

GUILHERME MONEGO DOMENEGHI

**OTIMIZAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO ATRAVÉS DA INSERÇÃO DE CHAVES
E DA REDUÇÃO DE PERDAS ELÉTRICAS: UM ESTUDO DE CASO**

Trabalho de conclusão de curso apresentado como parte das atividades para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica, do curso de Engenharia Elétrica da Fundação Universidade Federal do Pampa.

Orientador: Prof. Me. Eduardo Machado dos Santos

Co-Orientador: Prof. Me. Luciano Lopes Pfitscher

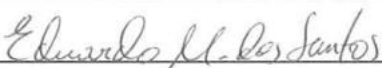
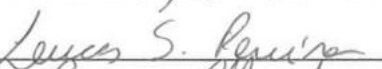
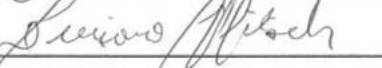
**ALEGRETE
2013**

Autoria: Guilherme Monego Domeneghi

Título: Otimização de Redes de Distribuição com Redução da Ociosidade de Alimentadores e Inserção de Chaves: Um Estudo de Caso

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como parte das atividades para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa.

Os componentes da banca, abaixo listados, consideram este trabalho aprovado

	Nome	Titulação	Assinatura	Instituição
1	Eduardo Machado dos Santos	Prof. Me.		unipampa
2	Lucas Santos Pereira	Prof.		unipampa
3	Luciano Lopes Pfitscher	Prof. Dr.		UFSC

Data da aprovação: 11 de outubro de 2013.

*Aos meus pais, pelo exemplo de vida e
família.*

*À minha irmã, por acreditar e sempre
me apoiar.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos os meus amigos com quem convivi diariamente durante estes últimos anos, pelo apoio e grande aprendizado.

Agradeço aos professores e amigos, Mauricio Sperandio, Eduardo Machado dos Santos e Luciano Lopes Pfitscher, pelo aprendizado, dedicação e ajuda durante este trabalho.

Agradeço a todos que acreditaram e me apoiaram.

*“A mente que se abre a uma nova ideia jamais
voltará ao seu tamanho original.”*

Albert Einstein

RESUMO

Redes de distribuição de energia elétrica são fundamentais dentro do sistema elétrico de potência, uma vez que são responsáveis pela entrega de energia aos consumidores. O mau funcionamento dessas redes provoca prejuízos para os consumidores, tanto pela falta, quanto pela baixa qualidade da energia entregue. A proposta deste trabalho é estudar uma rede de distribuição de energia elétrica com características de sazonalidade, de modo a encontrar a melhor configuração, otimizando a operação, de forma a reduzir as perdas elétricas da rede e melhorar a continuidade no fornecimento, sem que haja grande investimento. Para tal, foram propostas metodologias de reconfiguração da rede e de análise de continuidade no abastecimento, após a determinação de trechos problemáticos do sistema. Dessa forma, foram indicadas porções do sistema onde devem ser feitos investimentos, melhorando seu desempenho. O estudo foi realizado com base em uma rede real de distribuição, a partir da qual foram simuladas possíveis soluções, para cada situação analisada.

Palavras-chave: Rede de distribuição, perdas elétricas, sazonalidade, continuidade no abastecimento, otimização.

ABSTRACT

Electric distribution networks are essential within the electric power system, since they are responsible for the delivery of electricity to the consumers. The malfunction of these networks causes harm to the consumers, either by lack of energy or by the low quality of the delivered power. The proposal of this work is to study a distribution network with seasonality load characteristics in order to find the most significant variables and to optimize the operation to reduce power losses and to improve the network continuity, without major investment. For such end, methodologies have been proposed for the reconfiguration of the network and for the analysis of continuity in supply, after the determination of problematic sections of the system. Thus, they were indicated the portions of the system where investments should be made, improving their performance. The study was based on a real distribution network, from which the possible solutions were simulated for each situation investigated.

Keywords: distribution network, electrical losses, seasonality, continuity of supply, optimization.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Diagrama unifilar, primário radial	20
Figura 2 - Sistema de distribuição após manobras de reconfiguração.	20
Figura 3 – Sistema de distribuição após manobras de reconfiguração.....	21
Figura 4 – Alimentadores em condição inicial; Alimentadores após o primeiro passo.	31
Figura 5 - Alimentadores após o terceiro passo.	31
Figura 6 – Alimentadores em condição inicial; Alimentadores após o quarto passo.....	32
Figura 7 – Algoritmo para reconfiguração da rede buscando redução de perdas elétricas.	33
Figura 8 – Divisão do alimentador em regiões.....	34
Figura 9 – Regiões após alteração de posição da chave.	36
Figura 10 – Inserção de nova chave para subdivisão da região 3.....	37
Figura 11 – Divisão da Região Problemática em duas regiões.	38
Figura 12 – Localização de Torres/RS.	42
Figura 13 – Alimentadores do sistema de distribuição de Torres.	42
Figura 14 – Os quatro alimentadores utilizados no trabalho.	43
Figura 15 – Interface gráfica do programa.	44
Figura 16 – Perdas elétricas no Alimentador 1, carga predominantemente residencial.....	45
Figura 17 – Perdas elétricas no Alimentador 2, carga predominantemente comercial/industrial.	45
Figura 18 – Perdas elétricas no Alimentador 3, carga predominantemente residencial.....	46
Figura 19 – Perdas elétrica no Alimentador 4, carga predominantemente residencial.	46
Figura 20 – Perdas elétricas do sistema de distribuição com os quatro alimentadores.	46
Figura 21 – Perdas elétricas no Alimentador 1 antes e depois da otimização.....	49
Figura 22 – Perdas elétricas no Alimentador 2, em vermelho, antes e, em azul, depois da otimização.....	49

Figura 23 – Perdas elétricas no Alimentador 3, em vermelho, antes e, em azul, depois da otimização.....	50
Figura 24 – Perdas elétricas no Alimentador 4, em vermelho, antes e, em azul, depois da otimização.....	50
Figura 25 – Perdas elétricas do sistema de distribuição, em vermelho, antes e, em azul, depois da otimização.....	51
Figura 26 – Alimentador três.....	53
Figura 27 – Regiões do alimentador três.	53
Figura 28 – Buscando o ponto ótimo para alocar uma nova chave na região dois.	55
Figura 29 - Buscando ponto ótimo para alocar uma nova chave na região 13.....	56
Figura 30 – Alimentador três com as duas novas chaves NF.....	57

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Distorção Harmônica Máxima Recomendada.	22
Tabela 2 – Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração.	25
Tabela 3 – Faixas de Tensão Limites para Operação do Sistema de Distribuição.	25
Tabela 4 – Número de Operações Diárias e Perda Reduzida por Chave de Interligação Entre Alimentadores.	39
Tabela 5 – Classificação das Chaves Quanto a sua Importância.	39
Tabela 6 – Simulações com o sistema original.	47
Tabela 7 – Resultados das simulações com o sistema otimizado.	48
Tabela 8 – Diferença entre a configuração original da rede e a configuração ótima.	52
Tabela 9 – FEC de cada região do alimentador três.	54
Tabela 10 – Valores decorrentes da busca pela posição ótima da nova chave na região dois.	55
Tabela 11 - Valores decorrentes da busca pela posição ótima da nova chave na região treze.	56
Tabela 12 - FEC de cada região do alimentador três com a inserção das duas novas chaves.	57
Tabela 13 - Número de Operações Diárias e Perda Reduzida por Manobra.	58
Tabela 14 - Classificação das Manobras Quanto a sua Importância.	59

SUMÁRIO

Agradecimentos	4
RESUMO.....	6
Abstract.....	7
Lista de ilustrações	8
Lista de tabelas	10
Sumário.....	11
Introdução.....	13
1 Operação do Sistema de Distribuição.....	15
1.1 <i>Considerações Gerais</i>	15
1.2 <i>O sistema de Distribuição</i>	15
1.2.1 <i>Redes de Distribuição</i>	15
1.2.2 <i>Alimentadores</i>	16
1.2.3 <i>Possíveis problemas para os sistemas de distribuição</i>	17
1.3 <i>Operação de Chaves</i>	19
1.4 <i>Limites de Operação</i>	21
1.4.1 <i>Distorção harmônica</i>	22
1.4.2 <i>Variação de frequência</i>	22
1.4.3 <i>Fator de potência</i>	23
1.4.4 <i>Carregamento de condutores e equipamentos</i>	24
1.4.5 <i>Variações de tensão</i>	24
1.4.5.1 Desequilíbrio de tensão	24
1.4.5.2 Flutuação de tensão	24
1.4.5.3 Variação de tensão de curta duração	24
1.4.5.4 Limites de tensão em regime permanente	25
1.5 <i>Indicadores de Continuidade</i>	26
1.6 <i>Perdas Elétricas no Sistema de Distribuição</i>	28
1.7 <i>Considerações Finais</i>	29
2 Metodologias Proposta.....	30
2.1 <i>Considerações Gerais</i>	30
2.2 <i>Metodologia de Reconfiguração da Rede para Redução de Perdas Elétricas</i>	30
2.3 <i>Metodologia de Análise de Continuidade no Fornecimento</i>	34
2.3.1 <i>Realocação de Chave</i>	35

2.3.2 Inserção de Nova Chave.....	36
2.4 Classificação das Chaves Quanto a sua Importância	38
2.5 Considerações Finais	40
3 Resultados Obtidos	41
3.1 Considerações Gerais	41
3.2 Sistema Teste	41
3.3 Software Utilizado para a Análise do Sistema de Distribuição.....	43
3.4 Dados iniciais.....	44
3.5 Otimização da Rede de Distribuição	47
3.6 Análise de continuidade no sistema de distribuição	52
3.7 Classificação das Chaves	58
3.8 Considerações Finais	59
4 Considerações finais	60
4.1 Sugestão para trabalhos futuros	61
Referências bibliográficas.....	62

INTRODUÇÃO

Em algumas cidades a falta de energia elétrica acontece com maior frequência. Esse fenômeno é constatado com maior intensidade em locais onde existem cargas do tipo sazonais, que são aquelas que demandam maior potência em determinados períodos do ano, quando comparadas com a média anual. Isso ocorre porque o sistema fica sobrecarregado durante estes períodos. Por exemplo, em regiões litorâneas, a demanda aumenta consideravelmente no período de dezembro até fevereiro. Já em regiões agrícolas, que utilizam sistemas de bombeamento para a irrigação, esse incremento de carga ocorre no período de safra.

Alimentadores litorâneos sofrem com a sazonalidade, uma vez que essas regiões recebem muitos turistas no período do veraneio. Essas regiões multiplicam sua população, elevando demasiadamente à potência demandada, causando sobrecarga nos alimentadores e equipamentos de distribuição, o que pode levar à interrupção do abastecimento de energia aos consumidores.

Em algumas ocasiões, nos alimentadores longos, a qualidade da energia e o abastecimento não se fazem satisfatórios para o cliente, além de provocar o desligamento do alimentador em situações extremas, por queda ou elevação de tensão. Essa característica é tipicamente encontrada em alimentadores rurais onde hajam sistemas de bombeamento, utilizados na irrigação de lavouras. Esse tipo de carga demanda alta potência, sobrecarregando os alimentadores. Além disso, com a saída e entrada repentina de grandes parcelas de carga, os reguladores de tensão têm seu desempenho afetado, não mantendo o nível de tensão adequado, o que pode causar avaria nos equipamentos dos consumidores.

Esses problemas podem ser corrigidos com investimentos na rede de distribuição, porém, muitas vezes, tais investimentos não são feitos pelas concessionárias de energia elétrica, que são as responsáveis pela operação e manutenção do sistema de distribuição. Isso ocorre justamente por tratarem-se de regiões com características sazonais, já que apenas em determinado período do ano a situação se torna crítica, o retorno do investimento acaba não sendo atrativo. Dessa forma, se torna mais atrativa a ideia de um novo arranjo da rede, de tal forma que possam ser amenizados os problemas decorrentes da sazonalidade, tornando o sistema mais robusto. Isso pode ser obtido através de manobras estratégicas de chaves, que façam a passagem de cargas entre os alimentadores, dividindo melhor a demanda.

Com a finalidade de solucionar os problemas decorrentes da sazonalidade em sistemas de distribuição, nesse trabalho, foi feita a análise profunda de uma rede com cargas sazonais, de

modo a identificar os principais problemas, buscando soluções, além de classificar as melhores propostas dentre as existentes.

Diante desse cenário, o objetivo do trabalho é realizar uma análise nos alimentadores com cargas sazonais, verificando suas principais características, de modo a entender como se comportam, além de propor maneiras de eliminar os problemas, com enfoque técnico. Com isso, espera-se garantir o abastecimento e a qualidade da energia elétrica nesses sistemas críticos, sem que haja grandes investimentos na rede, utilizando apenas manobras de carga. Além disso, foram apontados pontos problemáticos dentro do sistema de distribuição estudado, propondo possíveis alternativas para melhoria de seu desempenho.

Os dados foram obtidos de um grupo de alimentadores reais. Esses dados foram devidamente organizados e simulados em softwares apropriados, como meio para avaliação do comportamento desses alimentadores em condições normais de operação. Para comparação com as condições normais de operação, foram realizadas simulações dos casos extremos, assim provocando um carregamento que aproximou os equipamentos de seus limites de operação. De posse dos dados obtidos, foram estudadas possíveis soluções, que, por sua vez, foram simuladas e classificadas de acordo com aspectos técnicos.

Por fim, na conclusão desse estudo, obtiveram-se as melhores configurações da rede de distribuição em termos da melhor eficiência operacional (menores perdas e melhor distribuição das cargas entre os alimentadores). Além disso, foram definidas estratégias de operação para situações do dia-a-dia, de modo a garantir um melhor abastecimento para o cliente com maior confiabilidade e qualidade de energia além de serem apontados pontos estratégicos para se fazer um investimento na rede.

1 OPERAÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

1.1 Considerações Gerais

O sistema de distribuição de energia elétrica é parte fundamental do sistema elétrico de potência, pois é através dele que a energia é entregue aos consumidores residenciais, comerciais e para maior parte dos consumidores industriais. Nesse Capítulo, serão descritos os principais conceitos sobre os sistemas de distribuição, que constituem a base teórica deste trabalho. Dá-se ênfase a critérios como as características e princípios de funcionamento do sistema de distribuição, os critérios para operação de chaves, os limites de operação e os indicadores de continuidade de serviço, utilizados conforme a norma resolutiva vigente [PRODIST].

1.2 O sistema de Distribuição

1.2.1 Redes de Distribuição

O sistema de distribuição é composto por duas redes: uma chamada rede primária e outra dita rede secundária. A rede primária, ou rede de média tensão (MT), deve ter tensão eficaz entre fases inferior a 69kV e superior a 1kV [1]. Pode ser aérea ou subterrânea, sendo que na maioria das vezes é aérea devido ao custo ser consideravelmente menor. É uma rede trifásica geralmente de três fios, que parte de uma subestação de energia elétrica e opera de forma radial, ou seja, nesse sistema a energia elétrica flui em apenas um sentido.

Também, é a partir da rede primária que consumidores primários, atendidos em MT, e estações transformadoras (ET's) recebem a energia demandada por suas cargas. Com relação às estações transformadoras, pode-se afirmar que estas fornecem energia à rede secundária, dita de baixa tensão (BT). Já, com relação aos consumidores primários, vale ressaltar que, dentre os mais comuns, estão às indústrias de médio porte e os complexos comerciais como *shopping centers*.

Além disso, a rede primária de distribuição possui característica de transferência de bloco de cargas entre os alimentadores em situações de contingência, manutenção preventiva ou corretiva.

Por outro lado, a rede secundária (BT) deve possuir tensão inferior ou igual a 1kV. Porém, possui comumente conjuntos de tensões fase/linha dados por 127/220V e 220/380V. Outro aspecto importante é que a rede secundária é responsável pelo nível de tensão que chega às residências. Tendo em vista que a maior parte dos consumidores são do tipo residencial, a rede secundária exerce um papel de extrema importância dentro do sistema de distribuição de energia elétrica. Com relação a sua constituição, esta é uma rede trifásica, normalmente aérea a 4 fios, sendo 3 cabos fase e um neutro.

