

PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE SUBTRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Fábio Lelis dos Santos

Orientador: Prof. Luiz Antônio da Fonseca Manso

Coorientador: Prof. Leonidas Chaves de Resende

Dissertação submetida ao PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA – PPGEL, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Setembro de 2012

São João del-Rei – MG – BRASIL

Fábio Lelis dos Santos

PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE SUBTRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Banca Examinadora

Orientador: Luiz Antônio da Fonseca Manso

Coorientador: Leonidas Chaves de Resende

Marco Aurélio de Oliveira Schroeder

Cleber Esteves Sacramento

São João del-Rei, 17 de Setembro de 2012

Dedico este trabalho, aos meus pais Antônio e Dilcéia, à minha namorada Ana Letícia e aos meus irmãos Fabrício e Fabiana.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela sabedoria e pela força concedidas a mim, para superar minhas limitações, tornando possível a conclusão desta dissertação.

Ao Professor Luiz Antônio da Fonseca Manso pelo incentivo, pela paciência e dedicação.

Ao Professor Leonidas Chaves de Resende por todo apoio e disponibilidade.

Aos meus familiares e amigos pelo amor que tiveram por mim durante toda minha vida, e pela compreensão durante minhas ausências.

À UFSJ/CEFET pela oportunidade e pela confiança depositada em mim.

À Cemig Distribuição S.A. pelos recursos disponibilizados que foram fundamentais no desenvolvimento deste trabalho.

À CAPES pelo apoio financeiro.

RESUMO

O sistema elétrico tem a função de disponibilizar energia aos centros consumidores mantendo qualidade e continuidade com o menor custo possível. Com o crescimento econômico e populacional o sistema torna-se mais carregado, requisitando uma ampliação de modo que atenda à demanda futura. Para cumprir estas determinações é necessária a realização de um bom planejamento de expansão do sistema.

Existe uma grande diversidade de técnicas aplicadas nos planejamentos de sistemas de geração, de transmissão e de distribuição de energia elétrica. Porém, em relação ao planejamento de sistemas de subtransmissão poucos estudos estão disponíveis na literatura.

Esta dissertação aborda o planejamento da expansão de sistemas de subtransmissão, propondo para tal a utilização de um algoritmo heurístico. Dois índices são propostos para a classificação de ramos novos, tendo em vista o seu potencial para a adição de reforços. Para a seleção das melhores alternativas o desempenho da rede planejada é avaliado sob os seguintes aspectos operativos: perdas ôhmicas, nível de carregamento dos circuitos, perfil de tensão e confiabilidade. A avaliação das perdas, do nível de tensão e do carregamento é realizada com a aplicação do modelo não linear (AC) de fluxo de potência. Para a avaliação da confiabilidade são utilizadas a Enumeração de Estados e a simulação Monte Carlo não sequencial. Um sistema equivalente e um sistema de grande porte da Cemig Distribuição S.A. são utilizados para testes, sendo os resultados apresentados e amplamente discutidos.

ABSTRACT

The electrical system has the function of providing energy to the consumer centers maintaining quality and continuity with the lowest possible cost. With economic and population growth, the system becomes more loaded, requesting an enlargement so that it can meet the future demand. To fulfill these determinations is necessary to perform a proper system expansion planning.

There is a wide range of techniques applied to the generation, transmission and distribution system planning. However, in relation to the subtransmission planning there are few studies available in the literature.

This dissertation discusses the short-term subtransmission expansion planning, proposing for that the use of a heuristic algorithm. Two indices are proposed for classification of new branches in view of its potential for adding reinforcements. For selecting the best alternatives the planned network performance is evaluated under the following operational aspects: ohmic losses, level of circuits loading, voltage profile and the reliability. The evaluation of the transmission losses, voltage level and loading is performed by applying the nonlinear (AC) power flow model. The State Enumeration technique and nonsequential Monte Carlo simulation are employed for the reliability assessment. Tests are carried out using an equivalent system and a Cemig's large system, and the results are presented and extensively discussed.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURASIX		
LISTA	DE TABELAS	XI
LISTA	A DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS	XIII
CAPÍT	TULO 1 INTRODUÇÃO	1
1.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	1
1.2	Revisão Literária	7
1.3	Estrutura da Dissertação	12
CAPÍT	TULO 2 METODOLOGIA PROPOSTA	14
2.1	Introdução	14
2.2	ASPECTOS CONSIDERADOS	15
2.3	FERRAMENTAS BÁSICAS UTILIZADAS	16
2	2.3.1 Fluxo de Potência AC	16
2	2.3.2 Avaliação da Confiabilidade	24
2.4	ÍNDICES UTILIZADOS PARA SELEÇÃO DE NOVOS RAMOS	28
2.5	PROCEDIMENTOS PARA SELEÇÃO DOS NOVOS RAMOS	29
2	2.5.1 Algoritmo para seleção dos novos ramos	30
2	2.5.2 Rotinas Computacionais Auxiliares	31
2.6	CONCLUSÕES	33
CAPÍT	TULO 3 APLICAÇÕES E RESULTADOS	35
3.1	INTRODUÇÃO	35
3.2	SISTEMA CEMIG-EQV	35
3	3.2.1 Seleção das melhores LTs Candidatas	39

3.2.2	Seleção das melhores Configurações Candidatas	40
3.2.3	Desempenho das Configurações Candidatas	41
3.2.4	Adição de Novo Reforço Partindo da Configuração 1	46
3.2.5	Seleção das melhores Configurações Candidatas - Segundo Reforço	46
3.2.6	Desempenho das Configurações Candidatas - Segundo Reforço	48
3.3 SIS	ТЕМА LESTE CEMIG	53
3.3.1	Seleção das melhores LTs Candidatas	53
3.3.2	Seleção das melhores Configurações Candidatas	54
3.3.3	Desempenho das Configurações Candidatas	57
3.3.4	Adição do 2º Reforço Partindo da Configuração 1	63
3.3.5	Melhores Configurações Candidatas - Segundo Reforço	64
3.3.6	Desempenho das Configurações Candidatas - Segundo Reforço	67
3.4 Co	NCLUSÕES	70
CAPÍTULC	04 CONCLUSÕES	72
REFERÊN	CIAS BIBLIOGRÁFICAS	75

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Produção Elétrica Brasileira em 20112
Figura 1.2: Setores de energia elétrica (Fonte: [A08])
Figura 2.1: Diagrama unifilar de um sistema elétrico 17
Figura 2.2: Principais etapas da avaliação da confiabilidade (Fonte: [E07]) 26
Figura 3.1: Sistema Cemig-Eqv 36
Figura 3.2: Frequência individual das magnitudes de tensão das barras - Sistema Cemig-Eqv
Figura 3.3: Frequência acumulada das magnitudes de tensão das barras - Sistema Cemig-Eqv
Figura 3.4: Frequência individual dos carregamentos dos circuitos - Sistema Cemig-Eqv
Figura 3.5: Frequência acumulada dos carregamentos dos circuitos - Sistema Cemig-Eqv
Figura 3.6: Frequência individual das magnitudes de tensão das barras - Segundo Reforço - Sistema Cemig-Eqv
Figura 3.7: Frequência acumulada das magnitudes de tensão das barras - Segundo Reforço - Sistema Cemig-Eqv50
Figura 3.8: Frequência individual dos carregamentos dos circuitos - Segundo Reforço - Sistema Cemig-Eqv51
Figura 3.9: Frequência acumulada dos carregamentos dos circuitos - Segundo Reforço - Sistema Cemig-Eqv

Figura 3.10: Frequência individual das magnitudes de tensão - Sistema Leste Cemig.	60
Figura 3.11: Frequência acumulada das magnitudes de tensão - Sistema Leste Cemig	61
Figura 3.12: Frequência individual dos carregamentos dos circuitos - Sistema Leste Cemig	62
Figura 3.13: Frequência acumulada dos carregamentos dos circuitos - Sistema Leste Cemig	62
Figura 3.14: Frequência individual das magnitudes de tensão das barras - Segundo Reforço - Sistema Leste Cemig	68
Figura 3.15: Frequência acumulada das magnitudes de tensão das barras - Segundo Reforço - Sistema Leste Cemig	68
Figura 3.16: Frequência individual dos carregamentos dos circuitos - Segundo Reforço - Sistema Leste Cemig	69
Figura 3.17: Frequência acumulada dos carregamentos dos circuitos - Segundo Reforço - Sistema Leste Cemig	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1: Dados das barras - Sistema Cemig-Eqv
Tabela 3.2: Dados de usinas - Sistema Cemig-Eqv
Tabela 3.3: Dados das linhas de transmissão - Sistema Cemig-Eqv
Tabela 3.4: Dados dos transformadores - Sistema Cemig-Eqv
Tabela 3.5: Seleção das melhores LTs Candidatas - Sistema Cemig-Eqv 39
Tabela 3.6: Perdas ôhmicas - Configurações Base e Candidatas - Sistema Cemig-Eqv
Tabela 3.7: Perdas ôhmicas - Configurações não classificadas - Sistema Cemig-Eqv
Tabela 3.8: Índices de confiabilidade - Sistema Cemig-Eqv
Tabela 3.9: Índices de confiabilidade (β=3%) - Sistema Cemig-Eqv42
Tabela 3.10: Melhores LTs Candidatas - Segundo Reforço - Sistema Cemig-Eqv
Tabela 3.11: Perdas ôhmicas - Configurações 1 e Candidatas do SegundoReforço - Sistema Cemig-Eqv.47
Tabela 3.12: Perdas ôhmicas - Configurações não classificadas do Segundo Reforço - Sistema Cemig-Eqv
Tabela 3.13: Índices de confiabilidade - Segundo Reforço - Sistema Cemig-Eqv

Tabela 3.14: Seleção das melhores LTs Candidatas - Sistema Leste
Tabela 3.15: Perdas ativas - Configurações Base e Candidatas - Sistema
Leste Cemig
Tabela 3.16: Perdas ativas - 20 melhores configurações não classificadas
- Sistema Leste Cemig 57
Tabela 3.17: Índices de confiabilidade - Enumeração Simples - Sistema
Leste Cemig
Tabela 3.18: Índices de confiabilidade - Enumeração Dupla - Sistema
Leste Cemig
Tabela 3.19: Índices de confiabilidade - SMCNS - Sistema Leste Cemig 59
Tabela 3.20: Melhores LTs Candidatas - Segundo Reforço - Sistema
Leste Cemig 63
Tabela 3.21: Perdas ativas - Configurações 1 e Candidatas - Sistema
Leste Cemig 65
Tabela 3.22: Perdas ativas - 20 Melhores configurações não classificadas
do Segundo Reforço - Sistema Leste Cemig 66
Tabela 3.23: Índices de confiabilidade - Segundo Reforço - Sistema Leste
Cemig67

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

AC	-	Alternating Current
AG	_	Algoritmo Genético
ANEEL	_	Agencia Nacional de Energia Elétrica
Cemig	_	Companhia Energética de Minas Gerais
DC	_	Direct Current
DEC	_	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
EENS	_	Expected Energy not Supplied
ES	_	Estratégias Evolutivas
FEC	_	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
GD	_	Geração Distribuída
IEEE	_	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
LOLD	_	Loss of Load Duration
LOLE	_	Loss of Load Expectation
LOLF	_	Loss of Load Frequency
LT	_	Linha de Transmissão
PES	_	Planejamento da Expansão da Subtransmissão
PET	_	Planejamento da Expansão da Transmissão
PL	_	Programação Linear
SIN	_	Sistema Interligado Nacional
SMCNS	_	Simulação Monte Carlo Não Sequencial
SDAT	_	Sistema de Distribuição de Alta Tensão
Ind_V	_	Índice relacionado com a abertura angular apresentada pelas tensões das barras de conexão de um ramo novo
$Ind_{ heta}$	_	Índice relacionado com a diferença modular das tensões das barras de conexão de um ramo novo

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Para atender à demanda crescente do mercado de energia elétrica torna-se necessário realizar reforços no sistema elétrico que é dividido em três setores, sistema de geração, transmissão e distribuição. No Brasil, este sistema, constituído por usinas, transformadores e linhas de transmissão (LTs) é conhecido como SIN (Sistema Interligado Nacional). As regiões brasileiras são interligadas pelo SIN, permitindo que o déficit na geração de energia de uma região possa ser compensado pelo excesso de capacidade de geração em outra(s). Os sistemas de menor porte, não conectados ao SIN devido a restrições territoriais, são denominados Sistemas Isolados [A08] e sua localização predominante é a região Norte do país.

O sistema de geração transforma uma fonte de energia qualquer em energia elétrica. Existem vários tipos de fontes primárias de energia, podendo ser classificadas em fontes renováveis e não renováveis. Dentre as fontes renováveis existentes no Brasil, destaca-se a energia hidráulica, devido ao elevado potencial hidrográfico do país e ao seu baixo custo de produção [A08]. Há também fontes como a biomassa, energia eólica, energia solar, biogás, geotérmica e marítima. Já as fontes não renováveis encontradas são gás natural, derivados do petróleo, energia nuclear e carvão mineral. Em 2011 a produção nacional por fontes renováveis foi de 88,8% [E12]. A Figura 1.1 ilustra o quadro de produção de energia elétrica no Brasil.

O sistema de transmissão é responsável por transportar a energia gerada aos consumidores de maior porte (Grandes Indústrias e Subestações de Distribuição). Devido à grande dimensão territorial do Brasil e às distâncias das principais usinas elétricas dos centros consumidores, as linhas de transmissão

apresentam comprimentos elevados. Em 2011, as LTs atingiram uma extensão de mais de 102.888 km [O12]. O sistema de transmissão é também conhecido como rede básica, e trabalha com níveis de tensão elevados, geralmente variando de 230 kV a 765 kV.



Figura 1.1: Produção Elétrica Brasileira em 2011

O sistema de subtransmissão é basicamente uma continuação do sistema de transmissão. Ele recebe a energia elétrica proveniente da rede de transmissão com objetivo de transportá-la às subestações de distribuição ou aos consumidores livres (grandes indústrias), e apresenta níveis de tensão típicos entre 69 kV e 138 kV [A02]. Os equipamentos de um sistema de subtransmissão (subestações e redes de subtransmissão não integrantes da rede básica) pertencem a uma concessionária de distribuição [A05], sendo denominados pela Aneel como Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT) [A12]. Entretanto, em virtude de seu grande uso na literatura, o termo sistema de subtransmissão será mantido nesta dissertação para fazer referência ao conjunto de LTs e subestações de distribuição, em tensões típicas iguais ou superiores a 69 kV e inferiores a 230 kV.

O sistema de distribuição é responsável por entregar a energia aos consumidores finais, usualmente ligados às redes de média e baixa tensão (com tensões nominais inferiores ou iguais a 1 kV). Possui configuração radial, com fluxo unidirecional de energia, e nível de tensão abaixo de 69 kV [A05].

A Figura 1.2 Ilustra as ligações entre os sistemas de geração, transmissão, distribuição e os consumidores.



Figura 1.2: Setores de energia elétrica (Fonte: [A08])

O planejamento do sistema de geração pode ser realizado considerando-se toda a geração e toda a carga do sistema concentradas em uma só barra. Isto equivale a considerar a transmissão 100% confiável e com capacidade ilimitada. A adoção de critérios probabilísticos para a expansão da geração, os quais consistem em estabelecer limites mínimos para o nível de confiabilidade, vem sendo utilizada por diversas empresas de energia elétrica. Neste caso, tem-se como objetivo minimizar o custo de investimento mais o valor esperado do custo de produção, sendo garantida a manutenção da confiabilidade dentro de limites preestabelecidos. Em países com predominância de geração térmica o limite de 10 horas/ano para o índice LOLE (*loss of load expectation*) pode ser adequado [LMSRAMPV07]. No Brasil, onde o sistema gerador é composto de maneira predominante por usinas hidrelétricas, o limite de 5 horas a cada mês tem sido adotado para a LOLE.

Os procedimentos para realizar o planejamento da expansão dos sistemas de distribuição nacionais estão definidos no documento PRODIST (Procedimentos

de Distribuição) elaborado pela ANEEL [A05]. De acordo com o PRODIST, o objetivo do planejamento da rede de distribuição é definir a expansão dos alimentadores e das subestações de distribuição, respeitando critérios técnicos e econômicos, observados os aspectos ambientais. O horizonte considerado deve ser de cinco anos. A carga deve ser caracterizada pela demanda de potência ativa e reativa e fator de potência típico, sendo considerada em patamares para os períodos de ponta e fora de ponta de acordo com o perfil das curvas de carga. A rede de transmissão/subtransmissão é considerada 100% confiável. O termo usado para o índice de duração de falha em um determinado período é o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), e para o índice de frequência de falha em um determinado período é o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora).

A verificação de onde e como realizar os reforços necessários ao sistema de transmissão de energia elétrica é feita através do planejamento da expansão do sistema de transmissão (PET), que pode ser realizado para um horizonte de curto, médio e longo prazo. O planejador deve apresentar as novas configurações dentro das exigências normativas, que necessitem de menor custo de investimento e menor custo operacional, considerando as perdas elétricas (técnicas) e as interrupções de energia.

Em geral, os dados necessários para realizar o PET são: a configuração atual em que o sistema se encontra (equipamentos de geração e transmissão, e carga), os parâmetros dos circuitos candidatos, a carga e a geração para o ano planejado, e as restrições operacionais, econômicas e ambientais.

Os estudos de expansão das redes de transmissão eram bastante simplificados antes da década de 70, pois havia poucas alternativas de expansão, e as incertezas a respeito da carga e da geração futuras eram menores. Os planejadores utilizavam somente programas de fluxo de potência, de curto-circuito e de transitórios [F75]. Os primeiros programas baseados em técnicas de otimização surgiram a partir da década de 70, devido à expansão dos sistemas e dos recursos computacionais, apresentando uma tendência para o chamado planejamento automático, isto é, sem a interferência do planejador. No entanto, devido à impossibilidade de considerar todos os fatores relevantes ao planejamento, tais como incertezas e restrições ambientais, esta tendência não se confirmou. Atualmente, o conceito de planejamento assistido, no qual o planejador deve sempre atuar entre as simulações computacionais, direcionando o processo de tomada de decisão, é o mais bem aceito.

