

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

**UM ESTUDO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA  
TRANSMISSÃO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA  
CONSIDERANDO A INCERTEZA**

**GEOVANE ANSELMO SILVEIRA CAPUTO**

**ORIENTADOR: PROF. DR. PABLO EDUARDO CUERVO FRANCO**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**PUBLICAÇÃO: PPGENE.DM – 386/09**

**BRASÍLIA/DF: JULHO - 2009**

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

**UM ESTUDO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA  
TRANSMISSÃO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA  
CONSIDERANDO A INCERTEZA**

**GEOVANE ANSELMO SILVEIRA CAPUTO**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO SUBMETIDA AO  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE  
TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA COMO PARTE DOS  
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE.**

APROVADA POR:

---

**PABLO EDUARDO CUERVO FRANCO, Dr., ENE/UNB  
(ORIENTADOR)**

---

**ALESSANDRA MACEDO DE SOUZA, Dr., ENE/UNB  
(EXAMINADORA INTERNA)**

---

**JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, Dr., ANEEL  
(EXAMINADOR EXTERNO)**

**BRASÍLIA/DF, JULHO DE 2009**

## FICHA CATALOGRÁFICA

CAPUTO, GEOVANE ANSELMO SILVEIRA

Um Estudo de Planejamento da Expansão da Transmissão em Sistemas de Potência Considerando a Incerteza [Distrito Federal] 2009

xvi, 75p., 210x297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Engenharia Elétrica, 2009)

Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica.

- |  |                                      |
|--|--------------------------------------|
| 1. Planejamento da expansão da transmissão | 2. Incerteza no crescimento da carga |
| 3. Decomposição de <i>Benders</i>          | 4. Método de Monte Carlo             |
| 5. Risco de cortar carga                   | 6. Custo do Congestionamento         |

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

## REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

CAPUTO, G. A. S. (2009). Um Estudo de Planejamento da Expansão da Transmissão em Sistemas de Potência Considerando a Incerteza. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM-386/09, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 75p.

## CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Geovane Anselmo Silveira Caputo.

TÍTULO: Um Estudo de Planejamento da Expansão da Transmissão em Sistemas de Potência Considerando a Incerteza.

GRAU: Mestre ANO: 2009

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

---

Geovane Anselmo Silveira Caputo  
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
Faculdade de Tecnologia  
Departamento de Engenharia Elétrica  
CEP: 70.910-900 – Cx Postal 04591  
Brasília – DF – Brasil.

Dedico esta dissertação aos  
meus pais José Geraldo e Lúcia Maria e  
aos meus irmãos Fabiana e Jair.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a Deus por permitir que eu superasse todas as dificuldades e conseguisse concluir esta dissertação.

Ao Prof. Pablo Cuervo pela paciência, pelo estímulo, pela dedicação e pela orientação desenvolvida nesta dissertação, qualidades sem as quais eu jamais teria conseguido concluir este trabalho.

Ao Roberto Knijnik e ao José Moises por me apoiarem e me permitirem que eu fizesse o mestrado.

Aos meus pais José Geraldo e Lúcia Maria e ao meu irmão Jair pelo apoio incondicional em todas as minhas decisões e estímulo para que eu terminasse esta dissertação.

À minha namorada Renata pela paciência e pelo incentivo.

À minha irmã Fabiana e ao Rodrigo pela paciência e compreensão nos momentos de estudos noturnos.

Aos amigos Antenor, Luis Tomaselli e Marcio Andrey pelas sugestões feitas no texto da dissertação e pelo apoio.

Aos demais amigos, às amigas e aos parentes pela ajuda e compreensão nos momentos mais difíceis.

## **RESUMO**

### **UM ESTUDO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA CONSIDERANDO A INCERTEZA**

**Autor: Geovane Anselmo Silveira Caputo**

**Orientador: Pablo Eduardo Cuervo Franco**

**Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica – Universidade de Brasília**

**Brasília, julho de 2009**

Este trabalho versa sobre o desenvolvimento de um modelo para o planejamento da expansão da rede de transmissão, de longo prazo, que considera a segurança do sistema (por meio do critério N-1), o custo do congestionamento, o impacto das novas instalações na operação do sistema e o risco associado com o crescimento incerto da demanda. A proposta é incluir na metodologia de planejamento a tolerância a cortes de carga no critério N-1 e, após a rede de transmissão ser planejada para o crescimento previsto de carga, calcular o risco de corte de carga devido ao crescimento incerto da demanda. Assim, o modelo proposto associa, para cada corte de carga tolerado no planejamento, um nível de custo total da expansão e um risco de corte de carga.

Por sua vez, a decomposição de *Benders* é empregada para segregar o problema de planejamento da expansão da rede de transmissão dentro de um problema mestre, que minimiza o custo da expansão, e dois subproblemas relacionados à adequação da rede e ao despacho ótimo de geração.

O risco de corte de carga é calculado pelo método de Monte de Carlo, a partir da estimação do crescimento aleatório da demanda e dos estados do sistema de transmissão planejado.

Por fim, são realizadas simulações para a rede de transmissão com 5, 14 e 24 barras, onde se mostra que, ao flexibilizar o critério N-1 para tolerar o corte de carga, o número de instalações novas, indicadas pelo planejamento, diminui e, por conseguinte, o custo total da expansão da transmissão, em detrimento do aumento do risco da rede projetada não atender ao crescimento incerto da carga.

## **ABSTRACT**

### **A STUDY OF TRANSMISSION EXPANSION PLANNING IN POWER SYSTEMS CONSIDERING THE UNCERTAINTY**

**Author: Geovane Anselmo Silveira Caputo**

**Supervisor: Pablo Eduardo Cuervo Franco**

**Program of Masters Degree in Electrical Engineering**

**Brasília, July / 2009**

This work presents the development of a model for long term transmission expansion planning, which considers the system security (N-1 criterion), the cost of congestion, the impact of new facilities in system operation and the risk associated to demand growth uncertainty. It is proposed in the planning methodology the usage of load curtailment tolerance related to the N-1 criterion and, after the transmission network is planned for the expected demand growth, to calculate the risk of load cutting due to demand growth uncertainty. Thus, the proposed model associates to each tolerated load curtailment in planning, the level of total cost of expansion and a risk of load cutting.

The Benders decomposition approach is utilized to divide the transmission network expansion planning problem into a master problem, which minimizes the cost of expansion, and two subproblems, representing adequacy of the network and optimal operation.

The risk of load cutting is calculated by the method of Monte Carlo, from the estimation of the random growth of demand and the states of the planned transmission system.

Finally, simulations are performed for the transmission network with 5, 14 and 24-bus, which show that by relaxing the criterion N-1 to allow the load curtailment, the number of new facilities, indicated by planning decreases and therefore the total cost of the expansion of the transmission; however, the risk of the designed network does not meet the uncertainty growth of load increase.

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
1.1	HISTÓRICO DA DESVERTICALIZAÇÃO DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA .....	1
1.2	DESCRIÇÃO DO PROBLEMA .....	6
1.2.1	A consequência do congestionamento na rede de transmissão .....	6
1.2.2	Motivos para planejar a expansão da rede de transmissão .....	7
1.2.3	Desafios enfrentados pelo planejamento da expansão da rede de transmissão	9
1.2.4	Meta do planejamento da transmissão .....	10
1.3	ESTADO DA ARTE .....	11
1.4	MOTIVAÇÃO .....	16
1.5	OBJETIVO .....	18
1.6	CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO E ORIGINALIDADE .....	19
1.7	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO .....	19
<b>2</b>	<b>MODELO PROPOSTO PARA O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO, CONSIDERANDO A INCERTEZA NO CRESCIMENTO DA CARGA</b> .....	<b>20</b>
2.1	MODELO DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO PROPOSTO .....	22
2.1.1	Formulação matemática (Decomposição de <i>Benders</i> ) .....	25
2.1.1.1	Problema Mestre .....	25
2.1.1.2	Subproblema de verificação da adequação .....	26
2.1.1.3	Subproblema de operação ótima .....	29



2.2	TÉCNICA DE SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO E O CÁLCULO DO RISCO DE CORTE DE CARGA.....	32
2.2.1	Técnica de simulação de Monte Carlo .....	32
2.2.2	Cálculo do risco de cortar carga para a rede de transmissão planejada.....	33
2.3	CONCLUSÃO DO CAPÍTULO .....	36
<b>3</b>	<b>CASOS ESTUDADOS E ANÁLISES.....</b>	<b>38</b>
3.1	CÁLCULO DA ESTIMATIVA DO CRESCIMENTO DE CARGA.....	39
3.2	CASO 1 .....	41
3.3	CASO 2 .....	46
3.4	CASO 3 .....	51
3.5	CASO 4 .....	56
3.6	CONCLUSÃO DO CAPÍTULO .....	62
<b>4</b>	<b>CONCLUSÃO FINAL .....</b>	<b>63</b>
4.1	TRABALHOS FUTUROS .....	64
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>65</b>
	<b>APÊNDICES .....</b>	<b>68</b>
	<b>A - DECOMPOSIÇÃO DE <i>BENDERS</i> .....</b>	<b>69</b>
	<b>B - MÉTODO DE MONTE CARLO.....</b>	<b>71</b>

## LISTA DE TABELAS

TABELA 3.1 – CARACTERÍSTICAS DAS LINHAS EXISTENTES PARA O SISTEMA DE 5 BARRAS ..	42
TABELA 3.2 – CARACTERÍSTICAS DAS LINHAS CANDIDATAS PARA O SISTEMA DE 5 BARRAS	42
TABELA 3.3 – CARACTERÍSTICAS DOS GERADORES PARA O SISTEMA DE 5 BARRAS.....	42
TABELA 3.4 – CARACTERÍSTICAS DAS CARGAS DO SISTEMA DE 5 BARRAS, PARA O CRESCIMENTO MÉDIO ANUAL DE 3%. É ADOTADO O DESVIO PADRÃO DE 0,01771 PARA ESTE CRESCIMENTO.....	43
TABELA 3.5 – RESULTADO DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO DO SISTEMA DE 5 BARRAS PARA O CRESCIMENTO ESPERADO DE 3% AO ANO DA DEMANDA, T=10 ANOS.....	44
TABELA 3.6 – CARACTERÍSTICAS DAS LINHAS EXISTENTES PARA O SISTEMA IEEE DE 14 BARRAS .....	47
TABELA 3.7 – CARACTERÍSTICAS DAS LINHAS CANDIDATAS PARA O SISTEMA IEEE DE 14 BARRAS .....	47
TABELA 3.8– CARACTERÍSTICAS DOS GERADORES PARA O SISTEMA IEEE DE 14 BARRAS ...	48
TABELA 3.9 – CARACTERÍSTICAS DAS CARGAS DO SISTEMA DE 14 BARRAS, PARA O CRESCIMENTO MÉDIO ANUAL DE 3%. É ADOTADO O DESVIO PADRÃO DE 0,01771 PARA ESTE CRESCIMENTO.....	48
TABELA 3.10 – RESULTADO DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO DO SISTEMA DE 14 BARRAS PARA O CRESCIMENTO ESPERADO DE 3% AO ANO DA DEMANDA, T=10 ANOS.....	49
TABELA 3.11 – CARACTERÍSTICAS DAS LINHAS EXISTENTES PARA O SISTEMA IEEE 24 BARRAS [15].....	52
TABELA 3.12 – CARACTERÍSTICAS DAS LINHAS CANDIDATAS PARA O SISTEMA IEEE 24 BARRAS [15].....	53
TABELA 3.13– CARACTERÍSTICAS DOS GERADORES PARA O SISTEMA IEEE 24 BARRAS.....	54

TABELA 3.14 – CARACTERÍSTICAS DAS CARGAS DO SISTEMA DE 24 BARRAS, PARA O CRESCIMENTO MÉDIO ANUAL DE 3%. É ADOTADO O DESVIO PADRÃO DE 0,01771 PARA ESTE CRESCIMENTO.....	54
TABELA 3.15 – RESULTADO DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO DO SISTEMA DE 24 BARRAS PARA O CRESCIMENTO ESPERADO DE 3% AO ANO DA DEMANDA, T=10 ANOS.....	55
TABELA 3.16 – CARACTERÍSTICAS DAS LINHAS EXISTENTES PARA O SISTEMA IEEE 24 BARRAS .....	57
TABELA 3.17 – CARACTERÍSTICAS DAS LINHAS CANDIDATAS PARA O SISTEMA IEEE 24 BARRAS .....	58
TABELA 3.18 – CARACTERÍSTICAS DOS GERADORES PARA O SISTEMA IEEE 24 BARRAS.....	59
TABELA 3.19 – CARACTERÍSTICAS DAS CARGAS DO SISTEMA DE 24 BARRAS, PARA O CRESCIMENTO MÉDIO ANUAL DE 3% . É ADOTADO O DESVIO PADRÃO DE 0,01771 PARA ESTE CRESCIMENTO.....	59
TABELA 3.20 – RESULTADO DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO DO SISTEMA DE 24 BARRAS PARA O CRESCIMENTO ESPERADO DE 3% AO ANO DA DEMANDA, T=10 ANOS.....	60
TABELA B.1 - EXEMPLO DA DISTRIBUIÇÃO PROBABILÍSTICA .....	74
TABELA B.2 - SINALIZAÇÃO DA VARIAÇÃO DOS ESTADOS .....	74
TABELA B.3 - AMOSTRAGEM DO ESTADO DO SISTEMA PARA DOIS COMPONENTES.....	75

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1.1- DIVISÃO DO SETOR ELÉTRICO APÓS A REESTRUTURAÇÃO .....	1
FIGURA 1.2 - GRÁFICO DA RAP TOTAL DAS TRANSMISSORAS DO BRASIL SEGREGADA POR INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO [22] .....	8
FIGURA 1.3 - GRÁFICO DO INDICADOR GRAU DE ATENDIMENTO AO CRITÉRIO N-1 [24]. .....	14
FIGURA 2.1 - FLUXOGRAMA SIMPLIFICADO DO MODELO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO, CONSIDERANDO A INCERTEZA NO CRESCIMENTO DA CARGA .....	21
FIGURA 2.2 – FLUXOGRAMA DO MODELO PROPOSTO PARA O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO, CONSIDERANDO O CRESCIMENTO MÉDIO DA CARGA.	23
FIGURA 2.3 – ÁREA SOB F(X) PARA SER CALCULADA PELO MÉTODO DE SIMULAÇÃO DE MONTA CARLO. ....	33
FIGURA 2.4 – FLUXOGRAMA PARA O CÁLCULO DO RISCO DE CORTE DE CARGA NA REDE DE TRANSMISSÃO PLANEJADA, CONSIDERANDO A INCERTEZA NO CRESCIMENTO DA CARGA. ....	34
FIGURA 3.1 – DISTRIBUIÇÃO ACUMULADA TEÓRICA E REAL. ....	40
FIGURA 3.2 – SISTEMA DE 5 BARRAS E AS POSSÍVEIS EXPANSÕES PARA UM HORIZONTE DE 10 ANOS. ....	41
FIGURA 3.3 – GRÁFICO DO PERCENTUAL DO CORTE DE CARGA ESPERADO NO PLANEJAMENTO <i>VERSUS</i> O RISCO DE CORTAR CARGA E O CUSTO TOTAL DA EXPANSÃO PARA O SISTEMA DE 5 BARRAS.....	45
FIGURA 3.4 – SISTEMA DE IEEE 14 BARRAS E AS POSSÍVEIS EXPANSÕES PARA UM HORIZONTE DE 10 ANOS.....	46
FIGURA 3.5 – GRÁFICO DO PERCENTUAL DO CORTE DE CARGA ESPERADO NO PLANEJAMENTO <i>VERSUS</i> O RISCO DE CORTAR CARGA E O CUSTO TOTAL DA EXPANSÃO PARA O SISTEMA DE 14 BARRAS.....	50
FIGURA 3.6 [15] – SISTEMA IEEE 24 BARRAS.....	51
FIGURA 3.7 – GRÁFICO DO PERCENTUAL DO CORTE DE CARGA ESPERADO NO PLANEJAMENTO <i>VERSUS</i> O RISCO DE CORTAR CARGA E O CUSTO TOTAL DA EXPANSÃO PARA O SISTEMA IEEE 24 BARRAS .....	56

FIGURA 3.8 – GRÁFICO DO PERCENTUAL DO CORTE DE CARGA ESPERADO NO PLANEJAMENTO <i>VERSUS</i> O RISCO DE CORTAR CARGA E O CUSTO TOTAL DA EXPANSÃO PARA O SISTEMA IEEE 24 BARRAS .....	61
FIGURA A.1 - FLUXOGRAMADA DA LÓGICA DA DECOMPOSIÇÃO DE <i>BENDERS</i> .....	70
FIGURA B.1 – SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE DUAS LINHAS PARA O EXEMPLO DA SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO.....	72

## LISTA DE ABREVIACÕES E NOMENCLATURAS

ANEEL:	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES:	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCEE:	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCPE:	Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos
COC:	Custo total de operação devido ao congestionamento
DIT:	Demais Instalações de Transmissão
DNAEE:	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EPE:	Empresa de Pesquisa Energética
FMI:	Fundo Monetário Internacional
GCOI:	Grupo Coordenador para Operação Interligada
GCPS:	Grupo Coordenador para Planejamento dos Sistemas Elétricos
MAE:	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MME:	Ministério de Minas e Energia
ONS:	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAR:	Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica
PAR-DIT:	Proposta Anual de Ampliações e Reforços de Instalações de Transmissão não Integrantes da Rede Básica
PET:	Planejamento da Expansão da Transmissão
PIE:	Produtor Independente de Energia
RAP:	Receita Anual Permitida
SIN:	Sistema Interligado Nacional
UHE:	Usina Hidrelétrica

## LISTA DE SÍMBOLOS

$b$	Índice do bloco de duração da carga
$B$	Número dos blocos de duração da carga
$CI_{jt}$	Investimento do capital na linha ou no transformador $j$ no ano $t$ (\$)
$CI_t$	Investimento total no ano $t$ (\$)
$CL$	Número das instalações de transmissão candidatas
$CO_{i,bt}$	Custo de operação do gerador $i$ no subperíodo $b$ no ano $t$ (\$/MWh)
$COC_{bt}$	Custo de operação devido ao congestionamento no subperíodo $b$ no ano $t$ (\$)
$d$	Carga na barra na forma de vetor
$DT_{bt}$	Duração do período $b$ no ano $t$ (h)
$f$	Fluxo de potência na forma de vetor
$i$	Índice do gerador existente
$j$	Índice da linha ou do transformador candidato (a) ou existente
$k$	Índice da barra
$n$	Índice da iteração de <i>Benders</i>
$N$	Número de barras
$NG$	Número dos geradores comprometidos
$PG_{i,max}$	Capacidade do gerador $i$ (MW)
$PG_{i,min}$	Limite inferior do gerador $i$ (MW)
$PG_{i,bt}$	Potência despachada do gerador $i$ no subperíodo $b$ no ano $t$ (MW)
$PL_{j,max}$	Capacidade da linha ou do transformador $j$ (MW)
$PL_{j,bt}$	Fluxo na linha ou no transformador $j$ no subperíodo $b$ no ano $t$ (MW)
$PC_{k,bt}$	Corte de carga na barra $k$ no subperíodo $b$ no ano $t$ (MW)
$p$	Geração ativa na barra na forma de vetor
$q$	Índice da contingência N-1
$r$	Corte de carga na forma de vetor
$s$	Matriz incidência
$t$	Índice do ano ao longo do planejamento
$UC_t$	Limite superior para a adição na capacidade das instalações de transmissão no ano $t$ (MW)
$UN_t$	Limite superior para o número de instalações adicionadas no ano $t$

$X_{jt}$	Status do investimento da linha ou transformador candidato $j$ no ano $t$ , sendo 1(um) se ela (ou ele) é instalada (o) ou caso contrario 0 (zero).
$Y$	Limite superior da decomposição de <i>Benders</i>
$Z$	Limite inferior da decomposição de <i>Benders</i>
$\gamma_{mn}$	Susceptância da linha na forma de vetor
$\theta_k$	Ângulo da barra $k$
$\theta_{ref}$	Ângulo da barra de referência
$\mu$	Média de uma amostra ou de uma população
$\sigma$	Desvio padrão de uma amostra ou de uma população
$\varepsilon$	Limite aceitável do corte de carga
$I$	Vetor unitário



# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 HISTÓRICO DA DESVERTICALIZAÇÃO DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA

Nas três últimas décadas, o setor elétrico em vários países passou por um processo de reestruturação, com a finalidade de diminuir a atuação do Estado no setor e aumentar a eficiência dos serviços prestados nos setores de transmissão e distribuição, e incorporar a competição na geração e na comercialização de energia elétrica. A Figura 1.1, a seguir, apresenta os segmentos do setor elétrico após a reestruturação.

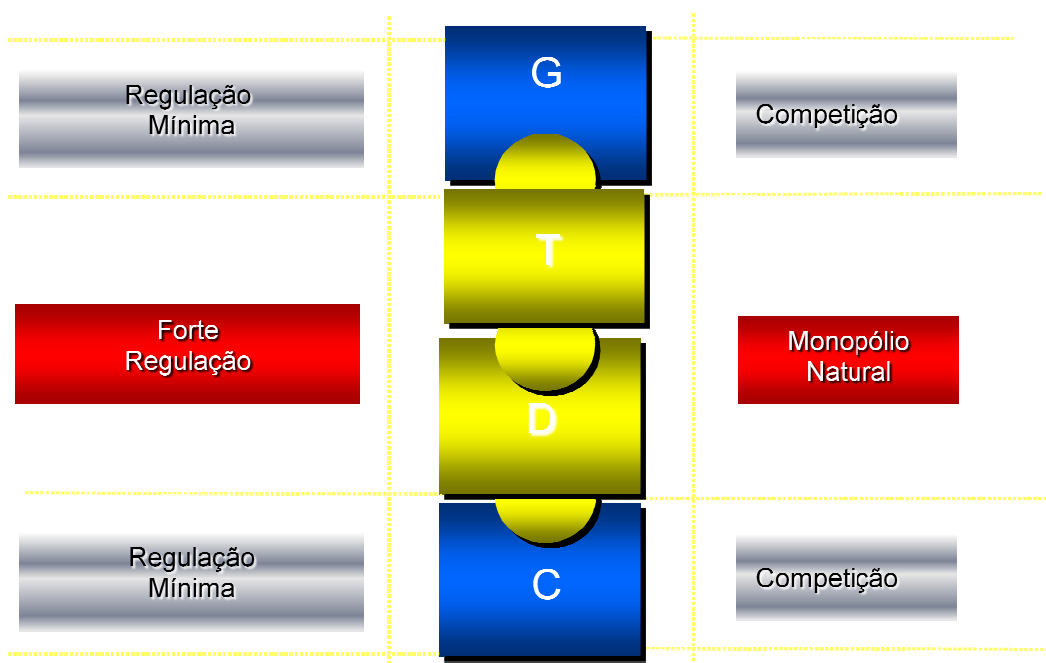


FIGURA 1.1- Divisão do Setor Elétrico após a reestruturação

Como exemplo de reestruturação do setor elétrico, pode-se citar o caso do Reino Unido que decidiu reformular o modelo existente no começo do governo Thatcher, visando à finalidade citada no parágrafo anterior. Nessa reforma os segmentos de geração e de transmissão foram segregados em empresas distintas [1].

