

Zedequias Machado Alves

**DETERMINAÇÃO DO PONTO ÓTIMO DE INJEÇÃO DE  
POTÊNCIA PARA MINIMIZAÇÃO DE PERDAS TÉCNICAS E  
MELHORIA DO NÍVEL DE TENSÃO EM REDES ELÉTRICAS  
COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Dissertação submetida ao Programa de Pós Graduação em Energia e Sustentabilidade da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do Grau de Mestre em Energia e Sustentabilidade

Orientador: Prof. Dr. Luciano Lopes Pfitscher

Coorientador : Prof. Dr. Ricardo Alexandre R. de Moraes

Araranguá  
2018

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Alves, Zedequias Machado

Determinação do ponto ótimo de injeção de potência para minimização de perdas técnicas e melhoria do nível de tensão em redes elétricas com geração distribuída / Zedequias Machado Alves ; orientador, Luciano Lopes Pfitscher, coorientador, Ricardo Alexandre R. de Moraes, 2018.

137 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá, Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade, Araranguá, 2018.

Inclui referências.

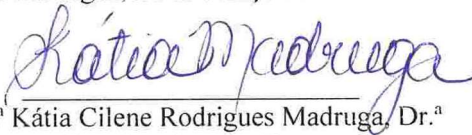
1. Energia e Sustentabilidade. 2. Geração distribuída. 3. Otimização. 4. Localização. 5. AHP. I. Pfitscher, Luciano Lopes. II. Moraes, Ricardo Alexandre R. de. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade. IV. Título.

Zedequias Machado Alves

**DETERMINAÇÃO DO PONTO ÓTIMO DE INJEÇÃO DE  
POTÊNCIA PARA MINIMIZAÇÃO DE PERDAS TÉCNICAS E  
MELHORIA DO NÍVEL DE TENSÃO EM REDES ELÉTRICAS  
COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de “Mestre em Energia e Sustentabilidade” e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós Graduação em Energia e Sustentabilidade

Araranguá, 28 de Março de 2018.



Prof.<sup>a</sup> Kátia Cilene Rodrigues Madruga, Dr.<sup>a</sup>  
Coordenadora do Curso

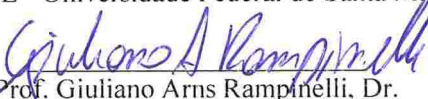
**Banca Examinadora:**



Prof. Luciano Lopes Pfitscher, Dr.  
Orientador - Universidade Federal de Santa Catarina



Prof.<sup>a</sup> Alzenira da Rosa Abaide, Dr.<sup>a</sup>  
PPGEE - Universidade Federal de Santa Maria



Prof. Giuliano Arns Rampinelli, Dr.  
PPGES - Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. César Cataldo Scharlau, Dr.  
PPGES - Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Leonardo Elizeire Bremermann, Dr.  
Universidade Federal de Santa Catarina



Dedico este trabalho à minha esposa  
Lilian de Oliveira e aos meus filhos  
Sofia Alves e Nicolas Alves.



## AGRADECIMENTOS

A conclusão desta dissertação não seria possível sem a orientação do Prof. Luciano Lopes Pfitscher e coorientação do Prof. Ricardo Alexandre R. de Moraes, agradeço a ambos pela compreensão, motivação, paciência e profissionalismo empregados desde o início até a fase final desta dissertação.

Aos colegas da coordenadoria de eletrotécnica do IFSC campus Criciúma, pelo apoio e compreensão durante os momentos de estresse oriundos do conjunto de atividades desempenhadas e o desenvolvimento deste trabalho.

Aos colegas da área de concentração em sistemas de energia, Patrick, Luiz, Junior, Rafael, Políbio e ao querido Jorge por compartilharem bons momentos durante o desenvolvimento desta dissertação.

Aos professores do PPGES, Elise Sommer Watzko, Fernando Henrique Milanese, Giuliano Arns Rampinelli, Gustavo Medeiros De Araújo, Kátia Cilene Rodrigues Madruga, Maria Angeles Lobo Recio e Rogério Gomes De Oliveira por compartilharem parte de seus conhecimentos.

À permissionária de energia elétrica CERMOFUL, pelo interesse no trabalho desenvolvido e disponibilização de dados para a aplicação da metodologia proposta.

À minha família, meu porto seguro e fonte de motivação.





Ninguém é tão grande que não possa aprender,  
nem tão pequeno que não possa ensinar.  
(Esopo)



## RESUMO

O crescimento do número de conexões de fontes de geração distribuída (GD) nas redes de distribuição, tanto no Brasil como em outros países, tem motivado o estudo de metodologias que visem contribuir para a maximização dos benefícios dessa tecnologia. Um dos aspectos importantes em relação às GDs é o planejamento do local de instalação e injeção de potência na rede. Nesta dissertação, é apresentada uma metodologia de alocação de GDs, baseada no método de Processo Analítico Hierárquico (*Analytic Hierarchy Process* - AHP), tendo como critérios principais a minimização de perdas elétricas e a melhoria de níveis de tensão na rede. Considerando a possibilidade de aplicação do AHP para redes com múltiplas unidades de GDs, também é proposta a utilização do método de Sensibilidade de Perdas (*Incremental Transmission Losses* - ITL), com a finalidade de reduzir o conjunto de alternativas a serem avaliadas. A metodologia proposta foi implementada no programa MATLAB<sup>®</sup>, com o auxílio do conjunto de bibliotecas MatPower. São utilizados os sistemas testes IEEE de 33 barras e de 69 barras para a validação da metodologia, e também é demonstrada sua aplicação em um sistema real de 368 barras, para determinar o ponto ótimo de alocação de uma fonte de GD de 1 MW. Os resultados indicam a melhoria dos critérios de otimização considerados e a viabilidade de aplicação do AHP proposto.

**Palavras-chave:** Geração Distribuída, Otimização, Localização, AHP, ITL.

## ABSTRACT

The growth of the number of connections of distributed generation sources (DG) in distribution grid, both in Brazil and in other countries, has motivated the study of methodologies that aim to contribute to the maximization of the benefits of this technology. One of the important aspects regarding DGs is the planning of the installation placement and power injection in the grid. In this work, a methodology for the placement of DGs is presented, based on the Analytic Hierarchy Process (AHP), with the main criteria being the minimization of electrical losses and the improvement of voltage levels in the grid. Considering the possibility of applying the AHP to grids with multiple DG units, it is also proposed to use the Incremental Transmission Losses (ITL) method, in order to reduce the set of alternatives to be evaluated. The proposed methodology was implemented in the MATLAB® platform, using the MatPower library set. The IEEE test systems of 33 bus and 69 bus are used for the validation of the methodology, and it is also demonstrated its application in a real system of 368 bus, to determine the optimum point to placement of a source of GD of 1 MW. The results indicate the improvement of the optimization criteria considered and the feasibility of applying the proposed AHP.

**Keywords:** Distributed Generation, Optimization, Location, AHP, ITL.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Oferta interna de energia elétrica no Brasil .....	30
Figura 2 - Consumo de eletricidade por setor da economia no Brasil .....	31
Figura 3 - Número acumulado de conexões de GD.....	33
Figura 4 - Conexões de GD por estado do Brasil .....	33
Figura 5 - Estrutura Hierárquica Básica .....	47
Figura 6 - Sistema Exemplo de 4 Barras .....	51
Figura 7 - Estrutura hierárquica aplicada.....	52
Figura 8 – Metodologia Aplicada.....	54
Figura 9 - Escala para avaliação do critério <i>perda</i> .....	57
Figura 10 - Escala para avaliação do critério <i>nível de tensão</i> .....	59
Figura 11 - Localização de unidade de geração distribuída - ITL .....	75
Figura 12 - Comportamento das perdas nas barras.....	88
Figura 13 - Menor tensão na rede por barra de instalação de GD .....	90
Figura 14 - Dagrama unifilar com a disposição das barras do sistema real de 368 barras.....	127
Figura 15 - Sistema IEEE de 33 barras.....	129
Figura 16 - Sistema IEEE de 69 barras.....	132



## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Ponderações Entre os Pares.....	48
Quadro 2 - Dados de entrada .....	53
Quadro 3 - Diferentes escalas para comparação entre os pares de alternativas.....	64
Quadro 4 – Dados para 1MW de GD inseridas no sistema de 33 barras .....	77
Quadro 5 - Classificação para 1MW de GD no sistema IEEE 33 barras .....	78
Quadro 6 - Metodologias comparadas para sistema IEEE de 33 barras .....	78
Quadro 7 - Comparações entre os métodos para IEEE de 33 barras .....	79
Quadro 8 - Classificação para 1MW de GD no sistema IEEE 69 barras .....	80
Quadro 9 - Perda e nível de tensão por barra de conexão da GD81	
Quadro 10 - Metodologias comparadas para sistema IEEE de 69 barras .....	81
Quadro 11 - Comparações entre os métodos para IEEE de 69 barras .....	82
Quadro 12 - Classificação ITL para sistema de 33 barras. ....	83
Quadro 13 - Classificação ITL para sistema de 69 barras. ....	83
Quadro 14 - Metodologias comparadas para múltiplas GDs.....	83
Quadro 15 - Comportamento do sistema IEEE 33 barras com oscilação da GD.....	84
Quadro 16 - Comportamento do sistema IEEE 69 barras com oscilação da GD.....	86
Quadro 17- Classificação para 1MW de GD no sistema real de 368 barras .....	91





## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Classificação dos Níveis de Tensão Para Redes de 1kV à 69kV .....	55
Tabela 2 - Ponderação Entre os Critérios .....	55
Tabela 3 - Comparações entre os métodos para 2 GDs e 33 barras. ....	84
Tabela 4 - Comparações entre os métodos para 2 GDs e 69 barras .....	85
Tabela 5 - Comparação entre busca exaustiva monocritério e AHP .....	91



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- AHP** – *Analytic Hierarchy Process* (Processo Analítico Hierárquico)  
**ANEEL** – Agência Nacional de Energia Elétrica  
**BAB** – *Branch and Bound* (Ramos e Bordas)  
**CERMOFUL** – Cooperativa Fumacense de Eletricidade  
**CLS** – *Combined Loss Sensitivity* (Sensibilidade de Perda Combinada)  
**CS** – *Cuckoo Search* (Localização do Cuckoo)  
**CPM** – *Capacity Planning Model* (Modelo de Capacidade de Planejamento)  
**DEC** – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora  
**DS** – *Differential Search* (Localização Diferencial)  
**EA** – *Efficient Analytical* (Analítico Eficiente)  
**EPE** – Empresa de Pesquisa Energética  
**FEC** – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora  
**F.O** – Função Objetivo  
**GA** – *Genetic Algorithm* (Algoritmo Genético)  
**GD** – Geração Distribuída  
**IA** – *Improved Analytical* (Analítico Melhorado)  
**IEEE** – *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (Instituto de Engenharia Elétrica e Eletrônica)  
**ITL** – *Incremental Transmission Losses* (Transmissão Incremental de Perdas)  
**MINLP** – *Mixed Integer Non-Linear Programming* (Programação Inteira Mista Não Linear)  
**NIST** – *National Institute of Standards and Technology* (Instituto Nacional de Tecnologias e Padrões)  
**OPF** – *Optimal Power Flow* (Fluxo de Potência ótimo)  
**REI** – Rede Elétrica Inteligente  
**SDOA** – *Sensory-Deprived Optimization Algorithm* (Algoritmo de Otimização de Privação Sensorial)  
**SEP** – Sistema Elétrico de Potência  
**SPM** – *Siting Planning Model* (Modelo de Planejamento da Localização)  
**SQP** – *Sequential Quadratic Programming* (Programação Quadrática Sequencial)  
**TC** – Transformador de Corrente  
**TL** – Tensão de Leitura  
**TR** – Tensão de Referência