A expansão da transmissão ganha muito em complexidade se as incertezas internas (associadas à disponibilidade dos equipamentos) e externas (envolvendo indefinições relacionadas a aspectos como projeções de mercado, taxas de desconto e de câmbio, restrições ambientais, custos de combustíveis, geração distribuída, entre outras) são consideradas. Normalmente, o PET é um problema de programação não linear inteiro misto, estocástico e com nível combinatório explosivo.

Especificamente em relação ao sistema de subtransmissão o papel do planejamento é definir de forma detalhada sua expansão, decorrente da ampliação da rede e/ou da recapacitação de circuitos. Em geral, o horizonte de planejamento adotado é de 10 anos, com periodicidade anual. A carga é caracterizada pela demanda de potência ativa e reativa, podendo ser considerada em patamares de carga leve, média e pesada. A rede básica (sistema de transmissão) pode ser considerada 100% confiável. Os pontos de interesse são as barras secundárias das subestações de intercâmbio com a rede básica, as barras de conexão dos geradores embutidos e de consumidores de grande porte, e as barras primárias das subestações de distribuição [A05].

Outro problema de grande relevância no planejamento da subtransmissão é a alocação ótima de fontes reativas, considerando para tal o sistema operando em condição normal e sob contingências. Dos equipamentos que podem ser empregados para o suporte de reativos destacam-se os geradores, que

apresentam alto custo de operação e instalação, e os bancos de capacitores e reatores variáveis, que são dispositivos com tempo de resposta lento, porém com baixos custos de operação e instalação. Além de indispensável para a solução de problemas de tensão, a alocação de reativos permite reduzir o transporte de potência reativa pela rede de energia elétrica, contribuindo para a redução das perdas ôhmicas. Apesar de sua relevância [MG96], [MRMMRK11], [MSRG01] e [ZLT07], o planejamento do suporte de reativos está fora do escopo desta dissertação de mestrado.

O Planejamento da Expansão da Subtransmissão (PES) é um problema essencialmente dinâmico, onde um horizonte de planejamento é considerado e, com isso, não somente a localização e o montante de capacidade, mas também a evolução temporal destas decisões é objeto de estudo. O PES possui natureza não determinística, devendo considerar ao máximo as incertezas relacionadas ao processo de planejamento [S07].

Usualmente o PES é dividido em dois subproblemas: expansão das subestações e expansão dos circuitos [JB10]. No primeiro subproblema determina-se a capacidade de expansão das subestações existentes, assim como a localização e o tamanho de novas subestações. Já no segundo subproblema, são identificados reforços na rede visando aumentar a capacidade de transmissão. Dentre as formas mais usuais de se aplicar reforços na rede de subtransmissão, podem ser citadas a adição de novas linhas de transmissão (LTs), em novas conexões ou em paralelo com LTs existentes, o recondutoramento dos cabos das LTs e a elevação do nível de tensão.

O objetivo desta dissertação de mestrado é propor uma metodologia de auxílio aos planejadores, capaz de indicar ramos atrativos (i.e., que resultem em configurações com melhor desempenho) para a construção de novas linhas de subtransmissão, priorizando ligações que gerem fechamento de anéis, tornando o sistema mais interconectado, e consequentemente, menos susceptível a falhas. Dois índices, calculados a partir dos resultados de uma análise de Fluxo de Potência não linear (AC) são utilizados para classificar os

6

novos ramos de conexão entre as barras da rede de subtransmissão. Em seguida, os ramos com as melhores classificações são avaliados conforme os seguintes aspectos: perdas ôhmicas (com prioridade sobre os demais aspectos), confiabilidade, nível de carregamento dos circuitos e perfil de tensão. Por fim, salienta-se que a metodologia proposta é adequada a horizontes de planejamento menores (entre 5 a 10 anos), sendo utilizado do modelo estático.

1.2 REVISÃO LITERÁRIA

A grande maioria dos trabalhos sobre planejamento de sistemas de energia elétrica, encontrados na literatura, é voltada para os sistemas de transmissão. As primeiras técnicas aplicadas ao PET utilizaram modelos matemáticos. Um dos primeiros trabalhos encontrados na literatura é o de Garver [G70], que aplicou programação linear (PL) no PET usando estimativa de fluxo linear e seleção de novo circuito com base na localização da maior sobrecarga. Outros trabalhos pioneiros, encontrados em [DE73], [F75] e [VGS85], podem ser destacados.

Das inúmeras técnicas de otimização, as meta-heurísticas têm apresentado os melhores resultados para a solução do PET. Alguns autores fizeram estudos comparativos das técnicas heurísticas e meta-heurísticas desenvolvidas para o PET. Dentre eles destaca-se Gallego e outros [GMR98] que compararam as técnicas Recozimento Simulado, Algoritmo Genético (AG) e Busca Tabu na solução do PET. Uma abordagem híbrida foi proposta apresentando resultados melhores do que os obtidos com essas técnicas individualmente. Em 2003, Latorre e outros [LCAV03] apresentaram o estado da arte do planejamento da transmissão, o qual foi obtido a partir da revisão dos modelos mais interessantes encontradas, até então, na literatura técnica internacional. Uma classificação das publicações foi feita, tendo em conta os métodos de solução, o tratamento do horizonte de planejamento, bem como a consideração dos novos regimes de concorrência no setor de energia. Um livro publicado por Lee e EI-Sharkawi [LE08] apresentou uma visão geral das técnicas heurísticas para

7

os diversos problemas do sistema de potência, dentre eles, o planejamento da transmissão e da distribuição.

Em [R11] uma comparação de diversas técnicas meta-heurísticas foi realizada, considerando uma abordagem dinâmica e determinística. Além disso, foi apresentada a definição de critérios de segurança a serem atendidos, os modelos de representação de sistemas de potência, as linhas de abordagem e a formulação matemática do problema PET.

Recentemente diversos trabalhos foram publicados abordando o PET. Apesar de não ser muito comum, alguns autores consideraram a perda ôhmica na modelagem do problema do PET. Uma formulação linear inteira mista considerando perdas foi apresentada em [AMC03]. O modelo foi aplicado em um sistema teste de seis barras do IEEE (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos) e em um sistema real brasileiro.

O autor Jalilzadeh, publicou alguns artigos considerando as perdas. Em 2008 [JKMH08] o PET foi estudado considerando o nível de tensão e as perdas na rede baseado no AG. Os resultados mostraram que a consideração das perdas ativas permite a obtenção de redes com menores custos, assim como, capazes de satisfazer o requisito de fornecimento de energia elétrica de forma mais segura e confiável. Em 2010, uma técnica baseada em Otimização Discreta por Enxame de Partículas [JKBA10] foi empregada para a solução do problema PET, considerando simultaneamente a perda e a incerteza na demanda de carga.

A referência [HVHQ12], baseada no modelo linearizado de fluxo de potência, apresentou uma abordagem de PL inteira mista considerando perdas ôhmicas, custos do gerador e restrições de segurança (Critério N-1) para o problema multiestágio do PET. As perdas e custo do gerador foram modelados como funções lineares dos fluxos de linha e das saídas do gerador, respectivamente. O sistema IEEE de 24 barras foi usado para comparar um modelo com perdas e um modelo sem perdas, mostrando que o modelo com perdas proporciona economias no custo total a longo prazo. Algumas técnicas empregadas em sistemas de transmissão podem também ser usadas em sistemas de subtransmissão, pois possuem características semelhantes, sendo a rede de transmissão com maior número de malhas e usinas geradoras.

Os autores Leite da Silva, Manso e outros, publicaram vários trabalhos com aplicações de técnicas do PET em sistemas de subtransmissão buscando a solução de menor custo, tendo em mente os investimentos, as perdas de transmissão e os custos de interrupção. Em 2006, eles apresentaram uma técnica para o PET embasada em Estratégias Evolutivas (Evolution Strategies -ES) [LSRMSR06]. Outras heurísticas foram usadas para auxiliar no processo de busca. As perdas foram desconsideradas e a natureza dinâmica do PET foi explorada pela metodologia proposta. Em 2008 [LMRR08], foi sugerida uma metodologia com base na Busca Tabu com outras heurísticas para auxiliar o processo de otimização. No mesmo ano [LSMRR08], os autores compararam três metodologias baseadas em meta-heurística para resolver o problema PET, Estratégias de Evolução, Busca Tabu e Colônia de Formigas. No entanto, outras heurísticas também foram usadas para auxiliar o processo de otimização, como, por exemplo, um procedimento de busca guloso, aleatório e adaptativo (do inglês greedy randomized adaptive search procedure - GRASP). Além disso, a natureza cronológica multiestágio do PET foi contabilizada.

Em 2009 [MRSLR09] apresentaram uma metodologia para solucionar o multiestágios problema da expansão а de sistemas de transmissão/subtransmissão considerando as incertezas internas e externas. Para a consideração das incertezas internas foi realizada uma avaliação da confiabilidade, utilizando a simulação Monte Carlo não sequencial. Quanto ao tratamento das incertezas externas utilizou-se a técnica de cenários, explorando as suas características e os principais critérios de tomada de decisão frequentemente utilizados. Para a busca do plano ótimo aplicou-se a meta-heurística Busca Tabu. No ano seguinte [LRMR10], foi elaborado um trabalho com base na otimização meta-heurística colônia de formigas, com o propósito de desenvolver uma ferramenta para o PET multiestágio e avaliar a influência dos aspectos de confiabilidade no processo decisório. Uma

comparação de desempenho de meta-heurísticas para resolver o problema do PET [LRHM11] foi realizada em 2011. A metodologia busca a solução de menor custo, considerando apenas os investimentos e as perdas ôhmicas de transmissão. A natureza multiestado do PET foi também considerada. O método proposto também foi aplicado em um sistema teste e em uma rede de subtransmissão real.

Os trabalhos destacados nos dois parágrafos anteriores apresentam iniciativas interessantes de aplicação de técnicas utilizadas no PET em sistemas de subtransmissão, sendo baseados predominantemente em modelagem linear (DC), para viabilizar a manipulação de um grande espaço de busca e/ou a consideração de incertezas. Porém, nestes trabalhos algumas peculiaridades dos sistemas de subtransmissão não foram consideradas no processo de planejamento.

Existem raras publicações de trabalhos dedicados especificamente ao planejamento da expansão de sistemas de subtransmissão. Dentre as obras mais relevantes destaca-se a Tese de Doutorado de Sacramento [S07], que fez um estudo sobre as principais meta-heurísticas já aplicadas em PET e seu potencial uso na expansão da subtransmissão. Foi observado que ES e Busca Tabu foram as meta-heurísticas com melhor desempenho quando aplicadas ao PES.

O PES, por envolver uma rede com menor malha que aquela apresentada pela transmissão (rede básica), possui características peculiares e impactos mais diretos em alguns aspectos operativos, como por exemplo, nos índices de frequência e duração das falhas. Sob este prisma, a inserção de circuitos em novos ramos, produzindo o fechamento de anéis e/ou aumento da malha, deve ser prioritária em relação a outras opções de reforço do sistema, como a adição de novos circuitos em paralelo a circuitos existentes, o recondutoramento de LTs ou a elevação do nível de tensão.

Gutierrez e outros [GGSV09], propuseram um modelo denominado ANDREA, destinado a obter configurações próximas da configuração ótima com baixo

esforço computacional, tanto para o planejamento estático quanto para o dinâmico. O modelo é capaz de gerar um conjunto de possíveis reforços para aliviar congestionamentos da rede e então decidir quais elementos deverão ser finalmente instalados para minimizar os custos operacionais e de investimento. Dois algoritmos foram utilizados para esse fim: o algoritmo de árvore de busca guiada e um AG. Ambos os métodos foram aplicados a uma rede real, onde a árvore de busca guiada provou ser mais rápida do que o AG. No entanto, o algoritmo genético foi capaz de fornecer soluções de melhor qualidade. O trabalho considera o desempenho do sistema sob contingências simples. Porém, não é claro quanto ao cálculo da energia não suprida aos consumidores, mencionando que a mesma é calculada com base no excedente da sobrecarga admissível de cada circuito. O excedente de fluxo com respeito à sobrecarga admissível é usado para calcular a energia não fornecida.

Outros autores também utilizaram o AG para solucionar o problema do PES. Em [JB10] a rede de distribuição foi modelada como pontos de carga e, em seguida um algoritmo de agrupamento matemático modificado foi utilizado para a alocação de novas subestações de subtransmissão. Um AG foi utilizado para alocar os pontos de carga para as subestações existentes ou candidatas, e encontrar a melhor configuração obtida com a adição de novas subestações e de novos circuitos. O método proposto foi aplicado sobre um sistema de subtransmissão típico de pequeno porte. A confiabilidade não foi avaliada, assim como as perdas ôhmicas dos circuitos. Apenas as perdas dos alimentadores foram consideradas como sendo um percentual da carga. Em [SB11] a integração de Geração Distribuída (GD) foi utilizada como uma alternativa para o suprimento da carga do sistema de subtransmissão. Os efeitos da GD no planejamento da expansão do sistema de subtransmissão foram modelados como um problema de otimização onde o AG e a PL foram empregados para resolvê-lo. A abordagem proposta considerou as perdas nas linhas e foi aplicada ao mesmo sistema de pequeno porte utilizado em [JB10]. Deve-se destacar que a consideração da geração distribuída em sistemas com pouca malha é bastante questionável em estudos de expansão, uma vez que este tipo de geração não opera de forma ilhada.

Uma pesquisa focada na determinação da localização ideal, da capacidade e da área de serviço de subestações de subtransmissão considerando alimentadores de distribuição de média tensão existentes foi feita em [FSE09]. A capacidade livre dos alimentadores de distribuição de média tensão foi utilizada para a localização ótima de subestações de subtransmissão. Limitações técnicas e parâmetros econômicos foram investigados na modelagem. Um AG foi usado para otimizar a função custo que considerou perdas de energia nos transformadores de subtransmissão, porém, a avaliação da confiabilidade não foi realizada para a seleção das configurações.

O artigo [GGPR06] apresenta uma abordagem de programação não linear inteira mista para o PES, com a função de minimizar o custo de investimento e o custo operacional, para horizontes de médio e longo prazo. Os custos operacionais (perdas e energia não fornecida) foram avaliados tendo em conta um caso base, juntamente com todas as contingências simples da rede. O modelo de planejamento de expansão desenvolvido foi o estático, considerando a carga do ano horizonte. A ferramenta apresentada foi validada por planejamento de redes reais com diferentes estruturas e níveis de tensão. Apesar dos esforços em considerar peculiaridades da subtransmissão, o artigo ainda utiliza metodologias tradicionalmente voltadas para o problema PET, sendo o cálculo das perdas realizado por um modelo de fluxo linear (DC).

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação é dividida em quatro capítulos, descritos, de forma resumida, a seguir.

O presente capítulo apresentou as características do sistema elétrico brasileiro e as técnicas de planejamento mais empregadas em redes de transmissão e de subtransmissão. Uma breve revisão das obras mais relevantes foi mostrada.

O Capítulo 2 apresenta os procedimentos utilizados para alcançar os resultados obtidos nesta dissertação. Também é mostrada uma descrição das ferramentas computacionais empregadas.

12

As informações dos sistemas utilizados para aplicação da metodologia proposta estão no Capítulo 3. Para o sistema de pequeno porte são também fornecidos o diagrama unifilar, os dados das barras, das usinas, das linhas de transmissão e dos transformadores do sistema. Os resultados obtidos como, as melhores configurações candidatas, as perdas ativas totais e os índices de confiabilidade das configurações resultantes também estão presentes neste capítulo.

Finalmente no Capítulo 4, encontram-se as principais conclusões e propostas para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

METODOLOGIA PROPOSTA

2.1 INTRODUÇÃO

Quando uma linha de subtransmissão apresenta níveis elevados de carregamento e/ou contribui significativamente para as perdas ôhmicas do sistema, algumas alternativas geralmente adotadas pelos planejadores são:

- Utilizar um condutor de bitola maior (recondutoramento), reduzindo a resistência do circuito;
- Aumentar o nível de tensão da linha, reduzindo o fluxo de corrente;
- Instalar uma nova linha, em paralelo, aliviando o carregamento da(s) linha(s) existente(s) neste ramo.

Alternativamente, nesta dissertação de mestrado é investigada a adição de linhas de transmissão em ramos novos da rede de subtransmissão, aumentando a malha do sistema. Espera-se que ao produzir este incremento na malha seja possível aumentar a redundância/confiabilidade do sistema, assim como redistribuir melhor os fluxos de potência, reduzindo significativamente as perdas elétricas nas linhas de transmissão.

Neste capítulo são apresentados a justificativa do estudo proposto nesta dissertação, os conceitos básicos das ferramentas, uma descrição dos programas computacionais empregados e os procedimentos utilizados pelo algoritmo heurístico proposto para o reforço da rede de subtransmissão.

2.2 ASPECTOS CONSIDERADOS

A metodologia de planejamento proposta busca privilegiar aspectos que são mais relevantes em sistemas de subtransmissão, os quais utilizam tensões menores que as tensões da rede básica e são compostos por malhas bem menos densas, com grande presença de porções radiais. Em função destas características os sistemas de subtransmissão apresentam perdas ôhmicas mais acentuadas que os sistemas de transmissão. Além disso, os índices de confiabilidade que medem a frequência e a duração da falha podem assumir valores bem mais elevados. Em geral, os sistemas de subtransmissão não suportam o critério "N-1". Portanto as perdas ôhmicas e a confiabilidade serão prioritariamente consideradas, nesta ordem, para a definição das melhores alternativas de reforço dos sistemas de subtransmissão.

