

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

**LOCALIZAÇÃO E DIMENSIONAMENTO DE UNIDADES DE  
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO  
RADIAIS**

**LARISSA DE MATOS GUEDES**

**ORIENTADOR: MARCO ANTÔNIO FREITAS DO EGITO COELHO**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**PUBLICAÇÃO: 263/06  
BRASILIA/DF: AGOSTO – 2006  
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
FACULDADE DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**LOCALIZAÇÃO E DIMENSIONAMENTO DE UNIDADES DE  
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS**

**LARISSA DE MATOS GUEDES**

**DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE  
ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA  
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA COMO PARTE DOS REQUISITOS  
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE.**

**APROVADA POR:**

---

**Prof. Marco Antônio Freitas do Egito Coelho, (Dr. UnB)  
(Orientador)**

---

**Prof. Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira, (Dr. UnB)  
(Examinador Interno)**

---

**Prof. Francisco R. Frazão de Lima, (PhD CEB)  
(Examinador Externo)**

**BRASILIA/DF, 04 DE AGOSTO DE 2006.**

## FICHA CATALOGRÁFICA

GUEDES, LARISSA DE MATOS

Localização e Dimensionamento de Unidades de Geração Distribuída em Redes de  
Distribuição Radiais [Distrito Federal] 2006.

xv, 95p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Engenharia Elétrica, 2006).

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

Departamento de Engenharia Elétrica

- |                                 |                         |
|---------------------------------|-------------------------|
| 1. Geração Distribuída          | 2. Níveis de Tensão     |
| 3. Redução de Perdas de Energia | 4. Banco de Capacitores |
| I. ENE/FT/UnB                   | II. Título (série)      |

## REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

GUEDES, L.M. (2006). Localização e Dimensionamento de Unidades de Geração Distribuída em Redes de Distribuição Radiais. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação 263/06 Julho/06, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 95 p.

## CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Larissa de Matos Guedes.

TÍTULO: Localização e Dimensionamento de Unidades de Geração Distribuída em Redes de Distribuição Radiais.

GRAU: Mestre

ANO: 2006

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

---

Larissa de Matos Guedes  
QI 01 bloco H apt.202 Guará 1  
71.020-080 Brasília – DF – Brasil.

“Tudo posso Naquele que me fortalece”.

**Filipenses 4:13**

“Não há nada na natureza tão insignificante que não valha a pena ser estudado”.

**Aristóteles**

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a Deus por ser tão evidente Sua presença em minha vida, iluminando sempre meus caminhos.

Ao Professor Marco Antônio Egito, pela sua excelente orientação e por me apoiar em todos os momentos. Aos demais professores e funcionários da ENE, especialmente ao Professor José Camargo, pelo incentivo constante. À CAPES pela bolsa concedida, já que este apoio foi fundamental para o desenvolvimento deste trabalho.

À minha mãe que sempre foi meu alicerce, minha amiga, minha força... sem ela eu não seria quem eu sou hoje!

Ao meu esposo, que trouxe ainda mais amor e luz à minha vida. É o seu apoio e carinho que me impulsionam a vencer os desafios.

À minha família: meu irmão, minha cunhada e meus queridos sobrinhos, que sempre entenderam as minhas ausências. Ao meu pai, pois sei que ele ainda compartilha comigo as minhas conquistas.

Aos colegas que me ajudaram de diversas maneiras: Leandro, Kenneth, Flávio, Filomeno, Javier e George.

A todos que de alguma forma, fizeram e fazem parte da minha vida...

Muito obrigada!

À minha mãe e ao meu esposo,  
com carinho dedico.

## **RESUMO**

### **LOCALIZAÇÃO E DIMENSIONAMENTO DE UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS.**

**Autor: Larissa de Matos Guedes.**

**Orientador: Marco Antônio Freitas do Egito Coelho.**

**Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica**

**Brasília, Agosto (2006).**

O dimensionamento e localização de unidades de geração distribuída fazem parte de um problema que considera a redução das perdas no sistema de distribuição e níveis de tensão. O objetivo dessa pesquisa pode ser dividido em duas partes: a primeira está relacionada à determinação da localização ótima das unidades de geração distribuída e dos níveis de potência ativa e reativa injetada por essas unidades no sistema. A segunda está relacionada à localização da barra em que os bancos de capacitores serão alocados. Em ambos os casos, o objetivo é minimizar as perdas totais do sistema.

A metodologia adotada neste trabalho foi baseada no desenvolvimento de um modelo matemático do sistema, e então os métodos da Aproximação Quadrática e da Coordenação de Minimização Cíclica foram utilizados no modelo citado. Para a alocação de capacitores, métodos heurísticos foram utilizados. Os resultados obtidos para casos da literatura e para redes radiais de Brasília mostram o desempenho dos métodos propostos.

Esses dois métodos apresentados foram usados em simulações da rede em nível médio de carga. Os resultados obtidos usando geração distribuída são melhores do que a alocação de bancos de capacitores em termos de redução de perdas e níveis de tensão. As abordagens sugeridas são de simples implementação e não requerem muito tempo computacional.

## **ABSTRACT**

### **LOCALIZATION AND SIZING OF UNITS OF EMBEDDED GENERATION IN RADIAL DISTRIBUTION NETWORKS**

**Author: Larissa de Matos Guedes.**

**Supervisor: Marco Antônio Freitas do Egito Coelho.**

**Electrical Engineering Master Program**

**Brasilia, August (2006).**

The sizing and the allocation of embedded generation units are part of problem that considers loss reduction and the voltage levels in distribution feeders. The objective of this research can be divided in two parts. The first one is related to the determination of the embedded generation units optimal allocation as well as the active and reactive power levels injected by these units in the network. The second one is related to the identification of the bus where the capacitors banks should be placed. In both cases, the main goal is to minimize the system total losses.

The methodology adopted in this work was based on development of a system mathematical model. Then two optimization criteria have been adopted namely: Quadratic Fit and Cyclic Coordinate Descent were used on it. For the capacitors allocation, heuristical methods have been used. The results obtained for literature cases and Brasilia radial network are reported and illustrate the performance of the proposed methods.

The two methods presented were used in the medium load network simulations. The results obtained by using embedded generation are better than capacitors bank allocation in terms of losses reduction and voltage levels. The implementation of the suggested approaches are simple and do not require expensive computational time.



## SUMÁRIO

<b>1 – INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>1.1 – MOTIVAÇÕES .....</b>	<b>1</b>
1.1.1 – Perdas no sistema de distribuição .....	1
1.1.2 – Aumento da demanda .....	2
1.1.3 – Mudança no mercado de energia .....	3
<b>1.2 – GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E ALOCAÇÃO DE CAPACITORES .....</b>	<b>4</b>
<b>1.3 – OBJETIVOS DO TRABALHO .....</b>	<b>5</b>
<b>1.4 – ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO .....</b>	<b>6</b>
<b>2 – REVISÕES BIBLIOGRÁFICAS E NOÇÕES GERAIS SOBRE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E ALOCAÇÃO DE CAPACITORES.....</b>	<b>7</b>
<b>2.1 – REVISÕES BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>7</b>
2.1.1 – Geração distribuída .....	7
2.1.2 – Alocação de capacitores .....	8
<b>2.2 – A MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL .....</b>	<b>10</b>
<b>2.3 – CAPACIDADE DE GERAÇÃO NO BRASIL .....</b>	<b>11</b>
<b>2.4 – GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....</b>	<b>13</b>
2.4.1 – Principais vantagens.....	14
2.4.2 – Principais desvantagens .....	15
2.4.3 – Tipos de tecnologia disponíveis .....	16
2.4.4 – Agentes no novo mercado de energia .....	19
2.4.5 – Legislação .....	21
2.4.6 – PROINFA .....	22
2.4.7 – A geração distribuída no contexto mundial .....	24
2.4.8 – As perspectivas para geração distribuída no Brasil.....	24
<b>2.5 – ALOCAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO .....</b>	<b>25</b>
<b>3 – MODELAGENS E MÉTODOS MATEMÁTICOS .....</b>	<b>26</b>
<b>3.1 – O PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO .....</b>	<b>26</b>

<b>3.2 – MODELAGEM E MÉTODOS QUE ENVOLVEM O PROBLEMA DE ALOCAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....</b>	<b>27</b>
3.2.1 – O modelo do sistema.....	27
3.2.2 – Função objetivo do problema de alocação de unidades de geração distribuída .....	32
3.2.3 – A relação da variação da potência ativa e das perdas.....	33
3.2.4 – Método da aproximação quadrática .....	34
3.2.5 – Método da coordenação .....	35
3.2.6 – Metodologia e modelagem das unidades de geração distribuída .....	36
3.2.6.1 – Gerador síncrono .....	36
3.2.6.2 – Representação das unidades de geração distribuída.....	37
3.2.7 – Método de redução do sistema .....	38
3.2.8 – Método de alocação das unidades de geração distribuída .....	39
<b>3.3 – MODELAGEM E MÉTODOS QUE ENVOLVEM O PROBLEMA DE ALOCAÇÃO DE CAPACITORES .....</b>	<b>39</b>
3.3.1 – O modelo do sistema.....	39
3.3.2 – Método para a localização e tamanho dos bancos de capacitores.....	42
3.3.3 – Métodos heurísticos .....	42
3.3.4 – Função objetivo do problema de alocação de capacitores .....	45
<b>4 – APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS .....</b>	<b>47</b>
<b>4.1 – O PROGRAMA DE ALOCAÇÃO DE UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....</b>	<b>47</b>
<b>4.2 - SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL DE 49 TRECHOS.....</b>	<b>49</b>
4.2.1 – Alocação de geração distribuída .....	49
4.2.2 – Alocação de bancos de capacitores .....	51
4.2.3 – Alocação de geração distribuída e de capacitores simultaneamente .....	53
4.2.4 – Comparação entre alocação de geração distribuída e capacitores .....	54
4.2.5 – Relação da variação da potência ativa x perdas .....	55
<b>4.3 – SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL DE 69 TRECHOS.....</b>	<b>56</b>
4.3.1 – Alocação de geração distribuída .....	57
4.3.2 – Alocação de bancos de capacitores .....	59
4.3.3 – Alocação de geração distribuída e de capacitores simultaneamente .....	60
4.3.4 – Comparação entre alocação de geração distribuída e capacitores .....	62

4.3.5 – Relação da variação da potência ativa x perdas .....	62
4.4 - SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL DE 183 TRECHOS.....	63
4.4.1 – Alocação de geração distribuída .....	64
4.4.2 – Alocação de bancos de capacitores .....	66
4.4.3 – Alocação de geração distribuída e de capacitores simultaneamente .....	67
4.4.4 – Comparação entre alocação de geração distribuída e capacitores .....	69
4.5 – SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL DE 80 TRECHOS.....	70
4.5.1 – Alocação de geração distribuída .....	71
4.5.2 – Alocação de bancos de capacitores .....	72
4.5.3 – Alocação de geração distribuída e de capacitores simultaneamente .....	73
4.5.4 – Comparação entre alocação de geração distribuída e capacitores .....	75
5 – CONCLUSÕES.....	77
5.1 – CONCLUSÕES GERAIS .....	77
5.2 – SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....	79
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	80
APÊNDICES	
A – DADOS DO ALIMENTADOR DE 49 TRECHOS .....	85
B – DADOS DO ALIMENTADOR DE 69 TRECHOS .....	87
C – DADOS DO ALIMENTADOR DE 183 TRECHOS .....	89
D – DADOS DO ALIMENTADOR DE 80 TRECHOS .....	93

## Lista de Tabelas

Tabela 4.1 – Barras escolhidas .....	50
Tabela 4.2 – Percentual de redução das perdas para o caso da alocação de geração distribuída .....	51
Tabela 4.3 – Potências ativas e reativas injetadas por cada unidade de geração distribuída...	51
Tabela 4.4 – Localização e quantidade de bancos de capacitores inseridos.....	51
Tabela 4.5 – Percentual de redução de perdas para o caso da alocação de banco de capacitores .....	52
Tabela 4.6 – Barras escolhidas .....	53
Tabela 4.7 – Percentual de redução de perdas para o caso da alocação de banco de capacitores e unidades de geração distribuída.....	54
Tabela 4.8 – Potências ativas e reativas injetadas por cada unidade de geração distribuída...	54
Tabela 4.9 – Percentual de redução de perdas comparando a alocação de banco de capacitores e de unidades de geração distribuída .....	55
Tabela 4.10 – Barras escolhidas .....	57
Tabela 4.11 – Percentual de redução das perdas para o caso da alocação de geração distribuída .....	58
Tabela 4.12 – Potências ativas e reativas injetadas por cada unidade de geração distribuída.	58
Tabela 4.13 – Localização e quantidade de bancos de capacitores inseridos.....	59
Tabela 4.14 – Percentual de redução de perdas para o caso da alocação de banco de capacitores .....	60
Tabela 4.15 – Barras escolhidas .....	60
Tabela 4.16 – Percentual de redução de perdas para o caso da alocação de banco de capacitores e unidades de geração distribuída.....	61
Tabela 4.17 – Potências ativas e reativas injetadas por cada unidade de geração distribuída.	61
Tabela 4.18 – Percentual de redução de perdas comparando a alocação de banco de capacitores e de unidades de geração distribuída .....	62
Tabela 4.19 – Barras escolhidas .....	64
Tabela 4.20 – Percentual de redução das perdas para o caso da alocação de geração distribuída .....	65
Tabela 4.21 – Potências ativas e reativas injetadas por cada unidade de geração distribuída.	65
Tabela 4.22 – Localização e quantidade de bancos de capacitores inseridos.....	66

Tabela 4.23 – Percentual de redução de perdas para o caso da alocação de banco de capacitores .....	67
Tabela 4.24 – Barras escolhidas .....	67
Tabela 4.25 – Percentual de redução de perdas para o caso da alocação de banco de capacitores e unidades de geração distribuída.....	68
Tabela 4.26 – Potências ativas e reativas injetadas por cada unidade de geração distribuída.	68
Tabela 4.27 – Percentual de redução de perdas comparando a alocação de banco de capacitores e de unidades de geração distribuída .....	69
Tabela 4.28 – Barra escolhida .....	71
Tabela 4.29 – Percentual de redução das perdas para o caso da alocação de geração distribuída .....	72
Tabela 4.30 – Potências ativas e reativas injetadas por cada unidade de geração distribuída.	72
Tabela 4.31 – Localização e quantidade de bancos de capacitores inseridos.....	72
Tabela 4.32 – Percentual de redução de perdas para o caso da alocação de banco de capacitores .....	73
Tabela 4.33 – Barra escolhida .....	74
Tabela 4.34 – Percentual de redução de perdas para o caso da alocação de banco de capacitores e unidades de geração distribuída.....	74
Tabela 4.35 – Potências ativas e reativas injetadas por cada unidade de geração distribuída.	75
Tabela 4.36 – Percentual de redução de perdas comparando a alocação de banco de capacitores e de unidades de geração distribuída .....	76

## Lista de Figuras

Figura 1.1 – Distribuição de perdas nos sistemas de potência .....	2
Figura 1.2 – O comportamento da carga de energia do SIN ao longo do ano.....	3
Figura 2.1 – Matriz energética nacional .....	11
Figura 2.2 – Empreendimentos em operação .....	12
Figura 2.3 – Empreendimentos em construção .....	12
Figura 2.4 – Empreendimentos outorgados entre 1998 e 2005 .....	13
Figura 3.1 – Linha de transmissão entre duas barras considerando geração distribuída.....	28
Figura 3.2 – Alimentador com ramos laterais, considerando geração distribuída .....	31
Figura 3.3 – Curva de capacidade do gerador síncrono .....	37
Figura 3.4 – Linha de transmissão entre duas barras considerando capacitor.....	40
Figura 3.5 – Alimentador com ramos laterais, considerando capacitores .....	41
Figura 4.1 – Fluxograma da alocação de unidades de geração distribuída .....	48
Figura 4.2 – Perfil de tensão inicial para o sistema de 49 trechos.....	49
Figura 4.3 – Perfil de tensão antes e depois da alocação de unidades de geração distribuída..	50
Figura 4.4 – Perfil de tensão antes e depois da alocação de bancos de capacitores .....	52
Figura 4.5 – Perfil de tensão antes e depois da alocação de bancos de capacitores e unidades de geração distribuída.....	53
Figura 4.6 – Perfil de tensão alocando apenas capacitores e alocando apenas unidades de geração distribuída.....	55
Figura 4.7 – Gráfico da potência ativa x perdas .....	56
Figura 4.8 – Perfil de tensão inicial para o sistema de 69 trechos.....	57
Figura 4.9 – Perfil de tensão antes e depois da alocação de unidades de geração distribuída	58
Figura 4.10 – Perfil de tensão antes e depois da alocação de bancos de capacitores .....	59
Figura 4.11 – Perfil de tensão antes e depois da alocação de bancos de capacitores e unidades de geração distribuída.....	61
Figura 4.12 – Perfil de tensão alocando apenas capacitores e alocando apenas unidades de geração distribuída.....	62
Figura 4.13 – Gráfico da potência ativa x perdas .....	63
Figura 4.14 – Perfil de tensão inicial para o sistema de 183 trechos.....	64
Figura 4.15 – Perfil de tensão antes e depois da alocação de unidades de geração distribuída .....	65
Figura 4.16 – Perfil de tensão antes e depois da alocação de bancos de capacitores .....	66

Figura 4.17 – Perfil de tensão antes e depois da alocação de bancos de capacitores e unidades de geração distribuída.....	68
Figura 4.18 – Perfil de tensão antes e depois da alocação de bancos de capacitores e unidades de geração distribuída.....	69
Figura 4.19 – Perfil de tensão inicial para o sistema de 80 trechos.....	70
Figura 4.20 – Perfil de tensão antes e depois da alocação da unidade de geração distribuída	71
Figura 4.21 – Perfil de tensão antes e depois da alocação de bancos de capacitores .....	73
Figura 4.22 – Perfil de tensão antes e depois da alocação de bancos de capacitores e unidades de geração distribuída.....	74
Figura 4.23 – Perfil de tensão alocando apenas capacitores e alocando apenas unidades de geração distribuída.....	75

# **1 - INTRODUÇÃO**

## **1.1 - MOTIVAÇÕES**

No século 19, a geração de energia era toda feita localmente, uma vez que não havia recursos tecnológicos para uma transmissão econômica de energia elétrica. Foi nessa época que ocorreu a célebre disputa entre a corrente contínua, proposita por Thomas Edison, e a corrente alternada, idealizada por Nikola Tesla. Desse empasse, resultou a vitória desta última, sendo que o seu uso permitiu que a geração se localizasse mais distante dos pontos de consumo, uma vez que a transmissão em corrente alternada é muito mais econômica do que seria em corrente contínua.

A partir da década de 40, o sistema elétrico era formado por unidades de geração centralizada, basicamente hidrelétrica, de forma que as linhas de transmissão eram usadas para levar essa energia até os consumidores. Tudo isso era feito para que o sistema fosse mais econômico, seguro e confiável. Além disso, a energia produzida era suficiente para atender a demanda, já que o crescimento desta era bem mais lento que o atual.

No entanto, com a mudança do mercado de energia, no que diz respeito à geração de energia, o desenvolvimento de novas tecnologias começa a ser incentivado. Dessa forma, estão surgindo novos desafios, aumentando o interesse em se utilizar, por exemplo, pequenos geradores operando em paralelo com a rede de distribuição.

Dentre vários fatores, destacam-se três itens que refletem a mudança e os problemas no setor elétrico brasileiro: as perdas no sistema de distribuição, o aumento da demanda e a mudança no mercado de energia.

### **1.1.1 - Perdas no sistema de distribuição**

Diante do aumento da demanda por eletricidade, se torna indispensável a racionalização da gestão e do uso da energia. Dessa forma, deve-se combater o desperdício e reduzir ao máximo as perdas do sistema. É devido a essa necessidade que o estudo de métodos para a diminuição destas é de extrema importância.



As perdas nos sistemas de potência podem ser divididas através dos seus subsistemas componentes conforme a Figura 1.1.

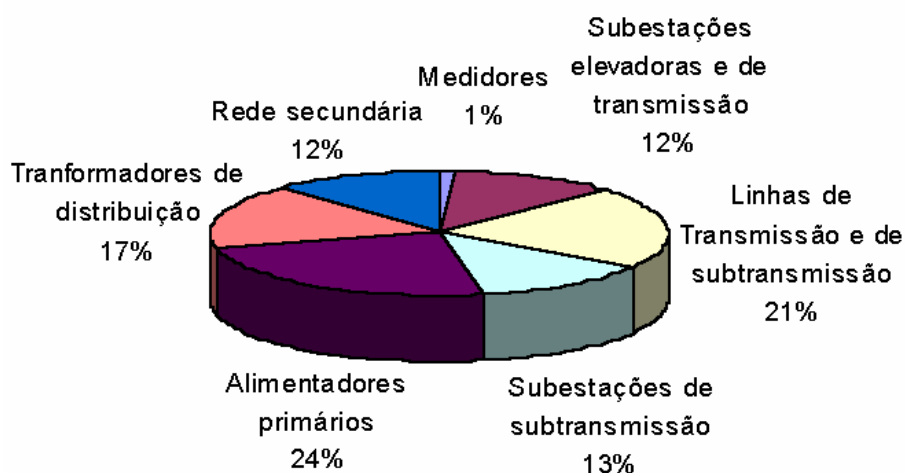


Figura 1.1. Distribuição das perdas nos sistemas de potência [1].

Como pode ser observado, a maior parte das perdas se concentram nos sistemas de distribuição. Ao reduzi-las, conseqüentemente há uma diminuição também nas perdas nas linhas de transmissão, na rede secundária e em outros pontos do sistema.

Existem várias alternativas para redução de perdas em sistemas elétricos, como o redimensionamento das linhas, redimensionamento e localização de transformadores primários, regulação de tensão, controle do fluxo de reativos, aumento da qualidade do sistema de iluminação pública e adoção de um sistema tarifário que incentive o uso racional da energia elétrica.

Nesse sentido, a utilização de unidades de geração distribuída (GD) pode contribuir para a redução das perdas, conforme será demonstrado no capítulo 4.

### 1.1.2 - Aumento da demanda

O consumo de energia elétrica no Brasil vem aumentando bastante nos últimos anos. Em 2004, a potência total de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), incluindo perdas nos sistemas de transmissão e distribuição, foi de 43.732 MW médio, montante 4,7% superior ao de 2003 [2].

Segundo mostrado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), esse crescimento foi influenciado pelo comportamento favorável da economia e também pelo crescimento da carga industrial do subsistema Sudeste/Centro-Oeste [2].

O comportamento do aumento da demanda no SIN pode ser observado na figura 1.2.

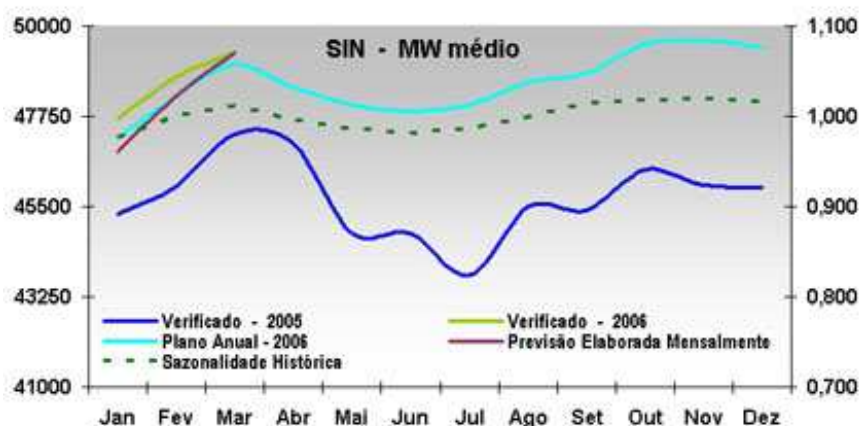


Figura 1.2 - O comportamento da carga de energia do SIN ao longo do ano[2].

A geração de energia feita próxima aos locais de grande consumo, para atender essas cargas ou para auxiliar o suprimento nos horários de ponta, pode contribuir com o sistema centralizado, evitando ou adiando a sua expansão, ou mesmo sendo uma solução a curto-prazo, enquanto se planeja e se inicia a construção de novas usinas hidrelétricas ou térmicas, por exemplo.

Além disso, é interessante notar que o aumento da demanda ocasionou um desenvolvimento no sistema de distribuição, transformando redes passivas em ativas, facilitando o aumento de GD [3].

Em redes passivas há apenas consumo de energia, mas nas redes ativas além do consumo, há também pontos de geração próximos à carga, injetando potência no sistema.

### 1.1.3 - Mudança no mercado de energia

No contexto atual do setor elétrico mundial, a liberação dos mercados de energia, o aumento das restrições ambientais e outros fatores têm apontado para uma tendência de

transição ou ao menos de revisão de conceitos, no que se refere a modelos de sistemas de energia elétrica [4].

Além disso, o movimento de liberação dos mercados de energia tem induzido o consumidor a procurar por uma maior eficiência na qualidade e continuidade no fornecimento de energia, e por outro lado os investidores sentem-se atraídos para preencher essa lacuna no mercado de geração.

Com a crise energética de 2001, houve uma motivação ainda maior para mais uma nova reestruturação desse setor. Com o fim do monopólio da geração e a possibilidade de novos agentes na produção de energia, o desenvolvimento de novas tecnologias e de soluções inteligentes voltou a ser incentivado.

O novo mercado de energia está começando a aceitar a presença de unidades geradoras inseridas na rede de distribuição. Nesse sentido, a utilização dessas unidades seria uma boa opção, por exemplo, para melhorar o nível das tensões do sistema ou reduzir as perdas.

## **1.2 - GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E ALOCAÇÃO DE CAPACITORES**

Geração distribuída é a geração feita próximo ao consumidor, podendo suprir a demanda localmente ou fornecer energia ao resto do sistema. Ela pode derivar de várias fontes de energia, tanto renováveis, quanto não-renováveis.

A GD mostra ser uma boa alternativa para auxiliar no aumento da demanda e na redução das perdas, mas isso de nada adiantaria se essa tecnologia não tivesse o respaldo legal suficiente para ser utilizada. Com a necessidade de novas alternativas, os órgãos reguladores e o próprio mercado já estão vendo a GD sob outra perspectiva e aceitando sua inserção mediante alguns critérios, como o estudo do impacto que a sua utilização ocasiona no sistema.

Da mesma forma que a GD, a utilização de banco de capacitores em alguns pontos do sistema gera benefícios, como a redução das perdas e o adiamento da expansão do sistema. Além de ser algo que já é utilizado há algum tempo e que comprovadamente fornece bons resultados.

### 1.3 - OBJETIVOS DO TRABALHO

Este trabalho tem como objetivo sugerir uma metodologia para alocação ótima de unidades de geração distribuída em sistemas de distribuição radiais de média tensão. Além disso, determinar as potências ativas e reativas a serem injetadas por cada unidade nas barras escolhidas.

O programa de alocação foi desenvolvido de forma a poder ser utilizado de 3 formas:

- Alocar apenas unidades de GD;
- Alocar apenas banco de capacitores fixos; e
- Alocar banco de capacitores fixos e unidades de GD, simultaneamente, no alimentador.

A necessidade de se realizar diferentes procedimentos para alocação de geração distribuída e banco de capacitores se deve ao fato da própria natureza dessas tecnologias: enquanto a GD possui um ajuste contínuo das potências injetadas, o banco de capacitores possui um critério de alocação discreto.