Outro exemplo de reestruturação do setor elétrico é o caso do Estado da Califórnia, nos Estados Unidos, cujo objetivo principal foi o de reduzir as tarifas de energia elétrica, superiores à média do país. Assim, em 1996, começou-se a reestruturação separando a geração da distribuição com a finalidade de inserir a competição na geração. Criaram-se um

operador independente para o sistema elétrico e um *pool* para comercializar a energia, além de garantir aos consumidores o direito de optar pelo fornecedor [1].

O modelo do setor elétrico brasileiro até meados da década de 90 era caracterizado por centralização da operação e do planejamento da expansão do sistema, coordenados pela ELETROBRÁS, sendo a sua estrutura verticalizada. Nesse modelo existia a predominância do capital estatal, mas com o passar dos anos o Estado começou a não ter suficientes recursos financeiros para expandir o sistema adequadamente.

Para atrair recursos financeiros, transferindo ao setor privado a responsabilidade pela expansão do sistema elétrico e considerando a perda da capacidade do Estado em realizar os investimentos necessários à expansão do sistema elétrico, iniciou-se em 1995 um processo de reforma do setor com a edição das Leis nº 8.987 (que dispõe sobre o regime de concessão e de permissão da prestação de serviços públicos previsto no art.175 da Constituição Federal e dá outras providências) e nº 9.074 (que estabelece as normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências).

Com as Leis nº 8.987/1995 e nº 9.074/1995, foram estabelecidos os fundamentos básicos do modelo e iniciada a sua abertura à participação dos capitais privados. Estas leis trouxeram importantes alterações, em especial quanto à licitação dos novos empreendimentos de geração; à criação da figura do Produtor Independente de Energia; ao livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e à liberdade para os grandes consumidores escolherem os seus fornecedores de energia.

Novas regulamentações surgiram com as Leis nº 9.427/1996 (que instituiu a ANEEL) e nº 9.433/1997 (que instituiu a Política Nacional de Recursos Hídricos e cria o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos), o Decreto nº 2.335/1997 (que constituiu a ANEEL e aprovou a estrutura regimental); a Portaria DNAEE 466/1997 (que consolida as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, harmonizadas com o Código de Defesa do Consumidor - Lei 8.078/1990) e a Portaria MME 349/1997 (que aprovou o regimento interno da ANEEL). Assim, o DNAEE é extinto e sucedido pela ANEEL.

Em 1997, o Projeto RE-SEB indicou as diretrizes para o novo modelo do setor: existência da competição nos segmentos de geração e de comercialização e monopólios nos segmentos de transmissão e de distribuição, com regulação atuante visando aumentar a eficiência do uso da rede. O Estado deixaria de atuar como principal investidor, mas formularia as políticas energéticas e exerceria a regulação e a fiscalização dos agentes setoriais.

Outras importantes decisões ocorreram em 1998, com a publicação da Medida Provisória nº1.531 (posteriormente convertida na Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998) que autorizava o Poder Executivo a promover a reestruturação da ELETROBRAS e de suas subsidiárias, sendo que se pode destacar:

- a autorização para a retirada gradual do Estado nos negócios de energia elétrica;
- o estabelecimento da data de 30 de setembro de 1998, para a instituição do MAE e a constituição do ONS;
- o estabelecimento do prazo de 15 meses para o ONS começar a operar, data em que a ELETROBRAS fica autorizada a transferir os ativos do Centro Nacional de Operação do Sistema - CNOS e dos seus Centros de Operação do Sistema – COS, quando ficará extinto o GCOI;
- que a partir de 2003, inclusive, os concessionários ou autorizados de geração e as distribuidoras podem negociar os montantes de energia com redução gradual, à razão anual de 25% dos montantes referentes ao ano de 2002;
- a autorização para a cisão de FURNAS em duas empresas, uma de geração e outra de transmissão;
- a autorização para a cisão da ELETROSUL em duas empresas, uma de geração e outra de transmissão;

- a autorização para a cisão da ELETRONORTE em cinco empresas, duas para geração, transmissão e distribuição nos sistemas isolados de Manaus e Boa Vista; uma para a geração de Tucuruí; uma para geração nos sistemas elétricos dos Estados do Acre e Rondônia, e uma para transmissão;
- a autorização para a cisão da CHESF em até três empresas, duas de geração e uma de transmissão; e
- a autorização a ELETROBRAS a deter participação acionária nas empresas de geração que serão criadas a partir da cisão de FURNAS, ELETROSUL, ELETRONORTE e CHESF.

Alguns resultados podem ser destacados resultantes da reestruturação. É o caso da participação privada na geração e na distribuição de energia elétrica, que, praticamente nula em 1995, passou, em 1997, a 3% na geração e 32% na distribuição [21].

Logo, as novas instituições do setor elétrico são: a ANEEL para regular e fiscalizar o setor; o ONS para controlar e coordenar a operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN (Lei nº 9.648/1998); o MAE para contabilizar e liquidar os contratos no mercado de curto prazo (Lei nº 10.433/2002); e a CCPE para planejar a expansão do sistema, sendo esta a sucessora do GCPS.

Destaca-se que no início de 1999 aconteceu uma forte desvalorização do real que aliado aos investimentos realizados na aquisição das concessões e nos ativos operacionais provocaram o alto endividamento externo por parte das empresas do setor elétrico.

As tarifas de energia sofreram dois impactos simultâneos: perderam paridade com o mercado internacional, por causa da variação cambial e pela contenção dos repasses previstos na parcela A, não gerenciável, da distribuidora. Neste momento os investidores começaram a perder a confiança no setor, sendo que eles alegaram que não aconteceu o repasse integral dos custos não gerenciáveis como previa o contrato de concessão, fato esse que trouxe uma grande incerteza regulatória [23].

Os problemas políticos, referentes à dificuldade de privatização das empresas estatais, geraram incertezas no setor elétrico brasileiro e aumentou a aversão a investimentos no setor. Apesar de terem sido vendidas cerca de 80% das distribuidoras de energia elétrica que eram estatais até o ano de 2001, a privatização só atingiu 20% das geradoras.

A falta de investimentos no setor elétrico aliada ao crescimento da demanda por eletricidade e a chuvas escassas provocaram a depleção dos reservatórios das usinas geradoras [23].

Neste contexto, o Programa de Racionamento vigorou de 1/6/2001 a 28/02/2002 nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste e entre 15/08/2001 e 1/01/2002 na Região Norte. A estratégia adotada pelo governo foi a redução do consumo por meio da fixação de cotas de consumo, aumento tarifário, sobretaxas de ultrapassagem, os bônus e os cortes individuais.

A contratação de energia térmica de emergência, no período do racionamento, onerou as tarifas do consumidor. O dinheiro adicional arrecadado com a sobre tarifação foi usado para atingir as metas de superávit primário acordadas com o FMI, ao invés de ter sido destinado à ampliação e melhoria do sistema elétrico. Para auxiliar a gestão da crise energética foi criada a Câmara de Gestão da Crise de Energia, com o objetivo de implementar as medidas para mitigar os efeitos do racionamento e evitar corte de carga [23].

Em 2003 ocorre a mudança de governo, e com ele a reformulação do modelo institucional do setor elétrico. Destarte, em março de 2004, são publicadas as Leis n<sup>os</sup> 10.847 e 10.848, com a finalidade de garantir a segurança no suprimento de energia elétrica, a modicidade tarifária e a universalização do atendimento.

As alterações do novo modelo definido pelas Leis n<sup>os</sup> 10.847 e 10.848 consistem basicamente no planejamento de longo prazo por meio da EPE, a sucessão do MAE pela CCEE (que funciona como um *pool*, na coexistência dos ambientes de contratação regulada e livre) e na premissa de que as distribuidoras devem prever e contratar energia suficiente para atender a todo o mercado.

Conclui-se que a reestruturação do setor elétrico, de uma maneira geral, provocou alterações significativas, passando de uma estrutura verticalizada e monopolista para uma estrutura desverticalizada com mercados competitivos nos segmentos de geração e de comercialização

de energia, e mantendo os segmentos de transmissão e de distribuição como monopólios naturais. Entretanto, no caso brasileiro, há competição pelo mercado de transmissão, pois existem licitações para as novas concessões.

## **1.2 DESCRIÇÃO DO PROBLEMA**

A rede de transmissão é necessária para que se possa transportar energia de um ponto da rede com geração para outro ponto com necessidade de consumo (atendimento da carga). Assim, é possível atender a carga sem haver cortes no fornecimento de energia.

Entre os motivos para expandir a rede de transmissão destacam-se:

- Aumento da demanda;
- Aumento da geração;
- Congestionamento na rede;
- Aumento da confiabilidade do sistema;
- Evita a construção de novas usinas;
- Otimiza o despacho das usinas e
- Superação de equipamentos.

A seguir serão discutidos alguns motivos do por que de se expandir a rede de transmissão e a necessidade de se planejar a expansão da rede de transmissão.

### **1.2.1 A CONSEQÜÊNCIA DO CONGESTIONAMENTO NA REDE DE TRANSMISSÃO**

A rede de transmissão é o meio pelo qual os compradores (cargas) e vendedores (geradores ou comercializadores) interagem entre si [16]. O congestionamento aparece devido às restrições elétricas e aos limites de capacidade das instalações de transmissão, impedindo o despacho das usinas com o custo de operação mais barato.

No caso do Brasil, cujo mercado de eletricidade é regulado, algumas restrições ou congestionamentos na rede provocam o despacho das usinas pelo ONS fora da ordem de mérito. Assim, poderá provocar o aparecimento do poder de mercado, já que existem em

conjunto concessionárias de transmissão e de geração, e o aumento dos preços da energia elétrica. Logo, a operação e o planejamento eficientes do sistema de transmissão tornam-se importantes para um adequado funcionamento dos mercados de potência.

Para se evitar o congestionamento, é necessário que os limites de capacidade das instalações de transmissão estejam dimensionados para atender aos fluxos de potência exigidos pelo sistema ou que sejam construídas novas instalações. Com isso, será possível gerar energia elétrica ao menor custo.

### **1.2.2 MOTIVOS PARA PLANEJAR A EXPANSÃO DA REDE DE TRANSMISSÃO**

A atividade de transmissão surgiu devido às grandes distâncias e às grandes potências entre os geradores e as cargas. Tal característica tende a se tornar mais evidente com as novas oportunidades de mercados para a transmissora e com o aumento da distância que separa os produtores (geradores) e os consumidores (cargas).

A expansão da rede de transmissão, seja por meio da implantação de novas instalações ou da atualização das instalações pré-existentes, provocará o aumento da capacidade de transporte de energia, bem como a oportunidade de negociá-la, na medida em que aumenta o número de geradores e cargas que podem entrar no mercado de energia elétrica, elevando a competitividade. Entretanto, os investimentos em novas instalações de transmissão ou na atualização das instalações pré-existentes são onerosos e devem ser considerados somente se justificados economicamente [5]. Destaca-se que em alguns casos no Brasil a rede de transmissão pode ser construída para conectar especificamente um novo gerador ou uma nova carga que está distante da rede existente, como por exemplo, as usinas de Santo Antônio e Jirau.

Assim, para que haja o benefício econômico e social máximo para a sociedade, a indústria de fornecimento de eletricidade segue o caminho do menor custo global para o desenvolvimento de longo prazo. Isto requer uma aproximada coordenação da otimização da operação da geração e da transmissão, do mercado e do desenvolvimento da rede de transmissão. Antes de iniciar a competição na geração de energia elétrica, a integração vertical das instalações elétricas era considerada necessária para assegurar um nível suficiente de coordenação.

Entre outras razões, a competição foi introduzida no fornecimento de eletricidade para responder à crescente preocupação sobre a ineficiência da operação e às práticas de investimentos. No ambiente desverticalizado do setor elétrico, o preço da transmissão torna-se relevante para alcançar a operação eficiente e o desenvolvimento do sistema ao menor custo. A coordenação dos investimentos em geração e transmissão, operados em separados, é alcançada por meio de eficientes mecanismos de precificação da rede [5].

Destaca-se, por outro lado, que é inconcebível que um grupo de investidores construa uma nova linha de transmissão com a intenção de competir com uma existente, pois o impacto ambiental e seu custo não são eficientes do ponto de vista da sociedade como um todo. Entretanto, uma nova linha pode ser construída do lado de uma existente para remover um congestionamento ou para atender ao critério de confiabilidade exigido pelo sistema.

Felizmente, o tamanho da eficiência mínima da rede de transmissão é tal que essa rede é um bom exemplo de monopólio natural. Como todo monopólio que fornece um serviço essencial, a transmissão deve ser regulada para assegurar sua combinação ótima entre qualidade do serviço e preço.

A transmissão de energia elétrica segura e eficiente a longas distâncias requer uma grande quantidade de equipamentos dispendiosos. Enquanto que os itens mais visíveis do sistema de transmissão são as linhas, destaca-se que os custos dos transformadores, dos disjuntores e dos equipamentos de compensação reativa são elevados. No caso do Brasil, os custos das linhas são menores do que os custos das outras instalações, conforme a Figura 1.2.

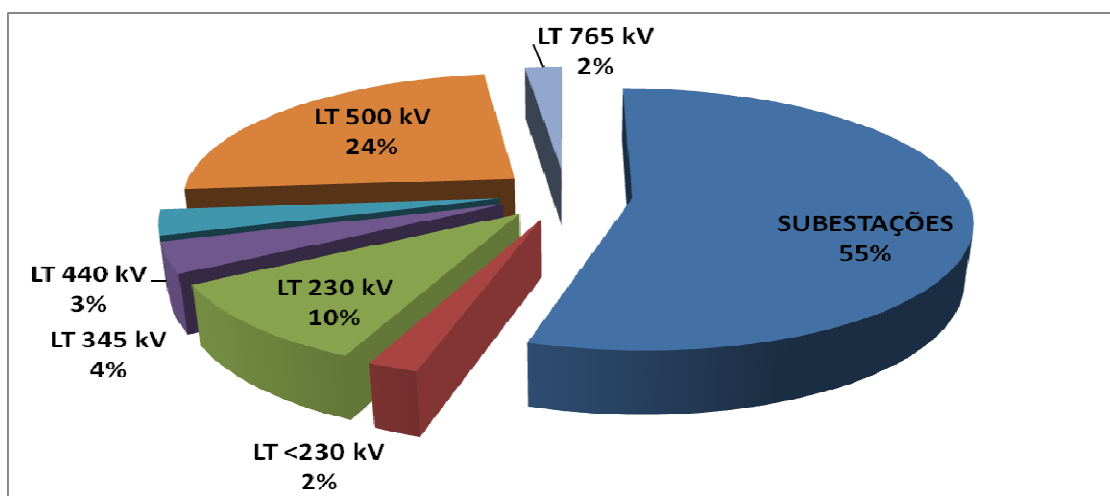


FIGURA 1.2 - Gráfico da RAP total das transmissoras do Brasil segregada por instalações de transmissão [22]



Manter a segurança do sistema enquanto opera próximo aos limites físicos requer um complexo sistema de proteção e comunicação, além de um centro de controle. O custo desses equipamentos é alto quando comparado ao custo de operação do sistema. Logo, tomar boas decisões de investimentos no planejamento é importante para o usuário da rede, que é responsável pelo pagamento do encargo de uso da rede, considerando que a transmissora é regulada e irá receber uma RAP<sup>1</sup> pelas instalações de transmissão disponibilizadas.

### **1.2.3 DESAFIOS ENFRENTADOS PELO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA REDE DE TRANSMISSÃO**

Pode-se destacar que as mudanças ao longo do período alteraram a forma de gerenciar a indústria da transmissão e a expansão da rede, como por exemplo, um transformador pode tornar-se obsoleto devido às alterações tecnológicas ou dos materiais utilizados na fabricação ou, ainda, à superação do limite de capacidade. Ao mesmo tempo, um desenvolvimento econômico e social irregular pode elevar a distribuição geográfica da carga. Assim, uma linha de transmissão que foi construída baseada em previsões errôneas de planejamento pode ser subutilizada.

Uma vez que uma linha de transmissão foi construída, ela não pode ser redistribuída para outra localização onde ela poderia ser mais lucrativa, ou melhor utilizada, ou seja, ela pode ser classificada como custo afundado. Já os outros equipamentos de transmissão podem ser movidos, mas a custos proibitivos.

O preço de revenda dos equipamentos de transmissão instalados tem um valor pequeno quando comparado com o valor de um novo. Investidores devem, portanto, analisar o desempenho que um equipamento poderia ter sob vários cenários. Num ambiente regulado, tais equipamentos, geralmente, têm a garantia da recuperação do valor investido mesmo se

---

<sup>1</sup> A RAP é a receita anual a que a transmissora tem direito pela disponibilização das instalações referentes à prestação do serviço público de transmissão, a partir da entrada em operação comercial das mesmas. A RAP visa remunerar o capital investido nos ativos de transmissão (para preservar a atratividade de investimentos no setor) e cobrir os custos operacionais eficientes (vinculados à operação e manutenção dos ativos necessários para a prestação do serviço, direção e administração da empresa).

subutilizado devido às mudanças imprevistas na demanda.

Os equipamentos de transmissão são vendidos em um número pequeno de padronização da tensão e de valor de potência nominal (MVA). Essa padronização e o baixo valor de revenda dos equipamentos instalados fazem o processo não prático e economicamente de difícil justificativa. Investimentos em transmissão não são habituais e ocorrem em grandes blocos. Inicialmente o equipamento tende a operar com a capacidade ociosa, todavia, mais tarde, o equipamento é utilizado intensamente caso a demanda desenvolva como prevista.

Com a desverticalização do setor elétrico, o planejamento da expansão da transmissão é uma questão desafiadora, pois o planejamento da geração na maioria das indústrias de eletricidade reestruturada é baseado nas iniciativas do mercado. Entretanto, em determinados mercados de eletricidade, a expansão da geração permanece como uma questão política com certos requisitos legais [2]. Por exemplo, no Brasil as UHE a serem conectadas ao sistema elétrico de potência constam de um planejamento da expansão da geração, com isso é possível diminuir a incerteza no PET.

#### **1.2.4 META DO PLANEJAMENTO DA TRANSMISSÃO**

Considerando as atividades de transmissão como monopólio natural, elas são reguladas a partir do ponto de vista técnico e econômico. Para alcançar o caminho do planejamento ao menor custo, que considerará as opções mais adequadas para a transmissão, existe, em alguns países, a possibilidade desse planejamento ser feito pela empresa de transmissão para determinados participantes do mercado. Destaca-se que no caso brasileiro esse planejamento é realizado pela EPE e pelo ONS para subsidiar o planejamento a ser definido pelo MME. Contudo, não existe nenhuma garantia de que o usuário da rede seguirá exatamente as opções de planejamento proposto para a sua conexão, pois ele pode decidir antecipar ou adiar a sua conexão.

Desta forma, a meta fundamental do planejamento da expansão da transmissão é desenvolver o sistema ao menor custo, determinando quando e onde construir novas instalações de transmissão para atender ao crescimento da demanda e da geração, e manter o nível de confiabilidade aceitável. Assim, a expansão da rede de transmissão maximiza as oportunidades de negociar a energia elétrica.

O critério de confiabilidade N-1 tem sido utilizado largamente pela indústria de sistema de potência ao longo dos anos e continuará a ser um critério de referência. Este critério exige que a saída de um único componente não cause qualquer instabilidade, sobrecarga, corte de carga ou saída em cascata dos elementos do sistema. Este princípio é conceitualmente forte, de fácil implementação e exige poucos requerimentos das ferramentas computacionais. Entretanto esse critério tem algumas desvantagens. Destacam-se duas. A primeira é que ele analisa as conseqüências da falha de um único componente, mas não avalia as probabilidades de que esta falha ocorra. A segunda é que as falhas de múltiplos componentes são excluídas do planejamento [4].

Nos casos em que o evento de saída de um único componente do sistema de transmissão é de pequena conseqüência, ou se seu acontecimento é tão improvável que pode ser ignorado, nas alternativas de planejamento da expansão da transmissão baseadas no critério N-1 direcionarão para novos investimentos [4]. Por outro lado, instalações do sistema que são fundamentais para a operação podem requerer N-2 ou N-3.

O planejamento da expansão da transmissão é necessário e importante para os mercados de eletricidade, pois as incertezas no crescimento de carga e na localização dos futuros geradores provocam a indeterminação sobre o futuro arranjo do sistema elétrico de potência. Entretanto, no caso do Brasil, existe um risco limitado sobre a localização das futuras UHE, pois há uma previsão da data de entrada em operação comercial destas usinas, que é definida por meio dos leilões de energia.

Portanto, o planejamento da transmissão visa assegurar as melhores condições operacionais ao menor custo, preservar a segurança da rede, promover a otimização da operação do sistema e permitir o acesso de todos os interessados ao sistema.

### **1.3 ESTADO DA ARTE**

Os estudos em transmissão estão focados no planejamento da expansão de forma determinística baseados no mercado de energia elétrica, sendo que eles consideram os custos associados com o investimento, a operação, o congestionamento, o corte de carga e a segurança do sistema.

Na referência [8] é apresentado um trabalho sobre o planejamento da expansão da transmissão de longo prazo em um mercado de eletricidade competitivo baseado no *pool*. Para obter o planejamento ótimo enquanto modela o funcionamento do mercado, os autores utilizam um número de cenários baseado na demanda futura da rede e simulam a maximização do conjunto do benefício social. Nesse trabalho o custo de operação e de investimento, as perdas de energia, as ofertas de geração e de demanda são os itens considerados no modelo. Os autores também propõem o uso de um conjunto de métricas para calcular o efeito da expansão da geração, da demanda e do sistema por meio dos excedentes do gerador, do consumidor e da sociedade, respectivamente.

Na referência [2] é apresentado um trabalho sobre o planejamento da expansão da transmissão de longo prazo que considera o investimento em geração e o custo do congestionamento. Nesse trabalho o crescimento da demanda é determinístico e o critério N-1 é utilizado na análise de contingência do sistema. O custo de operação devido ao congestionamento é considerado no modelo proposto, pois o nível do congestionamento é um critério adequado para medir a competitividade do mercado de eletricidade [2].

No caso do Brasil, o planejamento da expansão da transmissão é definido pelo MME, considerando os estudos da EPE e do ONS.

Com a relação ao Plano Decenal de Expansão de Energia, destaca-se que é atribuição da EPE elaborar os estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazo, conforme o Decreto nº 5.184, de 16 de agosto de 2004.

