

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

**MODELO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DAS
REDES DE ALTA E MÉDIA TENSÃO DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA CONSIDERANDO CRITÉRIOS
ECONÔMICOS DE DESEMPENHO**

JOÃO DANIEL DE ANDRADE CASCALHO

ORIENTADOR: PABLO EDUARDO CUERVO FRANCO, Dr.

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**PUBLICAÇÃO: 600/2015 DM
BRASÍLIA/DF: AGOSTO – 2015**

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

MODELO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DAS REDES DE
ALTA E MÉDIA TENSÃO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA CONSIDERANDO CRITÉRIOS ECONÔMICOS DE
DESEMPENHO

JOÃO DANIEL DE ANDRADE CASCALHO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO 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)



MARCO ANTÔNIO FREITAS DO EGITO COELHO, Dr., ENE/UNB
(EXAMINADOR INTERNO)



JOSÉ ROBERTO SANCHES MANTOVANI Dr., UNESP/IS
(EXAMINADOR EXTERNO)

Brasília, 07 de agosto de 2015.

FICHA CATALOGRÁFICA

CASCALHO, JOÃO DANIEL DE ANDRADE

Modelo de Planejamento da Expansão das Redes de Alta e Média Tensão de Distribuição de Energia Elétrica Considerando Critérios Econômicos de Desempenho [Distrito Federal] 2015. 126p, 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Engenharia Elétrica, 2015).

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

Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Expansão de sistemas de energia elétrica

2. Redes de Distribuição

3. Confiabilidade

4. Incentivo econômico

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

CASCALHO, J. D. de A. (2015). Modelo de Planejamento da Expansão das Redes de Alta e Média Tensão de Distribuição de Energia Elétrica Considerando Critérios Econômicos de Desempenho. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação 600/2015 - DM, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 126p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: João Daniel de Andrade Cascalho.

TÍTULO: Modelo de Planejamento da Expansão das Redes de Alta e Média Tensão de Distribuição Considerando Critérios Econômicos de Desempenho.

GRAU: Mestre

ANO: 2015

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.

João Daniel de Andrade Cascalho
SHCES 1109 Bl. H AP 306 Cruzeiro Novo.
70.658-198 Brasília – DF – Brasil.

Que os desafios estejam sempre à nossa frente.

AGRADECIMENTO

À minha esposa Ivana pela compreensão nos momentos de ausência para dedicar aos estudos e à minha filha Ana, minha nova fonte de inspiração para conquistar novas vitórias.

Ao meu professor e orientador Pablo Cuervo pelas oportunidades de aprendizado e confiança depositada ao longo do trabalho.

Aos meus pais João Batista e Maria Elza, que são meus grandes exemplos de dedicação e determinação.

À família e aos amigos pelos incentivos, orações e apoio que motivam a superar os desafios.

Aos amigos do MME, em especial do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico - DMSE, pela motivação e trocas de experiências que impulsionaram o desenvolvimento da pesquisa.

À Companhia Energética de Brasília – CEB pela presteza no fornecimento de informações.

RESUMO

MODELO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DAS REDES DE ALTA E MÉDIA TENSÃO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CONSIDERANDO CRITÉRIOS ECONÔMICOS DE DESEMPENHO

No processo de planejamento da expansão dos sistemas de potência é fundamental a obtenção da solução que represente menor custo, priorizando também o atendimento a padrões mínimos de qualidade de suprimento. Em alguns casos, a solução de mínimo custo global apontada pelo planejamento setorial brasileiro aborda a expansão da Rede Básica associada aos investimentos nos sistemas de alta tensão de distribuição.

No entanto, o modelo regulatório brasileiro estabelecido para os ambientes de transmissão e de distribuição define formas diferenciadas de remuneração dos ativos e de atendimento aos padrões de desempenho de ambos. Desse modo, a mensuração do impacto da rede de alta tensão de distribuição nos custos de planejamento e de operação, e na confiabilidade destes sistemas, tem sido um desafio no planejamento e na regulação setorial.

Neste trabalho apresenta-se um modelo matemático que permite estimar os custos de investimento e de operação das redes de alta e média tensão de distribuição, associados a índices econômicos de desempenho, para um horizonte de análise com multi estágios.

O modelo proposto é do tipo linear inteiro misto e foi testado em um sistema teórico utilizado em estudos de planejamento da expansão de longo prazo de sistemas de transmissão e de distribuição.

Os resultados mostraram que algumas obras de alta tensão de distribuição minimizam os custos globais de expansão, mas apresentam pouca relação com os índices de desempenho que refletem na tarifa da empresa distribuidora.

Desse modo, neste trabalho também se propõe um incentivo econômico adicional a ser aplicado no reajuste tarifário anual da concessionária de distribuição de modo a reduzir os descasamentos verificados na expansão conjunta dos sistemas de distribuição e de transmissão.

ABSTRACT

HIGH AND MEDIUM ELECTRICAL DISTRIBUTION SYSTEM VOLTAGE PLANNING MODEL CONSIDERING ECONOMICS PERFORMANCE CRITERIALS

In power systems expansion planning process the definition of solutions with lower cost, also prioritizing the fulfilment of minimum standards of supply quality is critical. In some cases, the minimum overall cost approach adopted by Brazilian planning addresses the expansion of basic network associated with investments in high-voltage distribution systems.

However, the Brazilian regulatory model established for the transmission and distribution environments means different forms of assets compensation and performance standard services to both. Thus, the impact of high-voltage distribution networking planning and operating costs, and also reliability performance of these systems has been challenge in planning and regulation.

This paper presents a computational model that estimates the cost of investment and operation of high and medium voltage distribution networks associated with economic indices of performance, to a multistage horizon analysis.

The proposed model is a mixed integer linear type and was applied in theoretical system used in long-term transmission and distribution systems expansion planning studies.

The results showed that some high voltage distribution works minimize global expansion costs, but have few relations with the performance indexes that reflect the distribution company's rate.

Thus, the work also offers an additional economic incentive to apply to the annual rate adjustment of the distribution company to reduce the mismatch checked in the joint expansion of distribution and transmission power systems.

SUMÁRIO

1 - INTRODUÇÃO	1
1.1 - CONTEXTUALIZAÇÃO	1
1.2 – MOTIVAÇÃO	3
1.3 – OBJETIVO	4
1.4 – JUSTIFICATIVA	4
1.5 – CONTRIBUIÇÃO	5
1.6 – ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	6
2 - MARCO REGULATÓRIO E REVISÃO DA LITERATURA	7
2.1 – REMUNERAÇÃO DOS ATIVOS DE TRANSMISSÃO	7
2.2–REMUNERAÇÃO DOS ATIVOS DE DISTRIBUIÇÃO	10
2.2.1 – Índices de qualidade técnica da distribuição	16
2.3 – IMPACTO DAS INSTALAÇÕES DE ALTA TENSÃO DE DISTRIBUIÇÃO NO DESEMPENHO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO....	19
2.3.1 – Região do Distrito Federal.....	20
2.3.2 – Região de Cuiabá, Mato Grosso	21
2.3.3 – Índices de continuidade das distribuidoras CEB e Energisa Mato Grosso apurados no período de 2011 a 2014.....	23
2.3.4 – Análise institucional dos atrasos na expansão conjunta dos sistemas de distribuição e transmissão	26
2.4 – MODELOS DE OTIMIZAÇÃO PARA PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO	28
2.5 – MODELOS DE OTIMIZAÇÃO PARA PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	31
2.6 – MODELOS DE OTIMIZAÇÃO PARA PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE ALTA TENSÃO DE DISTRIBUIÇÃO (SUBTRANSMISSÃO).....	33
2.7 – ESTUDOS DE CONFIABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS.....	34
3– MODELAGEM E METODOLOGIA	37
3.1 – MODELO LINEAR DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO.....	37
3.1.1 – Função Objetivo.....	37
3.1.2 – Restrições	40

3.1.2.1 – Condições operativas para as redes de transmissão e alta tensão de distribuição	40
3.1.2.2 – Condições operativas para a rede de média tensão de distribuição	42
3.1.2.3 – Acoplamento operativo das redes de alta e de média tensão de distribuição	45
3.1.2.4 – Restrições de lógica e financeiras	47
3.1.2.5 – Restrições de desempenho para a média tensão de distribuição	49
3.1.2.6 – Restrições de desempenho das redes de transmissão e de alta tensão de distribuição	53
Restrições considerando a capacidade máxima do corredor	53
Restrições considerando o fluxo de potência no circuito ou equipamento	57
3.1.2.7 – Restrições de desempenho considerando as redes de transmissão e de distribuição	62
3.2 – INCENTIVO ADICIONAL PARA REMUNERAÇÃO DA CONCESSÃO DE DISTRIBUIÇÃO	64
3.3 – FERRAMENTA DE OTIMIZAÇÃO	65
3.4 – METODOLOGIA DE TRABALHO.....	66
4 – ESTUDO DE CASO	67
4.1 – SISTEMA DE 16 BARRAS.....	67
4.1.1 – Dados de entrada	67
4.1.2 – Simulação 1 – Horizonte de 3 anos, com índices de confiabilidade considerando capacidade máxima do corredor.....	72
4.1.2.1 – Caso de mínimo custo	72
4.1.2.2 – Casos com atrasos de obras	78
4.1.2.3 – Cálculo do incentivo econômico adicional.....	82
4.1.3 – Simulação 2 – Horizonte de 3 anos com variação nos limites dos índices de confiabilidade	84
4.1.4 – Simulação 3 – Horizonte de 3 anos com variação nos limites financeiros	86
4.1.5 – Simulação 4 – Horizonte de 3 anos, com índices de confiabilidade considerando fluxos de potência dos circuitos.....	88
5–CONCLUSÕES	92
5.1 – SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	93

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	95
Trabalhos Publicados	99
APÊNDICES	101
APÊNDICE A - OBRAS NO SISTEMA DE ALTA TENSÃO DAS DISTRIBUIDORAS CEB E ENERGISA MATO GROSSO E O IMPACTO NO DESEMPENHO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E DE DISTRIBUIÇÃO	102
APÊNDICE B – MODELO LINEAR DISJUNTIVO	106

LISTA DE TABELAS

TABELA 2.1 – ÍNDICES DE CONTINUIDADE DA CEB NO PERÍODO DE 2011 A 2014	23
TABELA 2.2 – ÍNDICES DE CONTINUIDADE DA ENERGISA MATO GROSSO NO PERÍODO DE 2011 A 2014	24
TABELA 4.1 – DADOS DOS EQUIPAMENTOS DA SUBESTAÇÃO DE TRANSMISSÃO	69
TABELA 4.2 – DADOS DOS CIRCUITOS DA REDE DE ALTA TENSÃO DE DISTRIBUIÇÃO	69
TABELA 4.3 – DADOS DOS EQUIPAMENTOS DA SUBESTAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO	70
TABELA 4.4 – DADOS DOS CIRCUITOS DA REDE DE MÉDIA TENSÃO DE DISTRIBUIÇÃO	70
TABELA 4.5 – DADOS DAS BARRAS PARA PATAMAR DE CARGA PESADA	72
TABELA 4.6 – RESULTADOS OBTIDOS PARA O CASO DE MÍNIMO CUSTO	73
TABELA 4.7 – CUSTOS OBTIDOS PARA O CASO DE MÍNIMO CUSTO	73
TABELA 4.8 – RESULTADOS OBTIDOS PARA OS CORREDORES, CASO DE MÍNIMO CUSTO	74
TABELA 4.9 – GERAÇÃO NAS BARRAS, CASO DE MÍNIMO CUSTO	76
TABELA 4.10 – CUSTOS DAS PERDAS POR ANO PARA O CASO DE MÍNIMO CUSTO	76
TABELA 4.11 – ÍNDICE FIC PARA O CASO DE MÍNIMO CUSTO, SIMULAÇÃO 1	77
TABELA 4.12 – ÍNDICE DIC PARA O CASO DE MÍNIMO CUSTO	78
TABELA 4.13 – CONFIGURAÇÕES COM RESTRIÇÃO NA REDE DE ALTA TENSÃO DE DISTRIBUIÇÃO	79
TABELA 4.14 – CONFIGURAÇÕES COM RESTRIÇÃO NA REDE DE MÉDIA TENSÃO DE DISTRIBUIÇÃO	80
TABELA 4.15 – CUSTOS OBTIDOS PARA AS RESTRIÇÕES NA REDE DE ALTA TENSÃO DE DISTRIBUIÇÃO	81
TABELA 4.16 – CUSTOS OBTIDOS PARA AS RESTRIÇÕES NA REDE DE MÉDIA TENSÃO DE DISTRIBUIÇÃO	82
TABELA 4.17 – COMPARATIVO DOS CUSTOS GLOBAIS - CASOS DE MÍNIMO CUSTO	88
TABELA 4.18 – COMPARATIVO DOS ÍNDICES FIC - CASOS DE MÍNIMO CUSTO	88
TABELA 4.19 – COMPARATIVO DOS ÍNDICES DIC - CASOS DE MÍNIMO CUSTO	90
TABELA 4.20 – COMPARATIVO ÍNDICES DE DESEMPENHO – CASOS COM ATRASOS NAS OBRAS DE ALTA TENSÃO DE DISTRIBUIÇÃO	91
TABELA A1 - OBRAS NO SISTEMA DA CEB COM IMPACTO NA REDE BÁSICA	102
TABELA A.2 – OBRAS NO SISTEMA DA ENERGISA MATO GROSSO COM IMPACTO NA REDE BÁSICA	103
TABELA A.3 – ÍNDICE DEC DE CONJUNTOS DA CEB NO PERÍODO DE 2011 A 2014	103
TABELA A.4 – ÍNDICE FEC DOS CONJUNTOS DA CEB NO PERÍODO DE 2011 A 2014	104
TABELA A.5 – ÍNDICE DEC DOS CONJUNTOS DA ENERGISA MATO GROSSO NO PERÍODO DE 2011 A 2014	104
TABELA A.6 – ÍNDICE FEC DOS CONJUNTOS DA ENERGISA MATO GROSSO NO PERÍODO DE 2011 A 2014	105

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1.1 – COMPOSIÇÃO DA FRONTEIRA DAS REDES DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO.....	2
FIGURA 2.1– REMUNERAÇÃO DAS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	9
FIGURA 2.2 – INDICADORES A SEREM CONSIDERADOS NA COMPONENTE Q.....	14
FIGURA 2.3 – MECANISMO DE REGULAÇÃO POR INCENTIVO PARA A DISTRIBUIÇÃO.....	15
FIGURA 2.4 – ÁREA DISTRITO FEDERAL - OBRAS DE DISTRIBUIÇÃO COM IMPACTO NAS TRANSFORMAÇÕES DE FRONTEIRA	21
FIGURA 2.5 – ÁREA CUIABÁ - OBRAS DE DISTRIBUIÇÃO COM IMPACTO NAS TRANSFORMAÇÕES DE FRONTEIRA	22
FIGURA 2.6 – EVOLUÇÃO DOS ÍNDICES DEC E FEC DA CEB	23
FIGURA 2.7 – EVOLUÇÃO DOS ÍNDICES DEC E FEC DA ENERGISA MATO GROSSO.....	25
FIGURA 2.8 – NÍVEIS HIERÁRQUICOS UTILIZADOS NOS ESTUDOS DE CONFIABILIDADE.....	35
FIGURA 3.1 – REPRESENTAÇÃO DOS FLUXOS E TENSÕES NA SUBESTAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO.	46
FIGURA 3.2 – TAXA DE FALHAS EQUIVALENTE NO CORREDOR POR NÚMERO DE CIRCUITOS UTILIZADOS.	50
FIGURA 3.3 – REPRESENTAÇÃO DOS FLUXOS DE POTÊNCIA PARA O CÁLCULO DOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DE UMA BARRA.	58
FIGURA 4.1- REDE DE TRANSMISSÃO E ALTA TENSÃO DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZADA PARA O SISTEMA DE 16 BARRAS.	67
FIGURA 4.2- REDE DE MÉDIA TENSÃO DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZADA PARA O SISTEMA DE 16 BARRAS.....	68
FIGURA 4.3- SOLUÇÃO DE MÍNIMO CUSTO - REDE DE TRANSMISSÃO E ALTA TENSÃO DE DISTRIBUIÇÃO	74
FIGURA 4.4- SOLUÇÃO DE MÍNIMO CUSTO– SUBESTAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO E REDE DE MÉDIA TENSÃO DE DISTRIBUIÇÃO	75
FIGURA 4.5- CUSTO TOTAL EM RELAÇÃO A VARIAÇÃO DOS LIMITES DOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE.....	85
FIGURA 4.6- CUSTO DE DESEMPENHO EM RELAÇÃO AOS LIMITES DOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE	85
FIGURA 4.7- CUSTO DE DESEMPENHO EM RELAÇÃO AO CUSTO TOTAL.....	86
FIGURA 4.8- CUSTO TOTAL EM RELAÇÃO PERCENTUAL DOS LIMITES DE INVESTIMENTO.....	87
FIGURA 4.9- CUSTO TOTAL EM RELAÇÃO PERCENTUAL DOS LIMITES DE INVESTIMENTO.....	87

LISTA DE SÍMBOLOS

Os símbolos utilizados neste trabalho estão definidos a seguir.

ÍNDICES E CONJUNTOS

t	-Índice dos tempos, em anos
LL	-Índice dos patamares de carga
0	-Índice dos circuitos existentes
AK	-Índice dos circuitos adicionais
RJ	-Índice das alternativas de substituição dos circuitos
pd	-Índice das parcelas positivas e negativas de linearização das perdas
R	-Conjunto de todas as barras
Rc	-Conjunto das barras com carga
Rg	-Conjunto das barras com geração
Rb	-Conjunto das barras da Rede de Transmissão (Rede Básica de Fronteira)
Rst	-Conjunto das barras de Alta tensão da Rede de Distribuição (subtransmissão), incluindo a barra de alta tensão da subestação de distribuição - SED
Rd	-Conjunto das barras de Média tensão da Rede de Distribuição (alimentadores), incluindo a barra de média tensão da subestação de distribuição - SED
Ψ_{km}	-Conjunto de todos os corredores, da barra k para m
Ψ_{km}^{rd}	-Conjunto de todos os corredores de média tensão de distribuição, da barra k para m
Ψ_{km}^0	-Subconjunto de todos os circuitos existentes, no corredor km
Ψ_{km}^{RJ}	-Subconjunto das alternativas de substituição de circuitos no corredor km
Ψ_{km}^{AK}	-Subconjunto das alternativas de adição de circuitos ou equipamentos no corredor km
Ψ_{km}^{rb0}	-Conjunto dos equipamentos existentes para o corredor (subestação) da Rede Básica km
Ψ_{km}^{rbAK}	-Conjunto das alternativas AK a serem adicionadas no corredor (subestação) de Rede Básica, km
Ψ_{km}^{rst0}	-Conjunto dos circuitos existentes no corredor de alta tensão de distribuição

- Ψ_{km}^{rstAK} -Conjunto das alternativas AK a serem adicionadas no corredor de alta tensão de distribuição km
- Ψ_{km}^{rstRJ} -Conjunto das alternativas RJ a serem substituídas no corredor de alta tensão de distribuição km
- $\Psi_{km}^{rstd 0}$ -Conjunto dos equipamentos existentes na subestação de distribuição km
- Ψ_{km}^{rstdAK} -Conjunto das alternativas AK a serem adicionadas na subestação de distribuição km
- $\Psi_{km}^{rd 0}$ -Conjunto dos circuitos existentes no corredor de Média Tensão de distribuição km
- Ψ_{km}^{rdAK} -Conjunto das alternativas AK a serem adicionadas no corredor de Média Tensão de distribuição km
- $\Psi_{kmA 1}^{rdAK}$ -Conjunto das alternativas AK a serem adicionadas no corredor de Média Tensão de distribuição, kmA1, referente a novo ponto de suprimento
- Ψ_{km}^{rdRJ} -Conjunto das alternativas RJ a serem substituídas no corredor de Média Tensão de distribuição km

VARIÁVEIS DISCRETAS

- $x_{km,t}^{RJ}$ -Variável de decisão para a instalação da alternativa RJ no corredor km, no tempo t.
- $x_{km,t}^{AK}$ -Variável de decisão para instalação do circuito AK no corredor km, no tempo t.
- $y_{km,t}^0$ -Variável de decisão para utilização do circuito existente no corredor km, no tempo t.
- $y_{km,t}^{RJ}$ -Variável de decisão para utilização da alternativa RJ no corredor km, no tempo t.
- $y_{km,t}^{AK}$ -Variável de decisão para utilização da alternativa AK para o corredor km, no tempo t.
- $uls_{LL,t}^m$ -Variável que indica se houve restrição de carga (*Load Shed*) na barra m, no patamar LL, no tempo t
- $ug_{LL,t}^m$ -Variável que indica se houve a partida de geração na barra m, no patamar LL, no tempo t

VARIÁVEIS CONTÍNUAS

$\mathbf{g}_{LL,t}$	-Vetor coluna de injeção nodal, no patamar LL, no tempo t
$\mathbf{I}_{LL,t}$	-Vetor coluna de rejeição de carga, no patamar LL, no tempo t
$f_{km,LL,t}^0$	-Corrente no circuito existente do corredor de média tensão de distribuição km, no patamar LL, no tempo t
$f_{km,LL,t}^{RJ}$	-Corrente na alternativa RJ no corredor de média tensão de distribuição km, no patamar LL, no tempo t
$f_{km,LL,t}^{AK}$	-Corrente na alternativa AK no corredor de média tensão de distribuição km, no patamar LL, no tempo t
$\mathbf{f}_{LL,t}^0$	-Vetor corrente para os corredores existentes, no patamar LL, no tempo t
$\mathbf{f}_{LL,t}^{RJ}, \mathbf{f}_{LL,t}^{AK}$	-Vetor corrente para os corredores a serem substituídos e a serem adicionados, no patamar LL, no tempo t
$V_{LL,t}^m$	-Tensões na barra m, no patamar LL, no tempo t
$\mathbf{V}_{LL,t}$	-Vetor coluna das tensões nas barras, no patamar LL, no tempo t
$\theta_{LL,t}^m$	-Ângulo da tensão na barra m, no patamar LL, no tempo t
$p_{km,LL,t}^0$	-Fluxo de potência no circuito existente do corredor de Rede Básica ou de alta tensão de distribuição km, no patamar LL, no tempo t
$p_{km,LL,t}^{RJ}$	-Fluxo de potência na alternativa RJ no corredor de Rede Básica ou de alta tensão de distribuição km, no patamar LL, no tempo t
$p_{km,LL,t}^{AK}$	-Fluxo de potência na alternativa AK no corredor de Rede Básica ou de alta tensão de distribuição km, no patamar LL, no tempo t
$g_{LL,t}^m$	-Geração na barra m, no patamar LL, no tempo t
$r_{LL,t}^m$	-Restrição de carga na barra m, no patamar LL, no tempo t
c_t^{INV}	-Custo do investimento, no tempo t
c_t^{OPER}	-Custo de operação, no tempo t
c_t^{DES}	-Custo de penalidade pelos índices de desempenho, no tempo t
c_t^{TOTAL}	-Custo total, no tempo t

c^{TOTAL}	-Custo total no período
$\lambda_{km,t}^{EQU}$	-Taxa de falha equivalente do corredor km, no tempo t
$r_{km,t}^{EQU}$	-Tempo de reparo equivalente do corredor km, no tempo t
$u_{km,t}^{EQU}$	-Tempo de interrupção equivalente para o corredor km, no tempo t
DIC_t^m	-Índice DIC para a barra m, no tempo t
DIC_t^{m1}	-Parcela do índice DIC abaixo do limite, para a barra m, no tempo t
DIC_t^{m2}	-Parcela do índice DIC acima do limite, para a barra m, no tempo t
FIC_t^m	-Índice FIC para a barra m, no tempo t
FIC_t^{m1}	-Parcela do índice FIC abaixo do limite, para a barra m, no tempo t
FIC_t^{m2}	-Parcela do índice FIC acima do limite, para a barra m, no tempo t
DEC_t	-Índice DEC, no tempo t
DEC_t^1	-Parcela do índice DEC abaixo do limite, no tempo t
DEC_t^2	-Parcela do índice DEC acima do limite, no tempo t
FEC_t	-Índice FEC, no tempo t
FEC_t^1	-Parcela do índice FEC abaixo do limite, no tempo t
FEC_t^2	-Parcela do índice FEC acima do limite, no tempo t
$FIC_{sub,t}^m$	-Índice FIC do ponto de conexão que impacta na confiabilidade da barra de média tensão de distribuição m, no tempo t
$DIC_{sub,t}^m$	-Índice DIC do ponto de conexão que impacta na confiabilidade da barra de média tensão de distribuição m, no tempo t
$f_{km,LL,t}^{0,pd}$	-Corrente na parcela pd do circuito existente do corredor de média tensão de distribuição km, no patamar LL, no tempo t
$f_{km,LL,t}^{RJ,pd}$	-Corrente na parcela pd da alternativa RJ, no corredor de média tensão de distribuição km, no patamar LL, no tempo t
$f_{km,LL,t}^{AK,pd}$	-Corrente na parcela pd da alternativa AK no corredor de média tensão de distribuição km, no patamar LL, no tempo t
$PERDA_t$	-Perda na média tensão de distribuição, no tempo t
C_{tot}^0	-Custo total para o caso de simulação de mínimo custo global

C_{tot}^A	-Custo total para o caso de simulação A
C_{op}^A	-Custo de oportunidade para o caso de simulação A
Q_{exp}	-Parcela correspondente à incentivo econômico adicional proposto a ser aplicado no reajuste tarifário da concessionária de distribuição

PARÂMETROS

$n_{km,t}^0$	-Número de circuitos existentes no corredor km, no tempo t
$n_{km,t}^{max}$	-Número máximo de equipamentos ou circuitos utilizados no corredor km, no tempo t
$n_{km,t}^{max,AK}$	-Número máximo de equipamentos ou circuitos adicionados no corredor km, até o tempo t
V_{min}, V_{max}	-Limites inferiores e superiores da tensão
θ_{max}	-Ângulo máximo da tensão
$d_{LL,t}^m$	-Carga na barra m, no patamar LL, no tempo t
$g_{max,t}^m$	-Geração máxima na barra m, no tempo t
$ls_{max,t}^m$	-Máxima restrição de carga na barra m, no tempo t
$d_{LL,t}$	-Vetor de carga, no patamar LL, no tempo t
Z_{km}^0	-Impedância no circuito existente no corredor km
Z_{km}^{RJ}	-Impedância da alternativa RJ do corredor km
Z_{km}^{AK}	-Impedância da alternativa AK do corredor km
$f_{max,km}^0$	-Corrente máxima nos circuitos existentes no corredor de média tensão de distribuição km
$f_{max,km}^{RJ}$	-Corrente máxima nos circuitos substituídos do corredor de média tensão de distribuição km
$f_{max,km}^{AK}$	-Corrente máxima nos circuitos adicionados do corredor de média tensão de distribuição km
b_{km}^0	-Susceptância no circuito existente no corredor km

b_{km}^{RJ}	-Susceptância da alternativa RJ do corredor km
b_{km}^{AK}	-Susceptância da alternativa AK do corredor km
re_{km}^0	-Reatância no circuito existente no corredor km
re_{km}^{RJ}	-Reatância da alternativa RJ do corredor km
re_{km}^{AK}	-Reatância da alternativa AK do corredor km
$p_{max,km}^0$	-Fluxo de potência máximo nos circuitos ou equipamentos existentes dos corredores de Rede Básica e de alta tensão de distribuição km
$p_{max,km}^{RJ}$	-Fluxo de potência máximo nos circuitos substituídos dos corredores de Rede Básica e de alta tensão de distribuição km
$p_{max,km}^{AK}$	-Fluxo de potência máximo nos circuitos adicionados dos corredores de Rede Básica e de alta tensão de distribuição km
$p_{max,km}^0$	-Vetor fluxo de potência máximo nos corredores de Rede Básica e de alta tensão de distribuição km existentes
$p_{max,km}^{AK}$	-Vetor fluxo de potência máximo nos corredores de Rede Básica e de alta tensão de distribuição km com alternativas de adição
S_0	-Matriz de incidência para a rede existente
S_{RJ}	-Matriz de incidência nodal para a rede a ser substituída
S_{AK}	-Matriz de incidência nodal para a rede a ser adicionada
S_{0AK}	-Matriz de incidência nodal para a rede existente acrescida de novos pontos de suprimento
M	-Número real utilizado para linearização das Leis de Kirchhoff
Mc	-Número real utilizado para linearização dos índices de desempenho
$\text{Cos}\theta$	-Fator de potência para linearização do acoplamento entre potência e corrente
Nrd_t	-Número de barras de Média tensão de distribuição, excluindo a barra da subestação de distribuição, no tempo t
$N_{m,t}^{cons}$	-Número de consumidores da barra m, no tempo t
λ_{km}	-Taxa de falhas dos circuitos no corredor km

r_{km}	-Tempo de reparo dos circuitos do corredor km
r_{km}^{chav}	-Tempo de chaveamento dos circuitos do corredor km
$\Delta\lambda_{km}$	-Constante de linearização para taxa de falhas equivalente dos circuitos no corredor km
Δu_{km}	-Constante de linearização para tempo de retorno equivalente dos circuitos no corredor km
S_{λ}	-Matriz de incidência para a taxa de falhas
S_r	-Matriz de incidência para tempo de reparo dos circuitos
$S_{r^{chav}}$	-Matriz de incidência para tempo de chaveamento dos circuitos
DIC_{max}	-Limite para o índice DIC
FIC_{max}	-Limite para o índice FIC
DEC_{max}	-Limite para o índice DEC
FEC_{max}	-Limite para o índice FEC
$K_{km}^{0,pd}$	-Constante de linearização da parcela pd da corrente do circuito existente no corredor km
$K_{km}^{RJ,pd}$	-Constante de linearização da parcela pd da corrente do circuito substituído no corredor km
$K_{km}^{AK,pd}$	-Constante de linearização da parcela pd da corrente do circuito adicionado no corredor km
δ_t^{INV}	-Taxa de retorno para custos de investimento e operação, no tempo t
$\delta_t^{OPER}, \delta_t^{DES}$	-Taxa de retorno para custos de investimento e operação, no tempo t
$CO_{km,t}^0$	-Custo de operação do circuito existente do corredor km, no tempo t
$CI_{km,t}^{RJ}$	-Custo de investimento da alternativa RJ do corredor substituído km, no tempo t
$CO_{km,t}^{RJ}$	-Custo de operação da alternativa RJ do corredor km, no tempo t

$CI_{km,t}^{AK}$	-Custo de investimento do circuito adicionado AK do corredor km, no tempo t
$CO_{km,t}^{AK}$	-Custo de operação da alternativa AK do corredor km, no tempo t
C_m^{ls}	-Custo de energia não suprida na barra m
C_m^g	-Custo de geração na barra m
C_m^{ug}	-Custo de partida de geração na barra m
C_{penDIC}	-Custo de penalidade de ultrapassagem do DIC
C_{penFIC}	-Custo de penalidade de ultrapassagem do FIC
C_{penDEC}	-Custo de penalidade de ultrapassagem do DEC
C_{penFEC}	-Custo de penalidade de ultrapassagem do FEC
C_{PERDA_t}	-Custo das perdas na média tensão de distribuição, no tempo t
B, B_t	-Orçamento total no horizonte de planejamento e no tempo t
T	-Número de estágios no horizonte de planejamento

1 - INTRODUÇÃO

1.1 - CONTEXTUALIZAÇÃO

Com a reestruturação do modelo do setor elétrico brasileiro, a partir de estudos do Projeto RE-SEB e do novo marco regulatório estabelecido principalmente pelas Leis 10.847 e 10.848, de 2004, foi aperfeiçoado, entre outros, o processo de planejamento tanto da expansão da oferta quanto das redes de transmissão e distribuição. Desse modo, foram criados novos mecanismos de oferta da expansão de geração, por meio dos leilões de geração, e consolidados os processos de expansão do sistema de transmissão por meio de licitações ou de autorizações realizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Para tanto, foram criadas novas instituições como a Empresa de Pesquisa Energética - EPE e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, aperfeiçoadas algumas existentes, como o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e o Mercado Atacadista de Energia – MAE, cuja reformulação deu origem à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, além da reestruturação do Ministério de Minas e Energia, com a criação da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, por meio do Decreto 5.267, de 2004.

