.00	-	-	-	#
8	403.10	0.00	0.00	0.00	-	-	-	#
9	441.86	0.00	0.00	0.00	-	-	-	#
10	480.62	40.28	0.00	-40.28	-	-	-	#

Casos base estressados caracterizados por apresentarem cortes de carga mesmo quando o sistema está com todos os componentes operando.

Como se pôde observar, realmente não foi possível encontrar um único caso base estressado que não possuísse corte de carga. Isso se deve ao fato de a linha 16-14 estar com seu carregamento máximo. Foi verificado que em todos os casos base estressados, foram feitos cortes de carga na barra 14. No caso base estressado 10 a barra 3 também sofreu corte de carga. O transformador 24-3 também está operando com carregamento próximo ao limite máximo. Seja então simular um novo caso, onde a capacidade da linha 16-14 é aumentada de 500 MW para 1000 MW e a capacidade do transformador 24-3 é elevada para 800 MW.

3.4.4 Resultados – Caso 4

As características deste caso são apresentadas abaixo.

- *Ponto de venda : Barra 16*
- *Pontos de compra : Barra 3 e 9*
- *Interligação monitorada : Linha 14-11*
- *Linha 16-14 com capacidade de 1000 MW ao invés de 500 MW*
- *Transformador 24-3 com capacidade de 800 MW ao invés de 400 MW*

Espera-se que para esta simulação o caso base apresente diferentes valores de fluxo e despachos, visto que a nova capacidade da linha 16-14 não deverá ser uma restrição ativa para o problema como vinha sendo anteriormente. Desta forma, a faixa de capacidade disponível da linha 14-11 deve ser diferente, implicando em casos base estressados também diferentes dos analisados nos casos anteriores. Ao se simular um Despacho Econômico para o sistema (com as capacidades da linha 16-14 e do transformador 24-3 duplicadas) obtém-se o seguinte:

Tabela 3.11 – Resultados de barra : Despacho Econômico – Caso 4

BARRA	ÂNGULO [GRAUS]	PG [MW]	PL [MW]	Pgmin [MW]	Pgmax [MW]	CUSTO [US$/MWh]	OBS
21	0.000	800.00	0.00	200.00	800.00	6.30	+++
1	-43.097	20.00	216.60	20.00	80.00	48.50	---
25 FIC	-41.355	304.00	0.00	60.00	304.00	15.30	+++
2	-43.037	73.82	193.80	20.00	80.00	48.50	+++
26 FIC	-41.295	304.00	0.00	60.00	304.00	15.30	+++
3	-42.227	0.00	359.00	0.00	0.00	0.00	
4	-49.090	0.00	148.20	0.00	0.00	0.00	
5	-49.367	0.00	142.60	0.00	0.00	0.00	
6	-54.610	0.00	273.60	0.00	0.00	0.00	
7	-61.281	278.23	250.80	180.00	600.00	23.80	
8	-62.310	0.00	342.00	0.00	0.00	0.00	
9	-44.649	0.00	347.80	0.00	0.00	0.00	
10	-48.224	0.00	387.60	0.00	0.00	0.00	
11	-31.859	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
12	-29.443	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
13	-22.121	814.60	530.00	240.00	1182.00	22.80	
14	-25.987	0.00	387.60	0.00	0.00	0.00	
15	-10.967	30.00	632.60	30.00	120.00	28.50	---
27 FIC	-9.191	310.00	0.00	80.00	310.00	12.44	+++
16	-11.742	310.00	199.60	80.00	310.00	12.44	+++

17	-4.201	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
18	-1.462	800.00	667.00	200.00	800.00	6.30	+++
19	-12.530	0.00	364.80	0.00	0.00	0.00	
20	-8.998	0.00	256.60	0.00	0.00	0.00	
22	6.414	335.55	0.00	96.00	600.00	10.00	
23	-5.456	620.00	0.00	160.00	620.00	12.44	+++
28 FIC	-1.446	700.00	0.00	150.00	700.00	12.10	+++
24	-23.030	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	

Tabela 3.12 – Fluxos nos circuitos : Despacho Econômico – Caso 4

De (I)	Para (K)	P(I–K) [MW]	CAPACIDADE [MW]	OBS
1	2	-7.28	175.00	
1	3	-6.74	175.00	
1	5	121.42	175.00	
2	4	78.14	175.00	
2	6	98.60	175.00	
3	9	33.29	175.00	
3	24	-399.03	800.00	
4	9	-70.06	175.00	
5	10	-21.18	175.00	
6	10	-175.00	175.00	***
7	8	27.43	175.00	
8	9	-175.00	175.00	***
8	10	-139.57	175.00	
9	11	-255.64	400.00	
9	12	-303.93	400.00	
10	11	-336.81	400.00	
10	12	-386.54	400.00	
13	11	351.29	500.00	
14	11	241.16	500.00	
13	12	264.12	500.00	
23	12	426.35	500.00	
13	23	-330.80	500.00	
14	16	-628.76	1000.00	
15	16	76.91	500.00	
15	21	-384.27	500.00	
15	21	-384.27	500.00	
15	24	399.03	500.00	
16	17	-500.00	500.00	***
16	19	58.55	500.00	
17	18	-326.90	500.00	
17	22	-173.10	500.00	
18	21	-96.95	500.00	
18	21	-96.95	500.00	
19	20	-153.12	500.00	
19	20	-153.12	500.00	
20	23	-281.42	500.00	

20	23	-281.42	500.00	
21	22	-162.44	500.00	
25	1	304.00	∞	
26	2	304.00	∞	
27	15	310.00	∞	
28	23	700.00	∞	

Observa-se que o carregamento da linha 14-11 é de 241.16 MW e portanto sua faixa de capacidade disponível vale 500-241.16 = 258.84 MW, que de acordo com o passo utilizado (40 MW) resulta em sete divisões e portanto sete casos base estressados a serem analisados. A Figura 3.10 ilustra essa divisão.

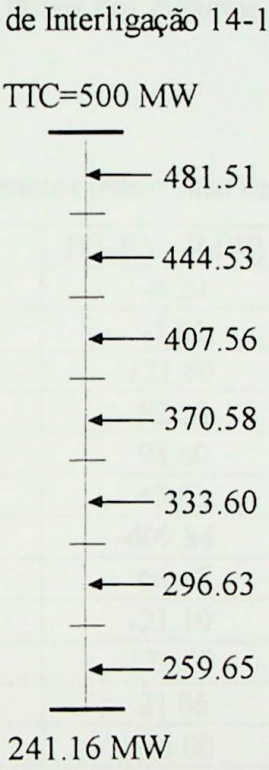


Figura 3.10 – Faixa de capacidade disponível para a linha 14-11 – Caso 4

A Tabela 3.13 mostra os resultados de cada caso base estressado analisado.

Tabela 3.13 – Resultados dos casos base estressados – Caso 4

CBE	FLUXO	INJEÇÃO [MW]			LOLP	EPNS	E{CUSTO}	OBS
	[MW]	16	3	9		[MW]	[US$/H]	
1	259.65	41.50	0.00	-41.50	0.3272	61.55	171796.46	
2	296.63	124.49	0.00	-124.49	0.3231	62.24	172607.47	
3	333.60	207.46	0.00	-207.46	0.3313	61.95	171925.78	
4	370.58	290.89	0.00	-283.89	0.4215	62.56	172674.11	

5	407.56	380.52	0.00	-380.52	0.5971	71.81	186689.52	
6	444.53	482.14	0.00	-482.14	0.6167	94.21	221249.19	
7	481.51	536.31	0.00	-536.31	-	-	-	#

O caso base estressado número 7 implica em um corte de carga de 51,8 [MW] na barra 3 e portanto foi descartado.

O caso base estressado número 1 foi o vencedor pois apresentou o menor valor de custo total. Logo o fluxo mais indicado para a linha de interligação 14-11 é de 259.65 MW. Para este fluxo ser possível, se deve incluir ao sistema uma nova transação, de modo que a geração na barra 16 seja incrementada em 41.50 MW e a carga da barra 9 tenha um aumento de 41.50 MW. A Tabela 3.14 apresenta os fluxos nos circuitos do sistema após a entrada desta nova transação.

Tabela 3.14 – Fluxos nos circuitos para o caso base estressado vencedor – Caso 4

De (I)	Para (K)	P(I–K) [MW]	CAPACIDADE [MW]	OBS
1	2	-6.29	175.00	
1	3	-7.81	175.00	
1	5	121.50	175.00	
2	4	82.13	175.00	
2	6	98.60	175.00	
3	9	43.03	175.00	
3	24	-409.84	800.00	
4	9	-66.07	175.00	
5	10	-21.10	175.00	
6	10	-175.00	175.00	***
7	8	21.86	175.00	
8	9	-175.00	175.00	***
8	10	-145.14	175.00	
9	11	-270.78	400.00	
9	12	-316.57	400.00	
10	11	-340.85	400.00	
10	12	-387.99	400.00	
13	11	351.98	500.00	
14	11	259.65	500.00	
13	12	269.35	500.00	
23	12	435.21	500.00	
13	23	-337.82	500.00	
14	16	-647.25	1000.00	
15	16	69.77	500.00	
15	21	-386.10	500.00	
15	21	-386.10	500.00	
15	24	409.84	500.00	

16	17	-500.00	500.00	***
16	19	74.42	500.00	
17	18	-325.66	500.00	
17	22	-174.34	500.00	
18	21	-96.33	500.00	
18	21	-96.33	500.00	
19	20	-145.19	500.00	
19	20	-145.19	500.00	
20	23	-273.49	500.00	
20	23	-273.49	500.00	
21	22	-164.87	500.00	
25	1	304.00	∞	
26	2	304.00	∞	
27	15	310.00	∞	
28	23	700.00	∞	

Tem-se da Tabela 3.12 os fluxos nas linhas de interligação antes da nova transação:

Linha 14-11 : 241.16 MW
Linha 15-24 : 399.03 MW
Linha 13-11 : 351.29 MW
Linha 13-12 : 264.12 MW
Linha 23-12 : 426.35 MW

Embora a linha de interligação monitorada tenha sido apenas a linha 14-11, todas as outras linhas sofreram modificações nos seus fluxos. No caso base estressado vencedor, a barra 16 recebeu uma geração adicional de 41.50 MW e a barra 9, uma carga adicional de 41.50 MW. Mas isto não quer dizer que os 41.50 MW da nova transação tenham passado apenas pela linha 14-11. Na verdade, a entrada desta nova transação provoca uma mudança nos despachos dos geradores e nos fluxos das linhas. Com base na Tabela 3.14 obtém-se os valores para os fluxos nas linhas de interligação para o caso base estressado vencedor.

Linha 14-11 : 259.65 MW
Linha 15-24 : 409.84 MW
Linha 13-11 : 351.98 MW
Linha 13-12 : 269.35 MW
Linha 23-12 : 435.21 MW

Logo as variações entre os fluxos nas linhas de interligação valem:

Linha 14-11 : 259.65 - 241.16 = 18.49 MW
Linha 15-24 : 409.84 - 399.03 = 10.81 MW
Linha 13-11 : 351.98 - 351.29 = 0.69 MW
Linha 13-12 : 269.35 - 264.12 = 5.23 MW
Linha 23-12 : 435.21 - 426.35 = 8.86 MW

Ao se somar estes valores de variação se chega a 44.08 MW, um pouco diferente dos 41.50 MW da nova transação. A diferença entre estes valores se deve ao fato de que a nova transação implica também em um redespacho das unidades geradoras o que por sua vez modifica também o fluxo nas interligações.

A proposta deste algoritmo é encontrar os valores ótimos de fluxo para as linhas monitoradas, utilizando-se para tanto, novas transações em algumas barras do sistema. Contudo, isto não quer dizer que a nova transação precise passar exclusivamente pelas linhas de transmissão monitoradas.

3.5 CONCLUSÕES

Neste capítulo foi estudado o problema da utilização ótima da capacidade de transmissão, em que se procura conhecer para uma série de linhas de interligação entre sistemas ou entre áreas de um mesmo sistema, os valores de fluxo a serem utilizados como limites para a venda de potência como firme.

O algoritmo proposto procura entre um certo número de alternativas de carregamentos dessas linhas, aquela que resulta no menor valor esperado de custo de geração e interrupção para o sistema. Com isso, obtidos os valores de fluxo nas linhas de interligação para os quais se atinge o menor custo, estes definem então a divisão entre a capacidade firme e interruptível dessas linhas, de modo que se venda como firme, toda a potência menor que este valor de fluxo e como interruptível o restante da capacidade de transmissão.

As aplicações feitas ilustraram a utilização do algoritmo proposto. Nas duas primeiras aplicações utilizou-se como pontos de injeção extra as próprias barras terminais das linhas de interligação, e nas duas posteriores, os pontos de injeção não estão diretamente conectados.

Verificou-se que tão importantes quanto as linhas de interligação, são as linhas internas aos sistemas visto que restrições de transmissão tais como a verificada no Caso 3 são capazes de inviabilizar transações entre algumas barras do sistema.

Verificou-se ainda o impacto do valor da penalidade de interrupção sobre a divisão das capacidades de transmissão entre firme e interruptível. Conclui-se que com a diminuição do valor da penalidade de interrupção, a tendência é estressar cada vez mais o sistema de transmissão, tornando-se vantajoso vender o máximo possível de capacidade como firme.

Embora não estudado ainda o problema da determinação da capacidade de transferência disponível entre sistemas, apresentou-se o procedimento para verificar se os fluxos calculados implicam ou não em riscos de não-transferência admitidos. A primeira aplicação (Caso 1) mostrou que não necessariamente, o menor risco de não-transferência implica em menor valor esperado para os custos de geração e interrupção do sistema. Desta forma, conclui-se que no ambiente competitivo, a regulamentação é capaz de influenciar o mercado.

No capítulo seguinte, é proposto um algoritmo para a determinação da capacidade de transferência entre áreas de um sistema elétrico de potência, permitindo-se calcular riscos associados a possíveis valores de transferência.

CAPÍTULO 4

CAPACIDADE DE TRANSFERÊNCIA DISPONÍVEL

4.1 INTRODUÇÃO

O objetivo da determinação do ATC, *Available Transfer Capability*, é avaliar a capacidade de uma rede levando em conta o fluxo confiável de potência das áreas de suprimento para as áreas de demanda. De acordo com [M98], a melhor tentativa para definir capacidade de transferência foi coordenada pelo NERC, *North American Electric Reliability Council*:

FCITC [*First Contingency incremental transfer capability*] é a quantidade de potência incremental à transferência do caso base, que pode ser transferida através dos sistemas interligados de maneira *confiável*, baseada em todas as seguintes condições:

- *... no processo normal de operação (pré-contingência) ... todos os carregamentos dos componentes de transmissão estão em suas faixas normais e todas as tensões estão em seus limites normais.*
- *Os sistemas são capazes de ... manter-se estáveis, seguindo [uma contingência de primeira ordem] ... e,*
- *Após amortecidas as oscilações de potência causadas pela [contingência de primeira ordem] ... todos os carregamentos dos componentes de transmissão estão em suas faixas de emergência e todas as tensões estão em seus limites de emergência.*

Esta é sem dúvida alguma, uma definição muito vaga. Mesmo assim é possível extrair algumas regras iniciais para a determinação do ATC. Considerando a configuração do caso base (isto é, sem nenhuma contingência), seja ATC_0 a máxima transferência que leva em conta as restrições anteriores. Da mesma forma, seja $ATC_1^{(k)}$ a máxima transferência sob uma contingência de primeira ordem ($k=1,N_1$), novamente respeitando às mesmas restrições. Esse parâmetro pode ser generalizado para $ATC_j^{(k)}$, onde j é a ordem da contingência, com $j=1,N$ e $k=1,N_j$; o número de contingências a serem analisadas dependendo da ordem da contingência.

Assim, uma possível definição para o parâmetro FCITC é dada por:

$$FCITC = \underset{k}{MIN}\left[ATC_0, ATC_1^{(k)} \right] \tag{4.1}$$

FCITC tomará valores entre zero e a diferença entre a capacidade total de transmissão e a transferência do caso base. À medida que se aumenta a ordem das contingências (incluindo $ATC_j^{(k)}$ na Equação (4.1)), a capacidade de transferência diminui. No caso limite, a *capacidade de transferência* torna-se nula.

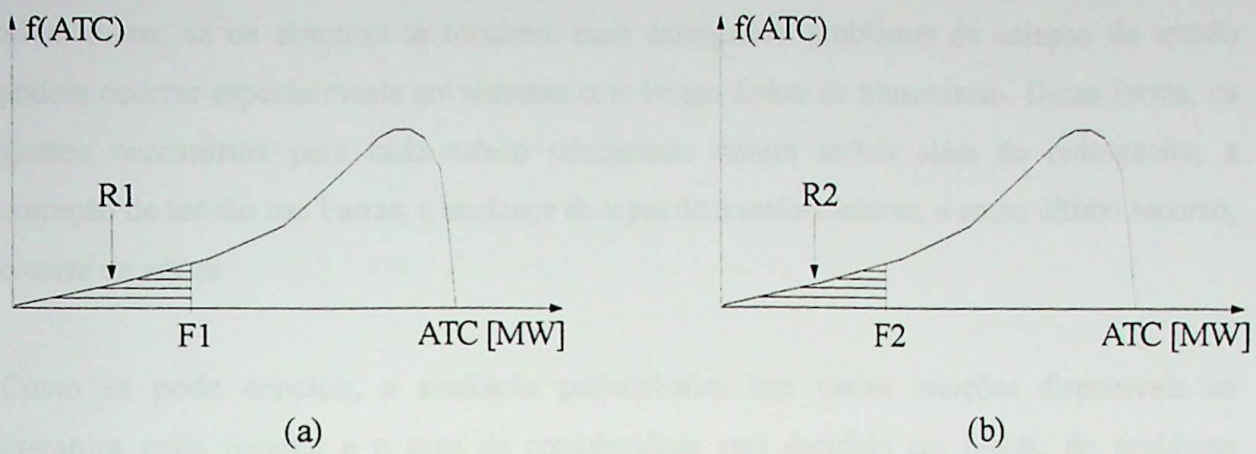
Definitivamente, a capacidade de transferência depende de muitos fatores:

- Disponibilidades de equipamentos de geração e transmissão;
- Condições gerais de operação (despacho econômico, ações corretivas, carregamento do sistema, níveis dos reservatórios, condições do tempo, etc.);
- Manutenção programada;
- Conjunto de barras (de e para) onde a potência será transferida.

Sem dúvida, as incertezas nos equipamentos de transmissão devem ser levadas em consideração, e com isso o ATC torna-se uma variável aleatória. Isso significa que a quantidade máxima de potência que pode ser transferida de um sistema ou área para outro(a) é definida por uma função densidade de probabilidade (PDF). Uma vez determinada essa PDF, pode-se responder a questões do tipo:

- Qual o risco R1 de violação de um contrato de venda de energia baseado em uma certa quantidade F1 de transferência?
- Qual o máximo valor F2 de potência que se pode transferir entre as áreas de um sistema de modo que o risco de não-transferência seja igual a um certo valor R2 especificado?

A Figura 4.1 a seguir ilustra as questões anteriores.



(a) Risco de uma dada transferência (b) Transferência máxima para um dado risco

Figura 4.1 – Função Densidade de Probabilidade do ATC

O período exato de tempo também é importante na determinação do ATC, visto que existem muitos aspectos dependentes do tempo que podem influenciar a capacidade de transferência. Por exemplo, em sistemas predominantemente hidrelétricos, a capacidade de geração dependerá das condições hidrológicas, e portanto essas características podem influenciar as políticas de despacho e redespacho, e consequentemente a função densidade de probabilidade do ATC.

Na literatura atual a determinação do ATC vem sendo feita através de modelos DC ou AC, em ambientes de simulação determinísticos ou probabilísticos. A maior diferença entre os algoritmos propostos é o meio pelo qual o estado é selecionado, por enumeração ou simulação Monte Carlo, e também a ferramenta para obter a solução das equações da rede (incluindo os ajustes necessários), linear DC ou não-linear AC. Para grandes sistemas, a simulação Monte Carlo é definitivamente o melhor método de seleção de estados [MPL92, MPL93, MPL94, MLP97, R97a].

Outra importante questão é relacionada com a solução das equações da rede. No caso de se adotar o modelo DC, os ajustes necessários para cada estado consistem basicamente em redespacho e como último recurso corte de carga. No caso de se adotar o modelo AC, o problema da determinação da capacidade disponível de transferência torna-se muito mais complexo do ponto de vista de otimização e ajustes necessários, de modo que problemas com a tensão do sistema e suporte de reativos precisem ser capturados e devidamente resolvidos.

Além disso, se os sistemas se tornarem mais carregados, problemas de colapso de tensão podem ocorrer especialmente em sistemas com longas linhas de transmissão. Dessa forma, os ajustes necessários para cada estado selecionado devem incluir além do redespacho, a correção de tensão nas barras, a mudança de tapes de transformadores, e como último recurso, o corte de carga.

Como se pode concluir, a avaliação probabilística tem várias soluções disponíveis na literatura mais recente e o grau de complexidade será decidido em função do problema específico; grandes sistemas precisarão de simulação Monte Carlo e sistemas com problemas de tensão e deficiência de reativos precisarão de análise AC.

4.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA E SOLUÇÃO PROPOSTA

Seja o sistema de potência com duas áreas interligadas da Figura 4.2.

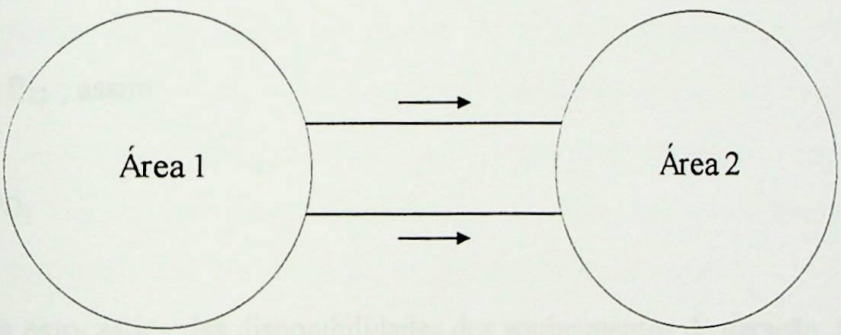


Figura 4.2 – Sistema interligado com duas áreas

A Área 1 tem excesso de geração e vende energia através das linhas de transmissão para a Área 2, que possui mais carga que geração.

Adotando-se o modelo de rede DC, pode-se equacionar o balanço de potência ativa na Área 1 por:

$$PG_1 - PC_1 = P_{12} \qquad (4.2)$$

Onde:

PG_1 : Potência gerada na Área 1

PC_1 : Potência consumida na Área 1

P_{12} : Potência transferida entre a Área 1 e a Área 2

Por outro lado, pode-se escrever P_{C1} como:

$$PC_1 = P0_1 - CC_1 \tag{4.3}$$

Onde:

$P0_1$: Potência de carga total da Área 1

CC_1 : Corte de carga na Área 1

PC_1 : Carga efetivamente atendida na Área 1

Substituindo-se (4.3) em (4.2), vem que:

$PG_1-(P0_1-CC_1) = P_{12}$, assim

$$P_{12} = PG_1+CC_1-P0_1 \tag{4.4}$$

Devido à natureza estocástica das disponibilidades dos equipamentos de geração, transmissão e da carga do sistema, as potências geradas e os cortes de carga se tornam variáveis aleatórias. Assim, de (4.4) pode-se concluir que P_{12} é também uma variável aleatória. Dessa forma tem-se como importante resultado, que *a potência transferida entre áreas de um sistema interligado é uma variável aleatória.*

A determinação da função densidade de probabilidade do ATC proposta nesta dissertação baseia-se nas seguintes ferramentas:

- Simulação Monte Carlo para seleção de estados para o sistema;
- Modelo DC para análise do estado selecionado;
- Programação Linear para otimização apropriada do estado selecionado.

A função densidade de probabilidade para o ATC pode ser determinada com base nos seguintes passos:

a) Selecionar um estado: geração/transmissão/carga;
b) Resolver as equações da rede para o estado selecionado e fazer os ajustes necessários;
c) Maximizar a potência transferida através das linhas de transmissão especificadas e fazer os ajustes necessários;
d) Armazenar os valores de transferência, checar convergência e se necessário voltar ao passo (a).

O algoritmo proposto na referência [MMG97] utiliza duas otimizações para cada estado selecionado. A primeira otimização é usada para ajustar um ponto de operação com o menor corte de carga. A segunda otimização é usada para maximizar a transferência de acordo com o padrão de geração/carga, e neste estágio, não se permite cortar carga.

Em uma interpretação similar, para cada estado de operação selecionado, os autores da referência [LMA99] tentam maximizar a transferência enquanto minimizam a quantidade de carga sendo cortada. Portanto, ao invés de se usar um processo de otimização em dois passos, a proposta feita nesta dissertação é criar uma única função custo onde os objetivos: *maximizar a transferência* e *minimizar o corte de carga*, são devidamente ponderados.