Sendo assim, ressalta-se que a configuração de rede mais usual pode ser chamada de Primário Radial com Socorro. São redes em que o sistema vai somente para uma direção, ou seja, o fluxo de potência só possui um sentido. Essa configuração de rede possui um ramal principal chamado de tronco. Desse ramal se derivam outros ramais, os quais são protegidos por elos fusíveis, diferentemente do tronco, que é protegido por um conjunto relé-disjuntor, localizado próximo à subestação.

Por fim, deve-se considerar que, devido à maior parcela dos consumidores serem abastecidos pelo sistema de distribuição de energia elétrica, este deve manter seu funcionamento sem que haja interrupções. Entretanto, isso não é possível, já que, apesar de toda a tecnologia disponível, o sistema não está livre de variáveis externas como os fenômenos naturais, sob os quais não se tem controle. Dessa forma, torna-se indispensável o desenvolvimento de medidas preventivas, corretivas e operacionais para o funcionamento adequado do sistema de distribuição, mantendo a qualidade da energia fornecida e a continuidade do serviço.

1.2.2 Alimentadores

Os condutores que partem da subestação constituindo a rede primária (MT) são chamados de alimentadores. Estes podem ser aéreos ou subterrâneos, dependendo do tipo de geografia do local. Alimentadores aéreos são mais utilizados devido ao seu custo inferior, porém, em locais de maior densidade demográfica, alimentadores subterrâneos devem ser utilizados. As redes aéreas são constituídas de postes de concreto ou de madeira tratada, que suportam as cruzetas nas quais são presos os isoladores. Tais dispositivos permitem a passagem do cabo

condutor com segurança, isolando-o eletricamente dos demais elementos que constituem a estrutura que o suporta.

Outra característica importante sobre alimentadores diz respeito ao material que o constitui. Os condutores mais utilizados são os de alumínio com alma de aço (CAA), condutores de alumínio (CA) e os condutores de cobre (CU), podendo ser nus ou não. Cabos nus são comumente utilizados tanto em redes primárias quanto em redes secundárias e possuem a desvantagem de serem mais susceptíveis a curtos-circuitos de alta impedância, como por exemplo, àqueles em que galhos de árvores tocam os condutores da rede, o que caracteriza um problema potencial para alimentadores que percorrem regiões arborizadas.

1.2.3 Possíveis problemas para os sistemas de distribuição

Problemas com o sistema de distribuição têm ficado cada vez mais comuns, uma vez que o acréscimo de cargas e a própria natureza da carga afetam a operação do sistema. O acréscimo de cargas, ocasionado por novas tecnologias que são cada vez mais acessíveis aos usuários da rede, e também pela própria expansão natural do sistema, aumenta a potência transmitida através dos alimentadores, os quais possuem um limite de operação que não pode ser excedido para um funcionamento adequado do sistema. Existem muitas alternativas para sanar os problemas causados por essa sobrecarga. Porém, os custos empregados muitas vezes não tornam o investimento atrativo para as concessionárias de energia, as quais são responsáveis pelo sistema de distribuição.

Outro problema bastante comum é a inconstância da carga. Em alguns horários a demanda é consideravelmente maior do que a média de demanda ao longo do dia, o que pode acabar causando uma série de problemas ao sistema de distribuição, tais como subtensão, sobrecarga dos equipamentos da rede e, em casos extremos, o rompimento indevido de elos fusíveis para correntes de carga além de seu dimensionamento.

Nesse contexto, conforme [2], as cargas podem ser divididas em três tipos: sensíveis, semi-sensíveis e normais.

Cargas sensíveis são assim chamadas por precisarem de energia constantemente, isto é, não admitem falta de eletricidade nem mesmo momentaneamente, pois isto acarreta enormes prejuízos. Como exemplo de cargas sensíveis, citam-se as fábricas que possuem fornos com sopradores acionados eletricamente. Para estas cargas, a interrupção no fornecimento provoca

o escoamento da massa fundida que obstrui os canais de insuflamento de ar, o que demanda a parada imediata de produção que pode durar meses.

Outras cargas tipicamente sensíveis são aquelas existentes em centros cirúrgicos, CTIs e UTIs de hospitais que dependem do fornecimento constante de energia elétrica. Nestes locais, a falta de eletricidade pode colocar vidas em risco.

Já as cargas semi-sensíveis são aquelas em que uma interrupção no abastecimento por no máximo 10 minutos não provoca prejuízos consideráveis, mas que, em um intervalo de tempo maior, podem ser demasiadamente prejudicadas. Um exemplo disto seria um microcomputador operando com um *no-break* que usualmente possui 15 minutos de autonomia. Se este aparelho estiver processando um caso que demande elevada carga computacional, levando algumas horas para concluir a referida tarefa, em caso de falta de energia, poderia ter toda a atividade já processada perdida, caso a autonomia do *no-break* fosse excedida.

Por outro lado, as cargas normais são aquelas em que a interrupção do fornecimento não acarretará em grande prejuízo, mas incômodo ao cliente. Por exemplo, em um grande prédio em que o condômino terá que subir as escadas até seu apartamento, ao invés de utilizar o elevador, ou em casos de interrupção do abastecimento de água, devido ao não funcionamento do sistema de bombeamento para os respectivos reservatórios.

Nesse contexto, verifica-se que, do ponto de vista operacional, existe outro tipo de carga que pode ser considerada como um grande problema para o sistema de distribuição. Tais cargas se caracterizam por possuírem características de sazonalidade, ou seja, adquirem demanda consideravelmente acima da média em certos períodos do ano quando comparadas com a média anual. Por exemplo, em alimentadores rurais de lavouras que utilizam irrigação, o carregamento destes aumenta durante o período de safra. Além disso, regiões turísticas como praias aumentam consideravelmente sua população e, conseqüentemente, a carga demandada durante o verão. Cargas com essas características serão doravante tratadas neste trabalho como “cargas sazonais”.

Alimentadores com cargas sazonais são caracterizados por se estenderem por muitos quilômetros e possuírem cargas consideráveis em seu final, para os piores casos, ou distribuídas ao longo do mesmo. Essas características tendem a provocar elevada queda de tensão e aumento considerável nas perdas de energia elétrica ao longo do alimentador, podendo provocar a atuação indevida da proteção associada ao mesmo. Essa atuação indevida pode causar a de-

senergização do alimentador, causando possíveis prejuízos para o cliente, como a queima de aparelhos elétricos e/ou a perda de alimentos que necessitem de refrigeração.

Tendo em vista que as cargas sazonais podem causar problemas operacionais durante certos períodos do ano, verifica-se a necessidade da criação de medidas operativas para melhor aproveitamento do sistema de distribuição, reduzindo perdas nas linhas, além da melhor divisão das cargas entre alimentadores, buscando um ponto ótimo de operação.

1.3 Operação de Chaves

O sistema de distribuição deve possuir chaves que permitam realizar a passagem de carga entre os alimentadores para que, em casos de contingência, manutenção preventiva ou corretiva, o menor número de pessoas possível fique sem energia. Para isso, o arranjo do sistema deve permitir conexões entre alimentadores de forma que um possa vir a “socorrer” o outro em caso de falha ou manutenção, suprindo a energia de pelo menos parte dos clientes do alimentador desenergizado.

No sistema de distribuição, existem duas chaves de seccionamento largamente utilizadas para operação: chave normalmente fechada (NF) e chave normalmente aberta (NA). Chaves NF são utilizadas para retirada de blocos de carga ou para a realização de manutenções na rede, enquanto as chaves NA são utilizadas para passagem de blocos de carga de um alimentador para outro.

Na Figura 1, que representa um modelo de configuração com primário radial com socorro, vemos dois circuitos, que partem de uma mesma subestação (SE). Nota-se que, destes circuitos (alimentadores), derivam-se alguns ramais.

O sistema possui algumas chaves de seccionamento, NF e NA, e dois disjuntores (D) localizados na subestação. Supondo que ocorra uma contingência entre as chaves NF 01 e NF 02 do circuito 1, teremos o desligamento desse circuito pela abertura de D da SE. O defeito pode ser isolado abrindo as chaves NF 01 e 02. Em seguida, o disjuntor do circuito 1 pode ser novamente fechado, restabelecendo a energia até a chave 01. A chave NA 03, dita chave de “socorro interno” (KAGAN et al., 2010), deve ser fechada para que a energia seja restabelecida a jusante da chave NF 02, cujos consumidores passarão a ser atendidos pelo circuito 2. A Figura 2 demonstra o estado da rede após as manobras.

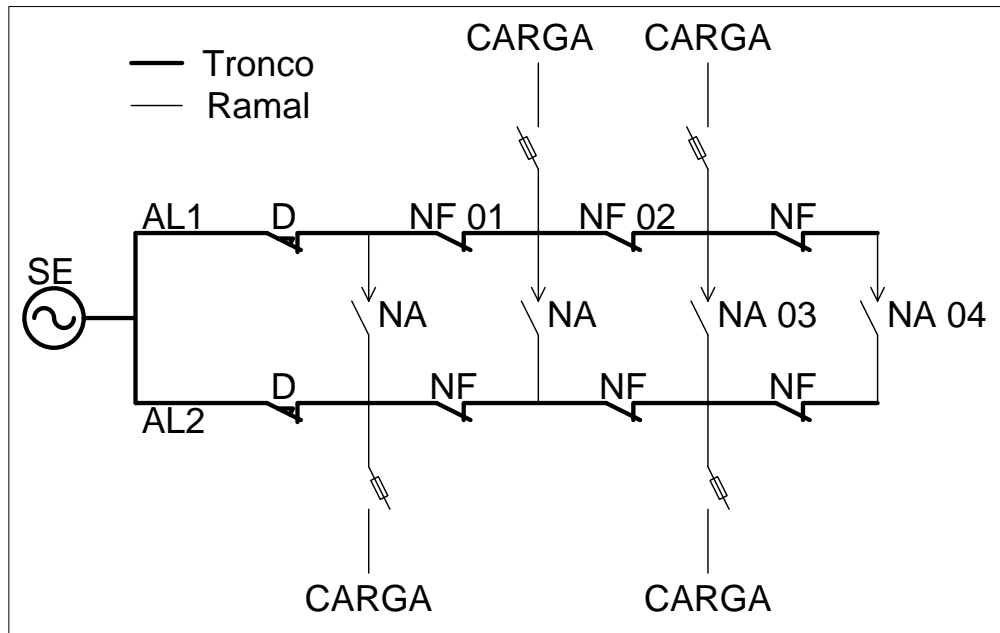


Figura 1 - Diagrama unifilar, primário radial

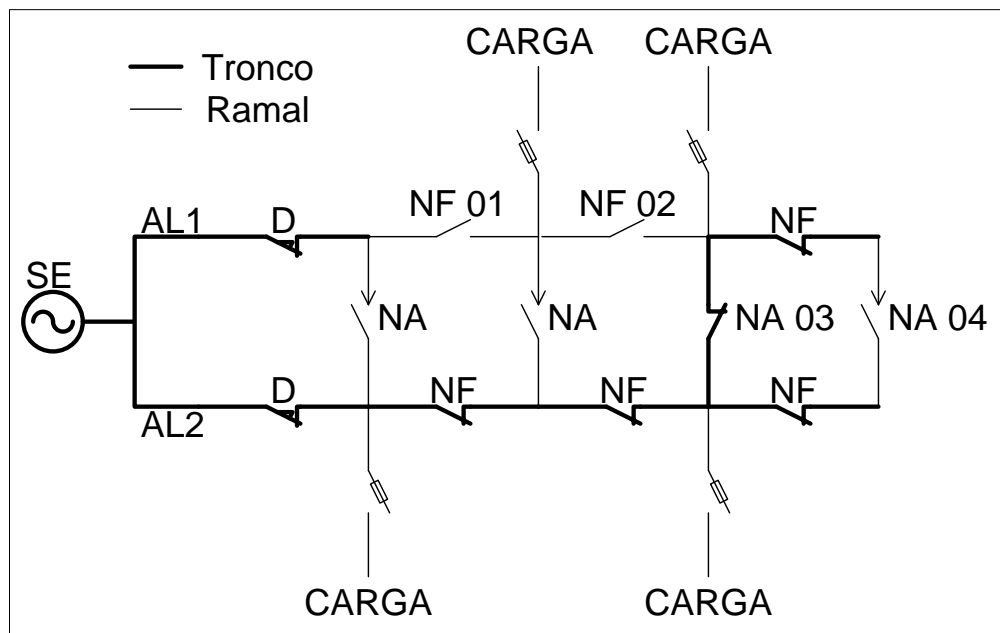


Figura 2 - Sistema de distribuição após manobras de reconfiguração.

Outra solução seria fechar a chave NA 04, dita chave de “socorro externo” (KAGAN et al., 2010), promovendo o abastecimento de energia dos clientes a jusante da chave NF 02 através do final do alimentador do circuito 2, a Figura 3 mostra como fica o sistema de distribuição após as manobras. Entretanto, é sempre preferível o fechamento de chaves de socorro interno, uma vez que estas se encontram mais próximas das equipes de manutenção, acionadas para atender o local de onde se origina o problema. Assim, torna-se a manobra mais rápida

da e mais barata. Além disso, vale ressaltar que, para este tipo de procedimento, não é necessário que os dois alimentadores partam da mesma subestação.

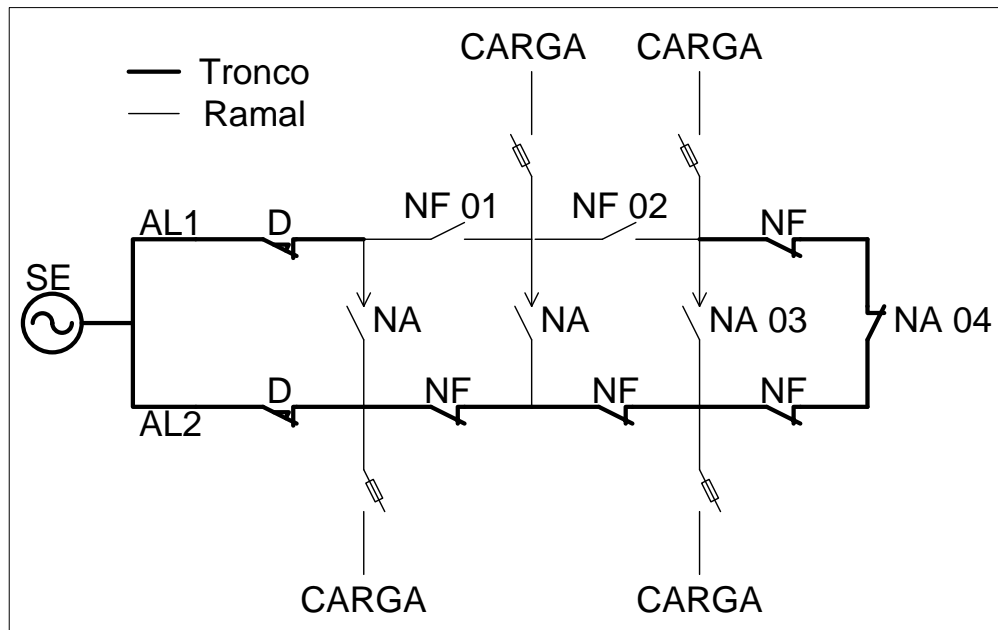


Figura 3 – Sistema de distribuição após manobras de reconfiguração.

Por fim, para realizar esse tipo de manobra alguns cuidados devem ser tomados. Os principais são listados a seguir:

O alimentador que receberá a parcela de carga deve ser robusto o suficiente para que não haja problemas de sobrecarga.

Não deve haver diferença angular significativa entre as fases dos alimentadores para que não haja transitório de tensão suficiente para prejudicar equipamentos da rede e consumidores.

Os alimentadores envolvidos devem estar operando com o mesmo nível de tensão.

1.4 Limites de Operação

A rede de distribuição possui limites de operação que não devem ser excedidos, evitando prejuízos para a rede e para o consumidor. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece limites operacionais através da resolução normativa expressa em [3]. Tal documento apresenta recomendações quanto ao nível de distorção harmônica, variação de frequência, fator de potência e à variação de tensão.