Esse Plano incorpora uma visão integrada da expansão da demanda e da oferta de diversos energéticos, além da energia elétrica [7]. O planejamento decenal da expansão do sistema energético consiste na definição de um cenário de referência para a implementação das novas instalações relacionadas à infra-estrutura de oferta de energia, necessárias para se atender ao crescimento do mercado de forma ambientalmente sustentável e minimizando os custos totais esperados de investimento, inclusive socioambientais, e de operação. Com isso espera-se que haja uma alocação eficiente dos investimentos, sendo isso a base para a modicidade tarifária futura.

Assim, definidos os momentos de entrada em operação das novas usinas geradoras e estimando o crescimento das cargas, é estabelecida a expansão do sistema de transmissão pela EPE. A definição de quais empreendimentos, relativos à expansão do sistema de potência, que serão construídos dependerão dos agentes, tanto de geração e transmissão, quanto de distribuição, responsáveis, respectivamente, pelos investimentos e pela contratação da maior parcela de energia, com antecedência necessária à implantação dos novos empreendimentos [7].

No plano decenal, a elaboração dos estudos de expansão da transmissão é feita a partir das projeções de crescimento da carga e do plano referencial de geração, com a utilização dos critérios de planejamento da transmissão conforme o documento “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão”, de novembro de 2002, do CCPE, que recomendam a escolha da alternativa de mínimo custo global [7].

O documento supracitado do CCPE estabelece primeiramente que deve ser definida a configuração da rede para o horizonte de estudo considerando somente a análise técnica. A partir das diversas alternativas definidas inicialmente, pode-se proceder a uma análise técnica e econômica simplificada (comparação de custo das alternativas), para o horizonte de estudo, a fim de eliminar aquelas menos adequadas ou mais onerosas.

Outro ponto de destaque do documento do CCPE é que ele definiu que a premissa básica utilizada no planejamento da transmissão é o atendimento ao mercado. Para garantir o desempenho do sistema é adotado nesse planejamento que não deverá haver corte de carga, ao longo do horizonte de estudo, na ocorrência da contingência de um elemento da rede (critério determinístico N-1). Entretanto, em algumas contingências na Rede Básica podem ocorrer o corte de carga, pois no planejamento supracitado é admitido o não atendimento ao critério N-1.

Destaca-se, a EPE faz nos estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia a medição do Grau de Atendimento ao critério N-1. Pelo o tamanho do SIN, a análise determinística não esgota todas as possíveis contingências simples, permanecendo um conjunto de situações não analisadas que podem não satisfazer aos critérios estabelecidos. Tais situações são detectadas ao se contabilizar os casos que são solucionados por meio de cortes de carga e os casos não resolvidos pelo programa NH2, os quais são retirados da estatística [24].

A Figura 1.3 apresenta o gráfico dos resultados obtidos para o indicador Grau de Atendimento ao critério N-1 para o SIN. Observa-se que o indicador se situa na faixa 94 – 95% para a Rede Básica e ao se incorporar as contingências simples associadas à Rede de Fronteira, esse indicador cai para a faixa 90 – 92% [24].

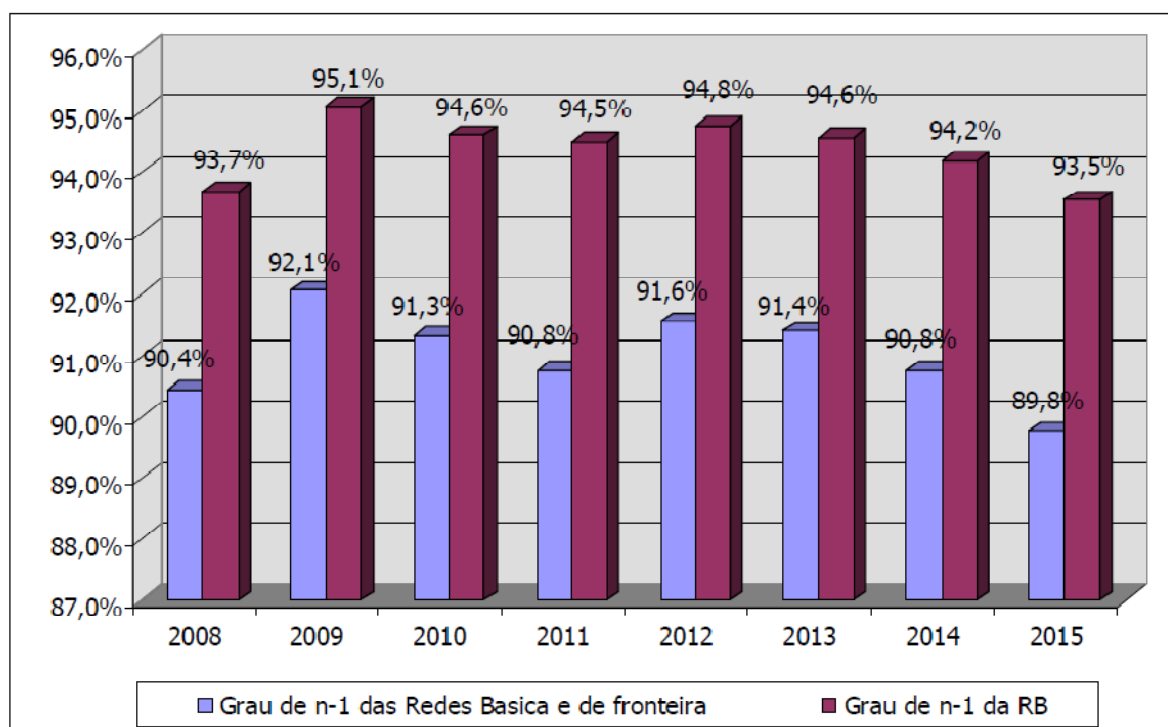


FIGURA 1.3 - Gráfico do indicador Grau de Atendimento ao critério N-1 [24].

Já com relação aos estudos realizados pelo ONS, entidade responsável pela coordenação e controle da operação do SIN, existe a elaboração do PAR e da PAR-DIT, levando em conta as propostas de novas obras, que podem surgir a qualquer momento, as solicitações de acesso, as variações nas previsões de carga, os atrasos na implantação das instalações de geração e transmissão, bem como as informações oriundas do planejamento e da programação da operação elétrica e energética e da operação em tempo real.

O PAR e a PAR-DIT são elaborados anualmente pelo ONS – com a participação dos agentes de transmissão, geração, distribuição e consumidores livres. O horizonte de análise dos estudos é de quatro anos, porém esses documentos são emitidos pelo ONS para o horizonte de três anos [6].

Os estudos citados anteriormente visam adequar a cronologia do planejamento de expansão da transmissão estabelecido pelo órgão responsável aos condicionantes de curto prazo apontados pelas solicitações de acesso, às ampliações e aos reforços propostos pelos agentes, bem como às variações nas previsões de carga não apreciadas pelo planejamento da expansão de geração e transmissão. Os estudos visam também a quantificar a necessidade de compensação reativa adicional que se faz necessária diante dos novos condicionantes. Também procuram eliminar possíveis restrições na rede de transmissão observadas na operação em tempo real e nos estudos de planejamento de operação [6].

No estabelecimento dos condicionantes dos estudos do PAR e da PAR-DIT em todas as simulações e análises, são considerados os valores de carga ativa e reativa, por barramento, para patamares de carga informados pelos agentes e consolidados pelo ONS. O conjunto de geradores a ser considerado constitui-se de usinas existentes, usinas novas com contratos de concessão ou com solicitações de novos acessos já formalizadas junto ao ONS ou aos agentes de transmissão, centrais geradoras integrantes de programas estabelecidos pelo Ministério de Minas e Energia – MME e os intercâmbios contratados em interligações internacionais.

Com base em diagnóstico da rede de transmissão, são incorporadas à configuração inicial as novas obras recomendadas pelos estudos de planejamento da expansão e testadas as condições de atendimento, caso a caso, até que se determine, para cada ano de estudo, uma configuração que atenda aos critérios de desempenho elétrico estabelecidos nos Procedimentos de Rede. As obras que se mostram eficazes passam a integrar a proposta de ampliações e reforços, com indicação das datas para sua implantação.

Conforme definido no Submódulo 4.3 dos Procedimentos de Rede, no estudo do ONS o conjunto de linhas de transmissão e de transformadores deve ser dimensionado de tal forma que haja capacidade suficiente para o escoamento da geração e atendimento da carga, durante todo o período de estudo, em condição normal de operação e nas situações de contingência de um elemento da rede de simulação – critério N-1 [6]. Logo, o ONS considera, no estudo de planejamento da expansão da rede de transmissão do SIN, que não deve existir congestionamento no sistema.

Em três situações nos estudos de ampliações e reforços é admitida a não-observância do critério de contingência N-1: quando se trata de locais atendidos por circuitos singelos – sistemas radiais; quando se trata de subestações conectadas à Rede Básica em derivação – tapes; e quando se trata de DIT.

Desta forma, os modelos de planejamento da expansão da transmissão apresentados anteriormente podem ser melhorados para que seja tolerado o corte de carga na ocorrência da contingência N-1 e calculado o risco deste corte para sistema de transmissão planejado, considerando que o crescimento da demanda é incerto.

Na referência [4] é desenvolvido um método para combinar o critério N-1 com o critério probabilístico. O procedimento básico do planejamento da transmissão probabilístico proposto, nesta referência, inclui os seguintes critérios: avaliar se a contingência simples é uma obrigação, caso seja, são selecionadas as alternativas de planejamento que enfrentam o critério N-1, e, caso contrário, são selecionadas todas as alternativas viáveis; fazer a avaliação da confiabilidade probabilística e do custo sem confiabilidade para as alternativas selecionadas pelo planejamento para o horizonte de estudo; calcular o fluxo de caixa e o valor presente do investimento, da operação e do custo sem confiabilidade para as alternativas selecionadas pelo planejamento; e, por fim, fazer uma análise econômica probabilística global para selecionar as instalações. Destaca-se que, na referência supracitada, é proposto o uso do método de Monte Carlo para avaliar a confiabilidade probabilística. O custo sem confiabilidade é calculado pelo produto da Energia Esperada Não Suprida, ou *EENS (Expected Energy Not Supplied)*, expressado em MWh/ano, pelo custo unitário de interrupção, expresso em \$/MWh [4].

#### **1.4 MOTIVAÇÃO**

A motivação que conduziu este estudo está baseada no fato de que o planejamento da expansão da rede de transmissão não tolera um corte de carga na ocorrência da contingência N-1 e nem relaciona à rede de transmissão planejada um risco de corte de carga, considerando à incerteza no crescimento da demanda.

A consideração da contingência simples (N-1) no planejamento da expansão da transmissão permite que o sistema seja desenhado para atender a toda demanda ou tolerar um corte de



carga quando ocorrer um desligamento de uma instalação da rede e não causar instabilidade, sobrecarga ou eventos em cascatas.

O planejamento da expansão da rede de transmissão que emprega o critério N-1, sem aceitar o corte de carga, na definição dos custos totais ótimos, provoca maior adição de novas instalações na rede do que aquele que aceita um corte de carga, tendo como consequência imediata um maior impacto financeiro nas decisões de planejamento. Implícito no uso deste critério está o fato de que a incerteza, que é inerente ao planejamento, não é explicitada [19].

Destaque-se que no planejamento da geração, cujo objetivo é determinar a fonte e a capacidade de geração para que seja atendido o crescimento de carga previsto, ferramentas de probabilidade já são usadas para considerar as fontes de incertezas, como por exemplo, a saída forçada de uma máquina de geração.

Ressalta-se também que muitos modelos no planejamento da rede de transmissão implicitamente consideram a probabilidade, mas as distribuições probabilísticas das variáveis são desconhecidas. Assim, as condições de pior caso, que geralmente ocorrem no pico de carga, tornam-se as restrições centrais que devem ser satisfeitas no planejamento. Com isso, para as distribuições desconhecidas das incertezas das variáveis, o sistema deve garantir desempenho adequado sob o caso extremo [19].

A confiabilidade no planejamento da expansão da rede é muito importante uma vez que ela direciona a expansão e é uma figura central na avaliação do desenvolvimento do sistema planejado.

Entretanto a condição anterior de medidas de probabilidade é uma contradição para as análises de operação do sistema, onde o tempo é pequeno e os graus de liberdade são limitados. Na operação, o critério N-1 guarda coerência desde que os operadores da rede garantam a segurança dos despachos de geração, não significando que as contingências N-1 postuladas irão ocorrer. Logo, o mesmo critério quando usado pelo planejamento da transmissão pode implicar num modelo mais conservativo, pois o sistema planejado está capacitado para resistir a cada uma das contingências simples que possam ocorrer [19].

Além de não permitir o corte de carga no planejamento da expansão da rede quando ocorrer uma contingência simples, os modelos de planejamento apresentados na seção 1.3 não associam o risco da rede planejada de não atender ao crescimento incerto da carga.

Adotando-se as incertezas inerentes ao planejamento da transmissão, medidas de risco ou de probabilidade fornecem um excelente padrão de referência para que seja analisado o desempenho do sistema, na média.

Considerando o exposto anteriormente, este trabalho desenvolve o modelo de planejamento da expansão da transmissão que permite o corte de carga na ocorrência de contingência N-1. Depois de ser planejado o sistema para o crescimento previsto da demanda e definido o custo total deste plano, será calculado o risco de corte de carga, considerando a incerteza no crescimento da demanda. Assim, pode-se associar a cada corte de carga tolerado no planejamento da rede de transmissão um custo total e um risco.

## **1.5 OBJETIVO**

A presente dissertação tem como objetivo desenvolver um modelo do planejamento da expansão da rede de transmissão que minimiza o custo de investimento em novas instalações bem como o custo de congestionamento, para o crescimento previsto da carga, sendo tolerado cortar carga na ocorrência da contingência simples, mas não haverá corte de carga para operação da rede em condição normal, ou seja, sem contingência. Depois de encontrado o plano ótimo da expansão da transmissão é calculado o risco de cortar carga associado ao crescimento incerto na demanda.

A idéia aqui proposta é associar com o corte de carga tolerado no planejamento da expansão da rede, para o crescimento previsto da carga, o custo total da expansão e o risco deste corte.

Será mostrado que quando se aumenta o corte de carga tolerado no planejamento da expansão da rede de transmissão, para o crescimento previsto da carga, ocorre a diminuição do custo total da expansão e o aumento do risco de cortar carga.

## **1.6 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO E ORIGINALIDADE**

A partir dos comentários anteriores, adota-se um modelo de planejamento da transmissão, considerando a incerteza no crescimento da carga, que busca minimizar os custos de investimento em transmissão junto com o custo de operação devido ao congestionamento da rede de transmissão, sendo permitida a flexibilização no corte de carga para o critério N-1. O modelo permite uma avaliação mais realista das decisões de investimentos em transmissão devido à consideração da incerteza no horizonte de estudo.

O que se busca apresentar com o modelo proposto é um planejamento do sistema de transmissão que tolere um corte de carga na ocorrência da contingência simples (critério N-1). Associa-se a esta tolerância de corte de carga um custo total da expansão e o risco de cortar carga, considerando a incerteza no crescimento da demanda no horizonte de estudo.

A técnica de simulação de Monte Carlo é utilizada com a finalidade de calcular o risco de corte de carga para o sistema de transmissão planejado, sendo este risco obtido a partir das estimativas dos estados do sistema para o crescimento aleatório da carga. Assim, será possível planejar a expansão do sistema de transmissão, aceitando ou não o corte de carga quando da ocorrência de uma contingência simples na rede.

## **1.7 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO**

No Capítulo 2 será apresentada a teoria sobre o modelo proposto para o planejamento da expansão da rede de transmissão, considerando a incerteza no crescimento da carga. No Capítulo 3 serão mostradas a simulação e o resultado da aplicação do modelo proposto para o planejamento da transmissão nos sistemas de potência de cinco barras, o IEEE-14 barras e o IEEE-24 barras. No Capítulo 4 serão feitas as conclusões e as sugestões para os trabalhos futuros.

## **2 MODELO PROPOSTO PARA O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO, CONSIDERANDO A INCERTEZA NO CRESCIMENTO DA CARGA**

O modelo proposto analisa a expansão da transmissão a partir de um plano ótimo da expansão da geração e de um conjunto de instalações de transmissão candidatas, que foi identificado preliminarmente por um estudo técnico. Assim, são selecionadas as instalações de transmissão que minimizam o investimento bem como o custo do congestionamento (que é a diferença entre o custo de operação com restrições na rede e o custo de operação sem restrição na rede), sendo tolerado o corte de carga quando ocorrer a contingência N-1 no sistema.

Para desenvolver o modelo proposto, buscou-se um método que considera a minimização do corte de carga, o risco de cortá-la, considerando o crescimento incerto da demanda, e o efeito do congestionamento no planejamento da expansão da transmissão a longo prazo. O modelo proposto avalia os limites de corte de carga tolerados no planejamento em relação ao nível de congestionamento, ao investimento em transmissão, ao custo total da expansão e ao risco de cortar carga.

O risco de corte de carga é calculado pelo método de Monte Carlo, considerando a incerteza no crescimento da carga, a longo prazo, para a rede planejada. Esta incerteza é gerada pelo sorteio aleatório do crescimento da carga.

É utilizada a decomposição de *Benders* no planejamento da expansão da transmissão, sendo que esta decomposição divide o planejamento num problema mestre e em dois subproblemas, que representam a adequação e a operação ótima do sistema.

O que se deseja apontar com o método proposto é que, quando tolerado um corte de carga no planejamento da expansão da transmissão, o custo total da expansão diminui em relação ao planejamento que não permite o corte de carga. Isso acontece, pois o número de instalações novas, via de regra, diminui. Para mostrar a importância de se tolerar o corte de carga no planejamento, é calculado o risco de cortar carga, considerando a incerteza no crescimento da carga. Destarte, é associado ao corte de carga tolerado ( $\epsilon$ ), no planejamento da transmissão, um risco e um custo total.

A Figura 2.1 apresenta o fluxograma simplificado do modelo de planejamento da expansão da transmissão, considerando a incerteza no crescimento da carga.

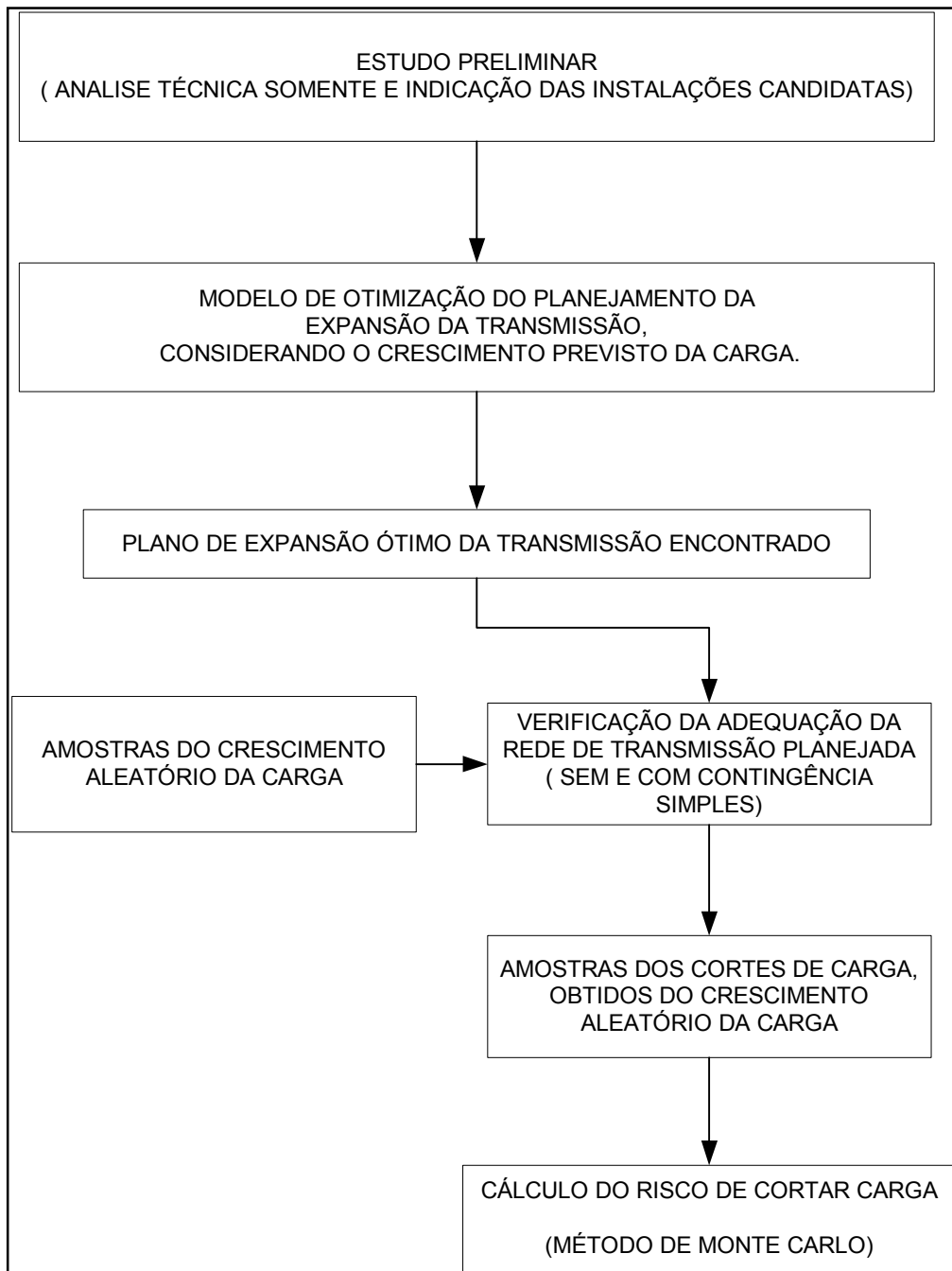


FIGURA 2.1 - Fluxograma simplificado do modelo de planejamento da expansão da transmissão, considerando a incerteza no crescimento da carga

## **2.1 MODELO DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO PROPOSTO**

O modelo de planejamento da expansão da transmissão leva em consideração os seguintes itens:

- a) o horizonte de planejamento;
- b) os custos associados com os investimentos em instalações de transmissão;
- c) o atendimento às leis elétricas e às capacidades dos geradores e das linhas;
- d) a influência do congestionamento da rede de transmissão no custo de operação;
- e) a minimização do corte de carga tolerado;
- f) o crescimento médio da demanda no planejamento do sistema; e
- g) o risco relacionado ao corte de carga para o sistema planejado, considerando a incerteza no crescimento de carga.

Na Figura 2.2, a seguir, é mostrado o fluxograma do modelo proposto para o planejamento da expansão da transmissão, utilizando-se a decomposição de *Benders*. Nesta Figura, nota-se que no estudo preliminar são apresentadas as instalações candidatas a investimento em transmissão e um plano ótimo de expansão da geração.