Seja a seguinte função a ser otimizada para cada estado sorteado na simulação Monte Carlo não-seqüencial:

$$\text{Max}\left[\alpha 1 \times \sum_{j=1}^{NT} F_j - \sum_{k=1}^{Nbus} \alpha 2_k \times \Delta L_k\right] \qquad (4.5)$$

Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI
Biblioteca MAUÁ BIM

Sujeito a:

$P = B\theta$: Equações de Fluxo DC

B = Matriz da rede e θ = Vetor de ângulos

$Pg_i^{min} \le Pg_i \le Pg_i^{max}$: Potência ativa de cada gerador i [MW]

$F_l^{min} \leq F_l \leq F_l^{max}$: Fluxo de potência ativa de cada elemento de transmissão l [MW]

$0 \leq \Delta L_k \leq L_k$: Corte de carga em cada barra k [MW]

Onde:

F_j : Fluxo de potência ativa na linha de interligação j [MW]

Nbus : Número de barras do sistema

NT : Número de linhas de interligação

$\alpha 1$: Penalidade de fluxo [US$/MWh]

$\alpha 2_k$: Penalidade de corte de carga da barra k [US$/MWh]

Por simplicidade assume-se uma única estação de geração por barra.

Pode-se notar que a função objetivo (4.5) procura simultaneamente obter o máximo valor de transferência cortando o mínimo de carga possível. Se os valores para as penalidades $\alpha 1$ e $\alpha 2_k$ forem tais que $\alpha 2_k >> \alpha 1$ para qualquer barra k, o algoritmo de Programação Linear dará prioridade a não cortar carga e só depois procurará maximizar a transferência através das linhas de interligação, utilizando para isso o redespacho dos geradores. Deve-se observar que nesta função objetivo, os custos de geração não são levados em consideração. Isto está sendo feito para que se possa determinar a máxima transferência possível através das linhas de interligação, de modo que os cortes de carga sejam mínimos para cada caso selecionado. Não interessa portanto, se o despacho está ou não sendo o mais econômico possível, o que importa, é que a transferência seja a máxima possível sem que haja cortes de carga para este fim.

Para este caso, onde a política de operação do sistema é baseada em mínimo corte e máxima transferência, a função densidade de probabilidade obtida representa *a quantidade máxima de potência que se pode transferir de uma área para outra de forma confiável, isto é, sem se afetar o nível de confiabilidade do sistema.* Logo, ela representa o ATC do sistema entre as áreas consideradas.

Cabe ressaltar que o nível de confiabilidade do sistema tende a ser mantido visto que os cortes de carga são feitos somente em último caso. Assim, não se corta carga com o objetivo de

maximizar a transferência, mas sim em função de insuficiência de geração ou sobrecargas no sistema de transmissão, tal como na política de operação pela qual se determinam os índices de confiabilidade.

É importante ressaltar ainda que a PDF obtida é válida para a atual configuração do sistema, ou seja, geradores, linhas de transmissão, cargas e outros componentes. Caso se adicione algum novo componente ao sistema, a PDF será modificada, assim como o nível de confiabilidade do mesmo.

4.3 ALGORITMO

Considerando:

Ns_{max} : Máximo número de estados sorteados

β : Coeficiente de variação para o valor esperado do ATC, isto é, E{ATC}

O algoritmo proposto segue os passos descritos no item anterior, isto é:

a) Ler parâmetros elétricos e de confiabilidade do sistema;
b) Selecionar estado do sistema através de simulação Monte Carlo;
c) Avaliar a máxima transferência associada ao estado selecionado pela otimização por Programação Linear da função objetivo (4.5);
d) Recalcular E{ATC} incluindo o novo valor de transferência determinado no passo (c), e checar a convergência; se $Ns > Ns_{max}$ ou $\beta s \leq \beta$ **parar**, senão voltar para o passo (b).

O programa utilizado nesta dissertação para se determinar a função densidade de probabilidade do ATC foi desenvolvido em linguagem FORTRAN e segue os passos indicados pelo algoritmo acima apresentado. São obtidos como resultados, a função densidade de probabilidade e a função distribuição de probabilidade para o ATC, além dos valores estimados para probabilidade de perda de carga para o sistema e por barra e potência média não suprida para o sistema e por barra.

O objetivo de se fornecer como resultados do programa os valores estimados de probabilidade de perda de carga e potência média não suprida, é verificar se realmente o nível de

confiabilidade do sistema está sendo mantido quando o mesmo é operado segundo a política imposta através da função objetivo (4.5). Para isso, basta comparar esses valores estimados com os valores de LOLP e EPNS do sistema obtidos através da avaliação da confiabilidade composta do mesmo.

4.4 APLICAÇÃO

Utilizando-se o programa desenvolvido, é feita uma simulação com o sistema IEEE-RTS, que pode ser visto na Figura 4.3. Deseja-se determinar para o referido sistema:

1. O valor de transferência entre as Áreas Supridora (230 kV) e de Demanda (138 kV) no caso base, sabendo-se que toda carga está sendo atendida e o sistema opera segundo a política de mínimo custo de geração.
2. A função densidade de probabilidade da máxima transferência possível entre as Áreas de 230 kV e 138 kV, com um coeficiente de variação de 4% para a estimativa do valor médio do ATC.
3. O risco de quebra de um contrato entre as Áreas de 230 kV e 138 kV baseado no valor de transferência determinado em (1).
4. O mínimo valor de potência que a Área de 138 kV tem de comprar da Área de 230 kV de modo a atender à sua carga no caso base e o risco de não se conseguir esse valor de transferência.
5. O máximo valor de potência que a Área de 230 kV pode transferir para a Área de 138 kV de modo que o risco da não-transferência seja de aproximadamente 10%.

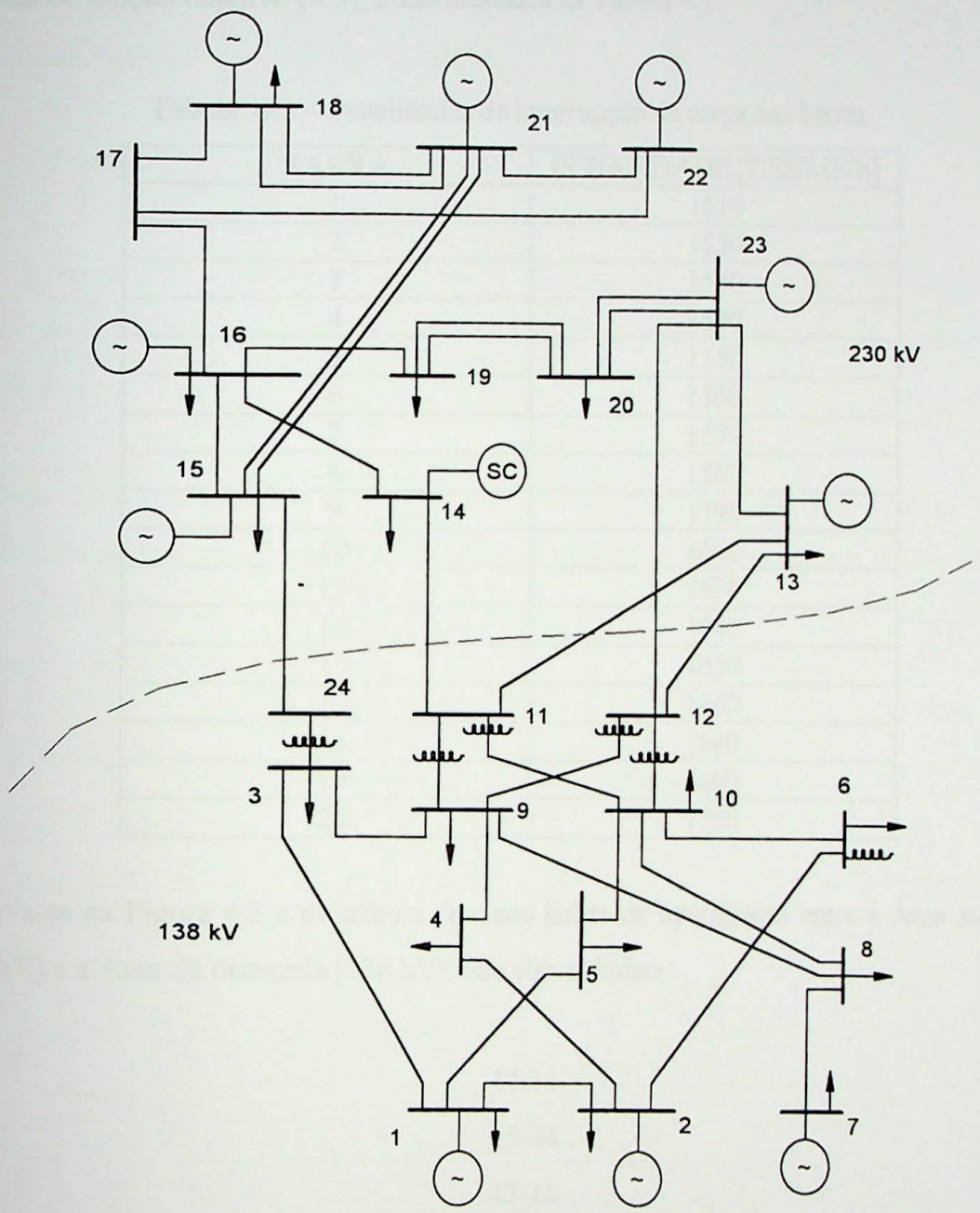


Figura 4.3 – IEEE Reliability Test System

Verifica-se nesta simulação todos os itens listados anteriormente para o sistema teste, com a topologia original como visto na Figura 4.3 e com fator de carregamento 1.5, para se estressar um pouco o sistema de transmissão. As penalidades de interrupção por barra (correspondentes aos $\alpha 2_i$) da função objetivo (4.5), estão presentes na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Penalidades de interrupção de carga nas barras

BARRA	PENALIDADE [US$/MWh]
1	1510
2	1520
3	1530
4	1540
5	1550
6	1560
7	1570
8	1580
9	1590
10	1600
13	1630
14	1640
15	1650
16	1660
18	1680
19	1690
20	1700

Observa-se na Figura 4.3 a existência de cinco linhas de interligação entre a Área supridora (230 kV) e a Área de demanda (138 kV). São elas as linhas :

14-11

15-24

13-11

13-12

23-12

Como se está utilizando um fator de carregamento igual a 1.5 para o sistema, tem-se:

Área de 230 kV – Supridora

- Capacidade Instalada : 4081.5 [MW]
- Carga : 2278.5 [MW]

Área de 138 kV – Demanda

- Capacidade Instalada : 1026.0 [MW]
- Carga : 1996.5 [MW]

Reserva do sistema : 832.5 [MW]

Item 1 : Transferência entre as Áreas de 230 kV e 138 kV no caso base

Para se determinar o desejado no Item 1, utiliza-se os resultados de uma simulação de Despacho Econômico, recurso presente no programa para análise do ATC utilizado nesta dissertação.

A Tabela 4.2 apresenta um sumário dos dados e resultados para as barras do sistema, onde são encontrados os valores das cargas, das potências geradas e seus limites mínimos e máximos, bem como os ângulos das tensões nas barras. São apresentados também os custos dos geradores presentes nas barras.

Tabela 4.2 – Resultados de barra – Despacho Econômico

BARRA	ÂNGULO [GRAUS]	PG [MW]	PL [MW]	PGmin [MW]	Pgmax [MW]	CUSTO [US$/MWh]	OBS
21	0.000	600.00		150.00	600.00	6.30	+
1	-37.811	15.00	162.50	15.00	60.00	48.50	–
25 FIC	-37.798	228.00		45.00	228.00	15.30	+
2	-37.962	15.00	145.40	15.00	60.00	48.50	–
26 FIC	-37.949	228.00		45.00	228.00	15.30	+
3	-35.135		269.30				
4	-41.749		111.20				
5	-42.092		107.00				
6	-45.833		205.20				
7	-56.911	135.00	188.10	135.00	450.00	23.80	–
8	-54.918		256.50				
9	-37.799		260.90				
10	-40.791		290.70				
11	-27.209						
12	-25.563						
13	-19.395	649.72	397.50	180.00	886.50	22.80	
14	-22.113		290.70				
15	-9.547	22.50	474.50	22.50	90.00	28.50	–
27 FIC	-9.533	232.50		60.00	232.50	12.44	+
16	-10.785	109.88	149.70	60.00	232.50	12.44	

17	-3.536						
18	-1.279	600.00	500.30	150.00	600.00	6.30	+
19	-11.642		273.60				
20	-9.222		192.50				
22	9.424	450.00		72.00	450.00	10.00	+
23	-6.691	465.00		120.00	465.00	12.44	+
28 FIC	-6.660	525.00		112.50	525.00	12.10	+
24	-19.422						

As seguintes observações devem ser feitas:

- As barras designadas com um FIC após o respectivo número são barras fictícias. O programa utilizado nesta dissertação só permite que haja uma única estação de geração por barra. Como no sistema IEEE-RTS há duas estações de geração nas barras 1, 2, 15 e 23 utilizou-se 4 barras fictícias a saber:

Barra Fictícia 25 : Ligada à barra 1 por uma linha fictícia de reatância 0.1% e capacidade ∞
Barra Fictícia 26 : Ligada à barra 2 por uma linha fictícia de reatância 0.1% e capacidade ∞
Barra Fictícia 27 : Ligada à barra 15 por uma linha fictícia de reatância 0.1% e capacidade ∞
Barra Fictícia 28 : Ligada à barra 23 por uma linha fictícia de reatância 0.1% e capacidade ∞

Dessa forma, as barras fictícias receberam as estações de geração que não puderam ser adicionadas às barras originais. Com isso, os resultados obtidos são praticamente idênticos aos que se obteria caso se pudesse colocar todas as estações de geração nas barras originais, já que as linhas fictícias utilizadas têm reatâncias muito baixas perante às existentes no sistema. Como as capacidades dessas são muito elevadas, não há risco de que os resultados sofram interferência devido a restrições de carregamento das mesmas.

- A coluna OBS da Tabela 4.2 indica se o gerador da barra em questão está sendo despachado próximo ao seu limite máximo '+', ou do limite mínimo '–'. Se nenhum dos dois símbolos é utilizado, não há geração na barra, ou o despacho nem está próximo ao mínimo nem próximo ao máximo.

A Tabela 4.3 apresenta os dados, bem como os resultados obtidos para os circuitos.

Tabela 4.3 – Fluxos nos circuitos – Despacho Econômico

De (I)	Para (K)	P(I–K) [MW]	CAPACIDADE [MW]	OBS
1	2	18.33	175.00	
1	3	-20.73	175.00	
1	5	82.89	175.00	
2	4	48.88	175.00	
2	6	67.05	175.00	
3	9	36.61	175.00	
3	24	-326.64	400.00	
4	9	-62.32	175.00	
5	10	-24.11	175.00	
6	10	-138.15	175.00	
7	8	-53.10	175.00	
8	9	-169.62	175.00	
8	10	-139.98	175.00	
9	11	-211.66	400.00	
9	12	-244.56	400.00	
10	11	-279.53	400.00	
10	12	-313.40	400.00	
13	11	281.89	500.00	
14	11	209.30	500.00	
13	12	222.51	500.00	
23	12	335.45	500.00	
13	23	-252.18	500.00	
14	16	-500.00	500.00	***
15	16	122.89	500.00	
15	21	-334.52	500.00	
15	21	-334.52	500.00	
15	24	326.64	500.00	
16	17	-480.67	500.00	
16	19	63.74	500.00	
17	18	-269.33	500.00	
17	22	-211.33	500.00	
18	21	-84.82	500.00	
18	21	-84.82	500.00	
19	20	-104.93	500.00	
19	20	-104.93	500.00	
20	23	-201.18	500.00	
20	23	-201.18	500.00	
21	22	-238.67	500.00	
25	1	228.00	∞	
26	2	228.00	∞	
27	15	232.50	∞	
28	23	525.00	∞	

Tem-se como observação que a coluna OBS da Tabela 4.3 indica se o circuito correspondente está com carregamento próximo ou não de sua capacidade. Caso esteja, é utilizado o símbolo '***'.

De posse dos resultados da Tabela 4.3 pode-se determinar o valor da transferência total entre as Áreas de 230 kV e 138 kV somando-se as transferências das linhas de interligação. De acordo com a Tabela 4.4 tem-se que as transferências valem:

14-11 : 209.30 MW
15-24 : 326.64 MW
13-11 : 281.89 MW
13-12 : 222.51 MW
23-12 : 335.45 MW

Logo a transferência total entre as Áreas de 230 kV e 138 kV vale 1375.79 MW.

Item 2 : Função densidade de probabilidade do ATC entre as Áreas 230 [kV] e 138 [kV]

A função densidade de probabilidade determinada é apresentada na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Função densidade de probabilidade para o ATC

TRANSFERÊNCIA [MW]	PROB. INDIVIDUAL [%]	PROB. ACUMULADA [%]
700	0.00	1.00
720	0.07	1.07
740	0.77	1.83
760	1.08	2.92
780	0.08	2.99
800	0.00	2.99
820	0.08	3.07
840	0.12	3.19
860	0.00	3.19
880	0.00	3.19
900	1.04	4.24
920	1.32	5.56
940	0.38	5.94
960	0.82	6.75
980	0.77	7.52
1000	0.12	7.64
1020	0.54	8.18

1040	0.87	9.06
1060	1.12	10.18
1080	0.12	10.30
1100	0.18	10.48
1120	1.20	11.68
1140	0.69	12.38
1160	0.00	12.38
1180	0.96	13.34
1200	8.87	22.20
1220	1.55	23.75
1240	0.00	23.75
1260	0.62	24.38
1280	3.77	28.14
1300	0.00	28.14
1320	1.02	29.17
1340	9.55	38.72
1360	0.00	38.72
1380	0.02	38.75
1400	0.18	38.92
1420	0.00	38.92
1440	0.00	38.92
1460	0.15	39.07
1480	0.08	39.15
1500	3.14	42.29
1520	1.62	43.91
1540	0.66	44.57
1560	40.41	84.98
1580	14.90	99.88
1600	0.12	100.00
Valor esperado [MW]	1404.61	
Desvio padrão [MW]	230.57	
Coeficiente de variação %	0.73	
Número de simulações	501	
Tempo de simulação [seg..]	28	

Para se reduzir a dimensão das tabelas que apresentam as funções densidade de probabilidade de ATC, serão apresentadas somente as transferências cuja probabilidade acumulada for superior a 1%.

Item 3 : Risco de quebra de um contrato entre as Áreas de 230 kV e 138 kV baseado no valor de transferência do caso base

O valor de transferência obtido no caso base é 1375.79 MW. Utilizando a função densidade de probabilidade da Tabela 4.4, verifica-se que há uma probabilidade de 38.72% de que valor da capacidade de transferência seja menor que 1375.79 MW.

Item 4 : O mínimo valor de potência que a Área de 138 kV tem de comprar da Área de 230 kV de modo a atender à sua carga no caso base, e o risco de não se conseguir esse valor de transferência.

O mínimo[1] valor que a Área de 138 kV necessita de comprar da Área de 230 kV é igual à diferença entre sua carga e sua capacidade de geração. Dessa forma a Área de 138 kV precisa de comprar no mínimo 1996.5−1026.0 = 970.5 MW. O risco de não se conseguir esse valor de transferência pode ser obtido na Tabela 4.4 e vale 6,75%.

Item 5 : O máximo valor de potência que a Área de 230 kV pode transferir para a Área de 138 kV de modo que o risco de não-transferência seja de aproximadamente 10 %.

Usando a função densidade de probabilidade acumulada da Tabela 4.4 verifica-se que para uma transferência de 1060 [MW] o risco de não-transferência vale 10.18 %.

Pode-se observar que com as 500 simulações feitas, foi atingido um coeficiente de variação de 0.73% para a estimativa do valor médio da capacidade de transferência entre as Áreas de 230 kV e 138 kV do sistema teste. Na verdade, se especificou um coeficiente de variação de 4% para o E{ATC}, sendo portanto necessárias para a convergência a este nível, um número menor de simulações. No entanto, o programa utiliza 500 simulações como sendo o mínimo permitido para a simulação Monte Carlo.

4.5 INFLUÊNCIA DA POLÍTICA DE CORTE DE CARGA NO CÁLCULO DO ATC

Na aplicação anterior, utilizou-se uma política baseada em mínimo corte de carga onde cada barra recebe um valor diferente de penalidade de interrupção. Dessa forma, foi obtida uma função densidade de probabilidade para a capacidade de transferência que reflete tal política. Deseja-se nesta seção verificar de que forma a política de corte de carga adotada pelo sistema é capaz de influenciar a função densidade de probabilidade do ATC.

[1] Na verdade, este é um mínimo em termos de geração. Ele poderia ser maior se houvessem restrições na transmissão. Neste caso o mesmo só poderia ser determinado através de otimização.

São apresentadas a seguir as três políticas de corte de carga, que se utiliza nesta dissertação para a determinação da capacidade de transferência entre as Áreas do sistema IEEE-RTS. Na verdade, as políticas de corte são as mesmas já apresentadas no Capítulo 2, contudo, como a função objetivo estudada neste capítulo é diferente da função objetivo do Capítulo 2, as políticas de corte de carga serão reapresentadas juntamente com a função objetivo (4.5) modificada para atender a cada uma delas.

4.5.1 Penalidades de Interrupção Iguais em Todas as Barras

Para esta política, basta fazer na Equação (4.5) os $\alpha 2_k = \alpha 2$ para todas as barras do sistema. Dessa forma, tem-se a seguinte função a ser otimizada para cada estado selecionado pelo processo de simulação Monte Carlo:

$$\text{Max}\left[\alpha 1 \times \sum_{j=1}^{NT} F_j - \alpha 2 \times \sum_{k=1}^{Nbus} \Delta L_k\right] \tag{4.6}$$

Sujeito a:

$P = B\theta$: Equações de Fluxo DC
B = Matriz da rede e θ = Vetor de ângulos

$Pg_i^{min} \le Pg_i \le Pg_i^{max}$: Potência ativa de cada gerador i [MW]

$F_l^{min} \le F_l \le F_l^{max}$: Fluxo de potência ativa de cada elemento de transmissão l [MW]

$0 \le \Delta L_k \le L_k$: Corte de carga em cada barra k [MW]

Onde:

F_j : Fluxo de potência ativa na linha de interligação j [MW]

Nbus : Número de barras do sistema

NT : Número de linhas de interligação

$\alpha 1$: Penalidade de fluxo [US$/MWh]

$\alpha 2$: Penalidade de corte de carga em todas as barras [US$/MWh]

$\alpha 2 >> \alpha 1$

Por simplicidade assume-se uma única estação de geração por barra.

Observe que a penalidade $\alpha 2$ é igual para todas as barras, não indicando para o algoritmo de Programação Linear uma ordem de prioridades para cortes de carga entre as barras. Contudo, o fato de $\alpha 2$ ser muito maior que $\alpha 1$ faz com que só se tente maximizar a transferência após se ter cortado o mínimo *global* de carga.

4.5.2 Penalidades de Interrupção Diferenciadas por Barra

Neste caso, cada barra recebe um valor diferente de penalidade de interrupção, fazendo com que a função objetivo seja idêntica à Equação (4.5). Dessa maneira, o algoritmo de Programação Linear corta sempre o mínimo de carga, seguindo a ordem imposta pelas penalidades (mas levando em conta as restrições de transmissão), e só então procura maximizar o fluxo através das linhas de interligação.

4.5.3 Cortes de Carga Distribuídos entre Todas as Barras em Caso de IG

Nesta política, utiliza-se a função objetivo tal como descrita pela Equação (4.5), mas com uma pequena modificação nas restrições associadas às variáveis que representam os cortes de carga nas barras. A filosofia desta política já apresentada no Item 2.5.3 é aqui apenas relembrada brevemente. A idéia é que em casos de insuficiência de geração (IG), se faça cortes em todas as barras que possuem carga, na proporção do tamanho de cada uma delas, de modo que se consiga atingir o balanço entre carga e geração disponível. Assim, antes de se otimizar a função objetivo para o estado selecionado, utiliza-se o seguinte procedimento para determinar o valor do corte de carga (mínimo) em cada barra:

a) Determinar o montante a ser cortado por $C = L - G$;
b) Determinar o corte de carga relativo por $P = C \div L$;
c) Calcular o corte em cada barra através de $C_k = P \times L_k$

Onde:

C : Corte de carga global para o caso

L : Carga ou demanda do sistema

G : Geração máxima disponível no sistema

P : Relação entre o corte de carga e a carga do sistema

C_k : Corte de carga na barra k

L_k : Carga da barra k

k : Indexador de barras k = 1,...,Nbus

Nbus : Número de barras

A função objetivo fica então da seguinte forma:

$$\text{Max}\left[\alpha 1 \times \sum_{j=1}^{NT} F_j - \sum_{k=1}^{Nbus} \alpha 2_k \times \Delta L_k\right] \tag{4.7}$$

Sujeito a:

$P = B\theta$: Equações de Fluxo DC

B = Matriz da rede e θ = Vetor de ângulos

$Pg_i^{min} \le Pg_i \le Pg_i^{max}$: Potência ativa de cada gerador i [MW]

$F_l^{min} \le F_l \le F_l^{max}$: Fluxo de potência ativa de cada elemento de transmissão l [MW]

$C_k \le \Delta L_k \le L_k$: Corte de carga em cada barra k [MW]

Onde:

F_j : Fluxo de potência ativa na linha de interligação j [MW]

Nbus : Número de barras do sistema

NT : Número de linhas de interligação

$\alpha 1$: Penalidade de fluxo [US$/MWh]

$\alpha 2$: Penalidade de corte de carga em todas as barras [US$/MWh]

C_k : Corte de carga em cada barra k determinado pelo procedimento apresentado anteriormente [MW]

$\alpha 2_k >> \alpha 1$ para k=1, Nbus

Por simplicidade assume-se uma única estação de geração por barra.

