

UNESP UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

CAMPUS DE GUARATINGUETÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

**AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE UTILIZANDO
PROGRAMAÇÃO ORIENTADA A OBJETO: APLICAÇÃO
EM UM SISTEMA ELÉTRICO INTERLIGADO A UMA
CENTRAL DE COGERAÇÃO**

Luiz Carlos do Nascimento

Dissertação apresentada à
Faculdade de Engenharia do
Campus de Guaratinguetá,
Universidade Estadual Paulista,
para a obtenção do título de
Mestre em Engenharia Mecânica
na área de Transmissão e
Conversão de Energia.

ORIENTADOR: PROF. DR. AGNELO MAROTTA CASSULA
CO-ORIENTADOR: PROF DR. JOSÉ CELSO FREIRE JÚNIOR

GUARATINGUETÁ
MAIO DE 2005

Dedico esse trabalho aos meus Pais
Antonio e Geralda e meus irmãos
Lionete, Eliene e João

**“Tudo posso naquele
que me fortalece”**

Fl 4,13

IV

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço a Deus que sempre esteve comigo mesmo nos momentos mais difíceis em que achei que não conseguiria cumprir esta fase da minha vida.

Agradeço a meus Pais Antonio e Geralda que sempre confiaram em mim e aos meus irmãos Lionete, Eliene e João que me apoiaram nesta jornada.

Aos meus orientadores Agnelo e Celso pela orientação e direcionamentos nos meus estudos.

Ao professor Senne pelo auxílio na programação com ponteiros utilizada na minha dissertação.

Aos meus amigos do 3º andar da moradia estudantil que me apoiaram durante todo o mestrado.

Aos meus amigos da pós-graduação pelo auxílio nos estudos.

A todos os professores do departamento de energia que contribuíram para conclusão desse trabalho.

RESUMO

O objetivo principal dessa Dissertação é o desenvolvimento de um programa computacional para avaliar a confiabilidade em redes industriais e sistemas de distribuição elétrica. O programa computacional proposto deve ser capaz de suportar a complexidade das redes industriais e dos sistemas de distribuição, que possuem um grande número de elementos e interligações (sistemas malhados). Por outro lado, o programa deve consumir pouca memória e tempo computacional.

Para obter a eficiência desejada utilizam-se modernas técnicas computacionais, tanto de modelagem (UML – Unified Modeling Language) quanto de programação (Programação Orientada a Objetos - C++), incluindo o uso de ponteiros e alocação dinâmica de memória. A modelagem orientada a objetos apresenta-se como uma opção real para suprir as necessidades da indústria no gerenciamento de programas de grande complexidade, possuindo assim uma série de características que facilitam a reutilização e a manutenção de sistemas, sendo que esses possam ser facilmente atualizados e modificados sem que estas alterações se propaguem para módulos já desenvolvidos.

Para a avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição é necessário determinar os caminhos mínimos e os conjuntos de corte mínimos. Este trabalho apresenta uma nova proposta para determinação dos caminhos mínimos, utilizando-se uma estrutura em árvore. Para o cálculo dos conjuntos de corte mínimos é apresentada uma rotina otimizada, que reduz o tempo computacional e o consumo de memória.

Por último será realizado um estudo de caso em um sistema elétrico industrial para se verificar a influência de uma central de cogeração nos índices de confiabilidade. Com a avaliação da confiabilidade é possível estimar o custo da parada de produção do processo industrial e, assim, estimar o amortecimento do capital investido (*payback*) na instalação do sistema de cogeração.

ABSTRACT

The main objective of this Dissertation is the development of a computational program for reliability assessment in industrial plants and in distribution systems. The considered computational program must be able to support the complexity of the industrial plants and the distribution systems, which have a great number of components and interconnections (mashed systems). On the other hand, the software must reduce computational time and memory.

In order to get the desired efficiency, modern computational techniques are used, for modeling (UML - Unified Modeling Language) as well as for programming (Object Oriented Program - C++), including the use of pointers and dynamic memory allocation. The Object Oriented Modeling which has a lot of characteristics that facilitate the reutilization and the maintenance is presented as a real option to supply the necessities of the industry in the softwares management of great complexity. This allows that systems can be easily updated and changed without the propagation of these modifications to the already developed modules.

For the reliability distribution system assessment it is necessary to determine the minimal paths and the minimal cut sets. This work presents a new proposal to determine the minimal paths, which uses a tree structure. To calculate the minimal cut sets an optimized routine that reduces the computational time and memory use is presented.

Finally a case-study in an industrial electrical system will be carried to verify the influence of a cogeneration system in the reliability indexes. With the reliability assessment it is possible to evaluate the production interruption costs of industrial process and thus, evaluate the payback of cogeneration system installation.

ÍNDICE

1 INTRODUÇÃO	15
1.1 DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO	17
1.2 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	21
2 TECNICAS DE AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	22
2.1 TERMINOLOGIAS E CONCEITOS UTILIZADOS	22
2.2 TÉCNICAS E CONCEITOS PARA MODELAGEM DE REDES	25
2.2.1 <i>Sistema Série</i>	26
2.2.2 <i>Sistema Paralelo</i>	27
2.3 MÉTODO DOS CONJUNTOS DE CORTE MÍNIMOS	28
2.3.1 <i>Conceitos</i>	28
2.3.2 <i>Caminhos mínimos e conjuntos de corte mínimos</i>	29
2.3.3 <i>Exemplo de cálculo dos índices de confiabilidade</i>	32
2.4 COMENTÁRIOS	35
3 LINGUAGEM UNIFICADA DE MODELAGEM – UML	36
3.1 CLASSE	37
3.1.1 <i>Notação Básica</i>	37
3.2 RELACIONAMENTOS	39
3.2.1 <i>Dependência</i>	40
3.2.2 <i>Generalização</i>	40
3.2.3 <i>Associação</i>	41
3.3 DIAGRAMA DE CLASSES	43
3.4 COMENTÁRIOS	47
4 MODELAMENTO COMPUTACIONAL PARA DETERMINAÇÃO DOS CAMINHOS	48
4.1 DESENVOLVIMENTO DO PROGRAMA COMPUTACIONAL	48
4.1.1 <i>Entrada de Dados</i>	48
4.1.2 <i>Representação dos dados no programa</i>	50
4.1.3 <i>Construção do Sistema</i>	53
4.1.4 <i>Rotina Otimizada para Procura dos Caminhos</i>	56
4.1.5 <i>Proteções acionadas no caso de uma falha</i>	60
4.1.6 <i>Identificação dos pontos de carga atingidos na ocorrência de uma falha</i>	61
4.1.7 <i>Representação das proteções acionadas devido a uma falha</i>	63
4.1.8 <i>Determinação dos conjuntos de corte mínimos</i>	67
4.1.9 <i>Influência da Restrição de Transferência de Carga</i>	71
4.1.10 <i>Comparação do tempo computacional</i>	78
4.2 COMENTÁRIOS	79
5 ESTUDO DE CASO	81
5.1 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO IEEE-RBTS BARRA 2	81
5.2 APLICAÇÃO EM UM SISTEMA INDUSTRIAL	83
5.2.1 <i>Caminhos mínimos e Conjunto de corte mínimos</i>	88
5.2.2 <i>Índices de confiabilidade</i>	91
5.2.3 <i>Análise de custo</i>	96
5.3 PLANEJAMENTO DO SISTEMA	101
5.4 COMENTÁRIOS	103

6 CONCLUSÃO.....	105
REFERÊNCIAS	107
ANEXO A – DADOS DE CONFIABILIDADE.....	113
ANEXO B – CAMINHOS MÍNIMOS: PONTO DE CARGA PC12	117
ANEXO C – CONJUNTOS DE CORTE MÍNIMOS: PONTO DE CARGA PC12	129

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1	– Lista de Caminhos Mínimos para o Ponto de Carga C1.....	30
Tabela 2.2	– Representação da matriz C.....	30
Tabela 2.3	– Conjuntos de corte mínimos em Relação aos Ramos.	31
Tabela 2.4	– Conjuntos de corte mínimos em Relação aos componentes.	31
Tabela 4.1	– Representação do sistema de distribuição da Figura 4.1.....	50
Tabela 4.2	– Tempo de execução para simulação de sistemas	78
Tabela 5.1	– Comparação de resultados para o sistema IEEE-RBTS Barra 2.	83
Tabela 5.2	– Seqüência de abertura de disjuntores para descarte de cargas.	86
Tabela 5.3	– Cortes de primeira ordem para o ponto de carga PC12.	90
Tabela 5.4	– Índice FIC e DIC para os pontos de carga do sistema industrial da Figura 5.4	93
Tabela 5.5	– Índice FIC de primeira e segunda ordem para os pontos de carga do sistema industrial da Figura 5.4	94
Tabela 5.6	– Custo Unitário de Interrupção da Ontário Hydro (Canadá)	97
Tabela 5.7	– Índice LOLC para os pontos de carga do sistema industrial da Figura 5.4	100
Tabela A.1	– Dados de confiabilidade do sistema da Figura 5.4.....	113
Tabela C.1	– Conjunto de cortes mínimos para o sistema da Figura 5.4	129

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	– Sistema com dois elementos conectados em série.....	26
Figura 2.2	– Sistema com dois elementos ligados em paralelo.....	27
Figura 2.3	– Esquema equivalente de confiável.....	28
Figura 2.4	– Sistema elétrico de distribuição.	29
Figura 2.5	– Rede equivalente de confiabilidade.	32
Figura 2.6	– Rede equivalente de confiabilidade após a utilização das equações do sistema paralelo.....	33
Figura 3.1	– Representação visual de uma classe.....	38
Figura 3.2	– Exemplo de atributos de uma classe.	38
Figura 3.3	– Exemplos de operações para uma classe.....	39
Figura 3.4	– Exemplo de dependência entre duas classes de um sistema.	40
Figura 3.5	– Exemplo de generalização entre classes.	41
Figura 3.6	– Associação entre duas classes	41
Figura 3.7	– Papel representado em uma associação.	42
Figura 3.8	– Multiplicidade em uma associação.	42
Figura 3.9	– Diagrama de classe do programa proposto	44
Figura 4.1	– Sistema de distribuição de energia elétrica.	48
Figura 4.2	– Representação dos elementos do sistema da Tabela 4.1.	50
Figura 4.3	– Objeto Barra conectado ao objeto Elemento.	51
Figura 4.4	– Representação em forma de objeto dos dados do sistema de distribuição da Figura 4.1.	52
Figura 4.5	– Lista dos elementos conectados ao Elemento 2.	54
Figura 4.6	– Modelo objeto do sistema mostrando as listas de ponteiros de cada elemento.....	55
Figura 4.7	– Esquema para construção da árvore de Caminhos.	57
Figura 4.8	– Árvore do Elemento 1.	58
Figura 4.9	– Seleção de uma parte do sistema da Figura 4.1	58
Figura 4.10	– Árvore de caminhos completa para o ponto de carga 1.	59
Figura 4.11	– Árvore para identificar pontos de carga atingidos por uma falha.	62

Figura 4.12 – Representação completa do objeto Elemento.	64
Figura 4.13 – Lista do objeto Elemento completa para o sistema apresentado na Figura 4.1.	66
Figura 4.14 – Lista objeto do Elemento 11.	69
Figura 4.15 – Sistema IEEE-RBTS Barra 2.	74
Figura 4.16 – Armazenamento das chaves que transferem energia para outro alimentador	75
Figura 4.17– Sistema para verificação de restrição de transferência de carga	76
Figura 5.1 – Sistema de Distribuição IEEE-RBTS Barra 2	82
Figura 5.2 – Instalação de cogeração do tipo Topping cycle.	84
Figura 5.3 – Instalação de cogeração do tipo Bottoming cycle.....	84
Figura 5.4 – Esquemático de uma planta elétrica industrial.....	87
Figura 5.5 – Índice FIC para o sistema da Figura 5.4.	95
Figura 5.6 – Índice DIC para o sistema da Figura 5.4.....	96
Figura 5.7 – Gráfico do Custo Unitário de Interrupção da Ontário Hydro	97
Figura 5.8 – Índice LOLC para o sistema da Figura 5.4.....	99
Figura 5.9 – Rendimentos devido à implantação de uma central de cogeração.....	101

LISTA DE ABREVIATURAS

- AA : Chave normalmente aberta
- ANEEL : Agência Nacional de Energia Elétrica
- DEC : Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
[horas/consumidor ano]
- DIC : Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora [horas/ano]
- DMIC : Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora
[horas]
- D1 : Disjuntor
- EENS : Energia Esperada Não Suprida [kWh/ano]
- FEC : Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
[Interrupções/consumidor ano]
- FIC : Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
[falhas/ano]
- F1 : Fusível
- LOLC : Custo de interrupção ou Custo da Perda de Carga (*Loss of Load Cost*)
[\$/ano]
- LP : Ponteiro que aponta para os elementos conectados a barras de entrada e saída de um determinado elemento.
- M1 : Chave normalmente fechada
- NA : Normalmente aberto
- NF : Normalmente fechado
- NACH : Proteções mais próximas de um elemento falhado que são abertas para isolar a falha, mas que permitem a transferência de carga para outro alimentador.
- NFCH : Proteções mais próximas de um elemento falhado que são abertas para isolar a falha.
- NN : Outros elementos
- PC : Ponto de Carga
- r : Tempo médio de reparo de um componente [horas]

- SC : Proteções ativadas sob carga (disjuntor ou fusível)no caso de falha de uma componente..
- SO : Fonte
- U : Indisponibilidade média anual de um componente [horas/ano]
- λ : Taxa média de falha de um componente [falhas/ano]

1 INTRODUÇÃO

Atualmente, a energia elétrica desempenha um papel preponderante na vida das pessoas e dos países. A energia chega até os consumidores através dos Sistemas Elétricos de Potência que são formados por um conjunto de equipamentos (cabos, estruturas metálicas e de concreto, geradores, transformadores, disjuntores, fusíveis, etc.). Estes sistemas desempenham um papel importante na sociedade moderna por serem um meio de conversão, transporte e distribuição da energia elétrica em larga escala. Por sua importância, sistemas elétricos não devem apresentar falhas, ou seja, não devem deixar os consumidores sem acesso a energia. Deste ponto de vista, o sistema ideal seria aquele inteiramente confiável, o que não é factível, devido à aleatoriedade das falhas que podem ocorrer no sistema.

Para se obter um sistema extremamente confiável, são necessários grandes investimentos e altos custos de operação. Qualquer recurso destinado ao aumento na confiabilidade determinará, no caso de um sistema industrial, um aumento no custo da produção, podendo inviabilizar a fabricação de um produto. Portanto, as restrições econômicas e de confiabilidade são conflitantes e isso pode levar a dificuldades na tomada de decisões tanto no planejamento, quanto na operação e manutenção do sistema.

Historicamente, o problema de análise da confiabilidade está também ligado ao tipo de sistema elétrico analisado. De maneira geral, os sistemas elétricos de potência são divididos em três grandes grupos, também denominados zonas funcionais [LPS89]. São elas: geração, transmissão e distribuição.

- Geração: transforma a energia primária (hídrica, térmica, etc.) em energia elétrica;
- Transmissão: transporta a energia elétrica das fontes de geração até os centros de consumo;
- Distribuição: distribui a energia elétrica recebida para os consumidores.

Outra zona funcional que pode ser classificada em sistemas elétricos é o sistema energético [LPS89]. Essa zona funcional tem a preocupação de balancear a disponibilidade de energia com a demanda total do sistema elétrico.

A diferença entre as zonas funcionais não está somente relacionada à função desempenhada. Os equipamentos são diferentes, assim como a quantidade de energia que passa em cada componente. Normalmente falhas em equipamentos de distribuição implicam em uma pequena quantidade de consumidores atingidos, entretanto, se ocorrer uma falha na geração ou transmissão, a quantidade de consumidores atingidos pode ser muito grande. Isso pode ser um dos motivos pelos quais os primeiros estudos de confiabilidade foram realizados na geração e transmissão. Porém, apesar do número de consumidores atingidos pela falha de um componente da distribuição ser menor, ela é a maior responsável pela indisponibilidade no fornecimento de energia [BA84].

Sistemas elétricos industriais são semelhantes a um sistema de distribuição urbana, apesar de apresentarem um menor número de componentes e serem mais malhados, ou seja, possuem um maior número de interligações entre seus elementos. Por isso, a metodologia para a análise de confiabilidade desses dois sistemas é semelhante e pode ser utilizada para os dois tipos de sistemas.

No caso de instalações industriais, a análise de confiabilidade do sistema elétrico determina somente a confiabilidade da energia entregue ao sistema industrial. A confiabilidade nas cargas de um sistema industrial pode ser diferente da confiabilidade da energia entregue pela concessionária, pois um sistema industrial possui vários componentes (transformadores, linhas de distribuição entre outros) que diminuem a confiabilidade e componentes que também a melhoram como geradores e centrais de cogeração que fornecem uma fonte de energia elétrica alternativa a da concessionária.

O objetivo desta dissertação é desenvolver um programa computacional para avaliar a confiabilidade em redes industriais e sistemas de distribuição elétrica. Esse programa apresenta rotinas otimizadas para as técnicas de caminhos mínimos e conjuntos de corte mínimos, necessárias para avaliação da confiabilidade. Para validação do programa será utilizado um sistema padrão e posteriormente o programa será aplicado a um sistema elétrico industrial. Uma das análises efetuadas considera este sistema industrial interligado a uma planta de cogeração. Esta característica foi estudada em 1993 [LFGB93, S91], onde foi verificado uma melhora da confiabilidade do sistema elétrico industrial com a implantação do sistema de cogeração. Conforme

se poderá observar, estes mesmos resultados serão obtidos com a utilização do programa computacional desenvolvido.

1.1 DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO

Em um exame da bibliografia atual a respeito do cálculo da confiabilidade verifica-se um grande número de publicações ligadas a sistemas de potência (geração, transmissão e distribuição). Como os conceitos utilizados neste trabalho derivam desses sistemas será realizada uma seleção de artigos na área de sistemas de potência. Existem poucos artigos relacionando a confiabilidade em sistemas industriais, que também serão comentados adiante.

A seqüência de artigos [I72, I78, ABL84, ABSS88, ABBG94, ABBG99, BFB01] fornece uma ampla referência sobre confiabilidade de sistemas de potência. Envolve os artigos mais significativos de cada área: capacidade estática de geração, sistemas multi-área, confiabilidade composta geração-transmissão, sistemas de transmissão e distribuição, dados de falha de equipamentos e análise do custo/benefício.

Não se pode precisar exatamente quando se iniciou o interesse por análises quantitativas na área da distribuição, porém as primeiras publicações mais significativas datam de 1964 [GMP64 e T64]. Apesar de serem completamente diferentes, apresentaram importantes conceitos. A referência [GMP64] introduziu o conceito de tempestade no sentido de caracterizar as mudanças de tempo. A palavra tempestade foi posteriormente substituída pela palavra tempo adverso. Juntamente com este conceito, foram introduzidas algumas técnicas básicas que têm se mostrado muito úteis em diversas aplicações. Porém, a principal contribuição foi a introdução dos procedimentos de cálculo para frequência de falha e duração média de falha. Estes dois índices fornecem uma percepção prática para a avaliação da confiabilidade na distribuição. Uma aplicação real desta técnica foi apresentada por Mallard e Thomas [MT68].

A incorporação da ação de chaveamento na avaliação de circuitos de transmissão, incluindo equipamentos de proteção foi introduzida em 1970 [RG70]. Estas idéias foram formalizadas por Endrenyi [E71], que apresentou o modelo básico de três estados, incorporando o chaveamento depois da ocorrência da falta. Esta é a estrutura

básica utilizada por Grover e Billinton [GB74], que exhibe um procedimento para a avaliação da confiabilidade em subestações e uma comparação quantitativa da confiabilidade considerando a configuração fundamental de uma subestação em relação a uma subestação que possui chaveamento. A referência [GB74], também introduz o conceito de falha passiva e falha ativa em sistemas contendo equipamentos de proteção. Estes conceitos foram aprimorados sob condições mais gerais em 1976 por Allan e et al [ABO76].

As vantagens do desenvolvimento de técnicas de avaliação da confiabilidade em sistemas de transmissão e distribuição, incluindo falhas ativas e passivas, foram apresentadas por Allan e et al [AOB77], que aplicou estes conceitos a sistemas de potência auxiliares. A referência [ADH79a] aprimorou os conceitos básicos para a avaliação da confiabilidade em sistemas de distribuição, com a incorporação de efeitos operacionais, tais como a perda parcial de continuidade. A referência [ADH79b] aperfeiçoou os conceitos de conjuntos de corte mínimos e incluiu as equações que consideram o efeito das falhas de modo comum em sistemas paralelos e malhados. Muitos dos conceitos citados nas referências anteriores e também de outras publicações, podem ser resumidos e ilustrados por meio de exemplos numéricos [BA84]. Também foram incluídos os índices básicos utilizados pelas companhias de energia para descrever a performance passada dos sistemas de distribuição e os índices para avaliar o desempenho futuro.

Na década de 80, outros artigos importantes foram publicados [ABL84, ABSS88]. Allan et al [ABBG94] compilaram e publicaram os artigos mais significativos entre o período de 1987 e 1991.

Em 1990 [KRD90] foram apresentados aspectos econômicos da confiabilidade no planejamento de um sistema de distribuição. Um procedimento de otimização é descrito considerando a confiabilidade não somente como parte importante da análise, mas como parte integrante do problema da minimização dos custos.

Em [S91, LFGB93] são apresentados estudos sobre a influência de sistemas de cogeração na confiabilidade de sistemas de distribuição elétrica industrial. A referência [S91] apresenta um estudo de 15 anos sobre a influência da confiabilidade de um sistema de distribuição elétrico devido a instalação de um planta de cogeração.

Em 1993 Lioneto e et all [LFGB93] realizam um estudo a respeito do melhor ponto da rede para se interligar uma planta de cogeração, obtendo-se uma melhor confiabilidade, e sobre os problemas enfrentados para realizar a interligação.

A referência [BGCVF97] apresenta uma análise sobre o impacto de interrupções momentâneas e devido a tempestades na avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição, também foi feito uma estudo do impacto da automatização do sistema de distribuição.

Em 1998 Brown [BO98] propõe um modelo que determina os dados de confiabilidade dos componentes do sistema de acordo com valores históricos de confiabilidade do sistema.

Cassula [C98] emprega as técnicas analíticas para calcular os índices de confiabilidade dos sistemas elétricos de distribuição incluindo os efeitos de falhas na transmissão e geração.

Em 1999 Brown e Taylor [BT99] analisam a influência de uma subestação nos índices de confiabilidade de um sistema de distribuição. Na avaliação considera-se a influência da complexidade da subestação na confiabilidade do sistema, os pontos críticos na análise de confiabilidade de uma subestação e também criou-se um modelo equivalente de uma subestação podendo-se fazer uma análise da subestação desacoplada do alimentador.

Na referência [LRS99] é realizado um estudo sobre os impactos das interrupções de energia nas instalações industriais de modo a estimar o número de interrupções por ano devido a curtos-circuitos e medidas a serem tomadas para redução de interrupções.

Em 1997 Montebaur e et all [MHS97] apresentaram um estudo de confiabilidade em redes industriais considerando a importância econômica de cada processo produtivo dentro da planta.

Em 2001, Trussell [T01] apresenta alguns aspectos da simulação da confiabilidade em termos gerais. Sugere e expõe idéias a respeito da validação e desenvolvimento de modelos e softwares para simulação da confiabilidade. Coloca ainda em discussão a necessidade de se conhecer as causas das falhas dos sistemas elétricos de distribuição. Em 2001, Billinton e Wang [BW01] apresentaram uma análise preditiva de confiabilidade dos sistemas elétricos de distribuição considerando

tempo extremamente adverso. A principal novidade foi a mudança do modelo de tempo com dois estados para um modelo com três estados incorporando condições de tempo: normal, adversa e extremamente adversa. São consideradas condições extremamente adversas: as fortes tempestades, os tornados, etc.

O impacto, em sistemas de distribuição, da restauração do serviço em dois estágios foi analisado por Brown e Hanson em 1991 [BH01]. O primeiro estágio restaura um conjunto limitado de consumidores por meio de chaveamento automático. Um segundo estágio restaura mais um conjunto de consumidores utilizando chaveamento manual. Testes são feitos para provar que a restauração em dois estágios pode reduzir significativamente o tempo de interrupção dos consumidores. O artigo compara a restauração em dois estágios com a restauração em um estágio (mais usual).

Em 2002, a Wang e Billinton [WB02] apresentam uma técnica para avaliação do custo/benefício da confiabilidade dos sistemas de elétricos de distribuição considerando as taxas de falha e tempos de restauração do sistema variando no tempo. As taxas de falha variam de acordo com as condições climáticas. Os tempos de restauração (reparo) do sistema são influenciados por condições climáticas e disponibilidade de meios de reparo. Ao invés de utilizar probabilidades de tempo normal e adverso, a metodologia faz uso de conceitos de taxa de falha e tempo de restauração variando no tempo.

Em 2004, Frangopoulos e Dimopoulos [FD04] e Marquesa et al [MHI04] realizam um estudo de confiabilidade em sistemas de cogeração. Em [FD04] é exposto um método que procura determinar uma redundância ótima para equipamentos de uma central de cogeração através de um algoritmo genético e em [MHI04] através de simulação Monte Carlo. Nos dois trabalhos não é considerado a influência da confiabilidade do sistema de distribuição elétrico quando ligado a central de cogeração.

Como pode ser observado existem poucos estudos de confiabilidade sobre sistemas indústrias, sobretudo sobre a interligação destes à sistemas de cogeração.

1.2 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta Dissertação foi dividida em seis capítulos:

No Capítulo 1 é apresentada uma introdução contendo o objetivo do trabalho e é feita uma revisão bibliográfica.

No Capítulo 2 são apresentados conceitos básicos e técnicas necessárias a avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição.

O Capítulo 3 apresenta conceitos básicos sobre linguagens orientadas a objetos e sobre a Linguagem Unificada de Modelagem UML (*Unified Modeling Language*). São apresentadas também as classes modeladas para o programa proposto.

O Capítulo 4 apresenta uma nova metodologia para determinação dos caminhos mínimos e conjunto de cortes mínimos.

Já no Capítulo 5 o programa computacional é validado através de um sistema padrão e aplicado à uma planta industrial.

O Capítulo 6 apresenta um resumo dos estudos, considerações finais, bem como propostas para trabalhos futuros.

2 TECNICAS DE AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Um sistema de distribuição pode ser representado por uma rede cujos componentes podem estar conectados em série, em paralelo ou por uma combinação qualquer utilizando estas conexões. Existem vários métodos disponíveis para a solução e avaliação destas redes, dos quais pode-se citar a probabilidade condicional, conjuntos de corte mínimos, análise do diagrama de árvore, técnicas de conexão de matrizes e o processo de Markov com ênfase nos conceitos de frequência e duração. Examinando estes métodos, Billinton e Allan [BA93] concluíram que, quando se está analisando continuidade de fornecimento, o método dos conjuntos mínimos de corte é o que se aplica melhor em sistemas de distribuição, pois este indica diretamente as falhas predominantes e, portanto, reflete o comportamento distinto dos modos de falha do sistema.

O processo de Markov e a abordagem de frequência e duração formam um excelente método de modelagem e análise para aplicações da confiabilidade [BA92]. Foram desenvolvidas aproximações baseadas nas equações que derivam deste método, no sentido de simplificá-las e, assim, serem utilizadas para os sistemas série e paralelo. Estas equações, que estão relacionadas com o conceito de frequência e duração, podem ser empregadas juntamente com a teoria dos conjuntos de corte mínimos, para a análise de redes complexas. Portanto, verifica-se que estes dois métodos são complementares e apresentam resultados suficientemente confiáveis com uma maior rapidez.

2.1 TERMINOLOGIAS E CONCEITOS UTILIZADOS

A seguir serão apresentadas algumas definições que auxiliarão no entendimento das metodologias e teorias utilizadas neste trabalho.

- *Ramo*: conjunto de componentes que se encontram conectados em série e são delimitados pelas barras de entrada e saída. Esta definição significa que se apenas um componente pertencente ao ramo estiver falhado, o ramo também se apresentará falhado.

-
- *Ramo Bidirecional*: ramo na qual a potência flui nas duas direções.
- *Ramo Unidirecional*: ramo na qual a potência flui somente em uma direção.
- *Caminho*: conjunto seqüencial de componentes (ramos) que possibilitam conectar uma entrada (fonte) a uma saída (ponto de carga).
- *Caminho Mínimo*: um caminho entre entrada e saída é mínimo se, neste caminho, nenhum nó entre componentes (ramos) for atravessado mais de uma vez [BA83].
- *Caminho Normalmente Fechado*: é um caminho mínimo onde todos os componentes se encontram ativados (energizados). São utilizados para identificar os eventos de falha que conduzem a uma perda de energia no ponto de carga de interesse.
- *Caminho Normalmente Aberto*: é um caminho mínimo onde existe pelo menos um componente desativado (desenergizado), geralmente um disjuntor ou chave. São utilizados para verificar as várias alternativas existentes no sentido de restabelecer a energia no ponto de carga de interesse.
- *Conjunto de Corte*: é o conjunto de ramos ou componentes do sistema que quando indisponíveis (fora de operação) provocam falha no sistema. Em termos de confiabilidade de redes, esta definição pode ser interpretada como sendo o conjunto de componentes que devem falhar para ocasionar a abertura de todos os caminhos que conduzem a energia para o ponto de carga em análise. Esta definição é válida quando a avaliação for realizada através do critério da perda total de continuidade do serviço;
- *Conjunto de Corte Mínimo*: é um conjunto de componentes do sistema que, quando se encontram simultaneamente fora de operação, causam falha do sistema. Contudo, se um dos componentes do conjunto volta a operar, o sistema também

retorna à operação¹. Esta definição significa que todos os componentes de um conjunto mínimo de corte podem ser representados através de elementos conectados em paralelo.

- *Cortes de 1ª Ordem*: é considerado corte de 1ª ordem um componente que, se estiver fora de operação, acarreta perda de continuidade de serviço para o ponto de carga de interesse.
- *Cortes de 2ª Ordem*: é considerado corte de 2ª ordem dois componentes que, se estiverem simultaneamente fora de operação, acarretam perda de continuidade de serviço para o ponto de carga de interesse.
- *Modo de Falha*: é o conjunto de componentes cuja falha simultânea, durante um certo intervalo de tempo, provoca a interrupção dos caminhos entre todas as fontes de alimentação e o ponto de carga.
- *Ponto de Carga*: barra ou ponto do sistema onde se encontram consumidores conectados, e onde normalmente são realizadas as análises de confiabilidade.
- *Tempo de Chaveamento*: é definido como o tempo decorrido entre a ocorrência de uma falha na qual o componente falhado é isolado e todos os componentes não danificados são recolocados em serviço. Este tempo compreende a detecção da falha, isolamento do componente falhado e a execução de chaveamentos destinados a recolocação em serviço dos componentes não afetados.
- *Tempo de Reparo*: é definido como o tempo necessário para que um determinado componente seja reparado e recolocado em operação.

¹ Isso é válido quando não há restrição, por parte do componente, em suportar a volta do sistema à operação.

- *Esquema Equivalente de Confiabilidade*: consiste em uma seqüência de conjuntos mínimos de corte conectados em série, sendo que os componentes de cada conjunto mínimo de corte estão conectados em paralelo.
- *Índice DIC - Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora*: intervalo de tempo no qual, no período de observação, em cada unidade consumidora ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica [ANEEL00].
- *Índice DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora*: intervalo de tempo no qual, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado, ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica [ANEEL00].
- *Índice FIC - Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora*: número de interrupções ocorridas, no período de observação, em cada unidade consumidora [ANEEL00].
- *Índice FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora*: número de interrupções ocorridas, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado [ANEEL00].
- *Índice DMIC - Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora*: tempo máximo de interrupção contínua, da distribuição de energia elétrica, para uma unidade consumidora qualquer [ANEEL00].

2.2 TÉCNICAS E CONCEITOS PARA MODELAGEM DE REDES

A seguir será realizada uma revisão didática, apresentando os conceitos básicos para avaliação da confiabilidade em sistemas de distribuição. O detalhamento destes conceitos se encontra na referência [BA83].

2.2.1 Sistema Série

Do ponto de vista da confiabilidade, um conjunto de componentes constitui um sistema série, se para o mesmo funcionar, todos os componentes devem obrigatoriamente estar em funcionamento. Como exemplo adota-se dois componentes A e B em série, como mostrado na Figura 2.1. Consideram-se as taxas de falha como sendo λ_A e λ_B e os tempos de reparo como r_A e r_B , respectivamente.

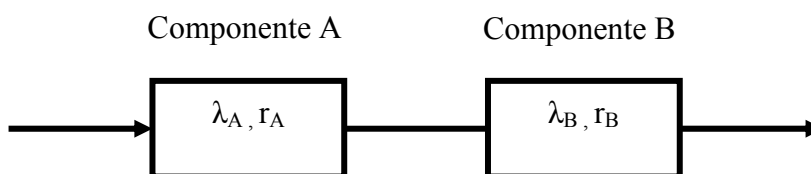


Figura 2.1 – Sistema com dois elementos conectados em série.

A taxa de falha equivalente para este sistema (λ_S), é dada por:

$$\lambda_S = \lambda_A + \lambda_B \quad (2.1)$$

e o tempo de reparo equivalente (r_S), é:

$$r_S = \frac{\lambda_A r_A + \lambda_B r_B}{\lambda_A + \lambda_B} \quad (2.2)$$

Analogamente, pode-se deduzir que a taxa de falha e o tempo médio de reparo para um sistema série de n componentes, é expresso por:

$$\lambda_S = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (2.3)$$

$$r_S = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\lambda_S} \quad (2.4)$$

Utilizando os conceitos de frequência e duração, a indisponibilidade (U_S) pode ser calculada como:

$$U_S = \lambda_S r_S \quad (2.5)$$

2.2.2 Sistema Paralelo

Do ponto de vista da confiabilidade, um conjunto de componentes constitui um sistema paralelo, se para o mesmo funcionar, é necessário que apenas um dos componentes esteja em funcionamento. Considere-se agora o caso de um sistema contendo dois componentes A e B em paralelo, como mostrado na Figura 2.2.

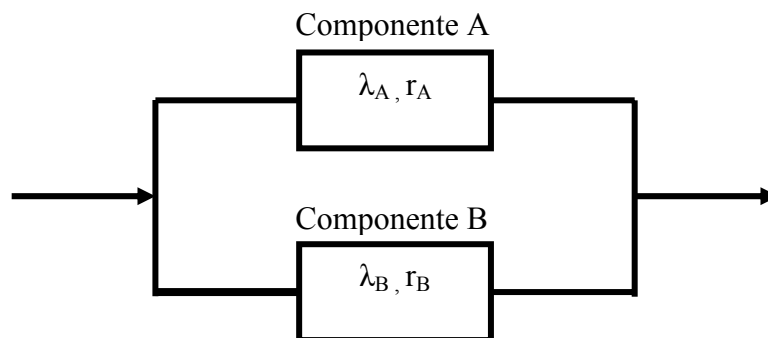


Figura 2.2 – Sistema com dois elementos ligados em paralelo.

A taxa de falha equivalente (λ_p) é dada por:

$$\lambda_p = \lambda_A \lambda_B (r_A + r_B) \quad (2.6)$$

e o tempo de reparo equivalente (r_p) é:

$$r_p = \frac{r_A r_B}{r_A + r_B} \quad (2.7)$$

Utilizando os conceitos de frequência e duração, a indisponibilidade (U_p) pode ser calculada como:

$$U_p = \lambda_p r_p \quad (2.8)$$

Para sistemas em paralelo com mais de dois componentes, as equações podem ser observadas em [BA83].