## LISTA DE SÍMBOLOS

$A$	Matriz com julgamentos para os critérios
$a_{ij}$	Elemento da matriz $A$
$A_{norm}$	Matriz com normalizada para os julgamentos dos critérios
$\bar{a}_{ij}$	Elemento da matriz $A_{norm}$
$\hat{\mathbf{a}}_i$	Autovetor com a média geométrica dos elementos da matriz $A$
$B^{(m)}$	Matriz de ponderação entre os pares de alternativas
$b_{ik}$	Elemento da matriz $B^{(m)}$
$B_{norm}$	Matriz normalizada das comparações entre os pares de alternativas
$\bar{b}_{ik}^{(m)}$	Elemento da matriz $B_{norm}$
$\hat{\mathbf{b}}_i$	Autovetor com a média geométrica dos elementos da matriz $B$
H	Elemento da matriz Jacobiana que representa a variação da perda ativa pelo ângulo de tensão
J	Matriz Jacobiana
$\Delta P$	Intervalo ponderado entre os valores da alternativa de comparação e a comparada
$\Delta V$	Intervalo ponderado dos valores de tensão mínima entre a alternativa de comparação e a comparada
$m$	Número de critérios
$n$	Número de alternativas
$N_{aval}$	Quantidade de avaliações entre as alternativas
$N_{altern}$	Número de alternativas a serem julgadas
$N_{bar}$	Quantidade de barras do sistema em estudo
$N_{GD}$	Quantidade de GDs a serem instaladas
$P_i$	Valor de perda da alternativa de comparação
$P_j$	Valor de perda da alternativa comparada
$\partial P_L / \partial P_i$	Taxa de variação das perdas totais da rede em função da perda na barra $i$ . Essa derivada parcial é igual ao índice ITL
$\partial P_L / \partial \theta_i$	Matriz das derivadas parciais das perdas em relação aos ângulos das tensões nas barras
$P_{max}$	Maior perda das alternativas em avaliação
$P_{min}$	Menor perda das alternativas em avaliação
$S$	Matriz de peso para as alternativas
$s^{(m)}$	Vetor de ponderação entre as alternativas avaliadas

$v$	Vetor de julgamentos realizados pelo AHP
$V_i$	Tensão mínima da alternativa comparada
$V_j$	Tensão mínima da alternativa em comparação
$V_{max}$	Maior tensão entre as alternativas em avaliação
$V_{min}$	Menor tensão das alternativas em avaliação
$w$	Vetor com os pesos para os critérios
$x$	Vetor com valores da alternativa $m$

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>27</b>
1.1	PROBLEMA DE PESQUISA.....	30
1.2	HIPÓTESE.....	32
1.3	JUSTIFICATIVA.....	32
1.4	OBJETIVOS DO TRABALHO.....	35
1.5	METODOLOGIA DE PESQUISA.....	36
1.6	PREMISSAS DO TRABALHO.....	37
1.7	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	37
<b>2</b>	<b>REVISÃO DA LITERATURA.....</b>	<b>39</b>
2.1	IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA.....	39
2.2	ALOCAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	41
2.3	CONCLUSÃO DO CAPÍTULO.....	44
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA PROPOSTA.....</b>	<b>46</b>
3.1	PROCESSO ANALÍTICO HIERÁRQUICO (AHP).....	46
<b>3.1.1</b>	<b>Cálculo do vetor de pesos para os critérios.....</b>	<b>48</b>
<b>3.1.2</b>	<b>Cálculo da matriz de ponderação das alternativas.....</b>	<b>49</b>
<b>3.1.3</b>	<b>Classificação das Alternativas.....</b>	<b>50</b>
3.2	DEMONSTRAÇÃO DO MÉTODO AHP PARA DETERMINAÇÃO DO PONTO ÓTIMO DE ALOCAÇÃO DE GD. 50	
<b>3.2.1</b>	<b>Utilização do AHP no sistema de 4 barras.....</b>	<b>51</b>
3.2.1.1	Obtenção dos dados.....	52
3.2.1.2	Peso para os critérios.....	54
3.2.1.3	Ponderação das alternativas quanto ao critério de perdas.....	56
3.2.1.4	Ponderação das alternativas quanto ao critério de nível de tensão	58
3.2.1.5	Classificação das Alternativas.....	60
<b>3.2.2</b>	<b>Exemplo de inclusão de critério qualitativo aos julgamentos.....</b>	<b>60</b>

3.2.2.1	Peso para os três critérios.....	61
3.2.2.2	Ponderação quanto ao critério socioeconômico.....	62
3.2.2.3	Classificação das alternativas considerando o critério desenvolvimento socioeconômico .....	63
3.3	SIMPLIFICAÇÃO DO MÉTODO AHP .....	64
<b>3.3.1</b>	<b>Média geométrica.....</b>	<b>65</b>
<b>3.3.2</b>	<b>Cálculo do vetor de pesos para os critérios.....</b>	<b>65</b>
<b>3.3.3</b>	<b>Cálculo da matriz de ponderação das alternativas .....</b>	<b>66</b>
<b>3.3.4</b>	<b>Aplicação do método simplificado AHP para determinar o ponto ótimo de alocação de GD .....</b>	<b>67</b>
3.3.4.1	Peso para os critérios .....	67
3.3.4.2	Ponderações para as alternativas quanto ao critério <i>perda</i> ...	68
3.3.4.3	Ponderações para as alternativas quanto ao critério <i>nível de tensão</i>	69
3.3.4.4	Ponderações para as alternativas quanto ao critério <i>desenvolvimento socioeconômico</i> .....	69
3.3.4.5	Classificação das alternativas quanto aos critérios aplicados	70
3.4	APLICAÇÃO DO MÉTODO AHP COM MÚLTIPLAS GDs	71
3.5	MÉTODO DOS COEFICIENTES DE SENSIBILIDADE DAS PERDAS (ITL) .....	72
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES.....</b>	<b>76</b>
4.1	SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO IEEE DE 33 BARRAS ....	76
4.2	SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO IEEE DE 69 BARRAS ....	80
4.3	DETERMINAÇÃO DO PONTO ÓTIMO PARA MÚLTIPLAS GDs.....	82
4.4	SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO REAL DE 368 BARRAS	86
4.5	CONCLUSÃO DO CAPÍTULO.....	92
<b>5</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS .....</b>	<b>93</b>
5.1	REVISÃO DAS MOTIVAÇÕES E OBJETIVOS .....	93
5.2	VISÃO GERAL DO TRABALHO .....	93



5.3	PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES.....	94
5.4	PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS.....	95
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>97</b>
	<b>APÊNDICE A – Algoritmo de obtenção dos dados.....</b>	<b>103</b>
	<b>APÊNDICE B – Algoritmo AHP para determinação do ponto ótimo de alocação de GD.....</b>	<b>105</b>
	<b>APÊNDICE C – Dados para o sistema CML02 de 368 Barras.....</b>	<b>112</b>
	<b>APÊNDICE D – Diagrama unifilar com a disposição das 368 barras .....</b>	<b>127</b>
	<b>ANEXO A – Dados sistema de 4 barras.....</b>	<b>128</b>
	<b>ANEXO B – Dados sistema de 33 barras .....</b>	<b>129</b>
	<b>ANEXO C – Dados sistema de 69 barras.....</b>	<b>132</b>
	<b>ANEXO D – Algoritmo ITL.....</b>	<b>136</b>



## 1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um dos recursos mais importantes e utilizados atualmente pela humanidade. Um dos desafios contemporâneos tem sido garantir sua produção de forma sustentável para atender a uma demanda cada vez mais crescente, associada ao crescimento populacional e ao desenvolvimento tecnológico. Além disso, a preocupação com impactos ambientais decorrentes da ação humana e os custos de geração de energia motivam a permanente pesquisa acerca do tema.

Os sistemas elétricos de potência (SEP), responsáveis pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, estão passando por um processo de modernização, acompanhando o desenvolvimento tecnológico de outros setores de serviço às populações, como o de telecomunicações e o de mobilidade urbana. Nesse contexto, em contraposição aos sistemas de energia tradicionais, surge o conceito das Redes Elétricas Inteligentes (REI), que permitem a integração de tecnologias e metodologias para melhorar a qualidade dos serviços, reduzir perdas e fazer o uso racional dos recursos energéticos. Pode-se dizer que as REIs surgem como uma tentativa de resposta aos desafios tecnológicos demandados pelo aumento do consumo de energia elétrica, pela maior preocupação com a sustentabilidade e o ambiente, e pela necessidade de adequação das redes elétricas a novos padrões de geração e uso de energia elétrica.

Dentre as características de uma REI, pode-se destacar o emprego da geração distribuída (GD). Enquanto os SEP tradicionais caracterizam-se por uma base de geração centralizada, de grande porte e normalmente localizada longe dos grandes centros de consumo, a geração distribuída caracteriza-se pela utilização de fontes de geração de menor porte, próximas ao local de consumo. De modo geral, a geração distribuída pode ser definida como aquela que utiliza fontes de geração diretamente conectadas aos sistemas de distribuição de energia. No Brasil, a resolução normativa Nº 687 da ANEEL (2015) classifica a GD em: microgeração, para unidades de geração de até 75 kW; e minigeração, para unidades com potência entre 75 kW e 5 MW de geração a partir de fontes renováveis e cogeração qualificada, e menores que 3MW para fontes hídricas.

Segundo Fang et al. (2011) as REIs são consideradas a nova geração do sistema elétrico de potência e podem ser classificadas em três sistemas principais, assim denominados:

- Sistemas de estruturas inteligentes, compostos pelas infraestruturas de energia, informação e comunicação. Os sistemas oferecem suporte inteligente à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Realizam a medição, monitoramento e gerenciamento avançados de informações.

- Sistemas de gerenciamento inteligente, são subsistemas da REI que fornecem serviços avançados de gestão e controle.

- Sistema de proteção inteligente, são subsistemas da REI que fornecem análise avançada de confiabilidade da rede, proteção contra falhas e serviços de proteção de privacidade e segurança.

Ainda para Fang et al. (2011), as redes elétricas tradicionais possuem limitações em comparação às redes elétricas inteligentes. Nas redes tradicionais têm-se o predomínio de sistemas eletromecânicos, a comunicação é realizada de forma unidirecional, existem poucos sensores, os sistemas de controle são limitados, a geração de energia acontece predominantemente de forma centralizada e o fluxo de potência na rede é unidirecional. Nas REIs há o predomínio de sistemas digitais, a comunicação acontece de forma bidirecional, é realizada a coleta de dados de diversos sensores, ocorrem tomadas de decisões realizadas por sistemas de controle robustos, há predominância no uso de GDs e possibilidades de fluxos de potência bidirecionais.

Segundo Geraldi, Alcântara e Silva (2012), existe um consenso de que as REIs favorecem a solução de diversos problemas presentes no cotidiano das concessionárias de energia elétrica, tais como o gerenciamento automático da carga e a recuperação automática do fornecimento em caso de falhas.

No caso específico da GD, seu uso pode trazer vários benefícios ao sistema elétrico. Matos e Catalão (2013a) citam exemplos e classificam os benefícios em:

- Vantagens técnicas: redução de perdas do sistema, melhoria do perfil de tensão, aumento da eficiência energética, melhoria da confiabilidade e segurança do sistema, melhoria da qualidade da energia, redução das emissões de gases de efeito estufa a partir de centrais de energia centralizadas, redução de fluxo de potência nas linhas de transmissão e distribuição;

- Vantagens econômicas: adiamento do investimento em expansão de instalações, reduzido custo de operação e manutenção de algumas tecnologias de GD, maior produtividade, redução dos custos de cuidados de saúde devido às melhorias ambientais, redução dos gastos

com recursos primários devido ao aumento da eficiência energética, redução das reservas mínimas e custos associados, aumento da segurança para cargas consideradas críticas;

- Vantagens ambientais: aproveitamento de espaços em meios urbanos para a geração de energia, utilização de recursos renováveis para a geração de energia elétrica, redução do efeito estufa.

