



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO – UFOP**  
**INSTITUTO DE CIÊNCIAS EXATAS E APLICADAS**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**



**ALOCÇÃO DE GERADORES DISTRIBUIDOS UTILIZANDO A  
METAHEURÍSTICA VNS**

LO VULLO LUCA

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO**

JOÃO MONLEVADE

2017

**LUCA LO VULLO**

**ALOCAÇÃO DE GERADORES DISTRIBUIDOS UTILIZANDO A  
METAHEURÍSTICA VNS**

Monografia apresentada ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Ouro Preto como requisito para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

**Professor orientador:** Prof. Dr. Wilingthon Guerra Zvietcovich.

**JOÃO MONLEVADE – MG  
2017**

L795a Lo Vullo, Luca.

Alocação de geradores distribuídos utilizando a metaheurística VNS  
[manuscrito] / Luca Lo Vullo. - 2017.

103f.: il.: color; grafs; tabs.

Orientador: Prof. Dr. Wilingthon Guerra Zvietcovich.

Monografia (Graduação). Universidade Federal de Ouro Preto.  
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas. Departamento de  
Engenharia Elétrica.

1. Engenharia Elétrica. 2. Energia elétrica - Distribuição. 3.  
Geradores. 4. Otimização. I. Zvietcovich, Wilingthon Guerra . II.  
Universidade Federal de Ouro Preto. III. Título.

CDU: 621.313.52



### ANEXO IV - ATA DE DEFESA

Aos 23 dias do mês de Janeiro de 2017, às 17:20 horas, no bloco B, sala B-103 deste instituto, foi realizada a defesa de monografia pelo (a) formando (a) **Luca Lo Vullo**, sendo a comissão examinadora constituída pelos professores: Prof. Dr. Wilingthon Guerra Zvietcovich, Prof. Dr. Juan Carlos Galvis Manso e Profa. Dra. Tatiana Alves Costa.

O (a) candidato (a) apresentou a monografia intitulada: **Alocação de Geradores Distribuídos utilizando a Metaheurística VNS**. A comissão examinadora deliberou, por unanimidade, pela APROVAÇÃO do(a) candidato(a), com a nota média 7,5, de acordo com a tabela 1. Na forma regulamentar foi lavrada a presente ata que é assinada pelos membros da comissão examinadora e pelo (a) formando(a).

Tabela 1 – Notas de avaliação da banca examinadora

Banca Examinadora	Nota
Prof. Dr. Wilingthon Guerra Zvietcovich	7,5
Dr. Juan Carlos Galvis Manso	7,5
Dra. Tatiana Alves Costa	7,5
<b>Média</b>	<b>7,5</b>

João Monlevade, 23 de Janeiro de 2017

Prof. Dr. Wilingthon Guerra Zvietcovich  
Professor(a) Orientador(a)

Luca Lo Vullo  
Aluno (a)

Dr. Juan Carlos Galvis Manso  
Professor(a) Convidado(a)

Dra. Tatiana Alves Costa.  
Professor(a) Convidado(a)



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
Universidade Federal de Ouro Preto – UFOP  
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas  
Colegiado do Curso de Engenharia de Elétrica



---

ANEXO X - TERMO DE RESPONSABILIDADE

O texto do trabalho de conclusão de curso intitulado  
"ALOCÇÃO DE GERADORES DISTRIBUIDOS UTILIZANDO A METAHEURÍSTICA VNS"  
é de minha inteira responsabilidade. Declaro que não há utilização indevida de texto,  
material fotográfico ou qualquer outro material pertencente a terceiros sem a devida  
citação ou consentimento dos referidos autores.

João Monlevade, 31 de JANEIRO de 2017.

  
Nome completo do(a) aluno(a)

## RESUMO

O presente trabalho apresenta o desenvolvimento da metaheurística Busca em Vizinhança Variável para localizar um ou dois geradores e onde estes devem ser alocados em uma rede de distribuição de energia elétrica, com a finalidade de reduzir as perdas de potência na rede. Na primeira parte foi desenvolvida uma análise de cálculo de redes radiais. A partir desse desenvolvimento foram inseridos modelos de geradores distribuídos com a finalidade de utilizar na análise de fluxo de carga. Finalmente foi aplicada a Busca em Vizinhança Variável como técnica de otimização.

**Palavras-chave:** Eficiência energética, Geradores Distribuídos, Sistemas de distribuição; Otimização

## ABSTRACT

This paper presents the development of a metaheuristic Variable Neighborhood Search algorithm with the task of locating and sizing one or two generators in electricity distribution networks, in order to reduce the loss of active power. Firstly, radial networks analysis have been made. Then, starting from this development, distributed generators have been inserted in networks. Finally, the optimization technique Variable Neighborhood Search, aiming at the optimal allocation of distributed generators, have been applied applied.

Keywords: energetic efficiency, distributed generation, distribution system .

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1	JUSTIFICATIVA .....	2
1.2	OBJETIVOS .....	3
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO .....	3
<b>2</b>	<b>ESTADO DA ARTE.....</b>	<b>4</b>
2.1	CONCEITOS DE MODELAGEM DE GD .....	4
2.2	CONCEITOS DE IMPACTO DOS GD NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO .....	6
2.3	GD NA ITÁLIA .....	11
<b>3</b>	<b>TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....</b>	<b>13</b>
3.1	GERADORES EÓLICOS .....	14
3.2	PAINÉIS FOTOVOLTAICOS .....	16
3.3	GERAÇÃO TÉRMICA .....	17
3.4	PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA - PCH.....	18
<b>4</b>	<b>SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA .....</b>	<b>20</b>
4.1	MODELOS DOS COMPONENTES DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO .....	20
4.1.1	SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO.....	20
4.1.2	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO .....	23
4.1.3	LINHAS .....	25
4.1.4	CAPACITORES SHUNT .....	27
4.1.5	CARGAS .....	28
4.2	FLUXO DE CARGA PARA REDES RADIAIS .....	31
4.2.1	MÉTODO DA SOMA DAS POTÊNCIAS - MSP .....	31
4.2.2	MÉTODO BACKWARD-FORWARD SWEEP BWFWS.....	34
4.2.3	TESTES EM SISTEMAS RADIAIS .....	42
4.3	CRITÉRIO DE AVALIAÇÃO DE MÁXIMA POTÊNCIA DO GD.....	44
<b>5</b>	<b>VARIABLE NEIGHBOURHOOD SEARCH .....</b>	<b>46</b>
5.1	TEORIA.....	46
5.2	ALGORITMO GERAL .....	47
5.3	ALGORITMO IMPLEMENTADO .....	48
5.4	VARIABLE NEIGHBORHOOD DESCENT (VND) .....	49
5.5	REDUCED VARIABLE NEIGHBORHOOD SEARCH (RVNS).....	50
5.6	IMPLEMENTAÇÃO DO VNS.....	51

<b>6</b>	<b>TRANSMISSION PATH STABILITY INDEX – TPSI.....</b>	<b>53</b>
6.1	APLICAÇÃO DO TPSI NAS REDES DE 33, 70, 135 BARRAS .....	56
<b>7</b>	<b>RESULTADOS.....</b>	<b>59</b>
7.1	REDE DE 33 BARRAS .....	59
7.2	REDE DE 70 BARRAS .....	65
7.3	REDE DE 135 BARRAS .....	71
<b>8</b>	<b>CONCLUSÕES.....</b>	<b>78</b>
<b>9</b>	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>79</b>
<b>10</b>	<b>ANEXOS .....</b>	<b>82</b>

## 1 INTRODUÇÃO

De acordo com IPCC - Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (2011, p.178), a definição de energia renovável é a seguinte:

Energia renovável é qualquer forma de energia proveniente de fontes solares, geofísicas ou biológicas que são reabastecidas por processos naturais a uma taxa que é igual ou superior à sua taxa de utilização. A energia renovável é obtida a partir dos fluxos contínuos ou repetitivos de energia que ocorrem no ambiente natural e inclui recursos como biomassa, energia solar, calor geotérmico, energia hidrelétrica, maré e ondas e energia térmica do oceano e energia eólica. No entanto, é possível utilizar a biomassa a uma taxa maior do que ela cresce, ou extrair calor de um campo geotérmico a um ritmo mais rápido do que os fluxos de calor podem reabastecer. Por outro lado, a taxa de utilização da energia solar direta não tem influência sobre a taxa com que atinge a Terra. Os combustíveis fósseis (carvão, petróleo, gás natural) não se enquadram nesta definição, uma vez que não são reabastecidos dentro de um prazo curto em relação à sua taxa de utilização.

No âmbito da produção de energia elétrica, as fontes renováveis também são classificadas como "fontes programáveis" e "fontes não programáveis", dependendo se elas podem ser programadas na demanda de energia ou não. De acordo com a definição do Gerenciador de Serviços de Energia – GSE ITALIA (2014), em um primeiro grupo estão as centrais hidrelétricas a fio d'água e a reservatório, centrais que aproveitam resíduos sólidos urbanos, centrais a biomassa, usinas semelhantes que utilizam combustíveis fósseis ou combustíveis residuais; ao segundo grupo pertencem usinas hidrelétricas, eólicas, geotérmicas, solares e biogás.

Atualmente as redes de energia elétrica são a espinha dorsal de um país industrialmente desenvolvido, melhorando o aspecto econômico e social. A geração de energia elétrica foi sempre confiada a um sistema de produção central, aferente a uma rede de distribuição passiva, unidirecional da alta tensão AT para a média tensão MT e baixa tensão BT.

Por outro lado, o desenvolvimento das fontes renováveis criou um aumento elevado de unidades de Geração Distribuída GD principalmente na Europa, com potências menores aos 10 MW. Estes geradores são instalados nas redes de distribuição, seja em MT e/ou BT. Esta inserção de GDs cria a necessidade de avaliar os impactos destes GDs, seja na rede elétrica como nos consumidores. Sendo uma das vantagens para melhorar a eficiência energética e a redução no consumo de energia primária.

No mundo moderno, as mudanças tecnológicas representam um caminho imprescindível para suprir as necessidades dos seres humanos. Esta mudança é viável por meio da energia elétrica, sendo necessário que as redes elétricas sejam confiáveis e seguras em cada momento de operação. Estes dois aspectos devem ser avaliados ao inserir nas redes elétricas GDs com fontes renováveis.

Nos últimos tempos assistimos a um exponencial desenvolvimento das energias renováveis. Sendo a energia eólica a fonte de energia mais econômica por causa das novas capacidades dos geradores e o crescente número de mercados. Ao mesmo tempo, a energia solar fotovoltaico provavelmente seguirá esse mesmo caminho. Cada vez mais clientes geram sua própria energia elétrica. Neste cenário se cria a idéia de avaliar e/ou simular GDs em redes de distribuição, e como elas impactam nas perdas elétricas.

## **1.1 JUSTIFICATIVA**

A aplicação de novas tecnologias visa auxiliar à operação de um sistema de distribuição de forma inteligente (do inglês: Smart Grid). O conceito de Rede Inteligente está sendo difundindo globalmente por integrar as tecnologias de comunicação, eletrônica e automação para trocar a forma de operar um sistema elétrico por uma operação inteligente. Graças ao alto nível de tecnologia agregado, as Redes Inteligentes conseguem responder a várias demandas da sociedade moderna, tanto no que se refere às necessidades energéticas, quanto em relação ao desenvolvimento sustentável.

Neste contexto, uma das características de um sistema inteligente é o uso de Geradores Distribuídos – GDs. Pois estes podem trazer melhoras na operação de uma rede de distribuição. Sendo uma tendência mundial o uso massificado destes geradores por aspectos sócio-ambientais. No Brasil este aspecto está iniciando, o qual cria um grande potencial na área de pesquisa, e surgem as perguntas: como estes geradores afetam a operação de um sistema de distribuição? e em quais pontos da rede elétrica devem ser instalados?. Desta forma este trabalho responde a segunda pergunta e que poderia auxiliar seja a uma empresa de distribuição ou consumidores interessados em instalar GDs.

## 1.2 OBJETIVOS

O objetivo principal do trabalho é aplicar uma técnica de otimização chamada Busca em Vizinhaça Variável - VNS (do inglês: Variable Neighborhood Search) para resolver o problema de alocação de GDs considerando as Perdas ativas elétricas da rede elétrica e o perfil de tensões nas barras.

Os objetivos secundários são, aprofundar os conhecimentos tanto no problema de alocação de GDs, através da leitura de outros trabalhos, quanto no domínio da técnica de otimização VNS.

## 1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho é dividido em 5 capítulos:

1. **Introdução:** Apresenta o problema da alocação ótima de GDs e a motivação para o estudo da mesma
2. **Estado da Arte:** Apresenta a revisão bibliográfica dos métodos de solução do problema de alocação ótima de GD em sistemas de distribuição radiais.
3. **Modelos de um sistema de distribuição:** São apresentados os diferentes componentes de uma rede de distribuição, incluindo diferentes tecnologias de GD, com acompanhamento de modelos operacionais e esquemas.
4. **Formulação do Problema:** Na primeira parte se apresenta o desenvolvimento de métodos de fluxo de potência, para logo inserir no algoritmo os modelos de GDs.
5. **Método de otimização:** Se apresentará os métodos de otimização VNS e TPSI visando solucionar o problema de alocação ótima de GD em sistemas de distribuição radiais.
6. **Resultados:** Serão apresentados os resultados obtidos pela metodologia aplicada, sendo testada e validada em várias redes de distribuição.
7. **Conclusões:** Serão apresentadas as conclusões obtidas com a aplicação do método de otimização.

## 2 ESTADO DA ARTE

Os trabalhos que foram analisados incluem várias áreas, e por razões práticas, estes irão ser apresentados na ordem dos conceitos desenvolvidos.

### 2.1 CONCEITOS DE MODELAGEM DE GD

#### Trabalho 1:

No trabalho de Previti (2007) foi desenvolvido o modelo de um gerador eólico, cujas partes são a turbina e o gerador.

A turbina eólica transforma energia cinética do tubo fluxo de ar em movimento (energia mecânica). “Esta transformação nunca estará completa porque isso exigiria ter fluido em movimento em frente da turbina e o fluido completamente parado na parte traseira e isso é impossível” (PREVITI, 2007, p.25).

Com base em alguns pressupostos, a potência extraível a partir do vento foi expressa pela seguinte fórmula:

$$P = \frac{\rho}{2} c_p(\lambda, \theta) A_R v_w^3 \quad (2.1)$$

Onde:

P: Potência extraível a partir do vento;

$\rho$ : Densidade do ar, de  $1,23 \text{ kg/m}^3$  s.l.m;

$c_p$ : Coeficiente adimensional de desempenho;

$A_R$ : Área varrida pelas pás da turbina, expresso em  $m^2$  ;

$v_w$ : Velocidade do vento, expressa em m/s.

Sendo o  $c_p$  um fator de maior importância. Devido, à variação da velocidade do vento, este fator pode assumir valores para obter o valor máximo da potência. Existem várias maneiras de representar este coeficiente de forma analítica. Uma delas é através da seguinte expressão:

$$c_p = 0.22 \left( \frac{116}{\lambda_i} - 0.4\theta - 5 \right) e^{\left( \frac{-12.5}{\lambda_i} \right)} \quad (2.2)$$

Com:

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\theta} - \frac{0.035}{\theta^3 + 1} \quad (2.3)$$

$$\lambda = \frac{\omega R}{v_w} \quad (2.4)$$

$$\theta = \arctan\left(\frac{v_w}{\omega R}\right) - \alpha \quad (2.5)$$

Onde:

$\lambda$ : Tip speed ratio;

$\theta$ : Blade angle;

R: Raio pala;

$\omega$ : Velocidade do eixo em rad/s.

A partir de um modelo inicial, o autor chega a um modelo matemático. Muitos dos fenômenos foram omitidos, como por exemplo, a turbulência do vento perto da turbina, a direção do vento e as perdas por atrito entre as partes móveis. O modelo matemático foi testado sob condições de vento variável e fixo. Os testes foram realizados em uma rede de baixa tensão e em uma rede de média tensão. A partir das simulações foi observado que qualquer valor de potência ativa produzida é fornecida a rede. A rede externa, no entanto, tem de compensar tanto a necessidade de energia reativa da carga quanto aquela do gerador assíncrono.

## Trabalho 2:

No trabalho de Tsai (2008) são apresentados os modelos de fontes fotovoltaicas e implementadas no software MATLAB/SIMULINK através de um modelo fotovoltaico geral. Foram desenvolvidos quatro modelos de uma célula fotovoltaica: (1) Modelo geral; (2) Modelo duplo exponencial; (3) Modelo complexo; (4) Modelo simplificado. No modelo simplificado a corrente é expressa através da seguinte fórmula:

$$I = I_{PH} - I_S \left[ \exp\left(\frac{qV}{kT_C A}\right) - 1 \right] \quad (2.6)$$

Onde:

$I_{PH}$ : Fotocorrente;

$I_S$ : Corrente de saturação da cela;

q: Carga do elétrons ( $1.6 * 10^{-19}$  C);

- k: Costante de Boltzmann ( $1.28 * 10^{-29}$  J/K);  
 $T_C$ : Temperatura de trabalho da célula;  
 A: Fator ideal;  
 V: Tensão;  
 I: Corrente.

As células são conectadas em configurações série para obter a tensão desejada, formando um módulo fotovoltaico. Estes módulos são conectados formando configurações série-paralelo, com a finalidade de obter a potência desejada. Sendo descrita a corrente através da seguinte fórmula:

$$I = N_P I_{PH} - N_P I_S \left[ \exp\left(\frac{qV}{N_S k T_C A}\right) - 1 \right] \quad (2.7)$$

Onde:

$N_P$ : Número de células em paralelo;

$N_S$ : Número de células em série.

O modelo simplificado foi testado em diversas condições de temperatura e irradiação solar para obter as características P-V e I-V. A intensidade da irradiação solar por um dia foi assumida com um comportamento de uma função Gaussiana.

## 2.2 CONCEITOS DE IMPACTO DOS GD NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

### Trabalho 3:

No trabalho de Ochoa Pizzalli (2006) foi tratado o impacto dos GDs na rede de distribuição. Ao se inserir GDs, a rede passa a ter fluxos de potência bidirecionais e tensões determinadas pela geração e as cargas.

No trabalho se indica, que as unidades de geração fornecem potência ativa para a rede quando a carga é menor do que a saída do gerador, mas absorvem ou exportam potência reativa dependendo da excitação da máquina geradora. As turbinas eólicas, com geradores de indução, exportam potência ativa, mas absorvem potência reativa. Então necessitam de uma fonte de potência reativa para funcionar. Já os sistemas fotovoltaicos, cuja tensão é fornecida de um conversor, exportam potência ativa com um fator de potência fixo, mas introduzem correntes harmônicas.

Para avaliar o impacto dos GDs foi utilizado uma análise de fluxo trifásico considerando GDs, utilizando algoritmo de fluxo de potência trifásico a quatro fios modificado para considerar geradores.

Assim como um cálculo de curto circuito para a avaliação do desempenho de sistemas de distribuição com GD foram individuados alguns Índices de Impacto para a análise de um Único Cenário de Operação (UCO), como Perdas de Potência Ativa e Reativa, Tensão, Capacidade de Reserva de Corrente dos Condutores, Curto-Circuito Trifásico e Fase-Terra.

Foi efetuada uma análise de Diferentes Cenários de Operação (DCO), utilizando como base o comportamento da demanda de energia elétrica estimado pelas empresas de distribuição (curvas de carga). As comparações entre as análises UCO e DCO demonstraram a importância de considerar a variação da geração e da demanda. O Algoritmo criado utilizando Índices de Impacto atingiu, nos diferentes cenários, soluções de boa qualidade e satisfatórias.

#### **Trabalho 4:**

No trabalho de Palma et al. (2010) é apresentada uma metodologia de cálculo de fluxo de carga - PFC baseada no Método da Soma das Potências modificado, considerando GDs e barras com controle de tensão em seu processo de solução. O objetivo foi verificar os impactos favoráveis que a GD pode propiciar aos sistemas de distribuição, como é o controle da tensão por suporte de reativos. Os autores indicam que o uso de métodos, tais como, Newton-Raphsson e Desacoplados Rápidos podem provocar divergência nos processos de solução.

O Método da Soma das Potências modificado assume que todas as barras são de carga (tipo PQ) e os GDs são do tipo tensão controlada (tipo PV). Este utiliza um fator de sensibilidade, com característica heurística, empregado na correção iterativa da injeção líquida de potência reativa de barras PV.

Os GDs são modelados para fornecer potência ativa a um fator de potência constante. Sendo, desse modo, a tensão na barra de inserção alterada de acordo com o efeito da injeção de potência. O processo iterativo consiste das seguintes etapas:

1. Inicializações: adotar a tensão de base do sistema como valor inicial para a magnitude das tensões de barra e ângulo no valor nulo. Adotar também um valor inicial para as injeções líquidas de potência reativa das barras PV.
2. Proceder com as varreduras inversa e direta para a determinação dos valores especificados das tensões das barras PV;

3. Teste geral de convergência: calcular o erro entre os valores especificado e calculado da tensão das barras PV. Se o maior erro for menor que uma tolerância especificada, sair do processo. Caso contrário prosseguir ao passo 4;
4. Corrigir as injeções líquidas de potência reativa das barras PV;
5. Testar violações de restrições, limitar o valor da injeção líquida de potencia reativa na barra se necessário e retornar ao passo 2.
6. Segundo os autores, os método implementado conseguiu resultados que apresentaram coerência e precisão satisfatórias.

### Trabalho 5:

No trabalho de Gopiya Naik et al. (2012) foi realizado um estudo sobre o impacto da GD nas redes de distribuição. A penetração da GD pode afetar o funcionamento de uma rede de distribuição em maneira benéfica e prejudicial. Sendo alguns dos impactos positivos: suporte à tensão; redução das perdas elétricas; suporte de serviços auxiliares e maior confiabilidade. Enquanto os negativos: coordenação de proteção, estabilidade dinâmica e isolamento. A fim de maximizar os benefícios e minimizar os problemas, limitações técnicas relativas à interligação de unidades de GD e seus níveis de penetração estão sendo adotados em todo o mundo.

Diferentes modalidades podem ser utilizadas para resolver o problema do fluxo de carga. Como esclarece Gopiya Naik et al. (2012, p.43), tais como Newton Raphsson e Gauss Siedel. Por outro lado, têm-se métodos baseados no processo de Varredura utilizando leis de Kirchhoff. Devido às suas baixas exigências de memória, eficiência computacional e robusta convergência, algoritmos baseados no método de Varredura ganharam mais popularidade para análise de fluxo de carga sistemas de distribuição.

Um critério adotado pelos autores foi identificar aquelas barras mais sensíveis à variações de tensão quando à existência de GD. Sendo este índice de sensibilidade de tensão - VSI, o seguinte:

$$VSI_i = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^n (1-V_k)^2}{n}} \quad (2.8)$$

Onde:

V<sub>k</sub>: Tensão no k-eximo nó, n é o numero de nós.

A barra com o menor VSI foi escolhido como o melhor ponto para a colocação do DG.

Por outro lado, para determinar o tamanho ideal de GD foram adotados os seguintes passos:

- 1) O GD é colocado na barra com menor VSI;
- 2) Mantendo o fator de potência do GD constante, o seu tamanho é variado de um valor mínimo para um valor igual à capacidade de carga de alimentação em passos constantes até que as perdas mínimas do sistema são encontradas;
- 3) O tamanho do GD, que resulta em perdas mínimas é escolhido como ótimo.

A rede testada opera com uma tensão de 12,66 kV e uma demanda de potência ativa e reativa são 3.665 MW e 2,3 MVAR respectivamente. Foram considerados dois cenários para análise, sendo os seguintes:

Caso I: GD é operado pelo fator de potência de 0,9;

Caso II: GD é operado pelo fator de potência unitário.

A estimação dos parâmetros foi feita no caso base (sem GD) para calcular as magnitudes das tensões nos ramais e a perda de potência da rede. Em seguida, foi considerado o GD com capacidade de 25%, para o cálculo do VSI em vários ramais. Foi adotado um passo de 0.5MVA até chegar a 4.0MVA, visando encontrar o tamanho ótimo do GD.

É observado que as perdas de potência ativa variam de forma não linear com respeito à capacidade do gerador.

Dos resultados, os autores indicam que a redução de perdas depende do tamanho ótimo do GD, da localização deste e do fator de potência.

A conclusão obtida esclarece os enormes efeitos de uma alocação ótima de GD, de acordo com Gopiya Naik et al. (2012, p.43), tais como: melhorar o perfil de tensão; e reduzir as perdas de potência

### **Trabalho 6:**

No trabalho de Uturbey (2014) é feita uma discussão dos índices de desempenho relacionados com a geração distribuída de tipo fotovoltaico. São definidos índices normalizados, a fim de compreender o impacto no perfil da tensão, na corrente de curto-circuito, nas perdas ativas e reativas, na capacidade de corrente dos condutores. Estes impactos foram representados através de custos monetários, que podem ser relacionados ao custo unitário de expansão e/ou operação da rede. Foram definidos os seguintes índices de desempenho:

- 1) Índice de perfil de tensão, definido pela seguinte expressão:

$$VPI = \sum_{b=1}^{nb} 0.5 \left( \frac{V_b - V_S}{V_{lim}^{max} - V_{lim}^{min}} \right)^2 \quad (2.9)$$

Onde:

$V_b, V_S$ : Tensões nos nodos b e S (subestação)

$V_{lim}^{max}, V_{lim}^{min}$ : Valores fornecidos da regulação

Esse índice é calculado somente nos nós em regiões com tensão precária ou insuficiente.

