

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA**

**DANIEL LUIS SECHI**

**PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO CONSIDERANDO A  
CONEXÃO DE UMA PERMISSIONÁRIA ATRAVÉS DE UM MÉTODO DE APOIO  
À DECISÃO**

**Alegrete  
2015**

**DANIEL LUIS SECHI**

**PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO CONSIDERANDO A  
CONEXÃO DE UMA PERMISSIONÁRIA ATRAVÉS DE UM MÉTODO DE APOIO  
À DECISÃO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação Stricto Sensu em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Mauricio Sperandio

**Alegrete  
2015**

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos  
pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do  
Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais).

S444p Sechi, Daniel Luis Sechi

PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO CONSIDERANDO A CONEXÃO  
DE UMA PERMISSIONÁRIA ATRAVÉS DE UM MÉTODO DE APOIO À DECISÃO / Daniel  
Luis Sechi.

120 p.

Dissertação(Mestrado)-- Universidade Federal do Pampa, MESTRADO EM ENGENHARIA  
ELÉTRICA, 2015.

"Orientação: Mauricio Sperandio".

1. Sistemas Elétricos de Potência. 2. Planejamento de Linhas de Transmissão. 3. Métodos de  
apoio à decisão. 4. Métodos Multicritérios. I. Título.

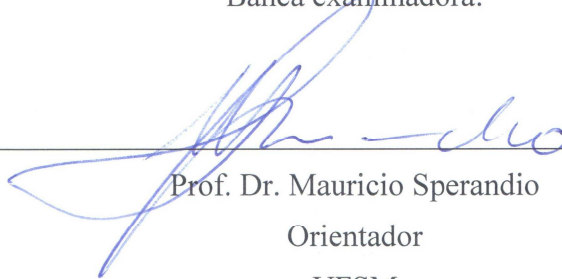
**DANIEL LUIS SECHI**

**PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO CONSIDERANDO A  
CONEXÃO DE UMA PERMISSIONÁRIA ATRAVÉS DE UM MÉTODO DE APOIO  
À DECISÃO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação Stricto Sensu em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

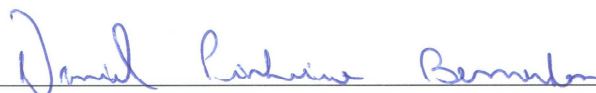
Dissertação defendida e aprovada em: 05 Agosto de 2014.

Banca examinadora:



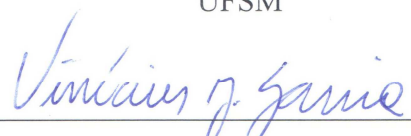
---

Prof. Dr. Mauricio Sperandio  
Orientador  
UFSM



---

Prof. Dr. Daniel P. Bernardon  
UFSM



---

Prof. Dr. Vinícius J. Garcia  
UFSM

*Dedico este trabalho a minha família, em especial a minha Mãe Carmen Neide Sechi e aos meus três irmãos Fabio Luis Sechi, Rodrigo Luis Sechi e Guilherme Luis Sechi e à minha namorada Cintia Raquel Heldt de Carvalho.*

## **AGRADECIMENTO**

*A Deus, pela vida.*

*Agradeço aos meus pais, Carmen Neide Sechi e Valdir Luiz Sechi (in memoriam) que sempre me inspiram. Em especial a minha Mãe (Pai e Mãe ao mesmo tempo) que sempre me apoia, motiva e ama.*

*Agradeço ao Professor Dr. Mauricio Sperandio pelo incentivo, pela competência e pela dedicação. Sem, não conseguiria. Um grande orientador, muito sábio na engenharia e na vida. Obrigado.*

*Agradeço a Certel Energia, pela oportunidade e pelo conhecimento adquirido. Em especial ao Eng. Eletricista Francisco Carlos Silveira de Oliveira, que em muitas ocasiões, fez com que tudo isso pudesse acontecer, meu sincero agradecimento. Ao Eng. Eletricista Samuel V. Deifelt e ao Eng. Eletricista e Bacharel em Direito Ernani Mallmann pelos ensinamentos, que foram e são de grande importância.*

*Aos meus amigos Engenheiros “espalhados” por Alegrete e Santa Maria. Em especial aos Engenheiros Edson Rodrigo Schlosser e Roger L. Farias pelas conversas e pelos “aconchegos” no Alegrete. E ao Iuri Castro Figueró em Santa Maria. Grandes Amigos.*

*Ao Eng. Guilherme Sebastião da Silva pelas nobres palavras antes da prévia deste glorioso trabalho. Foram, com certeza, motivadas por uma amizade verdadeira.*

*A Ela, que fez com que eu enxergasse a vida com mais amor e expertise. Por incentivar e me apoiar nas horas certas. Cintia Raquel Heldt de Carvalho.*

*A grande experiência de vida que tive trabalhando e estudando ao “mesmo tempo”.*

*“Tudo, exatamente tudo. Duelos, vitórias e derrotas. Sucessos, honrarias e fracassos. Todos, exatamente todos”.* Daniel Sechi.

## RESUMO

Este trabalho propõe um método de apoio à decisão aplicado ao problema do planejamento da expansão do sistema de transmissão de energia elétrica. O objetivo é investigar a influência de alguns atributos que são pertinentes para o planejamento das linhas de transmissão de 230 kV conectadas ao sistema interligado nacional (SIN), sob o ponto de vista de uma permissionária acessante. A motivação se deve ao fato que os modelos de planejamento mais utilizados no Brasil têm como estratégia considerar, no processo de expansão, somente os custos advindos de aspectos físicos e elétricos das linhas de transmissão, sem atribuir pesos e opiniões dos vários agentes (atores) do setor elétrico sobre outros aspectos menos tangíveis. Para tanto, busca-se inserir e avaliar um método de apoio à decisão como um elemento do processo de expansão do sistema de uma permissionária cooperativa do estado do Rio Grande do Sul. O impacto da adição deste método no planejamento será analisado e comparado com o estudo já realizado pela Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE) na expansão desta permissionária. No estudo de caso, as alternativas propostas visam agregar situações que liberem a permissionária de contratos em 69 kV com outros agentes, de forma a minimizar custos com a conexão. Ou seja, diferentes traçados de linhas de transmissão em 230 kV são avaliados, a fim de suprir a conexão da permissionária, não satisfazendo somente critérios de custos com a implementação, mas também considerando aspectos técnicos e sociais da cooperativa.

Palavras-chave: Planejamento de Linhas de Transmissão, Métodos de Apoio a Decisão, Análise Multicritério.



## ABSTRACT

This research aims to propose and test the technical feasibility of a decision support method applied to the problem of planning the expansion of the transmission of electricity in 230 kV system, a cooperative permittee of the state of Rio Grande South. Similarly, the aim of this work is to investigate some attributes which are relevant to the planning of transmission lines (TL) of 230 kV connected to the national interconnected System (SIN). The motivation is due to the fact that models of planned expansion systems most used in Brazil as a strategy have to add, in the expansion process, almost only the physical and electrical transmission lines (TLs) aspects, without assigning weights & opinions planners of the electricity sector. To this end, we seek to enter and evaluate a method of decision support as an element of the system expansion process. The impact of adding this method in planning will be analyzed and compared with the study ever conducted by the Energy Research Company (EPE) in the expansion of permittee, in order to confirm and clarify the proposed methodology. Logo, citing that the alternative proposals aim to add situations that release the permittee contracts at 69 kV with agents of the electric power system, to minimize the connection costs. In different paths of transmission lines at 230 kV are proposed in order to supply the connection permittee, not only satisfying criteria of the implementation costs, but also considering environmental aspects partner.

Keywords: Planning of Transmission Lines, Methods Decision Support, Multicriteria Analysis.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Situação atual das subestações e linhas de transmissão.....	21
Figura 2 - Fluxograma de planejamento.....	27
Figura 3 - Fluxograma de um tipo de planejamento.....	28
Figura 4 - Rede de transmissão considerando um sistema de anel entre subestações.....	31
Figura 5 - Análise dos critérios.....	33
Figura 6 - Estrutura do método AHP.....	34
Figura 7 - Fluxograma do método AHP.....	35
Figura 8 - Modelo de estruturação de uma análise multicriterial.....	39
Figura 9. Distribuições e soluções da Fronteira de Pareto. ....	43
Figura 10. Conjunto de Soluções.....	46
Figura 11 - Influência versus poder.....	52
Figura 12 - Escolha dos decisores na compra de um carro.....	53
Figura 13 - Árvore de pontos de vista na compra de um carro.....	53
Figura 14. Critérios para a escolha da LT.....	63
Figura 15 – Sistema IEEE 14 barras modificado.....	68
Figura 16 - Layout do software ANAREDE.....	70
Figura 17 - Sistema IEEE 14 barras modificado.....	74
Figura 18 - Sistema IEEE 14 barras modificado pelo autor.....	74
Figura 19 - Sistema IEEE 14 barras modificado pelo autor.....	75
Figura 20 - Layout demonstrativo da etapas 1, 2 e 3.....	76
Figura 21 – Relatório de perdas da etapa 1a.....	76
Figura 22 – Relatório de perdas da etapa 1b.....	77
Figura 23 – Relatório de perdas da etapa 1c.....	78

Figura 24 – Layout geral da região a ser simulada.....	87
Figura 25 – Layout ilustrando sobrecarga entre SE concessionária 1 e SE 02 .....	88
Figura 26 - Relatório de perdas do caso base .....	89
Figura 27 - Relatório de carregamento de severidade do caso base.....	89
Figura 28 – Regiões propícias para a construção das LTs e SEs da etapa 1 .....	91
Figura 29 - Relatório de perdas utilizando condutor Starling 715,5 .....	92
Figura 30 - Relatório de perdas utilizando condutor Magnolia 954.....	93
Figura 31 - Relatório de perdas utilizando condutor Hen 477. ....	93
Figura 32 – Regiões propícias para a construção das LTs e SEs da etapa 2 .....	95
Figura 33 - Relatório de perdas utilizando condutor Starling 715,5 .....	96
Figura 34 - Relatório de perdas utilizando condutor Magnolia 954.....	96
Figura 35 - Relatório de perdas utilizando condutor Hen 477 .....	97
Figura 36 – Regiões propícias para a construção das LTs e SEs da etapa 3 .....	98
Figura 37 - Relatório de perdas utilizando condutor Starling 715,5 .....	99
Figura 38 - Relatório de perdas utilizando condutor Magnoli 954.....	100
Figura 39 - Relatório de perdas utilizando condutor Hen 477 .....	100
Figura 40 – Regiões propícias para a construção das LTs e SEs da etapa 4 .....	102
Figura 41 - Relatório de perdas utilizando condutor Starling 715,5 .....	103
Figura 42 - Relatório de perdas utilizando condutor Magnolia 954.....	103
Figura 43 - Relatório de perdas utilizando condutor Hen 477 .....	104
Figura 44 – Regiões propícias para a construção das LTs e SEs da etapa 5 .....	105
Figura 45 - Relatório de perdas utilizando condutor Starling 715,5 .....	106
Figura 46 - Relatório de perdas utilizando condutor Magnolia 954.....	107
Figura 47 - Relatório de perdas utilizando condutor Hen 477 .....	107

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Conjunto de soluções.....	45
Tabela 2 - Custos modulares da ANEEL para tensões de 230 kV .....	50
Tabela 3 - Solução em Função do Problema .....	54
Tabela 4 - Desempenho das alternativas e pesos dos critérios .....	55
Tabela 5 - Desempenhos Normalizados .....	55
Tabela 6 - Matriz normalizada multiplicada pelo peso do critério.....	56
Tabela 7 - Valores globais das alternativas .....	56
Tabela 8 - Alternativas por ordem de prioridade.....	57
Tabela 9 - Análise de sensibilidade do critério custo .....	58
Tabela 10 – Valores para o critério impacto.....	64
Tabela 11 – Custo dos condutores na classe de 230 kV .....	65
Tabela 12 – Custo para torres de aço em 230 kV .....	67
Tabela 13 – Valores médio de impedâncias de LTs em 230 kV .....	67
Tabela 14 - Parâmetros elétricos dos circuitos e distâncias das LTs.....	69
Tabela 15 - Dados de carga e potência inseridos no sistema IEEE 14 Barras .....	70
Tabela 16 - Dados para carga leve ( <i>default</i> ).....	72
Tabela 17 - Dados para carga média (5 anos) .....	73
Tabela 18 - Dados de carga pesada (10 anos) .....	73
Tabela 19 - Módulos construtivos etapa 1a .....	77
Tabela 20 - Módulos construtivos etapa 1b.....	78
Tabela 21 - Módulos construtivos etapa 1c .....	79
Tabela 22 – Resumo das alternativas para o modelo IEEE 14 barras .....	79
Tabela 23 – Pesos atribuídos aos critérios.....	80

Tabela 24 – Critérios normalizados do sistema IEEE 14 barras .....	80
Tabela 25 - Matriz normalizada multiplicada pelo peso do critério do sistema IEEE 14 barras .....	81
Tabela 26 – Valores globais das alternativas do sistema IEEE 14 barras .....	81
Tabela 27 – Alternativas por ordem de prioridade do sistema IEEE 14 barras.....	82
Tabela 28 – Análise de sensibilidade do critério custo do sistema IEEE 14 barras .....	82
Tabela 29 – Consumo geral da permissionária.....	84
Tabela 30 – Custo comparativo entre 69 kV e 230 kV .....	86
Tabela 31 – Dados elétricos das SEs .....	87
Tabela 32 – Características dos condutores.....	88
Tabela 33 – Alternativas propostas pelo autor .....	90
Tabela 34 – Valores dos parâmetros elétricos das LTs das Alternativas 1 .....	92
Tabela 35 – Módulos construtivos para a etapa 1 .....	94
Tabela 36 – Valores em R\$ das alternativas 1a, 1b e 1c .....	94
Tabela 37 – Valores dos parâmetros elétricos das LTs das Alternativas 2 .....	95
Tabela 38 – Módulos construtivos para a etapa 2 .....	97
Tabela 39 – Valores em R\$ das alternativas 2a, 2b e 2 c .....	98
Tabela 40 – Valores dos parâmetros elétricos das LTs das Alternativas 3 .....	99
Tabela 41 – Módulos construtivos para a etapa 3 .....	101
Tabela 42 – Valores em R\$ das alternativas 3a, 3b e 3c .....	101
Tabela 43 – Valores dos parâmetros elétricos das LTs das Alternativas 4 .....	102
Tabela 44 – Módulos construtivos para a etapa 4 .....	104
Tabela 45 – Valores em R\$ das alternativas 4a, 4b e 4c .....	105
Tabela 46 – Valores dos parâmetros elétricos das LTs das Alternativas 5 .....	106
Tabela 47 – Módulos construtivos para a etapa 5 .....	108
Tabela 48 – Valores em R\$ das alternativas 5a, 5b e 5c .....	108

Tabela 49 – Valores dos critérios .....	108
Tabela 50 - Matriz normalizada.....	109
Tabela 51 - Matriz normalizada multiplicada pelos pesos dos critérios.....	110
Tabela 52 – Valores globais das alternativas.....	110
Tabela 53 – Alternativas por ordem de prioridade .....	111
Tabela 54 – Análise de sensibilidade do critério custo .....	112
Tabela 55 – Análise de sensibilidade do critério impacto .....	113

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A	Ampère
AHP	Analytic Hierarchy Process
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAA	Condutor com Alma de Aço
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
ELECTRE	Elimination et Choix Traduisant la Réalité
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
G	Usina Hidrelétrica
LT	Linha de Transmissão
kV	Quilo Volt
kW	Quilo Watts
MOCF	Limite de Fluxo
MOCG	Limite de Geração
MOCT	Limite de Tensão
MVA	Mega Volt Ampère
MW	Mega Watts
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PROMETEE	Preference Ranking Organization Method for Enrichment Evaluations
SE	Subestações
SIN	Sistema Interligado Nacional
V	Volts

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>19</b>
1.1 Objetivos .....	22
1.2 Estrutura do trabalho.....	23
<b>2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>25</b>
2.1 Planejamento da transmissão .....	25
2.2 Planejamento de subestações .....	29
2.3 Análise multicriterial.....	32
2.4 Métodos multicritérios de apoio a decisão.....	34
2.5 Características gerais dos métodos multicritérios.....	36
2.6 Estrutura típica e vantagens da análise multicritério .....	37
2.7 A escolha do processo decisório .....	40
<b>3. METODOLOGIA PROPOSTA .....</b>	<b>48</b>
3.1 Custos modulares (transformadores e barramentos) da SE de 230 kV.....	49
3.2 Características gerais dos métodos multicriteriais de apoio a decisão .....	51
3.3 Método de apoio à decisão a ser proposto .....	52
<b>4. ESTUDO DE CASO .....</b>	<b>61</b>
4.1 Análise de rede – ANAREDE.....	62
4.2 Elaboração dos valores dos critérios.....	63
4.3 Simulação do sistema IEEE 14 Barras Modificado.....	67
4.4 Estudo de caso de uma permissionária.....	83
4.5 Pré-análise .....	86
4.6 Desenvolvimento das alternativas .....	90
4.6.1 Alternativas 1. ....	91



<b>4.6.2 Alternativas 2.</b> .....	<b>94</b>
<b>4.6.3 Alternativas 3.</b> .....	<b>98</b>
<b>4.6.4 Alternativas 4.</b> .....	<b>101</b>
<b>4.6.5 Alternativas 5.</b> .....	<b>105</b>
<b>4.7 Comparação dos resultados com o estudo da EPE</b> .....	<b>113</b>
<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> .....	<b>115</b>
<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>117</b>
<b>ANEXO I</b> .....	<b>124</b>

## 1. INTRODUÇÃO

Impulsionado pelo grande aumento do consumo de energia elétrica no Brasil, cerca de 4.6% a.a, conforme o Plano Decenal de Expansão de Energia - 2020 desenvolvido pelo Ministério de Minas e Energia do Brasil (2014), as geradoras, transmissoras e distribuidoras de energia planejam a expansão e/ou reforma das linhas de transmissão de modo a determinar que os meios de conexão sejam realizados de forma econômica e confiável.

Devido à demanda energética brasileira aumentar cada vez mais e os consumidores se tornaram cada vez mais conscientes e exigentes, o problema do planejamento da expansão de sistemas de transmissão é um tema relevante para o setor elétrico, cuja solução propiciará o atendimento aos consumidores de forma confiável e econômica.

De acordo com Carção (2011), o sistema elétrico está passando por um processo de uma estrutura de gestão centralizada para uma descentralizada, ou seja, que tem como objetivo obter uma maior eficiência dos agentes participantes do setor (geração, transmissão, distribuição, entre outros) que decidirão onde e quando investir seus recursos para expandir o sistema. Este processo deverá sofrer a intermediação de um agente central e deverá funcionar como um plano de referência, de forma a garantir uma expansão global do sistema, otimizando a utilização dos recursos disponíveis e os custos para os consumidores.

As decisões do processo de planejamento estão relacionadas à triagem das melhores unidades geradoras, rotas de transmissão e das malhas afim de garantir um suprimento de energia de forma confiável e econômica. Neste processo, a tomada de decisão dá origem a um problema de otimização, o qual se faz necessário para o desenvolvimento de estratégias e técnicas de solução que assegurem um planejamento eficaz.

De acordo com Fischl et al. (1972) e Latorre et al. (2003), o problema do planejamento é separado com relação aos seus principais agentes, os quais são: problema de planejamento da geração, que não leva em conta os custos da expansão da transmissão, o problema de planejamento da transmissão, que supõe conhecidas as estimativas de crescimento da demanda e programas alternativos de expansão da geração, até o ano horizonte de planejamento e o problema com a alocação das linhas de transmissão e subestações de energia elétrica.

No que abrange o planejamento de sistemas de transmissão ainda é possível separar o problema em dois tipos: planejamento estático e planejamento multiestágio.

No planejamento estático existe apenas um estágio de planejamento, onde o planejador procura conhecer o melhor circuito para ser adicionado em um único ano no horizonte (carga

pesada de um determinado ano), ou seja, encontrar a topologia final para uma futura situação definida.

Por outro lado, o planejamento multiestágio caracteriza-se pela estratégia de expansão ótima que abrange todo o horizonte onde múltiplos anos são considerados. Neste caso, deve-se levar em consideração não só as especificações técnicas e a alocação dos circuitos planejados, mas também considerações de tempo.

Com isso, esta dissertação tem como objetivo desenvolver um modelo de Análise de Decisão que simplifique o processo de escolha de alternativas, relacionados ao planejamento de linhas de transmissão, mais especificamente, para a conexão de uma permissionária na rede básica (230kV). Para tanto, foi realizado um estudo de caso onde, com a utilização do método multicritérios de apoio à decisão apresentado por Enslin 2011, se desenvolveu um modelo de análise de decisão.

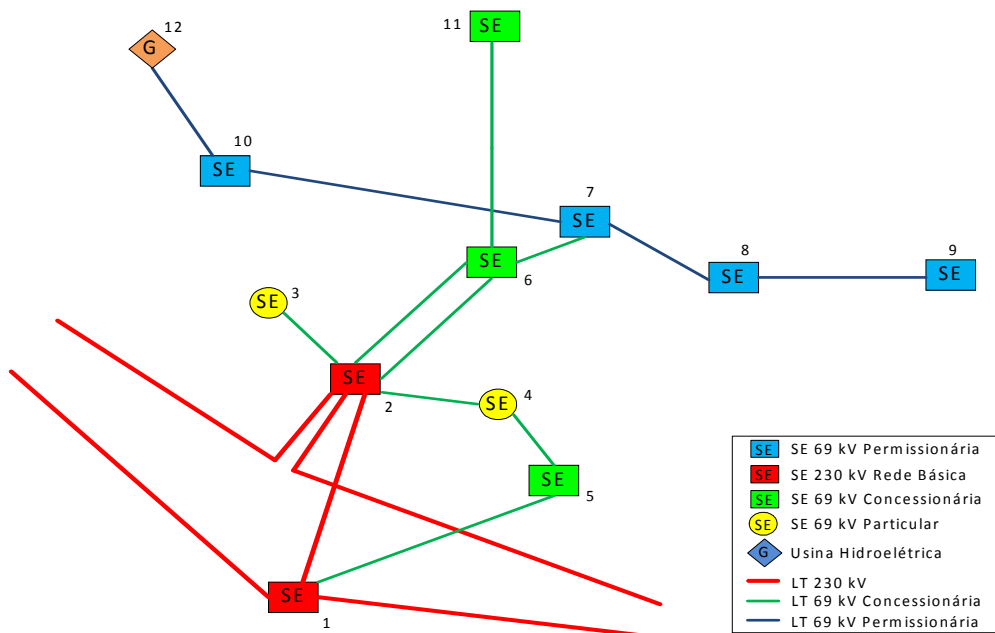
Percebe-se que as questões estão inseridas em contextos decisórios que envolvem várias alternativas com diferentes percepções, valores, objetivos e relações de poder. Isto torna a escolha de alternativas de Linhas de Transmissão um processo de decisão complexo, marcado pelo conflito de interesses. Os decisores, por conseguinte, necessitam de ferramentas que os auxiliem na análise das opções.

Um instrumento de apoio bastante utilizado é a Análise Custo-Benefício (ACB) Gonçalves, 2001. Porém, esta ferramenta apresenta uma série de limitações conceituais e metodológicas. Sua aplicação, geralmente, é de difícil compatibilidade com a avaliação de critérios não tangíveis, além de não atender às demandas do planejamento das linhas de transmissão geradas pela complexidade resultante de alternativas e conceitos a serem considerados.

Torna-se necessária, portanto, a aplicação de abordagens mais flexíveis, que também permitam a agregação de variáveis intangíveis monetariamente e a consulta às populações afetadas Gartner, 2001. Os métodos multicritérios de análise de decisão (MMAD) são instrumentos de análise econômica que possuem estas características. Por este motivo são utilizados como referencial teórico da dissertação. Como será destacado nas próximas páginas, entre os diversos modelos de MMAD, a presente dissertação aprofunda a análise de apenas um deles: o método de apoio a decisão citado em Enslin, 2011. Essa avaliação minuciosa ocorre não apenas pela revisão da literatura científica, mas também por meio de uma aplicação prática do método, detalhada no decorrer deste trabalho.

A motivação deste estudo é colaborar para o desenvolvimento da análise da expansão da transmissão de uma permissionária do Rio Grande do Sul através de uma análise multicritério, considerando a opinião de pessoas de um sistema cooperado. Sabendo que a expansão se dará por meio da construção de uma Subestação (SE) de 230/69 kV e uma Linha de Transmissão (LT) conectada na Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN), a fim de diminuir custos com contratos de demanda e receber uma energia (suprimento) com mais qualidade e confiabilidade. A Figura 1 ilustra a situação atual das instalações.

Figura 1 - Situação atual das subestações e linhas de transmissão



Fonte: Adaptado de EPE, 2011.

Nesta região, conforme Figura 1, existem duas subestações de 230 kV que suprem a demanda de três subestações de uma concessionária, quatro subestações de uma permissionária e duas subestações de empresas particulares do ramo alimentício. Além do que, existe uma usina hidrelétrica de 7 MVA conectada no subsistema através de uma LT de 69 kV na subestação 10 da Permissionária.

Portanto, será proposta uma nova SE de 230 kV, interligada por duas LTs, para suprir a demanda das quatro subestações de 69 kV da permissionária, considerando as seguintes relações:

- Fluxo de potência: perdas e severidade de carregamento das LTs;

- Custos (R\$): custos modulares do banco de referência da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL);
- Impacto: aspectos de acessibilidade e dificuldades com a execução de linhas de transmissão e subestações.

Para tanto, é utilizado o software de simulações de fluxos de potência ANAREDE – Análise de Redes Elétricas, desenvolvido pelo CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, vinculado à Eletrobrás. O objetivo de usar o ANAREDE em vez de outro pacote de análise de sistemas elétricos, como o DIgSilent™ ou PowerWorld™, é que esse é o programa computacional mais utilizado no Brasil, sendo de uso comum por todos os agentes do setor, tornando-o praticamente obrigatório para estudos oficiais. Principalmente porque o Operador Nacional do Sistema – ONS disponibiliza os arquivos de estudos de casos de referência que servem de base para estudos elétricos de fluxo de potência realizados no âmbito do planejamento da operação elétrica do SIN.

Através da leitura dos casos de referência do Operador Nacional do Sistema (ONS) pelo software ANAREDE será possível avaliar várias alternativas de conexão de um ponto de interesse da rede da permissionária, a fim de comparar e decidir qual a localidade mais propícia e satisfatória para a conexão desta subestação. Sendo que esta análise irá considerar múltiplos critérios, tais como o custo envolvendo perdas de energia elétrica e construções de LTs e SEs, e aspectos técnico-econômicos e socioambientais atribuídos pelos membros cooperados da permissionária.

## 1.1 Objetivos

Analisar o planejamento de linhas de transmissão e subestações de energia elétrica por meio de um método de apoio a decisão multicritério, confrontando com a metodologia de mínimo custo utilizada pela Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE).

Como objetivos específicos, podem ser destacados:

- Conectar uma permissionária do Rio Grande do Sul ao Sistema Interligado Nacional (SIN) em 230 kV;
- Introduzir no modelo de planejamento aspectos pouco tangíveis, sob a ótica da permissionária e seus cooperados, através de métodos de apoio a decisão;
- Reduzir a tarifa de conexão;
- Melhorar os índices de confiabilidade do sistema.

## 1.2 Estrutura do trabalho

A dissertação está organizada em 4 capítulos distribuídos da seguinte forma:

Este primeiro capítulo apresentou a introdução da dissertação, sua motivação e objetivos, bem como um prévia da metodologia de pesquisa que será desenvolvida nos próximos capítulos.

O segundo capítulo propõe a revisão bibliográfica referente ao planejamento da expansão de linhas de transmissão, planejamento de subestações e de métodos multicritérios em apoio à decisão. É citado um pouco da história e da situação atual (mundial) deste tipo de planejamento.