1.4.1 Distorção harmônica

A distorção harmônica é um fenômeno causado pela deformação das formas de onda da tensão e corrente, em relação à senóide fundamental. Isso ocorre quando a rede possui muitas cargas eletrônicas, especialmente as que possuem dispositivos de chaveamento, como por exemplo, fontes chaveadas, inversores de frequência, retificadores de tensão, controles de potência baseados em disparo de tiristores, etc.

A ANEEL, através do PRODIST, em termos de qualidade de energia elétrica, recomenda limites para as distorções harmônicas nas redes. Os valores recomendados variam de acordo com a tensão e estão indicados na Tabela 1.

Os harmônicos são indesejáveis na rede, pois causam uma série de problemas. Afetam os sistemas de comunicação, provocam aquecimento indevido em máquinas elétricas, reduzindo a sua vida útil, o torque disponível e a eficiência elétrica, além de causar perdas em condutores e transformadores devido o efeito pelicular.

Para correção de harmônicos nos sistemas de distribuição, podem ser utilizados filtros ou ligações de transformadores. Usualmente são utilizadas ligações delta em transformadores para reduzir o nível de harmônicos, pois os filtros, muitas vezes, demandam potência significativa em seu funcionamento.

Tabela 1 – Distorção Harmônica Máxima Recomendada.

Tensão nominal do Barramento	Distorção Harmônica Total de Tensão [%]
$V_N \leq 1\text{kV}$	10
$1\text{kV} < V_N \leq 13,8\text{kV}$	8
$13,8\text{kV} < V_N \leq 69\text{kV}$	6
$69\text{kV} < V_N < 230\text{kV}$	3

Fonte: PRODIST, módulo 8 (2012, pag.20).

1.4.2 Variação de frequência

Todo o sistema brasileiro de energia elétrica foi desenvolvido para trabalhar em uma frequência fixa de 60 Hz. Os motores elétricos de corrente alternada, em geral, utilizados pela indústria e até mesmo em residências, tem como base de velocidade a frequência do sistema elétrico, assim como transformadores e outros equipamentos. Por estes e outros fatores, é de

suma importância que a rede opere dentro dos limites de variação de frequência impostos pela ANEEL.

A frequência do sistema elétrico deve permanecer entre 59,9 e 60,1 Hz durante o regime permanente de operação. São tolerados valores inferiores de maneira a permitir que geradores conectados ao sistema de distribuição possam se reestabelecer após distúrbios. Porém, as instalações de geração conectadas ao sistema de distribuição de energia devem garantir que, no prazo de 30 segundos, a frequência esteja entre 59,5 e 60,5 Hz após sair desta faixa.

1.4.3 Fator de potência

O fator de potência (FP) é obtido através da razão entre a energia ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétricas ativa e reativa (1), consumidas durante o mesmo período de tempo.

$$FP = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (1)$$

Onde:

FP Fator de potência

P Potência ativa

Q Potência reativa

A ANEEL regulamenta o fator de potência entre os valores de 0,92 reativo e 0,92 capacitivo. Pode-se considerar o fator de potência como um indicador de eficiência elétrica, pois ele indica quanto de energia foi utilizado em trabalho e quanto foi utilizado em magnetização, no caso indutivo. Quando inferior, o FP indica baixa eficiência elétrica, ou seja, que a energia está sendo mal aproveitada.

Para melhorar o FP, deve-se reduzir o consumo de energia reativa. Alternativas operacionais podem ser tomadas para isto. Os dimensionamentos corretos de transformadores e máquinas elétricas são fundamentais para melhorar o FP. Máquinas elétricas e transformadores superdimensionados se tornam cargas basicamente indutivas e acabam consumindo muita potência reativa, reduzindo o FP. Outra alternativa é a inserção de bancos de capacitores quando o FP for indutivo.

1.4.4 Carregamento de condutores e equipamentos

O carregamento de condutores, transformadores e demais equipamentos deve ser fornecido por seus fabricantes. Eles levam em consideração a porcentagem de carga acima da nominal e o tempo que o equipamento pode operar com sobrecarga sem que isso acarrete em danos ou redução drástica da vida útil.

1.4.5 Variações de tensão

Variações de tensão são inevitáveis no sistema de distribuição. Elas são causadas, na maioria das vezes, pelo próprio carregamento da rede. Quando a rede opera próxima de seus limites de carregamento, durante o horário de maior demanda (ponta/pico), a tensão tende a reduzir conforme se prolonga pelo alimentador. Isto ocorre devido às perdas elétricas nos condutores e equipamentos. Quando a rede opera com baixo carregamento, acontece o efeito contrário, a tensão se eleva conforme se prolonga pelo alimentador. Isto ocorre devido ao fato de que longos condutores com baixo carregamento sofrem efeito capacitivo.

1.4.5.1 Desequilíbrio de tensão

O desequilíbrio de tensão ocorre quando as tensões entre as fases não são iguais. O valor de referência para a diferença entre as tensões deve ser inferior a 2%, garantindo melhor qualidade na energia entregue ao consumidor.

1.4.5.2 Flutuação de tensão

A flutuação de tensão é a variação no valor eficaz da tensão. Pode ser esporádica, repetida ou aleatória. O problema associado a esse fenômeno é a cintilação luminosa. Porém essa cintilação é mais aguda em lâmpadas resistivas, as quais estão em desuso na atualidade.

1.4.5.3 Variação de tensão de curta duração

É a variação no valor eficaz de tensão durante um curto intervalo de tempo. É classificada de acordo com a Tabela 2.

Tabela 2 – Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração.

Classificação	Denominação	Duração	Valor eficaz em relação à referência
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção momentânea de Tensão	Inferior ou igual a três segundos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Momentâneo de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Momentânea de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior a 1,1 p.u
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Temporário de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior a 1,1 p.u

Fonte: PRODIST, módulo 8 (2012, pag.27).

Para este fenômeno, não são atribuídos valores de referência.

1.4.5.4 Limites de tensão em regime permanente

Os limites de tensão que devem ser respeitados para sistemas que operem com tensão inferior a 69kV e superior a 1kV estão expressos na Tabela 3.

Tabela 3 – Faixas de Tensão Limites para Operação do Sistema de Distribuição.

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação de Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93 * TR \leq TL \leq 1,05 * TR$
Precária	$0,90 * TR \leq TL \leq 0,93 * TR$
Crítica	$TL < 0,90 * TR$ ou $TL > 1,05 * TR$

Fonte: PRODIST, módulo 8 (2010, pag.30).

Estes limites devem ser obedecidos pelas concessionárias de energia elétrica para garantir níveis de tensão adequados para os consumidores, mesmo em BT, pois os ET's não possuem controle de tensão.

1.5 Indicadores de Continuidade

Para analisar a continuidade no abastecimento da rede de distribuição, existem alguns indicadores. Os mais utilizados são o DEC, duração equivalente de interrupções por unidade consumidora, e o FEC, frequência equivalente de interrupções por unidade consumidora [Prodist, Qualidade do Serviço, revisão 4, 01/02/2012].

O DEC considera o número total de consumidores no estudo, o número de consumidores que ficaram sem energia e o tempo em que esses consumidores ficaram sem energia. Esse indicador representa o tempo médio em que o consumidor ficou sem energia. Seu valor é calculado conforme a (2).

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^N C_{ai} t_i}{C_s} \quad (2)$$

Onde:

N ; número de clientes;

C_{ai} ; número de consumidores atingidos na interrupção;

C_s ; número total de consumidores existentes na área do estudo;

t_i ; duração da interrupção de suprimento “i”, usualmente em minutos.

Já o FEC considera o número total de consumidores no estudo, o número de consumidores que ficaram sem energia e a taxa de falhas da rede, representando o número médio de interrupções que o consumidor sofreu. Seu valor é calculado através de (3).

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^N C_{ai} f_i}{C_s} \quad (3)$$

Onde:

N ; número de clientes;

C_{ai} ; número de consumidores atingidos na interrupção;

C_s ; número total de consumidores existentes na área do estudo;

f_i ; taxa de falhas do suprimento “i”, usualmente em falhas/ano.

Além do DEC e FEC, existem também os indicadores: Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DIC), Frequência de Interrupção individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (FIC), duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DMIC) e Duração da Interrupção Individual Ocorrida em dia Crítico por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão (DICRI).

O DIC considera o tempo de duração das interrupções da unidade consumidora ou do ponto de conexão, durante o período analisado, é expresso em horas. Pode ser calculado através da (4).

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (4)$$

Onde:

$t(i)$ tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão, no período de apuração.

Já o FIC representa o número de interrupções que a unidade consumidora ou o ponto de conexão sofreu durante o período analisado. Tem seu valor descrito por (5).

$$FIC = n \quad (5)$$

Onde:

n número de interrupções do período analisado.

Ainda, o parâmetro DMIC considera somente o tempo que durou a maior interrupção durante o intervalo de tempo analisado. Seu valor é expresso pela (6).

$$DMIC = t(i)max \quad (6)$$

Onde:

$t(i)max$; tempo que durou a maior interrupção no período apurado.

Por fim, o DICRI, leva em consideração a duração da interrupção, porém somente nos dias considerados críticos. É descrito por (7).

$$DICRI = t_{crítico} \quad (7)$$

Onde:

$t_{crítico}$; duração da interrupção em dia crítico.

1.6 Perdas Elétricas no Sistema de Distribuição

No sistema de distribuição as perdas mais significativas estão nos condutores da rede de MT, nos transformadores de distribuição e nos condutores de BT. Para saber numericamente quanto à rede está dissipando de energia, deve-se calcular o fluxo de potência.

As perdas nos condutores são causadas pelo efeito joule, ou seja, a energia é dissipada na forma de calor devido à resistência elétrica dos condutores. Essa perda é diretamente proporcional à resistência do condutor e ao quadrado da quantidade de corrente elétrica que passa por ele, como mostra (8).

$$P = R * I^2 \quad (8)$$

Onde:

P ; é a potência dissipado no condutor em Watts;

R ; é a resistência no condutor em Ohms;

I ; é a corrente no condutor em Ampères.

As perdas relacionadas aos transformadores são causadas por dois fatores: a primeira se deve à resistência elétrica dos condutores, que, como descrito anteriormente, são proporcionais ao quadrado da corrente elétrica que passa pelo transformador. Essas perdas também são conhecidas como “perdas no cobre”. As perdas que ocorrem no núcleo do transformador, as quais dependem exclusivamente da tensão aplicada em seus terminais e ocorrem devido à magnetização do núcleo do transformador e às correntes parasitas no material que o constitui, são conhecidas como “perdas no ferro” ou “perdas no núcleo” [4].

Nesse contexto, elevadas perdas elétricas podem indicar que as cargas não estejam bem distribuídas ao longo da rede. Em um sistema com alimentadores demasiadamente carregados

quando comparados com os demais, ocorre a elevação nas perdas elétricas além da exposição dos equipamentos e condutores a possíveis sobrecargas. O estudo de passagem de carga entre alimentadores deve ser feito para rearranjar a rede buscando a otimização na operação e redução das perdas, isso garante o balanço de cargas entre alimentadores, maior robustez na operação e redução no custo de operação.

1.7 Considerações Finais

O sistema de distribuição é parte fundamental do sistema elétrico. O seu funcionamento deve ser mantido visando o abastecimento ininterrupto e presando pela qualidade da energia entregue ao cliente. Para que isso ocorra o sistema deve ser operado de forma eficiente, manobrando chaves de modo a minimizar o número de clientes afetados, sem o comprometimento dos equipamentos do sistema, além de que não sejam excedidos os limites de operação.

Os indicadores de continuidade devem ser analisados para que se possa garantir a qualidade da energia entregue, além de permitir o planejamento adequado de manobras na rede, visando que pequenas parcelas de clientes fiquem sem energia em casos de contingência ou manutenção da mesma.

Por fim, levando-se em consideração a eficiência, a análise das perdas da rede de distribuição é bastante importante. Além de ser um indicativo da má distribuição da carga entre alimentadores, a redução da mesma reduz o custo de operação do sistema e aumenta a robustez da rede, tornando-a mais confiável.

No capítulo seguinte são apresentadas as metodologias propostas para sanar os problemas do sistema de distribuição de energia elétrica abordados no trabalho, como perdas elétricas e o indicador de continuidade FEC.

2 METODOLOGIAS PROPOSTA

2.1 Considerações Gerais

Existem muitas metodologias para realizar reconfigurações de rede em sistemas de distribuição de energia elétrica. Cada uma dessas metodologias possuem particularidades próprias e são empregadas de acordo com a conveniência e necessidade. O presente Capítulo apresenta as metodologias escolhidas para efetuar a reconfiguração da rede, visando a redução de perdas nos alimentadores, a análise de continuidade do serviço e a classificação das chaves quanto sua importância no sistema de distribuição estudado.

2.2 Metodologia de Reconfiguração da Rede para Redução de Perdas Elétricas

A metodologia escolhida para se realizar a análise de perdas do sistema de distribuição estudado, consiste em uma busca heurística chamada *Branch-Exchange* [5]. Essa técnica foi escolhida devido a sua resposta ser próxima à ótima e por ser um método bastante prático e simples de aplicar, o que viabilizou o estudo.

Segundo BERNARDON (2007), a metodologia utilizada pode ser descrita em cinco passos, listados a seguir, e deve ser realizada para cada interligação entre alimentadores.

- 1) Primeiramente, altera-se a configuração inicial fechando uma chave de conexão entre alimentadores (NA) e abrindo a primeira chave NF a montante de qualquer um dos dois alimentadores envolvidos. A Figura 4 demonstra o primeiro passo. Segue-se ao segundo passo.

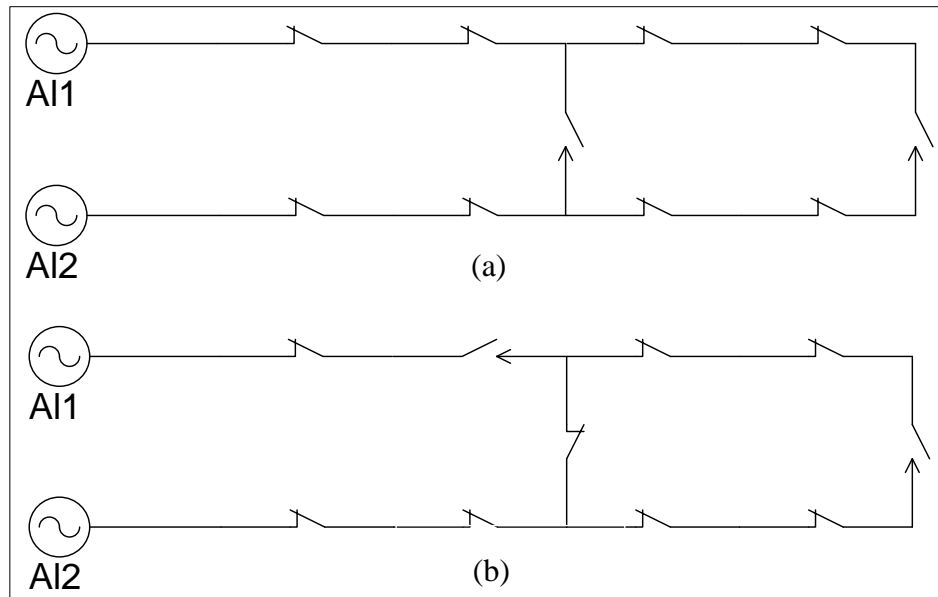


Figura 4 – a) Alimentadores em condição inicial; b) Alimentadores após o primeiro passo.

- 2) Calcula-se o fluxo de potência e verifica-se se houve redução nas perdas elétricas sem que haja violação de limites de operação. Caso tenha havido redução, segue-se ao terceiro passo, caso contrário, segue-se ao quarto passo.
- 3) Agora, no mesmo alimentador que alteramos a chave NF do primeiro passo, altera-se a configuração da rede de forma a fechar a próxima chave NF e abrir a chave NA fechada no primeiro passo. A Figura 5 demonstra o terceiro passo. Segue-se ao quinto passo.