Além das perdas ôhmicas e da confiabilidade, neste trabalho é dada especial atenção ao nível de carregamento dos circuitos e ao perfil de tensão apresentados pela configuração reforçada, em comparação com а configuração base, i.e., rede do ano base e carga prevista para o ano horizonte. De certa forma espera-se que uma rede com baixo nível de perdas ôhmicas apresente um menor nível de carregamento dos circuitos. Porém, dentre alternativas de expansão com perdas semelhantes pode ser relevante identificar aquela que possua um nível de carregamento mais bem distribuído entre seus circuitos. Logicamente esta alternativa terá uma melhor condição para comportar acréscimos futuros na demanda, sobretudo aqueles mais localizados, decorrentes, por exemplo, da instalação de uma nova indústria. Por outro lado, alternativas que também proporcionem melhores perfis de tensão estarão menos dependentes de serviços ancilares para o suporte de reativos.

2.3 FERRAMENTAS BÁSICAS UTILIZADAS

2.3.1 Fluxo de Potência AC

A função do sistema elétrico é basicamente interligar os centros produtores de energia aos consumidores. Para que o sistema opere de forma adequada é necessário estudá-lo garantindo que a energia seja transmitida, atendendo à carga demandada sem que haja violações dos limites de operação dos equipamentos. Este estudo se faz por meio do fluxo de potência, que utiliza ferramentas capazes de obter o estado operativo da rede elétrica.

Diferentemente dos circuitos elétricos, em regime permanente, que tratam redes com os valores das impedâncias determinados, no sistema elétrico, as cargas, que representam os pontos de entrega da energia, são representadas por uma potência complexa determinada.

A maioria dos estudos de fluxo de potência é realizada sob condições de equilíbrio, razão pela qual se pode restringir o estudo à rede de sequência positiva. Sua modelagem é estática, ou seja, os fluxos na rede são representados por equações algébricas não lineares que correspondem às leis de Kirchhoff. A conservação das potências ativa e reativa em cada nó da rede é formulada com base na primeira lei de Kirchhoff. A potência líquida injetada em cada nó deve ser igual ao somatório das potências que fluem pelos componentes internos (linhas e transformadores) ligados no correspondente nó [M83].

Em função destas equações algébricas não lineares, as soluções numéricas do fluxo de potência devem ser iterativas. Quando o problema é simplificado, desconsideram-se as magnitudes das tensões nodais, as potências reativas e os "taps" dos transformadores. Neste caso, o fluxo de potência é do tipo linear, conhecido também como fluxo de carga DC (ou CC), resultando em valores aproximados [M83]. Entretanto, quando há interesse em se avaliar de forma mais precisa as grandezas elétricas, especialmente as perdas de transmissão, deve-se utilizar um fluxo de potência do tipo não linear, conhecido como fluxo

de carga AC (ou CA), que é resolvido por ferramentas matemáticas não lineares. Existem diversas técnicas para a solução de fluxo de potência não linear, dentre os métodos mais interessantes, destaca-se o método de Newton.

2.3.1.1 Representação do Sistema Elétrico

O sistema elétrico pode ser representado por um diagrama unifilar. Basicamente ele é composto por geradores, linhas, transformadores, cargas e subestações. O diagrama unifilar básico de um sistema elétrico é mostrado na Figura 2.1.



Figura 2.1: Diagrama unifilar de um sistema elétrico.

2.3.1.2 Formulação básica

As principais grandezas elétricas associadas aos barramentos (subestações) são:

- *V_k* módulo da tensão nodal na barra *k*;
- θ_k ângulo da tensão nodal na barra k;
- *P_k* potência ativa líquida injetada na barra *k*;
- Q_k potência reativa líquida injetada na barra k.

Existem três tipos de barras utilizados na formulação básica, que são definidos de acordo com as variáveis que são estabelecidas, ou especificadas, e com as variáveis a serem calculadas pelo problema de fluxo de potência:

Barra PQ - são dados P_k e Q_k, e calculados V_k e θ_k. As barras PQs são conhecidas também como barras de carga;

- Barra PV são dados P_k e V_k, e calculados Q_k e θ_k. Geralmente são conhecidas também como barras de geração;
- Barra V θ (ou *Swing*) são dados V_k e θ_k , e calculados P_k e Q_k . Conhecida também como barra de referência, esta barra fecha as equações de balanço do sistema, considerando as perdas de transmissão até então desconhecidas.

Há ainda outros tipos de barras considerados em estudos que aplicam controles de fluxo, de magnitude de tensão ou de intercâmbio entre áreas.

A modelagem do sistema é representada por um conjunto de equações e inequações algébricas. As equações do problema geral de fluxo de carga, baseadas na 1^a Lei de Kirchhoff são expressas nas Equações (2.1) e (2.2) [M83].

$$P_{k} = \sum_{m \in \Omega_{k}} P_{km} (V_{k}, V_{m}, \theta_{k}, \theta_{m})$$
(2.1)

$$Q_k + Q_k^{sh} = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m)$$
(2.2)

em que

- k = 1, 2, ..., n, onde n é o número de barras;
- Ω_k conjunto das barras ligadas na barra k;
- P_{km} fluxo de potência ativa da barra k para barra m;
- Q_{km} fluxo de potência reativa da barra k para barra m;
- Q_k^{sh} injeção reativa do elemento shunt da barra k.

As Equações (2.3) e (2.4) mostram as inequações do problema geral de fluxo de carga, que são formadas pelas restrições das magnitudes das tensões nodais nas barras do tipo PQ (V_k^{min} e V_k^{max}) e pelos limites de geração nas injeções de potência reativa (Q_k^{min} e Q_k^{max}) nas barras do tipo PV [M83].

$$V_k^{\min} \le V_k \le V_k^{\max} \tag{2.3}$$

$$Q_k^{\min} \le Q_k \le Q_k^{\max} \tag{2.4}$$

2.3.1.3 Métodos de solução

O programa Anarede [C11], utilizado nesta dissertação de mestrado, oferece dois métodos para a solução das equações não lineares da rede elétrica, o método de Newton (*Newton Raphson*) e o método Desacoplado Rápido, que é uma simplificação do método de Newton.

O problema pode ser dividido em dois subsistemas de equações algébricas não lineares. No primeiro subsistema pretende-se calcular V_k nas barras PQ e θ_k nas barras PQ e PV.

$$\Delta P_k = P_k^{esp} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) = 0$$
(2.5)

$$\Delta Q_k = Q_k^{esp} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \operatorname{sen} \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) = 0$$
(2.6)

- ΔP_k Resíduo de potência ativa injetada na barra k;
- ΔQ_k Resíduo de potência reativa injetada na barra k;
- P_k^{esp} Potência ativa injetada na barra k especificada;
- Q_k^{esp} Potência reativa injetada na barra k especificada;
- G_{km} Parte real do elemento km da matriz admitância;
- B_{km} Parte imaginária do elemento km da matriz admitância;
- *K* Conjunto das barras ligadas à barra *k* incluindo a própria barra.

No segundo subsistema, conhecidos V_k e θ_k de todas as barras, após a solução do subsistema anterior, deseja-se calcular P_k na barra $V\theta$ e Q_k nas barras $V\theta$ e PV.

$$P_{k} = V_{k} \sum_{m \in K} V_{m} (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km})$$
(2.7)

$$Q_{k} = V_{k} \sum_{m \in K} V_{m} (G_{km} \operatorname{sen} \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km})$$
(2.8)

2.3.1.4 Método de Newton

Este método é o mais atrativo do ponto de vista de fidelidade dos resultados, mas em alguns sistemas de maior porte a solução pode não convergir. Os passos para a solução do problema de fluxo pelo método de Newton são descritos a seguir:

- i) Fazer n = 0 e escolher os valores iniciais dos ângulos das tensões nas barras PQ e PV, e das magnitudes das tensões das barras PQ ($V = V^0$);
- ii) Calcular $P_k(V^n, \theta^n)$ para as barras PQ e PV, e $Q_k(V^n, \theta^n)$ para as barras PQ, e determinar os resíduos ΔP_k^n e ΔQ_k^n ;
- iii) Testar convergência: se Max $\{|\Delta P_k^n|\} \leq \varepsilon_P$ (ε tolerância) e Max $\{|\Delta Q_k^n|\} \leq \varepsilon_Q$, o processo iterativo convergui para a solução (V^n , θ^n); caso contrário ir para o passo (iv);
- iv) Calcular a matriz jacobiana:

$$J(\underline{V}^{n},\underline{\theta}^{n}) = -\begin{bmatrix} \frac{\partial \underline{P}}{\partial \underline{\theta}} & \frac{\partial \underline{P}}{\partial \underline{V}} \\ \frac{\partial \underline{Q}}{\partial \underline{\theta}} & \frac{\partial \underline{Q}}{\partial \underline{V}} \end{bmatrix}^{(n)} = -\begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^{(n)}$$
(2.9)

Sendo :

- <u>V</u> O vetor das magnitudes das tensões;
- <u>θ</u> O vetor dos ângulos das tensões;
- <u>P</u> O vetor das equações da potência ativa;
- Q O vetor das equações da potência reativa.
- v) Determinar a nova solução ($\underline{V}^{n+1}, \underline{\theta}^{n+1}$):

$$\underline{\theta}^{n+1} = \underline{\theta}^n + \Delta \underline{\theta}^n \tag{2.10}$$

$$\underline{V}^{n+1} = \underline{V}^n + \Delta \underline{V}^n \tag{2.11}$$

Sendo $\Delta \underline{\theta}^n \in \Delta \underline{V}^n$ calculados pelo sistema linear:

$$\begin{bmatrix} \Delta \underline{P}(\underline{V}^{n}, \underline{\theta}^{n}) \\ \Delta \underline{Q}(\underline{V}^{n}, \underline{\theta}^{n}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^{(n)} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \underline{\theta}^{n} \\ \Delta \underline{V}^{n} \end{bmatrix}$$
(2.12)

vi) Fazer n = n + 1 e voltar ao passo (ii).

2.3.1.5 Método desacoplado rápido

Este método é uma forma simplificada do método de Newton.

O termo "desacoplado" é dado devido ao desacoplamento $P\theta - QV$, pois as sensibilidades $\partial P/\partial \theta$ e $\partial Q/\partial V$ são mais intensas que as sensibilidades $\partial Q/\partial \theta$ e $\partial P/\partial V$. Então as submatrizes jacobianas Ne M são ignoradas.

O termo "rápido" refere-se à conversão da solução com menor tempo por considerar as submatrizes jacobianas $H \in L$ constantes em todo o processo iterativo, sendo aproximadas por $B' \in B''$, respectivamente. Desse modo:

$$H \cong B'$$

$$L \cong B''$$
(2.13)

As matrizes B' e B'' dependem somente dos parâmetros da rede. Elas são semelhantes à matriz B (parte imaginária da matriz admitância) com a diferença que em B' não aparecem as linhas e colunas referentes às barras $V\theta$, e em B'' não aparecem as linhas e colunas referentes às barras $PV e V\theta$. Adicionalmente, a matriz B' pode receber ainda uma nova simplificação, ao se desprezar as resistências série dos circuitos, analogamente ao que é adotado no Fluxo de Potência linear (DC).

Com isso as equações para atualizar as variáveis são modificadas para:

$$\boldsymbol{V}_{P}^{-1} \Delta \underline{P} \cong \boldsymbol{B}' \Delta \underline{\theta}$$

$$\boldsymbol{V}_{Q}^{-1} \Delta \underline{Q} \cong \boldsymbol{B}'' \Delta \underline{V}$$
(2.14)

 V_P e V_Q são matrizes diagonais. A matriz V_P contém as magnitudes das tensões nas barras PV e PQ do sistema. Já a matriz V_Q contém as magnitudes das tensões nas barras PQ.

Outra diferença neste método é a aplicação do esquema alternado de resolução. Deste modo, as variáveis $\underline{\theta}$ e \underline{V} são atualizadas a cada meia iteração.

2.3.1.6 Controles e limites

Os algoritmos de resolução do problema de fluxo de potência podem ser aplicados com ou sem o redespacho de potência. A solução do fluxo com redespacho considera a atuação dos dispositivos de controle e a representação dos limites de operação do sistema. Sua resolução é feita intercalando a solução das equações básicas com a representação dos controles operativos.

O programa Anarede utiliza o algoritmo de redespacho de potência ativa para considerar a atuação dos dispositivos de controle na modelagem do sistema. O algoritmo de redespacho pode ser descrito, em linhas gerais, em três etapas principais:

- Determinação do estado operativo da rede elétrica, segundo um modelo de fluxo de potência AC ou um modelo de fluxo de potência linearizado;
- Determinação das violações nas restrições operacionais representadas, isto é, violações nos limites de fluxo nos circuitos, limites de geração de potência ativa, limites de intercâmbio e limites das restrições adicionais;
- iii) Linearização em torno do ponto de operação e solução do problema de programação linear para determinação de um ponto de operação viável, ou seja, um ponto que satisfaça todas as restrições operacionais linearizadas e minimize a função objetivo representada.

O algoritmo utilizado na solução do problema de programação linear é altamente eficiente e explora as características e a estrutura especial de problemas relativos à rede elétrica. O algoritmo utiliza técnicas como Método Dual Simplex, base reduzida, variáveis com *upper-bound* e a representação de

funções objetivo lineares por parte, possibilitando desta forma a representação de qualquer problema de minimização de função convexa (ou maximização de função côncava).

Devido aos erros de aproximação introduzidos na linearização em torno do ponto de operação, o procedimento acima é repetido até que sejam eliminadas todas as violações nas restrições operacionais.

Os resultados mais importantes fornecidos pelo Fluxo de Potência AC avaliados nesta dissertação são as perdas ativas nas linhas de transmissão, o perfil de tensão dos barramentos e o carregamento dos circuitos.

2.3.1.7 Resultados do programa Anarede

Como um dos objetivos do planejamento é a minimização do custo de operação, a avaliação das perdas ôhmicas nas linhas é de grande relevância. Para todo o sistema, as perdas podem ser obtidas pela diferença entre a potência ativa gerada total e a potência ativa demandada total. Já para uma determinada área, ou conjunto de circuitos, as perdas podem ser obtidas pela parte real do somatório dos fluxos de potência dos circuitos nos dois sentidos.

O programa Anarede disponibiliza dois relatórios que informam as perdas ativas na rede: o Relatório de Linha (RLIN), que contém as perdas elétricas de cada linha individual, e o Relatório de Totais do Sistema (RTOT), que informa as perdas ativas em cada área e em todo o sistema.

Outro quesito importante na operação do sistema é a qualidade da energia elétrica. Dois resultados que avaliam esta característica são o perfil de tensão fornecido pelo Relatório de Barra (RBAR) e o carregamento dos circuitos contido no RLIN. Geralmente o limite de variação adotado para a magnitude das tensões nos barramentos de 138 kV é de ± 5% do valor nominal.
2.3.2 Avaliação da Confiabilidade

A avaliação do desempenho do sistema e da disponibilidade da energia a ser entregue aos consumidores pela rede elétrica pode ser realizada mediante o estudo da confiabilidade, que utiliza parâmetros estocásticos dos equipamentos, geralmente obtidos a partir de dados históricos de seu funcionamento. A avaliação da confiabilidade é capaz de amostrar/avaliar os estados de operação do sistema, e consequentemente encontrar áreas críticas que necessitem de reforços, a partir uma determinada configuração do sistema. Portanto, a análise de confiabilidade é indispensável para o PES.

Os problemas decorrentes da perda de equipamentos são não determinísticos (imprevisíveis), devido ao fato dos dados de falha dos equipamentos serem estocásticos. Por exemplo, não se pode prever quando um equipamento irá falhar, mas é possível estimar o número de vezes que ele poderá falhar em um determinado período. Portanto, o objetivo da aplicação de métodos probabilísticos nos estudos de planejamento consiste em realizar uma predição dos níveis de confiabilidade do sistema, não necessariamente caracterizando a certeza de uma futura ocorrência de problemas no sistema [E07].

Existem vários métodos utilizados para avaliar a confiabilidade, os quais são, em sua maioria, baseados na representação por espaço de estados. Outros métodos utilizam a representação cronológica. A principal diferença entre estas representações está na forma como são gerados os estados do sistema.

Na representação por espaço de estados a seleção dos estados do sistema é baseada na distribuição de probabilidades de seus componentes e não considera os aspectos cronológicos da operação do sistema.

Na representação cronológica estes estados são amostrados sequencialmente no tempo através de transições consecutivas, sendo cada uma delas determinada pela transição de apenas um dos componentes do sistema. Em razão da dependência temporal de alguns elementos a amostragem sequencial dos estados deve ser cumprida durante um ano inteiro de simulação para gerar uma única observação dos índices desejados. Desta forma, o número de análises de desempenho de estados do sistema (e, por consequência, o esforço computacional) realizado por modelos baseados na representação cronológica é significativamente maior que aquele necessário quando se tem modelos baseados na representação por espaço de estados.

A Figura 2.2 ilustra as principais etapas da análise de confiabilidade na representação por espaço de estados.

2.3.2.1 Espaço de Estados

A primeira fase de uma avaliação de confiabilidade refere-se à definição da natureza de estudo que vai determinar o espaço de estados a ser analisado. Algumas características do estudo como o nível hierárquico, áreas de interesse, áreas de monitoração e níveis de tensão são estabelecidas nesta etapa.

A formação do espaço probabilístico de estados tem influência significativa nos valores numéricos dos índices de confiabilidade. Devido a este fato, a definição do espaço de estados, pelo qual os índices são calculados, deve ser a primeira etapa do estudo.