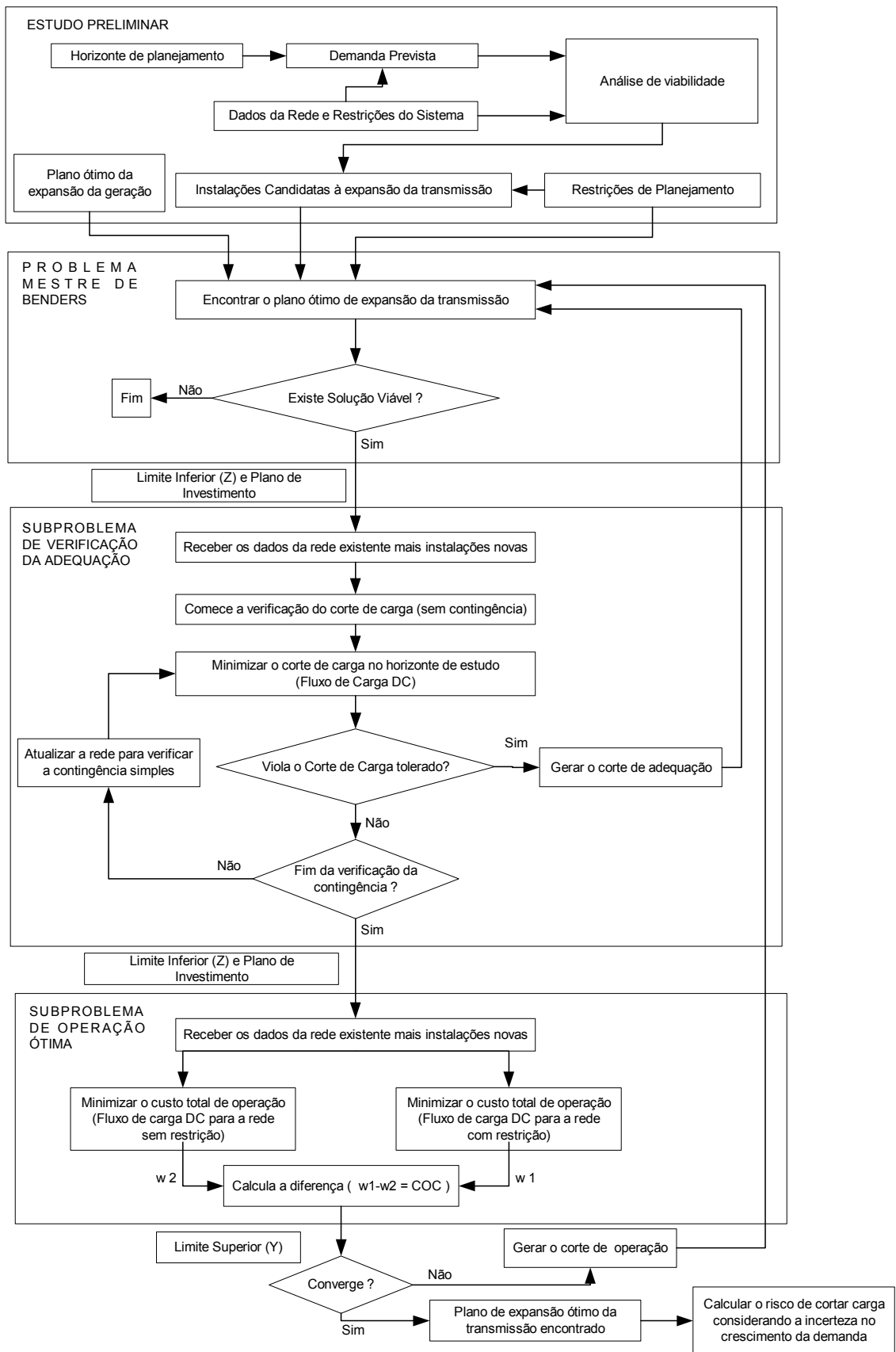


FIGURA 2.2 – Fluxograma do modelo proposto para o planejamento da expansão da transmissão, considerando o crescimento médio da carga.

No modelo apresentado na Figura 2.2, o planejamento da expansão da transmissão, que seleciona os candidatos iniciais a investimento que foram indicados pelo estudo preliminar, utiliza a decomposição de *Benders* na qual o planejamento é separado dentro de um problema mestre e de outros dois subproblemas, que representam a adequação e a operação ótima. O problema mestre é um problema de programação linear inteira mista [17].

Entre as técnicas de otimização combinatória, a decomposição de *Benders* é uma que é aplicada com sucesso na determinação do planejamento da expansão da transmissão.

Após o problema mestre selecionar os candidatos iniciais a investimento, os mesmos são analisados pelo subproblema de adequação, que verifica se este planejamento pode enfrentar as restrições do sistema no horizonte de estudo, para o crescimento médio da demanda. Nesse subproblema são considerados os dados da rede tais como a impedância e a capacidade das linhas e dos transformadores existentes e candidatas (os), a capacidade total de geração indicada pelo planejamento da geração e a demanda prevista total.

No subproblema de adequação é utilizado o critério de confiabilidade N-1. Caso aconteça a violação do corte de carga permitido, um correspondente corte de adequação (ou corte de inviabilidade) será formado por esse subproblema baseado na teoria da dualidade da programação linear [2].

O corte de adequação formado será acrescentado ao problema mestre como uma restrição a ser satisfeita e, na próxima iteração do problema de planejamento, seu limite inferior é atualizado. Quando as violações do subproblema de adequação não mais existirem, o plano de investimento proposto é fornecido para o subproblema de operação.

No subproblema de operação, será considerada a minimização dos custos de operação, analisando-se a rede de transmissão com e sem limites nas capacidades das instalações. Essa diferença entre os custos é denominada de custo total de operação devido ao congestionamento (COC).

O subproblema de operação calcula o limite superior do planejamento, assim como forma o correspondente corte de operação. O processo iterativo entre o problema mestre e os subproblemas continuará até que a solução ótima convirja para dentro dos limites superiores e inferiores, que são alterados a cada iteração.



### 2.1.1 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA (DECOMPOSIÇÃO DE *BENDERS*)

O objetivo do planejamento da expansão da transmissão proposto é minimizar o COC e o investimento em novas instalações de transmissão, para o crescimento médio da demanda, enquanto ao mesmo tempo satisfaz o critério de segurança N-1 do sistema. A segurança significa a capacidade de manter o fluxo de potência de todas as linhas e transformadores dentro dos limites de capacidade, dado o plano de expansão da transmissão, e com o corte de carga igual ou inferior ao limite tolerado.

A função objetivo desse modelo, no ano  $t$ , é:

$$\text{Min } Y = \sum_{j=1}^{CL} [CI_{jt} * X_{jt}] + \sum_{b=1}^B COC_{bt} \quad (2.1)$$

Nota-se a partir da equação (2.1) que o primeiro termo se refere aos investimentos em transmissão. O segundo termo é o COC para o horizonte de planejamento. A solução do problema de planejamento é resolvida pela técnica de decomposição de *Benders* - relatada a seguir.

#### 2.1.1.1 Problema Mestre

$$\text{Min } Z \quad (2.2)$$

*s.a.*

$$Z \geq \sum_{j=1}^{CL} [CI_{jt} * X_{jt}] \quad (2.3)$$

$$\sum_{j=1}^{CL} CI_{jt} * X_{jt} \leq CI_t \quad (2.4)$$

$$\sum_{j=1}^{CL} PL_{j,\max} * (X_{jt}) \leq UC_t \quad (2.5)$$

$$\sum_{j=1}^{CL} (X_{jt}) \leq UN_t \quad (2.6)$$

$$X_{jt} \in (0,1)$$

Destaca-se que o problema de investimento em (2.2) está submetido às restrições de operação e de planejamento. O conjunto de restrições de planejamento inclui as limitações na determinação dos novos investimentos. A restrição (2.4) se refere à disponibilidade de capital de investimento no ano  $t$ . A restrição (2.5) se refere à capacidade das instalações de transmissão no ano  $t$ . A restrição (2.6) se refere ao número máximo de instalações de transmissão a ser adicionado. O problema mestre apresenta o plano de investimento ótimo e o limite inferior ( $Z$ ) do problema de planejamento em (2.1).

#### 2.1.1.2 Subproblema de verificação da adequação

A preocupação com a segurança no planejamento da transmissão se dá com vistas a satisfazer o balanço da potência nodal enquanto mantém o sistema dentro do limite de corte de carga tolerado. Para a operação do sistema de transmissão cujo fluxo de potência reativa seja importante, torna-se necessária a utilização do modelo de fluxo de potência AC. Contudo, o modelo de fluxo de potência DC é geralmente utilizado nos estudos de planejamento da rede de transmissão [2], fornecendo-se uma boa aproximação para as equações não-lineares dos fluxos de potência.

O modelo de fluxo de potência DC é composto pelas leis de *Kirchhoff*, que são equações lineares relacionando os ângulos das barras, as gerações e as cargas com os fluxos nas linhas de transmissão [2].

O caso inicial do subproblema de verificação da adequação corresponde às condições da rede de transmissão sem contingência. A contingência N-1 é modelada nesse subproblema pela repetição de todas as restrições na rede para cada contingência  $q$ .

O subproblema de verificação da adequação para a contingência  $q$ , no subperíodo  $b$  e no ano  $t$ , é modelado para resolver o plano de investimento da interação  $n$  do problema mestre, conforme apresentado a seguir:

$$\text{Min } v_{bt}^{nq} = DT_{bt}^q * \sum_{k=1}^N PC_{k,bt}^q = DT_{bt}^q * (1^T * r^q) \quad (2.7)$$

s.a

$$s^q * f^q + p^q + r^q = d \quad \forall q \quad (2.8)$$

$$PL_{j,bt}^q = \gamma_{mn}^q * (\theta_{m,bt}^q - \theta_{n,bt}^q) \quad j \in (m,n), \forall q \quad (2.9a)$$

$$PL_{j,bt}^q = X_{jt}^n * \gamma_{mn}^q * (\theta_{m,bt}^q - \theta_{n,bt}^q) \quad j \in (m,n), \forall q \quad (2.9b)$$

$$|PL_{j,bt}^q| \leq PL_{j,max} \quad j \in (m,n), \forall q \quad (2.10a)$$

$$|PL_{j,bt}^q| \leq X_{jt}^n * PL_{j,max} \quad j \in (m,n), \forall q \quad (2.10b)$$

$$PG_{i,min} \leq PG_{i,bt}^q \leq PG_{i,max} \quad \forall i, \forall q \quad (2.11)$$

$$\theta_{ref} = 0 \quad (2.12)$$

$$0 \leq r^q \leq d \quad (2.13)$$

A equação (2.8) representa a restrição do balanço de potência com o corte de carga (Primeira lei de *Kirchhoff*). As equações (2.9a) e (2.9b) representam os fluxos nas linhas (Segunda lei de *Kirchhoff*) existentes e candidatas, respectivamente. As restrições (2.10a) e (2.10b) representam os limites de fluxo nas linhas existentes e candidatas, respectivamente. A restrição (2.11) representa o limite inferior e superior dos geradores. A equação (2.12) indica que um dos ângulos das barras do sistema de transmissão é adotado como referência. A restrição (2.13) representa o limite de corte de carga no sistema.

A função objetivo (2.7) busca mitigar as violações da rede de transmissão e minimizar o corte de carga pela aplicação de um despacho de geração. Nessa formulação, os limites inferiores da equação (2.11) representam os geradores que devem funcionar constantemente devido à segurança do sistema ou/e aos acordos bilaterais de energia de longo prazo. Assim, no modelo de segurança apresentado anteriormente, a utilização do fluxo de carga DC é adequado, pois os candidatos iniciais a investimento foram determinados a partir de uma análise do fluxo de potência AC.

Cumpramos destacar que no subproblema de adequação poderiam ser acrescentadas as restrições associadas à tensão e às perdas técnicas.

A equação (2.9b) pode ser reescrita em duas inequações lineares:

$$PL_{j,bt}^q - \gamma_{mn}^q * (\theta_{m,bt}^q - \theta_{n,bt}^q) \leq M_j * (1 - X_{jt}^n) \quad j \in (m,n), \forall q, \pi_{1,j,bt}^{nq} \quad (2.14a)$$

$$-(PL_{j,bt}^q - \gamma_{mn}^q * (\theta_{m,bt}^q - \theta_{n,bt}^q)) \leq M_j * (1 - X_{jt}^n) \quad j \in (m,n), \forall q, \pi_{2,j,bt}^{nq} \quad (2.14b)$$

A variável  $M_j$  representa o parâmetro de punição que garante a segunda lei de *Kirchhoff* para as linhas candidatas.  $\pi_1$  e  $\pi_2$  são os vetores de variável dual correspondentes às restrições (2.14a) e (2.14b) do subproblema de verificação da adequação na iteração  $n$  e na contingência  $q$ . Quando um status do investimento da linha candidata é ajustado para 0(zero), as inequações lineares correspondentes forçam que nenhum fluxo passe na linha, enquanto que se o status é ajustado para 1(um), haverá fluxo na linha candidata e esse fluxo obedecerá à segunda lei de *Kirchhoff*. De maneira similar, a restrição da inequação correspondente a (2.10b) pode ser reescritas da seguinte forma:

$$PL_{j,bt}^q \leq PL_{j,max} * X_{jt}^n \quad j \in (m,n), \forall q, \lambda_{1,j,bt}^{nq} \quad (2.15a)$$

$$-PL_{j,bt}^q \leq PL_{j,max} * X_{jt}^n \quad j \in (m,n), \forall q, \lambda_{2,j,bt}^{nq} \quad (2.15b)$$

As variáveis  $\lambda_1$  e  $\lambda_2$  são vetores de variável dual que correspondente as restrições (2.15a) e (2.15b), respectivamente.

O corte de adequação que será adicionado ao problema mestre quando a função objetivo (2.7) é maior do que o limite de corte de carga tolerado é calculado a partir da teoria da dualidade da programação linear [2], conforme apresentado a seguir:

$$v_{bt}^{nq} + \sum_{j=1}^{CL} (\lambda_{1,j,bt}^{nq} + \lambda_{2,j,bt}^{nq}) * PL_{j,max} * (X_{jt} - X_{jt}^n) - \sum_{j=1}^{CL} (\pi_{1,j,bt}^{nq} + \pi_{2,j,bt}^{nq}) * M_j * (X_{jt} - X_{jt}^n) \leq \varepsilon \quad (2.16)$$

A inequação (2.16), relacionada ao corte de carga tolerado, indica que a violação poderia ser mitigada ao se reajustar o plano de solução do investimento no ano  $t$ . As variáveis duais no corte de adequação são interpretadas como um decréscimo incremental nas violações do corte de carga. Esses cortes são adicionados ao problema mestre acumulativamente até que um plano de investimento seja encontrado para satisfazer o critério de corte de carga tolerado enquanto enfrenta a contingência N-1 por todo o período do planejamento.

### 2.1.1.3 Subproblema de operação ótima

No modelo apresentado, o fluxo de potência ótimo DC é aplicado para calcular o COC da rede transmissão planejada. Primeiro, o custo de operação para o caso base ( $w_1$ ) é calculado, para o horizonte de planejamento, considerando a solução de investimento fornecida pelo problema mestre.

O subproblema de operação ótimo para todo o subperíodo  $b$  e o ano  $t$  para a solução de investimento corrente é formulada nos termos a seguir:

$$\text{Min } w_{1,bt}^n = DT_{bt} * \sum_{i=1}^{NG} (CO_{i,bt} * PG_{i,bt}) \quad (2.17)$$

s.a

$$s * f + p = d \quad (2.18)$$

$$PL_{j,bt} = \gamma_{mn} * (\theta_{m,bt} - \theta_{n,bt}) \quad j \in (m,n) \quad (2.19a)$$

$$PL_{j,bt} = X_{jt}^n * \gamma_{mn} * (\theta_{m,bt} - \theta_{n,bt}) \quad j \in (m,n) \quad (2.19b)$$

$$|PL_{j,bt}| \leq PL_{j,max} \quad j \in (m,n) \quad (2.20a)$$

$$|PL_{j,bt}| \leq X_{jt}^n * PL_{j,max} \quad j \in (m,n) \quad (2.20b)$$

$$PG_{i,min} \leq PG_{i,bt} \leq PG_{i,max} \quad \forall i \quad (2.21)$$

$$\theta_{ref} = 0 \quad (2.22)$$

A equação (2.18) representa a restrição do balanço de potência sem o corte de carga. As equações (2.19a) e (2.19b) representam os fluxos nas linhas existentes e candidatas, respectivamente. As inequações (2.20a) e (2.20b) representam os limites de fluxo nas linhas existentes e candidatas, respectivamente. A restrição (2.21) representa o limite inferior e superior dos geradores existentes. A equação (2.22) indica que um dos ângulos das barras do sistema de transmissão é adotado como referência.

Após calcular a minimização de (2.17), com restrições nos fluxos das instalações de transmissão, o passo seguinte é recalculando o custo de operação total sem considerar essas restrições, isto é, as inequações (2.20a) e (2.20b) são excluídas das restrições. O subproblema de operação ótimo para o caso sem restrições nos limites das instalações de transmissão ( $w_2$ ) para todo o subperíodo  $b$  e o ano  $t$  é formulado a seguir [2]:

$$\text{Min } w_{2,bt}^n = DT_{bt} * \sum_{i=1}^{NG} (CO_{i,bt} * PG_{i,bt}) \quad (2.23)$$

s.a

$$s * f + p = d \quad (2.24)$$

$$PL_{j,bt} = \gamma_{mn} * (\theta_{m,bt} - \theta_{n,bt}) \quad j \in (m,n) \quad (2.25a)$$

$$PL_{j,bt} = X_{jt}^n * \gamma_{mn} * (\theta_{m,bt} - \theta_{n,bt}) \quad j \in (m,n) \quad (2.25b)$$

$$PG_{i,\min} \leq PG_{i,bt} \leq PG_{i,\max} \quad \forall i \quad (2.26)$$

$$\theta_{\text{ref}} = 0 \quad (2.27)$$

A equação (2.25b) corresponde aos investimentos candidatos. A diferença entre os custos das duas funções objetivas (2.17) e (2.23) resulta no  $COC_{bt}^n$  para a iteração  $n$  da solução do planejamento no subperíodo  $b$  e no ano  $t$ :

$$COC_{bt}^n = w_{1,bt}^n - w_{2,bt}^n \quad (2.28)$$

Após calcular o  $COC_{bt}^n$ , o limite superior (Y) do problema de planejamento (2.1) na iteração corrente será atualizado pela adição do  $COC_{\text{TOTAL}}$  (somatório do  $COC_{bt}^n$ ) ao custo de investimento em novas instalações de transmissão, ou seja,  $Y = (COC_{\text{TOTAL}}) + (\text{Investimento})$ .

A convergência do algoritmo de planejamento depende dos limites superior (Y) e inferior (Z) do problema de planejamento, sendo utilizada como critério de convergência a seguinte condição:

$$2 * \frac{(Y - Z)}{Y + Z} \leq \Delta \quad (2.29)$$

Se a solução encontrada não atende ao critério de convergência, um corte de operação (ou de viabilidade) de *Benders* é gerado e somado ao problema mestre para a próxima iteração.

As restrições (2.19b) e (2.20b) podem ser reescritas da seguinte forma:

$$PL_{j,bt} - \gamma_{mn} * (\theta_{m,bt} - \theta_{n,bt}) \leq M_j * (1 - X_{jt}^n) \quad j \in (m,n), \beta_{1,j,bt}^n \quad (2.30a)$$

$$-(PL_{j,bt} - \gamma_{mn} * (\theta_{m,bt} - \theta_{n,bt})) \leq M_j * (1 - X_{jt}^n) \quad j \in (m,n), \beta_{2,j,bt}^n \quad (2.30b)$$

$$PL_{j,bt} \leq PL_{j,max} * X_{jt}^n \quad j \in (m,n), \alpha_{1,j,bt}^n \quad (2.31a)$$

$$-PL_{j,bt} \leq PL_{j,max} * X_{jt}^n \quad j \in (m,n), \alpha_{2,j,bt}^n \quad (2.31b)$$

Onde  $\beta_1$ ,  $\beta_2$ ,  $\alpha_1$  e  $\alpha_2$  são vetores das variáveis dual relacionadas com as restrições de (2.30a) a (2.31b). O correspondente corte de operação de *Benders* na iteração  $n$  será:

$$\begin{aligned} Z \geq & \sum_{j=1}^{CL} [CI_{jt} * X_{jt}] + \sum_{b=1}^B [COC_{bt}^n] + \sum_{b=1}^B [\sum_{j=1}^{CL} (\alpha_{1,j,bt}^n + \alpha_{2,j,bt}^n) * PL_{j,max} * (X_{jt} - X_{jt}^n)] - \\ & - \sum_{b=1}^B [\sum_{j=1}^{CL} (\beta_{1,j,bt}^n + \beta_{2,j,bt}^n) * M_j * (X_{jt} - X_{jt}^n)] \end{aligned} \quad (2.32)$$

O corte de operação indica que o valor objetivo do problema (2.1) pode ser diminuído pela mudança do plano de investimento no horizonte de estudo. As variáveis duais do subproblema de operação ótima fazem com que o algoritmo de otimização busque uma solução de planejamento melhor da que resultaria na solução do melhor despacho econômico.

A consideração do custo de congestionamento (COC) na função objetivo (2.1) no lugar do custo de operação permite que seja avaliado o custo total de investimento contra o custo do congestionamento total.

## 2.2 TÉCNICA DE SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO E O CÁLCULO DO RISCO DE CORTE DE CARGA

Nesta seção serão apresentados alguns conceitos relacionados à técnica de simulação de Monte Carlo. Depois será explicada a forma de calcular o risco do corte de carga, considerando a incerteza no crescimento da demanda, para o sistema de transmissão planejado.

### 2.2.1 TÉCNICA DE SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO

A técnica de simulação de Monte Carlo foi introduzida por John Von Neumann (1903-1957) e Stanislaw Ulam (1909-1984), durante a Segunda Guerra Mundial para estudar o efeito dos nêutrons viajando através dos materiais [20].

O método da simulação de Monte Carlo usa a amostragem aleatória para estudar as propriedades do sistema cujos componentes comportam-se de uma forma estocástica. A idéia é simular, por meio da geração aleatória, as variáveis que influenciam no comportamento do sistema. Amostras deste comportamento podem ser obtidas e usadas para levantamentos estatísticos.

Para exemplificar, suponha que  $S$  seja um subconjunto de um plano com área  $A(S)$  e  $R$  é um subconjunto de  $S$  com área  $A(R)$ . A probabilidade de que um ponto aleatório de  $S$  esteja contido dentro de  $R$  é igual a  $A(R)/A(S)$ . Este importante fato resulta num algoritmo para calcular a área sob a curva limitada por  $y = f(x)$  pela simulação de Monte Carlo.