Para o primeiro caso, em que serão alocadas apenas GD, o critério para a escolha das barras que irão possuir essas unidades foi basicamente o de redução das perdas, ou seja, a barra escolhida é aquela cuja inserção de GD, possuindo potências ativas e reativas ótimas, resulta nas menores perdas possíveis do alimentador.

No segundo caso, o programa para alocação de capacitores fixos utiliza um método heurístico bastante simples e eficiente, que será melhor explicado na subseção 3.3.3.

Finalmente, no terceiro caso, utilizam-se os dois critérios já citados. O objetivo de se implementar essa rotina era a de existir mais uma opção de alocação, de forma que os custos de investimento e instalação pudessem ser reduzidos.

No entanto, deve ser ressaltado que o objetivo deste trabalho é o estudo da alocação e dimensionamento de unidades de geração distribuída. A alocação de capacitores tem a função de servir de referência para comparação de resultados e tornar o presente trabalho mais completo. A decisão de não aprofundar o estudo em alocação de capacitores se deve

ao fato de que este é um assunto que já vem sendo bastante pesquisado ao longo das últimas décadas. De qualquer forma, uma vez aqui incluído, será feita uma breve revisão bibliográfica e será explicada toda a metodologia utilizada para a sua alocação.

#### **1.4 - ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO**

Para um melhor entendimento do trabalho, os capítulos foram organizados de tal forma que tratassem dos assuntos a seguir:

No capítulo 2, é apresentada uma revisão bibliográfica sobre GD e sobre alocação de capacitores. Além disso, os temas abordados são melhor explicados neste capítulo.

O capítulo 3 contém os modelos e os métodos matemáticos utilizados neste trabalho. Isso foi feito tanto para unidades GD, quanto para capacitores.

No capítulo 4, são apresentados e analisados os resultados obtidos da aplicação do programa de alocação em sistemas da literatura e em alimentadores reais fornecidos pela Companhia Energética de Brasília, CEB.

Por último, são apresentadas no capítulo 5, as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

## **2 - REVISÕES BIBLIOGRÁFICAS E NOÇÕES GERAIS SOBRE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E ALOCAÇÃO DE CAPACITORES**

### **2.1 - REVISÕES BIBLIOGRÁFICAS**

#### **2.1.1 - Geração distribuída**

Atualmente, já existem em diversos países experiências com a GD quando tratada em montantes reduzidos deste tipo de geração. Os problemas locais que apareceram relacionados com aspectos de proteção, controle dos níveis de tensão na rede de distribuição, controle de reativos e interação com o automatismo da distribuição têm sido resolvidos com sucesso [5].

O problema de alocação de GD é tratado por Rahman *et al.* [6] onde o método utilizado é o de algoritmos evolucionários para determinar a localização adequada das unidades de forma a minimizar as perdas no sistema. Ele observou que índices de sensibilidade estão relacionados com as mudanças nos níveis de tensão devido à variação da potência ativa e reativa injetada. As barras escolhidas são as que possuem maior sensibilidade. Já Keane *et al.* [3], utiliza o método de programação linear. Ele admite inicialmente uma unidade de GD instalada em cada barra e o critério adotado para a escolha do alimentador a possuir GD é a sensibilidade, de forma semelhante ao trabalho de Rahman *et al.* [6]. Dessa forma, aquelas cujas tensões são mais sensíveis à injeção de potência são as escolhidas. O método de dimensionamento e localização utilizado por Borges *et al.* [7], se baseia em uma combinação da técnica de algoritmos genéticos com um método para avaliar os impactos da GD no desempenho do sistema, no tocante à confiabilidade, nível de perdas e perfil de tensão. Também foi considerado o fornecimento prévio das barras candidatas e da relação das possíveis unidades para instalação em cada local.

O impacto do uso de GD no controle de tensão e nas perdas do sistema é estudado por Salman [8]. Ele observa que, com relação à tensão, seu controle depende da localização, magnitude e condições de operação das unidades. Já em relação às perdas, elas podem ser reduzidas dependendo da magnitude da potência que a GD injeta no sistema em relação às cargas conectadas no local da geração. Dessa forma, ele observa que os benefícios de redução de perdas e controle de tensão dependem de alguns fatores como, localização das unidades, topologia da rede e o total das cargas conectadas ao sistema em questão.

Woodworth [9] faz uma análise do impacto que pequenas unidades de co-geração, que combina calor e potência, podem vir a ter no sistema de distribuição.

Com relação ao impacto que os geradores síncronos provocam no desempenho da operação em regime permanente em sistema de distribuição, Gallardo [10] faz um estudo. Ele testa todas as barras do sistema a fim de escolher quais serão objeto de sua análise, já que seu objetivo não é alocação. Já Kagan *et al.* [11] analisa a viabilidade de projetos de GD do ponto de vista técnico-econômico.

Um estudo inicial da proteção de unidades de GD conectadas a redes de distribuição, voltado para a perda de sincronismo é realizado por Guillot *et al.* [12]. Já Spier *et al.* [13] realiza simulações estáticas (fluxo de potência) e dinâmicas (estabilidade transitória e contingências) a fim de determinar o tempo crítico de abertura da proteção de cada gerador conectado à rede quando ocorre um curto circuito trifásico no secundário da subestação.

Diante de todo esse estudo da viabilidade da inserção no sistema de unidades de GD, Gomes *et al.* [5] analisa as vantagens, desvantagens, problemas e perspectivas da utilização dessa nova tecnologia. Já Romagnoli *et al.* [14] avalia a possibilidade da utilização da GD no panorama atual do setor elétrico, com ênfase em programas de incentivo e na existência de barreiras: regulatórias, institucionais, técnicas, tecnológicas, ambientais e político-econômicas.

### **2.1.2 - Alocação de capacitores**

Nas últimas décadas têm sido propostas muitas técnicas para a alocação de capacitores em redes de energia elétrica. Os procedimentos são cada vez mais sofisticados dada a crescente disponibilidade de facilidades computacionais. Vêm sendo aplicados diversos métodos como: analíticos, baseados em programação matemática, heurísticos e baseados em inteligência artificial.

A formulação geral do problema de planejamento precisa considerar metas envolvendo aspectos econômicos e respeitar os limites operacionais. Com relação ao planejamento, é importante definir se os capacitores serão fixos ou variáveis, dimensioná-los e localizá-los.

Os métodos utilizados para resolver o problema da alocação ótima de capacitores podem ser divididos em analíticos, programação numérica, heurísticos e baseados em inteligência artificial [15].

Os primeiros métodos utilizados foram os analíticos, sendo desenvolvidos numa época em que os recursos computacionais eram de difícil acesso. Estes métodos eram baseados em suposições sobre os alimentadores primários, e dessa forma, as soluções que eram obtidas podiam ser pouco eficazes para a redução de perdas e podiam, até mesmo, aumentar o seu nível.

Os métodos de programação matemática permitem um modelamento mais elaborado do problema, garantindo o cumprimento dos limites operacionais impostos. São exemplos a programação dinâmica e a programação linear inteira mista. Dentre suas desvantagens, podem ser citados: a dificuldade de se chegar num ótimo global, a complexidade de preparação dos modelos e dos dados e, no caso de programação não linear, a necessidade de determinação da convexidade do problema para saber se a solução obtida é um ótimo local ou global. Além dos métodos de programação matemática, o trabalho de Duran [16] trata de problemas de alocação de capacitores fixos através de modelo de programação dinâmica. Trabalhos como o de Baran *et al.* [17,18] utilizam técnicas de decomposição para tratar problemas de alocações de capacitores, fixos e variáveis.

Os métodos heurísticos são encontrados desde o final da década de 80. Esses métodos se baseiam na intuição e experiência. São criados conjuntos de regras para obter soluções rápidas e práticas que são de fácil entendimento e implementação. Mais recentemente, estão sendo sugeridos métodos híbridos para melhorar o desempenho computacional provendo soluções sub-ótimas, além do uso de algoritmos genéticos, como no trabalho de Ferreira [19]. A dificuldade de se usar estes métodos é a complexidade na hora de calibrar os parâmetros, o que pode gerar soluções sub-ótimas dependendo das características dos sistemas de distribuição e das suas condições de operação. Alguns autores trabalharam com meta-heurísticas, como *Tabu Search* [20, 21], e *Simulated Annealing*. Os métodos heurísticos produzem resultados rápidos, chegando próximo ao ótimo global com menos esforço computacional que os métodos de programação matemática. Por outro lado, a calibração de parâmetros arbitrários pode resultar numa baixa robustez das suas



implementações, que, para resolver sistemas de características diferentes podem requerer ajustes nos parâmetros das heurísticas utilizadas.

Nas últimas décadas o aparecimento de técnicas como algoritmos genéticos, *simulated annealing*, lógica fuzzy, sistemas especialistas e redes neurais artificiais permitiram a concepção de modelos para alocação de capacitores como modelos de otimização combinatória. Chiang *et al.* [22] utilizaram a técnica de *simulated annealing* baseada em processo de cristalização térmica de sistemas físicos. Boone *et al.* [23] utilizaram algoritmos genéticos para determinar localizações ótimas de capacitores fixos. Kagan *et al.* [21] também utilizaram algoritmos genéticos para minimizar perdas analisando as melhores configurações de redes considerando abertura de interruptores. Ferreira [19] utilizou essa mesma técnica para alocação de capacitores levando em consideração capacitores fixos e variáveis. Os algoritmos genéticos se baseiam na determinação de uma população a ser estudada através de regras de processos de seleção aleatórios visando o melhoramento de um critério de desempenho.

Além dos métodos já citados, recentes trabalhos já vêm utilizando metodologias híbridas, que utilizam duas técnicas em conjunto. Por exemplo, Miu *et al.* [24] utilizaram um procedimento heurístico em conjunto com os algoritmos genéticos. Inicialmente é aplicado o algoritmo genético para atingir a vizinhança de soluções que servem de estimativas iniciais para a técnica heurística. Recentemente, Gallego *et al.* [25] utilizaram um conjunto de procedimentos de algoritmos genéticos, heurísticos e de busca tabu. Nesta abordagem é disponibilizada pelo algoritmo genético uma população de soluções bem diversas que servem de base para a avaliação por parte da busca tabu.

## **2.2 – A MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL**

Ao se discutir a geração de energia elétrica e a utilização de outras fontes produtoras, não se poderia deixar de mencionar o atual estado da matriz energética nacional para melhor entender o contexto em que as unidades de geração distribuída estão inseridas.

A figura 2.1 mostra como está a matriz energética nacional, conforme dados de 2004 do Ministério das Minas e Energia [26]:

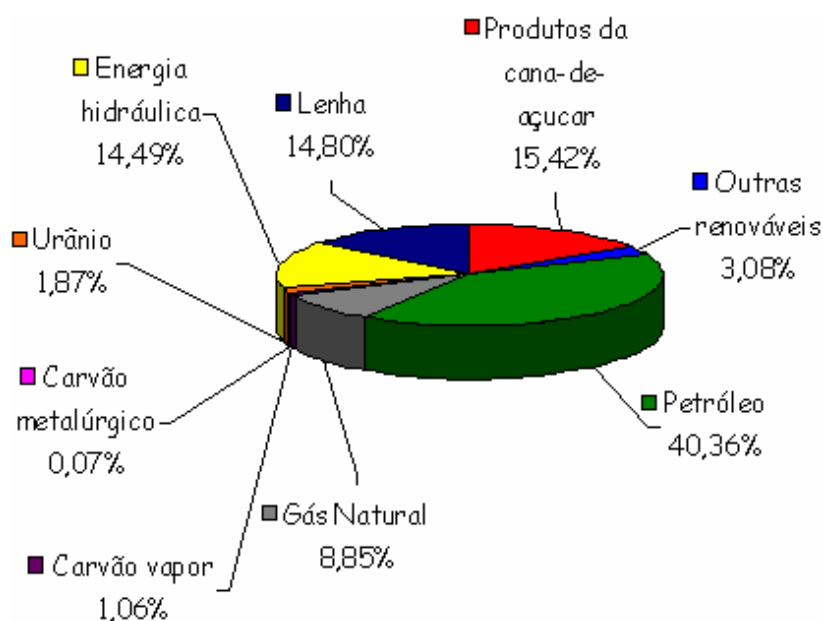


Figura 2.1 – Matriz energética nacional

O petróleo ainda é o recurso energético mais utilizado em todo o mundo. O Brasil é capaz de produzir uma parcela significativa de petróleo, sendo recentemente auto-suficiente.

No entanto, a indústria de petróleo está sofrendo dois tipos de pressão: a do aquecimento global, provocado pela queima de combustíveis fósseis, e a do declínio das reservas de petróleo hoje conhecidas.

Dessa forma, há uma tendência cada vez maior na utilização de energias renováveis e um conseqüente desenvolvimento das melhores maneiras de se utilizá-las.

Assim, com o incentivo da utilização de energia renovável, observa-se que o uso de GD está em sintonia com essa nova tendência, podendo proporcionar grandes contribuições a esse novo modelo energético.

### 2.3 – CAPACIDADE DE GERAÇÃO NO BRASIL

A geração de energia elétrica é parte significativa no montante energético total. Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a maior parte da energia produzida é de origem hidrelétrica. No entanto, existem diversos empreendimentos em andamento que podem vir a modificar essa situação.

O Brasil possui no total 1.535 empreendimentos em operação, gerando mais de 94 mil MW de potência. Está prevista para os próximos anos uma adição de mais de 26 mil MW na capacidade de geração do país, provenientes de 71 empreendimentos atualmente em construção e mais 503 outorgados [27].

As figuras abaixo mostram os percentuais de potência dos empreendimentos[27]:

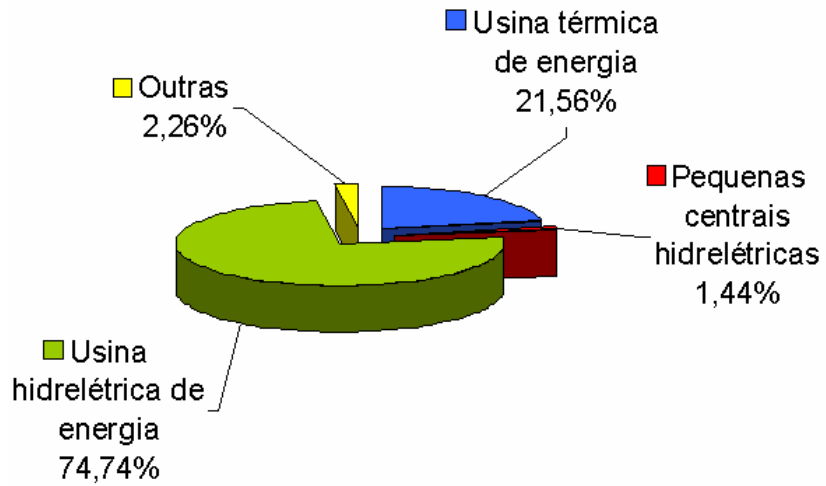


Figura 2.2 - Empreendimentos em operação.

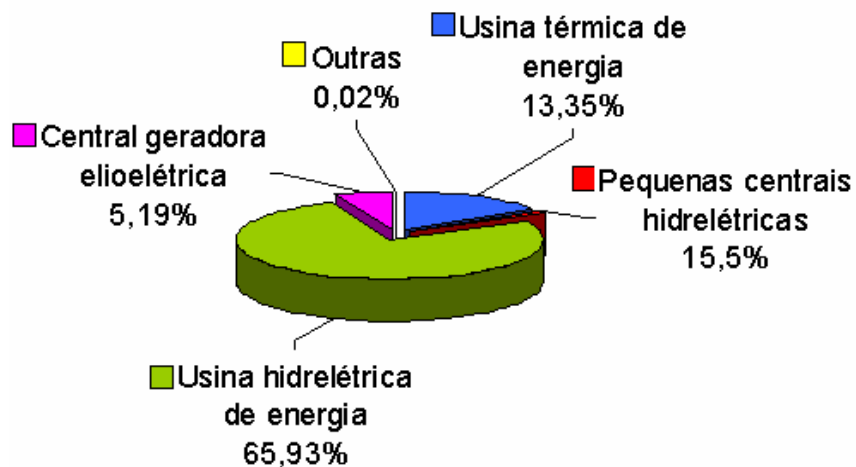


Figura 2.3 - Empreendimentos em construção.

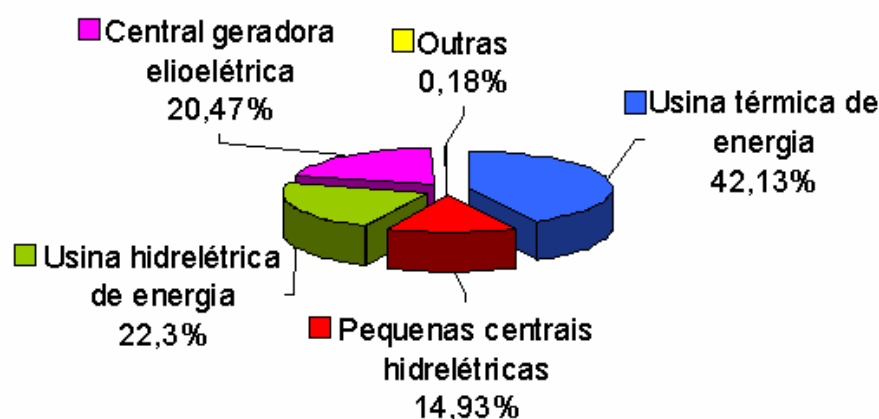


Figura 2.4 - Empreendimentos outorgados entre 1998 e 2005.

Observa-se uma tendência na redução da geração de energia de origem hidrelétrica e um aumento no número de PCH, eólicas e térmicas. Além disso, a maioria dos investimentos serão feitos em energia térmica e não em algum tipo de energia renovável, que cause um menor impacto ambiental. Outro fato importante, é saber em quanto tempo esses empreendimentos outorgados estarão prontos para gerar energia.

Essas informações favorecem a utilização da GD uma vez que elas podem ser utilizadas em um menor intervalo de tempo e que elas podem ser renováveis, diminuindo o impacto ao meio ambiente.

## 2.4 - GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Embora ainda não seja um consenso, geração distribuída é uma expressão usada para designar a geração realizada junto ou próximo ao consumidor, independente da potência, tecnologia ou fonte de energia. Ela pode derivar de várias fontes, tanto renováveis, quanto não-renováveis [28].

A nomenclatura desse tipo de energia varia, podendo ser encontrada na literatura como geração distribuída (*distributed generation*), geração dispersa (*dispersed generation*), geração embutida (*embedded generation*) ou ainda, energia descentralizada (*descentralized energy*).

Algo parecido acontece também com as dimensões dessas unidades, onde ainda não existe um consenso com relação à potência nominal dessas máquinas. Assim, não necessariamente há uma geração máxima ou mínima delimitada. Segundo o Instituto Nacional de Eficiência Energética [29], elas podem ser:

- menos de 1 kW, quando se utiliza células fotovoltaicas, por exemplo;
- dezenas de kW a alguns MW, quando se utiliza unidades de emergência e de ponta, ou mesmo pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e sistemas de co-geração; e
- centenas de MW, no caso de usinas co-geradoras de maior porte.

A GD pode ser utilizada de modo isolado, suprimindo a demanda local do consumidor, ou de modo integrado, fornecendo energia ao restante do sistema elétrico. Também é possível atender necessidades momentâneas, como no caso de excesso de demanda (horário de ponta) ou para atender interrupções de energia emergenciais localizadas ou generalizadas.

O objetivo final seria utilizar os dois tipos de geração, distribuída e centralizada, em conjunto. Por um lado a geração central poderia cobrir desligamentos emergenciais ou programados das unidades descentralizadas, fornecendo apoio à GD. Por outro lado, a GD poderia prestar serviços auxiliares ao sistema interligado como suprimento local de carga, redução de perdas e aumento na confiabilidade.

#### **2.4.1 – Principais vantagens**

A utilização de unidades de geração distribuída pode trazer muitos benefícios, como por exemplo:

- Uma vez que as unidades de GD são normalmente colocadas próximas ao consumidor, o custo no transporte (transmissão e distribuição) de energia são reduzidos;
- O fato das unidades de geração distribuída possuírem um custo mais baixo permite que a expansão e a construção do sistema de transmissão seja adiada.
- O tempo de instalação é reduzido e os riscos de investimentos são menores do que os comparados à geração centralizada;
- Sua utilização eleva os níveis de tensão do sistema onde for conectada a unidade de GD;
- Uma solução alternativa para a tendência do aumento da demanda;

- Redução das perdas totais, uma vez que a elevação dos níveis de tensão acarreta uma diminuição da corrente e uma consequente redução das perdas joule do sistema;
- Melhoria no fator de potência com a liberação da capacidade de atendimento: possibilidade de fornecimento, por parte do gerador, de potência reativa, liberando assim o fluxo de potencia ativa nas linhas de transmissão;
- Possibilidade de ilhamento para atendimento de carga local. Dessa forma, caso ocorra algum problema que venha a provocar a atuação da proteção de um transformador da subestação que liga o alimentador ao sistema, manutenção ou algum problema que impossibilite o atendimento, a unidade GD pode fornecer energia localmente, contribuindo para o desempenho do sistema;
- Aumento na confiabilidade;
- A liberação do mercado de energia cria oportunidades para novos agentes produtores; e
- Com relação às questões ambientais, o uso de GD pode minimizar os impactos, principalmente se forem empregadas fontes alternativas de energia;

#### **2.4.2 – Principais desvantagens**

Embora o uso de GD possa trazer muitas vantagens ao sistema de distribuição, ele também pode acarretar algumas desvantagens como, por exemplo:

- Maior complexidade com relação ao despacho do sistema central, principalmente considerando um alimentador que contenha os dois tipos de geração: distribuída e centralizada;
- Mudanças nos procedimentos de operação, proteção e controle da rede de distribuição;
- Geração que, dependendo do tipo, da localização e do planejamento pode ser interruptível ou sazonal;
- Com a utilização de GD, as redes mudam, de passivas a ativas [6], fazendo com que haja fluxo de corrente bidirecional nas linhas;
- Dificuldade no controle de tensão, dependendo do sistema;

- Da mesma forma que o ilhamento pode ser desejado, pode também acarretar problemas, fazendo com que as redes se tornem autônomas e dificultando a recuperação após falhas;
- Variação do perfil de tensão ao longo das linhas. As tensões poderão diminuir e aumentar ao longo da rede dependendo da localização e da potência fornecida pelas unidades de GD, podendo ultrapassar o limite superior de tensão no sistema.

Segundo Knorr *et al.* [30]:

- Aumento dos níveis de curto circuito: sendo o gerador um elemento ativo, ele será uma fonte que irá alimentar uma parte da corrente de curto-circuito; e
- Harmônicos devido a conversores: principalmente a conversores estáticos encontrados em geradores eólicos e sistema fotovoltaicos.

Diante dessas desvantagens, observa-se que um sistema que possua unidades de GD requer um planejamento de forma a definir: o melhor tipo de GD a ser utilizado, o número e a capacidade dessas unidades, a localização ótima, o modo de interconexão à rede, sistemas de proteção, como desligamento e religamento automático, automação da geração etc.

### **2.4.3 – Tipos de tecnologias disponíveis**

Atualmente, as tecnologias e os equipamentos de geração distribuída encontram-se em vários níveis de evolução. Dentre eles, podem-se citar:

- Células Fotovoltaicas

O Brasil, devido a sua localização, possui uma incidência de energia solar bastante favorável. Para absorver essa energia podem ser usados os sistemas de captação e as células fotovoltaicas. A principal função dos sistemas de captação de energia solar ainda é a produção de energia térmica para o aquecimento de água. Já com a utilização de células fotovoltaicas, a geração de energia é da ordem de alguns kW e, dependendo da área dos painéis, pode-se gerar energia na ordem de MW.

O aproveitamento da energia solar varia em decorrência das estações do ano e com o clima do local onde se deseja instalar os coletores.

- Células a Combustível

Célula a combustível é uma tecnologia que utiliza o hidrogênio e o oxigênio para gerar eletricidade e também vapor d'água, resultante do processo químico na célula. A importância do uso de células a combustível na geração de energia elétrica está na sua alta eficiência e na ausência de emissão de poluentes, quando se utiliza o hidrogênio puro, além de ser relativamente silenciosa.

No Brasil existem grandes reservas de gás natural, que é uma fonte rica em hidrogênio. Há reservas de gás natural na Bacia de Santos ainda não exploradas comercialmente, mas segundo a Petrobrás, a possível utilização deste gás tornaria o Brasil independente do gás importado. No entanto, o uso deste combustível ainda está relativamente vinculado à exportação do gás boliviano para o mercado brasileiro.

- Pequenas Centrais Hidrelétricas

São pequenas unidades geradoras, capazes de gerar energia com volumes menores de água. O princípio de funcionamento dessas unidades é similar aos geradores de energia de usinas hidrelétricas de grande porte, em que a energia potencial da água é usada para se converter em energia elétrica.

Essas PCH são extremamente importantes no contexto da geração distribuída. Isso porque essas unidades são de pequeno porte e podem ser utilizadas próximo ao consumidor, desde que exista um rio com um volume de água suficiente para a geração pretendida.

Quanto à sazonalidade, dependendo da bacia ou da região onde se insira, ela acompanha o mesmo comportamento das grandes hidrelétricas, sofrendo efeitos dos períodos de seca e de chuvas.



- Energia Eólica

A utilização da energia cinética do vento para a geração de energia elétrica já vem sendo empregada no Brasil, onde tem sido feito um grande esforço na identificação de locais com ventos apropriados. Ela possui a grande vantagem de ser também uma energia renovável, principalmente se considerando que no panorama mundial a maioria da energia utilizada é de origem não-renovável.

Como as PCH, o uso da energia eólica pode desempenhar um papel importante na geração distribuída, se integrado a outras soluções para garantir sua continuidade.

Devido a sua sazonalidade, quando há redução dos fluxos de ventos, exige a presença de uma outra fonte de energia para garantir a continuidade de fornecimento.

- Co-geração

Co-geração significa gerar energia elétrica e aproveitar o calor residual no processo produtivo. O combustível pode ser qualquer um, como o gás natural ou bagaço da cana-de-açúcar. Através desse sistema, pode-se substituir a queima direta de um combustível em sistemas de aquecimento.

A co-geração de energia também pode ser usada para geração distribuída, uma vez que pode auxiliar no suprimento de eletricidade a uma pequena cidade ou mesmo ajudar o fornecimento de energia em horários de ponta. Além disso, ela pode também ser usada para aumentar a continuidade no fornecimento de energia, quando utilizada junto com outras unidades de geração distribuída, como a eólica em dias de pouco vento.

- Lixo Urbano

O aproveitamento do gás liberado na decomposição do lixo é proveitoso não apenas na geração de energia. O biogás tem como um de seus principais componentes o gás metano, que é um dos que contribuem significativamente para o efeito estufa. Desta forma, a utilização do gás metano para a geração de energia enquadra-se nos quesitos de

desenvolvimento sustentável, tendo em vista a grande quantidade de emissões de metano que deixariam de ser lançadas na atmosfera.

A comercialização da energia produzida a partir dos aterros torna-se mais viável à medida que evolui o processo de liberação do setor elétrico brasileiro. Neste sentido, torna-se fundamental compreender esse processo de liberação, procurando identificar as melhores oportunidades para novos produtores independentes de energia.

A geração de energia proveniente dos “lixões” pode ser usada para suprir, ou servir de fonte reserva de energia, as regiões próximas, mesmo porque normalmente esses lugares são afastados dos centros urbanos.