Figura 2.2: Principais etapas da avaliação da confiabilidade (Fonte: [E07])

2.3.2.2 Método de Seleção de Estados

Os estados operativos individuais de cada um de seus componentes caracterizam os estados do sistema. O programa NH2 [C07], utilizado nesta dissertação de mestrado, proporciona duas técnicas diferentes para seleção dos estados: Enumeração de Estados e Simulação Monte Carlo Não Sequencial (SMCNS).

Na técnica de Enumeração de Estados, uma lista de contingências pré-definida estabelece os estados. A combinação dos elementos da lista pode gerar diversos níveis de contingência. Os níveis de contingência são em geral limitados às contingências simples, pois este procedimento aplicado em sistemas de grande porte pode levar a um processo trabalhoso. Esta técnica é direta e bastante similar ao critério determinístico N-1. Como não é possível simular todas as contingências de um sistema de potência real, os resultados

obtidos utilizando o processo de enumeração representam apenas parte do comportamento real do sistema.

No método SMCNS, os estados de contingência são selecionados por amostragem. Portanto, o nível de contingência não é limitado, e contingências de nível mais elevado podem ser obtidas. Quando contingências de ordem elevada são consideradas a SMCNS costuma ser mais rápida que a técnica de enumeração, além de ser bastante flexível e capaz de representar estimativas do comportamento real do sistema.

Para realizar a avaliação da confiabilidade, esta dissertação de mestrado utilizou tanto a Enumeração de Estados, quanto a SMCNS, considerando para ambas apenas as contingências dos elementos de transmissão e o patamar de carga pesada. Portanto, a geração foi considerada 100% confiável.

2.3.2.3 Análise de Desempenho

Após efetuada a seleção de um estado de contingência, é necessário avaliar seu desempenho e classificá-lo como um estado de sucesso ou de falha, que corresponde à próxima etapa do estudo probabilístico. Nesta dissertação de mestrado utilizou-se fluxo de potência AC, seguido de processos de eliminação de violações operacionais, como sobrecargas e violações de tensão, incluindo o ajuste do "tap" dos transformadores com OLTC (*On Load Tap Changer*), a alteração de tensão de geração e o redespacho de potência ativa. Os estados de falha são caracterizados por cortes de carga e são utilizados no cálculo dos índices de risco [E07].

2.3.2.4 Índices Calculados

A avaliação da confiabilidade ocorre por meio de índices, que permitem realizar a diagnose do sistema em estudo. Os índices de confiabilidade possuem três propriedades fundamentais: frequência de ocorrências, duração de ocorrências e severidade de ocorrências. Os principais índices fornecidos pela SMCNS utilizados nesta dissertação foram:

- A expectância de falha anual, denominada LOLE (Loss of Load Expectation);
- O índice EENS (*Expected Energy not Supplied*) que indica o valor esperado de energia não suprida anual;
- O índice LOLD (*Loss of Load Duration*) que informa a duração média do corte de carga por interrupção;
- O índice LOLF (*Loss of Load Frequency*) indicando a frequência média dos cortes no período de um ano.

2.4 ÍNDICES UTILIZADOS PARA SELEÇÃO DE NOVOS RAMOS

Para a identificação dos novos ramos (i.e., ramos sem LT) mais promissores, i.e., que produzirão impactos mais significativos sobre os aspectos considerados, são propostos dois índices [MSRSLR12], os quais são calculados a partir dos resultados da Análise de Fluxo de Potência AC e dos dados geodésicos das subestações.

O primeiro índice (Ind_{θ}) , dado pela Equação (2.15), está diretamente relacionado com a abertura angular ($\Delta \theta_{ik}$) apresentada pelas tensões das barras (*i* e *k*) de conexão do ramo novo.

$$Ind_{\theta} = \frac{\Delta \theta_{ik}}{L_{ik}}$$
(2.15)

De forma indireta, este índice considera o efeito da reatância da LT candidata, assim como o seu custo de investimento, os quais serão proporcionais ao comprimento (L_{ik}) do ramo novo, qualquer que seja o nível de tensão do ramo. Para levar em conta o trajeto de uma LT candidata no cálculo de seu comprimento (L_{ik}), é utilizado um acréscimo de 20% ao valor obtido a partir dos dados geodésicos. Opcionalmente, o planejador poderá aplicar ajustes aos comprimentos obtidos, principalmente para as LTs candidatas que apresentarem boa classificação pelos índices propostos. Neste trabalho são considerados apenas ramos novos formados por barras de conexão com tensão de 138 kV. Vale destacar que variações destes índices, que incluam, explicitamente, a reatância e o custo de investimento, podem ser utilizadas

para considerar a possibilidade de interligação através de ramos com níveis de tensão diferentes (e.g., interligando também barras de 69 kV).

Em função do maior acoplamento *P*- θ presente no problema de fluxo de potência [S72], o índice Ind_{θ} irá apontar LTs candidatas com elevado potencial para a passagem de fluxos de potência ativa. Então, espera-se que tais LTs criem novas conexões, capazes de redistribuir o fluxo de potência ativa no sistema, principalmente nas suas proximidades, com impactos que poderão ser significativos em todos os aspectos operativos considerados neste trabalho.

O segundo índice utilizado (Ind_V) , descrito pela Equação (2.16), relaciona a diferença modular das tensões das barras de conexão do ramo novo (ΔV_{ik}) com o seu comprimento.

$$Ind_{\rm v} = \frac{\Delta V_{ik}}{L_{ik}} \tag{2.16}$$

O uso do comprimento segue as mesmas premissas do primeiro índice (Ind_{θ}) . Já o uso da diferença modular das tensões é inspirado no fato do acoplamento Q-V ser mais intenso que o acoplamento Q- θ , em problemas de fluxo de potência [S72]. Portanto, as LTs candidatas com valores mais elevados do índice Ind_V poderão ter impactos positivos na redistribuição do fluxo de reativos, melhorando o perfil de tensão, o nível de carregamento dos circuitos e, por consequência, o montante de perdas. Também é válido esperar que tais LTs tenham impactos positivos na solução de problemas de tensão sob contingências, contribuindo ainda mais para a confiabilidade do sistema.

2.5 PROCEDIMENTOS PARA SELEÇÃO DOS NOVOS RAMOS

Nesta subseção são descritos os principais passos adotados para a obtenção das melhores alternativas de expansão. A maioria dos aspectos considerados neste trabalho é avaliada pela manipulação de resultados obtidos por meio de um estudo de fluxo de potência. Para esta finalidade foi utilizado o Programa Anarede [C11]. De todos os aspectos considerados apenas a confiabilidade do

sistema de subtransmissão necessita da utilização de outra ferramenta. Neste caso foi utilizado o Programa NH2 [C07]. O modelo de avaliação escolhido foi a simulação Monte Carlo não sequencial. Cabe destacar que a metodologia proposta visa empregar as ferramentas mais utilizadas pelas empresas do setor elétrico, aumentando as possibilidades de sua absorção pelos planejadores. Adicionalmente, rotinas computacionais, que auxiliam na interface entre os programas e destes com o planejador, foram (e estão sendo) desenvolvidas em Scilab [S12], que se trata de um *software* científico para computação numérica, em ambiente aberto ou de livre acesso.

A seguir são apresentados os passos principais, necessários para a implementação do algoritmo heurístico proposto. Logicamente, o número de LTs/Configurações Candidatas, selecionadas pelos passos do algoritmo deve ser ajustado às dimensões do sistema de subtransmissão em estudo.

2.5.1 Algoritmo para seleção dos novos ramos

Os passos seguintes descrevem o processo de adição de um novo ramo ao sistema de subtransmissão em estudo. Obviamente, novos reforços podem ser adicionados através da repetição do algoritmo, tendo como ponto de partida a configuração reforçada pela última execução do algoritmo.

- Realizar um estudo de fluxo de potência AC considerando a Configuração Base (rede do ano base e carga prevista para o ano horizonte de planejamento);
- ii) Identificar os ramos novos pertencentes ao nível de tensão de 138 kV, combinando, duas a duas, todas as barras de 138 kV e eliminando as combinações correspondentes aos ramos existentes;
- iii) De posse dos resultados do estudo de fluxo de potência e dos dados geodésicos das barras de 138 kV, calcular os índices Ind_{θ} e Ind_{v} para cada uma das LTs Candidatas, i.e., para as LTs que seriam inseridas nos ramos novos;
- iv) Selecionar as 5 melhores LTs Candidatas com base em cada um dos índices propostos;
- v) Criar Configurações Candidatas para a rede de subtransmissão em estudo, obtidas pela adição individual de cada uma das LTs selecionadas.

Em seguida, realizar um estudo de fluxo de potência para cada uma destas configurações;

- vi) Dispor as novas configurações em ordem crescente do montante de perdas, selecionando as 3 configurações com menores perdas;
- vii) Realizar a avaliação da confiabilidade das configurações selecionadas e da Configuração Base;
- viii) Realizar análises comparativas do desempenho das configurações selecionadas, sob o prisma de cada um dos aspectos considerados, tendo como referência o desempenho apresentado pela Configuração Base;
- ix) Definir a configuração vencedora.

A critério do planejador, e em função da dimensão da rede em estudo, o número de LTs e de configurações selecionadas (passos iv e vi, respectivamente) podem variar. Também pode ser adotada pelo planejador a inclusão de LTs e/ou configurações que não estão entre aquelas com melhores classificações.

2.5.2 Rotinas Computacionais Auxiliares

Para a execução do algoritmo heurístico proposto é necessário manipular uma grande quantidade de dados e resultados, os quais são utilizados e/ou produzidos pelos Programas Anarede e NH2. Com a finalidade de viabilizar tal manipulação de dados/resultados foram criadas três rotinas computacionais auxiliares, escritas na linguagem do Programa Scilab.

2.5.2.1 Rotina Configurações Candidatas

A primeira rotina desenvolvida tem como objetivo identificar as melhores LTs Candidatas segundo os índices propostos $(Ind_{\theta} \in Ind_{V})$. Basicamente, esta rotina realiza os seguintes procedimentos:

 Leitura das magnitudes e ângulos das tensões nas barras e dos números das barras e das linhas existentes pertencentes à área de interesse e à classe de tensão estabelecida;

- Leitura das coordenadas geodésicas das barras, as quais podem ser fornecidas em graus, minutos e segundos ou em metros;
- iii) Identificação dos novos ramos e cálculo dos respectivos comprimentos (L_{ij}), sendo adotado um incremento 20% para levar em conta possíveis desvios de rota;
- iv) Cálculo dos índices Ind_{θ} e Ind_{V} ;
- v) Cálculo da resistência (r_{ij}), reatância (x_{ij}) e susceptância (b_{ij}), em p.u., dos ramos novos com base em dados típicos de linhas de transmissão de 138 kV. Foram utilizados os seguintes valores típicos: $r_{ij} = 0,09977 \times L_{ij}$, $x_{ij} = 0,25887 \times L_{ij}$ e $b_{ij} = 0,06353 \times L_{ij}$, além de uma capacidade de operação normal igual a 125 MVA. Para a capacidade em regime de emergência foi adotado o valor de 138 MVA;
- vi) Seleção das melhores LTs Candidatas pelo Ind_{θ} ;
- vii) Seleção das melhores LTs Candidatas pelo Ind_V ;
- viii) Arquivamento dos resultados (comprimento, Ind_{θ} , Ind_{V}) em formato ".csv", com os dados separados por vírgula, para uma possível posterior análise pelo planejador;
- ix) Criação das Configurações Candidatas, obtidas pela adição individual das LTs selecionadas pelos índices propostos, as quais são armazenadas em arquivos ".pwf". Estes arquivos devem ser executados pelo Anarede para avaliação de desempenho das configurações.

2.5.2.2 Rotina Cálculo das Perdas Ativas

Esta rotina fornece as perdas ativas totais das áreas que pertencem à região de interesse, para a Configuração Base e para cada Configuração Candidata. Primeiramente, esta rotina faz a leitura das áreas da região de interesse e do relatório de saída do Anarede RTOT, obtido para cada configuração do sistema. Em seguida, é realizado o somatório das perdas ativas das áreas especificadas, resultando na perda total da região de interesse. As perdas

ativas obtidas para cada uma das configurações analisadas, são armazenadas em um arquivo ".csv", para uma posterior análise pelo planejador.

2.5.2.3 Rotina Distribuições de Frequência

Esta terceira rotina foi desenvolvida para fornecer as distribuições de frequência, individual e acumulada, tanto para o perfil de tensão dos barramentos, quanto para o carregamento dos circuitos. Para um efeito comparativo, além dos dados das melhores Configurações Candidatas, os dados da Configuração Base também foram usados. Esta rotina segue os seguintes passos:

- Leitura das magnitudes de tensão das barras de 138 kV contidas na área especificada a partir do arquivo de saída do Anarede DBAR;
- Leitura do carregamento dos circuitos com níveis de tensão igual a 138 kV e pertencentes à área de interesse, a partir do arquivo de saída do Anarede RLIN;
- Cálculo das distribuições de frequência, individual e acumulada, das magnitudes das tensões e dos carregamentos;
- Montagem dos gráficos das distribuições de frequência e seu armazenamento em arquivo ".png";
- Arquivamento dos resultados para análise em arquivo ".csv" (com valores separados por vírgula), para posterior análise e/ou criação de gráficos mais elaborados/personalizados.

2.6 CONCLUSÕES

Este capítulo apresentou um conjunto de procedimentos dedicados ao problema PES, com a finalidade de indicar ramos atrativos para a instalação de reforços em linhas de transmissão. Baseada em dois índices propostos para a seleção dos melhores ramos, a técnica heurística utilizada é uma ferramenta de auxílio ao planejador que, apesar de não garantir a solução ótima, tem como

foco a obtenção de soluções de boa qualidade. Os conceitos básicos das técnicas empregadas foram apresentados, assim como, a descrição dos processos do algoritmo heurístico e das rotinas computacionais auxiliares, que foram desenvolvidas utilizando-se o Scilab.

Vale destacar que mesmo apresentando certa autonomia, a avaliação do desempenho das alternativas de reforços ainda é dependente do planejador, principalmente na avaliação da confiabilidade, em que é necessária a análise/interpretação de diversos índices obtidos pela simulação das configurações.

CAPÍTULO 3

APLICAÇÕES E RESULTADOS

3.1 INTRODUÇÃO

A metodologia desenvolvida nesta dissertação é inicialmente aplicada a um sistema reduzido, obtido por meio do cálculo de equivalentes, tendo como área interna algumas barras da região Norte da Cemig. Posteriormente, utilizou-se um sistema de grande porte, visando reforçar a rede de subtransmissão da área Leste da Cemig. Em todos os estudos realizados nesta dissertação foi utilizado um computador com processador Intel Core 2 Duo 3 GHz.

3.2 SISTEMA CEMIG-EQV

O Sistema Cemig-Eqv corresponde a um equivalente da área Norte da Cemig, no qual a área externa está representada por meio de injeções nas barras de fronteira. Este sistema possui 18 barras, 33 circuitos, sendo que 6 linhas de transmissão, dispostas com inclinação, representam ligações fictícias, obtidas pelo cálculo do equivalente, para interligar as barras de fronteira. A geração interna deste sistema é composta por 10 unidades geradoras distribuídas entre 4 usinas, totalizando 638,6 MW de potência instalada. O valor de pico da carga do sistema prevista para o ano horizonte é 610,8 MW. Para o ano base a carga pico é de 509,0 MW. O diagrama unifilar do sistema é apresentado na Figura 3.1.



Figura 3.1: Sistema Cemig-Eqv.

As Tabelas de 3.1 a 3.4 apresentam os principais dados do sistema. Na Tabela 3.3, os comprimentos das linhas de transmissão foram estimados pelo Programa NH2. Em relação aos parâmetros estocásticos dos equipamentos listados nas Tabelas 3.3 e 3.4 (λ - taxa de falha e MTTR - *mean time to repair*, ou tempo médio de reparo) foram adotados valores típicos utilizados atualmente pelo ONS (Operador Nacional do Sistema) [O12]. As LTs fictícias, produzidas pelo cálculo do equivalente, possuem capacidade ilimitada (8888 MVA) e são consideradas 100% confiáveis.

Número	Nome da Barra	Geração May (MW)	Ca	rga	Injeção	
Numero			(MW)	(MVAr)	(MW)	(MVAr)
1	B-1 - 99 kV	390,0				
2	B-2 - 345 kV					
3	B-3 - 138 kV	8,1	252,92	-9,99		
4	B-4 - 345 kV				-321,42	20,74
5	B-5 - 289 kV					
6	B-6 - 138 kV		72,56	28,13		
7	B-7 - 345 kV					
8	B-8 - 138 kV		21,60	6,48		
9	B-9 - 138 kV	0,5	90,43	21,55		
10	B-10 - 138 kV		20,76	4,80		
11	B-11 - 138 kV		116,11	42,38		
12	B-12 - 138 kV		36,43	0,46		
13	B-13 - FIC					
14	B-14 - FIC					
15	B-15 - FIC					
16	B-16 - 345 kV				495,16	-11,75
17	B-17 - 99 kV	240				
18	B-18 - 345 kV				-95,00	16,87

Tabela 3.1: Dados das barras - Sistema Cemig-Eqv.