Suponho que é necessário estimar  $I$ , a área sob  $y = f(x)$ , a partir do ponto  $x=a$  até  $x=b$  da Figura 2.3. Assim, primeiro constrói-se um retângulo  $[a,b] \times [0,d]$  que inclui a região sob  $y=f(x)$  do ponto  $a$  até o  $b$ . Então para um número inteiro  $g$  suficientemente grande, escolhe-se  $g$  pontos aleatórios dentro do retângulo e conta o número de vezes que os números aleatórios estão sob a curva  $y = f(x)$ , igualando o resultado a  $e$  [20].



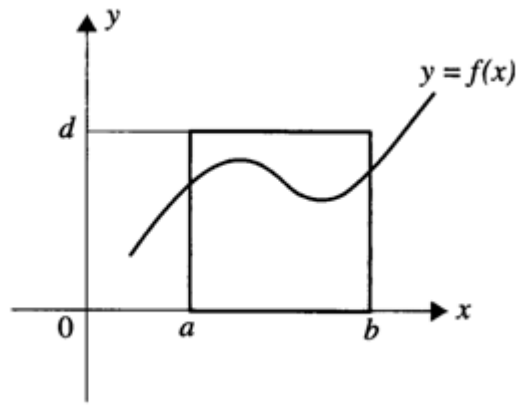


FIGURA 2.3 – Área sob  $f(x)$  para ser calculada pelo método de simulação de Monte Carlo.

A probabilidade de que um ponto aleatório do retângulo esteja sob a curva  $y=f(x)$  é aproximadamente [20] :

$$P = \frac{e}{g} \quad (2.33)$$

Assim, a área sob a curva  $y = f(x)$  é:

$$\frac{e}{g} \approx \frac{\text{área sob } y \text{ de } a \text{ até } b}{\text{área do retângulo}} = \frac{I}{(b-a)(d-0)} = \frac{I}{(b-a)d}$$

$$I = \frac{ed(b-a)}{g} \quad (2.34)$$

Neste trabalho a simulação de Monte Carlo é usada para obter o risco de corte de carga, considerando o crescimento aleatório da demanda para o horizonte de estudo.

### 2.2.2 CÁLCULO DO RISCO DE CORTAR CARGA PARA A REDE DE TRANSMISSÃO PLANEJADA

A carga no problema de planejamento da expansão da transmissão é estimada e muito afetada por incertezas, tais como políticas de governo, desenvolvimento econômico e mudanças climáticas, e por isto esta carga estimada tem uma incerteza inerente [18].

Como o crescimento da carga é incerto, o plano de expansão da transmissão terá um risco de não atender ao crescimento da carga. Uma forma de representar a incerteza do crescimento da carga é adotar um modelo probabilístico.

Com este modelo probabilístico, é sorteado o crescimento aleatório da demanda e estimado o estado da rede de transmissão para cada crescimento. Neste método, o crescimento da carga é amostrado ou sorteado para um número especificado de vezes.

Com os vários estados amostrados, para o crescimento de carga aleatório, da rede de transmissão planejada, é calculada a probabilidade ou o risco desta rede não atender ao crescimento aleatório da demanda, por meio da equação (2.33).

Na Figura 2.4, a seguir, é apresentado o fluxograma do cálculo do risco de cortar carga, considerando a incerteza no crescimento da carga, para o plano ótimo de expansão da transmissão definido para o crescimento médio da carga, como resultado do método da seção 2.1.

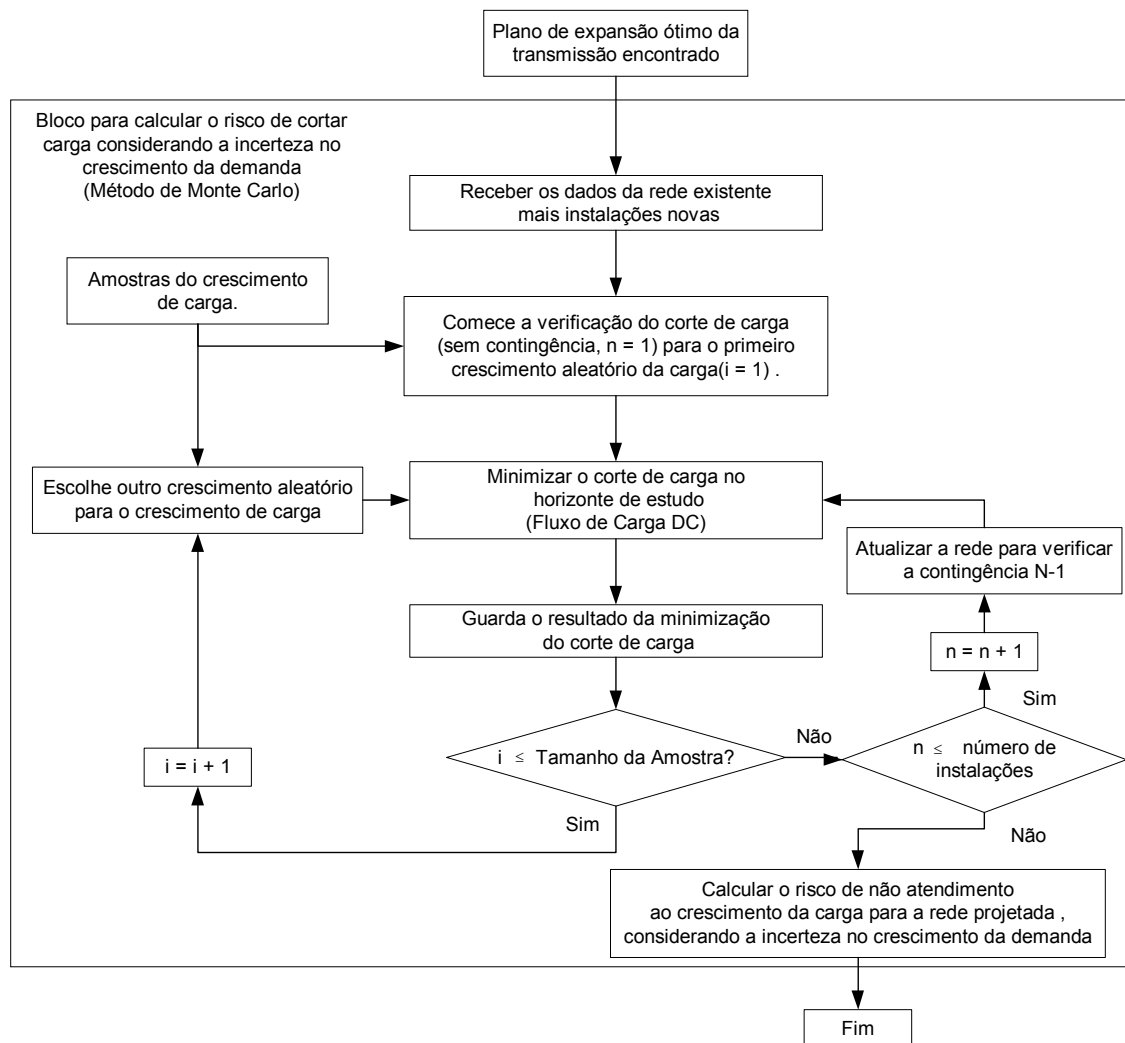


FIGURA 2.4 – Fluxograma para o cálculo do risco de corte de carga na rede de transmissão planejada, considerando a incerteza no crescimento da carga.

Para iniciar o cálculo do risco de cortar carga, é preciso que se tenha a configuração da rede de transmissão ótima proposta pelo planejamento da expansão.

De posse de uma amostra do crescimento da carga gerada, a partir de uma função de distribuição de probabilidade acumulada, é possível analisar o comportamento da configuração da rede proposta, gerando amostras que indicam possíveis cortes de carga.

Conforme apresentado em [3], uma variável aleatória  $x$  tem uma função de distribuição de probabilidade ( $f(x)$ ) e uma função acumulada de probabilidade ( $F(x)$ ). Adotando-se uma nova variável aleatória  $z=F(x)$ , esta possui uma distribuição uniforme sobre o intervalo fechado  $(0,1)$ . Com isso, a função  $z=F(x)$  possui uma relação entre as duas variáveis:  $x$ , com distribuição aleatória própria, e  $y$ , com distribuição uniforme entre 0 e 1.

Assim, neste trabalho, é sorteado aleatoriamente um número na função acumulada de probabilidade, relacionada à variável do crescimento da demanda, no intervalo fechado  $(0,1)$ . Com este número sorteado, utiliza-se a função acumulada de probabilidade para determinar o valor de crescimento da demanda.

Começa-se o processo de cálculo do risco de cortar carga, para a rede planejada, sem qualquer contingência  $N-1$  e com o primeiro número sorteado para o crescimento incerto da carga. Com este crescimento, calcula-se a carga futura e minimiza o corte de carga, através do subproblema de verificação da adequação, que são as equações (2.7) a (2.13). O resultado da minimização do corte de carga é guardado para que seja montada uma amostra.

Depois disso, é verificado se o número de vezes da minimização do corte de carga para aquela condição ( $i$ ), da rede planejada, foi calculado considerando todos os sorteios do crescimento incerto de carga. Caso negativo, um novo número para o crescimento incerto da carga é escolhido e repete-se o processo anterior. Caso positivo, passe para o outro estado da rede planejada e agora verificando as contingências  $N-1$ .

Para cada contingência  $N-1$  que o sistema possa ter, é escolhido o número para o crescimento incerto da demanda e minimizado o corte de carga, por meio do subproblema de verificação da adequação. Este processo se repete até que todos os números sorteados sejam escolhidos e sendo sempre guardados os resultados da minimização para compor a amostra artificial do corte de carga.

Após todas as contingências ocorrerem e com a amostra do corte de carga montada, é calculado o risco de corte de carga, pelo método de Monte Carlo, para o sistema de transmissão planejado, considerando a incerteza no crescimento de carga. O risco é calculado como: 1(um) menos a equação (2.33). Neste caso, a equação (2.33) é:

$$P = \frac{n}{N} \quad (2.35)$$

Onde a variável  $n$  é o número de vezes em que não houve corte de carga para a rede de transmissão planejada e  $N$  é o tamanho da amostra.

### 2.3 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

O modelo proposto para o planejamento da expansão da transmissão, considerando o crescimento incerto da demanda, utiliza os critérios apresentados na seção 2.1.

A Figura 2.2 apresenta o fluxograma do modelo proposto para o planejamento da expansão da transmissão, considerando o crescimento médio da carga.

O planejamento da expansão da transmissão proposto, que seleciona os candidatos iniciais a investimento e que foram indicados pelo estudo preliminar, utiliza a decomposição de *Benders* na qual o planejamento é separado dentro de um problema mestre e de outros dois subproblemas, que representam a adequação e a operação ótima.

O objetivo do planejamento da expansão transmissão proposto é minimizar o COC e o custo de investimento em novas instalações de transmissão para o crescimento médio da demanda, enquanto atende ao critério N-1.

A consideração do custo de congestionamento (COC) na função objetivo (2.1) no lugar do custo de operação permite que seja avaliado o custo total de investimento contra o custo total do congestionamento.

Considerando o crescimento incerto da carga, pode-se relacionar ao plano ótimo de expansão da transmissão um risco de não atender ao aumento da carga. Utiliza-se o método de Monte Carlo, no modelo proposto, para calcular este risco.

Destaca-se que no modelo proposto para o planejamento da expansão da rede de transmissão, é permitido variar o corte de carga tolerado. Com isso, é possível associar um investimento e um risco a este corte.

### 3 CASOS ESTUDADOS E ANÁLISES

Neste capítulo é aplicada a metodologia proposta para o planejamento da expansão da rede de transmissão, considerando a incerteza no crescimento da carga, que foi discutida no Capítulo 2, para três tipos de rede de transmissão: rede hipotética de 5 (cinco) barras, rede IEEE 14 (quatorze) barras e rede IEEE 24 (vinte e quatro) barras [15]. Assim, é possível avaliar as características do modelo proposto para diferentes situações.

Em todos os casos simulados para o planejamento da expansão da rede de transmissão, considerando a incerteza no crescimento da carga, serão adotados os seguintes critérios:

- horizonte de estudo de 10 anos;
- a Barra 1 como a barra de referência angular;
- valores das demandas considerados são referentes ao patamar de carga pesada para o horizonte de estudo;
- taxa anual média de crescimento da demanda de 3% (valor arredondado da média de crescimento anual do mercado das distribuidoras calculado na seção 3.1); e
- incerteza no crescimento da carga com um desvio padrão ( $\sigma$ ) de 0,01771 e uma média ( $\mu$ ) de 0,026747 (valores calculados na seção 3.1).

Destaca-se que o modelo descrito no Capítulo 2 visa à expansão de rede de transmissão minimizando o investimento em novas linhas e o custo do congestionamento (que é a diferença entre o custo de operação com restrições na rede e o custo de operação sem restrição na rede) enquanto satisfaz ao requerimento de confiabilidade do sistema para vários cenários de corte de carga aceitável. Assim, são obtidos os vários níveis de risco de corte de carga com os correspondentes custos totais esperados da expansão.

### 3.1 CÁLCULO DA ESTIMATIVA DO CRESCIMENTO DE CARGA

No estudo de planejamento da expansão da rede de transmissão será considerado que o crescimento médio da demanda é aproximadamente igual ao crescimento médio do mercado de energia elétrica de todas as concessionárias de distribuição do Brasil, conforme os dados levantados para os anos de 2001 a 2007 (SAMP; SAD; 2008). Foram desprezados os valores de mercado não representativos. Esta suposição se deve ao fato de que as características de consumo não se alteraram abruptamente ao longo do tempo.

Inicialmente, foram calculados os crescimentos do mercado de energia anuais para todas as concessionárias de distribuição no período considerado. De posse destes crescimentos foi dado um tratamento estatístico para a amostra por meio da retirada dos pontos discrepantes<sup>2</sup>, ou seja, é considerado um intervalo aceitável para o crescimento anual do mercado de energia.

Os trabalhos publicados sugerem que as distribuições de probabilidades das demandas máximas de potência podem ser razoavelmente descritas por uma distribuição normal [12] e [13].

De posse da amostra estatística, obtida a partir dos dados levantados para os anos de 2001 a 2007, calculamos a média ( $\mu^3$ ) e o desvio padrão ( $\sigma^4$ ) dos crescimentos dos mercados de energia das distribuidoras cujos resultados são, respectivamente,  $\mu=0,026747$  e  $\sigma=0,01771$ .

Depois é aplicada a função de distribuição acumulada de probabilidade para termos a curva teórica aproximada, conforme apresentado na Figura 3.1. Os dados reais também são apresentados no mesmo gráfico.

---

<sup>2</sup> As medidas que excedem os limites do controle estatístico são definidas como outlier, ou seja, são pontos discrepantes.

<sup>3</sup> A fórmula para calcular a média é:  $\mu = \sum_{n=1}^N \frac{X_n}{N}$

<sup>4</sup> A fórmula para calcular o desvio padrão é:  $\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} * \sum_{i=1}^N (x_i - \mu)^2}$

A partir da Figura 3.1, por exemplo, pode-se notar que a probabilidade de que a carga cresça em um ano até 6% é de aproximadamente 80%.

O teste de Kolmogorov - Smirnov estabelece que para um nível de significância de 1% para o tamanho da amostra maior do que 35 o erro máximo admissível será de:

$$\text{Erro} = \frac{1,63}{\sqrt{N}} \quad (3.1)$$

Para uma amostra de  $N = 288$  valores, como é o caso do nosso estudo, teremos um erro máximo admissível, ou crítico, de 0,0960. Tal erro se refere à máxima diferença entre a distribuição acumulada teórica e real.

Para averiguar tal hipótese, a aderência dos dados às distribuições de probabilidade teóricas foi verificada por meio do teste de Kolmogorov-Smirnov com nível de significância ( $\alpha$ ) de 1%, para o conjunto de crescimentos de mercado de energia.

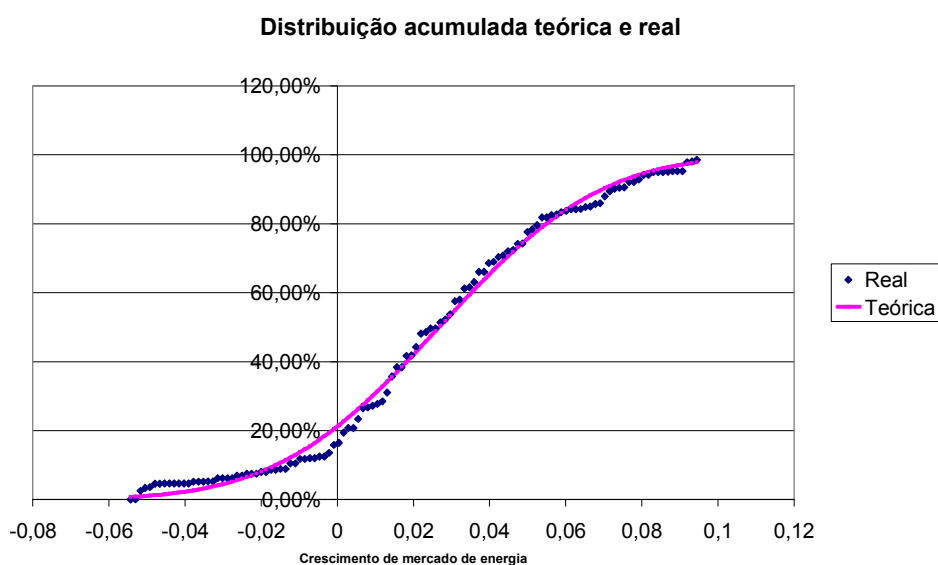


FIGURA 3.1 – Distribuição acumulada teórica e real.

O máximo erro observado foi de 0,0588, aquém do erro crítico de 0,0960, para  $\alpha=1\%$ , o que demonstra ser razoável a aproximação do crescimento de mercado de energia como uma distribuição normal.



### 3.2 CASO 1

As simulações numéricas iniciam-se com uma rede de transmissão hipotética de três barras interconectadas por três linhas de transmissão (LT 1-2, LT 1-3 e LT 2-3), com uma carga (D3) e dois geradores (G1 e G2). No planejamento da expansão da rede de transmissão está indicado conectar mais duas barras novas que são as barras 4 e 5. Esta rede é mostrada na Figura 3.2.

No sistema de transmissão da Figura 3.2, os traços contínuos indicam as linhas de transmissão existentes enquanto os descontínuos representam as linhas de transmissão candidatas ao plano de expansão, para atender ao crescimento incerto da carga no horizonte de 10 anos.

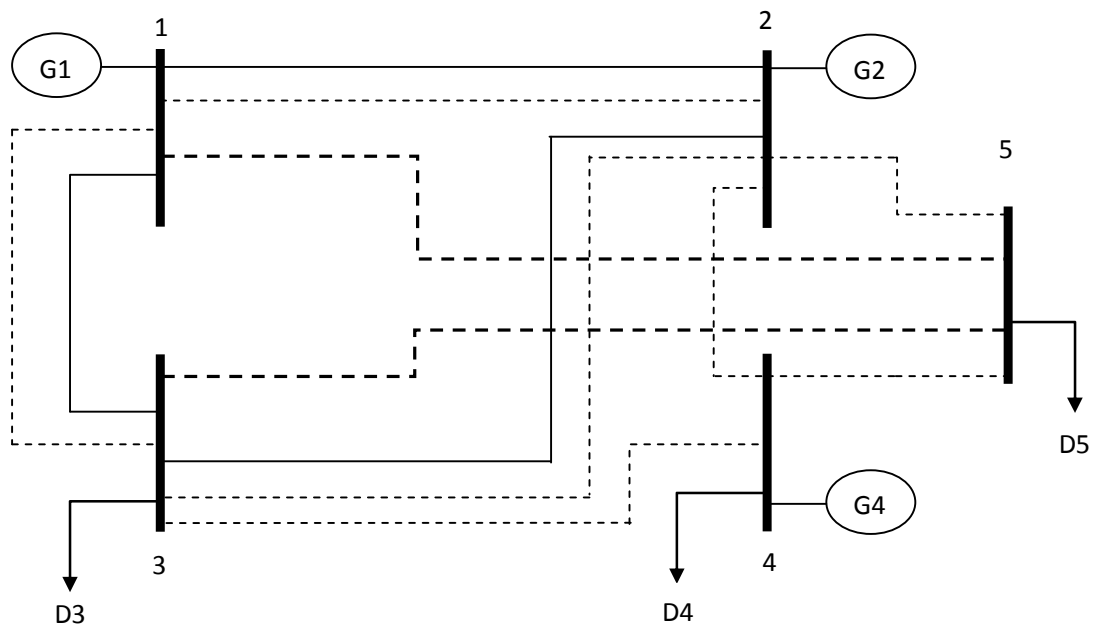


FIGURA 3.2 – Sistema de 5 barras e as possíveis expansões para um horizonte de 10 anos.

Os dados das linhas da rede de transmissão são apresentados na Tabela 3.1 e na Tabela 3.2. As reatâncias das linhas de transmissão são dadas em por unidade (pu), na base de 100 MVA e 138 kV. As colunas capacidade e investimento, sendo esta última somente na Tabela 3.2, contêm os dados relacionados ao limite de fluxo nas linhas e ao custo de construção de novas linhas, respectivamente.

Tabela 3.1 – Características das linhas existentes para o sistema de 5 barras

Linha	Reatância (pu)	Capacidade (MW)
1 - 2	0,1	230
1 - 3	0,2	200
2 - 3	0,1	355

Tabela 3.2 – Características das linhas candidatas para o sistema de 5 barras

J	Linha	Reatância	Capacidade (MW)	Investimento (10 <sup>6</sup> x \$) (CIj)
1	1 - 2	0,15	255	6
2	1 - 3	0,25	255	5
3	2 - 3	0,15	245	4
4	2 - 4	0,3	350	7
5	3 - 4	0,22	370	3,5
6	1 - 5	0,17	350	4
7	2 - 5	0,2	340	5
8	3 - 5	0,13	300	3,5
9	4 - 5	0,12	320	3,7

Os dados dos geradores e das cargas da rede de transmissão são apresentados na Tabela 3.3 e na Tabela 3.4, respectivamente. As colunas, na Tabela 3.3, Potência Mínima, Potência Máxima e Custo de geração contêm os dados relacionados ao limite mínimo e máximo dos geradores e o custo para gerar cada megawatt-hora, respectivamente.

Tabela 3.3 – Características dos geradores para o sistema de 5 barras

Gerador	Potência Mínima (MW)	Potência Máxima (ANO 0) (MW)	Potência Máxima (ANO 10) (MW)	Custo de Geração (\$/MWh)
G1	0	370	505	8
G2	0	530	785	8
G4	0	470	700	10
Capacidade Instalada	---	1.370	1.990	---

Tabela 3.4 – Características das cargas do sistema de 5 barras, para o crescimento médio anual de 3%. É adotado o desvio padrão de 0,01771 para este crescimento

Carga (MW)		
	Inicial (T=0)	Esperada (T=10)
D3	230	309,1
D4	290	389,74
D5	200	268,78
TOTAL	720	967,62

Nesta simulação pelo menos uma linha candidata deve ser construída para cada barra nova acrescentada, com a finalidade de transportar energia às novas cargas.