Desse modo, o novo modelo do setor elétrico, aplicado ao Sistema Interligado Nacional – SIN, aperfeiçoou o processo de competição e atração de capital para a expansão do sistema de transmissão, além da definição de Rede Básica como sendo instalações de propriedade de empresas transmissoras com tensão igual ou superior a 230 kV, estabelecido na Resolução Normativa ANEEL nº 67 de 2004, e para o ambiente da distribuição¹, manteve a característica de concessões geográficas, sendo as empresas distribuidoras responsáveis pela expansão das instalações em tensões inferiores a 230 kV. Foram definidas também as Demais Instalações de Transmissão - DIT, como equipamentos com tensão inferior a 230 kV de propriedade das transmissoras que apresentam regulamentação específica.

¹ Os ativos de distribuição são compostos pelos níveis de alta tensão, correspondente a tensões entre 69 kV, inclusive, e 230 kV, também conhecidos como subtransmissão, média tensão, com tensão superior a 1 kV, inclusive, e inferior a 69 kV, que corresponde aos alimentadores, e baixa tensão, inferior a 1 kV. (ANEEL, PRODIST, Módulo 1, 2015).

Na Figura 1.1 é apresentado diagrama esquemático com a composição da fronteira das redes de transmissão e distribuição:

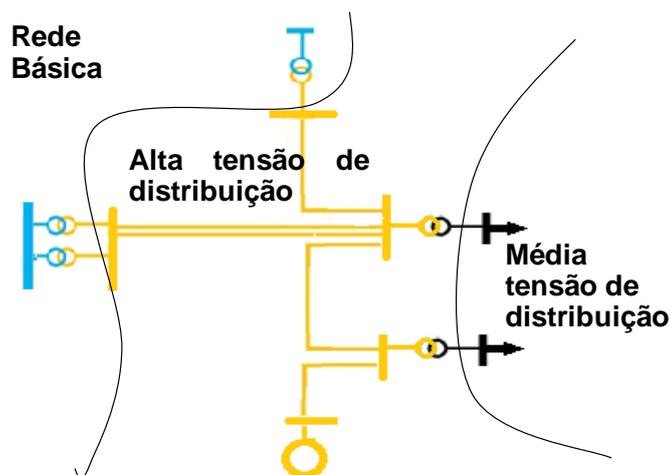


Figura 1.1 – Composição da fronteira das redes de transmissão e distribuição

A consolidação das soluções de expansão setorial são atribuídas ao Ministério de Minas e Energia, a partir da compatibilização conjunta do Programa de Expansão da Transmissão - PET elaborado pela EPE, que apresenta visão do ambiente de planejamento com horizonte de até 5 anos, e do Plano de Ampliação e Reforços da Rede Básica - PAR elaborados pelo ONS, que aborda a visão operativa, com horizonte de 3 anos (Gomes, 2012).

O planejamento da expansão da distribuição é elaborado pelas empresas distribuidoras, conforme regulamentado no Módulo 2 do PRODIST, e para haver a compatibilização da expansão do sistema de fronteira da Rede Básica com a Rede de Distribuição, as expansões definidas no Plano de Desenvolvimento da Distribuição – PDD devem considerar os estudos elaborados em conjunto com a EPE e as solicitações dos pontos de acessos à Rede Básica, solicitados ao ONS (ANEEL, Nota Técnica nº 009/2015)².

Por se tratarem de mercados caracterizados por monopólios naturais, os sistemas de distribuição e transmissão são prioritariamente vistos como sistemas físicos de entrega da energia elétrica, sendo as diferenças entre as atividades de distribuição e as de transmissão dadas pelo nível de tensão e pela figura jurídica da concessão (El Hage *et al*, 2013). Nesse

²“Planejamento Setorial: Plano de obras de expansão, reforços, adequações e melhorias nas instalações de transmissão, que tenham interesse sistêmico, divulgados pelo MME com base nos estudos do Plano de Ampliação e Reforços – PAR e Estudos de Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão, elaborados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com a participação das transmissoras e distribuidoras. (ANEEL, Nota Técnica nº 009/2015).

sentido, a remuneração dos ativos e as regulamentações em relação à qualidade do fornecimento do serviço são realizadas de forma diferenciada entre ambos.

Desse modo, para que a expansão do sistema atenda aos crescimentos da carga com níveis de confiabilidade adequados, preservando a modicidade tarifária, é fundamental a consideração das peculiaridades de cada concessão, sobretudo nas redes de alta tensão de distribuição, que fazem fronteira com a Rede Básica, de modo a minimizar os custos de investimento e de operação dos sistemas de distribuição e transmissão.

No entanto, o cálculo dos benefícios das obras de fronteira e respectivos impactos nos custos de operação e na confiabilidade no atendimento às cargas tem se tornado cada vez mais complexo, principalmente quando analisados no horizonte de planejamento ou quando da definição das tarifas das empresas distribuidoras.

Com isso, os modelos de otimização que sejam capazes de indicar a solução de mínimo custo, atendendo a níveis adequados de confiabilidade durante o horizonte de planejamento, tem se mostrado ferramentas confiáveis e robustas que podem auxiliar no processo de tomada de decisão tanto no âmbito de planejamento e de operação, quanto na regulamentação dos ativos.

1.2 – MOTIVAÇÃO

No processo de planejamento da expansão dos sistemas de potência é fundamental a definição da solução que represente menor custo priorizando também o atendimento a padrões mínimos de qualidade de suprimento. Em alguns casos, a solução de mínimo custo global apontada pelo planejamento setorial brasileiro aborda a expansão conjunta da Rede Básica associadas a obras de reforços nos sistemas de alta tensão, ou subtransmissão, das empresas distribuidoras.

No entanto, o novo modelo regulatório brasileiro estabelecido para os ambientes de transmissão e distribuição estabelecem formas diferenciadas de remuneração, implantação e a apuração do desempenho de ambos sistemas.

Nesse sentido, um dos pontos de aprimoramento em discussão no âmbito setorial e abordado neste trabalho é a adoção de medidas que possam minimizar os casos de descasamentos da expansão dos sistemas de transmissão e distribuição verificados nos últimos anos, que tem aumentado os custos de operação ou reduzido a confiabilidade no atendimento aos consumidores.

Desse modo, a mensuração de maneira objetiva e clara dos custos de planejamento e de operação, sobretudo no ambiente da alta tensão de distribuição, que realiza a conexão da Rede Básica com os sistemas de distribuição de média tensão, tem sido constante desafio do planejamento e da regulação setorial.

Com isso, vislumbra-se como oportunidade a utilização do modelo computacional que possa estimar os custos de expansão e operação e dos índices de confiabilidade das redes de alta e média tensão de distribuição, de modo a contribuir na tomada de decisão no processo de planejamento, bem como na regulamentação e remuneração dos ativos.

1.3 – OBJETIVO

O objetivo deste trabalho é propor um modelo de otimização que calcule os custos de investimento e de operação das redes de Alta e Média Tensão de Distribuição e da Rede Básica de Fronteira, conjuntamente, para um dado horizonte de planejamento, e que considere índices econômicos de desempenho na solução de mínimo custo.

O trabalho também tem o objetivo de propor um incentivo econômico que minimize os descasamentos na expansão na fronteira da transmissão e distribuição, por meio da obtenção do custo-benefício para as obras de alta tensão de distribuição e do impacto nos índices de confiabilidade estabelecidos para a distribuição.

1.4 – JUSTIFICATIVA

Por meio da pesquisa bibliográfica realizada foi identificada variada gama de estudos de planejamento dos sistemas de transmissão e distribuição utilizando modelos matemáticos e técnicas de otimização cada vez mais robustas.

No entanto, grande parte da bibliografia envolve expansão da transmissão ou de média tensão de distribuição, representando assim, pequeno foco na Alta tensão de distribuição ou subtransmissão, que realiza a conexão de ambos sistemas. Este fato é agravado pelas diferenciações entre os modelos matemáticos normalmente utilizados para a transmissão, que abordam fluxo de potência, e para a distribuição, que abordam fluxo de corrente.

Adicionalmente, apesar da teoria de confiabilidade também estar bem consolidada, a incorporação dos critérios econômicos de desempenho nos modelos de planejamento da distribuição ainda apresenta desafios principalmente pela dependência da definição da topologia analisada e da complexidade ocasionada pela natureza combinatória das soluções, principalmente se aplicadas em sistemas de grande porte.

Os casos de descasamento da expansão das redes de transmissão e distribuição apontam para a oportunidade de aprimoramento do modelo regulatório existente, sobretudo na fronteira entre essas redes.

1.5 – CONTRIBUIÇÃO

O modelo proposto neste trabalho contribui para auxiliar a tomada de decisão no planejamento da expansão da rede conjunta de alta e média tensão de distribuição e de Rede Básica de Fronteira, minimizando custos de investimento e operativos considerando a disponibilidade de capacidade estabelecida no planejamento do sistema de transmissão e seus possíveis ajustes.

A ferramenta também considera os custos relacionados ao desempenho do sistema incorporados na função objetivo a ser minimizada. Desta forma, os índices estimados de confiabilidade estão diretamente presentes no processo de decisão de investimentos na expansão ao longo do horizonte de planejamento.

Também permite obter o custo de oportunidade a ser aplicado na regulamentação existente, de modo a incorporar uma componente adicional, denominada Qualidade na Expansão - Q_{exp} na fórmula de cálculo do reajuste aplicado à Parcela B. Com isso, pode-se utilizar sinal econômico adicional que leve em consideração o custo-benefício de investimentos

em reforços na rede de subtransmissão pertencente à empresa distribuidora e que tenham impacto no desempenho da Rede Básica e redução dos custos operativos.

1.6 – ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

No capítulo 2 apresentam-se o marco regulatório atual das concessões de transmissão e distribuição de energia elétrica e a revisão da literatura sobre os modelos de planejamento de longo prazo utilizados para os sistemas de transmissão e distribuição.

No capítulo 3 apresentam-se o modelo desenvolvido, bem como a estratégia de solução e a ferramenta computacional utilizada.

No capítulo 4 apresentam-se os resultados aplicados a um sistema teste de 16 barras.

No Capítulo 5 apresentam-se as conclusões do trabalho e propostas para trabalhos futuros.

2 - MARCO REGULATÓRIO E REVISÃO DA LITERATURA

Por se tratarem de mercados caracterizados por monopólios naturais, os sistemas de distribuição e transmissão são prioritariamente vistos como sistemas físicos de entrega da energia elétrica, sendo as diferenças entre as atividades de distribuição e as de transmissão dadas pelo nível de tensão e pela figura jurídica da concessão (El Hage *et al*, 2013).

Nesse sentido, este capítulo apresenta de forma sucinta as principais formas de remuneração e as regulamentações em relação à qualidade do fornecimento do serviço para os sistemas de transmissão e de distribuição.

Também abordará casos-exemplo da importância da expansão da Rede de Alta tensão de distribuição, que pertence à chamada subtransmissão, para a confiabilidade de ambos sistemas, além de apresentar algumas medidas tomadas pelas instituições setoriais no sentido de minimizar o impacto de atraso na implantação dessas obras.

O cálculo dos benefícios dessas obras nos custos de operação e na confiabilidade no atendimento às cargas tem se tornado cada vez mais complexo, sobretudo quando analisados no horizonte de planejamento ou quando da definição do nível tarifário das empresas distribuidoras.

Com isso, este trabalho propõe a utilização de modelos computacionais que permitam estimar os custos de expansão e de operação dos sistemas de transmissão e distribuição e que podem contribuir para o processo de tomada de decisão no âmbito do planejamento, bem como na regulamentação e remuneração dos ativos.

Desse modo, neste capítulo também serão abordados modelos de otimização que visam auxiliar a tomada de decisão no âmbito do planejamento dos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica e que foram referências para este trabalho.

2.1 – REMUNERAÇÃO DOS ATIVOS DE TRANSMISSÃO

A remuneração dos ativos de transmissão é efetuada para cada “função de transmissão”, sendo caracterizadas pela Receita Anual Permitida – RAP, a partir dos leilões de

transmissão ou das receitas estipuladas pela ANEEL para autorizações. Considera-se que o investimento deverá ser amortizado em um prazo de 30 anos, incluindo a construção, operação e manutenção. Desse modo, a RAP visa manter o equilíbrio econômico e financeiro da concessão de serviço público e tem início a partir da entrada em operação comercial das instalações, com atualização anual pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA ou Índice Geral de Preços - Mercado IGP-M do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE e revisão a cada cinco anos, nos termos do contrato de concessão (Gomes, 2012).

As concessionárias de transmissão firmam Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST com o ONS, transferindo a responsabilidade sobre o controle operacional da capacidade de transmissão e recebem pagamentos que se relacionam à disponibilidade, conforme apuração da Parcela Variável por Indisponibilidade – PVI e Parcela Variável por Restrição Operativa Temporária – PVRO, estabelecidas na Resolução Normativa ANEEL nº 270 de 2007.

Por outro lado, os usuários da rede, geradores, empresas de distribuição e de comercialização e consumidores livres, estes últimos estabelecidos na Lei 9.074 de 1995, assinam Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST com o ONS e um Contrato de Conexão à Transmissão – CCT com o proprietário da função de transmissão, tendo o ONS como parte interveniente. O ONS arrecada e gerencia a receita dos encargos pelo uso do sistema de transmissão (El Hage *et al*, 2013).

Desse modo, são estabelecidas aos usuários as Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST por meio de duas parcelas. A primeira, TUST-FR, refere-se à remuneração das instalações de transformação necessárias para rebaixar as tensões de transmissão iguais ou superiores a 230 kV para as tensões de distribuição, considerada Rede Básica de Fronteira, e é paga apenas pelas distribuidoras que delas se beneficiam. Os custos de transporte associados às DIT compartilhadas por mais de uma distribuidora também estão incluídas nessa tarifa (Gomes, 2012).

A outra parcela, TUST-RB, gera encargo a todos os usuários e remunera as instalações que compõem a Rede Básica excluindo os transformadores de fronteira e incluindo as interligações entre regiões do SIN. São calculadas pela Metodologia Nodal estabelecida

pela Resolução ANEEL nº 281 de 1999, que tem como base a obtenção do sinal locacional que utiliza aproximação dos Custos Marginais de Longo Prazo - CMLP e reflete a variação do custo de expansão do sistema devido à presença de cada usuário.

Na Figura 2.1 é apresentado resumo das tarifas aplicadas ao sistema de transmissão:

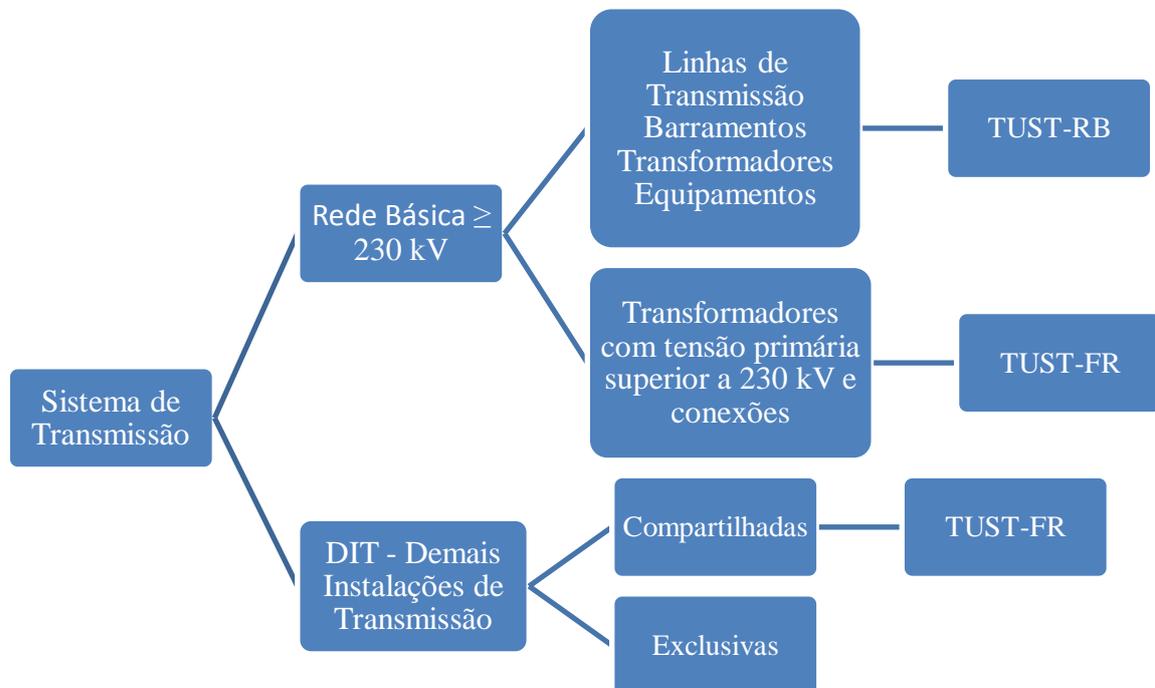


Figura 2.1– Remuneração das instalações de transmissão (Gomes, 2012, modificado).

As principais fundamentações apresentadas neste subitem estão em Gomes, 2012, que apresenta visão ampla dos aspectos relacionados ao sistema de transmissão aplicado no modelo brasileiro.

Com isso, nota-se que a implantação, remuneração e a apuração da disponibilidade dos ativos durante a concessão são dadas por equipamento e tem acompanhamento individual pela ANEEL.

A Medida Provisória 579 de 2012, convertida em Lei 12.738 de 2013, estabeleceu a renovação dos ativos de transmissão das concessões com término em 2015, mantendo a remuneração e apuração das disponibilidades dos ativos por função de transmissão.

2.2–REMUNERAÇÃO DOS ATIVOS DE DISTRIBUIÇÃO

Para o ambiente da distribuição, o novo modelo também manteve o regime de regulação por incentivo operacionalizado pelo instrumento do preço-teto ou *price-cap*, estabelecido com a publicação da Lei nº 8.631 de 1993 e que se baseia na eficiência econômica seletiva (El Hage *et al*, 2013), sendo as empresas distribuidoras responsáveis pela expansão, operação e manutenção das instalações em tensões inferiores a 230 kV, com exceção das DIT, abordadas anteriormente³.

A remuneração desses ativos é efetuada por meio de repasse às tarifas dos usuários finais, denominados consumidores cativos⁴, das variações dos custos sobre os quais a empresa tem pouca ou nenhuma administração, denominada Parcela A, enquanto a parcela da receita relativa aos serviços que estejam sob sua gestão efetiva, Parcela B, seja atualizada por um índice que reflita a inflação monetária e parte dos ganhos de produtividade (El Hage *et al*, 2013).

No entanto, diferentemente da tarifa aplicada ao usuário de transmissão TUST abordada na seção anterior, a Tarifa de Uso da Distribuição – TUSD é aplicada, fundamentalmente, por nível de tensão ou por período do dia, e não em relação à localização dos consumidores (El Hage *et al*, 2013).

Os contratos de concessão estabelecem atualização das tarifas pela ANEEL por meio de três mecanismos: a revisão tarifária periódica, revisão tarifária extraordinária e o reajuste tarifário anual (site ANEEL, acesso em 28/05/2015).

A revisão tarifária periódica é realizada em ciclos de 3 a 5 anos, de acordo com os contratos de concessão, e tem como foco principal analisar o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias por meio da definição da tarifa teto a ser cobrada dos consumidores para cobrir o custo de investimentos realizados, considerados custo de capital e os custos operacionais eficientes (El Hage *et al*, 2013).

³ A depender do impacto da instalação ou do equipamento, o ONS pode efetuar a operação de parte dessa rede elétrica, sendo o comando local realizado pela empresa distribuidora, conforme Submódulo 23.2 dos Procedimentos de Rede.

⁴ Consumidores de energia elétrica que não têm o direito de escolher o respectivo supridor de energia elétrica (El Hage *et al*, 2013).

Os custos operacionais correspondem, principalmente, aos custos com pessoal, materiais, serviço de terceiros, tributos, seguros e receitas irrecuperáveis. Caracterizam-se por serem recorrentes e por produzirem resultados de curto prazo e são relacionados às tarefas diárias das empresas como faturamento, leitura, operação e manutenção das redes, administração, entre outros (ANEEL, Nota Técnica nº 452 de 2013). No processo de revisão, a ANEEL aplica a chamada regulação por comparação ou *Yardstick Competition*, na qual é estabelecido um padrão de custos entre os grupamentos de concessionárias consideradas equivalentes (El Hage *et al*, 2013).

O custo de capital está relacionado aos investimentos realizados. Possui duas categorias, a Remuneração do Capital - RC e a Quota de Reintegração Regulatória - QRR. A remuneração do capital é calculada pelo produto entre a Taxa de Remuneração e a Base de Remuneração Líquida, que são os investimentos reconhecidos pela ANEEL, denominados prudentes, ainda não depreciados. A Quota de Reintegração Regulatória é calculada a partir do produto entre a taxa de depreciação média e a Base de Remuneração Bruta, que corresponde aos investimentos totais reconhecidos pela ANEEL (ANEEL, Nota Técnica nº 452 de 2013).

Como a Parcela A trata dos custos com encargos setoriais, sistema de transmissão e compra de energia, essa Parcela não é abordada na revisão tarifária periódica. Desse modo, a revisão aplica-se à Parcela B, associada aos custos efetivos da concessão.

A referência temporal adotada na revisão considera que os custos definidos na composição da tarifa são capazes de representar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato até a próxima revisão. Assim, os custos operacionais são mantidos durante todo o período, gerando incentivos para sua redução no intervalo regulatório, com consequente apropriação de ganhos de eficiência pelas empresas (ANEEL, Nota Técnica nº 452 de 2013).

Já o custo de capital observa os investimentos realizados no intervalo regulatório, tendo a valoração de acordo com o custo eficiente da época em que foram realizados. Não se faz também projeção de investimentos para o próximo intervalo regulatório. Considera-se, portanto, que o investimento associado à expansão é acompanhado de crescimento de mercado, capaz de gerar receita para esse investimento.

O investimento na base já instalada está associado a um mercado consolidado e é estimulado pela regulação técnica da qualidade, que tem impactos financeiros capazes de fornecer o incentivo às empresas, por meio do “Fator X”, a ser detalhado posteriormente.

Dessa forma, os procedimentos adotados para consideração dos custos de Parcela B na tarifa e a existência do intervalo regulatório criam incentivos para redução de custos, o que, combinado com a regulação técnica, visa-se a qualidade do serviço. No próximo ciclo tarifário, os ganhos são mensurados e passam a compor a tarifa, de modo que parte dos ganhos obtidos no intervalo regulatório é apropriada pela empresa (ANEEL, Nota Técnica nº 452 de 2013).

O mecanismo de Reajuste Tarifário Anual tem como objetivo restabelecer o poder de compra da receita obtida por meio das tarifas praticadas pela concessionária (site ANEEL, acesso em 28/05/2015). Desse modo, uma parcela do Índice de Reajuste Tarifário Anual – IRT, denominado IRT econômico, visa dar cobertura tarifária para os itens da Parcela A e manter o poder de compra da Parcela B, por meio da correção por índice de inflação, além de repassar aos usuários e consumidores os ganhos de eficiência empresarial e da competitividade da concessionária, por meio do “Fator X”.

De acordo Submódulo 3.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, o Índice de Reajuste Tarifário Econômico – IRT_{eco} é definido da seguinte forma:

$$IRT_{eco} = \frac{RA_1}{RA_0} \quad (2.1)$$

Sendo:

$$RA_1 = VPA_1 + VPB_0(IGPM \pm \text{Fator X}) \quad (2.2)$$

onde:

RA_1 = Receita Anual na Data do Reajuste em Processamento;

RA_0 = Receita Anual na Data de Referência Anterior;

VPA_1 : Valor da Parcela A na Data de Reajuste em Processamento;

VPB_0 : Valor da Parcela B na Data de Referência Anterior e,

IGPM= Índice Geral de Preços Médio.

A equação 2.1 atualiza a receita requerida pela concessionária em relação à receita do ano anterior e a equação 2.2 atualiza os custos referentes à Parcela A, além de incidir à Parcela B do ano anterior a correção da inflação e parte dos ganhos de produtividade.

Desse modo, o “Fator X” tem por objetivo principal influenciar de forma quantitativa o desempenho registrado pela empresa ao longo do período do ciclo tarifário, transferindo ao consumidor ganhos potenciais de produtividade do segmento de distribuição de energia elétrica (El Hage *et al*, 2013). Este índice tem a seguinte composição:

$$\text{Fator X} = \text{Pd} + \text{Q} + \text{T} \quad (2.3)$$

A parcela Pd corresponde aos ganhos de produtividade da empresa se comparada a um referencial definido pelo regulador. É ajustada pela variação observada do mercado e das unidades consumidoras e é definida no momento da revisão tarifária e repetida nos reajustes subsequentes (ANEEL, PRORET, Submódulo 2.5, 2015).

A parcela T refere-se à trajetória de custos operacionais e corresponde a uma estimativa definida pela ANEEL relacionada com a tendência dos custos operacionais comparada com outras distribuidoras por meio de método de *benchmarking* (ANEEL, PRORET, Submódulo 2.2, 2015).

A Componente Q se insere no contexto do Mecanismo de Incentivos – MI estabelecido pela ANEEL para melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras aos seus consumidores (ANEEL, PRORET, Submódulo 2.5, 2015).

Para o ciclo tarifário vigente, 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica - CRTP, a componente Q é determinada a partir dos índices de confiabilidade registrados pela distribuidora, definidos como DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora e FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, com pesos de 50% cada. Estes índices são obtidos a partir das medições feitas nas unidades consumidoras e agregados de forma a obter um índice global para a empresa (ANEEL, PRODIST, Submódulo 8.2, 2015) e serão detalhados no subitem 2.2.1.

Para o 4º ciclo tarifário, a partir do ano de 2016, foram incorporadas alterações nesta componente, principalmente a partir das contribuições recebidas pela ANEEL na Consulta Pública nº 11 de 2013 e Audiência Pública nº 23 de 2014. Desse modo, a componente Q irá considerar o desempenho técnico e comercial da concessionária.

As parcelas de qualidade técnica e comercial possuirão pesos distintos, conforme equação abaixo:

$$Q = 0,7Q_{\text{técnico}} + 0,3Q_{\text{comercial}} \quad (2.4)$$

A parcela técnica do componente Q continuará sendo calculada por meio dos indicadores DEC e FEC, enquanto a parcela comercial será aferida por outros cinco indicadores, conforme Figura 2.2⁵:

Sigla Indicador	Indicador	Definição	Padrões Estabelecidos para Atendimento	Distribuidoras Avaliadas	Regulamentação
Comerciais					
FER	Frequência Equivalente de Reclamação	Frequência equivalente de reclamações a cada mil unidades consumidoras	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	REN nº 574/2012
IASC	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor	Resultado de pesquisa de avaliação do grau de satisfação do consumidor residencial com os serviços prestados	Valor mínimo de 70	Todas	
INS	Indicador de Nível de Serviço do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas atendidas pelas chamadas recebidas menos abandonadas	Valor maior ou igual a 85%	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
IAb	Indicador de Abandono do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas abandonadas sobre recebidas menos abandonadas	Valor menor ou igual a 4%	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
ICO	Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas ocupadas sobre oferecidas	Valor menor ou igual a: 4% até 2014; 2% a partir de 2015	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
Técnicos					
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Tempo que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	Módulo 8 do PRODIST
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Número de vezes que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	Módulo 8 do PRODIST

Figura 2.2 – Indicadores a serem considerados na componente Q (ANEEL, PRORET, Submódulo 2.5, 2015).

Os sete indicadores que compõem as parcelas de qualidade técnica e comercial possuem seus próprios pesos, que serão aplicados gradualmente até março de 2019. Após período de transição, a equação da componente de qualidade será a seguinte:

⁵As distribuidoras com menos de 60 mil Unidades Consumidoras são avaliadas por quatro indicadores. Como elas não possuem a obrigação de implantar Central de Teleatendimento – CTA, essas concessionárias são dispensadas da observância dos limites para os indicadores INS, IAb e ICO (ANEEL, PRORET, Submódulo 2.5, 2015).

$$Q = 0,50QDEC + 0,20QFEC + 0,10 QFER + 0,10 QIASC + 0,04 QINS + 0,03 QIAb + 0,03 QICO \quad (2.5)$$

Assim como realizado no ciclo vigente, a obtenção dos valores finais a serem considerados em cada componente será realizada por meio de comparativo de desempenho entre as concessionárias, agrupando-as em relação ao porte e ao ranking dos índices de continuidade verificados em períodos anteriores.

Desse modo, mesmo que a distribuição seja um monopólio natural, o mecanismo de incentivo se dá por meio de comparação entre as empresas, cujo objetivo é simular um aspecto de competitivo, favorecendo, assim, a modicidade tarifária (El Hage *et al*, 2013).

No entanto, diferentemente da componente Pd, a componente Q é especificada em cada reajuste tarifário com os dados de qualidade técnica e, a partir do próximo ciclo, também dados comerciais dos dois anos antecedentes (ANEEL, PRORET, Submódulo 2.5, 2015).

A revisão tarifária extraordinária aplica-se à Parcela A e garante à concessionária o repasse das variações dos custos não gerenciáveis antes da data de reajuste prevista no contrato, desde que verificado o comprometimento do equilíbrio econômico-financeiro da concessão (El Hage *et al*, 2013).

A Figura 2.3 ilustra o conceito de regulação por incentivo aplicado pela ANEEL.

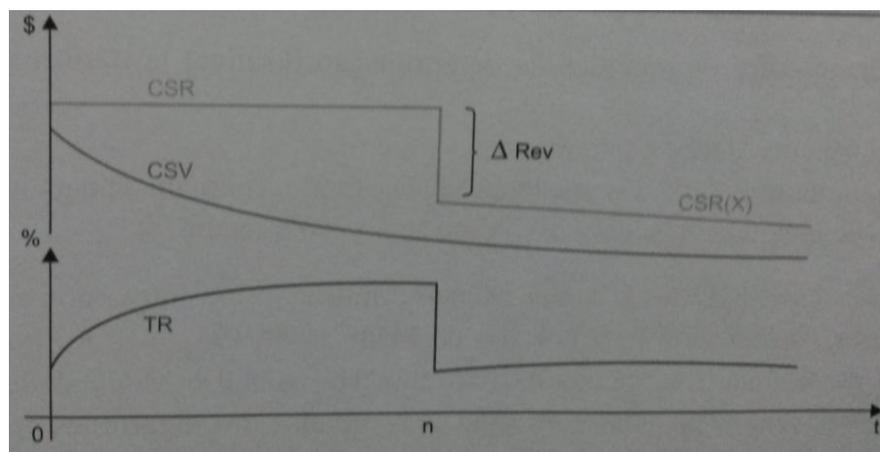


Figura 2.3 – Mecanismo de regulação por incentivo para a distribuição (El Hage *et al*, 2013).

No instante 0 é determinado o nível de receita necessário para garantir o equilíbrio da concessão ao longo do ciclo tarifário até a data “n” da próxima revisão tarifária periódica. A curva CSR representa o custo repassado pelo regulador à concessionária, considerando também o efeito dos reajustes tarifários anuais. O trecho constante de 0 a n exemplifica a preservação do valor real por meio da correção pelo índice de inflação e o trecho apresentado como CSR(X) representa a aplicação do Fator X.

A curva CSV representa o custo efetivamente verificado. Com isso, a diferença entre as curvas CSR e CSV, sinalizada pela curva TR, representa a apropriação da empresa por meio do aumento de produtividade ao longo do ciclo tarifário. Desse modo, o mecanismo de regulação por incentivo é aplicado.

2.2.1 – Índices de qualidade técnica da distribuição

Conforme abordado anteriormente, a regulação técnica da qualidade está amparada em índices de desempenho. Desse modo, são apresentados os principais indicadores que se aplicam ao segmento de distribuição.

Os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica são estabelecidos no Módulo 8 do PRODIST, abordando a qualidade do produto e a qualidade do serviço prestado.

Para a qualidade do produto são definidos os fenômenos, parâmetros e valores de referência relativos à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão.

Para a qualidade dos serviços prestados é estabelecida a metodologia para apuração dos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento a ocorrências emergenciais, definindo padrões e responsabilidades. Esses indicadores serão abordados neste trabalho.