2.3 MÉTODO DOS CONJUNTOS DE CORTE MÍNIMOS

Nesta seção serão apresentados os conceitos básicos para determinação dos conjuntos de corte mínimos, que têm papel preponderante neste trabalho.

2.3.1 Conceitos

O processo de Markov e a abordagem de frequência e duração formam um excelente método de modelagem e análise para aplicações da confiabilidade [BA92]. A rede de confiabilidade consiste em um número de conjuntos de corte mínimos conectados em série e cada conjunto de corte é constituído por componentes conectados em paralelo, como mostra a Figura 2.3. Para o cálculo dos índices de confiabilidade, inicialmente utilizam-se as equações do sistema paralelo para cada conjunto de corte, então combinam-se estes índices através das equações do sistema série, para enfim determinar os índices equivalentes.

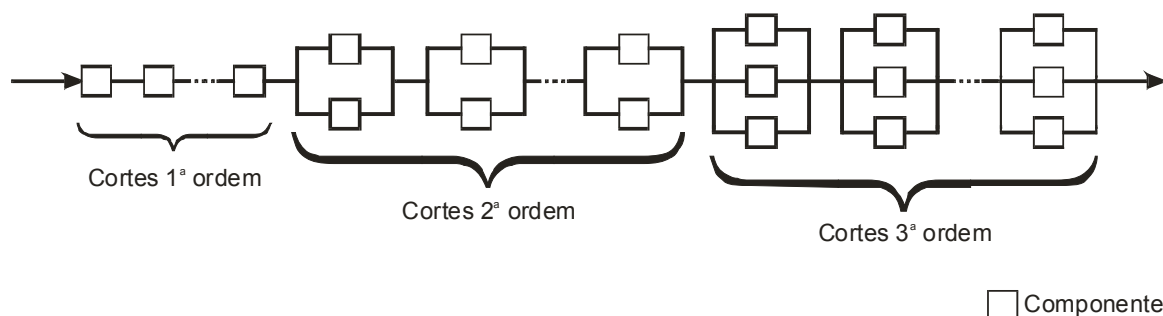


Figura 2.3 – Esquema equivalente de confiável.

A determinação dos conjuntos de corte mínimos nem sempre é simples e o problema torna-se mais complexo em sistemas de grande porte. Neste caso, vários métodos para dedução dos conjuntos de corte mínimos são baseados no conhecimento dos caminhos mínimos entre a fonte e o ponto analisado, inclusive o método empregado nesta dissertação. Através dos caminhos mínimos pode-se deduzir o conjunto de cortes mínimos de qualquer sistema.

Caso na lista de caminhos mínimos exista algum caminho que, em condições normais de operação, inclua um componente normalmente aberto, este caminho não será computado para a dedução dos conjuntos mínimos de corte. Entretanto, este

caminho será incluído em uma lista de alternativas para tentar minimizar a duração da interrupção através de chaveamentos.

2.3.2 Caminhos mínimos e conjuntos de corte mínimos

Os caminhos mínimos, necessários para determinação dos cortes mínimos, serão identificados, nesta seção, através da observação visual. No Capítulo 4 será apresentada uma metodologia computacional utilizada no programa proposto nesta dissertação.

Para o ponto de carga C1, apresentado no sistema da Figura 2.4, os caminhos existentes entre o ponto de carga C1 e as fontes são mostrados na Tabela 2.1. Os caminhos NA são aqueles que possuem alguma chave NA (normalmente aberta), como o elemento (8) da Figura 2.4. Esses caminhos servem como alternativa quando os caminhos NF (normalmente fechados), que em estado normal de operação fornecem energia para carga, são impedidos de transmitir energia.

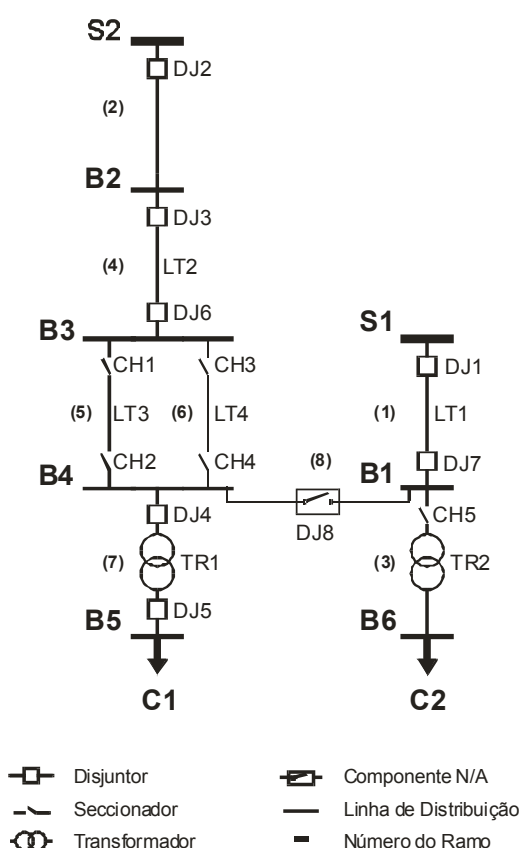


Figura 2.4 – Sistema elétrico de distribuição.

Tabela 2.1 – Lista de Caminhos Mínimos para o Ponto de Carga C1.

Caminho	Número do Ramo				Tipo
I	7	5	4	2	NF
II	7	6	4	2	NF
III	7	8	1		NA

A determinação dos conjuntos de corte mínimos pode ser resumida através do algoritmo proposto por [BA83, N96, C98] e apresentado a seguir:

1º) Construir uma matriz C, onde as colunas representam os componentes do sistema e as linhas todos os caminhos mínimos. Para o sistema da Figura 2.4 os caminhos apresentados na Tabela 2.1;

2º) Preencher os elementos da matriz conforme a metodologia:

$C_{i,j} = 1$ se o componente j pertence ao caminho i;

$C_{i,j} = 0$ se o componente j não pertence ao caminho i.

Esta matriz para o sistema da Figura 2.4, com o ponto de carga C1 sendo analisado, pode ser visualizada na Tabela 2.2 onde estão considerados somente os caminhos normalmente fechados (NF).

Tabela 2.2 – Representação da matriz C.

Caminhos	Ramos							
	1	2	3	4	5	6	7	8
NF								
I	0	1	0	1	1	0	1	0
II	0	1	0	1	0	1	1	0

3º) Realizar uma inspeção em todas as colunas desta matriz, uma a uma. O ramo cuja coluna possuir todos os elementos iguais a 1 é denominado conjunto de corte mínimo de 1ª ordem e, conseqüentemente, todos seus componentes são conjuntos de corte mínimos de 1ª ordem.

4º) Determinar os conjuntos de corte de 2ª ordem combinando duas a duas, todas as colunas da matriz via álgebra Booleana (Operador OU). Se a coluna resultante da combinação de duas colunas possuir todos elementos iguais a 1, os ramos correspondentes constituem um conjunto de corte, que somente será mínimo se não contiver nenhum dos conjuntos de corte mínimos de ordem

inferior. Com isso, combinando os componentes destes ramos dois a dois e eliminando aqueles componentes repetidos e de ordem inferior, tem-se os conjuntos de corte mínimos em relação aos componentes.

5º) Para se obter os conjuntos de corte mínimos de ordem igual ou superior à terceira, executa-se um processo idêntico ao que se encontra descrito no item anterior, condizente com a ordem desejada.

Em relação ao sistema da Figura 2.4, a Tabela 2.3 apresenta os conjuntos de corte mínimos em relação aos ramos, já a Tabela 2.4 apresenta este resultado considerando os componentes destes ramos.

Tabela 2.3 – Conjuntos de corte mínimos em Relação aos Ramos.

Evento	Conjunto de corte mínimo	Ordem
1	2	1ª
2	4	1ª
3	7	1ª
4	5 6	2ª

Tabela 2.4 – Conjuntos de corte mínimos em Relação aos componentes.

Evento	Conjunto de corte mínimo	Ordem
1	S2	1ª
2	B2	1ª
3	DJ2	1ª
4	B3	1ª
5	DJ3	1ª
6	LT2	1ª
7	DJ6	1ª
8	B4	1ª
9	B5	1ª
10	DJ4	1ª
11	TR1	1ª
12	DJ5	1ª
13	CH1 CH3	2ª
14	CH1 LT4	2ª
15	CH1 CH4	2ª
16	LT3 CH3	2ª
17	LT3 LT4	2ª
18	LT3 CH4	2ª
19	CH2 CH3	2ª
20	CH2 LT4	2ª
21	CH2 CH4	2ª

Uma das principais vantagens de se utilizar o método dos Conjuntos de Corte Mínimos é a capacidade que este apresenta em identificar e analisar os diferentes modos de falha do sistema. É essencial determinar a contribuição de cada modo de falha do sistema, pois desta forma podem ser identificados os componentes que exercem uma influência maior na confiabilidade. Assim, investimentos podem ser direcionados para as áreas críticas.

2.3.3 Exemplo de cálculo dos índices de confiabilidade

Através dos conjuntos de corte mínimos e das equações dos sistemas série e paralelo pode-se calcular os índices de confiabilidade de um sistema de distribuição de energia.

Considerando a rede de confiabilidade mostrada na Figura 2.5, cada elemento da rede possui uma taxa de falha, em falhas/ano, e um tempo de reparo, em horas. Para este exemplo, todos os elementos possuem 1 falha/ano e tempo de reparo de 5 horas.

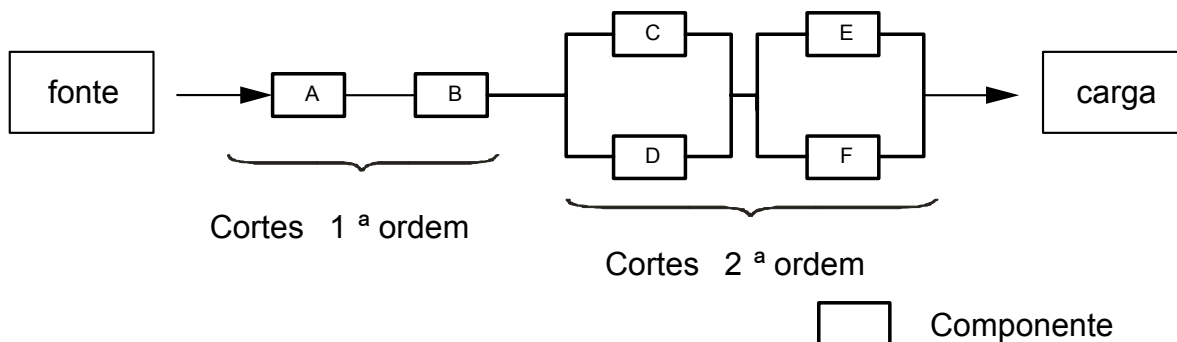


Figura 2.5 – Rede equivalente de confiabilidade.

Utilizando as equações do sistema paralelo para cada conjunto de corte de segunda ordem, considera-se a denominação λ igual a taxa de falha e r o tempo de reparo, tem-se para o conjunto de corte formado pelos elementos c e d:

$$\lambda_G = \lambda_C \lambda_D (r_C + r_D)$$

$$r_G = \frac{r_C r_D}{r_C + r_D}$$

$$U_G = \lambda_G r_G$$

Substituindo os valores e convertendo o tempo de reparo de horas para anos tem-se:

$$\lambda_G = 1 \cdot 1 \left[\frac{(5+5)}{8760} \right] = 1,14 \times 10^{-3} \text{ falhas / ano}$$

$$r_G = \frac{5 \cdot 5}{5+5} = 2,5 \text{ h}$$

$$U_G = 1,14 \times 10^{-3} \cdot 2,5 = 2,85 \times 10^{-3} \text{ h / ano}$$

Para o conjunto de corte formado pelos elementos E e F tem-se os mesmos resultados, pois a taxa de falha e o tempo de reparo são os mesmos. Portanto:

$$\lambda_H = \lambda_G$$

$$r_H = r_G$$

$$U_H = U_G$$

Depois de utilizadas as equações do sistema paralelo para o conjunto de cortes de segunda ordem a rede de confiabilidade fica reduzida ao sistema da Figura 2.6.

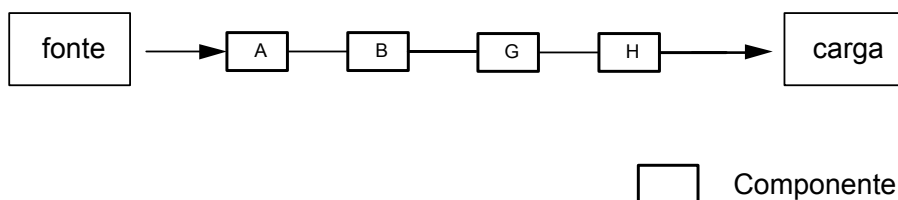


Figura 2.6 – Rede equivalente de confiabilidade após a utilização das equações do sistema paralelo.

Agora, utilizando as equações do sistema serie, tem-se:

$$\lambda_T = \lambda_A + \lambda_B + \lambda_G + \lambda_H$$

$$r_T = \frac{\lambda_A r_A + \lambda_B r_B + \lambda_G r_G + \lambda_H r_H}{\lambda_T}$$

$$U_T = \lambda_T r_T$$

Substituindo os valores:

$$\lambda_T = 1 + 1 + 1,14 \times 10^{-3} + 1,14 \times 10^{-3} = 2,002 \text{ falhas / ano}$$

$$r_T = \frac{1 \cdot 5 + 1 \cdot 5 + 1,14 \times 10^{-3} \cdot 2,85 \times 10^{-3} + 1,14 \times 10^{-3} \cdot 2,85 \times 10^{-3}}{2,002} = 4,995 \text{ horas}$$

$$U_T = 2,002 \cdot 4,995 = 10 \text{ horas / ano}$$

O índice FIC é igual a taxa de falhas λ_T e o índice DIC é igual a indisponibilidade U_T .

Para se verificar a contribuição dos cortes de primeira e segunda ordem será feito o cálculo dos índices para cada ordem.

Os componentes A e B são cortes de primeira ordem. Os índices devidos a esses componentes são:

$$\lambda_{1^\circ \text{ ordem}} = \lambda_A + \lambda_B = 1 + 1 = 2 \text{ falhas / ano}$$

$$r_{1^\circ \text{ ordem}} = \frac{\lambda_A r_A + \lambda_B r_B}{\lambda_{1^\circ \text{ ordem}}} = \frac{1 \cdot 5 + 1 \cdot 5}{2} = 5 \text{ horas}$$

$$U_{1^\circ \text{ ordem}} = \lambda_{1^\circ \text{ ordem}} r_{1^\circ \text{ ordem}} = 2 \cdot 5 = 10 \text{ horas / ano}$$

Os componentes G e H são resultados da aplicação das equações do sistema paralelo para os cortes de segunda ordem. Os índices devidos a esses componentes são:

$$\lambda_{2^\circ \text{ ordem}} = \lambda_G + \lambda_H = 1,14 \times 10^{-3} + 1,14 \times 10^{-3} = 2,28 \times 10^{-3} \text{ falhas / ano}$$

$$r_{2^\circ \text{ ordem}} = \frac{\lambda_G r_G + \lambda_H r_H}{\lambda_{2^\circ \text{ ordem}}} = \frac{1,14 \times 10^{-3} \cdot 2,85 \times 10^{-3} + 1,14 \times 10^{-3} \cdot 2,85 \times 10^{-3}}{2,28 \times 10^{-3}} = 2,85 \times 10^{-3} \text{ horas}$$

$$U_{2^\circ \text{ ordem}} = \lambda_{2^\circ \text{ ordem}} r_{2^\circ \text{ ordem}} = 2,28 \times 10^{-3} \cdot 2,85 \times 10^{-3} = 6,5 \times 10^{-6} \text{ horas / ano}$$

Como pode ser observado no exemplo, a contribuição dos conjuntos de cortes de segunda ordem é muito pequena: 0,1% para o índice FIC e 0,000065% para o índice DIC. Deste modo pode-se perceber que a influência dos cortes de 2ª ordem no resultado final dos índices de confiabilidade é mínima e, em muitos casos, pode ser desprezada [ABSGS91, BW98].

2.4 COMENTÁRIOS

Neste capítulo foram definidos as terminologias e conceitos utilizados em confiabilidade de sistemas elétricos. Também foram apresentados os métodos dos caminhos mínimos e conjunto de cortes mínimos para análise de confiabilidade de um sistema de distribuição.

Através dos conjuntos de cortes mínimos pode-se identificar e analisar os diferentes modos de falha de um sistema, podendo-se dessa forma identificar os componentes que exercem maior influência na confiabilidade. O conjunto de cortes mínimos reduz um sistema a uma rede equivalente de confiabilidade. Esta rede pode ser resolvida facilmente através da aplicação das equações do sistema série e paralelo.

O método dos caminhos mínimos é um método muito utilizado para dedução de conjuntos de corte mínimos. Através desses caminhos pode-se determinar o conjunto de cortes mínimos para qualquer sistema.

Nesta capítulo também foi apresentado uma metodologia para dedução dos conjuntos de cortes a partir dos caminhos mínimos e o cálculo dos índices de confiabilidade DIC e FIC a partir de uma rede equivalente de confiabilidade.

No Capítulo 4 será apresentada uma nova metodologia para determinação dos caminhos mínimos através de uma estrutura em árvore e uma melhoria na metodologia de conjunto de cortes mínimos apresenta neste capítulo.

O capítulo seguinte apresentará alguns conceitos sobre linguagem orientada a objetos que serão utilizados na modelagem do programa desenvolvido na dissertação. Também são apresentados nesse capítulo as classes modeladas para o programa proposto juntamente com seus relacionamentos.

3 LINGUAGEM UNIFICADA DE MODELAGEM – UML

A UML (*Unified Modeling Language*) [O03] é a linguagem padrão para a modelagem orientada a objetos de qualquer sistema de informação.

Existiam várias metodologias de modelagem orientada a objetos [BSE92], que até o surgimento da UML provocaram uma *disputa* pela primazia na comunidade de desenvolvedores de *software*. UML acabou com esta disputa trazendo as melhores idéias de cada uma destas metodologias, e mostrando como deveria ser a migração de cada uma para UML.

Algumas dessas metodologias que se tornaram populares nos anos 90 são comentadas a seguir:

- OOD - Object Oriented Design [Boo94] é um método de projeto em que um sistema é modelado como uma coleção de objetos cooperando entre si e objetos individuais sendo tratados como instâncias de classes dentro de uma hierarquia de classes. Quatro cenários podem ser identificados:
 - Identificação de classes e objetos;
 - Identificação de suas semânticas;
 - Identificação de seus relacionamentos;
 - Especificar classes e implementação e interface de objetos.
- OMT - *Object Modelling Technique*: [RBPEL91] é um técnica desenvolvida por Rumbaugh e seus colegas da General Electric nos EUA. A técnica possui três aspectos complementares:
 - Modelagem objeto, usando Diagrama de Classes e diagrama de instâncias.
 - Modelagem funcional usando diagrama de fluxo de dados.
 - Modelagem dinâmica usando declarações gráficas e diagrama de execução.
- OOSE - *Object-Oriented Software Engineering*: [JCJO92] foi desenvolvida por Ivar Jacobson em 1992. Foi a primeira metodologia de projeto orientado a objetos que utilizou diagramas de casos de uso no desenvolvimento de *software*.

Diante desta diversidade de conceitos, Grady Booch, James Rumbaugh e posteriormente Ivar Jacobson decidiram propor uma Linguagem de Modelagem Unificada. Inúmeras versões preliminares da UML foram disponibilizadas para a

comunidade de *desenvolvedores* e as respostas incrementaram muitas idéias novas que melhoraram ainda mais a linguagem.

Os objetivos da UML [O03] são:

- Prover usuários com uma linguagem de modelamento visual expressiva, para desenvolvimento e troca de modelos;
- Fornecer mecanismos de extensibilidade e especialização para estender conceitos alvos;
- Suporte a mecanismos de especialização e extensibilidade para linguagens de programação e desenvolvimento de processos particulares;
- Prover uma base formal para compreender a linguagem modelada;
- Encorajar o crescimento do mercado de ferramentas objetos;
- Suporte ao desenvolvimento de alto nível de conceitos como os componentes, colaborações, *frameworks* e padrões.
- Integrar as melhores praticas.

A seguir será apresentada uma introdução sobre classes e seus principais tipos de relacionamentos [O03, BRJ00, DD01]. Esses conceitos são necessários para a compreensão dos diagramas de classes utilizado neste trabalho.

3.1 CLASSE

Uma classe representa descrição de um conjunto de objetos com estruturas, comportamentos e relacionamentos semelhantes. Objetos são comportamentos particulares de classe. A UML fornece uma notação para declarar as classes e especificar as suas propriedades, assim como usá-las de várias maneiras.

3.1.1 Notação Básica

Uma classe é representada como um retângulo com três compartimentos separados por linhas horizontais. O compartimento superior possui o nome da classe e outras propriedades gerais da classe, o compartimento do meio possui uma lista de atributos e o compartimento inferior uma lista de operações, conforme se pode observar na Figura 3.1.

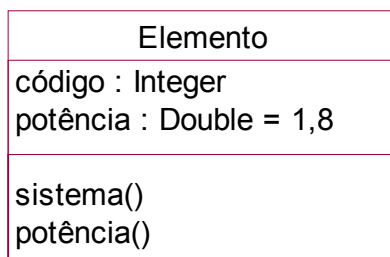


Figura 3.1 – Representação visual de uma classe.

A seguir apresenta-se um pequeno detalhamento da notação.

Nome

Cada classe possui um nome que a diferencia das demais. A classe representada na Figura 3.1 possui o *nome* igual a Elemento.

Atributos

Um atributo representa uma propriedade de algo que está sendo modelado. O atributo é compartilhado pelos objetos da classe.

Os atributos possuem a seguinte notação:

Visibilidade nome : tipo = valor_inicial

onde:

- *visibilidade*: define como o atributo é visto ou não pelas outras classes do sistema;
- *nome* é a designação que representa o atributo na classe;
- *tipo* é a classe a que pertence o atributo;
- *valor_inicial* é o valor inicial do objeto criado. Esse parâmetro é opcional.

A Figura 3.2 apresenta um exemplo de atributos para a classe Elemento de *nomes código e potência*. O *tipo Integer* indica que o atributo *código* é número inteiro e o *tipo Double* indica que o atributo *potência* é um número de ponto flutuante (*tipo Real*). O atributo *potência* possui *valor_inicial* igual a 1,8.

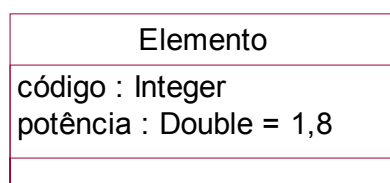


Figura 3.2 – Exemplo de atributos de uma classe.

Operações

Uma operação é a implementação de um serviço que pode ser solicitado por algum objeto de uma classe.

As operações possuem a seguinte sintaxe:

visibilidade nome (lista_de_parâmetros) : tipo_de_retorno

onde:

- *visibilidade*: define como a operação é vista ou não pelas outras classes do sistema;
- *nome* é um identificador da operação;
- *tipo_de_retorno* é o tipo do valor retornado pela operação;
- *lista_de_parâmetros* é uma lista dos parâmetros passados à operação. Esses parâmetros fornecem as propriedades necessárias à execução da operação.

Na Figura 3.3 existem duas operações com *nomes sistema e potência*. A operação *potência* possui como *lista_de_parâmetros* o parâmetro *potAtiva* do tipo *Double* e também um valor de retorno do tipo *Double*.

Elemento
código : Integer potência : Double = 1,8
sistema() potência(potAtiva : Double) : Double

Figura 3.3 – Exemplos de operações para uma classe

3.2 RELACIONAMENTOS

Um relacionamento é uma conexão entre elementos de um modelo. Em uma modelagem orientada a objetos, os três relacionamentos mais importantes são: dependência, generalização e associação. Um relacionamento é representado graficamente como um caminho, com tipos diferentes de linhas e terminadores para representar os vários tipos de relacionamentos.

3.2.1 Dependência

A dependência representa um relacionamento entre dois elementos (ou dois grupos de elementos) e indica a situação em que a mudança de um elemento pode requerer a mudança de outro elemento.

A dependência é representada como uma seta de linhas tracejadas entre dois elementos do sistema. A seta aponta para o item que provoca a dependência. Um exemplo de dependência pode ser verificado na Figura 3.4, onde o estado de um objeto da classe *Chave*, fechada ou aberta, determinará o estado de condução ou não de energia em um objeto da classe *Linha*. A mudança de estado ocorre pela alteração do atributo *estado* da classe *Chave*. Esse atributo é alterado pela operação *mudarEstado()* da mesma classe. A mudança do atributo *estado* provocará a mudança do atributo *condução* da classe *Linha*.



Figura 3.4 – Exemplo de dependência entre duas classes de um sistema.

3.2.2 Generalização

Generalização é um relacionamento entre um elemento mais geral, denominado classe-mãe, e um elemento mais específico, denominado classe-filha, que é totalmente consistente com o primeiro elemento, podendo possuir, porém, informações adicionais.

A generalização é representada por uma seta (com um triângulo na ponta) de linha sólida partindo da classe-filha para a classe-mãe. A Figura 3.5 mostra a classe-mãe linha de transmissão, denominada apenas por *Linha*, que pode possuir duas classes filhas: *Aérea* e *Subterânea*, que possuem todas as características da classe *Linha*. Porém, essas classes possuem características específicas que determinam uma melhor representação de um sistema. A classe *Aérea* possui

atributos de características de isolamento da linha (*protegida* e *isolada*) e a classe *Subterrânea* possui atributos que determinam se a linha é subterrânea ou enterrada (*subterrânea* e *enterrada*)

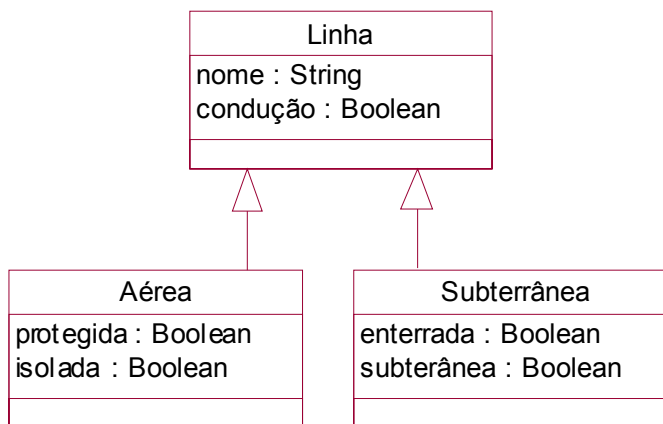


Figura 3.5 – Exemplo de generalização entre classes.

3.2.3 Associação

Uma associação é um relacionamento estrutural que especifica que objetos de uma classe estão conectados a objetos de outra classe. A partir de uma associação conectando duas classes, pode-se *navegar* do objeto de uma classe até o objeto de outra classe e vice-versa.

Uma associação que estabelece uma conexão entre duas classes é denominada associação binária. Associações binárias são representadas por uma linha sólida conectando as duas classes, como ilustra a Figura 3.6, que representa que uma determinada linha de transmissão (*Linha*) pertence a uma concessionária.

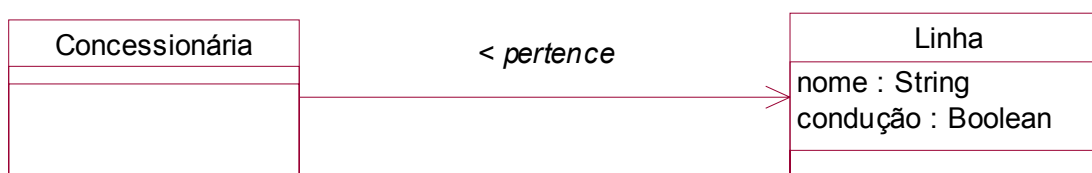


Figura 3.6 – Associação entre duas classes

Associações podem ser descritas por quatro características: nome, papel, multiplicidade e agregação. A seguir detalha-se cada uma dessas características.

- *Nome:*

Uma associação pode ter um nome, que pode ser usado para descrever a natureza do relacionamento. Os sinais < e > podem ser usados para indicar a direção da associação. Na Figura 3.6 a associação indica que a Linha pertence a concessionária.

Uma seta ao final da associação indica que os objetos de uma classe têm acesso a objetos de outra classe. Na Figura 3.6, por exemplo o objeto Concessionária têm acesso aos objetos de Linha, mas não o contrario.

- *Papel:*

Representa o papel que uma classe tem na associação. Na Figura 3.7 a concessionária apresenta o papel de proprietária da linha enquanto a linha o de patrimônio da concessionária.

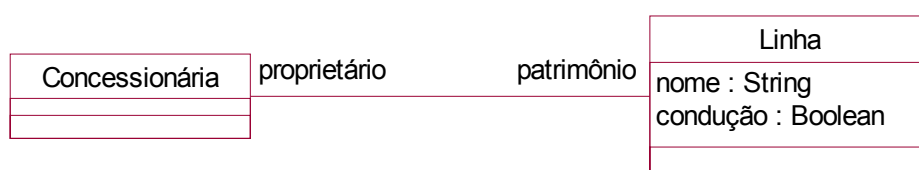


Figura 3.7 – Papel representado em uma associação.

- *Multiplicidade:*

Indica a quantidade de objetos de uma classe que podem ser conectados a um objeto da outra classe da associação. A Figura 3.8 indica que uma concessionária pode ter várias (n) linhas enquanto uma linhas, pode ter apenas 1 concessionária.

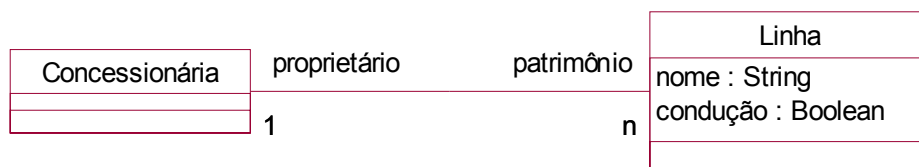


Figura 3.8 – Multiplicidade em uma associação.

3.3 DIAGRAMA DE CLASSES

O diagrama de classes apresenta as classes modeladas para um determinado sistema, juntamente com os relacionamentos existentes entre essas classes. Através desse diagrama pode-se ter uma visão geral do projeto de um sistema.

A modelagem do programa proposto nesta dissertação foi realizada através da linguagem UML [O03]. O diagrama resultante é apresentado na 0. Este diagrama é composto de classes e das associações entre estas. As associações reflexivas entre as classes foram ocultadas para facilitar a visualização do diagrama. A seguir apresenta-se uma breve explicação da função de cada classe:

- A classe `Elemento` representa uma lista com todos os elementos presentes em um sistema de distribuição. Essa classe também armazena as proteções ativadas no caso de falha de um elemento qualquer do sistema de distribuição. Através das associações presentes observa-se que essa classe é composta por objetos da classe `ListaPonteiro` (*protecaoNFSobCargaPtr*, *protecaoNAChaveada*, *listaPonteiro*, *pontoCarga*), `Caminho` (*protecaoNA*, *protecaoNF*) e `Barra` (*barraEntradaPtr*, *barraSaidaPtr*). Essa classe possui duas associações reflexivas (não representadas). Uma associação é usada na construção da lista de objetos dessa classe (*nextElementoPtr*) a outra para armazenar o primeiro objeto dessa lista (*firstElementoPtr*).
- A classe `ListaPonteiro` tem como responsabilidade organizar uma lista dos objetos da classe `Elemento`. Para isso, possui uma associação para a classe `Elemento` (*elementoPtr*). Também possui uma associação reflexiva (*nextListaPonteiroPtr*), que foi ocultada para melhor visualização do diagrama, usada para construção de uma lista de objetos de sua própria classe, `ListaPonteiro`.

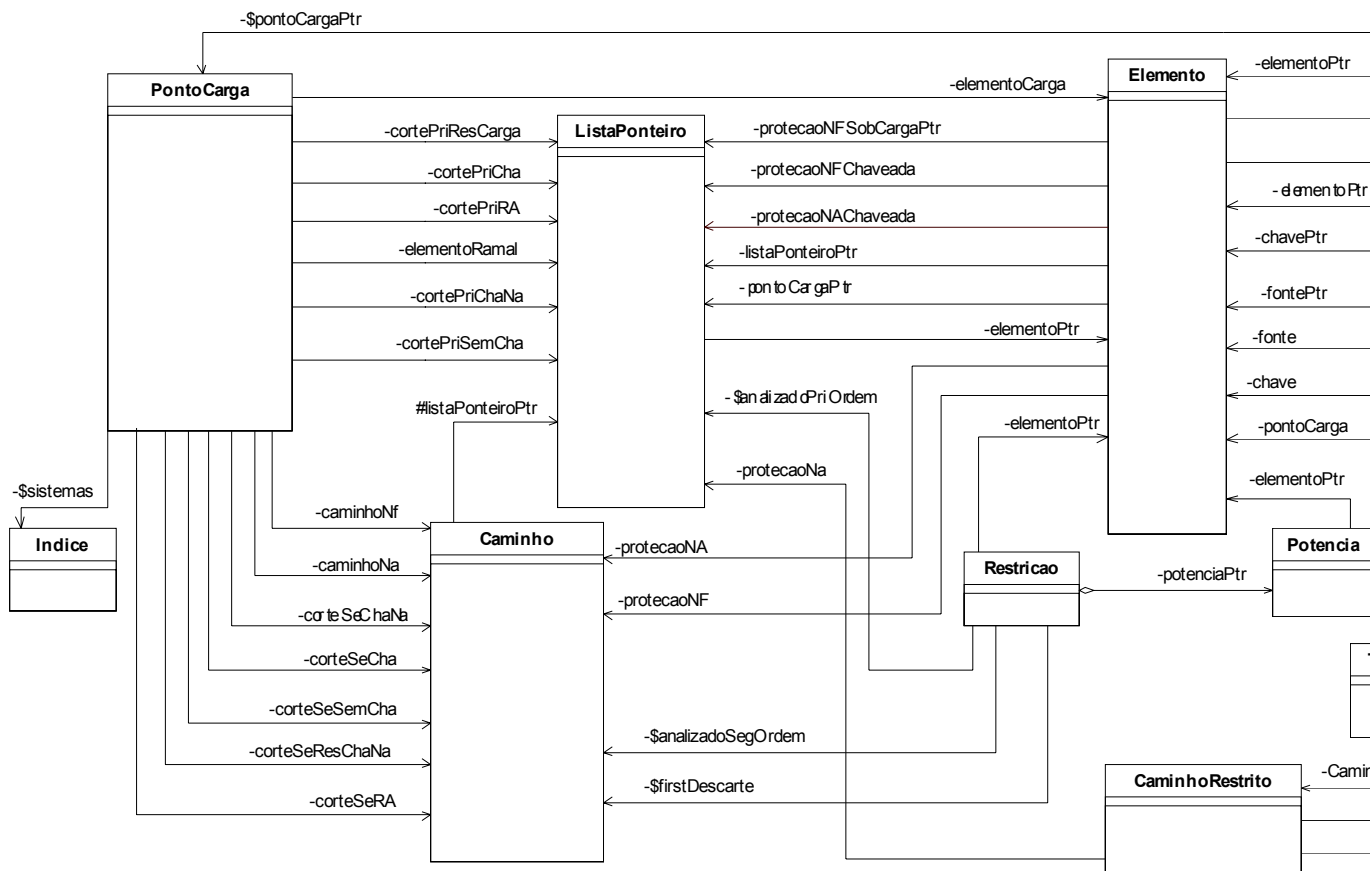


Figura 3.9 – Diagrama de classe do programa proposto

-
- A classe PontoCarga por sua vez, tem como responsabilidade armazenar os conjuntos de corte mínimos, os caminhos mínimos dos pontos de cargas e os índices de confiabilidade. A classe possui associações para classe Caminho (caminhoNf, caminhoNa, corteChaNa, corteSeSemCha, corteSeResChaNa, corteSeRA), ListaPonteiro (cortePriResCarga, cortePriCha, cortePriRA, elementoRamal, cortePriChaNa, cortePriSemCha), Elemento (elementoCarga) e Indice (sistemas). Essa classe, assim como a classe Elemento, também possui associações reflexivas para construção de uma lista de objetos da classe (proximoPonto) e uma associação para armazenar o primeiro elemento da lista (firstPonto), associações estas que não foram representadas.