É admitido no planejamento da rede de transmissão, para o horizonte de estudo, que o limite de corte de carga pode variar de 0 a 18% do valor total da demanda do sistema. Após o planejamento definir as linhas candidatas que serão construídas, considerando o crescimento médio da demanda e que atendem aos limites de cortes de carga tolerados, é calculado, por meio da simulação de Monte Carlo, o risco de não fornecer energia a carga associado à incerteza no crescimento da carga. Esta incerteza é estimada a partir do sorteio aleatório do crescimento da demanda de acordo com a distribuição acumulada apresentada na Figura 3.1 e depois é estimado o estado do sistema.

A Tabela 3.5 a seguir mostra os resultados obtidos da simulação com o sistema de cinco barras para a demanda esperada, no horizonte de estudo, no valor de 967,62 MW, com um desvio padrão ( $\sigma$ ) do crescimento no valor de 0,01771.

A primeira coluna da Tabela 3.5 mostra os percentuais de corte de carga tolerados no planejamento da expansão da transmissão, considerando o crescimento anual médio da carga. Na segunda coluna são apresentados os investimentos esperados em novas instalações de transmissão, que são resultados do modelo proposto para o planejamento da expansão da transmissão. Na terceira coluna são apresentados os custos esperados de congestionamento (COC esperado) para cada planejamento ótimo. Na quarta coluna são apresentados os custos totais esperados para cada planejamento ótimo. Na quinta coluna é informado o número de instalações novas a serem construídas. A sexta coluna mostra o nível do risco de não atendimento à carga, para cada configuração da rede planejada, considerando o crescimento anual incerto da carga.

Tabela 3.5 – Resultado do planejamento da expansão da transmissão do sistema de 5 barras para o crescimento esperado de 3% ao ano da demanda, T=10 anos.

Corte esperado para o crescimento médio da demanda. (%)	Investimento esperado em novas instalações (\$ x 10 <sup>6</sup> ) ( 1 )	Custo esperado do congestionamento (COC esperado) (\$ x 10 <sup>6</sup> ) ( 2 )	Custo Total esperado para o crescimento médio (Y) (\$ x 10 <sup>6</sup> ) ( 1 +2 )	Número de instalações novas	Risco de cortar carga, associado à incerteza no crescimento da carga (%)
0	11,7	5,4	17,1	3	4,94
2	11,7	5,4	17,1	3	4,94
4	11,7	5,4	17,1	3	4,94
6	11,7	5,4	17,1	3	4,94
8	11,7	5,4	17,1	3	4,94
10	11,7	5,4	17,1	3	4,94
12	7,2	7,2	14,4	2	29
14	7,2	7,2	14,4	2	29
16	7,2	7,2	14,4	2	29
18	7,2	7,2	14,4	2	29

Da Tabela 3.5, nota-se que aumentando o corte de carga tolerado de 10% para 12% no planejamento da expansão da rede de transmissão, projetada para o crescimento anual médio da demanda, diminui o investimento esperado em novas instalações, aumenta o custo esperado de congestionamento, diminui o custo total esperado e o número de instalações novas, e aumenta o risco de corte de carga.

Destaca-se que o COC esperado (coluna 3) aumenta, considerando a elevação do corte de carga de 10% para 12% no planejamento, quando o número de linhas instaladas diminui de três (que são as linhas candidatas 2-3, 1-5 e 4-5 que foram indicadas) para duas (que são as linhas candidatas 3-5 e 4-5 que foram indicadas), conforme a Tabela 3.5. Este aumento no custo do congestionamento é devido a existir mais restrições na rede com duas linhas instaladas do que com três linhas e isso causa o despacho de usina com o custo de geração mais alto (despacho fora da ordem de mérito).

Destaca-se que a probabilidade ou o risco de não atendimento à carga (última coluna) é o mesmo, caso a rede de transmissão seja projetada para o corte de carga admissível entre 0 e 10% da demanda total. Aceitando-se a possibilidade do corte de carga acima de 12 % da demanda total, com a rede projetada para atender ao crescimento médio da carga, observa-se que o risco de não atendimento a carga é de 29%. No entanto, o custo total esperado diminui

de \$  $17,1 \times 10^6$  para \$  $14,4 \times 10^6$ , correspondendo a uma variação de 15,79% ou a \$  $2,7 \times 10^6$ . Portanto, pode se reduzir os custos totais na expansão da rede transmissão considerando uma tolerância no corte de carga esperado de 12%, embora o risco associado com este corte seja de 29%.

O gráfico do corte de carga esperado no planejamento da expansão da rede em função do risco de cortar carga e do custo total da expansão é apresentado na Figura 3.3 a seguir:

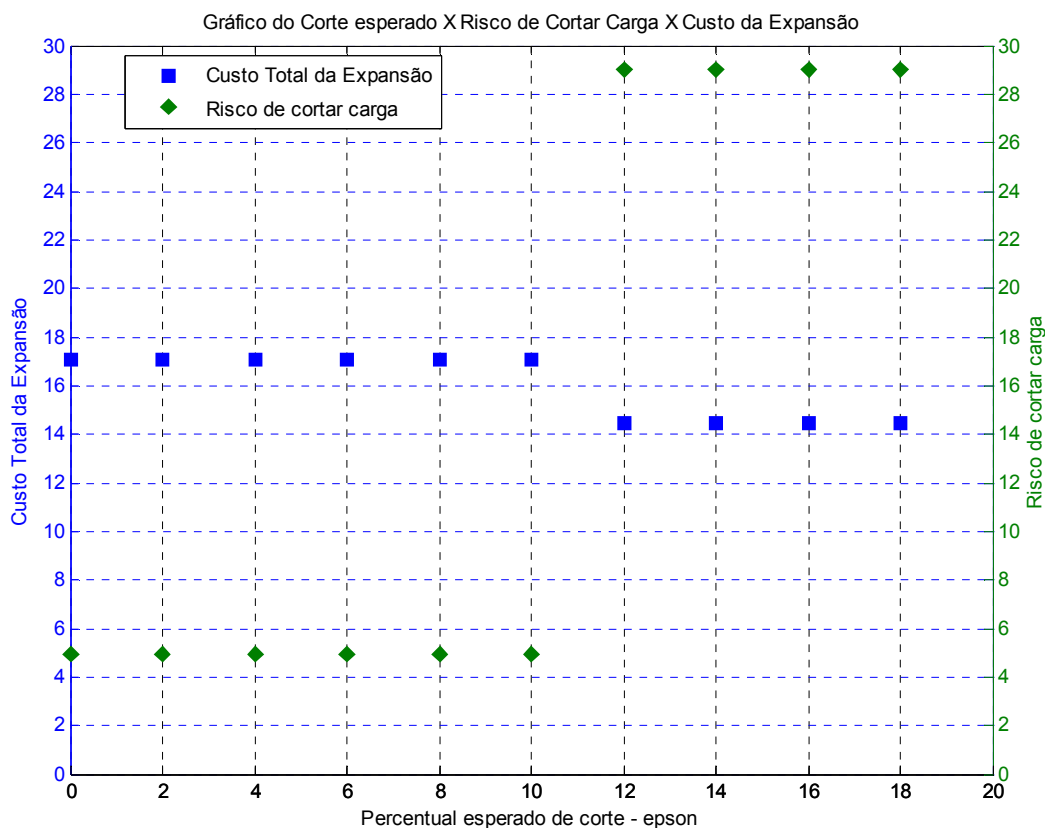


Figura 3.3 – Gráfico do percentual do corte de carga esperado no planejamento *versus* o risco de cortar carga e o custo total da expansão para o Sistema de 5 barras

A partir da Figura 3.3, observa-se que entre 0% e 10% do corte de carga tolerado no planejamento da expansão da transmissão, o risco de não atendimento à carga é o mesmo, aproximadamente 5%. A partir de 12% para o corte de carga tolerado no planejamento da transmissão, o risco de corte de carga sobe para 29%.



3.7, contêm os dados relacionados ao limite de fluxo nas linhas e ao custo de construção de novas linhas, respectivamente.

Tabela 3.6 – Características das linhas existentes para o sistema IEEE de 14 barras

Linha	Reatância (pu)	Capacidade (MW)
1 – 2	0,0591	40
1 – 5	0,223	20
2 – 3	0,1979	30
2 – 4	0,1763	40
2 – 5	0,1738	30
3 – 4	0,171	20
4 – 5	0,0421	23
4 – 7	0,2091	20
4 – 9	0,5561	20
5 – 6	0,2520	30
6 – 11	0,1989	30
6 – 12	0,2558	20
6 – 13	0,1302	30
7 – 8	0,1761	10
7 – 9	0,11	40
9 – 10	0,0845	40
9 – 14	0,2703	35
10 – 11	0,192	25
12 – 13	0,1998	25
13 – 14	0,348	20

Tabela 3.7 – Características das linhas candidatas para o sistema IEEE de 14 barras

J	Linha	Reatância	Capacidade (MW)	Investimento ( $10^6 \times \$$ ) ( $CI_j$ )
1	1 - 4	0,1989	45	6
2	1 - 5	0,2558	45	5
3	2 - 3	0,1302	40	4
4	3 - 4	0,1761	30	7
5	3 - 5	0,11	35	3,5
6	4 - 7	0,0845	30	5,5
7	5 - 6	0,2	50	7
8	7 - 8	0,22	40	4,5
9	7 - 9	0,25	35	5
10	6 - 12	0,15	30	5,5
11	6 - 13	0,1	35	5
12	6 - 11	0,1	30	5,8
13	8 - 9	0,05	65	4
14	10 - 11	0,02	35	3,5
15	13 - 14	0,1	35	5,3

Os dados dos geradores e das cargas da rede de transmissão são apresentados na Tabela 3.8 e na Tabela 3.9, respectivamente. As colunas, na Tabela 3.8, Potência Mínima, Potência Máxima e Custo de geração contêm os dados relacionados ao limite mínimo e máximo dos geradores e ao custo para gerar cada megawatt-hora, respectivamente.

Tabela 3.8– Características dos geradores para o sistema IEEE de 14 barras

Gerador	Potência Mínima (MW)	Potência Máxima (ANO 0) (MW)	Potência Máxima (ANO 10) (MW)	Custo de Geração (\$/MWh)
G1	0	145	215	9
G2	0	115	165	8
G3	0	100	165	10
G6	0	115	185	12
G8	0	135	195	17
Capacidade Instalada	---	610	925	---

Tabela 3.9 – Características das cargas do sistema de 14 barras, para o crescimento médio anual de 3%. É adotado o desvio padrão de 0,01771 para este crescimento

	Carga (MW)	
	Inicial (T=0)	Esperada (T=10)
D2	21,9	29,16
D3	94,2	126,6
D4	47,8	64,24
D5	7,6	10,21
D6	11,2	15,05
D9	29,5	39,64
D10	9	12,09
D11	3,5	4,7
D12	6,1	8,2
D13	13,5	18,14
D14	14,9	20,02
TOTAL	259	348,07

É admitido no planejamento da rede de transmissão, para o horizonte de estudo, que o limite de corte de carga pode variar de 0 a 12% do valor total da demanda do sistema. Após o planejamento definir as linhas candidatas que serão construídas, considerando o crescimento médio da demanda e que atendem aos limites de cortes de carga tolerados, é calculado, por meio da simulação de Monte Carlo, o risco de não fornecer energia a carga associado à incerteza no crescimento da carga. Esta incerteza é estimada a partir do sorteio aleatório do crescimento da demanda de acordo com a distribuição acumulada apresentada na Figura 3.1 e depois é estimado o estado do sistema.



A Tabela 3.10 a seguir mostra os resultados obtidos da simulação com o sistema IEEE 14 barras para a demanda esperada, no horizonte de estudo, no valor de 348,07 MW, com um desvio padrão ( $\sigma$ ) do crescimento da demanda no valor de 0,01771.

As colunas da Tabela 3.10 são iguais as colunas da Tabela 3.5, assim a explicação apresentada sobre as colunas da Tabela 3.5 vale para a Tabela 3.10.

Tabela 3.10 – Resultado do planejamento da expansão da transmissão do sistema de 14 barras para o crescimento esperado de 3% ao ano da demanda, T=10 anos.

Corte esperado para o crescimento médio da demanda. (%)	Investimento esperado em novas instalações (\$ x 10 <sup>6</sup> ) ( 1 )	Custo esperado do congestionamento (COC esperado) (\$ x 10 <sup>6</sup> ) ( 2 )	Custo Total esperado para o crescimento médio (Y) (\$ x 10 <sup>6</sup> ) ( 1 +2 )	Número de instalações novas	Risco de cortar carga, associado à incerteza no crescimento da carga (%)
0	20,3	3,8	24,1	4	4,10
2	10	4,2	14,2	2	11,37
4	10	4,2	14,2	2	11,37
6	9,8	6	15,8	2	24,1
8	4	6,1	10,1	1	25,92
10	4	6,1	10,1	1	25,92
12	4	6,1	10,1	1	25,92

Da Tabela 3.10, observa-se que aumentando a tolerância ao corte de carga no planejamento da expansão da rede de transmissão, projetada para o crescimento anual médio da demanda, diminui o investimento esperado em novas instalações, aumenta o custo esperado de congestionamento, diminui o custo total esperado e o número de instalações novas, e aumenta o risco de corte de carga, fazendo a comparação com a condição de corte de carga igual a 0%.

A partir da Tabela 3.10, pode se notar que o custo esperado do congestionamento aumenta quando o corte de carga esperado varia de 0% para 2% e o número de linhas instaladas diminui de 4(quatro) (que são as linhas candidatas 1-4, 6-13, 8-9 e 13-14 que foram indicadas) para 2(duas) (que são as linhas candidatas 1-4 e 8-9 que foram indicadas). O mesmo aumento acontece quando o corte de carga esperado varia de 6% para 8% e o número de linhas instaladas de 2(duas) (que são as linhas candidatas 6-11 e 8-9 que foram indicadas) para 1(uma) (que é a linha candidata 8-9 que foi indicada).

Outra observação referente à Tabela 3.10 é que quando o corte esperado da carga varia de 0% para 2% da demanda total, considerando a rede projetada, o risco de não atendimento a carga varia de 4,1% para 11,37% e o custo total diminui em 41,07% ou em \$ 9,9 x 10<sup>6</sup>. Portanto, pode se reduzir os custos totais na expansão da rede transmissão considerando uma tolerância no corte esperado da carga de 2% e aceitando o risco associado.

Cabe observar, entretanto, que o custo total esperado não diminui quando o corte esperado de carga aumenta de 4% (cujas linhas candidatas instaladas são 1–4 e 8–9) para 6% (cujas linhas candidatas instaladas são 6–11 e 8–9). Isto se deve ao fato de que o investimento esperado em novas linhas permaneceu próximo do investimento anterior, mas o custo esperado do congestionamento aumentou significativamente de \$ 4,2 x 10<sup>6</sup> para \$ 6 x 10<sup>6</sup>.

O gráfico do corte de carga esperado no planejamento da expansão da rede em função do risco de cortar carga e do custo total da expansão é apresentado na Figura 3.5 a seguir:

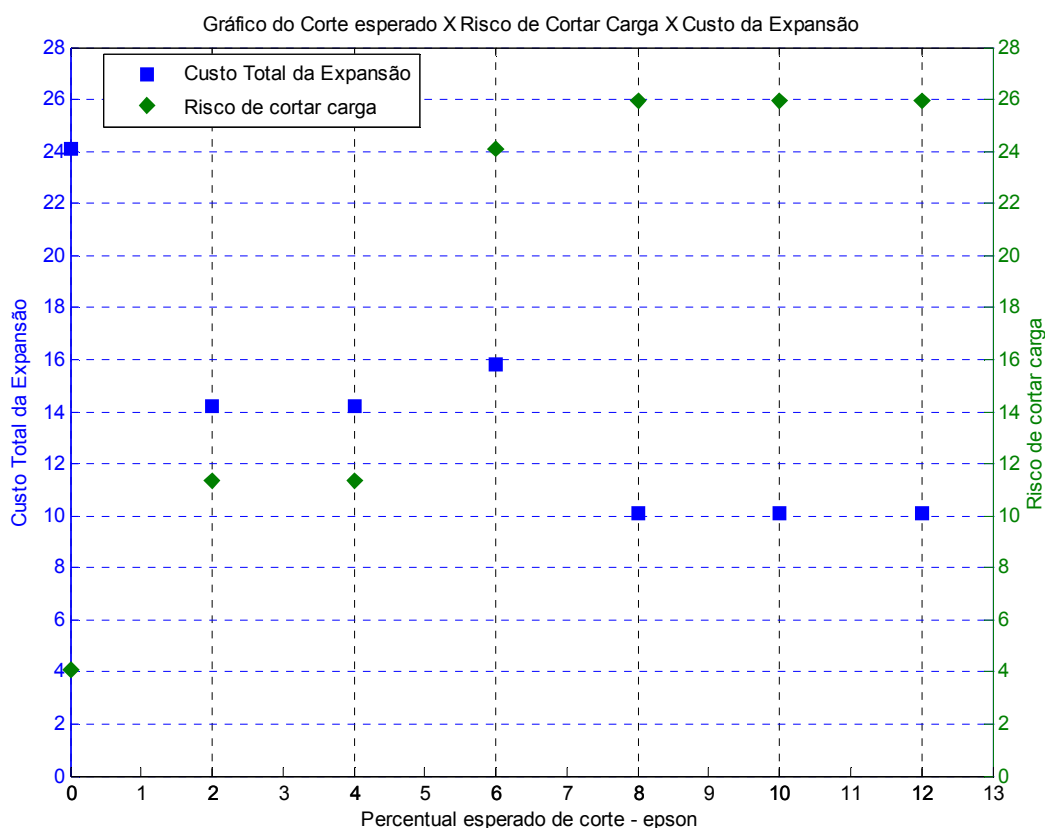


FIGURA 3.5 – Gráfico do percentual do corte de carga esperado no planejamento *versus* o risco de cortar carga e o custo total da expansão para o sistema de 14 barras

### 3.4 CASO 3

As simulações numéricas a seguir são com a rede de transmissão IEEE 24 (vinte e quatro) barras interconectadas por trinta e oito linhas de transmissão (LT), com dezessete cargas e dez geradores, conforme mostrado na Figura 3.6 [15].

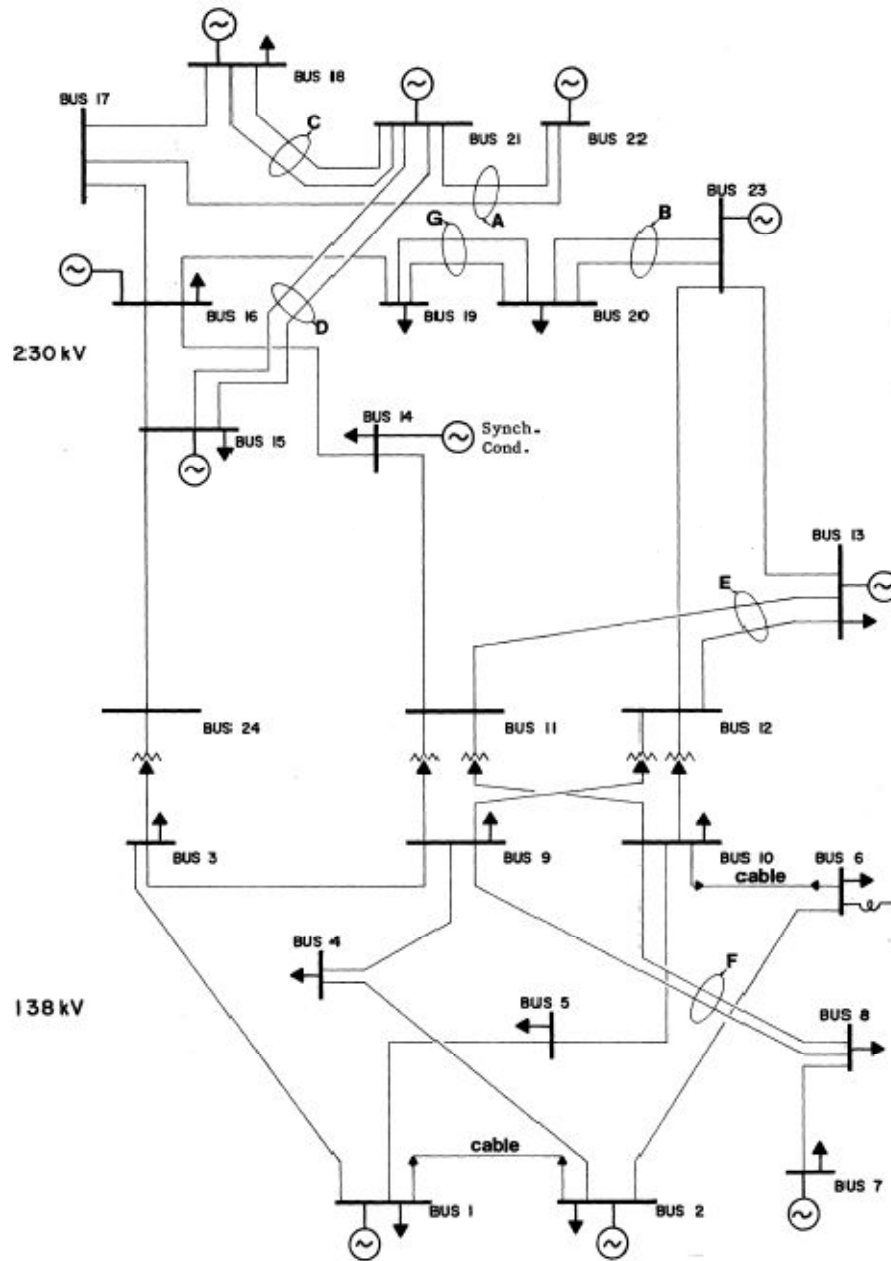


FIGURA 3.6 [15] – Sistema IEEE 24 barras.

No sistema de transmissão da Figura 3.6, os traços contínuos indicam as linhas de transmissão existentes enquanto as linhas candidatas ao plano de expansão, para atender ao crescimento incerto da carga, correspondem à duplicação das linhas existentes, exceto a LT 21-22, mais as linhas 2-3 e 3-7.

Os dados das linhas da rede de transmissão são apresentados na Tabela 3.11 e na Tabela 3.12. As reatâncias das linhas de transmissão são dadas em por unidade (pu), na base de 100 MVA. As colunas capacidade e investimento, sendo esta última somente na Tabela 3.12, contêm os dados relacionados ao limite de fluxo nas linhas e ao custo de construção de novas linhas, respectivamente.