A crescente conexão de fontes de GD aos sistemas de distribuição, no entanto, revela alguns aspectos negativos que levam à necessidade do emprego de técnicas que possam mitigar ou reduzir os problemas. Entre as limitações das GDs, Matos e Catalão (2013a) destacam:

- fluxo de potência inverso: a rede elétrica tradicional foi projetada para trabalhar com fluxo unidirecional; a injeção de potência bidirecional pode acarretar na falha de sistemas de proteção da rede;

- potência reativa: a maioria das instalações de GD produz apenas potência ativa e pouca potência reativa. A potência reativa é essencial para o funcionamento de várias máquinas elétricas, entre elas os motores de indução. Por outro lado, a injeção de potência reativa, sem o controle adequado, pode levar a sobretensões na rede;

- oscilações nos níveis de tensão: algumas fontes de GD, como fotovoltaica e eólica, possuem um padrão intermitente de geração, conforme a disponibilidade do recurso energético. Isso reflete no nível de tensão no ponto de injeção de energia, podendo se propagar ao longo da rede;

- harmônicas: o uso excessivo de conversores eletrônicos no sistema de geração pode acarretar na injeção de harmônicas na rede, decorrentes das deformações dos sinais de tensão e corrente elétrica. Um exemplo típico de conversor eletrônico é o inversor, utilizado para converter energia CC (como a proveniente da geração fotovoltaica, por exemplo) em energia CA. Por serem componentes de frequência mais elevada do que a frequência da rede, as harmônicas provocam diversos problemas em equipamentos, além de aumentarem as perdas no sistema (DECKMANN, 2016).

As vantagens e desvantagens do uso das GDs apresentadas por Matos e Catalão (2013a) são também corroboradas por Geraldi, Alcântara e Silva (2012) e por Adefarati e Bansal (2016).

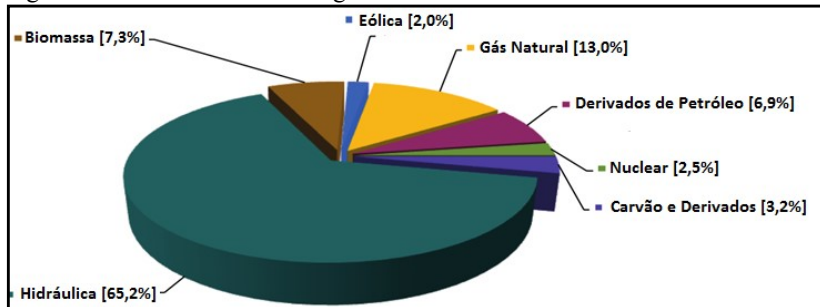
Ainda segundo Matos e Catalão (2013a) uma das formas de reduzir impactos negativos da GD nos sistemas de distribuição é determinar o local mais adequado para a injeção da energia proveniente desse tipo de geração na rede. Isso leva a um tema de pesquisa

amplamente abordado na literatura científica, e que será o escopo desta Dissertação de Mestrado.

## 1.1 PROBLEMA DE PESQUISA

Diversos tipos de fontes são utilizadas para a geração de energia elétrica, sendo as mais comuns as hidroelétricas, termoelétricas, fotovoltaicas, nucleares e eólicas. Na Figura 1 é apresentada a oferta de energia elétrica no Brasil. De acordo com a EPE (2015), a oferta interna de energia elétrica no Brasil é de 624,3 TWh.

Figura 1 - Oferta interna de energia elétrica no Brasil



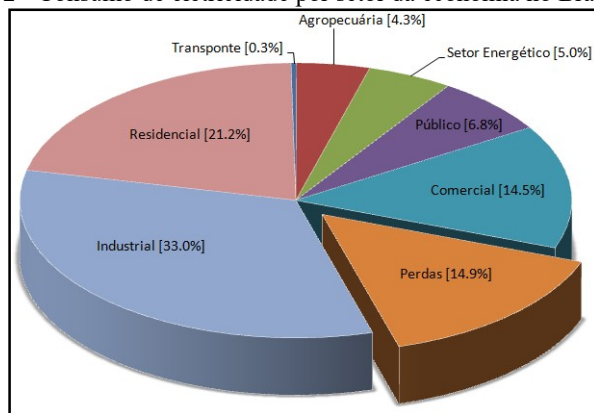
Fonte: Adaptado de EPE (2015)

A geração de energia elétrica, de modo geral, possui eficiência baixa. Segundo Luiza e Indrusiak (2015), o rendimento médio das termoelétricas, por exemplo, é de 36%. Outro exemplo da eficiência da geração de energia elétrica pode ser observado em Petrakopoulou, Robinson e Loizidou (2016), onde foram realizadas a simulação e avaliação energética de uma nova usina hidroelétrica. A planta estudada combina uma matriz fotovoltaica com turbinas eólicas para o fornecimento de energia, juntamente com armazenamento de eletricidade e uma instalação de geração de hidrogênio para estabilizar a potência da planta. De acordo com os autores, a planta em estudo atingiu uma eficiência de geração em torno de 17,9%.

Devido à baixa eficiência na geração de energia elétrica, presume-se que uma pequena redução nas perdas de energia elétrica cause grandes impactos no consumo de recursos primários utilizados para geração, conseqüentemente, há uma redução nos custos de geração e nos impactos ambientais.

De acordo com a EPE (2015), no Brasil, 14,9% da energia elétrica produzida é desperdiçada em perdas no sistema elétrico. Este valor, conforme pode ser observado na Figura 2, é superior aos consumos de vários outros setores do país, como: setor comercial, transportes, agropecuário, energético e público. As perdas elétricas, nesse caso, são perdas globais, ou seja, incluem perdas técnicas inerentes à circulação de corrente elétrica e aquecimento nas linhas e equipamentos do sistema elétrico, e perdas não técnicas.

Figura 2 - Consumo de eletricidade por setor da economia no Brasil



Fonte: Adaptado de EPE (2015)

Uma forma de reduzir as perdas técnicas no sistema elétrico é aproximar a geração do local de consumo. Isto pode ser realizado através de incentivos à implantação de GDs. Na Alemanha, de acordo com Cludius et al. (2014), houve um grande crescimento no número de GDs no país devido aos benefícios e incentivos do governo. No Brasil os incentivos a instalação de GDs oferecidos pelo governo como: redução de impostos em importação de painéis solares, desoneração de impostos sobre a potência gerada por GD, entre outros incentivos, vem aumentando nos últimos anos.

Com o crescente uso de fontes de GD, os impactos causados, tanto positivos quanto negativos, se tornam mais significativos. A busca pela maximização dos benefícios causados pelas GDs ao sistema elétrico, e a consequente redução dos impactos negativos, é atualmente um desafio para os pesquisadores da área, sendo este o principal problema abordado nesta dissertação de mestrado. Em termos gerais, o problema pode ser resumido através da seguinte questão: como é

possível reduzir as perdas técnicas e melhorar os níveis de tensão na rede, maximizando os benefícios da inserção de GD no sistema elétrico?

## 1.2 HIPÓTESE

A principal hipótese desta dissertação é que o uso da geração distribuída reduz as perdas técnicas e melhora os níveis de tensão no sistema elétrico. A determinação do ponto ótimo da rede onde a geração distribuída é conectada na rede é relevante para a redução dos impactos negativos, para a minimização das perdas técnicas e a melhoria do nível de tensão da rede.

## 1.3 JUSTIFICATIVA

Falcão (2017) faz uma analogia entre a atual modernização do sistema elétrico de potência e a modernização que ocorreu nos automóveis. Segundo Falcão (2017), junto com os benefícios dos automóveis surgiram problemas como: poluição pela queima de combustíveis; acidentes de trânsito; e problemas com mobilidade urbana. Durante anos foram desenvolvidas pesquisas e criadas legislações para se minimizar os impactos negativos dos automóveis. O planejamento do uso do sistema elétrico de potência, desde o início de sua modernização, é de fundamental importância para que se faça o melhor uso de seus benefícios, em especial os oriundos da GD. Fomentar o uso de GD sem a devida consideração de seus impactos no sistema elétrico pode acarretar em problemas futuros, semelhante ao que estamos vivenciando atualmente com a mobilidade urbana.

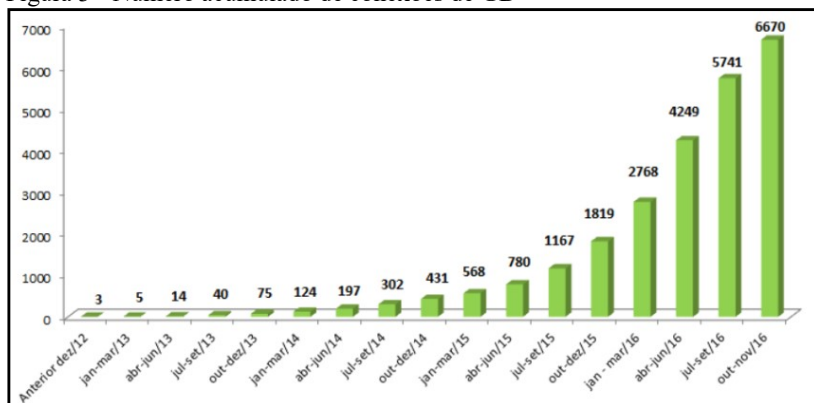
De acordo com Martins (2016), a previsão da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é de que até 2024 cerca de 1,2 milhões de unidades consumidoras devam produzir sua própria energia elétrica, passando de simples consumidores a geradores. Atualmente, como observado na Figura 3, o número de conexões de geração distribuída no Brasil vem aumentando. De acordo com ANEEL (2018), até março de 2018 há 24.412 conexões de geração distribuída implantadas e regularizadas, totalizando uma potência instalada de 296,75 MW.

Com 1.830 unidades de GD instaladas, Minas Gerais é o estado brasileiro com o maior número de GDs, segundo ANEEL (2017). Santa Catarina, com 477 unidades de geração distribuída conectada à rede, é



atualmente o sexto estado com maior número de GD do Brasil. Na Figura 4 são apresentadas as quantidades de conexões de GD por estado.

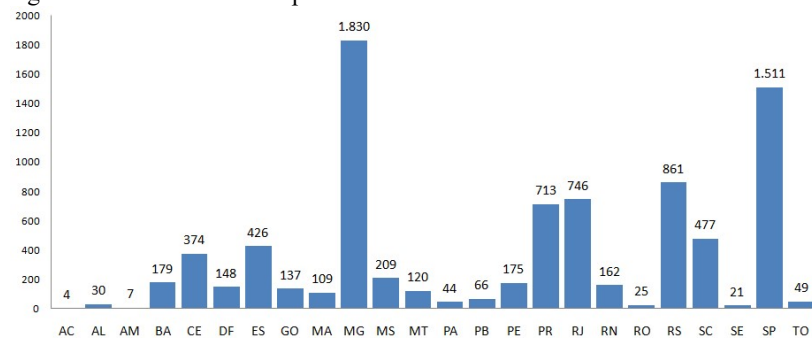
Figura 3 - Número acumulado de conexões de GD



Fonte: Adaptado de ANEEL (2018)

A quantidade de potência gerada pelas instalações de GD no Brasil ainda não atingiu níveis significativos para causar impactos no sistema elétrico. Como previsto pelo Ministério de Minas e Energia (2009), o aumento do uso das GDs no Brasil está seguindo a tendência de outros países. Este aumento tornará os impactos causados pelas GDs cada vez mais significativos e necessita atenção.

Figura 4 - Conexões de GD por estado do Brasil



Fonte: ANEEL (2017)

De acordo com Bretas (2015), estudos publicados nos Estados Unidos pela consultoria *Rocky Mountain Institute*, estimam que os

consumidores em 2030 precisarão captar apenas um quinto da energia que consomem da rede, sendo o restante suprido por geração própria.