- Os caminhos mínimos são construídos por métodos (não representados) da classe *Árvore*. Essa classe é responsável por construir uma estrutura em árvore para descobrir esses caminhos. Para construção de uma árvore a classe utiliza três associações reflexivas para organizar seus objetos: *paiPtr*, *irmaoPtr* e *filhoPtr*. A classe possui uma associação com a classe *Elemento* (*elementoPtr*), pois assim cada objeto da classe *Árvore* possuirá um objeto da classe *Elemento*. A classe também possui uma associação para classe *PontoCarga* (*pontocargaPtr*).
- A classe *Caminho* é responsável por organizar listas da classe *ListaPonteiro*. Por esta razão existe uma associação entre essas classes (*listaPonteiroPtr*).
- A classe *Barra* é utilizada na representação de uma lista das barras do sistema de distribuição elétrico, barras de entrada e saída de um elemento do sistema. Esta classe também possui uma associação para armazenar o primeiro objeto da classe (*firstBarraPtr*).
- A classe *Contador* verifica se um objeto da classe *Elemento* se repete na construção dos caminhos mínimos. Isto é usado na análise da existência de caminhos entre uma entrada (fonte) e um ponto de carga. Para isto a classe apresenta uma associação com a classe *Elemento* (*elementoPtr*).
- A classe *ContaBarra* executa um teste semelhante ao da classe *Contador*, utilizando entretanto classe *Barra*. A classe *ContaBarra* apresenta assim uma associação com a classe *Barra* (*barraPtr*) para realizar esta verificação.
- A classe *Indice* é responsável pelo cálculo dos índices de confiabilidade.

- A classe `EntradaSaida` é responsável por controlar a entrada de dados de um sistema de distribuição no programa, bem como a saída dos resultados de confiabilidade deste sistema.
- As classes `Restricao`, `Potencia`, `TranfCargaPtr`, `CaminhoRestrito` e `Somador` são responsáveis pelo cálculo dos índices de confiabilidade quando há restrição de transferência de carga, que será comentado no Capítulo 4. Para isso a classe `Potencia` armazena todas as chaves que transferem carga (potência) de um determinado ramal para outro do sistema, caso o alimentador desse ramal fique impossibilitado de transmitir energia devido a falha de algum elemento. Isto é realizado através de um relacionamento com a classe `Elemento` (*elementoPtr*).
- A classe `Restrição` organiza uma lista de objetos da classe `Potência` para cada fonte do sistema de distribuição. A classe utiliza um relacionamento com a Classe `Potencia` (*potenciaPtr*) e `Elemento` (*elementoPtr*). A classe se utiliza também de outros relacionamentos para controle do fluxo de execução do programa com a classe `Caminho` (*analizadoSegOrdem* e *firstDescarte*) e `ListaPonteiro` (*analizadoPriOrdem*).
- A classe `CaminhoRestrito` organiza uma lista com todas as proteções dos caminhos normalmente abertos, para cada ponto de carga, identificando a fonte e a chave que pode transferir a potência. São utilizadas associações para classe `Elemento` (*chave* e *fonte*) e para classe `ListaPonteiro` (*portecaoNa*).
- A classe `TranfCarga` organiza uma lista de objetos da classe `CaminhoRestrito`, para cada ponto de carga. Utiliza associações para classe `CaminhoRestrito` (*CaminhoNaPtr*) e `Elemento` (*pontoCargaPtr*).

- A classe *Somador* é utilizada para verificar se uma chave suportará uma transferência de carga. Utiliza objetos da classe *Elemento* (*fontePtr* e *chavePtr*)

3.4 COMENTÁRIOS

Neste Capítulo foi apresentado uma introdução sobre a linguagem de modelagem UML, que pode ser utilizada na modelagem de sistemas.

Foi apresentada a notação básica utilizada para uma classe com nome, atributos e operações, bem como os principais relacionamentos entre as classes dependência, generalização e associação.

Por último foi apresentado o diagrama de classes para o programa proposto. Esse diagrama fornece uma visão geral do sistema. A partir do diagrama de classes foi explicada a função de cada classe no sistema desenvolvido e os relacionamentos que a classe utiliza para cumprir com suas responsabilidades.

No próximo capítulo será apresentado a implementação do programa proposto nessa dissertação a partir dos objetos dessas classes.

4 MODELAMENTO COMPUTACIONAL PARA DETERMINAÇÃO DOS CAMINHOS

Neste capítulo será apresentada a implementação de uma nova modelagem computacional para determinação dos Caminhos Mínimos e dos Conjuntos de Corte Mínimos.

Essa modelagem foi conseguida através de uma abordagem iterativa, que buscava um menor tempo computacional e uso de memória. O resultado foi um programa mais rápido que programas similares que fornecem os mesmos resultados [C02].

4.1 DESENVOLVIMENTO DO PROGRAMA COMPUTACIONAL

Nesta seção será apresentado o formato da entrada de dados do programa, o modo como os dados são armazenados no sistema e as etapas para determinação dos Caminhos Mínimos e dos Conjuntos de Corte Mínimos.

4.1.1 Entrada de Dados

Para exemplificar o funcionamento do programa será utilizado o sistema elétrico apresentado na Figura 4.1.

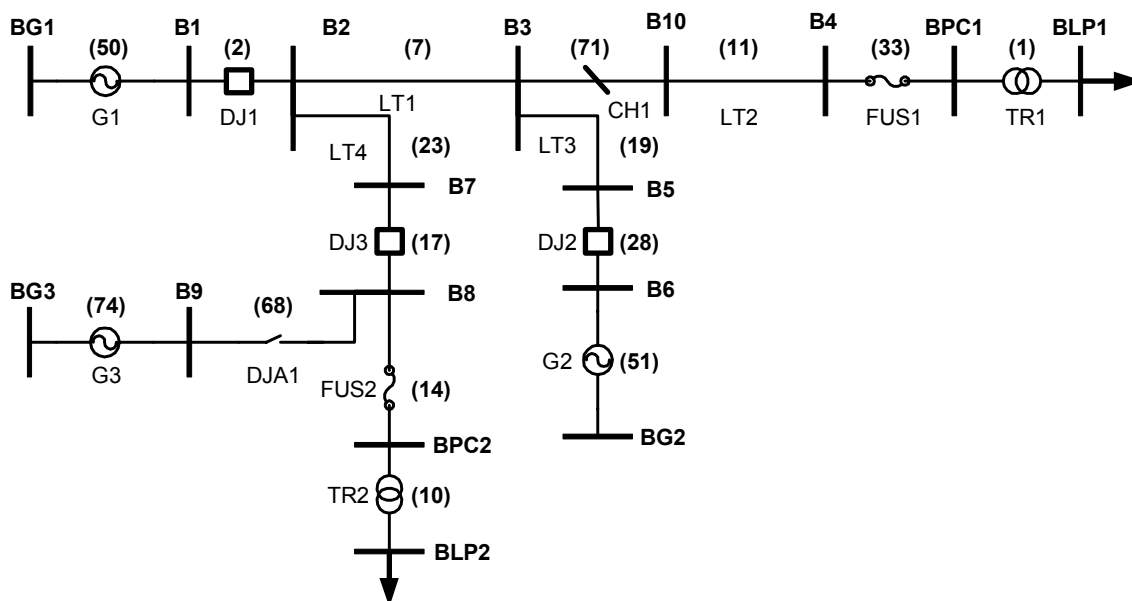


Figura 4.1 – Sistema de distribuição de energia elétrica.

No sistema da Figura 4.1, as barras do sistema de distribuição são representadas pelas inscrições iniciadas por B (BG, BLP2, B5...) e indicam as conexões entre os elementos do sistema. Cada elemento do sistema é delimitado por uma barra de entrada e por uma barra de saída. Esses elementos podem ser divididos em oito categorias:

- Fontes: G1, G2, G3;
- Disjuntores: DJ1, DJ2, DJ3;
- Fusíveis: FUS1, FUS2;
- Chaves seccionadoras normalmente fechadas: CH1;
- Chaves normalmente abertas: DJA1;
- Transformadores TR1, TR2;
- Pontos carga: BLP1, BLP2;
- Linhas de distribuição: LT1, LT2, LT3, LT4;

Para utilização no programa desenvolvido, o sistema é representado em um arquivo texto conforme mostrado na Tabela 4.1. Nessa representação as colunas *NOME* e *NÚMERO* possuem respectivamente um nome e um número inteiro que representam de forma única um elemento do sistema elétrico de potência. A coluna *TIPO* representa a função do elemento para análise de sua confiabilidade, a saber:

- SO: Fonte;
- D1: Disjuntor;
- M1: Chave normalmente fechada;
- AA: Chave normalmente aberta;
- F1: Fusível;
- PC: Ponto de carga;
- NN: Outros elementos.

As colunas *BIN* e *BOUT* representam respectivamente as barras de entrada e saída de um determinado elemento.

Tabela 4.1 – Representação do sistema de distribuição da Figura 4.1.

NÚMERO	TIPO	BIN	BOUT	NOME
50	SO	BG1	B1	G1
2	D1	B1	B2	DJ1
7	NN	B2	B3	LT1
11	NN	B10	B4	LT2
33	F1	B4	BPC1	FUS1
19	NN	B3	B5	LT3
28	D1	B5	B6	DJ2
51	SO	B6	BG2	G2
23	NN	B2	B7	LT4
17	D1	B7	B8	DJ3
14	F1	B8	BPC2	FUS2
68	AA	B8	B9	DJA1
74	SO	B9	BG3	G3
10	PC	BPC2	BLP2	TR2
1	PC	BPC1	BLP1	TR1
71	M1	B3	B10	CH1

4.1.2 Representação dos dados no programa

Os elementos do sistema de distribuição da Tabela 4.1 são representados na forma de uma lista de objetos da classe `Elemento`, conforme se pode observar na Figura 4.2.

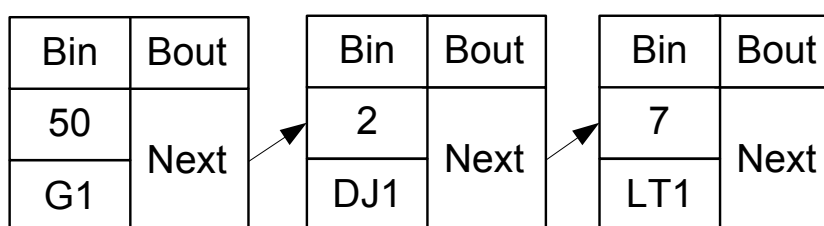


Figura 4.2 – Representação dos elementos do sistema da Tabela 4.1.

Esta lista de objetos possui variáveis que armazenam o *NÚMERO* e o *NOME* de cada elemento do sistema e ponteiros que apontam para outros objetos da lista. O ponteiro *Next* aponta para o próximo elemento da lista e os ponteiros *Bin* e *Bout* apontam para objetos que representam as barras do sistema de distribuição. As barras possuem uma variável para armazenar seu nome e um ponteiro para a próxima barra da lista, conforme se pode observar na Figura 4.3.

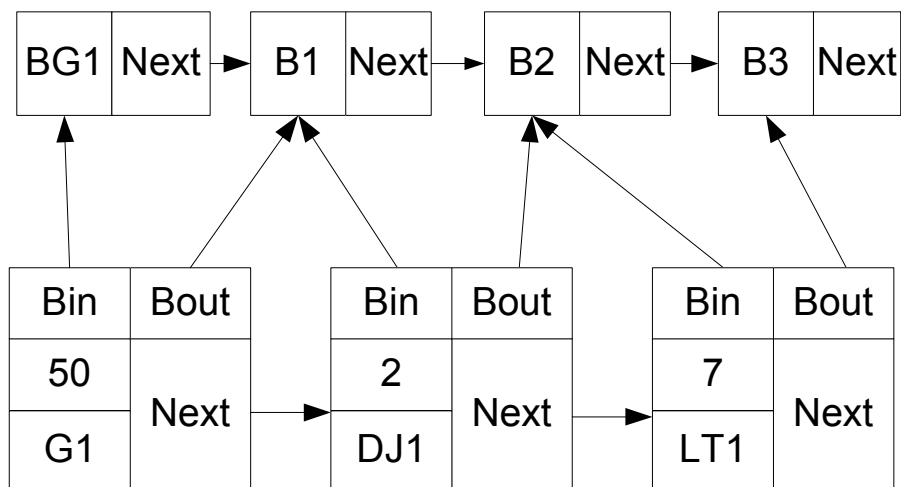


Figura 4.3 – Objeto Barra conectado ao objeto Elemento.

A lista completa de objetos do sistema de distribuição da Figura 4.1 pode ser vista na Figura 4.4. Alguns detalhes foram omitidos para simplificação do esquema. Essa forma de representação não se preocupa com a conexão entre os elementos, ou seja, com a configuração do sistema: os elementos podem ser inseridos no programa em qualquer seqüência.

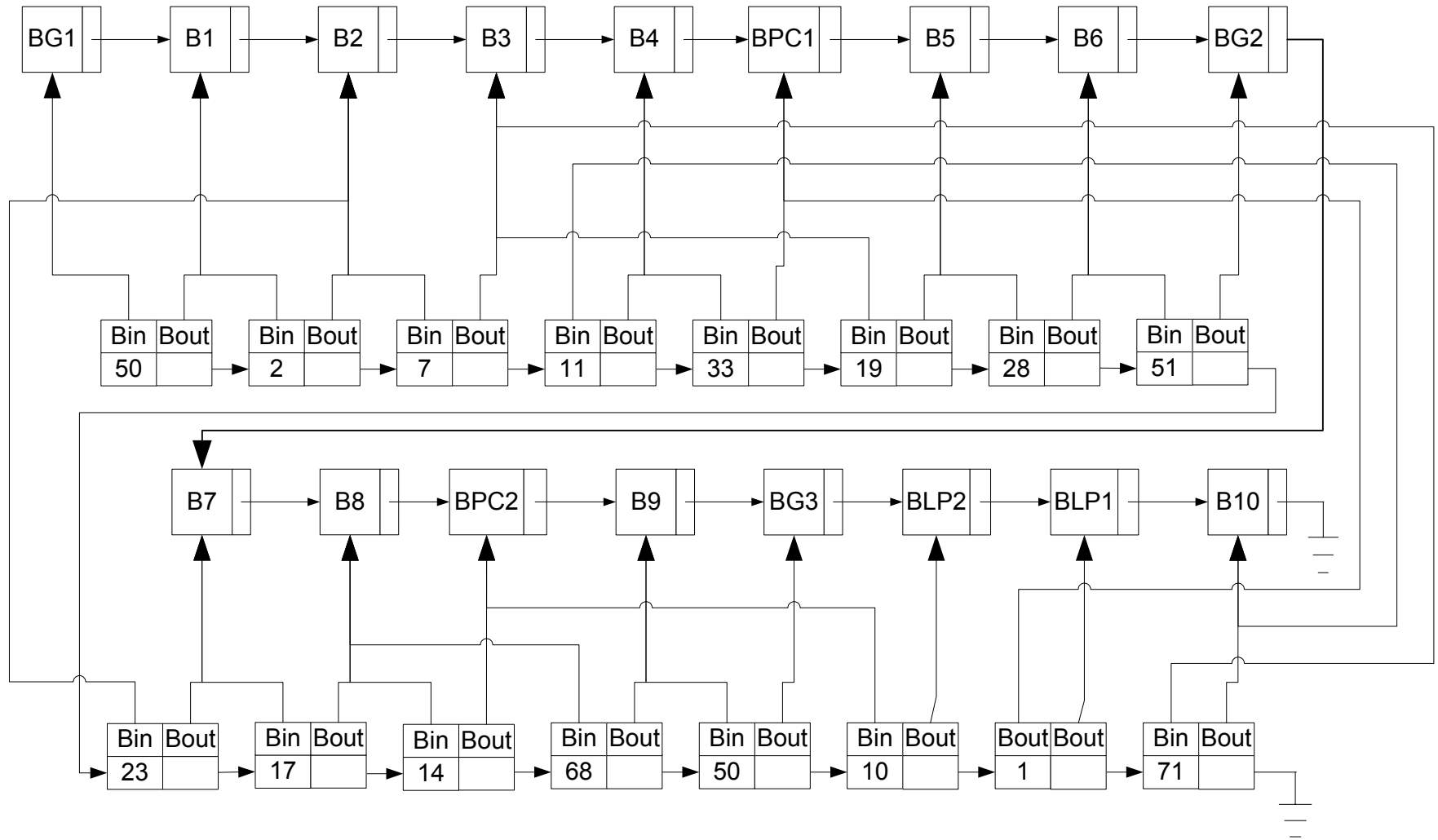


Figura 4.4 – Representação em forma de objeto dos dados do sistema de distribuição da Figura 4.1.

4.1.3 Construção do Sistema

Como visto no Capítulo 2 é necessário encontrar os caminhos entre os pontos de carga e as fontes para realizar a avaliação da confiabilidade pelo método dos conjuntos de corte mínimos. Para realizar esse procedimento, primeiro organiza-se uma lista auxiliar a partir da lista de objetos apresentada na Figura 4.4. Esta lista será usada através de uma estrutura em árvore para encontrar os caminhos entre os pontos de carga e as fontes.

A lista auxiliar de ponteiros é construída com os elementos conectados as barras de entrada e saída de um determinado *Elemento*. Por exemplo, na Figura 4.5 a barra de entrada (Bin) do *Elemento 2* aponta para a Barra B1, e a Barra B1 relaciona-se com a barra de Saída (Bout) do *Elemento 50*. Esta notação indica que o *Elemento 50* está conectado ao *Elemento 2*. Ainda analisando o *Elemento 2*, percebe-se que sua barra de saída (Bout) aponta para a Barra B2, e a Barra B2 está conectada às barras de entrada (Bin) dos *Elementos 7 e 23*. Isto indica que o *Elemento 2* também está conectado aos *Elementos 7 e 23*. Observando a Figura 4.1, verifica-se que realmente o elemento 2 está conectado aos elementos 50, 7 e 23. Para armazenar esta informação foi gerada uma lista de ponteiros que é apontada por um novo ponteiro *LP* criado no *Elemento 2*, conforme se pode observar na Figura 4.5.

No caso do elemento ser uma fonte, seu ponteiro *LP* não possuirá uma lista de ponteiros. Isso porque os caminhos iniciam-se nos pontos de carga e terminaram nas fontes, portanto, a ausência dessa lista de ponteiros em um elemento é o indicativo de que se encontrou uma fonte.

A estrutura completa do sistema mostrando as listas de ponteiros de cada elemento é apresentada na Figura 4.6.

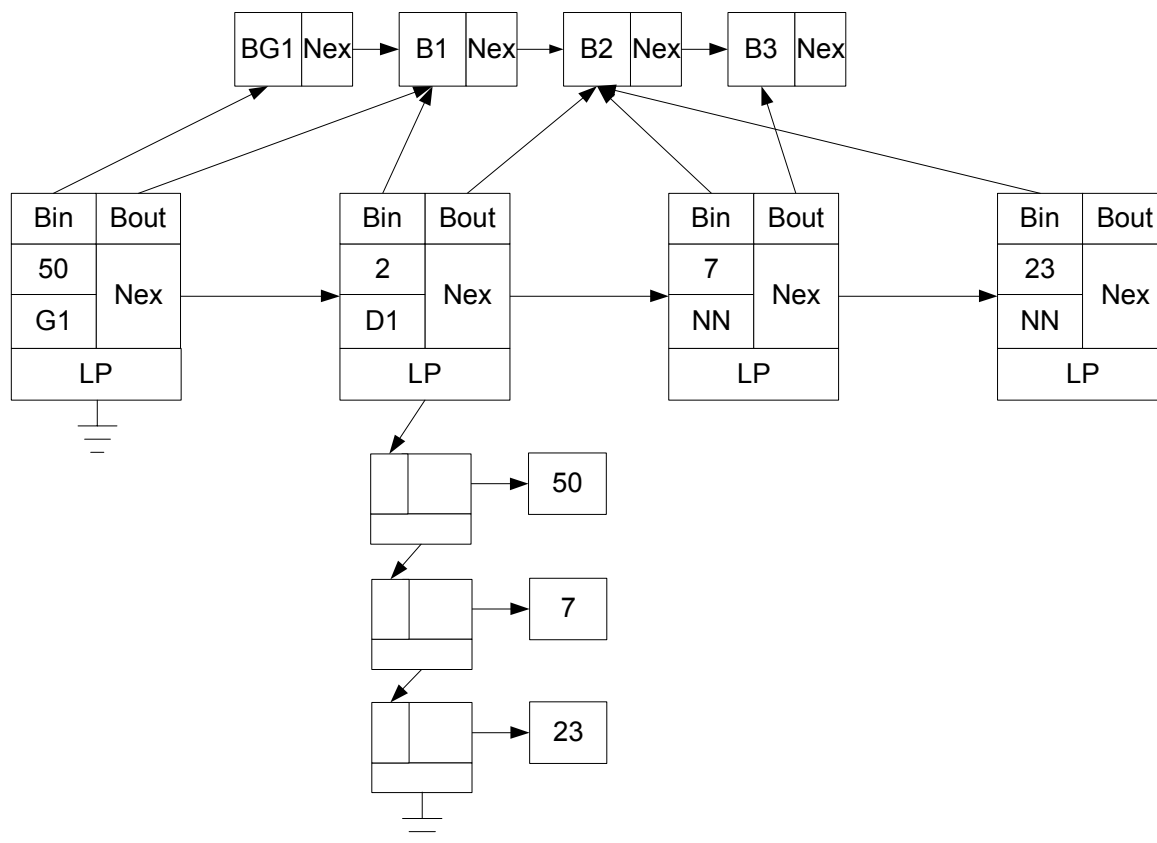


Figura 4.5 – Lista dos elementos conectados ao *Elemento 2*.

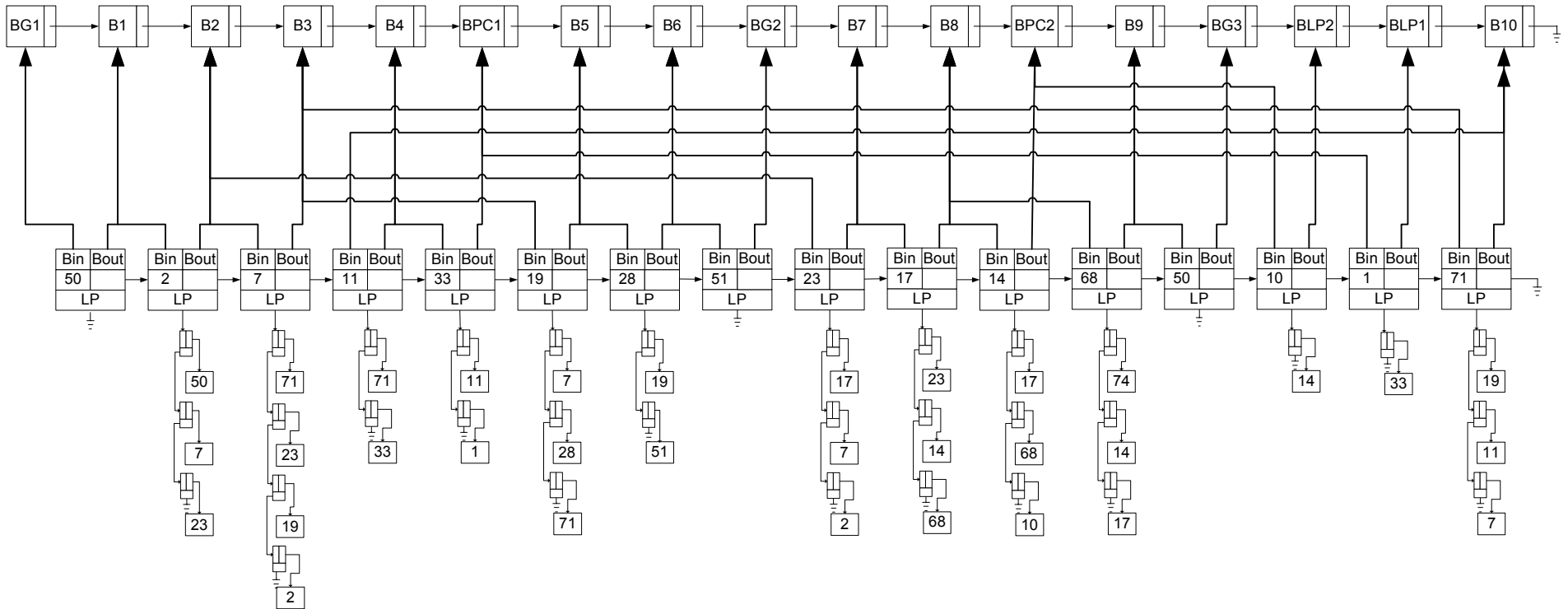


Figura 4.6 – Modelo objeto do sistema mostrando as listas de ponteiros de cada elemento.

4.1.4 Rotina Otimizada para Procura dos Caminhos

A procura dos caminhos dos pontos de carga até as fontes é realizada utilizando a estrutura em árvore criada a partir das listas de ponteiros e elementos apresentadas na Figura 4.6. Esses caminhos são necessários para determinação dos conjuntos de corte mínimos, conforme visto na seção 2.3.2.

O procedimento será demonstrado partindo-se do *Elemento 1*, que é um ponto de carga. Observando sua lista de ponteiro na Figura 4.6, verifica-se apenas o *Elemento 33* conectado ao *Elemento 1*. Essa relação pode ser representada pela estrutura em árvore apresentada na Figura 4.7. Continuando a construção do caminho, o próximo elemento é o *33*. Analisando a lista de ponteiros do *Elemento 33* verifica-se que ele está conectado a dois *Elementos*: *1* e *11*, Figura 4.6. Estes elementos são anexados a árvore como mostra a Figura 4.7. Até o momento, o caminho percorrido pela árvore partindo-se do *Elemento 1* é: *Elemento 1* segue exclusivamente para o *Elemento 33*; e do *Elemento 33* existem duas possibilidades de caminho (bifurcação), uma para o *Elemento 1* e outra para o *Elemento 11*. Entretanto, ao se prosseguir o caminho a partir do *Elemento 33* utilizando o *Elemento 1*, observa-se que o caminho está *voltando*, pois partiu do *Elemento 1*, seguiu para o *Elemento 33* e voltou para o *Elemento 1*. Observando o percurso deste caminho no sistema elétrico da Figura 4.1, verifica-se que a *energia* parte do ponto de carga 1 (*Elemento 1*), passa pelo fusível (FUS1 – *Elemento 33*) e retorna para o ponto de carga, realizando um *looping*. Obviamente, o sentido da energia é da fonte para carga, mas na procura dos caminhos considera-se o sentido inverso, da carga para a fonte. Para evitar o *looping* deve-se desprezar os caminhos que passam pelo mesmo elemento mais de uma vez, ou seja, realizar *podas* na construção da árvore de caminhos. Uma regra prática para se realizar esse tipo de poda é verificar se o elemento possui um *ancestral* igual a ele. Por exemplo, o *Elemento 1* marcado com um *X* na Figura 4.7 já apareceu na construção do caminho, como primeiro elemento da árvore, portanto, deve ser *podado*.

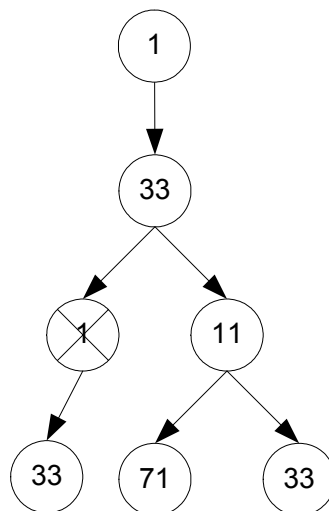


Figura 4.7 – Esquema para construção da árvore de Caminhos.

A Figura 4.8 mostra a seqüência na construção da árvore para o *Elemento 1*. Pode-se observar que os *Elementos 33, 11 e 71*, marcados com um *X*, também foram podados por serem iguais a seus ancestrais. Como pode ser observado na Figura 4.8 o *Elemento 71* foi podado duas vezes, uma para cada um dos dois caminhos possíveis.

Um outro tipo de caminho que deve ser desprezado está também demonstrado na Figura 4.8, a partir do *Elemento 7* em destaque. Observando a Figura 4.9, que apresenta parte do sistema elétrico da Figura 4.1, conclui-se que o percurso criado pelos *Elementos 71 (CH1), 19 (LT3) e 7 (LT1)* na Figura 4.8 não é um caminho válido e pode levar a um *looping* infinito. Uma maneira de se realizar a poda desse caminho inválido é verificar que o *Elemento 7* em destaque possui como um de seus *tios* o mesmo *Elemento 7*. Um elemento é considerado um *tio* em uma estrutura em árvore se ele é *irmão* do *pai* do elemento analisado. *Pai* é aquele elemento localizado imediatamente acima do elemento analisado e *irmãos* são elementos que possuem o mesmo *pai*. Na Figura 4.8 o *Elemento 7* em destaque possui o *Elemento 19* como *pai*, e seus *tios* (irmão de seu pai) são os *Elementos 11 e 7*. Portanto, a árvore deve ser podada no *Elemento 7* em destaque, pois esse elemento possui um *tio* idêntico. Utilizando esta regra verifica-se que o *Elemento 19* em destaque na Figura 4.8 deve ser podado, pois também possui um *tio* idêntico.

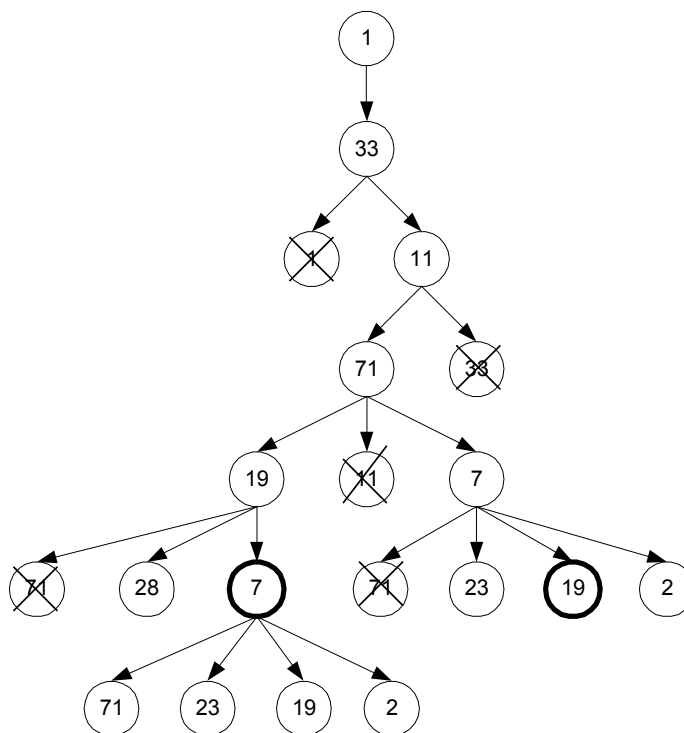


Figura 4.8 – Árvore do Elemento 1.

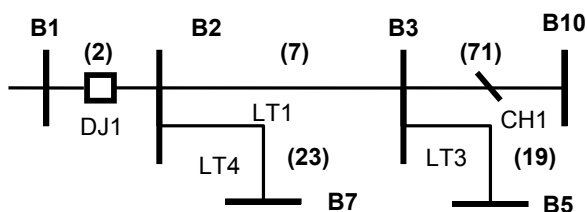


Figura 4.9 – Seleção de uma parte do sistema da Figura 4.1

A árvore completa para o ponto de carga 1 está representada na Figura 4.10. Os pontos com um símbolo de aterramento correspondem às fontes. Para se obter os caminhos, deve-se partir de uma fonte e ir subindo pelo pai de cada elemento até o elemento inicial, que é um ponto de carga. No caso representado pela Figura 4.10, o ponto de carga representado pelo *Elemento 1* possui três caminhos:

- 1) 1 33 11 71 19 28 51
- 2) 1 33 11 71 7 23 17 68 74
- 3) 1 33 11 71 7 2 50

No caso de algum caminho conter uma chave normalmente aberta, um elemento

com *Tipo* igual a *AA*, o caminho será considerado normalmente aberto (NA). De acordo com a Tabela 4.1 a *Elemento 68* é do tipo *AA*, portanto, os caminhos que possuem este elemento são considerados NA. Para o exemplo da Figura 4.10, apenas um caminho será NA, sendo os demais caminhos normalmente fechados (NF). Então para o ponto de carga 1 tem-se:

Caminhos NF:

- 1) 1 33 11 71 19 28 51
- 2) 1 33 11 71 7 2 50

Caminhos NA:

- 1) 1 33 11 71 7 23 17 68 74

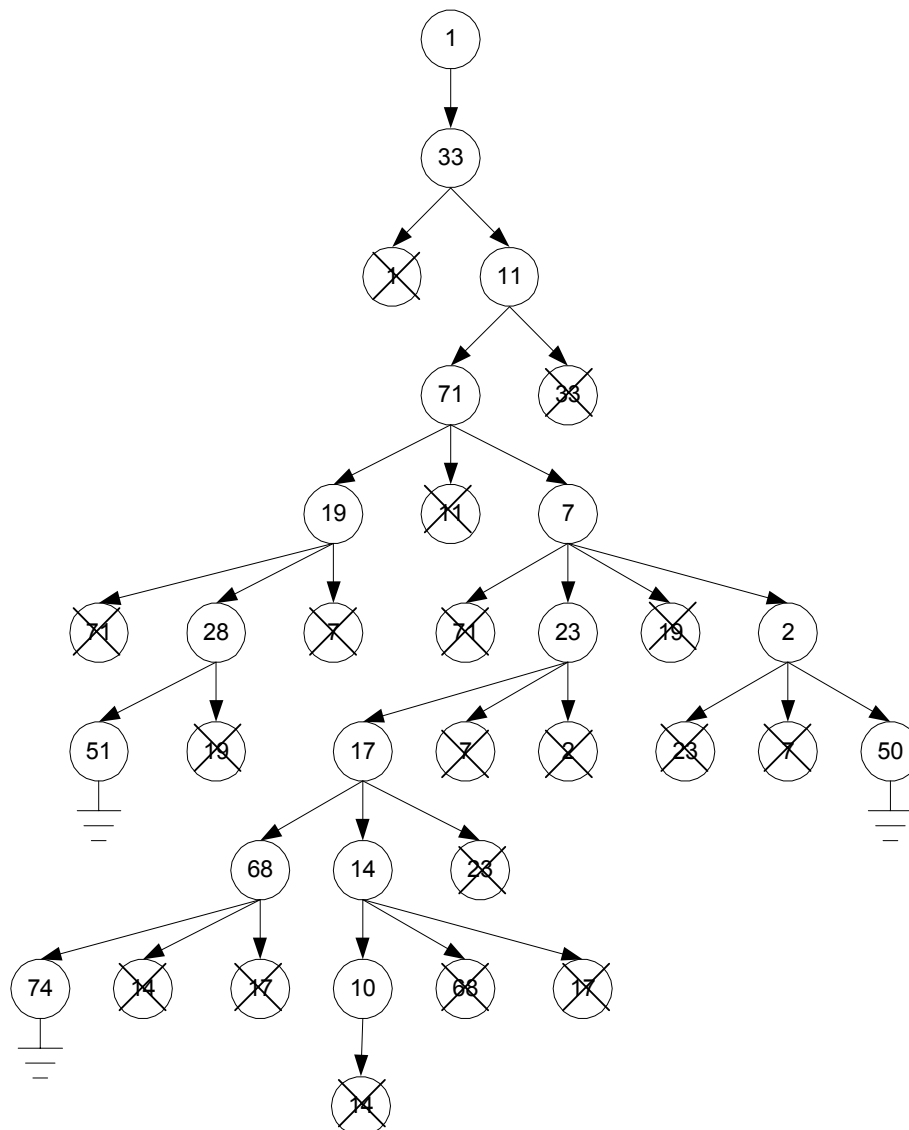


Figura 4.10 – Árvore de caminhos completa para o ponto de carga 1.