Os indicadores de continuidade são estabelecidos quanto à duração e frequência de interrupção. São calculados para períodos de apuração mensais, trimestrais e anuais e têm abrangência por unidade consumidora ou por conjunto de unidades consumidoras⁶.

⁶ O conjunto de unidades consumidoras é definido por Subestação de Distribuição – SED, que fazem a transformação do nível de alta tensão para a média tensão e possuem número de unidades consumidoras igual ou inferior a 1000 (ANEEL, PRODIST, Módulo 8, 2015).

Os indicadores de continuidade individuais são apurados para todas as unidades consumidoras ou pontos de conexão⁷ e são discriminados a seguir:

- Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão - DIC, medido em horas ou centésimo de hora e é calculado pela equação 2.6:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (2.6)$$

- Frequência de Interrupção individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão - FIC, medido em número de interrupções e é calculado pela equação 2.7:

$$FIC = n \quad (2.7)$$

- Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão - DMIC, medido em horas ou centésimo de hora e é calculado pela equação 2.8:

$$DMIC = t(i)_{\text{máx}} \quad (2.8)$$

- Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico⁸ por unidade consumidora ou ponto de conexão - DICRI, medido em horas ou centésimo de hora e é calculado pela equação 2.9:

$$DICRI = t_{\text{crítico}} \quad (2.9)$$

Sendo,

i = índice de interrupções com duração superior a 3 minutos, variando de 1 a n ;

n = número de interrupções com duração superior a 3 minutos;

⁷ “Ponto de conexão: Conjunto de equipamentos que se destina a estabelecer a conexão na fronteira entre as instalações da acessada, distribuidora, e do acessante, consumidor” (ANEEL, PRODIST, Módulo 1, 2015).

⁸ “Dia crítico: Dia em que a quantidade de ocorrências emergenciais, em um determinado conjunto de unidades consumidoras, superar a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários. A média e o desvio padrão a serem usados serão os relativos aos 24 (vinte e quatro) meses anteriores ao ano em curso, incluindo os dias críticos já identificados” (ANEEL, – PRODIST, Módulo 1, 2015).

$t(i)$ = tempo de duração da interrupção (i);

$t(i)_{\text{máx}}$ = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (i) e,

$t_{\text{crítico}}$ = duração da interrupção ocorrida em dia crítico.

Os indicadores de continuidade de conjunto de unidades consumidoras são discriminados pelas equações 2.10 e 2.11, a seguir:

- Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC, medido em horas ou centésimo de hora:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{cc} DIC(i)}{C_c} \quad (2.10)$$

- Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC, medido em número de interrupções:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{cc} FIC(i)}{C_c} \quad (2.11)$$

Sendo,

i = índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto;

C_c = número total de unidades consumidoras do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT.

Desse modo, também se pode obter o indicador equivalente para a concessionária de distribuição e compará-los com os valores limites de referência estabelecidos pela ANEEL durante o ciclo tarifário.

Com isso, os índices DEC e FEC impactam na receita da distribuidora por meio de multas quando os limites mínimos são extrapolados e também por estarem presentes na composição da parcela Q do “Fator X”.

Adicionalmente, o Módulo 8 do PRODIST estabelece que “No caso de violação do limite de continuidade individual dos indicadores DIC, FIC e DMIC em relação ao período de apuração (mensal, trimestral ou anual), a distribuidora deverá calcular a compensação ao

consumidor acessante do sistema de distribuição, inclusive àqueles conectados em DIT, e efetuar o crédito na fatura, apresentada em até dois meses após o período de apuração”.

Ademais, para a operação das instalações de fronteira com a Rede Básica, a distribuidora deve atender aos Procedimentos de Rede para operar em atendimento aos padrões adequados de execução de manobras, fator de potência, entre outros.

Desse modo, conclui-se que os ativos de distribuição são remunerados a partir do reconhecimento dos custos de capital nas revisões tarifárias periódicas e a qualidade técnica do serviço prestado é regulada por meio de incentivos baseados em índices de confiabilidade globais, aplicados nos reajustes tarifários. Com isso, não há a individualização do acompanhamento da implantação⁹ e apuração da disponibilidade das instalações, sobretudo na alta tensão, da maneira que é realizada para os ativos de transmissão.

2.3 – IMPACTO DAS INSTALAÇÕES DE ALTA TENSÃO DE DISTRIBUIÇÃO NO DESEMPENHO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO

Em alguns casos, a solução de mínimo custo global apontada pelo planejamento setorial aborda a expansão conjunta da Rede Básica, pela ampliação das subestações pertencentes à Rede Básica de Fronteira ou pela definição de novos pontos de suprimento, associadas a obras de reforços nos sistemas de alta tensão, ou subtransmissão, das empresas distribuidoras.

No entanto, durante a implantação da solução planejada, foram identificados, por meio dos estudos realizados pelo ONS, que atrasos na implantação do sistema de subtransmissão poderiam acarretar operação ineficiente no sistema, ocasionando sobrecargas em equipamentos existentes ou utilização de geração térmica local, o que aumenta os custos operacionais do sistema elétrico.

⁹ Para a realização do evento Copa do Mundo FIFA de 2014 foi estabelecido conjunto de obras no âmbito da distribuição que impactam o suprimento de energia elétrica às Cidades-Sede durante o evento. A implantação destas obras teve a fiscalização da ANEEL e acompanhamento do CMSE. (ANEEL, Nota Técnica nº 144, de 2014).

Desse modo, neste trabalho serão abordados dois casos exemplos nos quais ocorreu a entrada em operação de obras no sistema de distribuição posteriormente à data de necessidade apontada nos estudos de planejamento. Os casos são referentes ao horizonte de planejamento de 2011 a 2014 e destaca-se que as obras já entraram em operação, conforme Nota Técnica 144 SFE/ANEEL, de 2014.

No entanto, os casos são úteis para o objetivo deste trabalho de estimar o custo-benefício das obras de alta tensão de distribuição, considerando o respectivo impacto nos índices de confiabilidade da concessionária de distribuição e na segurança da Rede Básica de Fronteira.

2.3.1 – Região do Distrito Federal

Segundo o Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica - PAR, horizonte 2012 a 2014, o Distrito Federal era atendido pelas subestações de Rede Básica Brasília Sul 345/138 kV, com 6 transformadores de 150 MVA, Brasília Geral 230/34,5 kV, com 4 transformadores de 60 MVA e Samambaia 345/138 kV, com 2 transformadores de 225 MVA.

A SE Samambaia foi planejada para ser um novo ponto de suprimento ao estado de Goiás e ao Distrito Federal e a solução estrutural para a região contemplou também obras na rede de distribuição em 138 kV para transferir cargas das SE Brasília Sul e Brasília Geral para Samambaia. Com isso, “a consequência desses atrasos [obras de distribuição] é o carregamento excessivo das transformações das SE Brasília Sul e Brasília Geral, trazendo riscos de cortes de carga para a região” (ONS, PAR, 2012 a 2014).

A Figura 2.4 apresenta o sistema elétrico de atendimento ao Distrito Federal.

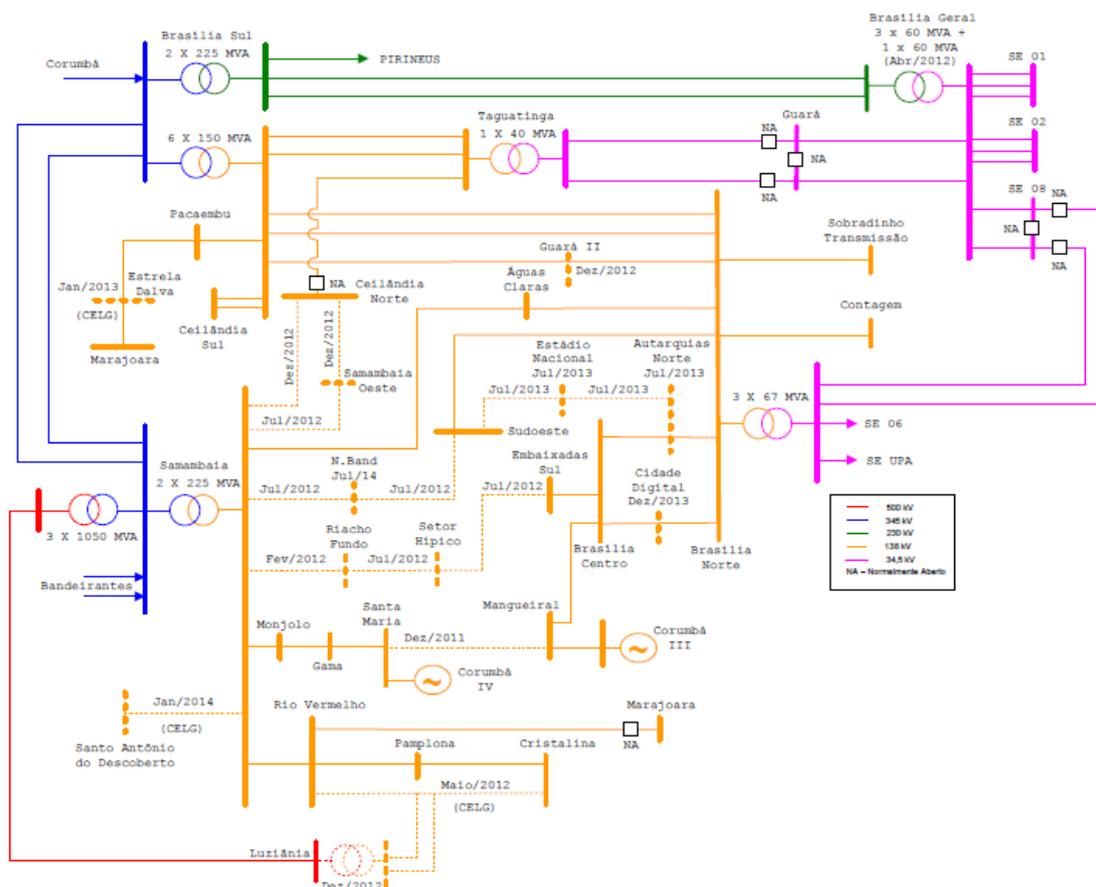


Figura 2.4 – Área Distrito Federal - Obras de distribuição com impacto nas transformações de fronteira (ONS, PAR, 2012 a 2014).

Ainda segundo o relatório, a maior parte das obras pontilhadas em amarelo na Figura 2.4 tem a função de atendimento ao crescimento do mercado consumidor, com melhoria na confiabilidade do sistema de distribuição da concessionária, associada ao aumento de segurança da Rede Básica, por meio de redistribuição dos fluxos de potência entre as subestações de Fronteira. O apêndice A apresenta descrição sucinta das obras e respectivos impactos.

Desse modo, nota-se que algumas obras em 138 kV citadas também têm função sistêmica, não sendo a serviço exclusivo da distribuição.

2.3.2 – Região de Cuiabá, Mato Grosso

Segundo o PAR, do período de 2011 a 2013, a solução de atendimento à região metropolitana de Cuiabá contemplou ampliação da SE Coxipó 230/138 kV, com 5

transformadores de 100 MVA, a construção de novo pátio de 138 kV da SE Nobres, com 2 transformadores de 100 MVA, além da instalação da nova subestação Várzea Grande 230/138 kV, com 3 transformadores de 50 MVA, por meio do seccionamento de um circuito da LT 230 kV Jauru – Coxipó. Associados à ampliação na Rede Básica, foram previstos reforços na rede 138 kV chamada de anel de Cuiabá.

Para minimizar o risco de corte de carga na região até a entrada em operação destes reforços foram previstas manobras operativas de radialização de circuitos e geração na usina térmica Mário Covas, localizada na rede de 138 kV (ONS, Planejamento da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – PEL – Janeiro/2013 a Abril/2014)

A Figura 2.5 apresenta o sistema elétrico de atendimento a Cuiabá com obras planejadas para o horizonte 2011-2014.

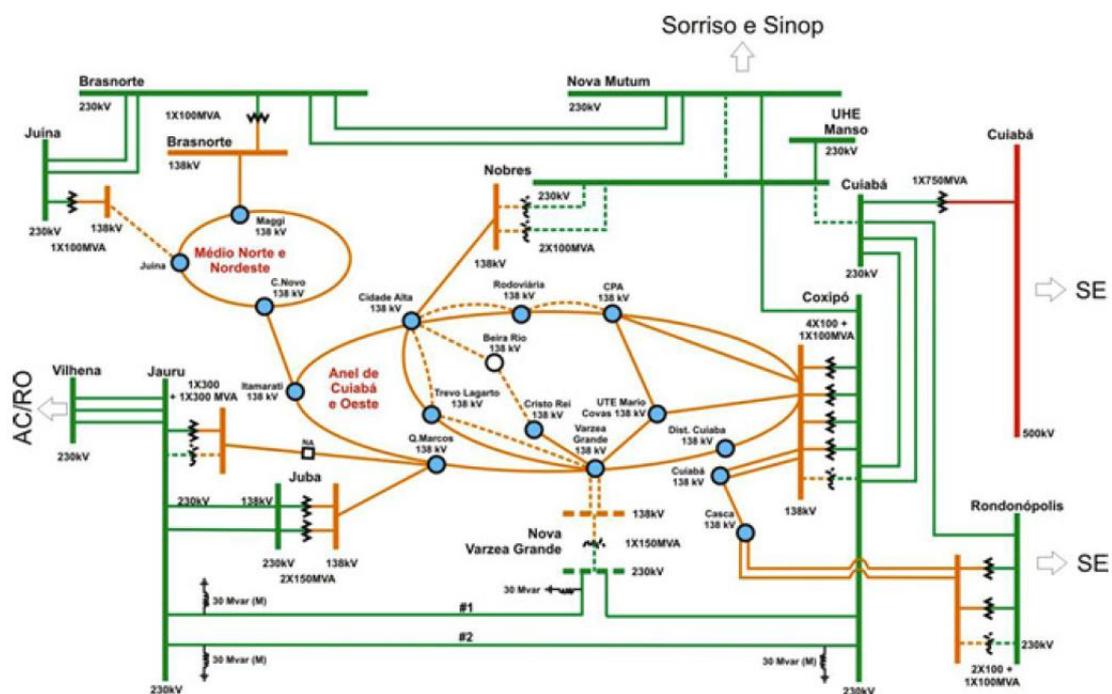


Figura 2.5 – Área Cuiabá - Obras de distribuição com impacto nas transformações de fronteira (EPE, 2013).

Pelo Plano Anual de Ampliações e Reforços de Instalações de Transmissão não Integrantes da Rede Básica – PAR DIT 2012 a 2014, as obras em 138 kV pontilhadas em amarelo na Figura 2.5 têm a função de viabilizar o atendimento às cargas por meio dos novos pontos de suprimento da Rede Básica, Nobres e Várzea Grande, e de aumento de confiabilidade no sistema de distribuição.

Novamente, verifica-se que essas obras têm função sistêmica, associada ao interesse exclusivo da distribuição.

2.3.3 – Índices de continuidade das distribuidoras CEB e Energisa Mato Grosso apurados no período de 2011 a 2014

Além do impacto das obras de 138 kV citadas nos subitens anteriores na Rede de Transmissão foram verificados os possíveis impactos nos índices de continuidade DEC e FEC das concessionárias de distribuição apurados pela ANEEL no período de 2011 a 2014.

A Tabela 2.1 apresenta os índices de continuidade da CEB apuradas pela ANEEL no período de 2011 a 2014 e a Figura 2.6 apresenta gráficos dos índices em relação aos limites estabelecidos para o mesmo período.

Tabela 2.1 – Índices de Continuidade da CEB no período de 2011 a 2014 (ANEEL, site. Acesso em 28/05/2015).

Índices de Continuidade				
	2011	2012	2013	2014
DEC apurado	15,68	20,16	17,73	15,78
DEC limite	12,92	12,14	11,76	11,38
FEC apurado	13,00	17,98	15,72	11,86
FEC limite	13,79	12,08	11,25	10,74

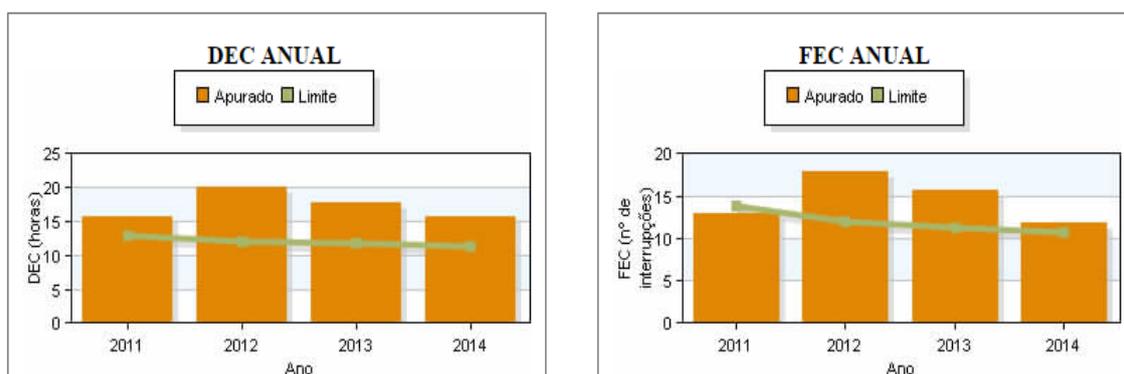


Figura 2.6 – Evolução dos índices DEC e FEC da CEB (ANEEL, site. Acesso em 28/05/2015).

Os índices de DEC e FEC da CEB apresentaram acréscimo significativo no ano de 2012 em relação ao 2011, e queda gradual nos demais anos. No entanto estiveram acima dos limites estabelecidos, à exceção do FEC para o ano de 2011, com ultrapassagem média de 44% dos limites para o DEC e 33% para o FEC nos anos de ultrapassagem.

Em análise dos índices de continuidade para os principais conjuntos afetados pelas obras de 138 kV abordadas no subitem 2.3.1, verifica-se que 2012 é o ano crítico, principalmente em relação a 2011, no qual 8 dos 9 conjuntos selecionados estiveram acima dos limites para o DEC e 7 dos 9 conjuntos para o FEC, equivalente a 22% de atendimento ao limite. Foi apresentada também gradual melhora no atendimento aos índices nos anos de 2013 e 2014, possivelmente como reflexo da implantação das obras de alta tensão de distribuição que tiveram em sua maioria a entrada em operação no primeiro semestre de 2014. Esses reforços representaram maior impacto no FEC, com 40% dos conjuntos selecionados abaixo do limite em 2013 e 70% em 2014, uma vez que o DEC também se relaciona com a qualidade do desempenho das equipes de manutenção e operação. O apêndice A apresenta os índices de continuidade por conjunto, apurados de 2011 a 2014.

Desse modo, em análise inicial entende-se que multas por ultrapassagem dos limites e o possível impacto no “Fator X” representam incentivo econômico adequado. No entanto, esses índices apontam apenas à característica das obras de atendimento ao crescimento da carga e melhoria na confiabilidade no sistema de distribuição de média e baixa tensão, não apresentando os reflexos na perda de desempenho nas transformações da Rede Básica de Fronteira.

A Tabela 2.2 apresenta os índices de continuidade da Energisa Mato Grosso apuradas pela ANEEL no período de 2011 a 2014 e a Figura 2.7 apresenta gráficos dos índices em relação aos limites estabelecidos para o mesmo período.

Tabela 2.2 – Índices de Continuidade da Energisa Mato Grosso no período de 2011 a 2014 (ANEEL, site. Acesso em 01/07/2015).

Índices de Continuidade				
	2011	2012	2013	2014
DEC apurado	29,23	33,75	30,12	27,99
DEC limite	31,24	29,32	26,98	26,32
FEC apurado	20,79	24,22	23,48	20,61
FEC limite	26,31	24,57	22,59	22,33

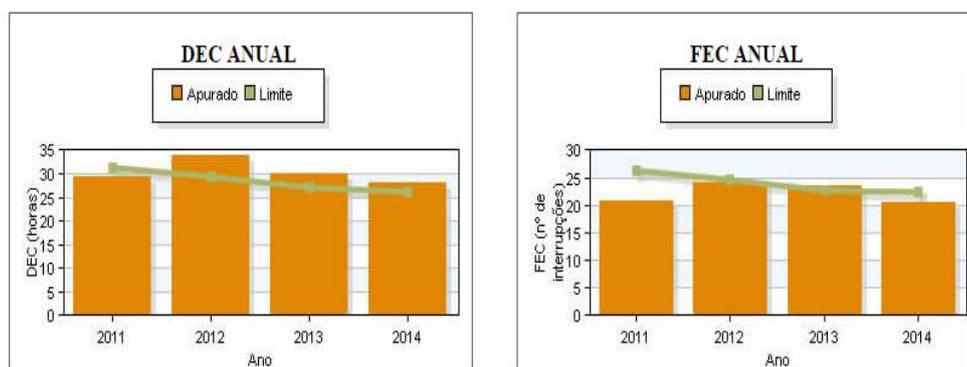


Figura 2.7 – Evolução dos índices DEC e FEC da Energisa Mato Grosso (ANEEL, site. Acesso em 01/07/2015).

Os índices de DEC e FEC da Energisa Mato Grosso apresentaram acréscimo no ano de 2012 em relação ao 2011, e queda gradual nos anos posteriores. No entanto o DEC esteve acima dos limites estabelecidos para os anos de 2012, 2013 e 2014 e o FEC em 2013, com ultrapassagem média de 11% dos limites para o DEC nos anos de ultrapassagem e 4% para o FEC.

Em análise específica dos índices de continuidade dos conjuntos afetados pela obras de 138 kV citadas no subitem 2.3.2, houve aumento nos anos de 2012 a 2014, em relação a 2011, nos quais 7 dos 11 conjuntos selecionados estiveram acima dos limites para o DEC, equivalente a 36% de atendimento ao limite. Para o FEC, 2013 foi o ano mais crítico, em que 6 dos 11 conjuntos não atenderam ao limite, com 45% de atendimento ao limite.

Desse modo, as obras representaram pouco impacto nos índices globais, principalmente do FEC, representando pequeno impacto no reajuste tarifário. Ademais, os reflexos nas transformações de fronteira da Rede Básica não estão bem correlacionados, necessitando de geração local, mesmo a distribuidora pagando a TUST-FR a partir da entrada em operação dos transformadores.

Com esses casos, pode-se concluir que alguns investimentos necessários na rede de alta tensão da distribuidora, de “fronteira” entre a Rede Básica e distribuição, podem ter pouco impacto nos índices de DEC e FEC, e, portanto pouca alteração no “Fator X”.

Com isso, a concessionária distribuidora tem maior retorno econômico desses investimentos nas revisões tarifárias periódicas feitas pela ANEEL, em períodos de 3 a 5 anos.

Este fato pode ocasionar atrasos nas obras de distribuição, gerando descasamentos com o planejamento da expansão da transmissão. Destaca-se que os atrasos de obras nos sistemas de distribuição e transmissão estão também relacionados a fatores socioambientais, bem como a capacidade técnico-financeira das empresas, entre outros. De todo modo, a remuneração adicional específica para obras de alta tensão de distribuição com impacto significativo no desempenho também da Rede Básica pode ser um fator que minimize os atrasos.

Nesse sentido, um dos pontos de aprimoramento em discussão no âmbito setorial e abordado neste trabalho é a adoção de medidas que possam minimizar os casos de descasamentos da expansão dos sistemas de transmissão e distribuição verificados nos últimos anos.

2.3.4 – Análise institucional dos atrasos na expansão conjunta dos sistemas de distribuição e transmissão

Em outubro de 2013, foi criado pelo CMSE um Grupo de Trabalho com o objetivo de avaliar a regulamentação e procedimentos de distribuição e propor melhorias e adequações, em função do conjunto de situações vivenciadas na distribuição, tais como, atraso e não realização de obras de responsabilidade das distribuidoras, dificuldades no gerenciamento da geração distribuída, inconsistência nas projeções de carga, e descompasso entre as obras de transmissão e distribuição (MME, 2013).

Destaca-se que recentemente a ANEEL efetuou Audiência Pública nº 46 de 2014 com o objetivo de aprimorar a participação das distribuidoras nos estudos de planejamento setorial e sua consideração no planejamento apresentado no PDD.

Na Nota Técnica ANEEL nº 09 de 2015, que apontou a posição da Agência após os resultados da Audiência Pública, foi destacado que “Em alguns contratos de concessão consta a obrigação das distribuidoras implementarem o programa de obras aprovadas, nos prazos determinados pela ANEEL e que subcláusulas relativas ao planejamento setorial já constam em alguns tipos de contratos de concessão. Estas definem que as distribuidoras devem participar do planejamento setorial e da elaboração dos planos de expansão do

Sistema Elétrico Nacional, implementando e fazendo cumprir, em sua área de concessão, as recomendações técnicas e administrativas deles decorrentes.”

Contudo, ainda na Nota Técnica nº 9 de 2015, “em algumas situações, o atual fluxo de informações não deixa clara a responsabilidade das distribuidoras no tocante às obras necessárias em seu sistema de distribuição...

...Nesse contexto, alguns problemas chegaram ao conhecimento da ANEEL, dentre os quais listamos:

- Responsabilizar a distribuidora a solicitar o acesso e executar, no prazo estabelecido nos estudos, expansão do seu sistema de distribuição necessárias para novas conexões em subestações de Rede Básica que serão licitadas;
- Responsabilizar a distribuidora a executar, no prazo estabelecido nos estudos, expansão ou reforço do seu sistema de distribuição para melhorar a condição operativa do sistema, aumentando a confiabilidade, com ou sem incremento do seu mercado.”

Com isso, a ANEEL propôs alterações no Módulo 2 do PRODIST visando realizar ajustes que auxiliassem a redução dos problemas relacionados à competência de execução das obras definidas no planejamento setorial.

No entanto, a remuneração desses ativos está em análise. Nesse sentido, uma das contribuições propostas neste trabalho é a utilização de incentivo adicional para remuneração da concessionária de distribuição nestes casos específicos, a ser apresentada no item 2.2.

A proposição do incentivo citado é baseada na utilização de modelos de otimização desenvolvidos para solucionar o problema de planejamento de sistemas de transmissão e distribuição de longo prazo. Nesse sentido, serão abordados nos subitens a seguir os modelos matemáticos e ferramentas de otimização comumente utilizados.

2.4 – MODELOS DE OTIMIZAÇÃO PARA PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO

O problema de planejamento da expansão de redes de transmissão tem como objetivo encontrar o plano ótimo de expansão, por meio da determinação dos circuitos ou equipamentos que devem ser instalados na rede para permitir a operação viável em um horizonte definido, podendo ser um único período, ou estáticos, ou com vários períodos, denominados multi estágios.

Um dos principais critérios de tomada de decisão é o custo mínimo de investimento, podendo também estar relacionados a custos de atendimento a confiabilidade. Os dados do problema geralmente estão relacionados à topologia para ano base, os circuitos e equipamentos tidos como candidatos à inserção ou alteração, a geração e a demanda para o horizonte, sendo que o problema também deve atender a restrições de fluxo de potência, de investimento, entre outros.

Desse modo, o plano ótimo de expansão deve definir onde, quantos e quando os novos circuitos e equipamentos devem ser instalados.

Segundo Rider Flores (2006), “ a resolução de todo problema de engenharia compreende a implementação de dois processos consecutivos: a modelagem matemática e a técnica de solução escolhida para resolver esse modelo matemático. A modelagem matemática, além de representar adequadamente o problema real, deve permitir sua resolução por meio de técnicas de solução disponíveis. Normalmente, à medida que se implementam melhorias no modelo matemático do problema real, a técnica de solução se torna mais complexa. Assim, deve existir um compromisso entre a modelagem matemática adotada e a técnica de solução escolhida para que se possa utilizar recursos computacionais aceitáveis...”.

Nesse sentido, para resolver o problema de planejamento de longo prazo comumente são utilizados modelos matemáticos relaxados, que utilizam apenas potência ativa e ângulos das tensões complexas. O modelo de transportes proposto por Garver (1970)¹⁰, o modelo

¹⁰ Segundo Rider Flores (2006), o sistema de Garver foi muito usado pelos pesquisadores em planejamento. Representa um sistema para fins acadêmicos, mas a alternativa com reprogramação da geração é difícil de resolver. O sistema Garver permite trabalhar com e sem reprogramação da geração.

de corrente contínua - CC e modelos híbridos são amplamente usados para resolver o problema de planejamento de expansão, mesmo sendo simplificados. O estudo comparativo entre os modelos efetuado por Romero *et al* (2002) apontou o modelo CC como satisfatório para a área de planejamento da expansão da transmissão a longo prazo.

Em Rider Flores (2006) foram propostas técnicas de solução que permitissem o uso de modelos em Corrente Alternada – CA em trabalhos de planejamento. Também foi apresentada bibliografia sucinta e clara tanto dos modelos matemáticos quanto das técnicas de otimização utilizados no planejamento de sistemas de transmissão.

Destaca-se que a abordagem CA representa importante linha de pesquisa desenvolvida atualmente principalmente considerando a evolução tecnológica de processamento computacional e utilização de técnicas de redução de variáveis e quantidade de dados. No entanto, neste trabalho foram utilizados modelos lineares, considerando que os resultados ótimos obtidos por esta modelagem atende aos objetivos propostos.

Dentre os modelos lineares normalmente utilizados, destaca-se o Modelo Linear Disjuntivo, que consiste em transformar o modelo CC não-linear num problema equivalente cuja modelagem matemática corresponde a um modelo linear. Em geral, pode-se transformar um problema não-linear quadrático com variáveis inteiras e reais num problema linear com variáveis binárias e reais. Este processo é obtido incorporando ao problema um parâmetro de valor muito grande. No Apêndice B são apresentadas as equações básicas do modelo linear disjuntivo.

Segundo Rider Flores (2006), este modelo apresenta como principal desvantagem em relação ao Modelo CC o aumento da dimensão do problema com a introdução de variáveis binárias. Adicionalmente, a escolha ou determinação do parâmetro grande para cada restrição passa a representar fator crítico na solução do modelo linear disjuntivo. A principal vantagem está relacionada com a modelagem linear e, eventualmente, podem ser desenvolvidos algoritmos de otimização com propriedades de convergência como, por exemplo, decomposição de Benders (Binato, 2000).

Considerando que os resultados apresentados pela modelagem linear disjuntiva atendem aos objetivos deste trabalho, esse modelo será utilizado para representação das Leis de Kirchhoff. Essa abordagem será melhor detalhada no Capítulo 3.

Basicamente, as técnicas de otimização utilizadas para resolver o problema de planejamento são qualificadas em algoritmos exatos ou de otimização clássica e algoritmos aproximados, como as heurísticas e metaheurísticas.

Os algoritmos do primeiro tipo possuem uma prova de convergência finita e conseguem atingir soluções ótimas para sistemas de pequeno e médio porte, porém para sistemas de maior porte apresentam problemas de convergência e elevado esforço computacional. Entre os mais conhecidos tem-se o algoritmo *Branch and Bound* (B&B) e o método de decomposição de Benders (Rider Flores, 2006).

Os métodos aproximados têm como características a utilização de conceitos heurísticos com o objetivo de encontrar soluções de boa qualidade e sua convergência para uma solução ótima global pode não ser provada. Entre os mais utilizados estão os algoritmos heurísticos construtivos (AHC) e as metaheurísticas, como algoritmos genéticos e evolutivos, busca tabu, *simulated annealing*, *Greedy Randomized Adaptive Search Procedure* – GRASP, *ant colony*, entre outros.

Uma proposta de redução do problema de expansão com multi estágios para sistema de transmissão foi apresentada por Vinasco *et al* (2011) que utilizou a formulação de *Mixed Binary Linear Problem* - MBLP, proposta em Oliveira *et al* (2004).

Em Rahmani *et al* (2013) foram propostas estratégias para reduzir o número de variáveis e do espaço de estado para problema de expansão de sistemas de transmissão com multi estágios, tendo como base o modelo disjuntivo proposto em Vinasco *et al* (2011). Para a redução do problema, foram utilizados os conceitos de sistema binário *Binary Numerical System* –BNS e GRASP-CP.

Nesse sentido, nota-se que há vasta gama de modelos matemáticos e técnicas de otimização utilizados para solucionar problemas de expansão de sistemas de transmissão, sendo que o modelo linear disjuntivo e algoritmo *Branch and Bound* foram utilizados neste

trabalho para a simulação da expansão da rede de transmissão e de alta tensão de distribuição.