O terceiro capítulo aponta a metodologia proposta, bem como, os conceitos que envolvem linhas de transmissão, subestações e métodos multicritérios de apoio à decisão. Serão exemplificados os custos modulares de subestações e linhas de transmissão estabelecidos pelo órgão regulador (ANEEL).

O quarto capítulo representa o estudo de caso em duas partes: primeiramente são apresentadas simulações de planejamento para a rede teste IEEE 14 barras, inserindo o método multicritério de apoio à decisão para determinar a melhor alternativa. Após, repete-se o processo para uma situação real, envolvendo uma cooperativa permissionária do RS. Citando os diferentes custos com a tarifa de energia em 69 kV e 230 kV. De forma conclusiva, ainda no quarto capítulo, foi realizada uma análise crítica dos resultados obtidos, comparando a alternativa proposta neste trabalho com a já elaborada pela EPE.



## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo apresenta uma revisão dos principais e atuais trabalhos da literatura relacionados com o planejamento da transmissão e do planejamento de subestações, considerando alguns métodos de soluções. Citam-se também, trabalhos com metodologias multicritério em apoio à decisão.

### 2.1 Planejamento da transmissão

Nas últimas décadas, o estudo na área do Planejamento da Transmissão sofreu grande impacto devido, principalmente, ao surgimento de novos softwares com interfaces gráficas amigáveis e o avanço dos algoritmos de otimização. Sullivan (1977), Pérez-Arriaga et al. (1987) e Latorre (1993) já descreviam o problema do Planejamento da Transmissão, mostrando uma visão complexa dos modelos matemáticos de otimização/sensibilidade e da escassa análise técnica (via simulação) do estudo de fluxo de potência das novas Linhas de Transmissão.

Segundo Latorre et al. (2003) os modelos de Planejamento da Transmissão podem ser classificados em dois tipos: Heurísticos e de Otimização Matemática.

Os modelos heurísticos são baseados em algoritmos com rotinas de repetição, ou seja, o processo heurístico é realizado até que o algoritmo não encontre novos locais para instalar as Linhas de Transmissão projetadas considerando os critérios de avaliação que incluem, geralmente, custos com os investimentos das instalações, custo com a operação e de possíveis sobrecargas no sistema. Todos os modelos heurísticos partem de um patamar inicial e após sucessivas avaliações determinam o melhor plano de expansão (plano ótimo).

De acordo com uma das abordagens heurísticas voltada para o Planejamento de LT mais antiga encontrada na literatura, Fischl et al. (1972) procurava calcular o menor fluxo de potência em Corrente Contínua (CC) possível (baixa susceptância) para assim resultar no menor custo com o investimento. Calculavam-se sucessivamente rotas com o menor fluxo possível, até sanar todas as possibilidades e assim determinar o traçado da Linha de Transmissão.

Pintov et al. (1990) afirma que um procedimento heurístico comum é atribuir circuitos adicionais (recondutoramento ou LTs em paralelo) usando uma análise de sensibilidade dos novos circuitos. Esta sensibilidade era analisada em relação ao comportamento do sistema frente à sobrecarga. Logo, para analisar esta sobrecarga era necessário estimar o fluxo de



potência em CC e a partir de modelos matemáticos (programação linear) estimava-se a capacidade do circuito já existente, e assim as novas LT eram planejadas e executadas.

Os modelos matemáticos de otimização tendem a encontrar um plano de expansão ideal, somente, através da resolução de conceitos matemáticos, o que, devido a impossibilidade de considerar todos os aspectos do problema do planejamento da transmissão em expressões, o plano ideal obtido era analisado tecnicamente, financeiramente e ambientalmente antes pelo planejador.

Ma et al. (2008) destaca o problema da incerteza do menor custo na compra de energia elétrica no sistema da China, ou seja, um bom planejamento deve considerar o custo com a aquisição de energia elétrica por meios de diversas e diferentes fontes, devendo elas serem renováveis ou não. Para isso, o autor utiliza o método de Monte Carlo e Algoritmo Genético com a seguinte estrutura lógica:

- É realizada uma amostragem de Geração e Carga Futura;
- É simulado via Algoritmo Genético todas às possibilidades de conexão da carga com diversas e simultâneas fontes de geração;
- O método de Monte Carlo é utilizado para comprovar se fluxo de potência é viável.

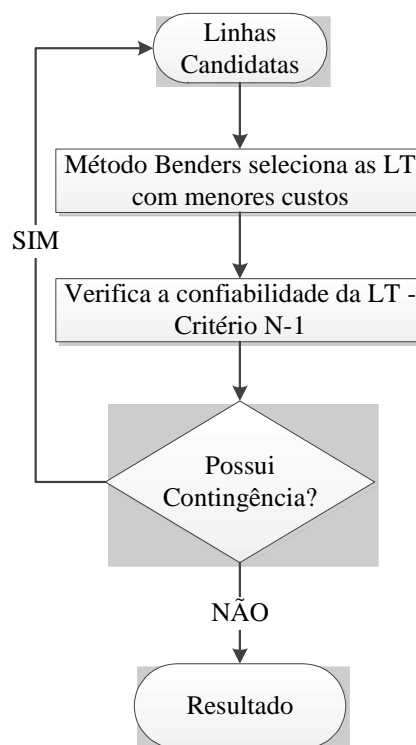
Desta forma, várias linhas de transmissão são consideradas vencedoras e necessárias, uma vez que, as usinas de diferentes fontes se encontram em locais distintos. O autor ainda destaca que se deve levar em conta uma discussão relevante ao custo benefício deste tipo de planejamento, uma vez que, a construção de diversas linhas de transmissão, prevendo a escassez das fontes, é extremamente cara, se tornando praticamente inviável para o Brasil.

Varadan et al. (2009) relata, em trabalho realizado na Índia, dois critérios relevantes para o planejamento da transmissão: a Frequência de Interrupções da Linha e a Capacidade de Transferência de Carga em serviço. Destaca também não só a importância da criação destes indicadores para futuras modificações como a necessidade de existir LTs com capacidade reserva para agradar os proprietários que esperam sempre vender mais energia. Porém, sabe-se que esta abordagem não é possível no caso brasileiro devido ao fato das linhas de transmissão pertencer ao Governo desta federação. Mesmo assim, o autor considera as seguintes restrições:

- Probabilidade de contingência;
- Probabilidade das linhas operarem em carga leve;
- Cenários futuros de geração;
- Segurança na construção de interligações remotamente.

Por outro lado, Gu et al. (2012) faz uma abordagem no planejamento da transmissão considerando dois critérios essenciais: a economia do projeto e a confiabilidade do sistema. Ou seja, as linhas de transmissão candidatas são orçadas e posteriormente analisadas através do método de Benders, o qual retorna a LT vencedora no quesito custo. Após, deve-se analisar a confiabilidade desta LT. Caso atinja os valores pré-estabelecidos pelo planejador como confiável torna-se o projeto vencedor, caso contrário inicializa-se o processo novamente (Figura 2).

Figura 2 - Fluxograma de planejamento



Fonte: Gu et al., 2012.

Gu et al. (2012) ainda ressalta que a LT vencedora não será a mais econômica e nem a mais confiável, pois ambos os índices são inversamente proporcionais.

Conforme Hosseini (2012), os planejadores das Linhas de Transmissão devem agora considerar não somente o nível de investimento, mas também as perspectivas criadas pela expansão como:

- Índice de segurança;
- Índice de confiabilidade;
- Capacidade de Geração e de Transmissão;

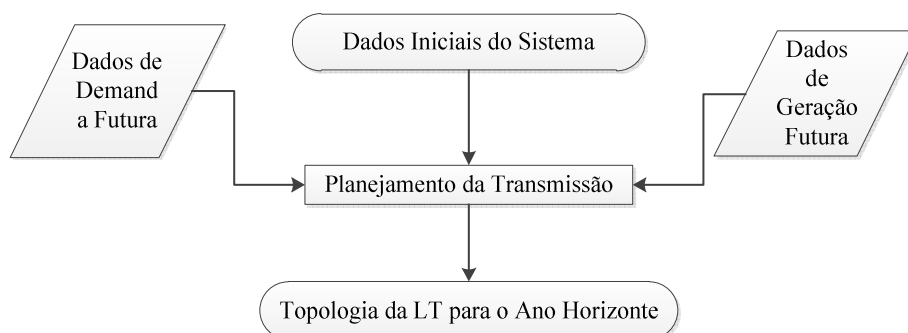
- Tarifas de Transmissão para novos circuitos;
- Tempo horizonte que as novas LT suprirão a carga;
- Fatores ambientais;
- Tempo de construção das linhas;
- Experiência de um planejador.

Seguindo a mesma ideia, Olsen et al. (2012) descreve que o Planejamento das Linhas de Transmissão deve considerar a opinião pública, que em muitos casos já aplicados, é rejeitado pela população. Por exemplo, o autor cita que na Califórnia planos referentes a conexões com fontes renováveis de energia e novos planos ambientais tem atraído a participação de diversos investidores, o que acaba amenizando a aceitação com o público.

Por outro lado no Brasil, de acordo com Kirschen et al. (2004), é inconcebível um determinado(s) investidor(s) construir linhas de transmissão, de forma a competir, pois o impacto ambiental e principalmente o custo não são viáveis do ponto de vista da sociedade e do empreendedor. Pode-se citar ainda que, atualmente no Brasil, a construção das LT da rede básica são todas licitadas, tendo seu planejamento determinado e centralizado pela EPE.

Segundo Fan et al. (2011) e Gorestin et al. (1993), o estudo da expansão da transmissão deve-se preocupar com duas variáveis incertas: a demanda e a geração futura, conforme Figura 3.

Figura 3 - Fluxograma de um tipo de planejamento



Fonte: Fan et al., 2011.

No caso do Brasil, o planejamento do crescimento de demanda e de geração cabe ao Ministério de Minas e Energia (MME), considerando os estudos realizados pela Empresa de

Pesquisa Energética (EPE) e do ONS. Sabe-se ainda, que o Plano Decenal de Expansão de Energia desenvolvido pelo EPE incorpora uma visão integrada da expansão da demanda e da oferta energética. Ou seja, definindo-se os momentos de entrada das novas usinas e do crescimento da carga é estabelecida a expansão do sistema de transmissão pela EPE.

Caputo (2009) afirma que o planejamento da expansão da transmissão consiste em propor, analisar e selecionar alternativas que envolvem a determinação de quais/quantas linhas devem ser construídas e quando estas aplicações devem entrar em operação, para garantir o atendimento econômico e confiável da carga planejada. Destacando-se os seguintes motivos:

- Congestionamento da rede;
- Aumento da confiabilidade do sistema;
- Evitar a construção de novas usinas;
- Otimizar o despacho das usinas.

Miasaki (2006) detalha que o melhor plano de expansão deverá iniciar-se com uma boa alocação dos novos equipamentos, de forma a garantir que o sistema opere adequadamente, e que principalmente, obedeçam as restrições financeiras para um determinado cenário futuro.

Por fim, Zhao et al. (2011) propõem uma análise da influência da Geração Distribuída (GD) no planejamento das Linhas de Transmissão. O autor consegue, por meio de simulações no sistema de 14-barras da IEEE, evidenciar as seguintes conclusões:

- A GD pode adiar investimentos na expansão de LT;
- Não, necessariamente, eleva o congestionamento nas LT;
- Não aumenta a confiabilidade das LT.

## **2.2 Planejamento de subestações**

O problema do Planejamento de Subestações consiste, entre outros fatores, conforme Thompson et al. (1981), Tao et al. (2008) e Zhi-gang et al. (2009), em determinar a localização e o número de subestações a serem executadas, de forma que o custo da instalação e da operação seja mínimo.

De acordo com a definição da NBR 5460/1992, uma subestação é uma parte do sistema de potência concentrada em um local compreendendo as extremidades de Linhas de Transmissão, contendo dispositivos de manobra, controle, transformação e proteção. Assim as subestações

têm por função garantir a máxima segurança de operação e serviço a todas as partes constituintes dos sistemas elétricos de potência.

Ainda assim, Fangdong et al. (2010) refere que o planejamento das subestações pode ser descrito da seguinte maneira: sob condição de distribuição de carga (para satisfazer a exigência de carga definitiva e ter o menor custo com investimento), determinar a quantidade de Subestações, a localização, o tamanho das Subestações e o número de transformadores a serem instalados.

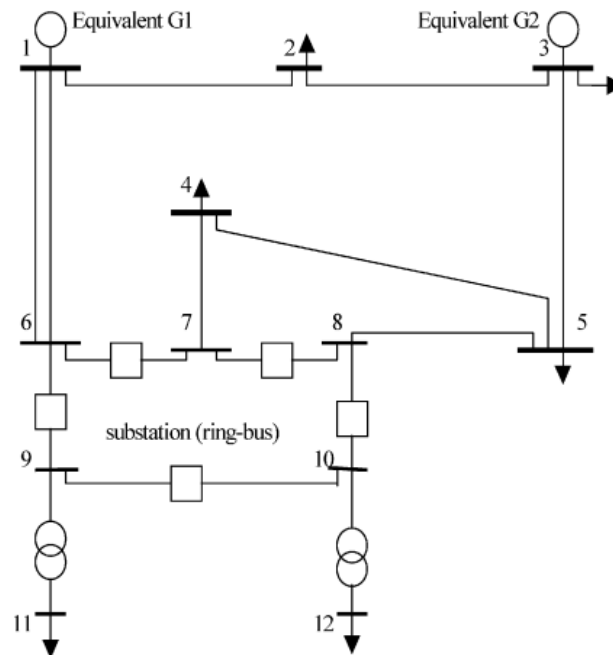
Zhiqiang et al. (2006) complementa que a escolha da localização de uma nova subestação deve-se, em primeiro lugar, ao conhecimento do traçado da Linha de Transmissão e a partir disso determinar uma área geográfica (mais próximo da carga) como sendo as possíveis novas instalações. O autor utiliza algoritmos que tendem a buscar, a partir de dados históricos, regiões com grandes índices de crescimento populacional. Desta forma, se determina o ponto ideal para a alocação desta nova SE.

Da mesma forma, Wen et al. (2009) faz uma proposta de alocação de novas subestações através de um processo heurístico, que determina regiões com grandes densidades de carga e assim projeta-se novas subestações. Logo, diversas SEs, em diferentes regiões, são planejadas. Ao final, utiliza-se o método dos mínimos quadrados para determinar a localização ótima das Subestações, através da análise do tamanho e dos custos envolvidos. O autor usa uma rede modelo da China (Yangquan, área da província de Shanxi), com 4451 km<sup>2</sup> e 2088 cidades com grande densidade de carga, comprovando os seguintes resultados:

- Instalação de 25 novas Subestações;
- Subestações entre 20 e 300 MVA;
- Subestações localizadas somente na região com destaque na densidade de carga (SE geograficamente próximas umas das outras).

Conforme Li et al. (2005) construir uma subestação para operar em anel, pode em alguns casos ser um método extremamente confiável e com um bom custo benefício, visto que para fechar o anel utiliza-se uma subestação com apenas disjuntores (Figura 4).

Figura 4 - Rede de transmissão considerando um sistema de anel entre subestações



Fonte: Li et al., 2005.

Conforme Figura 4, pode-se observar que existe uma interligação (via disjuntor) entre as barras 9 e 10 que representa o anel. Como conclusão, o autor refere que a instalação deste disjuntor (Subestação) aumentaria a confiabilidade do sistema e que o custo benefício deste investimento traria bons resultados. Por outro lado, o autor não levou em conta a construção da nova Linha de transmissão.

Segundo Fu et al. (2009), nos dias de hoje, a construção de novas subestações não é só uma questão da “empresa” de energia elétrica, mas também do governo e da sociedade. Desta forma, a localização geográfica pode ter diversas influências e são classificadas da seguinte maneira:

- Aspectos sociais: De acordo com o planejamento municipal, disponibilidade de terrenos, satisfação do suprimento de carga.
- Aspectos econômicos: Preço e condição do Terreno, condições de transporte (LT), condições de construção, radiação eletromagnética e ruído.

Pode-se concluir que as propriedades geográficas a serem analisadas com os impactos da alocação de novas subestações são indiretamente proporcionais umas às outras, sendo que algumas propriedades são mais impactantes dependendo da análise a ser realizada pelo planejador. Com isso métodos de análise multicritério são amplamente utilizados para tomar-

se a melhor decisão geográfica: alocação de equipamentos de distribuição (BERNARDON, 2007), traçado de redes de distribuição (DAZA, 2010), trajeto de gasoduto (MERCANTE et al., 2010) e alocação de subestações (FU, 2009).

### **2.3 Análise multicritério**

Na literatura existem várias metodologias para realizar a análise multicritério para a solução do problema apresentado de alocação de subestações e linhas de transmissão, a fim de otimizar os níveis atribuídos. Para cada metodologia há sempre associado funções, objetivos e áreas de restrições que são consideradas quando se efetua a otimização destes sistemas. Tais considerações são pertinentes, pois sempre que houver mais de um ponto com viabilidade técnica para escolha da instalação da SE ou LT, faz-se necessário adotar métodos para realizar a priorização destes pontos.

A existência de um método para salientar o processo de tomada de decisão constitui uma importante ferramenta para alcançar a solução do problema. Ou seja, apenas o uso dos métodos pela teoria não é suficiente para assegurar a eficácia da decisão tomada. O ponto central da abordagem multicritério, conforme Ensslin (1996), Costa (2002) e Soares (2003), é que a utilização de métodos de apoio à decisão não dispensam o julgamento de especialistas, e do mesmo modo, não busca substituir o planejador por um método, mas sim propor ao decisor uma ferramenta que lhe de mais segurança em sua tomada de decisão.

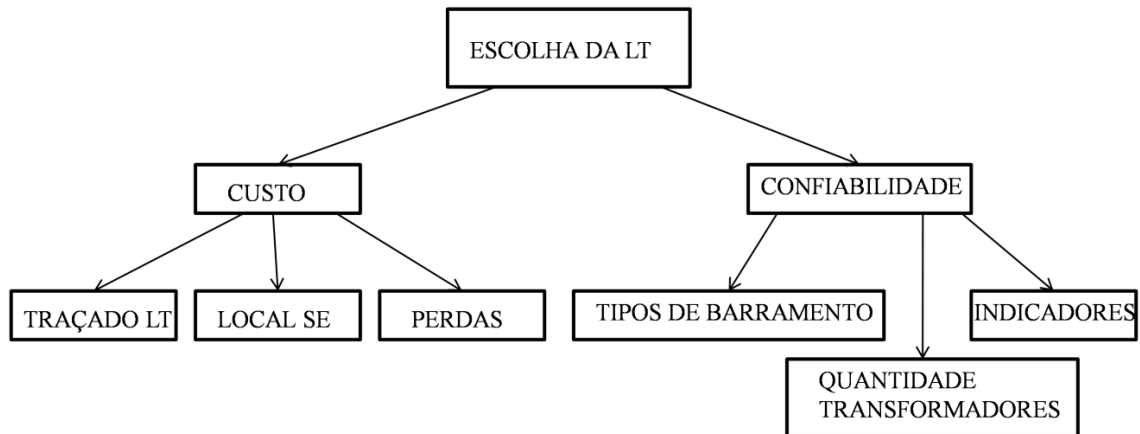
Gomes (1998) ressalta que, com a aplicação dos modelos multicritérios, o planejador poderá estimar as possíveis implicações de cada ação, de modo a obter uma melhor compreensão das vinculações entre suas ações e seus objetivos. Porém, Hening et al. (2004) afirma que o grande desafio do planejamento é identificar, entre critérios conhecidos quais são relevantes para o problema de decisão.

Da mesma forma, Soares (2003) cita que os resultados obtidos pela análise multicritério dependem do conjunto de ações consideradas, da qualidade dos dados, da escolha e estruturação dos critérios, dos valores de ponderação atribuídos aos critérios, do método de agregação utilizado e da participação dos diferentes planejadores.

A Figura 5 detalha alguns possíveis critérios envolvidos na decisão, sabendo que tais, podem ser desmembrados em subcritérios. Na metodologia apresentada por Hening et al. (2004) e Soares (2003) os pesos absolutos correspondem aos fornecidos pelos decisores, que em

seguida devem ser normalizados. Sabendo-se que cada critério/subcritério deve receber uma nota, para fornecer valores para a tomada de decisão.

Figura 5 - Análise dos critérios



Fonte: Adaptado de Soares, 2003.

Cabe ressaltar ainda que as abordagens multicritérios são formas de modelar os processos de decisão que englobam: uma decisão a ser tomada, os eventos desconhecidos que podem afetar os resultados, os possíveis cursos de ação e os próprios resultados.

Os métodos multicritérios funcionam como uma base para discussão, principalmente nos casos onde há conflitos entre os decisores, ou ainda, quando a percepção do problema pelos vários planejadores envolvidos ainda não está totalmente consolidada, destaca Noronha (1998).

Schmidt (1995) afirma que estas abordagens foram desenvolvidas para problemas que incluem aspectos qualitativos e/ou quantitativos, tendo como base o princípio de que a experiência e o conhecimento das pessoas é pelo menos tão valioso quanto os dados utilizados para a tomada de decisão.

O objetivo, portanto, é ajudar o “decisor” a analisar os dados que são intensamente complexos no campo do planejamento de linhas de transmissão e subestações, buscando a melhor estratégia de gestão.

Como os problemas com o planejamento de LT e SE representam um assunto de grande importância para as empresas de energia elétrica, uma metodologia implementada para um determinado caso real representará um grande benefício para futuros e novos investimentos.



## 2.4 Métodos multicritérios de apoio à decisão

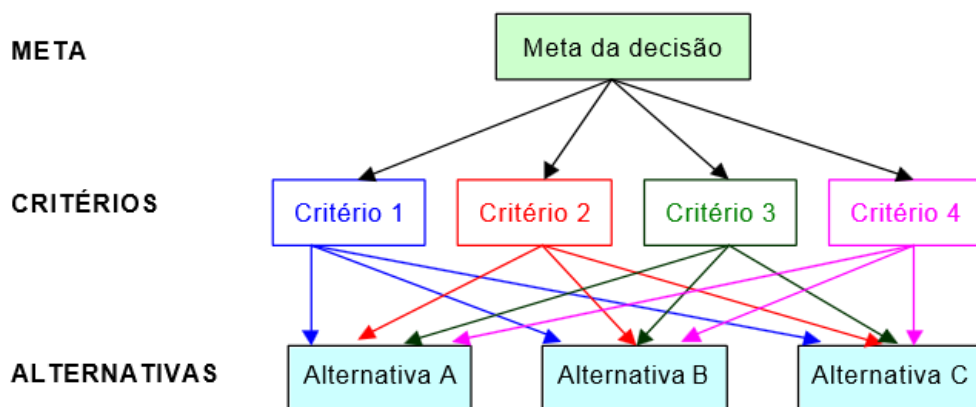
Na literatura, é comum ver problemas de otimização que visam atender a múltiplos objetivos, muitas vezes conflitantes, que podem estar relacionados a fatores econômicos, técnicos, sociais ou ambientais, conforme aponta Liu et al. (2003). Desta forma, alguns métodos e o passo a passo destas metodologias são estudadas a seguir.

### 2.4.1 Analytic Hierarchy Process - AHP

O método Analytic Hierarchy Process (AHP) foi desenvolvido pelo Professor Thomas L. Saaty em meados da década de 1970. O método tem como propósito organizar os objetivos ou critérios em uma hierarquia representada pela preferência dos decisores. De acordo com Mendoza (1999) o método AHP é uma ferramenta muito útil por ser uma boa medida da hierarquia dos princípios, critérios, indicadores e verificadores.

O método aborda a tomada de decisão arranjando os componentes importantes de um problema dentro de uma estrutura hierárquica similar a uma árvore genealógica (Figura 6).

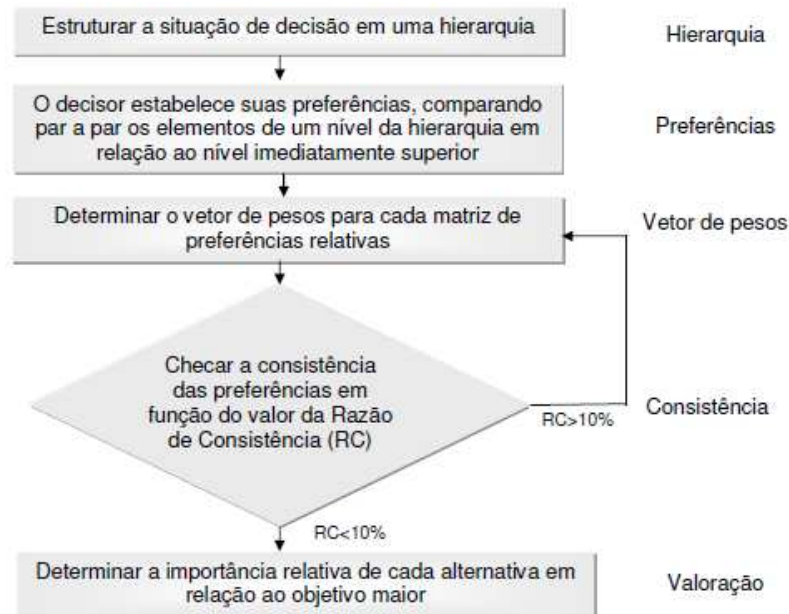
Figura 6 - Estrutura do método AHP



Fonte: Gomes, 1998.

Em trabalho publicado, Schmidt (1995) apresenta o fluxograma do funcionamento geral do método (Figura 7).

Figura 7 - Fluxograma do método AHP



Fonte: Schmidt, 1995.

A grande vantagem do método AHP é permitir que o usuário atribua pesos relativos para múltiplos critérios, ou múltiplas alternativas para um dado critério, de forma intuitiva, ao mesmo tempo em que realiza uma comparação par a par entre os mesmos. Isso permite que, mesmo quando duas variáveis são incomparáveis, com os conhecimentos e a experiência das pessoas, pode-se reconhecer qual dos critérios é mais importante, conforme (Saaty, 1991).

#### 2.4.2 Preference Ranking Organization Method for Enrichment Evaluations - PROMETEE

Os métodos PROMETEE têm como objetivo proporcionar aos “decisores” um melhor entrosamento e entendimento da metodologia de apoio à decisão utilizada conforme Gartner (2001). Ele atua na construção de relações de superação valorizadas, incorporando conceitos e parâmetros que possuem alguma interpretação física ou econômica facilmente compreensível pelo “decisor”.

Flament (1999) afirma que esta abordagem faz uso abundante do conceito de pseudocritério já que constrói o grau de superação entre cada par de ações ordenadas levando em conta a diferença de pontuação que essas ações possuem a respeito de cada atributo. Santos et al.

(2005), por sua vez, aponta que a aplicação é indicada para solução de problemas formados por um número finito de alternativas e por vários critérios de decisão, que devem ser maximizados ou minimizados de acordo com a necessidade.

### **2.4.3 Elimination et Choix Traduisant la Réalité – ELECTRE**

De acordo com Flament (1999), ELECTRE são métodos baseados em relações de superação para decidir sobre a determinação de uma solução, que mesmo sem ser ótima pode ser considerada satisfatória, e obter uma hierarquização das ações.

Gonçalves (2001) afirma que estes métodos se sustentam em três conceitos fundamentais: concordância, discordância e valores-limite, utilizando um intervalo de escala no estabelecimento das relações de troca na comparação aos pares das alternativas.

Entretanto, Gartner (2001) adverte que os métodos ELECTRE envolvem conceitos complexos. Além disso, requerem muitos parâmetros para a construção dos limiares de discriminação, concordância e discordância.

## **2.5 Características gerais dos métodos multicritérios.**

Os vários métodos numéricos podem ser classificados como métodos determinísticos (com derivadas ou de busca direta) ou como métodos estocásticos.