Tabela 3.2:	Dados de	e usinas ·	 Sistema 	Cemig-Eqv.
-------------	----------	------------	-----------------------------	------------

Using	Nomo do Porro	N° de Unidadas	C	apacidade da	Unidade
USINA	Nome da Barra	N . de Offidades	MW	Min. (MVAr)	Max. (MVAr)
1	B-1 - 99 kV	6	65,0	-19,0	19,0
2	B-3 - 138 kV	1	8,1	0,0	0,0
3	B-9 - 138 kV	1	0,5	0,0	0,0
4	B-17 - 99 kV	2	120,0	-39,0	39,0

Barras		Resist.	Reat.	Sus.	Cap.	Comprimento	λ	MTTR
Origem	Destino	(%)	(%)	(MVAr)	(MVA)	(km)	(oc./ano)	(h)
B-2 - 345 kV	B-7 - 345 kV	0,40	4,40	71,83	573	138,66	3,18	0,91
B-2 - 345 kV	B-18 - 345 kV	0,41	4,20	75,90	597	139,26	3,03	0,91
B-3 - 138 kV	B-9 - 138 kV	0,67	1,52		8888			
B-16 - 345 kV	B-18 - 345 kV	93,98	262,23		8888			
B-4 - 345 kV	B-6 - 138 kV	125,23	246,77		8888			
B-4 - 345 kV	B-7 - 345 kV	0,27	2,91	47,31	826	91,52	2,10	0,91
B-4 - 345 kV	B-16 - 345kV	0,57	10,51		8888			
B-4 - 345 kV	B-18 - 345 kV	51,97	131,45		8888			
B-6 - 138 kV	B-8 - 138 kV	8,54	23,51	5,50	141	88,67	3,69	2,96
B-6 - 138 kV	B-12 - 138 kV	11,74	31,07	5,88	143	105,43	4,88	2,96
B-6 - 138 kV	B-16 - 345 kV	155,14	331,00		8888			
B-7 - 345 kV	B-16 - 345 kV	0,11	1,12	18,26	896	35,32	0,81	0,91
B-8 - 138 kV	B-9 - 138 kV	27,24	42,31	8,60	95	148,80	6,64	2,96
B-10 - 138 kV	B-12 - 138 kV	1,85	4,77	0,96	138	16,67	0,75	2,96
B-10 - 138 kV	B-8 - 138 kV	5,80	9,82	2,27	118	36,83	1,54	2,96
B-10 - 138 kV	B-9 - 138 kV	14,30	39,37	9,20	9	148,47	6,18	2,96

Tabela 3.3: Dados das linhas de transmissão - Sistema Cemig-Eqv.

Tabela 3.4: Dados dos transformadores - Sistema Cemig-Eqv.

Barra DE	Barra PARA	Reat.	ТАР	TAP	TAP	Cap.	λ	MTTR
		(%)		MIN	MAX	(MVA)	(oc./ano)	(h)
B-2 - 345 kV	B-3 - 138 kV	4,70	0,98	0,83	1,04	183	0,7368	16,1616
B-2 - 345 kV	B-3 - 138 kV	5,10	0,98	0,83	1,04	165	0,7368	16,1616
B-2 - 345 kV	B-3 - 138 kV	4,70	0,98	0,83	1,04	190	0,7368	16,1616
B-18 - 345 kV	B-17 - 99 kV	4,17	1,03			420	0,7368	16,1616
B-5 - 289 kV	B-1 - 99 kV	2,70	1,03			400	0,7368	16,1616
B-5 - 289 kV	B-4 - 345 kV	1,15	1,00			557	0,7368	16,1616
B-6 - 138 kV	B-5 - 289 kV	7,70	1,01			195	0,7368	16,1616
B-6 - 138 kV	B-5 - 289 kV	7,70	1,01			195	0,7368	16,1616
B-6 - 138 kV	B-5 - 289 kV	27,90	1,01			53	0,7368	16,1616
B-16 - 345 kV	B-11 - 138 kV	4,70	0,99	0,90	1,10	300	0,7368	16,1616
B-7 - 345 kV	B-13 - FIC	5,05	1,00	0,83	1,04	165	0,7368	16,1616
B-7 - 345 kV	B-14 - FIC	4,45	1,00	0,83	1,04	183	0,7368	16,1616
B-7 - 345 kV	B-15 - FIC	4,35	1,00	0,83	1,04	183	0,7368	16,1616
B-16 - 345 kV	B-11 - 138 kV	4,70	0,99	0,90	1,10	300	0,7368	16,1616
B-8 - 138 kV	B-13 - FIC	0,05	1,00			165	0,3631	11,2240
B-8 - 138 kV	B-14 - FIC	0,35	1,00			183	0,3631	11,2240
B-8 - 138 kV	B-15 - FIC	0,35	1,00			183	0,3631	11,2240

3.2.1 Seleção das melhores LTs Candidatas

Para a obtenção de um conjunto contendo as melhores LTs Candidatas é 4 primeiros passos necessário cumprir OS do algoritmo proposto. Primeiramente são identificadas as barras de 138 kV. Como este sistema possui 7 barras de 138 kV, o número de ramos possíveis neste nível de tensão é de 21. Descontados os 7 ramos existentes, surgem 14 ramos novos. Para cada um destes ramos haverá uma LT Candidata. De acordo com a Tabela 3.5, que apresenta os índices propostos, conforme Equações (2.15) e (2.16), para classificação dos ramos mais atrativos, apenas 7 LTs Candidatas devem ser selecionadas. Segundo o passo (iv) do algoritmo, até 10 LTs Candidatas podem ser selecionadas. No entanto, o número menor de LTs presentes na Tabela 3.5 se deve à interseção entre os conjuntos apontados pelos índices propostos.

Circuito		Comp.	Ind ₀	Ind _v	
DE	PARA	(km)	(%km)	(km⁻¹)	
10	11	6,063	0,79004	0,00099	
11	12	16,475	0,30895	0,00073	
8	12	43,215	0,08377	0,00042	
9	11	144,290	0,06147	0,00001	
3	11	160,469	0,05359	0,00007	
8	11	37,257	0,03946	0,00016	
3	12	176,294	0,01991	0,00013	

Tabela 3.5: Seleção das melhores LTs Candidatas - Sistema Cemig-Eqv.

As 5 primeiras LTs apresentadas pela Tabela 3.5 foram selecionadas por meio do Ind_{θ} (razão entre a abertura angular das barras de conexão da LT candidata e seu comprimento). Destas LTs, as 3 primeiras foram selecionadas como as 3 mais atrativas, também nesta mesma ordem, pelo Ind_{V} (razão entre a diferença de magnitude de tensão das barras de conexão da LT candidata e seu comprimento). As duas LTs dispostas no final da Tabela 3.5 completam as 5 melhores candidatas segundo o Ind_{V} .

3.2.2 Seleção das melhores Configurações Candidatas

Os próximos passos da metodologia (v e vi) são destinados à identificação das melhores Configurações Candidatas, obtidas com a adição individual das LTs presentes na Tabela 3.5, sob o enfoque das perdas ôhmicas. Para tal é utilizada a Tabela 3.6, a qual apresenta estas configurações candidatas, dispostas em ordem crescente das respectivas perdas ativas.

De acordo com o estabelecido pelo passo (vi) as 3 primeiras Configurações Candidatas (Configurações 1, 2 e 3), dispostas na Tabela 3.6, devem ser selecionadas para a continuidade dos estudos de expansão. Salienta-se que das LTs não classificadas pelos índices Ind_{θ} e Ind_{V} a que teve o melhor desempenho em termos de perdas ôhmicas, correspondente ao ramo 6-10, não seria selecionada, pois apresentou perdas (8,55 MW) superiores àquelas obtidas para as Configurações 1 a 3 da Tabela 3.6. Para que se tenha uma visão mais clara deste fato, a Tabela 3.7 mostra as perdas ôhmicas, em ordem crescente, para as configurações obtidas com a adição individual das LTs não classificadas.

Configuração	LT Adi	Perda		
Connguração	DE	PARA	(MW)	
Base	-	-	8,92	
1	10	11	7,19	
2	11	12	7,70	
3	8	12	8,18	
4	9	11	8,79	
5	8	11	9,01	
6	3	11	9,28	
7	3	12	9,34	

Tabela 3.6: Perdas ôhmicas - Configurações Base e Candidatas - Sistema Cemig-Eqv.

		LT Adi			
Configuração	Barra	a de Origem	Barr	a de Destino	Perdas (MW)
	Num.	Nome	Num.	Nome	
Base	-	-	-	-	8,92
A	6	B-6 - 138 KV	10	B-10 - 138 KV	8,55
В	6	B-6 - 138 KV	9	B-9 - 138 KV	9,03
С	3	B-3 - 138 KV	8	B-8 - 138 KV	9,12
D	3	B-3 - 138 KV	6	B-6 - 138 KV	9,19
E	9	B-9 - 138 KV	12	B-12 - 138 KV	9,29
F	6	B-6 - 138 KV	11	B-11 - 138 KV	9,32
G	3	B-3 - 138 KV	10	B-10 - 138 KV	9,42

Tabela 3.7:	Perdas ôhmicas	- Configuraçõe	s não classificadas	- Sistema Cemig-Egy.
	I of ado of infinouo		o nao olaoonioaaao	

3.2.3 Desempenho das Configurações Candidatas

Os passos finais do algoritmo (vii a ix) são destinados à análise conjunta de desempenho das Configurações Candidatas sob o ponto de vista dos aspectos operacionais considerados, terminando com a identificação da configuração vencedora.

Primeiramente é feita a avaliação da confiabilidade, via simulação Monte Carlo não sequencial AC, das Configurações Candidatas e da Configuração Base. Os resultados obtidos, expressos em termos dos índices EENS, LOLE, LOLF e LOLD, estão dispostos na Tabela 3.8. Foi adotado como critério de parada da simulação, um coeficiente de incerteza β [PB92] igual a 1% para todos os índices de confiabilidade. Para cada configuração analisada foram simulados aproximadamente 4,0×10⁶ estados operativos, em um tempo de processamento médio de 17 minutos.

Analisando a Tabela 3.8 é possível concluir que as Configurações 1 a 3 apresentam resultados muito semelhantes do ponto de vista da confiabilidade. A expectativa de falha obtida é praticamente a mesma (42,5 horas por ano), o mesmo ocorrendo para a frequência das interrupções no fornecimento de energia (9,5 falhas por ano). Por estar diretamente relacionada a estes dois índices, a duração média da falha também fica idêntica (aproximadamente 4 horas e 30 minutos).

Configurações						
Base	1	2	3			
9,915	9,983	9,854	9,872			
42,374	42,554	42,547	42,544			
9,297	9,503	9,499	9,498			
4,558	4,475	4,479	4,479			
	Base 9,915 42,374 9,297 4,558	Configu Base 1 9,915 9,983 42,374 42,554 9,297 9,503 4,558 4,475	Configurações Base 1 2 9,915 9,983 9,854 42,374 42,554 42,547 9,297 9,503 9,499 4,558 4,475 4,479			

Tabela 3.8: Índices de confiabilidade - Sistema Cemig-Eqv.

Em termos do montante médio de energia não suprida, a Configuração 2 foi a que se mostrou mais interessante. No entanto, a variação encontrada para a EENS, assim como para os demais índices, em todas as configurações analisadas (incluindo-se também a Configuração Base, que apresentou diferenças um pouco maiores), está dentro da incerteza presente nas estimativas ($\beta = 1\%$). Então, é válido considerar que as Configurações 1 a 3 apresentam desempenho compatíveis em termos da confiabilidade.

Salienta-se que nesta aplicação foi utilizado um coeficiente de incerteza β muito baixo (1%), o que garante uma elevada precisão para os índices estimados pela simulação Monte Carlo. Para sistemas de maior porte, é recomendado utilizar um coeficiente β maior (e.g., 3% ou 5%). Para ilustrar o impacto nos índices estimados, a Tabela 3.9 mostra os resultados obtidos ao se considerar um β igual a 3%. Percebe-se que as estimativas da Tabela 3.9 são muito próximas daquelas presentes na Tabela 3.8. Portanto, se apenas os resultados contidos na Tabela 3.9 fossem considerados, a conclusão final seria a mesma (i.e., as Configurações 1 a 3 apresentam desempenho compatíveis em termos da confiabilidade).

Índios	Configurações					
indice	Base	1	2	3		
EENS (GWh/ano)	9,930	9,950	9,777	9,882		
LOLE (h/ano)	42,392	42,305	42,168	42,381		
LOLF (oc./ano)	9,125	9,138	9,097	9,146		
LOLD (h)	4,646	4,630	4,635	4,634		

Tabela 3.9: Índices de confiabilidade (β =3%) - Sistema Cemig-Eqv.

Para todos os índices estimados, a pequena diferença apresentada entre as Tabelas 3.8 e 3.9 está dentro da margem de incerteza, dada pelo novo valor do coeficiente β . Com este novo limite de incerteza, o tempo médio de processamento gasto para analisar uma configuração foi reduzido de 17 para 2 minutos, sendo analisados, em média, $4,5 \times 10^5$ estados operativos.

Para a análise das configurações em relação ao perfil de tensão obtido, são utilizadas as Figuras 3.2 e 3.3, que apresentam a distribuição de frequência relativa, individual e acumulada, das magnitudes de tensão nas barras de 138 kV do sistema, em valores por unidade (p.u.), para a Configurações Base, 1, 2 e 3.



Figura 3.2: Frequência individual das magnitudes de tensão das barras - Sistema Cemig-Eqv.



Figura 3.3: Frequência acumulada das magnitudes de tensão das barras - Sistema Cemig-Eqv.

Nota-se que para a maioria dos valores de tensão, a frequência relativa individual apresentada pelas Configurações 1 e 2 é a mesma. Verifica-se, ainda, que nas Configurações 1 a 3 há uma maior incidência de tensões de barra no valor de 1,04 p.u., sendo que nesse nível de tensão a Configuração 3 apresenta a maior frequência relativa. Essas distribuições de frequência demonstram que as três configurações são capazes de aliviar o carregamento dos circuitos de transmissão possibilitando uma elevação dos níveis de tensão. Em termos gerais, pode-se dizer que as Configurações 1 a 3 apresentam desempenhos semelhantes. Entretanto, analisando a distribuição de frequência acumulada (Figura 3.3), verifica-se que dentre as Configurações Canditadas a Configuração 1 apresenta uma maior quantidade de barras com tensões menores ou iguais a 1,035 p.u. Desse modo, pode-se dizer que a escolha da melhor configuração, com base no perfil de tensão, recai sobre a Configuração 1.

Para a análise das configurações selecionadas tendo como parâmetro o nível de carregamento dos circuitos são utilizadas as Figuras 3.4 e 3.5, que apresentam as distribuições, individual e acumulada, de frequência relativa destes carregamentos. Para a composição das Figuras 3.4 e 3.5 os fluxos de potência aparente de cada circuito de 138 kV são expressos em p.u. da sua capacidade normal. Em seguida são obtidas as frequências, individual e acumulada, de ocorrência destes fluxos, sendo utilizados impulsos equidistantemente distribuídos entre 0,10 e 0,60 p.u., que corresponde ao maior carregamento encontrado. Analisando a Figura 3.4 percebe-se que as Configurações 1 a 3 apresentam frequências relativas mais elevadas (impulsos/barras maiores) para os níveis de carregamento de 0,1 a 0,4 p.u., em relação aos demais. Isto indica que a maioria dos circuitos está operando com fluxos baixos. Salienta-se que nestas configurações não existem circuitos com carregamento em torno de 0,6 p.u., como ocorre para a Configuração Base. Este fato está completamente coerente com a redução das perdas ativas apresentada pelas Configurações 1 a 3, podendo ser considerado até mesmo como o fator determinante para esta redução. Fazendo uma análise da distribuição de frequência acumulada (Figura 3.5), percebe-se que a Configuração 1, seguida de perto pela Configuração 2, apresenta a menor

quantidade de circuitos com carregamento maiores ou iguais a 0,4 p.u. (menor complemento do impulso neste valor de carregamento). Adicionalmente, a Configuração 1 apresenta a maior incidência de circuitos com carregamento menor ou igual a 0,20 p.u. Desse modo, pode-se concluir que a decisão da melhor alternativa recai sobre a Configuração 1.



Figura 3.4: Frequência individual dos carregamentos dos circuitos - Sistema Cemig-Eqv.



Figura 3.5: Frequência acumulada dos carregamentos dos circuitos - Sistema Cemig-Eqv.

3.2.4 Adição de Novo Reforço Partindo da Configuração 1

Para a identificação de uma segunda LT a ser adicionada ao Sistema Cemig-Eqv, os passos (i a iv) do algoritmo heurístico proposto devem ser repetidos tendo como configuração básica a Configuração 1, a qual apresentou o melhor desempenho tendo em vista os aspectos operativos considerados. Salienta-se que em relação à Configuração 1 existem 13 ramos novos, uma vez que a LT interligando as Barras 10 e 11 é considerada incluída no sistema.

A Tabela 3.10 apresenta os índices propostos $(Ind_{\theta} \in Ind_{V})$ para classificação dos ramos mais atrativos, obtidos para a Configuração 1.

Circ	uito	Comp.	Ind_{θ}	Indv	
DE	PARA	(km)	(º/km)	(km ⁻ ¹)	
11	12	16,48	0,07648	0,00036	
9	11	144,29	0,05045	0,00002	
3	11	160,47	0,04431	0,00007	
3	8	169,23	0,04231	0,00003	
3	10	166,84	0,03890	0,00007	
8	12	43,22	0,03031	0,00028	
8	11	37,275	0,00134	0,00016	
6	10	122,96	0,01179	0,00012	
6	11	126,19	0,00658	0,00011	

Tabela 3.10: Melhores LTs Candidatas - Segundo Reforço - Sistema Cemig-Eqv.

Nota-se que a conexão 11-12 foi a que apresentou a melhor classificação, tanto no índice Ind_{θ} quanto no índice Ind_{V} . As 5 primeiras LTs da Tabela 3.10 são as que tiveram melhor classificação pelo índice Ind_{θ} . As demais LTs complementam a classificação obtida pelo índice Ind_{V} .

3.2.5 Seleção das melhores Configurações Candidatas - Segundo Reforço

A Tabela 3.11 apresenta as perdas ativas obtidas para as 9 Configurações Candidatas. Vale salientar que as Configurações 1.1 a 1.9 já incluem a adição da LT 10-11 presente na Configuração 1. Nota-se que as duas configurações mais bem classificadas (1.1 e 1.2) apresentam praticamente o mesmo nível de perdas ôhmicas. Logo, o que irá diferenciar as duas configurações são outros aspectos como confiabilidade, perfil de tensão e nível de carregamentos dos circuitos, os quais são analisados mais adiante.