No Brasil, a Resolução 687/2015 da ANEEL (2015), estabelece quatro formas de GDs: instalada junto à fonte de consumo, condomínios com GD, autoconsumo remoto e GD compartilhada. A possibilidade de gerar energia em outro local que não o de consumo, prevista na resolução, facilita para que consumidores residentes em apartamentos também se beneficiem dos recursos de GD.

Ponderando o modelo tradicional das redes elétricas de distribuição, observa-se na literatura que há um limite na capacidade de inclusão de geração distribuída em alimentadores. Tal limite pode variar entre 5% a 50% da potência máxima estabelecida pelo alimentador, conforme assevera Jothibasú e Santoso (2016). Este limite depende, além das características paramétricas e de configuração do alimentador, também da localização e potência da geração distribuída a ser instalada. Ademais, deve-se considerar o impacto da inclusão de geradores sobre os sistemas de proteção, nos níveis de tensão e nas perdas na rede.

Segundo Matos e Catalão (2013a), é possível obter resultados mais satisfatórios da geração distribuída com a determinação adequada do local de instalação e das dimensões da mesma. Para Abookazemi e Hassan e Majid (2010), a determinação do ponto ótimo de alocação da GD é necessária para que se maximize os benefícios potenciais da GD inserida no sistema elétrico, tais como a manutenção, confiabilidade e estabilidade.

Abookazemi, Hassan e Majid (2010) revisam alguns dos métodos mais populares de alocação de GD, incluindo a regra dos 2/3, métodos analíticos, fluxo de potência ótimo e métodos computacionais evolutivos como algoritmo genético, sistemas difusos (*fuzzy*) e busca Tabu. Todos os métodos observados tiveram efeitos adequados na melhoria da qualidade e também em redução de perda ativa. Em alguns casos, os métodos evolutivos reduziram as perdas em cerca de 60%, enquanto outras técnicas, como fluxo de potência ótimo e métodos analíticos, reduziram em torno de 75% e 88%, respectivamente.

Conforme apresentado nos trabalhos de Di, Li e Hui (2012) e Abookazemi, Hassan e Majid (2010), a instalação de unidades de GD corrobora para a redução das perdas técnicas nas redes elétricas. Além disso, a alocação de GD atende às necessidades das redes elétricas tradicionais que estão em fase de implantação de tecnologia, mas que ainda não possuem sistemas de controle avançados implantados, como a possibilidade de chaveamento remoto. A reconfiguração da rede elétrica

através do uso de equipamentos telecomandados, como demonstrado por Pfitscher (2013) e Bernardon et al. (2014), é outra possibilidade de realizar a redução das perdas na rede.

A maioria dos métodos encontrados na literatura para a determinação do ponto ótimo de alocação de GD considera como ponto ideal o local da rede elétrica onde ocorre a maior redução nas perdas técnicas. Porém outros critérios podem ser considerados, tais como: níveis de tensão; capacidade da rede; locais onde a oferta de recurso é mais abundante; questões econômicas; manutenção do sistema; desenvolvimento socioeconômico da região; impacto ambiental; entre outros.

Segundo Matos e Catalão (2013a), com a determinação adequada do ponto de conexão de GD é possível maximizar seus benefícios. Porém, a metodologia aplicada para tal finalidade deve atender aos diversos critérios e peculiaridades da GD, ou seja, é necessária uma metodologia multicritério, que permita a avaliação de critérios quantitativos e qualitativos.

#### 1.4 OBJETIVOS DO TRABALHO

O objetivo geral desse trabalho é apresentar uma metodologia de alocação de geração distribuída em redes de distribuição, visando a minimização de perdas técnicas e a melhoria dos níveis de tensão da rede.

Para alcançar o objetivo geral do trabalho, têm-se como objetivos específicos:

- Desenvolver um programa computacional de análise multicriterial que permita determinar o ponto ótimo de alocação de GD a partir dos critérios perdas técnicas e níveis de tensão na rede.
- Propor metodologia para determinação do ponto ótimo de alocação de GD que possibilite a adição de outros critérios tanto quantitativos como qualitativos;
- Desenvolver uma metodologia de avaliação dos níveis de tensão da rede que possa ser integrada à análise multicriterial supramencionada;
- Avaliar o desempenho do método proposto frente à possibilidade de múltiplas inserções de GD.

## 1.5 METODOLOGIA DE PESQUISA

De acordo com os conceitos apresentados por Gil (2002), a pesquisa realizada nesta dissertação de mestrado pode ser classificada como exploratória e experimental.

Foram utilizados para testes da metodologia proposta uma rede real de distribuição de energia elétrica de 368 barras cedida pela CERMOFUL (2018) e, os sistemas testes IEEE de 33 e 69 barras de Baran e Wu (1989).

O algoritmo proposto é implementado em MATLAB<sup>®</sup> e os dados coletados são cotejados com os obtidos na literatura.

Para atingir os objetivos propostos foram realizadas as seguintes etapas:

- i. Levantamento do estado da arte em portais de acesso a revistas qualificadas como: ScienceDirect (2018); IEEE (2018) e CAPES (2018). Para a realização das pesquisas foi dado prioridade aos trabalhos publicados nos últimos 5 anos.
- ii. Foi aplicada a metodologia multicritério Processo Analítico Hierárquico (*Analytic Hierarchy Process - AHP*) para a determinação do ponto ótimo de alocação de GD. Os critérios utilizados pela metodologia proposta foram as perdas técnicas e os níveis de tensão.
- iii. As ponderações entre os critérios utilizados pelo método AHP foram realizadas de forma dinâmica, de acordo com nível de tensão na rede elétrica em estudo.
- iv. Foi utilizado o método de Sensibilidade de Perdas (*Incremental Transmission Losses - ITL*) para auxiliar na redução do universo de alternativas a serem analisadas pelo método AHP proposto.
- v. Para validação do método proposto, foram comparados os resultados obtidos pelo AHP com trabalhos encontrados na literatura.
- vi. Após a validação do método AHP para determinação do ponto ótimo de injeção de potência, o mesmo foi aplicado numa rede real de 368 barras.
- vii. Os algoritmos foram implementados em MATLAB<sup>®</sup> com as bibliotecas para o estudo do sistema elétrico de potência MatPower 6.0.

## 1.6 PREMISSAS DO TRABALHO

Para os cálculos de fluxo de potência, o trabalho utilizou o método de Newton-Raphson, não sendo analisadas outras metodologias aplicáveis.

A metodologia AHP é proposta como uma ferramenta de planejamento.

Na Seção 3.3 é apresentada uma forma de reduzir o número de iterações realizadas pelo método AHP proposto e, conseqüentemente, o tempo de processamento. As metodologias de simplificação do método AHP não são objetos de estudo deste trabalho. Assim, o referido é uma sugestão de simplificação, não havendo comparação com outras técnicas.

Esta dissertação se atém à determinação do ponto ótimo de alocação da GD, não sendo objeto de sua análise a determinação da potência ótima da GD.

É considerado que todas as barras são passíveis de instalação de GD. E que, independente da fonte de GD, a potência fornecida à barra de injeção será constante.

Considera-se que toda a estrutura da rede, como: proteções e cabeamentos; são compatíveis com a instalação de GD pretendida.

As conexões de GDs serão realizadas na média tensão do sistema elétrico de distribuição.

Considera-se que a barra de conexão de GD é uma barra de carga, do tipo PQ, e que a GD injeta apenas potência ativa na rede.

## 1.7 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

A pesquisa desenvolvida nesta dissertação está organizada em cinco capítulos. Este primeiro é introdutório e descreve de forma geral os impactos positivos e negativos relacionados à geração distribuída, a importância da alocação ótima de GDs, os objetivos, metodologia e delimitações do trabalho.

O Capítulo 2 apresenta uma revisão da literatura em forma de síntese das publicações mais significativas para o desenvolvimento da presente pesquisa.

No Capítulo 3, é apresentado o método proposto para a alocação ótima de GDs em redes de distribuição. Este capítulo demonstra a aplicação do método AHP, os equacionamentos e a aplicação para a determinação do ponto ótimo de alocação de GD tomando como exemplo um sistema de 4 barras. Neste capítulo, também é proposta e

descrita a utilização do método ITL para a redução do universo de alternativas a serem julgadas pelo método AHP.

O Capítulo 4 apresenta os resultados e discussões para a determinação do ponto ótimo de alocação de GD utilizando os métodos AHP e ITL. São estudados os casos do sistema IEEE de 33 e 69 barras. Os resultados obtidos para a conexão de uma e de duas GDs são comparados com os obtidos por metodologias existentes na literatura. No final do capítulo, o método AHP é aplicado para a determinação do ponto ótimo de alocação de 1 MW de GD em uma rede real de distribuição de energia elétrica com 368 barras.

Finalmente, no Capítulo 5, são apresentadas as considerações finais decorrentes do desenvolvimento deste trabalho, e também sugestões para a realização de trabalhos futuros e complementações da metodologia AHP proposta.

## 2 REVISÃO DA LITERATURA

Neste capítulo é realizado o estudo da literatura relacionada ao impacto da geração distribuída no sistema elétrico de potência, assim como algumas das soluções para se maximizar os impactos positivos e reduzir os impactos negativos.

Também é realizado o levantamento do estado da arte das soluções envolvendo a determinação do ponto ótimo para a alocação de GD.

### 2.1 IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

FANG et al. (2011) apresentam uma revisão da literatura atualizada (até 2011) sobre as tecnologias ligadas às REIs. Neste estudo exploram os três sistemas principais, nomeados como: i) sistema de estrutura inteligente; ii) sistema de gerenciamento inteligente; e iii) sistema de proteção inteligente. Além da revisão da literatura, são propostas possíveis direções futuras para cada sistema. De acordo com FANG et al. (2011), o surgimento das REIs levará a um futuro ambientalmente mais saudável, com melhores serviços de fornecimento de energia e, eventualmente, revolucionará a vida diária das pessoas. No entanto, ainda há um longo caminho a percorrer antes que esta visão se torne realidade. É preciso explorar não só a forma de melhorar esta ferramenta poderosa (REI), mas também suas várias funcionalidades que podem ser utilizadas futuramente.

No trabalho de Colmenar-Santos et al. (2016) são analisados os fatores que mais contribuíram para a evolução das GDs atualmente, como superar o paradigma atual das fontes renováveis de GD integradas à rede real e se chegar a uma etapa das unidades da GD incorporadas nas novas redes de distribuição. Para fazer isso, são examinadas ao longo do trabalho de Colmenar-Santos et al. (2016) aspectos como: REI e novas tecnologias de informação e comunicação, microgeração e tecnologias de armazenamento, gerenciamento ativo da rede, planejamento multiobjetivo como ferramenta de otimização para dimensionamento e seleção de locação de GD e questões regulatórias.

Geraldí, Alcântara e Silva (2012) estudaram os impactos da microgeração de energia no contexto das REIs, apontando e quantificando alguns impactos técnicos relacionados à injeção de potência em um circuito secundário de distribuição. Os autores

observam que a microgeração pode ocasionar sobretensões na rede sustentadas por várias horas, principalmente em torno do meio dia. Por outro lado, identifica-se uma redução significativa das perdas do circuito secundário. Com os picos de geração, principalmente ao meio dia, pode ocorrer inversão no sentido do fluxo de potência na rede secundária de distribuição.

Matos, Encarnação e Donadel (2017) apresentam os problemas que surgem com a conexão de unidades de GD no sistema elétrico e também apresentam o estado da arte das técnicas usadas para alterar as configurações das proteções a fim de adequar o sistema elétrico às mudanças causadas pelas GDs. De acordo com os autores, dependendo da localização, capacidade e disposição da rede à qual está conectada, a GD pode causar desajustes graves no sistema de proteção devido à mudança no fluxo de potência do sistema. O aumento da corrente de curto-circuito ainda pode causar graves danos aos equipamentos do sistema de distribuição, ou mesmo a saturação do transformador de corrente (TC), reduzindo consideravelmente a confiabilidade do sistema de distribuição devido à perda de coordenação.