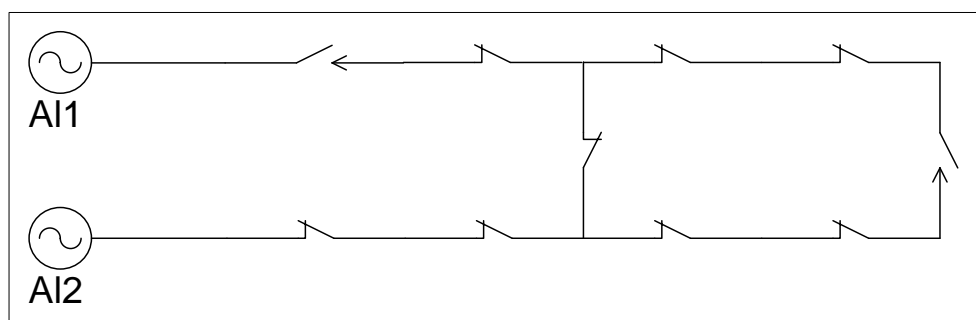


Figura 5 - Alimentadores após o terceiro passo.

- 4) Retorna-se para a configuração inicial, fecha-se a mesma chave NA do primeiro passo e a primeira chave a montante do outro alimentador. Isto é, segue-se o mesmo caminho do primeiro passo, mudando o alimentador a ser chaveado. A Figura 6 mostra o procedimento realizado no quarto passo. Segue-se ao quinto passo.

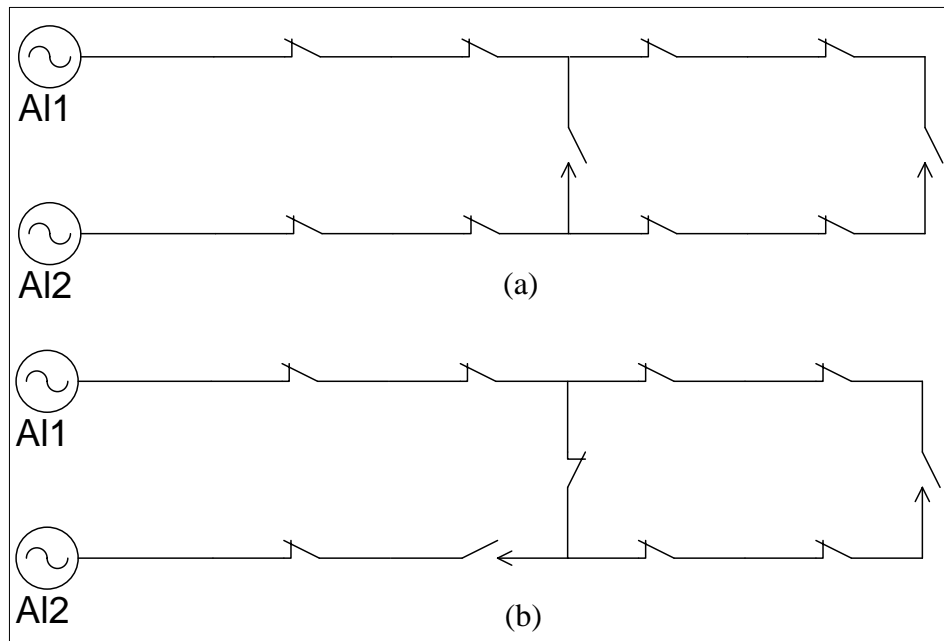


Figura 6 – Alimentadores em condição inicial; Alimentadores após o quarto passo.

- 5) Enquanto houver redução nas perdas elétricas do sistema e os limites de operação forem atendidos, o terceiro passo é executado. O processo é encerrado quando não houver melhoria ou quando alguma das restrições é violada (limites de tensão, sobrecarga dos equipamentos, entre outros fatores). Neste caso, retorna-se a configuração anterior que é considerada como sendo a melhor configuração para a interligação analisada no horário correspondente.

A Figura 7 demonstra, em um fluxograma, o algoritmo utilizado para a reconfiguração do sistema de distribuição.

Para cada hora haverá um grupo de possíveis soluções, que são classificadas da maior para a menor quanto à redução de perdas. Assim, a que demonstrar maior redução nas perdas é a primeira na classificação, sendo seguida sucessivamente pelas soluções em ordem decrescente de redução de perdas.

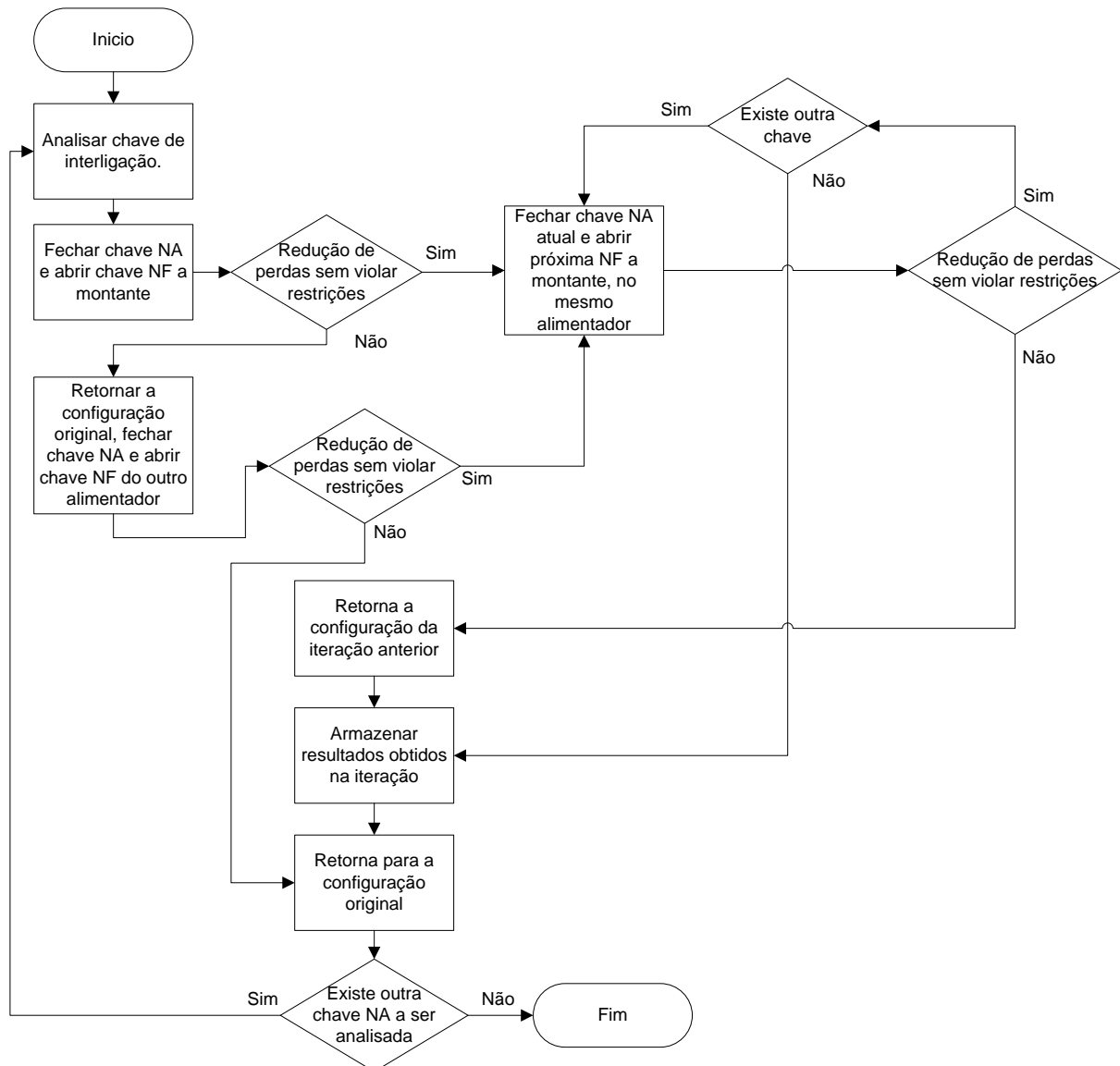


Figura 7 – Algoritmo para reconfiguração da rede buscando redução de perdas elétricas.

Fonte: Bernardon (2007, pag.106).

A análise deve ser repetida para cada hora dentro do intervalo considerado e também após a identificação da melhor possível solução, essa utilizada no sistema como nova condição inicial, se aplica novamente o método, sem alterar a configuração das duas chaves que agora fazem parte da solução, buscando sempre a redução nas perdas e tentando manter o balanço de carga entre os alimentadores. Assim, após realizar todas as iterações, se tem as chaves a serem operadas de maneira a aperfeiçoar a operação do sistema. Dessa forma reduz-se o carregamento de alguns alimentadores e a ociosidade de outros.

É importante ressaltar que os limites de operação não devem ser violados. Níveis de tensão e de sobrecarga dos equipamentos não devem ser excedidos. Além disso, as condições para a conexão de alimentadores em paralelo devem ser atendidas.

2.3 Metodologia de Análise de Continuidade no Fornecimento

O sistema de distribuição possui alguns indicadores de continuidade no fornecimento, os quais são importantes para definir a qualidade do abastecimento de energia. Para realizar a análise do sistema perante a continuidade do fornecimento de eletricidade, foi utilizado o indicador FEC, pois este é um parâmetro muito utilizado para estudos relacionados à área.

O método consiste em dividir o alimentador a ser analisado em regiões delimitadas por chaves, conforme mostrado na Figura 8. Após a divisão, calcula-se o FEC para cada uma dessas regiões. A partir daí, verificam-se quais estão com os valores elevados comparados às demais regiões. Para cada região com o FEC elevado, estudam-se medidas para redução desse parâmetro. Entre medidas adotadas está a realocação de uma das chaves, o que divide a região problemática com as demais, e a inserção de uma nova chave, o que divide a região problemática em duas regiões.

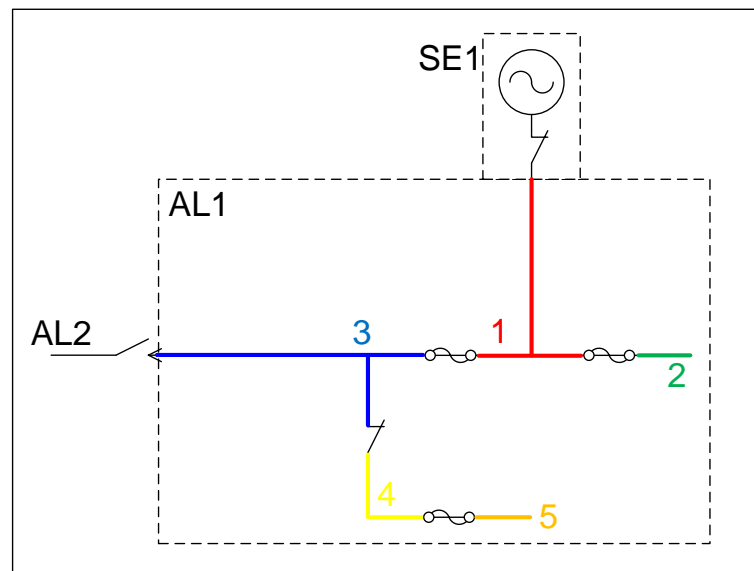


Figura 8 – Divisão do alimentador em regiões.

Na Figura 8, pode-se ver o alimentador AL1 dividido em cinco regiões. A região 3 possui conexão com o alimentador AL2 através de uma chave NA. Cada região é definida pela porção do alimentador contida entre duas ou mais chaves, ou após uma chave e um final de rede

(regiões 2 e 5 na Figura 8). As regiões são caracterizadas pelo número de clientes conectados e o comprimento em metros da rede de MT contida na respectiva região. O comprimento da região é levado em consideração porque, quanto maior for a região, mais propensa à falhas ela será.

Apesar de cada região possuir um número definido de clientes, algumas regiões podem assumir clientes de outras regiões. Isto ocorre em regiões em que, acontecendo uma falha, outras regiões seriam desenergizadas. Por exemplo, a região 2 depende do funcionamento da região 1, já que, caso ocorra uma falha em 1, 2 ficaria fora do sistema. Sendo assim, os clientes da região 2 serão incluídos no cálculo do FEC da região 1. Isto ocorre somente com relação ao número de clientes, pois o comprimento de cada região é único para o cálculo do FEC.

O que foi verificado na região 2 também é na região 3. Além disso, as regiões 4 e 5 dependem da região 3 para serem alimentadas. Isto eleva o FEC da região 3, já que ela assume a responsabilidade de alimentar outras regiões. Sendo assim, a região 3 pode tornar-se um problema, uma vez que uma falha nessa região deixará muitos clientes sem energia.

Supondo que a região 3 esteja com o FEC elevado quando comparado com as outras, duas possíveis soluções são:

- Realocação da chave que separa as regiões 1 e 3; e
- Inserção de uma nova chave dividindo a região 3 em duas regiões.

Utilizando a primeira opção, o FEC da nova região 3 diminui em função da redução do número de clientes conectados e da redução do comprimento da região. Já para a segunda opção, a alocação de uma nova chave promove o surgimento de uma nova região, que englobará parte dos clientes e do comprimento da antiga região três. Em ambos os casos, ocorre a melhoria do indicador de qualidade (FEC), demonstrando uma configuração de rede mais eficiente para a continuidade do serviço aos consumidores conectados ao trecho de rede envolvido nos processos.

2.3.1 Realocação de Chave

A primeira medida de redução do FEC consiste em realocar a chave pelo alimentador no sentido de reduzir o número de clientes e o comprimento de rede da região que apresenta esse indicador com valor elevado.

Comparando a Figura 9 com a Figura 8, nota-se a passagem de um bloco de carga de uma região para outra. Porém, quando clientes são passados de uma região para outra, o FEC de ambas as regiões sofre alteração, tendo seu valor reduzido em uma e aumentado na outra. Neste caso exposto na Seção anterior, a região 3 teria o número de clientes e o comprimento de rede reduzido, o que diminuiria seu FEC. Entretanto, a região 1 receberia os clientes das regiões 4, 5 e alguns que possam haver entre a antiga posição e a nova posição da chave, além de aumentar o seu comprimento, promovendo elevação do FEC dessa região.

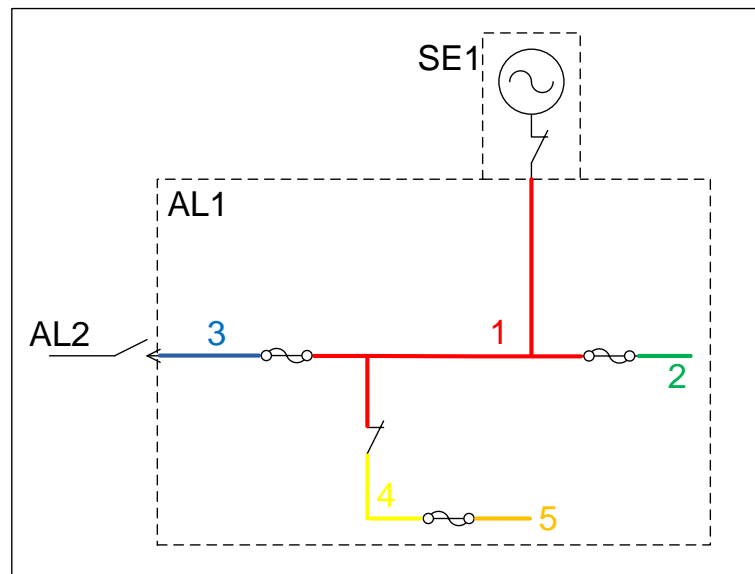


Figura 9 – Regiões após alteração de posição da chave.

A cada realocação da chave o FEC deve ser calculado para as regiões envolvidas. O ponto ótimo para a nova posição da chave é onde ocorre o equilíbrio entre o FEC das regiões envolvidas.

Na maioria das vezes, melhora-se a região que necessita, mas se eleva demasiadamente o FEC da região que recebeu clientes e teve aumento do comprimento da rede, o que pode torná-la um novo problema.

2.3.2 Inserção de Nova Chave

A segunda alternativa, mencionada na Seção 2.3, consiste em adicionar uma chave dividindo a região problemática em duas novas regiões, conforme demonstra a Figura 10. Esta é a alternativa ideal para solucionar o problema do FEC elevado. Porém, essa solução possui a desvantagem de envolver mais custos.