Pode-se observar nas três políticas apresentadas a característica comum de sempre dar prioridade a cortar o mínimo possível de carga, para só então tentar maximizar a transferência de potência através das linhas de interligação. A diferença básica entre as políticas é a determinação dos locais onde a carga será cortada em caso de necessidade.

4.5.4 Resultados Obtidos

A seguir são feitas três simulações de ATC para o sistema IEEE–RTS com topologia original (como visto na Figura 4.3) e fator de carregamento 2. Cada uma das simulações corresponde a uma política de corte de carga diferente. A Tabela 4.5 fornece as características de cada um dos casos simulados.

Tabela 4.5 – Características dos casos

CASO	POLÍTICA
1	Penalidades de interrupção iguais em todas as barras
2	Penalidades de interrupção diferenciadas por barra
3	Cortes de carga distribuídos entre todas as barras em caso de IG

Pretende-se obter para cada um dos casos acima apresentados, a função densidade de probabilidade da capacidade de transferência entre as Áreas de 230 kV e 138 kV do sistema IEEE–RTS. O coeficiente de variação desejado para o E{ATC} é de 4%.

Como já mencionado anteriormente, o programa fornece além da função densidade de probabilidade para o ATC, os valores estimados para a probabilidade de perda de carga e para a potência média não suprida dado que o sistema opera segundo a política utilizada na determinação do ATC. Foi mencionado também que o motivo de se apresentar tais valores é permitir uma comparação destes com os índices LOLP e EPNS do sistema obtidos através da avaliação da confiabilidade composta do mesmo. Assim, os valores para a probabilidade de perda de carga e potência média não suprida calculados durante a determinação da função densidade de probabilidade do ATC serão identificados por LOLP(ATC) e EPNS(ATC) respectivamente. Seja então apresentar os resultados obtidos para cada um dos três casos.

Resultados – Caso 1

Este caso e caracteriza por utilizar a política de mínimo corte de carga com penalidades de interrupção iguais em todas as barras.

De acordo com o citado no Item 4.5.1, utiliza-se o mesmo valor de penalidade de interrupção para todas as barras do sistema. Neste caso, os valores utilizados para as penalidades de fluxo e interrupção são respectivamente $\alpha 1$ = 10 US$/MWh e $\alpha 2$ = 1500 US$/MWh. Cabe ressaltar que o valor obtido para a função objetivo como resultado da otimização *não possui significado de custo*, visto que os custos de geração não estão sendo levados em consideração e que a penalidade de fluxo não é um valor real do sistema, mas sim um parâmetro apenas matemático para auxiliar na solução do problema de otimização. Na verdade, o interesse reside não no valor da função objetivo a cada otimização, mas nos valores das suas variáveis tais como despachos dos geradores, fluxos nas linhas de interligação e cortes de carga. Contudo, para haver consistência entre as dimensões das variáveis envolvidas, se atribui às penalidades $\alpha 1$ e $\alpha 2$ a dimensão [US$/MWh].

Simulando-se então o sistema teste com o programa desenvolvido, obtém-se a função densidade de probabilidade para a capacidade de transferência entre as Áreas de 230 kV e 138 kV. Determina-se também, os valores para as estimativas da probabilidade de perda de carga (LOLP(ATC)) e potência média não suprida (EPNS(ATC)), para o sistema operando sob a política de mínimo corte global de carga (com penalidades de corte iguais em todas as barras) e máxima transferência entre áreas.

Índices globais do sistema:

LOLP de geração	=	0.0975
LOLP(ATC) do sistema	=	0.4186
EPNS(ATC) [MW]	=	72.54 Com β [%] = 3,99
EPNS/CARGA(ATC) [%]	=	1,27
β (ATC) [%]	=	0.08
No de simulações	=	3937

Devido ao interesse em se comparar os valores de LOLP(ATC) e EPNS(ATC) com os valores de LOLP e EPNS do sistema, determinados através da avaliação da confiabilidade composta, é necessário que se tenha uma convergência compatível entre esses índices. Como o E{ATC} necessita de muito menos simulações que a EPNS(ATC) para atingir um mesmo coeficiente de variação, foi feita uma pequena modificação ao programa para que somente nestas simulações, o número de iterações fosse tal que se conseguisse uma estimativa para a EPNS(ATC) do sistema com um coeficiente de variação de 4%, isto é, igual àquele atingido para a EPNS do sistema quando da avaliação da confiabilidade composta feita no Capítulo 2. Dessa forma, nessas simulações está se utilizando como critério de parada o coeficiente de variação da EPNS(ATC) e não o coeficiente de variação do valor médio da transferência, ou seja E{ATC}.

No Capítulo 2, foram feitas avaliações da confiabilidade composta do sistema IEEE–RTS. Numa destas avaliações, mais especificamente no Caso 3, foram calculados índices de confiabilidade como LOLP e EPNS globais e por barra para o sistema com sua topologia original e fator de carregamento 2, tal como neste caso. Os índices globais obtidos foram:

LOLP	=	0.4754
EPNS [MW]	=	72.61
No de simulações	=	3925

Observa-se realmente uma proximidade entre os valores EPNS e EPNS(ATC), indicando que a potência média não suprida é praticamente a mesma para as duas políticas de operação do sistema. Isto é, a quantidade de carga que se corta quando o sistema opera sob a política de mínimo corte e despacho econômico é, em média, igual à quantidade de carga que se corta quando o sistema é operado sob a política de mínimo corte e máxima transferência.

O valor da LOLP(ATC) é um pouco menor que a LOLP do sistema obtida na avaliação da confiabilidade composta. Esse fato foi investigado e verificou-se que para alguns dos estados selecionados, há cortes de carga muito pequenos em algumas barras por causa de alguma contingência. Acredita-se que este fato se deva a algumas tolerâncias internas no algoritmo de Programação Linear utilizado. Dessa forma, como a LOLP não mede a quantidade cortada, mas sim a existência ou não de cortes, se obteve valores diferentes para LOLP e LOLP(ATC)

embora os valores de EPNS e EPNS(ATC) tenham sido praticamente iguais. Para se comprovar esse comportamento, foi feita uma simulação de confiabilidade composta utilizando-se como penalidade de interrupção 1000000 US$/MWh ao invés de 1500 US$/MWh. Com isso, os pequenos cortes de carga deixam de ser mais vantajosos que redespachos e assim a LOLP do sistema cai de 0.4754 para 0.4186 ficando portanto idêntica à LOLP(ATC). As estimativas para LOLP(ATC) e EPNS(ATC) por barra para esta política são apresentadas na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 – LOLP(ATC) e EPNS(ATC) por barra – Caso 1

BARRA	LOLP (ATC)	$\beta_{LOLP(ATC)}$ [%]	EPNS(ATC) [MW]	$\beta_{EPNS(ATC)}$ [%]	EPNS/CARGA (ATC) [%]
3	0.0043	24.20	0.19	29.75	0.05
6	0.2126	3.06	4.14	4.51	1.51
7	0.0012	44.69	0.08	44.83	0.03
8	0.0038	25.77	0.22	26.96	0.07
9	0.0010	49.97	0.03	61.26	0.01
10	0.0094	16.36	0.91	19.45	0.24
13	0.0477	7.11	7.74	9.07	1.46
14	0.1872	3.32	17.53	4.05	4.52
15	0.0932	4.97	31.43	5.90	4.97
16	0.0640	6.09	4.31	9.00	2.16
18	0.0188	11.51	3.13	16.84	0.47
19	0.0109	15.16	1.32	20.81	0.36
20	0.0081	17.60	1.45	19.60	0.57

Embora os índices LOLP(ATC) e EPNS(ATC) por barra não estejam convergidos satisfatoriamente, observa-se ao compará-los com os valores da LOLP e EPNS por barra da Tabela 2.4 (análise de confiabilidade composta do sistema com mesma topologia e fator carregamento), que ao longo dos 3900 casos selecionados aproximadamente em ambas as simulações, os cortes de carga feitos por barra foram diferentes. Deve-se ressaltar que os estados sorteados para o sistema foram os mesmos em ambas as simulações através da escolha da mesma semente *(seed)* para a geração dos números pseudo-aleatórios que são utilizados na simulação Monte Carlo. Para uma maior comodidade, a Tabela 2.4 é reapresentada a seguir.

Tabela 2.4 – Índices de confiabilidade por barra

BARRA	LOLP	EPNS [MW]	EPNS/CARGA [%]	EENS [MWh/ANO]
1	0.0145	1.66	0.76	14541.6
2	0.0015	0.16	0.08	1401.6
3	0.0482	11.69	3.26	102404.4
4	0.0074	0.99	0.67	8672.4
5	0.0054	0.32	0.23	2803.2
6	0.2649	4.69	1.72	41084.4
7	0.0030	0.17	0.07	1489.2
8	0.0145	2.23	0.65	19534.8
9	0.0015	0.08	0.02	700.8
10	0.0145	1.58	0.41	13840.8
13	0.0234	4.71	0.89	41259.6
14	0.1773	17.0	4.38	148920.0
15	0.0288	8.65	1.37	75774.0
16	0.0861	7.83	3.92	68590.8
18	0.0326	8.63	1.29	75598.8
19	0.0173	1.91	0.52	16731.6
20	0.0041	0.33	0.13	2890.8

Se forem somados os valores de EPNS das barras da Área de 138 kV e das barras da Área de 230 kV obtém-se os valores de EPNS para as Áreas de 138 kV e 230 kV respectivamente. Com o mesmo procedimento calcula-se a EPNS(ATC) para as áreas. Dessa forma tem-se:

Tabela 4.7 – Comparação entre EPNS e EPNS(ATC) por área – Caso 1

	SIMULAÇÃO	
	CONFIABILIDADE EPNS [MW]	ATC EPNS(ATC) [MW]
Área de 138 kV	23.57	5.60
Área de 230 kV	49.04	66.94
Sistema	72.61	72.54

Os resultados da Tabela 4.7 mostram que embora os valores médios para a potência não suprida do sistema sejam os mesmos nas simulações de ATC e de avaliação da confiabilidade composta, os mesmos se diferenciam por área. Pode-se notar que para a Área de 138 kV o valor de EPNS é bastante superior ao valor da EPNS(ATC). Para a Área de 230 kV ocorre o inverso. Esse comportamento pode ser justificado pela diferença existente entre as funções objetivo nos dois casos. Enquanto a função objetivo utilizada na análise de confiabilidade composta procura obter mínimo corte global de carga e despacho mais econômico possível a cada estado selecionado, a função objetivo da análise do ATC procura minimizar o corte de

carga e obter a máxima transferência possível entre as áreas. Observa-se que o valor médio do corte de carga para o sistema está sendo o mesmo nos dois casos. Como na simulação do ATC há interesse em se maximizar a transferência entre as Áreas de 230 kV e 138 kV, em casos onde ocorre insuficiência de geração o algoritmo de Programação Linear dará preferência a cortar carga na Área de 230 kV, visto que assim a transferência entre as áreas estará sendo maior.

Uma vez que função objetivo fornecida ao algoritmo de determinação do ATC não informa a ele como proceder com relação aos cortes por barra, não se pode exigir que os resultados dos valores médios de potência não suprida por barra sejam os mesmos obtidos na análise de confiabilidade. Portanto, conclui-se que na determinação da PDF do ATC utilizando-se uma política de mínimo corte de carga com penalidades de interrupção iguais em todas as barras, o nível de confiabilidade global do sistema é preservado enquanto que o nível de confiabilidade por barra sofre modificações. A função densidade de probabilidade para o ATC obtida é mostrada na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 – Função densidade de probabilidade para o ATC – Caso 1

TRANSFERÊNCIA [MW]	PROB. INDIVIDUAL [%]	PROB. ACUMULADA [%]
1440	0.09	0.99
1460	7.55	8.53
1480	5.88	14.42
1500	5.78	20.20
1520	2.77	22.97
1540	1.64	24.61
1560	1.13	25.74
1580	4.89	30.63
1600	10.22	40.85
1620	3.21	44.06
1640	0.37	44.43
1660	35.79	80.22
1680	16.60	96.82
1700	2.79	99.61
1720	0.17	99.78
1740	0.07	99.85
1760	0.09	99.94
1780	0.06	100.00
Valor esperado [MW]	1608.53	
Desvio padrão [MW]	79.98	
Coeficiente de variação [%]	0.079	
Número de simulações	3937	
Tempo de simulação	3 minutos e 28 segundos	

Faz-se agora uma nova simulação de ATC para o sistema teste utilizando-se para isso a política de mínimo corte de carga e máxima transferência com penalidades de interrupção diferenciadas por barra.

Resultados – Caso 2

Este caso se caracteriza por utilizar a política de mínimo corte de carga com penalidades de interrupção diferenciadas por barra.

Simulando-se o sistema com fator de carregamento 2 sob a política de mínimo corte com custos de interrupção diferenciados por barra, obtém-se novos valores para os índices LOLP(ATC) e EPNS(ATC) globais e por barra, além da nova função densidade de probabilidade do ATC. Os resultados da simulação são apresentados a seguir.

Índices globais do sistema:

LOLP de geração	=	0.0975
LOLP(ATC) do sistema	=	0.4186
EPNS(ATC) [MW]	=	72.58 Com β [%] = 3,99
EPNS/CARGA(ATC) [%]	=	1,27
β (ATC) [%]	=	0.08
No de simulações	=	3937



No Caso 4 do Item 2.6, determinou-se os índices de confiabilidade para o sistema IEEE–RTS com fator de carregamento 2 sob a política de mínimo corte de carga com penalidades de interrupção diferenciadas por barra. Obteve-se naquele caso os seguintes valores:

LOLP	=	0.4760
EPNS [MW]	=	73.03
No de simulações	=	3903

Esses valores serão usados como referência para comparação com EPNS(ATC) e LOLP(ATC) pois o fator de carregamento e as penalidades de corte são as mesmas utilizadas neste caso.

A EPNS(ATC) ficou bastante próxima da EPNS do sistema, indicando que a potência média não suprida é praticamente a mesma em ambas as simulações. A LOLP(ATC) ficou um pouco menor que a LOLP do sistema. O motivo desta diferença já foi explicado no caso anterior. As estimativas para LOLP(ATC) e EPNS(ATC) por barra para esta política são apresentadas na Tabela 4.9.

Tabela 4.9 – LOLP(ATC) e EPNS(ATC) por barra – Caso 2

BARRA	LOLP (ATC)	β LOLP(ATC) [%]	EPNS(ATC) [MW]	β EPNS(ATC) [%]	EPNS/CARGA (ATC) [%]
1	0.1049	4.65	19.14	4.95	8.84
2	0.0566	6.50	3.55	8.42	1.83
3	0.0480	7.09	11.69	7.67	3.25
4	0.0135	13.64	0.97	16.69	0.65
5	0.0864	5.18	6.89	6.21	4.83
6	0.1986	3.20	6.41	6.83	2.34
7	0.0056	21.26	0.30	23.12	0.12
8	0.0046	23.51	0.77	29.26	0.22
9	0.0010	49.97	0.03	61.26	0.01
10	0.0079	17.89	0.97	20.36	0.25
14	0.1709	03.51	16.47	4.37	4.25
15	0.0013	44.69	0.02	51.43	0.00
16	0.0650	6.04	4.76	8.81	2.39
19	0.0018	37.76	0.25	39.65	0.07
20	0.0023	33.29	0.28	39.51	0.11

A LOLP e a EPNS por barra do sistema estão presentes na Tabela 2.6 que será reapresentada a seguir para facilitar a comparação.

Tabela 2.6 – Índices de confiabilidade por barra

BARRA	LOLP	EPNS [MW]	EPNS/CARGA [%]	EENS [MWh/ANO]
1	0.1596	24.18	11.16	211816.8
2	0.0571	3.51	1.82	30747.6
3	0.0477	11.61	3.24	101703.6
4	0.0151	1.03	0.69	9022.8
5	0.0899	7.05	4.94	61758.0
6	0.2493	6.78	2.48	59392.8
7	0.0056	0.29	0.12	2540.4
8	0.0046	0.79	0.23	6920.4
9	0.0010	0.04	0.01	350.4
10	0.0079	0.93	0.24	8146.8
14	0.1673	13.50	3.48	118260.0

15	0.0013	0.02	0.00	175.2
16	0.0215	2.98	1.49	26104.8
19	0.0005	0.02	0.01	175.2
20	0.0023	0.29	0.11	2540.4

Observa-se que com esta política, os índices LOLP(ATC) e EPNS(ATC) por barra ficaram mais próximos dos valores de LOLP e EPNS das respectivas barras. No entanto, algumas barras apresentaram valores um pouco diferentes como é o caso das barras 1, 6 e 16. A razão desta diferença foi investigada. Verificou-se que se a penalidade de corte utilizada no programa de confiabilidade composta fosse maior que 1500 US$/MWh como vem sendo utilizado, essas diferenças diminuem. Uma simulação de confiabilidade onde as penalidades de interrupção de todas as barras foram multiplicadas por 100 mostrou que os índices por barra realmente se aproximam daqueles determinados pelo programa de ATC. Os valores de LOLP e EPNS das barras 1, 6 e 16 obtidos nesta simulação são os seguintes:

LOLP

Barra 1 : 0.1166
Barra 6 : 0.1927
Barra 16 : 0.0649

EPNS

Barra 1 : 20.90 MW
Barra 6 : 6.70 MW
Barra 16 : 4.39 MW

Observa-se que estes valores de LOLP e EPNS são mais próximos dos respectivos LOLP(ATC) e EPNS(ATC), que os determinados na Tabela 2.6.

Os valores de EPNS e EPNS(ATC) por área são apresentados na Tabela 4.10 a seguir.

Tabela 4.10 – Comparação entre EPNS e EPNS(ATC) por área – Caso 2

	SIMULAÇÃO	
	CONFIABILIDADE EPNS [MW]	ATC EPNS(ATC) [MW]
Área de 138 kV	56.21	50.72
Área de 230 kV	16.82	21.78
Sistema	73.03	72.50

Os resultados da Tabela 4.10 indicam que utilizando-se a política de mínimo corte com penalidades de interrupção diferenciadas por barra, os valores médios de potência não suprida por área são próximos nas simulações de ATC e análise da confiabilidade composta. No entanto, ainda existe uma diferença de aproximadamente 5 MW entre os mesmos. Se fossem utilizados os valores de EPNS por barra determinados na simulação onde as penalidades de interrupção foram multiplicadas por 100, o valor da EPNS da Área de 230 kV passaria de 56.21 MW para 53.10 MW e o valor da EPNS da área de 138kV passaria de 16.82 para 19.78 MW. Dessa forma, os índices por área se tornariam ainda mais próximos.

Com esta política de corte de carga, consegue-se calcular o ATC mantendo-se o nível de confiabilidade global do sistema. Os índices por barra tendem a ser mantidos, ao contrário do que ocorre quando se trabalha com penalidades de interrupção iguais em todas as barras.

A função densidade de probabilidade da capacidade de transferência para este caso é apresentada na Tabela 4.11.

Tabela 4.11 – Função densidade de probabilidade para o ATC – Caso 2

TRANSFERÊNCIA [MW]	PROB. INDIVIDUAL [%]	PROB. ACUMULADA [%]
900	0.23	1.12
920	0.07	1.19
940	0.21	1.40
960	0.47	1.87
980	1.12	2.99
1000	0.14	3.13
1020	0.02	3.15
1040	0.01	3.16
1060	0.02	3.18
1080	0.00	3.18
1100	0.09	3.27
1120	0.06	3.33
1140	0.00	3.33
1160	0.01	3.34

1180	0.14	3.48
1200	1.68	5.16
1220	1.14	6.30
1240	0.05	6.35
1260	0.14	6.48
1280	0.38	6.87
1300	0.86	7.72
1320	0.28	8.00
1340	0.03	8.03
1360	0.15	8.19
1380	0.45	8.64
1400	0.91	9.55
1420	0.29	9.83
1440	0.31	10.15
1460	5.04	15.19
1480	3.84	19.03
1500	3.95	22.98
1520	1.84	24.82
1540	1.00	25.81
1560	1.05	26.86
1580	4.65	31.51
1600	10.13	41.65
1620	2.78	44.42
1640	0.20	44.62
1660	35.73	80.35
1680	16.59	96.94
1700	2.74	99.68
1720	0.12	99.80
1740	0.05	99.85
1760	0.09	99.94
1780	0.06	100.00
Valor esperado [MW]	1574.83	
Desvio padrão [MW]	169.35	
Coeficiente de variação [%]	0.17	
Número de simulações	3937	
Tempo de simulação	3 minutos e 30 segundos	

Resultados – Caso 3

O terceiro e último caso desta seção se refere à determinação da função densidade de probabilidade e dos valores de probabilidade de perda de carga e potência média não suprida para o sistema teste operando com fator de carregamento 2 sob a política onde os cortes de carga são distribuídos entre todas as barras em caso de IG e a transferência entre as áreas é maximizada.

Índices globais do sistema:

LOLP de geração	=	0.0985
LOLP(ATC) do sistema	=	0.4187
EPNS(ATC) [MW]	=	74.48 Com β [%] = 4.00
EPNS/CARGA(ATC) [%]	=	1,35
β (ATC) [%]	=	0.14
No de simulações	=	4019

No Caso 7 do Item 2.6, determinou-se os índices de confiabilidade para o sistema IEEE–RTS com fator de carregamento 2 sob a política de mínimo corte de carga distribuído entre todas as barras do sistema. Obteve-se naquele caso os seguintes valores:

LOLP	=	0.4772
EPNS [MW]	=	75.14
No de simulações	=	3984

A comparação entre esses índices e os obtidos neste caso é justificada pelo fato de que o sistema apresenta a mesma configuração de carga, geração, transmissão e política de corte de carga. Observa-se que foram atingidos praticamente os mesmos valores para EPNS e EPNS(ATC) globais do sistema. Quanto à diferença entre os valores de LOLP e LOLP(ATC) se pode reafirmar o que foi colocado no Caso 1, ou seja, a diferença se deve a pequenos cortes de carga feitos em alguns estados devido a restrições de transmissão, que fazem com que seja algumas vezes, mais econômico cortar um pequeno valor de carga que redespachar todos os geradores. Cabe relembrar que se a penalidade de interrupção for aumentada, esse fenômeno deixa de ocorrer e os valores de LOLP(ATC) e LOLP tornam-se idênticos.

Tabela 4.12 – LOLP(ATC) e EPNS(ATC) por barra – Caso 3

BARRA	LOLP (ATC)	β LOLP(ATC) [%]	EPNS(ATC) [MW]	β EPNS(ATC) [%]	EPNS/CARGA (ATC) [%]
1	0.1077	4.53	14.50	5.20	6.69
2	0.0988	4.76	1.23	7.35	0.63
3	0.1025	4.66	2.28	6.62	0.63

4	0.0985	4.77	0.87	6.71	0.58
5	0.0985	4.77	1.89	6.91	1.32
6	0.2802	2.52	5.35	4.02	1.95
7	0.1018	4.68	1.71	6.85	0.68
8	0.0998	4.73	2.03	6.66	0.59
9	0.0995	4.74	2.07	6.68	0.59
10	0.1058	4.58	3.11	7.48	0.80
13	0.0985	4.77	3.10	6.71	0.58
14	0.2610	2.65	19.16	3.71	4.94
15	0.0985	4.77	3.70	6.71	0.58
16	0.1555	3.67	5.71	7.08	2.86
18	0.0985	4.77	3.90	6.71	0.58
19	0.0985	4.77	2.25	6.96	0.61
20	0.0988	4.76	1.62	8.10	0.63

Observa-se que com esta política, os índices LOLP(ATC) e EPNS(ATC) por barra ficaram ainda mais próximos dos valores de LOLP e EPNS das respectivas barras, como se pode observar na Tabela 2.9, que por comodidade é reapresentada a seguir. É interessante observar que os valores dos coeficientes de variação para a LOLP(ATC) e a EPNS(ATC) por barra são os mais baixos obtidos até agora e ficam próximos do valor coeficiente de variação da EPNS(ATC) global do sistema.