- Derivados de Petróleo

Os derivados de petróleo, principalmente o óleo diesel e a gasolina, são responsáveis pela movimentação dos grupos de emergência e dos geradores de ponta espalhados pela rede de distribuição. São também responsáveis pelo acionamento dos geradores móveis e de pequenos geradores.

#### **2.4.4 – Agentes no novo mercado de energia**

Nas últimas décadas, a realidade do setor energético dos países latino-americanos estava associada com empresas estatais que tinham o monopólio no fornecimento de energia, portanto era o Estado quem tinha o controle sobre as decisões de investimentos na expansão do sistema.

Atualmente, o setor de energia brasileiro está numa nova fase, onde o Estado deixa de ser o principal investidor e deixa que os investidores privados também participem no desenvolvimento do sistema. Dessa forma, tem-se uma estrutura de mercado que visa conseguir um abastecimento econômico e confiável baseado na concorrência.

Caracteriza-se por agente, cada parte envolvida na regulamentação, no planejamento, no acesso, na operação e expansão do sistema elétrico, bem como na comercialização e no consumo de energia elétrica.

Nesse contexto, aparecem novos agentes que antes não podiam fazer parte e nem opinar sobre as mudanças do setor elétrico. Assim, o uso da GD deve ser analisado sob três pontos de vista distintos: o do setor elétrico, o do novo produtor e o do consumidor

Do ponto de vista do sistema elétrico brasileiro, o uso da GD diminui a dependência em unidades centrais de grande porte, reduz as perdas, melhora a estabilidade e outros fatores já mencionados. A longo prazo, todas essas vantagens se convertem em pagamento do investimento e posteriormente aumento do lucro. Além do mais, se o investimento em GD partir do consumidor de médio a grande porte, então o investimento por parte da concessionária seria mínimo, demonstrando mais uma vez a importância do estudo da utilização de sistemas de GD.

Com relação ao produtor de energia, deve-se distinguir:

- Produtor Independente de Energia (PIE)

Considera-se PIE, a pessoa jurídica ou empresas que recebam concessão ou autorização da ANEEL para produzir energia elétrica, com total autonomia para realização de negócios e livre acesso aos sistemas elétricos.

- Autoprodutor

É o agente autorizado pela ANEEL, que gera energia elétrica a partir de insumos oriundos ou não de seu processo produtivo, com objetivo de suprir total ou parcialmente seu próprio consumo diário ou apenas em situações emergências. Em casos de excedente na produção de energia, o autoprodutor, que operar em paralelo com a rede, está livre para vender a sobra de energia elétrica no mercado.

Da mesma forma, Zumarán [31] reafirma que ao comercializar o excedente de produção de eletricidade, pode-se apresentar duas situações:

- Vender ao mercado de atacado a sua energia excedente para o sistema sem realizar nenhum contrato de venda de energia com outro comercializador, ou,
- Realizar algum contrato de venda de energia com outro comercializador.

No primeiro caso, o autoprodutor só precisa informar o valor aproximado da potência e energia excedente que será injetada no sistema. Caso essa energia seja muito relevante na programação do despacho de geração, será necessário que o autoprodutor faça uma projeção semanal da energia que será injetada no sistema e essa energia deve ser confirmada diariamente.

No segundo caso, o autoprodutor tem que garantir, de maneira contratual, a potência e a energia firme de geração que estarão disponíveis. Caso contrário, se o produtor não conseguir oferecer a quantidade estabelecida, serão aplicadas penalidades que podem até suspender o direito de comercializar sua capacidade excedente.

Do ponto de vista do consumidor, há o simples desejo de que a energia supra suas necessidades, ao menor custo possível, com qualidade e confiabilidade. Nesse novo mercado competitivo, ele poder ter a opção de escolher pelo produtor que lhe oferecer preços menores e outras vantagens.

No panorama do novo mercado de energia há também outros agentes envolvidos, que segundo Martins [32] são:

- Agente Comercializador de Energia Elétrica

Empresas que atuam exclusivamente no mercado de compra e venda de energia elétrica.

- Consumidor Cativo

É o usuário do sistema elétrico que só pode comprar energia da concessionária localizada na mesma área geográfica.

- Consumidor Livre

É aquele a quem é dada a opção de contratação do fornecimento de energia elétrica de qualquer comercializador autorizado.

#### **2.4.5 – Legislação**

Não há restrições técnicas ou legais relativas à utilização de unidades de geração distribuída interligada ao sistema. As principais barreiras são de natureza cultural, onde

usar GD altera um paradigma em um país onde o suprimento de energia empregando o modelo de GC representou uma história de sucesso. Isso se torna ainda mais evidente no caso do uso da energia hidrelétrica, uma vez que é a principal forma de geração de energia brasileira e o Brasil é o país que mais domina a tecnologia de geração de energia desse tipo.

Com a aprovação e divulgação da Lei 10.848/04, a GD passou a integrar o contexto legal do setor regulador das atividades do mercado elétrico brasileiro.

Além disso, o Decreto nº 5.163, de Julho de 2004, ao regulamentar a separação das atividades de distribuição das de geração e de transmissão, determinou, em seu artigo 70, que a ANEEL deverá estabelecer os mecanismos de regulação e fiscalização para dar cumprimento à obrigação de separação das atividades de distribuição das de geração e transmissão. Dessa forma, ficou estabelecido, no § 2º desse artigo, assim como nos art. 15 e 36 do referido Decreto, algumas diretrizes tanto ao tratamento de centrais geradoras localizadas em concessões de distribuição, no que tange ao destino comercial da energia produzida [33].

A legislação que rege o novo mercado separou o sistema brasileiro em geração, transmissão, distribuição e comercialização. Nesse contexto, a geração e a comercialização estão abertas à concorrência, enquanto que a transmissão e a distribuição ainda possuem preços regulados pela ANEEL.

#### **2.4.6 – PROINFA**

Diante desse contexto, foi criado o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica), que é um instrumento para a diversificação da matriz energética nacional, garantindo maior confiabilidade e segurança ao abastecimento.

As informações dadas a seguir foram todas retiradas do *site* do MME [34].

O PROINFA, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), estabelece a contratação de 3.300 MW de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN), produzidos

por fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH), sendo 1.100 MW de cada fonte.

Criado em 26 de abril de 2002, pela Lei nº 10.438, o PROINFA foi revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, que assegurou a participação de um maior número de estados no Programa, o incentivo à indústria nacional e a exclusão dos consumidores de baixa renda do pagamento do rateio da compra da nova energia.

O PROINFA contará com o suporte do BNDES, que criou um programa de apoio a investimentos em fontes alternativas renováveis de energia elétrica. A linha de crédito prevê financiamento de até 70% do investimento, excluindo apenas bens e serviços importados e a aquisição de terrenos. Os investidores terão que garantir 30% do projeto com capital próprio.

A Eletrobrás, no contrato de compra de energia de longo prazo, assegurará ao empreendedor uma receita mínima de 70% da energia contratada durante o período de financiamento e proteção integral quanto aos riscos de exposição ao mercado de curto prazo. Os contratos terão duração de 20 anos e envolverão projetos selecionados que devem entrar em operação até dezembro de 2006.

Com a implantação do PROINFA, os investimentos previstos do setor privado são da ordem de R\$ 8,6 bilhões. O Brasil detém as tecnologias de produção de maquinário para uso em PCH e usinas de biomassa e está avançando na tecnologia eólica, com duas fábricas instaladas, uma no Sudeste e outra no Nordeste.

Em relação ao abastecimento de energia elétrica do país, o PROINFA será um instrumento de complementaridade energética sazonal à energia hidráulica, responsável por mais de 90% da geração do país. Na região Nordeste, a energia eólica servirá como complemento ao abastecimento hidráulico, já que o período de chuvas é inverso ao de ventos. O mesmo ocorrerá com a biomassa nas regiões Sul e Sudeste, onde a colheita de safras propícias à geração de energia elétrica (cana-de-açúcar e arroz, por exemplo) ocorre em período diferente do chuvoso.

A produção de energia a partir de fontes alternativas renováveis dobrará a participação na matriz de energia elétrica brasileira das fontes eólica, biomassa e PCH, que atualmente respondem por aproximadamente 3,1% do total produzido e, em 2006, podem chegar a 5,9% [34].

No Brasil, mais de 41% da matriz energética é renovável, enquanto a média mundial é de 14% e nos países desenvolvidos, de apenas 6%, segundo dados do Balanço Energético Nacional - edição 2003. A entrada de novas fontes renováveis evitará a emissão de 2,5 milhões de toneladas de gás carbônico/ano, ampliando as possibilidades de negócios de Certificação de Redução de Emissão de Carbono, nos termos do Protocolo de Kyoto. O Programa também permitirá maior inserção do pequeno produtor de energia elétrica, diversificando o número de agentes do setor [34].

#### **2.4.7 – A geração distribuída no contexto mundial**

A utilização de GD segue uma tendência mundial de aumento da eficiência energética, mas vem acontecendo de forma muito diferente de país para país. Enquanto a GD responde, hoje, por mais de 40% da geração de energia elétrica na Holanda, Dinamarca e Finlândia, países como o Brasil não superam os 4%, sendo ainda menor a participação das unidades interligadas ao sistema.

No caso dos Estados Unidos, a GD representa atualmente, cerca de 8% da potência instalada. A importância do tema começou a crescer depois do *black-out* que ocorreu em 2003, que afetou parte do nordeste do país por alguns dias. A partir disso, órgãos de regulamentação dos serviços de eletricidade se convenceram de que o uso mais generalizado da GD integrada ao sistema seria importante para reduzir os riscos de novas ocorrências de falta de energia [35].

#### **2.4.8 – As perspectivas para a geração distribuída no Brasil**

Conforme dados do ONS [2], há uma tendência da demanda por energia elétrica aumentar. Com isso, novas alternativas de geração devem ser desenvolvidas para o suprimento dessas cargas.

Devido à atual necessidade do sistema brasileiro em diversificar as forma de geração de energia e as grandes vantagens que a utilização de unidades de GD podem trazer, acredita-se que muitas soluções para os problemas existentes serão propostas, fazendo com que a utilização de GD seja incentivada.

## **2.5 - ALOCAÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.**

O maior volume de perdas elétricas ocorre nos sistemas de distribuição de energia. Normalmente, capacitores *shunt* são largamente utilizados nos alimentadores primários dos sistemas de distribuição para compensar a potência reativa e, conseqüentemente, obter melhor perfil de tensão, reduzir as perdas de potência, e aumentar a capacidade da rede de distribuição em atender carga ativa.

O controle de reativos através da alocação de bancos de capacitores em paralelo em pontos estratégicos do sistema de distribuição primário é uma das formas mais eficientes e econômicas de redução de perdas em sistemas de distribuição. Os benefícios da instalação de bancos de capacitores são similares aos da utilização de GD:

- Redução de perdas de energia;
- Redução da queda de tensão e uma conseqüente melhora nos níveis de tensão do sistema;
- Melhoramento do fator de potência, e com isso um aumento na capacidade útil dos alimentadores; e
- Adiamento de investimentos em melhorias e expansões no sistema.

Os bancos de capacitores podem ser classificados em dois tipos: fixos e variáveis. As cargas nos sistemas de distribuição são variantes no tempo. Os bancos de capacitores fixos, como o nome sugere, não mudam a injeção de reativos com a variação da carga. Já os bancos de capacitores variáveis possuem um sistema de controle que permite variar-se a injeção de reativos numa barra com a variação da carga. O controle dos bancos de capacitores variáveis pode ser feito por corrente, tensão, tempo, corrente e tensão ou tempo e tensão.



Existem metodologias capazes de produzir boas soluções para o problema de alocação de capacitores, mas a pesquisa na área é ainda intensa. Os trabalhos recentes procuram incluir aspectos mais detalhados nas representações de redes e melhorar a qualidade das soluções, inovando na abordagem do problema de otimização.

### 3. MODELAGENS E MÉTODOS MATEMÁTICOS

#### 3.1 – O PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

O conceito de otimização é fundamental para a análise de muitas decisões complexas, como os problemas de alocação. Usando a otimização, uma aproximação de um problema decisório complexo, envolvendo a escolha de valores para variáveis relacionadas, focalizando a atenção em um único objetivo, pode-se quantificar o desempenho e medir a qualidade da decisão. Esse objetivo é maximizar (ou minimizar dependendo da formulação) essa função, chamada função objetivo, desde que o limite dos valores dessas variáveis seja obedecido. Se o problema pode ser isolado e caracterizado por um único objetivo, sendo lucros ou perdas na área de negócios, velocidade ou distância em um problema da física, na análise de riscos de investimento, então essa função pode ser formulada e analisada [36].

Para resolver os problemas de otimização são utilizados métodos de programação matemática. Um modelo matemático é um conjunto de entidades (equações, inequações e condições lógicas) que representam uma abstração de um sistema no mundo real. Os modelos matemáticos podem ser desenvolvidos usando-se abordagens teóricas, métodos empíricos e métodos baseados em analogia.

Os problemas de otimização podem ser lineares ou não lineares, inteiros ou não, sendo estruturados da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \min. \quad & f(x, y) \\ \text{s.a.} \quad & h(x, y) = 0 \\ & g(x, y) \leq 0 \end{aligned} \qquad x \in X \subseteq \mathfrak{R}^n, y \in Y \subseteq I^m \qquad (3.1)$$

Onde  $X$  é um vetor de  $n$  variáveis contínuas,  $Y$  é um vetor de  $m$  variáveis inteiras,  $h(x,y)$  são restrições de igualdade,  $g(x,y)$  são as restrições de desigualdade e  $f(x,y)$  é a função objetivo.

De acordo com a formulação acima, tem-se:

Programação linear: se  $Y = \emptyset$  e a função objetivo e as restrições forem lineares.

Programação não-linear: se  $Y = \emptyset$  e a função objetivo e as restrições forem não-lineares.

Programação inteira: se  $X = \emptyset$

Programação inteira mista: se  $X = \emptyset$  e  $Y = \emptyset$

No presente trabalho, pode-se identificar a presença dos tipos de problema: linear, não-linear e inteiro.

Considerando a localização das unidades de GD em um alimentador, o problema é inteiro, uma vez que a alocação ocorre de forma discreta (ou tem, ou não tem GD alocada em cada barra).

Para cada diferente alocação das unidades de GD haverá um ajuste ótimo das potências injetadas de forma a minimizar a função objetivo. Desta forma, o problema pode ser separado em dois:

- Encontrar a melhor alocação das unidades de GD, que é um problema do tipo inteiro; e
- Encontrar o ajuste ótimo das potências injetadas, que é um problema contínuo e não-linear.

## **3.2 - MODELAGENS E MÉTODOS QUE ENVOLVEM O PROBLEMA DE ALOCAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

### **3.2.1 - Modelo do Sistema**

O problema de alocação de unidades de GD exige que sejam feitos vários testes na rede, a fim de achar a localização ótima. Dessa forma, há uma grande possibilidade de combinações que devem ser analisadas. Para simplificar, foi escolhida a topologia radial para modelar o sistema.

Existem diversas técnicas para resolver problema do fluxo de potência nas linhas. Dentre elas, o método de Newton-Raphson é o mais utilizado, sendo aplicado também em topologias em anel, com ótimos resultados. No entanto, ao utilizar esse método, é necessário calcular a matriz jacobiana e Y-barra (que são grandes e esparsas) e isso exige um grande esforço computacional para que a solução seja encontrada, uma vez que o fluxo de carga deverá ser executado muitas vezes.

Neste trabalho, foi utilizado o método do fluxo de carga distribuído para redes radiais, encontrado em [17,18], devido a sua simplicidade e maior velocidade de processamento. Além disso, ele possui a mesma precisão do fluxo de carga calculado através do método de Newton-Raphson.

Considere a linha de transmissão abaixo entre as barras  $i$  e  $i+1$

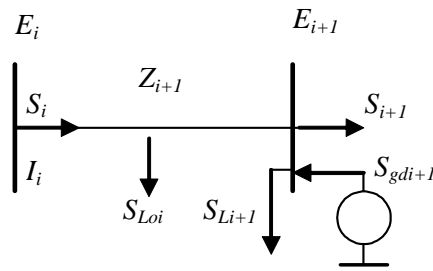


Figura 3.1 – Linha de transmissão entre duas barras considerando geração distribuída.

Sabe-se que a potência complexa é:

$$S_i = E_i I_i^* \therefore I_i^* = \frac{S_i}{E_i} \therefore I_i = \frac{S_i^*}{E_i^*} \quad (3.2)$$

$$S_{Loi} = (E_i - E_{i+1}) I_i^* \quad (3.3)$$

e,

$$E_i - E_{i+1} = z_{i+1} I_i \quad (3.4)$$

Então:

$$S_{Loi} = z_{i+1} I_i I_i^* \quad (3.5)$$

Substituindo a equação 3.2 na equação 3.5, tem-se:

$$S_{Loi} = z_{i+1} \frac{S_i}{E_i} \frac{S_i^*}{E_i^*} \therefore S_{Loi} = z_{i+1} \frac{|S_i|^2}{V_i^2} \quad (3.6)$$

Dessa forma:

$$S_{Loi} = z_{i+1} \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} \quad (3.7)$$

Aplicando a lei da conservação de energia para os fluxos de potência da figura 3.1 :

$$S_{i+1} = S_i - S_{Loi} - S_{Li+1} + S_{GD i+1} \quad (3.8)$$

Agora, separando a potência aparente em parte real e imaginária, ou seja, considerando os fluxos de potência ativa e reativa, tem-se:

$$P_{i+1} = P_i - r_{i+1} \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} - P_{Li+1} + P_{GD i+1} \quad (3.9)$$

$$Q_{i+1} = Q_i - x_{i+1} \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} - Q_{Li+1} + Q_{GD i+1} \quad (3.10)$$

Onde,

$r_{i+1}$ : é a resistência da linha de transmissão entre as barras  $i$  e  $i+1$ .

$x_{i+1}$ : é a reatância da linha de transmissão entre as barras  $i$  e  $i+1$ .

$V_i$ : é a voltagem efetiva (rms) na barra  $i$ .

$P_i$ : é o fluxo de potência ativa saindo da barra  $i$ .

$Q_i$ : é o fluxo de potência reativa saindo da barra  $i$ .

$P_{Li+1}$  : é o fluxo de potência ativa devido a uma carga na barra  $i+1$ .

$Q_{Li+1}$  : é o fluxo de potência reativa devido a uma carga na barra  $i+1$ .

$P_{GD i+1}$  : é o fluxo de potência ativa devido a uma unidade GD na barra  $i+1$ .

$Q_{GD i+1}$  : é o fluxo de potência reativa devido a uma unidade GD na barra  $i+1$ .

Para a obtenção de equações semelhantes, relacionando as tensões nas barras, aplica-se a lei de Kirchhoff à Figura 3.1 :

$$E_{i+1} = E_i - z_{i+1} I_i \therefore E_{i+1} = E_i - z_{i+1} \frac{S_i^*}{E_i} \quad (3.11)$$

Mas, as tensões e correntes elétricas alternadas podem ser representadas fasorialmente, da seguinte forma:

$$E = V e^{j\theta} \quad , \quad I = |I| e^{j\phi} \quad (3.12)$$

Onde:

$E$  é fasor tensão elétrica complexa.

$V$  é o valor eficaz da tensão.

$\theta$  é o ângulo de tensão em relação a uma referência.

$I$  é o fasor corrente elétrica complexa.

$|I|$  é o valor eficaz da corrente.

$\phi$  é o ângulo da corrente em relação a uma referência.

Assim, substituindo a equação 3.10 na equação 3.9:

$$V_{i+1} e^{j\phi} = V_i e^{j\theta} - z_{i+1} \frac{S_i^*}{V_i e^{-j\theta}} \quad (3.13)$$

$$V_{i+1} e^{j\phi} = \left( V_i - z_{i+1} \frac{S_i^*}{V_i} \right) e^{j\theta} \quad (3.14)$$

Assim,

$$V_{i+1} e^{j(\phi-\theta)} = V_i - z_{i+1} \frac{S_i^*}{V_i} \quad (3.15)$$

Separando o lado direito da última expressão em partes real e imaginária,

$$V_{i+1} e^{j(\phi-\theta)} = V_i - \frac{(r_{i+1} P_i + x_{i+1} Q_i) + j(x_{i+1} P_i - r_{i+1} Q_i)}{V_i} \quad (3.16)$$

Tomando o quadrado do valor absoluto em ambos os lados,

$$V_{i+1}^2 = \left[ V_i - \frac{(r_{i+1} P_i + x_{i+1} Q_i)}{V_i} \right]^2 + \left[ \frac{j(x_{i+1} P_i - r_{i+1} Q_i)}{V_i} \right]^2 \quad (3.17)$$

Cuja simplificação fornece:

$$V_{i+1}^2 = V_i^2 - 2(r_{i+1} P_i + x_{i+1} Q_i) + \frac{(r_{i+1}^2 + x_{i+1}^2)(P_i^2 + Q_i^2)}{V_i^2} \quad (3.18)$$

Assim, para um sistema genérico como o da figura 3.2:

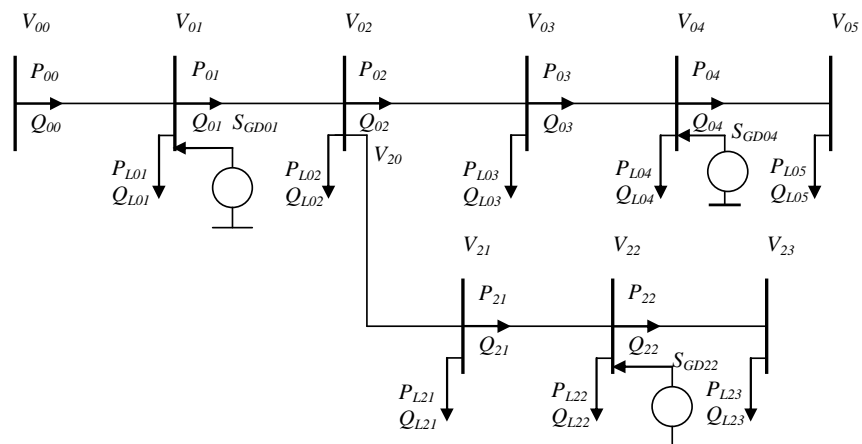


Figura 3.2 – Alimentador com ramos laterais, considerando geração distribuída

As equações do fluxo de carga distribuído são [17,18]:

$$\begin{aligned}
 P_{i+1} &= P_i - P_{Loi} - P_{Li+1} + P_{GD_{i+1}} \\
 Q_{i+1} &= Q_i - x_{i+1} \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} - Q_{Li+1} + Q_{GD_{i+1}} \\
 V_{i+1}^2 &= V_i^2 - 2(r_{i+1}P_i + x_{i+1}Q_i) + \frac{(r_{i+1}^2 + x_{i+1}^2)(P_i^2 + Q_i^2)}{V_i^2} \\
 P_{Loi} &= r_{i+1} \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} \\
 P_{Loss} &= \sum_{i=1}^n P_{Loi}, i = 1, \dots, n
 \end{aligned} \tag{3.19}$$

Onde  $i$  é o número da barra,  $n$  é o número de barras do sistema.

### 3.2.2 - Função objetivo do problema de alocação de unidades de geração distribuída

O objetivo desse trabalho é encontrar a localização de unidades de GD em uma rede de distribuição de forma a minimizar as perdas no sistema.

A rede de distribuição de energia é modelada conforme o equacionamento do fluxo de carga distribuído proposto na subseção 3.2.1.

Os resultados obtidos através dos testes apresentados no capítulo 4 são realizados para as potências do sistema em somente um nível, considerado aqui como sendo em carga média.

É proposto um modelo de minimização de perdas sem preocupação com os limites operacionais de tensão. Neste contexto, propõe-se o problema que deverá ser minimizado:

$$\min f(P_{GD}, Q_{GD}) = P_{loss} \tag{3.20}$$

Sujeito às seguintes restrições:

$$P_{Loi+1} = r_{i+1} \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2}, i = 1, \dots, n. \quad (3.21)$$

$$Q_{Loi+1} = x_{i+1} \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2}, i = 1, \dots, n. \quad (3.22)$$

$$P_{i+1} = P_i - P_{Loi+1} - P_{Li+1} + P_{GD_{i+1}}, i = 1, \dots, n. \quad (3.23)$$

$$Q_{i+1} = Q_i - Q_{Loi+1} - Q_{Li+1} + Q_{GD_{i+1}}, i = 1, \dots, n. \quad (3.24)$$

$$V_{i+1}^2 = V_i^2 - 2(r_{i+1}P_i + x_{i+1}Q_i) + \frac{(r_{i+1}^2 + x_{i+1}^2)(P_i^2 + Q_i^2)}{V_i^2}, i = 1, \dots, n. \quad (3.25)$$

$$P_{Loss} = \sum_{i=2}^n P_{Loi}, i = 1, \dots, n. \quad (3.26)$$

$$V_i, P_i, Q_i \in \Re, i = 1, \dots, n. \quad (3.27)$$

Onde  $i$  é o número da barra,  $n$  é o número de barras do sistema.

### 3.2.3 - A relação da variação da potência ativa e das perdas

Embora o ajuste das potências ativas e reativas injetadas seja um problema não-linear, pode-se observar que a relação entre a potência ativa e as perdas em uma barra é uma curva relativamente bem comportada. Essas curvas foram traçadas para alguns exemplos do capítulo 4 e podem ser vistas nas figuras 4.7 e 4.13.

A partir das figuras 4.7 e 4.13, observa-se que com o aumento da potência ativa injetada em uma determinada barra, as perdas totais variam de forma a se aproximar de uma função polinomial do 2º grau.

Os valores negativos vistos nos gráficos são devidos à convenção de que a potência injetada em uma barra possui sinal negativo, conforme mencionado na subseção 3.2.6.2.



Como foi observado que a variação da potência ativa acarreta uma variação quadrática nas perdas, utiliza-se o método da aproximação quadrática para encontrar as potências ativa e reativa ótimas a serem injetadas pela GD, de forma a resultarem na menor perda de energia possível do sistema considerado.

### 3.2.4 - Método da aproximação quadrática

Este método realiza uma aproximação da função por uma curva quadrática através de três pontos dados. Esta técnica tem a vantagem de não requerer qualquer informação de derivadas. Dados  $x_1, x_2, x_3$  e os seus correspondentes valores  $f(x_1)=f_1, f(x_2)=f_2, f(x_3)=f_3$  será feita uma aproximação por uma função do segundo grau passando através destes pontos [36].

$$\begin{aligned} f_1 &= ax_1^2 + bx_1 + c \\ f_2 &= ax_2^2 + bx_2 + c \\ f_3 &= ax_3^2 + bx_3 + c \end{aligned} \quad (3.28)$$

A partir desses três pontos, será determinado um quarto. Este quarto ponto será onde a derivada de  $f(x)$  desaparece. Então:

$$x_4 = -\frac{b}{2a} = \frac{1}{2} \frac{(x_2^2 - x_3^2)f_1 + (x_3^2 - x_1^2)f_2 + (x_1^2 - x_2^2)f_3}{(x_2 - x_3)f_1 + (x_3 - x_1)f_2 + (x_1 - x_2)f_3} \quad (3.29)$$

Sendo que  $x_3 > x_2 > x_1$ .