2.5 – MODELOS DE OTIMIZAÇÃO PARA PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Segundo Khatoret *et al* (1997), os modelos de planejamento de distribuição em regime normal estão bastante completos, com os pontos mais importantes já incorporados. Alguns métodos matemáticos aplicados aos sistemas de transmissão também têm sido utilizados no sistema de distribuição, como programação inteira mista, programação não linear e linear e programação dinâmica. Do mesmo modo, as técnicas de otimização como algoritmos de *branch exchange*, *tabu search*, *simulated annealing*, entre outros.

Nesse sentido, a maior quantidade de pesquisas em desenvolvimento para sistemas de distribuição compreende-se na elaboração de soluções eficientes para a formulação com multi períodos, principalmente devido ao grande número de variáveis e restrições abordadas nas técnicas atuais (Haffner *et al*, 2008).

A inclusão de restrições que atendam a critérios de confiabilidade e a consideração dos custos de interrupção na função objetivo a ser minimizada também tem sido área de estudos do planejamento dos sistemas de distribuição.

Em Tang (1996) foi proposto um modelo de otimização considerando multi estágios e programação não linear inteira mista e na função objetivo minimizada considerou custos de interrupção e custos de chaveamento, por meio da estimativa de custo para cada interrupção, multiplicada pelas taxas de falhas e tempo de restabelecimento, além dos custos e investimentos e manutenção em subestações e alimentadores. A metodologia proposta foi testada em uma rede primária de distribuição.

Em Chowdhury e Koval (2004) foi apresentada visão geral das praticas utilizadas nas análises de confiabilidade de sistemas de distribuição, com foco em critérios determinísticos.

Em Haffner *et al* (2008) foi proposto um modelo de planejamento dos sistemas de distribuição de média tensão, em 13,8 kV, radiais, com multi estágios, considerando

também geração distribuída. Foi aplicada formulação linear utilizando o método disjuntivo para as alternativas de inclusão, exclusão e recapacitação de circuitos. A função objetivo minimizada considerou o valor presente dos custos totais de instalação de alimentadores e subestações, além de custos de operação, manutenção e da geração. Para a redução do número de variáveis e possível aplicação em sistemas de maior complexidade, foram consideradas restrições financeiras e de lógica, além de *new paths*. O modelo foi testado em sistema de 18 barras, considerando três períodos independentes, inserção de geração e de restrições financeiras.

Em Cossi *et al* (2011) foi proposto um modelo de expansão do sistema primário de distribuição, em 10 kV, radial, com 180 pontos de consumo. Foi realizada análise estática, considerando um modelo não linear inteiro misto com multi objetivos (MINLP). As funções objetivo minimizadas consideraram os custos de expansão e operação e de custo de confiabilidade durante contingências, obtida pelo cálculo de energia não suprida, sendo utilizado algoritmo de *Multi-Objective Reactive Tabu Search Algorithm* (MO-RTS) e tomada de decisão por *Pareto's Frontier*. Também foi utilizado algoritmo genético para identificação do lugar ótimo de implantação das chaves seccionadoras nos alimentadores, sendo a contribuição a consideração dos chaveamentos para o cálculo da confiabilidade.

Em Lotero *et al* (2011) também foi proposto modelo de planejamento de sistemas de distribuição de média tensão, testado em 27 barras, tendo como base trecho da rede utilizada em Haffner *et al* (2008). A função objetivo minimizada também considerou o valor presente do custo para adicionar, substituir ou reforçar alimentadores e subestações, custos de operação e de manutenção, além de custos das perdas, que foram linearizadas em três patamares, conforme proposto em Gonen *et al* (1981) e Farrag *et al* (1999). Também foi utilizado modelo inteiro misto para linearização da Lei de Kirchhoff de tensão. Foram obtidas múltiplas soluções em adição à de mínimo custo e a cada solução foram calculados os índices SAIDI, SAIFI, CIC, CID e ENS, e respectivos custos, de modo a incorporar análise de confiabilidade. Desse modo, o trabalho considerou a regulamentação brasileira, porém os índices foram calculados após a definição das soluções e não na função objetivo.

Com isso, uma das contribuições deste trabalho é a incorporação dos índices de confiabilidade na função objetivo, de modo que a solução de mínimo custo também atenda a critérios de operação.

2.6 – MODELOS DE OTIMIZAÇÃO PARA PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE ALTA TENSÃO DE DISTRIBUIÇÃO (SUBTRANSMISSÃO)

Os métodos de cálculo de fluxo de carga para sistemas de transmissão e distribuição apresentam algumas diferenças. O cálculo do fluxo de potência nos sistemas de transmissão normalmente é efetuado através de injeção de potência ativa e reativa nas barras de alta tensão na análise CA e de potência ativa na análise CC.

Por outro lado, os dados de carga para o cálculo do perfil de tensão nos alimentadores de distribuição são considerados por meio de injeções de corrente.

O uso de métodos distintos para o cálculo do fluxo de carga para as redes se deve às diferenças topológicas e de parâmetros elétricos entre os dois sistemas.

Em Bauab (2005) foi proposta uma estratégia de cálculo de fluxo de carga para um sistema composto pela rede de transmissão conectada com seus alimentadores primários da rede de distribuição, equivalentes à rede de média tensão de distribuição. Destaca-se que a abordagem adotada por Bauab (2005) consiste em modelo matemático CA e que neste trabalho foram utilizados os modelos matemáticos CC. De todo modo, foi utilizado o conceito de considerar a transição do sistema de alta tensão de distribuição para o de média tensão de distribuição como uma subestação, sendo aprimorado para o problema de planejamento de longo prazo, conforme Capítulo 3 Modelagem e Metodologia.

Em Tapia *et al* (2009), foi proposto modelo de planejamento dos sistemas de subtransmissão, considerando abordagem CA e utilização de variáveis binárias para a convergência da ferramenta de otimização. A função objetivo minimizou os custos de investimento em novas linhas, transformadores e bancos de potência reativa. Foram considerados horizonte de planejamento de 5 anos, além de 4 possíveis cenários de carga por ano e quatro contingências (N-1) consideradas críticas. No entanto, a solução não garantiu o mínimo custo global.

2.7 – ESTUDOS DE CONFIABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS

A incorporação de critérios de segurança que permitam avaliar a qualidade e continuidade no fornecimento de energia elétrica aos usuários tem sido cada vez mais abordada por autores para o planejamento dos sistemas de transmissão e distribuição, bem como a inclusão de fontes de geração, inclusive com geração distribuída, considerando o potencial de inserção de fontes renováveis mais próximas aos centros de carga.

Em Andrade (2007) foi proposta uma metodologia para avaliação de forma integrada da confiabilidade dos sistemas de distribuição e subtransmissão, com a presença de geração distribuída. Foram também abordados os conceitos utilizados no cálculo de confiabilidade dos sistemas de potência e a relação com índices regulamentados no sistema de distribuição brasileiro.

Ainda segundo Andrade (2007), as técnicas determinísticas de análise de confiabilidade são mais utilizadas, embora se tenha discutido com frequência a necessidade de métodos probabilísticos que sejam capazes de reproduzir o comportamento estocástico dos fatores que influenciam a confiabilidade do sistema. A análise determinística consiste na avaliação de situações críticas, selecionadas através do conhecimento prévio do sistema. Existem vários critérios para a avaliação dessas situações, sendo no planejamento do sistema de transmissão brasileiro utilizado o N-1, onde se representa um componente como estado de falha a cada caso simulado.

A análise probabilística é capaz de representar a natureza aleatória de sistemas elétricos. Nesta análise a falha dos componentes é representada por meio das suas probabilidades de ocorrência e os resultados obtidos fornecem o comportamento médio ou esperado do sistema, através da combinação das probabilidades de ocorrência e de suas consequências para o sistema.

Os estudos de confiabilidade podem ser divididos em três níveis hierárquicos. O nível hierárquico 1 (NH1) refere-se à avaliação da confiabilidade do sistema de geração, o nível hierárquico 2 (NH2) refere-se à avaliação da confiabilidade composta dos sistemas de geração e transmissão, enquanto o nível hierárquico 3 (NH3) refere-se à avaliação do

sistema completo, incluindo também o sistema de distribuição. A Figura 2.8 mostra um diagrama esquemático dos níveis hierárquicos.

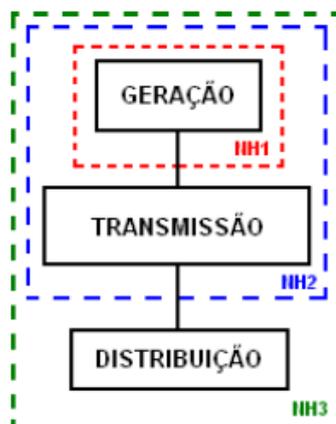


Figura 2.8 – Níveis hierárquicos utilizados nos estudos de confiabilidade (Andrade, 2007).

A maioria dos índices de confiabilidade são valores esperados de uma variável aleatória, ou seja, são compostos por média de longo prazo do fenômeno em análise. Com isso, os índices não são determinísticos, e em alguns casos, suas distribuições de probabilidade podem ser calculadas. Os índices básicos na avaliação da confiabilidade de sistemas compostos - NH2 são apresentados em Billinton e Allan (1992).

Neste trabalho foram focados os índices de confiabilidade estabelecidos para o sistema de distribuição, aplicando-os também à alta tensão de distribuição.

Segundo Andrade (2007) os estudos do NH3 não são normalmente executados diretamente devido a elevada dimensão do problema em um sistema real, sendo a avaliação da confiabilidade do sistema de distribuição normalmente desenvolvida separadamente dos sistemas de geração e transmissão.

As técnicas necessárias para analisar sistemas de distribuição dependem do tipo do sistema que está sendo analisado e do grau de profundidade da análise, sendo que as técnicas iniciais eram baseadas no método clássico de sistemas série - paralelo.

Os sistemas de distribuição de média tensão, em geral, possuem uma topologia radial constituída de um alimentador principal e alimentadores laterais. Em alguns casos,

apresentam topologia malhada, mas são operados de modo radial por meio de chaves de interligação normalmente abertas. O método usual para avaliação da confiabilidade é baseado na análise dos modos de falha e respectivos efeitos na confiabilidade, utilizando as equações analíticas básicas de cálculo de índices considerando elementos conectados em série. Adicionalmente, dispositivos de proteção e manobra são instalados no sistema com o objetivo de melhorar a confiabilidade do mesmo.

Desse modo, as técnicas básicas para determinação dos índices de confiabilidade em sistemas radiais apresentadas em Billinton e Allan (1992) também relacionam-se com os índices de qualidade estabelecidos pela ANEEL para o sistema brasileiro abordado no subitem 2.2.1.

Em Leite da Silva *et al* (2002) foi proposta metodologia para avaliação dos índices de confiabilidade do sistema de distribuição considerando o impacto de falhas nos sistemas de geração e transmissão. Os sistemas de geração e transmissão foram representados por equivalente de rede, cujos parâmetros foram obtidos por simulação de Monte Carlo não sequencial e o impacto foi analisado utilizando a teoria de cortes mínimos.

No trabalho apresentado em Andrade (2007) foram calculados índices de confiabilidade equivalentes para o sistema de subtransmissão utilizando ferramenta computacional NH2 (Cepel, versão 8.0, 2006), sendo o impacto desses parâmetros considerados nos índices de falha do sistema de distribuição, tendo como base a metodologia proposta em Leite da Silva *et al* (2002).

Na ferramenta de otimização proposta neste trabalho, foi utilizado o conceito cortes mínimos de primeira ordem para a transmissão e alta tensão de distribuição e sistema série – paralelo para a média tensão de distribuição.

3– MODELAGEM E METODOLOGIA

No Capítulo 2 foram comentados os modelos matemáticos e técnicas de otimização utilizados nos estudos de planejamento de longo prazo dos sistemas de transmissão e distribuição. Também foi comentado que a incorporação dos índices de confiabilidade e da análise conjunta dos sistemas de transmissão e distribuição, principalmente na rede de alta tensão de distribuição ou subtransmissão, tem sido cada vez mais estudada e representa ponto de oportunidade de aprimoramento dos modelos de otimização.

Neste capítulo é apresentado o modelo desenvolvido para a compatibilização dos sistemas de transmissão e distribuição e cálculo dos índices de desempenho. A modelagem da rede de transmissão e alta tensão de distribuição foi baseada no modelo utilizado em Rahmani *et al* (2013) e para a rede de média tensão de distribuição os trabalhos Haffner *et al* (2008) e Lotero *et al* (2011).

Neste Capítulo, é apresentado o modelo proposto que inclui estas redes e a incorporação de índices aproximados de confiabilidade. Também é apresentada a metodologia utilizada para a implementação computacional do modelo de otimização desenvolvido e para aferição dos resultados obtidos.

3.1 – MODELO LINEAR DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

3.1.1 – Função Objetivo

O problema de planejamento da expansão da rede de distribuição com multi estágios tem o objetivo de obter uma solução que minimize os custos totais de investimento, de operação e de desempenho para o horizonte de estudo. Este modelo determinístico deve servir de base para posteriores modelos que incorporem as incertezas da carga no horizonte de longo prazo.

A função objetivo é dada pela equação 3.1, a seguir, que aborda a rede de transmissão (Rede Básica de Fronteira) e redes de alta e média tensão de distribuição.

$$\text{Minimizar } c^{\text{TOTAL}} = \sum_{t=1}^T [\delta_t^{\text{INV}} c_t^{\text{INV}} + \delta_t^{\text{OPER}} c_t^{\text{OPER}} + \delta_t^{\text{DES}} c_t^{\text{DES}}] \quad (3.1)$$

Sendo:

$$c_t^{\text{INV}} = \sum_{km \in \Psi_{km}^{\text{AK}}} \sum_{\text{AK}} CI_{km,t}^{\text{AK}} X_{km,t}^{\text{AK}} + \sum_{km \in \Psi_{km}^{\text{RJ}}} \sum_{\text{RJ}} CI_{km,t}^{\text{RJ}} X_{km,t}^{\text{RJ}} \quad (3.2)$$

$$\begin{aligned} c_t^{\text{OPER}} = & \sum_{km \in \Psi_{km}^0} CO_{km,t}^0 y_{km,t}^0 + \sum_{km \in \Psi_{km}^{\text{AK}}} \sum_{\text{AK}} CO_{km,t}^{\text{AK}} Y_{km,t}^{\text{AK}} \quad (3.3) \\ & + \sum_{km \in \Psi_{km}^{\text{RJ}}} \sum_{\text{RJ}} CO_{km,t}^{\text{RJ}} y_{km,t}^{\text{RJ}} + \sum_{m \in \text{Rg}} \sum_{\text{LL}} C_m^{\text{ug}} ug_{\text{LL},t}^m \\ & + \sum_{m \in \text{Rg}} \sum_{\text{LL}} C_m^{\text{g}} g_{\text{LL},t}^m + \sum_{m \in \text{Rg}} \sum_{\text{LL}} C_m^{\text{uls}} uls_{\text{LL},t}^m \\ & + \sum_{m \in \text{Rc}} \sum_{\text{LL}} C_m^{\text{ls}} ls_{\text{LL},t}^m + \sum_{km \in \Psi_{km}^{\text{rd}}} \text{CPERDA}_t \text{PERDA}_t \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} c_t^{\text{DES}} = & C_{\text{penfec}} \text{FEC}_t^2 + C_{\text{pendec}} \text{DEC}_t^2 + \sum_{m \in \text{Rc}} C_{\text{penfic}} \text{FIC}_t^{m2} \quad (3.4) \\ & + \sum_{m \in \text{Rc}} C_{\text{pendic}} \text{DIC}_t^{m2} \end{aligned}$$

Os índices δ_t^{INV} , δ_t^{OPER} , δ_t^{DES} referem-se aos valores presentes para cada parcela da função objetivo. São calculados pelas equações a seguir.

$$\delta_t^{\text{INV}} = \frac{1}{(1+I)^{p(t)}} \quad (3.5)$$

$$\delta_t^{\text{OPER}} = \delta_t^{\text{DES}} = \sum_{p=p(t)}^{p(t)+\Delta p(t)-1} \frac{1}{(1+I)^p} \quad (3.6)$$

A equação 3.2 está relacionada com a minimização de custos de expansão e apresenta os custos de investimento, por alternativa e por ano, sendo a primeira parcela referente à adição e a segunda à substituição de circuitos e equipamentos.

A equação 3.3 apresenta os custos de operação por ano. As três primeiras parcelas referem-se aos custos estimados de operação e manutenção dos circuitos e equipamentos existentes e das alternativas de adição e substituição, respectivamente. Os custos de partida de geração e do montante gerado para cada barra de geração são dados pela quarta e quinta parcelas. Os custos de partida de gerador fictício que representa a restrições de carga, *load shed*, e do montante de carga restrito, para cada barra de carga, são dados pela sexta e sétima parcelas, respectivamente. O custo relacionado às perdas na distribuição é dado pela última parcela.

Os trabalhos referenciados no Capítulo 1 abordaram circuitos radiais simples para a rede de média tensão de distribuição, sendo adição de circuitos aplicada a novos corredores de suprimento. Ou seja, sem alternativa de duplicação de circuitos. Neste trabalho foi considerada a adição de circuitos também nos corredores existentes, similar ao utilizado em Rahmani *et al* (2013), representados pelo índice *AK*. Com isso, foi incorporado o índice *0* referente a circuitos ou equipamentos existentes no mesmo corredor de circuitos adicionados ou substituídos. A substituição de circuitos mantém a quantidade no corredor, sendo a utilização da alternativa de substituição excludente com a utilização dos circuitos existentes.

A equação 3.4 apresenta os custos das penalidades referentes à ultrapassagem dos limites estabelecidos para os índices de confiabilidade. As duas primeiras parcelas desta equação referem-se aos custos dos índices globais da concessionária, sendo as duas últimas os custos dos índices por barra de carga.

Nota-se que há pequena diferenciação entre o *load shed*, neste trabalho denominado restrição de carga, e os cortes de carga estabelecidos nos índices de confiabilidade. O custo relacionado ao *load shed* é bastante utilizado nos modelos computacionais e representa o corte de carga durante todo o patamar, ou seja, a capacidade da topologia dada na solução de planejamento de atender às cargas, sem considerar as falhas nos circuitos e equipamentos.

Por outro lado, os índices de confiabilidade relacionam o não atendimento à carga durante as falhas dos circuitos e equipamentos, tendo maior dependência dos índices de desempenho dos componentes.

Geralmente, vários autores como Lotero *et al* (2011) seguem o procedimento de obter uma configuração ótima do ponto de vista de investimentos e em segundo momento esta configuração é testada no que diz respeito aos índices de confiabilidade.

O modelo proposto trabalha conjuntamente os aspectos de minimização de custos de investimento e de confiabilidade, de modo a determinar a melhor configuração de longo prazo para o sistema.

3.1.2 – Restrições

De modo a facilitar a compreensão do conjunto de restrições utilizadas, as equações serão apresentadas em grupos. O primeiro grupo refere-se às restrições de rede (Leis de Kirchhoff e limites operacionais dos equipamentos e circuitos) para a rede de transmissão e alta tensão de distribuição, o segundo refere-se às restrições de rede para a média tensão de distribuição, o terceiro aborda as restrições de rede para a subestação de distribuição, que realizam a compatibilização entre as redes de alta e média tensão de distribuição. No quarto grupo as restrições lógicas e financeiras serão apresentadas e no quinto, as restrições relacionadas aos índices de confiabilidade.

3.1.2.1 – Condições operativas para as redes de transmissão e alta tensão de distribuição

Para as redes de transmissão e de Alta tensão de distribuição, as Leis de Kirchhoff são apresentadas nas restrições 3.7 a 3.12, a seguir.

$$\mathbf{S}_0 \mathbf{p}_{LL,t}^0 + \mathbf{S}_{RJ} \mathbf{p}_{LL,t}^{RJ} + \mathbf{S}_{AK} \mathbf{p}_{LL,t}^{AK} + \mathbf{g}_{LL,t} + \mathbf{I}_{s_{LL,t}} = \mathbf{d}_{LL,t} \quad (3.7)$$

A restrição 3.7 refere-se à LKC na forma de potência, na representação matricial. Contempla também as alternativas de substituição de circuitos, índice *RJ*, e a restrição de carga, *load shed*, não contempladas em Rahmani *et al* (2013).

As restrições 3.8 a 3.10 apresentam a Lei de OHM linearizada pelo método disjuntivo, sendo que quando $y = 0$, a restrição é “flexibilizada” e para $y = 1$, a condição da tensão é atendida. Maior detalhamento do método disjuntivo está apresentado no Apêndice B. As restrições foram alteradas em relação à abordagem de Rahmani *et al* (2013) para contemplar a variável de uso dos circuitos.

$$-M (1-y_{km,t}^0) \leq -\frac{p_{km,LL,t}^0}{b_{km}^0} + (\theta_{LL,t}^k - \theta_{LL,t}^m) \leq M (1-y_{km,t}^0), \quad (3.8)$$

$$\forall km \in \Psi_{km}^{rb0}, \Psi_{km}^{rst0}, \Psi_{km}^{rstd0}$$

$$-M (1-y_{km,t}^{RJ}) \leq -\frac{p_{km,LL,t}^{RJ}}{b_{km}^{RJ}} + (\theta_{LL,t}^k - \theta_{LL,t}^m) \leq M (1-y_{km,t}^{RJ}), \quad \forall km \in \Psi_{km}^{rstRJ}, \Psi_{km}^{rdRJ} \quad (3.9)$$

$$-M (1-y_{km,t}^{AK}) \leq -\frac{p_{km,LL,t}^{AK}}{b_{km}^{AK}} + (\theta_{LL,t}^k - \theta_{LL,t}^m) \leq M (1-y_{km,t}^{AK}), \quad (3.10)$$

$$\forall km \in \Psi_{km}^{rbAK}, \Psi_{km}^{rstAK}, \Psi_{km}^{rstdAK}$$

Os limites de capacidade dos equipamentos são estabelecidos pelas restrições 3.11 a 3.13, sendo para os equipamentos existentes, substituídos e adicionados, respectivamente, conforme a seguir:

$$-y_{km,t}^0 p_{max,km}^0 \leq p_{km,LL,t}^0 \leq y_{km,t}^0 p_{max,km}^0, \quad \forall km \in \Psi_{km}^{rb0}, \Psi_{km}^{rst0}, \Psi_{km}^{rstd0} \quad (3.11)$$

$$-y_{km,t}^{RJ} p_{max,km}^{RJ} \leq p_{km,LL,t}^{RJ} \leq y_{km,t}^{RJ} p_{max,km}^{RJ}, \quad \forall km \in \Psi_{km}^{rstRJ} \quad (3.12)$$

$$-y_{km,t}^{AK} p_{max,km}^{AK} \leq p_{km,LL,t}^{AK} \leq y_{km,t}^{AK} p_{max,km}^{AK}, \quad \forall km \in \Psi_{km}^{rbAK}, \Psi_{km}^{rstAK}, \Psi_{km}^{rstdAK} \quad (3.13)$$

Assim como utilizado para as leis de Kirchhoff, os limites operacionais aplicam-se a cada circuito ou equipamento e respectivas alternativas de adição ou substituição e não por corredor como apresentado nas bibliografias. Essa modificação foi necessária para caracterizar as variáveis de uso dos circuitos no cálculo dos índices de desempenho.

Os limites dos ângulos das barras estão apresentados na restrição 3.14. Conforme apresentado no Capítulo 1, no trabalho está sendo utilizada a modelagem linear, que correlaciona os fluxos de potência com os ângulos das barras.

$$-\theta_{\max} \leq \theta_{LL,t}^m \leq \theta_{\max}, \forall m \in Rb, Rst \quad (3.14)$$

Os limites das gerações nas barras de geração e das restrições de carga nas barras de carga são relacionados nas restrições 3.15 e 3.16. Também são aplicados às barras de média tensão de distribuição.

$$0 \leq g_{LL,t}^m \leq g_{\max,t}^m, \forall m \in Rg \quad (3.15)$$

$$0 \leq ls_{LL,t}^m \leq d_{LL,t}^m, \forall m \in Rc \quad (3.16)$$

3.1.2.2 – Condições operativas para a rede de média tensão de distribuição

Para a rede de Média Tensão de distribuição, as Leis de Kirchhoff são apresentadas nas restrições 3.17 a 3.20, a seguir.

$$\mathbf{S}_0 \mathbf{f}_{LL,t}^0 + \mathbf{S}_{RJ} \mathbf{f}_{LL,t}^{RJ} + \mathbf{S}_{AK} \mathbf{f}_{LL,t}^{AK} + \mathbf{g}_{LL,t} + \mathbf{ls}_{LL,t} = \mathbf{d}_{LL,t} \quad (3.17)$$

Na restrição 3.17 é apresentada a LKC, considerando a forma matricial, conforme Haffner *et al* (2008). Nas restrições 3.18 a 3.20 é apresentada a LKT linearizada utilizando o método disjuntivo, sendo aplicadas aos circuitos existentes, substituídos e adicionados, respectivamente.

$$-M (1-y_{km,t}^0) \leq (\mathbf{Z}_{km}^0 \mathbf{f}_{km,LL,t}^0 + [\mathbf{S}_0]_{\text{row}km}^T \mathbf{V}_{LL,t}) \leq M (1-y_{km,t}^0), \forall km \in \Psi_{km}^{\text{rd}0} \quad (3.18)$$

$$-M (1-y_{km,t}^{RJ}) \leq (\mathbf{Z}_{km}^{RJ} \mathbf{f}_{km,LL,t}^{RJ} + [\mathbf{S}_{RJ}]_{\text{row}km}^T \mathbf{V}_{LL,t}) \leq M (1-y_{km,t}^{RJ}), \forall km \in \Psi_{km}^{\text{rd}RJ} \quad (3.19)$$

$$-M (1-y_{km,t}^{AK}) \leq (\mathbf{Z}_{km}^{AK} \mathbf{f}_{km,LL,t}^{AK} + [\mathbf{S}_{AK}]_{\text{row}km}^T \mathbf{V}_{LL,t}) \leq M (1-y_{km,t}^{AK}), \forall km \in \Psi_{km}^{\text{rd}AK} \quad (3.20)$$

Os limites operacionais dos circuitos de média tensão de distribuição são estabelecidos nas restrições 3.21 a 3.23.

$$-y_{km,t}^0 f_{\max,km}^0 \leq f_{km,LL,t}^0 \leq y_{km,t}^0 f_{\max,km}^0, \forall km \in \Psi_{km}^{rd0} \quad (3.21)$$

$$-y_{km,t}^{RJ} f_{\max,km}^{RJ} \leq f_{km,LL,t}^{RJ} \leq y_{km,t}^{RJ} f_{\max,km}^{RJ}, \forall km \in \Psi_{km}^{rdRJ} \quad (3.22)$$

$$y_{km,t}^{AK} f_{\max,km}^{AK} \leq f_{km,LL,t}^{AK} \leq y_{km,t}^{AK} f_{\max,km}^{AK}, \forall km \in \Psi_{km}^{rdAK} \quad (3.23)$$

A modelagem linear calcula as quedas de tensões nos corredores, com isso, os limites das tensões são estabelecidos nas restrições 3.24.

$$V_{\min} \leq V_{LL,t}^m \leq V_{\max}, \forall m \in Rd \quad (3.24)$$

A maior parte da rede de média tensão dos sistemas de distribuição tem a topologia radial, que é obtida com a restrição 3.25.

$$\text{numcor}(\Psi_{km}^{rd0}) + \text{numcor}(\Psi_{km}^{rdAK}) \leq Nrd_t, \forall t \in T \quad (3.25)$$

Sendo,

$\text{numcor}(\Psi_{km}^{rd0})$ = número de corredores de média tensão de distribuição existentes;

$\text{numcor}(\Psi_{km}^{rdAK})$ = número de corredores de média tensão de distribuição com alternativas de adição, referentes a novos pontos de suprimento.

Para a rede de média tensão de distribuição, as perdas podem ter maior impacto sobretudo pelo valor relativo da corrente. Desse modo, o cálculo das perdas é dado pelas restrições 3.26 a 3.33. Foi utilizada linearização em três partes, tendo como base os trabalhos Lotero *et al* (2011), Gönen *et al* (1981), Farrag *et al* (1999).

$$f_{km,LL,t}^0 = \sum_{pd} f_{km,LL,t}^{0,pd}, \forall km \in \Psi_{km}^{rd0} \quad (3.26)$$

$$f_{km,LL,t}^{AK} = \sum_{pd} f_{km,LL,t}^{AK,pd}, \forall km \in \Psi_{km}^{rdAK} \quad (3.27)$$

$$f_{km,LL,t}^{RJ} = \sum_{pd} f_{km,LL,t}^{RJ,pd}, \forall km \in \Psi_{km}^{rdRJ} \quad (3.28)$$

As restrições 3.26 a 3.28 separam as correntes em cada circuito em parcelas, de acordo com o número de patamares escolhidos para a linearização da curva de perdas. Para cada parcela, a corrente está relacionada com a perda por meio da constante de linearização, que representa a equação de reta. O princípio da linearização foi baseado em Farrag *et al* (1999).

Nas restrições descritas anteriormente, as correntes podem também ter sentido inverso ao adotado para o corredor km devido à presença de geração distribuída. Valores negativos de pd referem-se a essa inversão de sentido do fluxo de corrente.

Os limites das parcelas são obtidos em relação ao fluxo máximo de corrente em cada circuito. As restrições 3.29 a 3.31 relacionam os limites das parcelas positivas para os circuitos existentes, adicionados e substituídos, respectivamente, e as restrições 3.32 a 3.34 relacionam os limites das parcelas negativas.

$$f_{km,LL,t}^{0,pd} \leq f_{max,km}^{0,pd}, \forall km \in \Psi_{km}^{rd0} \quad (3.29)$$

$$f_{km,LL,t}^{AK,pd} \leq f_{max,km}^{AK,pd}, \forall km \in \Psi_{km}^{rdAK} \quad (3.30)$$

$$f_{km,LL,t}^{RJ,pd} \leq f_{max,km}^{RJ,pd}, \forall km \in \Psi_{km}^{rdRJ} \quad (3.31)$$

$$-f_{max,km}^{0,pd} \geq f_{km,LL,t}^{0,pd}, \forall km \in \Psi_{km}^{rd0} \quad (3.32)$$

$$-f_{max,km}^{AK,pd} \geq f_{km,LL,t}^{AK,pd}, \forall km \in \Psi_{km}^{rdAK} \quad (3.33)$$

$$-f_{max,km}^{RJ,pd} \geq f_{km,LL,t}^{RJ,pd}, \forall km \in \Psi_{km}^{rdRJ} \quad (3.34)$$

Desse modo, o cálculo das perdas totais é realizado por meio da soma dos produtos entre as parcelas para cada circuito e a respectiva constante de linearização, conforme equação 3.35.

$$\begin{aligned}
\text{PERDA}_t = & \sum_{LL} \sum_{km} \sum_{pd} K_{km}^{0,pd} f_{km,LL,t}^{0,pd} \\
& + \sum_{LL} \sum_{km} \sum_{AK} \sum_{pd} K_{km}^{AK,pd} f_{km,LL,t}^{AK,pd} \\
& + \sum_{LL} \sum_{km} \sum_{RJ} \sum_{pd} K_{km}^{RJ,pd} f_{km,LL,t}^{RJ,pd}
\end{aligned} \tag{3.35}$$

A primeira componente da equação calcula as perdas nos circuitos existentes, por corredor, por patamar de carga. A segunda e a terceira componente calculam as perdas nos circuitos adicionados ou substituídos, respectivamente, para cada corredor e patamar de carga.

Desse modo, com a inclusão do custo relacionado à variável de perdas na função objetivo, a solução encontrada minimiza também as perdas na distribuição.

3.1.2.3 – Acoplamento operativo das redes de alta e de média tensão de distribuição

De acordo com as restrições 3.8 a 3.10, para a rede de alta tensão de distribuição (subtransmissão) o modelo matemático adotado é baseado no fluxo de carga linearizado que contempla a Lei de Kirchhoff de potência (equivalente à LKC) e incorpora restrições disjuntivas para a Lei de Ohm. Desse modo, o modelo tem como variáveis as diferenças angulares entre fasores de tensão nas barras e os módulos das tensões são fixados em 1,0 pu. Com isso, os fluxos de potência ativa são determinados pelas diferenças angulares.