Tabela 2.9 – Índices de confiabilidade por barra

BARRA	LOLP	EPNS [MW]	EPNS/CARGA [%]	EENS [MWh/ANO]
1	0.1609	19.69	9.09	172484.4
2	0.0981	1.24	0.64	10862.4
3	0.1019	2.30	0.63	20148.0
4	0.0979	0.87	0.59	7621.2
5	0.0994	2.05	1.43	17958.0
6	0.3301	5.44	1.99	47654.4
7	0.1012	1.72	0.68	15067.2
8	0.0992	2.04	0.59	17870.4
9	0.0989	2.08	0.59	18220.8
10	0.1052	3.07	0.79	26893.2
13	0.0979	3.11	0.58	27243.6
14	0.2575	16.33	4.21	145678.8
15	0.0979	3.72	0.58	32587.2
16	0.1115	3.79	1.89	33200.4
18	0.0979	3.92	0.58	34339.2
19	0.0979	2.14	0.58	18746.4
20	0.0981	1.63	0.63	14278.8

Da mesma forma que no Caso anterior, se observa uma diferença entre os valores de LOLP e EPNS das barras 1, 6 e 16 com relação aos respectivos valores de LOLP(ATC) e EPNS(ATC). Procedendo-se da mesma forma, isto é, fazendo-se uma análise de confiabilidade composta com todas as penalidades de interrupção multiplicadas por 100, obtém se os seguintes valores de LOLP e EPNS para as barras 1, 6 e 16:

LOLP

Barra 1 : 0.1186
Barra 6 : 0.2735
Barra 16 : 0.1555

EPNS

Barra 1 : 16.27 MW
Barra 6 : 5.37 MW
Barra 16 : 5.32 MW

Deve-se notar que estes valores estão bem mais próximos dos respectivos LOLP(ATC) e EPNS(ATC).

Os valores de EPNS e EPNS(ATC) por área são apresentados na Tabela 4.13 a seguir.

Tabela 4.13 – Comparação entre EPNS e EPNS(ATC) por área – Caso 3

	SIMULAÇÃO	
	CONFIABILIDADE EPNS [MW]	ATC EPNS(ATC) [MW]
Área de 138 kV	40.50	35.05
Área de 230 kV	34.64	39.43
Sistema	75.14	74.48

Nota-se que os índices EPNS e EPNS(ATC) por área ainda apresentam uma diferença (de aproximadamente 5 MW), embora os valores globais tenham sido praticamente os mesmos. Se fossem utilizados os valores de EPNS determinados com as penalidades de interrupção multiplicadas por 100, a EPNS da Área de 138 kV passaria de 40.50 MW para 37.05 MW e a

EPNS da área de 230 kV passaria de 34.64 MW para 37.68 MW. Com isso, a diferença entre a EPNS e a EPNS(ATC) das áreas cai para aproximadamente 2 MW, que seria um montante realmente pequeno ao se considerar que esse resultado é obtido da soma dos valores de EPNS de cada barra.

Com esta política de corte de carga, determina-se a capacidade de transferência entre as áreas do sistema de modo a preservar o nível de confiabilidade do mesmo em termos globais e por barra. As diferenças entre os índices por barra devem-se também ao fato de que durante a avaliação da confiabilidade composta, em alguns casos se corte pequenas quantidades de carga ao invés de redespachar os geradores devido a restrições de transmissão. Isso só ocorre pois na avaliação da confiabilidade composta se trabalha com custos de geração, e as penalidades de corte têm naquele caso significado real de custo. Já na determinação do ATC, trabalha-se apenas com penalidades que não têm significado de custo.

A função densidade de probabilidade para a capacidade de transferência entre as áreas de 230 kV e 138 kV, é mostrada na tabela 4.14 a seguir.

Tabela 4.14 – Função densidade de probabilidade para o ATC – Caso 3

TRANSFERÊNCIA [MW]	PROB. INDIVIDUAL [%]	PROB. ACUMULADA [%]
1100	0.62	1.60
1120	0.67	2.27
1140	0.34	2.61
1160	0.10	2.71
1180	0.11	2.82
1200	0.17	2.99
1220	0.28	3.27
1240	0.43	3.69
1260	0.96	4.66
1280	0.71	5.36
1300	0.61	5.97
1320	0.51	6.48
1340	0.31	6.79
1360	1.06	7.85
1380	0.43	8.28
1400	0.90	9.18
1420	0.57	9.75
1440	0.51	10.26
1460	5.08	15.34
1480	3.85	19.19
1500	3.83	23.03

1520	1.85	24.87
1540	0.99	25.86
1560	1.08	26.94
1580	4.68	31.62
1600	9.97	41.58
1620	2.80	44.38
1640	0.30	44.68
1660	35.70	80.38
1680	16.57	96.95
1700	2.73	99.68
1720	0.12	99.81
1740	0.04	99.85
1760	0.09	99.94
1780	0.06	100.00
Valor esperado [MW]	1584.69	
Desvio padrão [MW]	135.45	
Coeficiente de variação [%]	0.14	
Número de simulações	4019	
Tempo de simulação	4 minutos e 2 segundos	

4.5.5 Comentários Sobre os Resultados

Foram feitas no Item 4.5.4 três simulações de ATC com o mesmo sistema teste. A diferença entre elas foi a política de corte de carga utilizada. Observou-se que de acordo com a política de corte de carga utilizada no algoritmo de Programação Linear, diferentes valores para os índices médios de potência não suprida e probabilidade de perda de carga (por barra), além de valores de transferência entre áreas podem ser obtidos. No Caso 1, onde se procurou minimizar apenas o corte global de carga, o valor médio para a capacidade de transferência foi de aproximadamente 1609 MW, enquanto que nos Casos 2 e 3 obteve-se transferências médias de aproximadamente 1574 e 1584 MW respectivamente. Como se poderia esperar, a política de corte de carga que resulta no maior valor esperado transferência é aquela utilizada no Caso 1, visto que como mencionado anteriormente, o algoritmo de Programação Linear, em caso de necessidade de algum corte, corta as cargas nos locais onde for mais apropriado para que a transferência seja máxima. Dessa forma os valores de LOLP(ATC) e EPNS(ATC) por barra são bem diferentes daqueles obtidos quando da avaliação da confiabilidade composta para o sistema.

As políticas utilizadas nos Casos 2 e 3 têm a característica de manter os índices de probabilidade de perda de carga e potência média não suprida durante a determinação do ATC

próximas dos valores de LOLP e EPNS do sistema tanto em termos globais quanto por barra. Além disso, a política utilizada no Caso 3, com cortes distribuídos entre todas as barras tem a vantagem de fornecer valores LOLP(ATC) e EPNS(ATC) com valores de coeficiente de variação mais baixos que os dos casos anteriores (Ao menos em sistemas de pequeno porte, como é o caso do IEEE-RTS).

Embora conceitualmente diferentes, as três políticas utilizadas têm em comum o fato de utilizarem altos valores de penalidades de interrupção quando comparadas a outras penalidades que podem existir na função objetivo que maximiza a transferência. Isso implica na obtenção de valores de LOLP(ATC) e EPNS(ATC) bastante próximos aos LOLP e EPNS globais do sistema, qualquer que seja a política de corte utilizada.

No próximo item, é feito um estudo comparativo entre os resultados obtidos pelo algoritmo de determinação do ATC apresentado nesta dissertação com aqueles obtidos por um outro baseado no algoritmo apresentado na referência [MMG97].

4.6 ESTUDO COMPARATIVO

O objetivo deste estudo é verificar se o nível de confiabilidade do sistema é realmente mantido ao se utilizar o algoritmo proposto no Item 4.3. Em outras palavras, pretende-se verificar se a função densidade de probabilidade obtida através do algoritmo proposto nesta dissertação corresponde realmente à máxima transferência possível entre as áreas de um sistema, de modo que o nível de confiabilidade do sistema permaneça inalterado. Para isto, utiliza-se resultados de confiabilidade para o sistema teste obtidos no Capítulo 2, resultados obtidos no Item 4.5.4, além de resultados fornecidos através de um programa baseado no algoritmo proposto na referência [MMG97].

4.6.1 Algoritmo com Dupla Otimização

Na referência [MMG97], a determinação da PDF para o ATC é feita utilizando-se simulação Monte Carlo não-seqüencial como método de seleção de estados e análise dos estados através de otimização baseada no Método dos Pontos Interiores. Adota-se o modelo AC. O fluxograma a seguir ilustra o algoritmo de solução proposto naquela referência.

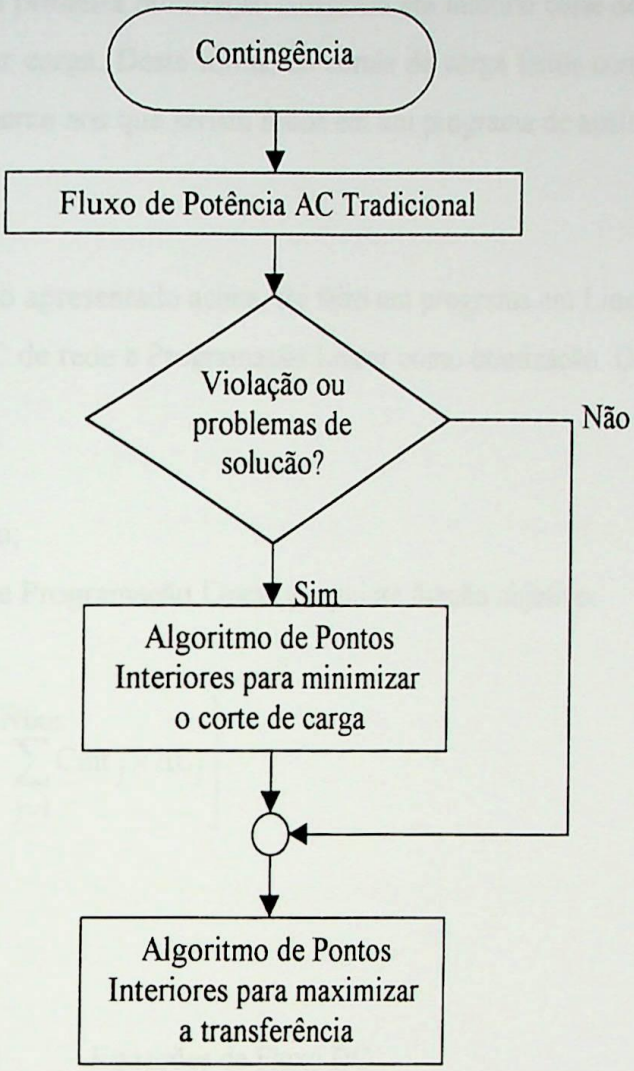


Figura 4.4 – Fluxograma do algoritmo de dupla otimização para determinação do ATC

Observa-se a existência de duas otimizações neste algoritmo.

- Na primeira otimização, busca-se minimizar o corte de carga para o estado selecionado de modo a se eliminar violações operativas associadas com a contingência ocorrida. Nesta fase utiliza-se uma otimização através do método dos Pontos Interiores e pode-se utilizar uma série de controles tais como redespacho, correção de tensões nas barras, mudança de tapes de transformadores e como último recurso, o corte de carga.
- Uma vez eliminados os possíveis problemas do sistema, um algoritmo de Pontos Interiores é novamente aplicado, mas neste caso com o objetivo de maximizar a transferência através das linhas de interligação considerando-se todas as restrições. A série de controles permitida é a mesma da otimização anterior à exceção do corte de carga.

Pode-se notar que com este procedimento se garante a manutenção do nível de confiabilidade do sistema visto que a primeira otimização é baseada em mínimo corte de carga e na segunda não é permitido cortar carga. Desta forma, os cortes de carga feitos com este procedimento correspondem exatamente aos que seriam feitos em um programa de análise de confiabilidade composta.

Com base no algoritmo apresentado acima, foi feito um programa em Linguagem FORTRAN, que utiliza modelo DC de rede e Programação Linear como otimização. O algoritmo utilizado é o seguinte:

a) Selecionar o estado;

b) Otimizar através de Programação Linear a seguinte função objetivo:

$$\text{Min}\left[\sum_{i=1}^{Nbus} Cg_i \times Pg_i + \sum_{j=1}^{Nbus} Cint_j \times \Delta L_j\right] \qquad (4.8)$$

Sujeito a:

$P = B\theta$: Equações de Fluxo DC

B = Matriz da rede e θ = Vetor de ângulos

$Pg_i^{min} \le Pg_i \le Pg_i^{max}$: Potência ativa de cada gerador i [MW]

$F_l^{min} \le F_l \le F_l^{max}$: Fluxo de potência ativa de cada elemento de transmissão l [MW]

$0 \le \Delta L_j \le L_j$: Corte de carga em cada barra j [MW]

Onde:

Cg_i : Custo dos geradores da barra i [US$/MWh]

$Cint_j$: Penalidade pela interrupção da carga da barra j [US$/MWh]

ΔL_j : Corte de carga na barra j [MWh]

Nbus : Número de barras do sistema

$Cint_j >> Cg_i$ i=1,..., Nbus

Por simplicidade assume-se uma única estação de geração por barra.

c) Atualizar o vetor de cargas com os cortes obtidos na otimização anterior

d) Otimizar através de Programação Linear a seguinte função objetivo:

$$\text{Max}\left[\sum_{j=1}^{NT} F_j\right] \tag{4.9}$$

Sujeito a:

$P = B\theta$: Equações de Fluxo DC

B = Matriz da rede e θ = Vetor de ângulos

$Pg_i^{min} \leq Pg_i \leq Pg_i^{max}$: Potência ativa de cada gerador i [MW]

$F_l^{min} \leq F_l \leq F_l^{max}$: Fluxo de potência ativa de cada elemento de transmissão l [MW]

Onde:

F_j : Fluxo de potência ativa na linha de interligação j [MW]

Pg_i : Potência ativa gerada na barra i [MWh]

NT : Número de linhas de interligação

Por simplicidade assume-se uma única estação de geração por barra.

e) Recalcular E{ATC} e checar a convergência. Se $N_S \leq N_{smax}$ e $\beta \geq \beta_{esp}$ voltar para (a) senão **parar**

4.6.2 Comparação de Resultados

Utilizando-se o programa desenvolvido com base no algoritmo anterior, determina-se a função densidade de probabilidade para a capacidade de transferência entre as Áreas de 230 kV e 138 kV do sistema teste. A tabela 4.15 fornece os resultados de confiabilidade composta e os valores de LOLP(ATC) e EPNS(ATC) calculados em:

- Programa de análise de confiabilidade composta
- Programa de ATC utilizando o procedimento proposto nesta dissertação

- Programa de ATC utilizando o procedimento baseado na referência [MMG97]

Para facilitar a referência aos métodos de cálculo do ATC, chamar-se-á o método proposto nesta dissertação de *ATC com Única Otimização* e o método baseado na referência [MMG97] de *ATC com Dupla Otimização*. Deve-se ressaltar que a política de corte utilizada neste estudo é a de mínimo corte de carga com penalidades de interrupção diferenciadas por barra.

Tabela 4.15 – Comparação entre índices de confiabilidade

BARRA	CONFIABILIDADE COMPOSTA		ATC COM ÚNICA OTIMIZAÇÃO		ATC COM DUPLA OTIMIZAÇÃO	
	LOLP	EPNS	LOLP (ATC)	EPNS (ATC)	LOLP (ATC)	EPNS (ATC)
1	0.1596	24.18	0.1049	19.14	0.1599	24.25
2	0.0571	3.51	0.0566	3.55	0.0574	3.56
3	0.0477	11.61	0.0480	11.69	0.0467	11.60
4	0.0151	1.03	0.0135	0.97	0.0151	1.02
5	0.0899	7.05	0.0864	6.89	0.0901	7.08
6	0.2493	6.78	0.1986	6.41	0.1906	6.67
7	0.0056	0.29	0.0056	0.30	0.0056	0.30
8	0.0046	0.79	0.0046	0.77	0.0046	0.79
9	0.0010	0.04	0.0010	0.03	0.0010	0.04
10	0.0079	0.93	0.0079	0.97	0.0079	0.92
14	0.1673	13.50	0.1709	16.47	0.1661	13.44
15	0.0013	0.02	0.0013	0.02	0.0013	0.02
16	0.0215	2.98	0.0650	4.76	0.0214	2.97
19	0.0005	0.02	0.0018	0.25	0.0005	0.02
20	0.0023	0.29	0.0023	0.28	0.0023	0.28
SISTEMA	0.4760	73.03	0.4186	72.58	0.4173	72.96

A Tabela 4.16 apresenta os resultados de transferência (ATC) obtidos pelos procedimentos *ATC com Única Otimização* e *ATC com Dupla Otimização*.

Tabela 4.16 – ATC para os métodos de Única e Dupla Otimização

TRANSF. [MW]	ATC COM ÚNICA OTIMIZAÇÃO		ATC COM DUPLA OTIMIZAÇÃO	
	PROBAB. [%]	ACUM. [%]	PROBAB. [%]	ACUM. [%]
880	0.18	0.89	0.26	1.05
900	0.23	1.12	0.23	1.28
920	0.07	1.19	0.07	1.35
940	0.21	1.40	0.21	1.56
960	0.47	1.87	0.47	2.03
980	1.12	2.99	1.10	3.13

1000	0.14	3.13	0.14	3.27
1020	0.02	3.15	0.02	3.29
1040	0.01	3.16	0.01	3.30
1060	0.02	3.18	0.02	3.32
1080	0.00	3.18	0.00	3.32
1100	0.09	3.27	0.09	3.41
1120	0.06	3.33	0.06	3.47
1140	0.00	3.33	0.00	3.47
1160	0.01	3.34	0.01	3.48
1180	0.14	3.48	0.14	3.62
1200	1.68	5.16	1.69	5.31
1220	1.14	6.30	1.15	6.46
1240	0.05	6.35	0.08	6.54
1260	0.14	6.48	0.11	6.65
1280	0.38	6.87	0.39	7.04
1300	0.86	7.72	0.85	7.90
1320	0.28	8.00	0.32	8.22
1340	0.03	8.03	0.39	8.61
1360	0.15	8.19	0.83	9.44
1380	0.45	8.64	0.56	10.00
1400	0.91	9.55	1.12	11.13
1420	0.29	9.83	1.28	12.41
1440	0.31	10.15	3.13	15.54
1460	5.04	15.19	3.34	18.88
1480	3.84	19.03	2.49	21.37
1500	3.95	22.98	2.89	24.26
1520	1.84	24.82	1.34	25.59
1540	1.00	25.81	0.77	26.36
1560	1.05	26.86	1.05	27.41
1580	4.65	31.51	4.59	32.01
1600	10.13	41.65	9.90	41.91
1620	2.78	44.42	2.57	44.47
1640	0.20	44.62	0.11	44.58
1660	35.73	80.35	35.74	80.33
1680	16.59	96.94	16.60	96.93
1700	2.74	99.68	2.75	99.68
1720	0.12	99.80	0.13	99.80
1740	0.05	99.85	0.04	99.85
1760	0.09	99.94	0.09	99.94
1780	0.06	100.00	0.06	100.00
Valor esperado [MW]	1574.83		1569.55	
Desvio padrão [MW]	169.35		174.36	
Coeficiente de variação [%]	0.17		0.18	
Número de simulações	3937		3920	
Tempo de simulação	3 minutos e 30 segundos		6 minutos e 22 segundos	

Deve-se ressaltar que o número de simulações indicado acima foi o necessário para a convergência da EPNS(ATC) de modo a se conhecer uma estimativa deste índice com um coeficiente de variação de 4%.

Pequenas diferenças entre LOLP e LOLP(ATC), EPNS e EPNS(ATC) obtidos com o procedimento de dupla otimização são devidos a alguns casos onde o algoritmo de Programação Linear não encontrou solução factível durante a segunda otimização, embora não haja justificativas para este fato.

Da Tabela 4.15 observa-se que os valores de EPNS e EPNS(ATC) são muito próximos por barra e para o sistema, qualquer que tenha sido o método utilizado para se determinar o ATC, com única ou com dupla otimização. Algumas barras como a barra 1, a barra 6, a barra 14 e a barra 16 apresentaram uma certa diferença entre os valores de EPNS e EPNS(ATC). Parte dessas diferenças se deve ao fato de utilizar-se custos reais no programa de confiabilidade composta e apenas penalidades no programa de cálculo do ATC. Esse fato associado à existência de restrições de transmissão, faz com que para um mesmo estado sorteado, haja diferenças entre os cortes de carga nas barras. Contudo, as citadas diferenças são de certa forma pequenas. Se no programa de confiabilidade os valores de penalidade de interrupção fossem maiores, essas diferenças seriam minimizadas, conforme já foi comprovado nas aplicações anteriores.

A Tabela 4.16 mostra que tanto pelo procedimento de única otimização quanto pelo procedimento de dupla otimização, se chega praticamente aos mesmos resultados para as funções densidade de probabilidade da máxima transferência. Observa-se que nas duas PDF's tem-se a moda em 1660 MW. Esse valor corresponde à transferência entre as áreas no caso base, isto é, quando se tem todos os componentes do sistema operando. Os valores médios de ATC foram de 1574.83 MW para o procedimento de única otimização e 1569,55 MW para o procedimento de dupla otimização, ficando portanto bastante próximos.

Uma questão interessante a se observar é que com praticamente o mesmo número de estados analisados, o procedimento com dupla otimização gasta, aproximadamente, o dobro do tempo de simulação necessário ao procedimento de única otimização. Esse resultado comprova que a maior parte do tempo de simulação é gasta no processo de otimização por Programação Linear. De acordo com o próprio nome, o procedimento de dupla otimização utiliza duas

otimizações para cada estado selecionado, o que realmente faz com que o tempo total de processamento seja maior.

4.7 CONCLUSÕES

Neste capítulo foi introduzido o problema da determinação da capacidade de transferência entre as áreas de um sistema de potência interligado. Uma solução utilizando modelo de rede DC, simulação Monte Carlo e Programação Linear foi proposta e foram feitas algumas simulações com o sistema teste IEEE–RTS.

O objetivo foi criar uma única função custo que, devidamente ponderada por algumas penalidades, permitisse a determinação para cada estado selecionado da máxima capacidade de transferência possível entre áreas, de modo que o montante de carga sendo cortada fosse mínimo. Dessa forma, ao final do processo de simulação Monte Carlo, se obtém uma função densidade de probabilidade para a máxima transferência possível entre áreas de modo que o nível de confiabilidade do sistema seja mantido.

Apresentou-se três políticas de corte de carga diferentes, todas elas de mínimo corte:

a) Penalidades de interrupção iguais em todas as barras;
b) Penalidades de interrupção diferenciadas por barra;
c) Cortes de carga distribuídos entre todas as barras em caso de IG.

Verificou-se que na primeira delas, o nível de confiabilidade global do sistema foi respeitado, contudo, ao se observar os valores estimados de probabilidade de perda de carga e potência média não suprida por barra, constatou-se que os mesmos foram maiores que a LOLP e a EPNS nas barras da Área de suprimento e menores na Área de demanda. Com isso, se pôde concluir que com essa política de corte, onde todas as barras recebem o mesmo valor de penalidade de interrupção, o algoritmo de Programação Linear promove os cortes de carga preferencialmente na Área de suprimento, pois assim se estaria obtendo um maior valor para a transferência entre as áreas. Desta forma, pode-se concluir que o nível de confiabilidade por barra (definido internamente pelo PL) realmente não é respeitado.

Ao se especificar penalidades diferenciadas por barra, cria-se uma ordenação entre as barras para fins de corte. Desse modo, em casos de insuficiência de geração, as barras com menor penalidade de interrupção são as primeiras a sofrerem corte e as de maior penalidade, as últimas. Observou-se que com esta política, os índices LOLP(ATC) e EPNS(ATC) por barra se tornaram bastante próximos dos respectivos valores de LOLP e EPNS determinados no programa de confiabilidade composta. Conclui-se portanto que utilizando-se esta política de corte, consegue-se determinar a função densidade de probabilidade da capacidade de transferência confiável, isto é, sem afetar o nível de confiabilidade existente no sistema inclusive por barra.

A política onde os cortes de carga são distribuídos entre todas as barras (em caso de insuficiência de geração) apresentou características semelhantes às da política de mínimo corte de carga com penalidades de interrupção diferenciadas por barra. As grandes vantagens observadas foram os fatos de os índices de confiabilidade se tornarem mais homogêneos por barra e de se obter índices por barra com coeficientes de variação menores, próximos aos dos índices de confiabilidade globais do sistema. No Capítulo 5, essa última característica será bastante importante visto que se fará análises de confiabilidade por barra.

Verificou-se que as diferenças entre os índices LOLP e LOLP(ATC) bem como entre os índices EPNS e EPNS(ATC) de algumas barras eram devidos ao fato de a penalidade de interrupção não ser grande o suficiente para se evitar que pequenos cortes de carga fossem viáveis perante o redespacho requerido por alguma contingência. Análises de confiabilidade com altos valores de penalidade de interrupção demonstraram que os índices LOLP e LOLP(ATC) e EPNS e EPNS(ATC) tendem a ficar muito próximos.

A PDF obtida utilizando-se a política de mínimo corte com penalidades de interrupção iguais em todas as barras foi a que apresentou o maior valor esperado para o ATC, devido ao fato de esta política permitir cortar carga nas barras onde for mais conveniente para se maximizar a transferência. As PDF's de transferência obtidas pelas políticas de penalidades de interrupção diferenciadas por barra e cortes distribuídos entre todas as barras obtiveram valores esperados um pouco menores. Isto ocorreu pois nestas políticas se tem de obedecer a regras que determinam seqüências ou quantidades de carga a serem cortadas por barra, o que restringe a obtenção da máxima transferência possível para um mesmo nível global de confiabilidade.

No entanto, as PDF's obtidas por estas duas políticas refletem a máxima transferência possível de modo a preservar o nível de confiabilidade global e por barra.