Esta pesquisa iterativa consiste em uma série de testes, e cada teste consiste nos seguintes passos:

1. São escolhidos 3 valores de  $x_k$  de forma que  $x_3 > x_2 > x_1$  e então calculados  $f(x_1), f(x_2)$  e  $f(x_3)$ .
2. A partir da equação 3.29, é determinado o valor de  $x_4$ .
3. É verificada a distância entre  $x_1, x_2, x_3$  e  $x_4$ . O ponto que possuir a maior distância é eliminado. Com os 3 pontos restantes, volta-se ao passo 2.

4. Repita o procedimento até que diferença entre as iterações  $n$ -ésima e a  $n$ -ésima+1 seja menor que um  $\delta$  (um número bem pequeno), ou até um número fixo de iterações.

Como a função original não é uma função do 2º grau, a aproximação só se justifica em intervalos muito pequenos.

No presente trabalho, utilizou-se esse método para determinar as potências ativa e reativa ótimas injetadas para cada barra do sistema analisado.

### 3.2.5 - Método da coordenação

Este é um método encontrado em [36]. Seja  $f$  uma função em  $\mathcal{R}^n$  tendo derivadas parciais de primeira ordem contínuas. Dado um ponto  $X=(x_1, x_2, \dots, x_n)$ , este pode ser minimizado em relação a  $x_i$  (com  $i$  fixo), isto é:

$$\min f(X) = f(x_1, x_2, \dots, x_n). \quad (3.30)$$

Então, muda-se a componente  $x_i$  efetua-se a minimização sobre esta, procurando um novo vetor  $X$  com um melhor valor. Na sua terminologia geral, cada minimização pode ser tratada como uma minimização na direção de  $e_i$  (ou  $-e_i$ ), onde  $e_i$  é o  $i$ -ésimo vetor unitário. A minimização seqüencial com respeito às diferentes componentes poderá determinar mínimos relativos de  $f$  no final do processo.

Existem várias maneiras de desenvolver este método em um algoritmo. Neste trabalho, utiliza-se o algoritmo conhecido como *Cyclic Coordinate Descent* (Coordenação de Minimização Cíclica), onde  $f$  é minimizada ciclicamente com respeito às variáveis coordenadas. Então, neste sentido temos que  $x_1$  é mudada primeiramente, na seqüência  $x_2$ ,  $x_3$  e então adiante até  $x_n$ . O processo é então repetido iniciando com  $x_1$  novamente.

Neste trabalho, utilizou-se o método da coordenação para auxiliar na busca ótima das potências ativa e reativa injetadas. Mais especificamente, foi baseando-se neste método que foram encontrados os valores ótimos de P e Q injetados, alternando entre eles:

1. Encontra-se o P injetado pelo método da aproximação quadrática
2. Baseando-se no método da coordenação, encontra-se o Q injetado, também pelo método da aproximação quadrática.
3. Volta-se ao passo 1 e, em seguida ao passo 2, até que se tenha chegado a ajustes ótimos de P e Q injetados para cada barra.

### **3.2.6 - Metodologia e modelagem das unidades de geração distribuída**

Esta seção apresenta os métodos e modelos utilizados para a utilização das unidades de GD ao sistema. Inicialmente, é realizado um estudo sobre o gerador síncrono em regime permanente. Em seguida, é apresentado um modelo para a representação da GD quando conectada a um alimentador.

#### **3.2.6.1. Gerador síncrono**

O gerador síncrono é umas das máquinas mais utilizadas na produção de energia elétrica. A fonte de excitação convencional é um gerador de corrente contínua, cuja saída é ligada ao enrolamento de campo do alternador através de escovas e anéis coletores. Obrigatoriamente o gerador síncrono é acionado por uma outra máquina, designada por máquina primária, normalmente um motor diesel ou turbina.

Um gerador síncrono fornece potência ativa e reativa, sendo que a potência reativa pode ser controlada independentemente da potência ativa [37].

Em alguns textos, é comum encontrar descrições de como ajustar a frequência e a excitação para manter o controle de tensão em grandes geradores. No entanto, essas considerações não se aplicam a pequenos geradores conectados em sistemas de distribuição, onde ambas, a tensão e a frequência são limitadas pela rede. Um pequeno gerador conectado em um sistema de distribuição tem um pequeno controle na tensão da barra, mas nenhum na frequência do sistema [37].

A potência ativa é determinada pela máquina primária, que controla o torque e o ângulo da potência. Já a potência reativa é controlada pelo sistema de excitação que varia de magnitude da tensão, dependendo da tensão de excitação [37].

O uso de geradores síncronos é interessante para aplicação em GD, uma vez que eles possuem um controle das potências ativa e reativa de forma independente, como já foi dito, sem necessariamente ter que possuir um fator de potência constante [37].

A Figura 3.3 mostra a curva de capacidade de um gerador síncrono. Os diversos pontos associados às letras A, B, C, D e E representam diversos cenários de operação do gerador. Por exemplo, o ponto A corresponde ao caso em que não se tem nenhum fluxo de potência injetado ou consumido pelo gerador. No ponto B, a excitação ou corrente de campo vem sendo incrementada, e desta forma, a potência reativa é injetada na rede. No ponto C, a máquina primária fornece energia mecânica para dar movimentação ao gerador e assim potência ativa é injetada. No ponto D, potência ativa e reativa são injetadas com um fator de potência dado por  $\cos(\phi)$ . No ponto E, potência ativa é fornecida à rede ao mesmo tempo em que potência reativa é consumida da rede.

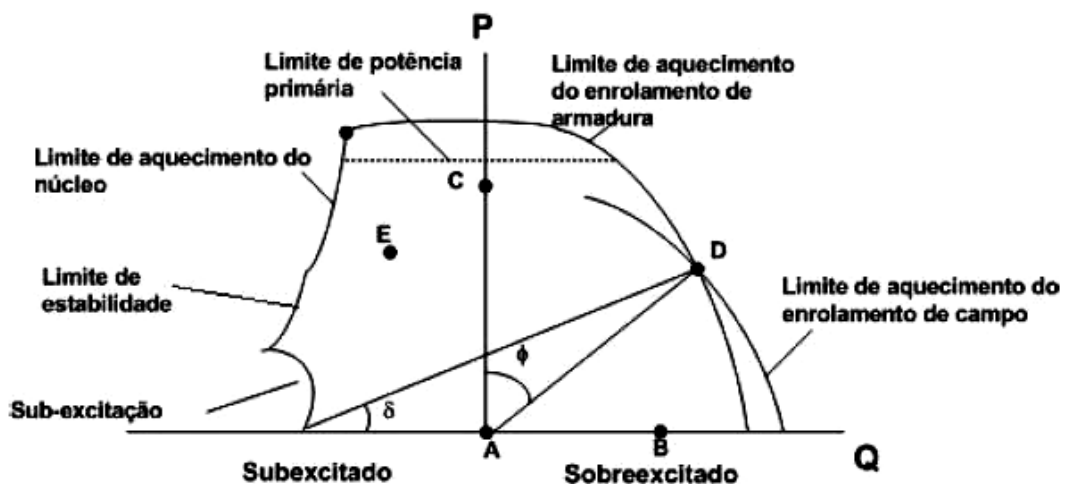


Figura 3.3 - Curva de capacidade do gerador síncrono [10].

Os geradores podem operar tanto na região indutiva, quanto na capacitiva [38]. No Canadá, os geradores operam com fator de potência de 0,90 capacitivo e 0,95 indutivo. Já na Inglaterra, tem-se sugestões para de trabalhar com fator de potência entre 0,95 capacitivo e 0,95 indutivo [10].

### 3.2.6.2. Representação das unidades de geração distribuída

Uma das ferramentas mais importantes para avaliar o impacto de novas unidades de GD em redes de distribuição é o programa de fluxo de carga. A análise do fluxo de potência

para redes radiais é bastante simples e eficiente, se comparado à análise do fluxo para redes em anel.

Quando as unidades de GD estão conectadas nas barras do sistema de distribuição, o sistema opera com mais de um tipo de fonte. Neste caso, há duas possibilidades de se tratar o sistema [11]:

- Representação de unidades de GD como cargas negativas, isto é, as potências ativa e reativa injetadas por cada unidade são supostamente conhecidas e o modelo do fluxo de potência em redes radiais pode ser utilizado; e
- Representação de unidades de GD como barras de geração, ou seja, para cada unidade, potência ativa e magnitude da tensão são conhecidos. Dessa forma, um método como o método de Newton-Raphson poderia ser usado.

No presente trabalho, escolheu-se a modelagem que considera a GD como uma carga negativa uma vez que o fluxo de carga escolhido não considera barras PV e, além disso, a modelagem da GD como carga negativa consegue suprir a carga onde é conectada e fornecer o excedente para o sistema.

### **3.2.7 - Método de redução do sistema**

Para que o fluxo de carga fique mais rápido e, conseqüentemente, o tempo para o algoritmo encontrar a solução ótima de alocação das unidades GD diminua, é proposto um método para redução do sistema de distribuição. Dessa forma, o objetivo é encontrar uma rede equivalente, com um menor número de barras e trechos. O modelo do sistema não considera reatâncias *shunt* e é devido a esse fato que é possível realizar a redução proposta.

O critério para eliminação, ou não, das barras do alimentador é o seguinte:

- As barras que não possuem carga poderão ser eliminadas;
- As barras que forem bifurcação ou possuem carga não são eliminadas;
- Percorre-se o alimentador, barra após barra, seguindo primeiro pelo ramal principal e depois pelos ramos laterais, observando se há alguma barra que será eliminada; e

- Quando uma barra é eliminada, as impedâncias das linhas adjacentes antes e após a barra são somadas, isto é, dois trechos são transformados em um, com a impedância equivalente.

### **3.2.8 - Método de alocação das unidades de geração distribuída**

O método desenvolvido para alocação de unidades GD foi baseado exclusivamente na redução das perdas de potência ativa do sistema, uma vez que o custo destas unidades deverá ser pago pelo consumidor interessado em investir em GD e não pela empresa de distribuição de energia.

Para cada barra é feita a otimização das potências ativa e reativa injetadas que produzem as menores perdas no sistema. A barra cuja inserção da GD produzir a menor perda total é a barra escolhida.

Devido ao tempo de execução ser relativamente curto, é viável testar todas as barras do alimentador. Além disso, deseja-se explorar todas as possibilidades de forma a conhecer o comportamento do sistema.

A unidade GD é, então, alocada na barra escolhida e nesse momento inicia-se um novo teste para a alocação de uma outra unidade de GD.

Esse procedimento será melhor explicado na seção 4.1.

## **3.3 - MODELAGENS E MÉTODOS QUE ENVOLVEM O PROBLEMA DE ALOCAÇÃO DE CAPACITORES**

### **3.3.1 - Modelo do sistema**

De forma semelhante com a modelagem do sistema considerando unidades de geração distribuída, o problema de alocação de capacitores exige que sejam feitos vários testes na rede a fim de achar a localização ótima.

Os bancos de capacitores podem ser vistos como unidades de GD, que geram somente potência reativa. Entretanto, a potência reativa gerada não pode ser continuamente

ajustada, mas apenas colocada em valores discretos correspondentes ao número de bancos alocados.

Dessa forma, também foi utilizado nesse trabalho o fluxo de carga distribuído para redes radiais devido a sua simplicidade e maior velocidade de processamento.

Considere a linha de transmissão abaixo entre as barras  $i$  e  $i+1$

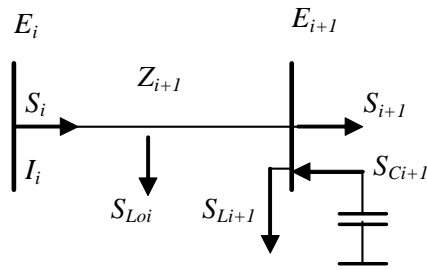


Figura 3.4 – Linha de transmissão entre duas barras considerando capacitor.

De acordo com a equação 3.5:

$$S_{Loi} = z_{i+1} \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} \quad (3.33)$$

Aplicando a lei da conservação de energia para os fluxos de potência da figura 3.4 :

$$S_{i+1} = S_i - S_{Loi} - S_{Li+1} + S_{C.i+1} \quad (3.34)$$

Agora, separando a potência aparente em parte real e imaginária e considerando que os capacitores possuem apenas parte reativa, tem-se:

$$P_{i+1} = P_i - r_{i+1} \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} - P_{Li+1} \quad (3.35)$$

$$Q_{i+1} = Q_i - x_{i+1} \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} - Q_{Li+1} + Q_{C.i+1} \quad (3.36)$$

Onde,

$r_{i+1}$ : é a resistência da linha de transmissão entre as barras  $i$  e  $i+1$ .

$x_{i+1}$ : é a reatância da linha de transmissão entre as barras  $i$  e  $i+1$ .

$V_i$ : é a voltagem eficaz na barra  $i$ .

$P_i$ : é o fluxo de potência ativa saindo da barra  $i$ .

$Q_i$ : é o fluxo de potência reativa saindo da barra  $i$ .

$P_{Li+1}$ : é o fluxo de potência ativa devido a uma carga na barra  $i+1$ .

$Q_{Li+1}$ : é o fluxo de potência reativa devido a uma carga na barra  $i+1$ .

$Q_{Ci+1}$ : é o fluxo de potência reativa devido a um banco de capacitores na barra  $i+1$ .

Para a obtenção de equações semelhantes relacionando as tensões nas barras, aplica-se a lei de Kirchhoff à Figura 3.4 de forma análoga ao desenvolvido para geração distribuída, tem-se:

$$V_{i+1}^2 = V_i^2 - 2(r_{i+1}P_i + x_{i+1}Q_i) + \frac{(r_{i+1}^2 + x_{i+1}^2)(P_i^2 + Q_i^2)}{V_i^2} \quad (3.37)$$

Assim, para um sistema genérico como o da figura abaixo que mostra um alimentador com um ramo lateral:

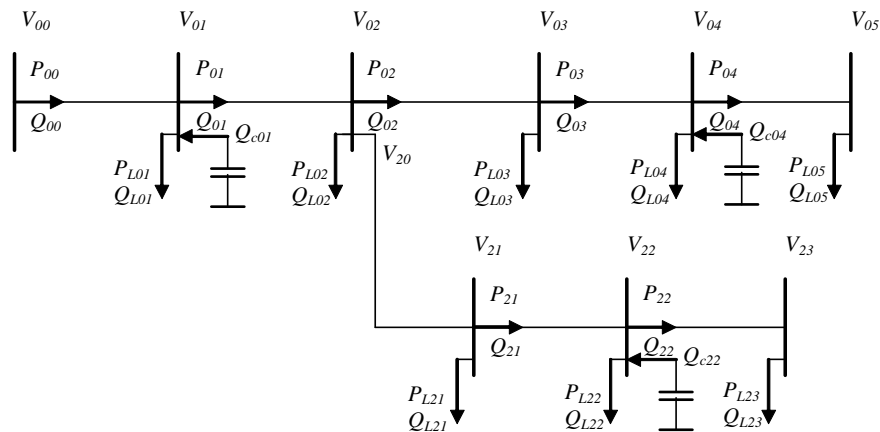


Figura 3.5 – Alimentador com ramos laterais, considerando capacitores.



Dessa forma, são obtidas as equações do fluxo de carga distribuído [17,18], que são semelhantes às Equações 3.19:

$$\begin{aligned}
 P_{i+1} &= P_i - P_{Loi} - P_{Li+1} \\
 Q_{i+1} &= Q_i - x_{i+1} \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} - Q_{Li+1} + Q_{Ci+1} \\
 V_{i+1}^2 &= V_i^2 - 2(r_{i+1}P_i + x_{i+1}Q_i) + \frac{(r_{i+1}^2 + x_{i+1}^2)(P_i^2 + Q_i^2)}{V_i^2} \\
 P_{Loi} &= r_{i+1} \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} \\
 P_{Loss} &= \sum_{i=2}^n P_{Loi}, i = 1, \dots, n
 \end{aligned} \tag{3.38}$$

### 3.3.2 - Método para a localização e tamanho dos bancos de capacitores

O problema de alocação de capacitores deve considerar, na equação de balanço de potência reativa, uma variável inteira  $\mu_i$ , para cada barra  $i$  candidata a receber capacitores. Dessa forma, sendo  $bsh$ , o tamanho de um banco de capacitores, tem-se:

$$Q_{Ci+1} = V_{i+1}^2 bsh \mu_{i+1} \tag{3.39}$$

Para esse modelo, é considerada a variável inteira  $\mu_{i+1}$  assumindo valores inteiros positivos, incluindo zero [39].

O método utilizado para a alocação de bancos de capacitores é um método heurístico, que será explicado na seção subsequente.

### 3.3.3 - Métodos heurísticos

São métodos indutivos de solução de problemas baseados em regras derivadas do senso comum ou da experiência de um modelo teórico da matemática. Fornece uma base geral para a solução de problemas, contrastando com abordagens estritamente algorítmicas, que nunca variam.

Os métodos heurísticos, em geral, exigem um tempo de processamento muito menor do que os algoritmos convencionais, uma vez que a informação retirada pelo ser humano de um processo reduz o espaço de procura. Dessa forma, pode-se chegar a soluções eficientes em um tempo muito menor.

Métodos heurísticos geralmente se enquadram dentro dos seguintes grupos [40]:

- heurísticas de construção, que são aquelas onde uma ou mais soluções são construídas elemento a elemento, seguindo algum critério heurístico de otimização, até que se tenha uma solução viável;
- heurísticas de busca em vizinhança, como a busca local, as quais necessariamente partem de uma solução inicial viável (em alguns casos podendo ser somente uma solução possível qualquer), tentando melhorar esta solução através de operações de troca, remoção ou inserção, até que não seja mais possível a melhoria ou algum outro critério de parada seja satisfeito;
- heurísticas sistemáticas, tais como a Busca com Discrepância Limitada ou *Backtracking* Controlado, onde a árvore de espaço de soluções é percorrida utilizando critérios de ramificação e corte da árvore;
- heurísticas híbridas, resultantes da combinação de duas ou mais heurísticas com estratégias diferentes;
- metaheurísticas, que são heurísticas genéricas mais sofisticadas, onde uma heurística mais simples é gerenciada por um procedimento que visa explorar inteligentemente a instância do problema e o seu espaço de soluções.

Ainda existem outros tipos de heurística, tais como as técnicas de relaxação por exemplo. Entretanto, tais técnicas são específicas para problemas formulados como problemas de programação inteira, os quais pertencem a um tipo particular de problema de otimização combinatorial.

Este trabalho propõe uma metodologia heurística com base no seguinte critério: os bancos de capacitores devem ser alocados em quantidade e potência suficientes para suprir o consumo de reativos das cargas. Além disso, devem estar o mais próximo possível destas, de maneira a minimizar as perdas nas linhas [39].

A heurística proposta é um procedimento que vai gerar uma solução que aloca muitos bancos de capacitores, porém de acordo com a carga. O objetivo básico é gerar localmente a potência reativa consumida pela carga em uma determinada barra, através dos capacitores. Entretanto, estes só podem variar em passos discretos e possivelmente grandes demais para a carga, e pode ser necessário juntar muitas barras para um único banco. O método se baseia no seguinte procedimento:

- Percorrendo o alimentador, barra após barra, seguindo primeiro o ramal principal e depois pelos ramos laterais, vai-se somando o consumo de reativos de cada barra e também de cada trecho em uma variável com função de acumulador, que é dividida pela capacidade de geração reativa de um único banco. No momento em que a quantidade do acumulador superar a potência reativa fornecida por um banco de capacitores, é alocado imediatamente um banco de capacitores naquela barra.

O procedimento proposto pode alocar capacitores um pouco depois do ponto ideal, por isto é introduzida uma variável de ajuste, *frc*. Essa variável é multiplicada à carga reativa para gerar o novo acumulador.

O fator *frc*, se feito menor do que 1, deve provocar a alocação de cada banco de capacitores além do ponto “correto” e também menos capacitores do que o necessário, enquanto que *frc* maior que 1 tem o efeito inverso. No segundo momento, faz-se uma busca pelo melhor valor de *frc* fazendo-o variar de zero até 2, inicialmente em passos de 0.2, em seguida refinando o passo para variações de 0.01. A solução obtida por este último procedimento é suficientemente boa e rápida para estudos preliminares ou mesmo pode ser considerada como solução final em alimentadores muito grandes onde outros procedimentos têm o processamento excessivamente lento.

Esse procedimento é simples e de execução rápida, onde a ordem com que as barras são chamadas é fundamental para que o resultado seja razoável. Dessa forma, o objetivo desta

heurística é alocar os bancos de capacitores o mais próximo possível das cargas de modo a reduzir as perdas no sistema de distribuição.

### 3.3.4 - Função objetivo do problema de alocação de capacitores

Neste caso o objetivo é encontrar a localização de banco de capacitores fixos em uma rede de distribuição de forma a minimizar as perdas no sistema.

Para este trabalho, não se consideram os custos nem dos capacitores, nem das unidades de GD, uma vez que o objetivo é avaliar as perdas do sistema. No entanto, a análise dos custos poderia ser facilmente adicionada à função objetivo e conseqüentemente ao algoritmo desenvolvido.

A rede de distribuição de energia é modelada conforme o equacionamento do fluxo de carga radial proposto na subseção 3.3.1. Da mesma forma que para o caso de GD, os testes são realizados para as potências do sistema em somente um nível, sendo este em carga média.

Aqui também é proposto um modelo de minimização de perdas sem preocupação com os limites operacionais de tensão. Neste contexto, propõe-se o problema que deverá ser minimizado:

$$\min f(Q_C) = P_{loss} \quad (3.40)$$

Sujeito às seguintes restrições:

$$Q_{Loi+1} = x_{i+1} \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2}, i = 1, \dots, n. \quad (3.41)$$

$$P_{i+1} = P_i - P_{Loi+1} - P_{Li+1}, i = 1, \dots, n. \quad (3.42)$$

$$Q_{i+1} = Q_i - Q_{Loi+1} - Q_{Li+1} + Q_{C.i+1}, i = 1, \dots, n. \quad (3.43)$$

$$V_{i+1}^2 = V_i^2 - 2(r_{i+1}P_i + x_{i+1}Q_i) + \frac{(r_{i+1}^2 + x_{i+1}^2)(P_i^2 + Q_i^2)}{V_i^2}, i = 1, \dots, n. \quad (3.44)$$

$$P_{Loss} = \sum_{i=1}^n P_{Loi}, i = 1, \dots, n. \quad (3.45)$$

$$V_i, P_i, Q_i \in \Re, i = 1, \dots, n. \quad (3.46)$$

Onde  $i$  é o número da barra,  $n$  é o número de barras do sistema.

## **4. APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DE RESULTADOS**

Neste capítulo serão apresentados e analisados os resultados obtidos de testes feitos em alimentadores da literatura, reais e modificados. Neste trabalho, estipulou-se que as tensões nas barras devem estar entre 0,95 e 1,05 pu.

O método do fluxo de carga radial utilizado foi comparado com os resultados produzidos pelo pacote MatPower, obtendo respostas idênticas. O MatPower é um pacote de Sistema de Potência do Matlab e utiliza o método de Newton-Raphson para o cálculo do fluxo de carga [41].

Inicialmente, será explicado como funciona o programa de alocação de unidades de geração distribuída.

Tanto o programa de alocação de unidades de geração distribuída quanto o de capacitores foram desenvolvidos em linguagem C++, sendo implementado em Borland C++ Builder. Este software foi escolhido para que o programa possuísse uma interface mais amigável ao usuário, facilitando a sua manipulação.

### **4.1 – O PROGRAMA DE ALOCAÇÃO DE UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

O procedimento utilizado para a localização das unidades de geração distribuída é descrito abaixo:

- i) Inicialmente, percorre-se o alimentador, barra após barra, seguindo primeiro pelo ramal principal e depois pelos ramais laterais;
- ii) Para cada barra são encontradas as potências ativa e reativa injetadas ótimas (utilizando os métodos da aproximação quadrática e da coordenação), de forma que as perdas no sistema sejam as menores possíveis;
- iii) Os valores das potências e das perdas obtidas para cada barra são armazenados;
- iv) Ao terminar de percorrer todo o alimentador, a barra escolhida é aquela que cuja injeção de potências ativa e reativa produziu a menor perda de energia no sistema;
- v) Dessa forma, a primeira unidade de GD é alocada na barra escolhida;

- vi) Estando essa unidade alocada, este mesmo procedimento é repetido em busca de uma segunda barra escolhida que diminua ainda mais as perdas.

O procedimento acima é repetido até que se aloque a quantidade desejada de unidades de GD.

O fluxograma abaixo descreve o procedimento utilizado:

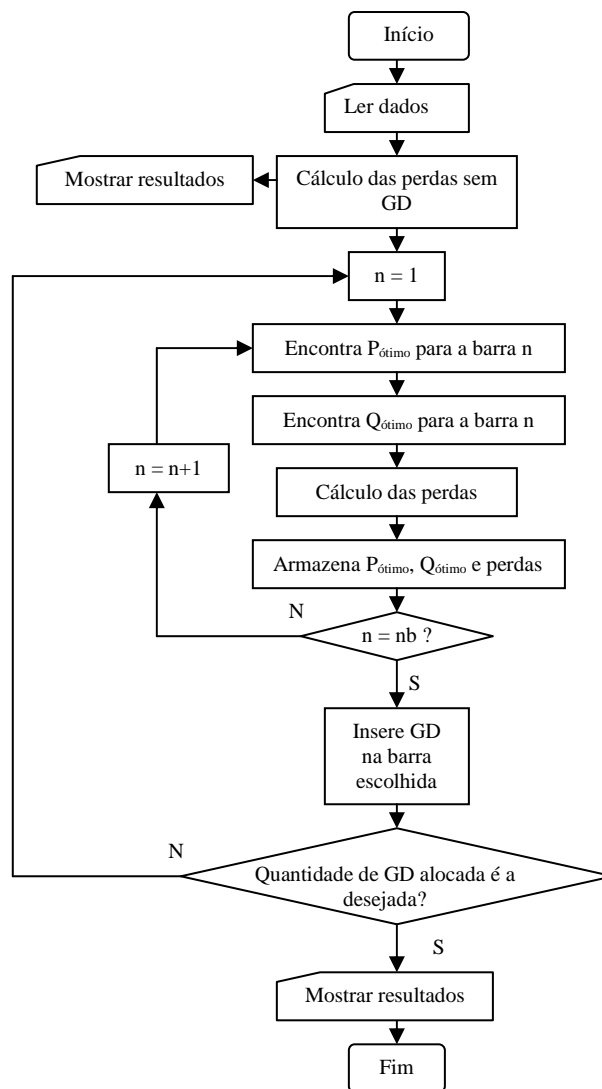


Figura 4.1 – Fluxograma da alocação de unidades de geração distribuída.

## 4.2 – SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL DE 49 TRECHOS

O primeiro sistema a ser analisado é um alimentador radial de 50 barras e 49 trechos. Os dados de linha e de carga se encontram no apêndice A. Esse é um alimentador real cujos dados foram fornecido pela Companhia Energética de Brasília, CEB.

O perfil de tensão antes da inserção de unidades de GD ou de capacitores é mostrado na figura 4.2.