Tabela 3.11 – Características das linhas existentes para o sistema IEEE 24 barras [15]

Linha	Reatância (pu)	Capacidade (MW)
1 – 2	0,0139	175
1 – 3	0,2112	175
1 – 5	0,0845	175
2 – 4	0,1267	175
2 – 6	0,192	175
3 – 9	0,119	175
3 – 24	0,0839	400
4 – 9	0,1037	175
5 – 10	0,0883	175
6 – 10	0,0605	175
7 – 8	0,0614	175
8 – 9	0,1651	175
8 – 10	0,1651	175
9 – 11	0,0839	400
9 – 12	0,0839	400
10 – 11	0,0839	400
10 – 12	0,0839	400
11 – 13	0,0476	500
11 – 14	0,0418	500
12 – 13	0,0476	500
12 – 23	0,0966	500
13 – 23	0,0865	500
14 – 16	0,0389	500
15 – 16	0,0173	500
15 – 21	0,049	500
15 – 21	0,049	500
15 – 24	0,0519	500
16 – 17	0,0259	500
16 – 19	0,0231	500
17 – 18	0,0144	500
17 – 22	0,1053	500
18 – 21	0,0259	500
18 – 21	0,0259	500
19 – 20	0,0396	500
19 – 20	0,0396	500
20 – 23	0,0216	500
20 – 23	0,0216	500
21 – 22	0,0678	500

Tabela 3.12 – Características das linhas candidatas para o sistema IEEE 24 barras [15]

J	Linha	Reatância	Capacidade (MW)	Investimento ( $10^6 \times \$$ ) ( $CI_j$ )
1	1 – 2	0,0139	260	6
2	1 – 3	0,2112	260	5
3	1 – 5	0,0845	260	4
4	2 – 4	0,1267	260	7
5	2 – 6	0,192	260	3,5
6	3 – 9	0,119	260	5,5
7	3 – 24	0,0839	440	3,5
8	4 – 9	0,1037	260	7
9	5 – 10	0,0883	260	3
10	6 – 10	0,0605	260	3
11	7 – 8	0,0614	260	4,5
12	8 – 9	0,1651	260	5
13	8 – 10	0,1651	260	4,9
14	9 – 11	0,0839	480	4,1
15	9 – 12	0,0839	480	3,7
16	10 – 11	0,0839	480	4,2
17	10 – 12	0,0839	480	4,4
18	11 – 13	0,0476	480	5
19	11 – 14	0,0418	480	6,2
20	12 – 13	0,0476	480	5,6
21	12 – 23	0,0966	480	6
22	13 – 23	0,0865	480	5
23	14 – 16	0,389	480	4
24	15 – 16	0,0173	480	7
25	15 – 21	0,049	480	3,5
26	15 – 21	0,049	480	5,5
27	15 – 24	0,0519	480	6,5
28	16 – 17	0,0259	480	7,1
29	16 – 19	0,0231	480	2,2
30	17 – 18	0,0144	480	2,4
31	17 – 22	0,1053	480	4,5
32	18 – 21	0,0259	480	5
33	18 – 21	0,0259	480	4,9
34	19 – 20	0,0396	480	4,1
35	19 – 20	0,0396	480	3,7
36	20 – 23	0,0216	480	6,4
37	20 – 23	0,0216	480	5,6
38	3-7	0,0678	480	6
39	2-3	0,12	450	6,5

Os dados dos geradores e das cargas da rede de transmissão são apresentados na Tabela 3.13 e na Tabela 3.14, respectivamente. As colunas, na Tabela 3.13, Potência Mínima, Potência Máxima e Custo de geração contêm os dados relacionados ao limite mínimo e máximo dos geradores e o custo para gerar cada megawatt-hora, respectivamente.

Tabela 3.13– Características dos geradores para o sistema IEEE 24 barras

Gerador	Potência Mínima (MW)	Potência Máxima (ANO 0) (MW)	Potência Máxima (ANO 10) (MW)	Custo de Geração (\$/MWh)
G1	0	192	450	26
G2	0	192	500	26
G7	0	300	500	31
G13	0	591	750	26
G15	0	215	750	21
G16	0	155	750	15
G18	0	400	750	9
G21	0	400	950	9
G22	0	300	980	5
G23	0	660	1235	14,2
Capacidade Instalada	---	3.405	7.615	---

Tabela 3.14 – Características das cargas do sistema de 24 barras, para o crescimento médio anual de 3%. É adotado o desvio padrão de 0,01771 para este crescimento

Carga (MW)		
	Inicial (T=0)	Esperada (T=10)
D1	108	145,14
D2	97	130,36
D3	180	241,90
D4	74	99,45
D5	71	95,41
D6	136	182,77
D7	125	167,98
D8	171	229,80
D9	175	235,18
D10	195	262,06
D13	265	356,13
D14	194	260,72
D15	317	426,02
D16	100	134,4
D18	333	447,52
D19	181	243,24
D20	128	172,02
TOTAL	2.850	3.830,2

É admitido no planejamento da rede de transmissão, para o horizonte de estudo, que o limite de corte de carga pode variar de 0 a 12% do valor total da demanda do sistema. Após a definição das linhas candidatas, pelo planejamento, que serão construídas, para o crescimento médio da demanda e que atendem aos limites de cortes de carga tolerados, é calculado o risco de não fornecer energia a carga.

A Tabela 3.15 a seguir mostra os resultados obtidos da simulação com o sistema IEEE 24 (vinte e quatro) barras para a demanda, no horizonte de estudo, no valor de 3.830,2 MW, com um desvio padrão ( $\sigma$ ) do crescimento da demanda no valor de 0,01771, e atendendo ao critério de confiabilidade N-1.

As colunas da Tabela 3.15 são iguais as colunas da Tabela 3.5, assim a explicação apresentada sobre as colunas da Tabela 3.5 vale para a Tabela 3.15.

Tabela 3.15 – Resultado do planejamento da expansão da transmissão do sistema de 24 barras para o crescimento esperado de 3% ao ano da demanda, T=10 anos.

Corte esperado para o crescimento médio da demanda. (%)	Investimento esperado em novas instalações (\$ x 10 <sup>6</sup> ) (1)	Custo esperado do congestionamento (COC esperado) (\$ x 10 <sup>6</sup> ) (2)	Custo Total esperado para o crescimento médio (Y) (\$ x 10 <sup>6</sup> ) (1+2)	Número de instalações novas	Risco de cortar carga, associado à incerteza no crescimento da carga (%)
0	3,5	127,7	131,2	1	1,73
2	0	127,6	127,6	0	4,86
4	0	127,6	127,6	0	4,86
6	0	127,6	127,6	0	4,86
8	0	127,6	127,6	0	4,86
10	0	127,6	127,6	0	4,86
12	0	127,6	127,6	0	4,86

A partir da Tabela 3.15, pode se notar que os custos esperados dos congestionamentos permaneceram próximos, apesar de precisar ser instalada uma linha candidata (que corresponde a LT candidata 2–6) admitindo que o corte de carga tolerado igual a 0 (zero). Cabe descartar que o sistema IEEE 24 barras tem as capacidades das linhas de transmissão com bastante folga e por isso só foi indicado construir a LT candidata 2–6 para o corte esperado de carga igual a zero e não houve indicação para construir linhas novas nos demais cortes esperados de carga. Portanto, pode se reduzir os custos totais na expansão da rede transmissão considerando uma tolerância no corte esperado da carga de 2% e aceitando o risco associado.

Pode-se notar a partir da Tabela anterior que quando o corte de carga esperado varia de 0% para 2% da demanda total, o custo total diminui 2,74% e o risco de não fornecer energia a carga aumentou de 1,73% para 4,86%.

O gráfico do corte de carga esperado no planejamento da expansão da rede em função do risco de cortar carga e do custo total da expansão é apresentado na Figura 3.7 a seguir:

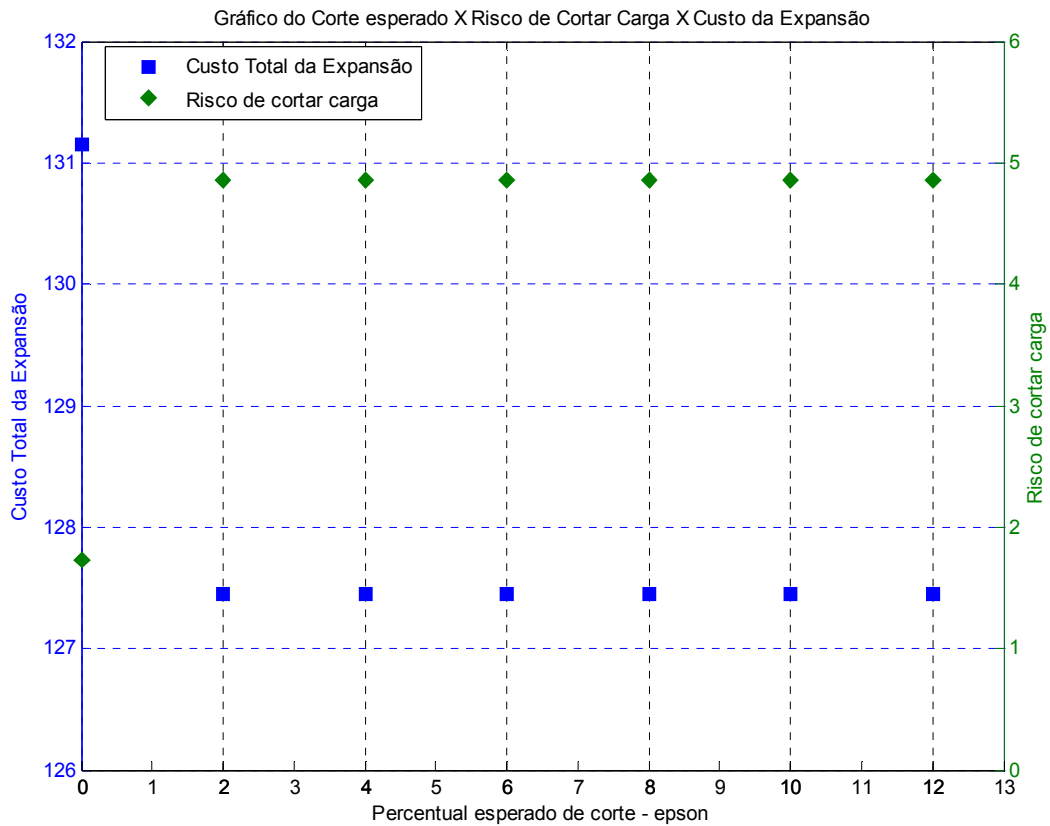


FIGURA 3.7 – Gráfico do percentual do corte de carga esperado no planejamento *versus* o risco de cortar carga e o custo total da expansão para o Sistema IEEE 24 barras

### 3.5 CASO 4

As simulações numéricas a seguir são com a rede de transmissão IEEE 24 (vinte e quatro) barras interconectadas por trinta e oito linhas de transmissão (LT), com dezessete cargas e dez geradores, como mostrado na Figura 3.6 [15].

No sistema de transmissão da Figura 3.6, os traços contínuos indicam as linhas de transmissão existentes enquanto as linhas candidatas ao plano de expansão para atender ao crescimento incerto da carga correspondem à duplicação das linhas existentes, exceto a LT 21-22, mais as linhas 2-3 e 3-7. A diferença desta simulação para o caso anterior se refere aos limites de capacidade das linhas existentes de transmissão que foram alterados tanto para maior quanto para menor capacidade.



Os dados das linhas da rede de transmissão são apresentados na Tabela 3.16 e na Tabela 3.17. As reatâncias das linhas de transmissão são dadas em por unidade (pu), na base de 100 MVA. As colunas capacidade e investimento, sendo esta última somente na Tabela 3.17, contêm os dados relacionados ao limite de fluxo nas linhas e ao custo de construção de novas linhas, respectivamente.

Tabela 3.16 – Características das linhas existentes para o sistema IEEE 24 barras

Linha	Reatância (pu)	Capacidade (MW)	Varição da Capacidade em relação ao caso 3 (%)
1 – 2	0,0139	72	-58,86%
1 – 3	0,2112	131	-25,14%
1 – 5	0,0845	150	-14,29%
2 – 4	0,1267	120	-31,43%
2 – 6	0,192	120	-31,43%
3 – 9	0,119	140	-20,00%
3 – 24	0,0839	365	-8,75%
4 – 9	0,1037	95	-45,71%
5 – 10	0,0883	80	-54,29%
6 – 10	0,0605	140	-20,00%
7 – 8	0,0614	206	17,71%
8 – 9	0,1651	180	2,86%
8 – 10	0,1651	150	-14,29%
9 – 11	0,0839	177	-55,75%
9 – 12	0,0839	300	-25,00%
10 – 11	0,0839	225	-43,75%
10 – 12	0,0839	335	-16,25%
11 – 13	0,0476	441	-11,80%
11 – 14	0,0418	180	-64,00%
12 – 13	0,0476	291	-41,80%
12 – 23	0,0966	406	-18,80%
13 – 23	0,0865	365	-27,00%
14 – 16	0,0389	182	-63,60%
15 – 16	0,0173	231	-53,80%
15 – 21	0,049	334	-33,20%
15 – 21	0,049	334	-33,20%
15 – 24	0,0519	305	-39,00%
16 – 17	0,0259	400	-20,00%
16 – 19	0,0231	350	-30,00%
17 – 18	0,0144	210	-58,00%
17 – 22	0,1053	208	-58,40%
18 – 21	0,0259	110	-78,00%
18 – 21	0,0259	110	-78,00%
19 – 20	0,0396	170	-66,00%
19 – 20	0,0396	170	-66,00%
20 – 23	0,0216	210	-58,00%
20 – 23	0,0216	210	-58,00%
21 – 22	0,0678	255	-49,00%

Tabela 3.17 – Características das linhas candidatas para o sistema IEEE 24 barras

J	Linha	Reatância	Capacidade (MW)	Investimento ( $10^6 \times \$$ ) ( $CI_j$ )
1	1 – 2	0,0139	105	6
2	1 – 3	0,2112	185	5
3	1 – 5	0,0845	190	4
4	2 – 4	0,1267	175	7
5	2 – 6	0,192	175	3,5
6	3 – 9	0,119	180	5,5
7	3 – 24	0,0839	415	3,5
8	4 – 9	0,1037	230	7
9	5 – 10	0,0883	210	3
10	6 – 10	0,0605	165	3
11	7 – 8	0,0614	195	4,5
12	8 – 9	0,1651	190	5
13	8 – 10	0,1651	150	4,9
14	9 – 11	0,0839	135	4,1
15	9 – 12	0,0839	230	3,7
16	10 – 11	0,0839	210	4,2
17	10 – 12	0,0839	305	4,4
18	11 – 13	0,0476	390	5
19	11 – 14	0,0418	195	6,2
20	12 – 13	0,0476	275	5,6
21	12 – 23	0,0966	335	6
22	13 – 23	0,0865	315	5
23	14 – 16	0,389	195	4
24	15 – 16	0,0173	200	7
25	15 – 21	0,049	250	3,5
26	15 – 21	0,049	235	5,5
27	15 – 24	0,0519	355	6,5
28	16 – 17	0,0259	305	7,1
29	16 – 19	0,0231	166	2,2
30	17 – 18	0,0144	168	2,4
31	17 – 22	0,1053	100	4,5
32	18 – 21	0,0259	102	5
33	18 – 21	0,0259	140	4,9
34	19 – 20	0,0396	140	4,1
35	19 – 20	0,0396	173	3,7
36	20 – 23	0,0216	173	6,4
37	20 – 23	0,0216	200	5,6
38	3-7	0,0678	250	6
39	2-3	0,12	166	6,5

Os dados dos geradores e das cargas da rede de transmissão são apresentados na Tabela 3.18 e na Tabela 3.19, respectivamente. As colunas, na Tabela 3.18, Potência Mínima, Potência Máxima e Custo de geração contêm os dados relacionados ao limite mínimo e máximo dos geradores e o custo para gerar cada megawatt-hora, respectivamente.

Tabela 3.18 – Características dos geradores para o sistema IEEE 24 barras

Gerador	Potência Mínima (MW)	Potência Máxima (ANO 0) (MW)	Potência Máxima (ANO 10) (MW)	Custo de Geração (\$/MWh)
G1	0	192	450	26
G2	0	192	500	26
G7	0	300	500	31
G13	0	591	750	26
G15	0	215	750	21
G16	0	155	750	15
G18	0	400	750	9
G21	0	400	950	9
G22	0	300	980	5
G23	0	660	1235	14,2
Capacidade Instalada	---	3.405	7.615	---

Tabela 3.19 – Características das cargas do sistema de 24 barras, para o crescimento médio anual de 3% . É adotado o desvio padrão de 0,01771 para este crescimento

Carga (MW)		
	Inicial (T=0)	Esperada (T=10)
D1	108	145,14
D2	97	130,36
D3	180	241,90
D4	74	99,45
D5	71	95,41
D6	136	182,77
D7	125	167,98
D8	171	229,80
D9	175	235,18
D10	195	262,06
D13	265	356,13
D14	194	260,72
D15	317	426,02
D16	100	134,4
D18	333	447,52
D19	181	243,24
D20	128	172,02
TOTAL	2.850	3.830,2

É admitido no planejamento da rede de transmissão, para o horizonte de estudo, que o limite de corte de carga pode variar de 0 a 4% do valor total da demanda do sistema. Após a definição das linhas candidatas que serão construídas, para o crescimento médio da demanda e que atendem aos limites de cortes de carga tolerados, é calculado o risco de não fornecer energia a carga.

A Tabela 3.20 a seguir mostra os resultados obtidos da simulação com o sistema de IEEE 24 (vinte e quatro) barras para a demanda esperada, no horizonte de estudo, no valor de 3.830,2 MW, com um desvio padrão ( $\sigma$ ) do crescimento da demanda no valor de 0,01771.

Tabela 3.20 – Resultado do planejamento da expansão da transmissão do sistema de 24 barras para o crescimento esperado de 3% ao ano da demanda, T=10 anos.

Corte esperado para o crescimento médio da demanda. (%)	Investimento esperado em novas instalações (\$ x 10 <sup>6</sup> ) (1)	Custo esperado do congestionamento (COC esperado) (\$ x 10 <sup>6</sup> ) (2)	Custo Total esperado para o crescimento médio (Y) (\$ x 10 <sup>6</sup> ) (1 + 2)	Número de instalações novas	Risco de cortar carga, associado à incerteza no crescimento da carga (%)
0	20,7	194,9	215,6	4	6,20
0,5	9,7	194,5	204,2	2	6,96
1	9,7	194,5	204,2	2	6,96
1,5	9,7	194,5	204,2	2	6,96
2	6,2	193,4	199,6	1	13,73
2,5	0	192,6	192,6	0	19
3	0	192,6	192,6	0	19
3,5	0	192,6	192,6	0	19
4	0	192,6	192,6	0	19

Da Tabela 3.20, nota-se que aumentando a tolerância ao corte de carga no planejamento da expansão da rede de transmissão, projetada para o crescimento anual médio da demanda, diminui o investimento esperado em novas instalações, diminui o custo esperado de congestionamento, diminui o custo total esperado e o número de instalações novas, e aumenta o risco de corte de carga, fazendo a comparação com a condição de corte de carga igual a 0%.

A partir da Tabela 3.20, pode se notar que quando o corte de carga esperado varia de 0% para 0,5% da demanda total, o risco de não atendimento à carga varia de 6,2% para 6,96% e o custo total esperado diminui de 5,28%, o que equivale a economizar \$11,4 x 10<sup>6</sup>. Assim, esta diminuição do custo total poderia ocorrer no planejamento da expansão da transmissão se o corte esperado de 0,5% para a demanda total fosse aceitável bem como o risco de 6,96%. Para a variação de corte de carga supracitada, houve uma diminuição do número de linhas instaladas que passaram de 4(quatro) (cujas LT candidatas são 1–5, 2–4, 2–6 e 11–14) para 2(duas) (cujas LT candidatas são 2–6 e 11–14).

Já para o aumento do corte de carga esperado de 1,5% para 2% da demanda total, houve uma diminuição do número de linhas indicadas que passaram de 2(duas) (cujas LT candidatas são 2–6 e 11–14) para 1(duas) (cuja LT candidata é 11–14) e um aumento do risco de cortar carga de 6,96% para 13,73%, entretanto, houve uma diminuição no custo total de expansão da rede de transmissão de 2,252%, o que equivalente a  $\$4,6 \times 10^6$ .

Portanto, pode se reduzir os custos totais na expansão da rede transmissão, considerando uma tolerância no corte de carga esperado de 2% e aceitando o risco associado de 13,73%, sendo que neste caso o custo total diminui em 7,42%, o que equivalente a  $\$16 \times 10^6$ , com relação ao custo total do corte de carga esperado de 0% no planejamento da expansão da transmissão.

O gráfico do percentual corte de carga esperado no planejamento da expansão da rede em função do risco de cortar carga e do custo total da expansão é apresentado na Figura 3.8 a seguir:

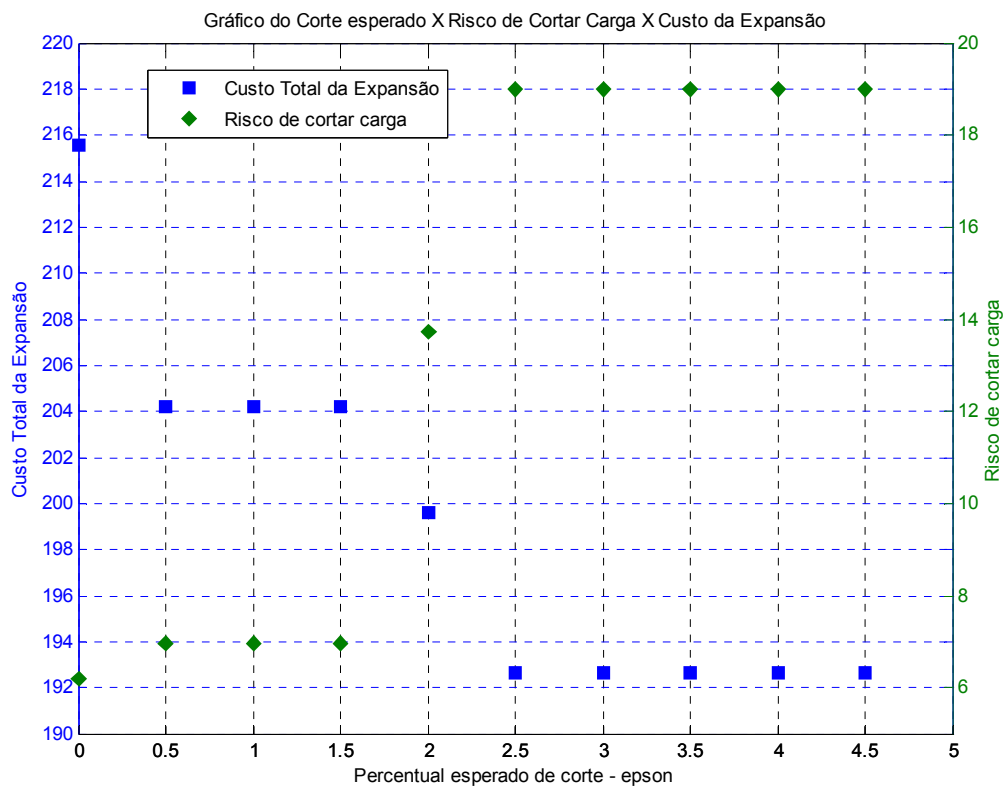


FIGURA 3.8 – Gráfico do percentual do corte de carga esperado no planejamento *versus* o risco de cortar carga e o custo total da expansão para o Sistema IEEE 24 barras

Da Figura 3.8, observa-se que para o corte de carga esperado entre 0% e 0,5% da demanda total no planejamento da expansão da transmissão, houve um pequeno aumento no risco de não fornecer energia a carga, entretanto, o investimento é reduzido em  $\$11,4 \times 10^6$ .