O estudo comparativo entre os procedimentos de única e de dupla otimização para a determinação do ATC revelou que os resultados obtidos através do algoritmo de única otimização são bastante próximos daqueles obtidos com duas otimizações. Esse fato comprova que a determinação do ATC pode ser feita com uma única função custo, em que se procura atingir simultaneamente os objetivos de cortar o mínimo de carga possível e maximizar a transferência de potência através das linhas de interligação. Observou-se também que o tempo de processamento necessário ao algoritmo de única otimização é aproximadamente a metade daquele gasto pelo procedimento de dupla otimização. Deve-se no entanto ressaltar que o algoritmo de dupla otimização utilizado nesta dissertação é apenas uma simplificação daquele proposto em [MMG97], utilizando-se modelo DC e Programação Linear ao invés de modelo AC e otimização através de Pontos Interiores. Desta forma, não se consegue capturar problemas relacionados com potência reativa e colapso de tensão como em [MMG97].

O fato de se poder resolver o problema em uma única otimização será de grande utilidade no Capítulo 5, onde se procurará descobrir pontos para a instalação de novos agentes ao sistema, comprando e vendendo energia elétrica.

CAPÍTULO 5

ATC COM INJEÇÕES EXTRA DE POTÊNCIA

5.1 INTRODUÇÃO

No Capítulo 4, estudou-se o problema da determinação da função densidade de probabilidade da capacidade de transferência entre áreas de um sistema interligado. Foi mencionado que para uma dada configuração do sistema, tem-se associada uma função densidade de probabilidade que representa a capacidade de transferência do sistema entre as áreas.

No presente capítulo, pretende-se determinar para um dado sistema de potência interligado, o conjunto de barras onde se deveria incluir novos geradores e o conjunto de barras onde se deveria incluir novas cargas, de forma a fazer com que a transferência de potência através das linhas de interligação seja maximizada. Uma restrição utilizada é a manutenção do nível de confiabilidade do sistema dentro de um limite preestabelecido. Em outras palavras, pretende-se determinar os locais e as quantidades de potência a serem geradas e consumidas, de tal forma a se maximizar a transferência de potência através das interligações mantendo o nível de confiabilidade do sistema e de suas barras dentro de um limite aceitável.

5.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA E SOLUÇÃO PROPOSTA

Seja o sistema de potência com duas áreas interligadas da Figura 5.1. A Área 1 tem excesso de geração e vende energia através das linhas de transmissão para a Área 2, que possui mais carga que geração.

O objetivo é determinar dentre um conjunto de barras pré-especificadas, aquelas mais apropriadas para receberem novos geradores e novas cargas, no sentido de tornar máxima a transferência de potência entre as áreas deste sistema. Conforme já mencionado, o nível de confiabilidade resultante deverá estar dentro de limites especificados.

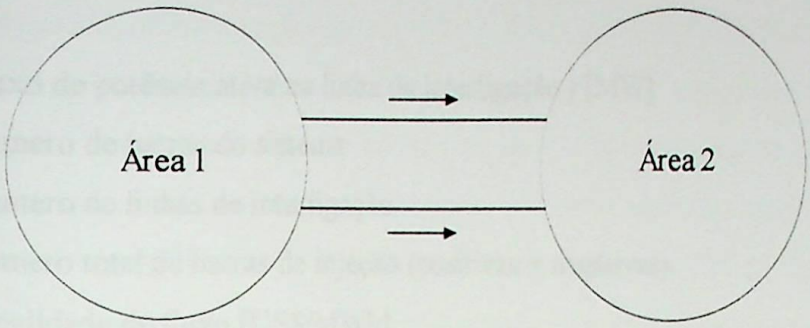


Figura 5.1 – Sistema interligado com duas áreas

Para isso, utilizar-se-á um algoritmo baseado em:

- Simulação Monte Carlo para seleção dos estados do sistema;
- Fluxo de Potência DC para análise do estado selecionado;
- Programação Linear para otimização do estado selecionado.

A idéia básica para se atingir a este objetivo é otimizar a cada estado selecionado, a seguinte função:

$$\text{Max}\left[\alpha 1 \times \sum_{j=1}^{NT} F_j - \alpha 2 \times \sum_{k=1}^{Nbus} \Delta L_k - \alpha_3 \times \sum_{i=1}^{NBI} \Delta_i\right] \qquad (5.1)$$

Sujeito a:

$P = B\theta$: Equações de Fluxo DC

B = Matriz da rede e θ = Vetor de ângulos

$Pg_i^{min} \le Pg_i \le Pg_i^{max}$: Potência ativa de cada gerador i [MW]

$F_l^{min} \le F_l \le F_l^{max}$: Fluxo de potência ativa de cada elemento de transmissão l [MW]

$0 \le \Delta L_k \le L_k$: Corte de carga em cada barra k [MW]

$|\Delta_i| \ge 0$: Módulo da injeção extra na barra i [MW]

$\Sigma\Delta_i = 0$: Somatório de todas as injeções extra é nulo

Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI
Biblioteca MAUÁ BIM

Onde:

F_j : Fluxo de potência ativa na linha de interligação j [MW]

Nbus : Número de barras do sistema

NT : Número de linhas de interligação

NBI : Número total de barras de injeção (positivas + negativas)

$\alpha 1$: Penalidade de fluxo [US$/MWh]

$\alpha 2$: Penalidade de corte de carga [US$/MWh]

$\alpha 3$: Penalidade de injeção extra [US$/MWh]

Por simplicidade assume-se uma única estação de geração por barra.

Pode-se notar que a função objetivo (5.1) procura simultaneamente obter o máximo valor de transferência injetando-se o mínimo possível de potência extra e cortando o mínimo de carga possível. Se os valores para as penalidades $\alpha 1$,$\alpha 2$ e $\alpha 3$ forem tais que $\alpha 2 >> \alpha 1 >> \alpha 3$, o algoritmo de Programação Linear dará prioridade a não cortar carga e só depois procurará maximizar a transferência através das linhas de interligação, utilizando para isso o redespacho dos geradores e as injeções extra de potência. Deve-se observar que nesta função objetivo, os custos de geração não são levados em consideração. Isto está sendo feito para que se possa determinar a máxima transferência possível através das linhas de interligação, de modo que os cortes de carga e as injeções extra sejam mínimas para cada caso selecionado. Não interessa portanto, se o despacho está ou não sendo o mais econômico possível, o que importa, é que a transferência seja a máxima possível sem que haja cortes de carga para este fim.

O nível de confiabilidade do sistema tende a ser melhorado visto que os cortes de carga são feitos somente em último caso e o sistema conta com injeções extra. Assim, não se corta carga com o objetivo de maximizar a transferência, mas sim em função de insuficiência de geração ou sobrecargas no sistema de transmissão, tal como na política de operação pela qual se determinam os índices de confiabilidade. Além disso, a cada estado selecionado determina-se valores de injeção extra que podem entrar no sistema em pontos estratégicos, evitando-se por exemplo, cortes de carga por sobrecarga de linhas de transmissão.

Após um grande número de estados selecionados, obtém-se para cada barra de injeção extra, o valor médio das injeções extra que nelas ocorreram. De posse destes valores, determina-se as barras cujos valores médios de injeção extra foram os maiores. Portanto pode-se afirmar que estas barras foram as mais solicitadas em termos de injeção de potência, no processo de minimizar corte de carga maximizando a transferência. Da mesma forma que no capítulo anterior, determina-se também ao final do processo de simulação uma função densidade de probabilidade (discreta) para a máxima transferência através das interligações do sistema.

Cabe ressaltar que as injeções extra de potência são determinadas em cada barra a cada estado sorteado em função da otimização da Equação (5.1), e que não há limite superior para as mesmas como pode ser visto nas restrições apresentadas anteriormente.

5.3 ALGORITMO

Considerando:

Ns_{max} : Máximo número de estados sorteados

β : Coeficiente de variação para o valor esperado do ATC, isto é, E{ATC}

O algoritmo proposto segue os passos descritos no item anterior, isto é:

a) Ler parâmetros elétricos e de confiabilidade do sistema;
b) Selecionar estado do sistema através de simulação Monte Carlo;
c) Avaliar pela otimização de (5.1) a máxima transferência e os valores de injeção extra em todas as barras especificadas associados ao estado selecionado;
d) Recalcular os valores médios de injeção extra de potência em todas as barras especificadas;
e) Recalcular E{ATC} incluindo o novo valor de transferência determinado no passo (c), e checar a convergência; se $Ns > Ns_{max}$ ou $\beta s \leq \beta$ **parar**, senão voltar para o passo (b).

O algoritmo apresentado acima serviu de base para um programa escrito em linguagem FORTRAN que se aplica na determinação dos valores médios de injeção extra em cada barra especificada. Uma função densidade de probabilidade para a máxima transferência possível através das linhas de interligação é também determinada. A capacidade de transferência do

sistema nestas condições não será chamada de ATC mas sim de ATC_{IE} devido ao fato de o sistema contar com injeções extra de potência em barras previamente especificadas.

Tal como no Capítulo 4, o programa fornece como resultados, os valores esperados de potência não suprida e probabilidade de perda de carga das barras e do sistema, dado que o mesmo opera segundo a política determinada através da Equação (5.1). Da mesma forma, o valor esperado da potência não suprida será designado por $EPNS(ATC_{IE})$ e a estimativa da probabilidade de perda de carga, por $LOLP(ATC_{IE})$. O termo IE significa que os índices foram determinados sob a política de operação imposta pelo algoritmo de ATC com Injeções Extra. Em seção posterior deste capítulo será justificada a necessidade de se apresentar estes valores. Para ilustrar o funcionamento do programa, a seguir é feita uma aplicação utilizando-se o sistema IEEE-RTS.

5.4 APLICAÇÃO

Nesta aplicação utiliza-se o sistema IEEE-RTS com fator de carregamento 2, isto é, com a carga e a capacidade de geração duplicadas com o objetivo de se estressar o sistema de transmissão. O sistema pode ser visto na Figura 5.2.

Na verdade, esta aplicação está dividida em duas partes diferentes, que constituem duas simulações com o referido programa. Na primeira simulação, especifica-se todas as barras da Área de 230 kV como sendo barras de injeção extra positiva e todas as barras da Área de 138 kV como sendo barras de injeção extra negativa. Ao final da primeira simulação, escolhe-se as barras que apresentaram os maiores valores de injeção extra, tanto positivas quanto negativas. Supondo-se que haja interesse em adicionar novos geradores e novas cargas somente nessas barras, faz-se uma segunda simulação de ATC com injeções extra. Então, para a segunda simulação especifica-se somente essas barras, de modo a se obter os valores médios de injeção extra e a PDF para a máxima transferência através das interligações. Desta forma, somente as barras mais importantes determinadas na simulação anterior participam do processo. Cabe ressaltar que tanto nas simulações de ATC com injeções extra, quanto nas simulações de ATC e análise de confiabilidade composta, está sendo utilizada a política de corte de carga C, já definida no Capítulo 2. Dessa forma, em casos de insuficiência de geração, o montante a ser cortado é distribuído entre todas as barras na proporção do tamanho de suas cargas.

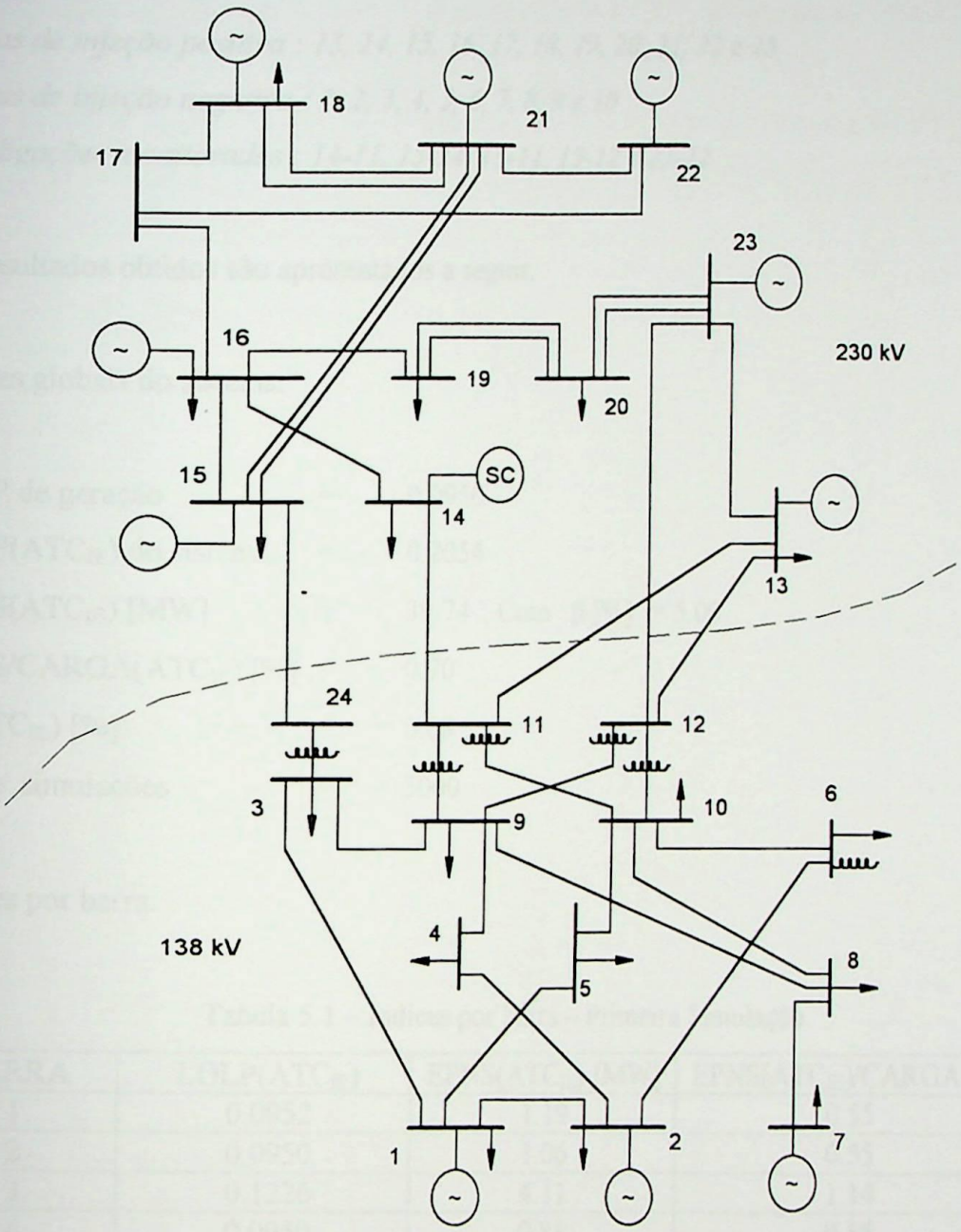


Figura 5.2 – IEEE-RTS

5.4.1 Resultados – Primeira Simulação

Essa simulação tem as seguintes características:

Barras de injeção positiva : 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22 e 23

Barras de injeção negativa : 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 e 10

Interligações monitoradas : 14-11, 15-24, 13-11, 13-12 e 23-12

Os resultados obtidos são apresentados a seguir.

Índices globais do sistema:

LOLP de geração = 0.0950

LOLP(ATC_{IE}) do sistema = 0.2054

EPNS(ATC_{IE}) [MW] = 39.74 Com β [%] = 5.00

EPNS/CARGA(ATC_{IE}) [%] = 0.70

β (ATC_{IE}) [%] = 0.08

No de simulações = 5000

Índices por barra:

Tabela 5.1 – Índices por barra – Primeira Simulação

BARRA	LOLP(ATC_{IE})	EPNS(ATC_{IE}) [MW]	EPNS(ATC_{IE})/CARGA [%]
1	0.0952	1.19	0.55
2	0.0950	1.06	0.55
3	0.1226	4.11	1.14
4	0.0950	0.81	0.55
5	0.0950	0.78	0.55
6	0.1842	3.90	1.42
7	0.0970	1.47	0.59
8	0.0956	1.90	0.56
9	0.0952	1.92	0.55
10	0.1002	2.64	0.68
13	0.1052	4.72	0.89
14	0.1018	3.41	0.88
15	0.0950	3.46	0.55
16	0.0964	1.22	0.61
18	0.0950	3.65	0.55

19	0.0950	1.99	0.55
20	0.0954	1.52	0.59

A capacidade de transferência entre as Áreas de 230 kV e 138 kV segundo a política de operação com injeções extra pode ser descrita através da PDF apresentada na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – PDF para a capacidade de transferência ATC_{IE} – Primeira Simulação

TRANSFERÊNCIA [MW]	PROB. INDIVIDUAL [%]	PROB. ACUMULADA[%]
1600	0.31	1.23
1620	0.35	1.58
1640	1.15	2.74
1660	1.26	3.99
1680	0.34	4.34
1700	0.24	4.58
1720	0.34	4.91
1740	2.49	7.40
1760	3.31	10.71
1780	2.66	13.37
1800	0.90	14.28
1820	0.28	14.56
1840	0.29	14.85
1860	1.18	16.03
1880	1.44	17.47
1900	10.23	27.70
1920	11.21	38.91
1940	0.52	39.43
1960	1.37	40.80
1980	2.73	43.53
2000	56.47	100.00
Valor esperado [MW]	1934.24	
Desvio padrão [MW]	104.22	
Coeficiente de variação [%]	0.076	
Número de simulações	5000	
Tempo de simulação	6 minutos	

Os valores médios de injeção extra de potência nas barras são os seguintes:

Tabela 5.3 – Valores médios de injeção extra – Primeira Simulação

BARRAS DE INJEÇÃO EXTRA POSITIVA	
BARRA	INJEÇÃO [MW]
21	3.12
13	47.57
14	389.09
15	14.43

16	1.73
17	0.24
18	0.24
19	1.04
20	1.21
22	0.27
23	6.69
BARRAS DE INJEÇÃO EXTRA NEGATIVA	
BARRA	INJEÇAO [MW]
1	0.76
2	0.68
3	8.80
4	0.87
5	1.88
6	0.47
7	64.58
8	10.20
9	272.48
10	104.95

Observa-se da Tabela 5.3 que as barras 13, 14, 15 e 7, 9, 10, foram as que apresentaram os maiores valores médios de injeção positiva e negativa respectivamente. Sendo assim, será feita uma nova simulação de ATC com injeções extra apenas nestas barras.

5.4.2 Resultados – Segunda Simulação

As características desta aplicação são as seguintes:

Barras de injeção positiva : 13, 14 e 15
Barras de injeção negativa : 7, 9 e 10
Interligações monitoradas : 14-11, 15-24, 13-11, 13-12 e 23-12

Índices globais do sistema:

LOLP de geração = 0.0950
LOLP(ATC_{IE}) do sistema = 0.2056
EPNS(ATC_{IE}) [MW] = 39.75 Com β [%] = 5.00
EPNS/CARGA(ATC_{IE}) [%] = 0.70
β (ATC_{IE}) [%] = 0.08
No de simulações = 5000

Índices por barra:

Tabela 5.4 – Índices por barra – Segunda Simulação

BARRA	LOLP(ATC_{IE})	EPNS(ATC_{IE}) [MW]	EPNS(ATC_{IE})/CARGA [%]
1	0.09500	1.18	0.55
2	0.09500	1.05	0.55
3	0.12320	4.07	1.14
4	0.09500	0.81	0.55
5	0.09500	0.77	0.55
6	0.18440	3.90	1.43
7	0.09540	1.39	0.56
8	0.09720	1.98	0.58
9	0.09520	1.91	0.55
10	0.10040	2.63	0.68
13	0.09960	3.70	0.70
14	0.09900	2.62	0.68
15	0.09500	3.45	0.55
16	0.09700	1.31	0.66
18	0.09500	3.64	0.55
19	0.09500	2.10	0.58
20	0.10580	3.15	1.23

A capacidade de transferência entre as Áreas de 230 kV e 138 kV segundo a política de operação com injeções extra pode ser descrita através da PDF apresentada na Tabela 5.5.

Tabela 5.5 – PDF para a capacidade de transferência ATC_{IE} – Segunda Simulação

TRANSFERÊNCIA [MW]	PROB. INDIVIDUAL [%]	PROB. ACUMULADA[%]
1600	0.29	1.25
1620	0.34	1.59
1640	1.15	2.74
1660	1.26	3.99
1680	0.34	4.34
1700	0.19	4.53
1720	0.37	4.90
1740	2.51	7.41
1760	3.30	10.71
1780	2.68	13.39
1800	0.92	14.31
1820	0.27	14.58
1840	0.37	14.95
1860	1.26	16.21
1880	2.18	18.39
1900	10.45	28.84
1920	11.35	40.20
1940	1.15	41.35

1960	3.02	44.37
1980	2.87	47.24
2000	52.76	100.00
Valor esperado [MW]	1931.65	
Desvio padrão [MW]	103.71	
Coeficiente de variação [%]	0.076	
Número de simulações	5000	
Tempo de simulação	5 minutos e 12 segundos	

Os valores médios de injeção extra de potência nas barras estão na Tabela 5.6.

Tabela 5.6 – Valores médios de injeção extra – Segunda Simulação

BARRAS DE INJEÇÃO EXTRA POSITIVA	
BARRA	INJEÇAO [MW]
13	47.01
14	390.17
15	27.82
BARRAS DE INJEÇÃO EXTRA NEGATIVA	
BARRA	INJEÇAO [MW]
7	136.22
9	250.12
10	78.75

5.5 ANÁLISE DOS RESULTADOS

A aplicação anterior consiste em uma simulação Monte Carlo do sistema teste operando sob a política de mínimo corte de carga e máxima transferência de potência. A grande diferença desta política em relação à política de operação utilizada na determinação da capacidade de transferência é que neste caso, o sistema teste pode contar com injeções extra de potência de forma a se conseguir maximizar a transferência ou mesmo diminuir os cortes de carga. Não se pode esquecer de uma importante restrição ao problema, que obriga que o somatório das injeções extra positivas e negativas seja nulo.

Nesta seção, pretende-se interpretar os resultados obtidos da simulação de ATC com injeções extra de potência. Dessa forma, algumas questões podem ser:

- Qual o significado dos índices de LOLP(ATC_{IE}) e EPNS(ATC_{IE}) ?
- Os valores médios de injeção positiva correspondem às potências de novos geradores instalados nas barras especificadas como barras de injeção positiva ?

- Os valores médios de injeção negativa correspondem a novas cargas instaladas nas barras especificadas como barras de injeção negativa ?
- A PDF obtida para a transferência representa a PDF do ATC entre as Áreas de 230 kV e 138 kV caso se transformasse respectivamente em geradores e cargas os valores médios de injeção positiva e negativa ?

O objetivo é respondê-las através de análises de confiabilidade composta e determinação do ATC com o sistema teste modificado de acordo com as injeções extra determinadas pela simulação anterior.

5.5.1 Interpretação para os Índices LOLP(ATC_{IE}) e EPNS(ATC_{IE})

Faz-se agora uma análise de confiabilidade composta para o sistema sendo que este conta como novos geradores e novas cargas como mostrado na Tabela 5.7. Deve-se observar que estes valores de geração e carga correspondem aos valores médios de injeção extra positivas e negativas determinados na segunda simulação (Item 54.2).

Tabela 5.7 – Novos geradores e cargas

NOVOS GERADORES	
BARRA	GERAÇAO ADICIONAL [MW]
13	47.01
14	390.17
15	27.82
NOVAS CARGAS	
BARRA	CARGA ADICIONAL [MW]
7	136.22
9	250.12
10	78.75

Utilizando-se o mesmo programa de análise de confiabilidade do Capítulo 2, obtém-se os seguintes resultados.

Índices de confiabilidade globais:

LOLP de Geração = 0.0971

LOLP do Sistema = 0.5393

EPNS [MW] = 56.31

EPNS / CARGA [%] = 0.99

Coef. Variação β [%] = 4.96

No. de Simulações = 3284

Tabela 5.8 – Índices de confiabilidade por barra

BARRA	LOLP	EPNS [MW]	EPNS/CARGA [%]
1	0.09714	1.23	0.57
2	0.09836	1.21	0.63
3	0.16931	6.48	1.81
4	0.09744	0.88	0.60
5	0.09805	0.82	0.58
6	0.44945	6.59	2.41
7	0.10079	2.29	0.59
8	0.10384	2.71	0.79
9	0.10475	4.47	0.75
10	0.21864	7.22	1.55
13	0.09805	2.78	0.58
15	0.09714	4.37	0.72
16	0.10840	5.48	2.75
18	0.09714	4.74	0.71
19	0.10171	3.54	0.97
20	0.09714	1.45	0.57

Verifica-se que para o sistema, os índices LOLP e EPNS são respectivamente 0.5393 e 56.31 MW, sendo bem superiores aos valores de LOLP(ATC_{IE}) e EPNS(ATC_{IE}) determinados na simulação anterior que valem 0.2056 e 39.75 MW respectivamente. Na maioria das barras os índices LOLP e EPNS são superiores aos respectivos LOLP(ATC_{IE}) e EPNS(ATC_{IE}). Esse resultado demonstra que os índices estimados durante a simulação de ATC com injeções extra são bastante otimistas se interpretados, ainda que de forma incorreta, como sendo os valores para a LOLP e a EPNS do sistema caso essas injeções extra viessem a se transformar em geração e carga.