Por outro lado o modelo de expansão da rede de média tensão de distribuição que melhor se adapta às características operativas deste tipo de rede está baseado no fluxo de correntes nos alimentadores e leva em consideração perdas e quedas de tensão, conforme também abordado no subitem 1.3.6. As variáveis, portanto, são fluxos de corrente, conforme restrições 3.18 a 3.20. Para compatibilizar os dois modelos foi aplicada a formulação a seguir.

O ponto de interconexão entre a rede alta e média tensão de distribuição é feito por meio da subestação de distribuição. A extensão do modelo de fluxo de carga linear no ponto de interconexão considera que a barra do lado de alta k tem módulo de tensão $V_{LL,t}^k = 1,0$ pu e

a barra do lado de baixa de m tem módulo de tensão $V_{LL,t}^m$, $v_j = 1,0$ pu e admitância série equivalente do transformador conectando a barra k com a barra m sendo b_{km} .

Conforme apresentado em Gönen *et al* (1987), é feita uma aproximação que considera uma estimativa média do fator de potência, $\text{Cos}\theta$, da rede de distribuição alimentada pela subestação num determinado patamar de carga LL, no tempo t. Esta estimativa é obtida com base no histórico da carga.

Na Figura 3.1 é representada a subestação de distribuição:

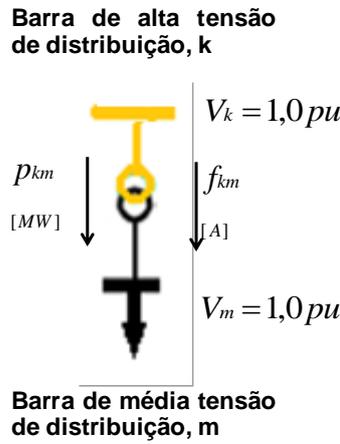


Figura 3.1 – Representação dos fluxos e tensões na subestação de distribuição.

A potência ativa $p_{km,LL,t}$, em pu, fornecida pela barra k ao transformador no corredor (subestação) km é dado pela equação 3.36.

$$p_{k,LL,t} = p_{km,LL,t} = b_{km} (\theta_{LL,t}^k - \theta_{LL,t}^m), \forall km \in \Psi_{km}^{std0}, \Psi_{km}^{stdAK}, \forall t \quad (3.36)$$

O fluxo de potência está relacionado com a sua correspondente corrente $f_{km,LL,t}$, em pu, como mostra nas equações 3.37 a 3.39.

$$p_{km,LL,t} = V_{LL,t}^k f_{km,LL,t} \text{Cos}\theta_t = 1,0 f_{km,LL,t} \text{Cos}\theta_t, \forall km \in \Psi_{km}^{std0}, \Psi_{km}^{stdAK}, \forall t \quad (3.37)$$

Então,

$$f_{km,LL,t} = \frac{p_{km,LL,t}}{\text{Cos}\theta_t} = \alpha p_{km,LL,t}, \forall km \in \Psi_{km}^{std0}, \Psi_{km}^{stdAK}, \forall t \quad (3.38)$$

Onde,

$$\alpha = \frac{1}{\cos \theta_t}, \quad (3.39)$$

Com isso, é atendida a LKC para os equipamentos existentes e adicionados na subestação. A Lei de OHM é aplicada da mesma forma que nos demais corredores de alta tensão de distribuição, conforme equações 3.8 e 3.10.

3.1.2.4 – Restrições de lógica e financeiras

As restrições de lógica relacionam ordenamento entres as variáveis binárias de instalação e de utilização do circuito ou equipamento ao longo do tempo e evitam duplicidades ou inconsistências entre a rede existente e a rede definida como solução do problema de minimização de custos.

A restrição 3.40 faz com que os circuitos existentes sejam utilizados, à exceção dos circuitos substituídos, sendo uma ampliação do conceito de rede fixa apresentado em Haffner *et al* (2008).

$$y_{km,t}^0 = n_{km,t}^0, \quad \forall km \in \Psi_{km}^0 \quad (3.40)$$

Sendo, $y_{km,t}^0 = 1$, o circuito é utilizado e $y_{km,t}^0 = 0$, o circuito não é utilizado.

Por outro lado, a restrição 3.41 evita que o circuito existente que tiver sido substituído seja utilizado.

$$y_{km,t}^0 \leq 1 - \sum_{\tau=1}^T \sum_{RJ} x_{km,\tau}^{RJ}, \quad \forall km \in \Psi_{km}^{RJ} \quad (3.41)$$

As restrições 3.42 e 3.43 garantem que a alternativa seja utilizada após a substituição ou adição. A mudança de índice de t para τ é realizada para considerar os tempos anteriores da implantação das alternativas.

$$y_{km,t}^{RJ} \leq \sum_{\tau=1}^t x_{km,\tau}^{RJ}, \quad \forall km \in \Psi_{km}^{RJ} \quad (3.42)$$

$$y_{km,t}^{AK} \leq \sum_{\tau=1}^t x_{km,\tau}^{AK}, \forall km \in \Psi_{km}^{AK} \quad (3.43)$$

A restrição 3.44 estabelece ordem em relação às alternativas de adição, não contemplada em modelos anteriores, e é necessária para a utilização dos índices de confiabilidade.

$$y_{km,t}^{AK} \geq y_{km,t}^{AK+1}, \forall km \in \Psi_{km}^{AK} \quad (3.44)$$

As restrições 3.45 e 3.46 evitam que as alternativas de substituição e adição sejam implantadas mais de uma vez ao longo do horizonte.

$$\sum_{t=1}^T x_{km,t}^{RJ} \leq 1, \forall km \in \Psi_{km}^{RJ} \quad (3.45)$$

$$\sum_{\tau=1}^T x_{km,\tau}^{AK} \leq 1, \forall km \in \Psi_{km}^{AK} \quad (3.46)$$

A definição do número máximo de circuitos utilizados para o corredor km, em cada período t, é dada pela equação 3.47.

$$\sum_{AK} y_{km,t}^{AK} + \sum_{RJ} y_{km,t}^{RJ} + y_{km,t}^0 \leq n_{km,t}^{\max} \quad (3.47)$$

Os limites de investimento em cada período e no horizonte de planejamento são dados pelas equações 3.48 e 3.49, a seguir.

$$c_t^{INV} \leq B_t \quad (3.48)$$

$$\sum_{t=1}^T \delta_t^{INV} c_t^{INV} \leq B \quad (3.49)$$

Conforme mencionado no subitem 2.3.7, as variáveis e restrições que representam a confiabilidade e desempenho do sistema têm diferenciação para os sistemas de transmissão e de distribuição. Aliado a este fato, o cálculo dos índices depende da topologia da rede, sendo diferenciado para redes radiais e malhadas.

Nesse sentido, são propostas neste trabalho restrições específicas para as redes de alta e média tensão de distribuição que representem o impacto das variáveis de decisão na topologia da rede, de modo a incorporar os custos relacionados aos índices de desempenho na função objetivo.

As restrições são agrupadas em conjuntos, sendo o primeiro referente ao sistema de distribuição, que tem a característica radial, e o segundo referente à alta tensão de distribuição, que tem a topologia malhada. As restrições que relacionam as variáveis minimizadas na função objetivo serão apresentadas no terceiro conjunto.

3.1.2.5 – Restrições de desempenho para a média tensão de distribuição

Para o sistema de média tensão de distribuição foi considerada a topologia radial e o impacto da adição de circuitos nos índices de desempenho é apresentado a seguir.

Em Billinton (1975) foi apresentado que a cada conexão de circuitos ou equipamentos em um corredor de transmissão ou distribuição, pode-se obter uma estimativa da taxa de falha equivalente, por comprimento, λ_{km}^{EQU} e do tempo médio de interrupção por falha, r_{km}^{EQU} . Do mesmo modo, pode-se obter estimativa do correspondente tempo equivalente de interrupção, $u_{km}^{EQU} = \lambda_{km} r_{km}$.

No entanto, considerando taxas de confiabilidade iguais para os circuitos adicionados, as equações apresentam potências de ordem 2 ou superior à medida que o número de circuitos é ampliado. Com isso, a modelagem matemática torna-se não linear, o que dificulta a aplicação na ferramenta de otimização utilizada. Nesse sentido, foi desenvolvida aproximação que permitisse obter as taxas equivalentes linearmente.

De forma geral, para vários comprimentos da linha, os valores de λ_{km}^{EQU} em função do número de circuitos utilizados são caracterizados por um comportamento que pode ser aproximado por curva exponencial decrescente (Billinton, 1975). Com isso, à medida que aumenta o número de circuitos utilizados, a taxa falhas assume valores cada vez mais baixos, sendo praticamente nula com número superior a três circuitos em paralelo.

A título de ilustração são mostrados na Figura 3.2 os valores apresentados por Billinton (1975) para uma linha de transmissão de 80 km. Com 1 circuito utilizado, $y_1 = y_{km} = 1$, e admitindo a possibilidade de perder um circuito por vez (eventos independentes), a taxa de falha por ano é $\lambda_1 = 4,98$ e o tempo médio de reparo é $r_{km}^{EQU} = 7,87$ h. Para o mesmo corredor com dois circuitos em paralelo sendo utilizados ($y_2 = \sum y_{km} = 2$) a taxa de falha por ano é $\lambda_2 = 0,1349$ e o tempo de reparo é $r_{km}^{EQU} = 2,687$ h. Para o mesmo corredor km com três circuitos em paralelo ($y_3 = \sum y_{km} = 3$), a taxa de falha por ano é $\lambda_3 = 0,000985$ e o tempo de reparo é $r_{km}^{EQU} = 2,60$ h.

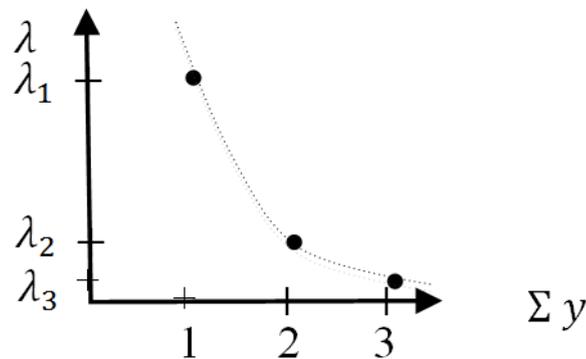


Figura 3.2 – Taxa de falhas equivalente no corredor por número de circuitos utilizados.

Com isso, verifica-se a característica próxima à exponencial decrescente. As linhas com comprimentos maiores possuem taxas mais altas, mas a tendência decrescente se mantém devido ao efeito da redundância.

Desse modo, uma estimativa linear dos valores equivalentes para a taxa de falhas do corredor é obtida pelas equações 3.50 a 3.51.

$$\lambda_{km}^{EQU} = \lambda_1 y_1 - \Delta\lambda_2 y_2 - \Delta\lambda_3 y_3 \quad (3.50)$$

Com,

$$\Delta\lambda_2 = \lambda_1 - \lambda_2 \quad (3.51)$$

$$\Delta\lambda_3 = \lambda_2 - \lambda_3 \quad (3.52)$$

Os parâmetros λ_1, λ_2 e λ_3 são constantes obtidas a partir dos equivalentes padronizados apresentadas em Billinton (1975), considerando os respectivos números de circuito

utilizados $y_i = \sum_i y_{km}$. Com isso, são obtidas equações lineares a serem utilizadas na ferramenta de otimização.

Do mesmo modo, análise semelhante pode ser aplicada ao tempo de médio de interrupção equivalente $u_{km}^{EQU} = \lambda_{km} r_{km}$. No entanto, dado que a rigor tanto λ_{km} como r_{km} variam de acordo com o número de circuitos utilizados definidos na solução de otimização, a modelagem matemática novamente torna-se não linear.

Uma aproximação linear é adotada considerando r_{km} um valor médio $r_{km} = r_{médio}$ e o tempo médio de interrupção torna-se $u_{km}^{EQU} = \lambda_{km} r_{médio}$. Com isso, a equação de restrição é análoga ao realizado para a taxa de falhas, conforme equações 3.40 a 3.43.

$$u_{km}^{EQU} = u_1 y_1 - \Delta u_2 y_2 - \Delta u_3 y_3 \quad (3.53)$$

Com,

$$\Delta u_2 = u_1 - u_2 \quad (3.54)$$

$$\Delta u_3 = u_3 - u_2 \quad (3.55)$$

Os parâmetros u_1, u_2 e u_3 também são constantes obtidas a partir dos equivalentes padronizados, considerando os respectivos números de circuito utilizados $y_i = \sum_i y_{km}$.

Para considerar as possibilidades de manobras dos circuitos que impactam no tempo médio de interrupção do corredor foi considerado o tempo de chaveamento dos circuitos no tempo de interrupção por falha. Com isso, $r_{km} = r_{chav}$ e o tempo médio de interrupção torna-se $u_{km}^{EQU} = \lambda_{km} r_{chav}$.

Desse modo, a partir da obtenção dos índices equivalentes para cada corredor km, podem ser calculados os índices de confiabilidade para o sistema de média tensão de distribuição.

Em Billinton e Allan (1992) são apresentadas técnicas básicas para determinação dos índices de confiabilidade em sistemas radiais. O cálculo dos índices de média tensão de distribuição está descrito nas equações 3.56 a 3.59, bem como a relação com os índices de qualidade estabelecidos pela ANEEL para o sistema brasileiro abordado no subitem 2.2.1.

Taxa de falha do ponto de carga L - λ_L , correspondente ao FIC:

$$\lambda_L = \mathbf{S}_\lambda \lambda_{km}^{EQU} \quad (3.56)$$

Tempo médio de indisponibilidade anual do ponto de carga L - U_L , correspondente ao DIC:

$$u_L = \sum_{km} u_{km}^{EQU} = \mathbf{S}_r \lambda_{km} r_{m\u00e9dio} + \mathbf{S}_{r^{chav}} \lambda_{km} r_{chav} \quad (3.57)$$

System Average Interruption Frequency Index - SAIFI, correspondente ao FEC:

$$SAIFI = \frac{\sum_L \lambda_L N_L}{\sum_L N_L} \quad (3.58)$$

System Average Interruption Duration Index - SAIDI, correspondente ao DEC:

$$SAIDI = \frac{\sum_L u_L N_L}{\sum_L N_L} \quad (3.59)$$

Sendo,

N_L = Número de consumidores conectados ao ponto de carga L;

\mathbf{S}_λ = Matriz origem para a taxa de falhas;

\mathbf{S}_r = Matriz origem para tempo de reparo sem chaveamento;

$\mathbf{S}_{r^{chav}}$ = Matriz origem para tempo de chaveamento.

As matrizes citadas são da forma [n x m], sendo n o número de barras de carga e m o número de corredores. As matrizes são formadas por 1 e 0, de modo a relacionar os corredores que impactam nos índices das barras, sendo 1, se há impacto, e 0 caso contrário.

Nota-se que os índices calculados referem-se apenas à topologia de média tensão de distribuição, não constando, portanto, o efeito da alta tensão de distribuição e da transmissão. O cálculo dos índices de desempenho desses sistemas e os impactos nos índices de confiabilidade das cargas, inclusive as diretamente conectadas na transmissão e subtransmissão é abordada no próximo subitem.

3.1.2.6 – Restrições de desempenho das redes de transmissão e de alta tensão de distribuição

Conforme abordado no item 2.7 o cálculo dos índices de desempenho dos sistemas de transmissão, aplicado também aos sistemas de subtransmissão, relacionam as probabilidades de falha dos equipamentos e respectivos impactos nos cortes de carga. Em Billinton *et al* (1996) foi utilizada a proporção entre a máxima carga em uma dada barra e o corte de carga nessa barra ocasionado por uma falha de equipamento (contingência) para estimar o impacto do sistema de transmissão na confiabilidade de uma dada barra de carga na distribuição.

Essa análise tem dependência da topologia da rede estudada, o que pode ser agravado na alta tensão de distribuição, uma vez que a maior parte desse sistema não é radial. Com isso, a obtenção dos índices equivalentes pode-se tornar complexa.

De modo a reduzir a dependência da topologia e incorporar restrições de desempenho no modelo de otimização linear, principalmente considerando o decréscimo exponencial na probabilidade de falhas do corredor à medida que há o aumento no número de equipamentos (Billinton, 1975), este trabalho apresenta duas formas de realizar o cálculo dos índices, baseado na técnica de proporcionalidade utilizada em Billinton *et al* (1996).

A primeira consiste no cálculo do impacto estimado de uma falha simples considerando a capacidade máxima do corredor conectado à barra de carga e a segunda consiste no cálculo do impacto estimado de uma falha simples de um circuito por meio do fluxo de potência deste. Essas abordagens são detalhadas a seguir.

Restrições considerando a capacidade máxima do corredor

A proposta é estimar o impacto de um corredor específico no atendimento à dada barra por meio da proporção entre a capacidade máxima deste e a soma das capacidades máximas dos corredores conectados à barra. A formalização na forma matricial é descrita a seguir.

Dada a matriz de incidência \mathbf{S}_{0AK} , da forma $[n \times m]$, sendo n o número de barras e m o número de corredores, que considera a rede existente acrescida dos novos pontos de

suprimento candidatos de adição. Um exemplo da matriz \mathbf{S}_{0AK} para um sistema com 3 barras e 3 corredores é dado a seguir:

$$\mathbf{S}_{0AK} = \begin{bmatrix} \mathbf{1} & \mathbf{1} & \mathbf{0} \\ -\mathbf{1} & \mathbf{0} & \mathbf{1} \\ \mathbf{0} & -\mathbf{1} & -\mathbf{1} \end{bmatrix}$$

As equações 3.60 e 3.61 estabelecem a matriz $\mathbf{Sp}^{\text{máx}}$ cujos coeficientes são a soma das capacidades máximas dos corredores conectados a cada barra, na forma matricial [n x 1].

$$\mathbf{MSp}^{\text{máx}} = \mathbf{abs}(\mathbf{S}_{0AK})_{[n \times m]} * \mathbf{diag}(\mathbf{p}_{\text{max},km})_{[m \times m]} * \mathbf{abs}(\mathbf{S}_{0AK})^T_{[m \times n]} \quad (3.60)$$

Sendo,

$\mathbf{abs}(\mathbf{S}_{0AK})$ = valor absoluto da matriz incidência para a rede existente, formada por 0 para valores nulos e 1 para valores 1 ou -1;

$\mathbf{diag}(\mathbf{p}_{\text{max},km})$ = matriz diagonal formada pelo vetor de capacidade máxima do corredor, considerando o número de circuitos existentes, sendo $\mathbf{p}_{\text{max},km}$ os coeficientes da diagonal principal e zero caso contrário;

$$\mathbf{Sp}^{\text{máx}} = \mathbf{diag}(\mathbf{MSp}^{\text{máx}}) \quad (3.61)$$

Para o exemplo, a matriz $\mathbf{Sp}^{\text{máx}}$ será:

$$\mathbf{Sp}^{\text{máx}} = \begin{bmatrix} \mathbf{p}_{\text{max},12} + \mathbf{p}_{\text{max},13} \\ \mathbf{p}_{\text{max},12} + \mathbf{p}_{\text{max},23} \\ \mathbf{p}_{\text{max},13} + \mathbf{p}_{\text{max},23} \end{bmatrix}$$

Com $km=12$, referente ao corredor que liga a barra 1 à barra 2, por exemplo.

A equação 3.62 estabelece a matriz $\mathbf{ISp}^{\text{máx}}$ da forma [n x n], que faz com os componentes de $\mathbf{Sp}^{\text{máx}}$ sejam invertidos.

$$\mathbf{ISp}^{\text{máx}} = \mathbf{inv}(\mathbf{diag}(\mathbf{Sp}^{\text{máx}}))_{[n \times n]} \quad (3.62)$$

Para o exemplo, a matriz $\mathbf{ISp}^{\text{máx}}$ será:

$$\mathbf{ISp}^{\text{máx}} = \begin{bmatrix} \frac{\mathbf{1}}{p_{\text{max},12} + p_{\text{max},13}} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \frac{\mathbf{1}}{p_{\text{max},12} + p_{\text{max},23}} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \frac{\mathbf{1}}{p_{\text{max},13} + p_{\text{max},23}} \end{bmatrix}$$

A equação 3.63 estabelece a matriz $\mathbf{AISp}^{\text{máx}}$ da forma $[n \times m]$, cujos elementos tem os denominadores formados pelas as somas das capacidades máximas dos corredores conectados a cada barra, considerando a matriz de incidência \mathbf{S}_{0AK} .

$$\mathbf{AISp}^{\text{máx}} = \mathbf{ISp}_m^{\text{máx}} \text{[n \times n]} * \mathbf{abs}(\mathbf{S}_{0AK}) \text{[n \times m]} \quad (3.63)$$

Para o exemplo, a matriz $\mathbf{AISp}^{\text{máx}}$ será:

$$\mathbf{AISp}^{\text{máx}} = \begin{bmatrix} \frac{\mathbf{1}}{p_{\text{max},12} + p_{\text{max},13}} & \frac{\mathbf{1}}{p_{\text{max},12} + p_{\text{max},13}} & \mathbf{0} \\ \frac{\mathbf{1}}{p_{\text{max},12} + p_{\text{max},23}} & \mathbf{0} & \frac{\mathbf{1}}{p_{\text{max},12} + p_{\text{max},23}} \\ \mathbf{0} & \frac{\mathbf{1}}{p_{\text{max},13} + p_{\text{max},23}} & \frac{\mathbf{1}}{p_{\text{max},13} + p_{\text{max},23}} \end{bmatrix}$$

Desse modo, a proporção entre o fluxo máximo em um corredor específico e a soma das capacidades dos corredores conectados a cada barra é dada pelos coeficientes do vetor $\mathbf{Kp}^{\text{máx}}$, $[n \times 1]$, formado pelo produto vetorial $\mathbf{AISp}^{\text{máx}} \text{[n \times m]} * \mathbf{p}_{\text{max},km} \text{[m \times 1]}$. A matriz resultante para o exemplo é apresentada a seguir.

$$\mathbf{Kp}^{\text{máx}} = \begin{bmatrix} \frac{p_{\text{max},12}}{p_{\text{max},12} + p_{\text{max},13}} + \frac{p_{\text{max},13}}{p_{\text{max},12} + p_{\text{max},13}} \\ \frac{p_{\text{max},12}}{p_{\text{max},12} + p_{\text{max},23}} + \frac{p_{\text{max},23}}{p_{\text{max},12} + p_{\text{max},23}} \\ \frac{p_{\text{max},13}}{p_{\text{max},13} + p_{\text{max},23}} + \frac{p_{\text{max},23}}{p_{\text{max},13} + p_{\text{max},23}} \end{bmatrix}$$

Considerando a taxa de falha λ_{km} para o corredor formado por circuito simples, o produto de λ_{km} pela proporção entre o fluxo máximo no corredor e a soma das capacidades dos

corredores, aponta o impacto de km na confiabilidade de cada barra. Com isso, o vetor **FIC** será dado pela soma das contribuições de cada corredor conectado em cada barra, conforme equação 3.64.

$$\mathbf{FIC} = \mathbf{AISp}^{\text{máx}} * \mathbf{diag}(\lambda_{\text{km}}) * \mathbf{p}_{\text{max,km}} \quad (3.64)$$

Sendo,

$\mathbf{diag}(\lambda_{\text{km}})$ = matriz diagonal formada pelas taxas de falha dos corredores, da forma [m x m].

Para o exemplo, o **FIC** será:

$$\mathbf{FIC} = \begin{bmatrix} \lambda_{12} \frac{p_{\text{max},12}}{p_{\text{max},12} + p_{\text{max},13}} + \lambda_{13} \frac{p_{\text{max},13}}{p_{\text{max},12} + p_{\text{max},13}} & \\ \lambda_{12} \frac{p_{\text{max},12}}{p_{\text{max},12} + p_{\text{max},23}} + \lambda_{23} \frac{p_{\text{max},23}}{p_{\text{max},12} + p_{\text{max},23}} & \\ \lambda_{13} \frac{p_{\text{max},13}}{p_{\text{max},13} + p_{\text{max},23}} + \lambda_{23} \frac{p_{\text{max},23}}{p_{\text{max},13} + p_{\text{max},23}} & \end{bmatrix}$$

Nota-se que no processo de planejamento da expansão $p_{\text{max,km}}$ é uma variável que cresce na medida em que os circuitos são adicionados, o que torna as restrições não lineares. No entanto, o produto $\lambda_{\text{km}} p_{\text{max,km}}$ decresce à medida que se acrescentam circuitos ao corredor, diminuindo, portanto, o impacto no índice FIC. Com isso, a aproximação de considerar $p_{\text{max,km}}$ um parâmetro dado pela capacidade existente do corredor torna o modelo de expansão linear e o faz de certo modo mais conservador, o que contribui para o problema de planejamento.

Adicionalmente, a matriz de incidência \mathbf{S}_{OAK} considera também os novos pontos de suprimento representados pelo corredor km, A1. Desse modo, para evitar que esse corredor impacte nos índices de confiabilidade nos casos em que a solução não contemplar essa adição, é necessário substituir o respectivo elemento $\lambda_{\text{km,A1}}$ no vetor $\mathbf{diag}(\lambda_{\text{km}})$, da equação 3.64, por $\lambda_{\text{aprox}} = \lambda_{\text{km,A1}} y_{\text{km,t}}^{\text{A1}}$, onde $y_{\text{km,t}}^{\text{A1}}$ representa a variável binária de decisão, sendo igual a 1 quando o corredor adicionado é utilizado e 0 caso contrário.

No entanto, essa inclusão novamente torna a abordagem não linear. Uma forma de obter um equivalente linear é utilizar um conjunto de inequações baseadas no método disjuntivo, dado pelas restrições 3.65 a 3.67.

$$-Mc (1-y_{km,t}^{AK}) \leq \lambda_{\text{aprox}} - \lambda_{km,A1} \leq Mc (1-y_{km,t}^{AK}) \quad (3.65)$$

$$-Mc y_{km,t}^{AK} \leq \lambda_{\text{aprox}} \leq Mc y_{km,t}^{AK} \quad (3.66)$$

Onde, Mc é um valor grande. Observa-se que quando $y_{km,t}^{AK} = 1$, $\lambda_{\text{aprox}} = \lambda_{km,A1}$ e quando $y_{km,t}^{AK} = 0$, $\lambda_{\text{aprox}} = 0$.

Do mesmo modo, o vetor **DIC** também é calculado pela metodologia abordada, conforme equação 3.67.

$$\text{DIC}^m = \mathbf{AISP}^{\text{máx}}_{[n \times m]} * \mathbf{diag}(u_{km})_{[m \times m]} * \mathbf{P}_{\text{max,km}}_{n \times 1} \quad (3.67)$$

Sendo,

$\mathbf{diag}(u_{km})$ = matriz diagonal formada pelos tempos de retorno dos corredores, da forma [m x m].

Com isso, é possível calcular os índices de confiabilidade das cargas conectadas diretamente nos sistemas de transmissão e alta tensão de distribuição.

Restrições considerando o fluxo de potência no circuito ou equipamento

Outra proposta é estimar o impacto de um circuito específico no atendimento a uma barra em específico por meio da proporção entre o fluxo de potência deste e a demanda da barra.

O princípio básico considera que os fluxos que “chegam” em uma dada barra impactam na taxa de falha e no tempo de restabelecimento desta. Pelas matrizes de incidência $\mathbf{S}_0, \mathbf{S}_{AK}, \mathbf{S}_{RJ}$, o fluxo de potência p_{km} com sinal positivo denota a potência sendo transmitida da barra k para a barra m. Com isso, somente os índices da barra m são

impactados por este fluxo. Caso o fluxo seja negativo, os índices da barra k são impactados.

Desse modo, a correlação entre as barras e respectivos sentidos dos fluxos que impactam na confiabilidade desta pode ser estabelecida pelas matrizes \mathbf{S}_p e \mathbf{S}_n , da forma $[n \times m]$, constituídas por 1 e 0 (zeros). Para a matriz \mathbf{S}_p , os coeficientes correspondentes aos fluxos positivos têm valor 1 e zero caso contrário. Para a matriz \mathbf{S}_n , os coeficientes correspondentes aos fluxos de sinais negativos que impactam na confiabilidade de cada barra têm valor 1.

Na Figura 3.3 é exemplificada uma barra com a representação dos fluxos que impactam nos índices de confiabilidade desta.

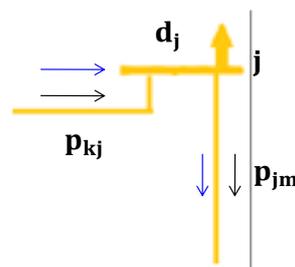


Figura 3.3 – Representação dos fluxos de potência para o cálculo dos índices de confiabilidade de uma barra.

No exemplo, o fluxo p_{kj} foi adotado como positivo (seta azul) chegando à barra j . Com isso, a parcela positiva do fluxo será considerada no cálculo dos índices. O fluxo p_{jm} foi adotado como positivo (seta azul) saindo da barra j . Com isso, a parcela negativa deste fluxo será considerada no cálculo dos índices.

A partir dessa definição, a proporção entre os fluxos p_{km} e a demanda da barra é dada pelas equações 3.68 a 3.70. A formalização na forma matricial é semelhante à utilizada para o item anterior, sendo as alterações mostradas nas restrições a seguir.

Dada a matriz \mathbf{Sd} , cujos coeficientes são as demandas em cada barra, na forma $[n \times 1]$.

Para o exemplo com 3 barras e 3 corredores conectando as barras, sendo os fluxos de potência nos corredores adotados com sinais positivos no sentido da barra 1 para a barra 2, da barra 1 para a barra 3 e da barra 2 para a barra 3, as matrizes $\mathbf{S_d}$, $\mathbf{S_p}$ e $\mathbf{S_n}$, serão:

$$\mathbf{S_d} = \begin{bmatrix} d_1 \\ d_2 \\ d_3 \end{bmatrix}, \mathbf{S_p} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 \end{bmatrix}, \mathbf{S_n} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

A equação 3.68 estabelece a matriz \mathbf{ISd} da forma $[n \times n]$, que faz com os componentes de $\mathbf{S_d}$ sejam invertidos.

$$\mathbf{ISd} = \text{inv}(\mathbf{diag}(\mathbf{S_d}))_{[n \times n]} \quad (3.68)$$

Para o exemplo, a matriz \mathbf{ISd} será:

$$\mathbf{ISd} = \begin{bmatrix} \frac{1}{d_1} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{d_2} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{d_3} \end{bmatrix}$$

A equação 3.69 e 3.70 estabelecem as matrizes $\mathbf{AISd_p}$ e $\mathbf{AISd_n}$ da forma $[n \times m]$, cujos elementos têm os denominadores formados pelas demandas de cada barra, considerando as matrizes $\mathbf{S_p}$ e $\mathbf{S_n}$, respectivamente.

$$\mathbf{AISd_p} = \mathbf{ISd}_{[n \times n]} * \mathbf{S_p}_{[n \times m]} \quad (3.69)$$

$$\mathbf{AISd_n} = \mathbf{ISd}_{[n \times n]} * \mathbf{S_n}_{[n \times m]} \quad (3.70)$$

Para o exemplo, as matrizes $\mathbf{AISd_p}$ e $\mathbf{AISd_n}$ serão:

$$\mathbf{AISd_p} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ \frac{1}{d_2} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{d_3} & \frac{1}{d_3} \end{bmatrix}, \mathbf{AISd_n} = \begin{bmatrix} \frac{1}{d_1} & \frac{1}{d_1} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{d_2} \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix},$$

Os fluxos nos corredores podem ser divididos em parcelas positivas, $p_{km,p}$ e negativas, $p_{km,n}$, de acordo os valores obtidos na resolução do fluxo de potência.

Desse modo, a proporção entre o fluxo em um circuito específico e a demanda de cada barra é dada pelos coeficientes do vetor **Kd**, [nx1], formado pelo produto vetorial $\mathbf{AISd}_p_{[n \times m]} * \mathbf{p}_{km,p}_{[m \times 1]}$, para as parcelas positivas, e $\mathbf{AISd}_n_{[n \times m]} * \mathbf{p}_{km,n}_{[m \times 1]}$, para as parcelas negativas.