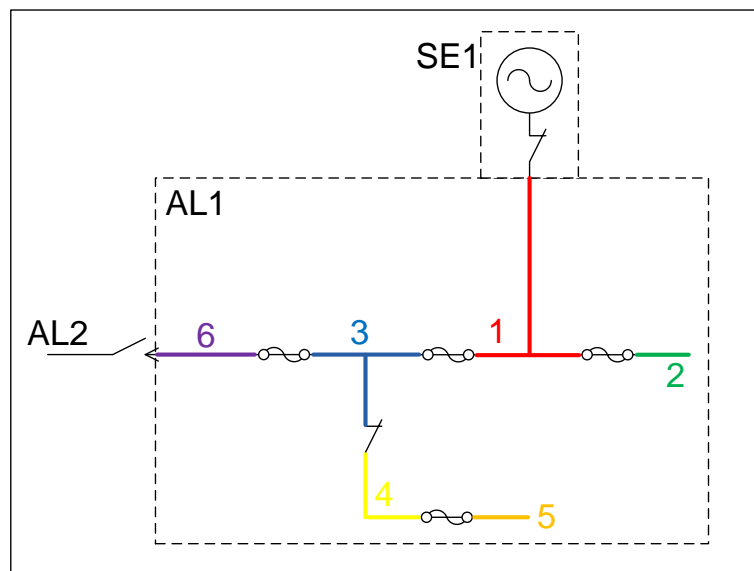


Figura 10 – Inserção de nova chave para subdivisão da região 3.

A alternativa apresentada na Figura 10 é a ideal, porque, quanto mais fracionado for sistema de distribuição, menor será o número de clientes que ficarão sem eletricidade em casos de contingências ou manutenções. Para alocar a nova chave, deve-se calcular o FEC de maneira a balancear as duas regiões envolvidas: a antiga região problemática e a nova região. Para realizar este balanço, a chave deve ser movimentada dentro da região analisada buscando o local ótimo para alocação da mesma. Isto é possível através do cálculo do FEC. O procedimento de alocação de uma chave consiste em:

- Aloca-se a chave dentro da região problemática próxima a chave de separação entre regiões e calcula-se o FEC.
- Movimenta-se a chave dentro da região em somente para um sentido, adicionando-se clientes à nova região, calculando-se o FEC, como mostra a Figura 11, onde R.P. representa à região problemática e R.N. a nova região criada após a divisão do trecho problemático. O ponto ótimo será aquele em que houver o balanço entre o FEC das regiões envolvidas.



Figura 11 – Divisão da Região Problemática em duas regiões.

Na Figura 11, é possível observar que é inserida uma nova chave para dividir a região problemática. Essa chave é movida de maneira a dividir os clientes e o comprimento para que o indicador de continuidade FEC seja equilibrado entre elas.

O método da inserção de novas chaves foi utilizado no trabalho, uma vez que o método de realocação de chaves não foi eficiente por apresentar aumento significativo do valor FEC na região que recebeu os clientes e o comprimento de rede.

2.4 Classificação das Chaves Quanto a sua Importância

O presente trabalho trata da reconfiguração do sistema para redução de perdas. As análises foram feitas para cada hora do dia, necessitando de manobras diárias. Na prática, para realização destas manobras, é necessária a utilização da tecnologia de comando de chaves à distância, ou seja, chaves telecomandadas. Isso se faz necessário uma vez que não seria viável a abertura ou o fechamento de chaves com o deslocamento de equipes para realizar tais manobras, o que acarreta custos elevados.

Como atualmente no Brasil os sistemas de distribuição de energia elétrica não possuem essa tecnologia em todas as chaves, é necessário o desenvolvimento de uma classificação de importância de chaves para garantir que o telecomando seja empregado objetivando o melhor desempenho do sistema. Caso a concessionária de energia elétrica disponha de um número limitado de chaves telecomandadas, a classificação quanto à importância de cada chave é uma

alternativa para determinar quais destas chaves devam possuir essa característica para um melhor aproveitamento da rede.

A classificação das chaves segue uma relação onde são definidos pesos para cada característica, que multiplicam os valores normalizados das características analisadas. Por exemplo, na Tabela 4, têm-se os valores correspondentes às perdas reduzidas com a manobra de cada uma das chaves durante as 24 horas do dia e o número de vezes que a chave é operada diariamente em condições normais de operação do sistema.

Tabela 4 – Número de Operações Diárias e Perda Reduzida por Chave de Interligação Entre Alimentadores.

Chave Operada	Perda Reduzida [W]	Número de Operações Diárias	Perda Normalizada	Número de Operações Normalizado
Chave 1	1200	4	0,24	1,00
Chave 2	750	2	0,15	0,50
Chave 3	5000	4	1,00	1,00
Chave 4	300	2	0,06	0,50

Depois de normalizados os valores correspondentes às perdas elétricas e a quantidade de manobras diárias de cada chave, deve-se multiplicar pelo peso dado a cada parâmetro. Para as perdas, o peso relacionado à importância deste fator é 0,6. Já para o número de operações diárias da chave, o peso atribuído é 0,4. Tendo em vista os valores atribuídos aos pesos, nota-se que se dá maior importância à redução de perdas do que à quantidade de manobras diárias.

Após a multiplicação dos pesos com os valores dos parâmetros das chaves, é feita a classificação quanto à importância das mesmas, conforme a Tabela 5.

No caso da Tabela 5, a chave que tem maior importância para o sistema é a chave 3. Essa classificação deve ser obedecida para a inserção de chaves com telecomando, caso a concessionária de energia disponha de apenas uma chave telecomandada para o sistema em questão. Sendo assim, a referida chave seria colocada no lugar da chave 3, caso ela não possua característica de telecomando, e assim sucessivamente para as demais chaves.

Tabela 5 – Classificação das Chaves Quanto a sua Importância.

Chave Operada	Importância	Classificação
Chave 1	0,54	2°
Chave 2	0,29	3°
Chave 3	1,00	1°
Chave 4	0,23	4°

A importância é calculada através da soma das multiplicações das características pelos seus respectivos pesos, neste caso, 0,6 para a perda elétrica e 0,4 para o número de operações.

2.5 Considerações Finais

As metodologias propostas no trabalho são eficientes e utilizadas para realizar a otimização de sistemas de distribuição. Sendo assim, fundamentais para análise do sistema teste do trabalho.

A metodologia de reconfiguração do sistema de distribuição, *Branch-Exchange*, foi a melhor encontrada para o trabalho.

Duas metodologias foram propostas para a melhoria do FEC. Uma delas, sem a adição de equipamento, consiste em realocar a chave no alimentador de maneira a obter melhoria no indicador. Porém, a mais indicada é a inserção de uma nova chave em ponto ótimo, subdividindo a região problemática em duas regiões.

O próximo capítulo apresenta os resultados encontrados, com a utilização das metodologias propostas, na rede de distribuição de energia elétrica estudada.

3 RESULTADOS OBTIDOS

3.1 Considerações Gerais

O sistema analisado neste trabalho corresponde a um sistema real de distribuição com características de sazonalidade, o qual localiza-se no litoral do Rio Grande do Sul, na cidade de Torres. Este sistema tem suas particularidades, porém os métodos empregados para a otimização desta rede podem ser aplicados em qualquer sistema de distribuição. O presente Capítulo apresenta os resultados encontrados com a aplicação dos métodos discutidos no Capítulo anterior, comprovando sua eficiência, considerando que foi possível determinar soluções adequadas para a operação ótima do sistema.

3.2 Sistema Teste

O sistema de distribuição testado é mostrado na Figura 12. Por ser uma cidade litorânea turística, esta rede apresenta cargas do tipo sazonal e possui incremento elevado de demanda durante as épocas de veraneio quando comparada com a média anual. Isso é justificado pelo fato de que, durante o veraneio, o número de habitantes que ocupam a cidade passa de aproximadamente 34.656 habitantes (segundo [7]) para um número em torno de 100.000 habitantes. Isto provoca um crescimento considerável da demanda energética na cidade durante o período de veraneio.

A concessionária de energia elétrica que administra o sistema de distribuição nesta região é a Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), a qual disponibilizou os dados da rede e o *software* PSL® DMS Demo para realização das simulações e obtenção dos dados referentes as perdas elétricas em cada trecho considerado.



Figura 12 – Localização de Torres/RS.
Fonte: Google maps (2013)

A rede de distribuição estudada possui apenas uma subestação. Desta partem seis alimentadores, mostradas na Figura 13, que distribuem a energia elétrica na cidade e no interior com tensão nominal de 13,8 kV em frequência industrial (60 Hz).

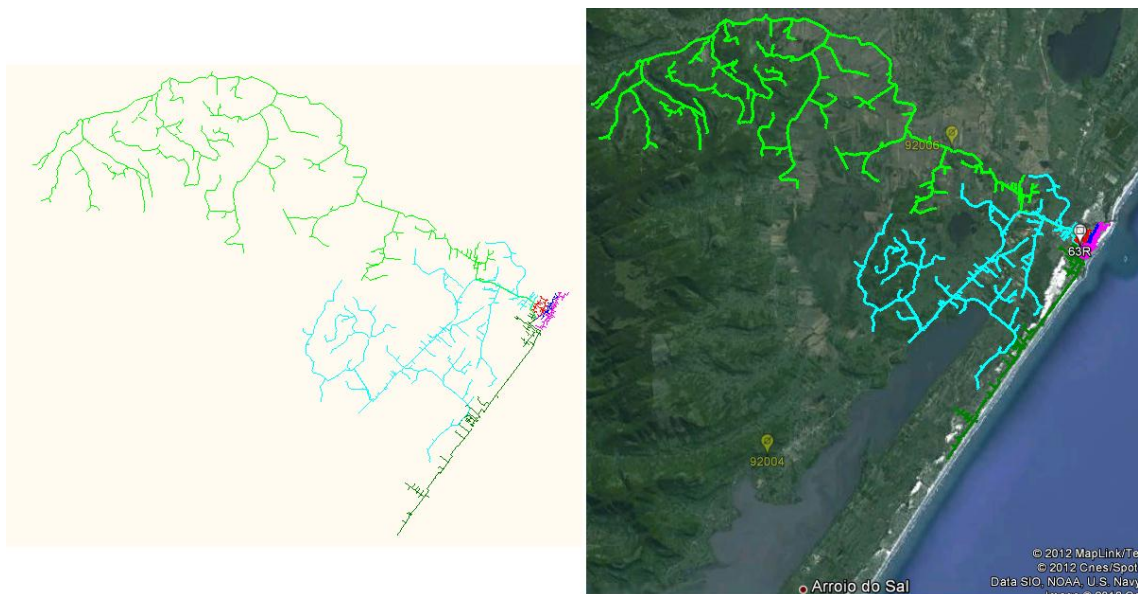


Figura 13 – Alimentadores do sistema de distribuição de Torres.

Como o software utilizado é na versão para demonstração, ele possui limitações quanto ao número de pontos que o usuário pode utilizar. Por isso, apenas os quatro menores alimentadores, mostrados na Figura 14, puderam ser simulados. Os quatro alimentadores apresentam

um total de 89 chaves de operação, sendo que sete são de interconexão entre alimentadores. Estas são utilizadas para a realização de passagens de carga. Além disso, os alimentadores apresentam um total de 417 estações transformadoras e cinco bancos de capacitores. Dos quatro alimentadores, três são residenciais, (1,3 e 4) e um é comercial/industrial (alimentador 2).

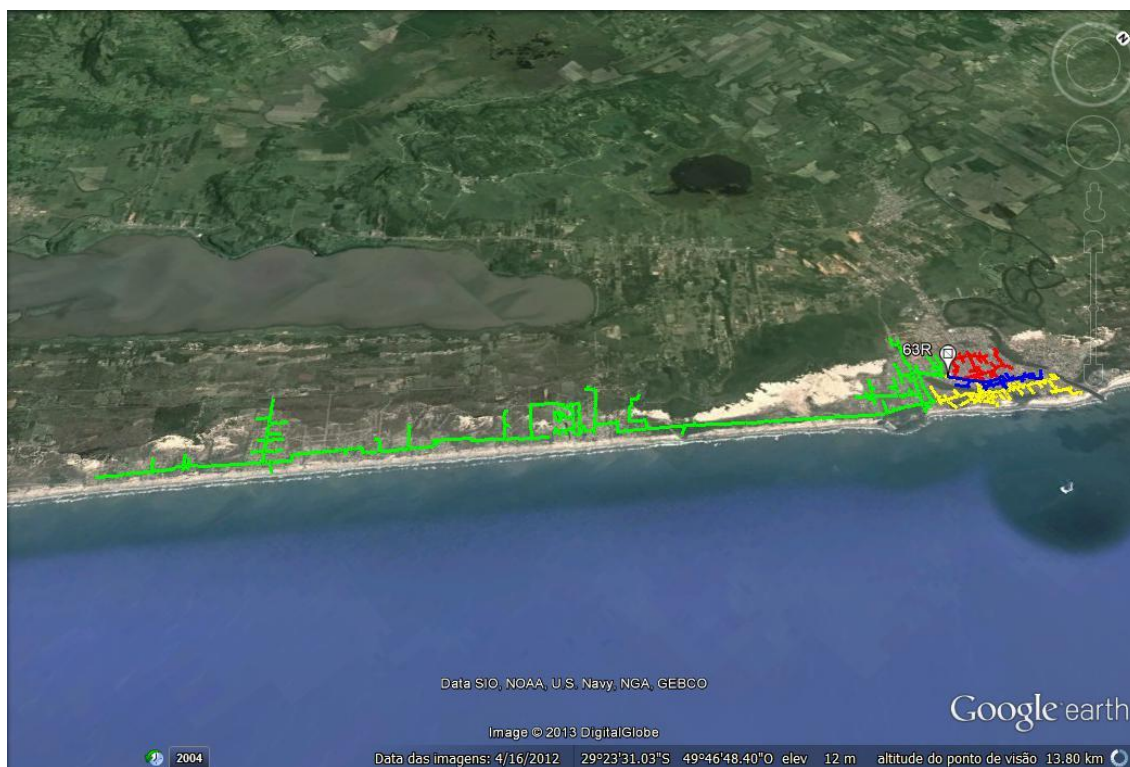


Figura 14 – Os quatro alimentadores utilizados no trabalho.

Fonte: Google earth (2013)

O sistema simulado é bastante robusto uma vez que, para todas as simulações com curvas de carga referentes ao dia útil, houve convergência, ou seja, nenhum limite de operação foi violado. Sendo assim, optou-se por instituir um ganho de carga de 30% sobre toda a rede, tornando o sistema mais carregado, aproximando-se assim do acréscimo de carga ocorrido durante o verão, uma vez que se tem por objetivo a simulação do pior caso. Sendo assim, esse incremento no carregamento do sistema é uma boa aproximação para a operação do sistema durante o veraneio. Vale ressaltar que, nessas condições, muitos transformadores, no horário de ponta, operam muito próximos de suas capacidades nominais.

3.3 Software Utilizado para a Análise do Sistema de Distribuição

Foi utilizado o *software* PSL® DMS Demo disponibilizado pela CEEE. Este programa permite realizar o cálculo do fluxo de potência da rede, as perdas em cada alimentador e as

quedas de tensão nas linhas, além de permitir a realização de manobras de chaves e indicar o estado da rede quanto à convergência do sistema, entre outras funções.

As simulações podem ser feitas para intervalos de hora, coincidindo com as 24 horas do dia. Também, o programa permite a inserção de equipamentos e linhas de transmissão, além do incremento ou do decremento de carga no sistema, a fim de simular sobrecargas ou ociosidade da rede, respectivamente. As curvas de carga aplicadas pelo programa podem ser escolhidas de forma a serem do dia útil ou final de semana.

A interface gráfica do programa pode ser visualizada na Figura 15, onde aparecem representados os quatro alimentadores da rede analisada, expostos em cores diferentes.