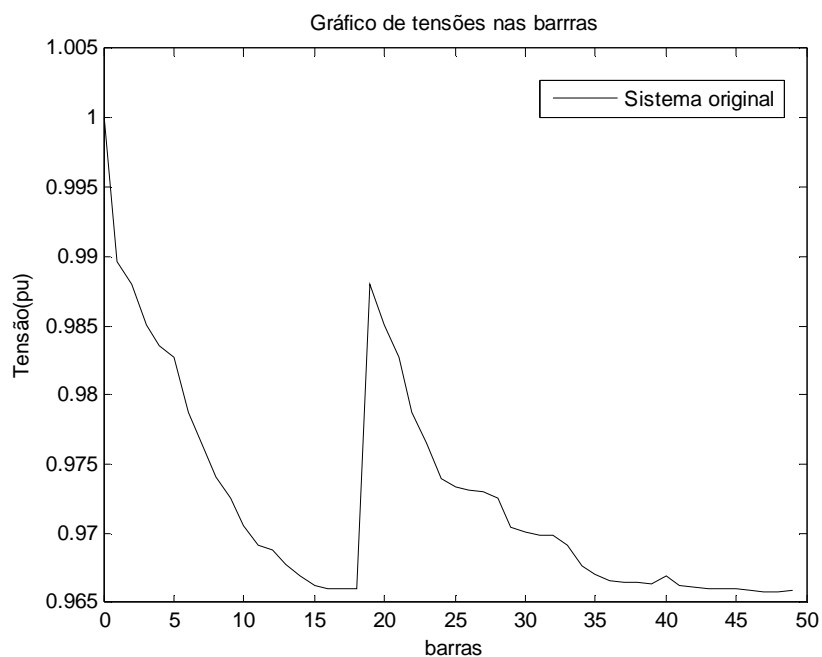


Figura 4.2 – Perfil de tensão inicial para o sistema de 49 trechos.

As perdas elétricas para este sistema são de 0,05752 MW.

### 4.2.1 – Alocação de geração distribuída

Utilizando os métodos propostos nas subseções 3.2.4 e 3.2.5, escolheu-se alocar 4 unidades de GD.



Tabela 4.1 - Barras escolhidas.

Ordem de alocação	Barras escolhidas
1º	14
2º	28
3º	26
4º	49

O perfil de tensão do sistema antes e depois da alocação das unidades de GD pode ser observado na figura 4.3.

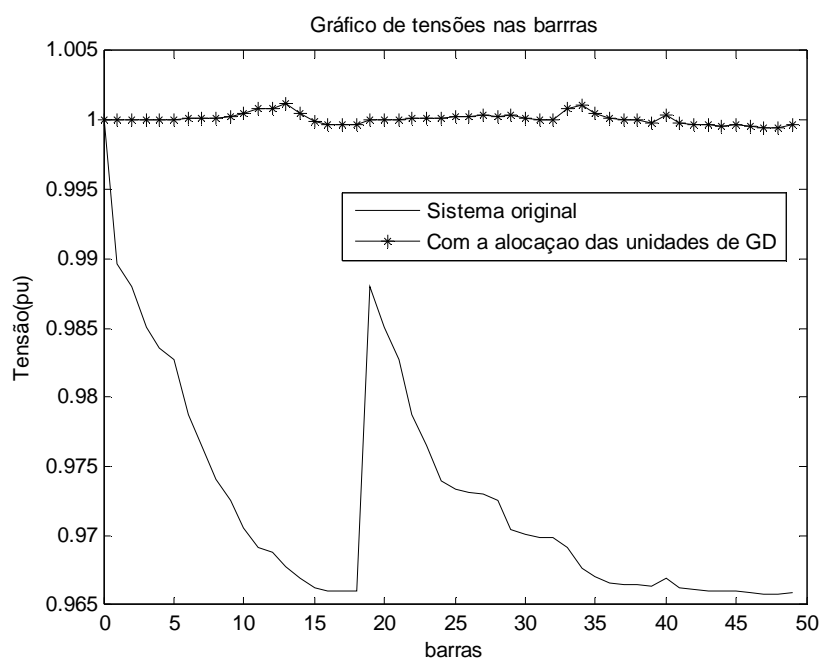


Figura 4.3 – Perfil de tensão antes e depois da alocação de unidades de geração distribuída.

Observa-se que o perfil de tensão do sistema melhorou consideravelmente com a inserção de 4 unidades de GD, fazendo com que as tensões ficassem muito próximas de 1 pu. Dessa forma, não há necessidade de se utilizar nenhum método para a correção dos níveis de tensão do alimentador.

A tabela 4.2 mostra o percentual de redução das perdas que a utilização de unidades de GD proporciona no sistema.

Tabela 4.2 - Percentual de redução das perdas para o caso da alocação de geração distribuída.

Barras Escolhidas	Perdas antes da alocação de GD (MW)	Perdas depois da alocação da GD (MW)	Percentual de redução das perdas
14	0,05752	0,00321	94,42%
28	0,05752	0,00260	95,48%
26	0,05752	0,00215	96,26%
49	0,05752	0,00177	96,92%

É interessante observar que mesmo optando-se por alocar 4 unidades de GD, a inserção somente da primeira unidade na barra 14, já reduz bastante as perdas no sistema. Isso demonstra o quanto é importante a escolha da melhor barra para a alocação. As potências ativas e reativas injetadas são mostradas na tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Potências ativas e reativas injetadas por cada unidade de geração distribuída.

Barra de alocação	Potência ativa (MW)	Potência reativa (Mvar)
14	1,98	1,49
28	0,19	0,14
26	0,14	0,09
49	0,09	0,07

Observa-se que as potências injetadas referentes à primeira unidade alocada são maiores, uma vez que é essa unidade que deve fornecer energia excedente ao sistema de maneira a reduzir as perdas. Após o impacto da inserção da 1ª unidade, as potências das demais são bem menores.

#### 4.2.2 – Alocação de bancos de capacitores

Além da alocação de GD, também foram feitos testes de alocação de bancos de capacitores, sendo cada unidade de 300 kvar.

A quantidade de bancos de capacitores e as barras alocadas são mostradas na tabela 4.4.

Tabela 4.4 - Localização e quantidade de bancos de capacitores inseridos.

Barras alocadas	Quantidade de bancos de capacitores
27	1
37	1
46	1

O perfil de tensão do sistema antes e depois da alocação dos bancos de capacitores pode ser observado na figura 4.4.

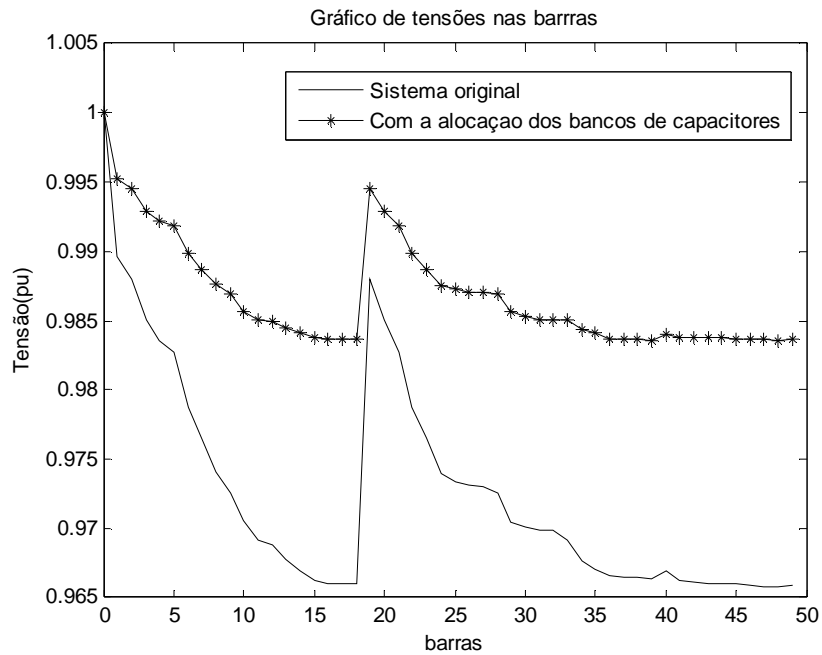


Figura 4.4 – Perfil de tensão antes e depois da alocação de bancos de capacitores.

Observa-se que os níveis de tensão melhoraram bastante em relação ao obtido antes da alocação de capacitores.

As perdas antes e depois da alocação de banco de capacitores podem ser vistas na tabela 4.5.

Tabela 4.5 - Percentual de redução de perdas para o caso da alocação de banco de capacitores.

Perdas antes da alocação dos bancos de capacitores (MW)	Perdas depois da alocação dos bancos de capacitores (MW)	Percentual de redução das perdas
0,05752	0,03624	37%

Com a inserção de 3 bancos de capacitores de 300 kvar, além de uma pequena melhoria nos níveis de tensão, as perdas também diminuíram cerca de 37%.

### 4.2.3 – Alocação de geração distribuída e bancos de capacitores simultaneamente

Além da alocação de unidades de GD e depois, de bancos de capacitores, também foi feito para esse sistema um teste em que são alocadas ambas, no mesmo sistema. Inicialmente, são inseridos os 3 bancos de capacitores, conforme subseção 4.2.2. No segundo momento, é executado o algoritmo de alocação de unidades de GD. O resultado é mostrado na tabela 4.6.

Tabela 4.6 - Barras escolhidas.

Ordem de alocação	Barras escolhidas
1º	14
2º	28
3º	26
4º	49

Observa-se que as barras escolhidas para a alocação de unidades de GD foram as mesmas da seção 4.2.1. Isso ocorre devido a uma sensibilidade que cada barra possui. Algumas delas, respondem mais facilmente a inserção de GD que outras. Nas barras mais sensíveis as perdas diminuem bastante quando há potência ativa e reativa sendo injetada. Esse é um dos motivos da necessidade de testar a alocação de GD em todas as barras. O perfil de tensão do sistema antes e depois da alocação dos bancos de capacitores e das unidades de GD pode ser observado na figura 4.5.

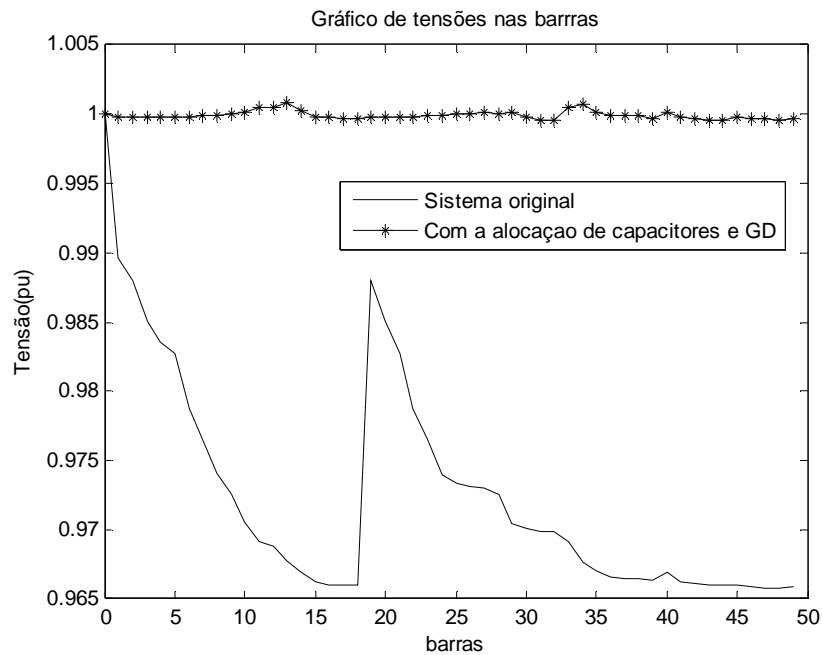


Figura 4.5 – Perfil de tensão antes e depois da alocação de bancos de capacitores e unidades de geração distribuída.

Observando o gráfico da figura 4.5, pode-se perceber que as tensões ficam muito próximas de 1 pu. As perdas antes e depois da alocação de banco de capacitores e GD podem ser vistas na tabela 4.7.

Tabela 4.7 - Percentual de redução de perdas para o caso da alocação de banco de capacitores e unidades de geração distribuída.

Perdas antes da alocação dos capacitores e das unidades de GD (MW)	Perdas depois da alocação dos capacitores e das unidades de GD (MW)	Percentual de redução das perdas
0,05752	0,00133	97,69%

As potências injetadas pelas unidades GD podem ser vistas na tabela 4.8.

Tabela 4.8 - Potências ativas e reativas injetadas por cada unidade de geração distribuída.

Barra de alocação	Potência ativa (MW)	Potência reativa (MVar)
14	1,97	0,65
28	0,186	0,28
26	0,139	0,03
49	0,091	0,02

Assim, com a inserção dos 3 bancos de capacitores de 300 kvar e de 4 unidades de GD, além da grande melhoria nos níveis de tensão, as perdas também diminuíram cerca de 97,69%. Em relação à solução obtida com a inserção apenas das unidades de GD, observa-se que houve uma diminuição da potência reativa necessária e também uma pequena redução adicional das perdas.

#### 4.2.4 – Comparação entre alocação de geração distribuída e capacitores

Para esse sistema também é interessante comparar os 2 tipos de alocação, de capacitores e de GD, para ver qual é o mais viável de se implementar.

A figura 4.6 mostra o perfil de tensão no sistema de 49 trechos utilizando apenas a alocação de unidades de GD e utilizando apenas a alocação de bancos de capacitores.

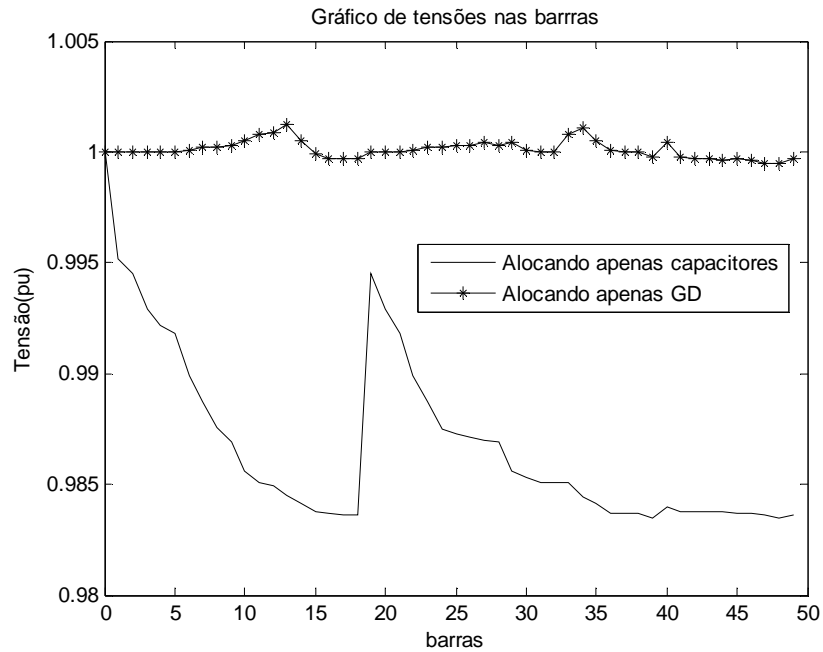


Figura 4.6 – Perfil de tensão alocando apenas capacitores e alocando apenas unidades de geração distribuída.

A comparação da capacidade de redução das perdas pode ser observada na tabela 4.9.

Tabela 4.9 - Percentual de redução de perdas comparando a alocação de banco de capacitores e de unidades de geração distribuída.

Perdas com a alocação dos bancos de capacitores (MW)	Perdas com a alocação das unidades de GD (MW)	Percentual de redução das perdas em relação à alocação de capacitores
0,03624	0,00177	95,11%

Percebe-se que a utilização de unidades de GD em alguns pontos do sistema fornecendo potência ativa e reativa reduz muito mais as perdas do que a tradicional alocação de bancos de capacitores.

#### 4.2.5 – Relação da variação da potência ativa x perdas

Conforme mencionado anteriormente, a curva referente à variação da potência ativa x perdas do sistema possui uma forma semelhante a uma função do 2º grau.

Para demonstrar isso, foi escolhida a barra 20 deste sistema de 49 trechos, mas o comportamento é semelhante ao demonstrado na Figura 4.7 para qualquer barra escolhida.

O procedimento adotado foi o de variar a potência ativa e observar como variavam as perdas totais no alimentador testado. O resultado pode ser visto na figura 4.7.

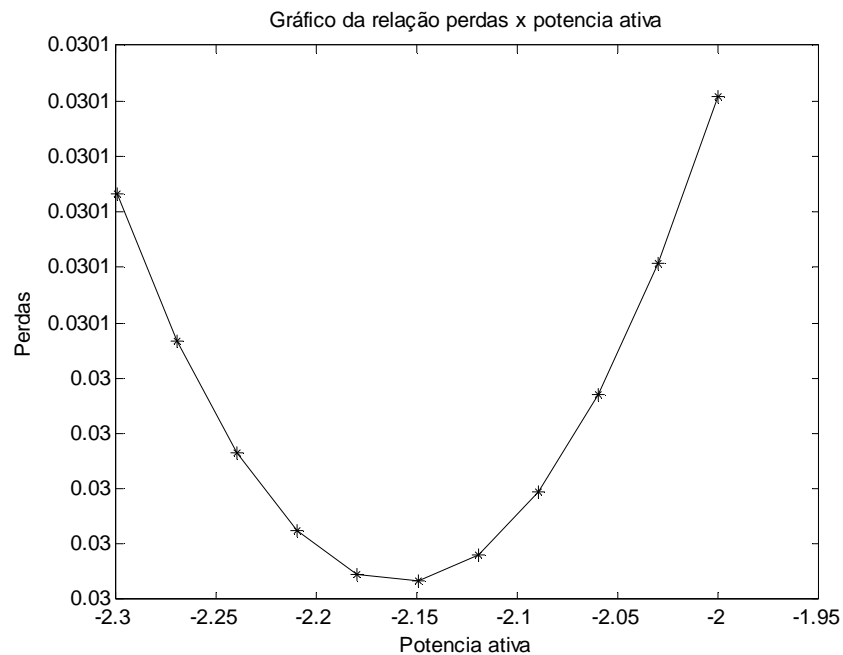


Figura 4.7 – Gráfico da potência ativa x perdas.

As potências ativas mostradas no gráfico são negativas, já que esse foi o modelo adotado, conforme mencionado na subseção 3.2.6.2.

### 4.3 – SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL DE 69 TRECHOS

O segundo sistema a ser analisado é um alimentador radial de 70 barras e 69 trechos. Os dados de linha e de carga se encontram no apêndice B. Esse é um alimentador encontrado na literatura [20].

O perfil de tensão antes da inserção de unidades de GD ou de capacitores é mostrado na figura 4.8.

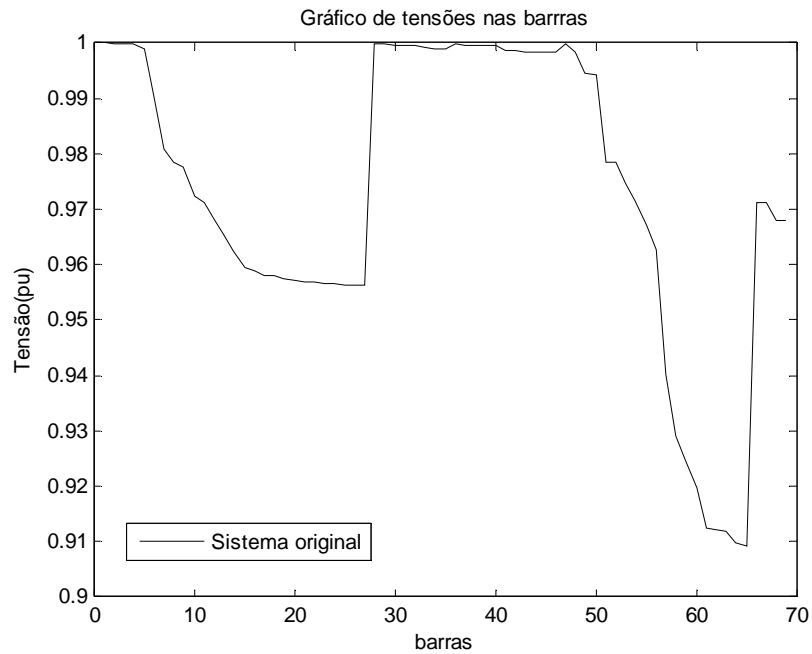


Figura 4.8 – Perfil de tensão inicial para o sistema de 69 trechos.

As perdas elétricas para este sistema são de 0,2249 MW.

#### 4.3.1 – Alocação de geração distribuída

Para este sistema, optou-se em alocar 2 unidades de GD.

Tabela 4.10. Barras escolhidas.

Ordem de alocação	Barras escolhidas
1º	62
2º	13

O perfil de tensão do sistema antes e depois da alocação das unidades de GD pode ser observado na figura 4.9.



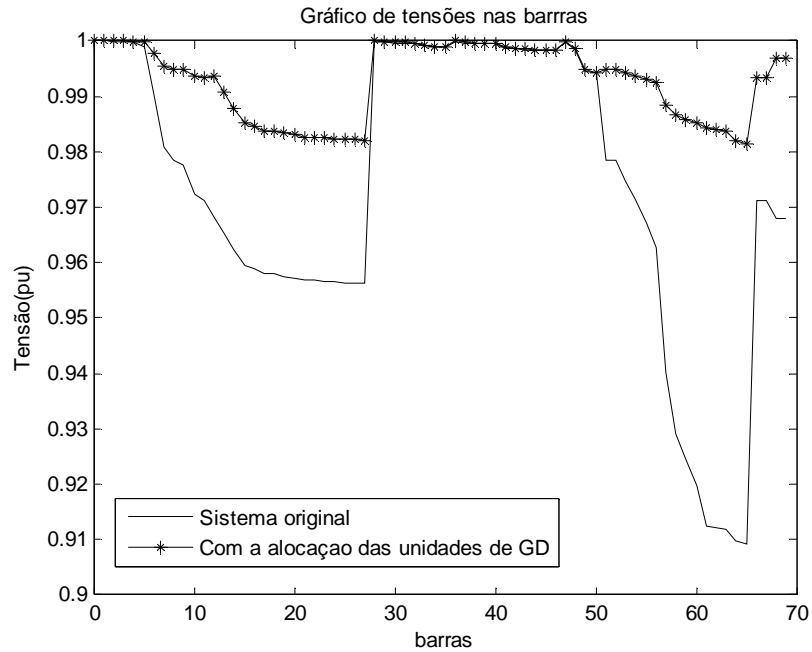


Figura 4.9 – Perfil de tensão antes e depois da alocação de unidades de geração distribuída.

Observa-se que o perfil de tensão do sistema melhorou consideravelmente com a inserção de 2 unidades de GD, fazendo com que as tensões se adequassem ao critério escolhido, que é entre 0,95 e 1,05 pu. Dessa forma, aqui também não há necessidade de nenhum método para a correção dos níveis de tensão do alimentador. A tabela 4.11 mostra o percentual de redução das perdas que a utilização de unidades de GD proporciona no sistema.

Tabela 4.11 - Percentual de redução das perdas para o caso da alocação de geração distribuída.

Barras Escolhidas	Perdas antes da alocação de GD (MW)	Perdas depois da alocação da GD (MW)	Percentual de redução das perdas
62	0,2249	0,02359	89,51%
13	0,2249	0,01122	95,01%

As potências ativas e reativas injetadas são mostradas na tabela 4.12.

Tabela 4.12 - Potências ativas e reativas injetadas por cada unidade de geração distribuída.

Barra de alocação	Potência ativa (MW)	Potência reativa (Mvar)
62	1,88	1,40
13	0,58	0,53

Observa-se que a redução percentual das perdas de potência ativa que a alocação de 2 unidades de GD proporciona ao sistema é 95,01%.

### 4.3.2 – Alocação de bancos de capacitores

Além da alocação de GD, também foram feitos testes de alocação de bancos de capacitores, sendo cada unidade de 300 kvar, da mesma forma que o outro sistema testado. A quantidade de bancos de capacitores e as barras alocadas são mostradas na tabela 4.13.

Tabela 4.13 - Localização e quantidade de bancos de capacitores inseridos.

Barras alocadas	Quantidade de bancos de capacitores
12	1
29	1
49	1
50	1
61	4
65	1

O perfil de tensão do sistema antes e depois da alocação dos bancos de capacitores pode ser observado na figura 4.10.

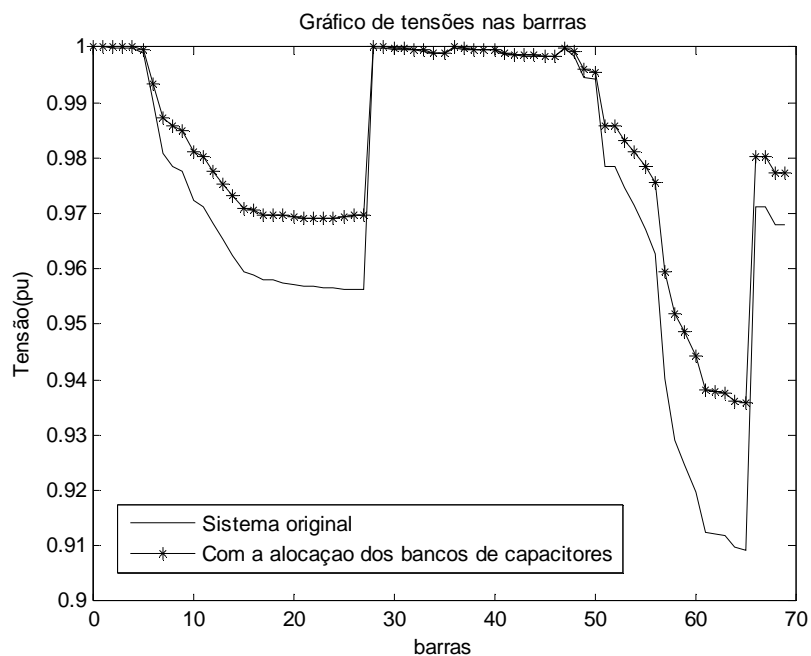


Figura 4.10 – Perfil de tensão antes e depois da alocação de bancos de capacitores

Observa-se uma pequena melhoria nos valores das tensões após a inserção dos bancos de capacitores, mas eles ainda estão fora dos níveis que foram estipulados, 0,95 e 1,05 pu. As perdas antes e depois da alocação de banco de capacitores podem ser vistas na tabela 4.14.

Tabela 4.14 - Percentual de redução de perdas para o caso da alocação de banco de capacitores.

Perdas antes da alocação dos bancos de capacitores (MW)	Perdas depois da alocação dos bancos de capacitores (MW)	Percentual de redução das perdas
0,2249	0,1526	32,15%

Assim, com a inserção de 9 bancos de capacitores de 300kVar, as perdas diminuíram cerca de 32,15%.

#### 4.3.3 – Alocação de geração distribuída e bancos de capacitores simultaneamente

Além da alocação de unidades de GD e depois, de bancos de capacitores, também foi feito para esse sistema um teste em que são alocadas ambas, no mesmo sistema. Inicialmente, são inseridas os 9 bancos de capacitores. Em seguida, é executado o algoritmo de alocação de unidades de GD. O resultado é mostrado na tabela 4.15.

Tabela 4.15 - Barras escolhidas.

Ordem de alocação	Barras escolhidas
1º	62
2º	13

Observa-se que as barras escolhidas para a alocação de unidades de GD foram as mesmas da seção 4.3.1. Isso ocorre devido à sensibilidade já mencionada anteriormente.

O perfil de tensão do sistema antes e depois da alocação dos bancos de capacitores e das unidades de GD pode ser observado na figura 4.11.