Para a análise da confiabilidade, do perfil de tensão e do carregamento dos circuitos, as 3 primeiras Configurações Candidatas (Configurações 1.1, 1.2 e 1.3), dispostas na Tabela 3.11, devem ser selecionadas obedecendo o procedimento do passo (vi).

Novamente, os índices propostos se mostraram eficientes, apontando ramos com grande potencial para a adição de reforços. Salienta-se que das LTs não classificadas pelos índices Ind_{θ} e Ind_{V} a que teve o melhor desempenho em termos de perdas ôhmicas, correspondente ao ramo 6-9, não seria selecionada, pois apresentou perdas (7,34 MW) superiores àquelas obtidas para as Configurações 1.1 a 1.3. Para que se tenha uma visão mais detalhada a Tabela 3.12 apresenta as perdas ôhmicas, em ordem crescente, para as configurações obtidas com a adição individual das LTs não classificadas.

Configuração	L Adici	Perda	
	DE	PARA	(101 0 0)
1	-	-	7,19
1.1	11	12	7,01
1.2	9	11	7,02
1.3	3	11	7,11
1.4	3	8	7,19
1.5	3	10	7,20
1.6	8	12	7,40
1.7	8	11	7,47
1.8	6	10	7,50
1.9	6	11	7,50

Tabela 3.11: Perdas ôhmicas - Configurações 1 e Candidatas do Segundo Reforço - Sistema Cemig-Eqv.

Configuração	Barra de Origem		Barr	a de Destino	Perdas (MW)
	Num.	Nome	Num.	Nome	
1	-	-	-	-	7,19
1.A	6	B-6 - 138 KV	9	B-9 - 138 KV	7,34
1.B	9	B-9 - 138 KV	12	B-12 - 138 KV	7,40
1.C	3	B-3 - 138 KV	6	B-6 - 138 KV	7,50
1.D	3	B-3 - 138 KV	12	B-12 - 138 KV	7,52

Tabela 3.12: Perdas ôhmicas - Configurações não classificadas do Segundo Reforço - Sistema Cemig-Eqv.

3.2.6 Desempenho das Configurações Candidatas - Segundo Reforço

Nesta seção é descrita a aplicação dos passos finais do algoritmo (passos vii a ix), os quais realizam a análise conjunta de desempenho das Configurações Candidatas sob o ponto de vista dos aspectos operacionais considerados, terminando com a identificação da configuração vencedora.

No que tange à avaliação da confiabilidade, a Tabela 3.13 apresenta os índices EENS, LOLE, LOLF e LOLD, obtidos via simulação Monte Carlo nãosequencial AC, para a Configuração 1 e as três melhores Configurações Candidatas. Foi adotado como critério de parada da simulação, um coeficiente de incerteza β igual a 1% para todos os índices de confiabilidade. Em termos da expectativa de falha, a Configuração 1.2 foi a que apresentou melhor desempenho, com LOLE de 39,5 horas por ano. Com relação à frequência de falha, a Configuração 1.2 também apresenta o melhor desempenho, com LOLE de 39,5 horas por ano. Com relação à frequência de falha, a Configuração 1.2 também apresenta o melhor desempenho, com LOLF de 6,2 falhas por ano. Entrentanto, mesmo produzindo uma queda na LOLE a Configuração 1.2 apresenta a pior LOLD (6,4 horas). Em termos da energia perdida, as Configurações 1.1 e 1.2 apresentam os melhores desempenhos (aproximadamente 9,8 GWh/ano). Finalmente, pode-se concluir que a Configuração 1.2 é ligeiramente superior às demais e que a Configuração 1.3 é a menos atrativa.

Configurações					
1	1.1	1.2	1.3		
9,970	9,796	9,811	10,022		
42,333	42,394	39,463	42,350		
9,283	9,413	6,199	9,396		
4,560	4,504	6,366	4,507		
	1 9,970 42,333 9,283 4,560	Configu 1 1.1 9,970 9,796 42,333 42,394 9,283 9,413 4,560 4,504	Configurações 1 1.2 9,970 9,796 9,811 42,333 42,394 39,463 9,283 9,413 6,199 4,560 4,504 6,366		

Tabela 3.13: Índices de confiabilidade - Segundo Reforço - Sistema Cemig-Eqv.

Pode parecer atípica a diferença apresentada para o índice LOLF na Configuração 1.2, em relação às demais. Ocorre que algumas contingências que provocam corte de carga em uma ou mais configurações, podem não provocar em outras. No caso específico das configurações apresentadas na Tabela 3.13, verificou-se que a contingência da LT 2-7 produz um pequeno corte de carga nas Configurações 1, 1.1 e 1.3, o mesmo não acontecendo para a Configuração 1.2. Situações como esta explicam a menor frequência de falha apresentada pela Configuração 1.2. Adicionalmente, o pequeno tempo médio de reparo desta LT (0,9 horas) reduz a duração média das falhas nas configurações em que ela provoca corte (Configurações 1, 1.1 e 1.3).

Com relação ao perfil de tensão das configurações, as Figuras 3.6 e 3.7 são utilizadas para auxiliar a análise. Essas figuras apresentam as distribuições, individual e acumulada, de frequência relativa das tensões nas barras do sistema, em valores por unidade (p.u), para as Configurações 1, 1.1, 1.2 e 1.3.



Figura 3.6: Frequência individual das magnitudes de tensão das barras - Segundo Reforço -Sistema Cemig-Eqv.

Analisando a Figura 3.6, percebe-se que em todas as configurações há uma maior incidência de tensões de barra no valor de 1,04 p.u., sendo que neste valor de tensão a Configuração 1.3 apresenta a maior frequência individual, seguida da Configuração 1.1. Considerando de maneira conjunta os valores de tensão maiores ou iguais a 1,04 p.u., verifica-se que a Configuração 1.2 é a que apresenta a menor frequência relativa nestes níveis de tensão (menor complemento do impulso em 1,035 p.u., na Figura 3.7). Dessa forma, no que tange ao perfil de tensão, a decisão sobre a melhor alternativa recai sobre a Configuração 1.2.



Figura 3.7: Frequência acumulada das magnitudes de tensão das barras - Segundo Reforço -Sistema Cemig-Eqv.

Por fim, para a análise das configurações selecionadas tendo como parâmetro o nível de carregamento dos circuitos são utilizadas as Figuras 3.8 e 3.9. Para a composição dessas figuras os fluxos de potência aparente de cada circuito são expressos em p.u. da sua capacidade normal. Em seguida, são obtidas as frequências, individual e acumulada, de ocorrência destes fluxos, sendo utilizados impulsos equidistantemente distribuídos entre 0,12 e 0,72 p.u., que corresponde ao maior carregamento encontrado. Salienta-se que as Figuras 3.8 e 3.9 adicionam, em relação às Figuras 3.4 e 3.5, o carregamento da LT 10-11, a qual está presente na Configuração 1 e também nas Configurações 1.1 a 1.3, que são obtidas a partir da Configuração 1.

Analisando a Figura 3.8 percebe-se que todas as configurações apresentam uma grande predominância de carregamentos "leves" (i.e., abaixo de 0,50 p.u.). Para o nível mais alto de carregamento encontrado (0,72 p.u.), observa-se na Figura 3.8 que a Configuração 1.1 produziu o maior deslocamento deste nível para os demais, vindo em seguida a Configuração 1.2. Já a Configuração 1.3 apresentou frequência relativa individual para o carregamento 0,72 p.u. semelhante ao valor obtido para a Configuração 1. De certa forma, isto explica a menor redução nas perdas apresentada pela Configuração 1.3. Tendo em mente o crescimento da carga do sistema no futuro, quanto maior for a "reserva" na capacidade de transmissão, melhor será a configuração. Então, do ponto de vista do carregamento, as Configurações 1.1 e 1.2 são as mais atrativas.



Figura 3.8: Frequência individual dos carregamentos dos circuitos - Segundo Reforço - Sistema Cemig-Eqv.



Figura 3.9: Frequência acumulada dos carregamentos dos circuitos - Segundo Reforço - Sistema Cemig-Eqv.

Tendo em mente a redução do montante a ser investido e considerando que as Configurações 1.1 e 1.2 tiveram desempenho semelhante sob os aspectos de confiabilidade, nível de carregamento e perfil de tensão, e que elas apresentaram perdas ativas praticamente idênticas, a escolha da configuração vencedora deve recair sobre a Configuração 1.1, a qual implica em menor investimento, decorrente da menor extensão da segunda LT adicionada. No entanto, este sistema foi extraído de um caso real da Cemig, para o qual estão planejadas as duas LTs adicionadas na Configuração 1.2. É óbvio que simplificações foram realizadas ao se obter um sistema equivalente/reduzido para a aplicação da metodologia proposta nesta dissertação de mestrado. Também é notório que diversos outros aspectos, envolvendo, por exemplo, questões ambientais, não foram aqui considerados. No entanto, deve ser destacado que a aplicação do algoritmo proposto produziu um excelente resultado, apontando entre as duas melhores soluções aquela que foi adotada pela Cemig.

3.3 SISTEMA LESTE CEMIG

Com o objetivo de avaliar a aplicação da metodologia proposta em sistemas reais, foi realizado um estudo utilizando-se o Sistema Leste Cemig, que contém uma representação detalhada da área Leste da Cemig, além de toda a rede básica do sistema brasileiro.

O sistema completo possui 4998 barras, sendo 742 barras de geração (incluindo pequenas centrais hidrelétricas e produtores independentes), e 7061 circuitos, dos quais, 4387 são linhas de transmissão e 2674 são transformadores. A carga total deste sistema atinge o montante de 71610 MW.

Especificamente em relação à área Leste da Cemig, o sistema tem 285 barras dentre as quais 9 barras são de geração (excluídas as PCHs), perfazendo uma capacidade instalada de 645 MW. Além disto, a rede possui 311 circuitos sendo que destes circuitos, 24 são linhas de transmissão de 138 kV.

Para o cálculo de índices de confiabilidade, o redespacho de geração, bem como a falha de equipamentos de transmissão, é permitido apenas na área Leste da Cemig, cuja carga total, para o ano horizonte é de 1328 MW. Dos 311 circuitos pertencentes à área Leste, apenas 110 serão considerados no processo de falha e reparo. Isto ocorre em função dos circuitos radiais com tensões menores que 34,5 kV serem considerados 100% confiáveis.

3.3.1 Seleção das melhores LTs Candidatas

Assim como no Sistema Cemig-Eqv para a obtenção do conjunto das melhores LTs Candidatas foram identificadas as barras de 138 kV da área Leste, totalizando 23 barras. Combinadas 2 a 2, estas barras fornecem 253 ramos de conexão. Descontados os 24 ramos já existentes na área Leste, identificam-se 229 ramos novos. Para cada um destes ramos haverá uma LT Candidata.

Diferentemente do sistema Cemig-Eqv, o sistema Leste Cemig apresenta um conjunto de novas LTs Candidatas mais elevado. Com isso optou-se por selecionar as 10 melhores LTs Candidatas para cada índice, o que poderá

resultar num total de até 20 LTs Candidatas classificadas. A aplicação do passo (iv) do algoritmo, em decorrência da interseção entre os conjuntos das LTs Candidatas classificadas por Ind_{θ} e por Ind_{V} , resultou em apenas 13 LTs Candidatas, como demonstra a Tabela 3.14.

Circ	uito	Comp.	Ind ₀	Ind _v
DE	PARA	(km)	(º/km)	(km ⁻¹)
35	140	124,81	0,13028	0,00105
103	140	117,78	0,12991	0,00104
123	140	89,70	0,12251	0,00094
35	106	69,52	0,10084	0,00085
236	250	138,95	0,09939	0,00003
236	260	141,50	0,09936	0,00005
35	132	182,70	0,09863	0,00083
103	132	176,17	0,09684	0,00081
106	132	127,10	0,08663	0,00072
250	450	235,51	0,08641	0,00014
103	123	50,76	0,08491	0,00077
123	132	154,46	0,08255	0,00067
240	280	104,52	0,02689	0,00069

Tabela 3.14: Seleção das melhores LTs Candidatas - Sistema Leste Cemig.

Os 10 primeiros circuitos apresentados pela Tabela 3.14 estão ordenados pelo Ind_{θ} sendo que os 4 primeiros foram também melhor classificados pelo Ind_{V} . A 7^a, a 8^a e a 9^a LTs foram também selecionadas como mais atrativas pelo Ind_{V} , completando as 7 LTs coincidentes entre as candidatas dos dois índices. As três últimas LTs dispostas na Tabela 3.14 completam as 10 melhores candidatas segundo o Ind_{V} .

3.3.2 Seleção das melhores Configurações Candidatas

Como proposto, a avaliação prioritária do desempenho do sistema para seleção das melhores Configurações Candidatas é a análise das perdas ôhmicas das Configurações Candidatas, formadas a partir da adição de cada LT Candidata nos dados de circuitos do sistema base.

A Tabela 3.15 exibe as perdas ativas obtidas para a Configuração 1 e para as Configurações Candidatas, através da análise de Fluxo de Potência AC. Percebe-se um impacto significativo, em termos de redução do montante de perdas, para a maioria das Configurações Candidatas.

Configuração	LT Ac	Perda	
Configuração	DE	DE PARA	
Base	-	-	28,5
1	35	140	22,3
2	35	132	23,0
3	123	140	24,6
4	103	140	22,8
5	103	132	23,3
6	123	132	24,9
7	35	106	25,3
8	106	132	25,3
9	250	450	25,5
10	103	123	26,8
11	240	280	27,3
12	236	260	27,9
13	236	250	28,0

Tabela 3.15: Perdas ativas - Configurações Base e Candidatas - Sistema Leste Cemig.

Nota-se, na Tabela 3.15, que a Configuração 4 apresenta perdas menores que a Configuração 2, o mesmo ocorrendo entre as Configurações 5 e 3. Em relação à Configuração 4, pode-se observar que a LT adicionada está conectada com a barra de número 140, assim como a LT inserida pela Configuração 1. Analisando as coordenadas das subestações do sistema conclui-se que as barras 35 e 103 (conectadas com a barra 140 pelas LTs adicionadas nas Configurações 1 e 4, respectivamente) estão localizadas em um mesmo município e conectadas por uma LT de pequeno comprimento. Através de uma análise mais detalhada das características das LTs 35-140 e 103-140, mostradas na Tabela 3.14, observa-se que elas, além das afinidades já destacadas, possuem semelhança no comprimento, no Ind_{θ} e no Ind_V . Com a finalidade de selecionar configurações mais distintas, optou-se pela alteração da classificação inicial, definida pela ordem crescente do montante de

perdas, conforme passo (vi) do algoritmo heurístico. Deste modo, a configuração obtida pela adição da LT 103-140 ficou classificada em 4º lugar, sendo substituída pela Configuração 2, que adiciona a LT 35-132.

A situação descrita no parágrafo anterior se repete (adição de LTs semelhantes, apenas substituindo-se a barra terminal comum, a barra 140, pela barra 132) para as Configurações 2 e 5. Portanto, a configuração obtida pela adição da LT 103-132 ficou classificada em 5º lugar. Na 3ª posição ficou a Configuração 3, que adiciona a LT 123-140.

Para testar a eficiência da técnica heurística, efetuou-se a avaliação das perdas para as configurações não classificadas pelos índices $Ind_{\theta} e Ind_{V}$. A Tabela 3.16 mostra as 20 melhores configurações não classificadas dispostas em ordem crescente pelo nível de perda. Percebe-se que as Configurações A, B e C apresentaram perdas menores que a Configuração 3 (24,6 MW) da Tabela 3.15, selecionada como a 3^a melhor candidata. Vale destacar que mesmo proporcionando um nível de perdas reduzido, as LTs adicionadas nas Configurações A, B e C possuem um comprimento muito elevado, totalmente incompatível para a tensão de 138 kV. Este fato comprova a seletividade dos índices propostos, os quais, em decorrência da forma como foram concebidos, penalizam LTs de comprimento elevado.

Uma análise mais detalhada da redução de perda da melhor Configuração Candidata foi realizada utilizando-se a Equação (3.1), que representa o cálculo do benefício econômico desta redução no período de um ano (BE_{Perdas}).

$$BE_{Perdas} = \Delta P \times Dur \times 365(dias/ano) \times C_{Perdas}$$
(3.1)

- ΔP é a diferença entre a potência ativa associada às perdas ôhmicas do Caso Base e da configuração selecionada, em MW;
- Dur é a duração do patamar da carga, em horas/dia;
- *C_{Perdas}* é o custo unitário da perda de energia em R\$/MWh.

Considerou-se a duração do patamar de carga igual a 4 h/dia e o custo da perda de energia igual a 150 R\$/MWh (baseado na tarifa média de compra de energia pelo Cemig Distribuição S.A.). Sabendo que o ΔP é aproximadamente 6,2 MW (diferença entre as perdas apresentadas pelas Configurações Base e 1, conforme Tabela 3.15), o benefício econômico proporcionado pela Configuração 1, no período de um ano, será de 1,358 milhões de reais.

Confirmencie	LT Adi	cionada	Perdas	Comp.
Configuração	DE	PARA	(MW)	(km)
Base	-	-	28,5	
А	132	260	22,9	517,19
В	140	250	23,1	450,19
С	132	250	23,1	515,39
D	140	201	25,2	845,58
E	260	450	25,3	238,67
F	106	260	25,4	390,80
G	132	201	25,5	882,58
Н	140	240	25,5	808,60
I	106	250	25,6	388,85
J	132	240	25,7	842,02
К	123	260	25,9	363,26
L	123	250	26,1	361,32
М	132	236	26,1	378,21
N	106	201	26,1	801,54
0	140	236	26,2	313,25
Р	186	140	26,2	771,75
Q	140	315	26,3	768,88
R	186	132	26,4	787,18
S	132	315	26,4	784,34
Т	123	201	26,4	788,53

		<i>.</i>	~	
Tabela 3.16: Perdas ativas	- 20 melhores	configurações n	ao classificadas	- Sistema Leste Cemiq.