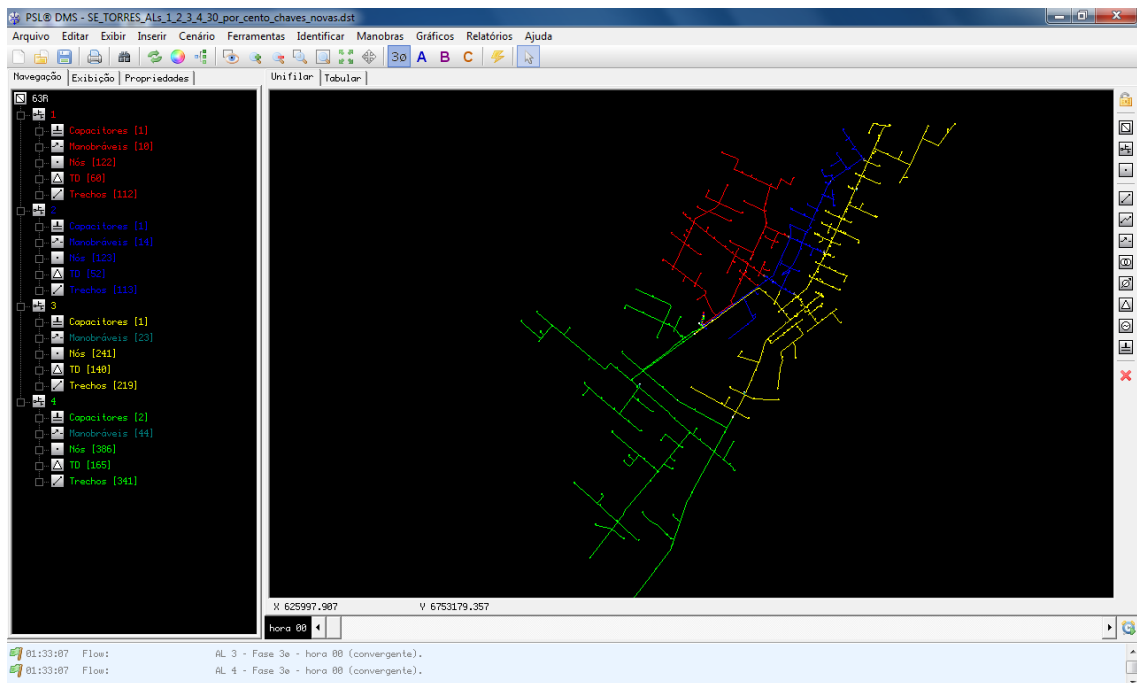


Figura 15 – Interface gráfica do programa.

O programa foi fundamental para o desenvolvimento do trabalho, pois através dele foi possível obter os fluxos de potência para o estudo do sistema, viabilizando a utilização do método para otimização da rede e, conseqüentemente, permitindo encontrar as soluções apresentadas na Seção 3.5.

3.4 Dados iniciais

Primeiramente, foram obtidas as curvas de carga dos alimentadores a partir de simulações do sistema realizadas no software. Tais curvas tiveram suas formas semelhantes às formas das

curvas de perdas elétricas, as quais são apresentadas nas Figuras 16, 17, 18 e 19 para cada alimentador simulado com as referidas condições de carregamento. Além disso, a perda total do sistema de distribuição com os 4 alimentadores simulados é apresentada na Figura 20. É importante ressaltar que os alimentadores residenciais têm o seu horário de pico começando às 17 horas e terminando às 20 horas, como pode ser observado nas Figuras correspondentes aos alimentadores deste tipo.

Os gráficos das Figuras 16, 17, 18, 19 e 20, foram gerados com base nos dados obtidos pela simulação da rede para todos os horários, utilizando um acréscimo de carga de 30% sob a característica real. Todos os valores obtidos nas simulações aparecem na Tabela 6.



Figura 16 – Perdas elétricas no Alimentador 1, carga predominantemente residencial.

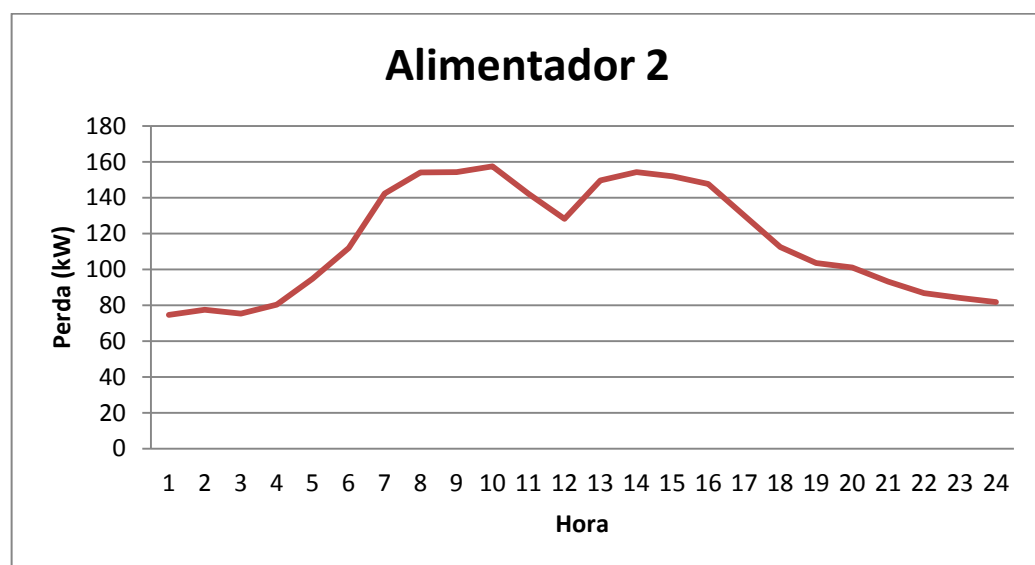


Figura 17 – Perdas elétricas no Alimentador 2, carga predominantemente comercial/industrial.

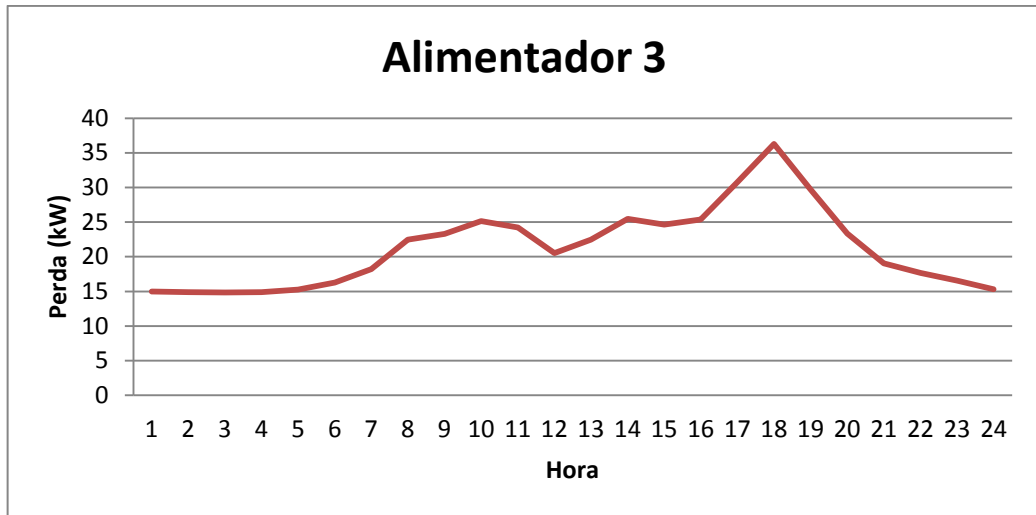


Figura 18 – Perdas elétricas no Alimentador 3, carga predominantemente residencial.

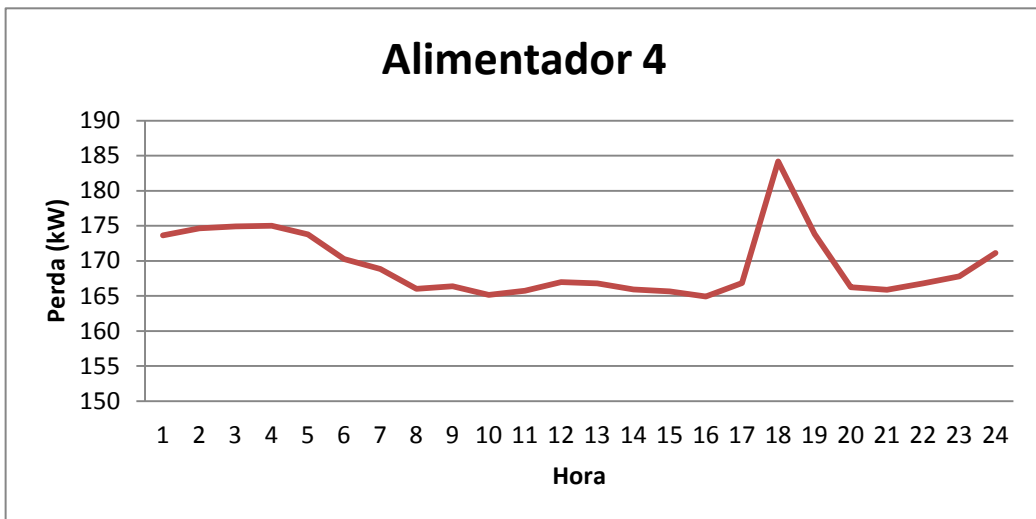


Figura 19 – Perdas elétricas no Alimentador 4, carga predominantemente residencial.



Figura 20 – Perdas elétricas do sistema de distribuição com os quatro alimentadores.

Tabela 6 – Simulações com o sistema original.

AL	1	2	3	4	Total
Hora	P (kW)	P (kW)	P (kW)	P (kW)	P (kW)
1	4,406	56,145	13,056	133,698	207,305
2	3,864	58,426	12,957	134,442	209,689
3	3,839	56,731	12,946	134,662	208,178
4	3,874	60,569	12,95	134,73	212,123
5	4,195	71,339	13,253	133,798	222,585
6	5,812	84,047	14,063	131,078	235
7	8,359	106,651	15,61	129,908	260,528
8	12,697	114,981	19,022	127,571	274,271
9	12,93	114,996	19,696	127,926	275,548
10	14,267	117,261	21,189	126,916	279,633
11	13,471	105,762	20,45	127,395	267,078
12	11,018	95,654	17,488	128,36	252,52
13	12,343	111,586	19,057	128,27	271,256
14	14,846	114,703	21,458	127,534	278,541
15	14,05	113,102	20,795	127,321	275,268
16	15,295	109,81	21,686	126,622	273,413
17	23,728	96,302	25,711	127,198	272,939
18	35,333	83,083	30,121	138,207	286,744
19	25,077	76,755	24,829	131,471	258,132
20	16,277	75,283	19,716	126,704	237,98
21	11,091	69,766	16,293	127,182	224,332
22	9,184	64,98	15,188	128,122	217,474
23	7,289	63,091	14,288	129,032	213,7
24	5,012	61,558	13,309	131,721	211,6

3.5 Otimização da Rede de Distribuição

Um dos processos para a otimização da rede de distribuição é a redução de perdas elétricas. Para realizar essa redução, transferências de carga foram feitas entre os alimentadores buscando a melhor configuração da rede, que consiste na melhor distribuição das cargas entre os alimentadores.

Para a reconfiguração do sistema ser realizada de forma eficiente, um método heurístico foi aplicado. Tal método é denominado *Branch-Exchange* e seu procedimento se dá conforme discutido na Seção 2.2.

Primeiramente, foram utilizados os dados obtidos nas simulações preliminares, que foram apresentados na Seção 3.4. Após isto, para cada horário, foi realizada uma simulação com o método proposto, encontrando assim uma configuração ótima para a rede, tornando-a mais eficiente e robusta.

Os resultados das simulações com a configuração de rede considerada ótima estão expressos na Tabela 7.

Tabela 7 – Resultados das simulações com o sistema otimizado.

AL	1	2	3	4	Melhorado	N° de Chaves Operadas
Hora	P (kW)	P (kW)	P (kW)	P (kW)	P (kW)	
1	4,406	55,269	12,938	133,708	206,321	6
2	3,864	57,597	12,865	134,351	208,677	6
3	3,839	55,917	12,862	134,563	207,181	6
4	3,874	59,731	12,862	134,624	211,091	6
5	4,195	70,265	13,087	133,712	221,259	6
6	5,812	82,51	13,811	131,32	233,453	6
7	8,359	104,155	15,402	130,532	258,448	6
8	12,697	111,335	19,106	128,863	272,001	6
9	12,93	111,032	20,119	129,038	273,119	6
10	14,267	112,887	21,689	128,361	277,204	6
11	13,471	101,657	20,876	128,738	264,742	6
12	11,018	92,63	17,492	129,415	250,555	6
13	12,343	108,01	19,136	129,367	268,856	6
14	14,846	110,267	21,95	128,996	276,059	6
15	14,05	108,907	21,255	128,7	272,912	6
16	15,295	105,463	22,187	128,282	271,227	6
17	23,728	96,302	24,885	123,628	268,543	4
18	35,333	83,083	29,085	129,733	277,234	4
19	25,077	76,755	24,037	125,761	251,63	4
20	16,277	75,283	19,185	123,585	234,33	4
21	11,091	67,858	15,715	128,879	223,543	6
22	9,184	63,335	14,749	129,246	216,514	6
23	7,289	61,684	13,992	129,687	212,652	6
24	5,012	60,493	13,157	131,867	210,529	6

A partir das simulações com o sistema original e com as modificações, os gráficos das Figuras 21, 22, 23, 24 e 25 foram gerados, respectivamente, para os alimentadores 1, 2, 3, 4 e para sistema englobando os quatro alimentadores.

Através da Figura 21, nota-se que o alimentador 1 não sofreu alterações com relação as perdas, pois as reconfigurações, segundo o método utilizado, não encontraram como solução uma conexão entre ele e outros alimentadores.

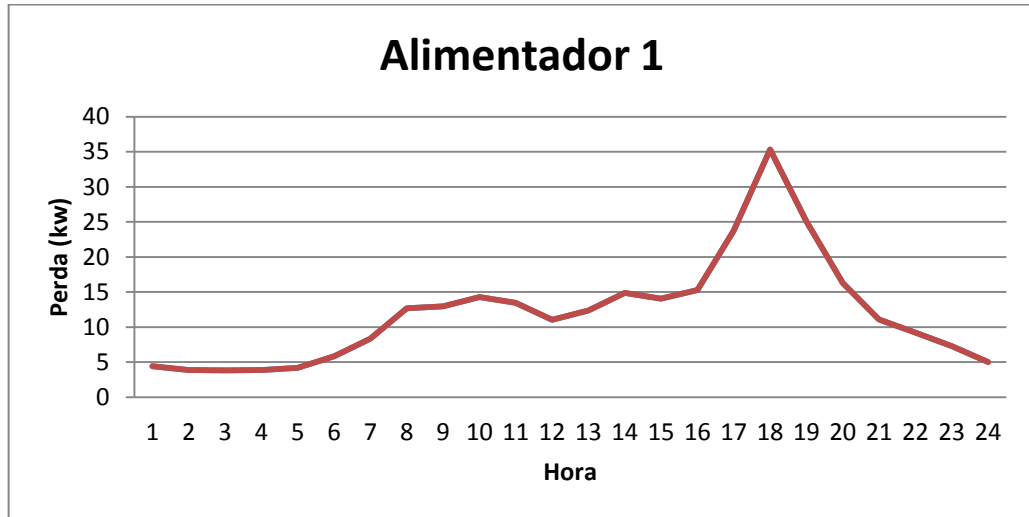


Figura 21 – Perdas elétricas no Alimentador 1 antes e depois da otimização.

Já para o alimentador 2, houve redução em sua perda elétrica em boa parte do dia, conforme mostra a Figura 22. Apenas no horário de ponta não ocorreram alterações com relação as perdas.