O comportamento apresentado pelos índices de confiabilidade pode ser explicado através das seguintes justificativas:

- Injeções extra negativas são diferentes de cargas, uma vez que as primeiras são determinadas em local e quantidade a cada estado sorteado, em função do objetivo da otimização, que é minimizar o corte de carga e maximizar a transferência. Já as cargas, são definidas no início da simulação e tendem a permanecerem sempre com os mesmos

valores a menos que seja necessário se fazer cortes dependendo do estado selecionado. Além disso, a penalidade de interrupção é muito elevada, fazendo com que as cargas sejam cortadas sempre em último caso, o que não ocorre com a penalidade de injeção extra, que é muito pequena deixando praticamente livre a escolha dos valores de injeção extra em cada barra de modo a fazer com que se consiga otimizar a função a cada estado selecionado.

- Injeções positivas são diferentes de geradores pois não há limite superior para os valores de injeção, enquanto que os despachos dos geradores não podem ultrapassar um certo valor máximo.

As diferenças conceituais entre injeções extra positivas e geradores, e injeções extra negativas e cargas são as grandes responsáveis pelas diferenças nos índices determinados pelas simulações de confiabilidade composta e ATC com injeções extra.

Os índices LOLP(ATC_{IE}) e EPNS(ATC_{IE}) tendem a ser realmente menores que a LOLP e a EPNS visto que a cada estado selecionado, as injeções extra são determinadas em local e quantidade tais que se consiga com isto minimizar os cortes de carga. Dessa forma, dependendo da necessidade do sistema, injeta-se potência nos locais mais adequados e se retira a mesma onde for mais conveniente para que se minimize os cortes de carga. Essa característica favorece o alívio de sobrecargas em linhas de transmissão devido a algum tipo de contingência e representa uma flexibilidade que não existe na política de operação utilizada na análise da confiabilidade composta.

Cabe ressaltar que em casos de corte de carga por insuficiência de geração, as injeções extra não podem auxiliar o sistema, porque os valores de injeção extra positiva são em módulo iguais aos valores de injeção extra negativa, de forma a fazer com que toda a potência injetada nas barras de injeção positiva sejam extraídas na barras de injeção extra negativa, mantendo-se portanto o mesmo déficit de geração que se tinha originalmente. Esse fato pode ser observado ao se comparar a LOLP de geração calculada nas simulações de ATC com injeções extra e análise da confiabilidade composta.

Estas são razões pelas quais se justifica o fato de os índices determinados pelo algoritmo de ATC com injeções extra serem otimistas em relação a aqueles determinados pelo algoritmo de análise da confiabilidade composta.

Com estas justificativas, pode-se concluir que os índices LOLP(ATC_{IE}) e EPNS(ATC_{IE}) *não representam* os valores de LOLP e EPNS que o sistema teria caso se transformasse os valores médios de injeção extra positiva em geradores e os valores médios de injeção extra negativa em cargas.

5.5.2 Interpretação para o ATC_{IE}

Tal como feito para os índices LOLP(ATC_{IE}) e EPNS(ATC_{IE}), procura-se agora dar uma interpretação para a PDF obtida na simulação de ATC com injeções extra de potência. Seja então analisar como se comporta a PDF do ATC do sistema, dado que os valores médios de injeção extra foram transformados em geradores e cargas tal como feito anteriormente. Para isto utiliza-se o programa para análise do ATC já apresentado no Capítulo 4. Os resultados podem ser vistos na Tabela 5.9.

Tabela 5.9 – PDF para a capacidade de transferência ATC para o sistema modificado

TRANSFERÊNCIA [MW]	PROB. INDIVIDUAL [%]	PROB. ACUMULADA[%]
1420	0.00	1.00
1440	0.10	1.10
1460	0.40	1.49
1480	0.10	1.60
1500	0.09	1.69
1520	0.53	2.22
1540	0.38	2.60
1560	0.75	3.35
1580	0.05	3.39
1600	0.42	3.81
1620	1.03	4.84
1640	0.46	5.30
1660	0.09	5.39
1680	0.04	5.43
1700	0.47	5.90
1720	0.09	5.99
1740	0.14	6.12
1760	1.31	7.43
1780	1.06	8.49
1800	3.26	11.75
1820	2.28	14.03
1840	0.58	14.61
1860	6.14	20.76
1880	9.38	30.14
1900	4.54	34.68
1920	4.10	38.78

1940	34.91	73.69
1960	25.22	98.91
1980	1.03	99.94
2000	0.06	100.00
Valor esperado [MW]	1896.05	
Desvio padrão [MW]	106.38	
Coeficiente de variação [%]	0.250	
Número de simulações	501	
Tempo de simulação	18 Segundos	

As Figuras 5.3 e 5.4 ilustram respectivamente as PDF's obtidas pelas simulações de ATC com injeções extra e ATC com o sistema modificado, ao se transformar os valores médios de injeção extra em geradores e cargas.

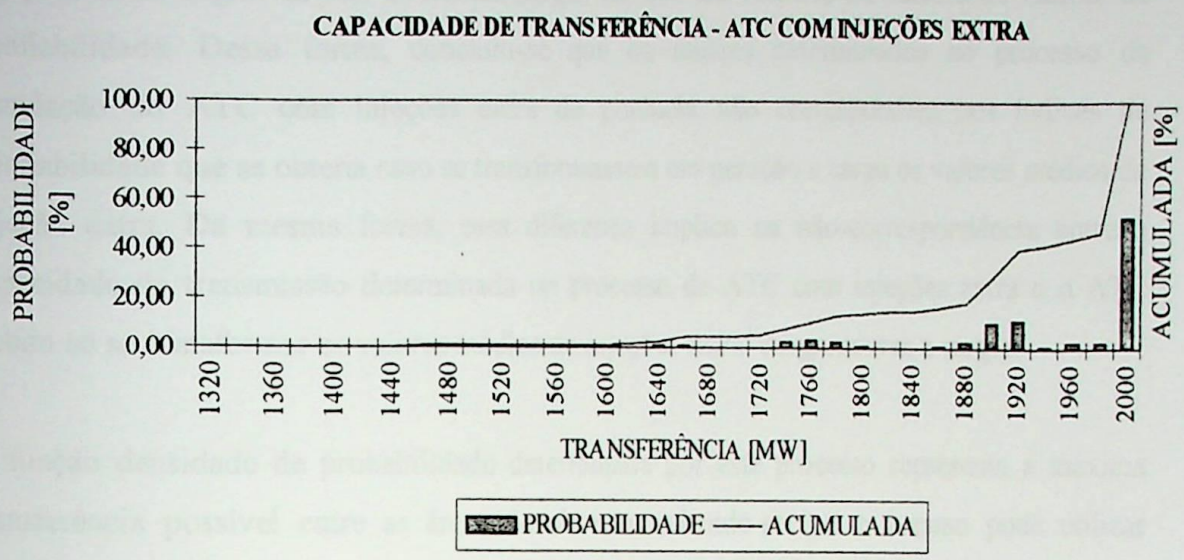


Figura 5.3 – Capacidade de transferência do sistema com injeções extra de potência

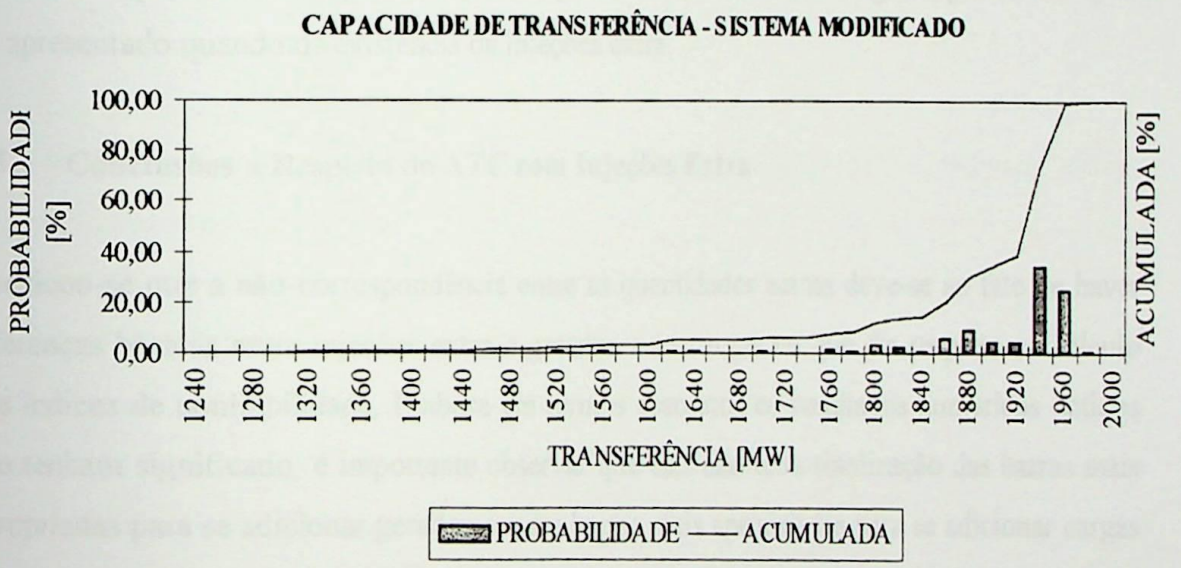


Figura 5.4 – Capacidade de transferência do sistema modificado

Pode-se observar nas figuras acima que as duas PDF's obtidas são diferentes. Nota-se também que na Figura 5.3, a PDF apresenta uma probabilidade de aproximadamente 52% de a capacidade de transferência ser de 2000 MW, enquanto que essa mesma transferência na PDF da Figura 5.4 tem uma probabilidade de ocorrência quase nula.

Conforme mencionado anteriormente, injeções extra positivas são diferentes de geradores e injeções extra negativas são diferentes cargas no que diz respeito ao cálculo de índices de confiabilidade. Dessa forma, concluiu-se que os índices determinados no processo de simulação do ATC com injeções extra de potência não correspondem aos índices de confiabilidade que se obteria caso se transformassem em geração e carga os valores médios de injeção extra. Da mesma forma, essa diferença implica na não-correspondência entre a capacidade de transmissão determinada no processo de ATC com injeções extra e o ATC obtido ao se transformar os valores médios de injeções extra em geradores e cargas.

A função densidade de probabilidade determinada por este processo representa a máxima transferência possível entre as áreas do sistema, sabendo-se que o mesmo pode utilizar injeções extra de potência. A cada estado selecionado pode-se calcular as injeções da forma mais conveniente para que se obtenha máxima transferência. Quando se analisa o ATC do sistema modificado, não se possui injeções extra, mas sim novos geradores e novas cargas que fazem com que o sistema apresente um comportamento diferente do original, porém não igual ao apresentado quando da existência de injeções extra.

5.5.3 Conclusões a Respeito do ATC com Injeções Extra

Verificou-se que a não-correspondência entre as quantidades acima deve-se ao fato de haver diferenças básicas entre injeções extra e geradores ou cargas no que diz respeito ao cálculo dos índices de confiabilidade. Embora em termos absolutos os resultados numéricos obtidos não tenham significado, é importante observar que eles dão uma sinalização das barras mais apropriadas para se adicionar geradores e das barras mais apropriadas para se adicionar cargas de modo a se maximizar a transferência cortando-se o mínimo possível de carga. Portanto, esse algoritmo não é capaz de indicar como ficaria a capacidade de transferência entre as áreas, nem é capaz de antecipar como seria o nível de confiabilidade do sistema contando com os novos agentes. Contudo, ele é capaz de indicar os melhores locais para a instalação destes novos agentes, de forma a se atingir o objetivo principal que é maximizar a transferência mantendo-se um nível adequado de confiabilidade.

Uma segunda etapa do problema é determinar as quantidades de potência a serem geradas e consumidas nos pontos de transação indicados pelo algoritmo anterior. Como se sabe, a entrada de novos geradores e cargas provoca uma modificação no nível de confiabilidade do

sistema. Dessa forma, a idéia básica para a determinação destas quantidades é adicionar de forma gradual os novos geradores e cargas, monitorando o efeito de sua entrada sobre o nível de confiabilidade do sistema. Deve-se permitir a entrada dos mesmos enquanto o nível de confiabilidade do sistema estiver dentro de certos limites considerados aceitáveis.

A seguir é proposta uma metodologia para a determinação dos valores máximos de geração e carga a serem adicionados ao sistema de modo que se maximize a transferência entre as áreas e que um nível mínimo de confiabilidade seja respeitado.

5.6 METODOLOGIA DE CÁLCULO

Essa metodologia é baseada em aplicações sucessivas do programa de análise de confiabilidade composta ao sistema. A cada aplicação, o sistema recebe uma quantidade adicional de geração e carga proporcional ao valor médio da injeção extra calculado em cada barra pelo programa de ATC com injeções extra. Os passos a seguir descrevem a metodologia proposta.

a) Determinar através do programa de ATC com injeções extra, os valores médios de injeção nas barras pré-especificadas;
b) Especificar o nível mínimo aceitável de confiabilidade para o sistema e por barra;
c) Tomar um percentual das injeções extra positivas e transformá-las em geração;
d) Tomar um percentual das injeções extra negativas e transformá-las em cargas;
e) Através de um programa de análise da confiabilidade composta, estimar os índices de confiabilidade para o sistema e suas barras;
f) Caso todos os índices obtidos estejam dentro dos limites pré-especificados, aumentar o percentual de injeções a serem transformados em geração e carga e voltar para o passo (c). Caso contrário, continuar;
g) Através do programa de determinação do ATC (Capítulo 4), calcular a capacidade de transferência disponível resultante.

A metodologia proposta segue algumas premissas e simplificações que são listadas a seguir. São elas:

Escola Federal de Engenharia de Itajubá - MG
Biblioteca
NAVA
BIM

- Procura-se pelos maiores incrementos possíveis de geração e carga, de forma que eles sejam *proporcionais* aos valores médios de injeção extra determinados pelo programa de ATC com injeções extra.
- A geração e a carga adicionais têm sempre o *mesmo tamanho*. Contudo, nada impede que se possa adicionar mais geração que carga ou vice-versa.
- O cálculo dos índices de confiabilidade e capacidades de transferência estão ligados às restrições de uma análise DC, não sendo levados em consideração problemas relacionados com potência reativa ou nível de tensão.

Ao final da aplicação desta metodologia, obtém-se os valores máximos de geração e carga que podem ser adicionados ao sistema de forma a se maximizar a transferência entre as áreas, mantendo-se o nível de confiabilidade do sistema e de suas barras dentro de limites pré-especificados. No entanto, deve ficar claro que esses valores *não são* os máximos em termos absolutos, mas sim os máximos associados com as premissas utilizadas. Logo, se forem utilizadas outras barras de injeção e adicionados novos geradores e cargas segundo outro critério que não a proporção das injeções extra determinadas anteriormente, serão obtidos resultados diferentes, podendo inclusive implicar em maiores valores de transferência. No entanto, os valores médios de injeção extra refletem a cada estado selecionado, a necessidade do sistema em termos de geração e consumo de potência para se conseguir maximizar a transferência cortando-se o mínimo de carga. Por isso, considera-se que as mesmas sinalizam de forma satisfatória as barras onde se deve adicionar novos geradores e novas cargas.

A seguir são feitas duas aplicações desta metodologia com o sistema IEEE-RTS, que pode ser visto na Figura 5.2.

5.7 APLICAÇÕES

Nesta seção, são feitas duas aplicações utilizando-se o sistema IEEE-RTS. O objetivo é determinar as barras mais apropriadas para se adicionar novos geradores e cargas e suas quantidades máximas de forma que a transferência entre as Áreas de 230 kV e 138 kV seja maximizada e que o nível de confiabilidade resultante para o sistema e suas barras esteja dentro dos limites especificados. Na primeira aplicação, denominada de Caso 1, o sistema tem fator de carregamento 2. Já na segunda, denominada de Caso 2, trabalha-se com o sistema um

pouco menos estressado, de forma que a capacidade de geração e a carga estejam multiplicadas por 1.5. A seguir estão apresentados os resultados obtidos.

5.7.1 Resultados – Caso 1

Neste caso, o sistema está com fator de carregamento 2. O nível mínimo de confiabilidade aceitável para este caso está resumido na Tabela 5.10.

Tabela 5.10 – Nível mínimo de confiabilidade aceitável – Caso 1

ÍNDICE	SISTEMA	BARRA
LOLP	0.50	0.30
EPNS/CARGA [%]	2.00	15.00

De acordo com a primeira simulação de ATC com injeções extra feita no Item 5.4, verificou-se que as barras mais apropriadas para se adicionar geração são as barras 13, 14 e 15 e as barras mais apropriadas para se adicionar carga são as barras 7, 9 e 10. Da Segunda simulação, obteve-se os valores médios de injeção extra em cada uma delas. São os eles:

Tabela 5.11 – Valores médios de injeção extra – Caso 1

BARRAS DE INJEÇÃO EXTRA POSITIVA	
BARRA	INJEÇÃO POSITIVA [MW]
13	47.0
14	390.2
15	27.8
BARRAS DE INJEÇÃO EXTRA NEGATIVA	
BARRA	INJEÇÃO NEGATIVA [MW]
7	136.2
9	250.1
10	78.8

Para se determinar as quantidades máximas de geração e carga a serem adicionadas ao sistema serão feitas análises de confiabilidade composta transformando-se um percentual k de injeções extra em geração e carga. Utilizando-se um fator k variando de 10% a 100%, obtém-se os seguintes valores de geração e carga a serem adicionados ao sistema.

Tabela 5.12 – Novos valores de geração e carga a serem adicionados ao sistema – Caso 1

K [%]	GERAÇÃO ADICIONAL [MW]			CARGA ADICIONAL [MW]		
	BARRA 13	BARRA 14	BARRA 15	BARRA 7	BARRA 9	BARRA 10
10	4.7	39.0	2.8	13.6	25.0	7.9
20	9.4	78.0	5.6	27.2	50.0	15.8
30	14.1	117.1	8.3	40.9	75.0	23.6
40	18.8	156.1	11.1	54.5	100.0	31.5
50	23.5	195.1	13.9	68.1	125.1	39.4
60	28.2	234.1	16.7	81.7	150.1	47.3
70	32.9	273.1	19.5	95.3	175.1	55.2
80	37.6	312.2	22.2	109.0	200.2	63.0
90	42.3	351.2	25.0	122.6	225.1	70.9
100	47.0	390.2	27.8	136.2	250.1	78.8

Para cada um destes casos, aplica-se um programa de análise da confiabilidade composta. Os resultados obtidos são apresentados nas Tabelas 5.13a, 5.13b, 5.14a e 5.14b.

Nestas análises tem-se utilizado a EPNS/CARGA ao invés da EPNS, visto que a cada simulação se está modificando a carga do sistema e com isso ficaria difícil comparar os níveis de confiabilidade do sistema obtidos em cada simulação. Cabe ressaltar que o coeficiente de variação utilizado nas simulações a seguir é de 5% para a estimativa da EPNS do sistema. Além disso, a política de corte de carga que está sendo utilizada é a política C, em que nos casos de insuficiência de geração os cortes de carga são distribuídos entre todas as barras do sistema na proporção do tamanho de suas cargas. Deve-se lembrar da útil característica desta política, mencionada no mesmo Capítulo 2, que faz com que os coeficientes de variação dos índices por barra sejam bastante próximos dos coeficientes de variação dos índices globais do sistema[1]. Dessa forma, pode-se proceder a análise de confiabilidade por barra praticamente ao mesmo nível de convergência dos índices globais.

[1] Pelo menos em sistemas de pequeno porte como o IEEE-RTS.

Tabela 5.13a – LOLP das barras e do sistema para k = 10% a 50% - Caso 1

BARRA / K	10%	20%	30%	40%	50%
1	0.1643	0.1639	0.1259	0.1236	0.1245
2	0.1095	0.1082	0.1068	0.1065	0.1057
3	0.1158	0.1160	0.1198	0.1220	0.1257
4	0.1091	0.1082	0.1071	0.1068	0.1072
5	0.1095	0.1117	0.1113	0.1105	0.1090
6	0.2805	0.2732	0.2756	0.2773	0.2736
7	0.1126	0.1110	0.1100	0.1096	0.1087
8	0.1091	0.1085	0.1081	0.1083	0.1078
9	0.1091	0.1089	0.1077	0.1080	0.1087
10	0.1138	0.1128	0.1116	0.1142	0.1193
13	0.1087	0.1078	0.1068	0.1065	0.1057
14	0.2265	0.2168	0.1662	0.1428	0.1387
15	0.1087	0.1078	0.1068	0.1065	0.1057
16	0.1568	0.1596	0.1574	0.1562	0.1342
18	0.1087	0.1078	0.1068	0.1065	0.1057
19	0.1087	0.1078	0.1068	0.1065	0.1057
20	0.1091	0.1082	0.1071	0.1068	0.1060
SISTEMA	0.4214	0.4131	0.3685	0.3453	0.3197

Tabela 5.13b – LOLP das barras e do sistema para k = 60% a 100% - Caso 1

BARRA / K	60%	70%	80%	90%	100%
1	0.1250	0.1256	0.1276	0.1254	0.1266
2	0.1066	0.1080	0.1107	0.1104	0.1119
3	0.1317	0.1444	0.1540	0.1578	0.1662
4	0.1082	0.1092	0.1119	0.1117	0.1126
5	0.1124	0.1135	0.1157	0.1159	0.1170
6	0.2787	0.3641	0.4551	0.4554	0.4556
7	0.1100	0.1110	0.1132	0.1130	0.1143
8	0.1088	0.1098	0.1119	0.1107	0.1116
9	0.1100	0.1110	0.1148	0.1150	0.1153
10	0.1271	0.1399	0.1521	0.1715	0.2146
13	0.1066	0.1077	0.1097	0.1094	0.1102
14	0.1329	0.1271	0.1304	0.1286	0.1242
15	0.1066	0.1077	0.1097	0.1094	0.1102
16	0.1326	0.1210	0.1207	0.1185	0.1191
18	0.1066	0.1077	0.1097	0.1094	0.1102
19	0.1066	0.1077	0.1097	0.1094	0.1102
20	0.1069	0.1080	0.1101	0.1098	0.1105
SISTEMA	0.3185	0.4148	0.5072	0.5082	0.5403

Tabela 5.14a – EPNS/CARGA [%] das barras e do sistema para k = 10% a 50% - Caso 1

BARRA / K	10%	20%	30%	40%	50%
1	9.47	8.21	7.30	6.81	6.47
2	0.63	0.63	0.60	0.59	0.58
3	0.72	0.74	0.75	0.79	0.83
4	0.60	0.62	0.59	0.59	0.59
5	1.36	1.21	1.03	0.93	0.86
6	1.88	1.94	1.98	2.01	2.02
7	0.74	0.75	0.74	0.74	0.74
8	0.59	0.61	0.60	0.62	0.63
9	0.60	0.62	0.60	0.60	0.60
10	0.83	0.84	0.83	0.82	0.82
13	0.59	0.60	0.58	0.57	0.56
14	3.37	2.59	1.89	1.53	1.32
15	0.59	0.60	0.58	0.57	0.56
16	2.26	2.99	3.02	2.79	2.55
18	0.59	0.60	0.58	0.57	0.56
19	0.59	0.61	0.58	0.58	0.57
20	0.62	0.63	0.60	0.59	0.58
SISTEMA	1.29	1.22	1.12	1.07	1.03

Tabela 5.14b – EPNS/CARGA das barras e do sistema para k = 60% a 100% - Caso 1

BARRA / K	60%	70%	80%	90%	100%
1	6.13	5.77	5.28	4.79	4.41
2	0.58	0.59	0.61	0.63	0.66
3	0.89	0.95	1.09	1.23	1.38
4	0.63	0.69	0.71	0.72	0.75
5	0.85	0.88	0.92	0.97	1.06
6	2.04	2.09	2.22	2.33	2.55
7	0.74	0.76	0.79	0.81	0.84
8	0.65	0.68	0.70	0.69	0.70
9	0.61	0.62	0.65	0.67	0.69
10	0.86	0.93	1.04	1.18	1.31
13	0.56	0.56	0.57	0.57	0.57
14	1.13	1.00	0.95	0.95	0.94
15	0.56	0.56	0.57	0.57	0.57
16	2.35	2.15	2.00	1.82	1.68
18	0.56	0.56	0.57	0.57	0.57
19	0.56	0.56	0.57	0.57	0.58
20	0.57	0.57	0.58	0.58	0.58
SISTEMA	1.00	0.99	0.99	1.00	1.02

Para a visualização do comportamento dos índices de confiabilidade, apresenta-se nas Figuras 5.5 e 5.6 os gráficos da LOLP e da EPNS/CARGA do sistema.