3.3.3 Desempenho das Configurações Candidatas

A aplicação dos últimos passos do algoritmo para o Sistema Leste é mostrada nesta subseção, onde é realizada a análise do desempenho das melhores Configurações Candidatas, no intuito de identificar a configuração mais atrativa sob os aspectos propostos.

Quanto à avaliação da confiabilidade da Configuração Base e das três melhores Configurações Candidatas, considerou-se a geração 100% confiável e utilizou-se dois métodos para o cálculo dos índices de confiabilidade: Enumeração de Estados e SMCNS. Para o método Enumeração de Estados foram adotados os critérios N-1 e N-2, ou seja, contingências simples e duplas nas linhas de transmissão.

Para a Enumeração Simples, o espaço de estados avaliado é menor, o que reduz o tempo de processamento computacional. Para as configurações analisadas, o tempo médio de simulação foi de aproximadamente 1 minuto. Destaca-se que para a Configuração Base foram avaliados 110 estados formados pelas contingências simples dos elementos de transmissão com tensão maior ou igual a 34,5 kV, cuja falha é permitida/considerada neste estudo. Para as demais configurações, 111 estados de contingência simples foram avaliados. Os resultados dos índices obtidos pela Enumeração Simples estão presentes na Tabela 3.17. As Configurações 1 e 2 mostraram-se com melhor desempenho em relação à expectativa (LOLE) e à frequência de falha (LOLF). Estas configurações destacaram-se também quanto à energia não suprida (EENS), apresentando reduções de aproximadamente 600 MWh/ano em relação à Configurações (aproximadamente 3 horas e meia).

Índico	Configurações					
maice	Base	1	2	3		
EENS (GWh/ano)	4,312	3,724	3,664	3,898		
LOLE (h/ano)	205,125	190,175	185,438	200,724		
LOLF (oc./ano)	57,882	52,848	51,256	56,409		
LOLD (h)	3,544	3,599	3,618	3,558		

Tabela 3.17: Índices de confiabilidade - Enumeração Simples - Sistema Leste Cemig.

Na Enumeração de Estados sob contingências duplas os índices obtidos possuem maior aproximação do comportamento real do sistema, porém o tempo gasto na simulação é elevado em comparação à Enumeração Simples, pois o número de estados sob contingência avaliados sobe para 6105 para a Configuração Base e 6216 para as demais configurações. O tempo médio

gasto nas simulações para as configurações selecionadas foi de aproximadamente 15 minutos. A Tabela 3.18 apresenta os índices EENS, LOLE, LOLF e LOLD, obtidos via Enumeração Dupla, para as Configurações Base, 1, 2 e 3. Das configurações analisadas, novamente as Configurações 1 e 2 apresentaram o melhor desempenho para os índices de expectativa e frequência de falha e para o índice EENS. A duração média das falhas continuou similar para todas as configurações.

Índico	Configurações				
maice	Base	1	2	3	
EENS (GWh/ano)	4,589	3,948	3,851	4,114	
LOLE (h/ano)	222,587	198,198	194,216	209,597	
LOLF (oc./ano)	59,953	52,634	51,256	56,409	
LOLD (h)	3,713	3,766	3,789	3,716	

Tabela 3.18: Índices de confiabilidade - Enumeração Dupla - Sistema Leste Cemig.

Para a avaliação das configurações via SMCNS, foi estabelecido como critério de parada da simulação, um coeficiente de incerteza β igual a 5% para todos os índices de confiabilidade. O tempo médio gasto na simulação foi de 4 minutos para cada configuração, avaliando-se aproximadamente 38 mil estados por simulação. Os índices de confiabilidade estão dispostos na Tabela 3.19. Nesta simulação, os índices de confiabilidade foram próximos para todas as configurações, sendo que a Configuração 2 apresentou resultados ligeiramente melhores para os índices EENS, LOLE e LOLF.

Índiaa	Configurações					
maice	Base	1	2	3		
EENS (GWh/ano)	5,229	5,165	5,119	5,257		
LOLE (h/ano)	287,328	261,555	253,014	280,170		
LOLF (oc./ano)	77,310	68,443	66,046	75,210		
LOLD (h)	3,717	3,822	3,831	3,725		

Tabela 3.19: Índices de confiabilidade - SMCNS - Sistema Leste Cemig.

Tendo em vista o truncamento na representação dos estados produzido tanto pela Enumeração Simples quanto Dupla, os resultados apresentados pela SMCNS (Tabela 3.19) são mais precisos, respaldando melhor a comparação entre as configurações. No entanto, para o sistema Leste Cemig os resultados
obtidos com a Enumeração de Estados permitem uma conclusão semelhante daquela decorrente da SMCNS, apontando para as Configurações 1 e 2 os melhores desempenhos, com pequena vantagem para a Configuração 2.

Dando sequência à análise das configurações realizou-se a avaliação do perfil de tensão através das distribuições de frequência relativa, individual (Figura 3.10) e acumulada (Figura 3.11) das magnitudes de tensão das barras de 138 kV da área Leste do sistema Leste Cemig, para a Configuração Base e para as Configurações de 1 a 3.



Figura 3.10: Frequência individual das magnitudes de tensão - Sistema Leste Cemig.

Observa-se que parte dos valores das magnitudes das tensões das barras encontram-se fora do limite padrão (entre 0,95 e 1,05 p.u.), para todas as configurações. Comparando-se as Configurações 1 a 3 com a Configuração Base, percebe-se uma melhora do perfil de tensão para níveis de tensão próximos do limite inferior. No entanto, o mesmo não ocorre para os níveis acima do limite superior de tensão. Para estes pontos, a Configuração 3 se mostra ligeiramente superior às Configurações 1 e 2. Já em relação aos níveis mais baixos de tensão, as Configurações 1 e 2 apresentam melhor desempenho (menores impulsos para os valores de tensão de 0,93 e 0,96 p.u. na Figura 3.10 ou menores frequências acumuladas para a tensão de 0,96 p.u. na Figura 3.11).



Figura 3.11: Frequência acumulada das magnitudes de tensão - Sistema Leste Cemig.

Para a avaliação do carregamento dos circuitos das melhores Configurações Candidatas, calculou-se as distribuições de frequência individual e acumulada dos carregamentos dos circuitos de 138 kV. Assim como realizado para o sistema Cemig-Eqv, também utilizou-se 6 impulsos equidistantes, agora variando de 0,20 a 0,70 p.u.. Analisando as distribuições de frequência individual e acumulada mostradas nas Figuras 3.12 e 3.13, percebe-se que a maior parte do carregamento dos circuitos das configurações está abaixo de 0,50 p.u.. Vale ressaltar que as Configurações 1 e 2 se destacaram, visto que para baixos carregamentos elas apresentaram maior frequência relativa, e para o carregamento mais elevado (0,70 p.u.) houve uma redução nas frequências relativas individuais. Na Figura 3.13 observa-se que a Configuração 3 apresenta desempenho similar ao da Configuração Base. Isto também é notado para a maior parte dos impulsos da distribuição de frequência individual na Figura 3.12.



Figura 3.12: Frequência individual dos carregamentos dos circuitos - Sistema Leste Cemig.



Figura 3.13: Frequência acumulada dos carregamentos dos circuitos - Sistema Leste Cemig.

Como resultado geral das análises realizadas, pode-se concluir que as Configurações 1 e 2 apresentaram melhor desempenho em todos os aspectos. No entanto, por ter se destacado em relação às perdas ativas, que é considerado o aspecto operativo prioritário, a Configuração 1 foi escolhida como a mais atrativa.

3.3.4 Adição do 2º Reforço Partindo da Configuração 1

Utilizando a Configuração 1 como configuração básica, a qual apresentou o melhor desempenho tendo em vista os aspectos operativos considerados, o sistema básico passou a ter 25 ramos existentes, pois considera incluída a LT 35-140, presente na Configuração 1. Dessa forma, o número de novos ramos foi reduzido para 228. Para a seleção de outra LT a ser adicionada ao sistema Leste Cemig, as mesmas etapas do algoritmo heurístico proposto, realizadas anteriormente, devem ser seguidas.

Da mesma forma realizada para o primeiro reforço optou-se por selecionar 10 configurações classificadas através de cada índice de seleção. As melhores LTs Candidatas estão dispostas na Tabela 3.20, juntamente com os respectivos comprimentos e os índices calculados ($Ind_{\theta} \in Ind_{V}$).

Circuito		Comp.	Ind ₀	Ind _v
DE	PARA	(km)	(%km)	(km ⁻¹)
236	250	138,95	0,09852	0,00003
236	260	141,50	0,09851	0,00005
250	450	235,51	0,08603	0,00014
260	450	238,67	0,08594	0,00015
226	240	120,77	0,07171	0,00013
229	240	120,77	0,07171	0,00013
231	240	126,18	0,06681	0,00012
236	450	99,78	0,06584	0,00028
35	106	69,52	0,06560	0,00030
103	140	117,78	0,06011	0,00034
240	280	104,52	0,02679	0,00069
231	280	172,57	0,03263	0,00050
226	280	196,56	0,02981	0,00045
229	280	196,56	0,02981	0,00045
220	280	200,43	0,03054	0,00044
233	280	202,35	0,02407	0,00044
186	208	37,22	0,01773	0,00043
211	280	264,08	0,02673	0,00042
186	280	342,88	0,02252	0,00040
208	280	305,80	0,02309	0,00040

Tabela 3.20: Melhores LTs Candidatas - Segundo Reforço - Sistema Leste Cemig.

Não houve coincidência para nenhuma das LTs classificadas pelos índices Ind_{θ} e Ind_{V} , resultando na seleção de 20 LTs Candidatas. As 10 primeiras LTs presentes na Tabela 3.20 são as que tiveram melhor classificação pelo índice Ind_{θ} . As LTs classificadas pelo índice Ind_{V} completam as 20 candidatas.

3.3.5 Melhores Configurações Candidatas - Segundo Reforço

Após a classificação das 20 LTs, é necessária a avaliação das perdas ôhmicas nas linhas de 138 kV para cada configuração originada pela adição individual das LTs Candidatas à rede da configuração básica, que neste caso é a Configuração 1.

As Configurações Candidatas, com os respectivos reforços e perdas ativas, estão dispostas na Tabela 3.21, em ordem crescente das perdas obtidas para cada Configuração Candidata.

Percebe-se que das melhores LTs Candidatas (Tabela 3.20), as LTs 250-450 e 260-450, presentes nas Configurações 1.4 e 1.5, proporcionam as configurações com os mais baixos montantes de perda. No entanto, estas LTs apresentam comprimentos superiores a 235 quilômetros, os quais podem ser considerados técnica e economicamente inadequados para circuitos de 138 kV. Salienta-se que a LT de 138 kV de maior comprimento da Cemig possui um pouco menos que 150 km. Portanto, a configuração que recebeu melhor classificação é aquela resultante da adição da LT 103-140 (Configuração 1.1), a qual apresentou perdas ativas iguais a 20,9 MW.

Para o segundo reforço, as reduções de perdas apresentadas pelas configurações reforçadas, em relação à Configuração 1, foram menores. Isto pode ser explicado pelo grande impacto da adição do primeiro reforço no montante de perdas obtido para as LTs de 138 kV da área Leste da Cemig. Tomando como exemplo a Configuração 1.1, que apresentou redução de 1,4 MW, e aplicando a Equação (3.1), considerando a mesma duração de

patamar de carga pesada e o mesmo custo unitário de perda, obtém-se um benefício econômico de 408,8 mil reais no período de um ano.

Configuração	LT Adio	Perda	
Configuração	DE	PARA	(MW)
1	-	-	22,3
1.1	103	140	20,9
1.2	240	280	21,2
1.3	35	106	21,3
1.4	260	450	19,3
1.5	250	450	19,5
1.6	236	250	21,8
1.7	236	260	21,8
1.8	236	450	21,8
1.9	233	280	21,9
1.10	226	240	22,0
1.11	229	240	22,0
1.12	231	280	22,0
1.13	226	280	22,0
1.14	229	280	22,0
1.15	231	240	22,1
1.16	220	280	22,1
1.17	211	280	22,2
1.18	208	280	22,2
1.19	186	280	22,4
1.20	186	208	22,4

Tabela 3.21: Perdas ativas - Configurações 1 e Candidatas - Sistema Leste Cemig.

Da mesma maneira já utilizada para o primeiro reforço, a eficiência do algoritmo proposto foi testada, avaliando as perdas apresentadas pelas configurações não classificadas pelos índices propostos. As 20 melhores configurações não classificadas pelos índices de seleção, estão organizadas na Tabela 3.22 pelo menor nível de perda.

0	LT Adi	cionada	Perdas	Comp,
Configuração	DE	PARA	(MW)	(km)
1	-	-	22,3	
1.A	132	260	20,0	517,19
1.B	140	250	20,2	450,19
1.C	132	250	20,2	515,39
1.D	106	260	20,6	390,80
1.E	123	260	20,8	363,26
1.F	106	250	20,8	388,85
1.G	35	132	20,8	182,70
1.H	35	450	20,8	117,60
1.1	201	450	20,8	679,80
1.J	260	280	20,9	640,80
1.K	123	250	21,0	361,32
1.L	103	132	21,0	176,17
1.M	250	280	21,0	635,80
1.N	103	450	21,1	122,78
1.0	220	260	21,1	713,96
1.P	240	450	21,1	656,64
1.Q	233	260	21,2	568,69
1.R	231	260	21,2	614,64
1.S	226	260	21,2	665,35
1.T	220	250	21,2	708,56

Tabela 3.22: Perdas ativas - 20 Melhores configurações não classificadas do Segundo Reforço -Sistema Leste Cemig.

Observa-se que a maioria das configurações listadas na Tabela 3.22 foram obtidas com a adição de uma LT de comprimento elevado. Apenas duas configurações (Configurações 1.H e 1.N) adicionaram LTs com menos de 150 km. Tendo em mente a convergência do Fluxo de Potência e o truncamento dos resultados, pode-se considerar que a Configuração 1.H e a Configuração 1.1 apresentaram o mesmo desempenho em termos do montante de perdas. Salienta-se que a Configuração 1.H seria selecionada pelos índices propostos (Ind_V) caso o número de LTs classificadas, através de cada índice, fosse ampliado de 10 para 15.

Em relação ao estudo destinado ao primeiro reforço, precebe-se uma menor eficiência na seletividade dos índices propostos. O menor impacto da adição de reforços sobre as perdas, verificado para o segundo reforço, pode ser uma das

causas para a perda de eficiência. Estudos futuros deverão ser conduzidos vizando propor aprimoramentos para os índices utilizados nesta dissertação de mestrado.

3.3.6 Desempenho das Configurações Candidatas - Segundo Reforço

Como descrito na Seção 2.5.1, os próximos procedimentos são a avaliação da confiabilidade (passo (vii) do algoritmo) e a análise comparativa do desempenho das configurações selecionadas (passo (vii) do algoritmo), em relação ao perfil de tensão das barras e ao carregamento dos circuitos de 138 kV.

A avaliação da confiabilidade para as Configurações 1, 1.1, 1.2 e 1.3 foi realizada utilizando-se apenas a SMCNS. Assim como no caso anterior, no processo de falha e reparo foram consideradas somente as quebras dos elementos de transmissão da área Leste, com tensão maior ou igual a 34,5 kV.

Como critério de parada para a SMCNS, foi utilizado um coeficiente de incerteza β igual a 5%. O tempo médio da simulação foi de 4 minutos. Os índices calculados pela SMCNS estão presentes na Tabela 3.23. Observa-se que a Configuração 1.2 apresentou melhores resultados para os índices EENS, LOLE e LOLF. A Configuração 1.2 mostrou um pequeno incremento no índice LOLD comparado aos índices das outras configurações.

Índico	Configurações				
maice	1	1.1	1.2	1.3	
EENS (GWh/ano)	5,165	4,835	4,477	4,684	
LOLE (h/ano)	261,555	249,282	235,541	247,045	
LOLF (oc,/ano)	68,443	64,811	60,132	64,683	
LOLD (h)	3,822	3,846	3,917	3,819	

Tabela 3.23: Índices de confiabilidade - Segundo Reforço - Sistema Leste Cemig.

Pelas análises de confiabilidade realizadas, conclui-se que a Configuração 1.2 se mostrou superior às demais na avaliação do desempenho dos índices.

Dando continuidade à análise de desempenho, efetuou-se a avaliação do perfil de tensão das barras de 138 kV da área Leste do sistema Leste Cemig para as Configurações 1, 1.1, 1.2 e 1.3. Os gráficos das distribuições de frequência relativa individual e acumulada das configurações em análise estão representados nas Figuras 3.14 e 3.15.



Figura 3.14: Frequência individual das magnitudes de tensão das barras - Segundo Reforço -Sistema Leste Cemig.



Figura 3.15: Frequência acumulada das magnitudes de tensão das barras - Segundo Reforço -Sistema Leste Cemig.

Verifica-se que os valores das magnitudes das tensões das barras para as configurações selecionadas violam o limite padrão (entre 0,95 e 1,05 p.u.). Comparando-se a Configuração 1.2 com as outras para níveis de tensão abaixo do limite inferior (0,95 p.u.), nota-se a melhora do perfil de tensão (impulso nulo em 0,94 p.u. para a Configuração 1.2). O mesmo não ocorre para os níveis acima do limite superior de tensão (1,05 p.u.), onde o perfil de tensão da Configuração 1.2 se apresenta inferior ao perfil das demais configurações.