Matos e Catalão (2013a) apresentam seus trabalhos a respeito dos impactos causados por GD no sistema elétrico de potência divididos em duas partes.

Na parte 1 do trabalho é feita uma revisão geral sobre os aspectos mais relevantes relacionados à GD e os seus impactos no funcionamento da rede elétrica, os tipos e tecnologias de GDs utilizadas, possíveis vantagens e desvantagens, e seus impactos. Foram levantados os pontos positivos e pontos negativos da geração distribuída. Matos e Catalão (2013a) concluem que os benefícios alcançados com a introdução de GD na minimização das perdas e na melhoria do perfil de tensão fazem com que os estudos sobre a implementação desta tecnologia tenham uma elevada importância no contexto elétrico.

Na parte 2 do trabalho de Matos e Catalão (2013b) são abordadas as metodologias utilizadas para a otimização de problemas relacionados à GD. São listados os métodos mais utilizados para a análise de localização e dimensionamento de geração distribuída e os tipos de estudos e restrições que devem ser feitos ao analisar o sistema elétrico. Os autores concluem que a aplicação de métodos eficientes que permitam obter a solução de problemas complexos maximizando os objetivos propostos é atualmente a tarefa de muitos investigadores e estudiosos da área. Porém, conflitos quanto à precisão, fiabilidade e tempo computacional, podem ditar a impossibilidade de aplicabilidade



de alguns métodos. Por vezes, é impossível chegar a uma solução que otimize todos os objetivos sem que haja simplificações nas formulações matemáticas que sustentam os problemas.

Rietz e Suryanarayanan (2008) analisam a literatura relacionada às tomadas de decisões associadas a projeto e operação de redes de energia elétrica, incluindo micro-redes. Em particular, examina as aplicações do AHP como a ferramenta de tomada de decisão em redes elétricas e micro-redes. De acordo com Rietz e Suryanarayanan (2008), o AHP é uma ferramenta de tomada de decisão baseada em julgamentos de especialistas que foi aplicada com sucesso em desenvolvimento e operação para os sistemas de energia. Uma das vantagens do AHP é a sua capacidade de incorporar restrições subjetivas.

Entre as aplicações do AHP em sistemas de energia elétrica pode-se incluir: a seleção de unidades geradoras; identificação de vulnerabilidades do sistema de proteção; prioridades de manutenção da linha; seleção e tipo de GD a serem implantadas; configurações do sistema; análise e planejamento da energia sob incerteza; localização e dimensionamento de fontes de potência reativa; orçamento baseado em valores; escolha de cenários de despacho de potência; previsão de cargas; planejamento de recursos integrados e determinação de despacho ativo e reativo combinados.

O AHP foi aplicado por Rietz e Suryanarayanan (2008) em micro-redes ilhadas para determinar o fluxo ótimo de potência e otimização de custos.

## 2.2 ALOCAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Para maximizar os benefícios na instalação de unidades de GD, é necessário determinar o dimensionamento ideal, o tipo (solar, eólica, térmica, entre outras) e a posição da GD no sistema elétrico. O dimensionamento e a localização inadequados podem causar danos à estabilidade do sistema de energia. Para resolver esses problemas, inúmeras técnicas têm sido apresentadas por pesquisadores ao longo dos anos. Os trabalhos de Abookazemi, Hassan e Majid (2010), de Karthikeyan et al. (2012) e de Rezaee Jordehi (2016), trazem pesquisas completas sobre várias metodologias empregadas na obtenção da localização ideal e dimensionamento das unidades GD.

A alocação de GD é uma área de pesquisa importante, apresentando-se como uma questão desafiadora para a Engenharia de Energia. Rezaee Jordehi (2016) realiza a revisão dos trabalhos de pesquisa existentes sobre o problema de alocação da GD, desde os

algoritmos de otimização, objetivos pretendidos, variáveis de decisão, tipos de GDs, restrições aplicadas e tipos de modelos de incertezas. Com base na revisão dos trabalhos de pesquisa existentes, as lacunas da pesquisa são identificadas e Rezaee Jordehi (2016) fornece algumas recomendações úteis para pesquisas futuras sobre alocação da GD, tais como: a necessidade de desenvolver algoritmos de otimização meta-heurísticos mais eficientes e com compatibilidade global otimizada; necessidade de se considerar critérios econômicos e ambientais; necessidade de se aplicar os métodos em sistemas de distribuição reais com grande número de barras; entre outras.

Ameri et al. (2015) aplicam a técnica de algoritmo genético para otimização do dimensionamento e localização das múltiplas GDs em redes elétricas. Os resultados mostram que o modelo linear combinado com o algoritmo genético é eficiente na redução das perdas de energia, para encontrar a posição e potência ótimas das unidades de GD. A técnica proposta por AMERI et al. (2015) possui simulação flexível e pode facilmente ajustar-se à limitação da capacidade GD de acordo com os recursos renováveis. Segundo AMERI et al. (2015), o método pode ser utilizado como ferramenta importante em operações de rede elétrica.

Buaklee e Hongesombut (2013) aplicaram o algoritmo *Cuckoo Search* (CS) para o dimensionamento ideal e localização das GDs em um sistema de distribuição de energia inteligente a fim de minimizar perdas de potência ativa, mantendo o nível de falhas e a variação de tensão dentro do limite aceitável. Com o algoritmo, Buaklee e Hongesombut (2013) obtiveram redução de 93 a 97% das perdas nos sistemas testados, mantendo outros parâmetros como perfil de tensão, nível de falha e carregamento da linha dentro do limite

Mahdad e Srairi (2016) desenvolveram uma nova estratégia de planejamento para os sistemas de distribuição de energia modernos, usando um algoritmo de busca variante diferencial (*Differential Search*, DS) com base flexível chamado DS adaptativo. O algoritmo proposto pretende resolver a localização ideal e dimensionamento de múltiplas fontes de GDs. As perdas totais de energia foram otimizadas considerando o custo da GD para a potência ativa e o custo das perdas de energia. A robustez da estratégia de planejamento proposto foi validada em dois sistemas de teste, 33-Barras e 69-Barras, em situação normal de operação. Os resultados obtidos por Mahdad e Srairi (2016) mostram a importância de se instalar a GD em local e potência correta, principalmente em redes com compensação estática de reativo.

O método proposto por Acharya, Mahat e Mithulananthan (2006) propõe uma expressão analítica para calcular a potência ideal e a localização ótima para conexão de GD, e minimizar as perdas do sistema primário de distribuição. A expressão analítica e a metodologia são baseadas na fórmula de perda exata. Os resultados obtidos a partir da metodologia proposta são comparados aos dos fluxos de carga exaustivos e com o método de sensibilidade das perdas.

O trabalho de Hung et al. (2013) estuda o problema do posicionamento de múltiplas GDs para alcançar uma alta redução de perdas na rede de distribuição primária. Propõe-se um método analítico melhorado (*Improved Analytical*, IA). O método determina a potência e localização ótima de quatro tipos de GD diferentes. Os resultados obtidos a partir da metodologia proposta são comparados aos dos fluxos de carga exaustivos e com o método de sensibilidade das perdas.

Mahmoud e Yorino e Ahmed (2016) propõem um método analítico eficiente (*Efficient Analytical*, EA) para instalação ótima de múltiplas tecnologias de GD e assim minimizar a perda de potência em sistemas de distribuição. O método de EA proposto também é aplicado na determinação do ponto ótimo de instalação de GD. Além disso, o método EA é integrado com o algoritmo de fluxo de potência ótimo (*Optimal Power Flow*, OPF) para desenvolver um novo método, o EA-OPF que, segundo Mahmoud e Yorino e Ahmed (2016), resolve efetivamente as restrições globais do sistema.

Ahmadi et al. (2014) apresentam uma abordagem baseada em algoritmo genético aprimorado (*Genetic Algorithm*, GA) para a alocação ideal de GD. O algoritmo proposto foi implementado no sistema de IEEE 33 barras para diminuir as perdas de energia ativa e melhorar o perfil de tensão.

O trabalho de Santos e Guedes e Oliveira (2009) apresenta um método simples e rápido para identificar a melhor localização de unidades de geração distribuída em sistemas de distribuição radiais, visando minimizar as perdas técnicas. O método proposto utiliza os coeficientes da sensibilidade incremental das perdas (*Incremental Transmission Loss*, ITL), obtidos a partir da solução do fluxo de carga da rede.

Kaur e Kumbhar e Sharma (2014) propõem minimizar as perdas aplicando a formulação de programação inteira não linear integrada (*Mixed Integer Non-Linear Programming*, MINLP). A metodologia proposta simplifica o problema dividindo-o em duas fases, nomeadamente o modelo de planejamento de localização (*Siting Planning Model*, SPM) e o modelo de planejamento de capacidade

(*Capacity Planning Model*, CPM), reduzindo assim o espaço de busca e o tempo computacional. O modelo SPM seleciona as barras candidatas de acordo com a sensibilidade de perda combinada (*Combined Loss Sensitivity*, CLS). No CPM, os locais e as potências ótimas das GDs são obtidas integrando-se o algoritmo de Programação Quadrática Sequencial (*Sequential Quadratic Programming*, SQP) e os ramificar e limitar (*Branch and Bound*, BAB) para o problema MINLP. De acordo com Kaur e Kumbhar e Sharma (2014), para melhorar o desempenho dos sistemas de distribuição, a alocação ótima da GD é extremamente importante, pois os benefícios da GD são específicos do local de instalação e sua potência.

Abu-Mouti e El-Hawary (2011) apresentam uma aplicação do algoritmo de otimização de privação sensorial (*Sensory-Deprived Optimization Algorithm*, SDOA) para determinar de forma otimizada a potência, o fator de potência e a localização das unidades de GDs, com o objetivo de minimizar a perda total de energia do sistema. O algoritmo SDOA é uma técnica de otimização meta-heurística, baseada na população, inspirada no comportamento de sobrevivência inteligente de seres humanos privados de sentidos. Para validar os resultados da aplicação do SDOA, os sistemas de alimentação IEEE 33 e 69 são testados.

## 2.3 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Como observado na revisão da literatura, o uso de GDs é crescente e devido a seus impactos positivos, tanto do ponto de vista ambiental quanto econômico e a tendência é que aumente ao longo dos próximos anos. A literatura também alerta para que se tenham alguns cuidados na implantação de GDs, principalmente nas de portes maiores e que podem causar impactos negativos significativos no sistema elétrico de potência.

A determinação do ponto ótimo de alocação de GD é apontada como solução para a redução dos possíveis impactos negativos e a maximização de seus benefícios. Neste contexto, surgem várias metodologias com a finalidade de determinar o ponto ótimo de alocação. O trabalho de Rezaee Jordehi (2016) faz uma revisão dos métodos mais aplicados e aponta algumas questões que ainda não foram completamente atendidas.

Com base nos direcionamentos e lacunas encontradas na literatura, esta Dissertação pretende colaborar com o estado da arte

aplicando a metodologia multicritério AHP para determinar o ponto ótimo de alocação de GD.

### 3 METODOLOGIA PROPOSTA

Neste capítulo são apresentados os métodos utilizados para a solução do problema proposto. Ele se inicia pelo estudo do AHP: definição e formulação matemática, demonstração de sua aplicação para um sistema de transmissão de 4 barras e demonstração de seu uso como ferramenta multicritério para tomadas de decisões.

Na sequência, é apresentado o método de sensibilidade das perdas (ITL). O método foi utilizado para a redução do universo de alternativas a serem avaliadas pelo AHP.