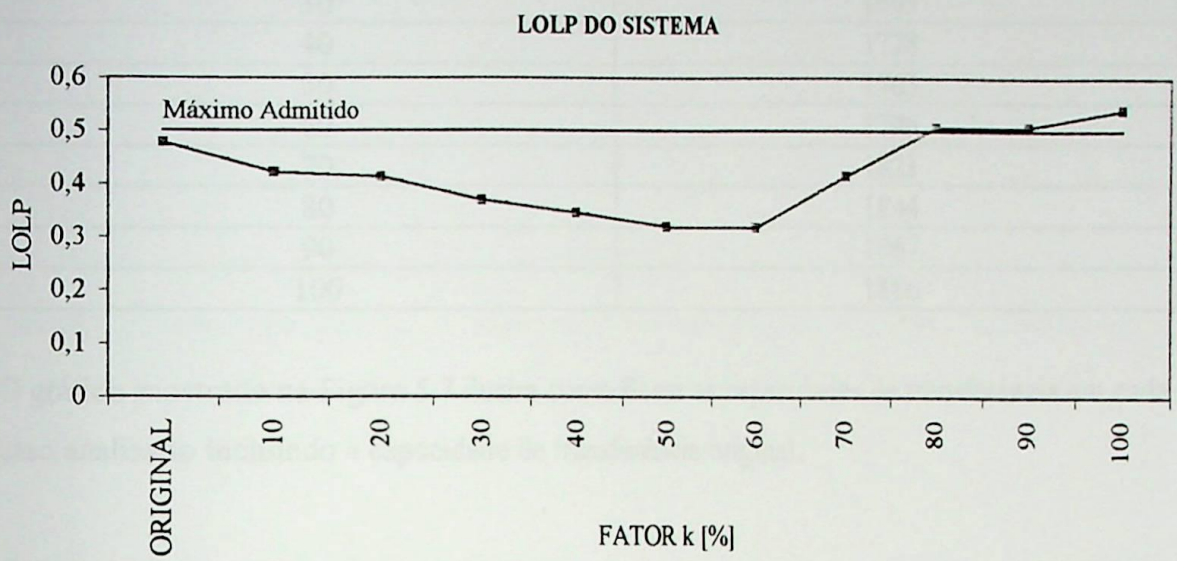


Figura 5.5 – LOLP do sistema em função do fator k – Caso 1

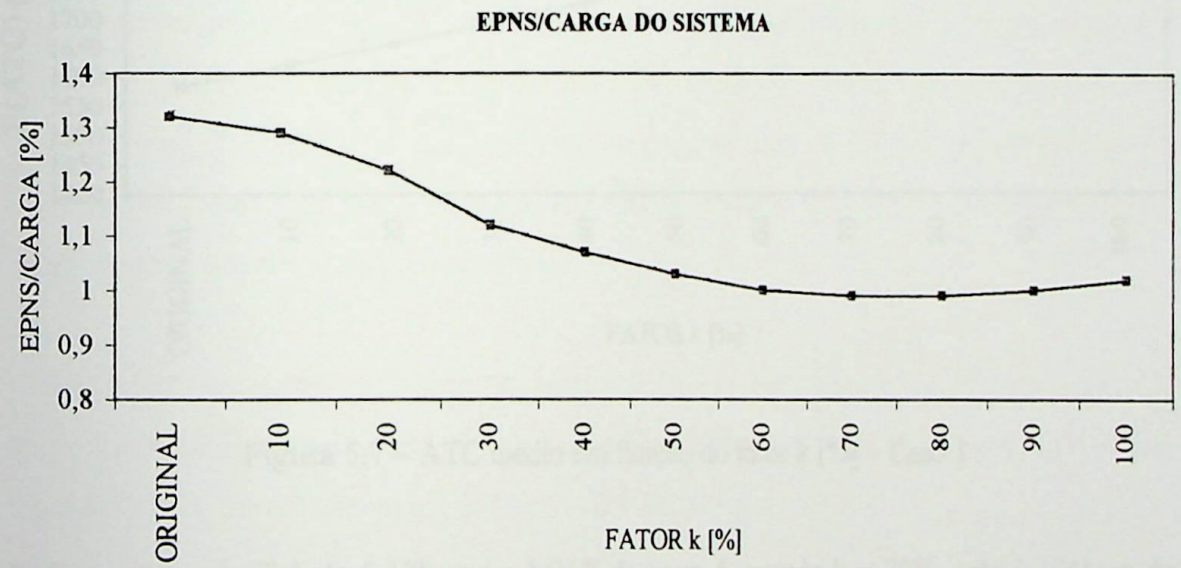


Figura 5.6 – EPNS/CARGA do sistema em função do fator k – Caso 1

Da mesma forma, aplica- se para cada caso o programa de determinação da capacidade de transferência (ATC). A Tabela 5.15 apresenta os valores médios de ATC em cada caso.

Tabela 5.15 – Valor médio do ATC em função do fator k – Caso 1

FATOR K [%]	VALOR MÉDIO DO ATC [MW]
10	1622
20	1658
30	1693
40	1728
50	1763
60	1796
70	1821
80	1844
90	1867
100	1886

O gráfico mostrado na Figura 5.7 ilustra como ficam as capacidades de transferência em cada caso analisado incluindo a capacidade de transferência original.

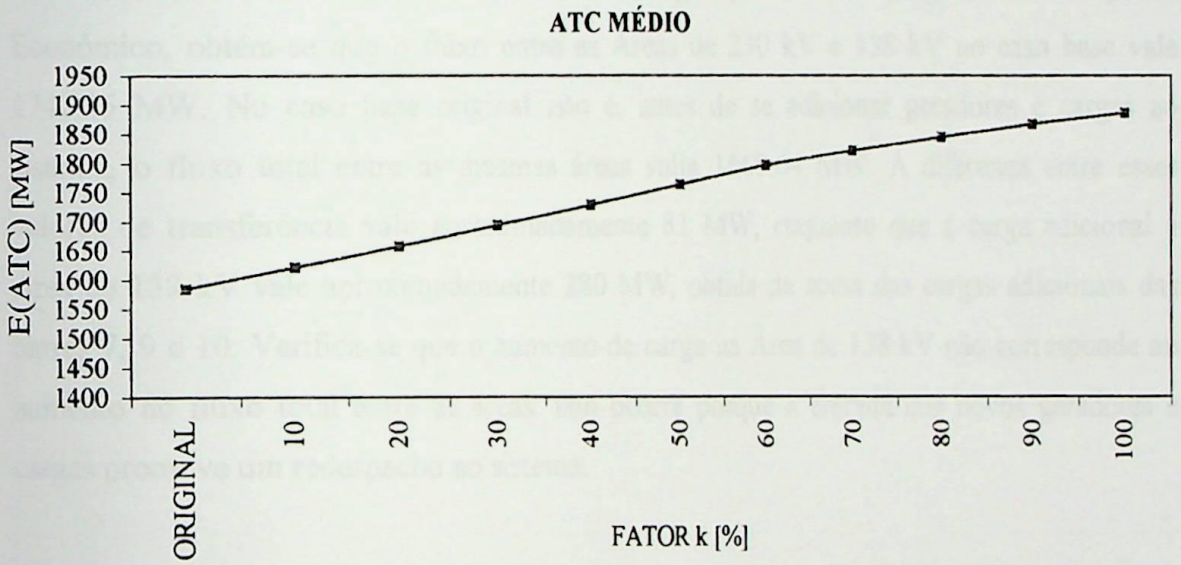


Figura 5.7 – ATC médio em função do fator k [%] – Caso 1

Pode-se notar da Tabela 5.13b que a LOLP da barra 6 quando k = 70%, vale 0.3641 sendo maior que o limite admissível de 0.3. Quanto ao sistema, verifica-se que o mesmo só violaria o limite da LOLP com k = 80%. Verifica-se ainda que os limites aceitáveis de EPNS/CARGA são atendidos para todos os valores de k. Conclui-se portanto, que o máximo valor de k admissível é 60%, onde a LOLP da barra 6 vale 0.2787.

Dessa forma, os valores máximos de geração e carga a serem adicionados ao sistema são os seguintes:

Tabela 5.16 – Geração e carga adicional máxima por barra – Caso 1

BARRA	GERAÇÃO ADICIONAL [MW]	CARGA ADICIONAL [MW]
13	28.2	-
14	234.1	-
15	16.7	-
7	-	81.7
9	-	150.1
10	-	47.3

Conclui-se que para o nível mínimo de confiabilidade especificado, os máximos valores de geração e carga que podem ser adicionados ao sistema com o objetivo de maximizar a transferencia são aqueles obtidos quando se transformam 60% dos valores médios de injeção positiva em geradores e 60% dos valores de injeção negativa em cargas.

Ao se simular o sistema com essa nova configuração em um programa de Despacho Econômico, obtém-se que o fluxo entre as Áreas de 230 kV e 138 kV no caso base vale 1742.35 MW. No caso base original isto é, antes de se adicionar geradores e cargas ao sistema, o fluxo total entre as mesmas áreas valia 1660.64 MW. A diferença entre esses valores de transferência vale aproximadamente 81 MW, enquanto que a carga adicional à Área de 138 kV vale aproximadamente 280 MW, obtida da soma das cargas adicionais das barras 7, 9 e 10. Verifica-se que o aumento de carga na Área de 138 kV não corresponde ao aumento no fluxo total entre as áreas. Isto ocorre porque a entrada dos novos geradores e cargas promove um redespacho no sistema.

É interessante observar que o caso em que k = 60%, isto é, o caso em que se transforma 60% dos valores médios de injeção extra em geradores e cargas é aquele que apresenta o menor valor de LOLP para o sistema, o que pode ser visto na Figura 5.5.

5.7.2 Resultados – Caso 2

Neste caso, o fator de carregamento do sistema vale 1.5. Como se trata de um caso menos estressado, o nível de confiabilidade do sistema é com certeza muito melhor que o do caso anterior. Com isso, os critérios aceitáveis serão modificados como indica a Tabela 5.17.

Tabela 5.17 – Nível mínimo de confiabilidade aceitável – Caso 2

ÍNDICE	SISTEMA	BARRA
LOLP	0.14	0.12
EPNS/CARGA [%]	1.00	6.00

Ao se aplicar o algoritmo de ATC com injeções extra positivas em todas as barras da Área de 230 kV e injeções extra negativas em todas as barras da área de 138 kV, chega-se aos seguintes valores de injeção extra:

Tabela 5.18 – Valores médios de injeção extra – Caso 2, Primeira simulação

BARRAS DE INJEÇÃO EXTRA POSITIVA	
BARRA	INJEÇÃO [MW]
21	18.77
13	237.95
14	319.78
15	0.17
16	6.90
17	3.44
18	2.07
19	7.12
20	5.12
22	0.97
23	13.22
BARRAS DE INJEÇÃO EXTRA NEGATIVA	
BARRA	INJEÇAO [MW]
1	7.10
2	5.26
3	28.09
4	3.39
5	7.77
6	2.00
7	88.41
8	2.53
9	367.12
10	103.93

Por terem apresentado os maiores valores de injeção extra, serão escolhidas as barras 21, 13, 14 e 7, 9, 10 para se proceder uma segunda simulação de ATC com injeções extra e posterior aplicação da metodologia de determinação dos valores máximos de geração e carga adicionais. Da segunda simulação de ATC com injeções extra obtém-se:

Tabela 5.19 – Valores médios de injeção extra – Caso 2, Segunda simulação

BARRAS DE INJEÇÃO EXTRA POSITIVA	
BARRA	INJEÇÃO [MW]
21	104.35
13	218.93
14	289.73
BARRAS DE INJEÇÃO EXTRA NEGATIVA	
BARRA	INJEÇAO [MW]
7	85.23
9	402.02
10	126.20

Com isso, os novos geradores e cargas a serem gradualmente adicionados ao sistema estão apresentados na Tabela 5.20, em função o parâmetro k.

Tabela 5.20 – Novos valores de geração e carga a serem adicionados ao sistema – Caso 2

K [%]	GERAÇÃO ADICIONAL [MW]			CARGA ADICIONAL [MW]		
	BARRA 21	BARRA 13	BARRA 14	BARRA 7	BARRA 9	BARRA 10
10	10.4	21.9	29.0	8.5	40.2	12.6
20	20.9	43.8	57.9	17.0	80.4	25.2
30	31.3	65.7	86.9	25.6	120.6	37.9
40	41.8	87.6	115.9	34.1	160.8	50.5
50	52.2	109.5	144.9	42.6	201.0	63.1
60	62.6	131.3	173.8	51.1	241.2	75.7
70	73.1	153.2	202.8	59.6	281.4	88.3
80	83.5	175.1	231.8	68.2	321.6	101.0
90	94.0	197.0	260.7	76.7	361.8	113.6
100	104.4	218.9	289.7	85.2	402.0	126.2
110	114.8	240.8	318.7	93.7	442.2	138.8
120	125.3	262.7	347.6	102.2	482.4	151.4

Para cada um destes casos aplica-se um programa de análise da confiabilidade composta. Os resultados obtidos são apresentados nas Tabelas 5.21a, 5.21b, 5.22a, e 5.22b.

Tabela 5.21a – LOLP das barras e do sistema para k = 10% a 70% - Caso2

BARRA / K	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%
1	0.1080	0.1073	0.1083	0.1071	0.1076	0.1057	0.1055
2	0.1044	0.1047	0.1053	0.1058	0.1063	0.1035	0.1042
3	0.1047	0.1049	0.1059	0.1060	0.1066	0.1042	0.1052
4	0.1044	0.1047	0.1053	0.1055	0.1063	0.1037	0.1045
5	0.1044	0.1047	0.1053	0.1055	0.1061	0.1035	0.1042
6	0.1063	0.1065	0.1075	0.1079	0.1087	0.1062	0.1072
7	0.1042	0.1044	0.1051	0.1052	0.1058	0.1035	0.1074
8	0.1044	0.1047	0.1053	0.1055	0.1066	0.1040	0.1047
9	0.1044	0.1047	0.1053	0.1058	0.1063	0.1045	0.1072
10	0.1052	0.1063	0.1072	0.1081	0.1092	0.1065	0.1072
13	0.1044	0.1047	0.1053	0.1055	0.1063	0.1037	0.1045
14	0.1102	0.1076	0.1075	0.1073	0.1084	0.1055	0.1059
15	0.1044	0.1047	0.1053	0.1055	0.1061	0.1035	0.1042
16	0.1102	0.1106	0.1112	0.1113	0.1120	0.1085	0.1092
18	0.1044	0.1047	0.1053	0.1055	0.1061	0.1035	0.1042
19	0.1047	0.1047	0.1053	0.1055	0.1061	0.1035	0.1042
20	0.1044	0.1047	0.1053	0.1055	0.1061	0.1035	0.1042
SISTEMA	0.1222	0.1194	0.1197	0.1194	0.1217	0.1195	0.1230

Tabela 5.21b – LOLP das barras e do sistema para k = 80% a 140% - Caso 2

BARRA / K	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%
1	0.1073	0.1118	0.1115	0.1121	0.1098	0.1142	0.0980
2	0.1063	0.1095	0.1107	0.1113	0.1084	0.1096	0.0541
3	0.1078	0.1110	0.1134	0.1167	0.1154	0.1274	0.0734
4	0.1065	0.1097	0.1113	0.1119	0.1086	0.1103	0.0285
5	0.1063	0.1095	0.1110	0.1116	0.1084	0.1096	0.0325
6	0.1093	0.1126	0.1142	0.1159	0.1134	0.1151	0.0136
7	0.1095	0.1128	0.1139	0.1156	0.1148	0.1168	0.0133
8	0.1070	0.1102	0.1115	0.1121	0.1100	0.1122	0.0046
9	0.1118	0.1149	0.1160	0.1167	0.1276	0.1686	0.2313
10	0.1093	0.1126	0.1139	0.1143	0.1090	0.1094	0.0000
13	0.1063	0.1095	0.1107	0.1113	0.1082	0.1094	0.0000
14	0.1085	0.1120	0.1128	0.1135	0.1110	0.1129	0.0089
15	0.1063	0.1095	0.1107	0.1113	0.1082	0.1094	0.0000
16	0.1108	0.1139	0.1147	0.1156	0.1130	0.1153	0.0129
18	0.1063	0.1095	0.1107	0.1113	0.1082	0.1094	0.0000
19	0.1063	0.1095	0.1107	0.1113	0.1082	0.1094	0.0000
20	0.1063	0.1095	0.1107	0.1113	0.1082	0.1094	0.0000
SISTEMA	0.1278	0.1326	0.1326	0.1368	0.1476	0.1956	0.3507

Tabela 5.22a – EPNS/CARGA [%] das barras e do sistema para k = 10% a 70% - Caso 2

BARRA / K	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%
1	5.17	4.71	4.29	3.84	3.40	2.94	2.53
2	0.58	0.58	0.57	0.56	0.56	0.54	0.53
3	0.58	0.58	0.57	0.56	0.56	0.55	0.55
4	0.58	0.58	0.57	0.56	0.56	0.56	0.55
5	0.58	0.58	0.57	0.56	0.55	0.54	0.53
6	0.60	0.60	0.59	0.59	0.60	0.57	0.57
7	0.57	0.57	0.56	0.56	0.55	0.54	0.54
8	0.58	0.58	0.57	0.56	0.56	0.56	0.56
9	0.58	0.58	0.57	0.56	0.56	0.55	0.56
10	0.58	0.59	0.59	0.60	0.60	0.61	0.62
13	0.58	0.58	0.57	0.56	0.55	0.54	0.54
14	0.68	0.66	0.64	0.63	0.61	0.59	0.58
15	0.58	0.58	0.57	0.56	0.55	0.54	0.53
16	1.10	1.11	1.09	1.07	1.07	1.04	1.02
18	0.58	0.58	0.57	0.56	0.55	0.54	0.53
19	0.58	0.58	0.57	0.56	0.55	0.54	0.53
20	0.58	0.58	0.57	0.56	0.55	0.54	0.53
SISTEMA	0.78	0.76	0.73	0.71	0.69	0.66	0.64

Tabela 5.22b – EPNS/CARGA das barras e do sistema para k = 80% a 140% - Caso 2

BARRA / K	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%
1	2.14	1.80	1.40	1.12	1.02	1.12	7.52
2	0.53	0.54	0.54	0.54	0.54	0.55	4.57
3	0.56	0.57	0.58	0.61	0.64	0.72	2.34
4	0.54	0.55	0.55	0.57	0.56	0.56	1.58
5	0.53	0.54	0.54	0.55	0.54	0.53	1.10
6	0.59	0.60	0.63	0.77	0.84	0.85	0.66
7	0.55	0.57	0.60	0.63	0.67	0.70	0.27
8	0.56	0.57	0.57	0.58	0.60	0.68	0.31
9	0.58	0.63	0.66	0.69	0.76	0.95	1.23
10	0.63	0.65	0.66	0.62	0.55	0.53	0.00
13	0.53	0.54	0.54	0.54	0.53	0.52	0.00
14	0.58	0.58	0.58	0.59	0.63	0.65	0.27
15	0.53	0.54	0.54	0.54	0.53	0.52	0.00
16	1.01	1.01	0.98	0.97	0.97	0.81	0.36
18	0.53	0.54	0.54	0.54	0.53	0.52	0.00
19	0.53	0.54	0.54	0.54	0.53	0.52	0.00
20	0.53	0.54	0.54	0.54	0.53	0.52	0.00
SISTEMA	0.63	0.63	0.63	0.63	0.64	0.67	0.83

Para visualização do comportamento dos índices de confiabilidade, apresenta-se nas Figuras 5.8 e 5.9 os gráficos da LOLP e da EPNS/CARGA do sistema.

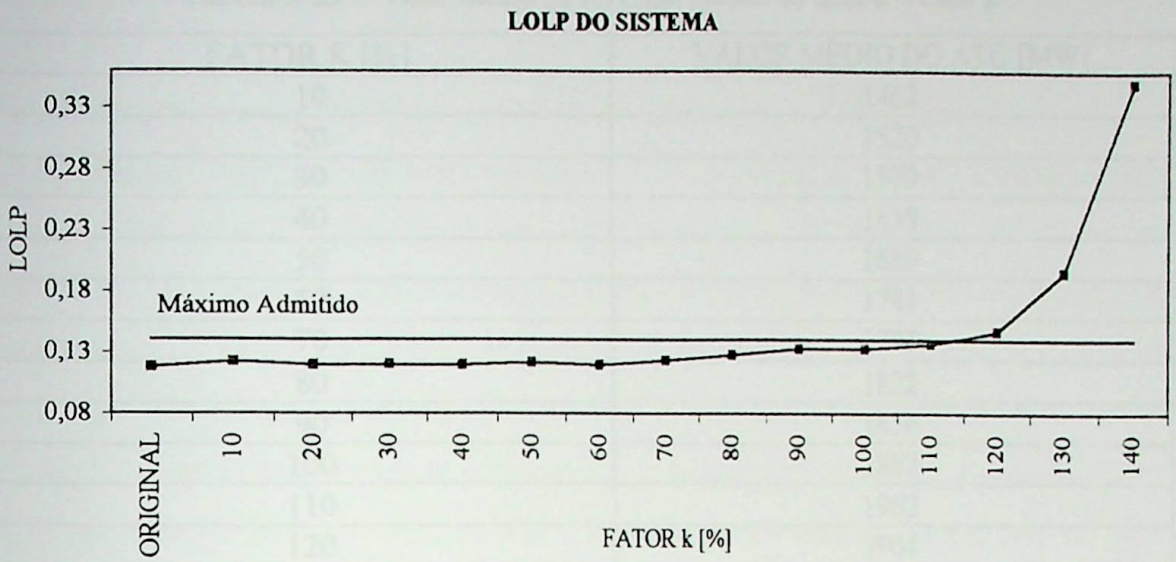


Figura 5.8 – LOLP do sistema em função do fator k – Caso 2

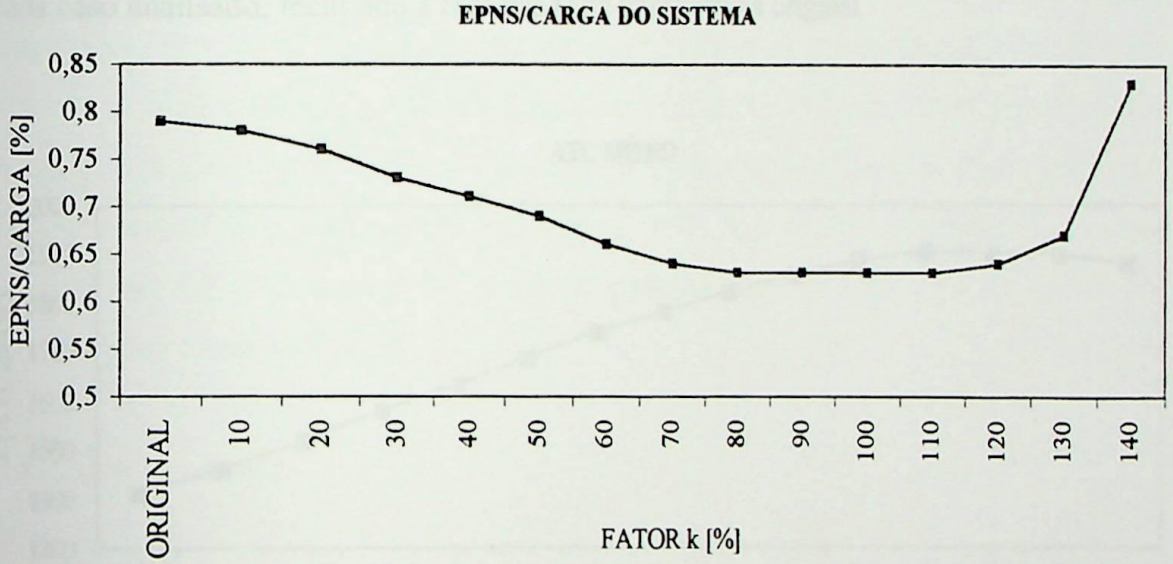


Figura 5.9 – EPNS/CARGA do sistema em função do fator k – Caso 2

Aplicando-se para cada caso o programa de determinação da capacidade de transferência, tem-se os valores médios de ATC como mostra a Tabela 5.23 a seguir.

Tabela 5.23 – Valor médio do ATC em função do fator k – Caso 2

FATOR K [%]	VALOR MÉDIO DO ATC [MW]
10	1462
20	1520
30	1579
40	1635
50	1689
60	1741
70	1783
80	1822
90	1856
100	1887
110	1902
120	1904
130	1896
140	1878

O gráfico mostrado na Figura 5.10 ilustra como ficam as capacidades de transferência em cada caso analisado, incluindo a capacidade de transferência original.