2) Índices de frequência de violação, definidos pelas seguintes expressões:

$$PVP = probability (V_{pi} < V < V_{ps}) \quad (2.10)$$

PVP: Probabilidade que a tensão é insuficiente em alguns horizontes temporais;

$V_{pi}, V_{ps}$ : Limites máximo e mínimo da banda de tensão insuficiente.

$$CSV = probability (V > V_{cs}) \quad (2.11)$$

CSV: Probabilidade de sobre tensão em alguns horizontes temporais;

$V_{cs}$ : Limite máximo da banda de tensão adequada.

$$CIV = probability (V < V_{ci}) \quad (2.12)$$

CIV: Probabilidade de sobtensão em alguns horizontes temporais;

$V_{ci}$ : Limite mínimo da banda de tensão adequada

3) Valor de adequação da tensão

O objetivo foi associar o valor da adequação de tensão nos custos relacionados ao sistema de expansão. Sendo utilizadas as seguintes expressões:

$$Val\_PVP = \Delta(PVP) \cdot Dch \quad (2.13)$$

$$Val\_CSV = \Delta(CSV) \cdot Dch \quad (2.14)$$

$$Val\_CIV = \Delta(CIV) \cdot Dch \quad (2.15)$$

Onde:

Val\_PVP: Valor monetário para o índice PVP definido acima;

Val\_CSV: Valor monetário para o índice CSV definido acima;

Val\_CIV: Valor monetário para o índice CIV definido acima;

Dch: Carga a demanda no tempo de uso das tarifas aplicadas aos consumidores de média tensão ou baixa tensão;

$\Delta(.)$ : Variação do índice em relação a uma determinada condição.

Para este estudo foi utilizado um fluxo de carga a três fios pelo método de Varredura, com a finalidade de estimar a operação da rede elétrica. Foi utilizado também o método de simulação Monte Carlo considerando muitos cenários de operação. Na operação foi conectado um gerador fotovoltaico a cada vez. Os resultados obtidos foram utilizados para o calculo dos índices de tensão. Sendo um resultado importante a se mencionar que os ramais com sobre

ensão, são aqueles localizados longe da subestação e que possuem um gerador fotovoltaico ligado nessa região.

## 2.3 GD NA ITÁLIA

### **Trabalho 7:**

No trabalho de Ciaccia et al. (2006) é mostrada a monitoração da Geração Distribuída na Italia no ano 2004. O estudo mostra a presença de 2481 usinas de GD com uma potencia total de 3852 MW e uma produção de 14.3 TWh.

Esse estudo ajuda a compreender as motivações da propagação da GD na Italia. De um lado as clássicas plantas termoelétricas nascem, usualmente combinando a geração elétrica com a geração de calor, para satisfazer as exigências locais de calor e eletricidade. Do outro lado, a geração por meio de fontes renováveis nasce para aproveitar ao máximo das reservas energéticas locais.

Uma análise detalhada indicou que o 52% da potencia gerada da GD é relativa a plantas alimentadas de fontes hídricas. Estes dados confirmaram que o GD permite o aproveitamento dos recursos de energia renovável. Uma Análise do setor termoelétrico mostrou que têm 693 plantas de GD que geram uma potencia total de 1516 MW.

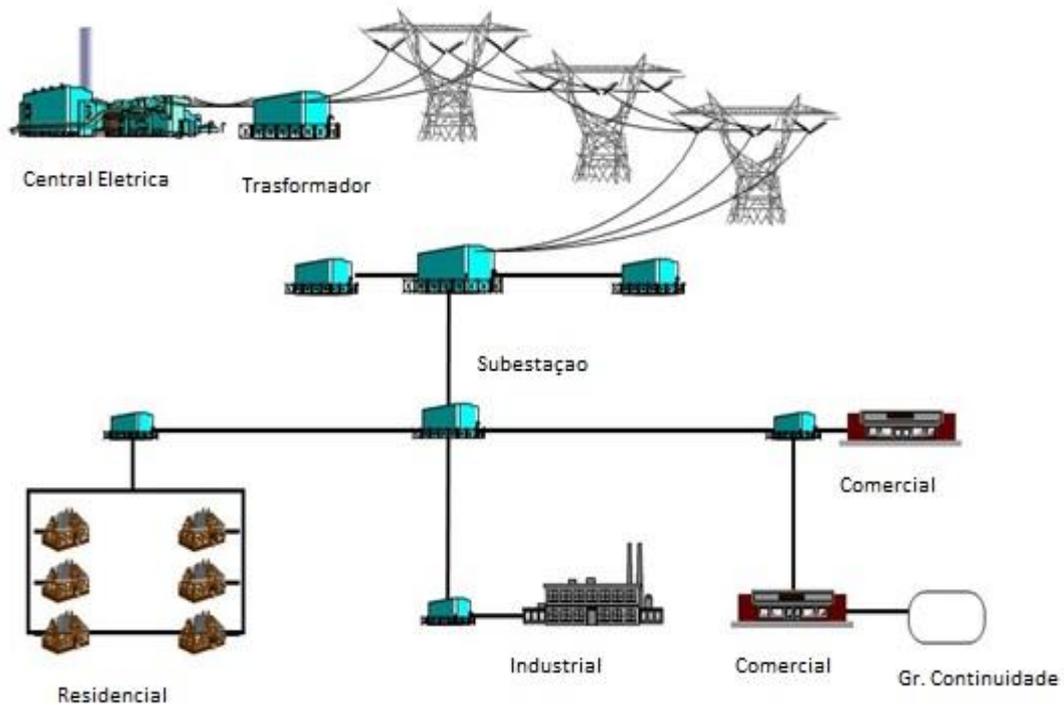
Em particular, se notou a presença de muitas plantas a gás natural, diesel e biogás a partir de resíduos sólidos urbanos de pequeno porte, com motores de combustão interna. No geral, 68% de produção foram obtidos através fontes não renováveis e 32% de combustíveis renováveis. Há que referir que as instalações de cogeração de electricidade e calor como parte do GD são principalmente para produzir calor de forma mais eficiente. Outra diferença que foi observada entre as usinas térmicas, algumas produzem eletricidade e outras produzem tanto eletricidade quanto calor, é que nas primeiras a relação entre a eletricidade consumida no local e a energia fornecida à rede foi na faixa de 1 a 10, enquanto no segundo caso o 67% da energia produzida é auto-consumida. O uso de fontes de energia renováveis e fontes de energia marginais como o primeiro controlador no desenvolvimento de GD envolveu algumas peculiaridades do parque usinas em comparação ao parque da geração total nacional. Entre as características especiais que caracterizam o GD, se perceberam o alto nível de utilização da produção combinada de eletricidade e calor. Além disso, foi observada a presença das misturas de

diferentes fontes primárias dependendo da produção de energia elétrica relacionada com a recuperação de calor.

Esta análise do setor da GD na Itália se concluiu observando o desenvolvimento de acordo com duas linhas principais: as centrais térmicas clássicas que são criados para atender demandas locais de energia elétrica e / ou calor; e as plantas alimentadas por fontes renováveis que nascem principalmente, a fim de explorar os recursos energéticos locais.

### 3 TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Figura 1: Estrutura de sistema elétrico tradicional



Fonte: <http://www.ebah.com.br/content/ABAAAgDyAAC/monografia-conexao-geracao-distribuida-na-rede?part=2> (Adaptado)

Os sistemas elétricos tradicionais são apresentados como ilustra a FIG.1, onde, de acordo com Kagan (2005), os principais centros de geração fornecem energia elétrica à rede através de geradores a níveis de alta tensão para a transmissão. O sistema de transmissão é utilizado para transportar energia grandes distância, que é depois extraída a partir da transmissão através de uma série de transformadores de distribuição para as redes de distribuição até os consumidores finais. Sendo uma tendencia nesta última etapa a instalação e operação de GDs. Por outro lado, o estudo mais importante em um sistema de energia elétrica é feito na geração, transmissão e distribuição em condições de operação permanente. Nestes estudos, as quantidades de interesse são as tensões nas diferentes barras da rede, o fluxo de potência ativa e reativa nas linhas, as perdas elétricas nas linhas e transformadores etc. Sendo necessário

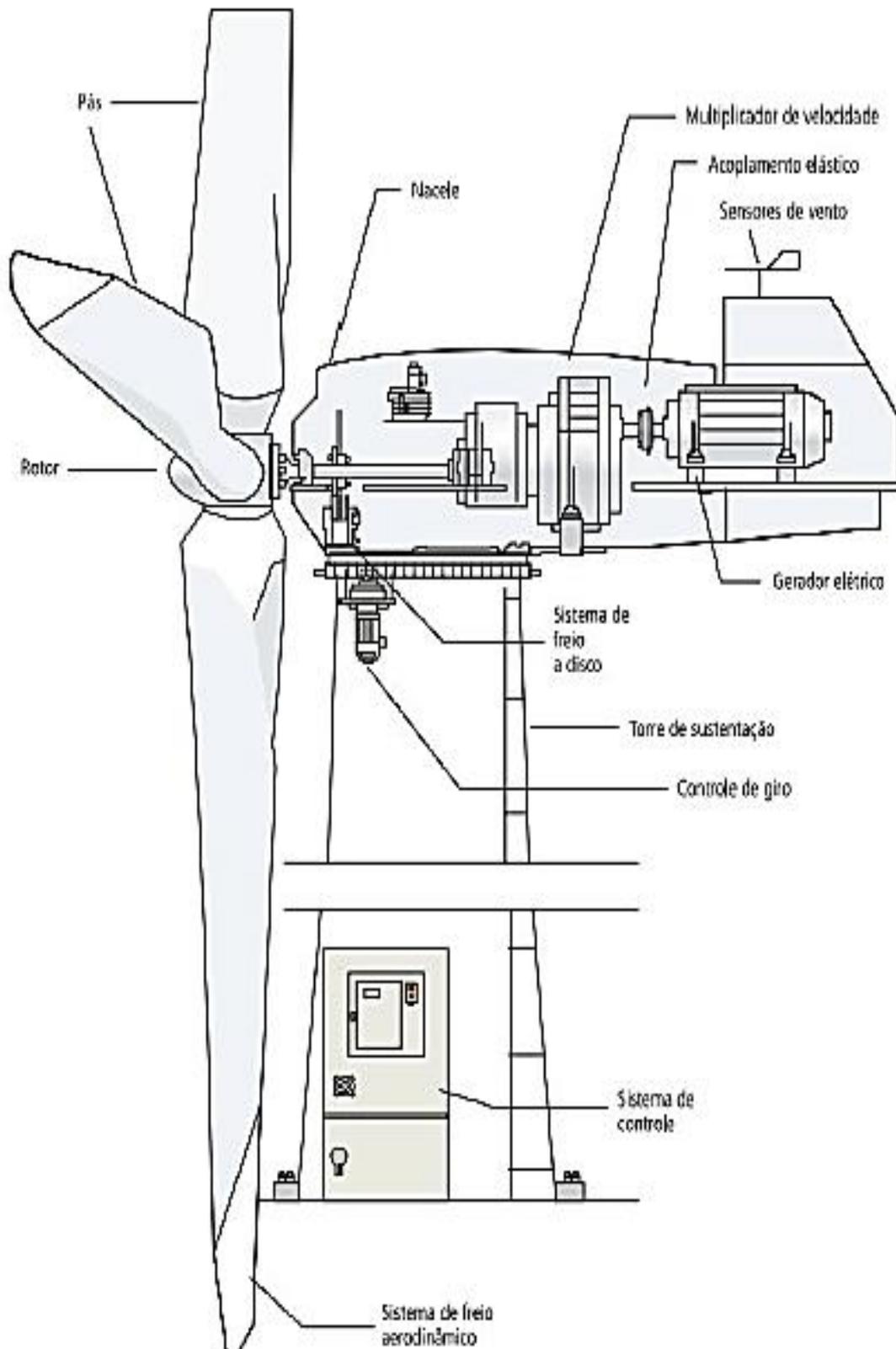
conhecer os diferentes tipos de GDs e como eles são modelados para os diferentes estudos elétricos. A continuação se detalham as diferentes tecnologias de GDs apartir do trabalho de Ferreira do Prado (2013).

### **3.1 GERADORES EÓLICOS**

A energia eólica pode ser considerada uma das mais promissoras fontes naturais de energia, especialmente porque é renovável, ou seja, ilimitada. Embora seja considerada uma energia limpa, amplamente distribuída e usada para substituir as fontes de combustíveis fósseis, ajudando a reduzir o efeito estufa.

A energia dos ventos é usada para girar as turbinas e gerar eletricidade limpa através de um gerador eólico mostrado na FIG.2 (estrutura de um gerador eólico). Ao longo do tempo, a concepção de turbinas eólicas tem sofrido grandes mudanças até consolidar-se com as seguintes características: o eixo de rotação horizontal, três pás, gerador de indução e estrutura não flexível. Para aproveitar ao máximo a energia produzida a partir dessas turbinas eólicas, eles precisam ser agrupados em parques eólicos (concentrações de turbinas eólicas) necessárias pra fazer a geração de energia de baixo custo. Além disso, estes podem ser utilizados para alimentar locais remotos e localizados longe da rede de transmissão. Em países com fluxos de água pequenos e grandes espaços arejados, a energia eólica tem hoje um papel fundamental, e talvez represente a única energia limpa e eficiente nesses lugares.

Figura 2: Estrutura de gerador eólico



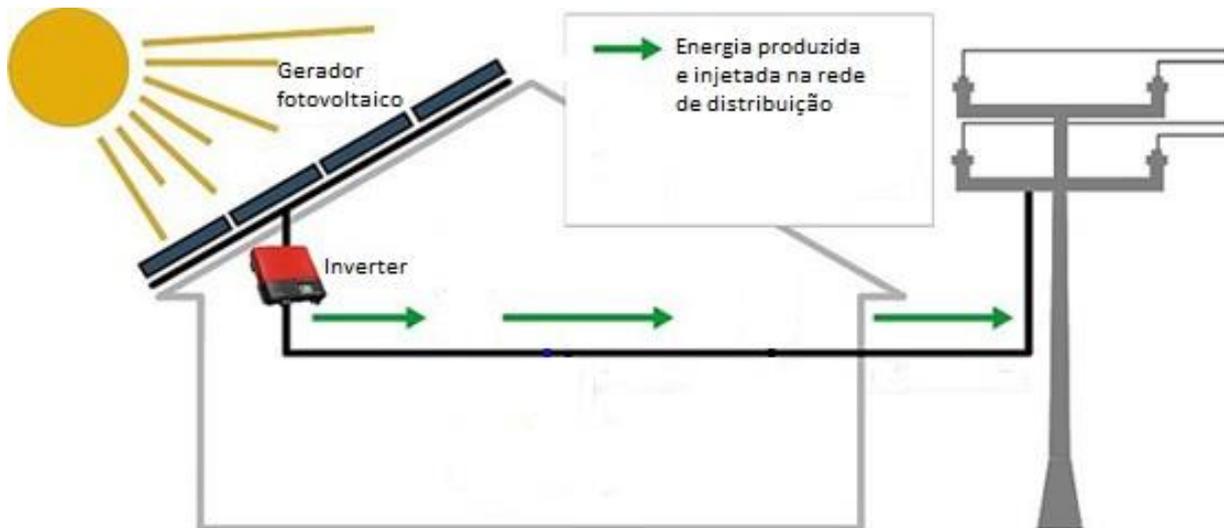
Fonte: ANEEL - Atlas de Energia Elétrica - 2ª Edição

### 3.2 PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

A FIG.3 mostra a estrutura de um gerador fotovoltaico, que tem como princípio de funcionamento de converter diretamente a radiação solar em eletricidade, explorando os processos químicos, devidos aos efeitos da radiação, do calor e da luz sobre um material semicondutor. Entre estes, os mais explorados são os efeitos termelétricos e fotovoltaicos.

O efeito termoelétrico é caracterizado pelo aparecimento de uma diferença de potencial na junção entre dois metais diferentes, quando tal junção está a uma temperatura acima das outras extremidades dos fios ocorre o fenómeno já referido. Apesar de possuir um princípio de funcionamento simples, para explorar o seu uso comercial para a geração de eletricidade tem sido dificultoso pelos baixos rendimentos obtidos e o elevado custo dos materiais. Os resultados de efeito fotovoltaico são a excitação de elétrons em alguns materiais na presença de luz solar. Entre os materiais adequados para a conversão da energia da radiação solar em eletricidade, se utiliza o silício para fabricar as células solares ou fotovoltaicas.

Figura 2: Estrutura de um gerador fotovoltaico conetado a rede de distribuição



Fonte: : <http://ambiente.comune.forli.fc.it/p/energia/fonti-di-energia-rinnovabile/fotovoltaico> (Adaptado).

A eficiência de conversão das células é definida como a percentagem de radiação solar incidente sobre a superfície da célula que é convertida em energia elétrica. Onde os parâmetros dos quais depende a corrente são a temperatura e a insolação do material.

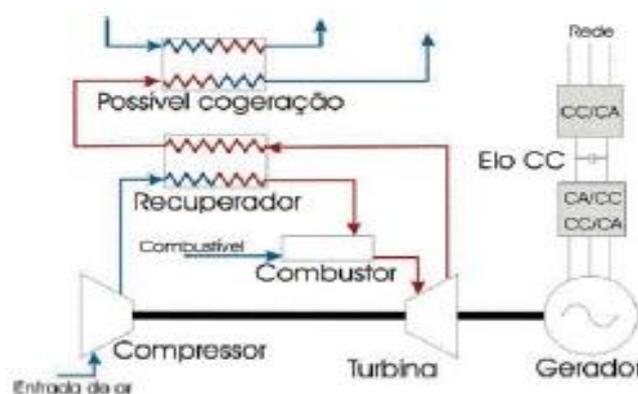
Cada célula gera aproximadamente 2W a 0,5V. Então, as células são conectadas em configurações serie para obter a tensão desejada, formando um modulo fotovoltaico. Os módulos são conectados formando configurações serie - paralelo para obter a potência desejada.

### 3.3 GERAÇÃO TÉRMICA

A FIG.4 mostra a estrutura de uma geração térmica na configuração de cogeração. Estas aperfeiçoam diversas inovações tecnológicas para serem aplicadas em sistemas de energia elétrica nos últimos anos e que são derivadas de inovações em vários campos e trazem enormes benefícios, incluindo a evolução dos rolamentos, ligas metálicas e materiais cerâmicos, componentes resistentes e electrónicos para alta potência e alta temperatura. (BONA, 2003).

O princípio básico de funcionamento da microturbina é simples e fiável. Uma parte considerável da energia gerada pela turbina é utilizada para acionar o compressor, estando os dois elementos conectados ao mesmo eixo de rotação. O compressor injeta o ar na câmara de combustão, no interior do qual um processo de combustão é alimentado por uma mistura de ar e combustível.

Figura 3: Estrutura de geração térmica na configuração de cogeração



Fonte: Adaptado de (SOUZA, 2009)

O gás a alta temperatura e a alta pressão se expandem na turbina, transformando a energia térmica em energia mecânica. O eixo da turbina está ligado a um gerador que gera eletricidade com tensão definida em alta frequência. A tensão está adaptada para a rede eléctrica por meio de um conversor AC/DC (retificador), de um circuito intermédio e de um conversor DC/AC (inversor) ligados em cascata para os terminais do gerador eléctrico. (SOUZA, 2009).

### **3.4 PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA - PCH**

Na FIG.5 é mostrada uma Pequena Central Hidrelétrica. De acordo com a resolução n.394 de 04 de dezembro de 1998 da ANEEL, uma PCH é toda usina hidrelétrica de pequeno porte cuja capacidade instalada seja superior a 1 MW e inferior a 30 MW. Além disso, a área do reservatório deve ser inferior a 3 km<sup>2</sup>. Uma PCH típica normalmente opera a fio d'água, isto é, o reservatório não permite a regularização do fluxo d'água. Com isso, em ocasiões de estiagem, a vazão disponível pode ser menor que a capacidade das turbinas, causando ociosidade. (ANEEL, 2008).

O custo da eletricidade produzida por esta tecnologia é maior do que a de uma grande central hidroelétrica, na qual o reservatório pode ser utilizado para reduzir o desperdício de água ou ociosidade. No entanto, a PCH tem um menor impacto ambiental e é adequada para a geração distribuída. Estes tipos de barragens são viáveis em rios de pequenas e médias dimensões, onde é possível gerar potência hidráulica suficiente para movimentar as pás das turbinas.

Figura 4: Realização de uma PCH



Fonte: <http://www.vwbr.com.br>

No Brasil, onde a energia hidrelétrica é um dos recursos mais abundantes e mais fácil de desenvolver. De acordo com a pesquisa realizada pelo Banco de Informações da Geração - BIG, em abril de 2013, no país estão operando cerca de 460 pequenas centrais hidrelétricas para uma total de 4,5 GW de capacidade instalada.

## **4 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Para o estudo da operação em regime permanente das redes de distribuição de energia elétrica é necessário conhecer e modelar seus componentes, que são principalmente: linhas, transformadores e cargas. Estes elementos formam um circuito equivalente simples composto por elementos passivos aglomerados. Sendo, os geradores fontes de tensão ou corrente senoidal ideal em série com elementos de impedância, os quais representam as perdas dos mesmos.

Uma vez modelado cada componente do sistema de distribuição de energia elétrica é feito uma análise de estimação da rede em algum instante, com a finalidade de estimar os valores dos parâmetros elétricos (tensão, corrente, perdas, fluxo de potência). Para esta análise, existem vários métodos próprios para ser aplicados nestas redes (operação radial).

### **4.1 MODELOS DOS COMPONENTES DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO**

Nesta parte do trabalho são ilustrados os componentes e seus modelos matemáticos de uma rede de distribuição visando a análise de fluxo de potência, Sendo, estes modelos ilustrados em Pantuzi (2006).

#### **4.1.1 SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO**

A FIG.6 ilustra uma subestação de distribuição. Sendo que o lado do primário (com tensões padronizadas com 138kV e 69kV) está conectado à rede de sub-transmissão e o lado secundário à rede de distribuição (com tensão padronizada nos valores 13.8kV). Há muitos arranjos possíveis das subestações, de acordo com a potência instalada da subestação.

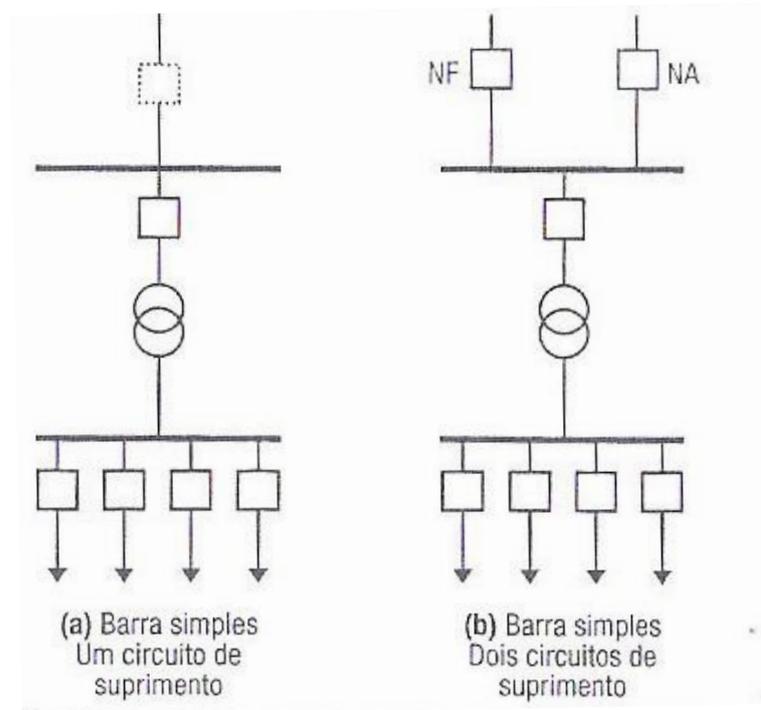
Figura 5: Subestação de distribuição



Fonte: <http://www.montago.com.br/obras-realizadas/299/implantao-da-subestao-marialva-138kv/>  
Por exemplo, em subestações que alimentam energia em regiões com baixa densidade de carga (transformador de subestação com uma potência nominal da ordem de 10 MVA) utiliza-se uma disposição chamada "simples", que apresentam um custo muito baixo. Como mostrado na FIG.7, este tipo de subestação pode ter uma única linha de alimentação ou, para aumentar a confiabilidade, duas linhas de fornecimento de energia (Kagan,2005). Se alimentado a partir de uma fonte única (sistema de sub-transmissão), a subestação possui apenas um dispositivo para proteção do transformador no lado de alta tensão, sendo a sua confiabilidade muito baixa. É possível aumentar esta confiabilidade proporcionando uma duplicação radial da fonte de alimentação da subestação, isto é, construído um circuito duplo da fonte de alimentação como ilustrado na FIG.7. Já em regiões com densidade elevada de carga, podem-se instalar novos transformadores visando aumentar a confiabilidade e flexibilidade operacional.