Os métodos determinísticos com derivadas fazem uso do cálculo de derivadas para determinar o ponto ótimo, como citado por Edgar et al. (2001). Dentre estes métodos, podem ser citado o método do gradiente, que utiliza somente derivadas de primeira ordem, e o método de Newton, que utiliza derivadas de primeira (vetor gradiente) e segunda ordem (matriz Hessiana). Os métodos de derivada partem do princípio fundamental de que a função objetivo aumenta na direção do vetor gradiente conforme afirmam Nocedal et al. (1999) e Gill et al. (1981).

Os métodos de busca direta não fazem uso de derivadas, mas determinam uma direção de busca através do próprio valor da função objetivo. De forma geral, estes métodos propõem uma exploração do espaço de variáveis de decisão e o subsequente avanço na direção do melhor resultado encontrado. Vários critérios podem ser utilizados visando avançar com a otimização

nesta direção, como cita Nocedal (1999). Fazem parte deste grupo, por exemplo, os métodos de Hooke e Jeeves, Simplex e de Powel.

Da mesma forma, os métodos determinísticos podem levar a algumas dificuldades práticas, como a necessidade de prover uma boa estimativa inicial para as variáveis de decisão e o caráter local da busca, que pode convergir para o mínimo local mais próximo da estimativa inicial fornecida. Estas dificuldades podem ser superadas através da utilização de um método estocástico.

Os métodos estocásticos são caracterizados, de acordo Abanto-Valle (2005) e Soares (2003), por um grande número de avaliações dos critérios. Estas técnicas propõem, em geral, que a região de busca seja explorada com muitas avaliações da função objetivo, para candidatos gerados com maior ou menor grau de aleatoriedade.

Edgar et al. (2001), Bana et al. (2006) e Halsall-whitney et al. (2006) apontam que, tradicionalmente problemas multiobjectivos são resolvidos através de técnicas que transformam os múltiplos objetivos em apenas uma única função objetivo, que agrega todas as funções a serem otimizadas ou que enfatiza apenas uma delas, transformando as demais em restrições.

## **2.6 Estrutura típica e vantagens da análise multicritério**

De acordo com Ensslin (1996), Soares (2003) e Bana et al. (2006), a análise multicritério é desenvolvida em etapas e podem ser representadas da seguinte maneira, adaptada para o universo de uma permissionária cooperativa:

a) Formulação do problema. De um modo bastante simples, corresponde à definição do que se quer decidir. Para este contexto, pode-se citar o traçado da LT e a alocação da Subestação de 230/69 kV para conectar a permissionária a rede básica.

b) Determinação das alternativas. Os planejadores (permissionária cooperativa, somente um ator – resultado de assembleia) envolvidos na tomada de decisão devem constituir um conjunto de ações que atendam ao problema colocado, ponderando por pesos os quesitos adotados, ou seja, cada atributo receberá um valor estipulado e assim será analisada cada situação. Os pesos podem sofrer variações, porém são definidos previamente.

c) Definição dos critérios de avaliação. Elaboração de um conjunto de critérios que permita avaliar os efeitos causados pela alternativa vencedora. Esta é uma tarefa longa, com sucessivas aproximações entre os objetivos desejados e a possibilidade de atendimento com os recursos financeiros, tempo e conhecimentos disponíveis da cooperativa permissionária.

d) Avaliação das alternativas. Esta etapa é, geralmente, formalizada pela construção de uma tabela de performance, na qual as linhas correspondem às ações ou alternativas a avaliar e as colunas representam os respectivos critérios de avaliação previamente estabelecidos na etapa b.

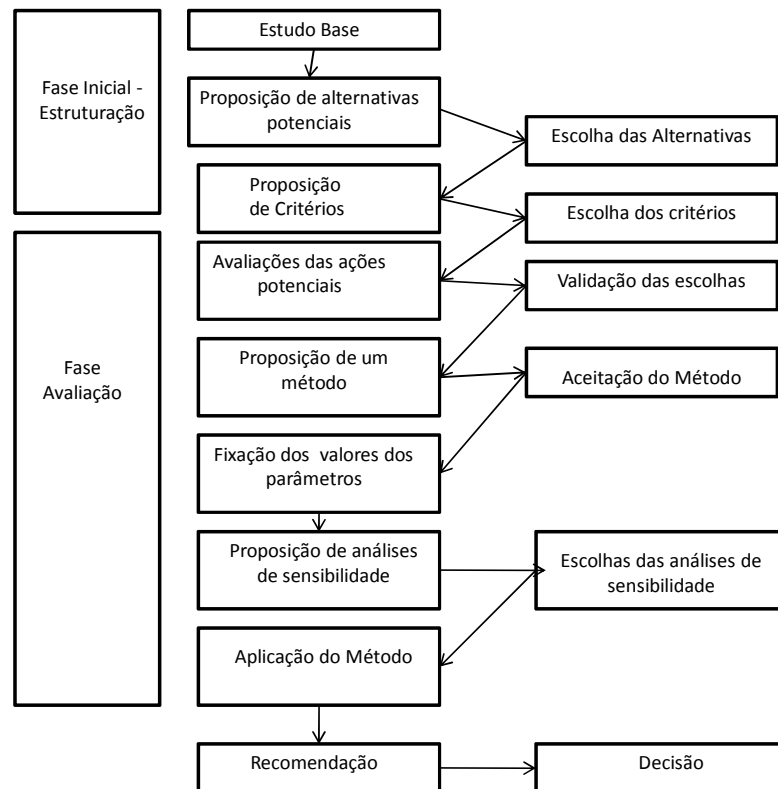
e) Determinação de pesos dos critérios. Parreiras (2003) afirma que os pesos traduzem numericamente a importância relativa de cada critério, revelando as preferências dos planejadores. Desta forma, acredita-se que a ponderação de critérios pode ser realizada com o uso de várias técnicas como: hierarquização de critérios, notação, distribuição de pesos, taxa de substituição, regressão múltipla dentre outros conforme evidencia Soares (2003). Nesta dissertação será utilizado pesos que simulam valores estipulados pelos associados da cooperativa.

f) Agregação dos critérios. Após o preenchimento dos dados de avaliação, os critérios são agregados, segundo um modelo matemático definido, associando as avaliações dos diferentes critérios para cada ação ou alternativa. Com isso, as ações serão comparadas entre si através de uma comparação de seus valores.

A Figura 8 representa as etapas da análise multicritério atribuídas por Soares (2003).

Por fim, Ensslin (1996) afirma que existe uma análise de sensibilidade dos critérios envolvidos, ou seja, o conceito da análise de sensibilidade permite que se saiba se uma pequena alteração na taxa de um critério possa causar uma grande variação na avaliação das alternativas potenciais.

Figura 8 - Modelo de estruturação de uma análise multicritério



Fonte: Soares, 2003.

Porém, por outro lado, Fernandes (1996) destaca que a execução das etapas multicritérios apresenta algumas dificuldades:

- existência de múltiplos critérios;
- dificuldade em identificar boas opções;
- multiplicidade de grupos afetados pelas decisões;
- horizonte de longo prazo;
- risco e incerteza;
- presença de vários “Planejadores”;
- interdependência entre critérios.

Assim sendo, estes fatores devem ser analisados, de forma a suprir e contemplar as necessidades de um bom planejamento.

Para Soares (2003), os métodos multicritérios apresentam duas vantagens decisivas: definir e evidenciar a responsabilidade do planejador e melhorar a transparência do processo de decisão.

Outra vantagem, citado por Mendoza et al. (1999), está relacionada com o consenso geral, ou seja, não é necessário que todos concordem com a importância relativa dos critérios ou o ranking das alternativas.

Assim, pode-se concluir que cada planejador apresenta seus próprios julgamentos e contribui distintamente para que uma conclusão seja alcançada em conjunto. Souza (1999) refere que isto ocorre porque as abordagens multicritérios assumem caminhos diferentes devido aos diversos números de pontos de vista, ou seja, para construir um conjunto de critérios aceito por todos os planejadores é extremamente exaustivo e complexo.

## **2.7 A escolha do processo decisório**

A tomada de decisão por um planejador leva em consideração alguns critérios, definidos previamente, objetivando a melhor decisão a ser tomada. Ao optar por esta ou aquela decisão o tomador da decisão, busca dentre as opções, encontrar aquela que mais se adequa ao objetivo da empresa ou instituição a que pertence.

Assim, partir da seguinte problemática: Quais seriam os múltiplos critérios envolvidos em uma tomada de decisão em uma empresa (órgão) que, por exemplo, resolva planejar linhas de transmissão para determinadas empresas?

Ou seja, decidir implica o processo de coleta de informações, avaliar a importância destas e buscar alternativas de solução. Diariamente tomamos decisões. A todo momento avalia-se atos baseados nas informações obtidas através de conhecimento prévio, experiência ou coleta de dados. O simples fato de se decidir comprar um automóvel, nos leva a analisar dados que podem influenciar em nossa decisão, por exemplo, o tamanho, a cor, o preço, etc.

Partindo desse princípio nos deparamos com outros parâmetros a serem avaliados como:

- Durabilidade;
- Prazo de entrega;
- Conforto proporcionado;
- Tipo de material utilizado, etc.

A análise então é feita, de acordo com os quesitos apresentados, respeitando-se sua relevância.

No processo decisório, tenta-se levantar quais seriam os quesitos importantes e imprescindíveis para satisfação do resultado final. Em um processo decisório as atitudes podem tornar-se mais complexas do que em decisões de cunho pessoal, considerando que o número de variáveis a considerar pode ser maior, e que a decisão escolhida terá repercussão coletiva. De acordo com Oliveira (2012) decidir é escolher entre alternativas, tomar decisão é o mesmo que emitir uma opinião, sentenciar, resolver, optar.

Oliveira (2012) ressalta que a tomada de decisão em um ambiente complexo caracteriza-se pela existência de pelo menos, alguns dos sete aspectos relacionados a seguir:

1- Os critérios de resolução do problema são em número de, pelo menos, dois e conflitam entre si;

2 - Tanto os critérios como as alternativas de solução não são claramente definidos e as consequências da escolha de uma dada alternativa com relação a, pelo menos um critério, não são claramente compreendidas;

3 - Os critérios e as alternativas podem estar interligados, de tal forma que um dado critério parece refletir-se parcialmente em um outro, ao passo que a eficácia da escolha de uma dada alternativa depende de outra ter sido ou não escolhida, no caso, as alternativas não são mutuamente exclusivas;

4 - A solução do problema depende de um conjunto de pessoas, cada uma das quais tem seu próprio ponto de vista;

5 - As restrições do problema não são bem definidas, podendo mesmo haver alguma dúvida a respeito do que é critério e do que é restrição;

6 - Alguns dos critérios são quantificáveis, ao passo que outros só o são através de julgamentos de valor, efetuados sobre uma escala;

7 - A escala para um dado critério pode ser cardinal, verbal ou ordinal, dependendo dos dados disponíveis e da própria natureza dos critérios.

O ser humano, muitas vezes, é limitado na percepção das possibilidades existentes para compreender ou processar todas as informações que recebe.

Da mesma forma, para Rudolphi (2011) O processo de decisão é caracterizado por quatro fases fundamentais: estruturação do problema, avaliação das possíveis consequências das



alternativas, determinação do valor das preferências das decisões, avaliação e comparação das alternativas.

É preciso assegurar a coerência, eficácia e eficiência das decisões tomadas em função das informações disponíveis, antevendo cenários futuros.

Decidir, por exemplo, sobre a compra de um veículo para atender ao departamento de transportes implica:

1. A compra de um veículo
2. Novo ou usado

Para decidir se o veículo a ser adquirido deve ser novo ou usado é preciso avaliar primeiramente o custo. Sabe-se perfeitamente que o preço de um veículo novo é mais alto que de um veículo usado.

Neste caso, considerando o valor disponível para compra a decisão parece bem simples, por exemplo:

Se tem-se X (R\$) disponível, decide-se qual o veículo comprar, no entanto é preciso considerar a manutenção, o gasto de combustível, entre outros quesitos, ou seja, avaliar a relação custo/benefício na hora da palavra final para a compra.

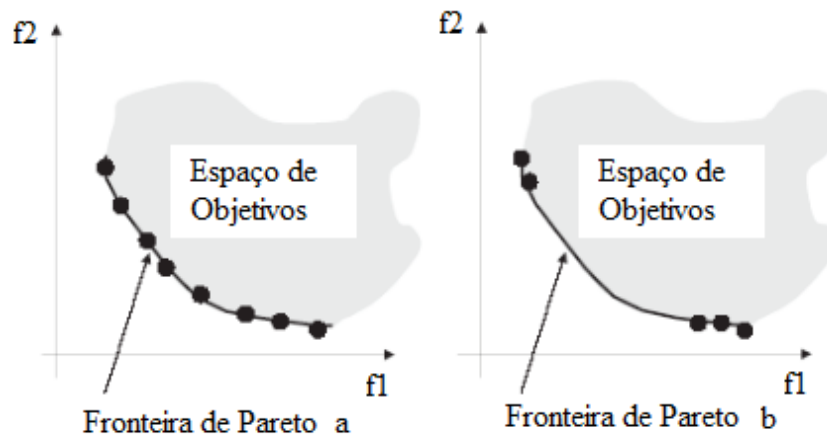
Nesse processo, portanto, é necessária a análise de mais critérios, ou seja, multicritérios, que balizam uma decisão.

Há ainda que se planejar e criar valores para cada critério utilizado na decisão, tornando o processo coerente, eficaz, transparente bem como optar pela alternativa mais viável, antevendo soluções de possíveis problemas futuros, levando-se esta decisão para a tomada de decisão multicritério.

Ressalta-se que o processo inicial, ou seja, a escolha entre adquirir algo ou não, por exemplo, é comum para qualquer processo de otimização. A fronteira de Pareto é formada pelos pontos no espaço das funções-objetivo que corresponde ao conjunto Pareto-ótimo que é o conjunto de soluções não dominadas. Soluções muito distantes da Fronteira de Pareto não são desejáveis, pois estão distantes dos objetivos traçados. Porém, encontrar a maior diversidade dentro das soluções é uma meta específica para Otimização Multiobjectivo, objetivando encontrar dentro do conjunto de soluções aquela mais adequada.

A Figura 9, parte a, mostra uma boa distribuição de soluções na Fronteira de Pareto, enquanto que na Figura 9, parte b, as soluções estão distribuídas apenas em algumas regiões.

Figura 9. Distribuições e soluções da Fronteira de Pareto.



Fonte: Adaptado de Oliveira, 2012.

É necessário assegurar a maior cobertura possível da fronteira, já que isso implica em ter um bom conjunto de soluções comprometidas com os objetivos desejados. Como em Problemas de Otimização Multiobjectivo trabalha-se com o espaço de decisões e o espaço de objetivos, é desejável que as soluções tenham uma boa diversidade nestes espaços.

Normalmente, uma boa diversidade em um destes espaços garante também a diversidade no outro. Ressalta-se que normalmente é necessário um critério adicional para diferenciar as soluções encontradas no conjunto Pareto-ótimo, de modo que se tenha uma única solução ótima. Isso pode ser feito por algum especialista, após o processo de otimização ter descoberto um conjunto de soluções não-dominadas, ou pode-se adotar algum critério que diferencie as soluções do conjunto Pareto-ótimo durante o processo de otimização.

Entre as vantagens da utilização da metodologia multicritério, cita-se entre os inúmeros autores que:

a) uso fácil por não especialistas, preferencialmente transformada em um programa de computador que seja o mais amigável possível com o usuário, dispondo de recursos gráfico visuais;

b) constituiu-se em um método lógico e transparente;

c) provê liberdade de ambiguidade para interpretações dos dados de entrada;

d) engloba tanto critérios quantitativos como qualitativos;

e) os julgamentos de valor

f) permite ao decisor dispor de algoritmos que permitam a utilização de critérios independentes uns dos outros, como algoritmos que auxiliem em problemas onde os critérios de avaliação são interdependentes, bem como, analogamente, pode lidar com alternativas independentes umas das outras;

g) incorpora questões do comportamento humano nos processos de decisão.

A tomada de decisões envolve a seleção de um critério adequado para a escolha de uma solução do conjunto Pareto-ótimo. É necessário que o decisor faça uma ponderação (trade-off) dos objetivos conflitantes.

A partir do ponto de vista do decisor, os métodos de otimização podem ser classificados em três categorias, descritos abaixo:

1. Métodos a priori: São caracterizados pela participação do decisor antes do processo de busca de soluções. Os objetivos do problema são combinados em um único objetivo. Isto requer a determinação explícita de pesos para refletir a preferência de cada objetivo, utilizando ou não a atribuição de pesos. A vantagem deste método é que podem ser aplicadas estratégias clássicas de otimização mono-objetivo sem nenhuma modificação.
2. Métodos a-posteriori: Nestes métodos, o processo de decisão é feito logo após a realização da busca de soluções. A busca é feita, considerando-se que todos os objetivos são de igual importância. Ao final do processo da busca tem-se um conjunto de soluções aproximadas, exatas ou Pareto-ótimas. A partir deste conjunto, o responsável pelas decisões deve selecionar uma solução que representa a solução adequada do problema.
3. Métodos iterativos (utilizado neste trabalho): Uma característica da otimização multiobjetivo é a existência de objetivos conflitantes, isto é, nenhuma das soluções factíveis otimiza simultaneamente todos os objetivos. As soluções ótimas para cada objetivo são, geralmente, diferentes e não satisfazem as necessidades do decisor. O decisor pode precisar de soluções que satisfaçam certas prioridades associadas com os objetivos. Para encontrar tais soluções, os métodos iterativos fazem consultas progressivas ao decisor, à medida em que a otimização é processada, de maneira a guiar a solução para a solução Pareto-ótima preferida.

As soluções de Pareto são utilizadas com muita frequência para a análise de problemas multicritérios. A solução destes problemas envolve a otimização de várias funções objetivo que são geralmente conflitantes, por exemplo:

Determinada pessoa quer comprar um carro

- Tamanho do carro
- Consumo de combustível
- Preço

Ou planejar uma linha de transmissão

- Quais condutores utilizar
- Qual traçado considerar
- Qual impacto social a ser considerado

Quando são analisados mais critérios teremos como resposta um conjunto de solução e neste conjunto de soluções obtidas é possível que nenhuma delas seja melhor que as demais, ou seja, podemos escolher qualquer uma das soluções apresentadas uma vez que todas são Pareto-ótimas. Nas soluções multiobjectivo ou soluções de Pareto não existe um ordenamento. Ao analisarmos um conjunto de soluções não há como definir que uma é melhor que a outra, mas ver as que mais se aproximam do objetivo.

Exemplo:

Dado um conjunto de soluções conforme Tabela 1:

Tabela 1. Conjunto de soluções.

x	F1(x)	F2(X)
1	10	5
2	13	6
3	8	10
4	7	11
5	7	12

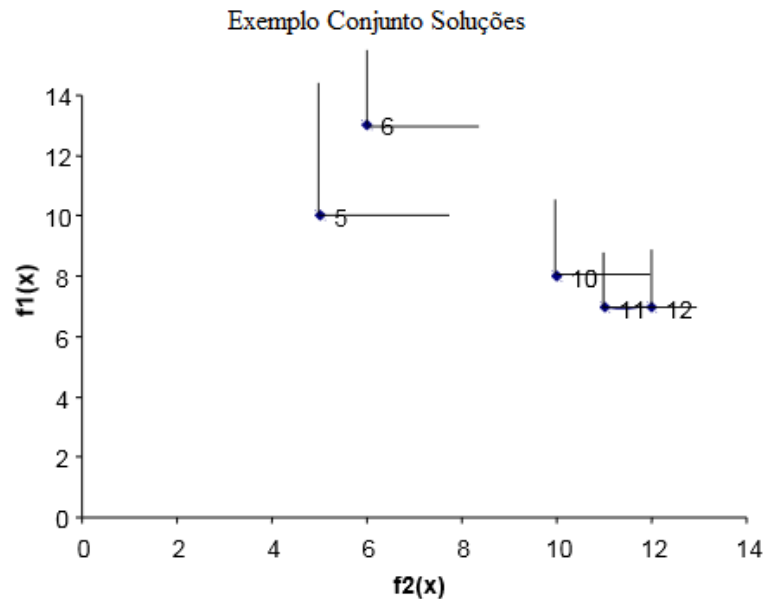
Fonte: Adaptado de Oliveira, 2012 e Rudolphi, 2011.

$X = 3$  é dominado por  $x = 4$

$x = 5$  é dominado por  $x = 1$

$x = 1, 2$  e  $4$  são soluções não dominadas

Figura 10. Conjunto de Soluções.



Fonte: Adaptado de Oliveira, 2012.

A Figura 10 mostra um exemplo de conjunto de soluções. São mostrados os pontos 5, 6, 10, 11 e 12 pertencentes ao espaço objetivo.

Traça-se então cones paralelos ao espaço objetivo, com vértices em cada um desses pontos. Os pontos do interior de cada cone são dominados pelo ponto que se localiza no vértice, assim:

- 5 domina 6;
- 6 não domina nenhum outro ponto, porém é dominado por 5;
- 10 não domina nenhum outro ponto, no entanto não é dominado;
- 11 domina 12 e não é dominado por nenhum outro ponto;
- 12 não domina nenhum outro ponto, porém é dominado por 11.

As soluções 5, 10 e 11 são soluções não dominadas. A estas soluções não dominadas chamamos de conjunto de soluções Pareto-ótimo. Com isso, Para utilização das soluções de Pareto para a tomada de uma decisão é preciso criar critérios que auxiliados por programas matemáticos definirão a decisão final. Criados então os critérios para análise da decisão, estes critérios precisam ser pontuados de forma a serem “mais” ou “menos” importantes. Nos problemas multicritério, por motivos diversos, alguns critérios são mais relevantes que outros e isso varia obviamente em função da natureza de cada problema. Assim nessa dissertação foi

utilizado o método Ensslin (2001) de forma a satisfazer os conceitos verificados no item 2.7. A Figura 13 (escolha do automóvel) e a Figura 14 (Escolha da LT) ilustram os critérios utilizados como exemplos nesta dissertação.



### 3. METODOLOGIA PROPOSTA

Neste capítulo será apresentada a metodologia proposta, contendo os custos modulares das linhas de transmissão e subestações de energia elétrica. Serão apresentados também os atributos a serem utilizados para a tomada de decisão, exemplificando o método multicritério utilizado.

#### 3.1 Custos modulares (transformadores e barramentos) da SE de 230 kV

Os custos adotados para a elaboração de orçamentos de subestações e linhas de transmissão são fundamentados no conceito de modulação, onde os módulos são detalhados e quantificados com base em materiais, equipamentos e serviços que são necessários à execução do empreendimento. Esta metodologia, aplicada pela ANEEL, é facilitadora em estimativas de ampliações, devido ao fato de se possuir os detalhamentos físicos e orçamentários dos módulos que serão efetivamente aplicados.

Os custos modulares têm sua aplicação em orçamentos estimativos de planejamento da expansão na análise de alternativas, solicitação de financiamento, investimentos para concessões e autorizações de empreendimentos de transmissão, englobando LTs e SEs.

O conceito de modulação da SE e LT, para fins de elaboração de orçamentos, origina-se do fato de se ter em subestações e em linhas de transmissão, setores bem definidos em termos funcionais, operacionais e físicos. Pode-se, portanto, desmembrar uma instalação em módulos, como entrada de linha, conexão de transformador (arranjos) e obras de infraestrutura. Sendo assim, possível compor uma SE ou LT a partir do somatório de todos os módulos necessários a sua operacionalidade.

Os módulos de custos considerados pela ANEEL, independentemente das classes de tensão e dos arranjos, são de três tipos: Módulo de infraestrutura, Módulo de Manobra e Módulo de Equipamento. Sabendo que estes módulos estão fundamentados nos requisitos mínimos definidos nos Procedimentos de Rede do ONS.

Sendo que o módulo de infraestrutura refere-se terreno, cercas, terraplenagem, drenagem, grama, pavimentação, arruamento, iluminação do pátio, proteção contra incêndio, abastecimento de água, redes de esgoto, malha de terra e cabos para-raios, canaletas principais, edificações, serviço auxiliar, área industrial e caixa separadora de óleo. O módulo de manobra refere-se entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP), conexão de



reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB). Por fim, o módulo de equipamento que é composto pelos equipamentos principais da SE (transformadores, reatores, capacitores, compensadores) e os materiais e serviços necessários à sua instalação.

Para fins de elaboração de orçamentos, as SEs e LTs são caracterizadas segundo os seguintes parâmetros: Nível de Tensão, Arranjo Físico e Porte. Com o intuito de uniformizar as informações dos quantitativos de cada módulo de maneira a se ter um padrão de referência para os custos modulares, foi elaborada uma configuração típica para cada nível de tensão e arranjo físico contemplado.

A Tabela 2 apresenta os valores do banco de preços de referência da ANEEL (2011), para a região sul do Brasil com arranjo BD4 (Barramento Duplo com 4 disjuntores) em 230 kV.

Tabela 2 - Custos modulares da ANEEL para tensões de 230 kV

Característica	Custo (R\$)
Entrada de Linha 230 kV – Arranjo BD4	3.150.939,93
Interligação de Barras 230 kV – Arranjo BPT	1.689.960,48
Transformador (230 – 69) 150 MVA	6.996.086,05
Condutores	Depende o tipo e a km
Torres	Depende o tipo e a km

Fonte: ANEEL, 2011.

Os custos dos condutores e torres serão exemplificados no item 4.2.

Estes cinco custos modulares, citados na Tabela 2, foram utilizados neste trabalho por apresentarem custos mais expressivos e menos contraditórios de uma região específica. Por exemplo, os serviços executados e a aquisição de terrenos por uma cooperativa não podem ser mensurados, uma vez que, está possui atribuições políticas e propagandistas que favorecem a compra de tais aquisições, conforme visto em Rossi (2005). Pode-se notar que o transformador possui o valor mais significativo, devido a este fato deve-se assegurar que o mesmo supra toda à demanda para um cenário futuro, conforme cita Hosseini (2012).

### 3.2 Características gerais dos métodos multicritérios de apoio a decisão

Ensslin et al. (2001) destaca que, nas organizações, tanto públicas como privadas, o poder decisório é usualmente difuso, ou seja, não há um único responsável por tomar uma decisão, ainda mais quando as situações são complexas e de alto custo. Sendo assim, é de extrema importância definir inicialmente para quem o apoio à decisão será fornecido.

Segundo Gomes et al. (2006), a tomada de decisão é um esforço para tentar resolver problemas de objetivos conflitantes, cuja presença impede a existência da solução ótima e conduz à procura do melhor compromisso.

O processo de tomada de decisão pode ser percebido nas mais simples tarefas enfrentadas pelo ser humano. A compra de bens de consumo, até a escolha de um automóvel, são problemas enfrentados diariamente pelas pessoas. A solução para muitos desses tipos de problemas baseia-se exclusivamente em um único parâmetro de decisão, por exemplo, o custo.

Muitos problemas complexos são submetidos à decisão das pessoas. Os problemas complexos, foco do presente estudo, caracterizam-se por apresentar ao menos dois parâmetros, em geral conflitantes, que afetam a decisão. Ainda assim, Gomes et al. (2006) afirma que a tomada de decisão complexa é uma das mais difíceis tarefas enfrentadas individualmente ou por grupos, pois invariavelmente, tais decisões devem atender múltiplos objetivos e seus impactos não podem ser claramente identificados.

Os problemas complexos de tomada de decisão são comuns nas diversas áreas. Assim como em outras áreas, no Planejamento de SE e LT o homem vem se apoiando em abstrações heurísticas e raciocínios dedutivos, com o objetivo de orientar e validar as suas escolhas, conforme destaca Araya (2004) e Carignano (2004).

Desta forma, a decisão apresenta como uma das mais importantes atividades dos gestores em todas as áreas de atuação. No planejamento de sistemas elétricos de potência, a todo o momento o gestor depara-se com situações que exigem decisões, as quais são carregadas de complexidade. De acordo com Marçal (2005), diretores, gerentes, engenheiros, enfim profissionais do planejamento técnico, deparam-se atualmente com as mais complexas tarefas da atividade para assegurarem e cumprirem suas tarefas assertivamente. Desta forma, os profissionais buscam uma série de ferramentas que os auxiliem no processo de tomada de decisões.