### **3.6 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO**

A partir dos casos apresentados anteriormente, pode-se notar que quando há o aumento do corte de carga tolerado no planejamento da expansão da transmissão, o custo total deste planejamento diminui quando comparado com o caso em que não é permitido o corte de carga, entretanto, o risco de não fornecer energia para a carga aumenta. Desta forma, o modelo proposto auxilia na tomada de decisão do planejamento da expansão da rede de transmissão, permitindo que seja quantificado o compromisso entre o nível do risco de corte de carga com o investimento em novas instalações.

Nota-se também dos casos anteriores que dependendo da rede de transmissão existente e das linhas candidatas instaladas, o custo do congestionamento pode aumentar ou diminuir quando há o aumento do corte de carga tolerado no planejamento da expansão da rede de transmissão.

Destaca-se que o valor do corte de carga admissível no planejamento da transmissão indica que está sendo desprezados todos os casos onde o critério N-1 provocar corte de carga com valores iguais ou inferiores ao valor deste corte, ou seja, o planejamento está admitindo ser possível cortar um percentual da carga total quando ocorrer uma contingência simples.

## 4 CONCLUSÃO FINAL

De acordo com a metodologia e análise desenvolvidas, conclui-se que é possível melhorar o planejamento da expansão da rede de transmissão, considerando o risco associado com o corte de carga, para a rede projetada pelo plano ótimo, ao longo do horizonte de estudo. Com isso será possível diminuir o investimento em novas instalações de transmissão e atender ao princípio da modicidade tarifária.

No modelo proposto para o planejamento da expansão da rede de transmissão, utilizou-se a decomposição de *Benders* para resolver o problema de programação linear inteira mista. Esta decomposição mostrou-se adequada para ser usada nas análises desenvolvidas no modelo proposto, sendo permitido o corte de carga e calculado o risco associado ao crescimento incerto da carga.

Para estimar o crescimento incerto da carga no horizonte de estudo e obter o comportamento do sistema de transmissão, foi utilizada a técnica de simulação de Monte Carlo. Com esta simulação foi calculado o risco de corte de carga para a rede de transmissão indicada pelo planejamento ótimo da expansão. Portanto, a simulação de Monte Carlo é uma forma adequada de estimar o estado do sistema de transmissão e calcular o risco de corte de carga.

Observa-se nos casos estudados e analisados, no Capítulo 3, que se tolerando um corte de carga no planejamento da expansão da transmissão, ocorreu a diminuição do custo total da expansão da rede em relação ao custo total sem corte de carga, entretanto, aumentou o risco de não fornecer energia para a carga, considerando o crescimento incerto da demanda.

Desta forma, conclui-se que o modelo proposto auxilia na tomada de decisão do planejamento da expansão da rede de transmissão, permitindo que seja medido o compromisso entre o nível do risco de corte de carga com o investimento em novas instalações.

## 4.1 TRABALHOS FUTUROS

Visando a continuação do presente trabalho em estudos futuros, sugere-se que no planejamento da expansão da rede de transmissão seja incorporada a taxa de disponibilidade do gerador, pois assim estará sendo considerada a incerteza na disponibilidade de geração no planejamento.

Sugere-se que seja incorporado ao modelo proposto neste trabalho, o planejamento da expansão da capacidade de geração. Com isso existirá uma maior coordenação entre os planejamentos da transmissão e da geração, o que permitirá avaliar os investimentos em geração *versus* o custo do congestionamento, o risco de corte de carga e a segurança da rede de transmissão. Além disso, estes planejamentos em conjunto permitirão aumentar o bem estar social ótimo da sociedade, ao longo do horizonte de estudo.

Outra sugestão para trabalho futuro é que as taxas de falha das instalações de transmissão podem ser consideradas no modelo de planejamento da expansão da rede de transmissão, em vez de utilizar o critério de segurança N-1. Com isso serão analisadas as incertezas nas disponibilidades das instalações de transmissão bem como reconhecidas as severidades dos eventos e as múltiplas falhas nas instalações (eventos em cascatas).

Por fim, sugere-se que seja incorporado o custo de não confiabilidade ao custo total do planejamento da expansão da rede de transmissão. O custo de não confiabilidade é calculado considerando o índice da Energia Esperada Não Suprida, ou *EENS (Expected Energy Not Supplied)*, expressado em MWh/ano, vezes o custo unitário de interrupção, expresso em \$/MWh. Este custo unitário de interrupção pode ser calculado para considerar o custo de interrupção de cada tipo de carga do sistema de transmissão.



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CASTRO, M.A.L. “Análise dos Riscos de uma Distribuidora Associados à Compra e Venda de Energia no Novo Modelo do Setor Elétrico.” Brasília, 2004. Dissertação de Mestrado, Universidade de Brasília.
- [2] TOR, O. B., GUVEN, A. N., e SHAHIDEHPOUR, M. “Congestion-Driven Transmission Planning Considering the Impact of Generator Expansion.” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, nº 23, Maio de 2008.
- [3] SINGH, C., JIRUTITIJAROEN, P. “Monte Carlo Simulation Techniques for Transmission Systems Reliability Analysis.” *IEEE*, 2008.
- [4] LI, W.; CHOUDHURY, P. “Probabilistic Transmission Planning.” *IEEE power & energy magazine*, setembro/outubro de 2007.
- [5] KIRSCHEN, D. S; e STRBAC, G. “Fundamentals of Power System Economics.” England: John Wiley & Sons, 2004.
- [6] Procedimentos de Rede, elaborado pelo ONS e aprovado pela ANEEL – Módulo4, junho de 2009.
- [7] Plano decenal de expansão de energia: 2007/2016; Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, Ministério de Minas e Energia - MME, Brasília, 2007.
- [8] TORRE, S. de la; CONEJO, A. J.; e CONTRERAS, J. “Transmission Expansion Planning in Electricity Markets.” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, nº 1, Fevereiro de 2008.
- [9] BARROSO, L. A.; PORRUA, F.; THOMÉ, LUIZ M.; e PEREIRA, M. V. “Planning for big things in Brazil.” *IEEE Power & Energy Magazine*, Setembro / Outubro de 2007.
- [10] GEOFFRION, A. M. “Generalized Benders decomposition.” *Journal Of Optimization Theory and Applications*, vol.10, nº 4, pag. 237-261, 1972.
- [11] BENDERS, J. F. “Partitioning methods for solving mixed variables programming problems.” *Numerische Mathematik*, vol.4, páginas 238-252, 1962.

- [12] ROSELLI, M. A., TOMASELLI, L.C. “Tarifas Zonais dos Sistemas de Distribuição.” XIV SEPEF – Seminário de Planejamento Econômico – Financeiro do Setor Elétrico, São Paulo – SP: Novembro de 2008.
- [13] BILLINGTON, R., ALLEN, R. N. “Reliability Evaluation of Power Systems.” Second edition, Longman/Plenum Press, 1996.
- [14] HELSTROM, W. CARL. “Probability and Stochastic Processes for Engineers.” Second edition, Macmillan: New York, 1991.
- [15] CHAIRMAN, P.F. ALBRECHT, BHAVARAJU, M.P., at all. “IEEE reliability test system” In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, N° 6 Nov. / Dec (1979)*.
- [16] SHRESTHA, G.B., FONSEKA, P.A.J. “Congestion-Driven Transmission Expansion in Competitive Power Markets.” In: *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, N° 3, Agosto de 2004.
- [17] NOCEDAL, J. E WRIGHT, S. J. “Numeral Optimization.” Second edition, Springer: New York, 2006.
- [18] WU, P.; CHENG, H.; E XING, J. “The Interval Minimum Load Cutting Problem in the Process of Transmission Network Expansion Planning Considering Uncertainty in Demand.” In: *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, N° 3, Agosto de 2008.
- [19] GROSS, G. “Final Report of George Gross on the PNUD transmission study.” Project BRA/98/019 under Contract No 2006/002561. PNUD, Outubro de 2007.
- [20] GRAHRAMANI, S. “Fundamentals of probability with stochastic processes.” Third edition, Prentice Hall: 2004.
- [21] [http://ecen.com/eee8/org\\_ins.htm](http://ecen.com/eee8/org_ins.htm).
- [22] Nota Técnica nº 048/2009-SRT/ANEEL, de 01 de julho de 2009.
- [23] CAPUTO, G.A.S; ROSELLI, M. A. “ANEEL e a Prestação Adequada dos Serviços Públicos de Energia Elétrica.” Luziânia - GO, 2008. Monografia, Universidade Estadual de Goiás.

- [24] Plano decenal de expansão de energia: 2008/2017; Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, Ministério de Minas e Energia - MME, Brasília, 2008.

## **APÊNDICES**

## A - DECOMPOSIÇÃO DE *BENDERS*

Neste apêndice é apresentada uma formulação genérica para a decomposição de *Benders*.

Um dos primeiro artigos técnicos sobre a decomposição de *Benders* foi publicado em 1962 [11]. O objetivo inicial dessa decomposição foi resolver os problemas de programação inteira mista.

O princípio dessa decomposição é dividir o problema de programação inteira mista dentro de duas partes: uma relacionada com valores inteiros somente e a outra com valores contínuos somente. A vantagem é que com essa divisão do problema existe um tratamento mais simples para encontrar a solução do problema original.

O problema mestre da decomposição de *Benders* resolve o caso dos valores inteiros, considerando as restrições associadas mais os cortes de *Benders* gerados. Esses cortes são formulados a cada iteração com as variáveis duais encontradas na resolução dos subproblemas, sendo que esses subproblemas trabalham com as variáveis contínuas. Existem dois tipos de cortes de *Benders*: de viabilidade e de otimização. O primeiro corte está relacionado a impedir a inviabilidade dos subproblemas enquanto o outro corte está relacionado a melhorar a otimização [10].

Apresenta-se a seguir, na Figura A.1, um fluxograma para a lógica da decomposição de *Benders*:

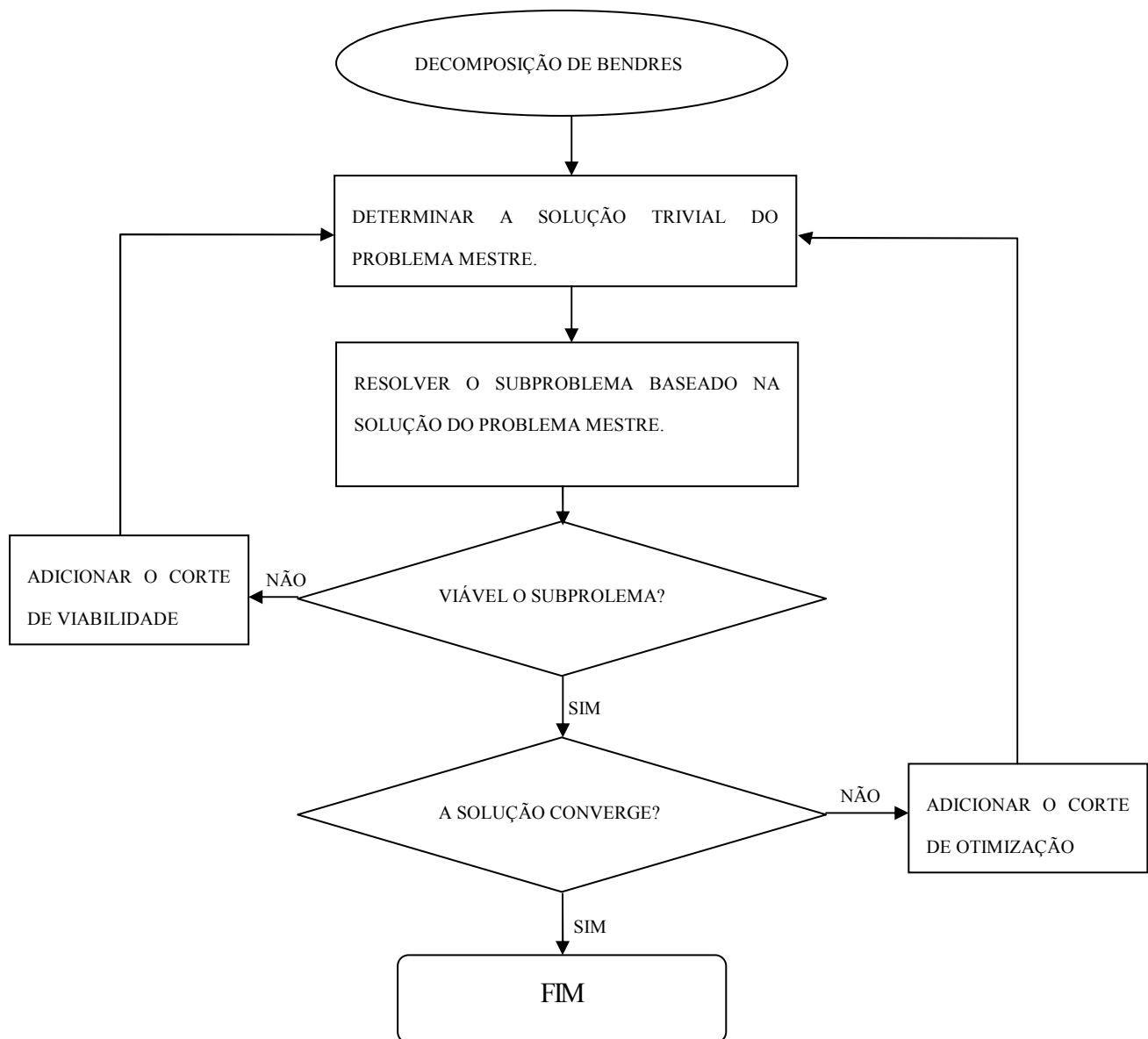


FIGURA A.1 - FLUXOGRAMADA DA LÓGICA DA DECOMPOSIÇÃO DE *BENDERS*

## **B - MÉTODO DE MONTE CARLO**

O método de Monte Carlo é uma técnica de simulação para os problemas que envolvem dados probabilísticos ou estocásticos. O método é resolvido por um processo que procura simular o problema a partir da utilização de números aleatórios.

No método de Monte Carlo, são utilizados procedimentos estocásticos para simular uma variedade de cenários possíveis para a(s) variável(is) em estudo e calcula-se o risco mediante a análise da distribuição de probabilidade [1].

Para possibilitar a simulação de vários cenários, o Método de Monte Carlo gera números aleatórios, sendo sorteados valores pertencentes a uma distribuição (uniforme, normal, etc) sobre o intervalo (0,1). Depois disso, faz-se a transformação da variável aleatória uniformemente distribuída para a distribuição desejada, por meio da inversa da função de distribuição de probabilidade cumulativa [1].

*Conceitos da simulação de Monte Carlo:*

Na simulação de Monte Carlo para um dado problema, é gerada a estimativa dos estados do sistema, por meio de um modelo matemático que represente o sistema real. Para exemplificar a simulação de Monte Carlo, é mostrado um exemplo de duas linhas de transmissão independentes e em paralelo, conforme a Figura B.1.

O sistema é considerado em estado de falha quando ambas as linhas falham. A simulação desse sistema é conduzida fazendo um modelo em que o comportamento dos componentes é representado pela distribuição probabilística [3].

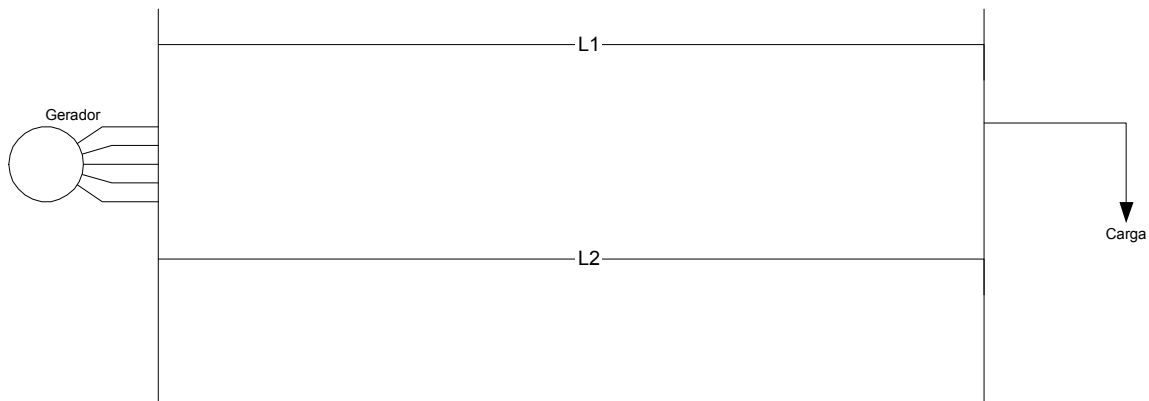


FIGURA B.1 – Sistema de transmissão de duas linhas para o exemplo da simulação de Monte Carlo

Considere que a linha de nº 1 está ligada no começo da observação. Utilizando um número aleatório e a distribuição probabilística do tempo ligado desse componente, o tempo na qual ela falhará é estimado. Numa maneira similar uma possível duração do tempo de reparo é gerada. O histórico da linha nº 1 gerado é uma possível percepção do processo estocástico. A percepção da linha nº 2 é também gerada e, quando coincidem as durações de saída das linhas, existe a falha do sistema, podendo-se calcular a duração dessa falha. Um número de percepções do histórico do sistema pode ser construído dessa maneira e, assim, pode-se medir sua confiabilidade a partir de métodos estatísticos.

Basicamente, a simulação consiste em construir percepções do processo estocástico sob vários comportamentos do sistema e, deste modo, extrair os parâmetros de desempenho do sistema requerido a partir dessas percepções.

#### *Classificação dos métodos de simulação de Monte Carlo:*

Segundo [3], a maioria dos métodos de simulação de Monte Carlo pode ser classificada como seqüencial ou não seqüencial.

A amostragem Aleatória, ou não seqüencial, consiste no desenvolvimento da amostragem sobre o conjunto de todos os possíveis estados que o sistema pode assumir durante o período de interesse.

No método seqüencial, o modelo matemático do sistema é feito para gerar dados históricos artificiais sobre o tempo e deduções estatísticas são desenhadas sobre esses dados. Após um



número adequado de amostra ter sido escolhido a partir do conjunto da população, estatísticas da amostra são usadas para estimar a estatística correspondente da população.

Nesse trabalho é utilizada somente a amostragem aleatória ou não seqüencial. A seguir é apresentada mais detalhadamente essa amostragem.

Amostragem aleatória:

A simulação aleatória procede pelo desenvolvimento da amostragem proporcional do espaço de estado, onde a probabilidade de acontecer um espaço particular do sistema é igual à probabilidade real do sistema físico assumir este estado. Um número suficiente dos estados é desenhado para construir uma amostra que pode, com um aceitável grau de confiança, representar a população dos estados no conjunto de espaço de estado. Como exemplo, pode-se citar que as estimativas da estatística das falhas dos componentes do sistema de transmissão são determinadas a partir do conjunto de amostra dos estados do sistema [3].

A amostragem do espaço do sistema é igual à amostragem individual do estado de cada componente do sistema, e utiliza-se números aleatórios uniformemente distribuídos entre 0 e 1 para amostrar o estado do componente. A seguir é apresentado um caminho para a amostragem do espaço do componente.

A) Método da probabilidade proporcional:

No presente caminho, cada estado é sinalizado com um valor que varia entre 0 e 1, proporcional à probabilidade de sua ocorrência. Assim, caso o número aleatório esteja compreendido nessa variação, assume-se a ocorrência do estado. Deste modo, os estados são amostrados proporcionalmente às respectivas probabilidades. Para facilitar o entendimento, um exemplo de um componente é apresentado com a distribuição probabilística na Tabela B.1 [3].

Tabela B.1 - Exemplo da distribuição probabilística

ESTADO	PROBABILIDADE
1	0,1
2	0,2
3	0,4
4	0,2
5	0,1

A variação do número aleatório pode ser sinalizada conforme amostrado na Tabela B.2:

Tabela B.2 - Sinalização da variação dos estados

NÚMERO ALEATÓRIO DESENHADO	AMOSTRA DO ESTADO
0 a 0,1	1
>0,1 a 0,3	2
>0,3 a 0,7	3
>0,7 a 0,9	4
>0,9 a 1	5

Uma vez que o número aleatório é desenhado, entende-se que o mesmo pode ser visto como o estado que é amostrado. Por exemplo, se o número aleatório está entre 0 e 0,1, então o estado 1 é amostrado.

#### B) Método da distribuição probabilística:

A amostragem do estado pode ser vista mediante a função de distribuição da probabilidade acumulada. A distribuição probabilística é dada pela Tabela B.1 e a função massa probabilística desse componente é mostrada na Tabela B.2. Assim, o estado pode ser amostrado pela inserção do número aleatório desenhado na primeira coluna da Tabela B.2 juntamente com a leitura do estado amostrado na segunda coluna. Tal método pode ser apresentado em um gráfico com vistas a facilitar a apresentação dos dados da Tabela B.2.

Quando o sistema consiste de  $n$  componentes independentes, para fins de amostrar um estado,  $n$  números aleatórios são necessários para amostrar o estado de cada componente.

Considere um sistema com dois componentes com a distribuição probabilística da Tabela B.2. Para este sistema, os estados são apresentados na Tabela B.3 [3].

Tabela B.3 - Amostragem do estado do sistema para dois componentes

Núm. aleatório para o componente 1	Núm. aleatório para o componente 2	ESTADO DO SISTEMA
0,946	0,601	(5,3)
0,655	0,671	(3,3)
0,791	0,333	(4,3)
0,345	0,532	(3,3)
0,438	0,087	(3,1)
0,311	0,693	(3,3)
0,333	0,918	(3,5)
0,998	0,209	(5,2)
0,923	0,883	(5,4)
0,851	0,135	(4,2)
0,651	0,034	(3,1)
0,316	0,525	(3,3)
0,965	0,427	(5,3)
0,839	0,434	(4,3)

Suponha que queremos estimar a probabilidade do estado (3,3). Esta probabilidade é calculada da seguinte maneira [3]:

$$\Pr(3,3) = (n/N) \quad (2.34)$$

Onde:

n = número de vezes do estado escolhido foi amostrado; e

N = número total de amostras.

Da Tabela B.3, calcula-se  $\Pr(3,3) = 4/14 = 0,286$ .

Cumpra destacar que o Método de Monte Carlo está baseado na repetição do processo simulado por várias vezes.