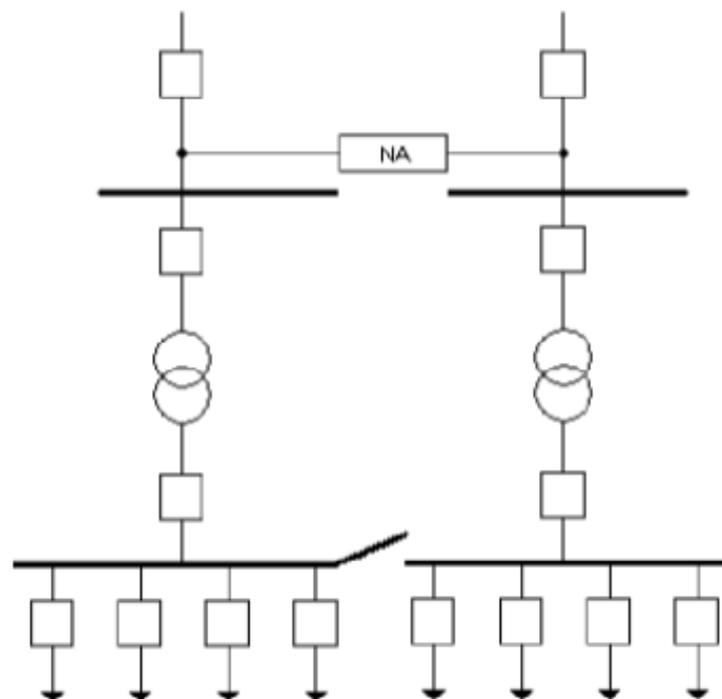
Na FIG.8, se ilustra o diagrama unifilar da subestação com dupla alimentação, na qual os circuitos de saída são distribuídos em varios barramentos, permitindo maior confiabilidade e flexibilidade de operação. Caso aconteça uma falta (curto-circuito), abrem-se as chaves à montante e à jusante, isolando o transformador.

Figura 7: Estruturas de barras simples



Fonte: Kagan (2005)

Figura 8: Diagrama unifilar da subestação com dupla alimentação



Fonte: Kagan (2005)

#### 4.1.2 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

Figura 9: Transformador de distribuição

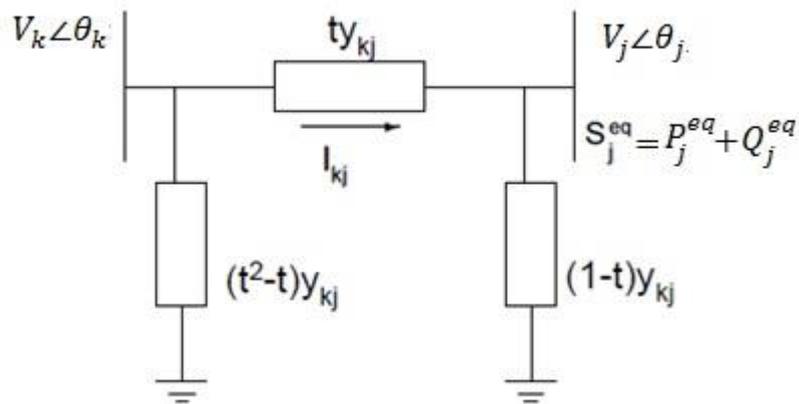


Fonte: <https://c03.apogee.net/contentplayer/?coursetype=foe&utilityid=gulfpower&id=4492>

Na FIG.9 é mostrado um transformador de distribuição. Sendo estes utilizados com o objetivo de reduzir a tensão primária (padronizada em 13.8kV) para distribuição secundária (com tensão padronizada em 380/220V e 220/127V). Normalmente estes transformadores são protegidos por pára-raios dos surtos de origem atmosférica e com fusíveis para proteção de sobrecorrente, instalados no primário. Sendo que do lado secundário não possuem dispositivos de proteção.

No mercado, a potência dos transformadores é padronizada, sendo estes valores, 10, 15, 30, 45, 75, 112,5 e 150 KVA (Kagan, 2005).

Figura 10: modelo de um transformador com ajuste de taps



Na FIG.10 mostra-se o modelo de um transformador com ajuste de taps para o controle de tensão. As correntes através das barras k e j são:

$$I_{kj} = y_{kj}t^2V_k - y_{kj}tV_j = (g_{kj} + jb_{kj})t^2V_k - (g_{kj} + jb_{kj})tV_j \quad (4.1)$$

$$I_{jk} = -y_{kj}tV_j + y_{kj}V_k = -(g_{kj} + jb_{kj})tV_j + (g_{kj} + jb_{kj})V_k \quad (4.2)$$

Onde:

$I_{kj}, I_{jk}$ : Correntes entre as barras k e j;

$y_{kj}$ : Impedância da linha;

$g_{kj}, b_{kj}$ : Resistência e reatância da linha;

$t$ : Variável do tap;

$V_j, V_k$ : Tensões nas barras j e k.

Através da utilização deste modelo e os parâmetros A, B, C e D da equação biquadrática:

$$A|V_j|^4 + B|V_j|^2 + C = 0 \quad (4.3)$$

Onde:

A,B,C,D: Parametros de descrição da linha.

È possível efetuar o cálculo da tensão de barra, e a fase da tensão na barra j por meio das seguintes equações:

$$A = D = |y_{kj}|^2 = g_{kj}^2 + b_{kj}^2 \quad (4.4)$$

$$B = 2(P_j^{eq}g_{kj} - Q_j^{eq}b_{kj}) - y_{kj}^2|tV_k|^2 \quad (4.5)$$

$$C = (P_j^{eq})^2 + (Q_j^{eq})^2 \quad (4.6)$$

$$\theta_j = \theta_k + \phi_{kj} + \arctan\left(\frac{Q_j^{eq} - b_{kj}|V_j|^2}{P_j^{eq} - g_{kj}|V_j|^2}\right) \quad (4.7)$$

Onde:

$P_j^{eq}, Q_j^{eq}$ : Potência ativa e reativa equivalente da barra;

$g_{kj}, b_{kj}$ : Resistência e reatância da linha;

$\theta_j, \theta_k$ : Fases das tensões de barra;

Para calcular as perdas, se calcula o fluxo de potência em ambos os sentidos (no primário e secundário) e usando as seguintes expressões:

$$S_{kj} = V_k I_{kj}^* = P_{kj} + jQ_{kj} \quad (4.8)$$

$$S_{jk} = V_j I_{jk}^* = P_{jk} + jQ_{jk} \quad (4.9)$$

$$PL_{kj} = P_{kj} + P_{jk} \quad (4.10)$$

$$QL_{kj} = Q_{kj} + Q_{jk} \quad (4.11)$$

Onde:

$S_{kj}, S_{jk}$ : Potência aparente;

$I_{kj}^*, I_{jk}^*$ : Conjugato das correntes entre as barras k e j;

$P_{kj}, P_{jk}$ : Potência ativa entre as barras k e j;

$Q_{kj}, Q_{jk}$ : Potência reativa entre as barras k e j;

$PL_{kj}, QL_{kj}$ : Perdas de potência ativa e reativa no transformador.

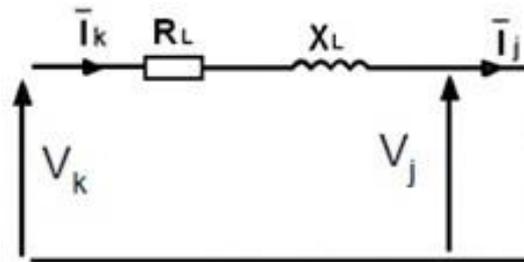
### 4.1.3 LINHAS

Figura 11: Linha de distribuição



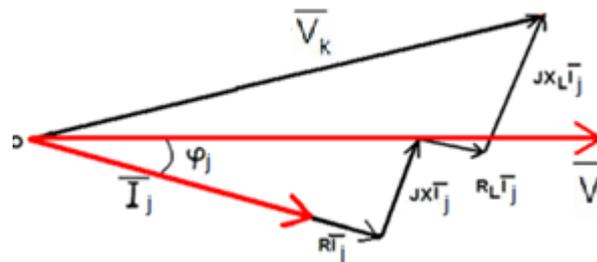
Na FIG.11 é mostrada uma linha de distribuição primaria. Estas servem para levar a a energia até os consumidores finais, sejam consumidores industriais, comerciais, residenciais ou prédios públicos. Estes consumidores podem estar conetados no sistema primário ou secundário. Atualmente é utilizado o alumínios nos fios destas linhas pelo vantagens, principalmente no custo quanto comparado ao cobre. A FIG.12 ilustra o modelo de linha curta, modelo da linha de distribuição.

Figura 12: Modelo de linha curta



Assumindo que a linha fornece energia a uma carga resistiva - indutiva ( $R + jX$ ), seu diagrama fasorial é ilustrado na FIG.13.

Figura 13: Diagrama fasorial por carga ohmico - indutiva



Onde:

$I_j, I$ : Corrente que flui através da carga;

$V_k, V_j$ : Tensões a montante e a jusante;

$\varphi_j, \varphi_k$ : Fase da corrente (deslocamento de fase entre a tensão e a corrente).

$R_L$ : Resistencia da linha;

$X_L$ : Reatância da linha;

$R_L I_j$ : Queda de tensão na resistencia da linha;

$jX_L I_j$ : Queda de tensão na reatância da linha;

$R$ : Resistencia da carga;

$X$ : Reatância da carga;

$R I_j$ : Queda de tensão na resistencia da carga;

$jXI_j$ : Queda de tensão na reatância da carga.

Assumindo conhecer o fasor da tensão  $V_j$  e a corrente  $I$ , propõe-se para determinar as variáveis de entrada  $V_k$  e  $\varphi_k$ :

Partindo do diagrama fasorial podemos afirmar que:

$$V_k = \sqrt{(V_j \cos \varphi_j + R_L I)^2 + (V_j \sin \varphi_j + X_L I)^2} \quad (4.12)$$

$$\varphi_k = \arctg \left( \frac{V_j \sin \varphi_j + X_L I}{V_j \cos \varphi_j + R_L I} \right) \quad (4.13)$$

$$\Delta V = V_k - V_j = (R_L \cos \varphi_j + X_L \sin \varphi_j) I \quad (4.14)$$

#### 4.1.4 CAPACITORES SHUNT

Figura 14: Banco de capacitores



Fonte: <https://www.arrow.com/it-it/research-and-events/articles/capacitor-banks-benefit-an-energy-focused-world>

Na FIG.14 é mostrado um banco de capacitores. Estes servem principalmente para corrigir o fator de potência do sistema, já que compensa a energia reativa das cargas. Isto traz que o perfil de tensão melhora caso precise. Um parâmetro importante é a mudança de fase  $\varphi$  entre a tensão e a corrente eléctrica. Através da instalação de capacitores é possível mudar este ângulo  $\varphi$ . Os capacitores shunt ilustrado na FIG.15 são representados através de uma

susceptância  $b$  ligada à referência (geralmente a terra). Sendo a potência reativa injetada na barra pelo capacitor:

$$Q = b|V|^2 \quad (4.15)$$

Onde:

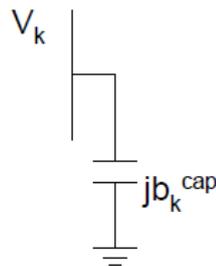
b: Susceptância;

V: Tensão da barra;

Q: Potência reativa.

Para o cálculo da potência equivalente da barra, deve-se incluir a potência injetada. No cálculo das tensões nodais para os ramos diretamente ligados a barra, é considerada a variação nos coeficientes A, B e C da equação biquadrática (4.3) da linha de transmissão, devido à susceptância do capacitor (Kagan,2005).

Figura 15: Modelo de capacitor shunt



#### 4.1.5 CARGAS

A FIG.16 mostra um transformador que alimenta um consumidor à rede de distribuição primária. Os consumidores podem ser: comercial ou industrial ou residencial. Sendo estes últimos conectados à rede de baixa tensão.

Figura 16: Trasformador



Fonte: <http://www.electroyou.it/admin/wiki/fodidimacchineelettriche>

Os consumidores são representados através de uma carga, que a sua vez pode ser representada como nos seguintes modelos pelo Pantuzi (2006):

- Potência constante;
- Corrente Constante;
- Admitância Constante.
- Modelo híbrido

Por outro lado, estas cargas podem ser trifásicas, bifásicas ou monofásicas.

#### 4.1.5.1 MODELO POTÊNCIA CONSTANTE

Neste modelo considera-se que as tensões de fase mudam a cada instante, já a potência aparente é constante. Sendo as correntes de linha dadas por:

$$I_L = \left(\frac{S}{V_n}\right)^* = \frac{|S|}{|V_n|} \angle(\delta - \theta) = |I_L| \angle \alpha \quad (4.16)$$

Onde:

- $\delta$ : Ângulo da tensão de fase;
- $\theta$ : Ângulo do fator de potência.
- $\alpha$ : Ângulo resultante;

$I_L$ : Corrente de linha;  
 $S$ : Potência aparente;  
 $V_n$ : Tensão nominal.

#### 4.1.5.2 MODELO CORRENTE CONSTANTE

Neste modelo considera-se que as tensões de fase mudam a cada instante, já a corrente é constante. Conseqüentemente o fator de potência da carga é mantido constante e a magnitude da corrente é calculada como:

$$I_L = |I_L| \angle (\delta - \theta) \quad (4.17)$$

#### 4.1.5.3 MODELO ADMITÂNCIA CONSTANTE

Neste modelo considera-se que as tensões de fase mudam a cada instante, já a admitância é constante e calculada da através da seguinte expressão:

$$\frac{1}{Y} = Z = \frac{|V_n|^2}{S^*} = \frac{|V_n|^2}{|S|} \angle \theta = |Z| \angle \theta \quad (4.18)$$

As correntes de carga são dadas por:

$$I_L = \frac{V_n}{Z} = \frac{|V_n|}{|Z|} \angle (\delta - \theta) = |I_L| \angle \alpha \quad (4.19)$$

Onde:

Z: Impedância.

#### 4.1.5.4 MODELO HIBRIDO

Uma carga pode ser modelada atribuindo uma porcentagem de cada um dos três modelos descritos anteriormente. A corrente de linha total atribuída a carga é calculada como soma dos três componentes:

$$I_L = aI_L^P + bI_L^Z + cI_L^I \quad (4.20)$$

Com:  $0 \leq a, b, c \leq 1$   $a+b+c=1$

## 4.2 FLUXO DE CARGA PARA REDES RADIAIS

O cálculo do Problema de Fluxo de Carga - PFC em redes elétricas consiste em determinar o estado de operação da uma rede elétrica, ou seja, determinar a magnitude e ângulo das tensões nas barras, os fluxos de potência nas linhas e as perdas elétricas. De acordo com Kagan (2005) existem vários métodos para o cálculo destas grandezas, sendo o mais utilizado o método de Newton-Raphsson. Este método tem grande aplicação em redes de transmissão (operação malhada), apresentando problemas ao ser aplicado em redes de distribuição (operação radial), como por exemplo, não convergência. Além de que os valores da matriz jacobiana em sua maioria são zeros. Isso leva a um esforço computacional elevado em redes de grande porte.

Dessa forma, na literatura encontram-se métodos próprios para redes de distribuição. Sendo os mais utilizados o Método da Soma das Potências – MSP [Cespedes (1990)] e Método Backward-Forward Sweep. [Shirmohammadi (1988)], os quais serão detalhados a seguir.

### 4.2.1 MÉTODO DA SOMA DAS POTÊNCIAS - MSP

O MSP assume que as cargas são modeladas como potencia constante, ou seja, todas as barras que possuem cargas são consideradas barras tipo PQ (Palma et al. 2010).

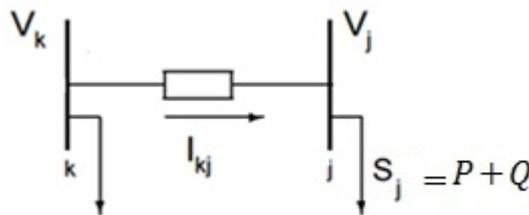
Antes de iniciar o processo de cálculo que é iterativo, é necessário inicializar as tensões em todas as barras. com valores iguais à barra de referência (subestação), para em seguida iniciar o processo iterativo, que consiste em duas etapas. A primeira etapa chamada inversa consiste no acúmulo das potências partindo das barras extremas em direção à raiz (subestação) e estimando o fluxo de potência nos trechos; A segunda etapa chamada direta consiste na correção das tensões nas barras, partindo da subestação em direção das barras terminais.

### **Passo1: Calculo da carga equivalente - Operação Backward**

Este processo inicia nas barras finais e termina na barra de referência. Consiste em acumular as cargas nas barras (soma de cargas à jusante) e calcular os fluxos de potência nos trechos, assim como as perdas ativas dos trechos.

Na FIG.20 são mostradas duas barras de um sistema de distribuição radial.

Figura 16: Operação Backward



As expressões matemáticas utilizadas para o cálculo de perdas nos trechos são detalhadas a seguir:

$$I_{kj} = \frac{P - jQ}{V_{jr} - jV_{ji}} \rightarrow I_{kj}^2 = \frac{P^2 + Q^2}{V_j^2} \quad (4.21)$$

Onde:

- $I_{kj}$ : Corrente no trecho kj;
- $P, Q$ : Potência ativa e reativa equivalente da barra j;
- $V_{jr}, V_{ji}$ : Parte real e imaginária da tensão na barra j;
- $V_j$ : Tensão na barra j.

Pode-se obter as perdas ativas e reativas, expressas das seguintes expressões:

$$P_{kjp} = I_{kj}^2 r_{kj} = r_{kj} \frac{P^2 + Q^2}{V_j^2} \quad (4.22)$$

$$Q_{kjp} = I_{kj}^2 x_{kj} = x_{kj} \frac{P^2 + Q^2}{V_j^2} \quad (4.23)$$

Onde:

- $P_{kjp}, Q_{kjp}$ : Perdas de potência ativa e reativa no trecho kj;

$r_{kj}, x_{kj}$ : Resistência e reatância do trecho kj;

A Operação Forward determina os valores estimados das tensões das barras e as perdas em todos os circuitos do sistema elétrico a partir da subestação.

### **Passo 2: Atualização da tensão de barra**

Este processo inicia na barra de referência (subestação) e termina nas barras finais. Consiste em atualizar os valores das tensões em todas as barras exceto nas barras onde tem GDs. Para o trecho ilustrado na FIG.19 é calculado a corrente no trecho  $kj$  através da seguinte expressão:

$$I_{kj} = \frac{V_k - V_j}{r_{kj} + jx_{kj}} \quad (4.24)$$

Sendo também:

$$I_{kj}^* = \frac{P - jQ}{V_{jr} - jV_{ji}} \quad (4.25)$$

Em seguida, é calculada a tensão na barra m, através da seguinte equação quadrática:

$$V_j^4 + (r_{kj}P + x_{kj}Q) - V_k^2 V_j^2 + (P^2 + Q^2)(r_{kj}^2 + x_{kj}^2) = 0 \quad (4.26)$$

Onde:

$I_{kj}^*$ : Conjugado da corrente no trecho kj;

$V_k$ : Tensão na barra k.

A solução da equação (4.26) é simples de calcular, pois ela é reduzível a uma de segundo ordem aplicando a mudança de variável  $y = V_m^2$ , e considerando somente a solução positiva.

O algoritmo passo a passo deste método é detalhado a seguir ( Brandini (2000)):

1. Inicializar os valores de tensão nas barras como sendo igual ao da barra de referencia (subestação),  $V_k = V_{ref} + j0$  para todas as barras do sistema, o valor de tolerância  $\epsilon$ . Considerar a somatória das perdas ativas e reativas aproximadas  $P_{per1} = 0$ ;

2. Operação Backward:

A partir das barras finais calcular as cargas equivalentes de todas as barras, somando as cargas à jusante e adicionando as perdas. As perdas são calculadas através das equações (4.22) e (4.21);

Se  $|P_{per2} - P_{per1}| < \epsilon$ , significa que o processo convergiu, caso contrario o processo continua.

Onde:

$P_{per1}, P_{per2}$ : Perdas de Potencia ativa antes (1) e depois (2) a Operação Backward;

3. Operação Forward:

Iniciando da barra de referência subestação, é calculada as tensões em todas as barras utilizando a eq. (4.26);

4. Utilizando os novos valores de tensão e as expressões (4.22) e (4.23) são encontrados os novos valores de perdas ativas e reativas. Calcular as perdas totais como somatória das perdas,  $P_{per2}$ .

#### 4.2.2 MÉTODO BACKWARD-FORWARD SWEEP BWFWS

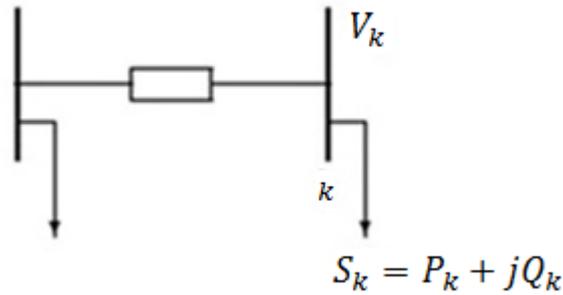
Este método ao igual que o MSP assume que as cargas são modeladas como potência constante.

Antes de iniciar o processo de cálculo que é iterativo, é necessário inicializar as tensões em todas as barras, com valores iguais à barra de referência (subestação), para em seguida iniciar o processo iterativo, que consiste em duas etapas. A primeira etapa chamada Backward Sweep e consiste em calcular as injeções de corrente em todas as barras e nos trechos a partir das barras finais em direção à subestação assim como as perdas nos trechos; A segunda etapa chamada Forward Sweep e consiste na correção das tensões nas barras, partindo do nó raiz em direção das barras terminais.

##### **Passo 1: Operação Backward Sweep**

Este processo inicia na barras finais e termina na barra de referência. Consiste no calculo das correntes nos trechos e, com estes, calcular os fluxos de potência nos trechos, assim como as perdas ativas dos trechos.

Figura 20: Operação Backward Sweep



Na FIG.20 são mostradas duas barras de um sistema de distribuição radial. A carga na barra k é representada como  $S_k = P_k + jQ_k$  e a tensão na barra é  $V_k = V_{kr} + jV_{ki}$ . Queremos encontrar a corrente de carga  $I_k = I_{kr} + jI_{ki}$ .

Onde:

$V_{kr}, V_{ki}$ : Parte real e imaginária da tensão na barra k;

$V_k$ : Tensão na barra k;

$P_k, Q_k$ : Potência ativa e reativa na barra k;

$S_k$ : Potência aparente na barra k.

Temos a seguinte expressão:

$$S_k = V_k I_k^* \rightarrow I_k^* = \frac{P_k - jQ_k}{V_{kr} - jV_{ki}} = \frac{(P_k V_{kr} - Q_k V_{ki}) - j(P_k V_{ki} + Q_k V_{kr})}{V_{kr}^2 + V_{ki}^2} \quad (4.29)$$

Onde:

$I_k^*$ : Conjugado da corrente na barra k;

Obtendo as seguintes expressões:

$$I_{kr} = \frac{(P_k V_{kr} - Q_k V_{ki})}{V_{kr}^2 + V_{ki}^2} \quad (4.30)$$

$$I_{ki} = \frac{-(P_k V_{ki} + Q_k V_{kr})}{V_{kr}^2 + V_{ki}^2} \quad (4.31)$$

Onde:

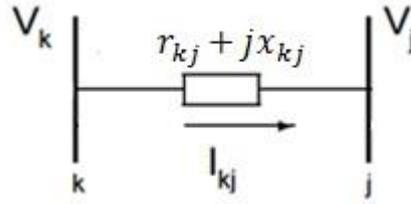
$r_{kj}, x_{kj}$ : Resistência e reatância do trecho kj;

$I_{kr}, I_{ki}$ : Parte real e imaginária da corrente na barra k.

### Passo 2: Forward Sweep

Este processo inicia na barra de referência e termina nas barras finais. Consiste no cálculo das tensões nas barras e, com estas, calcular as novas correntes nos trechos, os fluxos de potência nos trechos, assim como as perdas ativas dos trechos.

Figura 21: Operação Forward Sweep



Na FIG.21 são amostradas duas barras de um sistema de distribuição radial. São conhecidas as expressões da tensão da barra k e a corrente no ramo kj:

$$V_k = V_{kr} + jV_{ki} \quad (4.32)$$

$$I_{kj} = I_{kjr} + jI_{kji} \quad (4.33)$$

Onde:

$I_{kj}$ : Corrente no trecho kj;

$I_{kjr}, I_{kji}$ : Parte real e imaginária da corrente no trecho kj.