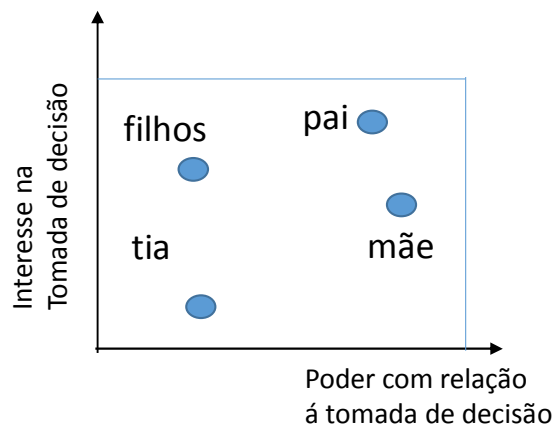
Almeida (2003) e Costa (2003) afirmam que a escolha do método vai depender de vários fatores, destacando-se as seguintes características: do problema analisado, do contexto considerado, da estrutura de preferências do decisor e da problemática em si.

### 3.3 Método de apoio à decisão a ser proposto

Para buscar identificar os componentes do grupo (pessoas com influência), uma ferramenta útil é mapear em um gráfico dos atores envolvidos na situação, em termos do grau de interesse que eles têm na decisão e do grau de poder que eles podem exercer, conforme Eden et al (1998).

A Figura 11 ilustra a importância relativa de cada membro.

Figura 11 - Influência versus poder



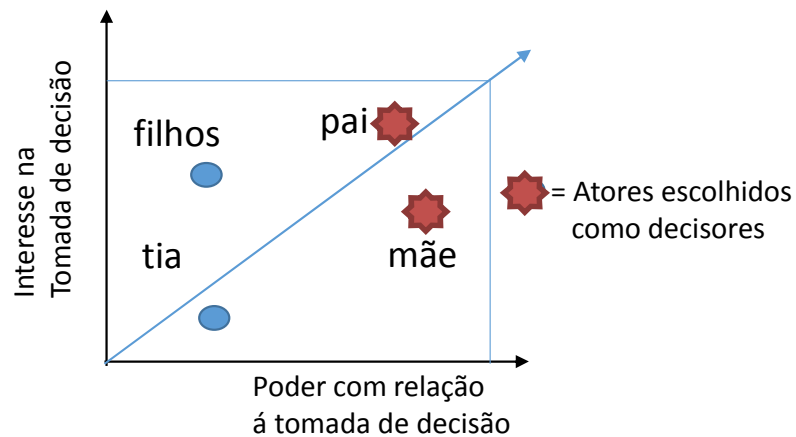
Fonte: Adaptado de Ensslin, 2001.

Conforme a Figura 11, uma vez identificados os membros, cada um deles será posicionado em um plano onde:

- O eixo das abscissas indica o grau de poder relativo que o membro tem com relação a decisão a ser tomada;
- O eixo das ordenadas indica o grau de interesse relativo que o ator tem sobre a decisão a ser tomada.

Após análise da Figura 11, foram selecionados como decisores o pai e a mãe. Pode-se citar que, o filho apesar do seu grande grau de interesse pela decisão não foi considerado no grupo de decisores, por sua falta de poder, conforme Figura 12.

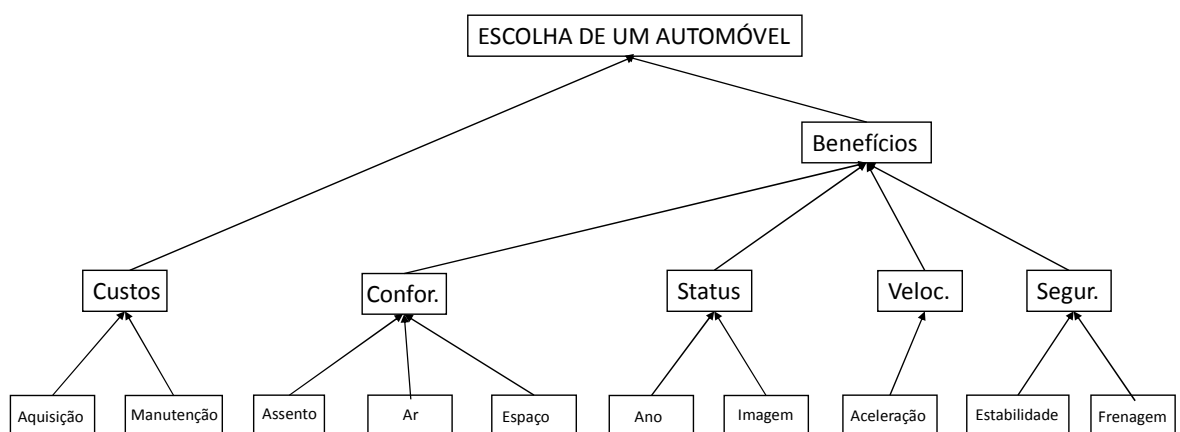
Figura 12 - Escolha dos decisores na compra de um carro



Fonte: Adaptado de Ennslyn, 2001.

Por exemplo, a Figura 13 ilustra uma árvore na compra de um carro, contemplando os descritores desta compra.

Figura 13 - Árvore de pontos de vista na compra de um carro



Fonte: Adaptado de Ennslyn, 2001.

Logo, cada item com uma porcentagem a mais, atribuída pelo decisor, terá um impacto na escolha do melhor automóvel para aquele determinado planejador.

As soluções dos problemas de decisão variam em função do resultado pretendido. Determinado um problema, segundo Araya (2004) e Carignano (2004), uma das seguintes problemáticas é abordada, conforme exposto na Tabela 3.

Tabela 3 - Solução em Função do Problema

Tipo de Problema	Problemática abordada
Tipo 1	Selecionar as melhores alternativas.
Tipo 2	Realizar uma classificação das alternativas. Ou seja, analisar alternativas boas e ruins.
Tipo 3	Ordenar as alternativas.
Tipo 4	Descrever as alternativas.

Fonte: Araya, 2004.

Aspectos ligados às preferências do decisor são geralmente considerados para a escolha de um método de apoio à decisão, conforme Ensslin (2001) e Soares (2003). Em determinadas circunstâncias, simplicidade e facilidade de operacionalização podem ser fatores cruciais para solucionar o problema.

Ainda assim, Ensslin (2001) propõe que, dentro do processo do planejamento existe uma infinidade de atributos que podem afetar de forma mais ou menos significativas. Ou seja, a seleção apropriada do método multicritério depende das características do problema em questão e das preferências do decisor.

Schmidt (1995) explica que as abordagens multicritério baseiam-se no princípio de que a experiência e o conhecimento das pessoas são pelo menos tão valiosos quanto os dados considerados na análise de uma alternativa. Os métodos permitem avaliar critérios que não podem ser transformados em valores financeiros, tais como características evidenciadas em sistemas cooperados, sendo possível incluir no processo as diferenças e conflitos de opiniões.

Para exemplificar o modelo proposto, supracitado na revisão teórica, determina-se a seleção de seis traçados hipotéticos de uma LT (Tabela 4). Sabendo-se que foram escolhidos três critérios e arbitrariamente proposto seus valores (pesos).

Deseja-se uma alternativa que tenha baixo custo, menores perdas e com pequeno impacto. Dessa forma, quanto maior o valor para os critérios pior é a alternativa. Neste exemplo não

existe uma alternativa dominante, ou seja, uma alternativa que tenha os menores valores em todos os critérios.

Tabela 4 - Desempenho das alternativas e pesos dos critérios

Alternativas	Critérios		
	Custos	Perdas em MWh	Impacto
1	0,9	0,2	0,6
2	0,8	0,3	0,4
3	0,9	0,6	0,7
4	0,3	0,9	0,9
5	0,6	0,7	0,5
6	0,5	0,4	0,5
Pesos	0,5	0,2	0,3

Fonte: Sechi, 2014.

Inicialmente, obtém-se os valores atribuídos aos diferentes critérios informando o valor do peso de cada item (Tabela 4). Toma-se como método de normalização o quociente entre o valor do menor critério com os valores dos critérios, ou seja, o menor valor do critério custo é 0,3 e o valor do custo da alternativa 1 é 0,9 então resolvendo-se o quociente entre 0,3 e 0,9 obtém-se uma resposta de 0,33. Após, cada valor normalizado é multiplicado pelo peso de seu critério (Tabela 5).

Tabela 5 - Desempenhos Normalizados

Alternativas	Critérios		
	Custos	Perdas em MWh	Impacto
1	0,33	1	0,66
2	0,375	0,66	1
3	0,33	0,33	0,57
4	1	0,22	0,44
5	0,5	0,28	0,8
6	0,6	0,5	0,8
Pesos	0,5	0,2	0,3

Fonte: Sechi, 2014.

Tabela 6 - Matriz normalizada multiplicada pelo peso do critério

Alternativas	Critérios		
	Custos	Perdas em MWh	Impacto
1	0,167	0,2	0,2
2	0,187	0,133	0,3
3	0,167	0,067	0,17
4	0,5	0,044	0,133
5	0,25	0,057	0,24
6	0,3	0,1	0,24
Pesos	0,5	0,2	0,3

Fonte: Sechi, 2014.

Assim sendo, a tabela 7 ilustra o valor global de cada alternativa, ou seja, a soma dos critérios para cada alternativa.

Tabela 7 - Valores globais das alternativas

Alternativa	Valor Global
1	0,566
2	0,620
3	0,404
4	0,677
5	0,547
6	0,640

Fonte: Sechi, 2014.

Assim sendo, a tabela abaixo ilustra as alternativas por ordem (ranking). Ou seja, a alternativa que possuir o maior valor global é a vencedora.

Tabela 8 - Alternativas por ordem de prioridade

Alternativa	Valor Global
4	0,667
6	0,640
2	0,620
1	0,566
5	0,547
3	0,404

Fonte: Sechi, 2014.

Ensslin (2001) relata que as alternativas devem passar por um processo de análise de sensibilidade, de forma que os planejadores possam observar o quanto a variação de um peso pode alterar o resultado esperado. O autor ainda aponta que, se os resultados finais não alterarem-se expressivamente em decorrência da modificação das taxas de substituição, o modelo pode ser considerado robusto.

Desta forma, para calcular a análise numérica de sensibilidade será utilizado a metodologia conforme a equação abaixo, relatada por Ensslin (2001).

$$W_{ni} = W_n \cdot (1 - W_{i1}) / (1 - W_i) \quad \dots(1)$$

Onde:

- $W_i$  = Taxa de substituição original do critério i;
- $W_{i1}$  = Taxa de substituição modificada do critério i;
- $W_n$  = taxa de substituição original do critério n;
- $W_{ni}$  = taxa de substituição recalculada do critério n.

Considerando os pesos atuais dos critérios fixados em:

- Custos = 50% ou 0,5
- Perdas = 20% ou 0,2
- Impacto = 30% ou 0,3

Aplicando-se um acréscimo de 10% a taxa de substituição do critério custo:



Custo = 55% ou 0,55

Deve-se agora, conforme Ensslin (2001), calcular as novas taxas de substituição dos outros critérios (Perdas e Impacto), utilizando-se a equação 1. Onde  $W_{i1}$  é a nova taxa de substituição do critério custo e  $W_{n1}$  são as taxas de substituição dos outros critérios do modelo. Assim para a nova taxa de substituição dos critérios Perdas ( $W_{n2}$ ) e Impacto ( $W_{n3}$ ) tem-se as Equações 2 e 3.

$$W_{n2} = 0,2 \cdot (1-0,55) / (1-0,50) = 0,18 \text{ ou } 18\% \quad \dots(2)$$

$$W_{n3} = 0,3 \cdot (1-0,55) / (1-0,50) = 0,27 \text{ ou } 27\% \quad \dots(3)$$

De outra forma, efetuando-se os cálculos da equação 1 para uma redução de 10% no peso do critério tem-se as Equações 4 e 5.

Custo = 45% ou 0,45.

$$W_{n2} = 0,2 \cdot (1-0,45) / (1-0,50) = 0,22 \text{ ou } 22\% \quad \dots(4)$$

$$W_{n3} = 0,3 \cdot (1-0,45) / (1-0,50) = 0,33 \text{ ou } 33\% \quad \dots(5)$$

Com isso, verifica-se (Tabela 9) a avaliação global das ações com os diversos valores para a taxa de substituição do critério custos.

Tabela 9 - Análise de sensibilidade do critério custo

Alternativas	Avaliação Original		Avaliação + 10%		Avaliação -10%	
	50%		55%		45%	
	Global	Ranking	Global	Ranking	Global	Ranking
1	0,667	4°	0,710	4°	0,745	4°
2	0,640	6°	0,636	6°	0,704	6°
3	0,620	2°	0,596	2°	0,682	2°
4	0,566	1°	0,543	1°	0,623	1°
5	0,547	5°	0,542	5°	0,601	5°
6	0,404	3°	0,397	3°	0,445	3°

Fonte: Sechi, 2014.

Assim através do método de apoio à decisão, mostrado acima, os decisores (planejadores) podem observar as variações, se ocorrerem, no resultado do modelo para diversos valores das taxas de substituição. Porém como os resultado não se alteraram significativamente em

decorrência da modificação das taxas de substituição, o modelo pode ser considerado robusto, conforme Ensslin (2001).



#### 4. ESTUDO DE CASO

O cálculo do fluxo de carga em uma rede de energia elétrica consiste essencialmente na determinação do estado (tensões), da distribuição dos fluxos potências ativas e reativas que fluem pelas linhas e transformadores. Nesse tipo de problema, a modelagem do sistema é estática. Com este tipo de modelo, a rede é representada por um conjunto de equações algébricas. Essa representação da rede é utilizada em situações nas quais as variações com o tempo são suficientemente lentas para que se possam ignorar os efeitos transitórios. O cálculo de fluxo de potência é realizado utilizando-se métodos computacionais desenvolvidos especificamente para a resolução do sistema de equações que constituem o modelo estático da rede, conforme Salome Neto (2010).

Os componentes que formam uma rede de transmissão de energia elétrica podem ser modelados através de circuitos equivalentes. Dessa forma, a representação da rede pode ser feita por um conjunto interligado de modelos individuais desse tipo. Esses modelos podem ser classificados em dois grupos: os que estão ligados entre um nó qualquer e o nó terra, como no caso de geradores, cargas, reatores e capacitores e os que estão ligados entre dois nós quaisquer da rede, como é o caso de linhas de transmissão e transformadores. Os geradores e cargas são considerados como a parte externa do sistema e são modelados através de injeções de potência nos nós da rede. Já a parte interna é constituída pelos demais componentes (linhas de transmissão, transformadores, reatores, etc.).

As equações básicas do fluxo de carga são obtidas impondo-se a conservação das potências ativa e reativa em cada nó da rede, isto é, a potência líquida injetada deve ser igual à soma das potências que fluem pelos componentes internos que têm este nó como um de seus terminais. Isso equivale a se impor a Primeira Lei de Kirchhoff. A Lei de Ohm é utilizada para expressar os fluxos de potência nos componentes internos como funções das tensões de seus nós terminais.

Para a área de planejamento, os estudos de fluxo de carga são essenciais para prever o comportamento do sistema em diversas situações e principalmente para viabilizar intervenções no sistema elétrico.

#### 4.1 Análise de rede – ANAREDE

O programa de análise de rede consiste em um conjunto de aplicações computacionais onde foram integradas algumas das técnicas e métodos desenvolvidos para a análise de redes elétricas, resultante de esforços do CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica no sentido de tornar disponível às empresas do setor novas técnicas, algoritmos e métodos eficientes, adequado a realização de estudos nas áreas de operação e planejamento de sistemas elétricos de potência. Dois métodos estão disponíveis para a solução das equações da rede elétrica CA:

- Método Desacoplado Rápido;
- Método de Newton.

O programa de análise de sensibilidade de fluxo tem como objetivo o cálculo de fatores de sensibilidade de primeira ordem, que traduzem o comportamento dos fluxos nos diversos circuitos da rede elétrica, denominados circuitos monitorados, em relação à variação de uma potência ativa ou reativa ou ainda a retirada de um circuito.

Para o cálculo dos fatores de sensibilidade, o sistema de equações que representa o comportamento da rede elétrica é linearizado em torno do ponto de operação. O modelo linear é obtido pela expansão destas equações em uma série de Taylor e da qual são considerados somente os termos de primeira ordem.

A matriz Jacobiano resultante desta formulação é formada e seus fatores triangulares são armazenados para o efetivo cálculo dos fatores de sensibilidade. Estes fatores de sensibilidade obtidos são sempre dados em relação à variação das potências ou retirada dos circuitos feitas de forma individual, não sendo permitido o cálculo dos fatores de sensibilidade em relação a uma perturbação composta por duas ou mais variações de potência ou retiradas de circuito.

No Programa de Redespacho de Potência Ativa são representados como restrições operacionais os limites de fluxo em circuitos (MVA), os limites de geração de potência ativa (MW), os limites de intercâmbio de potência ativa (MW), e as restrições adicionais definidas como qualquer combinação linear entre fluxos e gerações de potência ativa (MW).

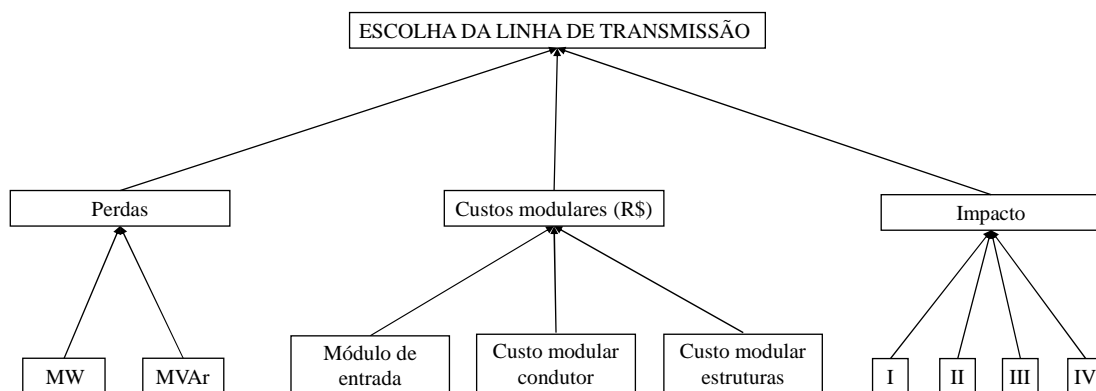
Como função objetivo pode ser selecionado o mínimo desvio absoluto do ponto de operação, o mínimo desvio quadrático do ponto de operação, o mínimo corte de carga, o máximo carregamento do sistema ou ainda, qualquer função convexa definida pelo usuário.

A eliminação das violações nas restrições operacionais é efetuada pela modificação do valor da geração de potência ativa de determinados geradores ou da carga de potência ativa de determinadas barras. As variáveis associadas a estas grandezas são denominadas variáveis de controle.

## 4.2 Elaboração dos valores dos critérios

Foram atribuídos três critérios para as simulações dos itens 4.3 e 4.4, contendo nove subcritérios, conforme ilustra a Figura 14.

Figura 14. Critérios para a escolha da LT



Fonte: Sechi, 2014.

Assim sendo, a escolha do melhor traçado será feito considerando os custos, que foram elaborados com base nos módulos construtivos do banco de referência da ANEEL (2011), perdas (MW e MVAr) que foram simuladas no software ANAREDE e o critério impacto representado na Tabela 10, onde os subcritérios correspondem as seguintes preposições:

- I. Extensão das LTs que encontram-se fora de propriedades de associados;
- II. Distância de estradas para acesso as estruturas;
- III. Dificuldade de visualização das estruturas;
- IV. Quantidade de estruturas sobre rios ou semelhantes.

Sabendo-se que quanto menor o valor atribuído a uma alternativa melhor é o coeficiente impacto. Para isso, elaborou-se a Tabela 10 onde existem cinco alternativas. Cada alternativa

representa um traçado de LT. Os pesos das alternativas foram inseridos por pessoas com conhecimento técnico das áreas geográficas da permissionária. Para o sistema IEEE 14 barras estes valores foram arbitrados.

Tabela 10 – Valores para o critério impacto

Valores entre 0 e 10					
Análises	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4	Alternativa 5
I.	7	3	3	6	7
II.	5	4	6	4	8
III.	3	3	4	5	4
IV.	5	3	3	3	5
Resultado (média)	5	3,25	4	4,5	6

Fonte: Sechi, 2014.

O modelo IEEE 14 barras foi utilizado como um estudo inicial por ter um layout conhecido na literatura e conseqüentemente, resultar em respostas de fácil compreensão, do que quando comparado, com um sistema real complexo e com poucos trabalhos divulgados na literatura.

Além disso, para cada alternativa de traçado foi proposto a utilização de três diferentes condutores, sendo eles: Starling 715,5 MCM, Magnolia 954 MCM e Hen 477 MCM. Ou seja, para o estudo de caso da permissionária serão avaliadas um total de 15 alternativas.

Para diferenciar o efeito impacto por condutores, o autor fixou os valores citados na Tabela 10 para o condutor Starling 715,5 MCM. Assim sendo, o traçado da LT com condutor Magnolia sofreu um aumento de 10% e para o condutor Hen um incremento de 6%. Estes dados foram baseados, pelo fato, que quanto maior a secção do condutor mais oneroso e difícil é a manutenção.

#### Critério Custo:

Os custos dos condutores foram estipulados através dos módulos construtivos da ANEEL (2011), de forma a mensurar cada especificação (código) de condutor, conforme Equação 6.

$$C_c = n^\circ * P_s * P_r * 1000 \quad \dots(6)$$

Onde:

$C_c$  = Custo dos cabos condutores para as três fases, em R\$/km;

$n^\circ$  = Número de condutores por fase;

$P_s$  = Peso, em ton/km, considerando as três fases e um acréscimo de 5%;

$P_r$  = Preço para cada condutor, em R\$/kg.

Neste trabalho todas as simulações foram consideradas com um condutor por fase, pois, a demanda a ser suprida nos exemplos a serem citados, não ultrapassam a potência dos condutores simples, não sendo necessária a duplicação dos condutores das fases.

Por exemplo, conforme equação 7, o custo de 5 km de condutor Magnolia 954 é de R\$ 286.884,38.

$n^\circ = 1$ ;

Peso = 4,2.

Preço= R\$ 13,66 para o condutor Magnolia no Sul do Brasil, conforme banco de preços.

$$C_c = n^\circ * P_s * P_r * 1000 \quad \dots(7)$$

$$C_c = 1 * 4,2 * 13,66 * 1000$$

$$C_c (1km) = 57.376,88$$

$$C_c (5km) = 57.376,88 * 5 = R\$ 286.884,38$$

Desta forma, a Tabela 11, ilustra os custos em R\$/km, dos três condutores supracitados de acordo com a Equação 7. Os valores de massa foram retirados do catálogo do fabricante Nexans (2014).

Tabela 11 – Custo dos condutores na classe de 230 kV

Condutor	Massa (kg/km)	Peso (ton/km)	Preço RS (R\$/km)	Custo (\$/km)
Starling 715,5	1630	4,62	12,57	58.081,90
Magnolia 954	1840	4,2	13,66	57.376,88
Hen 477	1110	3,5	12,77	44.688,96

Fonte: ANEEL, 2014; Catálogo Nexans, 2014.



Da mesma forma, o custo das estruturas em 230 kV foram atribuídos conforme as projeções do banco de preços da ANEEL (2011), estimando o custo da torre em aço conforme o condutor utilizado. A Equação 8 ilustra esta abordagem.

$$CE = Ps * Pr * 1000 \quad \dots(8)$$

Onde:

CE = Custo da estrutura, em R\$/km;

Ps = Peso, em ton/km;

Pr= Preço no Sul, em R\$/kg.

O valor Ps é atribuído conforme o condutor a ser utilizado na torre e o preço da torre em R\$/kg na região Sul, que é de 5,43 R\$/kg. Por exemplo, conforme equação 9, o custo com torres de aço em de 5 km de LT com condutor simples do tipo Starling 715,5 é de R\$ 313.039,50, conforme descrito em (9).

$$Ps = 11,53;$$

$$Pr= 5,43.$$

$$CE = Ps * Pr * 1000 \quad \dots(9)$$

$$CE = 11,53 * 5,43 * 1000$$

$$CE (1km) = 62.607,90$$

$$CE (5km) = 62.607,90 * 5 = R\$ 313.039,50$$

Desta forma, a Tabela 12 ilustra os custos em R\$/km das torres em aço, considerando condutores do tipo Starling 715,5, Magnolia 954 e Hen 477 ancorados ou passantes em suas estruturas.

Tabela 12 – Custo para torres de aço em 230 kV

Condutor	Peso (ton/km)	Custo (\$/km)
Starling 715,5	11,53	62.607,90
Magnolia 954	11,54	62.676,30
Hen 477	11,29	61.304,70

Fonte: ANEEL, 2014.

Por fim, os valores dos parâmetros elétricos das linhas de transmissão, foram obtidos através de uma média das principais LTs em 230 kV e em 69 kV do estado do RS. Este estudo foi realizado pelas três grandes concessionárias do estado (AES SUL, RGE e CEEE), sendo muito difundido e utilizado, por exemplo, por empresas do ramo de proteção em sistemas elétricos de potência. A Tabela 13 ilustra os valores referente a 1 km de rede com condutores do tipo Starling 715,5, Magnolia 954 e Hen 477, e no anexo 1 encontra-se a planilha utilizada.

Tabela 13 – Valores médio de impedâncias de LTs em 230 kV

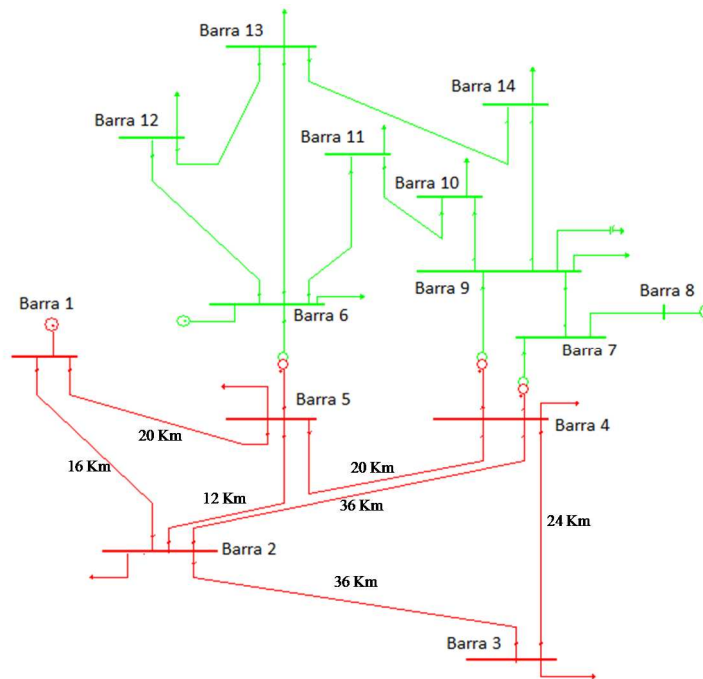
Tensão (kV)	Condutor	Impedância		Susceptância MVar/km
		R(%) /km	X(%) /km	
230	Starling 715,5	0,017	0,093	0,176
230	Magnolia 954	0,014	0,086	0,193
230	Hen 477	0,025	0,097	0,168

Fonte: Sechi, 2014.

### 4.3 Simulação do sistema IEEE 14 Barras Modificado.

Utilizou-se como exemplo o layout do sistema IEEE 14 barras de Albuyeh (1981), por ser mais conhecido e utilizado na literatura, para introduzir a metodologia de planejamento que será empregada no sistema elétrico real de transmissão do Rio Grande do Sul. No entanto, o autor modificou as distâncias entre os barramentos e os condutores utilizados conforme Figura 15 e Tabela 14.