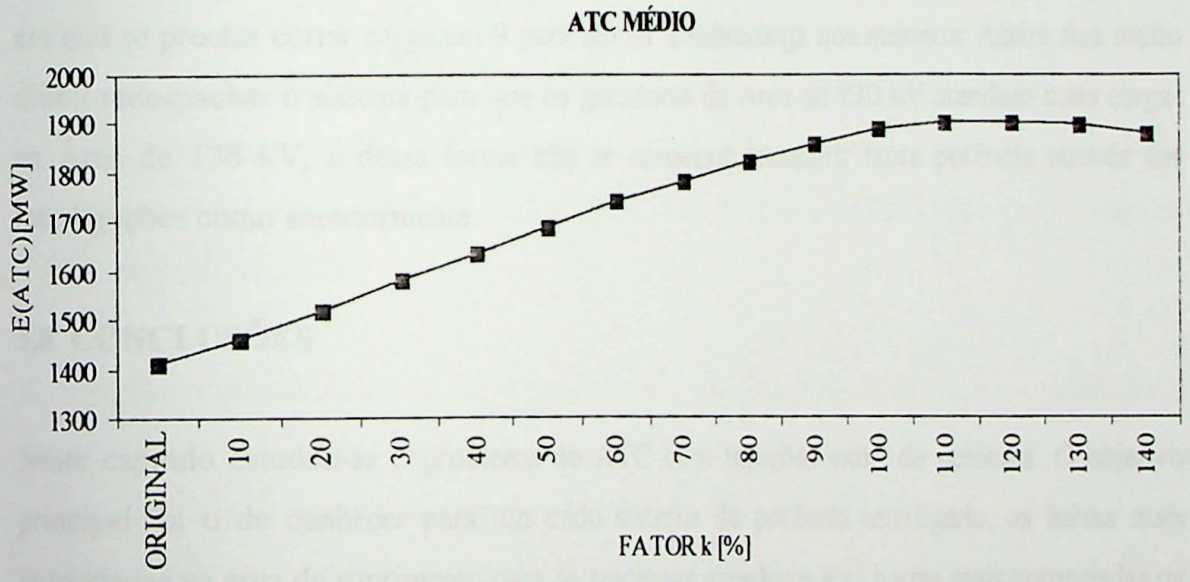


Figura 5.10 – ATC médio em função do fator k [%] – Caso 2

Pode-se observar do gráfico apresentado na Figura 5.8 que a primeira violação aos critérios estabelecidos só ocorre quando k = 120%, sendo bem maior que os 60% obtidos no Caso 1. Isso realmente poderia ser esperado, uma vez que o sistema neste caso está menos estressado

que no Caso 1, o que quer dizer que o mesmo seria capaz de receber uma maior quantidade de novos geradores e cargas.

Esta aplicação revela um interessante comportamento da LOLP e do valor médio de transferência. Da Figura 5.8 observa-se que a LOLP do sistema aumenta gradativamente com o fator k até k = 120%. Quando k atinge 130%, o valor da LOLP apresenta um salto e, em 140% apresenta mais um grande aumento. Da Tabela 5.21b nota-se que este aumento se deve ao aumento da LOLP da barra 9. Investigando-se este fato, descobriu-se que para os casos base obtidos com $k \geq 130\%$ os transformadores 3-24 e 11-9 estão com seus carregamentos no limite. Estes transformadores são responsáveis por grande parte da potência fornecida à barra 9. Logo, quando ocorrem contingências, a carga da barra 9 deve ser cortada para se evitar sobrecargas nestes equipamentos e por isso sua LOLP cresce muito.

É ainda interessante notar que a partir de k = 120%, o valor esperado da capacidade de transferência começa a decrescer. Verifica-se que este fenômeno ocorre em função da diminuição da probabilidade associada aos valores mais altos de transferência. Este fato por sua vez se deve ao carregamento dos transformadores 24-3 e 11-9, pois são muitos os estados em que se precisa cortar carga em 9 para aliviar a sobrecarga nos mesmos. Assim fica muito difícil redespachar o sistema para que os geradores da Área de 230 kV atendam mais cargas na Área de 138 kV, e dessa forma não se consegue transferir tanta potência através das interligações como anteriormente.

5.8 CONCLUSÕES

Neste capítulo estudou-se o problema do ATC com injeções extra de potência. O objetivo principal foi o de conhecer para um dado sistema de potência interligado, as barras mais apropriadas na área de suprimento para se adicionar geradores e as barras mais apropriadas na área de demanda para se adicionar novas cargas, de modo que se conseguisse maximizar a transferência entre as mesmas. Para tanto, foi desenvolvido um algoritmo baseado em modelo DC, simulação Monte Carlo e Programação Linear.

O algoritmo busca a cada estado selecionado maximizar a transferência através das interligações com mínimo corte de carga, utilizando-se para isso o redespacho das unidades geradoras e injeções extra de potência em barras pré-especificadas. Ao final do processo,

obtém-se como resultados os valores médios de injeção extra nas barras especificadas, bem como uma PDF para a máxima transferência possível e as estimativas para a probabilidade de perda de carga e potência média não suprida para o sistema e cada uma de suas barras.

Verificou-se que a PDF obtida e as estimativas de probabilidade de perda de carga e potência média não suprida não correspondem ao ATC e aos índices LOLP e EPNS que se obtém ao adicionar geradores e cargas correspondentes aos valores médios de injeção extra determinados. Apresentou-se justificativas para esse comportamento e concluiu-se que o grande responsável pela não-correspondência entre estas quantidades é a diferença existente entre injeções extra negativas e cargas e também entre injeções extra positivas e geradores, no que diz respeito à análise de confiabilidade composta do sistema. Verificado este comportamento, propôs-se uma metodologia para se ter acesso aos índices de confiabilidade e à capacidade de transferência resultantes da adição de novas cargas e geradores ao sistema.

A metodologia é baseada em aplicações sucessivas do programa de análise de confiabilidade composta e por isso garante acesso aos índices desejados. Da mesma forma, aplica-se ao sistema o programa de determinação do ATC, permitindo quantificar a capacidade de transferência obtida. Com a aplicação desta metodologia, determina-se para as barras indicadas pelo algoritmo de ATC com injeções extra, as quantidades máximas de geração e carga que podem ser adicionadas ao sistema de maneira a se maximizar a transferência de potência através das interligações, mantendo-se o nível de confiabilidade do sistema dentro de limites pré-especificados.

É importante ressaltar que os resultados obtidos são dependentes de algumas premissas já apresentadas. Uma delas implica em que os valores dos novos geradores e cargas são proporcionais aos valores médios das respectivas injeções extra. Isso na realidade é uma simplificação que apenas facilita a aplicação da metodologia, embora se possa fazer de forma diferente. Uma outra simplificação foi a de se adicionar geradores e cargas em igual quantidade. Na realidade, o programa permite a adição de geradores e cargas de forma independente. Caso se adicione mais geração que carga, o que acontece é uma melhora no nível de confiabilidade do sistema de geração que por sua vez fará com que o valor esperado da capacidade de transferência tenha um aumento. No entanto, para o caso base, a transferência sofreria alterações somente em resposta ao redespacho das outras unidades.

As aplicações feitas com o sistema IEEE-RTS ilustraram a metodologia. O comportamento do valor médio do ATC mostrou que ao contrário do que se poderia esperar, nem sempre a adição de geradores e cargas ao sistema implica em um aumento da capacidade de transferência. Este resultado ressalta a importância das restrições impostas pelos limites de transmissão dos elementos do sistema.

Uma possível utilização do algoritmo de ATC com injeções extra seria em conjunto com o algoritmo de utilização ótima da capacidade de transmissão. Poderia-se utilizar o primeiro para se determinar os melhores pontos de negociação. Em seguida, poderia-se aplicar o segundo, determinando a quantidade a ser gerada/consumida nestes pontos de tal forma que se obtivesse o ponto mais econômico para o sistema.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES

Neste trabalho propôs-se um algoritmo para a determinação de uma função densidade de probabilidade para a capacidade de transferência disponível entre áreas de um sistema de potência interligado. Foi verificado que se não forem alterados parâmetros elétricos (configuração do sistema) e de confiabilidade (custos de interrupção), a função densidade de probabilidade do ATC permanece inalterada. Dessa forma, pode-se usar essa função para se fazer análises de risco. Uma vez definido um risco aceitável, é possível determinar o máximo valor de transferência que não viole o mesmo.

Não necessariamente, valores de transferência cujo risco seja aceitável implicam em valores econômicos aceitáveis. Por este motivo, estudou-se o problema da utilização ótima da capacidade de transmissão, cujo objetivo é estabelecer os carregamentos adequados nas linhas de interligação. Tais carregamentos implicam em mínimo valor esperado para os custos de geração e interrupção do sistema, e se tornam limites que separam as porções firme e interruptível do ATC.

O Capítulo 2 apresentou uma revisão dos métodos de enumeração e simulação Monte Carlo não-seqüencial para a avaliação da confiabilidade composta. Neste capítulo foi apresentado o algoritmo para análise de confiabilidade utilizado no programa desenvolvido. Foram definidas as políticas de corte de carga que seriam utilizadas, bem como as características de cada uma delas. Utilizou-se o sistema IEEE-RTS para aplicações deste programa, que serviram de base para comparação com resultados obtidos de simulações em capítulos posteriores.

No Capítulo 3 estudou-se uma forma de utilizar de maneira ótima o sistema de transmissão que interliga áreas de um sistema de potência. Propôs-se um algoritmo capaz de identificar entre uma série de carregamentos das linhas de transmissão, aqueles que implicam em menores valores esperados de custo de geração e interrupção. Verificou-se que o efeito da diminuição dos custos de interrupção da carga é o de aumentar os valores de fluxo através das interligações, visto que com o custo de interrupção baixo, fica mais vantajoso vender o

máximo possível de energia como firme. Verificou-se também que as restrições de transmissão internas de cada área são de fundamental importância para o estabelecimento dos carregamentos adequados nas linhas de interligação e podem inviabilizar transações envolvendo certas barras do sistema.

O Capítulo 4 tratou da determinação do ATC, ou capacidade de transferência disponível entre sistemas interligados. Foi dado um enfoque probabilístico devido ao fato de a capacidade de transferência ser dependente de fatores que possuem natureza aleatória. Desta forma, a capacidade de transferência foi interpretada como uma variável aleatória. Propôs-se um algoritmo para a determinação de uma função densidade de probabilidade para o ATC. Desta forma, é possível avaliar-se os riscos associados em contratos de venda de energia baseados em certos valores de transferência através das interligações do sistema.

A função densidade de probabilidade determinada pode ser interpretada como sendo a função densidade de probabilidade da máxima transferência possível entre as áreas do sistema em questão, de forma que o nível de confiabilidade do mesmo seja preservado. Estudou-se o efeito das políticas de corte de carga sobre a capacidade de transferência e verificou-se estas podem afetar o ATC de maneira significativa. O algoritmo proposto nesta dissertação utiliza uma única função custo onde se procura atingir os objetivos de cortar o mínimo de carga e maximizar a transferência através das interligações. Um estudo comparativo foi feito entre o algoritmo de otimização única proposto nesta dissertação e um algoritmo baseado no proposto em [MMG97]. Concluiu-se que é possível a determinação da capacidade de transferência utilizando-se uma única otimização, desde que os objetivos de cortar o mínimo de carga e maximizar a transferência sejam devidamente ponderados.

Por fim, o Capítulo 5 tratou da determinação das barras mais adequadas para se adicionar novos geradores e das barras mais apropriadas para se adicionar novas cargas com o objetivo de maximizar transferência entre as áreas mantendo-se o nível de confiabilidade do sistema dentro de limites pré-especificados. Para tanto, foi desenvolvido um algoritmo que utiliza injeções extra de potência determinadas através da otimização de uma função custo que leva em consideração a máxima transferência e o mínimo corte de carga. Constatou-se que o algoritmo proposto era capaz de indicar de forma satisfatória as barras mais apropriadas para se instalarem os novos agentes, contudo os valores máximos permitidos de carga e geração em cada barra não poderiam ser respondidos pelo mesmo. Propôs-se então uma metodologia

baseada em aplicações sucessivas do programa de confiabilidade para cada estágio de modificação proposta ao sistema. Desta forma, pôde-se verificar o impacto da entrada dos novos agentes sobre o sistema e decidir se essa entrada seria ou não benéfica. Ao final, obteve-se os valores máximos admissíveis de carga e geração adicionais em cada barra de forma que a transferência fosse maximizada e o nível aceitável de confiabilidade tivesse sido respeitado.

Os algoritmos e metodologias propostos podem ser úteis na operação e no planejamento de sistemas de transmissão, quando da necessidade da determinação de capacidades de transferência disponíveis e de carregamentos mais adequados para linhas de interligação.

Sugere-se para futuros trabalhos, alguns desenvolvimentos que dão continuidade ao presente trabalho:

- Incluir modelos AC de forma que sejam considerados limites relacionados com tensão e estabilidade;
- Aplicar os conceitos estudados a um sistema de potência de grande porte;
- Desenvolver uma estrutura que de forma sistemática, verifique antes da aplicação do algoritmo de confiabilidade composta, se o caso base estressado em questão respeita o critério estabelecido para o risco de não-transferência. Desta forma, poderia-se economizar tempo de simulação, visto que o algoritmo de análise de confiabilidade só seria aplicado se o caso base estressado respeitasse o risco máximo de não-transferência.
- Modificar o programa para que possa ser incluída a política de mínimo custo de interrupção. Dessa forma poderia-se comparar os resultados de ATC com mínimo corte de carga com aqueles obtidos com a política de mínimo custo de interrupção.
- Modificar o processo de otimização, de forma a trabalhar com um PL de *base reduzida*. Desta forma, restrições correspondentes a circuitos cujos carregamentos estão longe da capacidade máxima não são incorporadas ao PL, reduzindo-se a dimensão do problema e o tempo gasto em cada otimização.
- Combinar os procedimentos de ATC com Injeções Extra e Utilização Ótima da Capacidade de Transmissão. Poderia-se desenvolver um estudo da utilização ótima da capacidade de transmissão considerando-se como pontos de compra e venda, as barras determinadas por um estudo de ATC com injeções extra. Desta forma, buscar-se-ia um

aproveitamento ótimo da transmissão sendo que os locais das novas transações são aqueles que implicam em máxima transferência entre as áreas do sistema.

APÊNDICE

IEEE RELIABILITY TEST SYSTEM

INTRODUÇÃO

O sistema IEEE RTS possui 24 barras, 38 circuitos e 32 unidades geradoras distribuídas entre 14 usinas. A capacidade total instalada é de 3405 MW e a carga total de pico vale 2850 MW.

DADOS DO SISTEMA

As tabelas dadas a seguir apresentam os principais dados do sistema.

A Tabela A.1 apresenta os dados das classes de usinas presentes no sistema. Embora não se determine índices de freqüência e duração nos programas utilizados nesta dissertação, as taxas de falha e tempos médios de reparo são utilizados para a determinação das F.O.R (*Forced Outage Rate*) das unidades geradoras e linhas de transmissão.

Tabela A.1 – Dados de classes de usina

CLASSE	NOME	ESTADOS	λ (1/Ano)	MTTR (Horas)
1	Classe 1	2	2.97959	60.00
2	Classe 2	2	19.4667	50.00
3	Classe 3	2	4.42424	20.00
4	Classe 4	2	4.46939	40.00
5	Classe 5	2	7.30000	50.00
6	Classe 6	2	9.12500	40.00
7	Classe 7	2	9.22105	50.00
8	Classe 8	2	7.61739	100.00
9	Classe 9	2	7.96364	150.00

A Tabela A.2 apresenta os principais dados das usinas geradoras do sistema.

Tabela A.2 – Dados de usina

USINA	NOME	BARRA	UNIDADES	CLASSE	POT. ATIVA [MW]	
					MIN.	MAX.
1	Usina-1	15	5	1	6	12
2	Usina-2	1	2	2	10	20
3	Usina-3	2	2	2	10	20
4	Usina-4	1	2	4	30	76
5	Usina-5	2	2	4	30	76
6	Usina-6	7	3	5	60	100
7	Usina-7	15	1	6	80	155
8	Usina-8	16	1	6	80	155
9	Usina-9	23	2	6	80	155
10	Usina-10	13	3	7	80	197
11	Usina-11	23	1	8	150	350
12	Usina-12	18	1	9	200	400
13	Usina-13	21	1	9	200	400
14	Usina-14	22	6	3	16	50

Na Tabela A.3 estão presentes os valores de pico de potência ativa das cargas das barras.

Tabela A.3 – Dados de carga

BARRA	CARGA [MW]
1	108.3
2	96.9
3	179.5
4	74.1
5	71.6
6	136.8
7	125.4
8	171.0
9	173.9
10	193.8
13	265.0
14	193.8
15	316.3
16	99.8
18	333.5
19	182.4
20	128.3

Os dados determinísticos de circuitos como resistência (RES), reatância (X), susceptância (SUS) e capacidade (CAP) são apresentados na Tabela A.4.

Tabela A.4 – Dados determinísticos de circuitos

DE	PARA	R [%]	X [%]	SUS [%]	CAP [MW]
1	2	0.26	1.39	46.10	175.0
1	3	5.46	21.12	5.72	175.0
1	5	2.18	8.45	2.29	175.0
2	4	3.28	12.67	3.43	175.0
2	5	4.97	19.20	5.20	175.0
3	9	3.08	11.90	3.22	175.0
3	24	0.23	8.39	0.00	400.0
4	9	2.68	10.37	2.81	175.0
5	10	2.28	8.83	2.39	175.0
6	10	1.39	6.05	245.90	175.0
7	8	1.59	6.14	1.66	175.0
8	9	4.27	16.51	4.47	175.0
8	10	4.27	16.51	4.47	175.0
9	11	0.23	8.39	0.00	400.0
9	12	0.23	8.39	0.00	400.0
10	11	0.23	8.39	0.00	400.0
10	12	0.23	8.39	0.00	400.0
11	13	0.61	4.76	9.99	500.0
11	14	0.54	4.18	8.79	500.0
12	13	0.61	4.76	9.99	500.0
12	23	1.24	9.66	20.30	500.0
13	23	1.11	8.65	18.18	500.0
14	16	0.50	3.89	8.18	500.0
15	16	0.22	1.73	3.64	500.0
15	21	0.63	4.90	10.30	500.0
15	21	0.63	4.90	10.30	500.0
15	24	0.67	5.19	10.91	500.0
16	17	0.33	2.59	5.45	500.0
16	19	0.30	2.31	4.85	500.0
17	18	0.18	1.44	3.03	500.0
17	22	1.35	10.53	22.12	500.0
18	21	0.33	2.59	5.45	500.0
18	21	0.33	2.59	5.45	500.0
19	20	0.51	3.96	8.33	500.0
19	20	0.51	3.96	8.33	500.0
20	23	0.28	2.16	4.55	500.0
20	23	0.28	2.16	4.55	500.0
21	22	0.87	6.78	14.24	500.0

Na Tabela A.5 apresenta-se os dados estocásticos dos circuitos.

Tabela A.5 – Dados estocásticos de circuitos

DE	PARA	λ (1/Ano)	MTTR (Horas)
1	2	0.24	16.00
1	3	0.51	10.00
1	5	0.33	10.00
2	4	0.39	10.00
2	5	0.48	10.00
3	9	0.38	10.00
3	24	0.02	768.00
4	9	0.36	10.00
5	10	0.34	10.00
6	10	0.33	35.00
7	8	0.30	10.00
8	9	0.44	10.00
8	10	0.44	10.00
9	11	0.02	768.00
9	12	0.02	768.00
10	11	0.02	768.00
10	12	0.02	768.00
11	13	0.40	11.00
11	14	0.39	11.00
12	13	0.40	11.00
12	23	0.52	11.00
13	23	0.49	11.00
14	16	0.38	11.00
15	16	0.33	11.00
15	21	0.41	11.00
15	21	0.41	11.00
15	24	0.41	11.00
16	17	0.35	11.00
16	19	0.34	11.00
17	18	0.32	11.00
17	22	0.54	11.00
18	21	0.35	11.00
18	21	0.35	11.00
19	20	0.38	11.00
19	20	0.38	11.00
20	23	0.34	11.00
20	23	0.34	11.00
21	22	0.45	11.00

Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI
Biblioteca MAUÁ EFEI

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[EPRI91] EPRI, Simultaneous Transfer Capability: Direction for Software Development, Report EL-7351, January 1991.

[FS97a] R.W. Ferrero, S.M. Shahidehpour, "Dynamic Economic Dispatch in Deregulated Systems", *Electric Power & Energy Systems*, Vol. 19, No. 7, pp. 433-439, Oct. 1997.

[FS97b] R.W. Ferrero, S.M. Shahidehpour, Optimality Conditions in Power Transactions in Deregulated Power Pools", *Electric Power Systems Research*, Vol. 42, pp. 209-214, Oct. 1997.

[H97] G. Hamoud, "Available Transfer Capability of the Ontario Hydro System", *Ontario Hydro Internal Report*, March 1997.

[HK75] G.T. Heydt, B.M. Katz, "A Stochastic Model in Simultaneous Interchange Capacity Calculations", *IEEE Trans. on PAS*, Vol. PAS-94, No. 2, Mar/Apr, 1975, pp. 350-359;

[I90] Reliability Assessment of Composite Generation and Transmission Systems, IEEE Tutorial Course No. 90EH03111-PWR,1990

[IEEE79] IEEE APM Subcommittee, "IEEE Reliability Test System", *IEEE Trans. on PAS*, Vol. PAS-99, pp. 2047-2054, Nov/Dec. 1979.

[L96] J.W. Marangon Lima, "Allocation of Transmission Fixed Charges: An Overview", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 11 No. 3, pp. 1409-1418, Aug. 1996.

[LDP85] M.G. Lauby, J.H. Doudna, R.W. Polezky, "The Procedure Used in the Probabilistic Transfer Capability Analysis of the MAPP Region Bulk Transmission System", *IEEE Trans. on PAS*, Vol. PAS-94, No. 11, Nov. 1985.

[LMA99] A. M. Leite da Silva, J. W. Marangon Lima, G. J. Anders, "Available Transmission Capability", IEEE Trans. On Power Systems, Vol 14, No 4, pp. 1299-1305, Nov. 1999.

[LPS89] A. M. Leite da Silva, M. V. F. Pereira, M. Th. Schilling, "Power Systems Analysis Under Uncertainties – Concepts and Techniques", II Symp. Of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning (SEPOPE), São Paulo, Brazil, 1989.

[LTA72] G.L. Landgren, H.L. Terhune, R.K. Angel, "Transmission Interchange Capability - Analysis by Computer", *IEEE Trans. on PAS*, Vol. PAS-91, No. 6, Nov/Dec, 1972, pp. 2405-2413;

[IYZ97] M.D.Ilic, Y.T. Yoon, A. Zobian, "Available Transmission Capacity (ATC) and Its Value Under Open Access", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 12, No.2, pp. 636-645, May 1997.

[M98] H.M. Merryl, "Probabilistic Available Capacity", Paper presented at panel discussion on Risk Analysis of ATC, IEEE PES Winter Meeting, FL, Feb. 1998.

[MLP97] J.C.O. Mello, A.M. Leite da Silva, M.V.F. Pereira, "Efficient Loss of Load Cost Evaluation by Combined Pseudo-Sequential and State Transition Simulation", *IEE Proc. Part C*, Vol. 144, No. 2, pp. 147-154, March 1997.

[MMG97] J.C.O. Mello, A.C.G. Melo, S. Granville, "Simultaneous Transfer Capability Assessment by Combining Interior Point Methods and Monte Carlo Simulation", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 12 No. 2, pp. 736-742, Aug. 1996.

[MPL92] A.C.G. Melo, M.V.F. Pereira, A.M. Leite da Silva, "Frequency and Duration Calculations in Composite Generation and Transmission Reliability Evaluation", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 7, no.2, pp. 469-476, May 1992.

[MPL93] A.C.G. Melo, M.V.F. Pereira, A.M. Leite da Silva, "A Conditional Probability Approach to the Calculation of Frequency and Duration Indices in Composite Reliability Evaluation", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 8, no. 3, pp. 1118-1125, Aug. 1993.

[MPL94] J.C.O. Mello, M.V.F. Pereira, A.M. Leite da Silva, "Evalu-ation of Reliability Worth in Composite Systems Based on Pseudo-Sequential Monte Carlo Simulation", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 9, no. 3, pp. 1318-1326, Aug. 1994.

[OHT97] J.C.O. Mello, A.C.G. Melo, S. Granville, M.A.N. Silveira, "Probabilistic Evaluation of Simultaneous Transfer Capability", Proc. PMAPS'97 Conference, Vancouver, Sept. 1997, pp.299-303.

[PDPAM88] B. Parker, E. Denzinger, B. Porretta, G. Anders, M. Mirsky "Optimal Economic Power Transfers", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. PAS-4, No.3, 1988, pp.1167-1175.

[PJM82] Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) Transmission Reliability Task Force, "Bulk Power Area Reliability Evaluation Considering Probabilistic Transfer Capability", *IEEE Trans. on PAS.*, Vol. PAS-101, Sept. 1982.

[R97a] REAL - *Reliability Analysis* of Electric Power Systems, Program Manual, Version 1.01, Real Systems Inc. - RSI, Rio de Janeiro, Brazil, January 1997.

[R97b] A. M. Rei, "Confiabilidade de Sistemas de Geração e Transmissão Considerando Efeitos Estáticos e Dinâmicos", Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia Elétrica, PUC – Rio, Out. 1997.

[SDF93] P. Sandrin, L. Dubost, L. Feltin, "Evaluation of Transfer Capability Between Interconnected Utilities", Proc. of the 11th Power System Computation Conference, Avignon, France, Aug. 30 - Sept. 3, 1993.

[V95] A.R. Vojdani, "Computing Available Transmission Capacity Using TRACE", in EPRI Power System Planning & Operation News, Vol. 1, No. 1, Oct. 1995.

[XM96] F. Xia, A.P. Sakis Meliopoulos, "A Methodology for Probabilistic Simultaneous Transfer Capability Analysis", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 11, No. 3, pp. 1269-1278, Aug. 1996.