Considerando a taxa de falha λ_{km} para o circuito, o produto de λ_{km} pela proporção entre o fluxo no circuito e a demanda na barra, aponta o impacto deste na confiabilidade de cada barra. Com isso, o vetor **FIC** será dado pela soma das contribuições de cada circuito conectado na barra, conforme equação 3.71.

$$\mathbf{FIC} = \mathbf{AISd}_p_{[n \times m]} * \mathbf{diag}(\lambda_{km})_{[m \times m]} * \mathbf{p}_{km,p}_{[m \times 1]} - \mathbf{AISd}_n_{[n \times m]} * \mathbf{diag}(\lambda_{km})_{[m \times m]} * \mathbf{p}_{km,n}_{[m \times 1]} \quad (3.71)$$

Sendo,

$\mathbf{diag}(\lambda_{km})$ = matriz diagonal formada pelas taxas de falha dos corredores, da forma [m x m].

A primeira parcela da equação 3.71 calcula o impacto dos circuitos cujos fluxos positivos impactam em cada barra e a segunda parcela calcula o impacto dos circuitos cujos fluxos negativos têm impacto.

Destaca-se que a equação 3.71 apresenta a formulação geral para os circuitos. Na ferramenta matemática são incorporados também os índices *0*, *AK* e *RJ*, relativos aos circuitos existentes, adicionados e substituídos, além dos patamares de carga e tempos de otimização, conforme os símbolos referentes aos fluxos de potência. Desse modo, os fluxos de potência serão discriminados pelos vetores $\mathbf{p}_{LL,t}^{Op}$, $\mathbf{p}_{LL,t}^{AKp}$, $\mathbf{p}_{LL,t}^{Rjp}$, para os fluxos positivos e $\mathbf{p}_{LL,t}^{On}$, $\mathbf{p}_{LL,t}^{AKn}$, $\mathbf{p}_{LL,t}^{Rjn}$, para os fluxos negativos.

Para o exemplo, o **FIC** será:

$$\mathbf{FIC} = \begin{bmatrix} \lambda_{12} \frac{-p_{12,n}}{d_1} + \lambda_{13} \frac{-p_{13,n}}{d_1} \\ \lambda_{12} \frac{p_{12,p}}{d_2} + \lambda_{23} \frac{-p_{23,n}}{d_2} \\ \lambda_{13} \frac{p_{13,p}}{d_3} + \lambda_{23} \frac{p_{23,p}}{d_3} \end{bmatrix}$$

Nota-se que no processo de planejamento da expansão, na medida em que são acrescentados circuitos, inclusive com os novos pontos de suprimento, ou substituídos por circuitos de capacidade maior, o impacto da falha de um único circuito é reduzido. Nesse sentido, essa abordagem representa de maneira mais realista a topologia e redistribuição dos fluxos de potência quando comparada à abordagem utilizando fluxos máximos.

No entanto, o índice FIC tende a se aproximar da taxa de falha do circuito que representa maior impacto na barra, não representando a característica exponencial decrescente da taxa de falhas do corredor com o aumento do número de circuitos conectados. Com isso, a abordagem novamente torna o modelo de certo modo mais conservador, o que contribui para o problema de planejamento.

Do mesmo modo, o vetor **DIC** também é calculado pela metodologia abordada, conforme equação 3.72.

$$\mathbf{DIC} = \mathbf{AISd}_{p_{[n \times m]}} * \mathbf{diag}(u_{km})_{[m \times m]} * \mathbf{p}_{km,p_{[m \times 1]}} - \mathbf{AISd}_{n_{[n \times m]}} * \mathbf{diag}(u_{km})_{[m \times m]} * \mathbf{p}_{km,n_{[m \times 1]}} \quad (3.72)$$

Sendo,

diag(u_{km}) = matriz diagonal formada pelos tempos de retorno dos corredores, da forma [m x m].

Com isso, é possível calcular os índices de confiabilidade das cargas conectadas diretamente na alta tensão de distribuição. Também é possível calcular o impacto desse sistema nos índices das barras de cargas conectadas no sistema de média tensão de distribuição que são alimentadas por estes sistemas.

3.1.2.7 – Restrições de desempenho considerando as redes de transmissão e de distribuição

Conforme Billinton *et al* (1996) e Andrade (2007), os índices de confiabilidade conjuntos dos sistemas de transmissão e distribuição podem ser obtidos considerando elementos em série, com as respectivas taxas de falhas e tempo de retorno equivalentes.

Destaca-se que a conexão dos sistemas de alta e média tensão de distribuição é realizada por meio da subestação de distribuição. Para o cálculo dos índices de confiabilidade, a subestação de distribuição é considerada como sendo de média tensão de distribuição e não de alta tensão como é efetuada na modelagem do fluxo de potência. Essa consideração é necessária devido à definição dos índices DEC e FEC.

Desse modo, os índices FIC^m e DIC^m para uma barra m com carga conectada na média tensão de distribuição serão dados pelas restrições 3.73 e 3.74.

$$FIC_t^m = FIC_{sub,t}^m + FIC_{dis,t}^m \quad (3.73)$$

Sendo,

$FIC_{sub,t}^m$ = Frequência de interrupção do ponto de conexão que impacta na confiabilidade da barra m . Calculado conforme restrição 3.66 ou 3.72.

$FIC_{dis,t}^m$ = Frequência de interrupção da barra m . Calculado conforme equação 3.43.

$$DIC_t^m = DIC_{sub}^m + DIC_{dis}^m \quad (3.74)$$

Sendo,

$DIC_{sub,t}^m$ = Duração de interrupção do ponto de conexão que impacta na confiabilidade da barra m . Calculado conforme restrição 3.67 ou 3.73.

$DIC_{dis,t}^m$ = Duração de interrupção da barra m . Calculado conforme restrição 3.57.

Conforme restrições 3.58 e 3.59, o cálculo dos índices DEC e FEC considera os índices individuais das barras atendidas pela subestação de distribuição e o número de consumidores atendidos pelas respectivas barras de carga.

Desse modo, no cálculo do DEC e FEC global da concessionária de distribuição, para os pontos de carga conectados na rede de alta tensão de distribuição que não tiverem a representação por meio de subestação de distribuição, é realizada aproximação por meio do produto dos índices individuais equivalentes pela quantidade de consumidores atendidos.

A representação dos custos relacionados aos índices de desempenho na função objetivo, equação 3.1, refere-se à penalidade por ultrapassagem dos limites estabelecidos pelo regulador. Com isso, são incorporadas restrições adicionais de modo a decompor os índices em relação ao limites. As restrições 3.75 a 3.77 representam a decomposição para o índice FIC_t^m .

$$FIC_t^m = FIC_t^{m1} + FIC_t^{m2} \quad (3.75)$$

$$0 \leq FIC_t^{m1} \leq FIC_{\max} \quad (3.76)$$

$$0 \leq FIC_t^{m2} \quad (3.77)$$

Desse modo, a componente FIC_t^{m2} representa apenas a parcela do FIC_t^m que excedeu o limite. Uma vez que na função objetivo o custo da penalidade é aplicado somente à parcela FIC_t^{m2} , essa componente tende a ser minimizada ou zerada. Com isso, é obtida no problema de planejamento a solução de mínimo custo que considera também a topologia que melhor atende aos critérios de confiabilidade.

Procedimento similar é aplicado aos índices DIC_t^m , DEC_t , FEC_t .

Com isso, neste capítulo foi apresentado um modelo linear de planejamento da expansão de longo prazo cuja solução de mínimo custo contempla as redes de alta e média tensão de distribuição e permite estimar os principais índices que impactam na confiabilidade do atendimento aos consumidores e consequentemente, na receita das empresas distribuidoras.

3.2 – INCENTIVO ADICIONAL PARA REMUNERAÇÃO DA CONCESSÃO DE DISTRIBUIÇÃO

Segundo Pinheiro (2012), “um meio atrativo de superficialmente combinar a regulação de preço e qualidade do serviço é incorporar medidas de qualidade no cálculo do preço-teto.” Segundo o trabalho citado, a qualidade do serviço poderia ser abordada por meio do acréscimo de um termo à fórmula do preço-teto.

Desse modo, uma companhia regulada que melhorasse sua qualidade o serviço poderia ter aumento de tarifas mais rapidamente do que se os seus níveis de qualidade permanecessem constantes, mantendo-se assim o mecanismo de regulação por incentivos adotado na concessão. Igualmente a redução na qualidade do serviço poderia ser acompanhada de uma redução de uma queda no preço. (Pinheiro, 2012).

Nesse sentido, este trabalho propõe que seja incorporada uma componente adicional, denominada Qualidade na Expansão - Q_{exp} , na fórmula de cálculo do reajuste aplicado à Parcela B, de modo a representar um sinal econômico que permita minimizar as inconsistências na expansão conjunta dos sistemas de transmissão e distribuição, conforme mencionado nos subitens 2.3.3 e 2.3.4. Desse modo, propõe-se que a receita anual a ser ajustada, citada na equação (2.2), seja dada pela equação (3.78), abaixo:

$$RA_1 = VPA_1 + VPB_0 \cdot (IGPM \pm Fator X \pm Q_{exp}) \quad (3.78)$$

Sendo,

Q_{exp} = fator adicional de qualidade na expansão dos sistemas de transmissão e distribuição

Conforme abordado no item anterior, o modelo proposto permite obter o impacto do atraso da implantação de um circuito ou equipamento ao longo do período de estudo. Esse impacto é calculado com as seguintes etapas:

1. Obter o valor do custo mínimo total obtido no objetivo do planejamento, equação 3.1, considerando no modelo todas as alternativas candidatas a ampliação ou substituição para os sistemas de transmissão, alta e média tensão de distribuição. A solução de planejamento fornece o mínimo custo global de expansão C_{tot}^0 .

2. Obter novamente o valor do custo mínimo de planejamento, considerando restrição na expansão de circuito ou equipamento candidatos em corredor específico. Isto é feito considerando restrição no parâmetro $n_{km,t}^{\max}$. O valor do custo total neste caso A é C_{tot}^A .
3. Obter o custo de oportunidade para cada restrição simulada em 2, conforme equação 3.61, a seguir.

$$C_{\text{op}}^{\text{km}} = C_{\text{tot}}^A - C_{\text{tot}}^0 \quad (3.79)$$

4. Para os casos em que houver aumento de capacidade na transmissão, ou Rede Básica de Fronteira, calcular a parcela Q_{exp} , conforme equação 3.62.

$$Q_{\text{exp}} = \beta C_{\text{op}}^{\text{km}} \quad (3.80)$$

Sendo,

β = parâmetro ajustado pelo regulador relacionado com o registro do histórico da operação de forma a ser coerente com outras parcelas de custo envolvidas.

Desse modo, na medida em que este custo de oportunidade for evitado, o descasamento entre capacidade disponibilizada pelo planejamento de expansão da transmissão e a disponibilizada pelo planejamento da expansão da distribuição é reduzido.

A técnica também permite obter a composição de vários casos de restrição, em períodos distintos do planejamento, o que representa maior flexibilidade ao regulador na aplicação do incentivo adicional.

3.3 – FERRAMENTA DE OTIMIZAÇÃO

Conforme apresentado no subitem anterior, a modelagem adotada para simular o planejamento de longo prazo e a operação das redes de transmissão, alta tensão de distribuição e da média tensão de distribuição, bem como as restrições de acoplamento de das redes e efetuar o cálculo dos índices de confiabilidade é linear e constituída por variáveis contínuas e binárias. Com isso, o modelo de planejamento tem características de

ser um problema de otimização do tipo *Mixed – Integer Linear Programming Problem - MILP*, que pode ser resolvido por ferramentas de otimização disponíveis como por exemplo GAMS/CPLEX (© 2008, *GAMS Development Corporation*, Washington, DC, USA).

Esta característica do modelo proposto deve permitir sua aplicação em futuras versões que comportem modelos estocásticos quando sejam considerados várias variáveis estocásticas de longo prazo como evolução da carga e disponibilidade de geração distribuída.

Desse modo, a partir do conhecimento de alguns parâmetros de entrada para o horizonte de interesse de análise como previsões de carga futuras, alternativas candidatas possíveis de serem implementadas e limites de capacidade de circuitos e equipamentos, o modelo proposto avalia o custo-benefício de investimentos em novas configurações, reforços em capacidade de corredores ou subestações existentes, substituição de capacidade de linhas ou estabelecimento de novos pontos de suprimento.

Adicionalmente, a modelagem também permite calcular o impacto do atraso na implantação de um circuito ou equipamento em um dado corredor em específico. Essa abordagem será utilizada para o cálculo do incentivo econômico proposto neste trabalho, conforme no subitem 3.3.

3.4 – METODOLOGIA DE TRABALHO

A metodologia utilizada neste trabalho consistiu em aplicar a modelagem proposta em sistemas teóricos comumente utilizado no estudo de planejamento da expansão de longo prazo de sistemas de transmissão e distribuição, tendo como base os trabalhos Romero *et al* (2002) e Haffner *et al* (2008), a serem apresentados com maiores detalhes no capítulo 4.

Também foi proposto método de cálculo do incentivo adicional a ser inserido na remuneração nas empresas de distribuição, de modo a reduzir os descasamentos nas entre a expansão dos sistemas de transmissão e distribuição. Este cálculo foi apresentado no subitem 3.2.

4 – ESTUDO DE CASO

A modelagem proposta foi aplicada em um estudo de caso, utilizando o programa GAMS/CPLEX. O sistema constitui-se em uma rede de 16 barras, tendo como base os trabalhos Romero *et al* (2002) e Haffner *et al* (2008).

4.1 – SISTEMA DE 16 BARRAS

4.1.1 – Dados de entrada

A rede de alta tensão de distribuição (subtransmissão) foi modificada do sistema de 6 barras inicialmente proposto por Garver (1970) e comumente utilizado no estudo de planejamento da expansão de longo prazo de sistemas de transmissão (Romero *et al*, 2002). O sistema contém 3 barras com geração e 5 barras com carga.

A rede de média tensão de distribuição consiste em trecho da rede radial utilizada em Haffner *et al* (2008) contendo 9 barras, sendo 5 barras com cargas e 2 com geração distribuída. O sistema possui 9 corredores, sendo 7 com possibilidade de adição e 2 com substituição. As Figuras 4.1 e 4.2 mostram as redes utilizadas.

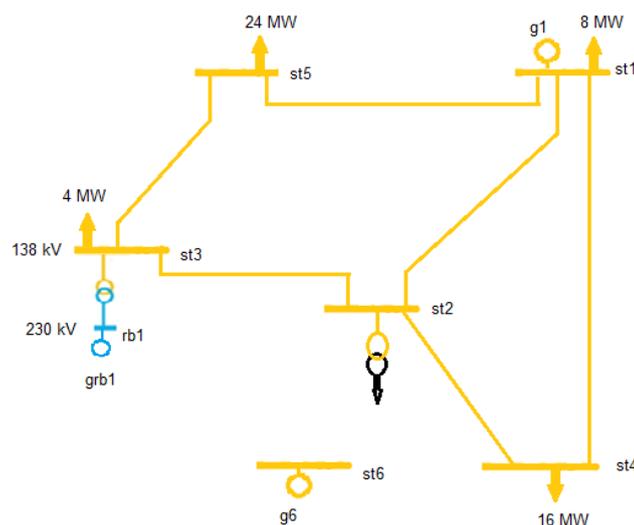


Figura 4.1- Rede de transmissão e alta tensão de distribuição utilizada para o sistema de 16 barras.

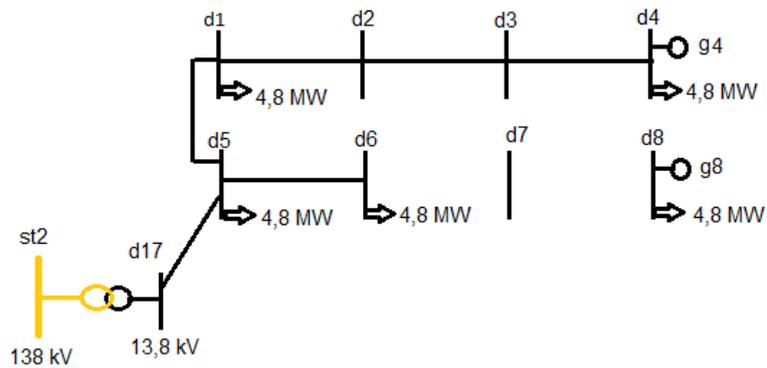


Figura 4.2- Rede de média tensão de distribuição utilizada para o sistema de 16 barras.

A rede de alta tensão de distribuição, em amarelo na Figura 4.1, é de 138 kV, a subestação da Rede Básica é 230/138 kV e liga as barras rb1 e st3 da Figura 4.1. A subestação de distribuição é 138/13,8 kV e liga a barra st2 à barra d17 e a rede de média tensão de distribuição é de 13,8 kV, em preto na Figura 4.2. As cargas para o maior patamar no primeiro ano e as gerações fixas estão em MW.

Para a representação da rede de transmissão (Rede Básica de Fronteira) foi adicionada uma subestação, modelada como corredor, em uma barra exclusiva de geração. Para a representação da subestação de distribuição, que efetua o acoplamento entre os sistemas de alta e média tensão de distribuição, foi adicionado um corredor ligando as barras das duas redes, em uma barra exclusiva de carga.

Desse modo, os sistemas de transmissão e alta tensão de distribuição são constituídos por 7 barras, 10 corredores com possibilidade de adição de circuitos ou equipamentos, dessas, 2 são subestações, e 1 corredor com possibilidade de substituição de circuitos.

Observa-se que há corredores que representam novos pontos de suprimento, como a adição de circuitos entre as barras st2 e st6 na Figura 4.1 e entre as barras d6, d7 e d8 na Figura 4.2. Destaca-se também que a subestação de distribuição representada pelo corredor entre as barras st2 e d17 pertence à rede de alta tensão de distribuição, e também está representada na Figura 4.2 para melhor esclarecimento do acoplamento entre as duas redes de distribuição.

Considera-se que nos corredores com alternativas de substituição não há alternativas de adição, sendo, portanto, a substituição limitada ao número de circuitos existentes. As alternativas de adição apresentam as mesmas impedâncias e capacidades dos circuitos existentes. Para os circuitos com possibilidade de substituição, são apresentadas duas alternativas, com aumento de 60% ou 100% da capacidade do circuito existente.

Foi realizada análise dinâmica, com períodos de 3 anos e 3 patamares de carga, considerando as demandas máximas esperadas para cada patamar ao longo do ano. Foi estimado acréscimo de 10% da carga por ano e acréscimo de 5% ao ano no custo de investimento. As correções para valores presente de investimento, de operação e de desempenho foram dadas pelos parâmetros $\delta_1^{INV} = \delta_1^{OPER} = \delta_1^{DES} = 1$, $\delta_2^{INV} = \delta_2^{OPER} = \delta_2^{DES} = 0,9091$, $\delta_3^{INV} = \delta_3^{OPER} = \delta_3^{DES} = 0,8264$, utilizados em Haffner *et al* (2008).

Deste modo, o sistema simulado contém 16 barras, 19 ramos, 136 alternativas candidatas de implantação, sendo 34 de adição e 6 de substituição no primeiro e segundo períodos, cada, e 50 de adição e 6 de substituição no terceiro período.

As configurações das redes e os dados são apresentados nas Tabelas 4.1 a 4.4, onde Rb referem-se às barras da transmissão (Rede Básica de Fronteira), Rst às barras de alta tensão de distribuição (subtransmissão) e Rd são as barras de média tensão de distribuição. A título de ilustração, na Figura 4.1, o corredor st12 liga as barras de subtransmissão st1 e st2.

Tabela 4.1 – Dados dos equipamentos da subestação de transmissão

De - para	n_{km}^0	re_{km}^0 (%)	P_{max} (MW)	$n_{km,t}^{max,AK}$		$CI_{km,t}^{AK}$ (\$ x 10 ³)		
				t=1 e t=2	t=3	t=1	t=2	t=3
rb1-st3	1	5	35	2	3	6	6,3	6,62

Tabela 4.2 – Dados dos circuitos da rede de Alta tensão de distribuição

De-para	n_{km}^0	re_{km}^0 (pu)	P_{max} (MW)	$n_{km,t}^{max,AK}$		$CI_{km,t}^{AK}$ (\$ x 10 ³)			Alternativa de substituição RJ=1		Alternativa de substituição RJ=2	
				t=1 e t=2	t=3	t=1	t=2	t=3	P_{max} (MW)	$CI_{km,t}^{RJ}$ \$x10 ³	P_{max} (MW)	$CI_{km,t}^{RJ}$ \$x10 ³
st12	1	0,4	10	2	3	4	4,2	4,41				
st14	1	0,6	8	2	3	6	6,3	6,62				
st15	1	0,2	10	2	3	2	2,1	2,21				
st23	1	0,2	10						16	0,6	20	1

st24	1	0,4	10	2	3	4	4,2	4,41				
st26	0	0,3	10	4	5	3	3,15	3,31				
st35	1	0,2	10	2	3	2	2,1	2,21				
st46	0	0,3	10	2	3	3	3,15	3,31				

Tabela 4.3 – Dados dos equipamentos da subestação de distribuição

De - para	n_{km}^0	re_{km}^0 (%)	p_{max} (MW)	$n_{km,t}^{max,AK}$			$CI_{km,t}^{AK}$ (\$ x 10 ³)		
				t=1 e t=2	t=3		t=1	t=2	t=3
st2-d17	1	5	16	2	3		0,6	0,63	0,662

Tabela 4.4 – Dados dos circuitos da rede de Média tensão de distribuição

De - para	n_{km}^0	Z_{km}^0 (Ω)	f_{max} (A)	$n_{km,t}^{max,AK}$		$CI_{km,t}^{AK}$ (\$ x 10 ³)			Alternativa de substituição RJ=1		Alternativa de substituição RJ=2	
				t=1 e t=2	t=3	t=1	t=2	t=3	f_{max} (A)	$CI_{km,t}^{RJ}$ \$x10 ³	f_{max} (A)	$CI_{km,t}^{RJ}$ \$x10 ³
				d175	1	0,5	500	2	3	0,13	0,137	0,144
d51	1	1	250						400	0,027	500	0,045
d12	1	1	250	2	3	0,09	0,095	0,1				
d23	1	1	250	2	3	0,09	0,095	0,1				
d34	1	1	250	2	3	0,09	0,095	0,1				
d48	0	1	250	2	3	0,09	0,095	0,1				
d56	1	1	250						400	0,027	500	0,045
d67	0	1	250	2	3	0,094	0,099	0,104				
d78	0	1	250	2	3	0,096	0,101	0,106				

Conforme Tabela 4.4 e Figura 4.2, a adição de circuitos entre as barras d4 e d8 é permitida, desde que não forme um anel na rede de média tensão de distribuição.

Destaca-se que a Tabela 4.4 apresenta os valores dos limites dos circuitos em relação à corrente e os valores apresentados nas Tabelas 4.1 a 4.3 são fluxos de potência ativa. Essa diferenciação está relacionada com as respectivas modelagens.

Para a avaliação do desempenho do sistema, os índices dos circuitos e equipamentos foram adotados iguais. Os dados dos circuitos foram baseados em Lotero *et al* (2011) de $\lambda_{km} = 0,4$ falhas/ano e $r_{km} = 2$ horas/falhas, com tempo de chaveamento utilizado para a rede de média tensão de distribuição de $r_{km}^{chav} = 0,5$ horas/falhas. Os dados dos transformadores foram baseados em Andrade (2007) e são $\lambda_{km} = 0,02$ falhas/ano e $r_{km} = 768$ horas/falhas.

Para as barras de média tensão de distribuição d4 e d8 é considerado tempo de restabelecimento a partir dos geradores, com $r_{km}^{ger} = 0,5$ horas/falhas. Para a barra st3 foi considerada possibilidade de restabelecimento por meio de manobra pelo corredor de alta tensão de distribuição entre as barras st2 e st3.

Geralmente, o desempenho dos circuitos de média tensão de distribuição apresenta taxas de falhas mais elevadas do que comparadas às de alta tensão de distribuição. Neste trabalho, essas taxas foram consideradas iguais para análise mais conservadora, em favor do melhor desempenho da solução apresentada. No entanto, a modelagem permite a utilização de taxas diferentes para cada circuito.

Os limites dos índices de confiabilidade foram extraídos de Lotero *et al* (2011) e são $DIC_{max} = 4$ horas/ano, $FIC_{max} = 4$ falhas/ano, $DEC_{max} = 2$ horas/ano e $FEC_{max} = 2$ falhas/ano.

Os dados das barras são basicamente formados pelas cargas e gerações. Destaca-se que as cargas e gerações conectadas diretamente na rede de distribuição deverão ter os fluxos medidos em corrente, de modo a atender as restrições de LKC (3.17) Desse modo, é necessário realizar o cálculo do acoplamento entre as modelagens descrito no item 3.1.2.3.

A título de ilustração, para obter uma potência que represente uma carga na barra st2 de $25 \text{ MW} = 0,25 \text{ pu}$, considerando a potência de base 100 MVA , pela restrição 3.37, o acoplamento da potência na barra d17 com a corrente na mesma barra é:

$$P_{st2,pes,1} = P_{st2d17,pes,1} = V_{pes,1}^{d17} f_{st2d17,pes,1} \text{Cos}\theta_1 \quad (4.1)$$

Considerando $\text{Cos}\theta = 0,92$, conforme (ANEEL, PRODIST, Módulo 8, 2014) e que a tensão na barra assume o valor de $1,05 \text{ pu}$, a corrente que sai da barra d17 é a mesma que percorre o corredor st2-d17, logo:

$$f_{st2d17,pes,1} = \frac{0,25}{1,05 \cdot 0,92} = 0,259 \text{ pu} \quad (4.2)$$

Com isso, considerando distribuição linear da carga entre as barras de distribuição, a carga por barra é de $\frac{0,259}{5} = 0,0518 \text{ pu} = 216,55 \text{ A}$.

Ou seja, uma carga na barra de distribuição de 5 MW corresponde a 216,6 A. A mesma abordagem é efetuada para a geração distribuída.

Desse modo, na Tabela 4.5 apresentam-se os dados das barras considerando o patamar de carga pesada. As cargas foram adaptadas de Romero *et al* (2002), sendo o patamar de carga leve e média com pesos de 50% e 75%, respectivamente, dos valores do patamar de carga pesada. As durações dos patamares são 8, 13 e 3 horas, respectivamente.

Tabela 4.5 – Dados das barras para patamar de carga pesada

Barras	$g_{\max,t}$ (MW)	Carga (MW)			Barras	$g_{\max,t}$ (MW)	Carga (MW)		
		t=1	t=2	t=3			t=1	t=2	t=3
rb1	120				d1		4,8	5,28	5,81
st1	5	8	8,8	9,7	d2				
st2					d3				
st3		4	4,4	4,84	d4	2,4	4,8	5,28	5,81
st4		16	17,6	19,4	d5		4,8	5,28	5,81
st5		24	26,4	29,04	d6		4,8	5,28	5,81
st6	54,5				d7				
d17					d8	4,8	4,8	5,28	5,81

Os limites das tensões nas barras são de 0,95 pu a 1,05 pu. O custo de geração é de 42 \$/MW.ano, adaptado de Haffner *et al* (2008), para as barras da rede básica e subtransmissão e 420 \$/MW.ano para a geração na média tensão de distribuição. Não foi considerado o custo da partida de geração para restabelecimento de circuitos. O custo do corte de carga é de 420×10^3 \$/MW.ano.

4.1.2 – Simulação 1 – Horizonte de 3 anos, com índices de confiabilidade considerando capacidade máxima do corredor

4.1.2.1 – Caso de mínimo custo

O caso de mínimo custo compreende aos custos de investimento, operação e de desempenho considerando que não há atraso na implantação de obras. Ou seja, os valores

de $n_{km,t}^{\max}$ contemplam todas as possibilidades dos dados de entrada apresentados no subitem 4.1.1.

A Tabela 4.6 apresenta os resultados gerais obtidos. A primeira coluna apresenta o número de circuitos adicionados em cada período de tempo e a segunda apresenta o número de circuito substituídos, no tempo t . Os índices globais DEC e FEC são apresentados nas colunas posteriores, para cada período t e a última coluna apresenta o número de equipamentos adicionados no sistema de transmissão ao longo dos 3 anos de análise.

Tabela 4.6 – Resultados obtidos para o caso de mínimo custo

Nº de equipamentos adicionados			Nº circuitos substituídos, alternativa 2	DEC (horas/ano)			FEC (falhas/ano)			Nº de equipamentos adicionados na transmissão
t=1	t=2	t=3	t=1	t=1	t=2	t=3	t=1	t=2	t=3	$\forall t$
13	0	1	2	1,24	1,24	1,24	0,88	0,88	0,88	0

A Tabela 4.7 apresenta os custos associados. A primeira coluna apresenta o custo total no horizonte de análise, c^{TOTAL} . As colunas seguintes apresentam os custos de investimento, c_t^{INV} , operação, c_t^{OPER} , e desempenho, c_t^{DES} , por ano, respectivamente. A quinta coluna apresenta o custo de restrição de carga, associado ao *load shed*, ao longo do período e a última coluna apresenta o custo de investimentos na Rede Básica, também para os 3 anos.

Tabela 4.7 – Custos obtidos para o caso de mínimo custo

Custo total \$ x 10 ³	Custo de investimento \$ x 10 ³			Custo de operação \$ x 10 ³			Custo de desempenho \$ x 10 ³			Custo da restrição de carga	Custo na Rede Básica
	t=1	t=2	t=3	$\forall t$	t=2	t=3	t=1	t=2	t=3	$\forall t$	$\forall t$
28,356	17,32	0	3,31	2,74	3,02	3,41	0	0	0	0	0

Pelas Tabelas 4.5 e 4.6, verifica-se que a maior parte dos investimentos concentrou-se no primeiro período. No entanto, com o crescimento da carga, foram necessários novos investimentos ao longo do horizonte, mantendo-se custo zero nas restrições de carga para todo o período, o que garante que a solução encontrada atende totalmente as cargas.

Os valores de DEC e FEC apresentados na Tabela 4.6 referem-se às taxas de falhas dos corredores obtidos na solução. No entanto, os custos de desempenho apresentados na

Tabela 4.7 mostram que os índices estão dentro dos limites estabelecidos. As últimas colunas de cada Tabela denotam que investimentos na subestação de transmissão não foram necessários.

A Tabela 4.8 apresenta detalhamento da solução obtida em relação aos corredores.

Tabela 4.8 – Resultados obtidos para os corredores, caso de mínimo custo

Barra	Numero de Circuitos adicionados			Barra	Circuitos substituídos, alternativa 2		
	t=1	t=2	t=3		t=1	t=2	t=3
d175	2			d51	1		
d12	1			d56	1		
d34	1						
d67	1						
d78	1						
st2d17	1						
st26	2		1				
st35	2						
st46	2						

As Figuras 4.3 e 4.4 apresentam os diagramas com a solução de mínimo custo para o horizonte de 3 anos. As linhas pontilhadas representam os circuitos adicionados e as linhas com “s” representam os circuitos substituídos.

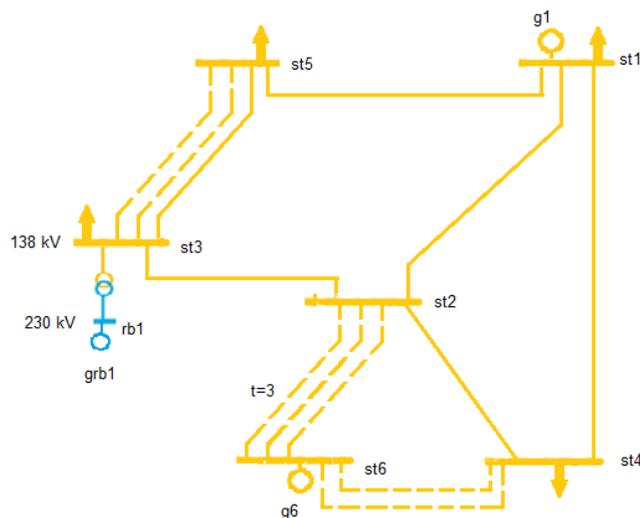


Figura 4.3- Solução de mínimo custo - Rede de transmissão e alta tensão de distribuição

A solução encontrada atende ao caso mais crítico, referente ao patamar de carga pesada para o último período. A quantidade de circuitos adicionados é equivalente às soluções apresentadas em Romero *et al* (2002). Com isso, nota-se que o fluxo de potência da barra st2 considera a representação das cargas na média tensão de distribuição, o que corrobora o

acoplamento proposto neste trabalho. Destaca-se também a adição de 1 circuito entre o corredor st6 e st2 no tempo $t=3$, o que representa a incorporação da alternativa apenas quando necessária, uma vez que o custo em valor presente nos períodos posteriores é menor.