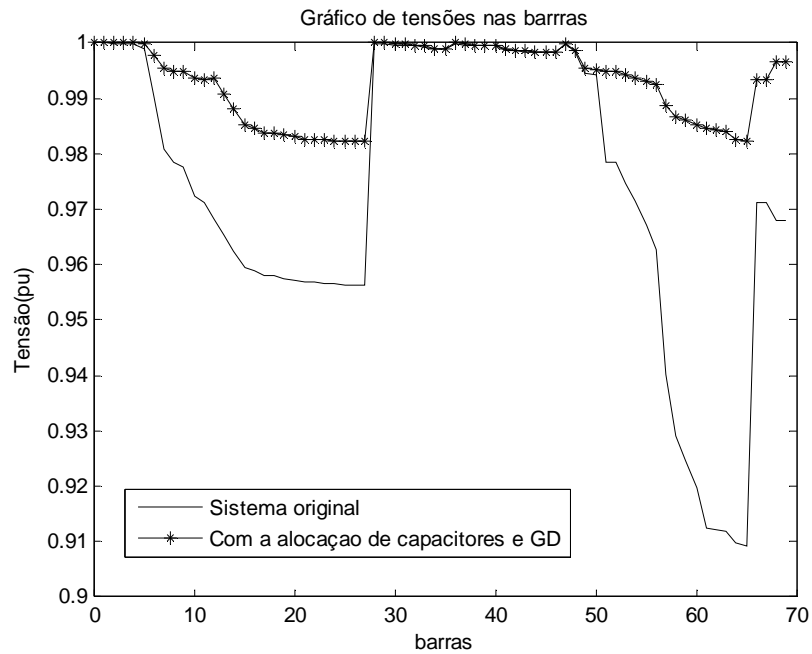


Figura 4.11 – Perfil de tensão antes e depois da alocação de bancos de capacitores e unidades de geração distribuída.

Observando o gráfico da figura acima, pode-se perceber que as tensões ficam muito próximas de 1 pu. As perdas antes e depois da alocação de banco de capacitores e GD podem ser vistas na tabela 4.16.

Tabela 4.16 - Percentual de redução de perdas para o caso da alocação de banco de capacitores e unidades de geração distribuída.

Perdas antes da alocação dos capacitores e das unidades de GD (MW)	Perdas depois da alocação dos capacitores e das unidades de GD (MW)	Percentual de redução das perdas
0,2249	0,0101	95,51%

As potências injetadas pelas unidades GD podem ser vistas na tabela 4.17.

Tabela 4.17 - Potências ativas e reativas injetadas por cada unidade de geração distribuída.

Barra de alocação	Potência ativa (MW)	Potência reativa (Mvar)
62	1,85	1,31
13	0,584	0,540

Assim, com a inserção dos 9 bancos de capacitores de 300 kvar e de 2 unidades de GD, as perdas também diminuíram cerca de 95,51% e houve uma grande melhoria nos níveis de tensão em relação aos valores de tensão antes de qualquer tipo de alocação.

#### 4.3.4 – Comparação entre alocação de geração distribuída e capacitores

Para esse sistema também é interessante comparar os 2 tipos de alocação, de capacitores e de GD.

A figura 4.12 mostra o perfil de tensão no sistema de 69 trechos utilizando apenas a alocação de unidades de GD e utilizando apenas a alocação de bancos de capacitores.

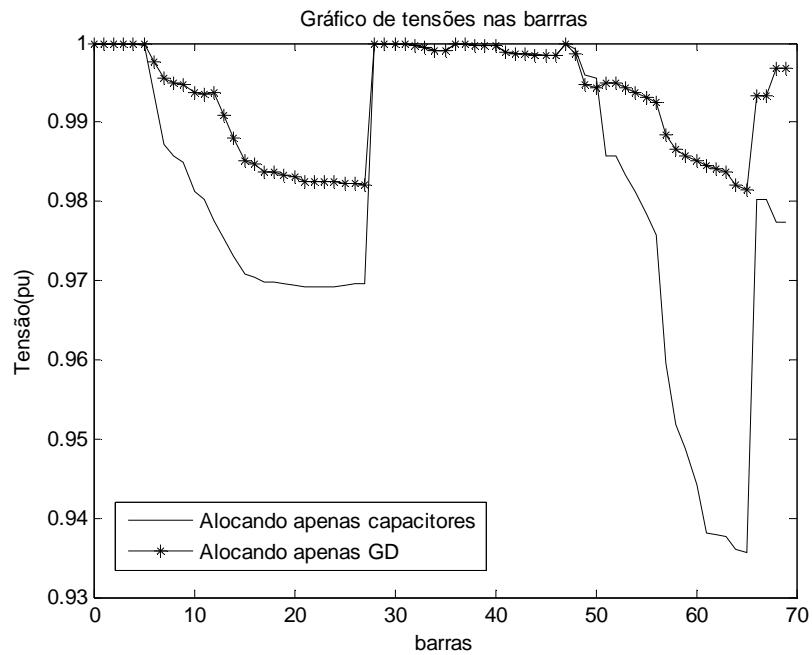


Figura 4.12 – Perfil de tensão alocando apenas capacitores e alocando apenas unidades de geração distribuída.

A comparação da capacidade de redução das perdas pode ser observada na tabela 4.18.

Tabela 4.18 - Percentual de redução de perdas comparando a alocação de banco de capacitores e de unidades de geração distribuída.

Perdas com a alocação dos bancos de capacitores (MW)	Perdas com a alocação das unidades de GD (MW)	Percentual de redução das perdas em relação à alocação de capacitores
0,1526	0,01122	92,65%

#### 4.3.5 – Relação da variação da potência ativa x perdas

Da mesma forma que foi demonstrado para o sistema de 49 trechos, foram feitos testes do comportamento entre a potência ativa e as perdas para o alimentador de 69 trechos.

Neste caso, foi escolhida a barra 61 deste sistema. O procedimento adotado foi o mesmo feito anteriormente, variando-se a potência ativa e observando-se como variavam as perdas totais no alimentador testado. O resultado pode ser visto na figura 4.13.

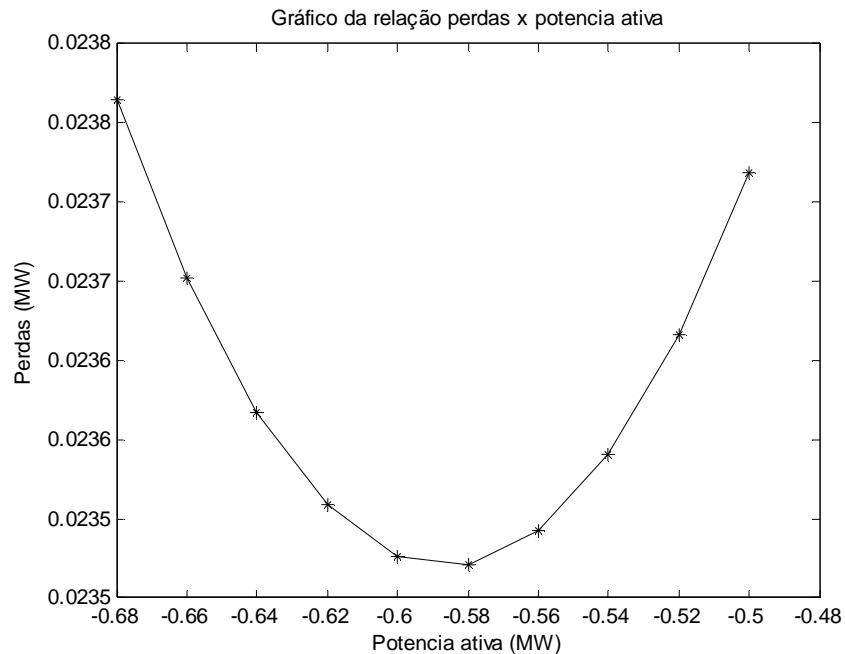


Figura 4.13 – Gráfico da potência ativa x perdas

#### 4.4 – SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL DE 183 TRECHOS

O terceiro sistema a ser analisado é um alimentador radial de 184 barras e 183 trechos. Os dados de linha e de carga se encontram no apêndice C. Esse é um alimentador real que foi reduzido de um alimentador de 796 trechos, cujos dados foram fornecidos pela CEB. Neste sistema as impedâncias dos trechos foram aumentadas para simular um grande alimentador. O método utilizado na redução desse sistema é o descrito na subseção 3.2.7.

O perfil de tensão antes da inserção de unidades de GD ou de capacitores é mostrado na figura 4.14.

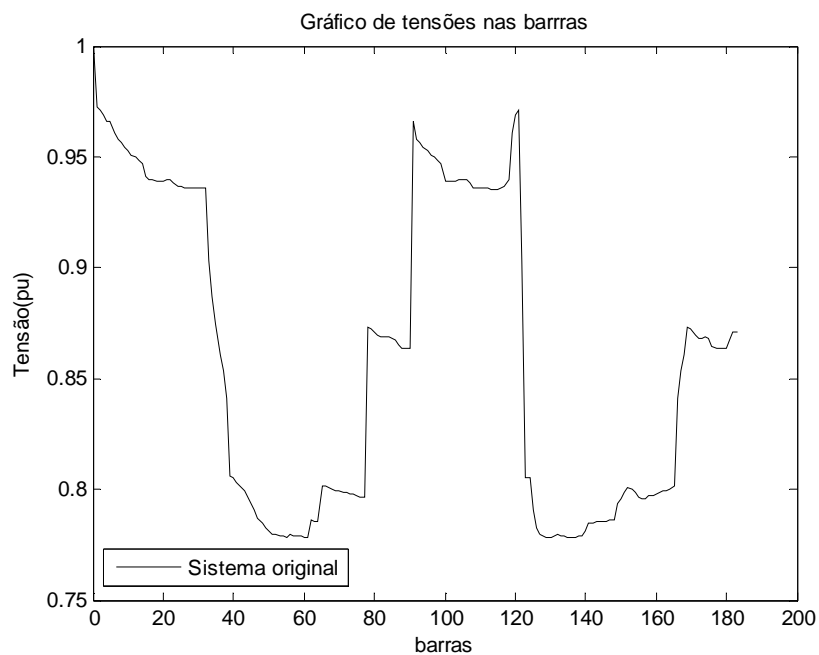


Figura 4.14 – Perfil de tensão inicial para o sistema de 183 trechos.

As perdas elétricas para este sistema são de 0,4565 MW.

#### 4.4.1 – Alocação de geração distribuída

Para esse sistema, escolheu-se alocar 3 unidades de GD. As barras a possuir GD podem ser vistas na tabela 4.19.

Tabela 4.19 - Barras escolhidas.

Ordem de alocação	Barras escolhidas
1º	76
2º	25
3º	162

O perfil de tensão do sistema antes e depois da alocação das unidades de GD pode ser observado na figura 4.15.

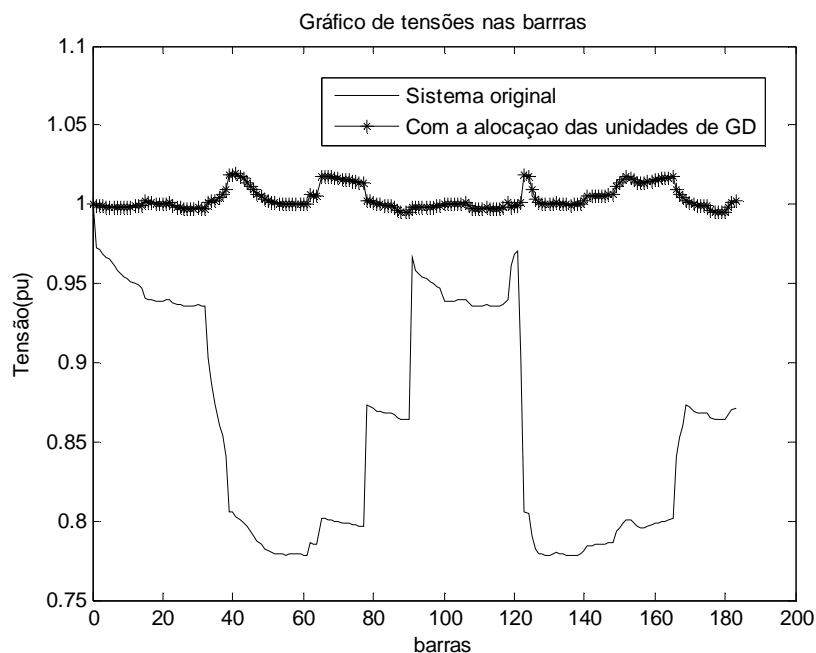


Figura 4.15 – Perfil de tensão antes e depois da alocação de unidades de geração distribuída.

Como já vem sendo observado, a inserção de unidades de GD melhora consideravelmente os níveis de tensão das barras do alimentador. A tabela 4.20 mostra o percentual de redução das perdas que a utilização de unidades de GD proporciona no sistema.

Tabela 4.20 - Percentual de redução das perdas para o caso da alocação de geração distribuída.

Barras Escolhidas	Perdas antes da alocação de GD (MW)	Perdas depois da alocação da GD (MW)	Percentual de redução das perdas
76	0,4565	0,05816	87,26%
25	0,4565	0,03429	92,49%
162	0,4565	0,02450	94,63%

Mesmo com a alocação de apenas uma unidade, a da barra 76, a redução das perdas já são de 87,26%. Isso já é uma redução considerável de perdas em redes de distribuição. As potências ativas e reativas injetadas são mostradas na tabela 4.21.

Tabela 4.21 - Potências ativas e reativas injetadas por cada unidade de geração distribuída.

Barra de alocação	Potência ativa (MW)	Potência reativa (Mvar)
76	2,293	1,932
25	0,726	0,840
162	0,440	0,280



Ao alocar-se as 3 unidades de GD verifica-se uma redução das perdas no sistema de 94,63%.

#### 4.4.2 – Alocação de bancos de capacitores

Além da alocação de GD, também foram feitos testes de alocação de bancos de capacitores, sendo cada unidade de 300 kvar, da mesma forma que os outros sistemas testados. A quantidade de bancos de capacitores e as barras alocadas são mostradas na tabela 4.22.

Tabela 4.22 - Localização e quantidade de bancos de capacitores inseridos.

Barras alocadas	Quantidade de bancos de capacitores
55	1
101	1
131	1
159	1

O perfil de tensão do sistema antes e depois da alocação dos bancos de capacitores pode ser observado na figura 4.16.

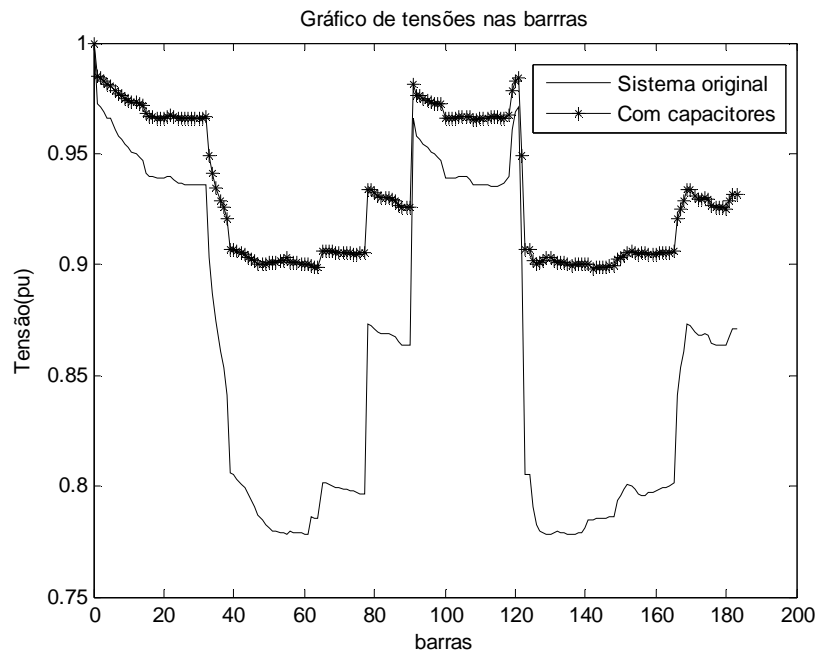


Figura 4.16 – Perfil de tensão antes e depois da alocação de bancos de capacitores

Aqui também se observa que os níveis de tensão melhoraram bastante em relação ao obtido antes da alocação de capacitores, mas ainda assim os níveis de tensão ficam abaixo de 0,95 pu. As perdas antes e depois da alocação de banco de capacitores podem ser vistas na tabela 4.23.

Tabela 4.23 - Percentual de redução de perdas para o caso da alocação de banco de capacitores.

Perdas antes da alocação dos bancos de capacitores(MW)	Perdas depois da alocação dos bancos de capacitores(MW)	Percentual de redução das perdas
0,4565	0,2432	46,72%

Com a inserção de 4 bancos de capacitores de 300 kvar, verifica-se que as perdas se reduziram cerca de 46,72%, além de uma pequena melhoria nos níveis de tensão, como já mencionado.

#### 4.4.3 – Alocação de geração distribuída e bancos de capacitores simultaneamente

Para esse sistema também foi testado alocar-se ambas, GD e capacitores, a fim de observar-se o comportamento do sistema para outros tipos de topologia e nível carga. Inicialmente, são inseridas os 4 bancos de capacitores. No segundo momento, é executado o algoritmo de alocação de unidades de GD. O resultado é mostrado na tabela 4.24.

Tabela 4.24 - Barras escolhidas.

Ordem de alocação	Barras escolhidas
1º	76
2º	25
3º	162

Da mesma forma que para os outros sistemas, devido à sensibilidade, as barras escolhidas para a alocação de unidades de GD foram as mesmas da seção 4.4.1.

O perfil de tensão do sistema antes e depois da alocação dos bancos de capacitores e das unidades de GD pode ser observado na figura 4.17.

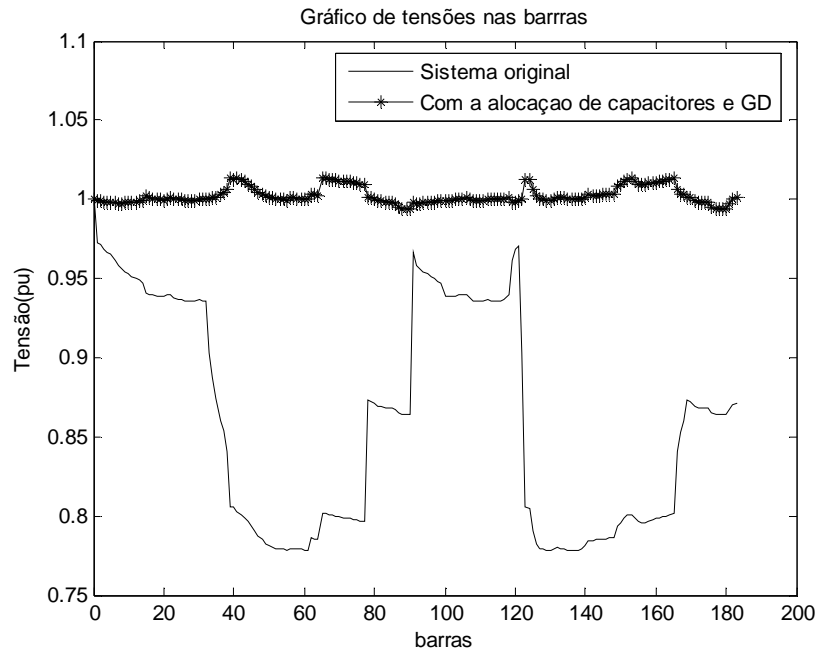


Figura 4.17 – Perfil de tensão antes e depois da alocação de bancos de capacitores e unidades de geração distribuída.

Observando o gráfico da figura acima, percebe-se que as tensões ficam dentro dos limites aqui estabelecidos, muito próximas de 1 pu. As perdas antes e depois da alocação de banco de capacitores e GD podem ser vistas na tabela 4.25.

Tabela 4.25 - Percentual de redução de perdas para o caso da alocação de banco de capacitores e unidades de geração distribuída.

Perdas antes da alocação dos capacitores e das unidades de GD (MW)	Perdas depois da alocação dos capacitores e das unidades de GD (MW)	Percentual de redução das perdas
0,4565	0,01857	95,93%

As potências injetadas pelas unidades GD podem ser vistas na tabela 4.26.

Tabela 4.26 - Potências ativas e reativas injetadas por cada unidade de geração distribuída.

Barra de alocação	Potência ativa (MW)	Potência reativa (Mvar)
76	2,28	1,01
25	0,732	0,480
162	0,474	0,08

Observa-se que ao se utilizar GD e capacitores no mesmo sistema, para a topologia deste alimentador, a potência reativa da GD se reduziu bastante em comparação quando foi

utilizado apenas este tipo de tecnologia. Além disso, as perdas também se reduziram ainda mais.

#### 4.4.4 – Comparação entre alocação de geração distribuída e capacitores

A figura 4.18 mostra o perfil de tensão no sistema de 183 trechos utilizando apenas a alocação de unidades de GD e utilizando apenas a alocação de bancos de capacitores.

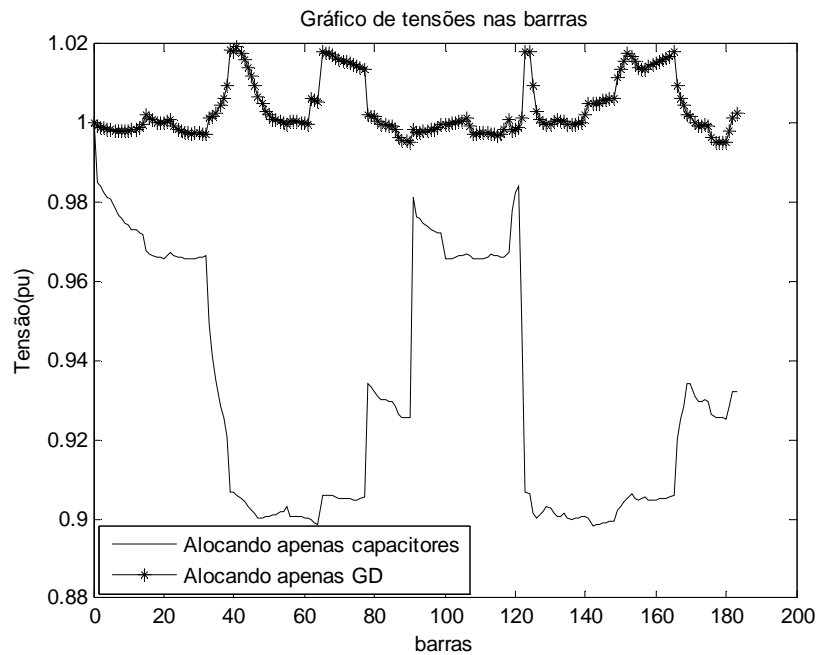


Figura 4.18 – Perfil de tensão antes e depois da alocação de bancos de capacitores e unidades de geração distribuída.

A comparação da capacidade de redução das perdas pode ser observada na tabela 4.27.

Tabela 4.27 - Percentual de redução de perdas comparando a alocação de banco de capacitores e de unidades de GD.

Perdas com a alocação dos bancos de capacitores (MW)	Perdas com a alocação das unidades de GD (MW)	Percentual de redução das perdas em relação à alocação de capacitores
0,2432	0,01857	92,36%

Dessa forma, percebe-se que a utilização de colocar unidades de GD nas barras corretas do sistema, fornecendo potência ativa e reativa, reduz muito mais as perdas do que a alocação de bancos de capacitores.

#### 4.5 – SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL DE 80 TRECHOS

O quarto sistema a ser analisado é um alimentador radial de 81 barras e 80 trechos. Os dados de linha e de carga se encontram no apêndice D. Esse é um alimentador real obtido da CEB.

O perfil de tensão antes da inserção de unidades de GD ou de capacitores é mostrado na figura 4.19.

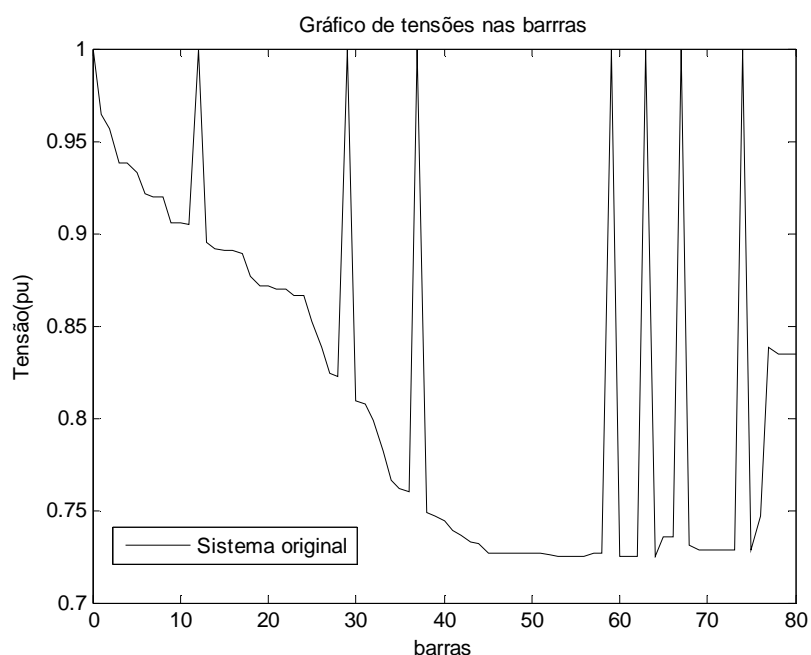


Figura 4.19 – Perfil de tensão inicial para o sistema de 80 trechos.

O gráfico acima mostra que em algumas barras a tensão é 1 pu. Isso se deve ao fato de que alguns ramos laterais do alimentador estão próximos da barra da subestação, o consumo das cargas é baixo, ou a impedância das linhas desses trechos é relativamente reduzida. A partir da barra de referência, há uma queda natural das tensões do sistema, à medida que as distâncias vão aumentando. Além disso, esse efeito de “picos” observado no gráfico pode ser provocado pelo padrão de numeração utilizado para as barras do sistema.

As perdas elétricas para este sistema é de 0,03426 MW.

#### 4.5.1 – Alocação de geração distribuída

Para esse exemplo resolveu-se alocar apenas 1 unidade de GD a fim de verificar o comportamento do sistema. Esse teste foi proposto porque, na prática, muitas vezes a possibilidade de se alocar unidades de GD pode ser bastante restrita. Além disso, conforme pode ser visto no apêndice D, as cargas desse alimentador são muito pequenas, não sendo necessário alocar muitas unidades de GD.

Tabela 4.28 - Barra escolhida.

Ordem de alocação	Barra escolhida
1º	40

O perfil de tensão do sistema antes e depois da alocação da unidade de GD pode ser observado na figura 4.20.