#### 3.1 PROCESSO ANALÍTICO HIERÁRQUICO (AHP)

O método multicritério utilizado para auxiliar na tomada de decisão nesta dissertação é o Processo Analítico Hierárquico (*Analytic Hierarchy Process*, AHP), originalmente proposto por Saaty (1977). A escolha do método se deu pela sua facilidade de implementação e vasto uso na literatura com aplicações em diversas áreas do conhecimento, nomeadamente: Dutra e Fogliatto (2007); Francisco e Gomes (2006); Marins e Souza e Barros (2009); Subramanian e Ramanathan (2012). No sistema elétrico de potência a metodologia também encontra aplicações, como demonstrado por Bernardon et al. (2014) e por Pfitscher et al. (2013).

O AHP é uma ferramenta eficaz para lidar com decisões complexas, podendo ajudar o tomador de decisões a estabelecer prioridades e melhorar a qualidade de suas escolhas. Ao reduzir decisões complexas a uma série de comparações por pares e, em seguida, sintetizar os resultados, o AHP ajuda a capturar os aspectos subjetivos e objetivos de uma decisão.

O AHP pode exigir um grande número de avaliações pelo usuário, especialmente para problemas com muitos critérios e alternativas. Embora cada avaliação seja muito simples, uma vez que requer apenas que o tomador de decisão realize a ponderação entre duas alternativas ou critérios, a carga da tarefa de avaliação pode tornar-se extremamente elevada. O número de pares de comparações cresce quadraticamente com o número de critérios e alternativas.

No entanto, de acordo com Pecchia et al. (2010), a fim de reduzir a carga de trabalho do avaliador, o AHP pode ser completamente ou parcialmente automatizado, especificando limiares adequados para decidir automaticamente algumas comparações.

O processo analítico hierárquico possibilita a tomada de decisão a partir de critérios objetivos e subjetivos. Para Dutra e Fogliatto (2007) o AHP quando comparado com outras metodologias multicritério se destaca nas seguintes características:

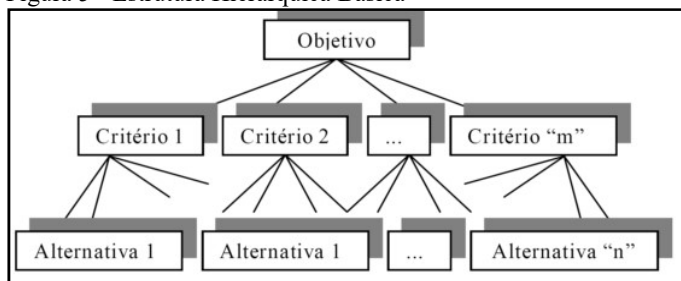
- É um processo de decisão estruturado que pode ser documentado e repetido;
- É aplicável a situações que envolvem julgamentos subjetivos;
- Utiliza tanto dados quantitativos quanto qualitativos;
- Provê medidas de consistência das preferências;
- Há uma ampla documentação sobre suas aplicações práticas na literatura;
- Seu uso é apropriado para grupos de decisão.

O AHP pode ser implementado em três etapas:

- 1) Cálculo do vetor de pesos para os critérios.
- 2) Cálculo da matriz de ponderação das alternativas.
- 3) Classificação das alternativas.

Cada etapa será descrita em detalhe a seguir. Assume-se que  $m$  critérios de avaliação são considerados e  $n$  alternativas devem ser avaliadas, conforme Figura 5. Como exemplo prático, pode-se definir que um objetivo seja definir o melhor local de instalação de uma GD, um critério seja a redução de perdas técnicas, e uma alternativa seja a instalação da GD em uma determinada barra da rede.

Figura 5 - Estrutura Hierárquica Básica



Fonte: Marins e Souza e Barros (2009)

### 3.1.1 Cálculo do vetor de pesos para os critérios

A matriz  $\mathbf{A}$  é uma matriz real  $m \times m$ , onde  $m$  é o número de critérios de avaliação considerados. Cada entrada  $a_{ij}$  da matriz  $\mathbf{A}$  representa a importância do critério  $i$  em relação ao critério  $j$ . Se  $a_{ij} > 1$ , então o critério  $i$  é mais importante que o critério  $j$ , enquanto se  $a_{ij} < 1$ , então o critério  $i$  é menos importante que o critério  $j$ . Se dois critérios têm a mesma importância, então a entrada  $a_{ij}$  é 1. As entradas  $a_{ij}$  e  $a_{ji}$  satisfazem a seguinte restrição:

$$a_{ij} \cdot a_{ji} = 1 \quad (1)$$

Os elementos da diagonal principal da matriz  $\mathbf{A}$  serão iguais a 1, ou seja,  $a_{ii} = 1$ . A importância relativa entre dois critérios é medida de acordo com uma escala numérica de 1 a 9 estabelecida por Saaty (1990), conforme mostrado na Quadro 1, onde se supõe que o critério  $i$  é igual ou mais importante que o critério  $j$ . As frases na coluna "Interpretação" do Quadro 1 são apenas sugestivas e podem ser usadas para traduzir as avaliações qualitativas em números.

Quadro 1 - Ponderações Entre os Pares

Valor de $a_{ij}$	Interpretação
1	$i$ e $j$ possuem a mesma importância
3	$i$ é ligeiramente mais importante do que $j$
5	$i$ é mais importante do que $j$
7	$i$ é fortemente mais importante do que $j$
9	$i$ é absolutamente mais importante do que $j$

Fonte: Adaptado de Saaty (1990)

Para o caso em que  $a_{ij} < 1$ , ou seja, o critério  $i$  é menos importante que o critério  $j$ , a ponderação entre os pares será feita conforme Equação (2).

$$a_{ij} = \frac{1}{a_{ji}} \quad (2)$$

Uma vez que a matriz  $\mathbf{A}$  foi construída, é possível obter a partir de  $A$  a matriz normalizada de comparação entre os pares,  $A_{norm}$ , fazendo igual a 1 a soma das entradas em cada coluna, isto é, cada entrada  $ij$  da matriz  $A_{norm}$  é calculada como:



$$\bar{a}_{ij} = \frac{a_{ij}}{\sum_{l=1}^m a_{lj}} \quad (3)$$

Finalmente, o peso de cada critério é definido pelo vetor  $w$ , que é um vetor de  $m$  colunas, construído pela média das entradas em cada linha de  $A_{norm}$ .

$$w_j = [w_1, w_2, w_3, \dots, w_m] \quad (4)$$

Onde:

$$w_j = \frac{\sum_{l=1}^m \bar{a}_{il}}{m}, \quad j = 1, 2, 3, \dots, m \quad (5)$$

### 3.1.2 Cálculo da matriz de ponderação das alternativas

Para determinação das ponderações entre os pares de alternativas, primeiro é construída uma matriz  $B^{(m)}$  para cada um dos  $m$  critérios. A matriz  $B^{(m)}$  é uma matriz real  $n \times n$ , onde  $n$  é o número de alternativas avaliadas. Cada entrada  $b_{ij}^{(m)}$  da matriz  $B^{(m)}$  representa a avaliação da opção  $i$  em comparação com a opção  $j$  com respeito ao critério  $m$ . Se  $b_{ij}^{(m)} > 1$ , considera-se que a opção  $i$  é melhor do que a opção  $j$ , enquanto se  $b_{ij}^{(m)} < 1$ , então a opção  $i$  é pior do que a opção  $j$ . Se as duas alternativa são avaliadas como equivalentes com respeito ao critério  $j$ , então a entrada  $b_{ij}^{(m)} = 1$ . As entradas  $b_{ij}^{(m)}$  e  $b_{ji}^{(m)}$  satisfazem a seguinte restrição:

$$b_{ij}^{(m)} \cdot b_{ji}^{(m)} = 1 \quad (6)$$

Na diagonal principal  $b_{ii}^{(m)} = 1$  para todos  $i$ . Uma escala de avaliação semelhante à introduzida no Quadro 1 pode ser usada para traduzir as avaliações entre os pares avaliados.

Após, o AHP aplica a cada matriz  $B^{(m)}$  a Equação (7) para a obtenção da matriz normalizada de comparação entre os pares de alternativas  $B_{norm}$ . A matriz  $B_{norm}$  é composta pelos elementos  $\bar{b}_{ij}^{(m)}$ .

$$\bar{b}_{ij}^{(m)} = \frac{b_{ij}^{(m)}}{\sum_{l=1}^m b_{lj}^{(m)}} \quad (7)$$

O vetor  $s^{(m)}$  contém as ponderações das alternativas avaliadas em relação ao critério  $m$ , conforme Equação (8).

$$s_i^{(m)} = \frac{\sum_{l=1}^m \bar{b}_{lj}^{(m)}}{m}, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (8)$$

O peso de cada alternativa é definido pela matriz  $S$ , que é uma matriz de dimensões  $n \times m$ , onde  $n$  é o número de alternativas e  $m$  é a quantidade de critérios analisados. A matriz  $S$  é constituída por cada vetor  $s^{(j)}$ , conforme Equação (9).

$$S = \begin{bmatrix} s_1^{(1)} & \dots & s_1^{(m)} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ s_n^{(1)} & \dots & s_n^{(m)} \end{bmatrix} \quad (9)$$

### 3.1.3 Classificação das Alternativas

Uma vez que o vetor de ponderação  $w$  e a matriz de pesos  $S$  foram calculados, o AHP obtém um vetor de julgamento  $v$  de acordo com a Equação (10).

$$v_i = \sum_{l=1}^m S_{il} \cdot w_l, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (10)$$

O valor  $v_i$  do vetor  $v$  representa a pontuação global atribuída pelo AHP à alternativa  $i$ . Como etapa final, a classificação das alternativas é realizada ordenando os resultados globais em ordem decrescente.

## 3.2 DEMONSTRAÇÃO DO MÉTODO AHP PARA DETERMINAÇÃO DO PONTO ÓTIMO DE ALOCAÇÃO DE GD

Nesta seção é aplicada a metodologia AHP para a determinação do ponto ótimo de alocação de GD, em um sistema de 4 barras, de forma didática. São utilizados os critérios perda de potência e nível de tensão para realizar os julgamentos.

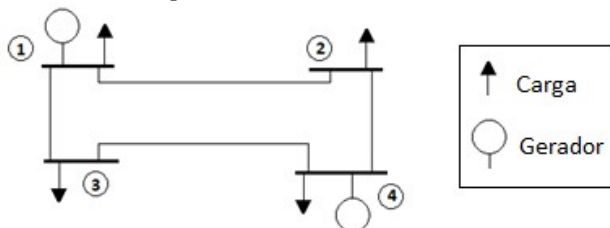
São demonstradas três formas diferentes de construção da matriz de julgamentos entre os critérios, matriz  $A$ , dependendo do nível de tensão da rede. Também foi demonstrada a possibilidade de inclusão do critério qualitativo “desenvolvimento socioeconômico” nos julgamentos da matriz  $A$ . Ao final, uma técnica de simplificação das etapas realizadas pelo AHP é sugerida e aplicada.

### 3.2.1 Utilização do AHP no sistema de 4 barras

Para demonstrar a aplicação do AHP, foi utilizado o sistema de 4 barras, conforme ilustrado na Figura 6. Esse sistema é baseado em Stevenson (1994), p. 337–338.

O sistema utilizado faz parte do conjunto de bibliotecas para estudos de sistema elétrico de potência MatPower, apresentados por Zimmerman e Murillo-Sanchez (2016). Os dados utilizados na simulação estão no ANEXO A. Em condições normais de operação, o sistema possui uma perda ativa de 4,81 MW, o nível de tensão mínimo na rede é de 0,969 p.u. e ocorre na barra 3. O sistema atende uma carga de 500 MW.