Figura 15 – Sistema IEEE 14 barras modificado



Fonte: Adaptado de Albuyeh, 1981.

As barras em verde representam a tensão de 69 kV e as barras em vermelho representam a tensão de 230 kV.

Considera-se que os condutores dos circuitos de 69 kV são cabos Oriole 336,4 CAA com capacidade nominal de corrente de 515 A resultando em uma máxima potência de transmissão de 61,54 MVA. Por outro lado, os condutores dos circuitos de 230 kV são cabos Hen 477 CAA com capacidade nominal de corrente de 645 A, resultando em uma máxima potência de transmissão de 256,94 MVA (catálogo Nexans, 2014).

De forma a utilizar os valores dos parâmetros das LTs o mais real possível, utilizou-se dados médios calculados a partir dos valores das linhas de transmissão existentes no estado do Rio Grande do Sul, conforme item 4.2.

Tabela 14 - Parâmetros elétricos dos circuitos e distâncias das LTs

Circuito		Distância (km)	Resistência (%)	Reatância (%)	Susceptância (MVar)
De	Para				
Barra 1	Barra 2	16	0,406	1,549	2,69
Barra 1	Barra 5	20	0,508	1,936	3,362
Barra 2	Barra 3	36	0,914	3,485	6,052
Barra 2	Barra4	36	0,914	3,485	2,017
Barra 2	Barra 5	12	0,305	1,162	4,035
Barra 3	Barra 4	24	0,610	2,323	3,362
Barra 4	Barra 5	20	0,508	1,936	0,192
Barra 6	Barra 11	10	3,996	9,804	0,288
Barra 6	Barra 12	15	5,994	14,706	0,288
Barra 6	Barra 13	28	11,189	27,452	0,538
Barra 7	Barra 8	6	2,398	5,883	0,115
Barra 7	Barra 9	5	1,998	4,902	0,096
Barra 9	Barra 10	5	1,998	4,902	0,096
Barra 9	Barra 14	16	6,394	15,687	0,307
Barra 10	Barra 11	9	3,596	8,824	0,173
Barra 12	Barra 13	11	4,396	10,785	0,211
Barra 13	Barra 14	20	7,992	19,609	0,384

Fonte: Sechi, 2014.

Desta forma, serão apresentados alguns exemplos de simulações que podem ser feitas no ANAREDE. Tais simulações se mostram necessárias para exemplificar a aplicabilidade do programa como ferramenta de auxílio para o estudo do planejamento. As informações, de carga e potência preenchidas pelo autor no software ANAREDE, podem ser vistas conforme Tabela 15.

Tabela 15 - Dados de carga e potência inseridos no sistema IEEE 14 Barras

Barras	Carga (MW)	Carga (MVar)	Potência Injetada (MW)	Potência Injetada (MVar)
1			671.3	53.32
2	146.	18.54	40	50
3	137.5	27.74		
4	69.79	- 5.69		
5	146.	2.336		
6	73.	10.95		24
7				
8			5	7.793
9	6.57	.73		
10	10.22	8.468		
11	4.38	2.628		
12	50.	2.336		
13	40.88	8.468		
14	14.6	1.46		

Fonte: Sechi, 2014.

Os dados da Tabela 15 foram inseridos no ANAREDE, como por exemplo, demonstra a Figura 16.

Figura 16 - Layout do software ANAREDE

The screenshot displays the ANAREDE software interface for configuring a circuit. The 'Circuito' section includes dropdown menus for 'Barra De:' (1), 'Barra Para:' (2), and 'Número:' (1), along with text boxes for 'Nome:' (Barra-01--HV and Barra-02--HV) and checkboxes for 'Ligado' (checked) and 'Circuitos existentes' (checked). The 'Barra Proprietária' section has radio buttons for 'De' (selected) and 'Para'. The 'Barra Controlada' section has a dropdown menu and radio buttons for 'Direção De' (selected) and 'Direção Para'. The 'Capacidade' section has input fields for 'Normal:' (256), 'Emergência:' (256), and 'Equipamento:' (256), all in MVA. The 'Resistência:' field is .406 %, 'Reatância:' is 1.549 %, and 'Susceptância:' is 2.69 Mvar. The 'Tap' section has input fields for 'Especificado:', 'Mínimo:', 'Máximo:', 'Defasamento:' (in graus), and 'Steps:'. A 'Controle Congelado' checkbox is also present.

Fonte: ANAREDE, 2014; Sechi, 2014.

Sabe-se que o início de um estudo em um sistema elétrico de potência começa pela montagem e ajuste do caso base, que define o ponto de operação a ser considerado na realização de estudos posteriores. Tal ponto representa um sistema de potência ajustado para uma determinada condição de operação. Após ajustar todos os parâmetros e condições de cargas o sistema foi simulado e convergido no software ANAREDE.

Para isso, a simulação com o sistema IEEE 14 barras foi dividido em três (3) partes:

- A primeira etapa foi simular o desligamento das LTs em 69 kV que suprem a barra 12. Desta forma, a barra 12 foi alimentada por duas LTs em 230 kV. Uma de 60 km originando-se da Barra 1 e outra de 70 km da Barra5;
- A segunda etapa será repetir a etapa 1, porém alimentando a barra 12 com uma LT de 60 km partindo da Barra 1 e outra de 80 km da Barra 4;
- A terceira etapa irá alimentar a barra 12 através de uma LT de 70 km da Barra 5 e outra de 80 da Barra 4.

Em cada etapa, foram simulados a utilização de 3 diferentes condutores: Starling 715,5, Magnolia 954 e Hen 477. Dando origem a nove diferentes alternativas.

Para cada um dos estudos realizados foram criados casos base de referência e ativadas as seguintes configurações do ANAREDE:

- Os casos foram processados utilizando-se para solução do fluxo de potência o método de Newton-Raphson completo, opção NEWT;
- O número máximo de iterações permitidas pelo programa para solução do fluxo de potência foi de 90, opção default do programa;
- A tolerância de convergência utilizada para erro de potência ativa foi de 0,1 MW e para erro de potência reativa 0,1 MVar, correspondendo aos valores default assumidos pelo programa;
- As opções de monitoramento MOCT (limite de tensão), MOCF (limite de fluxo) e MOCG (limite de geração) foram ativadas para permitir a rápida identificação de violação de limites dessas grandezas.

Utilizando-se a função Nível de Carregamento de Área é possível reduzir ou aumentar todas as cargas de uma área. Esta ferramenta foi utilizada para aumentar o nível de

carregamento, considerando 4,6 % a.a. conforme o Plano Decenal de Expansão de Energia (2020).

Foram criados 3 casos de carregamento:

- Cargas *default* (Leve);
- Cargas com um crescimento de 5 anos (Média 23% de incremento);
- Cargas com um crescimento de 10 anos (Pesada 46% de incremento).

Com isso, os valores de carga ativa e reativa foram alterados de acordo com o caso, como mostram as Tabelas 16, 17 e 18.

Tabela 16 - Dados para carga leve (*default*)

Número	Tipo	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (MVar)
1	2 – Referência		
2	1 – PV	100.	12.7
3	1 – PV	94.2	19.
4	0 – PQ	47.8	- 3.9
5	0 – PQ	100.	1.6
6	1 – PV	50.	7.5
7	0 – PQ		
8	1 – PV		
9	0 – PQ	4.5	.5
10	0 – PQ	7.	5.8
11	0 – PQ	3.	1.8
12	0 – PQ	29	1.6
13	0 – PQ	28.	5.8
14	0 - PQ	10.	1.

Fonte: Sechi, 2014.

Todas as etapas foram realizadas considerando apenas o incremento de carga pesada, ou seja, para um planejamento futuro de 10 anos.

Com os dados todos pré-estabelecidos e configurados no software ANAREDE, pode-se gerar o relatório de monitoração dos fluxos de potências em todas as barras. A Figura 17, exportada do ANAREDE, resume as LTs que possuem violação de carregamento.

Tabela 17 - Dados para carga média (5 anos)

Número	Tipo	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (MVar)
1	2 – Referência		
2	1 – PV	123.	15.62
3	1 – PV	115.9	23.37
4	0 – PQ	58.79	- 4.8
5	0 – PQ	123.	1.968
6	1 – PV	61.5	9.225
7	0 – PQ		
8	1 – PV		
9	0 – PQ	5.535	.615
10	0 – PQ	8.61	7.134
11	0 – PQ	3.69	2.214
12	0 – PQ	38	1.968
13	0 – PQ	34.44	7.134
14	0 - PQ	12.3	1.23

Fonte: Sechi, 2014.

Tabela 18 - Dados de carga pesada (10 anos)

Número	Tipo	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (MVar)
1	2 – Referência		
2	1 – PV	146.	18.54
3	1 – PV	137.5	27.74
4	0 – PQ	69.79	- 5.69
5	0 – PQ	146.	2.336
6	1 – PV	73.	10.95
7	0 – PQ		
8	1 – PV		
9	0 – PQ	6.57	.73
10	0 – PQ	10.22	8.468
11	0 – PQ	4.38	2.628
12	0 – PQ	50.	2.336
13	0 – PQ	40.88	8.468
14	0 - PQ	14.6	1.46

Fonte: Sechi, 2014.



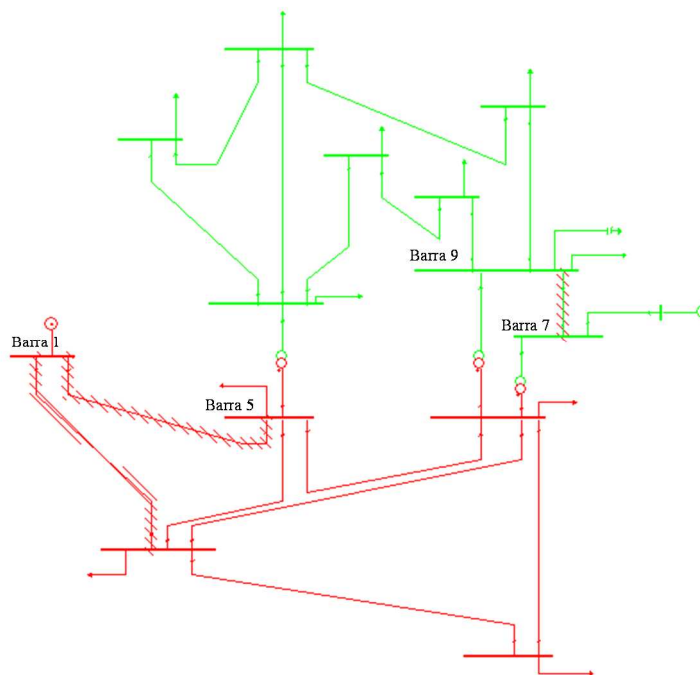
Figura 17 - Sistema IEEE 14 barras modificado

MONITORAÇÃO DE FLUXOS								
DA BARRA	PARA BARRA		FLUXOS			VIOLAÇÃO CARREGAMENTO %		
NOME	NOME	NC	MW	Mvar	MVA/V	MVA	SEVERIDADE	
2	1							132.75 %
Barra-02--HV	Barra-01--HV	1	-355.1	-0.7	339.8	83.8	****	
5	1							119.84 %
Barra-05--HV	Barra-01--HV	1	-318.0	-22.1	306.8	50.8	**	
7	9							106.37 %
Barra-07--ZV	Barra-09--LV	1	69.2	-12.7	64.9	3.9	*	

Fonte: Sechi, 2014.

Pode-se observar que existe sobrecarga em três linhas de transmissão, sendo duas LT em 230 kV e uma LT em 69 kV. A Figura 18 ilustra o resultado do fluxo, as linhas de transmissão com carregamento acima de 100% estão hachuradas em vermelho.

Figura 18 - Sistema IEEE 14 barras modificado pelo autor



Fonte: Sechi, 2014.

Após pode-se retirar o relatório de perdas em MW e MVar do sistema original conforme segue Figura 19.

Figura 19 - Sistema IEEE 14 barras modificado pelo autor

```

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V10.00.01

IEEE 14 Bus Test Case - Winter 1962
RELATORIO DE TOTAIS DE AREA

X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
AREA  GERAÇÃO  INJ  EQV  CARGA  ELO CC  SHUNT  EXPORT  IMPORT  PERDAS
NUM.   MW/      MW/    MW/    MW/    MW/    Mvar/  MW/     MW/     MW/
      Mvar    Mvar   Mvar   EQUIV  Mvar   Mvar   Mvar
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X

TOTAL  716.3     0.0    698.9     0.0    22.1     0.0     0.0     17.4
      121.2     0.0     78.0     0.0     0.0     0.0     0.0     65.3

```

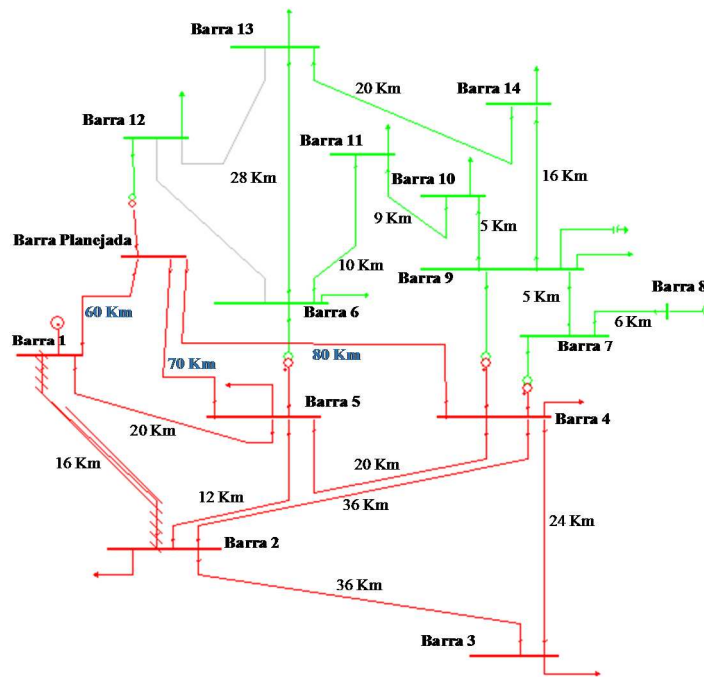
Fonte: Sechi, 2014.

Foi calculada uma perda de 17,4 MW e 65,3 MVar no estudo inicial do sistema IEEE 14 barras modificado pelo autor. Assim sendo, serão realizadas as simulações conforme as três etapas (nove alternativas) mencionadas anteriormente. A etapa 1 será desenvolvida passo a passo, enquanto que as outras etapas serão resumidas conforme Tabela 22.

Etapa 1 (Alternativas 1a, 1b, 1c):

Nesta alternativa serão inseridas duas LTs de 230 kV, totalizando 130 km. Na alternativa (1a) será utilizado o condutor Starling, na (1b) o condutor Magnolia 954, e na alternativa (1c) o condutor Hen 477. A Figura 20 ilustra as três etapas (1, 2 e 3) a serem simuladas.

Figura 20 - Layout demonstrativo da etapas 1, 2 e 3



Fonte: Sechi, 2014.

Alternativa 1a: Condutor Starling.

A Figura 21 ilustra as perdas em MW e MVar para esta simulação.

Figura 21 – Relatório de perdas da etapa 1a

```

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V10.00.01
PAG. 2

IEEE 14 Bus Test Case - Winter 1962
RELATORIO DE TOTAIS DE AREA

X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
AREA  GERAÇÃO  INJ EQV  CARGA  ELO CC  SHUNT  EXPORT  IMPORT  PERDAS
NUM.   MW/      MW/     MW/    MW/    Mvar/  MW/     MW/     MW/
      Mvar    Mvar    Mvar   Mvar   EQUIV  Mvar    Mvar    Mvar
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X

      1      713.2    0.0    698.9    0.0    22.1    0.0     0.0     15.9
      102.7    0.0     78.0    0.0     0.0    0.0     0.0     51.0
    
```

Fonte: Sechi, 2014.

O custo total foi de R\$ 29.215.515,94, conforme Tabela 19, composto a partir do Banco de preços da ANEEL (2011). Considera-se que é necessário duplicar o módulo entrada de linha para todas as etapas, devido ao fato que a SE recebe dois pontos de conexão em 230 kV.

Tabela 19 - Módulos construtivos etapa 1a

Característica	Custo (R\$)
Entrada de Linha 230 kV – Arranjo BD4	3.150.939,93
Interligação de Barras 230 kV – Arranjo BPT	1.689.960,48
Transformador (230 – 69 )- 150 MVA	6.996.086,05
130 km de condutor Starling – 230 kV	7.549.542,00
130 km para Torre Aço 230 kV	8.139.027,00

Fonte: ANEEL, 2011.

Alternativa 1b: Condutor Magnolia.

A Figura 22 ilustra as perdas em MW e MVar simulados no software ANAREDE.

Figura 22 – Relatório de perdas da etapa 1b

```

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V10.00.01
PAG. 2

IEEE 14 Bus Test Case - Winter 1962
RELATORIO DE TOTAIS DE AREA

X---X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
AREA  GERAÇÃO  INJ EQV  CARGA  ELO CC  SHUNT  EXPORT  IMPORT  PERDAS
NUM.   MW/      MW/     MW/    MW/    Mvar/   MW/     MW/     MW/
      Mvar    Mvar    Mvar   Mvar   EQUIV   Mvar    Mvar    Mvar
X---X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X

1     713.2    0.0    698.9   0.0    22.1    0.0     0.0     15.9
      102.7    0.0    78.0    0.0     0.0    0.0     0.0     51.0

```

Fonte: Sechi, 2014.

Com um custo com de R\$ 29.131.392,94 conforme Tabela 20.

Tabela 20 - Módulos construtivos etapa 1b

Característica	Custo (R\$)
Entrada de Linha 230 kV – Arranjo BD4	3.150.939,93
Interligação de Barras 230 kV – Arranjo BPT	1.689.960,48
Transformador (230 – 69 )- 150 MVA	6.996.086,05
130 km de condutor Magnolia – 230 kV	7.458.360,00
130 km para Torre Aço 230 kV	8.146.086,00

Fonte: ANEEL, 2011.

#### Alternativa 1c: Condutor Hen.

A Figura 23 ilustra as perdas em MW e MVar simulados no software ANAREDE.

Figura 23 – Relatório de perdas da etapa 1c

```

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V10.00.01
PAG. 2

IEEE 14 Bus Test Case - Winter 1962
RELATORIO DE TOTAIS DE AREA

X---X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
AREA  GERAÇÃO  INJ EQV  CARGA  ELO CC  SHUNT  EXPORT  IMPORT  PERDAS
NUM.   MW/      MW/     MW/     MW/     Mvar/   MW/     MW/     MW/
      Mvar    Mvar    Mvar    Mvar    EQUIV   Mvar    Mvar    Mvar
X---X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X

1     713.2    0.0    698.9    0.0    22.1    0.0     0.0     15.9
      102.7    0.0     78.0    0.0     0.0     0.0     0.0     51.0

```

Fonte: Sechi, 2014.

Com um custo com de R\$ 27.306,907,94 conforme Tabela 21.

Tabela 21 - Módulos construtivos etapa 1c

Característica	Custo (R\$)
Entrada de Linha 230 kV – Arranjo BD4	3.150.939,93
Interligação de Barras 230 kV – Arranjo BPT	1.689.960,48
Transformador (230 – 69 )- 150 MVA	6.996.086,05
130 km de condutor Magnolia – 230 kV	7.458.360,00
130 km para Torre Aço 230 kV	8.146.086,00

Fonte: ANEEL, 2011.

Lembrando-se que a forma de preenchimento das Tabelas dos módulos construtivos estão descritos no item 4.2.

De forma a sintetizar as alternativas elaborou-se a Tabela 22, englobando os valores de todas as alternativas propostas. As alternativas representadas com a letra (a) possuem condutores Starling 715,5, com a letra (b) condutores Magnolia 954 e com a letra (c) condutores Hen 477.

Tabela 22 – Resumo das alternativas para o modelo IEEE 14 barras

Alternativas	Perdas		Custo Modular (R\$)	Impacto
	MW	MVAr		
1 a	16,8	52,3	29.215.515,94	5
1 b	16,6	49,16	29.131.392,94	5,5
1 c	18,88	55,43	27.306.907,94	4,94
2 a	17,1	53,1	30.422.328,94	3,25
2 b	15,04	49,91	30.331.734,94	3,58
2 c	19,15	56,28	28.366.904,94	3,21
3 a	18,90	55,30	31.629.141,94	4
3 b	16,63	51,98	31.532.076,94	4,4
3 c	21,16	58,61	29.426.901,94	3,95

Fonte: ANEEL, 2011; Sechi, 2014.

Desta mesma forma, aplicou-se a metodologia proposta do método de apoio a decisão, para escolher a melhor alternativa, onde os pesos atribuídos aos critérios podem ser observados na Tabela 23. Notar que o somatório dos pesos é igual a 1.

Tabela 23 – Pesos atribuídos aos critérios

	Critérios			
	Custos	Perdas em MW	Perdas em MVAr	Impacto
Peso	0,4	0,3	0,1	0,2

Fonte: Sechi, 2014.

Os pesos para os critérios foram simulados de forma a satisfazer uma decisão hipotética de pessoas associadas (cooperados) ao sistema IEEE 14 barras.

A Tabela 24 mostra os valores normalizados pelo método.

Tabela 24 – Critérios normalizados do sistema IEEE 14 barras

Alternativas	Critérios			
	Custos	Perdas em MW	Perdas em MVAr	Impacto
1 a	0,9347	0,8952	0,9400	0,6420
1 b	0,9374	0,9060	1,0000	0,5836
1 c	1,0000	0,7966	0,8869	0,6498
2 a	0,8976	0,8795	0,9258	0,9877
2 b	0,9003	1,0000	0,9850	0,8966
2 c	0,9626	0,7854	0,8735	1,0000
3 a	0,8633	0,7958	0,8890	0,8025
3 b	0,8660	0,9044	0,9457	0,7295
3 c	0,9280	0,7108	0,8388	0,8127
Pesos	0,4	0,15	0,05	0,4

Fonte: Sechi, 2014.

Após, cada valor normalizado é multiplicado pelo peso de seu critério (Tabela 25).

Tabela 25 - Matriz normalizada multiplicada pelo peso do critério do sistema IEEE 14 barras

Alternativas	Critérios			
	Custos	Perdas em MW	Perdas em MVar	Impacto
1 a	0,3739	0,1343	0,0470	0,2568
1 b	0,3749	0,1359	0,0500	0,2335
1 c	0,4000	0,1195	0,0443	0,2599
2 a	0,3590	0,1319	0,0463	0,3951
2 b	0,3601	0,1500	0,0492	0,3587
2 c	0,3851	0,1178	0,0437	0,4000
3 a	0,3453	0,1194	0,0444	0,3210
3 b	0,3464	0,1357	0,0473	0,2918
3 c	0,3712	0,1066	0,0419	0,3251
Pesos	0,4	0,15	0,05	0,4

Fonte: Sechi, 2014.

Assim sendo, a Tabela 26 ilustra o valor global de cada alternativa.

Tabela 26 – Valores globais das alternativas do sistema IEEE 14 barras

Alternativa	Valor Global
1 a	0,8120
1 b	0,7943
1 c	0,8238
2 a	0,9323
2 b	0,9180
2 c	0,9465
3 a	0,8302
3 b	0,8212
3 c	0,8448

Fonte: Sechi, 2014.

Logo, a Tabela 27 ilustra as alternativas por ordem (ranking). Ou seja, a alternativa que possuir o maior valor global é a vencedora.



Tabela 27 – Alternativas por ordem de prioridade do sistema IEEE 14 barras

Prioridade	Alternativa	Valor Global
1	2 c	0,9465
2	2 a	0,9323
3	2 b	0,9180
4	3 c	0,8448
5	3 a	0,8302
6	1 c	0,8238
7	3 b	0,8212
8	1 a	0,8120
9	1 b	0,7943

Fonte: Sechi, 2014.

Aplicando-se a análise de sensibilidade, considerando uma variação de + 10% e – 10% na taxa de substituição do critério custo, obteve-se a Tabela 28.

Tabela 28 – Análise de sensibilidade do critério custo do sistema IEEE 14 barras

Alternativas	Avaliação Original		Avaliação + 10%		Avaliação -10%	
	Global	Ranking	Global	Ranking	Global	Ranking
	40%		44%		36%	
1	0,8120	6	0,0839	6	0,0959	6
2	0,7943	4	0,0773	4	0,0883	4
3	0,8238	5	0,0838	5	0,0958	5
4	0,9323	9	0,1239	9	0,1416	9
5	0,9180	7	0,1145	7	0,1309	7
6	0,9465	8	0,1244	8	0,1422	8
<b>7</b>	<b>0,8302</b>	<b>1</b>	<b>0,1016</b>	<b>1</b>	<b>0,1161</b>	<b>1</b>
8	0,8212	3	0,0942	3	0,1076	3
9	0,8448	2	0,1019	2	0,1165	2

Fonte: Sechi, 2014.

Pode-se observar que não houve variação no ranking quando feita uma variação de + 10% e -10%, ou seja, a alternativa vencedora pelo método de apoio a decisão é a sétima. Caso não tivesse aplicado este método de apoio a decisão a alternativa vencedora por mínimo custo seria a alternativa 1c, e a por perdas em MW a alternativa 2b.

#### **4.4 Estudo de caso de uma permissionária.**

As simulações aqui descritas foram realizadas a fim de atender uma solicitação real de intervenção no sistema elétrico de transmissão (SIN), centralizado no estado do Rio Grande do Sul. As situações simuladas, foram elaboradas a fins teóricos, de forma a contribuir para o planejamento das LTs e SEs que possam suprir a alimentação da permissionária do RS.

Para isso, o estudo foi dividido em quatro partes: a primeira etapa são as simulações no âmbito do software ANAREDE, verificando perdas nas SEs e LTs existentes e planejadas, a segunda parte, é mensurar os custos das LTs e SEs através dos custo modulares do banco de referência da ANEEL (2011), a terceira etapa, é o traçado da LT, referenciando um coeficiente de impacto, determinado a partir da opinião dos associados da permissionária, e por fim o método de apoio de decisão, que irá determinar a melhor alternativa.

Os critérios foram escolhidos conforme ilustra a Figura 14 e os pesos dos critérios foram simulados de forma a atender a demanda de um sistema cooperado, ou seja, apesar de existirem múltiplos atores, a decisão dos pesos são atribuídos com a votação de apenas um valor vencedor. No sistema cooperado as decisões individuais não possuem abrangência, e sim decisões eleitas pela grande maioria dos associados, conforme citado em Rossi (2005) e Cenzi (2009).

Assim sendo, conectando a permissionária no sistema interligado através de LTs em 230 kV, além dos benefícios citados no item 1.2, conclui-se que os custos com os contratos de demanda e energia serão reduzidos conforme Tabela 30. Os dados foram retirados da base real da permissionária no período de maio de 2013 a abril de 2014, conforme registrado na Tabela 29.

Tabela 29 – Consumo geral da permissionária

Período	kWh Geral	kWh Ponta	kWh F. Ponta	kW Ponta	kW F. Ponta
Maio/2013	28.348.424	3.142.440	25.205.984	58.272	55.776
Junho/2013	27.097.864	2.792.832	20.305.032	58.752	58.656
Julho/2013	28.620.320	3.080.448	25.539.872	57.120	52.992
Agosto/2013	29.252.400	3.029.072	26.223.328	51.840	53.952
Setembro/2013	27.275.760	2.617.968	24.657.792	56.736	57.024
Outubro/2013	24.055.728	2.884.848	21.170.880	61.440	55.104
Novembro/2013	24.033.864	2.586.192	21.447.672	55.392	58.080
Dezembro/2013	31.420.296	3.091.776	28.328.520	63.264	64.704
Janeiro/2014	32.505.677	3.330.778	29.174.899	72.499	73.651
Fevereiro/2014	30.537.043	3.190.464	27.346.579	72.883	78.413
Março/2014	25.839.936	2.998.128	22.841.808	64.896	59.328
Abril/2014	25.816.968	3.138.840	22.678.128	64.896	64.896

Fonte: Sechi, 2014.