Quere-se encontrar a tensão na barra j, dada pela expressão seguinte:

$$V_j = V_{jr} + jV_{ji} \quad (4.34)$$

Onde:

$V_j$ : Tensão na barra j;

$V_{jr}, V_{ji}$ : Parte real e imaginária da tensão na barra j.

Sendo válida a seguinte expressão:

$$V_k = V_{kr} + jV_{ki} = V_j + (r_{kj} + jx_{kj})(I_{kjr} + jI_{kji}) = V_{jr} + jV_{ji} + (r_{kj}I_{kjr} - x_{kj}I_{kji}) + j(x_{kj}I_{kjr} + r_{kj}I_{kji}) \quad (4.35)$$

Pode-se deduzir as seguintes expressões:

$$V_{jr} = V_{kr} - r_{kj}I_{kjr} + x_{kj}I_{kji} \quad (4.36)$$

$$V_{ji} = V_{ki} - r_{kj}I_{kji} - x_{kj}I_{kjr} \quad (4.37)$$

As perdas em um ramo são fornecidas pela seguinte equação:

$$S_{kj} = P_{kjp} + jQ_{kjp} = \Delta V_{kj} I_{kj}^* = (r_{kj} + jx_{kj})(I_{kj} I_{kj}^*) = (r_{kj} + jx_{kj}) I_{kj}^2 \quad (4.38)$$

Onde:

$I_{kj}^*$ : Conjugado da corrente no trecho kj;

$P_{kjp}, Q_{kjp}$ : Perdas ativas e reativas no trecho kj;

$S_{kj}$ : Perdas totais no trecho kj;

$\Delta V_{kj}$ : Queda de tensão no trecho kj.

Dessa equação podemos deduzir as perdas ativas e reativas, mostradas nas seguintes equações:

$$P_{kjp} = r_{kj} I_{kj}^2 \quad (4.39)$$

$$Q_{kjp} = x_{kj} I_{kj}^2 \quad (4.40)$$

Geralizando para todos os ramos, temos a seguinte equação:

$$P_t = \sum_{(k,j) \in \Omega} r_{kj} I_{kj}^2 \quad (4.41)$$

$$Q_t = \sum_{(k,j) \in \Omega} x_{kj} I_{kj}^2 \quad (4.42)$$

Onde:

$P_t, Q_t$ : Perdas de potência ativa e reativa em todo o sistema;

$\Omega$ : Conjunto de todas as barras do sistema.

De acordo com Brandini (2000), o algoritmo do método BWFWS pode ser representado dos seguintes passos:

1. Inicializar os valores de tensão nas barras como sendo igual ao da barra de referencia (subestação),  $V_k = V_{ref} + j0$  para todas as barras do sistema, o valor de tolerância  $\epsilon$ . Considerar a somatória das perdas ativas e reativas aproximadas  $P_{per1} = 0$ .

Onde:

$P_{per1}$ : Valor inicial de perdas de potencia ativa;

$V_{ref}$ : Valor de tensão de referencia;

$V_k$ : Tensão na barra de referencia.

2. Operação Backward:

A partir das barras finais, determinar as correntes de carga em todos os trechos utilizando as equações (4.30) e (4.31) e nos ramos fazendo a soma simples.

Utilizando as correntes de trechos calculadas no passo precedente, calcular as perdas ativas através da equação (4.39); Fixar  $P_{per2} = P_t$ .

Onde:

$P_{per2}$ : Valor de perdas ativas depois a Operação Backward;

$P_t$ : Valor de perdas ativas calculado na Operação Backward.

Se  $\Delta P_{per} = |P_{per2} - P_{per1}| \leq \epsilon$ , significa que o processo convergiu, caso contrario o processo continuar e fixar  $P_{per2} = P_{per1}$ .

Onde:

$\Delta P_{per}$ : Variação de Perdas ativas do sistema.

3. Operação Forward:

Iniciando da barra de referência subestação, são calculadas as tensões em todas as barras utilizando as eq. (4.36) e (4.37).

4. Utilizando os novos valores de tensão e as expressões (4.41) e (4.42) são encontrados os novos valores de perdas ativas e reativas. Calcular as perdas totais como somatória das perdas,  $P_{per2}$ .

#### 4.2.2.1 Algoritmo Modificado considerando GDs

A partir do MSP foi modificado um algoritmo apresentado em Palma et al.(2010), que soluciona o problema do fluxo de potência com a presença de GDs na rede elétrica. O método faz um ajuste da tensão na barras com GDs através da injeção de potência reativa na mesma barra. Esta injeção de potência reativa é gerada pelo próprio GD.

Na prática, este é um problema de otimização, que tem como objetivo minimizar a diferença entre a tensão especificada (barra PV) e a tensão calculada através do método.

Este ajuste é iterativo e utiliza variáveis de controle, necessários para a identificação das condições de operação da rede elétrica. Mantendo as variáveis de controle  $u$  inalteradas durante uma iteração e, entre as iterações, as mesmas são reajustadas para assegurar que as variáveis controladas  $z$  se aproximem aos respectivos valores especificados  $z^{esp}$ . De acordo com Monticelli (1982), o ajuste das variáveis de controle  $u$  é feito por meio de um valor  $\Delta u$  proporcional ao erro  $\Delta z$  entre os valores especificados e calculados da variável de controle:

$$\Delta u = \alpha \Delta z = \alpha(z^{esp} - z^{calc}) \quad (4.43)$$

Onde:

$\Delta u$ : Ajuste das variáveis de controle  $u$ ;

$z^{esp}, z^{calc}$ : Valor especificado e calculado das variáveis controladas  $z$ ;

$\Delta z$ : erro entre os valores especificados e calculados da variável de controle  $z$ ;

$\alpha$ : Relação de sensibilidade entre  $u$  e  $z$ .

Este tipo de controle, no entanto, prevê restrições que devem ser incorporados dentro do problema de fluxo de potência, sendo estas, a quantidade máxima de potência reativa que pode ser fornecida e absorvida por um GD.

Como já mencionado, as barras onde tem GDs são tratadas como barras PV, nas quais se deve introduzir o ajuste do perfil de tensão no processo do MSP. Portanto, dada uma genérica barra

k com GD, a variável de controle  $u$  será a injeção de potência reativa líquida na mesma barra  $Q_k^{liq}$  e a variável controlada  $z$  será a magnitude da tensão especificada na mesma barra  $V_k^{esp}$ . Por conseguinte, em cada iteração, a potência reativa líquida é usada para o cálculo da magnitude do perfil de tensão da barra  $V_k^{calc}$ , e, em seguida, esta é corrigida de acordo com a lei:

$$Q_k^{liq,(i+1)} = Q_k^{liq,(i)} + \alpha^{(i)} (V_k^{esp} - V_k^{calc,(i)}) \quad (4.44)$$

Onde:

$Q_k^{liq,(i+1)}, Q_k^{liq,(i)}$ : Potência reativa líquida na barra k nas iterações i+1 e i;

$\alpha^{(i)}$ : Relação de sensibilidade entre u e z na iteração i;

$V_k^{esp}$ : Magnitude da tensão especificada na barra k;

$V_k^{calc,(i)}$ : Magnitude do perfil de tensão da barra k;

Este processo é repetido até que a diferença entre a magnitude da tensão especificada e da magnitude da tensão calculada é menor do que uma tolerância especificada. Além disso, o valor do resultado da diferença (acima mencionada) fornece orientação sobre as medidas a tomar:

-  $\Delta V > 0$  Aumentar a produção ou diminuir a absorção de potência reativa.

-  $\Delta V < 0$  Diminuir a produção ou aumentar a absorção de potência reativa.

Com base no resultado obtido no processo acima, é possível calcular a potência reativa gerada do GD na barra por meio da seguinte fórmula:

$$Q_k^G = Q_k^{liq,final} + Q_k^C \quad (4.45)$$

Onde:

$Q_k^C$ : Potência reativa consumida na barra k;

$Q_k^{liq,final}$ : Potência reativa líquida na barra k na última iteração;

$Q_k^G$ : Potência reativa gerada do GD na barra k.

A relação de sensibilidade  $\alpha$  foi escolhida de acordo com Palma et al. (2010):

$$\alpha = \frac{w^{(i)} S_k^{liq,(i)}}{V_k^{esp}} \quad (4.46)$$

Onde:

$\alpha$ : Fator de sensibilidade;

$w^{(i)}$ : Peso inercial da relação de sensibilidade<sup>1</sup> na iteração i;

---

<sup>1</sup> Fator adimensional utilizado para acelerar a convergência, baseado na seguinte expressão:

$S_k^{liq,(i)}$ : Potência aparente líquida na barra k e na iteração  $i^2$ ;

Em conclusão, a injeção de potência reativa líquida é calculada pela seguinte fórmula:

$$Q_k^{liq,(i+1)} = Q_k^{liq,(i)} + \frac{w^{(i)} S_k^{liq,(i)}}{V_k^{esp}} (V_k^{esp} - V_k^{calc,(i)}) \quad (4.47)$$

Para não esquecer o fato de que a injeção de potência reativa líquida acima referida é limitada, como se segue:

$$Q_k^{G,min} - Q_k^C \leq Q_k^{liq,(i)} \leq Q_k^{G,max} - Q_k^C \quad (4.48)$$

Onde:

$Q_k^{G,min}$ ,  $Q_k^{G,max}$ : Limites mínimo e máximo de potência reativa gerada na barra k;

Caso a potência reativa líquida gerada fica fora do limite, é automaticamente substituído pelo valor-limite.

Se o número de iterações excede o valor limite, o ajuste da tensão na barra não foi possível, e o GD comportou-se como uma barra PQ.

O processo para o ajuste de tensão é detalhado a seguir:

1. Leitura dos dados e condições iniciais, definição das tensões dos nós.

Fixar o valor de tolerância  $\epsilon$ , o valor inicial das injeções líquidas de potência reativa das barras PV dado pela seguinte formula:

$$Q_k^{liq,(0)} = 0.5 \text{ rand } P_k^{esp} \quad (4.49)$$

Onde:

$\text{rand} \in [0,1]$ ;

$P_k^{esp}$ : Potência ativa especificada na barra k;

$Q_k^{liq,(0)}$ : Valor inicial das injeções líquidas de potência reativa das barras PV.

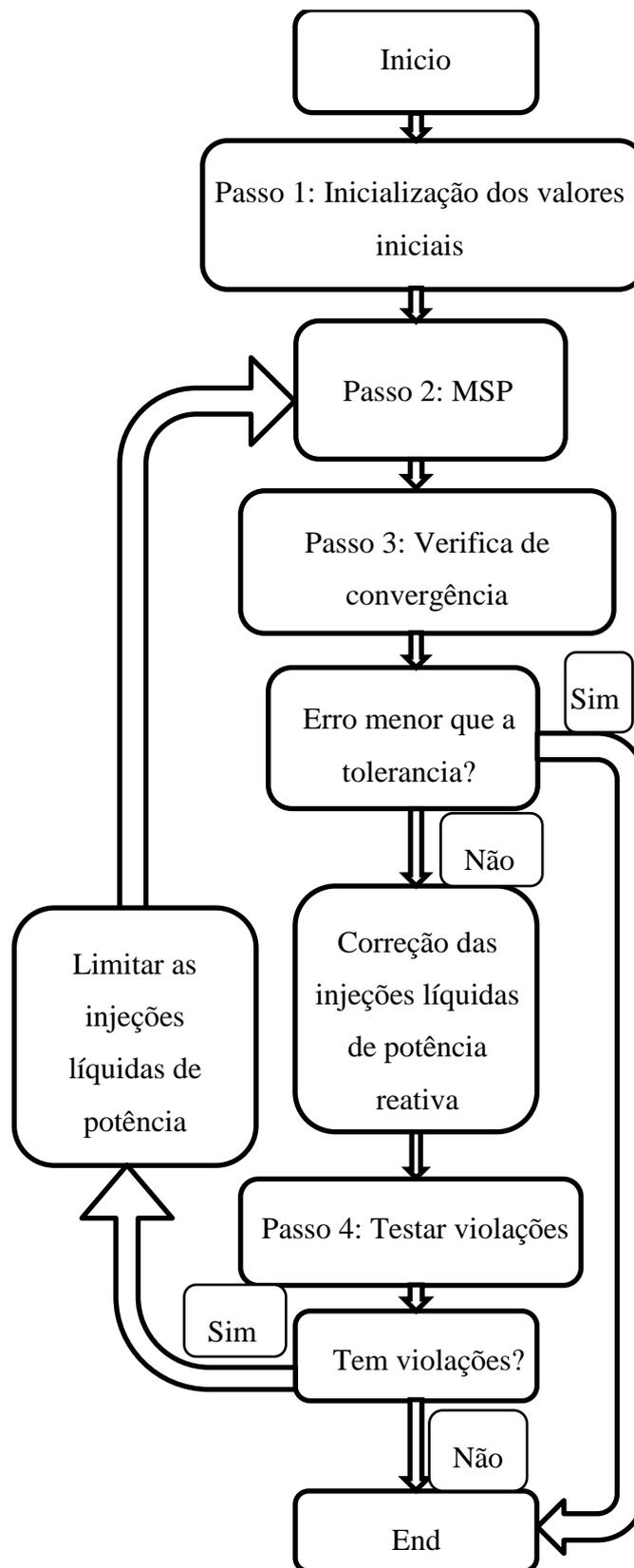
2. Determinação das tensões especificadas  $V_k^{esp,(i)}$  nas barras PV por meio do metodo MSP, apresentado em 4.2.1;
3. Se  $\Delta V = |V_k^{esp,(i)} - V_k^{calc,(i)}| \leq \epsilon$ , parar o processo porque foi atingida a convergencia. Se não for assim, corrigir as injeções líquidas de potência reativa das barras PV através da equação (4.47);
4. Controle dos limites da injeção de potência reativa líquida nas barras PV através da expressão (4.48).

---

$w^{(i)} = [w_{MAX}(1 - \frac{i}{i_{MAX}})]$ . Onde:  $w^{(i)}$ ,  $w_{MAX}$ : Peso inercial na iteração  $i$ , e valor maximo;  $i$ ,  $i_{MAX}$ : iteração, e valor maximo de iterações.

<sup>2</sup> Calculada através da seguinte formula:  $S_k^{liq,(i)} = \sqrt{(P_k^{liq,(i)})^2 + (Q_k^{liq,(i)})^2}$ .

Figura 22: Fluxograma das etapas do algoritmo adaptado pelo autor



A FIG.22 ilustra o fluxograma das etapas do algoritmo criado.

### 4.2.3 TESTES EM SISTEMAS RADIAIS

#### TESTES SEM GD

Para verificar o desempenho dos algoritmos apresentados foram usados sistema de 33, 70 e 135 barras [BARAN, WU (1989a); BARAN, WU (1989b)]. A implementação computacional foi em MATLAB.

Com a finalidade de conferir a robustez das metodologias apresentadas, foi utilizado um diferente valor de fator de carga FC, além de simular diferentes cenários (carga leve, carga normal e carga pesada) de uma rede elétrica ao longo do dia. Os resultados obtidos foram avaliados por meio do algoritmo de Newton Raphson disponível na literatura e são mostrados na TAB.1.

Tabela 1: Perdas Ativas e Numero de iterações obtidos pelo metodos BWFWS e MSP para diversos níveis de carregamento

33 BARRAS, 70 BARRAS E 135 BARRAS							
BWFWS				SOMA DE POTENCIA		NEWTON RAPHSON	
FC	Barras	Perdas kW	Iterações	Perdas kW	Iterações	Perdas kW	Iterações
0,9	33	161,64	5	161,64	4	161,55	3
1	33	202,67	6	202,67	4	202,67	3
1,2	33	301,45	6	301,45	4	301,44	3
0,9	70	179,00	6	179,00	4	179,01	3
1	70	225,07	6	225,07	4	225,09	3
1,2	70	336,84	6	336,84	4	336,78	3
0,9	135	257,30	5	257,30	4	256,99	3
1	135	320,27	5	320,27	4	320,27	4
1,2	135	469,12	6	469,12	4	469,08	4

Dos resultados, observamos que os três métodos apresentam os mesmo resultados. Sendo a diferença, o número de iterações utilizadas por cada método. Dos testes realizados, o método BWFWS requer um maior número de iterações em comparação com o método MSP.

#### TESTES CONSIDERANDO GDs

O método de MSP considerando GDs foi testado utilizando uma rede de 33 barras e foi comparado com o método de Newton Raphson. Foram considerados dois cenários, sendo aplicada a alocação de:

- 1) Um GDs com potência ativa igual a 120 kW e tensão igual a 12.027 kV alocado em diferentes barras;
- 2) Dois GDs com potências ativas iguais a 120 kW e tensão igual a 12.027 kV alocados em diferentes barras.

O parâmetro a ser avaliado para efeitos de comparação foi a perda ativa, cujos resultados são mostrados na TAB.2.

Tabella 2: Perdas Ativas obtidas pelo metodos NR e MSP modificado considerando diferentes alocações dos GDs

33 BARRAS COM GD					
				NEWTON RAPHSON	MSP MODIFICADO
BARRAS	FC	Numero Geradores Alocados	Numero Barras Alocadas	Perdas Ativas (kW)	Perdas Ativas (kW)
33	1	1	14	147,21	145,72
33	1	1	33	129,61	129,70
33	1	1	6	199,26	199,51
33	1	1	24	453,11	451,99
33	1	1	30	169,65	169,53
33	1	2	14-33	110,48	106,00
33	1	2	8-14	165,80	164,34
33	1	2	8-33	134,31	135,67
33	0,9	2	8-33	130,76	129,50
33	0,9	1	14	118,06	116,49
33	1,2	2	8-33	156,43	157,15
33	1,2	1	14	201,04	201,95
33	1,2	1	33	174,25	175,15

Dos resultados obtidos podemos afirmar que o método apresentado MSP apresenta resultados satisfatórios em comparação ao método de Newton Raphson, apresentando um erro máximo de 4,48 kW.

### 4.3 CRITÉRIO DE AVALIAÇÃO DE MÁXIMA POTÊNCIA DO GD

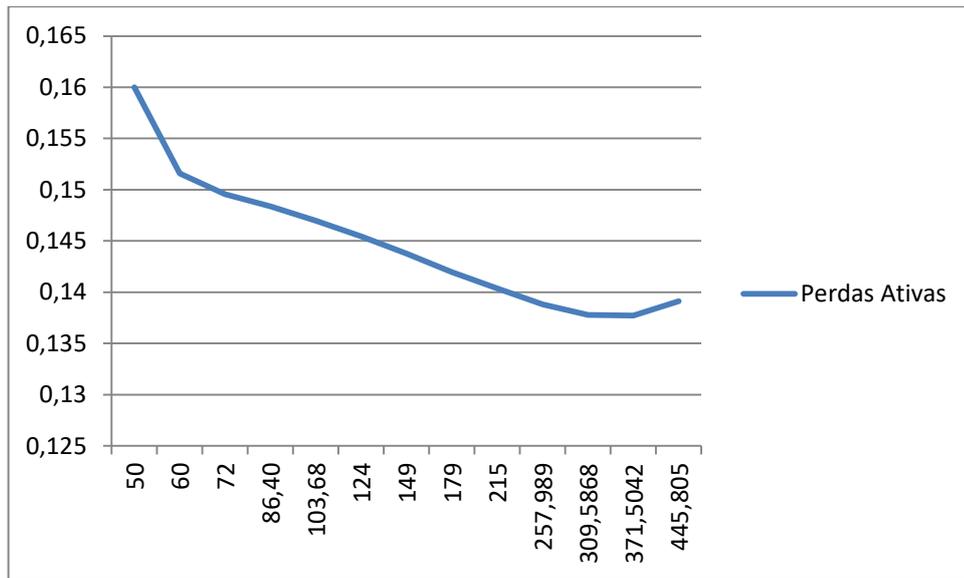
Com a finalidade de encontrar a máxima potência que um GD pode entregar à rede elétrica foi implementado um método descrito em Palma et al. (2010). O qual consiste em variar (aumentar) o valor de potência ativa do GD até obter uma perda de potência ativa mínima positiva da rede avaliada.

Para testar a metodologia foi utilizada uma rede de 33 barras, na qual foi inserido um GD alocado na barra 14, com valor de potência ativa inicial de 50 kW. Sendo o valor do passo igual a 0,02. Os resultados são ilustrados na TAB.3 e na FIG.22.

Tabella 3: Perdas ativas em relação á Potencia Gerada obtidas pelo MSP Modificado no sistema de 33 barras

33 BARRAS COM GD	
MSP MODIFICADO	
Potência Gerada (kW)	Perdas Ativas (pu)
50	0,1600000000000000
60	0,151598068926683
72	0,149563789165711
86.4	0,148366997218826
103.68	0,146972423272399
124.416	0,145452379698673
149.2992	0,143765183983691
179.1590	0,141965161865888
214.9908	0,140369699699635
257,9890	0,138817939474542
309,5868	0,137801598076030
371,5042	0,137717107500200
445,8050	0,139137946312083

Figura 22: Variação das Perdas Ativas em relação a Potência Gerada



Os resultados auxiliam aos estudos de planejamento da expansão, já que mostram até quanto podem ser ampliadas as unidades de GD.

## 5 VARIABLE NEIGHBOURHOOD SEARCH

A técnica Busca em Vizinhança Variável (em inglês: Variable Neighborhood Search -VNS) foi desenvolvida por Hansen e Mladenovic (2003). Esta é uma metaheurística recente, ou uma estrutura heurística para construção, que explora sistematicamente a ideia de mudança de vizinhança, tanto na descida para mínimos locais quanto na busca local. A partir do método básico VNS foram propostas mudanças quanto as estratégias de mudança e exploração do espaço de soluções, gerando VNS e suas modificações, que serão tratadas em diante.

### 5.1 TEORIA

De acordo com Hansen e Mladenovic (2003), um problema de otimização é da seguinte forma:

$$\min f(x) \quad (7.1)$$

Pela qual:  $x \in X \quad (7.2)$

Onde:  $f(x)$  é a função a ser minimizada e  $X$  o conjunto de soluções viáveis. Uma solução  $x^* \in X$  é ótima se:

$$f(x^*) \leq f(x), \quad \forall x \in X \quad (7.3)$$

Um algoritmo para resolver o problema mostrado das equações (7.1) e (7.2), se existir, encontra uma solução ótima  $x^*$ , em um tempo finito. Para encontrar a solução procurada deve-se admitir um grau de tolerância que cumpra a seguinte expressão:

$$f(x^*) < f(x) + \varepsilon, \quad \forall x \in X \quad (7.4)$$

Com  $\varepsilon$ : tolerância.

Um ótimo local  $x_L$  de (7.1) e (7.2) é tal que:

$$f(x_L) \leq f(x), \quad \forall x \in N(x_L) \cap X \quad (7.5)$$

Onde  $N(x_L)$  denota uma vizinhança de  $x_L$ .

Se há muitos mínimos locais, a gama de valores que abrangem pode ser grande. Além disso, o valor global ótimo  $f(x^*)$  pode diferir substancialmente do valor médio de um mínimo local, gerando um problema que afecta muito o tempo computacional. De acordo com Macedo

Possagnolo (2015), há muitas maneiras de sair de ótimos locais considerando as seguintes premissas:

- Um mínimo local, no que diz respeito a uma estrutura de vizinhança, não é necessariamente dessa forma para outro;
- Um mínimo global é um mínimo local com respeito a todas as possíveis estruturas de vizinhança;
- Para muitos problemas, mínimos locais no que diz respeito a uma ou várias estruturas de vizinhanças são relativamente próximos uns dos outros.

Esta última observação, que é empírica, implica que um mínimo local fornece muitas vezes algumas informações sobre o global. Sendo assim, as Metaheurísticas são métodos que utilizam técnicas heurísticas para resolver problemas de otimização combinatória e global.