A Figura 4.4 apresenta a solução para a subestação de distribuição e para a rede de média tensão de distribuição.

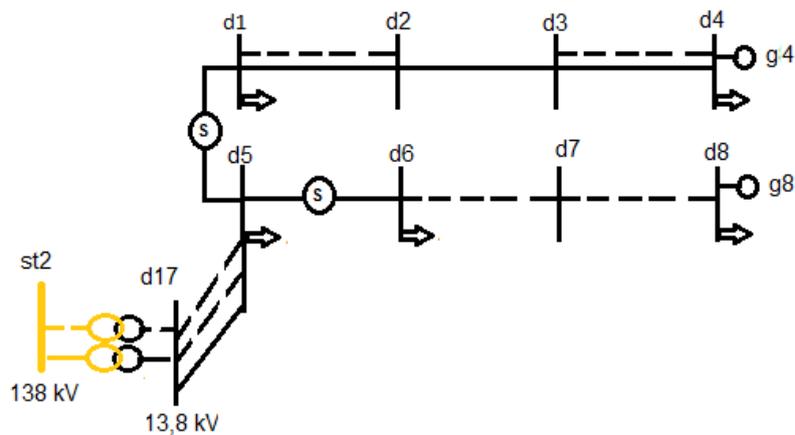


Figura 4.4- Solução de mínimo custo– Subestação de distribuição e rede de média tensão de distribuição

Os reforços na subestação de distribuição e no corredor de média tensão de distribuição entre as barras d17 e d5 são necessários devido aos limites de cada circuito e equipamento. Do mesmo modo, para os corredores d5-d6 e d5-d1 com substituição para o dobro de capacidade, o que equivale à adição de um circuito em cada corredor.

O atendimento às cargas nas barras d4 e d8 é feito prioritariamente por adição de circuitos ao longo do alimentador, uma vez que o custo de geração é superior. A adição de circuitos também é necessária para o atendimento dos limites de tensão, uma vez que reduz a resistência equivalente de cada corredor e conseqüentemente, a queda de tensão ao longo do trecho. Destaca-se que todas as alternativas foram implantadas no primeiro ano. A Tabela 4.9 apresenta a geração nas barras.

Tabela 4.9 – Geração nas barras, caso de mínimo custo

Barras	Patamar	Geração (MW)			Barras	Patamar	Geração (MW)		
		t=1	t=2	t=3			t=1	t=2	t=3
rb1	leve	28,6	7,3	31,7	d4	leve			
	média	35	25,7	35		média			
	pesada	35	35	35		pesada		3,04	3,59
st1	leve				d8	leve			
	média					média			
	pesada	2	5	5		pesada	0,46	1,01	2,58
st6	leve	9,4	34,5	14,3					
	média	22	37	34					
	pesada	38,5	39,4	45,8					

Pela Tabela 4.9, observa-se que é necessária geração nas barras d4 e d8 para atendimento ao caso mais crítico, uma vez que as alternativas possíveis para os corredores d5-d1 e d5-d6 limitam o fluxo de corrente ao longo dos alimentadores em 500 A, conforme Tabela 4.4, que é inferior às cargas ao longo do trecho, de 264 A, por barra. Nos casos em que foram retirados os geradores nas barras d4 e d8, houve restrição de carga, ou seja, corte de carga para atendimento aos limites dos circuitos.

Destaca-se também que a geração na barra rb1 foi limitada pela capacidade da transformação sem adição de equipamentos, sendo compensada pela geração na barra st6. Com isso, é mostrado que a adição de circuitos conectados à barra st6, de alta tensão de distribuição, representa menor custo do que adicionar equipamentos na rede de transmissão.

A Tabela 4.10 apresenta os custos associados às perdas na rede de média tensão de distribuição, que tem a mesma ordem de grandeza dos custos de manutenção. Esta parcela compõe os custos operativos conforme equação 3.3.

Tabela 4.10 – Custos das perdas por ano para o caso de mínimo custo

Custo em \$		
t=1	t=2	t=3
0,19	0,18	0,19

As perdas têm influência da geração nas barras d4 e d8, que reduzem os fluxos de corrente nos alimentadores. No entanto, os valores tiveram pouco impacto no custo de operação. Com isso, não houve alteração de configuração para minimizar as perdas.

Desse modo, verifica-se que o acoplamento entre as redes de Alta e Média tensão de distribuição proposto neste trabalho foi factível. Adicionalmente, a solução encontrada atende ao menor custo considerando os aspectos operativos, como custos da geração, perdas e de restrição de carga, e os investimentos, com a incorporação das alternativas candidatas ao longo do período analisado.

Destaca-se também que os reforços na rede de Alta tensão de distribuição representam menores custos do que os reforços na transmissão, o que permite analisar o impacto da alta tensão de distribuição na solução de planejamento.

Para a análise de desempenho, os índices FIC correspondentes, em falhas por ano, são apresentados na Tabela 4.11.

Tabela 4.11 – Índice FIC para o caso de mínimo custo, simulação 1

Barras	FIC			Barras	FIC		
	t=1	t=2	t=3		t=1	t=2	t=3
st1	0,4	0,4	0,4	d1	1,3	1,3	1,3
st2	0,5	0,5	0,5	d4	1,3	1,3	1,3
st3	0,23	0,23	0,23	d5	0,5	0,5	0,5
st4	0,4	0,4	0,4	d6	1,7	1,7	1,7
st5	0,4	0,4	0,4	d8	1,7	1,7	1,7

No FIC da subtransmissão está bastante impactado pela perda simples, sobretudo nas barras st1, st4 e st5. Para a barra st2, há o impacto também do novo ponto de suprimento conectado pelo corredor st2-st6. No entanto, o acréscimo de um circuito no tempo t=3, não causou influência no índice da barra, uma vez que a perda simples continua representando maior impacto no índice. Para a barra st3, o índice é menor porque depende de combinação entre o transformador de Rede Básica e os circuitos conectados na barra.

Para a média tensão de distribuição, o FIC tem forte influência da barra st2, que representa o impacto do sistema de subtransmissão na distribuição. A influência é obtida pela adição de 0.5 falhas no índice de cada barra, considerando os sistemas em série. Adicionalmente, os corredores simples impactam nos índices das barras ao longo do trecho, sendo maior para o alimentador derivado da barra d5 até a barra d8.

Os índices DIC, em horas, são apresentados na Tabela 4.12.

Tabela 4.12 – Índice DIC para o caso de mínimo custo

Barras	DIC			Barras	DIC		
	t=1	t=2	t=3		t=1	t=2	t=3
st1	0,8	0,8	0,8	d1	2,03	2,03	2,03
st2	1	1	1	d4	1,4	1,4	1,4
st3	0,44	0,44	0,44	d5	1,03	1,03	1,03
st4	0,8	0,8	0,8	d6	2,23	2,23	2,23
st5	0,8	0,8	0,8	d8	1,6	1,6	1,6

Novamente, o DIC das barras de média tensão de distribuição é influenciado pelo desempenho do sistema de alta tensão de distribuição, que adiciona 1 hora para cada barra. Para as barras d4 e d8 o índice é impactado também pelo atendimento pela geração, sendo maior para d8 devido ao trecho formado por maior número de corredores simples de d5 até d8. Para a barra d5, o DIC é influenciado apenas pela subestação de distribuição e pelo corredor d175, que tem taxas de falhas e tempos de retorno equivalentes pequenos.

Uma vez que os valores de DIC e FIC estão abaixo dos limites apresentados no item 4.1.1, assim como os índices DEC e FEC mostrados na Tabela 4.6, não houve influência dos índices na configuração final.

Portanto, para o caso de mínimo custo simulado, a topologia obtida representou maior influência no desempenho da rede de média tensão de distribuição, uma vez que manteve corredores com apenas 1 circuito tanto no trecho de d5 a d8, quanto de d5 a d4.

Adicionalmente, os índices DEC e FEC foram pouco influenciados pela configuração da rede de alta tensão de distribuição.

4.1.2.2 – Casos com atrasos de obras

Para a simulação dos atrasos das obras, é considerada restrição no número máximo de circuitos utilizados em determinado corredor $n_{km,t}^{\max}$. A partir dessa restrição é obtida a nova solução de mínimo custo relativa aos custos de investimento, operação e de desempenho.

Foram simuladas configurações com restrição de 1 circuito a menos nos corredores com alternativas de adição, sendo destacadas 13 configurações, descritas abaixo:

- Configurações A e B, referem-se a restrições de 1 circuito no corredor st46, somente no ano 1 e nos anos 1 e 2, respectivamente;
- Configurações C e D, referem-se a restrições de 1 circuito no corredor st35, somente no ano 1 e nos anos 1 e 2, respectivamente;
- Configurações E e F, referem-se a restrições de 1 circuito no corredor st26, somente no ano 1 e nos anos 1 e 2, respectivamente;
- Configuração G, refere-se a restrição de 1 circuito no corredor st46 em todo período;
- Configurações H e I, referem-se a restrições de 1 circuito no corredor d175, somente no ano 1 e nos anos 1 e 2, respectivamente;
- Configurações J e K, referem-se a restrições de 1 circuito no corredor d12, somente no ano 1 e nos anos 1 e 2, respectivamente;
- Configurações L e M, referem-se a restrições de 1 circuito no corredor d67, somente no ano 1 e nos anos 1 e 2, respectivamente;

Os resultados gerais para as configurações com restrições na rede de alta tensão de distribuição são apresentados na Tabela 4.13 e estão comparados com os resultados da solução de mínimo custo apresentada na Tabela 4.6.

Tabela 4.13 – Configurações com restrição na rede de alta tensão de distribuição

Configuração	Nº de equipamentos adicionados			Nº circuitos substituídos, alternativa 2	DEC (horas/ano)			FEC (falhas/ano)			Equipamentos adicionados na transmissão ∀t
	t=1	t=2	t=3		t=1	t=2	t=3	t=1	t=2	t=3	
Custo mínimo	13	0	1	2	1,24	1,24	1,24	0,88	0,88	0,88	0
A	9	2	2	3	1,17	1,12	1,12	0,92	0,83	0,83	1
B	13	0	1	3	1,21	1,21	1,21	0,87	0,87	0,87	1
C	14	1	0	2	1,19	1,19	1,19	0,79	0,79	0,79	0
D	13	1	1	2	1,24	1,24	1,24	0,88	0,88	0,88	0
E	10	2	2	2	1,28	1,28	1,24	0,97	0,97	0,88	0
F	12	0	1	3	1,12	1,12	1,12	0,83	0,83	0,83	1
G	13	0	1	3	1,21	1,21	1,21	0,87	0,87	0,87	1

As soluções obtidas para as restrições no corredor st46, representadas pelas configurações A, B e G, apresentaram número de circuitos adicionados igual ou inferior à configuração sem restrição. No entanto, estas configurações ocasionaram adição de equipamentos na rede de transmissão. Nota-se que os índices DEC e FEC, à exceção no t=1 para o caso A, são inferiores aos verificados para a configuração de mínimo custo. Este fato ratifica que a

Rede Básica supriu a redução do atendimento pelo sistema de subtransmissão e houve pouco impacto nos índices de desempenho da distribuidora.

Para os casos C e D foram obtidas soluções com maior número de equipamentos ou circuitos adicionados de modo a atender às cargas em configuração alternativa. Desse modo, os índices de desempenho foram inferiores, para o caso C e igual para o caso D.

A restrição no corredor st2-st6 para 1 ano de atraso, caso E, apresentou solução com número maior de circuitos adicionados e em tempos posteriores. Com isso, os índices de desempenho foram pouco superiores à configuração sem restrição, mas ainda sem impacto significativo.

Por outro lado, a restrição no corredor st26 para atrasos superiores a 2 anos, caso F, apresentou solução similar aos casos A, B e G, com índices de desempenho até inferiores ao caso sem atraso, mas com adição de equipamentos na transmissão.

A Tabela 4.14 apresenta os resultados para configurações com restrição na média tensão de distribuição.

Tabela 4.14 – Configurações com restrição na rede de média tensão de distribuição

Configuração	Nº de equipamentos adicionados			Nº circuitos substituídos, alternativa 2	DEC (horas/ano)			FEC (falhas/ano)			Equipamentos adicionados na transmissão
	t=1	t=2	t=3		t=1	t=2	t=3	t=1	t=2	t=3	
Custo mínimo	13	0	1	2	1,24	1,24	1,24	0,88	0,88	0,88	0
H	12	3	0	2	1,24	1,19	1,19	0,88	0,79	0,79	0
I	12	0	2	2	1,24	1,24	1,24	0,88	0,88	0,88	0
J	13	0	1	2	1,24	1,24	1,24	0,88	0,88	0,88	0
K	13	0	1	2	1,24	1,24	1,24	0,88	0,88	0,88	0
L	16	0	1	2	1,1	1,1	1,1	0,62	0,62	0,62	0
M	16	0	1	2	1,1	1,1	1,1	0,62	0,62	0,62	0

As soluções obtidas para as configurações com restrição no corredor d175, casos H e I, apresentaram deslocamento no tempo em relação à configuração de custo mínimo. No entanto, houve alteração nos índices DEC e FEC apenas para os tempos t=2 e t=3, uma vez que foram adicionados mais equipamentos.

As restrições no corredor d12, configurações J e K, apresentaram soluções alternativas com adição de circuito no corredor d23 para compensar a restrição no corredor d12, mas com mesmo custo e índices de desempenho da configuração sem atraso. Este fato ratifica a adição de circuitos para atendimento às restrições de tensão ao longo do alimentador e não à capacidade de transferência.

Para as restrições no corredor d67, configurações L e M, foram apresentadas soluções com nova topologia, por meio do acréscimo de circuitos entre as barras d4 e d8. Com isso, o alimentador continuou com topologia radial, mas foram necessários mais circuitos adicionados já no primeiro período. A adição de circuitos reduziu os índices de desempenho.

Os custos para cada configuração estão apresentados nas Tabelas 4.15 e 4.16.

Tabela 4.15 – Custos obtidos para as restrições na rede de alta tensão de distribuição

Configuração	Custo total \$ x 10 ³	Custo de investimento \$ x 10 ³			Custo da restrição de carga ∇t	Custo de operação \$ x 10 ³			Custo de desempenho \$ x 10 ³			Custo na Rede Básica ∇t
		t=1	t=2	t=3		t=1	t=2	t=3	t=1	t=2	t=3	
Custo mínimo	28,356	17,32	0	3,31	0	2,74	3,02	3,41	0	0	0	0
A	29,939	15,1	3,25	3,45	0	3,3	3,24	3,38	0	0	0	6
B	33,02	22,32	0	2,21	0	2,88	3,37	3,55	0	0	0	6
C	28,41	18,41	2,1	0	0	2,73	2,83	3,38	0	0	0	0
D	32,431	18,32	4,2	2,21	0	2,75	3,28	3,32	0	0	0	0
E	28,608	14,1	3,29	3,41	0	3,11	3,01	3,41	0	0	0	0
F	29,646	18,32	0	3,31	0	2,89	3,21	3,37	0	0	0	6
G	33,02	22,32	0	2,21	0	2,88	3,37	3,55	0	0	0	6

Os custos de desempenho e de restrição de carga denotam que os atrasos não impactam significativamente na confiabilidade, uma vez que foram obtidas soluções alternativas para o atendimento às cargas. Naturalmente, as soluções obtidas apresentam custos superiores à configuração de custo mínimo porque são condições mais restritivas.

No entanto, os casos A, B, F e G, denotam o maior suprimento pela rede de transmissão como alternativa de atendimento às cargas. Nestes casos, os custos da Rede Básica são aumentados pelos atrasos em obras na alta tensão de distribuição, o que justifica um incentivo adicional para evitar os atrasos. A proposta do incentivo adicional será abordado no item 4.1.2.3.

Nas configurações C, D e E, houve aumento dos custos totais. No entanto, este incremento seria absorvido pela concessionária de distribuição, não onerando a Rede Básica.

Tabela 4.16 – Custos obtidos para as restrições na rede de média tensão de distribuição

Configuração	Custo total \$ x 10 ³	Custo de investimento \$ x 10 ³			Custo da restrição de carga ∇t	Custo de operação \$ x 10 ³			Custo de desempenho \$ x 10 ³			Custo na Rede Básica ∇t
		t=1	t=2	t=3		t=1	t=2	t=3	t=1	t=2	t=3	
Custo mínimo	28,356	17,32	0	3,31	0	2,74	3,02	3,41	0	0	0	0
H	28,444	17,19	3,38	0	0	2,8	2,84	3,38	0	0	0	0
I	28,468	17,19	0	3,45	0	2,85	3,03	3,4	0	0	0	0
J	28,356	17,32	0	3,31	0	2,74	3,02	3,41	0	0	0	0
K	28,356	17,32	0	3,31	0	2,74	3,02	3,41	0	0	0	0
L	29,622	17,54	0	3,34	0	2,86	3,43	4,04	0	0	0	0
M	29,622	17,54	0	3,34	0	2,86	3,43	4,04	0	0	0	0

Do mesmo modo que as restrições para a rede de alta tensão, as configurações com atraso de obras na média tensão de distribuição apresentaram custos maiores, mas ainda sem custos relacionados aos índices de desempenho ou restrições de carga. Para os casos da Tabela 3.16, não há acréscimo de capacidade na rede de transmissão, o que denota que o aumento dos custos seriam assumidos pela concessionária de distribuição e não necessita de incentivo adicional.

Portanto, os resultados obtidos neste subitem mostraram que os atrasos nas obras de distribuição não apresentaram impacto significativo nos índices de desempenho globais da concessionária.

4.1.2.3 – Cálculo do incentivo econômico adicional

Os resultados obtidos no item anterior mostraram que os índices de desempenho foram atendidos por configurações que aumentam o número de alternativas de implantação, incluindo aumento de capacidade na rede de transmissão.

Desse modo foram verificadas 4 configurações nas quais o incentivo econômico adicional proposto neste trabalho poderia ser aplicado de modo a reduzir o atraso nas obras de alta tensão de distribuição.

Para o corredor st2-st6, foi apontado no caso F que o atraso por período superior a 2 anos na implantação do circuito adicional acarretaria aumento do custo total da solução de planejamento. Desse modo, o custo de oportunidade proposto na equação 3.79 é:

$$C_{op}^{st26} = C_{tot}^F - C_{tot}^0 \quad (4.3)$$

Pela Tabela 4.15,

$$C_{op}^{st26} = 29,646 - 28,356 = 1,29 \quad (4.4)$$

Para ajuste da parcela β , calcula-se o impacto do custo de oportunidade na receita anual da concessionária de distribuição. A partir deste valor, obtém-se o fator de incentivo $Q_{exp} = \beta C_{op}^{km}$ dado pela equação 3.80.

Para este trabalho, assume-se que o custo de oportunidade de $\$1,29 \times 10^3$ corresponde a uma parcela de 1% no cálculo do reajuste anual a ser aplicado na receita da distribuidora, conforme pela equação 3.81. Para dividir igualmente o ganho de oportunidade entre os consumidores e a distribuidora, propõe-se $\beta = 0,5$. Com isso, $Q_{exp} = 0,05\%$.

Desse modo, para a implantação de um circuito no corredor st2-st6 sem atraso propõe-se que haja um incentivo equivalente a 50% do custo adicional estimado no horizonte de 3 anos com o atraso da obra durante os dois primeiros anos.

Para o corredor st4-st6 foi apontado nos casos A, B e G que o atraso já no primeiro ano acarretaria custo adicional na transmissão e custo ainda maior para o atraso nos anos posteriores. Desse modo, o custo de oportunidade será calculado por uma ponderação entre os períodos de análise, conforme a seguir:

$$C_{op1}^{st46} = C_{tot}^A - C_{tot}^0 \quad (4.5)$$

$$C_{op2}^{st46} = C_{tot}^B - C_{tot}^0 \quad (4.6)$$

Pela Tabela 4.15,

$$C_{op1}^{st46} = 29,939 - 28,356 = 1,583 \quad (4.7)$$

$$C_{op2}^{st46} = 33,02 - 28,356 = 4,664 \quad (4.8)$$

Proporcionalmente ao adotado para o corredor st26, assume-se que o custo de oportunidade de $\$1,583 \times 10^3$ corresponde a uma parcela de 1,23% no cálculo do reajuste anual e o custo de $\$4,664 \times 10^3$ corresponde a uma parcela de 3,62%.

Para, caso a obra não atrase, propõe-se o incentivo do custo de oportunidade referente aos três anos, uma vez que os casos B e G têm custos similares, com isso, $Q_{exp} = 1,81\%$.

Caso a obra atrase 1 ano, no custo de oportunidade deve ser descontado o aumento do custo do caso A. Com isso, o incentivo deve ser aplicado ao custo $\$4,664 \times 10^3 - 1,583 \times 10^3 = 3,081 \times 10^3$, correspondente à 2,38% do cálculo do reajuste anual. Para $\beta = 0,5$, propõe-se $Q_{exp} = 1,19\%$.

Desse modo, visa-se manter o princípio de regulação por incentivos adotado pela ANEEL para a melhoria na qualidade dos serviços e redução dos custos.

4.1.3 – Simulação 2 – Horizonte de 3 anos com variação nos limites dos índices de confiabilidade

Para avaliar a aplicabilidade da ferramenta proposta e a inserção dos índices de confiabilidade no modelo, são simulados casos com variações nos limites estabelecidos para os índices de desempenho DIC_{max} , FIC_{max} , DEC_{max} e FEC_{max} .

A partir dos valores percentuais dos limites utilizados no subitem 4.1.1 são apresentados os resultados das Figuras 4.5 a 4.7, a seguir:

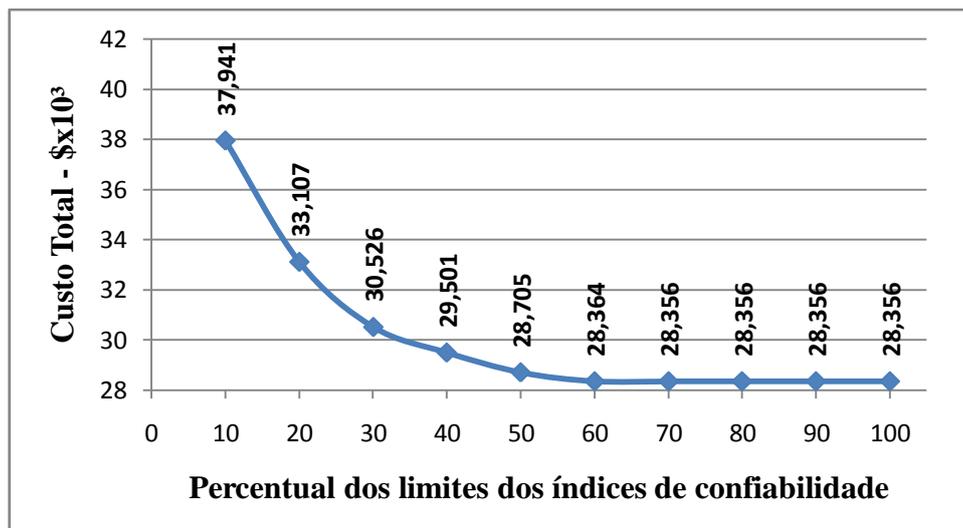


Figura 4.5- Custo total em relação a variação dos limites dos índices de confiabilidade

A figura 4.5 mostra a relação entre o custo total e os limites dos índices de confiabilidade. Nota-se que os limites mais restritivos acarretam soluções com maior custo total. O aumento de custo se dá por meio de acréscimo de circuitos e equipamentos ou por maior pagamento por penalidades.

Para valores próximos a 60% dos utilizados na simulação 1, não há mais variações em relação aos custos, o que denota que a priori, os limites utilizados poderiam ser reduzidos sem comprometer a solução de planejamento de longo prazo.

A Figura 4.6 apresenta a relação entre os custos de desempenho no horizonte de estudo e os limites dos índices.

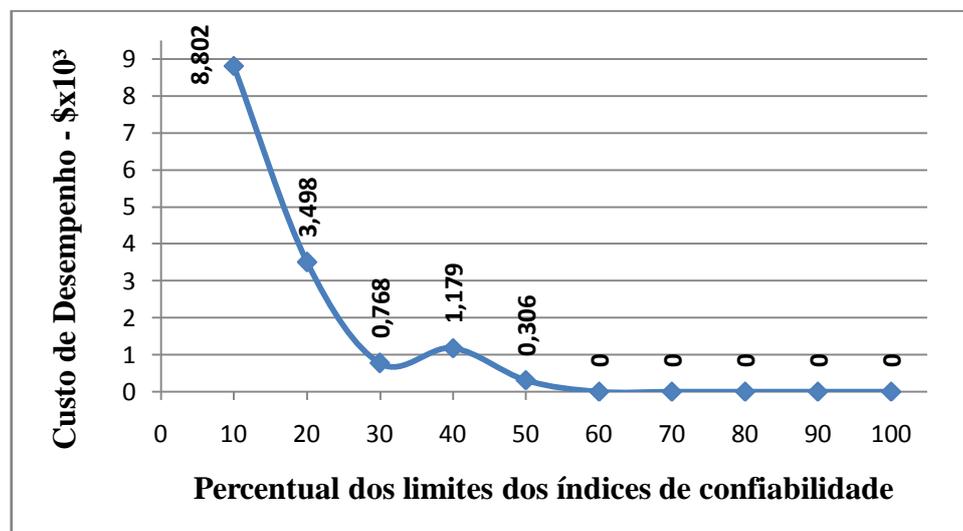


Figura 4.6- Custo de desempenho em relação aos limites dos índices de confiabilidade

Os custos de desempenho apresentam comportamento semelhante ao dos custos totais. No entanto, a relação entre os custos de desempenho e custos totais não é uniforme, o que denota que para limites bastante restritivos o reforço no sistema com adição de circuitos torna-se menos viável economicamente.

A relação entre os custos de desempenho e custos totais é mostrada na Figura 4.7.

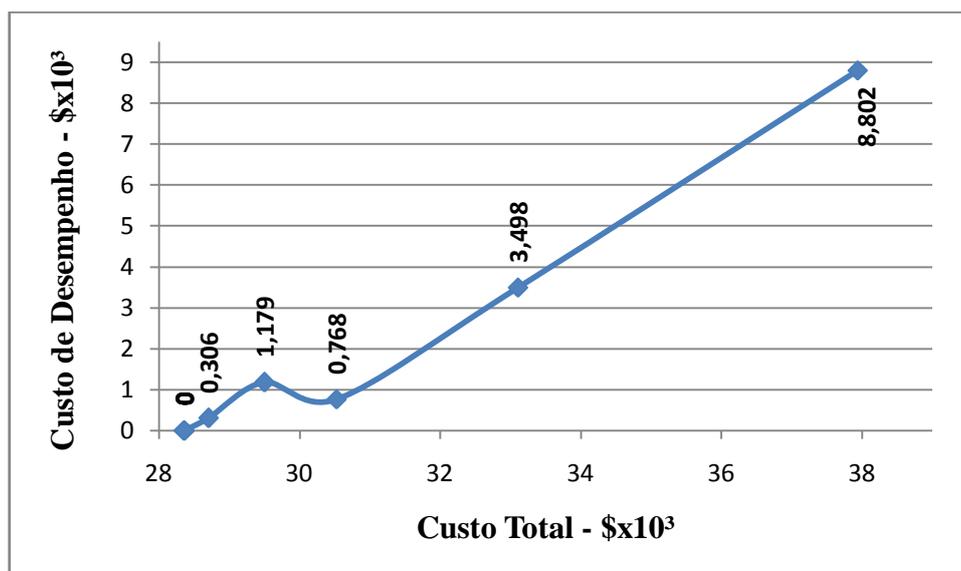


Figura 4.7- Custo de desempenho em relação ao custo total

A maior concentração de valores próximos a zero para os custos de desempenho mostram que para a maior parte dos limites utilizados os índices de confiabilidade permaneceram abaixo do estabelecido.

Por outro lado, a variação maior entre os três últimos valores mostra que o aumento de custos totais para redução dos custos de desempenho torna-se menos viável quando os limites são bastante restritivos, em torno de 30% dos valores originalmente adotados.

Desse modo, os resultados mostram que o modelo proposto atende o objetivo de incorporar análise de desempenho na solução de mínimo custo.

4.1.4 – Simulação 3 – Horizonte de 3 anos com variação nos limites financeiros

Para avaliar a relação entre os investimentos realizados e o atendimento aos índices de confiabilidade foram simuladas condições de restrições orçamentárias, considerando percentuais da capacidade financeira de investimento para cada ano.

A Figura 4.8 apresenta a relação dos custos totais com os percentuais da capacidade financeira.

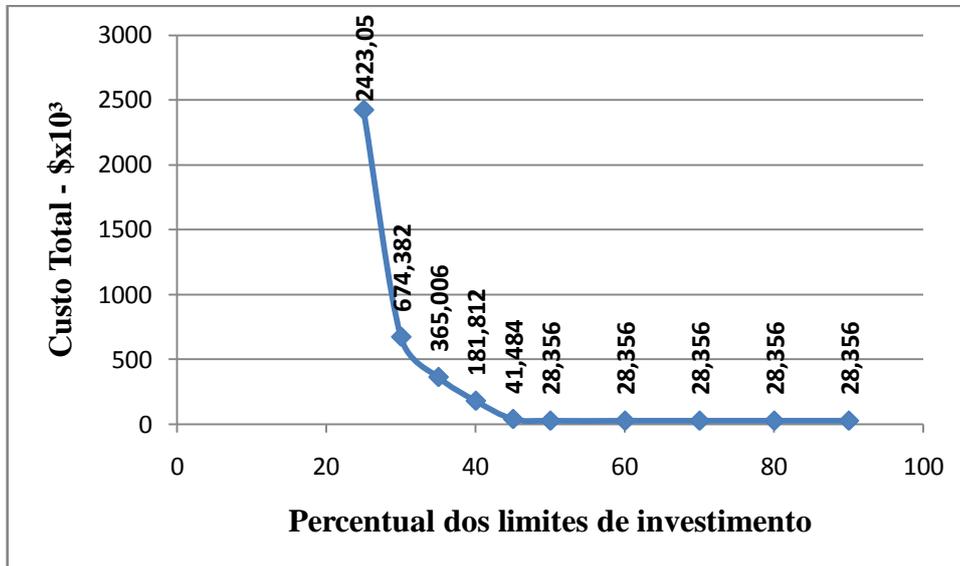


Figura 4.8- Custo total em relação percentual dos limites de investimento

Pela Figura nota-se a característica similar à exponencial decrescente dos custos totais em relação à capacidade de investimento. Quando a capacidade torna-se restritiva os custos se tornam bastante elevados principalmente pelo acréscimo nos custos operativos com restrições de carga – *load shed* e de desempenho. Este fato mostra a perda na qualidade do fornecimento com a menor aplicação dos investimentos. A Figura 4.9 mostra a relação dos custos operativos com as restrições orçamentárias.

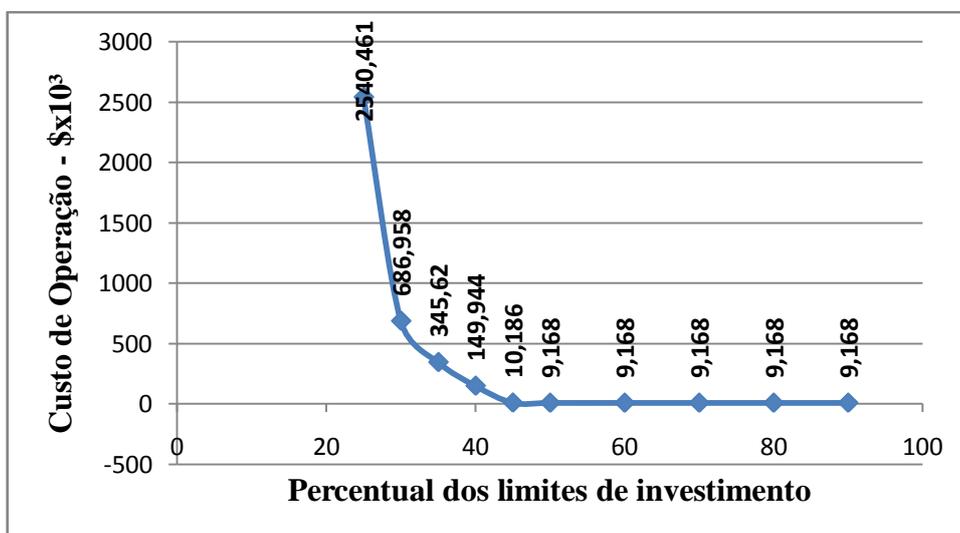


Figura 4.9- Custo total em relação percentual dos limites de investimento

4.1.5 – Simulação 4 – Horizonte de 3 anos, com índices de confiabilidade considerando fluxos de potência dos circuitos

Para análise das metodologias propostas para o cálculo dos índices de confiabilidade do sistema de alta tensão de distribuição, foi novamente simulado o sistema de 16 barras considerando a solução de custo mínimo.