A metodologia utilizada pelo órgão regulador, ANEEL, para a diferente elaboração dos custos a serem pagos a partir da demanda contratada e a energia consumida em 69/230 kV podem ser observados conforme as Equações 9 e 10, respectivamente. Sabendo-se que o custo da TUSD (R\$/kW) e o custo da tarifa de energia (TE) (R\$/MWh) em 69 kV foram retirados da resolução homologatória nº 1.534, de 18 de Junho de 2013, e para a tensão de 230 kV, os valores foram retirados da resolução homologatória nº 1.718 de 16 de Abril de 2014. A primeira resolução homologatória citada refere-se somente a valores da permissionária em 69 kV, não contendo valores em 230 kV, por isso a utilização de duas resoluções propondo valores de TUSD e TE.

$$\text{Custo}(69\text{kV}) = (D * Mc) + (C * TE) \quad \dots(9)$$

Onde:

D = Custo do kW da demanda, fixado em 16,10 R\$/kW;

Mc = Maior consumo de demanda verificado, fora de ponta ou ponta;

C = Consumo geral, em kWh;

TE= Tarifa de energia, fixado em 0,04123 kWh.

$$\text{Custo}(230\text{kV}) = (D_p * C_p) + (D_{pf} * C_{pf}) + (E_p * k_p) + (E_{fp} * k_{fp}) + (E_t * k_e) \quad \dots(10)$$

Onde:

$D_p$  = Custo do kW da demanda ponta, fixado em 1,54R\$/kW;

$C_p$  = Máximo consumo de demanda verificado na ponta, em kW;

$D_{pf}$  = Custo do kW da demanda fora de ponta, fixado em 1,60 R\$/kW;

$C_{pf}$  = Máximo consumo de demanda verificado fora da ponta, em kW;

$E_p$  = Energia consumida no horário de ponta, em kWh;

$k_p$  = Custo da energia de ponta, fixado em 0,01181 R\$/kWh;

$E_{fp}$  = Energia consumida no horário de fora ponta, em kWh;

$k_{fp}$  = Custo da energia fora de ponta, fixado em 0,01181 R\$/kWh;

$E_t$  = Somatório das energias consumidas (ponta e fora ponta), em kWh;

$k_e$  = Custo da energia geral, fixado em 0,04123 R\$/kWh;

Por exemplo para o mês de maio 2014 tem-se os seguintes valores, conforme equação 11.

$$\text{Custo}(69\text{kV}) = (D * M_c) + (C * T_e) \quad \dots(11)$$

$$\text{Custo}(69\text{kV}) = (16,10 * 58.272) + (28.348.424 * 0,04123)$$

$$\text{Custo}(69\text{kV}) = \text{R\$ } 2.106.984,72$$

Já se fosse faturado em 230 kV os cálculos se alterariam conforme Equação 12.

$$\text{Custo}(230\text{kV}) = (D_p * C_p) + (D_{pf} * C_{pf}) + (E_p * k_p) + (E_{fp} * k_{fp}) + (E_t * k_e) \quad \dots(12)$$

$$\text{Custo}(230\text{kV}) = (58.262 * 1,54) + (55.776 * 1,6) + (3.142.440 * 0,01181) + (24.205.984 * 0,01181) + (28.348.424 * 0,04123)$$

$$\text{Custo}(230\text{kV}) = \text{R\$ } 1.682.580,89$$

Pode-se observar que em 230 kV a permissionária no mês de maio de 2013 teria uma redução de praticamente 20% (R\$ 424.403,83).

Portanto a comparação dos custos dos pagamentos de energia e demanda podem ser reduzidos significativamente quando da conexão em 230 kV. A Tabela 30 ilustra esta possível economia no período citado.

Tabela 30 – Custo comparativo entre 69 kV e 230 kV

Período	Custo em 69 kV	Custo em 230 kV
Maio/2013	R\$ 2.106.984,72	R\$ 1.682.580,89
Junho/2013	R\$ 2.063.152,13	R\$ 1.574.358,39
Julho/2013	R\$ 2.099.647,79	R\$ 1.690.773,77
Agosto/2013	R\$ 2.074.703,65	R\$ 1.717.704,10
Setembro/2013	R\$ 2.042.665,98	R\$ 1.625.318,15
Outubro/2013	R\$ 1.981.001,67	R\$ 1.458.699,81
Novembro/2013	R\$ 1.926.004,21	R\$ 1.452.987,83
Dezembro/2013	R\$ 2.337.193,20	R\$ 1.867.485,46
Janeiro/2014	R\$ 2.525.990,16	R\$ 1.953.591,17
Fevereiro/2014	R\$ 2.521.491,58	R\$ 1.857.385,38
Março/2014	R\$ 2.110.206,16	R\$ 1.565.414,85
Abril/2014	R\$ 2.109.259,19	R\$ 1.573.105,42
SOMATÓRIO	R\$ 25.898.300,46	R\$ 20.019.405,21

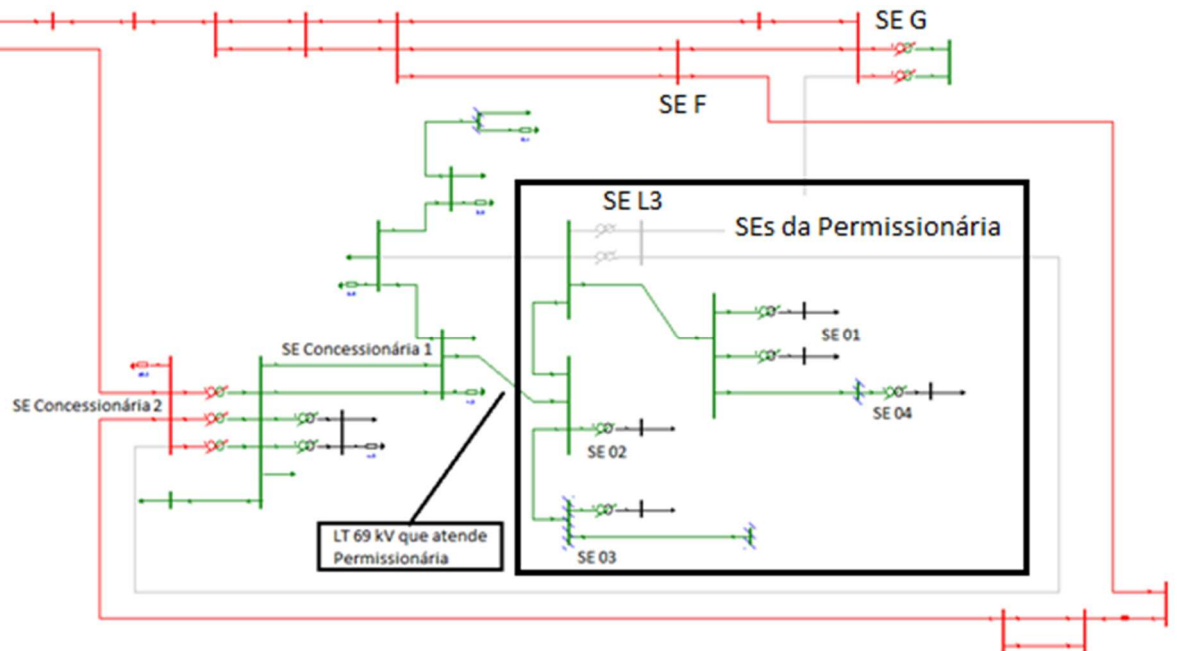
Fonte: Sechi, 2014.

Assim sendo, haveria um abatimento de R\$ 5.878.895,25 por ano no custo de conexão da permissionária, uma redução de praticamente 30 %.

#### 4.5 Pré-análise

A Figura 24, retirada do layout do ANAREDE, ilustra o sistema a ser analisado. Os dados retirados do caso base do ONS representam a situação de carga pesada de fevereiro de 2014 do SIN. Em destaque está a região a ser estudada, que abrange as quatro SEs da permissionária.

Figura 24 – Layout geral da região a ser simulada



Fonte: Sechi, 2014.

As linhas de transmissão em verde representam as tensões de 69 kV e as linhas em vermelho representam as tensões de 230 kV. As LTs e SEs em cinza estão desligadas para posteriormente serem planejadas. O objetivo é conectar as SE 01, 02, 03 e 04 na rede básica através de duas LTs de 230 kV, atendendo ao critério N-1, e não mais ser alimentada através da SE da concessionária 1 (69 kV), devido à redução nos custos de conexão.

A Tabela 31 ilustra os valores elétricos das SEs representadas na Figura 24. A SE F e a SE G são subestações em 230 kV que posteriormente fizeram parte das simulações.

Tabela 31 – Dados elétricos das SEs

SE	Potência Instalada (MVA)	Carga Atual(MW)
Concessionária 2	391	205,08
Concessionária 1	Transferência	130,38
SE 01	30	28,67
SE 02	27	19,07
SE 03	15	12,99
SE 04	15	12,55

Fonte: Sechi,2014.

Sabendo-se que a SE da concessionária 2 possui 3 transformadores, sendo dois de 83 MVA e um de 225 MVA, e a SE 01 possui dois transformadores de 15 MVA cada.

As potências dos condutores estão representadas na Tabela 32.

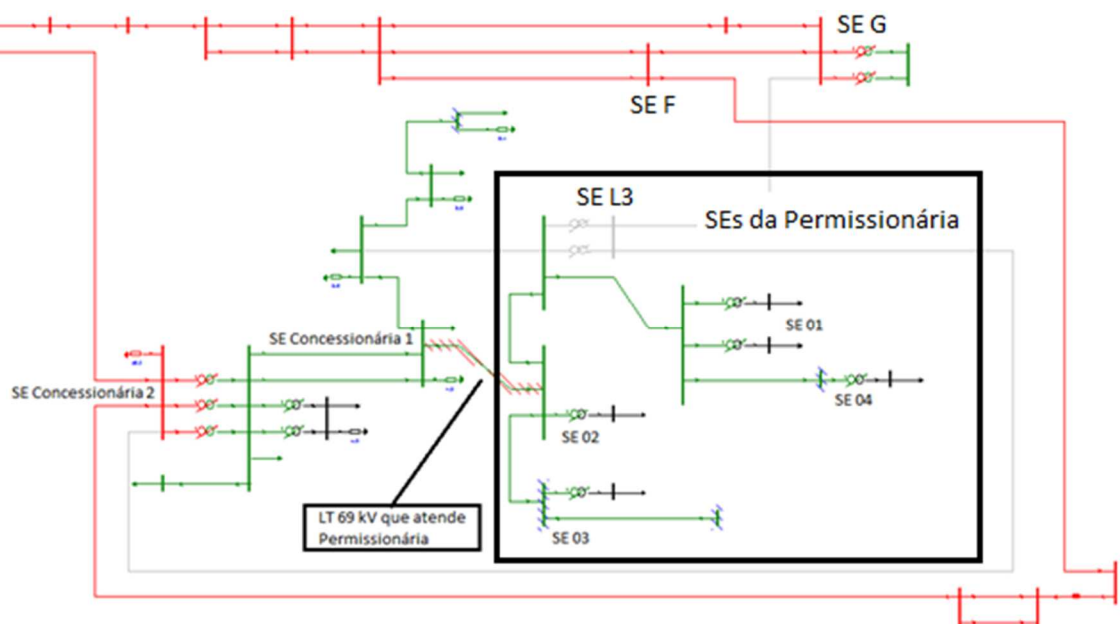
Tabela 32 – Características dos condutores

Circuito		Pot. Cabos existentes (MVA)	Tipo de circuito
De	Para		
Concessionária 1	Concessionária 2	84 + 84	Duplo
Concessionária 1	SE 02	84	Simple
SE 01	SE 02	71	Simple
SE 01	SE 04	27	Simple
SE 02	SE 03	44	Simple

Fonte: Sechi,2014

Após realizar o fluxo de potência no software ANAREDE pode-se observar, na Figura 23, que a LT entre a Concessionária 1 e a SE 02 está hachurada, simbolizando sobrecarga. O relatório de perda e o relatório de severidade de carregamento simulado no ANAREDE, Figura 25, 26 e 27, apresentam mais detalhes desta sobrecarga.

Figura 25 – Layout ilustrando sobrecarga entre SE concessionária 1 e SE 02



Fonte: Sechi,2014.

Figura 26 - Relatório de perdas do caso base

```

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V10.00.01

ONS * PAR 13-16 * 27/02/12 * OUT15-MAR16_PES_CERTEL *
RELATORIO DE TOTAIS DE AREA

X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
AREA  GERAÇÃO  INJ EQV  CARGA  ELO CC  SHUNT  EXPORT  IMPORT  PERDAS
NUM.   MW/      MW/      MW/      MW/      Mvar/   MW/      MW/      MW/
      Mvar    Mvar    Mvar    Mvar    EQUIV   Mvar    Mvar    Mvar
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X

  100    0.0    0.0    45.1    0.0    0.0    161.6    217.5    10.8
        0.0    0.0    19.9    0.0    0.0    41.0    46.6    38.9

```

Fonte: Sechi, 2014.

Figura 27 - Relatório de carregamento de severidade do caso base

```

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V10.00.01

ONS * PAR 13-16 * 27/02/12 * OUT15-MAR16_PES_CERTEL *
MONITORACAO DE FLUXOS

X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
DA BARRA  PARA BARRA  FLUXOS  VIOLACAO  CARREGAMENTO %
NOME      NOME        NC      MW      Mvar    MVA/V    MVA      SEVERIDADE
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X

  90020    90000
CERTEL2---69 Lajeado1--69  1  -75.6  -38.9   86.6    2.6 *  103.06 %

```

Fonte: Sechi, 2014.

Pode-se verificar que a LT que supre a demanda de energia da permissionária encontra-se no seu limite de transmissão, com 103,06% de carregamento com uma perda no sistema envolvido de 10,8 MW e 38,9 MVar. Lembrando-se que as cargas utilizadas são do mês de fevereiro de 2014.

Em função da redução da tarifa em 230 kV e da sobrecarga da LT, que supre a permissionária, foram realizadas 15 simulações (conforme item 4.3), de forma a solucionar a limitação de sobrecarga e determinar um possível traçado de LT em 230 kV. Contudo, este



traçado deve atender às necessidades do sistema (redução de perdas), dos requisitos de impacto da permissionária e do menor custo de implementação.

#### 4.6 Desenvolvimento das alternativas

Conhecido o atual estado do sistema elétrico nas proximidades das subestações estudadas, as cargas verificadas nas SEs e a capacidade de condução das LTs é dado o início do desenvolvimento do estudo. A Tabela 33 resume todas as (quinze) alternativas propostas pelo autor, a serem simuladas no software ANAREDE.

Tabela 33 – Alternativas propostas pelo autor

Alternativa	Condutor (MCM)	Ampacidade (A)	Potência (MVA)	Circuito	
				De – Para = dist.	De – Para = dist.
1 a	Starling 715,5	835	333	SE G – SE L3 = 49 km	SE C2 – SE L3 = 14 km
1 b	Magnolia 954	995	396	SE G – SE L3 = 49 km	SE C2 – SE L3 = 14 km
1 c	Hen 477	645	257	SE G – SE L3 = 49 km	SE C2 – SE L3 = 14 km
2 a	Starling 715,5	835	333	SE C2 – SE 02 = 5 km	SE G – SE 02 = 58 km
2 b	Magnolia 954	995	396	SE C2 – SE 02 = 5 km	SE G – SE 02 = 58 km
2 c	Hen 477	645	257	SE C2 – SE 02 = 5 km	SE G – SE 02 = 58 km
3 a	Starling 715,5	835	333	SE G – SE 04 = 25 km	SE C2 – SE 04 = 70 km
3 b	Magnolia 954	995	396	SE G – SE 04 = 25 km	SE C2 – SE 04 = 70 km
3 c	Hen 477	645	257	SE G – SE 04 = 25 km	SE C2 – SE 04 = 70 km
4 a	Starling 715,5	835	333	SE F – SE 01 = 61 km	SE C2 – SE 01 = 21 km
4 b	Magnolia 954	995	396	SE F – SE 01 = 61 km	SE C2 – SE 01 = 21 km
4 c	Hen 477	645	257	SE F – SE 01 = 61 km	SE C2 – SE 01 = 21 km
5 a	Starling 715,5	835	333	SE C2 – SE 03 = 35 km	SE 03 – SE G = 90 km
5 b	Magnolia 954	995	396	SE C2 – SE 03 = 35 km	SE 03 – SE G = 90 km
5 c	Hen 477	645	257	SE C2 – SE 03 = 35 km	SE 03 – SE G = 90 km

Fonte: Sechi, 2014.

Em todas as etapas foram desativadas as LT de 69 kV entre a concessionária 1 e a SE 02 da permissionária. Com isso, as SEs da permissionária foram conectadas na rede básica de 230 kV conforme segue as cinco etapas.

#### 4.6.1 Alternativas 1.

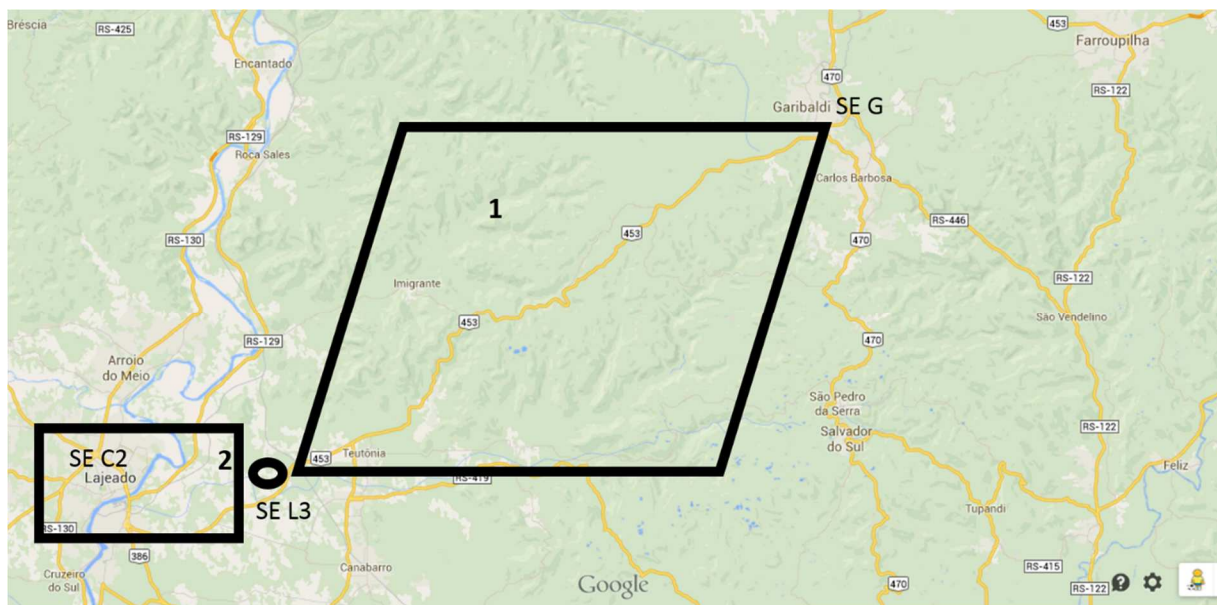
As propostas abaixo descrevem os passos iniciais da etapa 1.

- a. LT de 230 kV de 49 km entre a SE G existente de 230 kV com a SE L3 projetada;
- b. LT de 230 kV de 14 km entre a SE C2 existente com a SE L3 projetada.

Resultando em uma extensão total de 63 km em LTs.

A Figura 28 ilustra as regiões delimitadas a serem construídas as LTs. A Área representada pelo número 1 determina a região para a proposta (a), e a área representada pelo número 2 a proposta (b). O círculo representa a construção da SE L3.

Figura 28 – Regiões propícias para a construção das LTs e SEs da etapa 1



Fonte: Sechi, 2014.

Com isso foram simulados no software ANAREDE três diferentes secções de condutores (Starling, Magnolia e Hen), de forma a verificar as perdas em MW e MVar. A Tabela 34 apresenta os valores de resistência, reatância e susceptância destes condutores.

Tabela 34 – Valores dos parâmetros elétricos das LTs das Alternativas 1

Alternativa	1 <sup>a</sup>		1b		1c	
Cabo	Starling 715,5		Magnolia 954		Hen 477	
De	SE G	SE C2	SE G	SE C2	SE G	SE C2
Para	SE L3	SE L3	SE L3	SE L3	SE L3	SE L3
Resistência	0,831	0,237	0,665	0,190	1,245	0,356
Reatância	4,573	1,307	4,235	1,210	4,744	1,355
Susceptância	8,601	2,458	9,468	2,705	8,238	2,354

Fonte: Sechi,2014.

Os dados de resistência, reatância e susceptância são dados característicos e medianos dos valores reais encontrados em LTs de 230 kV do Rio Grande do Sul, conforme item 4.2.

As Figuras 29, 30 e 31 demonstram os relatórios de perdas, simulados no software ANAREDE, para LTs com os condutores Starling 715.5, Magnolia 954 e Hen 477 respectivamente.

Figura 29 - Relatório de perdas utilizando condutor Starling 715,5

```

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V10.00.01

ONS * PAR 13-16 * 27/02/12 * OUT15-MAR16_PES_CERTEL *
RELATORIO DE TOTAIS DE AREA

X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
AREA  GERAÇÃO  INJ EQV  CARGA  ELO CC  SHUNT  EXPORT  IMPORT  PERDAS
NUM.   MW/      MW/      MW/      MW/      Mvar/   MW/     MW/     MW/
       Mvar    Mvar    Mvar    Mvar    EQUIV   Mvar    Mvar    Mvar
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X

  100    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    240.8   433.6   5.9
        0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    99.2    28.8    7.3

```

Fonte: Sechi, 2014.

Figura 30 - Relatório de perdas utilizando condutor Magnolia 954

```

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V10.00.01

ONS * PAR 13-16 * 27/02/12 * OUT15-MAR16_PES_CERTEL *
RELATORIO DE TOTAIS DE AREA

X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
AREA  GERAÇÃO  INJ EQV   CARGA   ELO CC   SHUNT   EXPORT   IMPORT   PERDAS
NUM.   MW/      MW/      MW/      MW/      Mvar/   MW/      MW/      MW/
       Mvar   Mvar    Mvar    Mvar    EQUIV   Mvar    Mvar    Mvar
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X

  100    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    240.8    433.6    5.7
        0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    99.2    28.8    8.9

```

Fonte: Sechi, 2014.

Figura 31 - Relatório de perdas utilizando condutor Hen 477.

```

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V10.00.01

ONS * PAR 13-16 * 27/02/12 * OUT15-MAR16_PES_CERTEL *
RELATORIO DE TOTAIS DE AREA

X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
AREA  GERAÇÃO  INJ EQV   CARGA   ELO CC   SHUNT   EXPORT   IMPORT   PERDAS
NUM.   MW/      MW/      MW/      MW/      Mvar/   MW/      MW/      MW/
       Mvar   Mvar    Mvar    Mvar    EQUIV   Mvar    Mvar    Mvar
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X

  100    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    240.8    433.6    6.3
        0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    99.2    28.8    6.6

```

Fonte: Sechi, 2014.

Pode-se observar que houve uma perda de 5,9 MW e 7,3 MVar para o cabo Starling, 5,7 MW e 8,9 MVar para o cabo Magnolia e 6,3 MW e 6,6 MVar para o cabo Hen.

O custo com a implementação dos módulos das LTs e da SE podem ser verificados conforme Tabela 35. Lembrando-se que a metodologia utilizada para dimensionar os valores dos custos modulares estão descritos no item 4.2 deste trabalho.

Tabela 35 – Módulos construtivos para a etapa 1

Característica	Custo (R\$)
Entrada de Linha 230 kV – Arranjo BD4	3.150.939,93
Interligação de Barras 230 kV – Arranjo BPT	1.689.960,48
Transformador (230 – 69) - 150 MVA	6.996.086,05

Fonte: ANEEL, 2011.

Além disso, como a SE L3 terá em sua entrada duas LT de 230 kV o custo do módulo entrada de linha 230 kV – Arranjo BD4 deve ser duplicado.

A Tabela 36 sintetiza os custos totais deste novo traçado, separando os custos pelas três diferentes alternativas da etapa 1.

Tabela 36 – Valores em R\$ das alternativas 1a, 1b e 1c

	Custo Modulares (R\$)	Custo com Condutores (R\$)	Custo com torres (R\$)	Total (R\$)
Alternativa 1a	14.987.926,39	3.658.624,20	3.944.297,70	22.590.848,29
Alternativa 1b	14.987.926,39	3.614.436,00	3.947.718,60	22.550.080,99
Alternativa 1c	14.987.926,39	2.815.785,00	3.862.196,10	21.665.907,49

Fonte: Sechi, 2014.

#### 4.6.2 Alternativas 2.

As propostas abaixo descrevem os passos iniciais da etapa 2.

- a. LT de 230 kV de 5 km entre a SE C2 de 230 kV com a SE 02, ambas SEs existentes;
- b. LT de 230 kV de 58 km entre a SE G existente com a SE 02, ambas SEs existentes.

Resultando em uma extensão total de 63 km de linhas de transmissão, equivalente a etapa 1. A Figura 32 ilustra as regiões delimitadas para serem construídas as LTs. A Área representada pelo número 1 determina a região para a proposta (a), e a área representada pelo número 2 a proposta (b). A SE 02 já é existente em 69 kV.



Figura 33 - Relatório de perdas utilizando condutor Starling 715,5

```

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V10.00.01

ONS * PAR 13-16 * 27/02/12 * OUT15-MAR16_PES_CERTEL *
RELATORIO DE TOTAIS DE AREA

X---X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
AREA  GERAÇÃO  INJ EQV  CARGA  ELO CC  SHUNT  EXPORT  IMPORT  PERDAS
NUM.   MW/      MW/      MW/      MW/      Mvar/   MW/     MW/     MW/
      Mvar    Mvar    Mvar    Mvar    EQUIV   Mvar    Mvar    Mvar
X---X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X

  100    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    268.7   274.7   6.0
          0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    95.1    39.9    6.6

```

Fonte: Sechi, 2014.

Figura 34 - Relatório de perdas utilizando condutor Magnolia 954

```

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V10.00.01

ONS * PAR 13-16 * 27/02/12 * OUT15-MAR16_PES_CERTEL *
RELATORIO DE TOTAIS DE AREA

X---X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
AREA  GERAÇÃO  INJ EQV  CARGA  ELO CC  SHUNT  EXPORT  IMPORT  PERDAS
NUM.   MW/      MW/      MW/      MW/      Mvar/   MW/     MW/     MW/
      Mvar    Mvar    Mvar    Mvar    EQUIV   Mvar    Mvar    Mvar
X---X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X

  100    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    268.7   274.7   5.9
          0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    95.1    39.9    8.2

```

Fonte: Sechi, 2014.

Figura 35 - Relatório de perdas utilizando condutor Hen 477

```

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V10.00.01

ONS * PAR 13-16 * 27/02/12 * OUT15-MAR16_PES_CERTEL *
RELATORIO DE TOTAIS DE AREA

X---X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
AREA  GERAÇÃO  INJ EQV  CARGA  ELO CC  SHUNT  EXPORT  IMPORT  PERDAS
NUM.   MW/      MW/      MW/      MW/      Mvar/   MW/      MW/      MW/
      Mvar    Mvar    Mvar    Mvar    EQUIV  Mvar    Mvar    Mvar
X---X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X

    100      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      268.7    274.7    6.5
          0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      95.1     39.9     5.9

```

Fonte: Sechi, 2014.

Pode-se observar que houve uma perda de 6,0 MW e 6,6 MVar para o cabo Starling, 5,9 MW e 8,2 MVar para o cabo Magnolia e 6,5 MW e 5,9 MVar para o cabo Hen.