Ao observar a Figura 4.1 verifica-se que os caminhos encontrados pelo método são realmente os únicos possíveis entre o ponto de carga 1 e uma fonte.

4.1.5 Proteções acionadas no caso de uma falha

Para determinar os cortes mínimos de cada ponto de carga, e assim através destes calcular os índices de confiabilidade, é necessário estabelecer as proteções que serão acionadas na ocorrência de uma falha de algum elemento do sistema de distribuição. Através destas proteções poderá se determinar, por exemplo, se um caminho alternativo poderá ser utilizado para transmitir energia para um ponto de carga ou se existe a possibilidade de realizar chaveamentos para diminuir a duração de uma determinada interrupção. Para se determinar as proteções utiliza-se o mesmo procedimento de procura de caminhos descrito na seção anterior. Entretanto, utilizam-se todos os elementos como ponto de partida, e não somente os pontos de carga. Após a localização dos caminhos de um dado elemento, verificam-se quais os elementos pertencentes a cada caminho são equipamentos de proteção, ou seja, são do Tipo: F1, D1, M1 ou AA, de acordo com o padrão definido na seção 4.1.1. Como já demonstrado o *Elemento 1* possui os caminhos:

Caminhos NF:

3) 1 33 11 71 19 28 51

4) 1 33 11 71 7 2 50

Caminhos NA:

2) 1 33 11 71 23 7 17 68 74

De acordo com a Tabela 4.1, onde está indicado o tipo dos Elementos, verifica-se que os seguintes elementos são dispositivos de proteção: 33 é fusível, 71 é chave manual (NF) e 17, 28 e 2 são disjuntores. Como a falha de quaisquer elementos do sistema elétrico faz atuar um dispositivo de proteção, na realidade apenas estes componentes serão necessários para a avaliação da confiabilidade, como será demonstrado na seção 4.1.8. Assim, a lista de componentes dos caminhos NF e NA para o *Elemento 1* pode ser reduzida para:

Caminhos NF:

1) 33 71 28

2) 33 71 2

Caminhos NA:

1) 33 71 17 68

4.1.6 Identificação dos pontos de carga atingidos na ocorrência de uma falha

Um determinado ponto de carga somente sofrerá uma interrupção se ocorrer um defeito em algum elemento pertencente ao seu alimentador, ou seja, em alguns elementos que pertençam ao caminho NF deste ponto de carga. Essa verificação é realizada para otimizar o desempenho do programa. A falha de um elemento de um determinado alimentador não provoca a falta de energia em pontos de cargas pertencentes a outros alimentadores, devido a atuação da proteção, como será comentado posteriormente. Deste modo, a verificação dos conjuntos de corte mínimos será realizada somente nos elementos do alimentador do ponto de carga em análise.

Para identificar se um elemento do sistema de distribuição pertence ao mesmo alimentador de um determinado ponto de carga é necessário construir a árvore de caminhos para o elemento, conforme apresentado anteriormente. Porém, neste caso a árvore é construída até os pontos de carga, e não até as fontes. Os pontos de carga são identificados por possuírem *Tipo* igual a *PC*. Partindo dos pontos de carga deve-se subir na árvore até o primeiro elemento. Deve-se verificar se não existe no percurso algum elemento com *Tipo* *AA*, pois nesse caso este caminho serve apenas como alternativa no caso de uma interrupção. Caso contrário, o elemento analisado pertence ao alimentador do ponto de carga.

Considerando a árvore do *Elemento 11*, apresentada na Figura 4.11, pode-se observar que os *Elementos 1* e *10* representam os pontos de carga. Subindo a árvore por esses elementos até o *Elemento 11* temos os seguintes caminhos:

Ponto de carga 1:

- 1 33 11

Ponto de carga 10:

- 10 14 17 23 7 71 11

Nos dois caminhos acima não se encontra nenhum elemento de *Tipo* igual a AA. Os tipos dos elementos podem ser obtidos através da Tabela 4.1. Portanto o *Elemento 11* pertence ao mesmo alimentador do ponto de carga 1 e do ponto de carga 10.

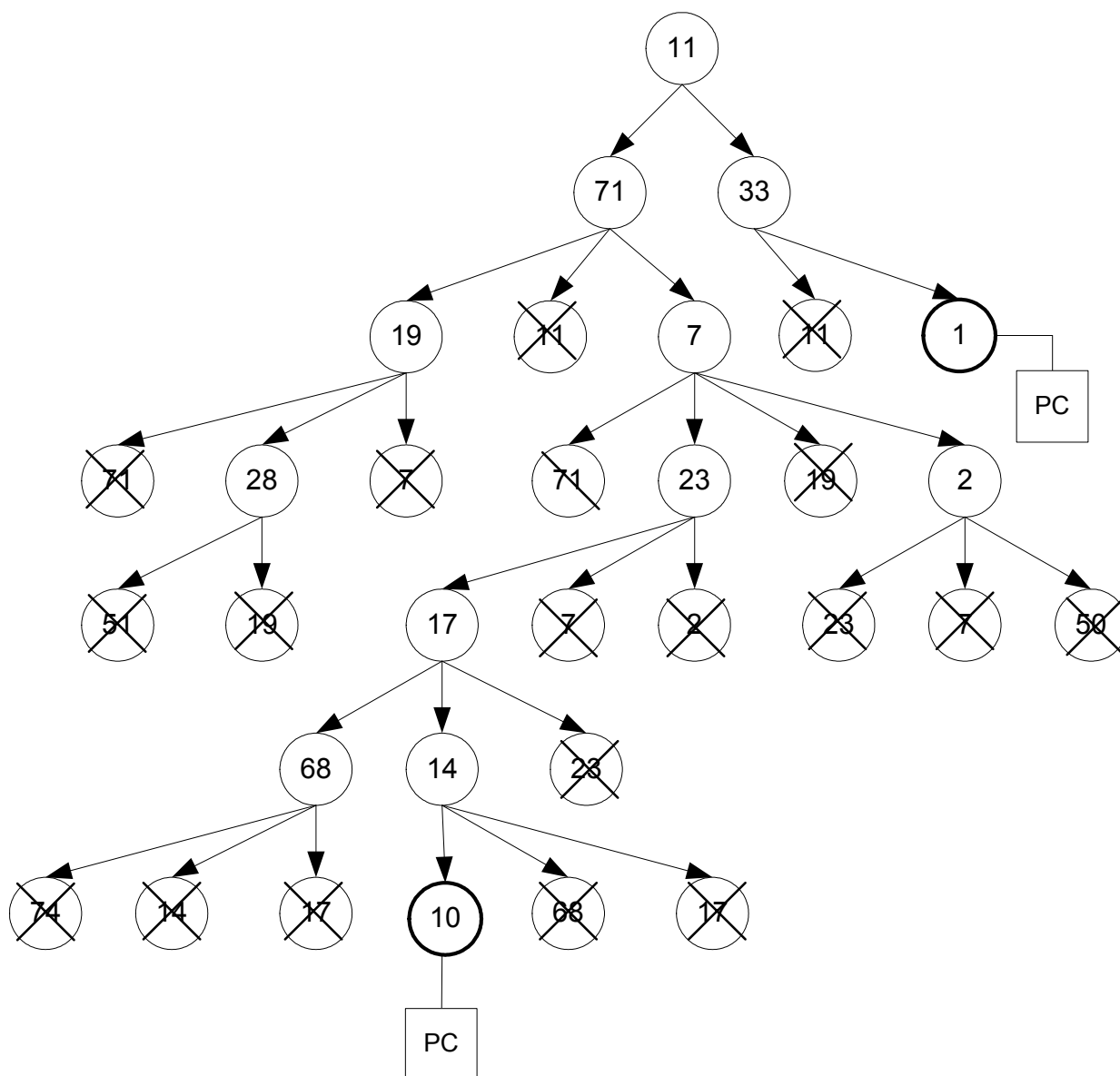


Figura 4.11 – Árvore para identificar pontos de carga atingidos por uma falha.

4.1.7 Representação das proteções acionadas devido a uma falha

No programa desenvolvido, as proteções acionadas no caso de falha de um elemento são apontadas por dois ponteiros: NF, para proteções em caminhos normalmente fechados e NA, para proteções de caminhos normalmente abertos, que serão considerados como caminhos alternativos. Os pontos de carga pertencentes ao mesmo alimentador do elemento são apontados por um ponteiro PC. Esses ponteiros podem ser observados na Figura 4.12.

Para exemplificar o funcionamento dos ponteiros SC (sob-carga), NFCH (Chaveamento normalmente fechado) e NACH (chaveamento normalmente aberto), também presentes na Figura 4.12, deve-se, inicialmente, entender como é realizada a atuação da proteção em sistemas elétricos de distribuição. No caso de uma falha, por exemplo um curto-circuito, um equipamento com capacidade de abertura sob carga, um disjuntor ao fusível deve atuar. Após a atuação deste equipamento verifica-se a existência de algum tipo de equipamento que restrinja ainda mais a área que sofrerá interrupção de energia. Nesta etapa, não é necessário que o equipamento tenha capacidade de abertura sob carga, pois o sistema já estará desenergizado devido a atuação da primeira proteção. Após o isolamento da área restringida, religam-se os pontos de carga não afetados, ou seja, que ficaram fora da área isolada. No caso do sistema da Figura 4.1, se ocorrer uma falha no *Elemento 11* (LT2), de acordo com o procedimento descrito, irão atuar os disjuntores DJ1 (*Elemento 2*) e DJ2 (*Elemento 28*). Como o sistema está desenergizado é possível realizar a abertura da chave CH1 (*Elemento 71*) e, assim, restringe-se a área que ficará sem energia. Após este procedimento é possível fechar os disjuntores DJ1 e DJ2 e restabelecer a energia para o ponto de carga 10.

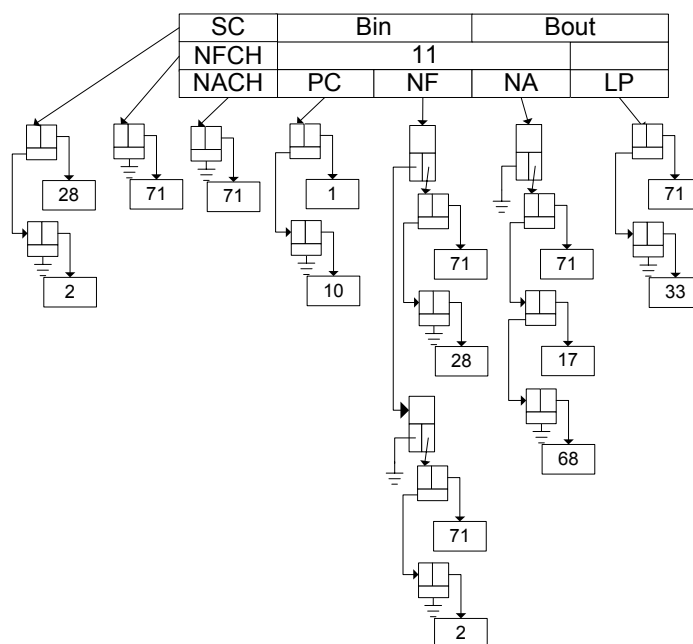


Figura 4.12 – Representação completa do objeto Elemento.

Na Figura 4.12 o Elemento 11, possui sete ponteiros:

- O ponteiro PC indica uma lista dos pontos de carga que podem ser atingidos pela falha no *Elemento 11*: pontos de carga 1 e 10, conforme visto no item 4.1.6.
- O ponteiro NF apresenta uma lista com as proteções dos caminhos NF acionadas devido a falha do *Elemento 11*, conforme visto na seção 4.1.5. Para o ponteiro NF tem-se duas listas, uma para cada caminho NF que parte do *Elemento 11* até uma fonte: *Elementos 71 e 28* e *Elementos 71 e 2*.
- O ponteiro NA apresenta uma lista com as proteções dos caminhos NA acionadas devido a falha do *Elemento 11*, conforme seção 4.1.5. O *Elemento 11* possui apenas um caminho NA e, portanto, apresenta uma única lista formada pelos *Elementos 71, 17 e 68*, que parte do *Elemento 11* até uma fonte.
- O ponteiro LP apresenta uma lista de elementos conectados ao *Elemento 11*, conforme explicado na seção 4.1.3.
- O ponteiro SC aponta para a primeira proteção que atua sob carga, disjuntor ou fusível, de cada lista do ponteiro NF. Para o *Elemento 11* de acordo com a Tabela 4.1, tem-se os disjuntores DJ1 (*Elemento 2*) e DJ2 (*Elemento 28*).

Essas serão as proteções que irão atuar automaticamente no caso de falha do *Elemento 11*.

- O ponteiro NFCH aponta para o primeiro elemento de cada lista do ponteiro NF. Para o *Elemento 11* tem-se a chave normalmente fechada CH1 (*Elemento 71*). Apesar da chave CH1 aparecer nas duas listas do ponteiro NF, ela só precisa ser representada uma vez no ponteiro NFCH. Essa lista inclui as proteções mais próximas do elemento, podendo isolá-lo do sistema elétrico, restringindo a área afetada no caso de uma falha.
- O ponteiro NACH aponta para o primeiro elemento de cada lista do ponteiro NA. Para o *Elemento 11* também tem-se a chave normalmente fechada CH1 (*Elemento 71*). Essa lista também possui as proteções mais próximas do elemento, podendo isolá-lo do sistema elétrico caso apresente uma falha. Porém, os pontos de carga que sofreram perda de energia devido a falha desse elemento podem ter a energia restabelecida transferindo-se carga para um outro alimentador, através de uma chave ou disjuntor NA.

A lista de objetos *Elemento* completa para o sistema da Figura 4.1 é mostrada na Figura 4.13. Nesta figura, os ponteiros *Bin*, *Bout*, *NF*, *NA* e *LP* foram ocultados, pois não serão mais necessários para o desenvolvimento do método proposto nessa dissertação. Somente os elementos que representam os pontos de carga, *Elementos 1* e *10*, não tiveram os ponteiros NF e NA ocultados, pois serão utilizados na determinação dos conjuntos de corte mínimos. Conforme se pode observar nesta figura, as fontes, *Elementos 50*, *51* e *74*, não possuem nenhuma lista nos ponteiros NFCH, NACH, SC ou PC, pois considera-se que eles não podem falhar e, portanto, não atuam nenhuma proteção. No caso de uma fonte de um sistema de distribuição falhar, isto indica que ocorreu uma falha na subestação, no sistema de transmissão/subtransmissão ou no sistema de geração. Portanto, as proteções que irão atuar pertencem a estes sistemas, e não fazem parte do escopo deste trabalho.

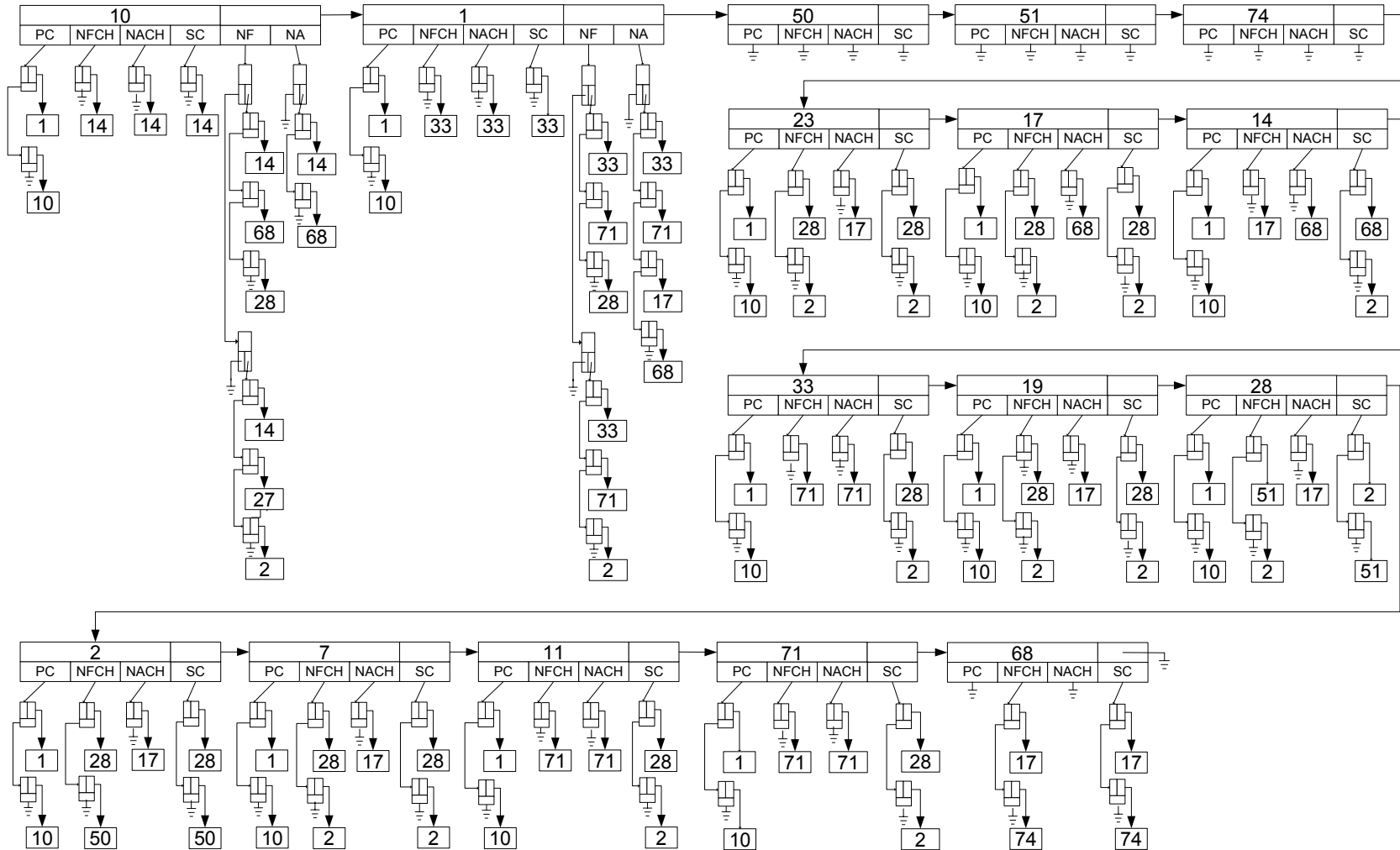


Figura 4.13 – Lista do objeto Elemento completa para o sistema apresentado na Figura 4.1.

4.1.8 Determinação dos conjuntos de corte mínimos

Através dos objetos mostrados na Figura 4.13 pode-se determinar os conjuntos de corte mínimos do sistema elétrico da Figura 4.1. Como visto na seção 2.1 considera-se um corte de 1ª ordem um componente que, se estiver fora de operação, acarreta perda de continuidade de serviço para o ponto de carga de interesse e considera-se um corte de 2ª ordem dois componentes que, se estiverem simultaneamente fora de operação, acarretam perda de continuidade de serviço para o ponto de carga de interesse.

Para um corte de primeira ordem, considera-se falhado qualquer elemento do sistema e verifica-se qual a primeira proteção que irá atuar (normalmente um disjuntor que tem a capacidade de atuar sob carga). Caso esta proteção estiver em todos os caminhos NF que levem energia para o ponto de carga, ocorrerá um corte de energia. Por exemplo, considerando a Figura 4.1, se ocorrer uma falha na linha LT2 (*Elemento 11*), os disjuntores DJ2 (*Elemento 28*) e DJ1 (*Elemento 2*) irão atuar, interrompendo a energia nos pontos de carga 1 e 10, como já comentado na seção 4.1.7.

Para classificar o corte em relação a duração da falha, observa-se se existe alguma chave seccionadora NF no sistema que seja capaz de isolar o defeito e fazer com que a energia possa ser restabelecida. Considerando ainda o exemplo anterior, ao se atuar (abrir) a chave CH1 (*Elemento 71*), o defeito do *Elemento 11* pode ser isolado. Com isso, é possível fechar os disjuntores DJ2 e DJ1 e a energia volta a ser transmitida para o ponto de carga 10. Nesse caso o *Elemento 11* é dito *corte de primeira ordem* para os pontos de carga 1 e 10. Porém, o ponto de carga 10 somente ficará interrompido durante o tempo necessário para se efetuar o chaveamento do *Elemento 71*, enquanto o ponto de carga 1 ficará interrompido durante o tempo em que o *Elemento 11* estiver sendo reparado.

Caso somente a abertura de uma chave seccionadora NF não for suficiente para resolver o problema, verifica-se a possibilidade de isolar o defeito e fechar a chave NA, para transferir cargas para um outro alimentador. Por exemplo, ainda observando a Figura 4.1, se ocorrer um falha no *Elemento 23*, os disjuntores DJ1 e DJ2 novamente irão atuar, cortando energia para os pontos de carga 1 e 10. Neste caso, não existe nenhuma chave NF capaz de isolar o defeito e restabelecer a energia para os pontos de

carga. Porém, se o defeito for isolado pelo disjuntor DJ3 (*Elemento 17*), a chave NA DJA1 (*Elemento 68*) poderá ser fechada e a energia ser restabelecida ao ponto de carga 10. Assim, o ponto de carga 10 ficará sem energia somente durante o tempo necessário para chavear o disjuntor DJ3 e a chave DJA1. Porém, o ponto de carga 1 terá que esperar o tempo de reparo do *Elemento 23*, pois não há nenhuma possibilidade de se isolar o defeito e transmitir energia para esse ponto de carga. Por isso o *Elemento 23* é considerado um corte de primeira ordem para os pontos de carga 1 e 10. Entretanto, o ponto de carga 10 ficará interrompido somente o tempo necessário para realizar os chaveamentos (tempo de chaveamento), enquanto a duração da interrupção do ponto de carga 1 será o tempo de reparo do *Elemento 23* (tempo de reparo).

Ao se realizar o fechamento de um elemento NA, a configuração do sistema será alterada, pois em vez do ponto de carga ser alimentado pelas fontes existentes em seu circuito, será alimentado por uma fonte de outro circuito. No caso da falha da linha de distribuição LT4 (*Elemento 23*) da Figura 4.1, o ponto de carga 10 que antes era alimentado pelas fontes BG1 e BG2, será alimentado pela fonte BG3.

O programa proposto implementa todas as características listadas anteriormente. Para tanto, se utiliza da lista `Elemento` mostrada na Figura 4.13. Os passos para identificar os cortes de primeira ordem estão descritos a seguir, e são feitos para todos os elementos da lista `Elemento`. Para efeito de exemplificação do programa os passos serão realizados para o *Elemento 11*.

- 1) Verifica-se no ponteiro PC do *Elemento 11* na Figura 4.14, quais pontos de cargas podem ser atingidos, conforme seção 4.1.6. No caso os pontos de carga 1 e 10.
- 2) Acessa-se a lista de proteção apontada pelo ponteiro SC. Essa lista apresenta as proteções que atuam automaticamente no caso de falha do elemento. Para o *Elemento 11* tem-se:
 - 28, 2.
- 3) Inicialmente considera-se o ponto de carga 10. O ponteiro NF possui duas listas de proteções (conforme seção 4.1.5):

- 14, 68, 28;
- 14, 27, 2.

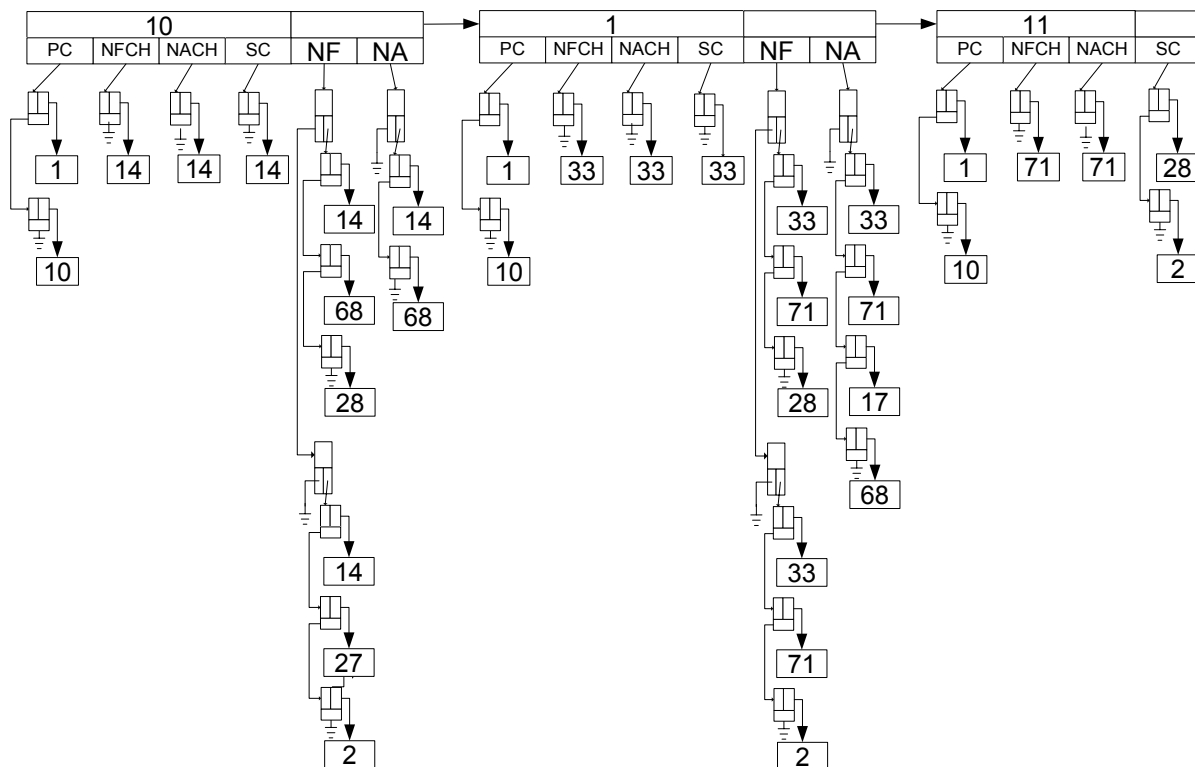


Figura 4.14 – Lista objeto do Elemento 11.

- 4) Caso os elementos encontrados no item 2 estiverem presentes em todas as listas de proteções do item 3, haverá um corte de energia. No exemplo dado os elementos encontrados são 28 e 2. O Elemento 28 está presente em uma lista de proteções e o Elemento 2 na outra lista de proteções do Elemento 10. Portanto, o ponto de carga 10 sofrerá um corte de energia, pois cada lista de proteção pertence a um caminho que transmite energia de uma fonte para o ponto de carga 10. Se as proteções desses caminhos atuarem (estão abertas) a energia não pode ser transmitida (conforme Figura 4.1).
- 5) O procedimento anterior é repetido para o ponto de carga 1. O ponteiro NF possui duas listas de proteções:
- 33, 71, 28;
 - 33, 71, 2.

- 6) Novamente, se os elementos encontrados no item 2 estiverem presentes em todas as listas de proteções do item 5, haverá um corte de energia. O Elemento 28 está presente em uma lista de proteções e o Elemento 2 na outra lista de proteções do Elemento 1. Portanto, o ponto de carga 1 sofrerá um corte de energia.
- 7) Caso haja corte de energia em algum ponto de carga, verificam-se os elementos apontados pelo ponteiro NFCH do Elemento 11. Esses elementos são as proteções mais próximas do elemento falhado e servem para restringir a área que será isolada. Para esse exemplo o ponteiro aponta para o Elemento 71.
- 8) Novamente verifica-se na lista de proteções NF dos Elementos 10 e 1, encontradas nos itens 3 e 5, respectivamente, se o Elemento 71 (chave CH1) está presente em todas as listas de proteções. Caso esteja presente, a energia não poderá ser restabelecida, pois a chave precisará ser aberta para isolar o defeito e a energia não poderá ser transmitida. O Elemento 71 não está presente nas listas de proteções do Elemento 10, mas está presente nas duas listas de proteções do Elemento 1. Portanto, a energia poderá ser restabelecida no ponto de carga 10 pela abertura da chave 71. Assim, uma falha no Elemento 11 é considerada um corte de primeira ordem com tempo de chaveamento para o ponto de carga 10. Como a energia no ponto de carga 1 não poderá ser restabelecida com a abertura do Elemento 71, decorre-se continuar com o procedimento apresentado a seguir.
- 9) Caso a energia não tiver sido restabelecida para algum ponto de carga, verifica-se a possibilidade de fechamento de uma chave NA. Com a energia no ponto de carga 1 ainda não foi restabelecida será feita essa verificação para esse ponto de carga.
- 10) O ponteiro NACH do Elemento 11 também possui uma lista com as proteções mais próximas do elemento falhado, que são utilizadas para restringir a área que será isolada. Porém, após a abertura das proteções apontadas pelo ponteiro NACH uma chave NA poderá ser fechada, permitindo a transferência de um determinado ponto de carga para outro alimentador. O Elemento 11 possui a chave CH1 (Elemento 71) nesta lista.

11) Pode-se então acessar a lista de proteções apontadas pelo ponteiro NA do Elemento 1 da Figura 4.14:

- 33, 71, 17, 68.

12) Caso o *Elemento 71*, encontrado no item 10, estiver presente na lista de proteções do item anterior, o corte de energia não poderá ser isolado. Como neste exemplo o *Elemento 71* está presente na lista do item 11, uma falha no *Elemento 11* provocará uma falta de energia no ponto de carga 1 que só será solucionada com o reparo do Elemento 11. Deste modo esse corte é considerado um corte de primeira ordem com tempo de reparo.

4.1.9 Influência da Restrição de Transferência de Carga

Como já comentado, a falha de um componente do sistema faz atuar um equipamento de proteção, com o objetivo de restringir a abrangência e a gravidade do defeito. Na possibilidade de haver chaveamentos, através do fechamento de chaves NA, transfere-se as cargas interrompidas que estão fora da área isolada para um outro alimentador do sistema. A grande maioria dos programas computacionais que avaliam a confiabilidade de sistemas de distribuição utiliza o critério da continuidade como hipótese básica. Este critério baseia-se apenas na existência de caminhos que possibilitem atender um determinado ponto de carga, não considerando nenhuma restrição técnica, como carregamento e tensão. A desconsideração destes aspectos pode provocar problemas ainda maiores, tanto nas cargas que estão sendo transferidas, quanto nas cargas normalmente atendidas pelo circuito que está recebendo a transferência.

Para se determinar corretamente todos os limites técnicos é necessário uma análise do fluxo de potência para todas as possíveis contingências do sistema, o que pode ser inviável computacionalmente. Entretanto, dos diversos aspectos técnicos a serem considerados, o que pode provocar os maiores e mais imediatos impactos é o limite de carregamento. A potência máxima que pode ser transferida para um alimentador é determinada por:

- 1) a capacidade térmica dos condutores nos ramais, desde o ponto de interligação até a fonte de alimentação;
- 2) a capacidade instalada dos transformadores e demais equipamentos na subestação e
- 3) o carregamento em regime normal destes componentes.

A desconsideração da capacidade máxima de transferência pode provocar a operação indesejada da proteção (interrompendo cargas fora da zona de defeito) e/ou a queima de componentes, com conseqüências ainda maiores. Portanto, é imprescindível verificar a capacidade máxima de transferência visto que este limite interfere diretamente nos índices de confiabilidade.

Para determinar a influência da restrição de transferência de carga na avaliação da confiabilidade, inicialmente o algoritmo desenvolvido identifica os pontos de carga que serão transferidos para um outro alimentador. Neste momento, é comparada a carga total a ser transferida com a capacidade máxima de transferência dos pontos de interligação (chaves NA), que deverá ser informada. Caso a carga total a ser transferida seja inferior a soma das capacidades dos pontos de interligação, toda esta carga poderá ser atendida pelos outros alimentadores. Nesta situação, será computado apenas o tempo de chaveamento para estes pontos de carga no cálculo dos índices de confiabilidade.

Por outro lado, caso a capacidade total das chaves NA não suporte toda transferência dos pontos de carga, é realizada uma busca para verificar a existência de seccionadoras ou disjuntores que limitem a potência a ser transferida. Esta busca é realizada de duas maneiras:

- 1) Através de uma lista de prioridades de cargas, que deverá ser um dado de entrada do programa. Esta prioridade é determinada pela seqüência de abertura de chaves seccionadoras ou disjuntores, retirando deste modo, as cargas que se utilizam desses elementos para receber energia elétrica. A cada abertura de chave ou disjuntor é verificado se a carga total dos pontos de carga remanescentes é inferior a capacidade máxima de transferência. Caso afirmativo, realiza-se a transferência. Para os pontos de carga pertencentes a área isolada, será computado nos índices de

confiabilidade o tempo de reparo, e para os que foram transferidos para outros alimentadores, será computado o tempo de chaveamento. Este procedimento é mais utilizado em uma Planta Industrial, onde as distâncias percorridas para realizar os chaveamentos são pequenas e é fácil identificar as cargas prioritárias.

- 2) A partir do componente defeituoso no sentido do ponto de interligação. A seccionadora ou disjuntor mais próximo do defeito é acionado, e determinam-se quais os pontos de carga permanecem fora da área isolada. O próximo passo é verificar se a carga total dos pontos de carga remanescentes é inferior a capacidade máxima de transferência. Caso afirmativo, realiza-se a transferência e, para os pontos de carga que foram incluídos na área isolada, será computado nos índices de confiabilidade o tempo de reparo, e para os que foram transferidos para outros alimentadores, será computado o tempo de chaveamento. Caso não seja possível realizar a transferência, deve-se seguir no sentido do ponto de interligação até encontrar outra seccionadora ou disjuntor, e repetir o procedimento. Esta opção é mais utilizada em sistemas elétricos de potência.

Para exemplificar este procedimento foi utilizado o sistema teste IEEE-RBTS Barra 2 [ABSGS91] mostrado na Figura 4.15. Em condições normais de operação, os quatro alimentadores da Figura 4.15 trabalham independentemente. Um alimentador somente sofrerá interferência de outro, no caso de existir uma contingência que torne necessário o fechamento de chaves NA. Nesta situação, alguns consumidores de um alimentador serão alimentados por um outro alimentador. No caso do sistema da Figura 4.15, a falha da linha de distribuição representada pelo *Elemento 8*, atuará o disjuntor na entrada do alimentador 1 (*Elemento 1*), e depois serão abertas as seccionadoras dos *Elementos 7 e 13*. Com isso, apenas os consumidores conectados aos pontos de carga LP-1 e LP-2 receberão energia do alimentador original (Alimentador 1). Os consumidores dos pontos de carga LP-3 e LP-4 deverão esperar o reparo da linha de distribuição do *Elemento 8*, e os demais consumidores (LP-5, LP-6 e LP-7) serão alimentados pelo alimentador 2, a partir do fechamento da chave NA que interliga os alimentadores 1 e 2 (*Elemento 500*). A potência destes três pontos de carga são respectivamente 566 kW, 454 kW e 454 kW, resultando em um total de

1.474 kW. Ao adotar uma capacidade máxima de 1.200 kW para a chave NA do *Elemento 500*, verifica-se que a transferência não pode ser efetuada. De acordo com a opção 2 do procedimento descrito anteriormente, a próxima seccionadora a ser acionada é a do *Elemento 19*, o que acarreta a inclusão dos pontos de carga LP-5 e LP-6 na área isolada. A soma das potências dos pontos de carga remanescente, neste caso apenas o LP-7, é 454 kW, que é inferior a capacidade máxima do ponto de interligação (1.200 kW) e, portanto, a transferência pode ser realizada.