As soluções de investimento foram similares às obtidas no item 4.1.2.1, sendo as alterações dadas exclusivamente nos índices de confiabilidade. No entanto, os valores obtidos representaram diferenças que não impactaram nos custos de desempenho. Com isso, os custos totais também foram similares. Na Tabela 4.17 é apresentado quadro comparativo dos índices DEC e FEC obtidos.

Tabela 4.17 – Comparativo dos custos globais - casos de mínimo custo

Metodologia	DEC (horas/ano)			FEC (falhas/ano)		
	t=1	t=2	t=3	t=1	t=2	t=3
Capacidade máxima	1,24	1,24	1,24	0,88	0,88	0,88
Fluxos de potência	1,14	1,14	1,27	0,86	0,85	0,92

A Tabela 4.17 mostra que a consideração da capacidade máxima do corredor apresenta índices mais restritivos do que a metodologia por meio do fluxo de potência por circuito nos dois primeiros anos. No entanto, com o acréscimo da carga, no ano 3, a metodologia por fluxo de potência apresenta índice maior, o que denota que o sistema para este ano tem menor “folga” nos circuitos.

A Tabela 4.18 apresenta o comparativo entre os índices FIC, em interrupções por ano.

Tabela 4.18 – Comparativo dos índices FIC - casos de mínimo custo

Barras	FIC – Abordagem pela capacidade máxima			Barras	FIC – Abordagem pelos fluxos de potência		
	t=1	t=2	t=3		t=1	t=2	t=3
st1	0,4	0,4	0,4	st1	0,39	0,37	0,43
st2	0,5	0,5	0,5	st2	0,44	0,44	0,5
st3	0,23	0,23	0,23	st3	0,24	0,18	0,4
st4	0,4	0,4	0,4	st4	0,41	0,47	0,47
st5	0,4	0,4	0,4	st5	0,51	0,44	0,44
d1	1,3	1,3	1,3	d1	1,24	1,24	1,3
d4	1,3	1,3	1,3	d4	1,24	1,24	1,3

d5	0,5	0,5	0,5	d5	0,44	0,44	0,5
d6	1,7	1,7	1,7	d6	1,64	1,64	1,7
d8	1,7	1,7	1,7	d8	1,64	1,64	1,7

Para a barra st1, nos dois primeiros anos, a soma dos fluxos de potência dos circuitos que chegam à barra são inferiores à carga. Com isso, o índice FIC foi inferior à taxa de falha de um circuito, de 0.4 falhas/ano. Desse modo, o cálculo do FIC considerou também a geração instalada diretamente na barra, o que não ocorreu na abordagem por capacidade máxima.

Para o ano t=3, o FIC foi superior à taxa de falha de um circuito porque a soma dos fluxos que chegam à barra foram superiores à carga, mesmo considerando a geração. Este fato ocorreu porque parte do fluxo que chega à barra st1 foi direcionado para o atendimento à barra adjacente. Com isso, a perda de um circuito que alimenta a barra st1 torna-se mais crítica.

Para a barra st2, o FIC foi superior à taxa de falhas de um circuito em todos os períodos. No entanto, no tempo t=3, houve acréscimo do índice mesmo com a adição de mais um circuito. Esse fato ocorreu porque houve maior utilização dos circuitos conectados a essa barra, que tornou a perda simples mais crítica. Em primeira análise, a metodologia por fluxo de potência representa a mudança de topologia no ano t=3. No entanto, era esperada a redução do índice, com a adição de 1 circuito no corredor que liga as barra st6 e st2.

O índice da barra st3 tem forte impacto da utilização da subestação de transmissão, uma vez que está diretamente conectada à barra de fronteira.

Os índices para as barras st4 e st5 foram superiores à taxa de falhas de um circuito novamente porque a soma dos fluxos que chegam a essas barras é superior às respectivas cargas. Esse fato denota que parte dos fluxos é direcionado para o atendimento às barras adjacentes, o que torna a perda de um circuito mais crítica.

Os índices das barras de média tensão de distribuição tiveram comportamentos similares para ambas as metodologias, tendo os valores sido alterados em função do índice da barra st2.

Desse modo, nota-se que a abordagem considerando os fluxos de potência representa melhor o comportamento do sistema do que a abordagem pela capacidade máxima. No

entanto não contempla o aumento da confiabilidade, e consequentemente redução dos índices, com o acréscimo dos circuitos, tornando o modelo mais conservador.

O comparativo dos índices DIC, em horas, é apresentado na Tabela 4.19.

Tabela 4.19 – Comparativo dos índices DIC - casos de mínimo custo

Barras	DIC			Barras	DIC		
	t=1	t=2	t=3		t=1	t=2	t=3
st1	0,8	0,8	0,8	st1	0,79	0,74	0,85
st2	1	1	1	st2	0,87	0,88	1
st3	0,44	0,44	0,44	st3	0,2	0,2	0,46
st4	0,8	0,8	0,8	st4	0,83	0,94	0,93
st5	0,8	0,8	0,8	st5	1,01	0,88	0,89
d1	2,03	2,03	2,03	d1	1,9	1,91	2,03
d4	1,4	1,4	1,4	d4	1,27	1,28	1,4
d5	1,03	1,03	1,03	d5	0,9	0,91	1,03
d6	2,23	2,23	2,23	d6	2,1	2,11	2,23
d8	1,6	1,6	1,6	d8	1,47	1,48	1,6

O DIC teve comportamento similar ao verificado para o FIC, à exceção da barra st3, na qual foi considerado o restabelecimento por meio do corredor entre as barras st2 e st3 para a perda da transformação de transmissão.

Desse modo, nota-se que ambas as abordagens apresentaram pequenas diferenças em valores absolutos. Com isso, os índices ficaram abaixo dos valores limites estabelecidos, o que não ocasionou custos de desempenho por penalidades.

Para as barras com forte presença de geração e cujos fluxos também atendem as barras adjacentes, a abordagem considerando os fluxos de potência nos circuitos apresenta índices maiores do que os índices calculados pela abordagem da capacidade máxima do corredor.

Os resultados gerais para as configurações com restrições na rede de alta tensão de distribuição também apresentaram soluções similares às obtidas para a abordagem pela capacidade máxima dos corredores. Desse modo, as diferenças se deram apenas nos índices de confiabilidade, ainda sem impactar nos índices de desempenho. A Tabela 4.20 apresenta o comparativo entre as duas abordagens considerando as mesmas restrições simuladas no subitem 4.1.3 para as redes de alta tensão de distribuição e estão comparados com os resultados apresentados na Tabela 4.13.

Tabela 4.20 – Comparativo índices de desempenho – casos com atrasos nas obras de alta tensão de distribuição

Configuração	Abordagem pela Capacidade máxima						Abordagem pelos fluxos de potencia					
	DEC (horas/ano)			FEC (falhas/ano)			DEC (horas/ano)			FEC (falhas/ano)		
	t=1	t=2	t=3	t=1	t=2	t=3	t=1	t=2	t=3	t=1	t=2	t=3
A	1,17	1,12	1,12	0,92	0,83	0,83	1,23	1,2	1,15	0,99	0,9	0,86
B	1,21	1,21	1,21	0,87	0,87	0,87	1,44	1,41	1,42	1,01	1	1
C	1,19	1,19	1,19	0,79	0,79	0,79	1,44	1,33	1,11	0,93	0,87	0,77
D	1,24	1,24	1,24	0,88	0,88	0,88	1,2	1,54	1,48	0,88	1,04	1,02
E	1,28	1,28	1,24	0,97	0,97	0,88	1,17	1,18	1,43	0,93	0,94	0,99
F	1,12	1,12	1,12	0,83	0,83	0,83	1,22	1,2	1,19	0,91	0,9	0,9
G	1,21	1,21	1,21	0,87	0,87	0,87	1,44	1,41	1,42	1,01	1	1

Pela Tabela 4.20, verifica-se que os índices DEC e FEC são maiores na maior parte dos casos simulados para a abordagem utilizando os fluxos de potência dos circuitos. Este fato se deve pela maior utilização dos circuitos, o que denota que os atrasos fazem com que o sistema opere com menor “folga”.

Com isso, observa-se que a abordagem considerando o fluxo de potência nos circuitos representa melhor a distribuição dos fluxos e a utilização da geração entre as barras do que a abordagem pela capacidade máxima no corredor. No entanto, para algumas barras, não representa o ganho de confiabilidade com a adição de circuitos. Esse fato pode ser aperfeiçoado considerando no impacto dos índices a falha de circuitos que não estejam conectados diretamente à barra. No entanto essa abordagem tem grande dependência da topologia e requer restrições lógicas adicionais, não tendo sido abordada neste trabalho.

5–CONCLUSÕES

O planejamento e expansão dos sistemas de distribuição de sistemas elétricos devem considerar os mínimos custos globais para o atendimento do crescimento da carga com níveis de confiabilidade adequados. Em alguns casos, a solução de mínimo custo global apontada pelo planejamento setorial brasileiro aborda a expansão da Rede Básica associadas a investimentos nos sistemas de alta tensão de distribuição.

No entanto, o cálculo do impacto da rede de alta tensão de distribuição nos custos de planejamento e de operação, e na confiabilidade destes sistemas, tem se tornado cada vez mais complexo com o crescimento dos sistemas e inserção de geração distribuída.

Por outro lado, há vasta gama de estudos de planejamento dos sistemas de transmissão e distribuição utilizando modelos matemáticos e técnicas de otimização cada vez mais robustas. No entanto, grande parte da bibliografia envolve expansão da transmissão ou de média tensão de distribuição, representando assim, pequeno foco na alta tensão de distribuição.

Adicionalmente, a incorporação dos critérios econômicos de desempenho nos modelos de planejamento da distribuição ainda apresenta desafios principalmente pela dependência da definição da topologia analisada e da complexidade ocasionada pela natureza combinatória das soluções.

Desse modo, foi proposto neste trabalho um modelo computacional linear que permite estimar os custos de investimento e de operação das redes de alta e média tensão de distribuição, associados a índices econômicos de desempenho, para um horizonte de análise com multi estágios.

O modelo foi testado em um sistema de pequeno porte. Os resultados mostraram que algumas obras de alta tensão de distribuição minimizam os custos globais de expansão, mas apresentam pouca relação com os índices de desempenho que refletem na tarifa da empresa distribuidora.

Desse modo, foi proposta a incorporação de incentivo econômico adicional no reajuste tarifário da concessionária distribuidora, de modo a incentivar a execução das obras da rede de alta tensão de distribuição, visando ampliar a confiabilidade no atendimento às cargas e reduzir os custos globais de planejamento e operação.

O ganho obtido com o incentivo econômico adicional não foi verificado, uma vez que necessita de análise mais detalhada por parte das empresas e da Agência Reguladora. No entanto, pode ser realizada no âmbito de discussão nos próximos ciclos tarifários.

De todo modo, salienta-se que o modelo proposto permite a sua aplicação em sistemas de maior porte e que permitam caracterizar o comportamento estocástico de algumas variáveis como a evolução incerta da carga, a disponibilidade da geração distribuída ou cálculos probabilísticos dos índices de desempenho.

5.1 – SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

As conclusões do trabalho indicam a oportunidade de um maior aprofundamento no tema, com destaque para os seguintes estudos:

Aplicação do modelo em sistemas de médio e grande porte, tanto no âmbito da alta tensão de distribuição, quanto da média tensão de distribuição, considerando também as técnicas de redução do espaço combinatório apresentadas na bibliografia.

Consideração da característica estocástica de algumas variáveis como a evolução incerta da carga e a disponibilidade da geração distribuída.

Realização de cálculos dos índices de desempenho em análise probabilística, com a utilização de métodos como Monte Carlo, por exemplo.

Para melhor análise comparativa, a Rede Básica foi considerada apenas na fronteira, podendo o modelo ser ampliado para outros níveis do sistema de transmissão.

Consideração da modelagem completa do fluxo de potência AC para as restrições relacionadas à rede.

Aprofundamento da análise regulatória em relação ao incentivo econômico adicional para as obras de alta tensão de distribuição.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Allan, R. e Billinton, R., *Probabilistic assessment of power systems*, IEEE Proceedings, Vol. 88, nº.02, Fevereiro 2002.

Allan, R. e Billinton, R., *Reliability evaluation of engineering systems*, 2ª Edição – Editora Plenum, 1992.

Andrade, W. S, *Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição e Sub-Transmissão Considerando Geração Distribuída*, Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ, D.Sc., 2007.

ANEEL, Nota Técnica n 144/2014-SFE/ANEEL. Disponível em www.aneel.gov.br.

ANEEL, Nota Técnica nº 009/2015–SRD/ANEEL. Disponível em www.aneel.gov.br.

ANEEL, Nota Técnica nº 452 de 2013. Disponível em www.aneel.gov.br.

ANEEL, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional– PRODIST, Módulo 1, Introdução, de 15 de abril de 2015. Disponível em www.aneel.gov.br.

ANEEL, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional – PRODIST, Módulo 2, Planejamento da Expansão dos Sistemas de Distribuição, de 15 de abril de 2015. Disponível em www.aneel.gov.br.

ANEEL, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional – PRODIST, Módulo 8, Qualidade de Energia Elétrica, de 01 de janeiro de 2015. Disponível em www.aneel.gov.br.

ANEEL, Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, Submódulo 2.5, Fator X, de 06 de maio de 2015. Disponível em www.aneel.gov.br.

ANEEL, Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, Submódulo 2.2, Custos Operacionais e Receitas Irrecuperáveis, de 06 de maio de 2015. Disponível em www.aneel.gov.br.

ANEEL, Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, Submódulo 3.1, Objetivos Gerais, de 23 de março de 2015. Disponível em www.aneel.gov.br.

Bauab, G. H. S., Cálculo de Fluxo de Carga em Sistemas de Transmissão com Alimentadores Primários de Distribuição, Campinas, Unicamp, 2005, M.Sc.

Billinton, R., Jonnavithula, S., *A Test System For Teaching Overall Power System Reliability Assessment, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 4, Novembro, 1996.*

Billinton, R., Grover, M. S., *Reliability evaluation in distribution and transmission systems, PROC. IEE, Vol. 122, No. 5, Maio, 1975.*

Binato, S., Expansão ótima de sistemas de transmissão através de decomposição de Benders e técnicas de planos cortantes, Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ, Abril, 2000, D.Sc.

Chowdhury, A. A., Koval, Don O., *Current Practices and Customer Value-Based Distribution System Reliability Planning, IEEE Transactions on Industry Applications, vol 40, nº5, September/October, 2004.*

Cossi, A. M., da Silva, L. G. W., Lázaro R. A. R., Mantovani, J. R. S., *Primary power distribution systems planning taking into account reliability, operation and expansion costs, IET Generation, Transmission & Distribution, Junho, 2011.*

El Hage, F., Delgado, M. A. P., Ferraz, L. P. C., *Estrutura Tarifária de Energia Elétrica – Teoria e Aplicação, 2ª Edição, Ed. Synergia, 2013.*

EPE, Relatório EPE-DEE-RE-081/2013, Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Cuiabá – Mato Grosso, Agosto, 2013.

EPE, Relatório EPE-DEE-RE-131/2008, Escoamento do excedente de geração do estado de Mato Grosso e atendimento à região metropolitana de Cuiabá, Novembro, 2008.

Farrag, M. A., El-Metwally, M.M., El-Bages, M.S., *A new model for distribution system planning, Electrical Power and Energy Systems 21, 523–531, 1999.*

FELIX, T. A. Um modelo de mercado conjunto de energia e reserva baseado no preço considerando a incerteza na disponibilidade de capacidade de geração, UnB, Brasília, 2013, M.Sc.

GAMS, A User's Guide, GAMS Development Corporation, Washington, DC, USA, 2008.

Garver, L. L., *Transmission network estimation using linear programming. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1688–1697, setembro/outubro, 1970.*

Gomes, R. (organizador), *A gestão do Sistema de Transmissão do Brasil*, Ed. FGV, 2012.

Gönen, T., Foote, B. L., *Distribution-system planning using mixed integer programming, Proc. Inst. Elect. Eng., vol. 128, no. 2, pt. C, pp.70–79, Março, 1981.*

Gönen, T., Ramirez-Rosado, I., *Optimal Multi-stage Planning of Power Distribution Systems, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol, PWRD-2, nº 2, 1987.*

Haffner, S., Pereira, L. F. A., Pereira, L. A., Barreto, L. S., *Multistage Model for Distribution Expansion Planning With Distributed Generation - Part I: Problem Formulation, IEEE Transactions On Power Delivery, Vol. 23, nº. 2, Abril, 2008.*

Haffner, S., Pereira, L. F. A., Pereira, L. A., Barreto, L. S., *Multistage Model for Distribution Expansion Planning With Distributed Generation - Part II: Numerical Results, IEEE Transactions On Power Delivery, Vol. 23, nº. 2, Abril, 2008.*

Khator, S. K., Leung, L. C., *Power Distribution Planning: A Review of Models and Issues, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, nº. 3, Agosto, 1997.*

Leite da Silva, A. M., Cassula, A. M., Billinton, R., Manso, L.A.F., *Integrated reliability evaluation of generation, transmission and distribution systems*, IEEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution Systems. Vol.149,nº 1, Janeiro, 2012.

Lotero, R. C., Contreras, J., *Distribution System Planning With Reliability*, IEEE Transactions On Power Delivery, Vol. 26, nº 4, Outubro, 2011.

MME, Ata da 135ª Reunião do CMSE, de 2 de outubro de 2013. Disponível em www.mme.gov.br.

NETO, S. de A. F., Um Estudo da metodologia de desconto da Receita Anual Permitida (RAP) em função dos Atrasos para entrada em operação de Empreendimentos de Transmissão, UnB, Brasília, 2009, M.Sc.

Oliveira, G. C., Binato, S., Pereira, M. e Thomé L. M., *Multi-stage transmission expansion planning considering multiple dispatches and contingency criterion*, em Anais do Congresso Brasileiro de Automática, pag. 21–24, paper 505, Gramado, RS, Brasil, setembro, 2004.

ONS, Plano Anual de Ampliações e Reforços de Instalações de Transmissão não Integrantes da Rede Básica – PAR DIT, 2012 a 2014.

ONS, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica - PAR, 2011 a 2013.

ONS, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica - PAR, 2012 a 2014.

ONS, Procedimentos de Rede, Submódulo 23.2, Critérios para definição das redes do Sistema Interligado Nacional, de 11 de novembro de 2011. Disponível em www.ons.org.br.

ONS, RE-3-122/2012, Planejamento da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – PEL – Janeiro/2013 a Abril/2014.

Pinheiro, T. M. M, Regulação por Incentivo à Qualidade: Comparação de Eficiência entre Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil, UnB, Brasília, 2012, M.Sc.

Rahmani M., Romero, R., Rider, M. J, *Strategies to Reduce the Number of Variables and the Combinatorial Search Space of the Multistage Transmission Expansion Planning Problem*, IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 28, nº. 3, Agosto, 2013.

Rider Flores, M. J., Planejamento da expansão de sistemas de transmissão usando os modelos CC – CA e técnicas de programação não – linear, Campinas, 2006, Unicamp, D.Sc.

Romero, R., Monticelli, A., Garcia A., Haffner, S., *Test systems and mathematical models for transmission network expansion planning*, IEEE Proceedings in Generation, Transmission and Distribution systems, Vol 149, nº1, Janeiro, 2002.

Tang Y., *Power distribution system planning with reliability modeling and optimization*, IEEE Trans. Power Syst., vol. 11, no. 1, pp.181–189, Fevereiro, 1996.

Tapia, F., Marianov, V., Vargas, L., *Optimal Capacity Expansion in Electric Power Subtransmission Networks*, Journal of Energy Engineering, Vol. 135, No. 3, Setembro, 2009.

Vinasco, G., Rider, M. J., Romero, R., *A strategy to solve the multistage transmission expansion planning problem*, IEEE Trans. PowerSyst., vol. 26, nº 4, pp. 2574–2576, Novembro, 2011.

Trabalhos Publicados

Cascalho, J. D. A, Cuervo Franco, P. E, Modelo de Planejamento da Expansão da Rede de Distribuição de Energia Elétrica Considerando Critérios Econômicos de Desempenho para a Fronteira com a Rede Básica, XIII ERIAC, Puerto Iguazu, Argentina, Maio, 2015.

Cascalho, J. D. A, Cuervo Franco, P. E, Modelo de Planejamento da Expansão da Rede de Distribuição/Sub-Transmissão de Energia Elétrica Considerando Critérios Econômicos de

Desempenho para a Fronteira com a Rede Básica, XXIII SNPTEE, aprovado, Foz do Iguaçu, Outubro, 2015.

APÊNDICES

APÊNDICE A - OBRAS NO SISTEMA DE ALTA TENSÃO DAS DISTRIBUIDORAS CEB E ENERGISA MATO GROSSO E O IMPACTO NO DESEMPENHO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E DE DISTRIBUIÇÃO

Tabela A1 - Obras no sistema da CEB com impacto na Rede Básica
(ONS, PAR 2012 a 2014, modificado).

Obra	Justificativa
Implantação da LD 138 kV Santa Maria - Brasília Centro (Trecho Santa Maria - Manguairal)	Elevação da confiabilidade do atendimento à Região Central de Brasília com fechamento do anel com a SE Samambaia . Aumento do escoamento da energia das UHE Corumbá IV e Corumbá III para a Região Central.
Implantação da SE Riacho Fundo 138 / 13,8 kV	Eliminação de sobrecarga na SE Núcleo Bandeirante. Atendimento ao crescimento do mercado consumidor da região, principalmente à Área de Desenvolvimento Econômico (ADE) Águas Claras. Transferência de cargas da SE Brasília Sul para a SE Samambaia.
Implantação da LD 138 kV Samambaia - Brasília Norte - Trecho 1 (Trecho Samambaia - Riacho Fundo)	
Retrofit da SE Gama para 138 kV (Segunda Etapa)	Redução da demanda junto à subestação Brasília Sul, mediante a transferência da carga da SE Gama para a subestação de Samambaia. Eliminação das perdas e queda de tensão decorrentes do suprimento em 34,5 kV.
Implantação da LD 138 kV Samambaia - Samambaia Oeste	Aumento da capacidade de fornecimento de energia elétrica à região oeste de Samambaia. Redução de perdas na distribuição com a readequação da rede de 15 kV para distribuir de forma mais eficiente as cargas da região entre as SE Ceilândia Sul, Monjolo e Samambaia Oeste. Transferência de cargas da SE Brasília Sul para a SE Samambaia.
Implantação da SE Samambaia Oeste 138 / 13,8 kV	
Implantação da LD 138 kV Riacho Fundo - Setor Hípico - Embaixadas Sul	Fechamento de anel entre as SE Samambaia, Embaixadas Sul e Brasília Centro, fortalecendo o suprimento à Região Central de Brasília.
Implantação da LD 138 kV Samambaia - Brasília Norte - Trecho 2 (Trecho Riacho Fundo - Rodoferroviária)	Aumento da capacidade de suprimento à região Central de Brasília, que passa a contar também com alimentação a partir da SE Samambaia. Transferência de cargas da SE Brasília Sul para a SE Samambaia.
Implantação da LD 138 kV Samambaia Oeste - Estrutura de Ceilândia Norte	
Implantação da SE Taguatinga Norte 138 / 13,8 kV	Atendimento ao crescimento das cargas atualmente supridas pelas SE Taguatinga e Ceilândia Norte. Redução de perdas na distribuição devido à readequação da rede de 15 kV para distribuir de forma mais eficiente as cargas da região entre as SE Taguatinga, Ceilândia Norte e Taguatinga Norte. Transferência de cargas da SE Brasília Sul para a SE Samambaia.

Retrofit da SE Núcleo Bandeirante para 138 kV	Atendimento ao crescimento do mercado consumidor da região Atendimento ao Aeroporto. Redução no carregamento da interligação CEB/FURNAS pela transferência de cargas de Brasília Sul para Samambaia.
---	---

Tabela A.2 – Obras no sistema da ENERGISA MATO GROSSO com impacto na Rede Básica (ONS, PAR DIT 2012 a 2014, modificado).

Obra	Justificativa
Implantação da LD 138 kV Nobres RB – Nobres	A implantação deve ser compatível com o novo pátio de 138 kV de SE Nobres. O atraso dessa obra implicará na operação dos transformadores em vazio.
Implantação da LD 138 kV Várzea Grande RB – Várzea Grande	A implantação deve ser compatível com o novo pátio de 138 kV de SE Várzea Grande. O atraso dessa obra implicará na operação dos transformadores em vazio.

Tabela A.3 – Índice DEC de conjuntos da CEB no período de 2011 a 2014¹¹ (ANEEL, site. Acesso em 28/05/2015).

Conjunto	2011		2012		2013		2014	
	DEC	DEC limite						
Águas Claras	13,75	14,00	14,49	13,00	10,64	13,00	5,28	12,00
Brasília Centro	7,45	6,00	6,51	6,00	3,05	6,00	7,13	6,00
Brasília Geral	3,77	4,00	4,21	4,00	2,69	4,00	4,23	4,00
Brasília Norte	7,86	8,00	12,16	7,00	10,00	7,00	12,78	7,00
Ceilândia Norte	20,39	12,00	24,01	12,00	22,44	12,00	17,62	12,00
Ceilândia Sul	26,27	12,00	29,68	12,00	24,20	12,00	20,28	12,00
Núcleo Bandeirante	14,90	11,00	18,84	10,00	11,54	10,00	12,98	9,00
Riacho Fundo					16,87	13,00	9,95	12,00
Sudoeste	5,10	5,00	3,20	5,00	6,15	5,00	4,52	5,00
Taguatinga	12,99	18,00	17,90	16,00	15,66	15,00	15,05	15,00

¹¹ Os itens destacados em vermelho foram acima do limite estabelecido pela ANEEL.

Tabela A.4 – Índice FEC dos conjuntos da CEB no período de 2011 a 2014
(ANEEL, site. Acesso em 28/05/2015).

Conjunto	2011		2012		2013		2014	
	FEC	FEC limite						
Águas Claras	11,50	14,00	13,78	12,00	11,22	11,00	3,89	10,00
Brasília Centro	8,18	6,00	5,24	6,00	3,61	6,00	3,16	5,00
Brasília Geral	3,74	4,00	3,56	4,00	2,95	4,00	3,02	4,00
Brasília Norte	7,21	9,00	11,94	8,00	10,18	8,00	7,89	8,00
Ceilândia Norte	15,78	13,00	21,01	13,00	21,22	13,00	13,28	13,00
Ceilândia Sul	22,37	14,00	29,89	14,00	23,85	13,00	17,38	13,00
Núcleo Bandeirante	11,90	14,00	19,20	12,00	9,03	11,00	10,38	10,00
Riacho Fundo					10,63	13,00	3,94	12,00
Sudoeste	4,84	6,00	5,88	4,00	8,95	4,00	3,38	4,00
Taguatinga	11,78	19,00	15,52	14,00	17,21	13,00	10,97	13,00

Tabela A.5 – Índice DEC dos conjuntos da ENERGISA MATO GROSSO no período de 2011 a 2014
(ANEEL, site. Acesso em 01/07/2015).

Conjunto	2011		2012		2013		2014	
	DEC	DEC limite						
Barro Duro	9,82	11,00	11,48	11,00	10,58	11,00	8,55	10,00
Cidade Alta	10,23	16,00	10,70	15,00	14,93	14,00	15,43	13,00
Coxipó	14,15	16,00	16,77	15,00	14,72	14,00	11,91	13,00
Cpa	16,15	16,00	17,41	15,00	16,66	14,00	18,15	13,00
Cristo Rei	11,35	16,00	13,20	15,00	11,10	14,00	13,35	13,00
Distrito Cuiabá	15,17	16,00	14,13	16,00	11,35	15,00	16,49	14,00
Nobres	62,56	66,00	69,13	61,00	69,66	56,00	87,48	53,00
Quatro Marcos	22,77	25,00	24,25	23,00	17,92	21,00	17,69	19,00

Rodoviária	11,95	16,00	11,48	15,00	14,90	14,00	11,10	14,00
Trevo do Lagarto	16,99	16,00	16,12	15,00	18,22	14,00	18,46	14,00
Várzea Grande	15,25	16,00	15,47	15,00	17,85	14,00	18,97	13,00

Tabela A.6 – Índice FEC dos conjuntos da ENERGISA MATO GROSSO no período de 2011 a 2014
(ANEEL, site. Acesso em 28/05/2015).

Conjunto	2011		2012		2013		2014	
	FEC	FEC limite						
Barro Duro	9,11	11,00	9,71	11,00	9,79	11,00	7,18	11,00
Cidade Alta	6,79	15,00	6,98	14,00	10,90	13,00	9,63	13,00
Coxipó	9,64	14,00	12,23	13,00	12,50	12,00	7,70	12,00
Cpa	12,77	11,00	14,72	11,00	14,61	11,00	13,84	11,00
Cristo Rei	7,36	11,00	8,51	11,00	8,11	11,00	10,37	11,00
Distrito Cuiabá	9,96	12,00	9,72	12,00	7,05	12,00	10,91	12,00
Nobres	25,70	25,00	27,77	23,00	22,95	21,00	25,84	21,00
Quatro Marcos	14,75	21,00	16,11	20,00	12,60	19,00	8,72	18,00
Rodoviária	8,72	11,00	9,41	11,00	13,72	11,00	7,57	11,00
Trevo do Lagarto	11,74	13,00	10,86	13,00	16,13	12,00	18,41	12,00
Várzea Grande	9,91	11,00	9,35	11,00	13,78	11,00	12,04	11,00

APÊNDICE B – MODELO LINEAR DISJUNTIVO

A modelagem matemática de problema de planejamento de sistemas de transmissão usando o modelo linear disjuntivo é assume forma abaixo (Flores Rider, 2006):

$$\min v = \mathbf{c}_n^T \mathbf{n}$$

s.a.

$$-\mathbf{S}_b^T \mathbf{f}_b - \mathbf{S}_1^T \mathbf{N}_1^0 \mathbf{Y}_1 \mathbf{S}_1 \boldsymbol{\theta}_1 + \mathbf{p} = \mathbf{d}$$

$$\mathbf{Y}_1 |\mathbf{S}_1 \boldsymbol{\theta}_1| \leq \bar{\mathbf{f}}_1$$

$$|\mathbf{f}_b - \mathbf{Y}_b \mathbf{S}_b \boldsymbol{\theta}| \leq \mathbf{M}(1 - \mathbf{y}) \quad (1.12)$$

$$|\mathbf{f}_b| \leq \mathbf{Y} \bar{\mathbf{f}}_b$$

$$0 \leq \mathbf{p} \leq \bar{\mathbf{p}}$$

Sendo,

\mathbf{y} = vetor com variáveis binárias iguais a 1 no caso de adição de um circuito ou equipamento e 0 no caso contrário;

\mathbf{S}_b e \mathbf{S}_1 = matrizes de incidência ramo-nó dos circuitos candidatos e existentes, respectivamente;

\mathbf{f}_b e $\bar{\mathbf{f}}_b$ = representam os vetores de fluxo de potência e seu respectivo valor máximo permitido nos ramos para os circuitos ou equipamentos candidatos;

\mathbf{b} = Matriz diagonal contendo os valores das susceptâncias dos circuitos ou equipamentos candidatos;

\mathbf{Y} = Matrizes diagonais contendo o vetor \mathbf{y} ;

\mathbf{M} = Escalar.