## 5.2 ALGORITMO GERAL

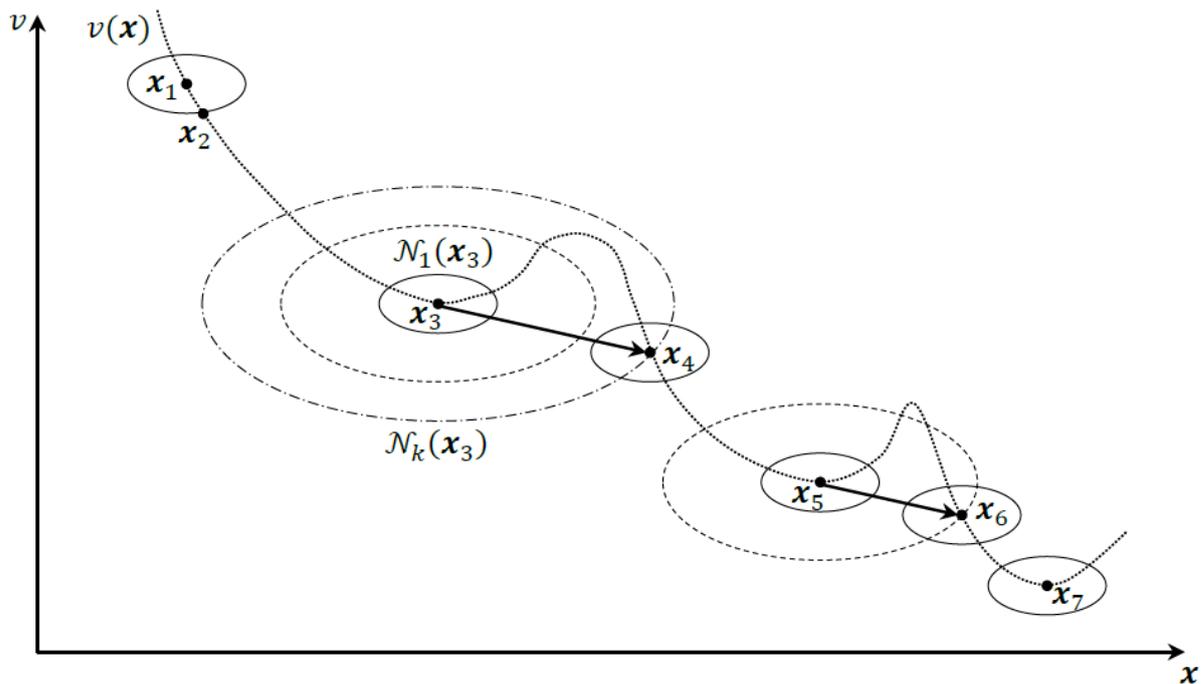
De acordo com Hansen e Mladenovic (1999), denotamos com  $N_k(k = 1, \dots, k_{\max})$ , um conjunto finito de estruturas de vizinhança pré-selecionadas, e com  $N_k(x)$  o conjunto de soluções na  $k_{th}$  estrutura de vizinhança de  $x$ . Os principais passos do algoritmo VNS básico são aqui apresentados:

1. **Inicialização:** Escolha o conjunto de estruturas de vizinhança  $N_k(k = 1, \dots, k_{\max})$  que serão utilizados na pesquisa; escolher uma solução inicial  $x$ , escolha de um critério de parada.
2. **Repita** os seguintes passos até que o critério de parada esteja satisfeito:
3. Faça  $k = 1$ .
4. **Agitação:** Gerar uma solução  $x'$  aleatório da  $k_{th}$  estrutura de vizinhança de  $x$  ( $x' \in N_k(x)$ ).
5. **Busca local:** Aplicar um método de busca local utilizando  $x'$  como solução inicial; denotar com  $x''$  o ótimo local obtido por esta busca.
6. **Mover or não:** Se esse ótimo local  $x''$  é melhor que o incumbente  $x$ , trocar ( $x = x''$ ) e continuar a procura com  $N_1(k = 1)$ ; de outra forma, por  $k = k + 1$ .

Podem ser aplicados vários critérios de parada do algoritmo, sendo um deles, o número máximo de iterações. Muitas vezes, as estruturas de vizinhanças sucessivas  $N_k$  deverão ser

aninhadas. Observa-se que o ponto  $x'$  no passo 3 é gerado aleatoriamente com o objetivo de evitar cair em ótimos locais. Um aspecto importante já mencionado é que um ótimo local para varias estruturas de vizinhança não necessariamente é um ótimo local em outra. Sendo necessário a mudança de estrutura de vizinhança. Esta característica é mostrada na FIG.23.

Figura 23: Comportamento do algoritmo VNS



Fonte: Hansen Mladenovic (2008)

### 5.3 ALGORITMO IMPLEMENTADO

O algoritmo implementado por meio da utilização do método de VNS e com base nos estudos realizados anteriormente baseia-se nos seguintes passos:

Passo 1: Estabelecer valores de alguns parâmetros próprios da metodologia: N° máximo de iterações; N° máximo de estruturas de vizinhança  $k_{\max}$ ; critério de geração inicial da solução;  $k=0$ ; Escolha de um conjunto de estruturas de vizinhança  $N_k (k = 1, \dots, k_{\max})$  que serão utilizados na pesquisa.

Passo 2: Gerar uma solução inicial com N GDs utilizando um critério: aleatório ou heurístico (TPSI); calcule a função objetivo;  $k=1$ .

Passo 3: **Agitação:** Gere uma solução (através de mudança de  $k$  GDs) vizinha de  $x$  denotada por  $x'$  ( $x' \in N_k(x)$ ). **Busca local:** Faça uma busca local considerando  $x'$  como solução inicial e gerando soluções  $x''$  ( $x'' \in N_k(x')$ ). Avalie a F.O. das soluções visitadas  $x''$ . Selecione a melhor solução visitada.

Passo 4: Se a função objetivo de  $x''$  é menor que  $x$ , faça:  $x = x''$  e  $k = k + 1$ . Caso contrário  $k = k + 1$ . Volte ao passo 3. Se  $k = k_{\max}$  ir ao passo 5.

Passo 5: Mostrar a solução encontrada (incumbente)  $x$ .

#### 5.4 VARIABLE NEIGHBORHOOD DESCENT (VND)

Uma das variações do VNS básico é o Algoritmo Busca em Vizinhança Descendente (do inglês: Variable Neighborhood Descent VND). Este algoritmo consiste no escolher uma solução inicial  $x$ , encontrar uma direção de descida mais acentuada a partir de  $x$  e dentro de uma estrutura de vizinhança  $N(X)$ . Movendo-se ao mínimo de  $f(x)$  dentro de  $N(X)$  ao longo dessa direção; se não tem direção de descida, o método para, no caso contrário é continua a iteração.

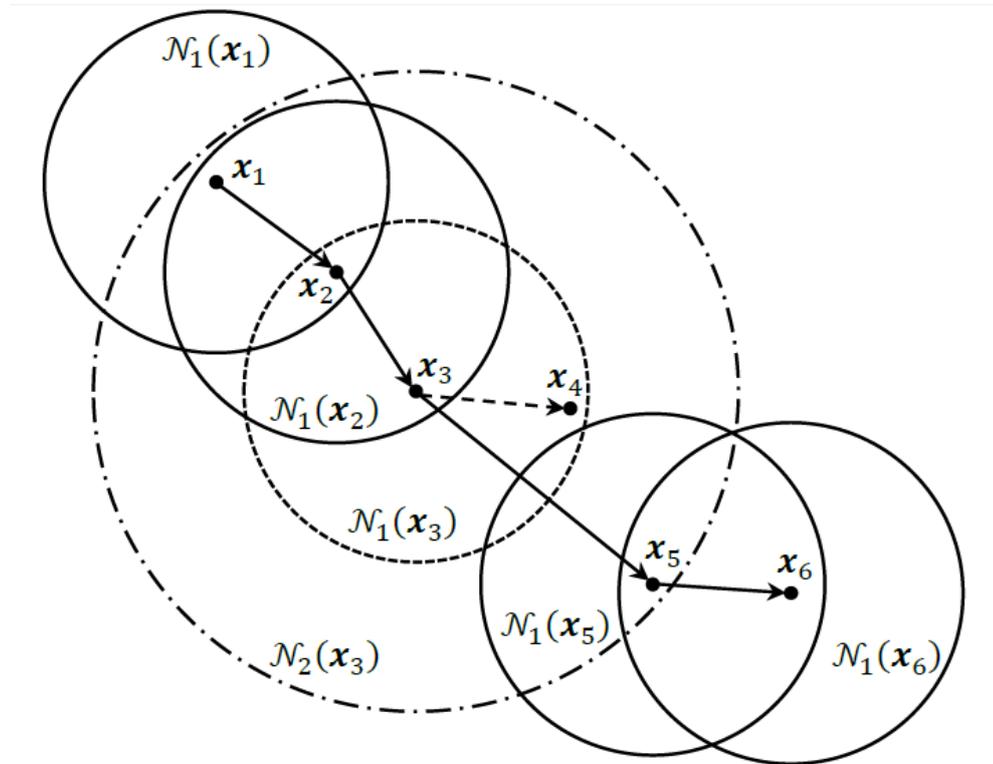
Os principais passos do algoritmo VND são aqui apresentados:

1. **Inicialização:** Selecione um conjunto de estruturas de vizinhança  $N_k$  ( $k = 1, \dots, k_{\max}$ ) que será utilizado na descida; encontre uma solução inicial  $x$ ;
2. **Repita** os passos seguintes até que nenhuma melhoria na solução seja obtida;
3. Faça  $k = 1$ ;
4. **Repita** os passos seguintes até  $k = k_{\max}$ ;
5. **Exploração da vizinhança:** Encontre o melhor vizinho  $x'$  de  $x$  ( $x' \in N_k(x)$ );
6. **Mover ou não:** Se a solução  $x'$  é melhor que a incumbente  $x$ , faça  $x = x'$  e continue a busca em  $N_k$  ( $k = 1$ ); caso contrário faça  $k = k + 1$ .

Em cada passo, o algoritmo executa buscas na estrutura de vizinhança de um ponto, que também é a incumbente do processo. Se uma melhoria não é alcançada no processo, a estrutura de vizinhança do ponto muda, de forma a considerar uma região maior do espaço de busca.

A FIG.24 ilustra o processo de busca local e variação de estruturas de vizinhança da técnica VND.

Figura 24: Processo de busca do algoritmo VND



Fonte: Macedo Possagnolo (2015)

## 5.5 REDUCED VARIABLE NEIGHBORHOOD SEARCH (RVNS)

Outra variação do VNS básico é o Algoritmo Redução da Busca em Vizinhança Variável (do inglês: Reduced Variable Neighborhood Search RVNS). Na qual um conjunto de estruturas de vizinhança  $N_1(x)$ ,  $N_2(x)$ , ...,  $N_{kmax}(x)$  é considerado em torno do atual ponto  $x$  (que pode ser ou não um ótimo local). Normalmente, essas estruturas de vizinhança vão ser aninhadas (cada uma contém a anterior). Em seguida, um ponto é escolhido aleatoriamente na primeira estrutura de vizinhança. Se seu valor é melhor do que a do operador anterior ( $f(x') < f(x)$ ), a pesquisa é centrada no novo valor ( $x \leftarrow x'$ ). Caso contrário, prossegue para uma próxima vizinhança. Depois que todas as estruturas de vizinhança foram consideradas, começa-se outra

vez com o primeiro, até uma condição de parada seja satisfeita (por exemplo, o número máximo de iterações). Os principais passos do algoritmo RVNS são aqui apresentados:

1. **Inicialização:** Escolha o conjunto de estruturas de vizinhança  $N_k(k = 1, \dots, k_{\max})$  que serão utilizados na pesquisa; escolher uma solução inicial  $x$ , escolha de um critério de parada.
2. **Repita** os seguintes passos até que o critério de parada esteja satisfeito:
3. Faça  $k = 1$ ;
4. **Repita** os seguintes passos até  $k = k_{\max}$ :
5. **Agitação:** Gerar uma solução  $x'$  aleatório da  $k_{th}$  estrutura de vizinhança de  $x$  ( $x' \in N_k(x)$ );
6. **Mover ou não:** Se a solução  $x'$  é melhor que a incumbente  $x$ , mova para lá ( $x = x'$ ) e continue a busca em  $N_k(k = 1)$ ; caso contrario faça  $k = k + 1$ .

## 5.6 IMPLEMENTAÇÃO DO VNS

As seções seguintes descrevem o algoritmo VNS básico aplicado ao problema de alocação de GDs.

### Representação de uma solução

A solução para o problema é representado através de um vetor de alocação de GDs, o qual indica as barras onde estão instalados os GDs. O tamanho deste vetor é dado pela quantidade de GDs a serem instalados.

A TAB.4 ilustra um exemplo para uma rede de 10 barras, na qual a solução são dois GDs instalados nas barras 3 e 7.

Tabela 4: Exemplo de uma solução composta por 2 barras

Barra	1	2	<b>3</b>	4	5	6	<b>7</b>	8	9	10
GDs	0	0	<b>1</b>	0	0	0	<b>1</b>	0	0	0

### Avaliação de uma solução

Avaliar uma solução significa calcular as perdas ativas para esta solução. Para isso é feita uma análise de fluxo de carga (método MSP modificado) desenvolvido no capítulo anterior. Para a solução ilustrada na TAB. 4 as perdas são 322,9 kW.

### Geração de uma solução inicial

A geração da solução inicial foi feita de forma aleatória.

### Geração de estruturas de vizinhança

As estruturas de vizinhança geradas foram desde  $k=1$  até  $k=2$ . Tal que  $k$ = número de GDs. Dada uma solução (TAB. 4) a estrutura  $k=1$  é movimentando 1 GD em direção de todos os lados da posição atual. Como exemplo, a TAB.5 ilustra a geração de uma solução na estrutura  $k=1$ . Foi assumido que a rede representada é um alimentador sem ramais.

Tabela 5: Solução gerada em  $k=1$

Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
GDs	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1

Para  $k=2$  a movimentação foi dois GDs, como ilustra a TAB. 6 para a mesma solução. O GD da barra 4 foi para a barra 1 e o GD da barra 7 foi para a barra 4.

Tabela 6: Solução gerada em  $k=2$ .

Barra	1	2	8	4	5	6	7	8	9	10
GDs	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0

### Busca local

Os critérios de busca local utilizados foram:

- Critério aleatório;
- Critério heurístico baseado no TPSI (Índice ilustrado no próximo capítulo).

### Critério de parada

Foram utilizados como critérios de parada os seguintes:

- Limite de número de iterações;
- Número de iterações sem produzir uma melhoria na solução incumbente.

O segundo critério reduz o tempo computacional, já que uma vez encontrado a melhor solução, não gasta um tempo adicional grande para terminar e convergir.

## 6 TRANSMISSION PATH STABILITY INDEX – TPSI

O índice de estabilidade de tensão TPSI – *Transmission Path Stability Index*, é um índice que fornece um indicio da proximidade ao colapso de tensão. O objetivo desse índice é definir uma medida escalar da proximidade ao colapso que possa ser monitorada quando parametros se modificam. De acordo com Lorenzetti (2004) este é calculado em base aos fasores de tensão das barras em um sistema elétrico. Tem a característica de utilizar um pequeno esforço computacional. Considerando um sistema de duas barras (barra geradora k e barra de carga j) mostradas na FIG.26, a condição para a operação estável do sistema é alcançada quando:

$$\Delta V = |\hat{V}_k - \hat{V}_j| = V_j \quad (6.1)$$

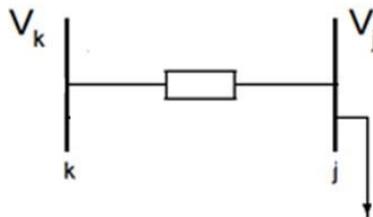
Onde:

$\Delta V$ : Diferença de magnitude de tensões;

$\hat{V}_k, \hat{V}_j$ : Fasores de tensões das barras k e j;

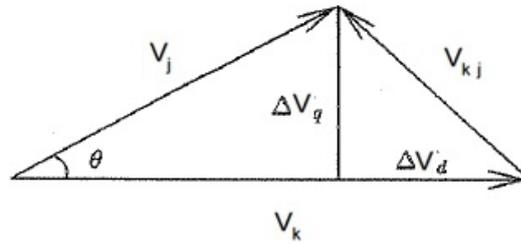
$V_j$ : Magnitude de tensão na barra j.

Figura 26: Sistema de duas barras



Considerando o diagrama fasorial ilustrado na FIG.27, a projecção do fasor da barra de carga  $V_j \cos \theta$  e sua diferença em relação ao fasor da barra geradora  $\Delta V_d$  são comparados, alcançando a igualdade no caso crítico.

Figura 27: Diagrama fasorial para um sistema de 2 barras



Por conseguinte, a condição para a operação limite estável resulta na seguinte expressão:

$$0.5V_k = V_j \cos \theta \quad (6.2)$$

Onde:

$V_k$ : Magnitude de tensão na barra k;

$\theta$ : Ângulo de tensão entre as tensões de barras k e j.

Agora, considerando um sistema de n barras, mostrado na FIG.28, cada tensão  $V_{i+1}$  é projetada no fasor de tensão da barra imediatamente anterior  $V_i$  do mesmo caminho de distribuição, como ilustrado na FIG.29.

Figura 28: Caminho de distribuição em um sistema de n barras

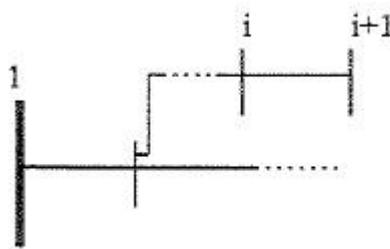
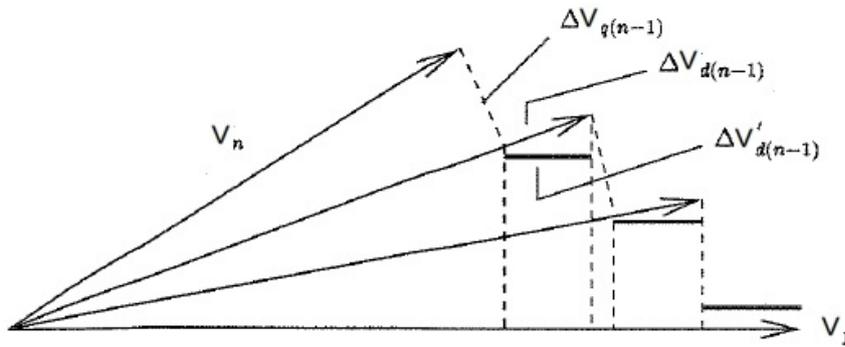


Figura 29: Projeções de tensões no caminho de distribuição



Observa-se que é gerada uma diferença de tensão na direção do fasor anterior  $\Delta V_{di}$  e uma componente  $\Delta V_{qi}$  perpendicular ao fasor da barra imediatamente inferior:

$$\Delta V_{di} = V_i - V_{i+1} \cos \theta_{i,i+1} \quad (6.3)$$

$$\Delta V_{qi} = V_{i+1} \sin \theta_{i,i+1} \quad (6.4)$$

Onde:

$V_i, V_{i+1}$ : Magnitude de tensão nas barras  $i$  e  $i+1$ ;

$\theta_{i,i+1}$ : Angulo de tensão entre as tensões de barras  $i$  e  $i+1$ ;

$\Delta V_{di}$ : Diferença de tensão na direção do fasor anterior;

$\Delta V_{qi}$ : Componente perpendicular ao fasor da barra imediatamente inferior.

A componente  $\Delta V_{di}$  é projetada na direção do fasor gerado, obtendo a queda de tensão corrigida:

$$\Delta V'_{di} = (V_i - V_{i+1} \cos \theta_{i,i+1}) \cos \theta_{1,i} \quad (6.5)$$

Onde:

$\Delta V'_{di}$ : Queda de tensão corrigida;

$\theta_{1,i}$ : Angulo de tensão entre as tensões de barras 1 e  $i$ .

A queda de tensão corrigida total é definida pela seguinte expressão:

$$\Delta V'_d = \sum_{i=1}^{n-1} \Delta V'_{di} = \sum_{i=1}^{n-1} (V_i - V_{i+1} \cos \theta_{i,i+1}) \cos \theta_{1,i} \quad (6.6)$$

Onde:

$\Delta V'_d$ : Queda de tensão corrigida total;

n: Numero de barras no caminho de distribuição.

O índice de estabilidade de tensão TPSI pode ser formulado por meio das equações (6.2) e (6.6), e definido como a diferença entre a metade da magnitude do fasor da barra geradora e a queda de tensão corrigida total ao longo do caminho de distribuição:

$$TPSI = 0.5V_G - \Delta V'_d \quad (6.7)$$

Onde:

*TPSI*: Índice de estabilidade de tensão;

$V_G$ : Magnitude do fasor da barra geradora.

Quando ele é próximo ao zero, sendo máxima a potência que flui no caminho de distribuição, atinge-se o limite de estabilidade de tensão. Um aumento de demanda poderia criar um colapso de tensão nesse ponto. Chama-se índice crítico o menor índice em um determinado ponto de operação do sistema, e barra crítica a barra associada ao índice.

## 6.1 APLICAÇÃO DO TPSI NAS REDES DE 33, 70, 135 BARRAS

Com a finalidade de aplicar a metodologia do cálculo do TPSI foi utilizada a rede de 33 barras. Os resultados são mostrados na TAB.9, para o qual a rede foi carregada visando obter três patamares (carga leve, normal e pesada).

Tabella 7: TPSI da rede de 33 barras

Carregamento	TPSI			
	Barra 25	Barra 33	Barra 18	Barra 22
0,90	0.4752	0.4499	0.4454	0.4929
1,00	0.4729	0.4499	0.4448	0.4921
1,20	0.4682	0.4499	0.4436	0.4907

Podemos observar nesta tabela que para a rede com carregamento igual a um, a barra final 18 está mais próxima a um colapso de tensão. Já para a rede com carregamento igual a 0,90 e 1,20 a barra final 22 está mais propensa ao colapso de tensão.

Outra rede que foi utilizada para o calculo do TPSI é a rede de 70 barras. Os resultados para as barras finais desta rede são mostrados na TAB.10, para o qual a rede foi carregada visando obter três patamares (carga leve, normal e pesada).

Tabella 8: TPSI da rede de 70 barras

Carregamento	TPSI							
	Barra 28	Barra 36	Barra 47	Barra 51	Barra 53	Barra 66	Barra 68	Barra 70
0,90	0,4609	0,4990	0,4986	0,4947	0,4808	0,4191	0,4743	0,4713
1,00	0,4563	0,4989	0,4984	0,4941	0,4785	0,4091	0,4713	0,4678
1,20	0,4469	0,4987	0,4980	0,4930	0,4738	0,3887	0,4650	0,4608

Podemos observar nesta tabela que para a rede com carregamentos igual a um, 0,90 e 1,20, a barra final 66 está mais próxima a um colapso de tensão.

Outra rede que foi utilizada para o calculo do TPSI é a rede de 135 barras. Os resultados para as barras finais desta rede são mostrados na TAB.11, para o qual a rede foi carregada visando obter três patamares (carga leve, normal e pesada).

Tabella 9: TPSI da rede de 135 barras

Carregamento	TPSI								
	Barra 8	Barra 10	Barra 12	Barra 13	Barra 15	Barra 17	Barra 22	Barra 24	Barra 31
0,90	0,477	0,476	0,475	0,474	0,474	0,474	0,483	0,480	0,477
1,00	0,474	0,473	0,472	0,471	0,471	0,471	0,481	0,477	0,474
1,20	0,469	0,468	0,466	0,465	0,465	0,465	0,477	0,473	0,469
	Barra 35	Barra 38	Barra 39	Barra 42	Barra 45	Barra 51	Barra 56	Barra 62	Barra 63
0,90	0,475	0,475	0,477	0,488	0,486	0,480	0,479	0,476	0,481
1,00	0,472	0,472	0,474	0,487	0,485	0,477	0,477	0,473	0,479
1,20	0,467	0,467	0,469	0,484	0,482	0,473	0,472	0,468	0,475
	Barra 70	Barra 73	Barra 75	Barra 83	Barra 85	Barra 88	Barra 97	Barra 99	Barra 103
0,90	0,482	0,482	0,479	0,474	0,474	0,487	0,476	0,477	0,490
1,00	0,480	0,480	0,477	0,472	0,471	0,486	0,473	0,475	0,489
1,20	0,476	0,476	0,472	0,466	0,465	0,483	0,467	0,469	0,487

	<b>Barra 114</b>	<b>Barra 116</b>	<b>Barra 118</b>	<b>Barra 121</b>	<b>Barra 125</b>	<b>Barra 127</b>	<b>Barra 129</b>	<b>Barra 136</b>	
0,90	0,441	0,439	0,438	0,456	0,485	0,434	0,483	0,436	
1,00	0,434	0,432	0,433	0,451	0,483	0,432	0,481	0,431	
1,20	0,419	0,417	0,415	0,440	0,479	0,419	0,477	0,417	

Podemos observar nesta tabela que para a rede com carregamento igual a um, a barra final 136 está mais próxima a um colapso de tensão. Já para a rede com carregamento igual a 0,90 a barra final 127 está mais propensa ao colapso de tensão. Para a rede com carregamento igual a 1,20 a barra final 118 está mais propensa ao colapso de tensão.

## 7 RESULTADOS

Neste capítulo serão apresentados os resultados da técnica VNS para solucionar o problema de Alocação de Geração Distribuída em três sistemas de distribuição, um de 33 barras do IEEE [BARAN, WU (1989a)], outro de 70 barras do IEEE [BARAN, WU (1989b)] e um terceiro de 135 barras (sistema real). Os dados se encontram no anexo A. A implementação computacional foi feita em MATLAB Versão 8.0.0.783 (R2012b) em um computador com as seguintes características: Tipo: Notebook SAMSUNG NP450R5E-X03IT; Processador: Intel Core i3-3120M CPU 2.50GHz; Memória RAM: 4GB DDR3; Sistema Operacional: Microsoft Windows 10 Home Edition.