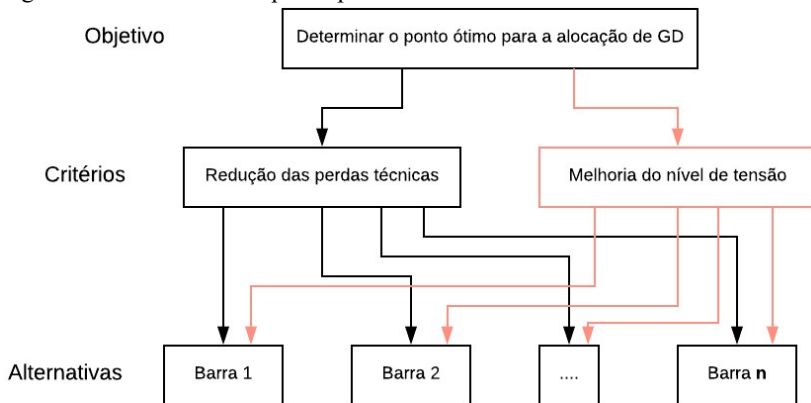
Figura 6 - Sistema Exemplo de 4 Barras



Fonte: Zimmerman e Murillo-Sanchez (2016)

Com base na estrutura hierarquia clássica prevista na Figura 5, tem-se para a metodologia AHP proposta a estrutura hierárquica aplicada genérica conforme Figura 7.

Figura 7 - Estrutura hierárquica aplicada



Como objetivo, tem-se a determinação do ponto ótimo para a alocação de GD; os critérios são manter a menor perda de potência possível e o melhor nível de tensão possível; e as alternativas serão todas as barras ou um conjunto de barras pré-selecionadas.

A função objetivo (FO) é representada pelo vetor de julgamento  $v$ , que pode ser representado conforme Equação (11):

$$FO : \max \quad s^{(1)} * w1 + s^{(2)} * w2 \quad (11)$$

Tal que:  $P_{GD} < P_{carga}$

Onde: FO é a função objetivo;  $s^{(1)}$  é o vetor de ponderação entre as perdas da rede,  $s^{(2)}$  é o vetor de ponderação entre os níveis de tensão da rede; os pesos  $w1$  e  $w2$  são decorrente das ponderações entre os critérios, realizadas a partir da matriz  $A$ ;  $P_{GD}$  é a potência da GD a ser conectada na rede;  $P_{carga}$  é a potência total da carga da rede.

### 3.2.1.1 Obtenção dos dados

Para iniciar as avaliações entre os critérios é necessário realizar a coleta dos valores das perdas e dos níveis de tensão de todas as alternativas para poder ponderá-las. Em um processo iterativo, foi inserida uma fonte de GD numa das barras da rede e coletados os valores de perdas e de menor tensão na rede, conforme o fluxograma da Figura 8.

No APÊNDICE A é apresentado o algoritmo utilizado para a obtenção dos dados. O algoritmo foi implementado para funcionar com o programa GNU Octave ou MATLAB<sup>®</sup> com o auxílio do conjunto de bibliotecas do MatPower.

Para a obtenção dos dados do Quadro 2, considerou-se que 10% das cargas serão atendidas por GD, ou seja, será instalada uma GD com potência de 50 MW<sup>1</sup>.

Quadro 2 - Dados de entrada

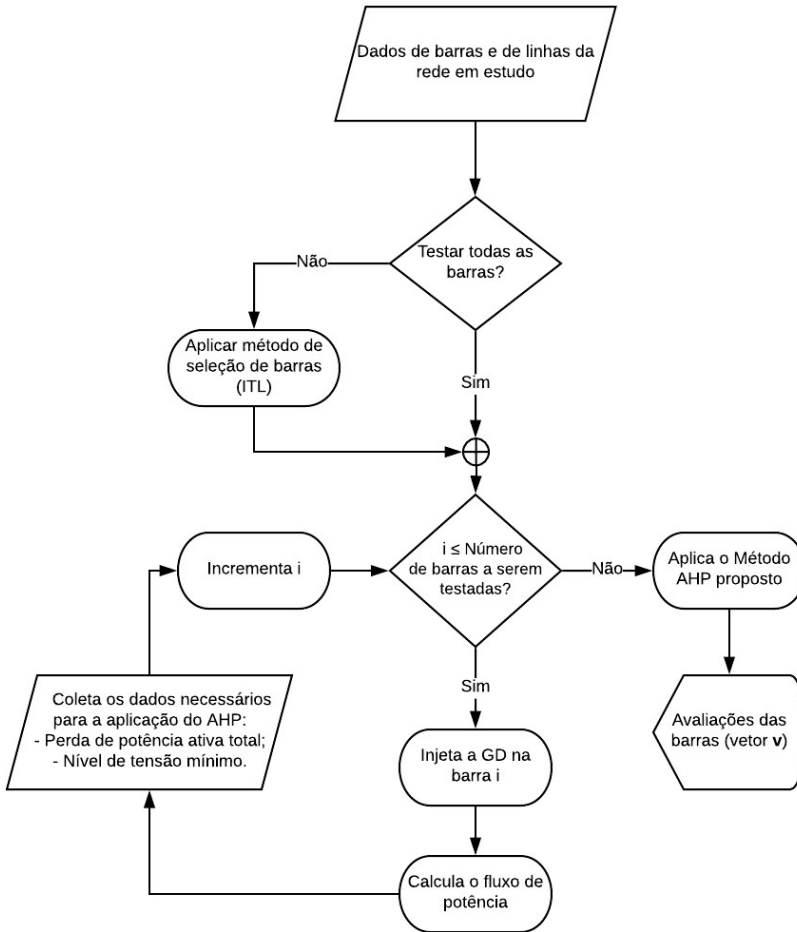
Alternativas (m)	Critérios (n)	
	Perda (MW)	Tensão Mínima (p.u.)
Barra de conexão de GD		
1	4,809	0,969
2	4,565	0,969
3	<b>4,165</b>	0,972
4	5,774	<b>0,961</b>

Observa-se no Quadro 2 que a menor perda na rede, de 4,165 MW, ocorre quando a GD de 50 MW é inserida na barra 3. O menor nível de tensão é de 0,961 p.u. e ocorre quando a GD é conectada na barra 4.

---

<sup>1</sup> De acordo com a resolução 687 da ANEEL (2015), o limite de potência da unidade geradora é de 5 MW. O valor aplicado no exemplo, de 50 MW, é apenas teórico, para testar o funcionamento da metodologia.

Figura 8 – Metodologia Aplicada



### 3.2.1.2 Peso para os critérios

Os critérios para montar a matriz  $A$  são ponderados aos pares, aplicando-se a Equação (1) juntamente com as ponderações entre os pares do Quadro 1, no sistema de 4 barras da Figura 6. Serão considerados apenas dois critérios: nível de tensão e perda ativa na rede; portanto a matriz  $A$  terá dimensão  $2 \times 2$ .

A ANEEL (2016) estabelece critérios mínimos de nível de tensão para manter a qualidade da energia elétrica na rede. Os níveis de tensão são classificados em: adequado, precário e crítico. A faixa de valores

considerada em cada nível é estabelecida na Tabela 1. O trabalho de Vaccaro; Martins e Menezes (2011) faz uma análise dos níveis estabelecidos em norma.

Tabela 1 - Classificação dos Níveis de Tensão Para Redes de 1kV à 69kV

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

Fonte: ANEEL (2016).

São utilizados os valores da Tabela 1 e as considerações de ponderação entre os pares do Quadro 1 para realizar as ponderações entre os critérios nível de tensão e perda, conforme Tabela 2.

Tabela 2 - Ponderação Entre os Critérios

Nível de tensão	Avaliação
Adequada	A perda é mais importante que a tensão
Precária	A tensão é ligeiramente mais importante que a perda
Crítica	A tensão é mais importante que a perda

A forma de ponderação dos critérios pode ser ajustada às necessidades do avaliador. Com a aplicação das ponderações feitas na Tabela 2, obtêm-se três possibilidades de construção da matriz  $A$ , conforme a qualidade do nível de tensão na rede.

Se todos os níveis de tensão da rede em estudo estão dentro da faixa de valores considerada adequada, a matriz  $A$  será construída conforme  $A_{adeq}$ .

$$A_{adeq} = \begin{matrix} & C_P & C_V \\ C_P & \begin{bmatrix} 1 & 5 \\ 1/5 & 1 \end{bmatrix} \\ C_V & \end{matrix}$$

Onde:  $A_{adeq}$  é a matriz  $A$  na condição em que os níveis de tensão estão adequados;  $C_P$  é a avaliação do critério perda de potência ativa;  $C_V$  é a avaliação do critério nível de tensão. As avaliações são realizadas comparando a relevância do critério da linha com o critério da coluna, por exemplo, o elemento  $a_{12}$  recebeu avaliação 5, pois de acordo com a Tabela 2, para o nível de tensão adequado, o critério perda é mais importante que o nível de tensão.

Caso algum nível de tensão mínimo na rede em estudo fique dentro do nível considerado precário, a matriz  $A$  será construída conforme  $A_{prec}$ .

$$A_{prec} = \begin{matrix} & C_P & C_V \\ C_P & [1 & 1/3] \\ C_V & [3 & 1] \end{matrix}$$

Para tensão mínima na rede em estudo dentro do nível considerado crítico, a matriz  $A$  será construída conforme  $A_{crit}$ .

$$A_{crit} = \begin{matrix} & C_P & C_V \\ C_P & [1 & 1/9] \\ C_V & [9 & 1] \end{matrix}$$

Como pode ser observado no Quadro 2, para o caso em estudo, a menor tensão na rede é de 0.961 p.u. e ocorre quando a GD é inserida na barra 4, portanto, conforme Tabela 1, o nível de tensão é considerado adequado e a matriz  $A$  será construída conforme  $A_{adeq}$ .

Aplicando a Equação (3) nos elementos da matriz  $A_{adeq}$ , obtemos a matriz  $A_{norm}$ . A linha 1 da matriz  $A_{norm}$  representa os valores normalizados para o critério perda de potência, a linha 2 representa os valores normalizados para o critério nível de tensão.

$$A_{norm} = \begin{bmatrix} 0,833 & 0,833 \\ 0,167 & 0,167 \end{bmatrix}$$

O vetor  $w$  com o peso de cada critério é obtido pela Equação (5). A coluna 1 do vetor  $w$  representa o peso para o critério perda de potência e a coluna 2 representa o peso para o nível de tensão.

$$w = [0,833 \quad 0,167]$$

Para o caso em que os níveis de tensão na rede elétrica estejam dentro de valores considerados adequados, o critério perda de potência terá peso de 83,3% e o critério nível de tensão terá peso de 16,7%.

### 3.2.1.3 Ponderação das alternativas quanto ao critério de perdas

A ponderação entre as alternativas pode ser realizada manualmente pelo avaliador, avaliando o valor de barra por barra quanto



ao critério perda, ou de forma automatizada. Devido ao elevado número de alternativas a serem julgadas seria exaustivo aplicar o AHP sem nenhuma automação.

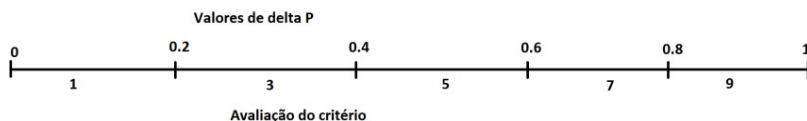
A Equação (12) foi utilizada para definir o intervalo entre os pares numa escala de 0 (zero) a 1 (um). A escala é utilizada conforme a Figura 9, para avaliação automática e ponderação das alternativas quanto ao critério *perda*.

$$\Delta P_{ij} = \frac{P_j - P_i}{P_{\max} - P_{\min}}, \quad i, j = 1, 2, \dots, m \quad (12)$$

Onde:  $\Delta P$  é a variação ponderada entre os valores de perdas das barras comparadas;  $P_j$  é o valor de perda da barra  $j$ ;  $P_i$  é o Valor de perda da barra  $i$ ;  $P_{\max}$  é o maior valor de perda entre todas as alternativas; e  $P_{\min}$  é o menor valor de perda entre todas as alternativas.