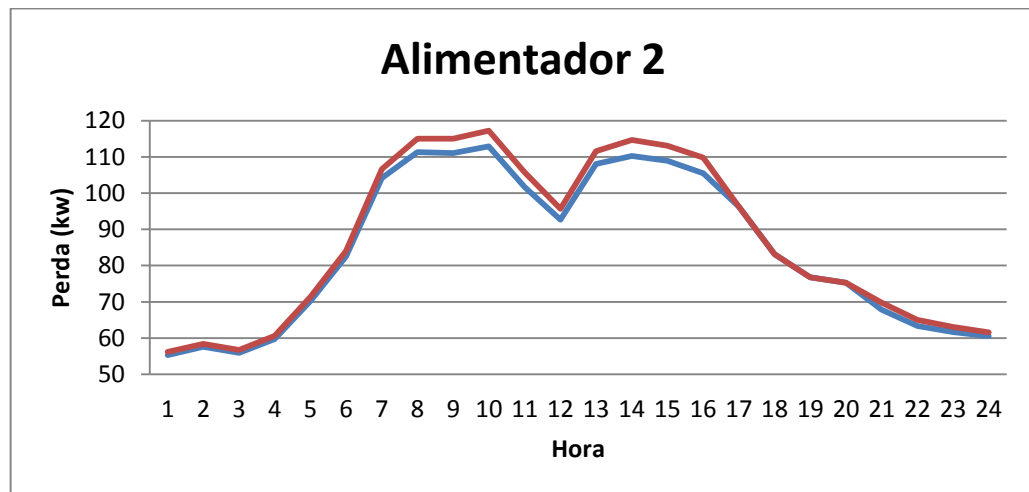


Figura 22 – Perdas elétricas no Alimentador 2, em vermelho, antes e, em azul, depois da otimização.

No alimentador 3, pode-se notar através da Figura 23 que houveram reduções nas perdas somente durante o horário de pico. Nos demais horários ocorreram incrementos nas perdas elétricas, quando comparadas com a curva da configuração original da rede. Isto ocorreu porque este alimentador recebeu carga de outros alimentadores no período fora de ponta. Embora

isso tenha ocorrido, vale ressaltar que durante o horário de ponta as perdas foram suavizadas, garantindo otimização da operação durante o intervalo crítico.

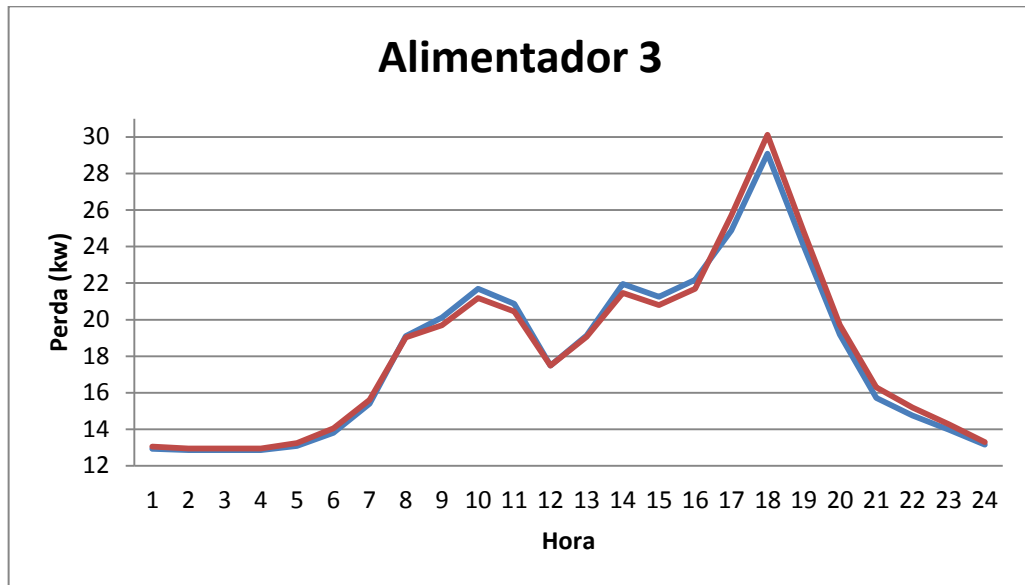


Figura 23 – Perdas elétricas no Alimentador 3, em vermelho, antes e, em azul, depois da otimização.

Ainda, o alimentador 4 que, embora tenha recebido incremento de carga nos horários fora do pico, apresentou significativa redução de perdas no horário de ponta, conforme demonstrado na Figura 24. Isto é crucial em um alimentador deste gênero, que por ser o mais longo e com maior número de clientes residenciais, acaba por sofrer maior acréscimo de demanda no período do veraneio.

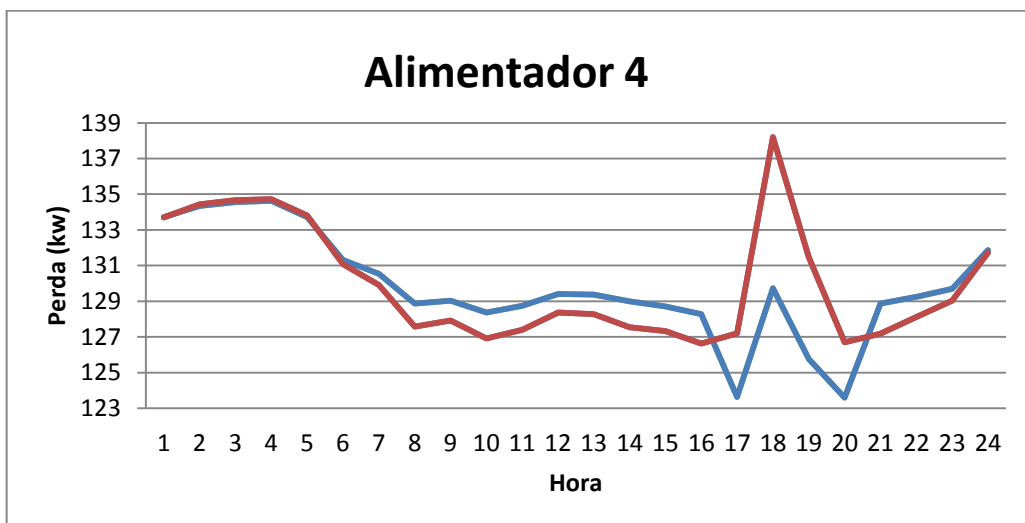


Figura 24 – Perdas elétricas no Alimentador 4, em vermelho, antes e, em azul, depois da otimização.

Por fim, o gráfico representado na Figura 25 mostra as perdas elétricas totais do sistema com a configuração original da rede e as perdas para a configuração considerada ótima. É possível averiguar que a maior redução ocorre no horário mais crítico, o de ponta, onde a economia de energia chegou a 3,32%, conforme mostra Tabela 8.

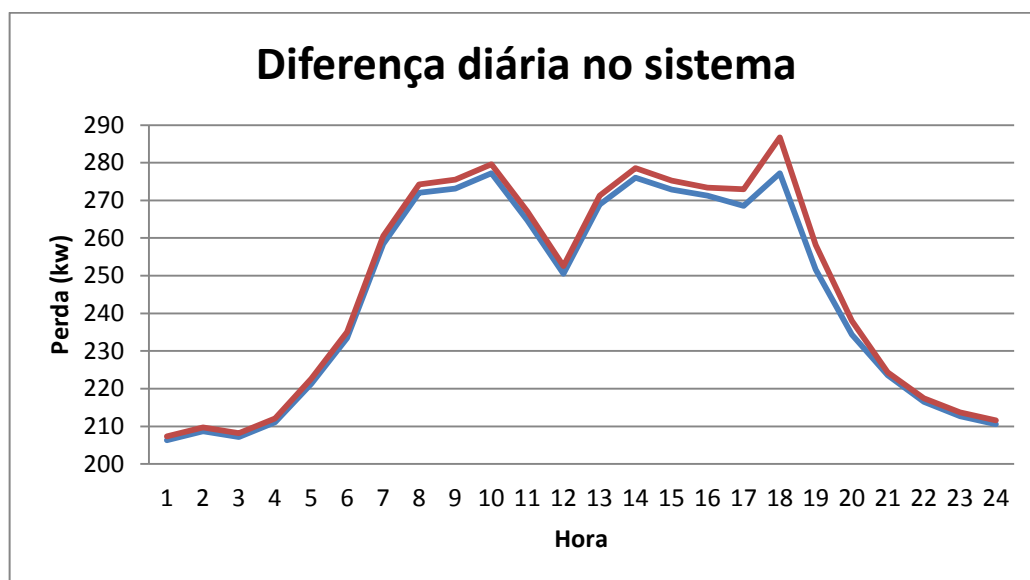


Figura 25 – Perdas elétricas do sistema de distribuição, em vermelho, antes e, em azul, depois da otimização.

Para se obter essa redução nas perdas, um grupo de chaves é manobrada. A operação da rede foi dividida em dois modos. No primeiro, tem-se uma configuração da rede para a operação do sistema em horário fora de ponta, na qual seis chaves precisam ser manobradas em relação à configuração original, sendo estas três de interligação entre alimentadores e três chaves NF. O segundo modo consiste na operação especial para o horário de ponta, onde a condição inicial é a configuração conseguida após as manobras realizadas no primeiro modo. Para o horário de ponta, o total de quatro chaves devem ser operadas em relação a configuração inicial, sendo três chaves NF e apenas uma chave de interligação entre alimentadores.

Tomando como uma nova condição inicial para a rede estudada a configuração encontrada para operação fora de ponta, seriam necessárias quatro chaves telecomandadas para a alteração da configuração da rede para o horário de ponta, já que o deslocamento de equipes para manobrar essas chaves não seria atrativo para a concessionária de energia. Isso ocorre devido aos custos empregados e ao tempo em que o sistema permanecerá conectado em anel, o que pode causar situações de contingência na rede. Esse tipo problema não ocorre caso as chaves sejam telecomandadas, pois o tempo demandado para execução das manobras seria extremamente inferior àquele demandado pela mobilização de equipes.

Tabela 8 – Diferença entre a configuração original da rede e a configuração ótima.

AL	Melhorado	Inicial	Diferença	
Hora	P (kW)	P (kW)	P (kW)	P (%)
1	206,321	207,305	0,984	0,47%
2	208,677	209,689	1,012	0,48%
3	207,181	208,178	0,997	0,48%
4	211,091	212,123	1,032	0,49%
5	221,259	222,585	1,326	0,60%
6	233,453	235	1,547	0,66%
7	258,448	260,528	2,08	0,80%
8	272,001	274,271	2,27	0,83%
9	273,119	275,548	2,429	0,88%
10	277,204	279,633	2,429	0,87%
11	264,742	267,078	2,336	0,87%
12	250,555	252,52	1,965	0,78%
13	268,856	271,256	2,4	0,88%
14	276,059	278,541	2,482	0,89%
15	272,912	275,268	2,356	0,86%
16	271,227	273,413	2,186	0,80%
17	268,543	272,939	4,396	1,61%
18	277,234	286,744	9,51	3,32%
19	251,63	258,132	6,502	2,52%
20	234,33	237,98	3,65	1,53%
21	223,543	224,332	0,789	0,35%
22	216,514	217,474	0,96	0,44%
23	212,652	213,7	1,048	0,49%
24	210,529	211,6	1,071	0,51%

3.6 Análise de continuidade no sistema de distribuição

Uma análise da continuidade no fornecimento de energia elétrica foi feita em um dos alimentadores do sistema de distribuição de Torres. O alimentador escolhido foi o que possui maior número de ligações com os demais alimentadores, sendo esse o alimentador número três, que aparece em amarelo na Figura 26.



Figura 26 – Alimentador três.

Fonte: Google earth (2013)

Esse alimentador possui cinco ligações entre alimentadores, três com o alimentador dois (em azul) e duas com o alimentador cinco (em verde), além de deter um bom número de clientes.

Primeiramente, o alimentador foi dividido em 15 regiões. Cada uma delas é delimitada por chaves de interligação entre alimentadores ou chaves NF, conforme a Figura 27. Para cada região foi calculado um FEC, os quais estão disponíveis na Tabela 9. Para realizar o cálculo do FEC, foi utilizada uma taxa de falhas constante e igual a uma falha ano por km na rede.

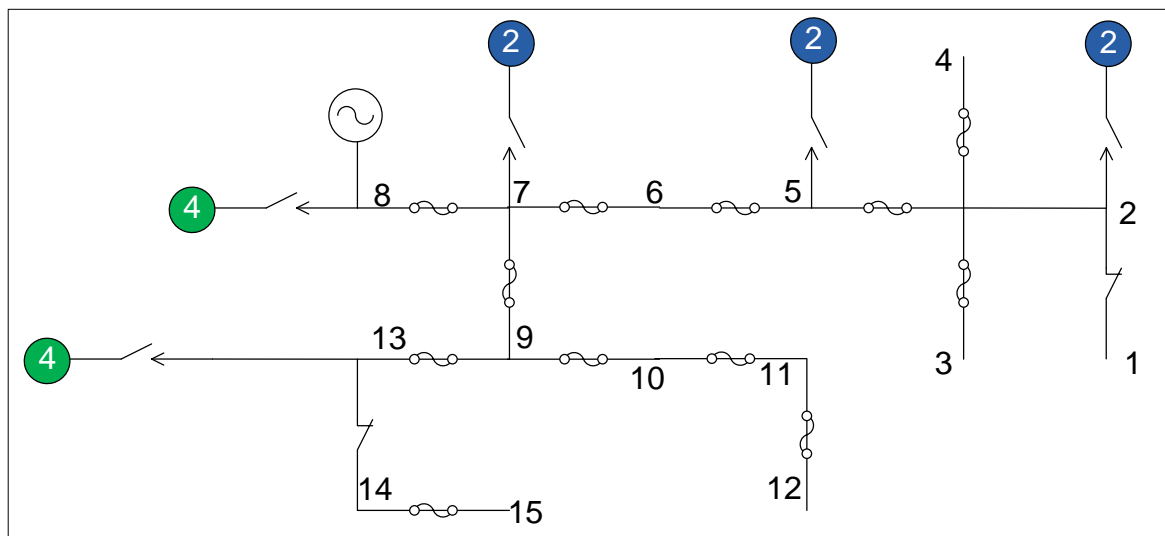


Figura 27 – Regiões do alimentador três.

Analisando a Tabela 9, nota-se que os valores respectivos ao FEC da região dois e treze estão elevados quando comparados com as demais regiões. Essas duas regiões foram adotadas como possíveis problemas para o sistema. Sendo assim, o método para melhorar o indicador de continuidade do serviço foi devidamente aplicado, realocando chaves ou inserindo novas chaves, as quais subdividem as regiões problemáticas.

Tabela 9 – FEC de cada região do alimentador três.

Região	Tamanho (m)	Clientes	FEC
1	1235	197	0,058484
2	2140	894	0,684697
3	214	101	0,005196
4	201	139	0,006716
5	485	227	0,026465
6	939	617	0,13927
7	1196	185	0,053188
8	203	0	0
9	195	212	0,046266
10	311	366	0,057939
11	287	347	0,028217
12	378	62	0,005634
13	2005	514	0,391843
14	353	211	0,025372
15	722	88	0,015273
TOTAL	10864	4160	1,544558

O método de realocar chaves já existentes nos alimentadores foi testado, porém não foi obtido sucesso com essa técnica. Dessa forma, o método adotado nas duas regiões consideradas problemáticas do alimentador três foi à alocação de novas chaves, subdividindo cada região em duas novas regiões, reduzindo assim o FEC de ambas.

A região dois foi dividida em duas regiões, nomeadas com os números 2 e 16, respectivamente. Para encontrar a melhor posição da nova chave, foi adotado um método que consiste em alocar a chave de modo que a maior parte dos clientes fique em um dos lados da chave e, a partir disso, a chave é movimentada pela região, seguida do cálculo do novo FEC, até que se verifique o equilíbrio entre as duas regiões, conforme mostra a Figura 28.

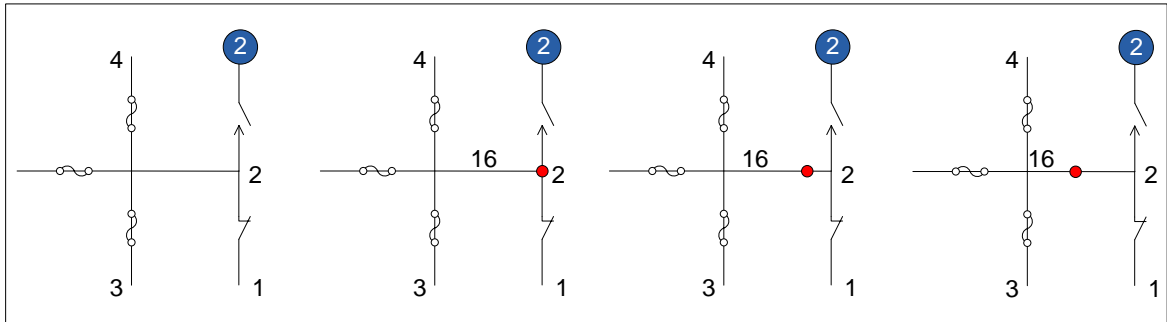


Figura 28 – Buscando o ponto ótimo para alocar uma nova chave na região dois.