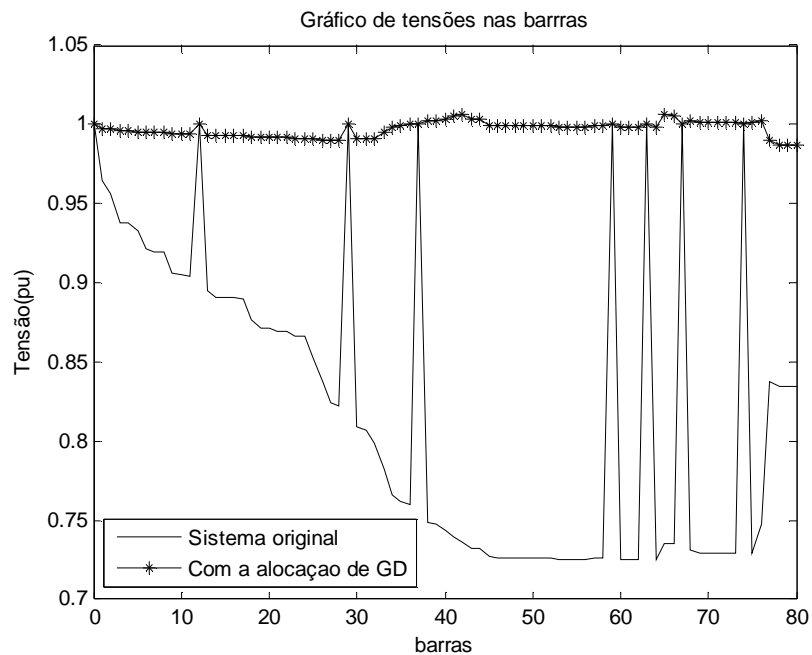


Figura 4.20 – Perfil de tensão antes e depois da alocação da unidade de geração distribuída.

O perfil de tensão do sistema melhorou consideravelmente com a inserção de apenas 1 unidade de GD, fazendo com que as tensões ficassem muito próximas de 1 pu. A tabela 4.29 mostra o percentual de redução das perdas que a utilização de unidades de GD proporciona no sistema.

Tabela 4.29 - Percentual de redução das perdas para o caso da alocação de geração distribuída.

Barras Escolhida	Perdas antes da alocação de GD (MW)	Perdas depois da alocação da GD (MW)	Percentual de redução das perdas
40	0,03426	0,00098	97,14%

As potências ativas e reativas injetadas são mostradas na tabela 4.30.

Tabela 4.30 - Potências ativas e reativas injetadas por cada unidade de geração distribuída.

Barra de alocação	Potência ativa (MW)	Potência reativa (Mvar)
40	0,117	0,087

Assim, o percentual das perdas de potência ativa que a alocação de 1 unidade de GD proporciona ao sistema é 97,14%.

#### 4.5.2 – Alocação de bancos de capacitores

Além da alocação de GD, também foram feitos testes de alocação de bancos de capacitores, mas desta vez, como as cargas são pequenas, serão usados bancos de capacitores hipotéticos de 10 kvar.

A quantidade de bancos de capacitores e as barras alocadas são mostradas na tabela 4.31.

Tabela 4.31 - Localização e quantidade de bancos de capacitores inseridos.

Barras alocadas	Quantidade de bancos de capacitores
30	1
37	1
50	1
54	1
56	1
60	1
62	1
71	1

O perfil de tensão do sistema antes e depois da alocação dos bancos de capacitores pode ser observado na figura 4.21.

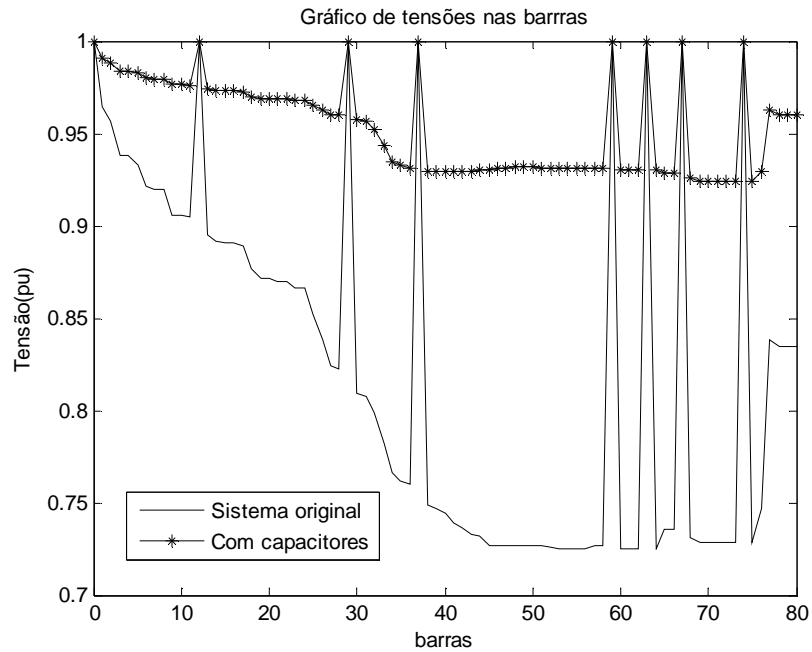


Figura 4.21 – Perfil de tensão antes e depois da alocação de bancos de capacitores

Observa-se que os níveis de tensão melhoraram bastante em relação ao obtido antes da alocação de capacitores, mas o resultado não foi tão significativo quando utilizou-se GD. As perdas antes e depois da alocação de banco de capacitores podem ser vistas na tabela 4.32.

Tabela 4.32 - Percentual de redução de perdas para o caso da alocação de banco de capacitores.

Perdas antes da alocação dos bancos de capacitores(MW)	Perdas depois da alocação dos bancos de capacitores(MW)	Percentual de redução das perdas
0,03426	0,01757	48,71%

Com a inserção de 8 bancos de capacitores de 10 kvar, houve uma pequena melhoria nos níveis de tensão e nas perdas elétricas do sistema, mas não tanto quanto o obtido com a alocação de unidades de GD.

#### 4.5.3 – Alocação de geração distribuída e bancos de capacitores simultaneamente

Também foi feito para esse sistema o mesmo teste em que são alocadas ambas, GD e capacitores, no mesmo sistema. O resultado é mostrado na tabela 4.33.



Tabela 4.33 - Barra escolhida.

Ordem de alocação	Barra escolhida
1º	40

Observa-se que as barras escolhidas para a alocação de unidades de GD foram as mesmas da seção 4.5.1. O perfil de tensão do sistema antes e depois da alocação dos bancos de capacitores e das unidades de GD pode ser observado na figura 4.22.

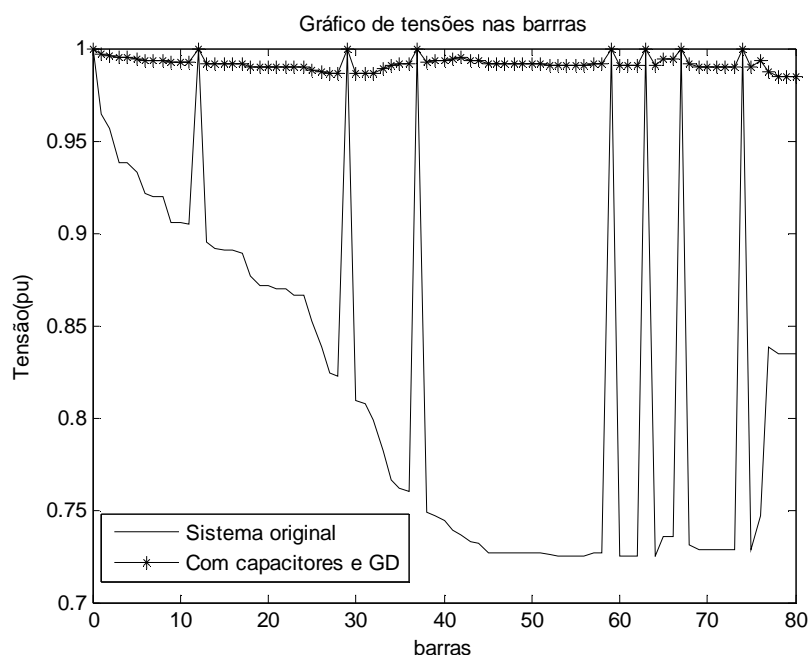


Figura 4.22 – Perfil de tensão antes e depois da alocação de bancos de capacitores e unidades de geração distribuída.

As tensões ainda alcançam níveis melhores do que os obtidos com a alocação de unidade de GD, apenas. As perdas antes e depois da alocação de banco de capacitores e GD podem ser vistas na tabela 4.34.

Tabela 4.34 - Percentual de redução de perdas para o caso da alocação de banco de capacitores e unidades de geração distribuída.

Perdas antes da alocação dos capacitores e das unidades de GD (MW)	Perdas depois da alocação dos capacitores e das unidades de GD (MW)	Percentual de redução das perdas
0,03426	0,00065	99,81%

As potências injetadas pelas unidades GD podem ser vistas na tabela 4.35.

Tabela 4.35 - Potências ativas e reativas injetadas por cada unidade de geração distribuída.

Barra de alocação	Potência ativa (MW)	Potência reativa (MVar)
40	0,112	0,006

Aqui também é observado que com o fornecimento de energia reativa pelos capacitores, a quantidade de reativos que a unidade de GD deve fornecer se torna menor do que quando utilizou-se apenas GD.

#### 4.5.4 – Comparação entre alocação de geração distribuída e capacitores

Para esse sistema também é interessante comparar os 2 tipos de alocação, de capacitores e de GD. A figura 4.23 mostra o perfil de tensão no sistema de 80 trechos utilizando apenas a alocação de unidades de GD e utilizando apenas a alocação de bancos de capacitores.

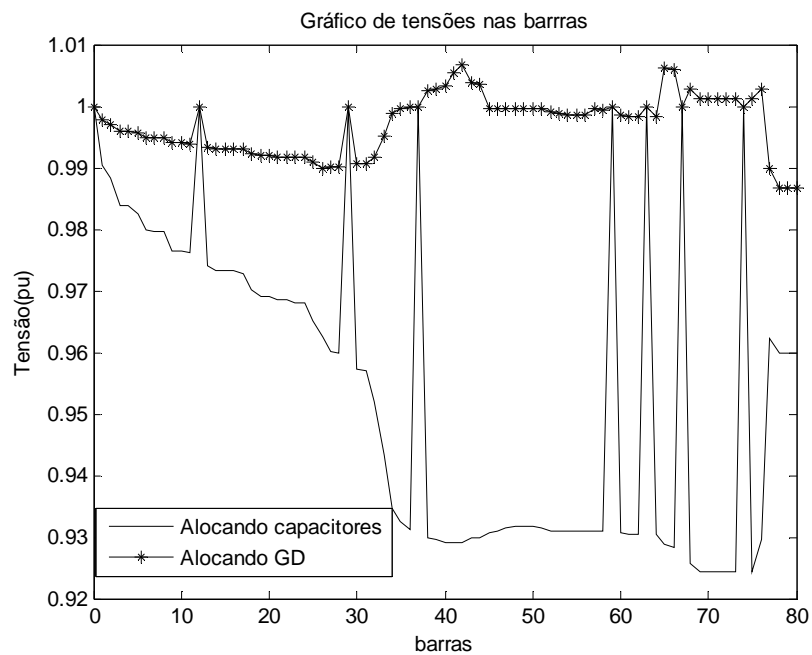


Figura 4.23 – Perfil de tensão alocando apenas capacitores e alocando apenas unidades de geração distribuída.

A comparação da capacidade de redução das perdas pode ser observada na tabela 4.36.

Tabela 4.36 - Percentual de redução de perdas comparando a alocação de banco de capacitores e de unidades de geração distribuída.

Perdas com a alocação dos bancos de capacitores (MW)	Perdas com a alocação das unidades de GD (MW)	Percentual de redução das perdas em relação à alocação de capacitores
0,01757	0,00065	95,90%

Pecebe-se que a utilização de unidades de GD reduzem muito mais as perdas do sistema do que a alocação de capacitores. Além disso, os níveis de tensão ficam muito mais próximos de 1 pu, mesmo no caso de barras mais distantes ou com maior carga, do que utilizando capacitores.

## **5. CONCLUSÕES**

### **5.1 – CONCLUSÕES GERAIS**

O presente trabalho teve o objetivo de desenvolver um algoritmo para alocação e dimensionamento de unidades de geração distribuída em alimentadores de média tensão, além de um algoritmo para alocação de bancos de capacitores fixos. Para isso, foi proposta uma metodologia que utiliza, entre os outros métodos, os métodos de aproximação quadrática e o da coordenação. A partir dos resultados obtidos, observações e análises serão feitas neste capítulo.

A partir de alimentadores reais e de outros encontrados na literatura, o primeiro teste proposto foi o de localização e dimensionamento de unidades de geração distribuída.

Nos sistemas testados, em geral observa-se uma redução bastante acentuada nas perdas de potência ativa totais, considerando que a localização das unidades de GD e suas respectivas injeções de potência ativa e reativa sejam ótimas, ou muito próximas do ponto ótimo.

Além da redução das perdas, foi observado que o perfil de tensão melhorou substancialmente, ficando dentro da faixa estabelecida neste trabalho. Neste caso, não houve a necessidade de se utilizar nenhum método específico para a correção das tensões, como ocorre em alguns trabalhos, para colocar as tensões na faixa entre 0,95 e 1,05 pu.

No primeiro momento, é feito o teste de alocação de unidades “ótimas” em cada barra, isso é um tipo de teste de sensibilidade, onde as barras mais sensíveis produzem as menores perdas nos sistemas analisados. Foi observado que o resultado dessa análise da sensibilidade das barras faz com que a alocação das unidades de GD aconteça nas regiões de maior densidade de carga e também nas barras mais distantes da barra da subestação. É a união desses dois fatores de sensibilidade que fazem com que as perdas se reduzam a valores bem pequenos, como pode ser observado nos sistemas testados.

Na prática sabe-se que nem todas as barras podem possuir unidades de GD, uma vez que algumas delas podem se localizar em regiões onde dificilmente pode-se utilizar uma PCH ou em locais de pouco vento, onde seria inviável uma geração de energia eólica, por

exemplo. No entanto, é importante frisar que, neste trabalho, todas as barras eram candidatas a receber unidades de GD de qualquer potência. Para o caso de uma aplicação prática, é muito fácil reduzir a busca da barra escolhida ou limitar as potências injetadas, alterando o algoritmo desenvolvido.

Através dos testes propostos, pôde-se observar que mesmo a alocação de uma única unidade de GD, no local ótimo, pode reduzir consideravelmente as perdas elétricas no sistema.

Mais discussões sobre os resultados apresentados acerca da alocação de unidades de GD podem ser encontradas em [42,43].

Com relação à alocação de bancos de capacitores utilizando o método proposto na subseção 3.3.3, foi observada uma redução das perdas e uma pequena melhoria nos níveis de tensão. No entanto, ao comparar a alocação de capacitores com a alocação de GD, percebe-se que esta última possui resultados bem melhores.

A heurística desenvolvida para a alocação de capacitores faz com que um ou mais bancos sejam alocados próximos às regiões de alta densidade de carga, resultando em redução das perdas e uma pequena melhoria dos níveis de tensão.

O interesse em testar os sistemas com a alocação simultânea de bancos de capacitores e unidades de GD é devido ao fato de que com a utilização de capacitores, a potência reativa que a unidade de GD deve fornecer é bem menor. Quando uma unidade geradora pode produzir menos potência reativa, maior a facilidade de manobra da geração, em termos de potência ativa.

Em alguns casos, observou-se que a injeção de potência reativa da GD não se reduziu, mesmo existindo banco de capacitores alocados. Isso deve ocorrer devido à distância entre a barra que possui GD e a barra que contém banco de capacitores. Quando essa distância é maior, observa-se que realmente não há uma redução da potência reativa gerada pela unidade de GD. Entretanto, este fenômeno pode ser melhor investigado no futuro.

Quando são alocados no sistema bancos de capacitores e unidades de GD juntas, observa-se que os resultados do percentual de perdas e perfil de tensão são melhores do que utilizando apenas GD. No entanto, a diferença de resultados entre esses 2 testes é muito pequena, restringindo a aplicação da alocação de ambas as tecnologias (capacitores e GD). Se por um lado, a utilização de bancos de capacitores é mais econômica, o uso de GD resulta em uma maior redução de perdas e melhoria do perfil de tensão, provavelmente sendo ainda mais econômicas a médio e longo prazo.

Nesse contexto, percebe-se claramente que o estudo que envolve a utilização da GD é de suma importância. Com o desenvolvimento de pesquisas aliado ao avanço das técnicas de alocação, pode-se diminuir os problemas de se inserir as unidades de GD nos alimentadores, desenvolver formas de controle e proteção, de maneira que a utilização da geração distribuída, em conjunto com a geração centralizada, trará muitos benefícios ao sistema elétrico brasileiro.

Mesmo nesse período em que o mercado de energia está mudando, acredita-se que devido às vantagens que a GD proporciona ao sistema, como melhoria nos níveis de tensão e a redução das perdas observadas, a utilização de unidades de GD será adotada e incentivada por vários ramos que envolve a geração, transmissão e distribuição de energia.

## **5.2 – SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS**

Considerando os resultados obtidos nesse trabalho, podem ser sugeridos os seguintes assuntos para serem estudados em pesquisas futuras:

- Utilizar um método heurístico que reduza o número de testes para a busca da barra escolhida, ao invés de testar todas as barras do alimentador; e
- Limitar a quantidade de barras candidatas e das potências injetadas, de forma a tornar a simulação mais próxima das características de alimentadores reais.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Pabla, A.S. *Electric Power Distribution Systems*. Nova Deli. Tata-Mc-Graw-Hill, 400p,1981.
- [2] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Disponível em: <<http://ons.org.br>>. Acesso em: 07 de Fevereiro, 2006.
- [3] Keane, A. e O'Malley, M. *Optimal Allocation of Embedded Generation on Distribution Networks*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, nº 3, pp.1640-1646, 2005.
- [4] Painuly, J.P. *Barriers to Renewable Energy Penetration: a Framework for Analysis Renewable Energy*. Elsevier, nº 24-2001, Dinamarca, pp.73-89, 2000.
- [5] Gomes, P., Schilling, M. Th., Lima, J. W. M. e Martins, N. *Geração Distribuída: vantagens, problemas e perspectivas*. XV SNPTEE, Foz do Iguaçu, PR, 1999.
- [6] Rahman, T. K. A., Rahim, S. R. A. e Musirin, I. *Optimal Allocation and Sizing of Embedded Generators*. IEEE National Power and Energy Conference, Kuala Lumpur, Malásia, pp.288-294, 2004.
- [7] Borges, C. L. T., Falcão, D. M., Machado Jr., Z.S. e Manzoni, A. *Análise do Impacto da Localização e Dimensão da Geração Distribuída na Confiabilidade, Perdas Elétricas e Perfil de Tensão de Redes de Distribuição*. II CITEL, Salvador, BA, pp. 291-296, 2003.
- [8] Salman, S. K. *The Impact of Embedded Generation on Voltages Regulations and Losses of Distribution Networks*. IEE Colloquium, The Impact of Embedded Generation on Distribution Networks, 1996.
- [9] Woodworth, M. *A Co-generator's (CHP) Viewpoint*. IEE, The Impact of Embedded Generation on the Distribution Networks, 1996.
- [10] Gallardo, J. A. M. *Impacto de Geradores Síncronos no Desempenho de Regime Permanente de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. Tese de Mestrado, Departamento de Sistemas e Controle de Energia, Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, UNICAMP, 2005.
- [11] Kagan, N.,Oliveira, C. C. B. e Guaraldo, J.C. *Avaliação Técnico-Econômica da Viabilidade de Projetos de Geração Distribuída*. II CITEL, Salvador, BA, pp. 297-

299, 2003.

- [12] Guillot, M., Collombet, C., Bertrand, P. e Gotzig, B. *Protection of Embedded Generation to a Distribution Network and Loss of Mains Detection*. IEE, Conference Publication n° 482, CIRED, 2001.
- [13] Spier, E. B., Lemos, F. A. B., Bazanella, A. S. e Rosa, M.A. *Avaliação da Conexão de Produtores Independentes em Alimentadores Radiais de Sistemas de Distribuição*. VIII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação de Expansão Elétrica, 2002.
- [14] Romagnoli, H.C. e Camargo, C. B. *Perspectivas para a Geração Distribuída no Marco Regulatório Atual do Setor Elétrico Brasileiro*. VI SBQEE, Belém, PA, pp.337-342, 2005.
- [15] Ng, H., Salama, M. e Chikhani, A. *Classification of Capacitor Allocation Techniques*. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 1, n° 4, 2000.
- [16] Duran, H. *Optimum Number, location and Size of Shunt Capacitors in Radial Distribution: a Dynamic Programming approach*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 87, pp. 1769-1774, 1968.
- [17] Baran, M. e Wu, F. *Optimal Sizing of Capacitors Radial Distribution System*. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 4, n° 1, pp. 735-743, 1989.
- [18] Baran, M. e Wu, F. *Optimal Capacitors on a Radial Distribution System*. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 4, n° 1, pp. 725-733, 1989.
- [19] Ferreira, H. *Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica: Um algoritmo Genético para Alocação Ótima de Capacitores*. Tese de Mestrado. Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Campina Grande, 2002.
- [20] Huang Y., Yang H. e Huang C. *Solving the Capacitor Placement Problem in Radial Distribution System using Tabu Search Approach*. IEE Transactions on Power Systems, vol. 11, n° 4, 1996.
- [21] Kagan, N. e Oliveira, B. *Utilização de algoritmos genéticos para a minimização de perdas em redes de distribuição de energia elétrica*. Anais do III Congresso Latino Americano de Distribuição de Energia Elétrica, pp. 587-591, 1998.
- [22] Chiang, H., Wang, C., Cockings, O. e Shin, H. *Optimal Capacitor Placement in*



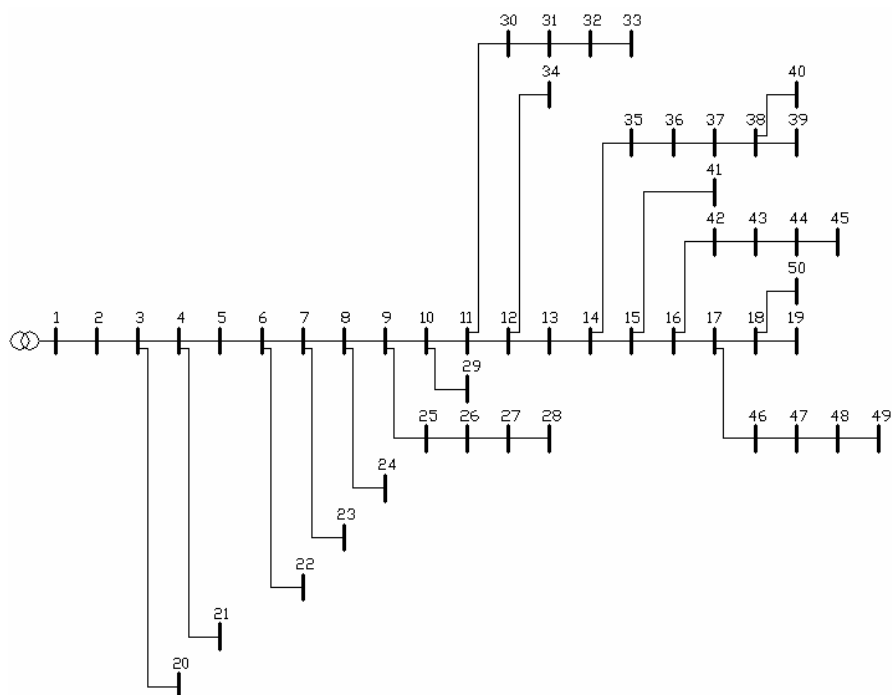
- Distribution Systems, part I and part II.* . IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 5, pp. 634-649, 1990.
- [23] Boone, G. e Chiang, H. *Optimal Capacitor Placement in Distribution Systems by Genetic Algorithm.* Electric Power & Energy Systems, vol. 15, nº 3, pp. 155-162, 1993.
- [24] Miu, K., Chiang, H. e Darling, D. *Capacitor placement, replacement and control in large scale distribution systems by a GA-based two-stage algorithm.* IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, nº 3, pp. 1160-1166, 1997.
- [25] Gallego, R. A., Monticelli, A. e Romero, R. *Optimal Capacitor Placement in Radial Distribution Networks.* IEE Transactions on Power Systems, vol. 16, nº 4, 2001.
- [26] Ministério das Minas e Energia – MME. Disponível em < <http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: 25 de Março, 2006.
- [27] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/15.htm>>. Acesso em: 13 de Maio, 2006.
- [28] Portal GD. Disponível em: < <http://portalgd.com.br> >. Acesso em: 6 de Agosto, 2005.
- [29] Instituto Nacional de Eficiência Energética – INEE. Disponível em: <<http://inee.com.br>>. Acesso em: 22 de Maio, 2006.
- [30] Knor, E., Spier, E. B. e Lemos, F.A. Análise da Operação Isolada de um Sistema de Distribuição com Geração Distribuída. XV SENDI, 2002.
- [31] Zumarán, D. R. O. *Avaliação Econômica da Geração de Energia Elétrica Fotovoltaica Conectada à Redes em Mercados Elétricos Desregulados.* Programa de Pós-Graduação em Energia, USP, 2000.
- [32] Martins, C.C. *Avaliação de Determinados Aspectos Estáticos e Dinâmicos da Presença de Geração Distribuída numa Rede de Distribuição.* Tese de Mestrado, UFRJ, 2004.
- [33] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. *Nota Técnica nº 269/2005,* Disponível em < <http://www.aneel.gov.br> >. Acesso em: 10 de Janeiro, 2006.
- [34] Ministério das Minas e Energia – MME. *PROINFA, 2002.* Disponível em < [http://www.mme.gov.br/programs\\_display.do?chn=877](http://www.mme.gov.br/programs_display.do?chn=877)>. Acesso em: 15 de Março, 2006.

- [35] Hollanda, J.B. *EUA Começam a ceder à geração distribuída*. Disponível em: <<http://portalgd.com.br>>. Acesso em: 22 de Maio, 2006.
- [36] Luenberger, G.D. *Introduction to Linear and Nonlinear Programming*. Addison-Wesley Publishing Company Inc, 356p, 1973.
- [37] Jenkins, N. *Embedded Generation*. *Power Engineering Journal*, Junho, 1995.
- [38] Kundur, P. *Power System Stability and Control*. New York, McGraw-Hill, 1176p, 1994.
- [39] Coelho, M.A., Biagio, M. A., Sampaio, K., Cuervo, P. e Frazão, F. R. *Implementação de Metodologia de Alocação de Bancos de Capacitores em Alimentadores de 13.8kV*. VII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente, São Luís, MA, 2005.
- [40] Wikipedia – Disponível em: <<http://pt.wikipedia.org/wiki/Heur%C3%ADstica>>. Acesso em: 13 de Abril, 2006.
- [41] MatPower, versão 3.0.0. Power Systems Engineering Research Center (PSerc), School of Electrical Engineering, Cornell University, Ithaca, NY 14853, 2005.
- [42] Guedes, L.M., Mendonça, K. R. S. e Coelho, M. A. F. E. *Dimensionamento e localização ótima de unidades de geração distribuída utilizando o modelo do fluxo de carga radial*. V CBPE, pp. 572-585, Brasília, DF, 2006.
- [43] Guedes, L.M., Mendonça, K. R. S. e Coelho, M. A. F. E. *Alocação e dimensionamento de unidades de geração distribuída utilizando programação não linear para sistemas de distribuição modelados com fluxo de carga radial*. XVII SENDI, aceito para apresentação em poster, Belo Horizonte, MG, Agosto de 2006.

## **APÊNDICES**

## APÊNDICE A – DADOS DO ALIMENTADOR DE 49 TRECHOS

O formato dos arquivos de entrada que contém os dados das linhas é o mostrado nesses apêndices. São esses arquivos em formato texto que servem de entrada do programa de alocação desenvolvido nesse trabalho. Os vetores *ifr* e *ito* são as referências para a numeração das barras. Os vetores *rl* e *xl* são respectivamente valores de resistência e reatância de linha. Os vetores *Pl* e *Ql* são respectivamente valores de potência ativa e reativa de carga. A Figura abaixo mostra esse alimentador de 49 trechos.