Neste exemplo, a duração da interrupção experimentada pelos pontos de carga LP-5 e LP-6, deixou de ser o tempo de chaveamento para ser o tempo de reparo do *Elemento 8*. Esta alteração irá refletir na avaliação dos índices de confiabilidade. No capítulo 5 será apresentado um exemplo real em que a restrição de transferência de carga será aplicada.

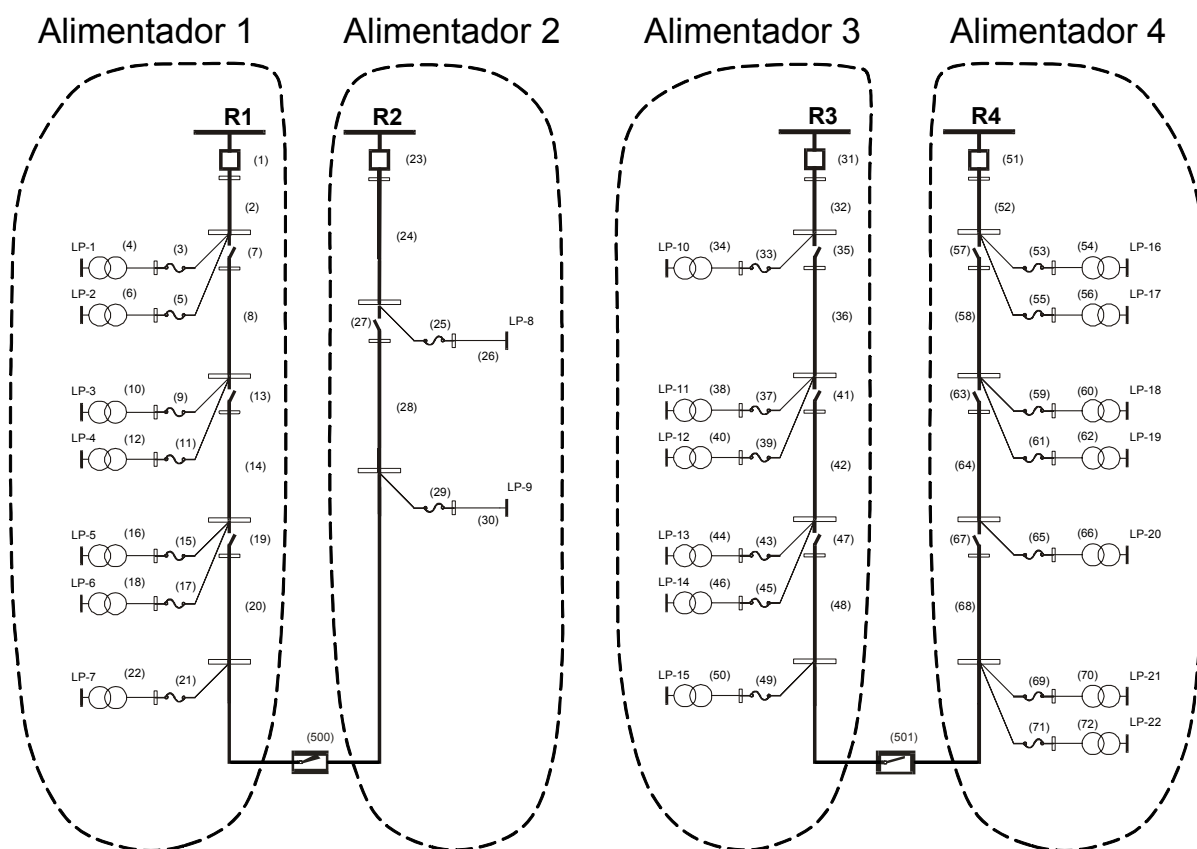


Figura 4.15 – Sistema IEEE-RBTS Barra 2.

O algoritmo proposto para realizar a restrição de transferência de carga, considerando o exemplo dado acima, pode ser descrito nas seguintes etapas:

- 1) Determina-se os caminhos mínimos e o conjunto de cortes mínimos conforme descrito na seção 4.1.8.
- 2) Para cada fonte do sistema é construída uma lista com todas as chaves normalmente abertas que podem transferir energia para outro alimentador, possibilitando restabelecer a energia devido a alguma falha no sistema. Nessa lista as chaves são armazenadas com as suas respectivas potências, conforme se pode observar na Figura 4.16.

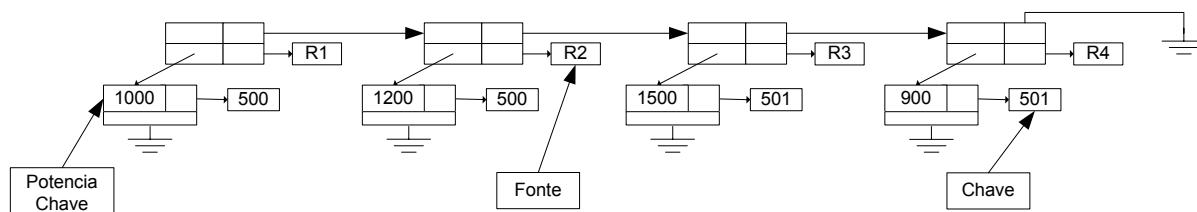


Figura 4.16 – Armazenamento das chaves que transferem energia para outro alimentador

- 3) A partir da identificação dos cortes de carga que somente podem ser restabelecidos com o fechamento de chaves NA, ou seja, transferindo-se cargas para um outro alimentador, seção 4.1.8, inicia-se o procedimento para verificar se existe restrição de transferência de carga. Para exemplificar este procedimento, será utilizado o mesmo corte do exemplo do sistema da Figura 4.15, uma falha *no Elemento 8*. Como foi verificado, uma falha *no Elemento 8* da Figura 4.15, acarreta a transferência dos pontos de carga LP-5, LP-6 e LP-7 do alimentador 1 para o alimentador 2.
- 4) Para os pontos de carga que serão transferidos para um outro alimentador constrói-se a estrutura de ponteiros mostrada na Figura 4.17.
- 5) A lista de objetos da Figura 4.17 é composta por:
 - ponteiro PC que aponta para o elemento que representa o ponto de carga;

- ponteiro CNA que aponta para uma estrutura de ponteiros que possui as características principais de um caminho NA que poderá transferir carga para um outro alimentador: proteções do caminho, potência da chave que transferirá carga e fonte do alimentador que receberá as cargas transferidas;
- ponteiro CH que aponta para a chave que transferirá carga para um outro alimentador;
- ponteiro SO que aponta para a fonte do alimentador que receberá as cargas que serão transferidas;
- ponteiro NA que aponta para a lista de proteções do caminho NA que permite a transferência carga para um outro alimentador. Por exemplo, o caminho do ponto de carga LP-5 até a fonte do alimentador que receberá as cargas transferidas (R2), considerando somente as proteções e de acordo com a Figura 4.15 é: 19, 500, 27 e R2.
- potência da chave apontada pelo ponteiro CH que pode transferir carga para outro ramal. Essa potência deverá ser fornecida como dado de entrada, conforme item 2 e Figura 4.16.
- potência da carga apontada pelo ponteiro PC. Essa potência também deverá ser fornecida com dado de entrada.

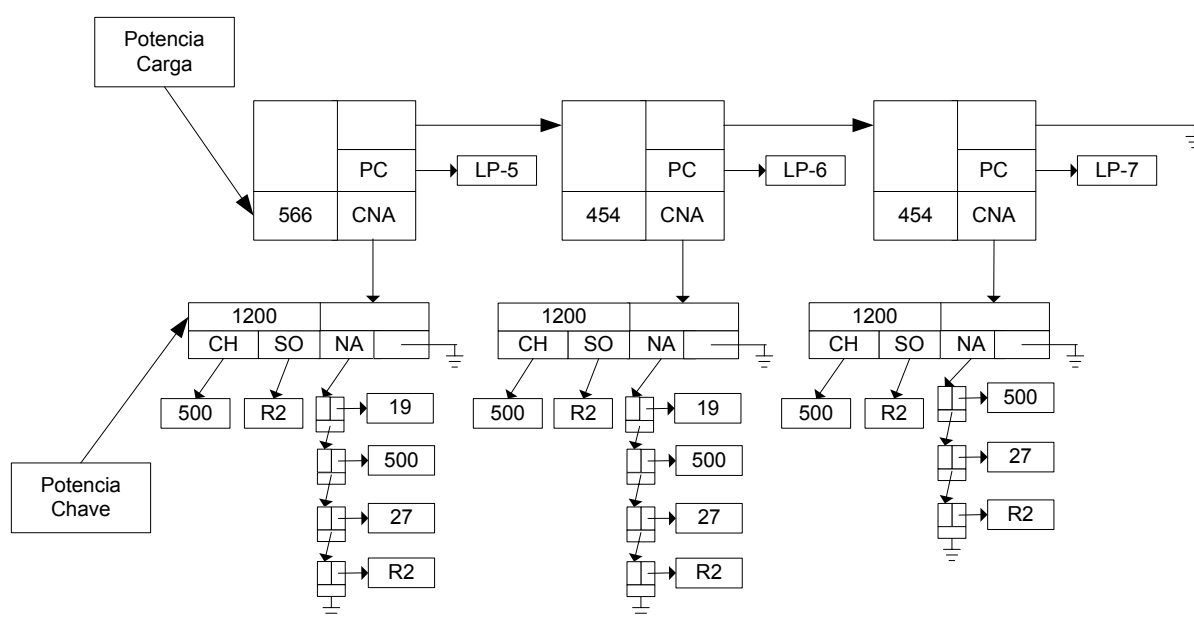


Figura 4.17 – Sistema para verificação de restrição de transferência de carga

- 6) É realizada uma somatória das potências dos pontos de carga que são transferidos para comparação com a capacidade máxima de transferência da chave. Caso a soma das potências das cargas não ultrapasse a capacidade máxima da chave o corte pode ser resolvido por um chaveamento NA.
- 7) Caso a potência da somatória das cargas seja maior que a capacidade máxima de transferência da chave deve-se limitar a potência transferida. Para este exemplo a somatória das potências das cargas de LP-5, LP-6 e LP-7 ($566 + 454 + 454 = 1.474$ kW) é maior que a potência da chave (1200 kW). Portanto algumas cargas não poderão ser transferidas.
- 8) Para limitar a potência transferida pode-se utilizar duas opções, conforme apresentado anteriormente:
 - 1 - uma lista de prioridades para realizar corte das cargas que não poderão ser transferidas;
 - 2 - uma lista de proteções partindo do elemento falhado no sentido da chave NA.Neste exemplo será utilizada a opção 2. De acordo com a Figura 4.15 essa lista de proteções é 19 e 500.
- 9) Pode-se verificar através da Figura 4.17, que o *Elemento 19* está presente na lista apontada pelo ponteiro NA dos pontos de carga LP-5 e LP-6. Portanto, caso a chave NF (*Elemento 19*) seja aberta os pontos de carga LP-5 e LP-6 serão incluídos na área isolada e, portanto não poderão ser transferidos para o alimentador 2, conforme pode ser observado na Figura 4.15. Então para esses pontos de carga o *Elemento 8* dever ser reparado para que a energia volte a ser transmitida.
- 10) Soma-se a potência dos pontos de carga que não foram incluídos na área isolada e novamente compara-se com a potência máxima de transferência da chave apontada pelo ponteiro CH, chave 500, conforme apresentado na Figura 4.17. Para o

exemplo tem-se o ponto de carga LP-7 (454kW), que possui uma potência inferior a capacidade máxima da chave 500 (1.200 kW). Portanto a energia do alimentador 2 pode ser transferida para o ponto de carga LP-7.

- 11) Caso a potência das cargas restantes fosse maior que a potência da chave 500 se deveria abrir a próxima proteção encontrada no item 8, aumentando a área isolada, e repetir esse procedimento até que somatória da potência das cargas seja menor que a potência da chave que transferirá carga para outros ramais.

4.1.10 Comparação do tempo computacional

O programa desenvolvido nesta dissertação foi comparado com outro programa similar [C98] que não possui as rotinas de otimização desenvolvidas neste trabalho. Os dois programas utilizam a mesma entrada de dados e fornecem os mesmos resultados. Portanto procurou-se observar o tempo de execução consumido para calcular os índices de confiabilidade de alguns sistemas de distribuição. Os resultados desta comparação podem ser observados na Tabela 4.2.

O ganho computacional, mostrado na Tabela 4.2, indica quantas vezes o programa desenvolvido é mais rápido que o programa não otimizado [C98]. Pode-se perceber que o tempo de execução do programa com rotina otimizada, desenvolvido nesta dissertação, é muito inferior se comparado com o programa que utiliza uma rotina não otimizada, e que quanto maior é o sistema, maior o número de ramos e/ou pontos de cargas, maior é essa diferença.

Tabela 4.2 – Tempo de execução para simulação de sistemas

Rotina do Programa	Sistema					
	1		2		3	
	Ramos	Pontos de Carga	Ramos	Pontos de Carga	Ramos	Pontos de Carga
	141	61	441	105	968	270
Otimizada	3 seg		10 seg		2 min 39 seg	
Não Otimizada	9 min 19 seg		32 min 49 seg		11 h 52min 3 seg	
Ganho Computacional	186		197		269	

Outros fatores que promoveram uma queda no tempo computacional e que não foram utilizados no programa com rotinas não otimizadas foram:

- Programação estruturada [DD01], que permite uma melhor manutenção do programa;
- Alocação dinâmica de memória, que permite uma utilização otimizada da memória do computador, ou seja, o programa utiliza somente a memória necessária para simulação de um determinado sistema elétrico;
- Ponteiros, que permitem um melhor gerenciamento dos dados do programa evitando que esses sejam duplicados.

4.2 COMENTÁRIOS

Neste Capítulo foi apresentada a modelagem computacional utilizada no programa desenvolvido para a determinação dos caminhos mínimos e determinação dos conjuntos de corte mínimos.

Inicialmente foi utilizado um exemplo para explicar a modelagem realizada no programa, onde foram apresentados todos os passos para identificar e diferenciar os tipos (modos) de falha. Existem três tipos de falha que acarretam cortes de carga em um determinado ponto de carga. O primeiro tipo de falha considera que não existe possibilidade de chaveamento e, portanto, a duração da interrupção percebida no ponto de carga é igual ao tempo de reparo do componente falhado. O segundo tipo de falha provoca interrupção no ponto de carga, porém existe a possibilidade de realizar chaveamento para isolar o defeito e restabelecer a energia. Com isso, o ponto de carga é interrompido somente o tempo necessário para efetuar os chaveamentos (abertura de chaves NF). O terceiro é último tipo de falha é semelhante ao anterior, porém é necessário o fechamento de chaves NA para restabelecer a energia no ponto de carga interrompido. Assim, a duração da falha também é igual ao tipo de chaveamento. Porém, neste caso, foi alterada a configuração do sistema, pois o ponto de carga passa a receber energia de um outro alimentador (fonte) e não de seu alimentador original. Nesta situação deve-se verificar se existe alguma restrição para se transferir as cargas para um outro alimentador, como foi comentado na seção 4.1.9

No próximo Capítulo será utilizado um sistema teste (IEEE-RBTS Barra 2) para validar o método proposto neste capítulo. Será utilizada também uma planta elétrica industrial suprida por um sistema de cogeração, onde serão efetuadas avaliações de confiabilidade e análises econômicas.

5 ESTUDO DE CASO

Realiza-se neste capítulo uma comparação dos resultados do programa desenvolvido com o sistema teste IEEE-RBTS [ABSGS91] para validação do programa computacional. Na seqüência será aplicado a uma instalação industrial com um sistema de cogeração. Através dos resultados se poderá verificar a influência da instalação de um sistema de cogeração nos índices de confiabilidade de uma rede elétrica industrial.

5.1 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO IEEE-RBTS BARRA 2

O sistema de distribuição IEEE-RBTS Barra 2 foi desenvolvido com o intuito de fornecer uma consistente fonte de referência para comparação de diferentes métodos e programas computacionais. Este sistema de distribuição contém os principais elementos encontrados em sistemas reais, mas é suficientemente *pequeno* para que possa ser facilmente analisado. Todos os detalhes deste sistema podem ser obtidos na referência [ABSGS91].

A Figura 5.1 reproduz o diagrama unifilar que representa o sistema de distribuição IEEE-RBTS Barra 2. Os resultados obtidos pelo programa desenvolvido foram comparados aos resultados apresentados na referência, e obteve-se erro máximo de 2% em relação ao sistema IEEE-RBTS Barra 2. A partir destes resultados considera-se que o programa desenvolvido é adequado ao cálculo de índices de confiabilidade em sistemas de distribuição. Os resultados do programa e os desvios em relação ao sistema IEEE-RBTS Barra 2 são apresentados na Tabela 5.1. Nesta tabela a coluna RBTS refere-se aos resultados que constam na referência [ABSGS91] enquanto a coluna Disser apresenta os resultados obtidos com o programa desenvolvido. A Coluna Desvio % apresenta a diferença percentual entre os dois valores. O índice FIC (Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora) é dado em falhas/ano, o índice EENS (Energia Esperada Não Suprida) em kWh/ano e o índice DIC (Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora) em horas/ano.

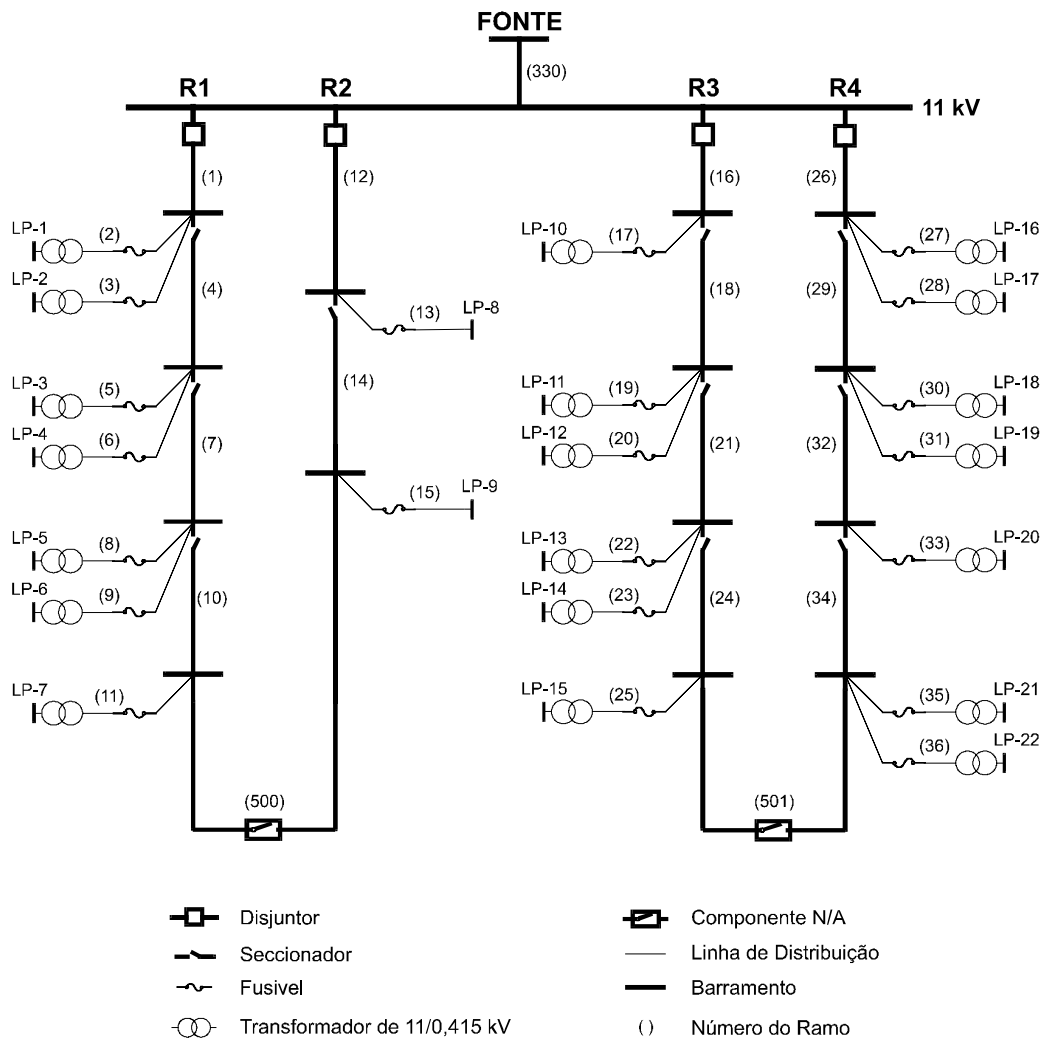


Figura 5.1 – Sistema de Distribuição IEEE-RBTS Barra 2

Tabela 5.1 – Comparação de resultados para o sistema IEEE-RBTS Barra 2.

Ponto de Carga	FIC			EENS			DIC		
	RBTS	Disser	Desvio %	RBTS	Disser	Desvio %	RBTS	Disser	Desvio %
LP - 1	0,240	0,240	0,000	14,90	14,795	0,705	3,580	3,555	0,698
LP - 2	0,253	0,253	0,000	14,40	14,292	0,750	3,640	3,620	0,549
LP - 3	0,253	0,253	0,000	14,40	14,286	0,792	3,640	3,618	0,604
LP - 4	0,240	0,240	0,000	14,90	14,788	0,752	3,580	3,553	0,754
LP - 5	0,253	0,253	0,000	14,40	14,285	0,799	3,640	3,618	0,604
LP - 6	0,250	0,250	0,000	14,51	14,405	0,724	3,630	3,602	0,771
LP - 7	0,253	0,253	0,000	14,24	14,124	0,815	3,600	3,578	0,611
LP - 8	0,140	0,141	0,714	3,89	3,824	1,697	0,540	0,538	0,370
LP - 9	0,140	0,141	0,714	3,60	3,526	2,056	0,500	0,496	0,800
LP - 10	0,243	0,244	0,412	14,73	14,609	0,821	3,580	3,557	0,642
LP - 11	0,253	0,253	0,000	14,40	14,285	0,799	3,640	3,618	0,604
LP - 12	0,256	0,257	0,391	14,29	14,168	0,854	3,660	3,635	0,683
LP - 13	0,253	0,253	0,000	14,19	14,070	0,846	3,590	3,564	0,724
LP - 14	0,256	0,257	0,391	14,08	13,955	0,888	3,610	3,581	0,803
LP - 15	0,243	0,244	0,412	14,73	14,599	0,889	3,580	3,556	0,670
LP - 16	0,253	0,253	0,000	14,40	14,292	0,750	3,640	3,620	0,549
LP - 17	0,243	0,244	0,412	14,78	14,664	0,785	3,590	3,571	0,529
LP - 18	0,243	0,244	0,412	14,73	14,602	0,869	3,580	3,556	0,670
LP - 19	0,256	0,257	0,391	14,24	14,115	0,878	3,650	3,621	0,795
LP - 20	0,256	0,257	0,391	14,24	14,114	0,885	3,650	3,621	0,795
LP - 21	0,253	0,253	0,000	14,19	14,069	0,853	3,590	3,564	0,724
LP - 22	0,256	0,257	0,391	14,08	13,954	0,895	3,610	3,581	0,803

5.2 APLICAÇÃO EM UM SISTEMA INDUSTRIAL

Nesta seção será realizada uma avaliação da confiabilidade, utilizando o programa computacional desenvolvido, de uma planta elétrica industrial que possui uma central de cogeração.

As centrais de cogeração são geralmente classificadas como *Topping cycle* ou *Bottoming cycle* [C01]. A instalação do tipo *Topping cycle* é mais usual e consiste na produção de energia mecânica por intermédio de uma máquina térmica que descarta calor para um processo qualquer. Na Figura 5.2 apresenta-se esquematicamente uma central desse tipo.

Já a instalação do tipo *Bottoming cycle* é uma modalidade menos comum de cogeração, em que o calor a altas temperaturas, rejeitado por processos industriais, é

aproveitado para gerar energia mecânica/elétrica. Na Figura 5.3 apresenta-se esquematicamente uma central desse tipo

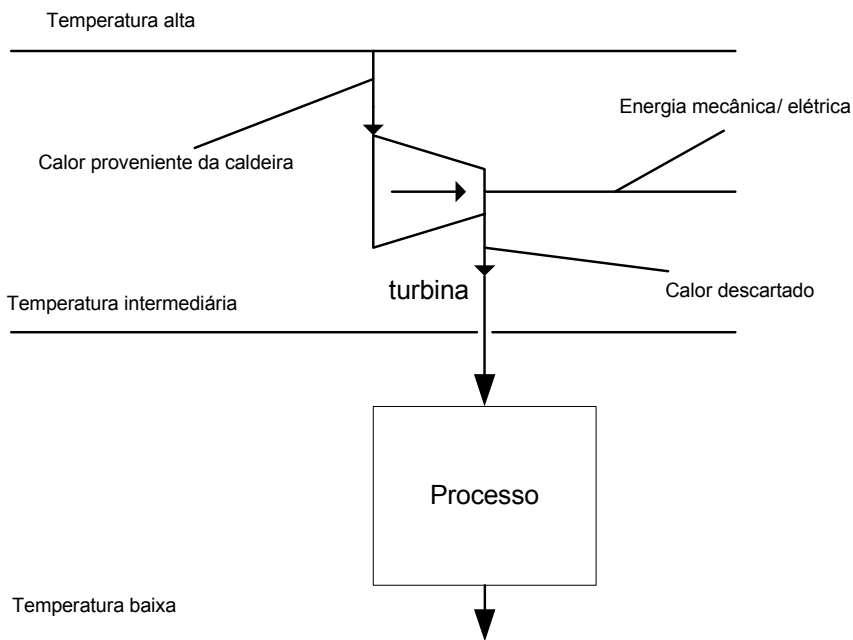


Figura 5.2 – Instalação de cogeração do tipo *Topping cycle*.

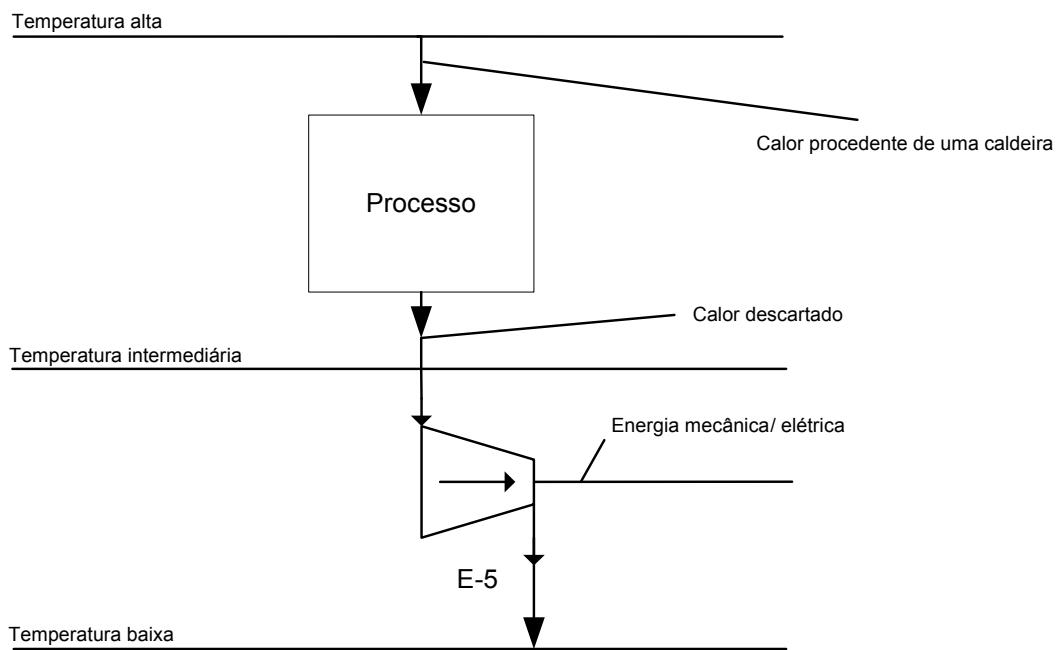


Figura 5.3– Instalação de cogeração do tipo *Bottoming cycle*.

Para critério de análise será assumido que a central de cogeração analisada neste trabalho pode ter a sua geração elétrica desligada sem qualquer prejuízo para a geração térmica. O esquema elétrico da planta industrial é apresentado na Figura 5.4. Além da central de cogeração, o sistema possui uma entrada de energia da concessionária e 25 pontos de carga que alimentam os processos da fábrica.

Para verificar a influência da central de cogeração nos índices de confiabilidade serão realizadas simulações com três tipos de configurações da central de cogeração:

- Simul1 - Sistema de cogeração produzindo energia permanentemente. Neste caso o sistema de cogeração fica permanentemente ligado a rede elétrica.
- Simul2 - Sistema de cogeração somente produzirá energia elétrica quando houver falha na rede da concessionária ou da própria subestação do sistema industrial, ou seja, o sistema somente é ligado rede industrial na ocorrência de uma falha na rede da concessionária ou da própria subestação do sistema industrial.
- Simul3 - Planta industrial sem um sistema de cogeração.

Em todas as simulações será considerado que a central de cogeração possui uma potência de 3200 kW e, portanto, não conseguirá suprir toda a carga da fábrica, que é de 4037 kW. A escolha das cargas prioritárias da indústria será feita através de uma lista de prioridade para abertura de disjuntores, como mostra a Tabela 5.2. Através da abertura desses disjuntores serão realizados cortes de cargas até que se atinja a capacidade de fornecimento da cogeração (3200 kW).

Tabela 5.2 – Sequência de abertura de disjuntores para descarte de cargas.

Seqüência de Descarte	Disjuntor	Carga	Potência
1°	DJ6	PC01	100.00
		PC02	100.00
	DJ9	PC03	100.00
		PC04	100.00
2°	DJ12	PC05	100.00
		PC06	100.00
	DJ15	PC07	100.00
		PC08	100.00
3°	DJ18	PC10	200.00
		PC15	290.00
	DJ28	PC18	300.00
		PC19	400.00
4°	DJ31	PC16	467.00
5°	DJ35	PC21	90.00
		PC22	90.00
		PC23	40.00
6°	DJ32	PC20	200.00
		PC24	200.00
		PC25	200.00
7°	DJ19	PC09	200.00
		PC11	100.00
		PC12	150.00
	DJ22	PC13	150.00
		PC14	100.00
		PC17	60.00

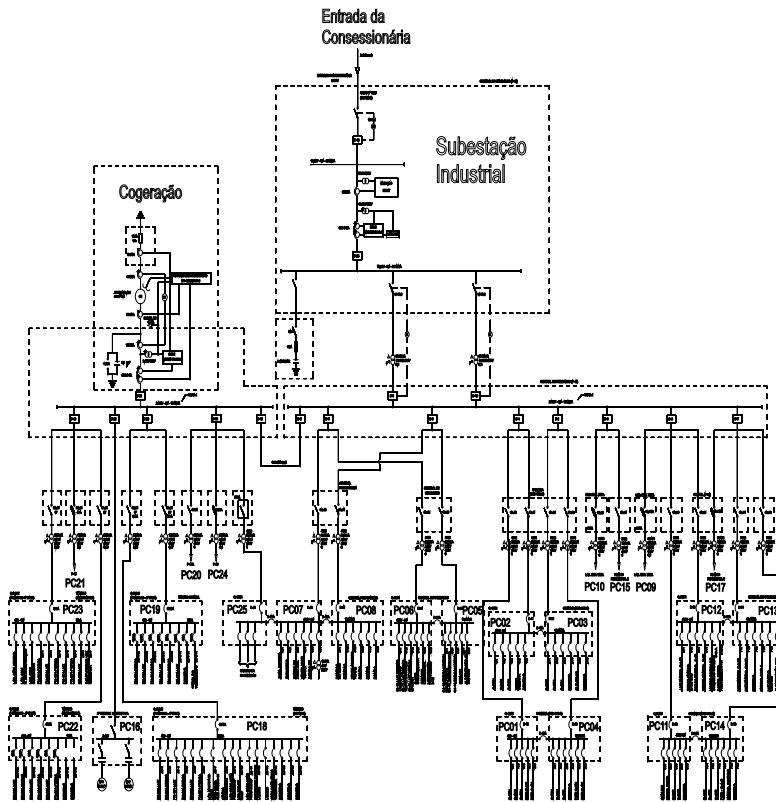


Figura 5.4– Esquemático de uma planta elétrica industrial

As taxa de falhas, tempos de reparo e tempos de chaveamento de cada equipamento são mostrados no Anexo A. Esses dados são baseados no histórico de falhas dos equipamentos e foram utilizados para análise dos três casos propostos. O tempo de chaveamento só é indicado para os dispositivos de proteção e manobra, pois estes são os responsáveis pela execução dos possíveis chaveamentos. Os pontos de carga e a central de cogeração (NOCOGER1) são considerados ideais, ou seja, com capacidade ilimitada e 100% confiáveis. A rede de entrada (LIGHT1) foi considerada com uma taxa de falha e tempo de reparo em acordo com dados da ANEEL para a cidade do Rio de Janeiro [A05], local onde se encontra a instalação industrial.

5.2.1 Caminhos mínimos e Conjunto de corte mínimos

O Anexo B apresenta os caminhos mínimos do ponto de carga PC12 para os três casos simulados. Cada caminho começa com o ponto de Carga PC12 e termina em uma fonte: LIGHT1 ou NOCOGER1. Pode-se perceber que existem dois caminhos normalmente fechados (NF) que consomem energia da fonte da concessionária (LIGHT1), para qualquer uma das simulações. No caso *simul1* há um caminho NF adicional para central de cogeração (NOCOGER1). Para os caminhos normalmente abertos (NA), verifica-se que em todos os casos simulados há seis caminhos NA que podem consumir energia da fonte da concessionária (LIGHT1). No caso *simul1* há mais 19 caminhos NA para a fonte de cogeração (NOCOGER1) e no caso *simul2* há mais 20 caminhos para fonte de cogeração (NOCOGER1). Os outros pontos de carga apresentam uma distribuição dos caminhos semelhantes a esse ponto de carga.

Os conjuntos de corte mínimos são a segunda saída de dados do programa para o estudo da confiabilidade do sistema industrial. Os cortes de primeira ordem para o ponto de carga PC12 são apresentados na Tabela 5.3. A tabela completa com os cortes de segunda ordem se encontra no Anexo C. O programa classifica os cortes de acordo com a possível solução para o restabelecimento da energia:

- Restabelecimento da energia através da abertura de uma chave NF. Neste caso a abertura de uma chave normalmente fechada (NF) isola a falha permitindo o restabelecimento da energia. Assim o sistema ficará indisponível

pelo tempo de chaveamento de uma chave NF. Os tempos de chaveamento dessas chaves são apresentados no Anexo A

- Restabelecimento da energia através do fechamento de uma chave NA. Neste caso também uma chave normalmente fechada (NF) é aberta para isolação da falha e, em seguida, uma chave normalmente aberta (NA) é fechada, permitindo o restabelecimento da energia. O fechamento de uma chave NA permite o restabelecimento da energia através de um caminho alternativo dentro do mesmo alimentador ou através de outro alimentador. No caso em questão, permite um caminho alternativo para a rede da concessionária ou para central de cogeração. Também nesse caso o sistema ficará indisponível pelo tempo de chaveamento de uma chave NA. Os tempos também são apresentados no Anexo A.
- Tempo de reparo. Nesse caso é necessário esperar o reparo do elemento defeituoso para se restabelecer a energia. O tempo de reparo é maior que o tempo de chaveamento, como pode ser observado no Anexo A, portanto, nesse caso o sistema ficará indisponível por mais tempo.