A tabela 10 mostra os valores calculados para o FEC, quando variada a alocação da nova chave na região dois. Ressalta-se que, quando a chave muda de local, a quantidade de clientes e o comprimento de rede de ambas as regiões envolvidas são alterados, fazendo com que o FEC mude de valor.

Tabela 10 – Valores decorrentes da busca pela posição ótima da nova chave na região dois.

Região 16			Região 2		
Clientes	Comprimento da Rede (m)	FEC	Clientes	Comprimento da Rede (m)	FEC
1331	2140	0,6847	0	0	0,0000
846	1473	0,2996	485	667	0,0778
829	1396	0,2782	502	744	0,0898
733	1181	0,2081	598	959	0,1379
680	1137	0,1859	651	1003	0,1570
667	1106	0,1773	664	1034	0,1650
667	1062	0,1703	664	1078	0,1721

Visualizando a Tabela 10, nota-se que o balanço entre o FEC das duas regiões ocorre quando o número de clientes e o comprimento de rede das regiões envolvidas são bastante próximos, o que não é uma regra.

O mesmo procedimento realizado para reduzir o FEC da região dois foi adotado para a região treze. Essa região foi dividida em duas (13 e 17), na busca pela melhoria do indicador de qualidade. A Figura 29 mostra como foi realizado o procedimento para a alocação da nova chave subdividindo a região analisada em duas.

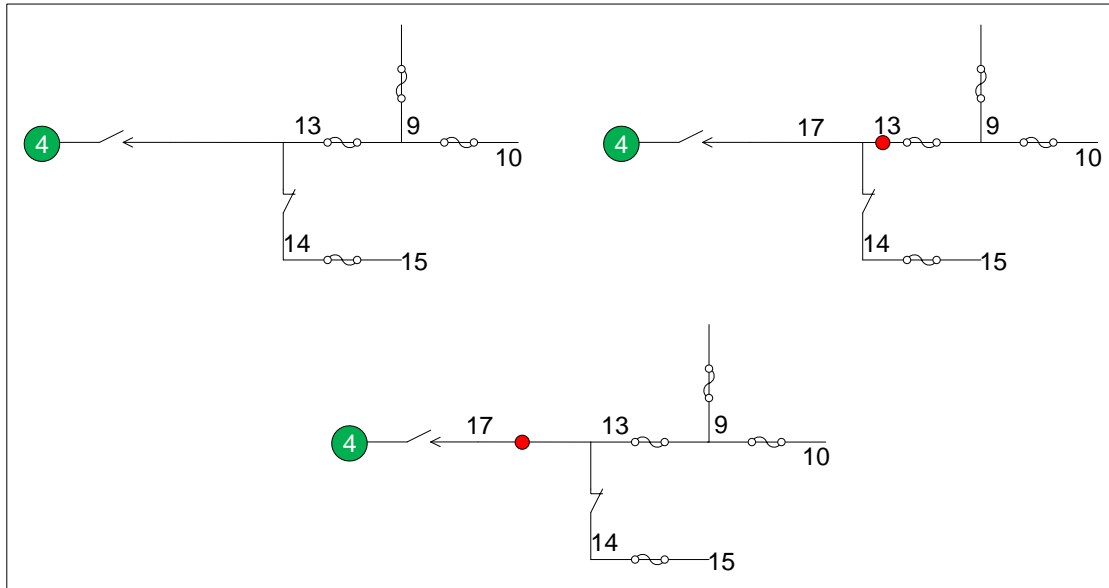


Figura 29 - Buscando ponto ótimo para alocar uma nova chave na região treze.

Os valores do indicador de continuidade do fornecimento, FEC, variando o local onde a nova chave foi inserida estão apresentados na Tabela 11.

Tabela 11 - Valores decorrentes da busca pela posição ótima da nova chave na região treze.

Trecho: 17			Trecho: 13		
Clientes	Distancia (m)	FEC	Clientes	Distancia (m)	FEC
813	2005	0,3918	0	0	0,0000
465	1705	0,1906	348	300	0,0251
430	1395	0,1442	383	610	0,0562
320	1326	0,1020	493	679	0,0805
312	1241	0,0931	501	764	0,0920
312	1124	0,0843	501	881	0,1061

Nota-se que, na Tabela 11, diferentemente da Tabela 10, o ponto ótimo para a inserção da chave não foi obtido próximo ao meio da região problemática. Isto ocorreu devido ao número de clientes ser maior em um dos pontos da região. Neste caso em especial, o número de clientes é mais elevado na região treze por esta assumir clientes de outras duas regiões, a quatorze e a quinze, sendo assim responsável pela alimentação dessas regiões. Os clientes destas são contados no cálculo do FEC da região treze, o que eleva o valor do indicador.

Após a inserção das duas chaves para melhorar o indicador de continuidade do abastecimento de energia elétrica, a rede ficou mais fracionada o que garante que um número menor

de clientes ficará sem energia elétrica em caso de falhas da rede. O alimentador três ficou com 17 regiões em vez das 15 anteriores originais, conforme mostra a Figura 30.

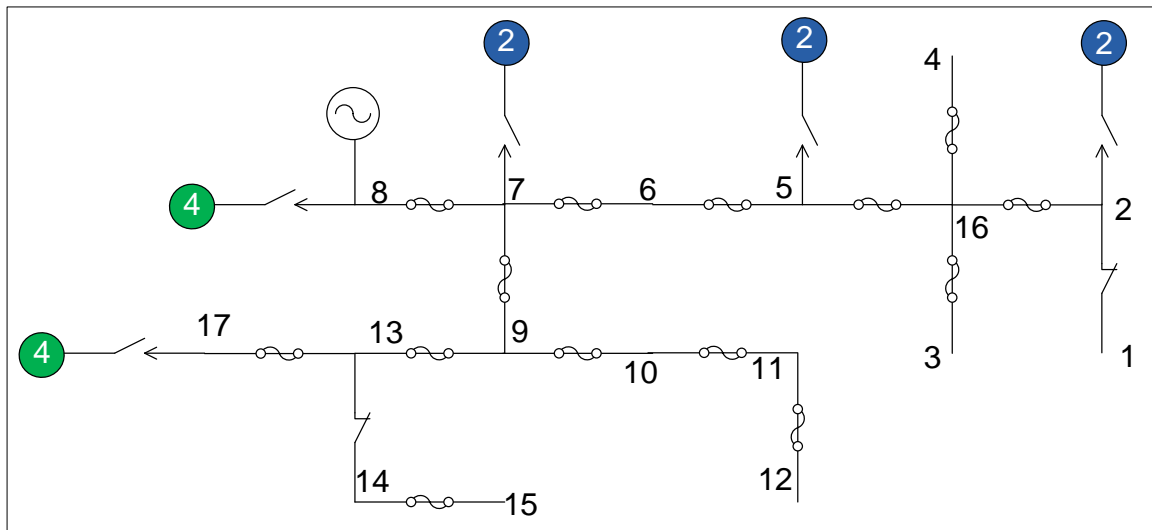


Figura 30 – Alimentador três com as duas novas chaves NF.

A Tabela 12 mostra o FEC de cada região após a inserção das duas novas chaves no alimentador três.

Tabela 12 - FEC de cada região do alimentador três com a inserção das duas novas chaves.

Região	Tamanho (m)	Clientes	FEC
1	1235	197	0,058484
2	1078	467	0,172065
3	214	101	0,005196
4	201	139	0,006716
5	485	227	0,026465
6	939	617	0,13927
7	1196	185	0,053188
8	203	0	0
9	195	212	0,046266
10	311	366	0,057939
11	287	347	0,028217
12	378	62	0,005634
13	764	202	0,092011
14	353	211	0,025372
15	722	88	0,015273
16	1062	427	0,170277
17	1241	312	0,093075
TOTAL	10864	4160	0,902372

A partir da Tabela 12 e da Tabela 9, pode-se notar que os FEC de ambas as regiões problemáticas foram reduzidos. A região dois passou de 0,684697 para 0,172065, enquanto que, na região treze, o FEC alterou-se de 0,391843 para 0,092011, o que representa uma redução significativa. Isso mostra que o método de alocação de novas chaves é o mais indicado para problemas desse gênero e que as chaves foram alocadas da melhor maneira possível, comprovando assim a funcionalidade dos métodos empregados.

3.7 Classificação das Chaves

A classificação das chaves é bastante importante, pois deve-se saber qual dos conjuntos de chaves manobradas tem maior impacto no sistema, levando em consideração que a condição inicial é a nova configuração encontrada para o horário fora de ponta, a partir do método de otimização aplicado, e que são necessárias manobras somente durante o horário de ponta, onde dois conjuntos de chaves são comutados, cada um contendo duas chaves. Além disso, a classificação de chaves é importante definir sobre investimentos na rede, especialmente em casos onde o investimento necessário para a realização da otimização da rede seja realizado em etapas, realizando somente a substituição das chaves necessárias para a redução de perdas no horário de pico.

Sendo assim, a classificação das chaves quanto sua importância para o sistema teste é demonstrada nas Tabelas 13 e 14. Na Tabela 13, a manobra 1 representa a comutação de uma chave de interligação entre os alimentadores 2 e 3, e uma chave NF do alimentador 2, e a manobra 2 representa a comutação de duas chaves NF do alimentador 3. As perdas e o número de operações diárias são os principais indicadores para a classificação das chaves. Estes foram normalizados e após multiplicados por fatores de importância, correspondentes a 0,6 para as perdas e 0,4 para o número de operações. Após isto, os indicadores foram somados. Os valores obtidos da soma representam o valor final de importância de cada conjunto de chaves telecomandadas, os quais estão expressos na Tabela 14, juntamente com o resultado final da classificação das duas manobras.

Tabela 13 - Número de Operações Diárias e Perda Reduzida por Manobra.

Manobra	Perda Reduzida [W]	Número de Operações Diárias	Perda Reduzida Normalizada	Número de Operações Normalizado
1	26,335	2	1	1
2	2,379	2	0,090336	1

Tabela 14 - Classificação das Manobras Quanto a sua Importância.

Manobra	Importância	Classificação
1	1	1°
2	0,454202	2°

Analisando a Tabela 14, caso a concessionária de energia elétrica estivesse com apenas duas chaves telecomandadas para a instalação imediata, as chaves escolhidas para a substituição são as duas correspondentes a manobra 1, pois foram consideradas as mais importantes, ficando em primeiro lugar na classificação.

3.8 Considerações Finais

Os resultados encontrados pela aplicação dos métodos buscando a otimização do sistema de distribuição, através da redução das perdas elétricas e da melhoria do indicador de continuidade FEC, foram suficientes para demonstrar o funcionamento dos métodos e a eficiência que eles possuem.

A redução de perdas conseguida é bastante importante, uma vez que, assim, aumenta-se a eficiência do sistema, além de se conseguir outros benefícios como, por exemplo, o balanço de carga entre os alimentadores, o qual é um fator importante para a operação do sistema de forma eficiente. Ainda, pode-se considerar esta redução nas perdas como lucro financeiro obtido pela empresa, uma vez que serão reduzidos os custos de operação do sistema de distribuição.

Por fim, vale ressaltar que a melhoria no indicador de continuidade obtida é bastante importante, refletindo diretamente na qualidade do serviço, já que as medidas propostas auxiliariam a manter o atendimento ininterrupto, além de reduzir o número de clientes sem energia em cada contingência ou manutenção.

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Diante do que foi apresentado, os objetivos foram atingidos e a proposta do trabalho foi atendida. A redução de perdas realizada garante que o sistema de distribuição possua uma melhor distribuição das cargas entre os alimentadores, tornando-o mais eficiente. A redução do indicador de continuidade (FEC) nas regiões problemáticas também foi atingida, garantindo melhor qualidade no abastecimento.

Foram realizadas simulações na rede de distribuição de um sistema real. Localizado na região nordeste do Rio Grande do Sul, na cidade de Torres. Sendo uma cidade litorânea, possui característica de carga sazonal. A rede analisada possui 6 alimentadores, porém apenas 4 foram simulados, devido a limitações do software utilizado. Apesar disso, constatou-se melhoria significativa na rede após a aplicação das metodologias propostas, tanto na otimização da operação da rede visando à redução de perdas, como na análise do indicador de continuidade FEC.

As manobras realizadas fizeram com que o sistema operasse de forma mais eficiente, chegando a reduzir 3,32% nas perdas elétricas atreladas a operação da rede. Esta redução foi constatada durante o horário de pico, que nas simulações ocorreu das 17 até às 20 horas. A redução dentro do horário de pico é bastante importante para o sistema, pois é durante este período do dia que o sistema tem maior exigência dos componentes, o que potencializa uma falha.

O indicador de continuidade (FEC) foi analisado em um dos alimentadores. Para tal, foi escolhido o alimentador três, que possui mais conexões com os demais alimentadores e está localizado no litoral da cidade. O fato de possuir esta localização, o destaca, pois é nessa região onde há o maior acréscimo de carga durante o período de veraneio, além de possuir elevado número de clientes. Este alimentador foi dividido em regiões, as quais foram limitadas por chaves. Para cada região, foi calculado o FEC correspondente. Duas regiões apresentaram

FEC elevado quando comparado com as demais regiões. Nelas foi aplicada a metodologia proposta para redução do indicador, onde o mesmo, conseqüentemente, obteve valores mais próximos às demais regiões, obtendo-se melhora significativa do referido indicador de continuidade.

Ainda, pode-se afirmar que ocorreu melhoria na eficiência da operação da rede, o que pode ser quantificado em menores custos de operação para a concessionária de energia. Sendo assim, economicamente, a continuidade no fornecimento também pode ser vista pela empresa como um aspecto positivo. Isso pode ser melhor entendido levando-se em consideração que, quando ocorre uma contingência na rede e um grande trecho é desenergizado, muitos clientes ficam desconectados do sistema, não consumindo energia elétrica. Neste cenário, a concessionária deixa de lucrar com a venda de energia, além de ter sua imagem prejudicada frente aos consumidores, se a interrupção no fornecimento de energia for duradoura. Isto muda quando o FEC é reduzido, já que este indica a continuidade do serviço, ou quando frações menores da rede ficam sem energia em casos de contingências ou manobras.

4.1 Sugestão para trabalhos futuros

A seguir são apresentadas algumas sugestões para trabalhos futuros que complementariam este trabalho:

- Analisar o que ocorre com a proteção do sistema de distribuição com as modificações realizadas;
- Realizar a análise econômica do sistema testado, com as soluções encontradas, indicando a viabilidade do mesmo e o tempo necessário para se obter o retorno do investimento.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ANEEL. *PRODIST, Cartilha de acesso ao sistema de distribuição*. Revisão 3, p.23, de 19 de abr. 2012;
- [2] KAGAN, N., de OLIVEIRA, C.C.B., ROBBA, E.J. *Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. 2º edição. São Paulo:Blucher, 2010, 329p.;
- [3] ANEEL. *PORDIST, Módulo 8 – qualidade da energia elétrica*. Revisão 4, 72p., de 01 de fevereiro de 2012;
- [4] BERNARDON, D. P., COMASSETTO L., CANHA, L. N., ABAIDE, A. R. *Perdas técnicas e comerciais de energia elétrica em sistemas de distribuição*. Seminário Brasileiro sobre Qualidade de Energia Elétrica. 2007;
- [5] CHERKAOUI, R.; BART, A.; GERMOND, A.J. *Optimal configuration of electrical distribution networks using heuristic methods*. Proceedings of the 11th Power Systems Computation Conference, Zurich, v.1, p.147-154, 1993;
- [6] BERNARDON, D.P. *Novos métodos para reconfiguração das redes de distribuição a partir de algoritmos de tomadas de decisão multicriteriais*. 2007. 229p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Centro de Tecnologia, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria. 2007;
- [7] IBGE. Disponível em: <http://cidades.ibge.gov.br/painel/painel.php?codmun=432150>. Acesso em 20 de agosto de 2013.