Alimentador de 49 trechos

Tensão de base (kV)

13,8

Potência de base (MVA)

1

Vetor ifr (barra de origem)

[1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 3 4 6 7 8 9 25 26 27 10 11 30 31 32 12 14 35  
36 37 38 38 15 16 42 43 44 17 46 47 48 18]

Vetor ito (barra de destino)

[2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33  
34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50]

rl (ohms)

[0,4492 0,0680 0,1436 0,0748 0,0340 0,1894 0,1159 0,1099 0,0872 0,1441 0,0872 0,0232  
0,0729 0,1162 0,1009 0,0322 0,0897 0,0602 0,0089 0,0062 0,0482 0,0334 0,0330 0,0461  
0,1991 0,2017 0,1995 0,0123 0,0379 0,2097 0,1999 0,2306 0,0100 0,0451 0,2012 0,2015  
0,0638 0,1314 0,3031 0,1260 0,0120 0,0398 0,0398 0,0395 0,0115104 0,039792  
0,0392672 0,0404256 0,0537418]

xl (ohms)

[0,5896 0,0893 0,1339 0,0981 0,0446 0,1959 0,1134 0,1443 0,1145 0,1289 0,1145 0,0304  
0,0957 0,1374 0,1324 0,0422 0,1177 0,0789 0,0117 0,0082 0,0147 0,0233 0,0153 0,0261  
0,0606 0,0614 0,0607 0,0161 0,0254 0,0638 0,0609 0,0702 0,0131 0,0273 0,0612 0,0613  
0,0194 0,0496 0,0923 0,0383 0,0158 0,0522 0,0522 0,0518 0,0151074 0,052227  
0,051538201 0,0530586 0,0163562]

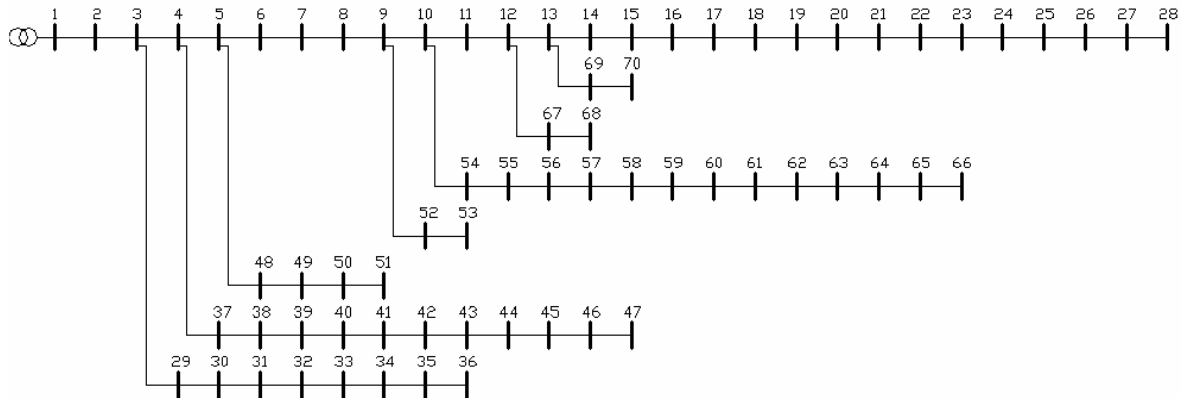
PI (MW)

[0 0,012 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0,18 0 0 0 0 0 0,004 0,036 0 0 0 0,18 0,0896 0,12 0,12 0 0,024  
0,09 0,12 0 0 0,036 0,09 0,12 0,12 0 0,09 0,06 0,036 0,06 0,06 0,09 0,09 0,06 0,06 0,12  
0,09]

Ql (Mvar)

[0 0,009 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0,135 0 0 0 0 0 0,003 0,027 0 0 0 0,135 0,0672 0,09 0,09 0  
0,018 0,0675 0,09 0 0 0,027 0,0675 0,09 0,09 0 0,0675 0,045 0,027 0,045 0,045 0,0675  
0,0675 0,045 0,045 0,09 0,0675]

## APÊNDICE B – DADOS DO ALIMENTADOR DE 69 TRECHOS



Alimentador de 69 trechos

Tensão de base (kV)

12,66

Potência de base (MVA)

4,6602

Potência de banco de Capacitores (Mvar)

0,3

Vetor ifr (barra de origem)

[1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 3 29 30 31 32 33  
34 35 4 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 5 48 49 50 9 52 10 54 55 56 57 58 59 60 61 62 63  
64 65 12 67 13 69]

Vetor ito (barra de destino)

[2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33  
34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 54 55 56 57 58 59 60 61 62  
63 64 65 66 67 68 69 70]

rl (ohms)

[0,0005 0,0005 0,0000 0,0015 0,0251 0,3660 0,3811 0,0922 0,0493 0,8190 0,1872 0,7114  
1,03 1,044 1,0580 0,1966 0,3744 0,0047 0,3276 0,2106 0,3416 0,0140 0,1591 0,3463  
0,7488 0,3089 0,1732 0,0044 0,0640 0,3978 0,0702 0,351 0,8390 1,7080 1,4740 0,0044  
0,0640 0,1053 0,0304 0,0018 0,7283 0,3100 0,0410 0,0092 0,1089 0,0009 0,0034 0,0851  
0,2898 0,0822 0,0928 0,3319 0,1740 0,2030 0,2842 0,2813 1,5900 0,7837 0,3042 0,3861  
0,5075 0,0974 0,1450 0,7105 1,0410 0,2012 0,0047 0,7394 0,0047]

xl (ohms)

[0,0012 0,0012 0,0000 0,0036 0,0294 0,1864 0,1941 0,0470 0,0251 0,2707 0,0619 0,2351  
0,34 0,345 0,3496 0,0650 0,1238 0,0016 0,1083 0,0696 0,1129 0,0046 0,0526 0,1145  
0,2475 0,1021 0,0572 0,0108 0,1565 0,1315 0,0232 0,116 0,2816 0,5646 0,4873 0,0108  
0,1565 0,1230 0,0355 0,0021 0,8509 0,3623 0,0478 0,0116 0,1373 0,0012 0,0084 0,2083  
0,7091 0,2011 0,0473 0,1114 0,0886 0,1034 0,1447 0,1433 0,5337 0,2630 0,1006 0,1172  
0,2585 0,0496 0,0738 0,3619 0,5302 0,0611 0,0014 0,2444 0,0016]

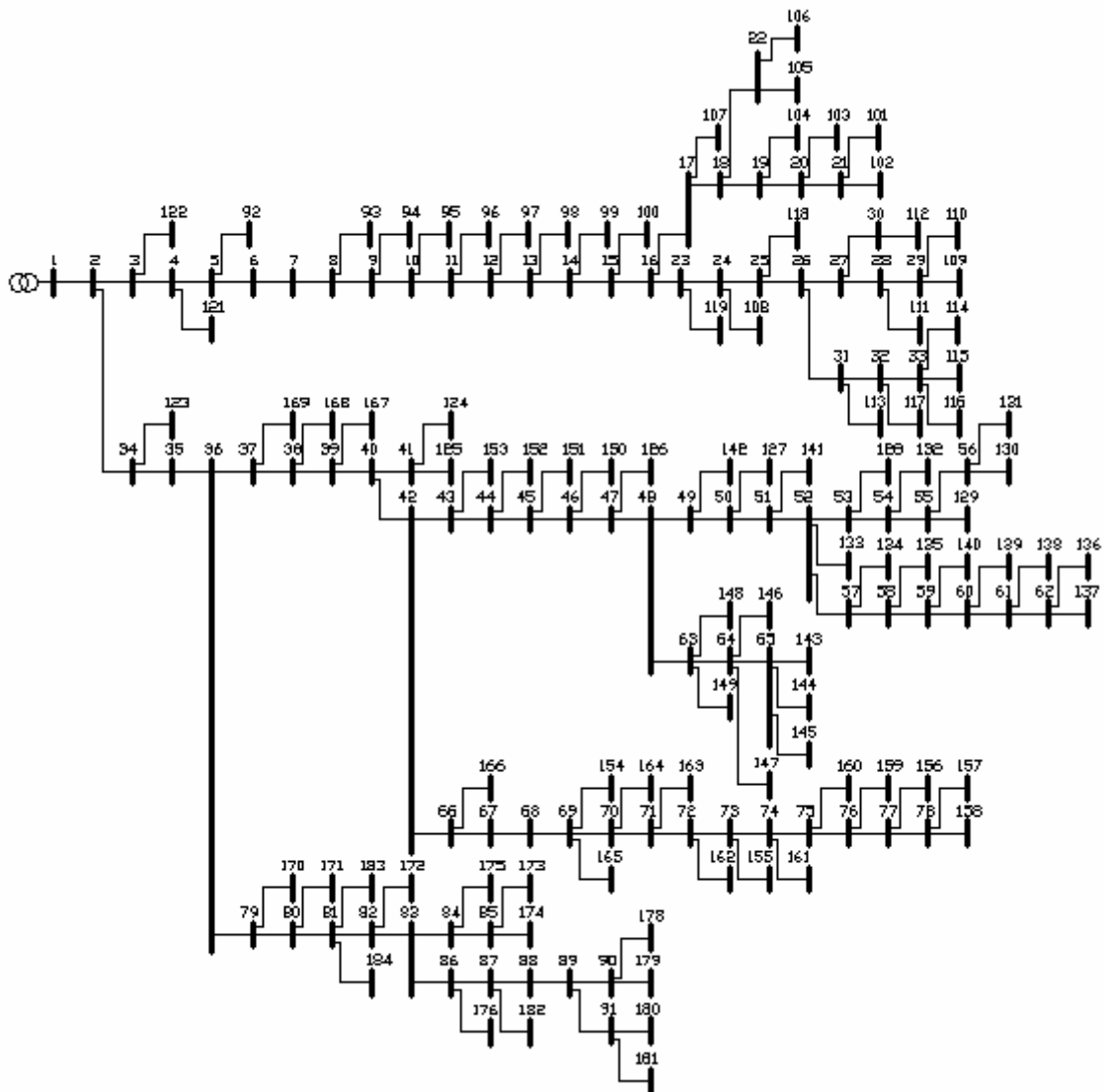
Pl (MW)

[0 0 0 0 0 0,0026 0,0404 0,075 0,03 0,028 0,145 0,145 0,008 0,008 0 0,0455 0,06 0,06 0  
0,001 0,114 0,0053 0 0,028 0 0,014 0,014 0,026 0,026 0 0 0 0,014 0,0195 0,006 0,026  
0,026 0 0,024 0,024 0,0012 0 0,006 0 0,0392 0,0392 0 0,079 0,3847 0,3847 0,0405 0,0036  
0,0044 0,0264 0,024 0 0 0 0,1 0 1,244 0,032 0 0,227 0,059 0,018 0,018 0,028 0,028 ]

Ql (Mvar)

[0 0 0 0 0 0,0022 0,03 0,054 0,022 0,019 0,104 0,104 0,0055 0,0055 0 0,03 0,035 0,035 0  
0,0006 0,081 0,0035 0 0,02 0 0,01 0,01 0,0186 0,0186 0 0 0 0,01 0,014 0,004 0,0186  
0,0186 0 0,017 0,017 0,001 0 0,0043 0 0,0263 0,0263 0 0,0564 0,2745 0,2745 0,0283  
0,0027 0,0035 0,019 0,0172 0 0 0 0,072 0 0,888 0,023 0 0,162 0,042 0,013 0,013 0,02 0,02  
]

## APÊNDICE C – DADOS DO ALIMENTADOR DE 183 TRECHOS



Alimentador de 183 trechos

Tensão de base (kV)

13,8

Potência de base (MVA)

1,0

Potência de Banco de Capacitores (Mvar)

0,3



Vetor ifr (barra de origem)

[1 2 3 4 5 5 6 7 8 8 9 9 10 10 11 11 12 12 13 13 14 14 15 15 16 17 18 19 20 21 21 20 19 18  
22 22 17 16 23 24 24 25 26 27 28 29 29 28 27 30 26 31 31 32 33 33 33 32 25 23 7 4 3 2 34  
34 35 36 37 38 39 40 41 41 40 42 43 44 45 46 47 47 48 49 50 50 51 52 53 53 54 55 55 56  
56 54 52 52 57 57 58 58 59 60 61 62 62 61 60 59 51 49 48 63 64 65 65 65 64 64 63 63 46  
45 44 43 42 66 67 68 69 69 70 71 72 73 73 74 75 76 77 77 78 78 76 75 74 72 71 70 69 66  
39 38 37 36 79 79 80 80 81 82 82 83 84 85 85 84 83 86 86 87 88 88 89 90 90 89 91 91 87  
81 81]

Vetor ito (barra de destino)

[2 3 4 5 92 6 7 8 93 9 94 10 95 11 96 12 97 13 98 14 99 15 100 16 17 18 19 20 21 101 102  
103 104 22 105 106 107 23 24 108 25 26 27 28 29 109 110 111 30 112 31 113 32 33 114  
115 116 117 118 119 120 121 122 34 123 35 36 37 38 39 40 41 124 125 42 43 44 45 46 47  
126 48 49 50 127 51 52 53 128 54 55 129 56 130 131 132 133 57 134 58 135 59 60 61 62  
136 137 138 139 140 141 142 63 64 65 143 144 145 146 147 148 149 150 151 152 153 66  
67 68 69 154 70 71 72 73 155 74 75 76 77 156 78 157 158 159 160 161 162 163 164 165  
166 167 168 169 79 170 80 171 81 82 172 83 84 85 173 174 175 86 176 87 88 177 89 90  
178 179 91 180 181 182 183 184]

rl(ohms)

[0,610128 0,148284 0,209124 0,216036 0,231804 0,05355 0,434448 0,28827 0,247122  
0,144576 0,242352 0,248364 0,266832 0,17163 0,19548 0,230112 0,20637 0,107118  
0,230256 0,199242 0,163944 0,216234 0,234882 0,883314 0,427842 0,231894 0,333252  
0,122184 0,235188 0,189774 0,171 0,224676 0,68679 0,10926 0,174924 0,15021  
0,195606 0,277308 0,432288 0,163746 0,214938 0,16074 0,144738 0,052218 0,16137  
0,171972 0,222624 0,189324 0,174366 0 0,060822 0,229662 0,2412 0,208044 0,189666  
0,194382 0,232524 0,23202 0,166392 0,230706 0,16992 0,23175 0,23004 2,130192  
0,337446 0,504432 0,39693708 0,57704364 0,31437 0,569034 1,593432 0,196002  
0,028818 0,23598 0,126378 0,138042 0,143712 0,217116 0,209142 0,250884 0,23995008  
0,298386 0,31401 0,335142 0,243234 0,19359 0,21375 0,127386 0,17253 0,231912  
0,257382 0,171576 0,709074 0,096012 0,301788 0,245286 0,155106 0,169182 0,273366  
0,048492 0,229248 0,112644 0,103446 0,2151 0,133722 0 0,732816 0,226404 0,22563  
0,212274 0,234738 0,160596 0,16857 0,23625 0,301914 0,697374 0,223902 0,243918  
0,219942 0,247968 0,22698 0,202734 0,25083 0,240894 0,2457 0,24156 0,220518

0,065808 0,049752 0,105336 0,234216 0,183762 0,073152 0,173826 0,042984 0,191466  
0,143334 0,214092 0,21546 0,374706 0,390258 0,274986 0,156852 0,097182 0,252396  
0,246204 0,174402 0,234594 0,127332 0,237096 0,194922 0,193878 0,049878 0,50418  
0,040608 0,15034896 0,116118 0,143766 0,299142 0,239256 0,24687 0,265572 0,156618  
0,053694 0,222084 0,469332 0,245484 0,183546 0,152874 0,173556 0,34344 0,802674  
0,2833317 0,529326 0,11898 0,169704 0,153954 0,11673 0,082206 0,170136 0,185616  
0,301644 0,242478]

xl(ohms)

[0,8677376 0,2108928 0,2974208 0,3072512 0,3296768 0,07616 0,6178816 0,409984  
0,3514624 0,2056192 0,3446784 0,3532288 0,3794944 0,244096 0,278016 0,3272704  
0,293504 0,1523456 0,3274752 0,2833664 0,2331648 0,3075328 0,3340544 1,2562688  
0,6084864 0,3298048 0,4739584 0,1737728 0,3344896 0,2699008 0,2432 0,3195392  
0,976768 0,155392 0,2487808 0,213632 0,2781952 0,3943936 0,6148096 0,2328832  
0,3056896 0,228608 0,2058496 0,0742656 0,229504 0,2445824 0,3166208 0,2692608  
0,2479872 0 0,0865024 0,3266304 0,34304 0,2958848 0,2697472 0,2764544 0,3307008  
0,329984 0,2366464 0,3281152 0,241664 0,3296 0,327168 3,0296064 0,4799232  
0,7174144 0,564532736 0,820684288 0,447104 0,8092928 2,2662144 0,2787584  
0,0409856 0,335616 0,1797376 0,1963264 0,2043904 0,3087872 0,2974464 0,3568128  
0,341262336 0,4243712 0,446592 0,4766464 0,3459328 0,275328 0,304 0,1811712  
0,245376 0,3298304 0,3660544 0,2440192 1,0084608 0,1365504 0,4292096 0,3488512  
0,2205952 0,2406144 0,3887872 0,0689664 0,3260416 0,1602048 0,1471232 0,30592  
0,1901824 0 1,0422272 0,3219968 0,320896 0,3019008 0,3338496 0,2284032 0,239744  
0,336 0,4293888 0,9918208 0,3184384 0,3469056 0,3128064 0,3526656 0,322816  
0,2883328 0,356736 0,3426048 0,34944 0,343552 0,3136256 0,0935936 0,0707584  
0,1498112 0,3331072 0,2613504 0,1040384 0,2472192 0,0611328 0,2723072 0,2038528  
0,3044864 0,306432 0,5329152 0,5550336 0,3910912 0,2230784 0,1382144 0,3589632  
0,3501568 0,2480384 0,3336448 0,1810944 0,3372032 0,2772224 0,2757376 0,0709376  
0,717056 0,0577536 0,213829632 0,1651456 0,2044672 0,4254464 0,3402752 0,351104  
0,3777024 0,2227456 0,0763648 0,3158528 0,6674944 0,3491328 0,2610432 0,2174208  
0,2468352 0,488448 1,1415808 0,40296064 0,7528192 0,169216 0,2413568 0,2189568  
0,166016 0,1169152 0,2419712 0,2639872 0,4290048 0,3448576]

PI (MW)

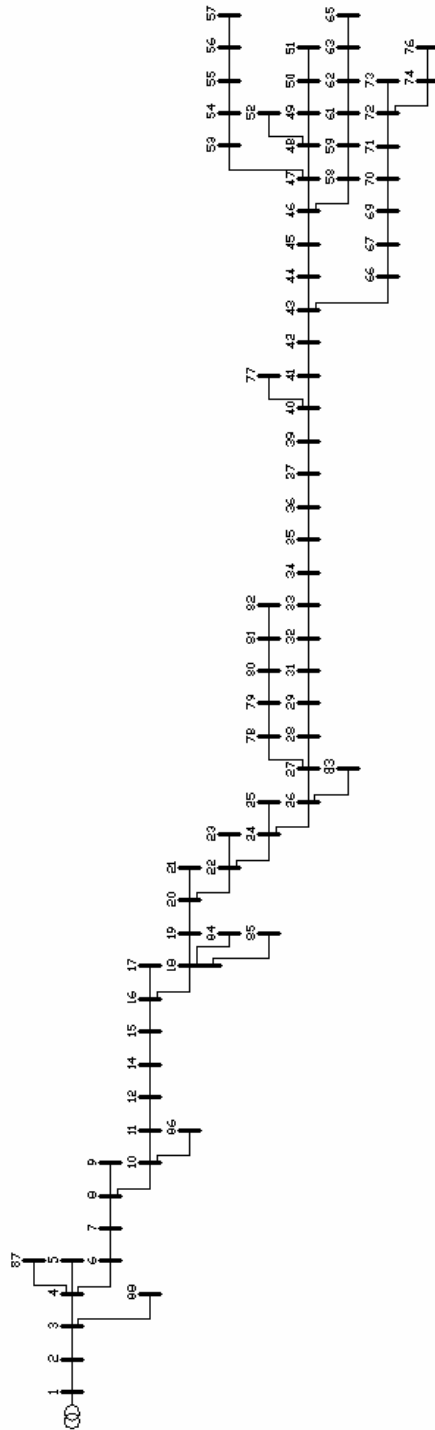
[0 0 0 0,012 0,024 0,012 0 0 0,06 0 0,036 0 0,024 0 0,036 0 0,06 0 0,024 0 0,036 0 0,024 0  
0 0 0 0 0,06 0,0192 0,024 0,024 0 0,024 0,024 0,024 0 0 0,024 0 0 0 0 0,036 0,036  
0,036 0,024 0,024 0 0,024 0 0 0,036 0,036 0,036 0,036 0,0192 0,024 0,036 0,024 0,024 0  
0,024 0,0288 0 0 0 0 0,036 0,06 0 0 0 0 0,024 0 0 0,036 0 0 0,048 0 0 0,036 0  
0,024 0,0288 0,036 0,036 0 0,024 0 0,036 0 0 0 0,036 0,036 0,036 0,024 0,036 0,036  
0,0288 0 0 0,06 0,036 0,036 0,036 0,036 0,06 0,036 0,024 0,06 0,06 0,036 0 0,024 0,024  
0 0,036 0 0 0 0,036 0 0 0 0,036 0 0,036 0,06 0,024 0,036 0,0192 0,024 0,0192 0,036  
0,024 0,024 0,012 0,036 0,12 0 0,036 0 0,06 0 0 0,036 0 0 0,036 0,036 0,036 0 0,036 0 0  
0,06 0 0 0,036 0,024 0 0,036 0,06 0,036 0,036 0,036]

QI (Mvar)

[0 0 0 0,009 0,018 0,009 0 0 0,045 0 0,027 0 0,018 0 0,027 0 0,045 0 0,018 0 0,027 0  
0,018 0 0 0 0 0,045 0,0144 0,018 0,018 0 0,018 0,018 0,018 0 0 0,018 0 0 0 0 0,027  
0,027 0,027 0,018 0,018 0 0,018 0 0 0,027 0,027 0,027 0,027 0,0144 0,018 0,027 0,018  
0,018 0 0,018 0,0216 0 0 0 0 0,027 0,045 0 0 0 0 0,018 0 0 0,027 0 0 0,036 0 0  
0,027 0 0,018 0,0216 0,027 0,027 0 0,018 0 0,027 0 0 0 0,027 0,027 0,027 0,018 0,027  
0,027 0,0216 0 0 0,045 0,027 0,027 0,027 0,027 0,045 0,027 0,018 0,045 0,045 0,027 0  
0,018 0,018 0 0,027 0 0 0 0,027 0 0 0 0,027 0 0,027 0,045 0,018 0,027 0,0144 0,018  
0,0144 0,027 0,018 0,018 0,009 0,027 0,09 0 0,027 0 0,045 0 0 0,027 0 0 0,027 0,027  
0,027 0 0,027 0 0 0,045 0 0 0,027 0,018 0 0,027 0,045 0,027 0,027 0,027]

## APÊNDICE D – DADOS DO ALIMENTADOR DE 80 TRECHOS

Este alimentador não possui alguns números de barras, fazendo com que o total destas, segundo essa numeração, ultrapasse 81. No entanto, essa rede possui 80 trechos e a barra escolhida para possuir GD é a barra 40, conforme mostra a Figura abaixo.



Alimentador de 80 trechos

Tensão de base (kV)

13,8

Potência de base (MVA)

1

Potência de Banco de Capacitores (Mvar)

0,01

Vetor ifr (barra de origem)

[ 1 2 3 4 4 6 7 8 8 10 11 12 14 15 16 16 18 19 20 20 22 22 24 24 26 27 28 29 31 32 33 34  
35 36 37 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 48 47 53 54 55 56 46 58 59 61 62 63 43 66  
67 69 70 71 72 72 74 40 27 78 79 80 81 26 18 18 10 4 3]

Vetor ito (barra de destino)

[ 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 31 32 33 34 35  
36 37 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 54 55 56 57 58 59 61 62 63 65 66 67  
69 70 71 72 73 74 76 77 78 79 80 81 82 83 84 85 86 87 88]

rl (ohms)

[ 19,5932997 4,3795437 9,9641643 0,6640158 2,851824 6,1939563 1,0890705 0,8422548  
7,6476615 0,1882083 0,5878866 4,996734 2,2871991 0,0960678 0,9204987 0,9204987  
6,9924066 2,7189 1,3549185 1,3549185 0,8075133 2,0385708 4,8713684 7,3522077  
8,0769456 8,3391684 1,1615745 8,2385691 1,2948006 9,5617406 20,2655695 20,563705  
4,7992171 3,0165197 8,4385593 1,0274421 2,3458065 4,6934256 2,4421764 6,5329125  
0,7467912 9,8853005 0,8785068 8,5838694 5,5377951 1,3313547 1,2799977 1,0035762  
2,1579003 3,3369966 1,1041755 3,7381854 2,857866 0,8785068 0,3936363 5,6380923  
4,0200447 1,0926957 9,2314982 1,2676116 3,0104041 19,2549666 19,294718 3,2489125  
7,4310778 3,7213426 3,7213426 30,1025121 1,2428394 1,2147441 37,8066392  
4,0164203 3,8971661 3,4354383 1,1053839 0,8712564 0,8712564 0,1882083 0,6640158  
1,2138378]

xl(ohms)

[ 27,4734252 6,1409292 13,9715988 0,9310728 3,998784 8,6850708 1,527078 1,1809968  
10,723434 0,2639028 0,8243256 7,006344 3,2070756 0,1347048 1,2907092 1,2907092  
9,8046456 3,8124 1,899846 1,899846 1,1322828 2,8584528 2,907146 10,3091532  
11,3253696 11,6930544 1,628742 11,5519956 1,8155496 3,101984 6,57448 6,6712  
1,556944 0,978608 11,8324188 1,4406636 3,289254 6,5810496 3,4243824 9,16035  
1,0471392 12,320324 1,2318288 12,0361704 7,7650116 1,8668052 1,7947932 1,4071992  
3,0257748 4,6790856 1,548258 5,2416264 4,007256 1,2318288 0,5519508 7,9056468  
5,6368452 1,5321612 2,994848 1,7774256 0,976624 6,246624 6,25952 1,054 3,3836368  
1,207264 1,207264 9,765744 1,7426904 1,7032956 12,265088 1,302992 1,264304  
1,114512 1,5499524 1,2216624 1,2216624 0,2639028 0,9310728 1,7020248]

Pl(MW)

[ 0 0 0 0 0,0012 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0,0024 0 0 0,00896 0,012 0 0 0 0 0  
0,018 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0,006 0,006 0,006 0 0 0,006 0 0,00896 0,006 0 0 0,00896 0  
0,012 0,012 0 0 0 0 0 0 0,012 0 0 0 0 0 0 0]

Ql(MW)

[ 0 0 0 0 0,0009 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0,0018 0 0 0,00672 0,009 0 0 0 0 0  
0,0135 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0,0045 0,0045 0,0045 0 0 0,0045 0 0,00672 0,0045 0 0  
0,00672 0 0,009 0,009 0 0 0 0 0 0,009 0 0 0 0 0 0 0]