Para a análise comparativa do desempenho das configurações selecionadas, no aspecto de carregamento dos circuitos de 138 kV, são utilizadas as Figuras 3.16 e 3.17, que mostram, respectivamente, as distribuições de frequência individual e acumulada dos carregamentos. Como nos estudos anteriores, utilizou-se 6 impulsos equidistantes, agora distribuídos entre 0,15 e 0,75 p.u.. Avaliando as distribuições de frequência individual e acumulada, verifica-se que os carregamentos dos circuitos das configurações concentram-se abaixo de 0,50 p.u.. De um modo geral as Configurações 1.1 a 1.3 apresentaram desempenho semelhantes, com ligeiro destaque para a Configuração 1.3, que possui um maior número de circuitos com carregamentos leves (maior impulso para 0,51 na Figura 3.17).



Figura 3.16: Frequência individual dos carregamentos dos circuitos - Segundo Reforço - Sistema Leste Cemig.



Figura 3.17: Frequência acumulada dos carregamentos dos circuitos - Segundo Reforço - Sistema Leste Cemig.

Por meio da análise de desempenho das três melhores configurações selecionadas, conclui-se que elas foram semelhantes sob os aspectos de nível de carregamento e perfil de tensão. Em relação às perdas ativas houve uma pequena vantagem para a Configuração 1.1. Já em termos de confiabilidade, a Configuração 1.2 apresentou-se com melhor desempenho. Por outro lado, a Configuração 1.3 necessita de menor investimento, devido ao menor comprimento da segunda LT adicionada. A escolha da configuração vencedora deve ser mais bem estudada levando em conta outros aspectos, como por exemplo, os custos de interrupções de energia, custos de investimentos e questões ambientais que não foram aqui considerados. Deve ser destacado que a aplicação do algoritmo proposto produziu bons resultados, apontando ramos atrativos para a construção de LTs e, portanto, fornecendo importantes subsídios ao planejador.

3.4 CONCLUSÕES

A seleção dos novos ramos efetuada pelos índices mostrou-se eficiente para o sistema Cemig-Eqv, capturando as melhores LTs para o primeiro e para o segundo reforço. Para o sistema Leste Cemig os índices também foram capazes de selecionar configurações com bom desempenho. A aplicação da metodologia foi similar para os dois sistemas em análise, mesmo contendo

diferentes dimensões. As rotinas computacionais desenvolvidas economizaram trabalho, reduzindo também a possibilidade da ocorrência de erros na manipulação de dados e resultados, durante a criação e avaliação das novas configurações.

Os programas Anarede e NH2, utilizados como ferramentas básicas de análise, facilitaram o estudo, mas apresentaram algumas dificuldades exigindo um conhecimento aprofundado e muita atenção na manipulação dos dados das configurações analisadas. Foi necessário estudar detalhadamente os comandos do Anarede para implementar a execução automática dos fluxos de potência para as configurações candidatas. Os arquivos de saída gerados pelo programa Anarede apresentaram precisão abaixo da desejada para grandezas como magnitude e ângulo da tensão e perdas ativas, o que dificultou a aplicação do método desenvolvido. O programa NH2 mostrou-se complexo devido ao grau de dificuldade encontrado na importação dos dados das configurações do programa Anarede, e também na avaliação da confiabilidade das configurações.

É importante salientar que apesar de viabilizar uma análise comparativa clara, as distribuições de frequência permitem, ainda, um certo grau de subjetividade. Novas ferramentas, como por exemplo, a disposição unifilar dos circuitos, utilizando um padrão de cores para indicar os pontos mais críticos de cada configuração, devem ser investigadas para que se possa reduzir este grau de subjetividade nas análises comparativas.

As aplicações e resultados do método heurístico proposto nesta dissertação de mestrado, mostraram que este foi capaz de indicar LTs em grande potencial para expansão de sistemas de subtransmissão, mais especificamente, em redes de 138 kV melhorando principalmente as perdas ativas e a confiabilidade do sistema.

CAPÍTULO 4

CONCLUSÕES

Esta dissertação apresentou uma metodologia de planejamento da expansão de sistema de subtransmissão de energia elétrica, a qual busca considerar as peculiaridades destes sistemas. Com o objetivo de ampliar a malha do sistema e, por conseguinte, aumentar sua redundância/confiabilidade, assim como redistribuir melhor os carregamentos dos circuitos, foi dada prioridade à adição de Linhas de Transmissão (LTs) em ramos novos da rede de subtransmissão. Dois índices, calculados a partir dos resultados de uma análise de Fluxo de Potência AC foram utilizados para classificar os novos ramos mais promissores.

As configurações resultantes da adição de LTs nos ramos com as melhores classificações foram avaliadas conforme os seguintes aspectos operativos: perdas ôhmicas, confiabilidade, nível de carregamento dos circuitos e perfil de tensão, nesta ordem de prioridade. A metodologia proposta foi aplicada a um sistema equivalente (Cemig-Eqv) e a um sistema real de grande porte da Cemig Distribuição S.A. (Leste Cemig), sendo obtidos resultados consonantes com o que está planejado para este sistema.

Em relação ao sistema Cemig-Eqv deve ser destacado que a aplicação do algoritmo proposto produziu um excelente resultado, apontando entre as duas melhores soluções (Configuração 1.2) a adição de duas LTs que estão presentes (i.e., planejadas) em casos futuros reais da Cemig.

Para o sistema Leste Cemig destaca-se o grande impacto obtido com a adição do primeiro reforço, o mesmo não se repetindo para o segundo reforço. Porém, este segundo reforço pode ter seu impacto bastante ampliado a partir do ano subsequente, tendo em vista o crescimento contínuo da carga do sistema.

Dos casos avaliados nesta dissertação pode-se concluir que as Configurações Candidatas que apresentam reduções significativas nos montantes de perdas ativas, também apresentam melhor desempenho, em relação à configuração original, sob os demais aspectos considerados. É importante destacar que a redução das perdas ativas é decorrente de uma melhor distribuição dos fluxos nas LTs do sistema. Como a perda em uma LT é proporcional ao quadrado de seu fluxo de potência, qualquer decréscimo de fluxo em um circuito mais carregado produzirá um ganho maior que o prejuízo decorrente de um acréscimo de igual magnitude no fluxo de um circuito com menor carregamento. Portanto, pode-se afirmar que as configurações que apresentam perdas menores, apresentam também um maior equilíbrio ou distribuição dos fluxos entre seus circuitos com maiores e menores carregamentos. Em princípio, para que haja redução das perdas, montantes de fluxo devem ser deslocados do grupo de circuitos mais carregados para aquele formado pelos circuitos com menores.

Diante do exposto no parágrafo anterior é possível afirmar que configurações planejadas de forma a minimizar o montante de perdas apresentarão circuitos com melhor perfil de carregamentos, ou seja, com maior "reserva de capacidade" para suportar os crescimentos futuros da demanda. Consequentemente, estas configurações poderão implicar em menores investimentos futuros.

Com base nos estudos realizados nesta dissertação, visando melhores resultados, é possível apontar as seguintes propostas para trabalhos futuros:

- Melhoria dos índices de seleção propostos, considerando outros aspectos além da abertura angular e da diferença de magnitude das tensões nos barramentos;
- Investigação de novas técnicas, índices/procedimentos visando fazer frente às complexidades inerentes ao problema de maior dimensão e identificar de maneira ainda mais clara e objetiva a diferença de desempenho entre as Configurações Candidatas;
- Desenvolvimento de ferramenta para construção de diagrama unifilar dos circuitos, caracterizando pontos mais críticos de cada configuração

por meio de cores diferentes, com o intuito de facilitar a análise comparativa dos desempenhos das configurações;

- Análise de aspectos econômicos das configurações, como o custo de investimento, o custo das perdas ativas e os prejuízos ou danos imputados aos consumidores, decorrentes das interrupções do fornecimento de energia;
- A implementação de uma heurística de busca em árvore, realizando a avaliação dos reforços de forma combinada. Para a primeira adição seriam selecionados vários reforços, dando origem à primeira ramificação da árvore. Para a segunda adição novas ramificações seriam obtidas partindo-se de cada solução encontrada para a primeira adição. O processo se repetiria para as demais adições. Para evitar o crescimento acentuado da árvore seria aplicado um processo de poda a cada adição de reforço. Uma heurística importante para este processo de poda seria a limitação do número de saídas de um subestação (e.g., um máximo de três saídas por subestação);
- Elaboração de um modelo de Fluxo AC com redespacho e otimização de medidas corretivas para ser inserido em um processo de busca, o qual pode ser realizado utilizando-se uma meta-heurística;
- Incorporação de incertezas externas (e.g., projeções de mercado e taxas de interesse e de câmbio) e consideração da cronologia da adição dos reforços (modelo dinâmico) no processo de planejamento.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [A02] ANEEL. (2002) Site da Agência Nacional de Energia Elétrica. [Online]. http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/livro_atlas.pdf [A05] ANEEL. (2005) Site da Agência Nacional de Energia Elétrica. [Online]. http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo2_V2.pdf [A08] ANEEL. (2008) Site da Agencia Nacional de Energia Elétrica. [Online]. http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf [Online]. [A12] ANEEL. (2012,Apr.) Site da Aneel. http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo1_Revi sao_5.pdf [AMC03] Alguacil, N.; Motto, A.L.; Conejo, A.J., "Transmission expansion planning: a mixed-integer LP approach," IEEE
 - expansion planning: a mixed-integer LP approach," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 18, no. 3, pp. 1070-1077, Aug. 2003.
- [C07] CEPEL, Programa NH2 Sistema Computacional para Análise Probabilística e Avaliação da Confiabilidade de Sistemas Elétricos, 2007.
- [C11] CEPEL, Programa Anarede Sistema Computacional para Análises de Redes, 2011.
- [DE73] Dusonchet, Y. P.; El-Abiad, A. H., "Transmission Planning Using Discrete Dynamic Optimization," *IEEE Trans. on PAS*, vol. PAS-92, pp. 1358-1371, Jul 1973.
- [E07]EPE Empresa de Pesquisa Energética. (2007, Jun.) Site da
Empresa de Pesquisa Energética. [Online].
http://www.epe.gov.br/Transmissao/Documents/Estudos_21/A

- [E12] Empresa de Pesquisa Energética. (2012, Jun) Site do Ministério de Minas e Energia. [Online]. https://ben.epe.gov.br/downloads/Resultados_Pre_BEN_2012 .pdf
- [F75] Fischl, R., "Optimal System Expansion: A Critical Review," System Engineering for Power: Status & Prospects, ERDA & EPRI Conf., Henniker, 1975.
- [FSE09] Farrokhifar, M.; Sharifian, M. Bana; Esmaeilzadeh, R., "A Novel Method for Optimal Location and Expansion of Subtransmission Substations Considering Existing Medium-Voltage Distribution Feeders," *American Journal of Applied Sciences*, vol. 6, no. 3, p. 368, 2009.
- [G70] L.L. Garver, "Transmission Network Estimation Using Linear Programming," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-89, no. 7, pp. 1688-1697, Sep. 1970.
- [GGPR06] Gallego-Preciado, M.A.; Gómez, T.; Peco, J.; Rivier, J., "A mix-integer NLP approach for subtransmission expansion planning," I Congreso de la Asociación Española para la Economía Energética (AEEE). Madrid, Spain, pp. 16-17, 2006.
- [GGSV09] Gutierrez, E.; Gomez, T.; Sanchez, A.; Vicente, J.M., "ANDREA: A long-term dynamic planning tool for subtransmission electricity networks," 6th International Conference on the European Energy Market, pp. 1 - 6, 2009.
- [GMR98] Gallego, R.A.; Monticelli, A.; Romero, R., "Comparative studies on nonconvex optimization methods for transmission

network expansion planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, pp. 822-828, 1998.

[HVHQ12] Hui Zhang; Vittal, V. ; Heydt, G.T. ; Quintero, J. , "A Mixed-Integer Linear Programming Approach for Multi-Stage Security-Constrained Transmission Expansion Planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 2, pp. 1125-1133, May 2012.

- [JB10] Jalilzade, A.; Bagheri, A., "A New Approach for Subtransmission Expansion Planning with Genetic Algorithm," International Congress on Ultra Modern Telecomunications and Control Systems and Workshop, pp. 381-388, 2010.
- [JKBA10] Jalilzadeh, S.; Kimiyaghalam, A.; Bagheri, A.; Ashouri, A., "Application of IDPSO approach for TNEP problem considering the loss and uncertainty in load growth," *International Congress on Ultra Modern Telecommunications and Control Systems and Workshops (ICUMT), 2010*, pp. 389-395, Oct. 2010.
- [JKMH08] Jalilzadeh, S.; Kazemi, A. ; Mahdavi, M. ; Haddadian, H. , "TNEP considering voltage level, network losses and number of bundle lines using GA," *Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008.*, pp. 1580-1585, Apr. 2008.
- [LCAV03] Latorre, G.; Cruz, R.D.; Areiza, J.M.; Villegas, A., "Classification of Publications and Models on Transmission Expansion Planning," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 18, no. 2, pp. 938 - 946, 2003.
- [LE08] Lee, K.Y.; El-Sharkawi, M.A., Modern Heuristic Optimization Techniques: Theory and Applications to Power Systems.:

Wiley-IEEE Press, 2008.

- [LMRR08] Leite da Silva, A.M.; Manso, L.A.F.; Resende, L.C.; Rezende, L.S., "Tabu search applied to transmission expansion planning considering losses and interruption costs," *Proc. of the 10th PMAPS Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, 2008.
- [LMSRAMPV07] Leite da Silva, A.M.; Manso, L.A.F.; Sales, W.S.;Resende, L.C.; Aguiar, M.J.Q.;Matos, M.A.;Peças Lopes, J.A. and Miranda, V., "Application of Monte Carlo Simulation to Generating System Well-Being Analysis Considering Renewable Sources," *European Transactions on Electrical Power*, vol. 17, no. 4, pp. 387-400, Jul.-Aug. 2007.
- [LRHM11] A.M. Leite da Silva, L.S. Rezende, L.M. Honório, and L.A.F. Manso, "Performance Comparison of Meta-Heuristics to Solve the Multi-Stage Transmission Expansion Planning Problem," *IET Ger, Transm. Distrib.*, 2011.
- [LRMR10] A. M. Leite da Silva, L. S. Rezende, L. A. F. Manso, and L. C. Resende, "Reliability worth applied to transmission expansion planning based on ant colony system," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 32, no. 10, pp. 1077-1084, Dez. 2010.
- [LSMRR08] Leite da Silva, A.M.; Sacramento, C.E.; Manso, L.A.F.; Rezende, L.S.; Resende, L.C.; Sales, W.S., "Metaheuristic-Based Optimization Methods for Transmission Expansion Planning Considering Unreliability Costs," in Optimization Advances in Electric Power Systems., 2008, ch. 4, pp. 59-86.
- [LSRMSR06] Leite da Silva, A.M.; Sales, W.S.; Resende, L.C.; Manso, L.A.F.; Sacramento, C.E.; Rezende, L.S., "Evolution strategies to transmission expansion planning considering

unreliability costs," *Proc. of the 9th PMAPS - Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, 2006.

- [M83] Monticelli, A. J., *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. São Paulo, 1983, SP, Brasil: Edgard Blücher, 1983.
- [MG96] Mantovani, J.R.S.; Garcia, A.V., "A heuristic method for reactive power Planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 1, pp. 68-74, 1996.
- [MRMMRK11] Mahmoudabadi, A., Rashidinejad, M., Mohammadian, M., Maymand, M.Z., Rahmani, M., Khorasani, H., "An application of CHA to concurrent short-term transmission expansion & reactive power planning"," *IEEE Trondheim PowerTech*, pp. 1-6, Jun. 2011.
- [MRSLR09] Manso, L. A. F.; Resende, L. C.; Sacramento, C. E.; Leite da Silva, A. M.; Rezende, L. S., "Planejamento da expansão da transmissão sob incertezas internas e externas," *Grupo VII, GPL/026*, 2009.
- [MSRG01] Mantovani, J.R.S.; Scucuglia, J.W., Romero, R.; Garcia, A.V., "Planejamento de fontes reativas em sistemas de energia elétrica utilizando a técnica de decomposição de benders e o algoritmo de branch-and-bound," *Revista Controle & Automação*, vol. 12, no. 2, pp. 131-140, 2001.
- [MSRSLR12] Manso, L.A.F.; Santos, F.L.; Resende, L.; Salles, W.S.; Leite da Silva, A.M.; Rocha, A.F., "Expansão de Sistemas de Subtransmissão com Enfoque em Aspectos Operativos," XIX Congresso Brasileiro de Automática, pp. 1956-1962, Sep. 2012.
- [O12]ONS. (2012) Site do Operador Nacional do Sistema Elétrico.[Online]. http://aplicsindat.ons.org.br/sindat/eqp2011_ltr.cfm

79

- [R11] L.S. Resende, Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão: Avaliação de Metaheurísticas e Critérios de Segurança, 2011, Tese de Doutorado, UNIFEI, Itajubá, MG.
- [S07] Sacramento, Cleber Esteves, Planejamento dinâmico da expansão de sistemas de subtransmissão através de metaheurísticas, 2007.
- [S12] Scilab. (2012) Free Open Source Software for Numerical.
- [S72] Stott, B., "Decoupled Newton Load Flow," *IEEE Trans. on Power App. Syst.*, vol. PAS-91, pp. 1955-1959, 1972.
- [SB11] Shayeghi, H.; Bagheri, A., "Considering DG in Expansion Planning of Subtransmission System," International Journal on Advanced Science, Engineering and Information Technology, vol. 1, no. 4, pp. 357-362, Jan 2011.
- [VGS85] Villasana, R.; Garver, L.L.; Salon, S.J., "Transmission Network Planning Using Linear Programming," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-104, no. 2, pp. 349-356, Feb. 1985.
- [ZLT07] Zhang, W.; Li, F.; Tolbert, L.M., "Review of Reactive Power Planning: Objectives, Constraints, and Algorithms," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 4, pp. 2177-2186, 2007.