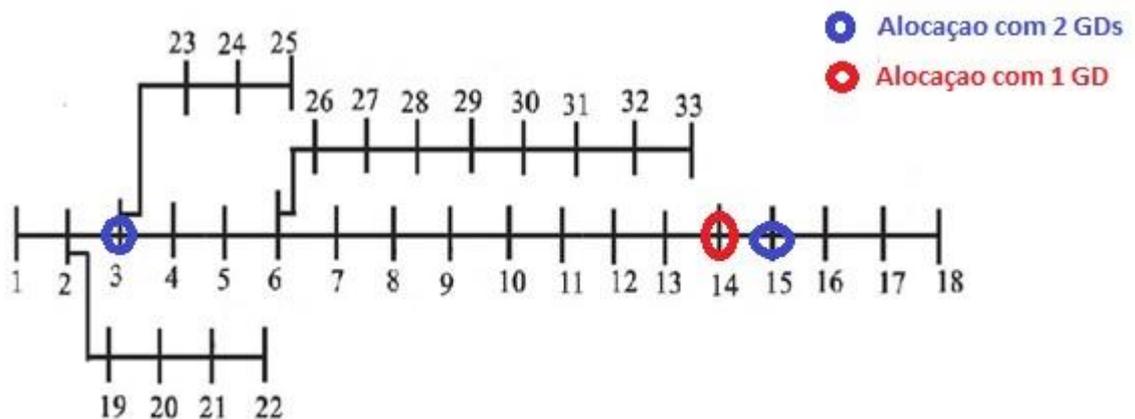
Foram considerados valores de potência ativa fixos para os GDs de 120kW, além de considerar três patamares de carga (carga leve, normal e pesada). O critério de geração da solução inicial sempre foi aleatório. Os critérios de busca local utilizados foram baseados no TPSI ou aleatório. Foi utilizada uma Tensão de 12.66 kV na barra de referência e de 12.027kV nas barras com GDs. O tipo de barra foi definido como PQ nas barras consumidoras, PV nas barras com GDs. A Tensão mínima possível foi definida em 0.95 pu, e a Tensão máxima possível em 1.10 pu.

### 7.1 REDE DE 33 BARRAS

Esta rede é mostrada na FIG.30, possui 33 barras, um alimentador principal e vários ramais. A carga ativa total igual a 3,575 MW e 2,150 MVAR. Opera em 12,66 kV e com perdas iguais a 202,67 kW. A potência base utilizada foi de 1000 kVA e tensão base de 12,66 kV.

Na FIG.30 os círculos representam as soluções para o cenário com carga pesada, tanto para alocação com 1 e 2 GDs.

Figura 30: Resultados obtidos no sistema de 33 barras com alocação de 1 e 2 GDs



Os resultados obtidos pela metodologia são mostrados nas TAB.12 e TAB.13. Sendo utilizado dois critérios para gerar a solução (incumbente) inicial, um aleatório e outro através de uma heurística baseada no cálculo do TPSI. Este valor é calculado para as barras finais. Aquela barra com valor menor, indica que, as barras que estão no ramal dessa barra são candidatas a possuir o GD. Por exemplo, segundo a TAB.9 a barra 18 apresenta um TPSI igual a 0.4447, o que quer dizer que as barras 7, 8 9, 10,...., 18 são candidatas a possuir um GD.

A TAB.12 mostra os resultados obtidos na alocação de um GD no sistema. A TAB.13 mostra os resultados obtidos na alocação de dois GDs no sistema.

Tabella 10: Resultados do sistema de 33 barras com 1 GD

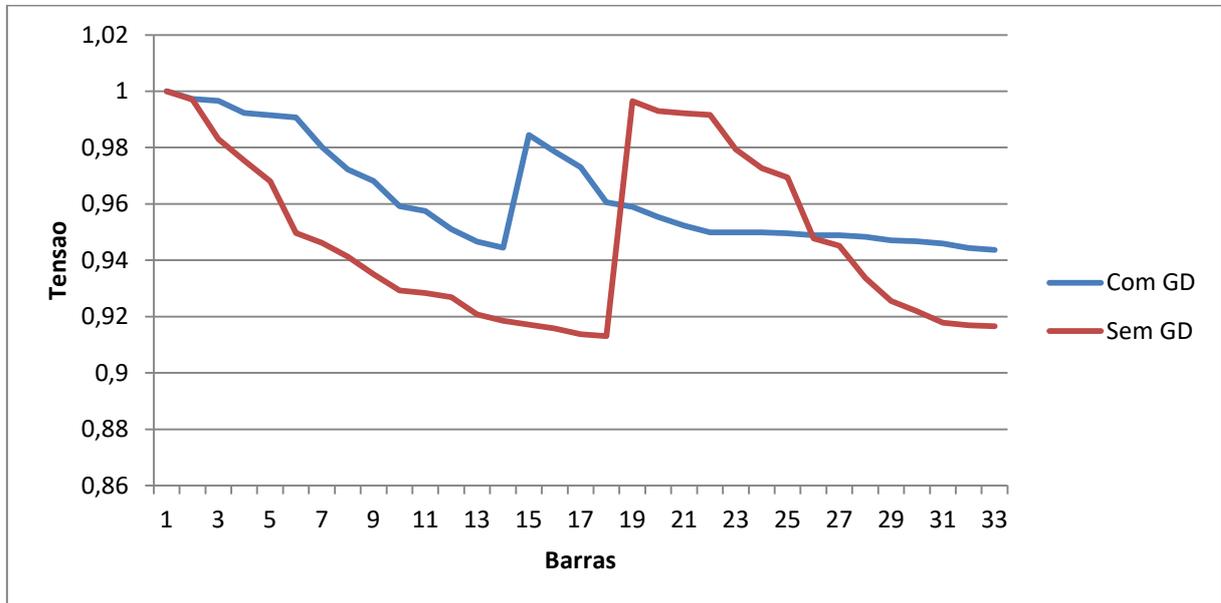
N° de condição	1	2	3	4	5	6
<b>Carregamento da rede</b>	<b>Leve</b>		<b>Normal</b>		<b>Pessado</b>	
<b>Barras iniciais alocadas dos GDs</b>	14		14		14	
<b>Perdas ativas iniciais (kW)</b>	161,64	161,64	202,67	202,67	301,34	301,34
<b>Critério da geração da solução inicial</b>	Aleatoria	Aleatoria	Aleatoria	Aleatoria	Aleatoria	Aleatoria
<b>Critério de Busca local</b>	Aleatoria	TPSI	Aleatoria	TPSI	Aleatoria	TPSI
<b>Potência de cada GD (kW)</b>	120		120		120	
<b>Resultados:</b>						
<b>Barras alocadas dos GDs</b>	3	4	31	26	5	14
<b>F.O. (Perdas em kW)</b>	119,38	120,15	144,64	145,77	212,52	210,85
<b>Potencia reativa injetada pelos GDs (kVAR)</b>	42,8	25,3	54,9	48,0	34,9	68,9
<b>TPSI com GDs da barra mais critica/barra</b>	0,434/33	0,434/18	0,427/33	0,444/33	0,409/18	0,414/33
<b>Iterações (N° de fluxos de potência)</b>	7	5	12	11	19	14

Tabella 11: Resultados do sistema de 33 barras com 2 GDs

N° de condição	1	2	3	4	5	6
<b>Carregamento da rede</b>	<b>Leve</b>		<b>Normal</b>		<b>Pessado</b>	
<b>Barras iniciais alocadas dos GDs</b>	14; 26		14; 26		14; 26	
<b>Perdas ativas iniciais (kW)</b>	161,64	161,64	202,67	202,67	301,34	301,34
<b>Critério da geração da solução inicial</b>	Aleatoria	Aleatoria	Aleatoria	Aleatoria	Aleatoria	Aleatoria
<b>Critério de Busca local</b>	Aleatoria	TPSI	Aleatoria	TPSI	Aleatoria	TPSI
<b>Potência de cada GD (kW)</b>	120		120		120	
<b>Resultados:</b>						
<b>Barras alocadas dos GDs</b>	2; 4	26; 7	32; 9	26; 17	32; 17	3; 15
<b>F.O. (Perdas em kW)</b>	121,34	105,95	190,33	145,76	168,39	209,99
<b>Potencia reativa injetada pelos GDs (kVAR)</b>	49,3; 6,9	34,1; 5,3	16,7; 32,8	48,8; 54,3	68,9; 68,5	69,9; 11,3
<b>TPSI com GDs da barra mais critica/barra</b>	0,408/18	0,443/33	0.423/33	0,420/33	0.398/18	0.414/33
<b>Iterações (N° de fluxos de potência)</b>	80	68	106	95	70	128

A FIG.31 ilustra o perfil de tensão na condição original (sem GDs) e na condição 6 da TAB.13.

Figura 31: Perfil de tensão



Na FIG.32 é mostrado o andamento do método aplicado ao sistema de 33 barras na condição 6 da TAB.13. É mostrada a primeira solução, denotada com uma x preta. As x mostram as diversas soluções alcançadas, e as elipses as estruturas de vizinhanças consideradas. Em vermelho a estrutura de vizinhança da solução final, onde essa última é mostrada com uma x vermelha.

É possível observar como o método de busca local baseado no TPSI direciona o critério de alocação para os caminhos das barras finais com um TPSI menor (barras críticas). Isto permite reduzir o número de iterações necessárias para se obter um resultado positivo. Observando por exemplo o número de iterações das condições 3 e 4 da TAB.13, obteve-se uma redução de 11 iterações mudando o método de busca local utilizado: 106 iterações no método de busca local baseado no critério aleatório e 95 iterações no método de busca local baseado no TPSI. Geralmente, esta é uma afirmação confirmada nos testes efetuados no sistema considerado.

É possível também observar como o método de busca local baseado no TPSI permite obter um resultado de F.O. (Perdas de Potência Ativa) melhor. Observando por exemplo a F.O. obtida nas condições 3 e 4 da TAB.13, obteve-se uma melhoria de 44,57 kW mudando o método de busca local utilizado: 190,33 kW no método de busca local baseado no critério

aleatório e 145,76 kW no método de busca local baseado no TPSI. Geralmente, esta é uma afirmação confirmada nos testes efetuados no sistema considerado.

Comparando os resultados obtidos na alocação de 1 e 2 GDs, é possível observar que a F.O. melhora com o aumento do número de GDs alocados. Por exemplo, observando os resultados obtidos nas condições 2 das TAB.12 e TAB.13 obteve-se uma redução de perdas de potência ativa de 14,2 kW: 120,15 kW no caso da alocação de 1 GD e 105,95 kW no caso da alocação de 2 GDs. Geralmente, esta é uma afirmação confirmada nos testes efetuados no sistema considerado.

Na FIG.33 é mostrado o andamento das perdas de potência ativa no método aplicado ao sistema de 33 barras na condição 6 da TAB.13. Foi amostrado o andamento nas iterações onde foi alcançado um resultado positivo: quando a mudança de alocação dos GDs obteve uma redução de perdas no sistema.

Figura 32: Metodo aplicado ao sistema de 33 barras

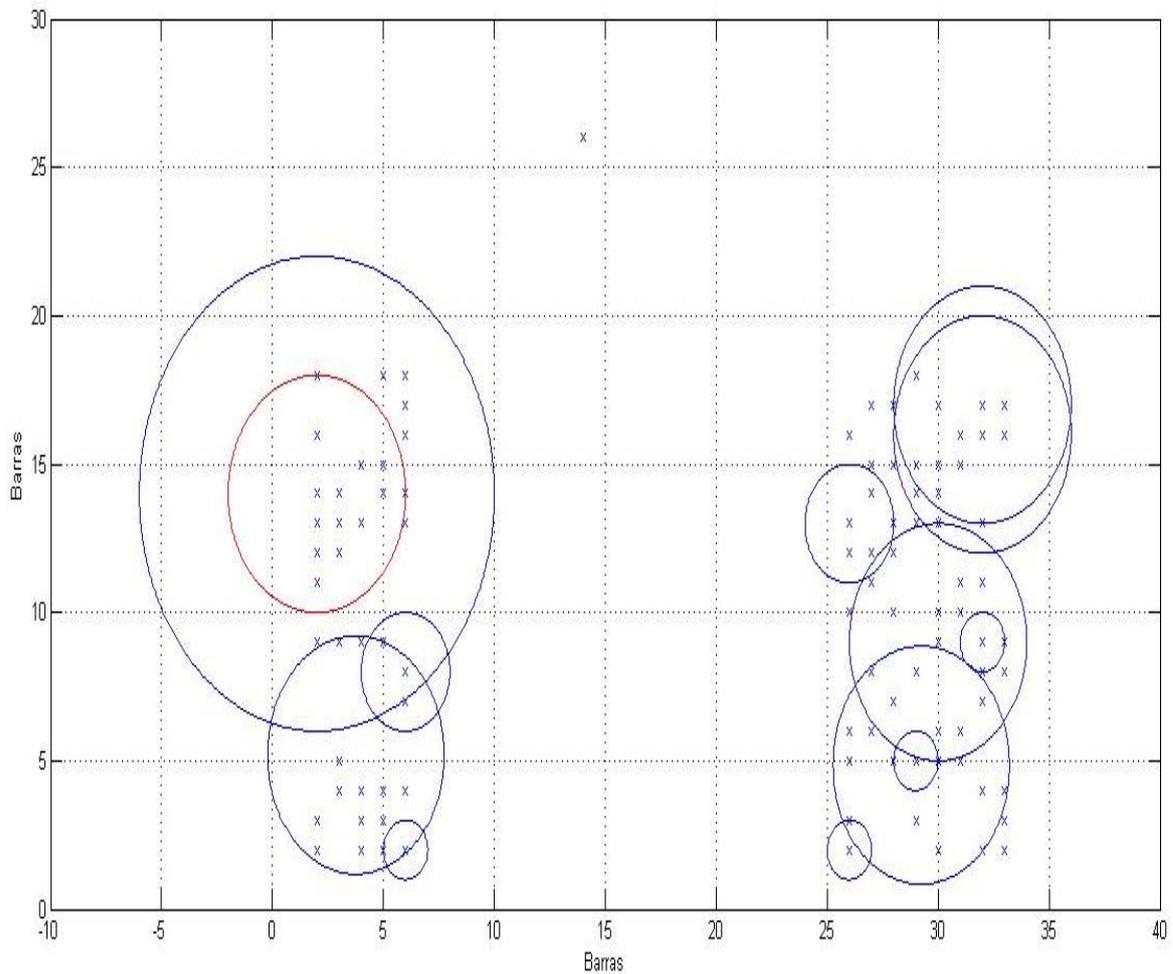
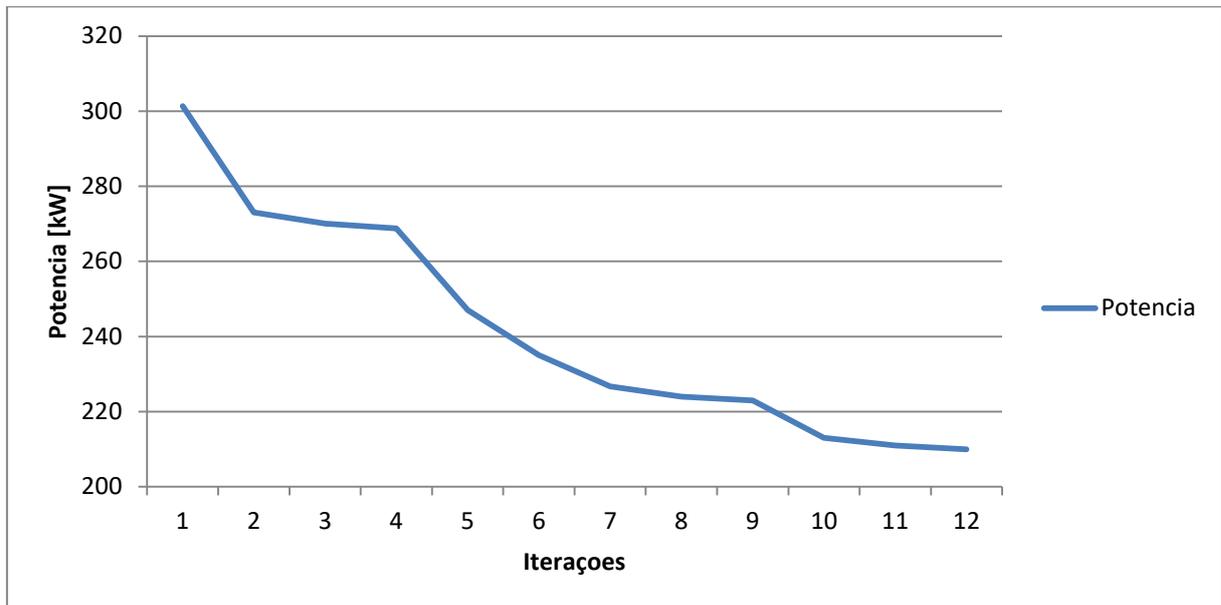


Figura 33: Andamento das perdas de potencia

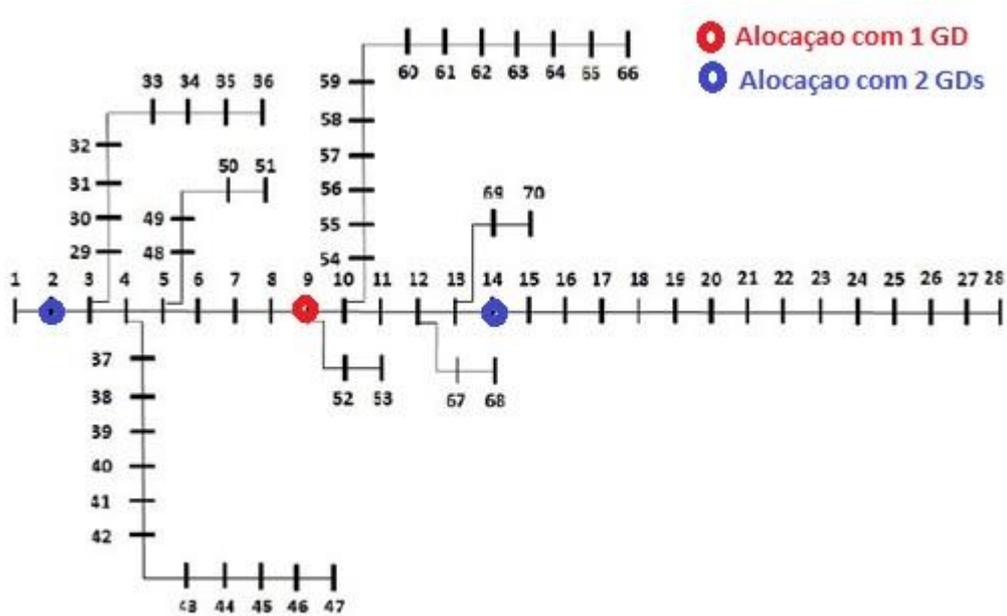


## 7.2 REDE DE 70 BARRAS

Esta rede é mostrada na FIG.33, possui 70 barras, um alimentador principal e vários ramais. A carga ativa total igual a 3,804 MW e 2,695 MVAR. Opera em 11,0 kV e com perdas iguais a 225,07 kW. A potência base utilizada foi de 1000 kVA e tensão base de 12,66 kV.

Na FIG.33 os círculos representam as soluções para o cenário com carga pesada, tanto para alocação com 1 e 2 GDs.

Figura 33: Resultados obtidos no sistema de 70 barras com alocação de 1 e 2 GDs



Os resultados obtidos pela metodologia são mostrados nas TAB.14 e TAB.15. Sendo utilizado dois critérios para gerar a solução (incumbente) inicial, um aleatório e outro através de uma heurística baseada no cálculo do TPSI. Este valor é calculado para as barras finais. Aquela barra com valor menor, indica que, as barras que estão no ramal dessa barra são candidatas a possuir o GD. Por exemplo, segundo a TAB.10 a barra 28 apresenta um TPSI igual a 0.4563, o que quer dizer que as barras 14, 15, 16, 17, ..., 28 são candidatas a possuir um GD. A TAB.14 mostra os resultados obtidos na alocação de um GD no sistema. A TAB.15 mostra os resultados obtidos na alocação de dois GDs no sistema.

Tabella 12: Resultados do sistema de 70 barras com 1 GD

N° de condição	1	2	3	4	5	6
<b>Carregamento da rede</b>	<b>Leve</b>		<b>Normal</b>		<b>Pessado</b>	
<b>Barras iniciais alocadas dos GDs</b>	14		14		14	
<b>Perdas ativas iniciais (kW)</b>	179,0	179,0	225,07	225,07	336,84	336,84
<b>Critério da geração da solução inicial</b>	Aleatoria	Aleatoria	Aleatoria	Aleatoria	Aleatoria	Aleatoria
<b>Critério de Busca local</b>	Aleatoria	TPSI	Aleatoria	TPSI	Aleatoria	TPSI
<b>Potência de cada GD (kW)</b>	120		120		120	
<b>Resultados:</b>						
<b>Barras alocadas dos GDs</b>	6	63	56	7	57	9
<b>F.O. (Perdas em kW)</b>	125,46	121,99	177,62	179,87	301,78	296,84
<b>Potencia reativa injetada pelos GDs (kVAR)</b>	30,4	28,2	35,4	40,7	50,4	55,5
<b>TPSI com GDs da barra mais critica/barra</b>	0,414/28	0,411/66	0,440/66	0,402/66	0,385/70	0,439/28
<b>Iterações (N° de fluxos de potência)</b>	88	79	93	70	136	88

Tabella 13: Resultados do sistema de 70 barras com 2 GDs

N° de condição	1	2	3	4	5	6
<b>Carregamento da rede</b>	<b>Leve</b>		<b>Normal</b>		<b>Pessado</b>	
<b>Barras iniciais alocadas dos GDs</b>	14; 62		14; 62		14; 62	
<b>Perdas ativas iniciais (kW)</b>	179,0	179,0	225,07	225,07	336,84	336,84
<b>Critério da geração da solução inicial</b>	Aleatoria	Aleatoria	Aleatoria	Aleatoria	Aleatoria	Aleatoria
<b>Critério de Busca local</b>	Aleatoria	TPSI	Aleatoria	TPSI	Aleatoria	TPSI
<b>Potência de cada GD (kW)</b>	120		120		120	
<b>Resultados:</b>						
<b>Barras alocadas dos GDs</b>	25; 6	18; 7	8; 13	9; 24	24; 3	2; 14
<b>F.O. (Perdas em kW)</b>	118,84	113,37	169,51	162,09	258,64	259,70
<b>Potencia reativa injetada pelos GDs (kVAR)</b>	16,6; 2,8	37,5; 2,6	49,4; 17,1	50,8; 2,3	47,2; 12,3	53,5; 5,8
<b>TPSI com GDs da barra mais critica/barra</b>	0,417/28	0,421/28	0,441/66	0,447/28	0,446/28	0,438/28
<b>Iterações (N° de fluxos de potência)</b>	116	97	124	111	154	149

A FIG.34 ilustra o perfil de tensão na condição original (sem GDs) e na condição 6 da TAB.15.

Figura 34: Perfil de tensão



Na FIG.35 é mostrado o andamento do método aplicado ao sistema de 70 barras na condição 6 da TAB.15. É mostrada a primeira solução considerada, mostrada com uma x preta. As x mostram as diversas soluções alcançadas, e as elipses as estruturas de vizinhanças consideradas. Em vermelho a estrutura de vizinhança da solução final, essa última é mostrada com uma x vermelha.

É possível observar como o método de busca local baseado no TPSI direciona o critério de alocação para os caminhos das barras finais com um TPSI menor (barras críticas). Isto permite reduzir o número de iterações necessárias para se obter um resultado positivo. Observando por exemplo o número de iterações das condições 3 e 4 da TAB.15, obteve-se uma redução de 13 iterações mudando o método de busca local utilizado: 124 iterações no método de busca local baseado no critério aleatório e 111 iterações no método de busca local baseado no TPSI. Geralmente, esta é uma afirmação confirmada nos testes efetuados no sistema considerado.

É possível também observar como o método de busca local baseado no TPSI permite obter um resultado de F.O. (Perdas de Potência Ativa) melhor. Observando por exemplo a F.O. obtida nas condições 3 e 4 da TAB.15, obteve-se uma melhoria de 7,42 kW mudando o método de busca local utilizado: 169,51 kW no método de busca local baseado no critério aleatório e 162,09 kW no método de busca local baseado no TPSI. Geralmente, esta é uma afirmação confirmada nos testes efetuados no sistema considerado.

Comparando os resultados obtidos na alocação de 1 e 2 GDs, é possível observar que a F.O. melhora com o aumento do número de GDs alocados. Por exemplo, observando os resultados obtidos nas condições 2 das TAB.14 e TAB.15 obteve-se uma redução de perdas de potência ativa de 8,62 kW: 121,99 kW no caso da alocação de 1 GD e 113,37 kW no caso da alocação de 2 GDs. Geralmente, esta é uma afirmação confirmada nos testes efetuados no sistema considerado.