Observando a Tabela 5.3 percebe-se que, considerando todos os tipos de cortes de primeira ordem, o caso *simul1* possui 23 conjuntos de cortes, o caso *simul2* 33 conjuntos de cortes e o caso *simul3* também 33 conjunto de cortes. Deste modo, para a configuração *simul1*, que considera o sistema de cogeração ligado permanentemente, o ponto de carga PC12 terá o menor número de falhas em relação aos outros casos, conforme será visto através dos índices de confiabilidade. Embora o caso *simul2* possua o mesmo número de cortes que o caso *simul3* e, portanto, o mesmo número de falhas, pode-se concluir que para o primeiro caso o sistema fica indisponível por um tempo menor, pois o caso *simul3* possui mais cortes com tempo de reparo, o que conduz a uma maior indisponibilidade do sistema.

Tabela 5.3 – Cortes de primeira ordem para o ponto de carga PC12.

	Tipos de corte		Sistema de Cogeração		
			Simul1	Simul2	Simul3
Cortes de primeira Ordem	Tempo de Chaveamento	Solução do corte através da abertura de uma chave NF	NO1025 D_60 TR_60T3 TR_60AT3	NO1025 D_60 TR_60T3 TR_60AT3 TRA-a-01 TRA-a-02 LID-a-04 LID-a-05	NO1025 D_60 TR_60T3 TR_60AT3 TRA-a-01 TRA-a-02 LID-a-04 LID-a-05
		Solução do corte através do Fechamento de uma chave NA	DJR01 DJR02 DJR03 DJR04 DJR05 DJR06 DJR07 DJR08 DJR09 DJR10 SEC_60 SEC_60A SEC_61 TR_61T3 LID-b-11 LID-b-13 LID-b-12	DJR01 DJR02 DJR03 DJR04 DJR05 DJR06 DJR07 DJR08 DJR09 DJR10 DJR-a-14 DJR-a-24 SEC_60 SEC_60A SEC_61 SEC-a-01 SEC-a-03 SEC-a-04 TR_61T3 LID-a-01 LID-b-11 LID-b-12 LID-b-13	TR_61T3 SEC_60 SEC_60A SEC_61 LID-b-11 LID-b-12 LID-b-13

Tabela 5.3 - Cortes de primeira ordem para o ponto de carga PC12 (continuação).

	Tipos de corte	Sistema de Cogeração		
		Simul1	Simul2	Simul3
Cortes de primeira Ordem	Tempo de reparo	PC12 D_61	PC12 D_61	NO1031 DJR01 DJR02 DJR03 DJR04 DJR05 DJR06 DJR07 DJR08 DJR09 DJR10 D_61 DJR-a-14 DJR-a-24 SEC-a-01 SEC-a-03 SEC-a-04 LID-a-01

5.2.2 Índices de confiabilidade

A Tabela 5.4 apresenta os índices de confiabilidade obtidos através do programa computacional desenvolvido. Os gráficos das Figuras 5.5, 5.6 e 5.8 apresentam os resultados para alguns pontos de carga do sistema elétrico industrial da Figura 5.4. Nas tabelas o índice FIC é dado em falhas/ano e o índice DIC em horas/ano.

Pode-se observar na Figura 5.5, que a taxa de falha (índice FIC) quando se utiliza o sistema descrito na *simul1* é menor quando comparado aos outros dois casos. Este resultado já era esperado, pois existe uma redundância na alimentação do sistema, e somente quando as duas fontes de alimentação (NOCOGER1 e LIGHT1) falharem a energia será interrompida (sistema paralelo).

A frequência de falhas (índice FIC) para o sistema *simul3* é menor do que para um sistema *simul2*. Ao se considerar apenas os cortes de primeira ordem o valor do índice FIC será o mesmo para ambos os casos, como pode ser observado na Tabela 5.5. Porém, o número de cortes de segunda ordem para o caso *simul2* é maior do que no caso *simul3*. Este fato pode ser verificado no Anexo B. O maior número de cortes

de segunda ordem ocorre porque após a falha de um elemento do sistema que leva a uma transferência de carga para a central de cogeração, ocorre uma mudança na topologia deste. Caso ocorra uma falha que provoque falta de energia nesta nova configuração, haverá dois elementos falhados no sistema: o primeiro elemento que provocou a transferência de carga e um segundo elemento que provocou a falta de energia. Esses dois elementos formam um novo conjunto de corte de segunda ordem, ou seja, um novo modo de falha. Portanto, para o caso *simul2* haverá mais conjuntos de corte de segunda ordem, determinando um maior número de falhas. Deve-se ressaltar que a diferença entre o índice FIC entre os casos *simul2* e *simul3* é muito pequena, em torno de 3%. Apesar do índice FIC ser um pouco maior para o caso *simul2*, a inclusão dos sistema de cogeração através de uma chave NA reduziu substancialmente a indisponibilidade do sistema, como será observado no gráfico índice DIC, a seguir.

Tabela 5.4 – Índice FIC e DIC para os pontos de carga do sistema industrial da
 Figura 5.4

Pontos de Carga	Sistema de Cogeração					
	Simul1		Simul2		Simul3	
	FIC	DIC	FIC	DIC	FIC	DIC
PC01	9,81	58,15	10,10	58,44	9,79	58,66
PC02	9,81	58,15	10,10	58,44	9,79	58,66
PC03	9,81	58,15	10,10	58,44	9,79	58,66
PC04	9,81	58,15	10,10	58,44	9,79	58,66
PC05	9,79	58,66	10,08	58,95	9,78	58,65
PC06	9,8	58,19	10,08	58,95	9,78	58,65
PC07	9,8	58,14	10,09	58,96	9,78	58,65
PC08	9,79	58,66	10,09	58,96	9,78	58,65
PC09	0,42	10,86	10,08	19,03	9,78	69,12
PC10	9,72	67,77	10,01	68,07	9,71	67,77
PC11	0,45	0,409	10,10	8,57	9,79	58,66
PC12	0,45	0,408	10,09	8,57	9,79	58,66
PC13	0,49	0,445	10,13	8,60	9,83	58,69
PC14	0,49	0,445	10,13	8,61	9,83	58,69
PC15	9,72	67,77	10,01	68,07	9,71	67,77
PC16	0,17	6,352	10,00	14,60	9,69	64,69
PC17	0,46	13,82	10,11	21,99	9,81	72,08
PC18	0,25	7,108	10,07	15,35	9,77	65,44
PC19	0,25	8,321	10,08	16,58	9,77	66,66
PC20	0,37	12,54	10,19	20,84	9,89	70,93
PC21	0,33	9,143	10,15	17,39	9,85	67,48
PC22	0,33	9,143	10,15	17,40	9,85	67,48
PC23	0,33	9,129	10,15	17,38	9,85	67,47
PC24	0,37	12,53	10,19	20,83	9,89	70,92
PC25	0,4	0,372	10,21	8,67	9,90	58,75

Tabela 5.5– Índice FIC de primeira e segunda ordem para os pontos de carga do sistema industrial da Figura 5.4

Pontos de Carga	FIC					
	Sistema de Cogeração					
	Simul1		Simul2		Simul3	
	1º ordem	2º ordem	1º ordem	2º ordem	1º ordem	2º ordem
PC1	9,77	0,037	9,77	0,324	9,77	0,020
PC2	9,77	0,037	9,77	0,324	9,77	0,020
PC3	9,77	0,037	9,77	0,324	9,77	0,020
PC4	9,77	0,037	9,77	0,324	9,77	0,020
PC5	9,76	0,030	9,76	0,316	9,76	0,019
PC6	9,76	0,034	9,76	0,316	9,76	0,019
PC7	9,76	0,035	9,76	0,324	9,76	0,019
PC8	9,76	0,030	9,76	0,324	9,76	0,019
PC9	0,42	0,005	9,78	0,299	9,78	0,000
PC10	9,71	0,001	9,71	0,297	9,71	0,000
PC11	0,42	0,029	9,78	0,319	9,78	0,015
PC12	0,42	0,029	9,78	0,311	9,78	0,015
PC13	0,45	0,035	9,81	0,315	9,81	0,019
PC14	0,45	0,036	9,81	0,323	9,81	0,019
PC15	9,71	0,001	9,71	0,300	9,71	0,000
PC16	0,17	0,000	9,69	0,304	9,69	0,000
PC17	0,45	0,005	9,81	0,303	9,81	0,000
PC18	0,25	0,000	9,77	0,298	9,77	0,000
PC19	0,25	0,000	9,77	0,306	9,77	0,000
PC20	0,37	0,003	9,88	0,301	9,88	0,001
PC21	0,33	0,000	9,85	0,298	9,85	0,000
PC22	0,33	0,000	9,85	0,305	9,85	0,000
PC23	0,33	0,000	9,85	0,300	9,85	0,000
PC24	0,37	0,003	9,88	0,301	9,88	0,001
PC25	0,37	0,031	9,88	0,324	9,88	0,019

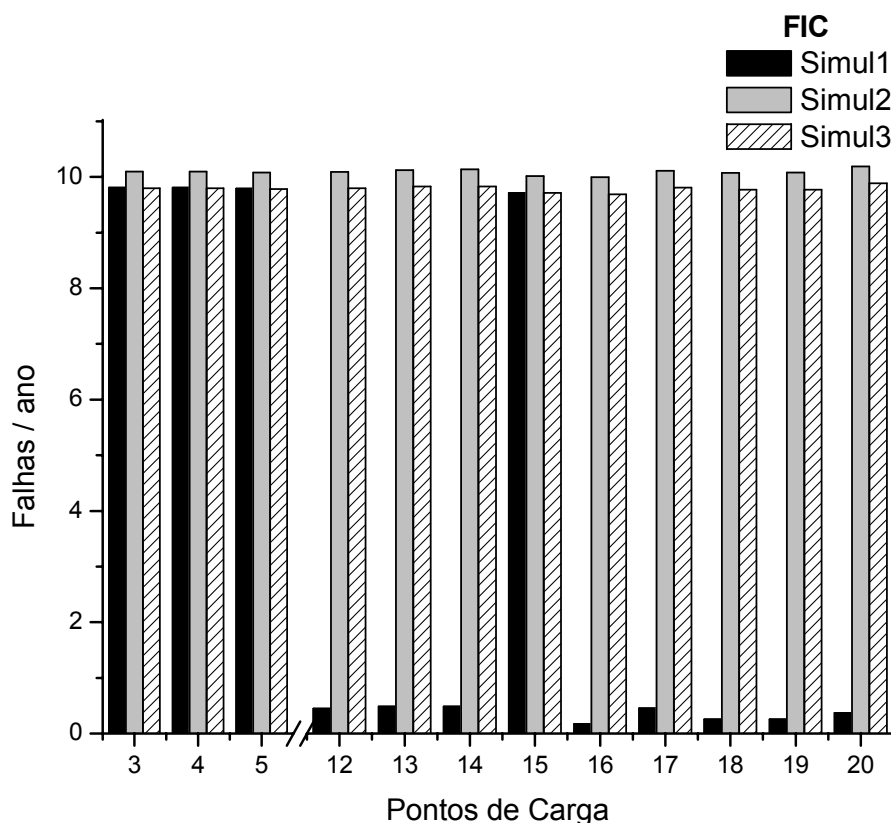


Figura 5.5 – Índice FIC para o sistema da Figura 5.4.

Analisando a Figura 5.6, pode-se verificar que o índice DIC é menor para o caso *simul1*, pois existe uma redundância na alimentação do sistema e somente quando as duas fontes de alimentação (NOCOGER1 e LIGHT1) falharem a energia será interrompida. Para o caso *simul2*, observa-se que o índice DIC também é menor quando comparado com o caso *simul3*. Através das Figuras 5.5 e 5.6 pode-se verificar que, embora a frequência de falhas (FIC) seja ligeiramente maior para o caso *simul2*, o tempo que o sistema fica sem energia (DIC) é menor no caso *simul2* do que para o caso *simul3*. Isto ocorre porque no caso *simul3* não existe a possibilidade de parte das cargas do sistema serem alimentadas pela cogeração. Portanto, o caso *simul3* possui um maior número de cortes que necessitam reparo do equipamento, ou seja, cortes com tempo de reparo.

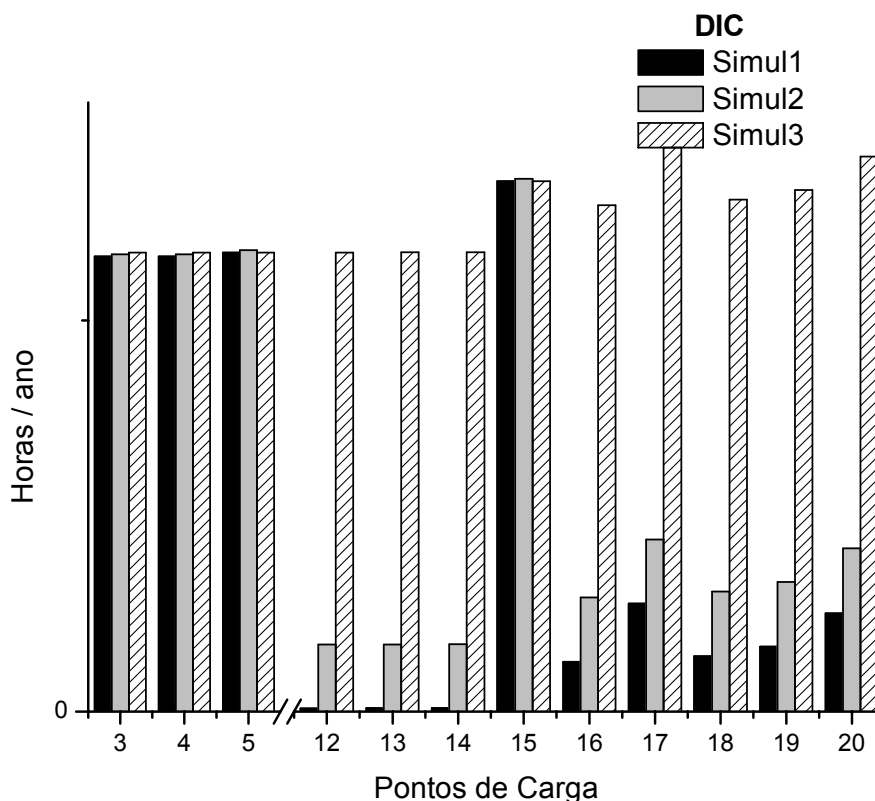


Figura 5.6 – Índice DIC para o sistema da Figura 5.4.

5.2.3 Análise de custo

O planejamento e a operação dos Sistemas Elétricos de Distribuição e de Plantas Industriais estão intimamente ligados a fatores econômicos. Dado que as análises de confiabilidade são normalmente baseadas em índices de desempenho do sistema e dos pontos de carga, é importante que estes índices também estejam associados a aspectos econômicos. No caso dos índices de continuidade brasileiros (FEC, DEC, DIC, FIC e DMIC) a legislação [ANEEL00] prevê penalidades às concessionárias que não atenderem as metas. O índice ENS (Energia Esperada Não Suprida [kWh/ano]), apesar de não constar na legislação brasileira, é um dos mais importantes a ser controlado pelas concessionárias.

O impacto econômico de uma interrupção depende, dentre outros fatores, do índice citado acima (ENS em kWh/ano) e do custo unitário da interrupção (\$/kWh). Estes custos são obtidos através de um estudo econômico específico, que avalia o dano

causado pela interrupção de energia em cada classe consumidora: residencial, comercial, industrial, etc. O custo unitário da interrupção (UC – *Unit Interruption Cost*) depende de diversas características, tais como duração, frequência, período de ocorrência, profundidade do corte de carga e localização geográfica. Pesquisas anteriores indicam uma grande variação nos custos unitários de interrupção de cada classe, com valores que vão desde US\$ 1/kWh para áreas residenciais até mais de US\$ 50/kWh para escritórios comerciais [E89]. A Tabela 5.6, obtida da Ontário Hydro [E89], ilustra a variação do UC em função da duração r da falha. Estes dados podem, também, ser visualizados na forma gráfica na Figura 5.7.

Tabela 5.6 – Custo Unitário de Interrupção da Ontário Hydro (Canadá)

Nº	Duração [horas]	Residencial [\$/kWh]	Comercial [\$/kWh]	Industrial [\$/kWh]
1	0,0	0,8	6,4	15,1
2	1,0	0,4	3,1	7,8
3	4,0	0,3	7,7	4,3
4	8,0	0,2	8,7	3,2

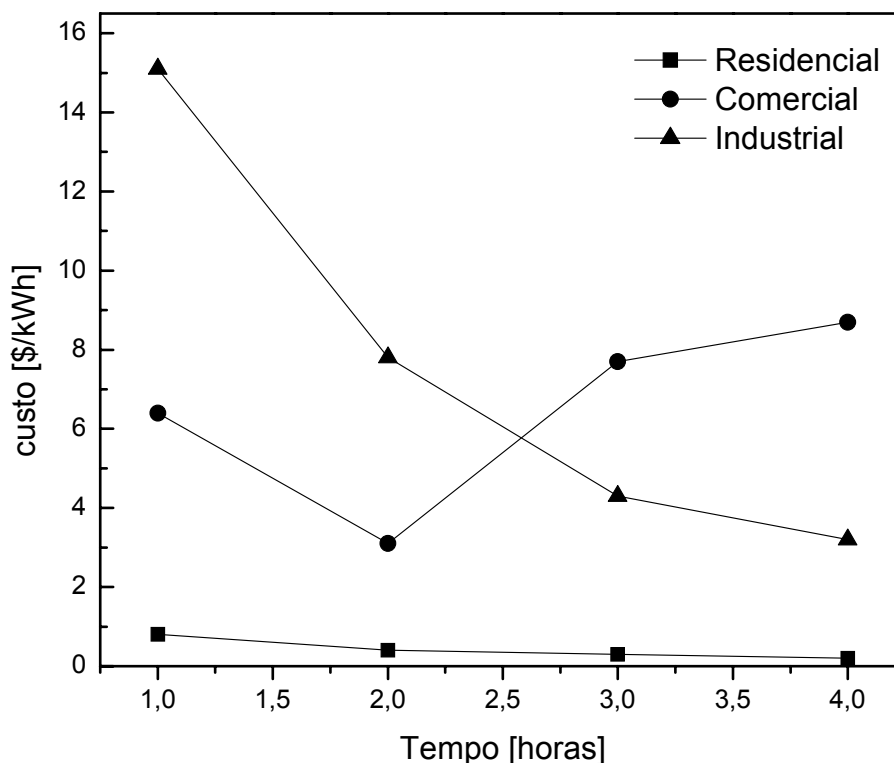


Figura 5.7 – Gráfico do Custo Unitário de Interrupção da Ontário Hydro

Em sistemas reais, um ponto de carga pode alimentar mais de uma classe de consumidores. Nestes casos, o custo unitário pode ser ponderado pelo fator de proporção de cada classe de consumidores no ponto de interesse, determinando um Custo Unitário Médio (UCM) para cada ponto de carga do sistema. Este procedimento pode ser representado pela fórmula:

$$UCM_i = FP_{R_i}UC_R + FP_{C_i}UC_C + FP_{I_i}UC_I \quad [$/kWh] \quad (5.1)$$

onde,

- UCM_i - Custo unitário médio de interrupção do ponto de carga i [\$/kWh];
- FP_{R_i} - Fator de proporção relativo à área residencial do ponto de carga i [pu];
- UCR - Custo unitário de interrupção relativo à área residencial [\$/kWh];
- FP_{C_i} - Fator de proporção relativo à área comercial do ponto de carga i [pu];
- UCC - Custo unitário de interrupção relativo à área comercial [\$/kWh];
- FP_{I_i} - Fator de proporção relativo à área industrial do ponto de carga i [pu];
- UCI - Custo unitário de interrupção relativo à área industrial [\$/kWh].

Com as metodologias expostas na seção 2.2, pode-se obter a duração média da falha (r) para cada ponto de carga. Entretanto, se este tempo calculado não possuir o mesmo valor que os tempos apresentados na Tabela 5.6, realiza-se uma interpolação entre os dois tempos mais próximos. Esta interpolação é determinada através da fórmula:

$$UC_i = UC_{k-1} + (r_i - t_{k-1}) \left(\frac{UC_k - UC_{k-1}}{t_k - t_{k-1}} \right) \quad [$/kWh] \quad (5.2)$$

onde,

- UC_i - Custo unitário calculado relativo ao ponto de carga i;
- UC_{k-1} - Custo unitário relativo ao tempo tk-1;
- tk-1 - Tempo fornecido pela tabela e imediatamente inferior a duração média de falha para o ponto de carga i (ri);
- ri - Duração média da falha relativa ao ponto de carga i;
- UC_k - Custo unitário relativo ao tempo tk;

- t_k : - tempo fornecido pela tabela e imediatamente superior a duração média de falha para o ponto de carga i (r_i).

Multiplicando-se o custo médio unitário (UCMi) pela duração média de falha (r_i), de um determinado ponto de carga, obtém-se o custo da interrupção de energia LOLCi (*Loss Of Load Cost*) para este ponto de carga, ou seja:

$$LOLC_i = UCM_i r_i \quad [\text{US\$}] \quad (5.3)$$

Ao somar o Custo da Interrupção de todos os pontos de carga, obtém-se o Custo da Interrupção do Sistema (LOLCS).

$$LOLC_S = \sum_{i=1}^{NPC} LOLC_i \quad [\text{US\$}] \quad (5.4)$$

onde,

- NPC - número total de Pontos de Carga.

Como o sistema analisado é uma planta industrial, os pontos de carga serão considerados todos como sendo do setor industrial. Os valores dos índices LOLC para os três casos de simulação são mostrados na Figura 5.8 e na Tabela 5.7.

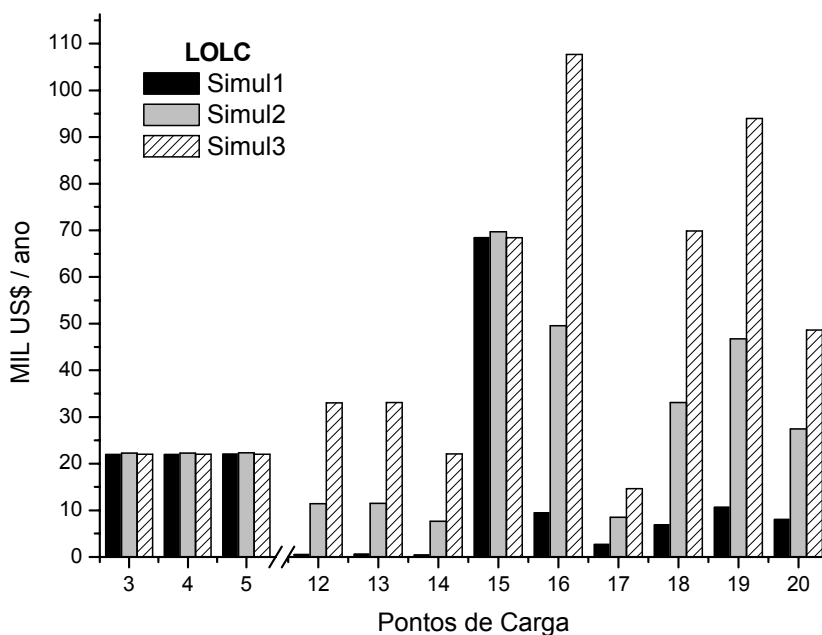


Figura 5.8 – Índice LOLC para o sistema da Figura 5.4.

Tabela 5.7 – Índice LOLC para os pontos de carga do sistema industrial da

Figura 5.4

Pontos de Carga	Sistema de Cogeração		
	Simul1	Simul2	Simul3
	LOLC	LOLC	LOLC
PC01	21.923	22.256	22.016
PC02	21.923	22.256	22.016
PC03	21.923	22.256	22.016
PC04	21.923	22.256	22.016
PC05	22.015	22.352	22.002
PC06	21.920	22.352	22.002
PC07	21.909	22.361	22.002
PC08	22.015	22.361	22.002
PC09	6.948	25.740	47.779
PC10	47.193	48.060	47.189
PC11	345	7.633	22.015
PC12	518	11.440	33.022
PC13	561	11.481	33.084
PC14	374	7.660	22.057
PC15	68.429	69.701	68.424
PC16	9.493	49.530	107.680
PC17	2.653	8.484	14.615
PC18	6.824	33.110	69.859
PC19	10.651	46.729	93.962
PC20	8.027	27.427	48.614
PC21	2.633	10.904	21.350
PC22	2.633	10.909	21.350
PC23	1.169	4.844	9.488
PC24	8.018	27.415	48.610
PC25	615	15.431	44.281

Através da Figura 5.8, verifica-se que o índice LOC para casos *simul1* e *simul2* é menor que para o caso *simul3*. O gráfico da Figura 5.9 mostra o rendimento que se teria com a implantação de uma central de cogeração em um sistema industrial, considerando as duas configurações: *simul1* e *simul2*. Os dados são obtidos através da diferença da LOLC dos casos *simul1* e *simul2* em relação ao caso *simul3*. Esses dados podem ser considerados no amortecimento do capital investido na instalação de uma

central de cogeração. Os custos de uma central de cogeração podem ser calculados através de uma metodologia proposta em [S94, T99]. Porém essa metodologia não considera o capital que se ganha com o aumento de confiabilidade na rede industrial com a implantação de uma central de cogeração.

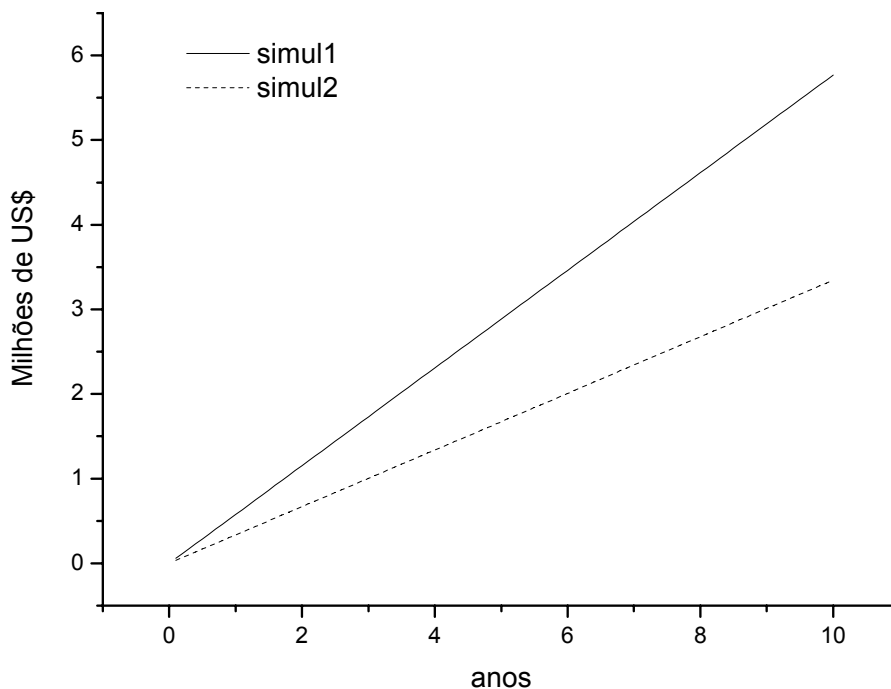


Figura 5.9 – Rendimentos devido à implantação de uma central de cogeração

5.3 PLANEJAMENTO DO SISTEMA

Através dos dados dos arquivos que o programa computacional desenvolvido proporciona sobre caminhos mínimos, conjuntos de corte e índices de confiabilidade, pode-se fazer um planejamento do sistema de distribuição industrial de modo a obter uma maior confiabilidade do sistema a um menor custo.

Através dos índices calculados pode-se também avaliar quais são os pontos de carga críticos, ou seja, aqueles que possuem os maiores índices FIC e DIC do sistema. Caso esses pontos sejam importantes, pode-se modificar o sistema elétrico para melhorar a confiabilidade em pontos específicos.

Para processos industriais, normalmente se deseja obter o menor número de falhas possível, pois a ocorrência de uma falha pode acarretar um grande período de

parada na produção. Por exemplo, em uma indústria têxtil uma falta de energia provocará uma desregulagem em quase todas as máquinas. Neste caso, algumas horas serão necessárias para regular novamente as máquinas para que a indústria volte a produzir, acarretando um grande prejuízo a empresa. Portanto, um tempo de reparo pequeno ou um chaveamento não diminuirá o prejuízo causado pela parada de produção, pois o tempo de retomada de produção (retirada das bobinadeiras, reajuste das máquinas, etc) é bem superior ao tempo de reparo e/ou chaveamento. Neste caso o mais importante é obter um menor número de falhas (menor índice FIC). Deste modo, para uma planta industrial que possui um sistema de cogeração, é preferível deixá-lo ligado permanentemente ao sistema. Além do mais, um sistema de controle para ligar e desligar a parte de geração elétrica de uma central de cogeração sem afetar a geração térmica pode ser inviável técnica e economicamente. A mesma análise pode ser feita utilizando-se um gerador diesel onde, neste caso, não existe restrição quanto ao ligamento e desligamento da geração elétrica.

Uma outra análise de confiabilidade pode ser realizada através dos conjuntos de corte mínimos. Por exemplo, para o ponto de carga PC12 e considerando a caso *simul2*, os conjuntos de cortes de 1ª e de 2ª ordem determinados pelo programa desenvolvido são mostrados no Anexo C. Neste caso os cortes de segunda são responsáveis por apenas 3% na formação dos valores totais dos índices de confiabilidade e, normalmente, podem ser desprezados. Portanto, os cortes de primeira ordem são determinantes no valor dos índices. Na Tabela 5.3 pode-se encontrar vários cortes de primeira ordem, porém os disjuntores, chaves seccionadoras e transformadores geralmente possuem taxas de falha baixas. Por isso, ao se considerar o ponto de carga PC12 os elementos que mais influenciam para a deterioração da confiabilidade são as linhas de transmissão LID-b-01, LID-a-04, LID-a-05, LID-b-11, LID-b-12 e LID-b-13. Como uma falha causada por esses elementos pode ser solucionada através de um chaveamento, se torna difícil conseguir uma diminuição do índice DIC. Entretanto, como já comentado, em uma planta industrial a maior preocupação está relacionada ao número de falhas, índice FIC. Para se obter uma redução no índice FIC é necessário melhorar a taxa de falha dos equipamentos. Como o conhecimento prévio de quais equipamentos mais contribuem para o aumento do

índice FIC, (componentes que provocam cortes de primeira ordem) é possível estabelecer uma política mais eficiente para a redução do número de falhas na rede elétrica industrial. No caso do ponto de carga PC12, a diminuição da taxa de falha das linhas LID-b-01, LID-a-04, LID-a-05, LID-b-11, LID-b-12 e LID-b-13 provocará uma queda de seu índice FIC. A melhora da taxa de falhas pode ser obtida com a troca por linhas mais modernas ou com uma manutenção preventiva mais eficaz.

O índice DIC pode ser reduzido com a redução do tempo de chaveamento. Uma equipe de manutenção poderia estar posicionada próxima aos pontos de carga mais críticos, reduzindo o tempo para se isolar a falha através de um chaveamento.

O índice DIC também pode ser reduzido através de um reparo mais rápido dos elementos que provocam um corte do tipo *Tempo de Reparo*. Isto pode ser obtido através de um treinamento específico e de um posicionamento mais adequado da equipe de manutenção.

Existem varias configurações possíveis que podem levar a melhora da confiabilidade de um sistema, e uma maneira rápida de se verificar qual ação provocaria um melhor resultado, considerando a melhor relação custo/benefício, é obtida através da simulação do sistema no programa computacional desenvolvido nessa Dissertação. Através da metodologia proposta pode-se modificar o sistema através de um processo iterativo até que se tenha a melhor alternativa para a configuração do sistema, otimizando os recursos financeiros.

5.4 COMENTÁRIOS

Neste Capítulo, o programa computacional desenvolvido foi validado através da comparação com os resultados do sistema teste IEEE-RBTS [ABSGS91]. Após a validação do programa foi realizada uma avaliação preditiva da confiabilidade para um sistema industrial, onde se comparou os índices de confiabilidade para três situações:

- 1) planta elétrica industrial interligada permanentemente a um sistema de cogeração;
- 2) Planta elétrica industrial interligada a um sistema de cogeração somente através de uma chave NA. O que faz com que, somente no caso de falha na rede da concessionária é que a cogeração fornecerá energia elétrica;

3) Planta industrial sem um sistema de cogeração.

A análise realizada mostra a rentabilidade conseguida devido à redução nas paradas de produção para os casos 1º e 2º, ou seja, devido à implantação de uma central de cogeração.

6 CONCLUSÃO

Esta dissertação apresentou as principais definições sobre confiabilidade em sistemas de distribuição e linguagem orientada a objetos. Também foi apresentado uma nova metodologia para determinação dos caminhos mínimos, utilizando uma estrutura em árvore. Essa nova metodologia juntamente com a otimização realizada na identificação dos conjuntos de corte mínimos, necessários para o cálculo de confiabilidade dos Sistemas Elétricos, proporcionou a criação de um programa que apresenta baixo consumo de memória e alta performance o que levou a obtenção de pequena utilização de tempo computacional na realização de análises de confiabilidade. O programa foi validado através de um sistema padrão, o que permite afirmar que o mesmo pode ser utilizado para avaliar parâmetros de confiabilidade de sistemas reais. Como exemplo de aplicação foi utilizado um sistema de distribuição industrial. Nesse sistema foi avaliado a influência de uma central de cogeração na análise de confiabilidade, e pode-se verificar uma grande diminuição nos custos devido a redução de paradas na produção.

As principais contribuições já realizadas neste trabalho foram:

- Desenvolvimento de um programa computacional utilizando programação orientada a objetos, o que possibilitou uma melhor utilização dos recursos computacionais.
- Utilização de alocação dinâmica de memória produzindo um programa que se adapta automaticamente a sistemas de distribuição e redes industriais de diversos números de elementos.
- Otimização no tempo computacional gasto na obtenção dos caminhos mínimos através da modelagem utilizada na procura desses caminhos.
- Otimização na determinação dos conjuntos de corte mínimos, o que levou a um menor consumo no tempo computacional.
- Possibilidade de utilização de uma rotina de restrição de transferência de carga com duas alternativas: corte de cargas através de uma lista de prioridades ou corte de cargas de acordo com a proximidade da falha, ou seja, as cargas mais próximas à falha são retiradas primeiro.

- Possibilidade de incluir o ganho de capital com implantação de uma central de cogeração. A análise realizada verificou que a instalação de uma central de cogeração provoca um menor número de interrupções de energia e paradas de produção. O custo da parada de produção pode ser verificado pelo índice LOLC (*Loss of Load Cost*).

De forma a dar continuidade aos estudos e melhorar os modelos apresentados, apresenta-se a seguir algumas possibilidades que podem ser exploradas em trabalhos futuros:

- Desenvolvimento de uma interface gráfica para o programa proposto, com o intuito de manter uma comunicação amigável com o usuário.
- Verificar para um caso real a influência da confiabilidade no retorno de capital devido a instalação da cogeração em um planta industrial através da realização de uma análise técnica/financeira que leve em consideração a confiabilidade. Esta análise pela avaliação do custo da parada da produção (índice LOLC) deve tornar possível estimar o amortecimento do capital investido (payback) da cogeração em relação a melhora da confiabilidade que pode ser obtida.
- Acrescentar ao programa desenvolvido um módulo que permita calcular as distribuições de probabilidade dos índices de confiabilidade, utilizando simulação Monte Carlo Cronológica ou outro método similar.