O custo com a implementação dos módulos das LTs e da SE podem ser verificados conforme Tabela 38.

Tabela 38 – Módulos construtivos para a etapa 2

Característica	Custo (R\$)
Entrada de Linha 230 kV – Arranjo BD4	3.150.939,93
Interligação de Barras 230 kV – Arranjo BPT	1.689.960,48
Transformador (230 – 69) - 150 MVA	6.996.086,00

Fonte: ANEEL, 2011.

A Tabela 39 sintetiza os custos totais deste novo traçado, separando os custos pelas três diferentes alternativas da etapa 2.



Tabela 39 – Valores em R\$ das alternativas 2a, 2b e 2c

	Custo Modulares (R\$)	Custo com Condutores (R\$)	Custo com torres (R\$)	Total (R\$)
Alternativa 2a	14.987.926,39	3.658.624,20	3.944.297,70	22.590.848,29
Alternativa 2b	14.987.926,39	3.614.436,00	3.947.718,60	22.550.080,99
Alternativa 2c	14.987.926,39	2.815.785,00	3.862.196,10	21.665.907,49

Fonte: Sechi, 2014.

### 4.6.3 Alternativas 3.

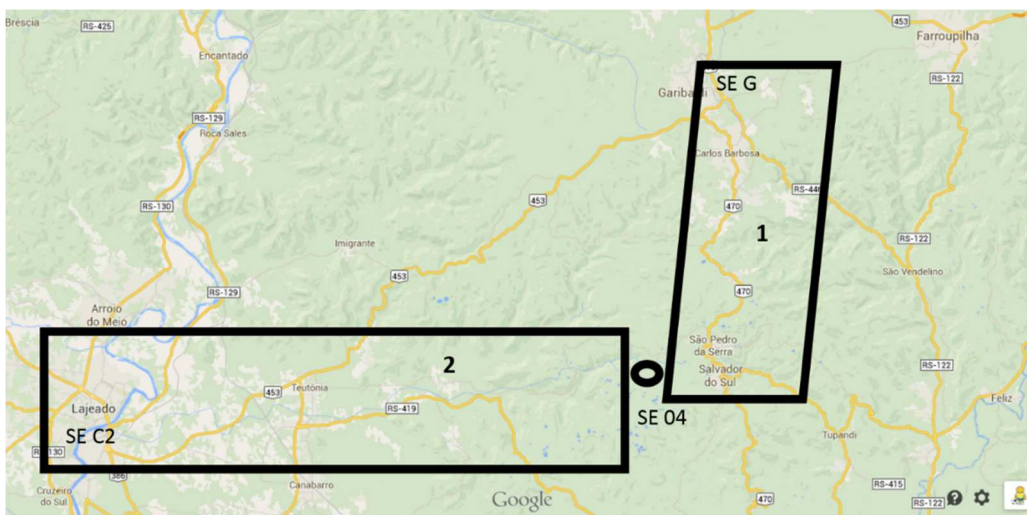
As propostas abaixo descrevem os passos iniciais da etapa 3.

- a. LT de 230 kV de 25 km entre a SE G de 230 kV com a SE 04, ambas SE existentes;
- b. LT de 230 kV de 70 km entre a SE C2 com a SE 04, ambas existentes.

Resultando em uma extensão total de 95 km de linhas de transmissão.

A Figura 36 ilustra as regiões delimitadas para serem construídas as LTs. A Área representada pelo número 1 determina a região para a proposta (a), e a área representada pelo número 2 a proposta (b). O círculo representa a SE 04 já existente em 69 kV.

Figura 36 – Regiões propícias para a construção das LTs e SEs da etapa 3



Fonte: Sechi, 2014

Com isso foram simulados no software ANAREDE três diferentes secções de condutores, de forma a verificar as perdas em MW e MVar. A Tabela 40 apresenta os valores de resistência, reatância e susceptância destes condutores. O comprimento das LTs estão definidos conforme propostas a e b.

Tabela 40 – Valores dos parâmetros elétricos das LTs das Alternativas 3

Alternativa	3a		3b		3c	
Cabo	Starling 715,5		Magnolia 954		Hen 477	
De	SE G	SE C2	SE G	SE C2	SE G	SE C2
Para	SE 04	SE 04	SE 04	SE 04	SE 04	SE 04
Resistência	0,424	1,187	0,339	0,950	0,635	1,778
Reatância	2,333	6,533	2,161	6,050	2,420	6,777
Susceptância	4,388	12,288	4,830	13,525	4,203	11,768

Fonte: Sechi,2014

Abaixo segue os relatórios, simulados no software ANAREDE, para LTs com cabos Starling 715.5, Magnolia 954 e Hen 477 respectivamente.

Figura 37 - Relatório de perdas utilizando condutor Starling 715,5

```

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V10.00.01

ONS * PAR 13-16 * 27/02/12 * OUT15-MAR16_PES_CERTEL *
RELATORIO DE TOTAIS DE AREA

X---X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
AREA  GERAÇÃO  INJ EQV  CARGA  ELO CC  SHUNT  EXPORT  IMPORT  PERDAS
NUM.   MW/      MW/      MW/      MW/      Mvar/   MW/      MW/      MW/
      Mvar    Mvar    Mvar    Mvar    EQUIV   Mvar    Mvar    Mvar
X---X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
  100    0.0      0.0      0.0      0.0      0.0    268.7    274.3    5.5
      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0    99.4     34.0    15.3

```

Fonte: Sechi, 2014.

Figura 38 - Relatório de perdas utilizando condutor Magnoli 954

```

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V10.00.01

ONS * PAR 13-16 * 27/02/12 * OUT15-MAR16_PES_CERTEL *
RELATORIO DE TOTAIS DE AREA

X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
AREA  GERACAO  INJ EQV   CARGA   ELO CC   SHUNT   EXPORT  IMPORT  PERDAS
NUM.   MW/      MW/      MW/      MW/      Mvar/   MW/     MW/     MW/
       Mvar   Mvar    Mvar    Mvar    EQUIV   Mvar    Mvar    Mvar
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
  100   0.0     0.0     0.0     0.0     0.0    268.7   274.3   5.3
       0.0     0.0     0.0     0.0     0.0    99.4    34.0   17.1

```

Fonte: Sechi, 2014.

Figura 39 - Relatório de perdas utilizando condutor Hen 477

```

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V10.00.01

ONS * PAR 13-16 * 27/02/12 * OUT15-MAR16_PES_CERTEL *
RELATORIO DE TOTAIS DE AREA

X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
AREA  GERACAO  INJ EQV   CARGA   ELO CC   SHUNT   EXPORT  IMPORT  PERDAS
NUM.   MW/      MW/      MW/      MW/      Mvar/   MW/     MW/     MW/
       Mvar   Mvar    Mvar    Mvar    EQUIV   Mvar    Mvar    Mvar
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
  100   0.0     0.0     0.0     0.0     0.0    268.7   274.3   5.9
       0.0     0.0     0.0     0.0     0.0    99.4    34.0   14.8

```

Fonte: Sechi, 2014.

Pode-se observar que houve uma perda de 5,5 MW e 15,3 MVar para o cabo Starling, 5,3 MW e 17,1 MVar para o cabo Magnolia e 5,9 MW e 14,8 MVar para o cabo Hen.

O custo com a implementação dos módulos das LTs e da SE podem ser verificados conforme Tabela 41.

Tabela 41 – Módulos construtivos para a etapa 3

Característica	Custo (R\$)
Entrada de Linha 230 kV – Arranjo BD4	3.150.939,93
Interligação de Barras 230 kV – Arranjo BPT	1.689.960,48
Transformador (230 – 69) - 150 MVA	6.996.086,05

Fonte: ANEEL, 2011.

A Tabela 42 resume os custos totais deste novo traçado, separando os custos pelas três diferentes alternativas da etapa 3.

Tabela 42 – Valores em R\$ das alternativas 3a, 3b e 3c

	Custo Modulares (R\$)	Custo com Condutores (R\$)	Custo com torres (R\$)	Total (R\$)
Alternativa 3a	14.987.926,39	5.516.973,00	5.947.750,50	26.452.649,89
Alternativa 3b	14.987.926,39	5.450.340,00	5.952.909,00	26.391.175,39
Alternativa 3c	14.987.926,39	4.246.025,00	5.823.946,50	25.057.897,89

Fonte: Sechi, 2014.

#### 4.6.4 Alternativas 4.

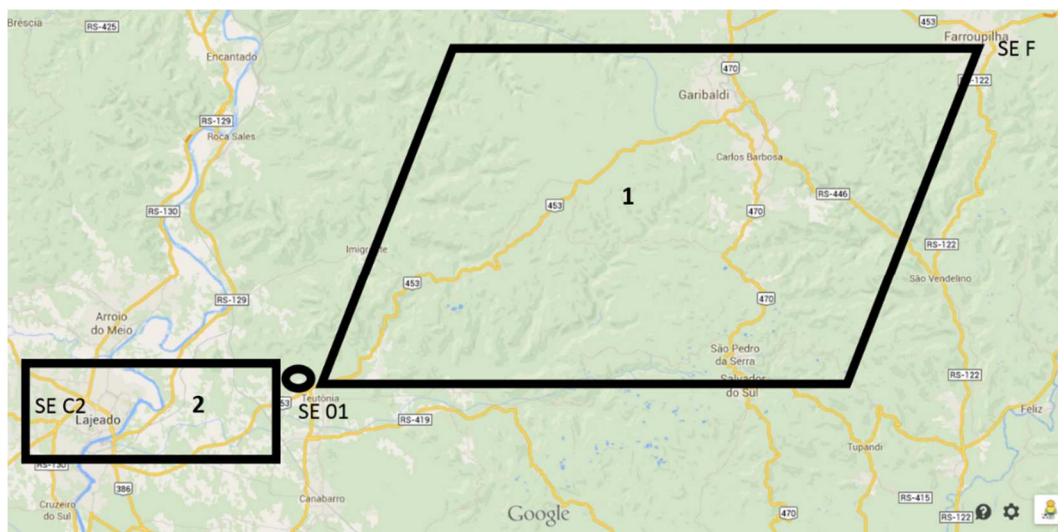
As propostas abaixo descrevem os passos iniciais da etapa 4.

- a. LT de 230 kV de 61 km entre a SE F de 230 kV com a SE 01, ambas SE existentes;
- b. LT de 230 kV de 21 km entre a SE C2 com a SE 01, ambas existentes.

Resultando em uma extensão total de 82 km de linhas de transmissão.

A Figura 40 ilustra as regiões delimitadas para serem construídas as LTs. A Área representada pelo número 1 determina a região para a proposta (a), e a área representada pelo número 2 a proposta (b). O círculo representa a SE 01 já existente em 69 kV.

Figura 40 – Regiões propícias para a construção das LTs e SEs da etapa 4



Fonte: Sechi,2014

Com isso foram simulados no software ANAREDE três diferentes secções de condutores, de forma a verificar as perdas em MW e MVar. A Tabela 43 apresenta os valores de resistência, reatância e susceptância destes condutores. O comprimento das LTs estão definidos conforme propostas (a) e (b).

Tabela 43 – Valores dos parâmetros elétricos das LTs das Alternativas 4

Alternativa	4a		4b		4c	
Cabo	Starling 715,5		Magnolia 954		Hen 477	
De	SE F	SE C2	SE F	SE C2	SE F	SE C2
Para	SE 01	SE 01	SE 01	SE 01	SE 01	SE 01
Resistência	1,034	0,356	0,828	0,285	1,550	0,533
Reatância	5,693	1,960	5,272	1,815	5,905	2,033
Susceptância	10,708	3,686	11,786	4,058	10,255	3,530

Fonte: Sechi,2014.

Com isso foram simulados no software ANAREDE três diferentes secções de condutores, de forma a verificar as perdas em MW e MVar. Os relatórios de perdas, simulados no software ANAREDE, para LTs com cabos Starling 715.5, Magnolia 954 e Hen 477 seguem conforme Figuras 41, 42 e 43 respectivamente.

Figura 41 - Relatório de perdas utilizando condutor Starling 715,5

```

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V10.00.01

ONS * PAR 13-16 * 27/02/12 * OUT15-MAR16_PES_CERTEL *
RELATORIO DE TOTAIS DE AREA

X---X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
AREA GERACAO INJ EQV CARGA ELO CC SHUNT EXPORT IMPORT PERDAS
NUM. MW/ MW/ MW/ MW/ Mvar/ MW/ MW/ MW/
Mvar Mvar Mvar Mvar EQUIV Mvar Mvar Mvar
X---X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X

100 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 268.7 274.8 6.0
0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 96.4 37.7 9.7

```

Fonte: Sechi, 2014.

Figura 42 - Relatório de perdas utilizando condutor Magnolia 954

```

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V10.00.01

ONS * PAR 13-16 * 27/02/12 * OUT15-MAR16_PES_CERTEL *
RELATORIO DE TOTAIS DE AREA

X---X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
AREA GERACAO INJ EQV CARGA ELO CC SHUNT EXPORT IMPORT PERDAS
NUM. MW/ MW/ MW/ MW/ Mvar/ MW/ MW/ MW/
Mvar Mvar Mvar Mvar EQUIV Mvar Mvar Mvar
X---X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X

100 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 268.7 274.8 5.7
0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 96.4 37.7 10.2

```

Fonte: Sechi, 2014.

Figura 43 - Relatório de perdas utilizando condutor Hen 477

```

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V10.00.01

ONS * PAR 13-16 * 27/02/12 * OUT15-MAR16_PES_CERTEL *
RELATORIO DE TOTAIS DE AREA

X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
AREA  GERACAO  INJ EQV   CARGA   ELO CC   SHUNT   EXPORT  IMPORT  PERDAS
NUM.   MW/      MW/      MW/      MW/      Mvar/   MW/      MW/      MW/
      Mvar    Mvar    Mvar    Mvar    EQUIV   Mvar     Mvar     Mvar
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X

      100      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      268.7   274.8    6.3
      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      96.4    37.7    8.1

```

Fonte: Sechi, 2014.

Pode-se observar que houve uma perda de 6,0 MW e 9,7 MVar para o cabo Satarling, 5,7 MW e 10,2 MVar para o cabo Magnolia e 6,3 MW e 8,1 MVar para o cabo Hen.

O custo com a implementação dos módulos das LTs e da SE podem ser verificados conforme Tabela 44.

Tabela 44 – Módulos construtivos para a etapa 4

Característica	Custo (R\$)
Entrada de Linha 230 kV – Arranjo BD4	3.150.939,93
Interligação de Barras 230 kV – Arranjo BPT	1.689.960,48
Transformador (230 – 69) - 150 MVA	6.996.086,05

Fonte: ANEEL, 2011.

A Tabela 45 sintetiza os custos totais deste novo traçado, separando os custos pelas três diferentes alternativas da etapa 4.

Tabela 45 – Valores em R\$ das alternativas 4a, 4b e 4c

	Custo Modulares (R\$)	Custo com Condutores (R\$)	Custo com torres (R\$)	Total (R\$)
Alternativa 4a	14.987.926,39	4.762.018,80	5.133.847,80	24.883.792,99
Alternativa 4b	14.987.926,39	4.704.504,00	5.138.300,40	24.830.730,79
Alternativa 4c	14.987.926,39	3.664.990,00	5.026.985,40	23.679.901,79

Fonte: Sechi, 2014.

#### 4.6.5 Alternativas 5.

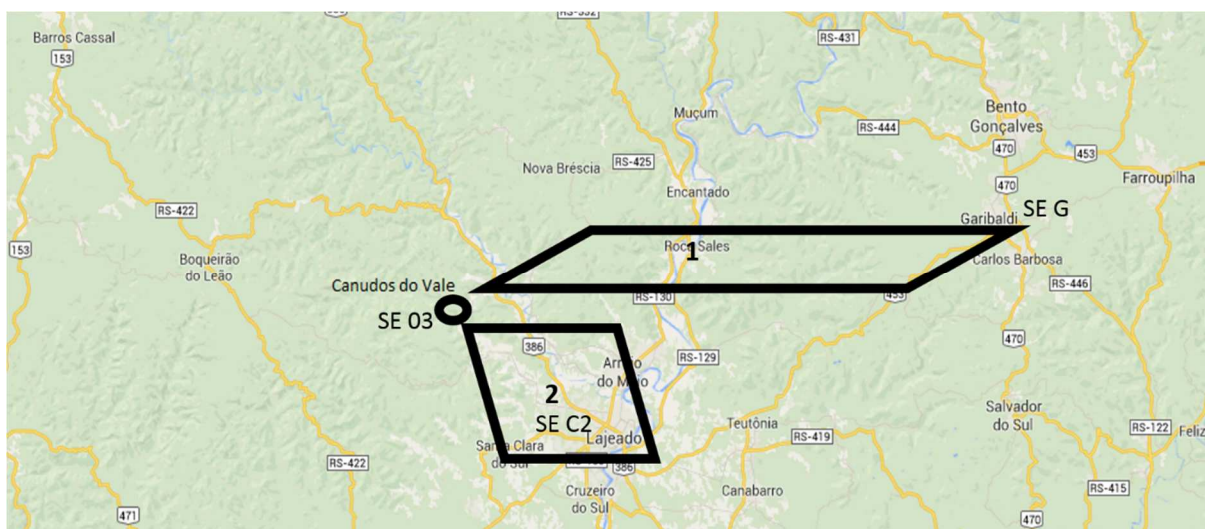
As propostas abaixo descrevem os passos iniciais da etapa 5.

- a. LT de 230 kV de 35 km entre a SE C2 de 230 kV com a SE 03, ambas SE existentes;
- b. LT de 230 kV de 90 km entre a SE 03 com a SE G, ambas existentes.

Resultando em uma extensão total de 125 km de linhas de transmissão.

A Figura 44 ilustra as regiões delimitadas para serem construídas as LTs. A Área representada pelo número 1 determina a região para a proposta (a), e a área representada pelo número 2 a proposta (b). O círculo representa a SE 03 já existente.

Figura 44 – Regiões propícias para a construção das LTs e SEs da etapa 5



Fonte: Sechi, 2014



Com isso foram simulados no software ANAREDE três diferentes secções de condutores, de forma a verificar as perdas em MW e MVar. A Tabela 45 apresenta os valores de resistência, reatância e susceptância destes condutores. O comprimento das LTs estão definidos conforme propostas (a) e (b).

Tabela 46 – Valores dos parâmetros elétricos das LTs das Alternativas 5

Alternativa	5a		5b		5c	
Cabo	Starling 715,5		Magnolia 954		Hen 477	
De	SE C2	SE 03	SE C2	SE 03	SE C2	SE 03
Para	SE 03	SE G	SE 03	SE G	SE 03	SE G
Resistência	0,593	1,526	0,475	1,221	0,889	2,286
Reatância	3,266	8,399	3,025	7,779	3,388	8,713
Susceptância	6,144	15,798	6,763	17,389	5,884	15,130

Fonte: Sechi,2014

Com isso foram simulados no software ANAREDE três diferentes secções de condutores, de forma a verificar as perdas em MW e MVar.

Abaixo segue os relatórios, simulados no software ANAREDE, para LTs com cabos Starling 715.5, Magnolia 954 e Hen 477 respectivamente.

Figura 45 - Relatório de perdas utilizando condutor Starling 715,5

```

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V10.00.01

ONS * PAR 13-16 * 27/02/12 * OUT15-MAR16_PES_CERTEL *
RELATORIO DE TOTAIS DE AREA

X---X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
AREA GERACAO INJ EQV CARGA ELO CC SHUNT EXPORT IMPORT PERDAS
NUM. MW/ MW/ MW/ MW/ Mvar/ MW/ MW/ MW/
Mvar Mvar Mvar Mvar EQUIV Mvar Mvar Mvar
X---X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
100 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 273.0 279.4 6.4
0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 98.5 34.3 15.0

```

Fonte: Sechi, 2014.

Figura 46 - Relatório de perdas utilizando condutor Magnolia 954

```

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V10.00.01

ONS * PAR 13-16 * 27/02/12 * OUT15-MAR16_PES_CERTEL *
RELATORIO DE TOTAIS DE AREA

X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
AREA GERACAO INJ EQV CARGA ELO CC SHUNT EXPORT IMPORT PERDAS
NUM. MW/ MW/ MW/ MW/ Mvar/ MW/ MW/ MW/
Mvar Mvar Mvar Mvar EQUIV Mvar Mvar Mvar
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X

100 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 273.0 279.4 6.2
0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 98.5 34.3 16.1

```

Fonte: Sechi, 2014.

Figura 47 - Relatório de perdas utilizando condutor Hen 477

```

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V10.00.01

ONS * PAR 13-16 * 27/02/12 * OUT15-MAR16_PES_CERTEL *
RELATORIO DE TOTAIS DE AREA

X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
AREA GERACAO INJ EQV CARGA ELO CC SHUNT EXPORT IMPORT PERDAS
NUM. MW/ MW/ MW/ MW/ Mvar/ MW/ MW/ MW/
Mvar Mvar Mvar Mvar EQUIV Mvar Mvar Mvar
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X

100 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 273.0 279.4 6.9
0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 98.5 34.3 12.9

```

Fonte: Sechi, 2014.

Pode-se observar que houve uma perda de 6,4 MW e 15,1 MVar para o cabo Starling, 6,2 MW e 16,1 MVar para o cabo Magnolia e 6,9 MW e 12,9 MVar para o cabo Hen. O custo com a implementação dos módulos das LTs e da SE podem ser verificados conforme Tabela 47.

Tabela 47 – Módulos construtivos para a etapa 5

Característica	Custo (R\$)
Entrada de Linha 230 kV – Arranjo BD4	3.150.939,93
Interligação de Barras 230 kV – Arranjo BPT	1.689.960,48
Transformador (230 – 69) - 150 MVA	6.996.086,05

Fonte: ANEEL, 2011.

A Tabela 48 sintetiza os custos totais deste novo traçado, separando os custos pelas três diferentes alternativas da etapa 5.

Tabela 48 – Valores em R\$ das alternativas 5a, 5b e 5c

	Custo Modulares (R\$)	Custo com Condutores (R\$)	Custo com torres (R\$)	Total (R\$)
Alternativa 5a	14.987.926,39	7.259.175,00	7.825.987,50	30.073.088,89
Alternativa 5b	14.987.926,39	7.171.500,00	7.832.775,00	29.992.201,39
Alternativa 5c	14.987.926,39	5.586.875,00	7.663.087,50	28.237.888,89

Fonte: Sechi, 2014.

Portanto, a Tabela 49 resume os resultados de todas as 15 alternativas.

Tabela 49 – Valores dos critérios

Alternativas	Critérios			
	Custos (R\$)	Perdas em MW	Perdas em MVAr	Impacto
1a	22.590.848	5,9	7,3	6
1b	22.550.081	5,7	8,9	6,25
1c	21.665.907	6,3	6,6	5
2a	22.590.848	6	6,6	3,3
2b	22.550.081	5,9	8,2	3,0
2c	21.665.907	6,5	5,9	3,43
3a	26.452.650	5,5	15,3	4,8
3b	26.391.175	5,3	17,1	5

3c	25.057.898	5,9	14,8	4
4a	24.883.793	6	9,7	5,4
4b	24.830.731	5,7	10,2	5,625
4c	23.679.902	6,3	8,1	4,5
5a	30.073.089	6,4	15,1	7,2
5b	29.992.201	6,2	16,1	7,5
5c	28.237.889	6,9	12,9	6
Pesos	0,4	0,15	0,05	0,4

Fonte: Sechi, 2014.

Desta mesma forma, aplicou-se a metodologia proposta do método de apoio a decisão, para escolher a melhor alternativa. A Tabela 50 mostra os valores normalizados, a Tabela 51 exibe os valores normalizados multiplicados pelo seu respectivo peso. E por fim, a Tabela 52 relaciona o valor global de cada alternativa e a Tabela 53 apresenta as alternativas por ordem (ranking). Ou seja, a alternativa que possuir o maior valor global é a vencedora.

Tabela 50 - Matriz normalizada

Alternativas	Critérios			
	Custos	Perdas em MW	Perdas em MVar	Impacto
1a	0,9591	0,8983	0,8082	0,5000
1b	0,9608	0,9298	0,6629	0,4800
1c	1,0000	0,8413	0,8939	0,6000
2a	0,9591	0,8833	0,8939	0,9091
2b	0,9608	0,8983	0,7195	1,0000
2c	1,0000	0,8154	1,0000	0,8746
3a	0,8190	0,9636	0,3856	0,6250
3b	0,8210	1,0000	0,3450	0,6000
3c	0,8646	0,8983	0,3986	0,7500
4a	0,8707	0,8833	0,6082	0,5556
4b	0,8725	0,9298	0,5784	0,0005
4c	0,9149	0,8413	0,7284	0,6667
5a	0,7204	0,8281	0,3907	0,4167
5b	0,7224	0,8548	0,3665	0,4000
5c	0,7673	0,7681	0,4574	0,5000

Fonte: Sechi, 2014.

Tabela 51 - Matriz normalizada multiplicada pelos pesos dos critérios

Alternativas	Critérios			
	Custos	Perdas em MW	Perdas em MVAr	Impacto
1a	0,3836	0,1347	0,0404	0,2000
1b	0,3843	0,1395	0,0331	0,1920
1c	0,4000	0,1262	0,0447	0,2400
2a	0,3836	0,1325	0,0447	0,3636
2b	0,3843	0,1347	0,0360	0,4000
2c	0,4000	0,1223	0,0500	0,3499
3a	0,3276	0,1445	0,0193	0,2500
3b	0,3284	0,1500	0,0173	0,2400
3c	0,3459	0,1347	0,0199	0,3000
4a	0,3483	0,1325	0,0304	0,2222
4b	0,3490	0,1395	0,0289	0,0002
4c	0,3660	0,1262	0,0364	0,2667
5a	0,2882	0,1242	0,0195	0,1667
5b	0,2890	0,1282	0,0183	0,1600
5c	0,3069	0,1152	0,0229	0,2000

Fonte: Sechi, 2014.

Tabela 52 – Valores globais das alternativas

Alternativa	Valor Global
1 <sup>a</sup>	0,7588
1b	0,7489
1c	0,8109
2 <sup>a</sup>	0,9245
<b>2b</b>	<b>0,9550</b>
2c	0,9222
3 <sup>a</sup>	0,7414
3b	0,7356
3c	0,8005
4 <sup>a</sup>	0,7334
4b	0,5176
4c	0,7953
5 <sup>a</sup>	0,5986

5b	0,5955
5c	0,6450

Fonte: Sechi, 2014.

Tabela 53 – Alternativas por ordem de prioridade

Prioridade	Alternativa	Valor Global
1	2b	0,9550
2	2a	0,9245
3	2c	0,9222
4	1c	0,8109
5	3c	0,8005
6	4c	0,7953
7	1a	0,7588
8	1b	0,7489
9	3a	0,7414
10	3b	0,7356
11	4a	0,7334
12	5c	0,6450
13	5a	0,5986
14	5b	0,5955
15	4b	0,5176

Fonte: Sechi, 2014.

Para avaliar a robustez das alternativas frente à mudanças dos pesos aplicados ao critérios foi feita uma análise de sensibilidade. Primeiramente considerando uma variação de  $\pm 10\%$  na taxa de substituição do critério custo, cujos resultados estão na Tabela 54.

Tabela 54 – Análise de sensibilidade do critério custo

t	Avaliação Original		Avaliação + 10%		Avaliação -10%	
	40%		44%		36%	
Alternativas	Global	Ranking	Global	Ranking	Global	Ranking
1a	0,7588	7	0,7721	7	0,7454	7
1b	0,7489	8	0,7631	8	0,7348	9
1c	0,8109	4	0,8235	4	0,7983	4
2a	0,9245	2	0,9268	3	0,9221	2
<b>2b</b>	<b>0,9550</b>	<b>1</b>	<b>0,9554</b>	<b>1</b>	<b>0,9547</b>	<b>1</b>
2c	0,9222	3	0,9274	2	0,9170	3
3a	0,7414	9	0,7466	9	0,7363	8
3b	0,7356	10	0,7413	11	0,7299	10
3c	0,8005	5	0,8048	5	0,7963	5
4a	0,7334	11	0,7426	10	0,7243	11
4b	0,5176	15	0,5413	15	0,4940	15
4c	0,7953	6	0,8032	6	0,7873	6
5a	0,5986	13	0,6067	13	0,5905	13
5b	0,5955	14	0,6040	14	0,5870	14
5c	0,6450	12	0,6531	12	0,6368	12

Fonte: Sechi, 2014.