N6 FIG.36 é mostrado o andamento das perdas de potência ativa no método aplicado ao sistema de 70 barras na condição 6 da TAB.15. Foi amostrado o andamento nas iterações onde foi alcançado um resultado positivo: quando a mudança de alocação dos GDs obteve uma redução de perdas no sistema.

Figura 35: Metodo aplicado ao sistema de 70 barras

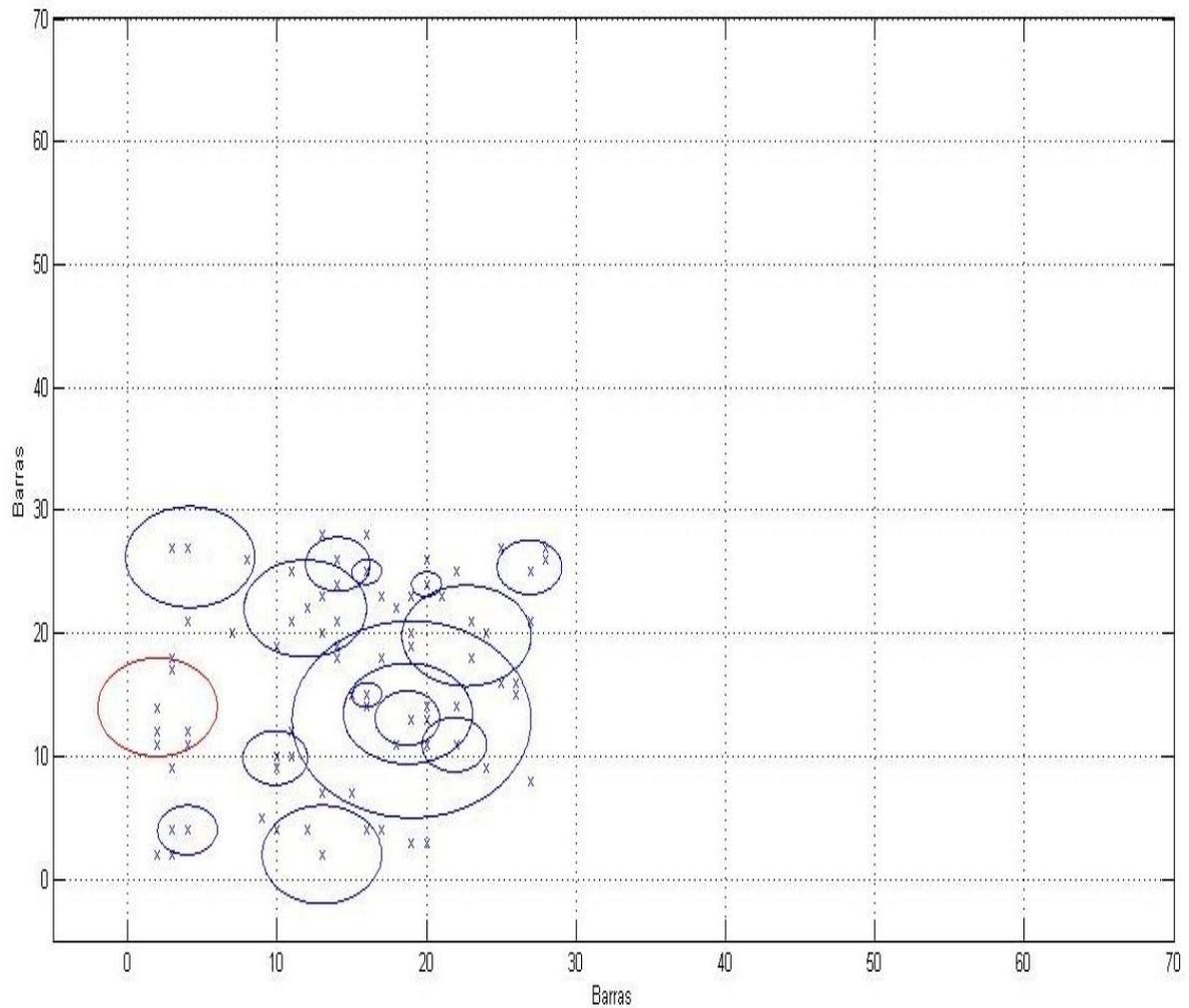
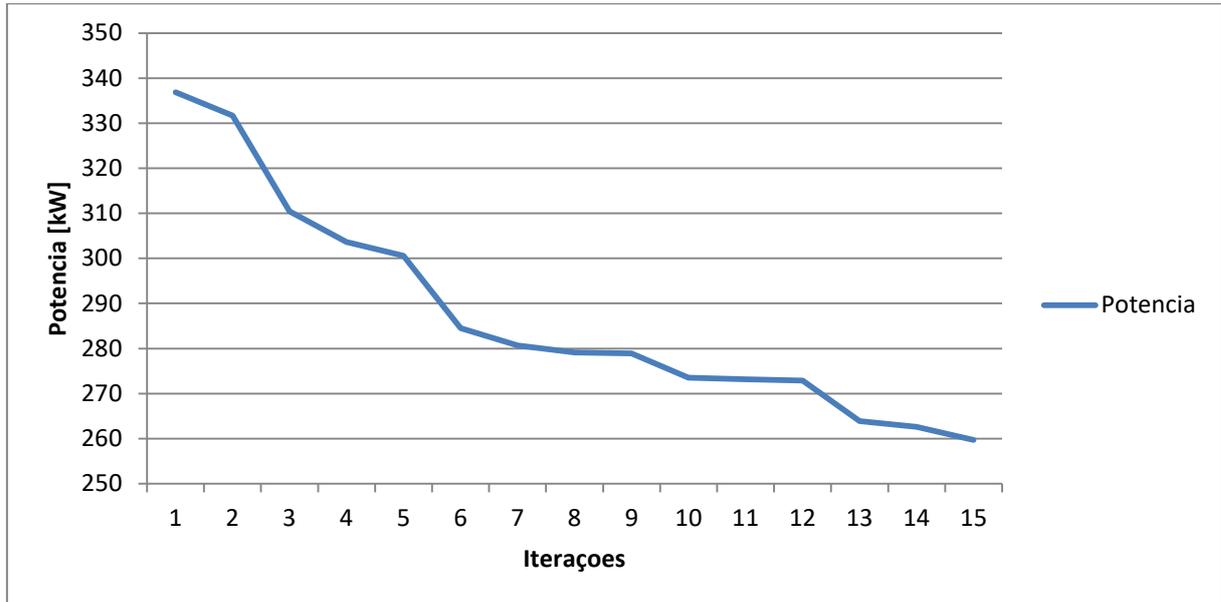


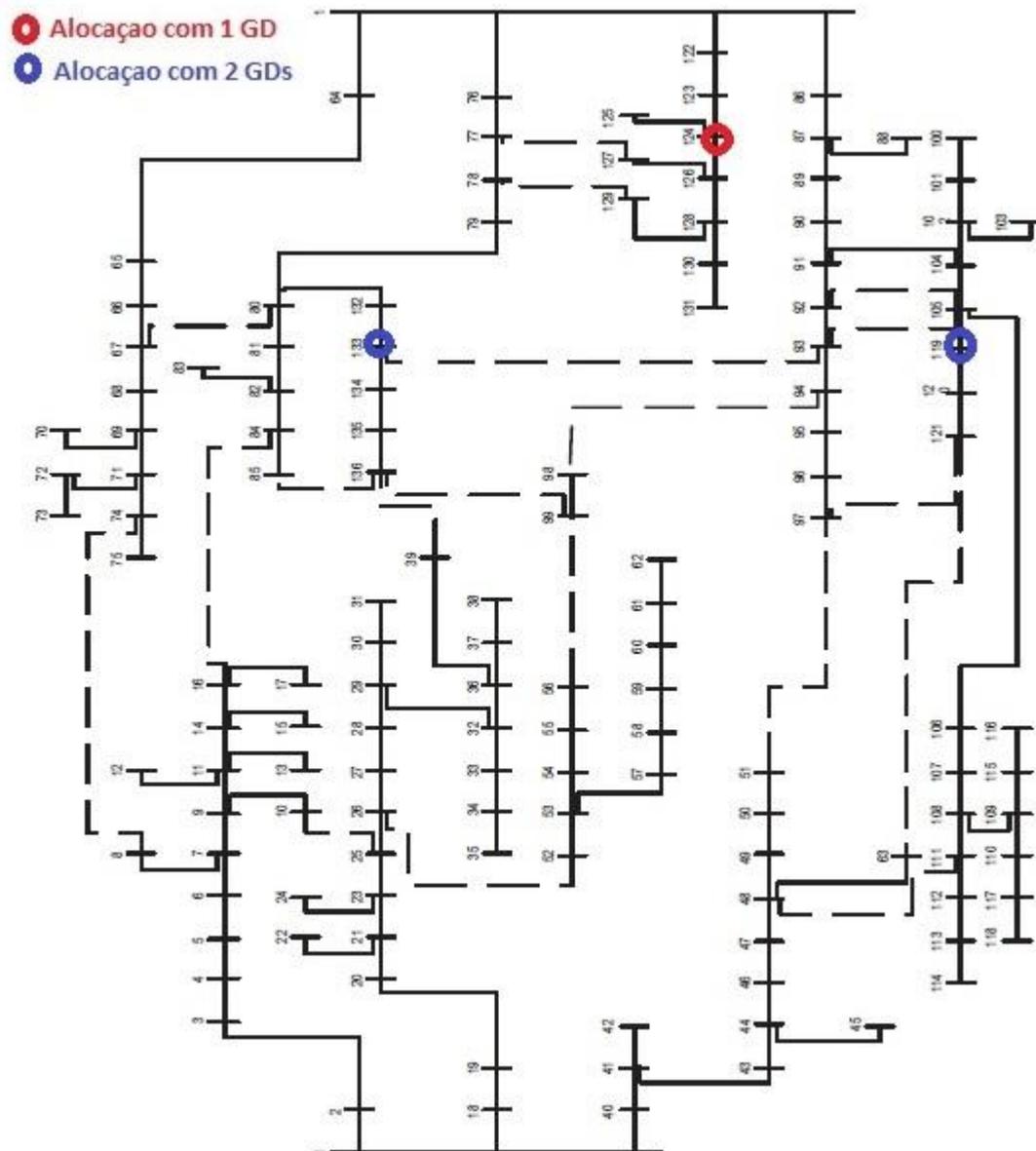
Figura 36: Andamento das perdas de potencia



### 7.3 REDE DE 135 BARRAS

Esta rede é mostrada na FIG.37, possui 135 barras, um alimentador principal e vários ramais. A carga ativa total igual a 2,552 MW e 1,801 MVAR. Opera em 12,66 kV e com perdas iguais a 320,27 kW. A potência base utilizada foi de 1000 kVA e tensão base de 12,66 kV. Na FIG.37 os círculos representam as soluções para o cenário com carga pesada, tanto para alocação com 1 e 2 GDs.

Figura 37: Resultados obtidos no sistema de 135 barras com alocação de 1 e 2 GDs



Os resultados obtidos pela metodologia são mostrados nas TAB.16 e TAB.17. Sendo utilizado dois critérios para gerar a solução (incumbente) inicial, um aleatório e outro através de uma heurística baseada no cálculo do TPSI. Este valor é calculado para as barras finais. Aquela barra com valor menor, indica que, as barras que estão no ramal dessa barra são candidatas a possuir o GD. Por exemplo, segundo a TAB.11 a barras 116 apresenta um TPSI igual a 0.432, o que quer dizer que as barras 136, 135, 134, ..., 132 são candidatas a possuir um GD.

Tabella 16: Resultados do sistema de 135 barras com 1 GD

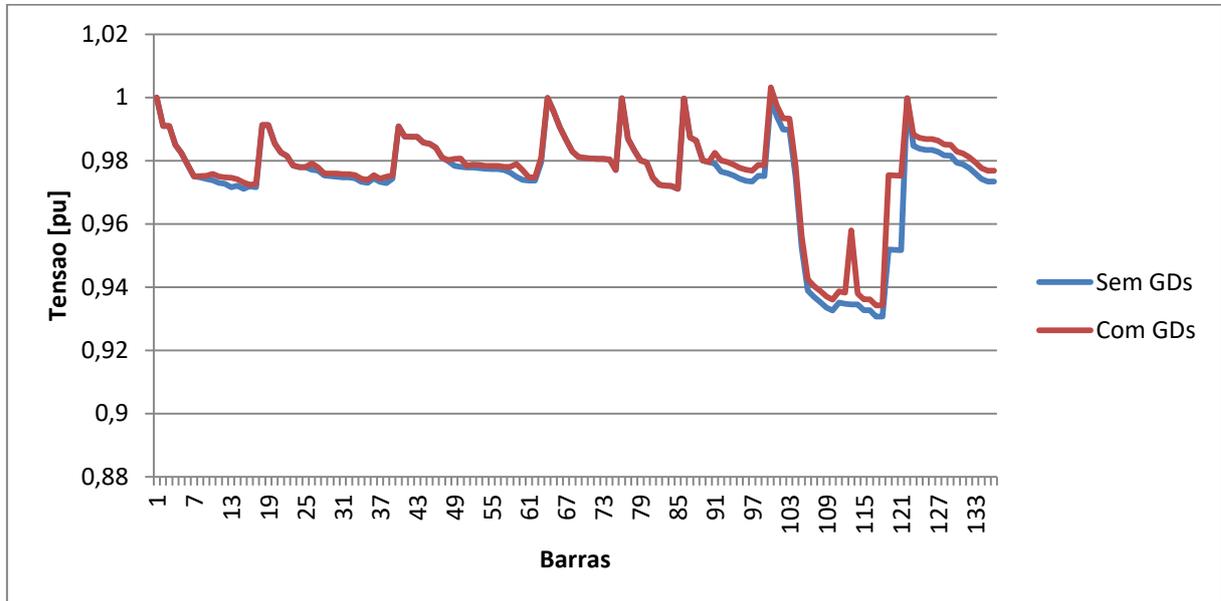
N° de condição	1	2	3	4	5	6
<b>Carregamento da rede</b>	<b>Leve</b>		<b>Normal</b>		<b>Pessado</b>	
<b>Barras iniciais alocadas dos GDs</b>	14		14		14	
<b>Perdas ativas iniciais (kW)</b>	257,30	257,30	320,27	320,27	469,12	469,12
<b>Critério da geração da solução inicial</b>	Aleatoria	Aleatoria	Aleatoria	Aleatoria	Aleatoria	Aleatoria
<b>Critério de Busca local</b>	Aleatoria	TPSI	Aleatoria	TPSI	Aleatoria	TPSI
<b>Potência de cada GD (kW)</b>	120		120		120	
<b>Resultados:</b>						
<b>Barras alocadas dos GDs</b>	135	136	132	122	130	124
<b>F.O. (Perdas em kW)</b>	223,57	222,94	278,12	267,99	413,15	406,47
<b>Potencia reativa injetada pelos GDs (kVAR)</b>	51,3	41,9	23,7	22,9	55,1	57,3
<b>TPSI com GDs da barra mais critica/barra</b>	0,462/136	0,461/136	0,473/136	0,473/129	0,467/136	0,469/129
<b>Iterações (N° de fluxos de potência)</b>	79	72	104	95	121	108

Tabela 17: Resultados do sistema de 135 barras com 2 GDs

N° de condição	1	2	3	4	5	6
<b>Carregamento da rede</b>	<b>Leve</b>		<b>Normal</b>		<b>Pessado</b>	
<b>Barras iniciais alocadas dos GDs</b>	14; 26		14; 26		14; 26	
<b>Perdas ativas iniciais (kW)</b>	257,30	257,30	320,27	320,27	469,12	469,12
<b>Critério da geração da solução inicial</b>	Aleatoria	Aleatoria	Aleatoria	Aleatoria	Aleatoria	Aleatoria
<b>Critério de Busca local</b>	Aleatoria	TPSI	Aleatoria	TPSI	Aleatoria	TPSI
<b>Potência de cada GD (kW)</b>	120		120		120	
<b>Resultados:</b>						
<b>Barras alocadas dos GDs</b>	131; 105	133; 105	126; 100	136; 100	126; 121	133; 119
<b>F.O. (Perdas em kW)</b>	199,84	191,51	272,34	270,09	383,75	392,29
<b>Potencia reativa injetada pelos GDs (kVAR)</b>	26,9; 6,4	35,4; 18,2	45,3; 16,6	42,6; 8,8	13,5; 35,3	32,1; 46,5
<b>TPSI com GDs da barra mais critica/barra</b>	0,476/116	0,475/136	0,471/127	0,473/116	0,469/136	0,471/136
<b>Iterações (N° de fluxos de potência)</b>	106	73	119	58	148	61

A FIG.38 ilustra o perfil de tensão na condição original (sem GDs) e na condição 6 da TAB.17.

Figura 38: Perfil de tensão



Na FIG.39 é mostrado o andamento do método aplicado ao sistema de 135 barras na condição 6 da TAB.17. É mostrada a primeira solução considerada, mostrada com uma x preta. As x mostram as diversas soluções alcançadas, e as elipses as estruturas de vizinhanças consideradas. Em vermelho a estrutura de vizinhança da solução final, essa última é mostrada com uma x vermelha.

É possível observar como o método de busca local baseado no TPSI direciona o critério de alocação para os caminhos das barras finais com um TPSI menor (barras críticas). Isto permite reduzir o número de iterações necessárias para se obter um resultado positivo. Observando por exemplo o número de iterações das condições 3 e 4 da TAB.17, obteve-se uma redução de 61 iterações mudando o método de busca local utilizado: 19 iterações no método de busca local baseado no critério aleatório e 58 iterações no método de busca local baseado no TPSI. Geralmente, esta é uma afirmação confirmada nos testes efetuados no sistema considerado.

É possível também observar como o método de busca local baseado no TPSI permite obter um resultado de F.O. (Perdas de Potência Ativa) melhor. Observando por exemplo a F.O. obtida nas condições 3 e 4 da TAB.17, obteve-se uma melhoria de 2,25 kW mudando o método de busca local utilizado: 272,34 kW no método de busca local baseado no critério aleatório e 270,09 kW no método de busca local baseado no TPSI. Geralmente, esta é uma afirmação confirmada nos testes efetuados no sistema considerado.

Comparando os resultados obtidos na alocação de 1 e 2 GDs, é possível observar que a F.O. melhora com o aumento do número de GDs alocados. Por exemplo, observando os resultados obtidos nas condições 2 das TAB.16 e TAB.17 obteve-se uma redução de perdas de potência ativa de 31,43 kW: 222,94 kW no caso da alocação de 1 GD e 191,51 kW no caso da alocação de 2 GDs. Geralmente, esta é uma afirmação confirmada nos testes efetuados no sistema considerado.

Na FIG.40 é mostrado o andamento das perdas de potência ativa no método aplicado ao sistema de 135 barras na condição 6 da TAB.17. Foi amostrado o andamento nas iterações onde foi alcançado um resultado positivo: quando a mudança de alocação dos GDs obteve uma redução de perdas no sistema.

Figura 39: Método aplicado ao sistema de 135 barras

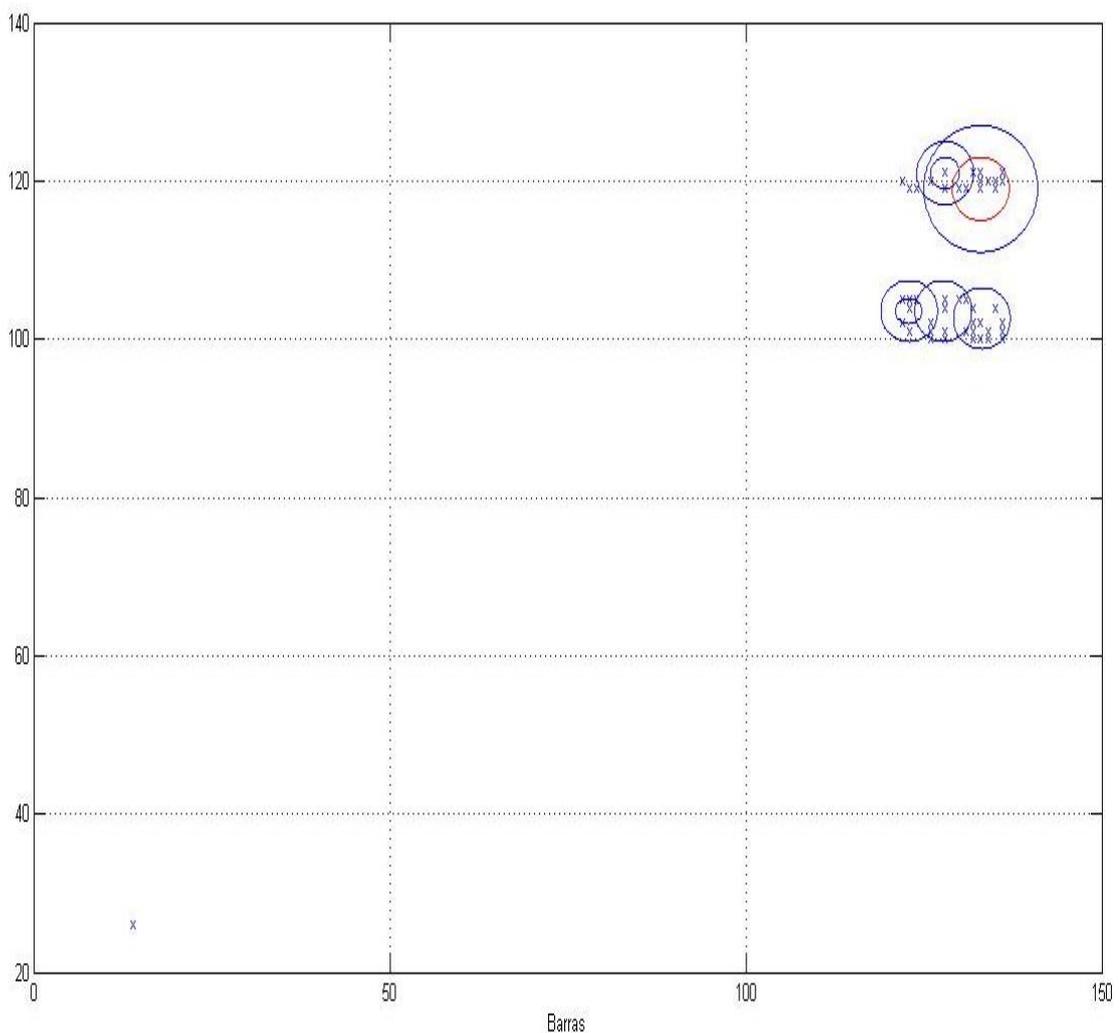
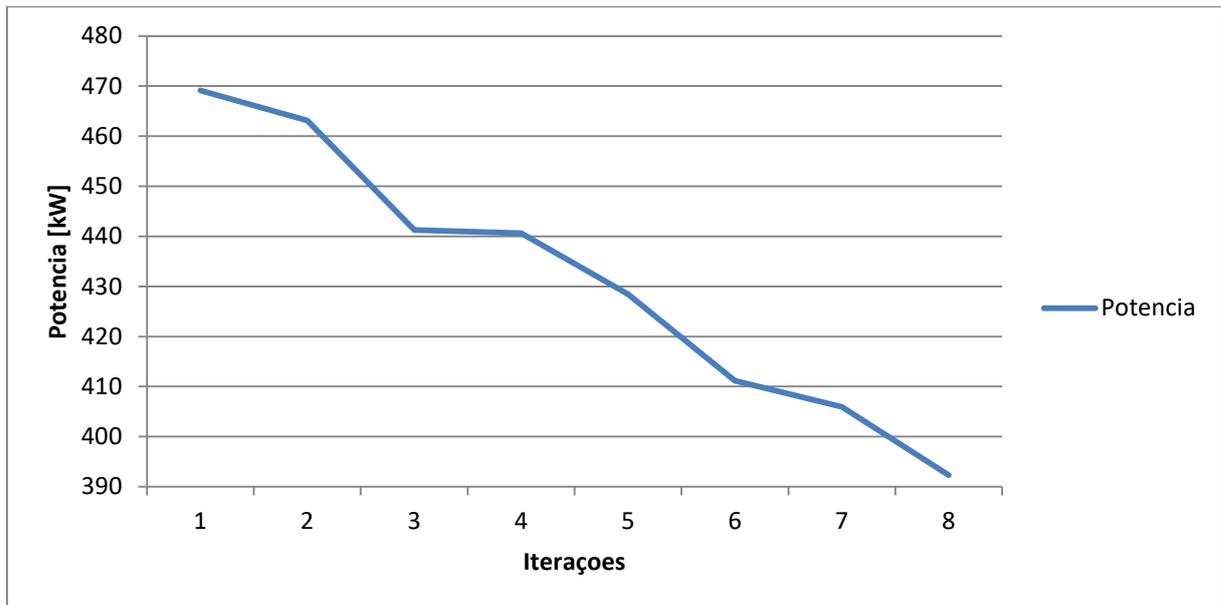


Figura 40: Andamento das perdas de potencia



## 8 CONCLUSÕES

Dos resultados, depreende-se que a técnica de otimização VNS implementada apresentou um maior esforço nos sistemas de tamanho maiores, e maior eficácia na resolução de problemas com um maior número de variáveis de alocação.