REFERÊNCIAS

- [ABBG94] Allan, R. N.; Billinton, R.; Breipohl, A. M.; Grigg, C. H. “Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1987-1991”, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 9, n° 1, pp. 41-49, Feb./1994.
- [ABBG99] Allan, R. N.; Billinton, R.; Breipohl; Grigg, C. H. “Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1992-1996”, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 14, n° 1, pp. 51-57, Feb./1999.
- [ABL84] Allan, R. N.; Billinton, R.; Lee, S.H. “Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1977-1982”, IEEE Trans. on Power Apparatus Systems, vol. PAS-103, n° 2, pp. 275-282, Feb./1984.
- [ABO76] Allan, R. N.; Billinton, R.; Oliveira, M. F. “Reliability Evaluation of the Electrical Systems with Switching Actions”, Proc. IEE, vol. 23, pp. 325-330, Apr./1976.
- [AOB77] Allan, R. N.; Oliveira, M. F.; Billinton, R. “Reliability Evaluation of the Auxiliary Electrical Systems of Power Stations”, IEE Trans. on Power Apparatus Systems, vol. PAS-96, n° 5, pp. 1441-1449, Sep. - Oct./1977.
- [ABSGS91] Allan, R. N.; Billinton, R.; Sjarief, I.; Goel, L.; So, K. S. “A Reliability Test System for Educational Purposes - Basic Distribution System Data and Results”, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 6, n° 2, pp. 813-820, May/1991.
- [ABSS88] Allan, R. N.; Billinton, R.; Shahidehpour, S. M.; Singh, C. “Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1982-1987”, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 3, n° 4, pp. 1555-1564, Nov./1998.
- [ADH79a] Allan, R. N.; Dialynas, E. N.; Homer, I. R. “Modelling and Evaluating the Reliability of Distribution Systems”, IEE Trans. on Power Apparatus Systems, vol. PAS-09, n° 6, pp. 2181-2189, Nov. - Dec./1979.

- [ADH79b] Allan, R. N.; Dialynas, E. N.; Homer, I. R. “Modelling Common Mode Failures in the Reliability Evaluation of Power System Networks”, IEEE Winter Power Meeting, paper A79 040-7, 1979.
- [ANEEL00] Resolução n° 024 da ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, publicada no Diário Oficial da União em 28 de janeiro de 2000.
- [A05] ANEEL, <http://www.aneel.gov.br/>, acessado em 22/03/2005
- [BA83] Billinton, R.; Allan, R. N. “Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques”, 1st Edition, Plenum Press, New York, 1983.
- [BA84] Billinton, R.; Allan, R. N. “Reliability Evaluation of Power Systems”, 1st Edition, New York: Plenum Press, 1984.
- [BA92] R. Billinton e R. N. Allan, “Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques”, 2nd Edition, Plenum Press, New York, 1992.
- [BFB01] Billinton, R.; Firuzabad, M. F.; Bertling, L. “Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1996-1999”, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 16, n° 4, pp. 595-602, Nov./2001.
- [BGCVF97] Brown, R. E.; Gupta, S.; Christie, R. D.; Venkata, S. S.; Fletcher, R. “Distribution System Reliability Assessment: Momentary Interruptions and Storms”, IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 12, n° 4, pp. 1569-1575, Oct./1997.
- [BH01] Brown, R. E. ; Hanson, A. P. “Impact of Two-Stage Service Restoration on Distribution Reliability”, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 16, n° 4, pp. 624-629, Nov./2001.
- [BO98] Brown, R.E.; Ochoa, J.R. “Distribution System Reliability: Default Data and Model Validation”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 2, pp. 704-709, May 1998.

- [Boo94] Booch (G.). – “Object-Oriented Analysis and Design with Applications”, Benjamin/Cumings, 1994.
- [BRJ00] Booch, G.; Rumbaugh, J.; Jacobson, I.”UML Guia do Usuário”, Rio de Janeiro: Campus, 2000.
- [BSE92] Berard Software Engineering (Inc.). – “A Comparison of Object-Oriented Development Methodologies” – Rapport Technique, Berard Software Engineerin Ins., 1992.
- [BW98] Billinton, R.; Wang, P. “Distribution System Reliability Cost/Worth Analysis Using Analytical and Sequential Simulation Techniques”, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 13, no. 4, pp. 1245-1250, Nov. 1998.
- [BW01] Billinton, R.; Wu, C. “Predictive Reliability Assessment of Distribution Systems Including Extreme Adverse Weather”, Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, vol. 2, pp. 719-724, 2001.
- [BT99] Brown, R.E.; Taylor, T.M. “Modeling the Impact of Substations on Distribution Reliability” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 1, pp. 349-354, February 1999.
- [C98] Cassula, A. M. “Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição Considerando Impactos da Geração e Transmissão”, Dissertação de Mestrado, UNIFEI, Nov./1998.
- [C01] Clementino, L. D. “A conservação de energia por meio da co-Geração de energia Elétrica” 9ª edição, Érica, Tatuapé. 2001.
- [C02] Cassula, A. M. “Avaliação Integrada da Confiabilidade de Sistemas de Geração, Transmissão de Distribuição Baseada em Simulação Cronológica”, Tese de Doutorado, UNIFEI, Jun./2002.
- [DD01] Deitel, H. M.; Deitel, P.J. “C++ Como Programar”, São Paulo: Artmed, 2001.
- [E71] Endrenyi, J. “Three State Models in Power System Reliability Evaluation”, IEE Trans. on Power Apparatus Systems, vol. PAS-90, nº 4, pp. 1909-1916, Jul.-Aug./1971.

- [E89] EPRI, “Customer Demand for Service Reliability”, Report RP-2810, 1989.
- [FD04] Frangopoulos, C.A.; Dimopoulos, G. G. “Effect of reliability considerations on the optimal synthesis, design and operation of a cogeneration system”, *Energy* 29, pp. 309–329, 2004.
- [GB74] Grover, M. S.; Billinton, R. “A Computerized Approach to Substation and Switching Station Reliability Evaluation”, *IEE Trans. on Power Apparatus Systems*, vol. PAS-93, n° 5, pp. 1488-1497, Sep.-Oct./1974.
- [GMP64] Gaver, D. P.; Montmeat, F. E.; Patton, A. D. “Power System Reliability: I – Measures and Methods of Calculation”, *IEE Trans. on Power Apparatus Systems*, vol. 83, n° 7, pp. 727-737, Jul./1964.
- [H99] Harmonisation Of Intermodal Freight Architecture Activities – HIFA, 1999, www.phys.uu.nl/~durr/TransportStuff/HIFA/pdfFiles/N124-A.pdf, acessado em 9/01/2005.
- [I72] IEEE Committee, “Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation”, *IEEE Trans. on Power Apparatus Systems*, vol. PAS-91, Pt. I, pp. 649-660, 1972.
- [I78] IEEE Committee, “Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1971-1977”, *IEEE Trans. on Power Apparatus Systems*, vol. PAS-97, n° 6, pp. 2235-2242, Nov.-Dec./1978.
- [JCJO92] Jacobson, I.; Christerson, M.; Jonsson, P.; Overgaard, G. “Object-Oriented Software Engineering – A Use Case Driven Approach” Addison Wesley, 1992.
- [KRD90] Kjolle, G.; Rolfseng, L.; Dahl, E. “The Economic Aspect of Reliability in Distribution System Planning”, *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 5, n° 2, pp. 1153-1157, Apr./1990.
- [LFGB93] Lionetto, P. F.; Fossati, C.; Gambirasio, D.; Barbieri, R. “Cogeneration Power Plants bu Gas Turbines in Industril Installations: Connection to the Internal Eletrical System, Interface with the Esternal grid, Protection Schemes”, 12th International Conference On Electricity Distribution - CIRED, vol.5, pp. 5.16/1-5.16/5, May/1993

- [LPS89] Leite da Silva, A. M.; Pereira M. V. F.; Schilling, M. Th. “Power System Analysis under Uncertainties - Concepts and Techniques”, II Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning (SEPOPE), São Paulo - Brasil, Aug./1989.
- [LRS99] Lima, A.G.G.; Ross, R.P.D.; S, R.B. “Como estimar interrupções causadas por curto-circuito em um planta industrial”, Enershow’99, Palácio de convenções Anhembi- São Paulo, 16 a 18 novembro/1999;
- [MHI04] Marqueza, A.C.; Heguedasb, A.S.; Iungc, B. “Monte Carlo-based assessment of system availability. A case study for cogeneration plants”, Reliability Engineering and System Safety 88, pp. 273–289, 2005.
- [MHS97] Montebaur, A.; Haubrich, H.J.; Schmitt, W. “Reliability Analysis Of Industrial Power Networks Considering Production Plants”, CIRED 97, 2-5 June 1997, Conference Publication No. 438, 1997
- [MT68] Mallard, A.; Thomas, V. C. “A Method for Calculating Transmission System Reliability”, IEEE Trans. on Power Apparatus Systems, vol. PAS-87, n° 3, pp. 824-834, Mar./1968.
- [N96] Nunes, R. A. F. “Confiabilidade dos Sistemas Elétricos”, Apostila da Escola Federal de Engenharia de Itajubá – EFEI, Maio/1996.
- [O03] Object Managemento Group – OMG, “OMG Unified Modeling Language Specification”, vesion 1.5, March/2003.
- [RBPEL91] Rumbaugh, J.; Blaha, M.; Premerlani, W.; Eddy, F.; Lorensen, W. “Object Oriented Modeling and Design” Prentice Hal, 1991.
- [RG70] Ringlee, R. J.; Goode, S. D. “On Procedures for Reliability Evaluation of Transmission Systems”, IEEE Trans. on Power Apparatus Systems, vol. PAS-89, n° 4, pp. 527-537, Apr./1970.
- [S91] Smith, J.M. “Realiability, Availability, and Maintainability of Utility an Industrial Cogeneration”, IEEE Trans. On Industry Applications, vol. 27, n° 4, pp. 669- 673, July/August, 1991.

- [S94] Silveira, José Luz “Cogeração Disseminada para Pequenos Usuários: Estudo de Casos para o Setor Terciário”, Tese de Doutorado UNICAMP, Set/1994.
- [T64] Todd, Z. G. “A Probability Method for Transmission and Distribution Outage Calculations”, IEE Trans. on Power Apparatus Systems, vol. 83, nº 7, pp. 696-701, Jul./1964.
- [T01] L. Trussell, “Aspects of Reliability Simulation”, Transmission and Distribution Conference and Exposition – 2001, IEEE/PES, vol. 2, pp. 1000 -1004, 2001.
- [T99] TUNA, C. E. “Um método de Análise Exergoeconômica para Otimização de Sistemas Energéticos”, Tese de Doutorado. FE / UNESP, 1999.
- [WB02] Wang, P.; Billinton, R. “Reliability Cost/Worth Assessment of Distribution Systems Incorporating Time-Varying Weather Conditions and Restorations Resources”, IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 17, nº 1, pp. 260-265, Jan./2002.

ANEXO A - Dados de Confiabilidade

Tabela A.1 – Dados de confiabilidade do sistema da Figura 5.4

Tipo	Elemento	Taxa de Falha (falhas / ano)	Tempo de reparo (horas)	Tempo de Chaveamento (horas)
Chave NA	D-10	4.40E-03	4.00E+00	1.00E+00
	D-11	4.40E-03	4.00E+00	1.00E+00
	D-30	4.40E-03	4.00E+00	1.00E+00
	D-40	4.40E-03	4.00E+00	1.00E+00
	D-60	4.40E-03	4.00E+00	1.00E+00
	D-61	4.40E-03	4.00E+00	1.00E+00
	D-42A	4.40E-03	4.00E+00	1.00E+00
	DJR-COG1	1.76E-02	3.80E+00	1.00E+00
Disjuntores	DJR-a-14	1.76E-02	3.80E+00	1.00E+00
	DJR-a-24	1.76E-02	3.80E+00	1.00E+00
	DJR09	1.76E-02	3.80E+00	1.00E+00
	DJR10	1.76E-02	3.80E+00	1.00E+00
	DJR01	1.76E-02	3.80E+00	1.00E+00
	D_10	4.40E-03	4.00E+00	1.00E+00
	D_11	4.40E-03	4.00E+00	1.00E+00
	DJR02	1.76E-02	3.80E+00	1.00E+00
	D_21	4.40E-03	4.00E+00	1.00E+00
	D_20	4.40E-03	4.00E+00	1.00E+00
	DJR03	1.76E-02	3.80E+00	1.00E+00
	D_30	4.40E-03	4.00E+00	1.00E+00
	D_41	4.40E-03	4.00E+00	1.00E+00
	DJR04	1.76E-02	3.80E+00	1.00E+00
	D_40	4.40E-03	4.00E+00	1.00E+00
	D_31	4.40E-03	4.00E+00	1.00E+00
	DJR05	1.76E-02	3.80E+00	1.00E+00
	DJR06	1.76E-02	3.80E+00	1.00E+00
	D_60	4.40E-03	4.00E+00	1.00E+00
	D_61	4.40E-03	4.00E+00	1.00E+00
	DJR07	1.76E-02	3.80E+00	1.00E+00
	D_71	4.40E-03	4.00E+00	1.00E+00
	D_70	4.40E-03	4.00E+00	1.00E+00
	DJR08	1.76E-02	3.80E+00	1.00E+00
	DJR19	1.76E-02	3.80E+00	1.00E+00
	DJR20	1.76E-02	3.80E+00	1.00E+00
	D_20-0	4.40E-03	4.00E+00	1.00E+00
	D_20-1	4.40E-03	4.00E+00	1.00E+00
	DJR22	1.76E-02	3.80E+00	1.00E+00
	DJR23	1.76E-02	3.80E+00	1.00E+00
	D_23-1	4.40E-03	4.00E+00	1.00E+00
	D_42	4.40E-03	4.00E+00	1.00E+00
DJR18	1.76E-02	3.80E+00	1.00E+00	
D_18-1	4.40E-03	4.00E+00	1.00E+00	
D_18-2	4.40E-03	4.00E+00	1.00E+00	
Chave NF	SEC-a-01	6.10E-03	2.80E+00	1.00E+00
	SEC-a-03	6.10E-03	2.80E+00	1.00E+00
	SEC-a-04	6.10E-03	2.80E+00	1.00E+00
	SEC_10	6.10E-03	2.80E+00	1.00E+00

	SEC 11	6.10E-03	2.80E+00	1.00E+00
	SEC 21	6.10E-03	2.80E+00	1.00E+00
	SEC 20	6.10E-03	2.80E+00	1.00E+00
	SEC 30	6.10E-03	2.80E+00	1.00E+00

Tabela A.1 - Dados de confiabilidade do sistema da Figura 5.4 (continuação)

Tipo	Elemento	Taxa de Falha (falhas / ano)	Tempo de reparo (horas)	Tempo de Chaveamento (horas)
Chave NF	SEC 41	6.10E-03	2.80E+00	1.00E+00
	SEC 40	6.10E-03	2.80E+00	1.00E+00
	SEC 31	6.10E-03	2.80E+00	1.00E+00
	SEC 50	6.10E-03	2.80E+00	1.00E+00
	SEC 51	6.10E-03	2.80E+00	1.00E+00
	SEC 60A	6.10E-03	2.80E+00	1.00E+00
	SEC 60	6.10E-03	2.80E+00	1.00E+00
	SEC 61	6.10E-03	2.80E+00	1.00E+00
	SEC 70	6.10E-03	2.80E+00	1.00E+00
	SEC 71	6.10E-03	2.80E+00	1.00E+00
	SEC 61A	6.10E-03	2.80E+00	1.00E+00
	SEC20-1F	6.10E-03	2.80E+00	1.00E+00
	SEC20-2F	6.10E-03	2.80E+00	1.00E+00
	SEC22	6.10E-03	2.80E+00	1.00E+00
	SEC23-1F	6.10E-03	2.80E+00	1.00E+00
	SEC23-2F	6.10E-03	2.80E+00	1.00E+00
	SEC23-3F	6.10E-03	2.80E+00	1.00E+00
	SEC18-1F	6.10E-03	2.80E+00	1.00E+00
SEC18-2F	6.10E-03	2.80E+00	1.00E+00	
SEC18-1	6.10E-03	2.80E+00	1.00E+00	
Transformadores	TR 10T3	3.70E-02	1.07E+01	-
	TR 11T3	3.70E-02	1.07E+01	-
	TR 20T3	3.70E-02	1.07E+01	-
	TR 21T3	3.70E-02	1.07E+01	-
	TR 30T3	3.70E-02	1.07E+01	-
	TR 31T3	3.70E-02	1.07E+01	-
	TR 40T3	3.70E-02	1.07E+01	-
	TR 41T3	3.70E-02	1.07E+01	-
	TR 42-T3	3.70E-02	1.07E+01	-
	TR 50T3	3.70E-02	1.07E+01	-
	TR 51T3	3.70E-02	1.07E+01	-
	TR 60AT3	3.70E-02	1.07E+01	-
	TR 60T3	3.70E-02	1.07E+01	-
	TR 61AT3	3.70E-02	1.07E+01	-
	TR 61T3	3.70E-02	1.07E+01	-
	TR 70T3	3.70E-02	1.07E+01	-
	TR 71T3	3.70E-02	1.07E+01	-
	TR18-1	3.70E-02	1.07E+01	-
	TR18-2	3.70E-02	1.07E+01	-
	TR18-3	3.70E-02	1.07E+01	-
	TR20-0T3	3.70E-02	1.07E+01	-
	TR20-1T3	2.50E-02	6.40E+01	-
	TR23-11T3	3.70E-02	1.07E+01	-
	TR23-1T3	3.70E-02	1.07E+01	-
TRA-a-01	3.20E-02	6.00E+01	-	
TRA-a-02	3.20E-02	6.00E+01	-	
LID	LID-a-01	1.02E-01	9.68E+01	-
	LID-a-04	4.09E-03	9.68E+01	-

	LID-a-05	4.09E-03	9.68E+01	-
	LID-b-01	7.15E-02	9.68E+01	-
	LID-b-02	7.15E-02	9.68E+01	-
	LID-b-03	7.15E-02	9.68E+01	-
	LID-b-04	7.15E-02	9.68E+01	-
	LID-b-05	3.07E-02	9.68E+01	-

Tabela A.1 - Dados de confiabilidade do sistema da Figura 5.4 (continuação)

Tipo	Elemento	Taxa de Falha (falhas / ano)	Tempo de reparo (horas)	Tempo de Chaveamento (horas)	
Linhas de Transmissão	LID-b-06	1.02E-01	9.68E+01	-	
	LID-b-07	1.02E-01	9.68E+01	-	
	LID-b-08	3.07E-02	9.68E+01	-	
	LID-b-09	3.07E-02	9.68E+01	-	
	LID-b-10	6.13E-02	9.68E+01	-	
	LID-b-11	3.07E-02	9.68E+01	-	
	LID-b-12	7.15E-02	9.68E+01	-	
	LID-b-13	3.07E-03	9.68E+01	-	
	LID-b-14	3.07E-03	9.68E+01	-	
	LID-b-15	7.15E-02	9.68E+01	-	
	LID-b-16	6.13E-02	9.68E+01	-	
	LID-b-17	6.13E-02	9.68E+01	-	
	LID-b-18	2.04E-02	9.68E+01	-	
	LID-b-19	6.13E-02	9.68E+01	-	
	LID-b-20	3.07E-03	9.68E+01	-	
	LID-b-21	6.13E-02	9.68E+01	-	
	LID-b-22	2.04E-02	9.68E+01	-	
	LID-b-23	4.09E-02	9.68E+01	-	
	LID-b-24	6.13E-02	9.68E+01	-	
	LID-b-25	3.07E-03	9.68E+01	-	
	LID-c-01	3.88E-04	1.50E+01	-	
	LID-c-02	3.88E-04	1.50E+01	-	
	Pontos de Cargas	PC1	-	-	-
		PC2	-	-	-
		PC3	-	-	-
		PC4	-	-	-
PC5		-	-	-	
PC6		-	-	-	
PC7		-	-	-	
PC8		-	-	-	
PC10		-	-	-	
PC11		-	-	-	
PC9		-	-	-	
PC12		-	-	-	
PC13		-	-	-	
PC14		-	-	-	
PC15		-	-	-	
PC16		-	-	-	
PC17		-	-	-	
PC18		-	-	-	
PC19		-	-	-	
PC20		-	-	-	
PC21		-	-	-	
PC22		-	-	-	
PC23		-	-	-	
PC24		-	-	-	
PC25		-	-	-	

Anexo A

Alimentação	LIGHT1	9.13	1.41	-
	NOCOGER1	-	-	-

ANEXO B - Caminhos Mínimos: Ponto de Carga PC12

CASO 1 - SISTEMA DE COGERAÇÃO PRODUZINDO ENERGIA

PERMANENTEMENTE

Caminhos Normalmente Fechados (NF)

- 1) PC12 D_61 TR_61T3 SEC_61 LID-b-13 DJR06 DJR10
TRA-a-02 LID-a-05 SEC-a-04 DJR-a-24 DJR-a-14 SEC-a-01 LID-a-01
LIGHT1
- 2) PC12 D_61 TR_61T3 SEC_61 LID-b-13 DJR06 DJR09
TRA-a-01 LID-a-04 SEC-a-03 DJR-a-24 DJR-a-14 SEC-a-01 LID-a-01
LIGHT1
- 3) PC12 D_61 TR_61T3 SEC_61 LID-b-13 DJR06 DJR08
DJR19 DJR-COG1 NOCOGER1

Caminhos Normalmente Abertos (NA)

- 1) PC12 D-61 D_71 TR_71T3 SEC_71 LID-b-14 LID-b-15
SEC_70 TR_70T3 D_70 D-60 D_60 TR_60T3 SEC_60
LID-b-12 DJR06 DJR10 TRA-a-02 LID-a-05 SEC-a-04 DJR-a-24
DJR-a-14 SEC-a-01 LID-a-01 LIGHT1
- 2) PC12 D-61 D_71 TR_71T3 SEC_71 LID-b-14 LID-b-15
SEC_70 TR_70T3 D_70 D-60 D_60 TR_60T3 SEC_60
LID-b-12 DJR06 DJR09 TRA-a-01 LID-a-04 SEC-a-03 DJR-a-24
DJR-a-14 SEC-a-01 LID-a-01 LIGHT1
- 3) PC12 D-61 D_71 TR_71T3 SEC_71 LID-b-14 DJR07
DJR10 TRA-a-02 LID-a-05 SEC-a-04 DJR-a-24 DJR-a-14 SEC-a-01
LID-a-01 LIGHT1

Anexo B – Caminhos Mínimos: Ponto de Carga PC12

- 4) PC12 D-61 D_71 TR_71T3 SEC_71 LID-b-14 DJR07
 DJR09 TRA-a-01 LID-a-04 SEC-a-03 DJR-a-24 DJR-a-14 SEC-a-01
 LID-a-01 LIGHT1
- 5) PC12 D_61 TR_61T3 SEC_61 LID-b-13 LID-b-12 SEC_60
 TR_60T3 D_60 D-60 D_70 TR_70T3 SEC_70 LID-b-15
 DJR07 DJR10 TRA-a-02 LID-a-05 SEC-a-04 DJR-a-24 DJR-a-14
 SEC-a-01 LID-a-01 LIGHT1
- 6) PC12 D_61 TR_61T3 SEC_61 LID-b-13 LID-b-12 SEC_60
 TR_60T3 D_60 D-60 D_70 TR_70T3 SEC_70 LID-b-15
 DJR07 DJR09 TRA-a-01 LID-a-04 SEC-a-03 DJR-a-24 DJR-a-14
 SEC-a-01 LID-a-01 LIGHT1
- 7) PC12 D-61 D_71 TR_71T3 SEC_71 LID-b-14 LID-b-15
 SEC_70 TR_70T3 D_70 D-60 D_60 TR_60T3 SEC_60
 LID-b-12 DJR06 DJR08 DJR19 DJR-COG1 NOCOGER1
- 8) PC12 D-61 D_71 TR_71T3 SEC_71 LID-b-14 LID-b-15
 SEC_70 TR_70T3 D_70 D-60 D_60 TR_60T3 SEC_60
 LID-b-12 DJR06 DJR04 LID-b-08 SEC_31 TR_31T3 D_31 D-30
 D_30 TR_30T3 SEC_30 LID-b-05 LID-b-06 SEC_41 TR_41T3
 LID-c-01 D_41 D-40 D-42A D_42 TR_42-T3 SEC23-3F
 LID-b-24 DJR23 DJR-COG1 NOCOGER1
- 9) PC12 D-61 D_71 TR_71T3 SEC_71 LID-b-14 LID-b-15
 SEC_70 TR_70T3 D_70 D-60 D_60 TR_60T3 SEC_60
 LID-b-12 DJR06 DJR04 LID-b-07 SEC_40 TR_40T3 LID-c-02
 D_40 D-42A D_42 TR_42-T3 SEC23-3F LID-b-24 DJR23
 DJR-COG1 NOCOGER1

Anexo B – Caminhos Mínimos: Ponto de Carga PC12

10)	PC12	D-61	D_71	TR_71T3	SEC_71	LID-b-14	LID-b-15
	SEC_70	TR_70T3	D_70	D-60	D_60	TR_60T3	SEC_60
	LID-b-12	DJR06	DJR03	LID-b-06	SEC_41	TR_41T3	LID-c-01
	D_41	D-40	D-42A	D_42	TR_42-T3	SEC23-3F	LID-b-24
	DJR23	DJR-COG1	NOCOGER1				
11)	PC12	D-61	D_71	TR_71T3	SEC_71	LID-b-14	LID-b-15
	SEC_70	TR_70T3	D_70	D-60	D_60	TR_60T3	SEC_60
	LID-b-12	DJR06	DJR03	LID-b-05	SEC_30	TR_30T3	D_30 D-30
	D_31	TR_31T3	SEC_31	LID-b-08	LID-b-07	SEC_40	TR_40T3
	LID-c-02	D_40	D-42A	D_42	TR_42-T3	SEC23-3F	LID-b-24
	DJR23	DJR-COG1	NOCOGER1				
12)	PC12	D-61	D_71	TR_71T3	SEC_71	LID-b-14	DJR07
	DJR08	DJR19	DJR-COG1	NOCOGER1			
13)	PC12	D-61	D_71	TR_71T3	SEC_71	LID-b-14	DJR07
	DJR04	LID-b-08	SEC_31	TR_31T3	D_31	D-30	D_30
	TR_30T3	SEC_30	LID-b-05	LID-b-06	SEC_41	TR_41T3	LID-c-01
	D_41	D-40	D-42A	D_42	TR_42-T3	SEC23-3F	LID-b-24
	DJR23	DJR-COG1	NOCOGER1				
14)	PC12	D-61	D_71	TR_71T3	SEC_71	LID-b-14	DJR07
	DJR04	LID-b-07	SEC_40	TR_40T3	LID-c-02	D_40	D-42A
	D_42	TR_42-T3	SEC23-3F	LID-b-24	DJR23	DJR-COG1	NOCOGER1
15)	PC12	D-61	D_71	TR_71T3	SEC_71	LID-b-14	DJR07
	DJR03	LID-b-06	SEC_41	TR_41T3	LID-c-01	D_41	D-40

Anexo B – Caminhos Mínimos: Ponto de Carga PC12

	D-42A	D_42	TR_42-T3	SEC23-3F	LID-b-24	DJR23	DJR-COG1
	NOCOGER1						
16)	PC12	D-61	D_71	TR_71T3	SEC_71	LID-b-14	DJR07
	DJR03	LID-b-05	SEC_30	TR_30T3	D_30	D-30	D_31
	TR_31T3	SEC_31	LID-b-08	LID-b-07	SEC_40	TR_40T3	LID-c-02
	D_40	D-42A	D_42	TR_42-T3	SEC23-3F	LID-b-24	DJR23
	DJR-COG1	NOCOGER1					
17)	PC12	D_61	TR_61T3	SEC_61	LID-b-13	LID-b-12	SEC_60
	TR_60T3	D_60	D-60	D_70	TR_70T3	SEC_70	LID-b-15
	DJR07	DJR08	DJR19	DJR-COG1	NOCOGER1		
18)	PC12	D_61	TR_61T3	SEC_61	LID-b-13	LID-b-12	SEC_60
	TR_60T3	D_60	D-60	D_70	TR_70T3	SEC_70	LID-b-15
	DJR07	DJR04	LID-b-08	SEC_31	TR_31T3	D_31	D-30 D_30
	TR_30T3	SEC_30	LID-b-05	LID-b-06	SEC_41	TR_41T3	LID-c-01
	D_41	D-40	D-42A	D_42	TR_42-T3	SEC23-3F	LID-b-24
	DJR23	DJR-COG1	NOCOGER1				
19)	PC12	D_61	TR_61T3	SEC_61	LID-b-13	LID-b-12	SEC_60
	TR_60T3	D_60	D-60	D_70	TR_70T3	SEC_70	LID-b-15
	DJR07	DJR04	LID-b-07	SEC_40	TR_40T3	LID-c-02	D_40
	D-42A	D_42	TR_42-T3	SEC23-3F	LID-b-24	DJR23	DJR-COG1
	NOCOGER1						
20)	PC12	D_61	TR_61T3	SEC_61	LID-b-13	LID-b-12	SEC_60
	TR_60T3	D_60	D-60	D_70	TR_70T3	SEC_70	LID-b-15
	DJR07	DJR03	LID-b-06	SEC_41	TR_41T3	LID-c-01	D_41
	D-40	D-42A	D_42	TR_42-T3	SEC23-3F	LID-b-24	DJR23
	DJR-COG1	NOCOGER1					

Anexo B – Caminhos Mínimos: Ponto de Carga PC12

- 21) PC12 D_61 TR_61T3 SEC_61 LID-b-13 LID-b-12 SEC_60
 TR_60T3 D_60 D-60 D_70 TR_70T3 SEC_70 LID-b-15
 DJR07 DJR03 LID-b-05 SEC_30 TR_30T3 D_30 D-30 D_31
 TR_31T3 SEC_31 LID-b-08 LID-b-07 SEC_40 TR_40T3 LID-c-02
 D_40 D-42A D_42 TR_42-T3 SEC23-3F LID-b-24 DJR23
 DJR-COG1 NOCOGER1
- 22) PC12 D_61 TR_61T3 SEC_61 LID-b-13 DJR06 DJR04
 LID-b-08 SEC_31 TR_31T3 D_31 D-30 D_30 TR_30T3
 SEC_30 LID-b-05 LID-b-06 SEC_41 TR_41T3 LID-c-01 D_41
 D-40 D-42A D_42 TR_42-T3 SEC23-3F LID-b-24 DJR23
 DJR-COG1 NOCOGER1
- 23) PC12 D_61 TR_61T3 SEC_61 LID-b-13 DJR06 DJR04
 LID-b-07 SEC_40 TR_40T3 LID-c-02 D_40 D-42A D_42
 TR_42-T3 SEC23-3F LID-b-24 DJR23 DJR-COG1 NOCOGER1
- 24) PC12 D_61 TR_61T3 SEC_61 LID-b-13 DJR06 DJR03
 LID-b-06 SEC_41 TR_41T3 LID-c-01 D_41 D-40 D-42A
 D_42 TR_42-T3 SEC23-3F LID-b-24 DJR23 DJR-COG1 NOCOGER1
- 25) PC12 D_61 TR_61T3 SEC_61 LID-b-13 DJR06 DJR03
 LID-b-05 SEC_30 TR_30T3 D_30 D-30 D_31 TR_31T3
 SEC_31 LID-b-08 LID-b-07 SEC_40 TR_40T3 LID-c-02 D_40
 D-42A D_42 TR_42-T3 SEC23-3F LID-b-24 DJR23 DJR-COG1
 NOCOGER1

CASO 2 - SISTEMA DE COGERAÇÃO FUNCIONANDO QUANDO OCORRE FALHA NA REDE DA CONCESSIONÁRIA

Caminhos Normalmente fechados (NF)

1) PC12 D_61 TR_61T3 SEC_61 LID-b-13 DJR06 DJR10
 TRA-a-02 LID-a-05 SEC-a-04 DJR-a-24 DJR-a-14 SEC-a-01
 LID-a-01 LIGHT1

2) PC12 D_61 TR_61T3 SEC_61 LID-b-13 DJR06 DJR09
 TRA-a-01 LID-a-04 SEC-a-03 DJR-a-24 DJR-a-14 SEC-a-01
 LID-a-01 LIGHT1

Caminhos Normalmente Abertos (NA)

1) PC12 D-61 D_71 TR_71T3 SEC_71 LID-b-14 LID-b-15
 SEC_70 TR_70T3 D_70 D-60 D_60 TR_60T3 SEC_60
 LID-b-12 DJR06 DJR10 TRA-a-02 LID-a-05 SEC-a-04
 DJR-a-24 DJR-a-14 SEC-a-01 LID-a-01 LIGHT1

2) PC12 D-61 D_71 TR_71T3 SEC_71 LID-b-14 LID-b-15
 SEC_70 TR_70T3 D_70 D-60 D_60 TR_60T3 SEC_60
 LID-b-12 DJR06 DJR09 TRA-a-01 LID-a-04 SEC-a-03 DJR-a-24
 DJR-a-14 SEC-a-01 LID-a-01 LIGHT1

3) PC12 D-61 D_71 TR_71T3 SEC_71 LID-b-14 DJR07
 DJR10 TRA-a-02 LID-a-05 SEC-a-04 DJR-a-24 DJR-a-14 SEC-a-01
 LID-a-01 LIGHT1

4) PC12 D-61 D_71 TR_71T3 SEC_71 LID-b-14 DJR07
 DJR09 TRA-a-01 LID-a-04 SEC-a-03 DJR-a-24 DJR-a-14 SEC-a-01
 LID-a-01 LIGHT1

Anexo B – Caminhos Mínimos: Ponto de Carga PC12

5)	PC12	D_61	TR_61T3	SEC_61	LID-b-13	LID-b-12	SEC_60
	TR_60T3	D_60	D-60	D_70	TR_70T3	SEC_70	LID-b-15
	DJR07	DJR10	TRA-a-02	LID-a-05	SEC-a-04	DJR-a-24	DJR-a-14
	SEC-a-01	LID-a-01	LIGHT1				
6)	PC12	D_61	TR_61T3	SEC_61	LID-b-13	LID-b-12	SEC_60
	TR_60T3	D_60	D-60	D_70	TR_70T3	SEC_70	LID-b-15
	DJR07	DJR09	TRA-a-01	LID-a-04	SEC-a-03	DJR-a-24	DJR-a-14
	SEC-a-01	LID-a-01	LIGHT1				
7)	PC12	D-61	D_71	TR_71T3	SEC_71	LID-b-14	LID-b-15
	SEC_70	TR_70T3	D_70	D-60	D_60	TR_60T3	SEC_60
	LID-b-12	DJR06	DJR08	DJR19	DJR-COG1	NOCOGER1	
8)	PC12	D-61	D_71	TR_71T3	SEC_71	LID-b-14	LID-b-15
	SEC_70	TR_70T3	D_70	D-60	D_60	TR_60T3	SEC_60
	LID-b-12	DJR06	DJR04	LID-b-08	SEC_31	TR_31T3	D_31
	D-30	D_30	TR_30T3	SEC_30	LID-b-05	LID-b-06	SEC_41
	TR_41T3	LID-c-01	D_41	D-40	D-42A	D_42	TR_42-T3
	SEC23-3F	LID-b-24	DJR23	DJR-COG1	NOCOGER1		
9)	PC12	D-61	D_71	TR_71T3	SEC_71	LID-b-14	LID-b-15
	SEC_70	TR_70T3	D_70	D-60	D_60	TR_60T3	SEC_60
	LID-b-12	DJR06	DJR04	LID-b-07	SEC_40	TR_40T3	LID-c-02
	D_40	D-42A	D_42	TR_42-T3	SEC23-3F	LID-b-24	DJR23
	DJR-COG1	NOCOGER1					
10)	PC12	D-61	D_71	TR_71T3	SEC_71	LID-b-14	LID-b-15
	SEC_70	TR_70T3	D_70	D-60	D_60	TR_60T3	SEC_60
	LID-b-12	DJR06	DJR03	LID-b-06	SEC_41	TR_41T3	LID-c-01
	D_41	D-40	D-42A	D_42	TR_42-T3	SEC23-3F	LID-b-24