Pode-se observar que houve pequenas variações no ranking quando feita uma avaliação de + 10% e -10% no critério custo, como por exemplo, entre o 2º e 3º lugar, com a troca entre as alternativas 2a e 2c. No entanto, a primeira colocada com a avaliação original (Alternativa 2b) se mantém no posto, mostrando-se uma alternativa robusta. Desta forma, aplicou-se também uma variação de  $\pm 10\%$  no critério impacto, e os resultados desta análise de sensibilidade são apresentados na Tabela 55.

Tabela 55 – Análise de sensibilidade do critério impacto

Alternativas	Avaliação Original		Avaliação + 10%		Avaliação -10%	
	40%		44%		36%	
	Global	Ranking	Global	Ranking	Global	Ranking
1a	0,7588	7	0,7415	7	0,7760	7
1b	0,7489	8	0,7310	9	0,7669	8
1c	0,8109	4	0,7968	5	0,8249	4
2a	0,9245	2	0,9234	2	0,9255	2
<b>2b</b>	<b>0,9550</b>	<b>1</b>	<b>0,9580</b>	<b>1</b>	<b>0,9520</b>	<b>1</b>
2c	0,9222	3	0,9190	3	0,9253	3
3a	0,7414	9	0,7337	8	0,7492	9
3b	0,7356	10	0,7266	10	0,7447	11
3c	0,8005	5	0,7972	4	0,8039	5
4a	0,7334	11	0,7216	11	0,7453	10
4b	0,5176	15	0,4832	15	0,5521	15
4c	0,7953	6	0,7867	6	0,8038	6
5a	0,5986	13	0,5865	13	0,6107	13
5b	0,5955	14	0,5825	14	0,6085	14
5c	0,6450	12	0,6353	12	0,6547	12

Fonte: Sechi, 2014.

Analisando a Tabela 55 percebe-se que a troca mais significativa foi entre o 4º e 5º lugar, alterando as posições entre as alternativas 1c e 3c. A Alternativa 2b permanece como 1ª colocada independente da variação no critério de impacto, consolidando-se como a melhor opção para a expansão do sistema. A região definida para o traçado destas LTs com condutor Magnolia 954 MCM foi mostrada na figura 32, e os custos estão resumidos na Tabela 39.

#### 4.7 Comparação dos resultados com o estudo da EPE

Uma das duas alternativas vencedoras elaboradas pela EPE (2011), chamada de 1-B, é equivalente ao traçado da Alternativa 1a desta dissertação, com o condutor de secção 715,5 MCM, ficou apenas com a 7ª colocação de acordo com os critérios estipulados.

Outra alternativa, citada como vencedora no estudo elaborado pela EPE em Brasil (2011), seria duplicar a conexão existente em 69 kV (ampliando a SE da concessionária 2) e uma nova LT entre a SE G e a nova SE L3 em 230 kV, de forma a atender ao critério N-1. Porém esta



alternativa torna-se comprometedor quando comparados os custos com a tarifa de conexão, sendo que, neste caso, a permissionária teria que manter dois contratos de conexão. Um em 230 kV alimentado pela SE G e outro em 69 kV alimentado pela SE Concessionaria 2.

Portanto, recomenda-se com base nos resultados do item 4.6 que a alternativa apresentada vencedora (2b), de acordo com os critérios adotados, e dentre as propostas estudadas, é a alternativa que apresentou uma distribuição dos critérios de forma mais harmoniosa, obtendo um bom equilíbrio entre perdas, impactos e custos.

## CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os critérios, ou atributos, a serem considerados na realização do planejamento são de suma importância, ainda mais tratando-se na redução de vários critérios com a implementação de novas LTs e SEs, que se forem ultrapassados podem prejudicar consideravelmente os investimentos de uma permissionária.

A metodologia apresentada, de ponderar fatores socioambientais e técnico-econômicos além de simplesmente os custos envolvidos na construção da LT, mostrou-se uma decisão essencial para facilitar a compreensão dos investimentos de uma cooperativa. Aspectos ligados não somente ao planejamento de linhas de transmissão, como a redução da tarifa em 230 kV, proporcionam um estudo mais conflitante, quando analisados por diferentes agentes, cooperativas ou órgãos federais.

Os dados utilizados possibilitaram um estudo mais detalhado das características de cada alternativa. Pôde-se explorar a influência dos pesos dos critérios, e se constatar que a alteração dos pesos por determinados decisores podem modificar as alternativas.

O uso de um método de apoio a decisão exige cuidados quanto a sua resposta, para não ficar preso a uma solução dita “ótima”. Para tal, tomou-se cuidado para que alternativas dominadas não fossem analisadas, verificando sempre, alternativas competitivas nos quatro critérios utilizados. Além disso, uma análise de sensibilidade dos pesos atribuídos aos critérios mostrou que o método utilizado é robusto, uma vez que, as alternativas não sofreram grandes distúrbios.

A decisão de utilizar mais critérios para a escolha do traçado da LT, além de apenas os custos como no estudo da EPE, apresentou um resultado muito satisfatório, uma vez que contemplou aspectos sociais de uma cooperativa, inclusive com a redução na tarifa de conexão em 230 kV. Com isso mostrou-se que nem sempre a alternativa menos onerosa para o EPE é a mais atrativa para uma permissionária.

O modelo proposto para a análise de novas linhas de transmissão pode considerar outros ou mais critérios, bem como outros pesos para estes critérios. Isto permite uma visão mais completa do problema por parte dos decisores, envolvendo aspectos e diretrizes que não somente os custos com a construção de LTs, dando suporte à decisão.

Logo, a abordagem proposta cumpriu com seus objetivos, consolidando uma metodologia para o planejamento de linhas de transmissão, que engloba desde a seleção dos critérios a serem

utilizados até os benefícios que uma alternativa vencedora possa fornecer para uma empresa, cooperativa ou permissionária de energia elétrica.

Algumas sugestões para trabalhos futuros podem ser citadas:

- Avaliar outros critérios importantes para o projeto da LT, tais como os locais para as torres de transmissão e diferentes tipos de estruturas;

- Verificar a forma de modelar critérios socioambientais como Unidades de Conservação, Terras Indígenas homologadas, Assentamentos do Incra e interferências na fauna e flora na área em estudo;

- Investigar um sistema a longo prazo, que diga o quanto uma alternativa ou outra é a vencedora para diferentes decisores, quando comparada num período mínimo de 30 anos. (período de concessão);

- Modelar a geração e avaliação de casos de maneira mais automática, diminuindo a carga de trabalho do planejador e ampliando a quantidade de alternativas.

Trabalho Publicado:

Sechi, D., Sperandio, M.. **Planejamento da Transmissão em 230 kV: através de um método de apoio a decisão**, INDUSCON 2014 11 th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications – Juiz de Fora – Brazil.

## REFERÊNCIAS

ABANTO-VALLE, Carlos Antônio. **Métodos de simulação estocástica em modelos dinâmicos não Lineares: uma aplicação em modelos de volatilidade**. Rio de Janeiro: UFRJ/IM, 2005. Disponível em: <<http://www.pg.im.ufrj.br/teses/Estatistica/Doutorado/002.pdf>>. Acesso em: 12 ago. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Banco de preços de referência da ANEEL**. Brasília: 2011. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=726&idPerfil=3> Acesso em: 16 nov. 2013.

ALBUYEH, F.; SKILES, J.J. A transmission network planning method for comparative studies. **IEEE transactions on power apparatus and Systems**, v. 100, n. 4, p. 1679 - 1684. apr. 1981. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=4110784&isnumber=4110753>>. Acesso em: 10 jun. 2014.

ALMEIDA, A. T. A Utilização de Métodos multicritério de Apoio à decisão. In: ALMEIDA, A. T.; COSTA, A. P. C. **Aplicações com métodos multicritério de apoio à decisão**. Recife: Universitária UFPE, 2003. p. 1-12.

ANAREDE – Análise de Redes Elétricas. Disponível em: <http://www.anarede.cepel.br/>. Acesso em: 15 jan. 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5460: Sistemas Elétricos de Potência**. Rio de Janeiro, 1992.

BANA E COSTA, Carlos A. **Como melhorar a tomada de decisão nas organizações? MACBETH: princípios, metodologia e casos reais de aplicação**. Fortaleza: UEC, 2006. Disponível em: <[http://alfa.ist.utl.pt/~cbana/bin/help/papers/AMetodologiaMACBETHFaculdadeChristus233\\_06.pdf](http://alfa.ist.utl.pt/~cbana/bin/help/papers/AMetodologiaMACBETHFaculdadeChristus233_06.pdf)>. Acesso em: 25 jun. 2013.

BANA E COSTA, Carlos A.; VANSNICK, Jean-Claude. **A fundamental criticism to Saaty's use of the eigenvalue procedure to derive priorities**. Londres: London School of Economics and Political Science, 2001. Disponível em: <<http://www.lse.ac.uk/collections/operationalResearch/pdf/Working%20paper%2001.42.doc>>. Acesso em: 07 abr. 2014.

BERNARDON, Daniel Pinheiro. **Novos métodos para reconfiguração das redes de distribuição a partir de algoritmos de tomadas de decisões multicriteriais**. Santa Maria: UFSM, 2007.

BIEGLER, L. T.; GROSSMAN, I. E. Retrospective on Optimization, **Computers & Chemical Engineering**, v. 28, n. 8, p. 1169-1192. 2004.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Plano decenal de expansão de energia 2020**. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2011.

\_\_\_\_\_. **Estudos para a licitação da expansão da transmissão**: análise técnico-econômico de alternativas – Relatório R1. Brasília: MME/EPE, 2011.

CAMARGO, C. Celso de Brasil. **Transmissão de energia elétrica: aspectos fundamentais**. 3 ed. rev. Florianópolis: Editora da UFSC, 2006.

CAPUTO, Geovani Anselmo Silveira. **Um Estudo de Planejamento da Expansão da Transmissão em Sistemas de Potência Considerando a Incerteza**. Distrito Federal: ENE/FT/UnB, 2009.

CARÇÃO, João Francisco de Castro. **Tarifas de Energia Elétrica no Brasil**. São Paulo: USP, 2011.

CENZI, Neri Luiz. **Cooperativismo: desde as origens ao projeto de lei de reforma do sistema cooperativo brasileiro**. 1 ed. Curitiba: Juruá, 2009.

COSTA, Helder Gomes. **Introdução ao método de análise hierárquica: análise multicritério no auxílio à decisão**. Niterói, RJ: 2002. 104p.

DODGSON, John; SPACKMAN, Michael; PEARMAN, Alan; PHILLIPS, Lawrence. **DTLR multicriteria analysis manual**. Reino Unido: DTLR – Department for Transport, Local Government and the Regions, 2001. Disponível em: <[http://www.odpm.gov.uk/pub/252/MulticriteriaanalysismanualPDF1380Kb\\_id1142252.pdf](http://www.odpm.gov.uk/pub/252/MulticriteriaanalysismanualPDF1380Kb_id1142252.pdf)> Acesso em: 25 jun 2013.

DAZA, Eric Fernando Boeck. **Utilização da metodologia AHP para alocação de equipamentos telecomandados em sistemas de distribuição para melhoria da confiabilidade**. Santa Maria: UFSM, 2010.

EDGAR, T. F., HIMMELBLAU, D. M., LASDON, L. S. **Optimization of Chemical Processes**. 2. ed. New York: McGraw-Hill, 2001.

ENSSLIN, Leonardo; MONTIBELLER NETO, Gilberto; NORONHA, Sandro MacDonald. **Apoio à Decisão: Metodologias para Estruturação de Problemas e Avaliação Multicritério de Alternativas**. 1. ed. Florianópolis: Insular, 2001.

ENSSLIN, Sandra Rolim. **A estruturação no processo decisório de problemas multicritérios complexos**. Florianópolis: UFSC, 1996. Disponível em: <<http://www.eps.ufsc.br/disserta/ensslin/indice/index.html>>. Acesso em: 26 jun. 2013.

FAN, Hong; GAO, Liang; CHENG, Hao-Zhong; ZHANG, Jie-tan. Study on Transmission Network Expansion Planning Considering Uncertainties. In: POWER ENGINEERING AND AUTOMATION CONFERENCE (PEAM), 2011. **Anais... IEEE**, 2011. p. 82-85.

FANGDONG, Wang; HAN, Lin; BUYING, Wen. Substation Optimization Planning Based on the Improved Orientation Strategy of Voronoi Diagram. **IEEE**, 2010.

FERNANDES, Carlos Henrique. **Priorização de projetos hidrelétricos sob a ótica social – um estudo de caso utilizando análise custo/benefício e uma metodologia multicritério de apoio à decisão – “MACBETH”**. Florianópolis: UFSC, 1996. Disponível em: <[www.eps.ufsc.br/disserta97/fernandes](http://www.eps.ufsc.br/disserta97/fernandes)>. Acesso em: 03 set. 2013.

FISCHL, R.; PUNTEL, W. R. Computer aided design of electric power transmission network. In: **Proc. IEEE Winter Power Meeting**, 1972.

FLAMENT, Michel. **Glossário multicritério**. Espanha: Red Iberoamericana de Evaluación y Decisión Multicritério, 1999. Disponível em: <[www.unesco.org/red-m/glosariom.htm](http://www.unesco.org/red-m/glosariom.htm)>. Acesso em: 21 set. 2013.

FONSECA, C. M., FLEMING, P. J. Genetic Algorithms for Multiobjective Optimization: Formulation, Discussion and Generalization In: **Genetic Algorithms: Proceedings of the Fifth International Conference on Genetic Algorithms**. S. Forrest, Ed. San Mateo, CA: Morgan Kaufman, 1993. p. 416-423.

FU, Y.; LI, D. D.; CAO, J. L. Geographical Property Based Approach for Distribution Substation Planning. **IEEE**, 2009.

GILL, P. E., MURRAY, W., WRIGHT, M. H. **Practical Optimization**. 2 ed. London: Academic Press Inc, 1981.

GOMES, Luiz Flavio Autran Monteiro; ARAYA, Marcela Cecilia González; CARIGNANO, Claudia. **Tomada de decisão em cenários complexos: introdução aos métodos discretos do apoio multicritério à decisão**. São Paulo: Pioneira Thomson Learning, 2004.

GOMES, L. F. A. M.; GOMES, C. F. S.; ALMEIDA, A. T. **Tomada de decisão gerencial: Enfoque multicritério**. 2. ed. São Paulo: Atlas, 2006. 289 p.

GOMES, Luiz Flávio Monteiro; MOREIRA, Antônio Manuel Machado. Da informação à tomada de decisão: agregando valor através dos métodos multicritério. **RECITEC**, Recife, v. 2, n. 2, p. 117-139, 1998. Disponível em: <[www.fundaj.gov.br/rtec/res/res-001.html](http://www.fundaj.gov.br/rtec/res/res-001.html)>. Acesso em: 12 set. 2013.

GONÇALVES, Raimundo Wilson. **Métodos multicritérios como apoio à decisão em comitês de bacias hidrográficas**. Fortaleza: UNIFOR, 2001.

GORESTIN, B. G.; CAMPODONICO, N. M.; COSTA, J. P.; PEREIRA, M. V. Power System Expansion Planning Under Uncertainty. **IEEE Transaction on Power Systems**, v. 8, n. 1, fev. 1993.

GU, Y.; NI, M.; BO, R. Transmission Expasion Planning Considering Economic and Reliability Criteria. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2012.

HAHN, Eugene D. Decision making with uncertain judgments: a stochastic formulation of the Analytic Hierarchy Process. **Decisions Sciences**, v. 34, n. 3, 2003. Disponível em: <<http://faculty.salisbury.edu/~edhahn/smcdm.pdf>>. Acesso em: 22 jun 2013.

HALSALL-WHITNEY, H, THIBAUT, J. Multi-objective Optimization for Chemical Processes and Controller Design: Approximating and Classifying the Pareto Domain. **Computers & Chemical Engineering**, v. 30, p. 1155-1168, 2006.

HENING, Mordecai I.; BUCHANAN, John T. **Decision making by multiple criteria: a concept of solution**. Portugal: 2004. Disponível em: <<http://www.mngt.waikato.ac.nz/depts/mnss/john/procon.htm>>. Acesso em: 20 set. 2013.

HORN, J., NAFPLIOTIS, N., GOLDBERG, D. E. A Niche Pareto Genetic Algorithm for Multiobjective Optimization. In: PROCEEDINGS OF THE FIRST IEEE 75 CONFERENCE ON EVOLUTIONARY COMPUTATION. IEEE WORLD CONGRESS ON COMPUTATIONAL INTELLIGENCE, 1994. **Anais... IEEE**, 1994. v. 1. p. 82-87.

HOSSEINI, S. M. A. Transmission Network Expansion Planning in the Competitive Environment A Reliability Based Approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2012.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. de; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. 3 ed. São Paulo: Blucher: 2010.

KIRSCHN, D. S.; STRBAC, G. **Fundamentals of Power System Economics**. England: John Wiley & Sons, 2004.

KONG, Tao; CHENG, Hao-zhong; XU, Tong-yu, Urban Medium-Voltage Distribution Network Planning Based on ComGIS Network Analysis and Multi-objective Genetic Algorithm. **Proceedings of the CSEE**, v. 28, n. 19, p. 49-55, 2008.

LI, W; LU, J. Risk Evaluation of Combinative Transmission Network and Substation Configurations and its Application in Substation Planning. **IEEE Transaction on Power Systems**, v. 20, n. 2, mai. 2005.

LIU, G. P., YANG, J. B., WHIDBORNE, J. F. **Multiobjective Optimisation and Control**. Baldock, Hertfordshire, England: Research Studies Press, 2003.

LU, Zhi-gang; CHEN, Jin-yang. Planning of Substation and Switching Station for Distribution Network Based on Load Rate. **Power System Technology**. v. 33, n. 6, p. 62-66, 2009.

MAMEDE, J. **Sistemas Elétricos Industriais**. 5 ed. Rio de Janeiro: LTC, 1997.

MENDOZA, Guillermo A.; MACOUN, Phil; PRABHU, Ravi; SUKADRI, Doddy; PURNOMO, Herry; HARTANTO, Herlina. **Guidelines for applying multi-criteria analysis to de assessment of criteria and indicators**. Jakarta: Center for International Forestry Research, 1999. Disponível em: <[www.cifor.cgiar.org/acm/methods/toolbox9.html](http://www.cifor.cgiar.org/acm/methods/toolbox9.html)>. Acesso em: 18 ago. 2013.

NASCIMENTO, L. S. V., REIS J. R., D. S., MARTINS, E. S. P. R. Comparação de Algoritmos Evolucionários na Otimização Multiobjetivo de Sistemas de Reservatórios. In: XVII SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HÍDRICOS, 2007, São Paulo. **Anais...** São Paulo: 2007. p. 1-20.

NOCEDAL, J.; WRIGHT, S. J. **Numerical Optimization**. 2 ed. New York: Springer, 1999.



NORONHA, Sandro Mac Donald. **Um modelo multicritérios para apoiar a decisão da escolha do combustível para alimentação de caldeiras usadas na indústria têxtil.** Florianópolis: UFSC, 1998. Disponível em: <[www.eps.ufsc.br/disserta98/noronha](http://www.eps.ufsc.br/disserta98/noronha)>. Acesso em: 07 ago. 2013.

OPERADOR NACIONAL DE SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de Rede: módulo 23.** Brasil: 2010. Disponível em: <http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>. Acesso em: 12 jan. 2014.

PARREIRAS, R. O. **Algoritmos Evolucionários e Técnicas de Tomada de Decisão em Análise Multicritério.** Belo Horizonte: UFMG. 2006.

PARSOPOULOS, K. E.; VRAHATIS, M. N. Particle Swarm Optimization Method in Multiobjective Problems. In: PROCEEDINGS OF THE 2002 ACM SYMPOSIUM ON APPLIED COMPUTING (SAC 2002), p. 603-607, Madrid, Spain. 2002.

PEDRYCZ, Witold; EKEL, Petr; PARREIRAS, Roberta. **Models and algorithms of Fuzzy multicriteria decision-making and their applications.** 1 ed. New York/Chichester/ Brisbane: John Wiley & Sons, 2011.

PÉREZ – ARRIAGA, I. J.; GÓMEZ, T.; RAMOS, A. **State-of-the-Art Status on Transmission Networks Planning.** Spain: Instituto de Investigación Tecnológica, 1987.

PINTO, L. M. V. G.; NUNES, A. A model for the optimal transmission expansion planning. In: 10th POWER SYSTEMS COMPUTATION CONFERENCE, 1990, Austria. **Anais...** Austria, 1990. p. 16-23.

ROSSI, Amélia do Carmo Sampaio. **Cooperativismo: à Luz dos Princípios Constitucionais.** 1 ed. Curitiba: Juruá, 2005.

SAATY, Thomas L. The Seven Pillars of the Analytic Hierarchy Process. In: Köksalan, Murat; Zionts, Stanley. **Multiple Criteria Decision Making in the New Millennium.** E.U.A.: Springer, 2001.

SALOME NETO, Rodolfo. **Estudos de Fluxo de Carga no Sistema de Transmissão da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL).** São Carlos: USP, 2010.

SANTOS, Rosinete B.; FADLO CURI, Wilson; CATÃO CURI, Rosires. Aplicação do método multicriterial PROMETEE para ampliação da disponibilidade hídrica na bacia do rio Gramame

– PB. In: **Integrando a gestão de águas às políticas sociais e de desenvolvimento econômico**. João Pessoa: Associação Brasileira de Recursos Hídricos (ABRH), 2005. CD-ROM.

SCHMIDT, Ângela Maria Atherino. **Processo de apoio à tomada de decisão – Abordagens: AHP e MACBETH**. Florianópolis: UFSC, 1995. Disponível em: <<http://www.eps.ufsc.br/disserta/angela/indice/index.html>>. Acesso em: 20 jun. 2013.

SCHNEIDER, J. O. **Educação Cooperativista e suas práticas**. Brasília: SESCOOP, 2003.

SILVA, C. M. **Desenvolvimento de um Algoritmo de Otimização Multiobjetivo usando Algoritmos Genéticos**. Rio de Janeiro: UFRJ, 2003.

SILVA, C. M., BISCAIA JR, E. C. **Multi-Objective Dynamic Optimization of Semi-Batch Polymerization Processes**. *Macromolecular Symposia* v. 206, p. 291-306. 2004.

SOARES, S. R. **Análise multicritério com instrumento de gestão ambiental**. Florianópolis: UFSC, 2003. Disponível em: <[www.ens.ufsc.br/~soares](http://www.ens.ufsc.br/~soares)>. Acesso em: 27 set. 2013.

SOUZA, Francisco Carlos Bragança. **Sistema de apoio à decisão em ambiente espacial aplicado em um estudo de caso de avaliação de áreas destinadas para disposição de resíduos sólidos na região metropolitana de Porto Alegre**. Florianópolis: UFSC, 1999. Disponível em: <[www.eps.ufsc.br/teses99/teses99.htm](http://www.eps.ufsc.br/teses99/teses99.htm)>. Acesso em: 06 set. 2013.

STEVENSON, W. D. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**. São Paulo: McGraw Hill, 1974. Disponível em: <<http://www.trabalhosfeitos.com/ensaios/An%C3%A1lise-Comparativa-De-Arranjos-De-Subesta%C3%A7%C3%B5es/53919614.html>>. Acesso em: 23 ago. 2013.

SULLIVAN, R. L. **Power System Planning**. New York: McGraw-Hill, 1977.

VARADAN, S.; VAN CASTEREN, J. **Transmission Planning Risk Indices – What Now ?**. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2009.

ZITZLER, E. **Evolutionary Algorithms for Multiobjective Optimization: Methods and Applications**. Zurich: Swiss Federal Institute of Technology Zurich, 1999.

ZHIQIANG, Wang; XIN, Zhang; WENXIA, Liu; BOLIANG, Liu. **Substation Planning Based on Geographic Information and Differential Evolution Algorithm**. *IEEE*, 2006.

## ANEXO I

Valores médios dos parâmetros de Linhas de Transmissão para o estado do RS.

tensão	Valores médio de Impedâncias de Linhas de Transmissão							km 5		
	Condutor		Limite térmico		Impedância		Susceptância	R	X	S
	kV	Bitola	Nome	(MVA)		R(%)	X(%)	B(MVA)		
			Normal	Emerg.	/km	/km	/km			
<b>230</b>	<b>954</b>	<b>MAGNOLIA</b>	<b>339</b>	<b>435</b>	<b>0,01357</b>	<b>0,08643</b>	<b>0,19321</b>	<b>0,068</b>	<b>0,432</b>	<b>0,966</b>
<b>230</b>	<b>715,5</b>	<b>STARLING</b>	<b>290</b>	<b>372</b>	<b>0,01695</b>	<b>0,09332</b>	<b>0,17554</b>	<b>0,085</b>	<b>0,467</b>	<b>0,878</b>
230	715,5	REDWING	225	335	0,01700	0,09447	0,17271	0,085	0,472	0,864
230	636	GROSBEAK	270	346	0,01911	0,09245	0,17175	0,096	0,462	0,859
<b>230</b>	<b>477</b>	<b>HEN</b>	<b>179</b>	<b>263</b>	<b>0,02540</b>	<b>0,09681</b>	<b>0,16811</b>	<b>0,127</b>	<b>0,484</b>	<b>0,841</b>
138	477	HEN	108	158	0,07202	0,24874	0,06682	0,360	1,244	0,334
138	397,5	LARK	97	141	0,08447	0,26264	0,06191	0,422	1,313	0,310
138	336,4	LINNET	134	162	0,55143	0,25868	6,31878	2,757	1,293	0,315
138	300	PIPER	82	118	0,11036	0,26495	0,06141	0,552	1,325	0,307
138	300	OSTRICH	103	131	0,11155	0,26579	0,06126	0,558	1,329	0,306
69	715,5	STARLING	95	130	0,18750	1,05000	0,01607	0,938	5,250	0,080
69	636	GROSBEAK	81	104	0,21548	0,99198	0,01657	1,077	4,960	0,083
69	477	HEN	54	79	0,28184	0,98354	0,01746	1,409	4,918	0,087
69	477	COSMOS	54	79	0,28430	0,97022	0,02066	1,422	4,851	0,103
69	477	HAWK	83	99	0,29375	0,99013	0,01608	1,469	4,951	0,080
69	397,5	IBIS	48	71	0,33836	1,03592	0,01595	1,692	5,180	0,080
69	397,5	LARK	48	71	0,33845	1,00622	0,01671	1,692	5,031	0,084
69	300	OSTRICH	62	73	0,37857	0,96429	0,01429	1,893	4,821	0,071
69	336,4	ORIOLE	44	64	0,39960	0,98043	0,01921	1,998	4,902	0,096
69		SUBTER	35	35	0,40595	0,35108	0,55108	2,030	1,755	2,755
69		CAL	41	59	0,44556	1,00167	0,01611	2,228	5,008	0,081
69	300	PIPER	41	59	0,44676	1,00664	0,01696	2,234	5,033	0,085
69	300	OSTRICH	62	73	0,44678	1,00468	0,01637	2,234	5,023	0,082
69	266,8	PARTRIDGE								
69	4/0	PENGUIN	30	43	0,77044	1,17673	0,01586	3,852	5,884	0,079
69	2/0	QUAIL	23	33	1,17410	1,27351	0,02005	5,871	6,368	0,100