A utilização de uma técnica heurística, baseada no indicador TPSI, orientou o processo de busca dentro do espaço de soluções, fazendo que o algoritmo encontre a solução procurada utilizando um menor esforço computacional. A eficácia dessa técnica aumenta quando os sistemas estudados são mais ramificados e com um quociente menor entre número de barras críticas e número total de barras.

Na prática, a decisão de onde inserir as unidades geradoras dependerá da região na qual seja possível instalar os GDs. Por esse motivo, deverá colocar-se uma restrição no modelo, quanto as barras candidatas para possuir um GD.

### **Trabalhos futuros**

Considerar a potência dos GDs variáveis, ou seja, a técnica de otimização deverá encontrar.

A acrescentar no modelo do problema outros objetivos, tais como alguns índices de Qualidade de Energia Elétrica.

## 9 REFERÊNCIAS

- ANEEL. **Atlas De Energia Elétrica Do Brasil**. In: . 3º Edição. Ed. [S.L.: S.N.], 2008. Captulo III – Energia Hidráulica, P. 51–61.
- BARAN, M. E.; WU, F. F. **Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing**. IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, 1989.
- BARAN, M. E.; WU, F. F. **Optimal capacitor placement on radial distribution systems**. IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, 1989.
- BIG - Banco de Informações de Geração. **Capacidade de Geração do Brasil**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm> Acesso em: 27/01/2017
- BONA, F. S. DE. **As Microturbinas E A Geração Distribuída**. Dissertação (Mestrado) — UNICAMP, 2003.
- BRANDINI, A.C. **Análise Crítica De Algoritmos De Fluxo De Carga Usados Em Sistemas De Distribuição Radiais**. 2000. 143f. Dissertação De Mestrado (Mestrado Em Engenharia Elétrica). Departamento De Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista – UNESP, Ilha Solteira, 2000.
- CESPEDES, R. **New Method for the Analysis of Distribution Networks**. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 5, No. 1, pp 391-396. 1990.
- CIACCIA, G.; GALLIANI, A.; LUISO, F. Diffusione degli Impianti di Generazione Distribuita in Italia. **La Termotecnica**, Milao. Novembro 2006. P. 34-39, 2006.
- DA COSTA TRIGO, F. **Estudo De Procedimentos Eficientes De Contagem De Energia Provenientes De Parques Eólicos**. 2000. 143f. Dissertação De Mestrado (Mestrado Em Engenharia Eletrotécnica E De Computadores). Faculdade De Engenharia, Universidade Do Porto – FEUP, Porto, 2008.
- DE SOUZA, B.A.; BRAZ, H.D.M.; DE ALBUQUERQUE, G.M.C. **Fluxo De Carga Em Sistemas De Distribuicao Radiais Com Geracao Distribuida: Metodo Da Soma De Potencia Modificado**. IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS, Campina Grande, Brasil, V.4, N.3, P.192-197, 2006.
- EDENHOFER O.; PICHS-MADRUGA R.; SOKONA Y.; SEYBOTH K.; KADNER S.; ZWICKEL T.; EICKEMEIER P.; GERRIT HANSEN G.; SCHLÖMER S.; VON STECHOW C.; MATSCHOSS P. **Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation: Special**

Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. New York, Cambridge University Press, 2011. 1075 p.

FERREIRA DO PRADO, I. **Alocação De Geração Distribuída Utilizando O Algoritmo Genético De Chu-Beasley E Índices De Sensibilidade.** 2013. 143f. Dissertação De Mestrado (Mestrado Em Engenharia Elétrica). Departamento De Engenharia Elétrica, Universidade Federal Do ABC, Santo André, 2013.

GOPIYA NAIK, S.; KHATOD, D.K.; SHARMA, M.P. **Optimal Allocation Of Distributed Generation In Distribution System For Loss Reduction.** 2012. 5f. Artigo Da IACSIT Coimbatore Conferences. Singapore. 2012.

GSE ITALIA. Deliberação, 522/2014/R/eel, 23/10/2014. Despacho de fontes renováveis imprevisíveis.

HANSEN, P.; MLADENOVIC, N. **A Tutorial on Variable Neighborhood Search.** Les Cahiers du GERAD. 2003.

HANSEN, P.; MLADENOVIC, N. **A tutorial on variable neighborhood search.** Les Cahiers du GERAD. Montreal, Canada, 2003.

HANSEN, P.; MLADENOVIC, N. **Variable Neighborhood Search: Principles and applications.** European Journal of Operation Research. Montreal, Canada. 1999.

HANSEN, P.; MLADENOVIC, N.; PÉREZ, J. A. M. **Variable neighborhood decomposition search.** Journal of Heuristics. New York, USA, 2001.

HANSEN, P.; MLADENOVIC, N.; PÉREZ, J. A. M. **Variable neighbourhood search: methods and applications.** 4OR: A Quarterly Journal of Operations Research. Heidelberg, 2008.

IPCC. **Renewable Energy Sources And Climate Change Mitigation: Summary For Policymakers And Technical Summary.** Cambridge University Press. Cambridge, Regno Unido. 2011.

KAGAN N.; OLIVEIRA C.; ROBBA E. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.** 1ª Edição. São Paulo, Brasil: Editora Blucher, 2005. 328 p.

LORENZETI J. F. C. **Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica para a Melhoria das Condições de Operação com Relação à Estabilidade de Tensão.** 88 f. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, UNICAMP, Campinas. 2004.

MACEDO POSSAGNOLO L. H. F. **Reconfiguração De Sistemas De Distribuição Operando Em Vários Níveis De Demanda Através De Uma Meta-Heurística Debusca**

- Em Vizinhança Variável.** 178 f. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica. Faculdade de Engenharia Elétrica, UNESP, Ilha Solteira. 2015.
- MATOS, D.M.B.; CATALAO, J.P.S. **Geração Distribuída E Os Seus Impactes No Funcionamento Da Rede Elétrica: Parte 1.** 2013. 9f. Artigo Da International Conference On Engineering. ICEUBI 2013, University Of Beira Interior, Cavilha, Portugal. 2013.
- MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica.** Editora Edgard Blücher Ltda. 1983.
- OCHOA PIZZALLI, L.F. **Desempenho de redes de distribuição com geradores distribuídos.** 2006. 172f. (M. Sc. Dissertation). Departamento de Engenharia Eletrica, UNESP – Universidade Estadual de Sao Paulo, Ilha Solteira, 2006.
- PALMA A.S.; OKUDA B.S.; CAMARGO C.C.B.; SICA E.T.; BRIGATTO G.A.A.; CARVALHO R.T. **Uma contribuição ao Estudo do Fluxo de Potência em Redes de Distribuição com inserção de Unidades de Geração Distribuída pelo Método da Soma das Potências Modificado.** Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC Instituto Federal de Santa Catarina – IF-SC ELETROSUL Centrais Elétricas S/A. Florianopolis, Brasil. 2010.
- PANTUZI A.V. **Desempenho De Um Algoritmo Backward – Forward Sweep De Cálculo De Fluxo De Potência.** 2006. 126f. (M. Sc. Dissertation). Departamento de Engenharia Eletrica, UNESP – Universidade Estadual de Sao Paulo, Ilha Solteira, 2006.
- SHIRMOHAMMADI, D. A. **Compensation-Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks.** IEEE Transactions on Power Systems. Vol.3, No. 2. 1988.
- SOUZA, A. R. R. DE. **Conexão De Geração Distribuída Em Redes De Distribuição.** Dissertação (Dissertação De Mestrado)—Universidade Federal Do Paraná, Março 2009.
- TSAI, H.L.; TU, C.S.; SU, Y.J. **Development of Generalized Photovoltaic Model Using MATLAB/SIMULINK.** 2008. 6f. Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science 2008. São Francisco, 2008.
- UTURBEY, W.; ARAUJO, T.F.; PREISSER, F. **Assessing The Value Of Distributed Photovoltaic For The Distribution System.** 2014. 6f. Artigo Da Renewable Power Generation Conference. Napoli, Italia. 2014.

## 10 ANEXOS

Nas seguintes tabelas são mostrados os dados de barras e linhas. Especificamente:

- NumBarra: Numero de barra;  
 V (KV): Tensão de barra em KV;  
 KW Load: Potencia ativa da carga em KW;  
 KVA Load: Potencia complexa de carga em KVA;  
 KW Gen: Potencia ativa gerada em KW;  
 KVAR Gen: Potencia reativa gerada em KVAR;  
 NumLinha: Numero de linha;  
 R: Resistencia da linha;  
 X: Reatância da linha;  
 Capacidade: Capacidade de transporte de potencia da linha;

Tabella 14: Barras 33

NumBarra	V (KV)	KW		KVA		NumBarra	V (KV)	KW		KVA	
		Load	Load	Load	Load			Load	Load		
1	12,66	0	0	18	1	90	40				
2	1	100	60	19	1	90	40				
3	1	90	40	20	1	90	40				
4	1	120	80	21	1	90	40				
5	1	60	30	22	1	90	40				
6	1	60	20	23	1	90	50				
7	1	200	100	24	1	420	200				
8	1	200	100	25	1	420	200				
9	1	60	20	26	1	60	25				
10	1	60	20	27	1	60	25				
11	1	45	30	28	1	60	20				
12	1	60	35	29	1	120	70				
13	1	60	35	30	1	200	600				
14	1	120	80	31	1	150	70				
15	1	60	10	32	1	210	100				
16	1	60	20	33	1	60	40				
17	1	60	20								

Tabella 15: Linhas 33

NumLinha	R	X	Capacidade	NumLinha	R	X	Capacidade
1	0,0922	0,047	100	17	0,732	0,574	130
2	0,493	0,2511	100	18	0,164	0,1565	65
3	0,366	0,1864	100	19	1,5042	1,3554	80
4	0,3811	0,1941	100	20	0,4095	0,4784	65
5	0,819	0,707	100	21	0,7089	0,9373	65
6	0,1872	0,6188	100	22	0,4512	0,3083	130
7	0,7114	0,2351	100	23	0,898	0,7091	130
8	1,03	0,74	100	24	0,896	0,7011	65
9	1,044	0,74	100	25	0,203	0,1034	80
10	0,1966	0,065	100	26	0,2842	0,1447	65
11	0,3744	0,1238	65	27	1,059	0,9337	65
12	1,468	1,155	80	28	0,8042	0,7006	130
13	0,5416	0,7129	65	29	0,5075	0,2585	130
14	0,591	0,526	65	30	0,9744	0,963	65
15	0,7463	0,5454	130	31	0,3105	0,3619	65
16	1,289	1,721	130	32	0,341	0,5302	130

Tabella 16: Barras 70

NumBarra	V(KV)	KW Load	KVA Load	NumBarra	V(KV)	KW Load	KVA Load
1	12,66	0	0	36	0	6	4
2	0	0	0	37	0	26	18,55
3	0	0	0	38	0	26	18,55
4	0	0	0	39	0	0	0
5	0	0	0	40	0	24	17
6	0	0	0	41	0	24	17
7	0	2,6	2,2	42	0	1,2	1
8	0	40,4	30	43	0	0	0
9	0	75	54	44	0	6	4,3
10	0	30	22	45	0	0	0
11	0	28	19	46	0	39,22	26,3
12	0	145	104	47	0	39,22	26,3
13	0	145	104	48	0	0	0

14	0	8	5,5	49	0	79	56,4
15	0	8	5,5	50	0	384,7	274,5
16	0	0	0	51	0	384,7	274,5
17	0	45,5	30	52	0	40,5	28,3
18	0	60	35	53	0	5,3	2,7
19	0	60	35	54	0	4,35	3,5
20	0	0	0	55	0	26,4	19
21	0	1	0,6	56	0	24	17,2
22	0	114	81	57	0	0	0
23	0	5,3	3,5	58	0	0	0
24	0	0	0	59	0	0	0
25	0	28	20	60	0	100	72
26	0	0	0	61	0	0	0
27	0	14	10	62	0	1244	888
28	0	14	10	63	0	32	23
29	0	26	18,6	64	0	0	0
30	0	26	18,6	65	0	227	162
31	0	0	0	66	0	59	42
32	0	0	0	67	0	18	13
33	0	0	0	68	0	18	13
34	0	14	10	69	0	28	20
35	0	19,5	14	70	0	28	20

Tabella 17: Linhas 70

NumLinha	R	X	Capacidade	NumLinha	R	X	Capacidade
1	0,0005	0,0012	130	36	0,0044	0,0108	130
2	0,0005	0,0012	80	37	0,064	0,1565	130
3	0,0001	0,0001	65	38	0,1053	0,123	130
4	0,0015	0,0036	65	39	0,0304	0,0305	80
5	0,0251	0,0294	65	40	0,0018	0,0021	65
6	0,366	0,1864	65	41	0,7283	0,8509	65
7	0,3811	0,1941	130	42	0,31	0,3623	65
8	0,0922	0,047	65	43	0,041	0,0478	65

9	0,0493	0,0251	65	44	0,0092	0,0116	130
10	0,819	0,2707	130	45	0,1089	0,1373	65
11	0,1872	0,0619	65	46	0,0009	0,0012	65
12	0,7114	0,2351	80	47	0,0034	0,0084	130
13	1,03	0,34	65	48	0,0851	0,2083	65
14	1,044	0,345	65	49	0,2898	0,7091	80
15	1,058	0,3496	130	50	0,0822	0,2011	65
16	0,1966	0,065	130	51	0,0928	0,0473	65
17	0,3744	0,1238	130	52	0,3319	0,1114	130
18	0,0047	0,0016	65	53	0,174	0,0886	130
19	0,3276	0,1083	80	54	0,203	0,1034	130
20	0,2106	0,0696	65	55	0,2842	0,1447	65
21	0,3416	0,1129	65	56	0,2813	0,1433	80
22	0,014	0,0046	130	57	1,59	0,5337	65
23	0,1591	0,0526	130	58	0,7837	0,263	65
24	0,3463	0,1145	65	59	0,3042	0,1006	130
25	0,7488	0,2475	80	60	0,3861	0,1172	130
26	0,3089	0,1021	65	61	0,5075	0,2585	65
27	0,1732	0,0572	65	62	0,0974	0,0496	80
28	0,0044	0,0108	130	63	0,145	0,0738	65
29	0,064	0,1565	130	64	0,7105	0,3619	65
30	0,3978	0,1351	65	65	1,041	0,5302	130
31	0,0702	0,0232	65	66	0,2012	0,0611	130
32	0,351	0,116	130	67	0,0047	0,0014	65
33	0,839	0,2816	130	68	0,7394	0,2444	65
34	1,708	0,5646	65	69	0,0047	0,0016	130
35	1,474	0,4873	65				

Tabella 18: Barras 135

NumBarra	KW			NumBarra	KVA		
	V(KV)	Load	KVA Load		V(KV)	KW Load	Load
1	13,8	0	0	69	1	176,408	70,184
2	1	0	0	70	1	83,015	33,028

3	1	47,78	19,009	71	1	217,917	86,698
4	1	42,551	16,929	72	1	23,294	9,267
5	1	87,022	34,622	73	1	5,075	2,019
6	1	311,31	123,855	74	1	72,638	28,899
7	1	148,869	59,228	75	1	405,99	161,523
8	1	238,672	94,956	76	1	0	0
9	1	62,299	24,786	77	1	100,182	42,468
10	1	124,598	49,571	78	1	142,523	60,417
11	1	140,175	55,768	79	1	96,042	40,713
12	1	116,813	46,474	80	1	300,454	127,366
13	1	249,203	99,145	81	1	141,238	59,873
14	1	291,447	115,592	82	1	279,847	118,631
15	1	303,72	120,835	83	1	87,312	37,013
16	1	215,396	85,695	84	1	243,849	103,371
17	1	198,586	79,007	85	1	247,75	105,025
18	1	0	0	86	1	0	0
19	1	0	0	87	1	89,878	38,878
20	1	0	0	88	1	1137,28	482,108
21	1	30,127	14,729	89	1	458,339	194,296
22	1	230,972	112,92	90	1	385,197	163,29
23	1	60,256	29,459	91	1	0	0
24	1	230,972	112,92	92	1	79,608	33,747
25	1	120,507	58,915	93	1	87,312	37,013
26	1	0	0	94	1	0	0
27	1	56,981	27,857	95	1	74,001	31,37
28	1	364,665	178,281	96	1	232,05	98,369
29	1	0	0	97	1	141,819	60,119
30	1	124,647	60,939	98	1	0	0
31	1	56,981	27,857	99	1	76,449	32,408
32	1	0	0	100	1	0	0
33	1	85,473	41,787	101	1	51,322	21,756
34	1	0	0	102	1	59,874	25,874
35	1	396,735	193,96	103	1	9,065	3,843

36	1	0	0	104	1	2,092	0,887
37	1	181,152	88,563	105	1	16,735	7,094
38	1	242,172	118,395	106	1	1506,522	638,634
39	1	75,316	36,821	107	1	313,023	132,694
40	1	0	0	108	1	79,831	33,842
41	1	1,254	0,531	109	1	51,322	21,756
42	1	6,274	2,66	110	1	0	0
43	1	0	0	111	1	202,435	85,815
44	1	117,88	49,971	112	1	60,823	25,874
45	1	62,668	25,566	113	1	45,618	19,338
46	1	172,285	73,034	114	1	0	0
47	1	458,556	194,388	115	1	157,07	66,584
48	1	262,962	111,473	116	1	0	0
49	1	235,761	99,942	117	1	250,148	106,041
50	1	0	0	118	1	0	0
51	1	109,215	46,298	119	1	68,809	28,593
52	1	0	0	120	1	32,072	13,596
53	1	72,809	30,865	121	1	61,084	25,894
54	1	258,473	109,57	122	1	0	0
55	1	69,168	29,322	123	1	94,622	46,6
56	1	21,843	9,26	124	1	49,858	24,375
57	1	0	0	125	1	123,164	60,214
58	1	20,527	8,702	126	1	78,35	38,304
59	1	150,548	63,819	127	1	145,475	71,121
60	1	220,687	93,552	128	1	21,369	10,447
61	1	92,384	39,163	129	1	74,789	36,564
62	1	0	0	130	1	227,926	111,431
63	1	226,693	96,098	131	1	35,614	17,411
64	1	0	0	132	1	249,295	121,877
65	1	294,016	116,974	133	1	316,722	154,842
66	1	83,015	33,028	134	1	333,817	163,199
67	1	83,015	33,028	135	1	249,295	121,877
68	1	103,77	41,285				

Tabella 19: Linhas 135

NumLinha	R	X	Capacidade	NumLinha	R	X	Capacidade
1	0,33205	0,76653	100	69	0,55914	0,29412	80
2	0,00188	0,00433	100	70	0,05816	0,13425	65
3	0,2234	0,51535	100	71	0,7013	0,3689	65
4	0,09943	0,22953	100	72	1,02352	0,53839	130
5	0,15571	0,35945	100	73	0,06754	0,15591	130
6	0,16321	0,37677	100	74	1,32352	0,45397	65
7	0,11444	0,26417	100	75	0,01126	0,02598	65
8	0,05675	0,05666	100	76	0,72976	1,68464	130
9	0,52124	0,27418	100	77	0,22512	0,51968	130
10	0,10877	0,1086	100	78	0,20824	0,48071	130
11	0,39803	0,20937	65	79	0,0469	0,10827	130
12	0,91744	0,31469	80	80	0,6195	0,61857	130
13	0,11823	0,11805	65	81	0,34049	0,33998	130
14	0,50228	0,26421	65	82	0,56862	0,29911	130
15	0,05675	0,05666	130	83	0,10877	0,1086	130
16	0,29379	0,15454	130	84	0,56862	0,29911	130
17	0,33205	0,76653	130	85	0,01126	0,02598	130
18	0,00188	0,00433	65	86	0,41835	0,96575	130
19	0,22324	0,51535	80	87	0,10499	0,13641	130
20	0,10881	0,25118	65	88	0,43898	1,01338	65
21	0,71078	0,37388	65	89	0,0752	0,02579	65
22	0,18197	0,42008	130	90	0,07692	0,17756	130
23	0,30326	0,15952	130	91	0,33205	0,76653	130
24	0,02439	0,0563	65	92	0,08442	0,19488	130
25	0,04502	0,10394	80	93	0,1332	0,30748	130
26	0,01876	0,04331	65	94	0,2932	0,29276	130
27	0,11823	0,1123	65	95	0,21753	0,21721	130
28	0,02365	0,02361	130	96	0,26482	0,26443	65
29	0,18954	0,0997	130	97	0,10318	0,23819	65
30	0,39803	0,20937	65	98	0,13507	0,31181	130
31	0,05675	0,05666	65	99	0,00938	0,02165	130

32	0,09477	0,04985	130	100	0,16884	0,38976	65
33	0,41699	0,21934	130	101	0,11819	0,27283	80
34	0,11372	0,05982	130	102	2,28608	0,78414	65
35	0,07566	0,07555	130	103	0,45587	1,05236	65
36	0,3696	0,19442	130	104	0,696	1,60669	130
37	0,26536	0,13958	130	105	0,45774	1,05669	130
38	0,05675	0,0566	65	106	0,20298	0,26373	65
39	0,33205	0,76653	65	107	0,21348	0,27737	65
40	0,11819	0,27283	130	108	0,54967	0,28914	130
41	2,96288	1,01628	130	109	0,54019	0,28415	130
42	0,00188	0,00433	65	110	0,0455	0,05911	130
43	0,06941	0,16024	80	111	0,47385	0,24926	130
44	0,81502	0,42872	65	112	0,86241	0,45364	130
45	0,06378	0,14724	65	113	0,56862	0,29911	130
46	0,13132	0,30315	130	114	0,77711	0,40878	65
47	0,06191	0,14291	130	115	1,08038	0,5683	80
48	0,11444	0,26417	65	116	1,06633	0,57827	65
49	0,28374	0,28331	65	117	0,47385	0,24926	65
50	0,28374	0,28321	130	118	0,32267	0,74488	130
51	0,04502	0,10394	130	119	0,14633	0,33779	130
52	0,02626	0,06063	130	120	0,12382	0,28583	65
53	0,06003	0,13858	130	121	0,01126	0,02598	65
54	0,03002	0,06929	130	122	0,6491	1,49842	130
55	0,02064	0,04764	130	123	0,04502	0,10394	130
56	0,10881	0,25118	65	124	0,5264	0,18056	130
57	0,25588	0,1346	65	125	0,02064	0,04764	130
58	0,41699	0,21934	130	126	0,53071	0,27917	130
59	0,50228	0,26421	130	127	0,09755	0,2252	130
60	0,3317	0,17448	130	128	0,11819	0,27283	65
61	0,20849	0,10967	130	129	0,13882	0,32047	130
62	0,13882	0,32047	130	130	0,04315	0,09961	130
63	0,0075	0,01732	130	131	0,09192	0,2122	130
64	0,27014	0,62362	65	132	0,16134	0,37244	130

65	0,3827	0,88346	65	133	0,37832	0,37775	130
66	0,33018	0,7622	130	134	0,39724	0,39664	130
67	0,3283	0,75787	130	135	0,2932	0,29276	65
68	0,17072	0,39409	65				

Tabella 20: Barras 33GD

NumBarra	Tipo	V(kV)	KW		KVA		KW		KVAR	
			Load	Load	Load	Load	Gen	Gen	Gen	Gen
1	3	12,66		0		0	0	0	0	0
2	1	1	100		60		0	0	0	0
3	1	1	90		40		0	0	0	0
4	1	1	120		80		0	0	0	0
5	1	1	60		30		0	0	0	0
6	1	1	60		20		0	0	0	0
7	1	1	200		100		0	0	0	0
8	1	1	200		100		0	0	0	0
9	1	1	60		20		0	0	0	0
10	1	1	100		20		0	0	0	0
11	1	1	45		30		0	0	0	0
12	1	1	60		35		0	0	0	0
13	1	1	60		35		0	0	0	0
14	2	12,027		0		0	534,966		0	0
15	1	1	60		10		0	0	0	0
16	1	1	60		20		0	0	0	0
17	1	1	60		20		0	0	0	0
18	1	1	90		40		0	0	0	0
19	1	1	90		40		0	0	0	0
20	1	1	90		40		0	0	0	0
21	1	1	90		40		0	0	0	0
22	1	1	90		40		0	0	0	0
23	1	1	90		50		0	0	0	0
24	1	1	420		200		0	0	0	0
25	1	1	420		200		0	0	0	0
26	1	1	60		25		0	0	0	0

27	1	1	60	25	0	0
28	1	1	60	20	0	0
29	1	1	60	40	0	0
30	1	1	200	600	0	0
31	1	1	150	70	0	0
32	1	1	210	100	0	0
33	1	1	60	40	0	0