Anexo B – Caminhos Mínimos: Ponto de Carga PC12

	DJR23	DJR-COG1	NOCOGER1				
11)	PC12	D-61	D_71	TR_71T3	SEC_71	LID-b-14	LID-b-15
	SEC_70	TR_70T3	D_70	D-60	D_60	TR_60T3	SEC_60
	LID-b-12	DJR06	DJR03	LID-b-05	SEC_30	TR_30T3	D_30
	D-30	D_31	TR_31T3	SEC_31	LID-b-08	LID-b-07	SEC_40
	TR_40T3	LID-c-02	D_40	D-42A	D_42	TR_42-T3	SEC23-3F
	LID-b-24	DJR23	DJR-COG1	NOCOGER1			
12)	PC12	D-61	D_71	TR_71T3	SEC_71	LID-b-14	DJR07
	DJR08	DJR19	DJR-COG1	NOCOGER1			
13)	PC12	D-61	D_71	TR_71T3	SEC_71	LID-b-14	DJR07
	DJR04	LID-b-08	SEC_31	TR_31T3	D_31	D-30	D_30
	TR_30T3	SEC_30	LID-b-05	LID-b-06	SEC_41	TR_41T3	LID-c-01
	D_41	D-40	D-42A	D_42	TR_42-T3	SEC23-3F	LID-b-24
	DJR23	DJR-COG1	NOCOGER1				
14)	PC12	D-61	D_71	TR_71T3	SEC_71	LID-b-14	DJR07
	DJR04	LID-b-07	SEC_40	TR_40T3	LID-c-02	D_40	D-42A
	D_42	TR_42-T3	SEC23-3F	LID-b-24	DJR23	DJR-COG1	NOCOGER1
15)	PC12	D-61	D_71	TR_71T3	SEC_71	LID-b-14	DJR07
	DJR03	LID-b-06	SEC_41	TR_41T3	LID-c-01	D_41	D-40
	D-42A	D_42	TR_42-T3	SEC23-3F	LID-b-24	DJR23	DJR-COG1
	NOCOGER1						
16)	PC12	D-61	D_71	TR_71T3	SEC_71	LID-b-14	DJR07
	DJR03	LID-b-05	SEC_30	TR_30T3	D_30	D-30	D_31

Anexo B – Caminhos Mínimos: Ponto de Carga PC12

	TR_31T3	SEC_31	LID-b-08	LID-b-07	SEC_40	TR_40T3	LID-c-02
	D_40	D-42A	D_42	TR_42-T3	SEC23-3F	LID-b-24	DJR23
	DJR-COG1	NOCOGER1					
17)	PC12	D_61	TR_61T3	SEC_61	LID-b-13	LID-b-12	SEC_60
	TR_60T3	D_60	D-60	D_70	TR_70T3	SEC_70	LID-b-15
	DJR07	DJR08	DJR19	DJR-COG1	NOCOGER1		
18)	PC12	D_61	TR_61T3	SEC_61	LID-b-13	LID-b-12	SEC_60
	TR_60T3	D_60	D-60	D_70	TR_70T3	SEC_70	LID-b-15
	DJR07	DJR04	LID-b-08	SEC_31	TR_31T3	D_31	D-30
	D_30	TR_30T3	SEC_30	LID-b-05	LID-b-06	SEC_41	TR_41T3
	LID-c-01	D_41	D-40	D-42A	D_42	TR_42-T3	SEC23-3F
	LID-b-24	DJR23	DJR-COG1	NOCOGER1			
19)	PC12	D_61	TR_61T3	SEC_61	LID-b-13	LID-b-12	SEC_60
	TR_60T3	D_60	D-60	D_70	TR_70T3	SEC_70	LID-b-15
	DJR07	DJR04	LID-b-07	SEC_40	TR_40T3	LID-c-02	D_40
	D-42A	D_42	TR_42-T3	SEC23-3F	LID-b-24	DJR23	DJR-COG1
	NOCOGER1						
20)	PC12	D_61	TR_61T3	SEC_61	LID-b-13	LID-b-12	SEC_60
	TR_60T3	D_60	D-60	D_70	TR_70T3	SEC_70	LID-b-15
	DJR07	DJR03	LID-b-06	SEC_41	TR_41T3	LID-c-01	D_41
	D-40	D-42A	D_42	TR_42-T3	SEC23-3F	LID-b-24	DJR23
	DJR-COG1	NOCOGER1					
21)	PC12	D_61	TR_61T3	SEC_61	LID-b-13	LID-b-12	SEC_60
	TR_60T3	D_60	D-60	D_70	TR_70T3	SEC_70	LID-b-15
	DJR07	DJR03	LID-b-05	SEC_30	TR_30T3	D_30	D-30

Anexo B – Caminhos Mínimos: Ponto de Carga PC12

	D_31	TR_31T3	SEC_31	LID-b-08	LID-b-07	SEC_40	TR_40T3
	LID-c-02	D_40	D-42A	D_42	TR_42-T3	SEC23-3F	LID-b-24
	DJR23	DJR-COG1	NOCOGER1				
22)	PC12	D_61	TR_61T3	SEC_61	LID-b-13	DJR06	DJR08
	DJR19	DJR-COG1	NOCOGER1				
23)	PC12	D_61	TR_61T3	SEC_61	LID-b-13	DJR06	DJR04
	LID-b-08	SEC_31	TR_31T3	D_31	D-30	D_30	TR_30T3
	SEC_30	LID-b-05	LID-b-06	SEC_41	TR_41T3	LID-c-01	D_41
	D-40	D-42A	D_42	TR_42-T3	SEC23-3F	LID-b-24	DJR23
	DJR-COG1	NOCOGER1					
24)	PC12	D_61	TR_61T3	SEC_61	LID-b-13	DJR06	DJR04
	LID-b-07	SEC_40	TR_40T3	LID-c-02	D_40	D-42A	D_42
	TR_42-T3	SEC23-3F	LID-b-24	DJR23	DJR-COG1	NOCOGER1	
25)	PC12	D_61	TR_61T3	SEC_61	LID-b-13	DJR06	DJR03
	LID-b-06	SEC_41	TR_41T3	LID-c-01	D_41	D-40	D-42A
	D_42	TR_42-T3	SEC23-3F	LID-b-24	DJR23	DJR-COG1	NOCOGER1
26)	PC12	D_61	TR_61T3	SEC_61	LID-b-13	DJR06	DJR03
	LID-b-05	SEC_30	TR_30T3	D_30	D-30	D_31	TR_31T3
	SEC_31	LID-b-08	LID-b-07	SEC_40	TR_40T3	LID-c-02	D_40
	D-42A	D_42	TR_42-T3	SEC23-3F	LID-b-24	DJR23	DJR-COG1
	NOCOGER1						

CASO 3 - PLANTA INDUSTRIAL SEM UM SISTEMA DE COGERAÇÃO

Caminhos Normalmente Fechados (NF)

1) PC12 D_61 TR_61T3 SEC_61 LID-b-13 DJR06 DJR10
TRA-a-02 LID-a-05 SEC-a-04 DJR-a-24 DJR-a-14 SEC-a-01 LID-a-01
LIGHT1

2) PC12 D_61 TR_61T3 SEC_61 LID-b-13 DJR06 DJR09
TRA-a-01 LID-a-04 SEC-a-03 DJR-a-24 DJR-a-14 SEC-a-01 LID-a-01
LIGHT1

Caminhos Normalmente Abertos (NA)

1) PC12 D-61 D_71 TR_71T3 SEC_71 LID-b-14 LID-b-15
SEC_70 TR_70T3 D_70 D-60 D_60 TR_60T3 SEC_60
LID-b-12 DJR06 DJR10 TRA-a-02 LID-a-05 SEC-a-04 DJR-a-24
DJR-a-14 SEC-a-01 LID-a-01 LIGHT1

2) PC12 D-61 D_71 TR_71T3 SEC_71 LID-b-14 LID-b-15
SEC_70 TR_70T3 D_70 D-60 D_60 TR_60T3 SEC_60
LID-b-12 DJR06 DJR09 TRA-a-01 LID-a-04 SEC-a-03 DJR-a-24
DJR-a-14 SEC-a-01 LID-a-01 LIGHT1

3) PC12 D-61 D_71 TR_71T3 SEC_71 LID-b-14 DJR07
DJR10 TRA-a-02 LID-a-05 SEC-a-04 DJR-a-24 DJR-a-14 SEC-a-01
LID-a-01 LIGHT1

4) PC12 D-61 D_71 TR_71T3 SEC_71 LID-b-14 DJR07
DJR09 TRA-a-01 LID-a-04 SEC-a-03 DJR-a-24 DJR-a-14 SEC-a-01
LID-a-01 LIGHT1

Anexo B – Caminhos Mínimos: Ponto de Carga PC12

5) PC12 D_61 TR_61T3 SEC_61 LID-b-13 LID-b-12 SEC_60
TR_60T3 D_60 D-60 D_70 TR_70T3 SEC_70 LID-b-15
DJR07 DJR10 TRA-a-02 LID-a-05 SEC-a-04 DJR-a-24 DJR-a-14
SEC-a-01 LID-a-01 LIGHT1

6) PC12 D_61 TR_61T3 SEC_61 LID-b-13 LID-b-12 SEC_60
TR_60T3 D_60 D-60 D_70 TR_70T3 SEC_70 LID-b-15
DJR07 DJR09 TRA-a-01 LID-a-04 SEC-a-03 DJR-a-24 DJR-a-14
SEC-a-01 LID-a-01 LIGHT1

ANEXO C – Conjuntos de Corte Mínimos: Ponto de Carga PC12

Tabela C.1 – Conjunto de cortes mínimos para o sistema da Figura 5.4

Cortes	Tipo de corte	Sistema de Cogeração		
		Ligado Permanentemente	Ligado Quando Ocorre Falha na Rede	Ausente
Cortes de primeira Ordem	Solução do corte através da abertura de uma chave NF	D_60 TR_60T3 TR_60AT3	NO1025 D_60 TR_60T3 TR_60AT3 TRA-a-01 TRA-a-02 LID-a-04 LID-a-05	NO1025 D_60 TR_60T3 TR_60AT3 TRA-a-01 TRA-a-02 LID-a-04 LID-a-05
	Solução do corte através do Fechamento de uma chave NA	DJR01 DJR02 DJR03 DJR04 DJR05 DJR06 DJR07 DJR08 DJR09 DJR10 SEC_60 SEC_60A SEC_61 TR_61T3 LID-b-11 LID-b-13 LID-b-12	DJR01 DJR02 DJR03 DJR04 DJR05 DJR06 DJR07 DJR08 DJR09 DJR10 DJR-a-14 DJR-a-24 SEC_60 SEC_60A SEC_61 SEC-a-01 SEC-a-03 SEC-a-04 TR_61T3 LID-a-01 LID-b-11 LID-b-12 LID-b-13	TR_61T3 SEC_60 SEC_60A SEC_61 LID-b-11 LID-b-12 LID-b-13
	Tempo de reparo	PC12 D_61	PC12 D_61	PC12 DJR01 DJR02 DJR03 DJR04 DJR05 DJR06 DJR07 DJR08 DJR09 DJR10 D_61 DJR-a-14 DJR-a-24 SEC-a-01 SEC-a-03 SEC-a-04 LID-a-01
Cortes de segunda Ordem	Solução do corte através da abertura de uma chave NF	DJR-COG1 TRA-a-02 DJR18 TRA-a-02 DJR23 TRA-a-02 DJR22 TRA-a-02 DJR20 TRA-a-02 DJR19 TRA-a-02 DJR-COG1 LID-a-05 DJR18 LID-a-05 DJR23 LID-a-05		

Tabela C.1 – Conjunto de cortes mínimos para o sistema da Figura 5.4 (continuação).

Cortes	Tipo de corte	Sistema de Cogeração					
		Ligado Permanentemente		Ligado Quando Ocorre Falha na Rede		Ausente	
Cortes de segunda Ordem	Solução do corte através da abertura de uma chave NF	DJR22	LID-a-05				
		DJR20	LID-a-05				
		DJR19	LID-a-05				
		DJR-COG1	TRA-a-01				
		DJR18	TRA-a-01				
		DJR23	TRA-a-01				
		DJR22	TRA-a-01				
		DJR20	TRA-a-01				
		DJR19	TRA-a-01				
		DJR-COG1	LID-a-04				
		DJR18	LID-a-04				
		DJR23	LID-a-04				
		DJR22	LID-a-04				
		DJR20	LID-a-04				
	DJR19	LID-a-04					
	Solução do corte através do Fechamento de uma chave NA	DJR-COG1	SEC-a-04				
		DJR18	SEC-a-04				
		DJR23	SEC-a-04				
		DJR22	SEC-a-04				
		DJR20	SEC-a-04				
		DJR19	SEC-a-04				
		DJR-COG1	SEC-a-03				
		DJR18	SEC-a-03				
		DJR23	SEC-a-03				
		DJR22	SEC-a-03				
		DJR20	SEC-a-03				
		DJR19	SEC-a-03				
		DJR-COG1	DJR-a-24				
		DJR18	DJR-a-24				
		DJR23	DJR-a-24				
		DJR22	DJR-a-24				
		DJR20	DJR-a-24				
		DJR19	DJR-a-24				
		DJR-COG1	DJR-a-14				
		DJR18	DJR-a-14				
		DJR23	DJR-a-14				
		DJR22	DJR-a-14				
		DJR20	DJR-a-14				
		DJR19	DJR-a-14				
		DJR-COG1	SEC-a-01				
		DJR18	SEC-a-01				
		DJR23	SEC-a-01				
DJR22		SEC-a-01					
DJR20		SEC-a-01					
DJR19		SEC-a-01					
DJR-COG1		LID-a-01					
DJR18		LID-a-01					
DJR23		LID-a-01					
DJR22		LID-a-01					
DJR20		LID-a-01					
DJR19		LID-a-01					
Tempo de Reparo		DJR09	NOCOGER1	LID-a-01	NOCOGER1	LID-b-11	LIGHT1
		DJR09	DJR-COG1	LID-a-01	DJR-COG1	LID-b-11	LID-a-01
	DJR09	DJR19	LID-a-01	DJR19	LID-b-11	SEC-a-01	
	DJR09	DJR08	LID-a-01	DJR08	LID-b-11	DJR-a-14	
	DJR09	DJR07	LID-a-01	DJR06	LID-b-11	DJR-a-24	
	DJR09	LID-b-14	LID-a-01	LID-b-13	LID-b-11	SEC-a-04	
	DJR09	SEC 71	LID-a-01	SEC 61	LID-b-11	LID-a-05	

Tabela C.1 – Conjunto de cortes mínimos para o sistema da Figura 5.4 (continuação).

Cortes	Tipo de corte	Sistema de Cogeração					
		Ligado Permanentemente		Ligado Quando Ocorre Falha na Rede		Ausente	
Cortes de segunda Ordem	Tempo de Reparo	DJR09	TR 71T3	LID-a-01	TR 61T3	LID-b-11	TRA-a-02
		DJR09	D 71	LID-a-01	D 61	LID-b-11	DJR10
		DJR09	D-61	LID-a-01	NO1031	LID-b-11	DJR07
		DJR09	NO1031	SEC-a-01	NOCOGER1	LID-b-11	LID-b-14
		DJR10	NOCOGER1	SEC-a-01	DJR-COG1	LID-b-11	SEC 71
		DJR10	DJR-COG1	SEC-a-01	DJR19	LID-b-11	TR 71T3
		DJR10	DJR19	SEC-a-01	DJR08	LID-b-11	D 71
		DJR10	DJR08	SEC-a-01	DJR06	LID-b-11	D-61
		DJR10	DJR07	SEC-a-01	LID-b-13	LID-b-11	NO1031
		DJR10	LID-b-14	SEC-a-01	SEC 61	SEC 60A	LIGHT1
		DJR10	SEC 71	SEC-a-01	TR 61T3	SEC 60A	LID-a-01
		DJR10	TR 71T3	SEC-a-01	D 61	SEC 60A	SEC-a-01
		DJR10	D 71	SEC-a-01	NO1031	SEC 60A	DJR-a-14
		DJR10	D-61	DJR-a-14	NOCOGER1	SEC 60A	DJR-a-24
		DJR10	NO1031	DJR-a-14	DJR-COG1	SEC 60A	SEC-a-04
		DJR01	NOCOGER1	DJR-a-14	DJR19	SEC 60A	LID-a-05
		DJR01	DJR-COG1	DJR-a-14	DJR08	SEC 60A	TRA-a-02
		DJR01	DJR19	DJR-a-14	DJR06	SEC 60A	DJR10
		DJR01	DJR08	DJR-a-14	LID-b-13	SEC 60A	DJR07
		DJR01	DJR07	DJR-a-14	SEC 61	SEC 60A	LID-b-14
		DJR01	LID-b-14	DJR-a-14	TR 61T3	SEC 60A	SEC 71
		DJR01	SEC 71	DJR-a-14	D 61	SEC 60A	TR 71T3
		DJR01	TR 71T3	DJR-a-14	NO1031	SEC 60A	D 71
		DJR01	D 71	DJR-a-24	NOCOGER1	SEC 60A	D-61
		DJR01	D-61	DJR-a-24	DJR-COG1	SEC 60A	NO1031
		DJR01	NO1031	DJR-a-24	DJR19	LID-b-12	LIGHT1
		DJR02	NOCOGER1	DJR-a-24	DJR08	LID-b-12	LID-a-01
		DJR02	DJR-COG1	DJR-a-24	DJR06	LID-b-12	SEC-a-01
		DJR02	DJR19	DJR-a-24	LID-b-13	LID-b-12	DJR-a-14
		DJR02	DJR08	DJR-a-24	SEC 61	LID-b-12	DJR-a-24
		DJR02	DJR07	DJR-a-24	TR 61T3	LID-b-12	SEC-a-04
		DJR02	LID-b-14	DJR-a-24	D 61	LID-b-12	LID-a-05
		DJR02	SEC 71	DJR-a-24	NO1031	LID-b-12	TRA-a-02
		DJR02	TR 71T3	SEC-a-03	NOCOGER1	LID-b-12	DJR10
		DJR02	D 71	SEC-a-03	DJR-COG1	LID-b-12	DJR07
		DJR02	D-61	SEC-a-03	DJR19	LID-b-12	LID-b-14
		DJR02	NO1031	SEC-a-03	DJR08	LID-b-12	SEC 71
		DJR03	NOCOGER1	SEC-a-03	DJR06	LID-b-12	TR 71T3
		DJR03	DJR-COG1	SEC-a-03	LID-b-13	LID-b-12	D 71
		DJR03	DJR19	SEC-a-03	SEC 61	LID-b-12	D-61
		DJR03	DJR08	SEC-a-03	TR 61T3	LID-b-12	NO1031
		DJR03	DJR07	SEC-a-03	D 61	SEC 60	LIGHT1
		DJR03	LID-b-14	SEC-a-03	NO1031	SEC 60	LID-a-01
		DJR03	SEC 71	DJR09	LIGHT1	SEC 60	SEC-a-01
		DJR03	TR 71T3	DJR09	LID-a-01	SEC 60	DJR-a-14
		DJR03	D 71	DJR09	SEC-a-01	SEC 60	DJR-a-24
		DJR03	D-61	DJR09	DJR-a-14	SEC 60	SEC-a-04
		DJR03	NO1031	DJR09	DJR-a-24	SEC 60	LID-a-05
		DJR04	NOCOGER1	DJR09	SEC-a-04	SEC 60	TRA-a-02
		DJR04	DJR-COG1	DJR09	LID-a-05	SEC 60	DJR10
DJR04	DJR19	DJR09	TRA-a-02	SEC 60	DJR07		
DJR04	DJR08	DJR09	DJR10	SEC 60	LID-b-14		
DJR04	DJR07	DJR09	DJR07	SEC 60	SEC 71		
DJR04	LID-b-14	DJR09	LID-b-14	SEC 60	TR 71T3		
DJR04	SEC 71	DJR09	SEC 71	SEC 60	D 71		
DJR04	TR 71T3	DJR09	TR 71T3	SEC 60	D-61		
DJR04	D 71	DJR09	D 71	SEC 60	NO1031		
DJR04	D-61	DJR09	D-61	LID-b-13	LIGHT1		

Tabela C.1 – Conjunto de cortes mínimos para o sistema da Figura 5.4 (continuação).

Cortes	Tipo de corte	Sistema de Cogeração					
		Ligado Permanentemente		Ligado Quando Ocorre Falha na Rede		Ausente	
Cortes de segunda Ordem	Tempo de Reparo	DJR04	NO1031	DJR09	NO1031	LID-b-13	LID-a-01
		DJR05	NOCOGER1	SEC-a-04	NOCOGER1	LID-b-13	SEC-a-01
		DJR05	DJR-COG1	SEC-a-04	DJR-COG1	LID-b-13	DJR-a-14
		DJR05	DJR19	SEC-a-04	DJR19	LID-b-13	DJR-a-24
		DJR05	DJR08	SEC-a-04	DJR08	LID-b-13	SEC-a-04
		DJR05	DJR07	SEC-a-04	DJR06	LID-b-13	LID-a-05
		DJR05	LID-b-14	SEC-a-04	LID-b-13	LID-b-13	TRA-a-02
		DJR05	SEC 71	SEC-a-04	SEC 61	LID-b-13	DJR10
		DJR05	TR 71T3	SEC-a-04	TR 61T3	LID-b-13	DJR07
		DJR05	D 71	SEC-a-04	D 61	LID-b-13	LID-b-14
		DJR05	D-61	SEC-a-04	NO1031	LID-b-13	SEC 71
		DJR05	NO1031	DJR10	LIGHT1	LID-b-13	TR 71T3
		DJR06	NOCOGER1	DJR10	LID-a-01	LID-b-13	D 71
		DJR06	DJR-COG1	DJR10	SEC-a-01	LID-b-13	D-61
		DJR06	DJR19	DJR10	DJR-a-14	LID-b-13	NO1031
		DJR06	DJR08	DJR10	DJR-a-24	SEC 61	LIGHT1
		DJR06	DJR07	DJR10	SEC-a-04	SEC 61	LID-a-01
		DJR06	LID-b-14	DJR10	LID-a-05	SEC 61	SEC-a-01
		DJR06	SEC 71	DJR10	TRA-a-02	SEC 61	DJR-a-14
		DJR06	TR 71T3	DJR10	DJR07	SEC 61	DJR-a-24
		DJR06	D 71	DJR10	LID-b-14	SEC 61	SEC-a-04
		DJR06	D-61	DJR10	SEC 71	SEC 61	LID-a-05
		DJR06	NO1031	DJR10	TR 71T3	SEC 61	TRA-a-02
		LID-b-11	NOCOGER1	DJR10	D 71	SEC 61	DJR10
		LID-b-11	DJR-COG1	DJR10	D-61	SEC 61	DJR07
		LID-b-11	DJR19	DJR10	NO1031	SEC 61	LID-b-14
		LID-b-11	DJR08	DJR01	LIGHT1	SEC 61	SEC 71
		LID-b-11	DJR07	DJR01	LID-a-01	SEC 61	TR 71T3
		LID-b-11	LID-b-14	DJR01	SEC-a-01	SEC 61	D 71
		LID-b-11	SEC 71	DJR01	DJR-a-14	SEC 61	D-61
		LID-b-11	TR 71T3	DJR01	DJR-a-24	SEC 61	NO1031
		LID-b-11	D 71	DJR01	SEC-a-04	TR 61T3	LIGHT1
		LID-b-11	D-61	DJR01	LID-a-05	TR 61T3	LID-a-01
		LID-b-11	NO1031	DJR01	TRA-a-02	TR 61T3	SEC-a-01
		SEC 60A	NOCOGER1	DJR01	DJR10	TR 61T3	DJR-a-14
		SEC 60A	DJR-COG1	DJR01	DJR07	TR 61T3	DJR-a-24
		SEC 60A	DJR19	DJR01	LID-b-14	TR 61T3	SEC-a-04
		SEC 60A	DJR08	DJR01	SEC 71	TR 61T3	LID-a-05
		SEC 60A	DJR07	DJR01	TR 71T3	TR 61T3	TRA-a-02
		SEC 60A	LID-b-14	DJR01	D 71	TR 61T3	DJR10
		SEC 60A	SEC 71	DJR01	D-61	TR 61T3	DJR07
		SEC 60A	TR 71T3	DJR01	NO1031	TR 61T3	LID-b-14
		SEC 60A	D 71	DJR02	LIGHT1	TR 61T3	SEC 71
		SEC 60A	D-61	DJR02	LID-a-01	TR 61T3	TR 71T3
		SEC 60A	NO1031	DJR02	SEC-a-01	TR 61T3	D 71
		LID-b-12	NOCOGER1	DJR02	DJR-a-14	TR 61T3	D-61
		LID-b-12	DJR-COG1	DJR02	DJR-a-24	TR 61T3	NO1031
		LID-b-12	DJR19	DJR02	SEC-a-04		
		LID-b-12	DJR08	DJR02	LID-a-05		
		LID-b-12	DJR07	DJR02	TRA-a-02		
		LID-b-12	LID-b-14	DJR02	DJR10		
		LID-b-12	SEC 71	DJR02	DJR07		
		LID-b-12	TR 71T3	DJR02	LID-b-14		
		LID-b-12	D 71	DJR02	SEC 71		
		LID-b-12	D-61	DJR02	TR 71T3		
		LID-b-12	NO1031	DJR02	D 71		
		SEC 60	NOCOGER1	DJR02	D-61		
		SEC 60	DJR-COG1	DJR02	NO1031		

Tabela C.1 – Conjunto de cortes mínimos para o sistema da Figura 5.4 (continuação).

Cortes	Tipo de corte	Sistema de Cogeração				
		Ligado Permanentemente		Ligado Quando Ocorre Falha na Rede		Ausente
Cortes de segunda Ordem	Tempo de Reparo	SEC 60	DJR19	DJR03	LIGHT1	
		SEC 60	DJR08	DJR03	LID-a-01	
		SEC 60	DJR07	DJR03	SEC-a-01	
		SEC 60	LID-b-14	DJR03	DJR-a-14	
		SEC 60	SEC 71	DJR03	DJR-a-24	
		SEC 60	TR 71T3	DJR03	SEC-a-04	
		SEC 60	D 71	DJR03	LID-a-05	
		SEC 60	D-61	DJR03	TRA-a-02	
		SEC 60	NO1031	DJR03	DJR10	
		LID-b-13	NOCOGER1	DJR03	DJR07	
		LID-b-13	DJR-COG1	DJR03	LID-b-14	
		LID-b-13	DJR19	DJR03	SEC 71	
		LID-b-13	DJR08	DJR03	TR 71T3	
		LID-b-13	DJR07	DJR03	D 71	
		LID-b-13	LID-b-14	DJR03	D-61	
		LID-b-13	SEC 71	DJR03	NO1031	
		LID-b-13	TR 71T3	DJR04	LIGHT1	
		LID-b-13	D 71	DJR04	LID-a-01	
		LID-b-13	D-61	DJR04	SEC-a-01	
		LID-b-13	NO1031	DJR04	DJR-a-14	
		SEC 61	NOCOGER1	DJR04	DJR-a-24	
		SEC 61	DJR-COG1	DJR04	SEC-a-04	
		SEC 61	DJR19	DJR04	LID-a-05	
		SEC 61	DJR08	DJR04	TRA-a-02	
		SEC 61	DJR07	DJR04	DJR10	
		SEC 61	LID-b-14	DJR04	DJR07	
		SEC 61	SEC 71	DJR04	LID-b-14	
		SEC 61	TR 71T3	DJR04	SEC 71	
		SEC 61	D 71	DJR04	TR 71T3	
		SEC 61	D-61	DJR04	D 71	
		SEC 61	NO1031	DJR04	D-61	
		TR 61T3	NOCOGER1	DJR04	NO1031	
		TR 61T3	DJR-COG1	DJR05	LIGHT1	
		TR 61T3	DJR19	DJR05	LID-a-01	
		TR 61T3	DJR08	DJR05	SEC-a-01	
		TR 61T3	DJR07	DJR05	DJR-a-14	
		TR 61T3	LID-b-14	DJR05	DJR-a-24	
		TR 61T3	SEC 71	DJR05	SEC-a-04	
		TR 61T3	TR 71T3	DJR05	LID-a-05	
		TR 61T3	D 71	DJR05	TRA-a-02	
		TR 61T3	D-61	DJR05	DJR10	
		TR 61T3	NO1031	DJR05	DJR07	
		DJR07	NOCOGER1	DJR05	LID-b-14	
		DJR07	DJR-COG1	DJR05	SEC 71	
		DJR07	DJR19	DJR05	TR 71T3	
		DJR07	DJR08	DJR05	D 71	
		DJR07	LID-b-14	DJR05	D-61	
		DJR07	SEC 71	DJR05	NO1031	
		DJR07	TR 71T3	DJR06	LIGHT1	
		DJR07	D 71	DJR06	LID-a-01	
DJR07	D-61	DJR06	SEC-a-01			
DJR07	NO1031	DJR06	DJR-a-14			
DJR08	NOCOGER1	DJR06	DJR-a-24			
DJR08	DJR-COG1	DJR06	SEC-a-04			
DJR08	DJR19	DJR06	LID-a-05			
DJR08	DJR07	DJR06	TRA-a-02			
DJR08	LID-b-14	DJR06	DJR10			
DJR08	SEC 71	DJR06	DJR07			

Tabela C.1 – Conjunto de cortes mínimos para o sistema da Figura 5.4 (continuação).

Cortes	Tipo de corte	Sistema de Cogeração				
		Ligado Permanentemente	Ligado Quando Ocorre Falha na Rede	Ausente		
Cortes de segunda Ordem	Tempo de Reparo	DJR08	TR 71T3	DJR06	LID-b-14	
		DJR08	D 71	DJR06	SEC 71	
		DJR08	D-61	DJR06	TR 71T3	
		DJR08	NO1031	DJR06	D 71	
				DJR06	D-61	
				DJR06	NO1031	
				LID-b-11	LIGHT1	
				LID-b-11	LID-a-01	
				LID-b-11	SEC-a-01	
				LID-b-11	DJR-a-14	
				LID-b-11	DJR-a-24	
				LID-b-11	SEC-a-04	
				LID-b-11	LID-a-05	
				LID-b-11	TRA-a-02	
				LID-b-11	DJR10	
				LID-b-11	DJR07	
				LID-b-11	LID-b-14	
				LID-b-11	SEC 71	
				LID-b-11	TR 71T3	
				LID-b-11	D 71	
				LID-b-11	D-61	
				LID-b-11	NO1031	
				SEC 60A	LIGHT1	
				SEC 60A	LID-a-01	
				SEC 60A	SEC-a-01	
				SEC 60A	DJR-a-14	
				SEC 60A	DJR-a-24	
				SEC 60A	SEC-a-04	
				SEC 60A	LID-a-05	
				SEC 60A	TRA-a-02	
				SEC 60A	DJR10	
				SEC 60A	DJR07	
				SEC 60A	LID-b-14	
				SEC 60A	SEC 71	
				SEC 60A	TR 71T3	
				SEC 60A	D 71	
				SEC 60A	D-61	
				SEC 60A	NO1031	
				LID-b-12	LIGHT1	
				LID-b-12	LID-a-01	
				LID-b-12	SEC-a-01	
				LID-b-12	DJR-a-14	
				LID-b-12	DJR-a-24	
				LID-b-12	SEC-a-04	
				LID-b-12	LID-a-05	
				LID-b-12	TRA-a-02	
				LID-b-12	DJR10	
				LID-b-12	DJR07	
				LID-b-12	LID-b-14	
				LID-b-12	SEC 71	
		LID-b-12	TR 71T3			
		LID-b-12	D 71			
		LID-b-12	D-61			
		LID-b-12	NO1031			
		SEC 60	LIGHT1			
		SEC 60	LID-a-01			
		SEC 60	SEC-a-01			
		SEC 60	DJR-a-14			

Tabela C.1 – Conjunto de cortes mínimos para o sistema da Figura 5.4 (continuação).

Cortes	Tipo de corte	Sistema de Cogeração		
		Ligado Permanentemente	Ligado Quando Ocorre Falha na Rede	Ausente
Cortes de segunda Ordem	Tempo de Reparo		SEC 60 DJR-a-24	
			SEC 60 SEC-a-04	
			SEC 60 LID-a-05	
			SEC 60 TRA-a-02	
			SEC 60 DJR10	
			SEC 60 DJR07	
			SEC 60 LID-b-14	
			SEC 60 SEC 71	
			SEC 60 TR 71T3	
			SEC 60 D 71	
			SEC 60 D-61	
			SEC 60 NO1031	
			LID-b-13 LIGHT1	
			LID-b-13 LID-a-01	
			LID-b-13 SEC-a-01	
			LID-b-13 DJR-a-14	
			LID-b-13 DJR-a-24	
			LID-b-13 SEC-a-04	
			LID-b-13 LID-a-05	
			LID-b-13 TRA-a-02	
			LID-b-13 DJR10	
			LID-b-13 DJR07	
			LID-b-13 LID-b-14	
			LID-b-13 SEC 71	
			LID-b-13 TR 71T3	
			LID-b-13 D 71	
			LID-b-13 D-61	
			LID-b-13 NO1031	
			SEC 61 LIGHT1	
			SEC 61 LID-a-01	
			SEC 61 SEC-a-01	
			SEC 61 DJR-a-14	
			SEC 61 DJR-a-24	
			SEC 61 SEC-a-04	
			SEC 61 LID-a-05	
			SEC 61 TRA-a-02	
			SEC 61 DJR10	
			SEC 61 DJR07	
			SEC 61 LID-b-14	
			SEC 61 SEC 71	
			SEC 61 TR 71T3	
			SEC 61 D 71	
			SEC 61 D-61	
			SEC 61 NO1031	
			TR 61T3 LIGHT1	
			TR 61T3 LID-a-01	
			TR 61T3 SEC-a-01	
			TR 61T3 DJR-a-14	
			TR 61T3 DJR-a-24	
			TR 61T3 SEC-a-04	
	TR 61T3 LID-a-05			
	TR 61T3 TRA-a-02			
	TR 61T3 DJR10			
	TR 61T3 DJR07			
	TR 61T3 LID-b-14			
	TR 61T3 SEC 71			
	TR 61T3 TR 71T3			

Tabela C.1 – Conjunto de cortes mínimos para o sistema da Figura 5.4 (continuação).

Cortes	Tipo de corte	Sistema de Cogeração		
		Ligado Permanentemente	Ligado Quando Ocorre Falha na Rede	Ausente
Cortes de segunda Ordem	Tempo de Reparo		TR 61T3 D 71	
			TR 61T3 D-61	
			TR 61T3 NO1031	
			DJR07 LIGHT1	
			DJR07 LID-a-01	
			DJR07 SEC-a-01	
			DJR07 DJR-a-14	
			DJR07 DJR-a-24	
			DJR07 SEC-a-04	
			DJR07 LID-a-05	
			DJR07 TRA-a-02	
			DJR07 DJR10	
			DJR07 LID-b-14	
			DJR07 SEC 71	
			DJR07 TR 71T3	
			DJR07 D 71	
			DJR07 D-61	
			DJR07 NO1031	
			DJR08 LIGHT1	
			DJR08 LID-a-01	
			DJR08 SEC-a-01	
			DJR08 DJR-a-14	
			DJR08 DJR-a-24	
			DJR08 SEC-a-04	
			DJR08 LID-a-05	
			DJR08 TRA-a-02	
			DJR08 DJR10	
			DJR08 DJR07	
			DJR08 LID-b-14	
			DJR08 SEC 71	
			DJR08 TR 71T3	
			DJR08 D 71	
	DJR08 D-61			
	DJR08 NO1031			