O valor máximo obtido pela Equação (12) será 1 (um) e o mínimo 0 (zero), conforme Figura 9.

Figura 9 - Escala para avaliação do critério *perda*



Utilizando a Equação (12) para realizar as ponderações entre os valores de perda de potência ativa de cada barra, observando a escala da Figura 9 e atendendo à Equação (6), se obtém a matriz  $B^{(1)}$ . As colunas da linha 1 representam as avaliações para a barra 1 em relação ao critério perda de potência, na linha 2 a avaliação para a barra 2, e assim sucessivamente.

$$B^{(1)} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1/5 & 5 \\ 1 & 1 & 1/3 & 7 \\ 5 & 3 & 1 & 9 \\ 1/5 & 1/7 & 1/9 & 1 \end{bmatrix}$$

Aplicando a Equação (7) para cada elemento  $b_{ij}^{(1)}$ , obtém-se a matriz  $B_{norm}^{(1)}$ . Na linha 1 estão as avaliações normalizadas para a barra 1 considerando o critério *perda* de potência, e assim sucessivamente para as demais linhas, cada uma correspondendo à avaliação de uma das barras para o mesmo critério.

$$\mathbf{B}_{norm}^{(1)} = \begin{bmatrix} 0,139 & 0,194 & 0,121 & 0,227 \\ 0,139 & 0,194 & 0,203 & 0,318 \\ 0,694 & 0,583 & 0,608 & 0,409 \\ 0,028 & 0,028 & 0,067 & 0,045 \end{bmatrix}$$

A partir da matriz  $\mathbf{B}_{norm}^{(1)}$  e aplicando a Equação (8) é obtido o vetor coluna  $s^{(1)}$  com os valores de ponderação entre as alternativas para o critério perda.

$$s^{(1)} = \begin{bmatrix} 0,170 \\ 0,213 \\ \mathbf{0,574} \\ 0,042 \end{bmatrix}$$

É possível observar em  $s^{(1)}$  que a barra 3 recebeu 57,4% da avaliação total, isso significa que se estivesse sendo analisado apenas o critério *perda*, a barra 3 corresponderia ao ponto ótimo para a alocação da GD. Esta avaliação está em consonância com o observado no Quadro 2, onde a conexão de GD na barra 3 leva ao menor valor de perdas na rede, se comparada com a conexão em outras barras.

### 3.2.1.4 Ponderação das alternativas quanto ao critério de nível de tensão

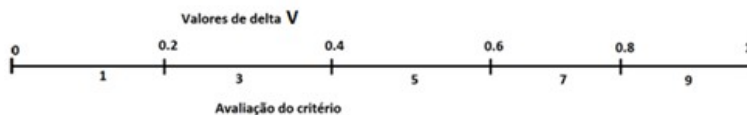
Da mesma forma realizada para ponderar as alternativas quanto ao critério de *perdas*, optou-se em automatizar a ponderação para o critério de *nível de tensão*. Utilizando a Equação (13) define-se o intervalo entre os pares numa escala de 0 (zero) a 1 (um). A escala é utilizada conforme Figura 10 para a avaliação automática e ponderação das alternativas quanto ao critério nível de tensão.

$$\Delta V_{ij} = \frac{V_i - V_j}{V_{max} - V_{min}}, \quad i, j = 1, 2, \dots, m \quad (13)$$

Onde:  $\Delta V$  é a variação ponderada dos valores de tensão mínima entre as alternativas comparadas;  $V_i$  é a tensão mínima da barra  $i$ ;  $V_j$  é a tensão mínima da barra  $j$ ;  $V_{max}$  é o maior valor de tensão mínima entre todas as barras avaliadas; e  $V_{min}$  é o menor valor de tensão mínima entre todas as barras avaliadas.

O valor máximo obtido pela Equação (13) será 1 (um) e o mínimo 0 (zero), conforme Figura 10.

Figura 10 - Escala para avaliação do critério *nível de tensão*



Utilizando a Equação (13) para realizar as ponderações entre as alternativas quanto ao critério *nível de tensão*, e aplicando a escala da Figura 10 de forma a atender a Equação (6). Obtém-se a matriz  $B^{(2)}$ .

$$B^{(2)} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1/3 & 7 \\ 1 & 1 & 1/3 & 7 \\ 3 & 3 & 1 & 9 \\ 1/7 & 1/7 & 1/9 & 1 \end{bmatrix}$$

Aplicando a Equação (7) para cada elemento  $b_{ij}^{(2)}$  da matriz  $B^{(2)}$ , obtém-se a matriz  $B_{norm}^{(2)}$  que representa os valores normalizados das avaliações para as alternativas considerando o critério *nível de tensão*.

$$B_{norm}^{(2)} = \begin{bmatrix} 0,194 & 0,194 & 0,187 & 0,292 \\ 0,194 & 0,194 & 0,187 & 0,292 \\ 0,583 & 0,583 & 0,562 & 0,375 \\ 0,028 & 0,028 & 0,062 & 0,042 \end{bmatrix}$$

A partir da matriz  $B_{norm}^{(2)}$ , aplicando a Equação (8), é obtido o vetor coluna  $s^{(2)}$  com as ponderações entre as alternativas considerando o critério *nível de tensão*.

$$s^{(2)} = \begin{bmatrix} 0,217 \\ 0,217 \\ \mathbf{0,526} \\ 0,040 \end{bmatrix}$$

É possível observar em  $s^{(2)}$  que a barra 3 recebeu 52,6% da avaliação total, isso significa que se o critério utilizado fosse apenas o *nível de tensão*, a barra ótima de alocação de GD seria a barra 3. Esta avaliação está em consonância com o observado no Quadro 2, onde a conexão de GD na barra 3 leva ao maior valor de nível de tensão entre os valores de tensões mínimos da rede, se comparada com a conexão em outras barras.

A matriz  $S$  com os pesos para as alternativas é elaborada aplicando a Equação (9). Cada linha da matriz  $S$  representa uma alternativa (barra) e as colunas possuem os valores de ponderação de  $S^{(m)}$ .

$$S = \begin{matrix} & S^{(1)} & S^{(2)} \\ \text{Barra 1} & [0,170 & 0,217] \\ \text{Barra 2} & [0,213 & 0,217] \\ \text{Barra 3} & [0,574 & 0,526] \\ \text{Barra 4} & [0,042 & 0,040] \end{matrix}$$

### 3.2.1.5 Classificação das Alternativas

O vetor  $v$  de julgamento empregado para a classificação das alternativas quanto aos critérios utilizados, é dado pela Equação (10).

$$v = \begin{bmatrix} 0,178 \\ 0,214 \\ \mathbf{0,566} \\ 0,042 \end{bmatrix}$$

Como observado no vetor de pontuação das alternativas quanto aos critérios analisados, vetor  $v$ , a barra ótima para a conexão de GD, considerando os critérios *perda* e *nível de tensão*, é a barra 3 com pontuação de 0,566 ou 56,6% da pontuação total. A segunda melhor barra é a barra 2, com 0,214 ou 21,4%.

### 3.2.2 Exemplo de inclusão de critério qualitativo aos julgamentos

Uma das vantagens da metodologia AHP frente a outras metodologias encontradas na literatura é a possibilidade de utilizar critérios qualitativos para auxiliar na tomada de decisão. Nesta seção é demonstrada a inserção de um critério qualitativo no sistema na realização dos julgamentos.

Os critérios qualitativos utilizados para auxiliarem na tomada de decisão podem ser vários, por exemplo:

- Locais com valores de DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) elevados: o interesse de instalação de GD é reduzido, isso porque num local onde os níveis de DEC e FEC são elevados a GD sofrerá com limitações devido à ilhamentos frequentes;

- Políticas públicas;
- Locais onde o recurso da energia primária é mais abundante deve receber prioridade frente a locais com recursos escassos;
- Questões socioeconômicas podem ser consideradas, pois uma GD de médio porte pode ajudar no desenvolvimento de determinada região;
- Disponibilidade de espaço físico para a instalação da GD;
- Questões ambientais, posto que uma GD pode causar dano ambiental à região durante sua construção ou operação, mas também pode servir para recuperar ou melhor aproveitar regiões já degradadas;

Para inserir o novo critério para as avaliações do sistema de 4 barras da Figura 6 é necessário refazer o vetor  $w$  de pesos para os critérios. As ponderações das alternativas quanto aos critérios de perda técnica e nível de tensão, vetores  $s^{(1)}$  e  $s^{(2)}$ , se mantêm os mesmos apresentados na subseção anterior. É necessário criar o vetor de ponderação entre as alternativas quanto ao novo critério, vetor  $s^{(3)}$ .

Neste exemplo será utilizado, de forma ilustrativa, o interesse no desenvolvimento socioeconômico de determinadas regiões como critério qualitativo a ser considerado na determinação do ponto ótimo para alocação de GD.

### 3.2.2.1 Peso para os três critérios

Os critérios são ponderados aos pares para montar a matriz  $A$ , aplicando-se a Equação (1) juntamente com as ponderações do Quadro 1, para o sistema de 4 barras da Figura 6. Serão considerados três critérios: nível tensão; perda ativa na rede; e desenvolvimento socioeconômico. Portanto a matriz  $A$  terá dimensão  $3 \times 3$ .

As avaliações para os critérios nível de tensão e perda foram mantidas conforme apresentado na subseção 3.2.1.2. A avaliação do critério qualitativo é realizada pelo avaliador considerando sua experiência, interesse, aplicação de questionários aos interessados, entre outras metodologias. Para a aplicação do critério desenvolvimento socioeconômico será considerado que a região com interesse no desenvolvimento é menos relevante do que os critérios nível de tensão e perda de potência.

Para o exemplo aplicado, uma possibilidade de construção da matriz  $A$  é apresentada abaixo:

$$A_{adeq} = \begin{matrix} & C_P & C_V & C_D \\ \begin{matrix} C_P \\ C_V \\ C_D \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & 5 & 7 \\ 1/5 & 1 & 5 \\ 1/7 & 1/5 & 1 \end{bmatrix} \end{matrix}$$

Onde:  $A_{adeq}$  é a matriz A na condição em que os níveis de tensão estão adequados;  $C_P$  é a avaliação do critério perda de potência ativa;  $C_V$  é a avaliação do critério nível de tensão; e  $C_D$  é a avaliação para o critério desenvolvimento socioeconômico.

Aplicando a Equação (3) nos dados da matriz  $A_{adeq}$ , obtemos a matriz  $A_{norm}$  a seguir:

$$A_{norm} = \begin{bmatrix} 0,744 & 0,806 & 0,534 \\ 0,149 & 0,161 & 0,384 \\ 0,106 & 0,032 & 0,077 \end{bmatrix}$$

O vetor  $w$  com o peso de cada critério é obtido pela Equação (5). Cada coluna do vetor  $w$  representa um critério.

$$w = \begin{matrix} & C_P & C_V & C_D \\ \mathbf{w} = & [0,694 & 0,231 & 0,072] \end{matrix}$$

O peso atribuído para a perda de potência é maior do que o atribuído para os outros critérios, com 69,4%. Avaliações diferentes resultarão em pesos diferentes conforme o avaliador.

### 3.2.2.2 Ponderação quanto ao critério socioeconômico

As avaliações entre as alternativas para este critério são feitas considerando as ponderações ente os pares do Quadro 1 e aplicando a Equação (1), de forma a causar o maior impacto nos julgamentos do vetor  $v$ . As ponderações podem ser realizadas de formas diferente de acordo com o avaliador: por exemplo, poderia ser considerado que as barras 2 e 3, por não possuírem geração, possuem prioridade em relação às outra barras.

A matriz de ponderação entre as alternativas para o critério desenvolvimento socioeconômico, matriz  $B^{(3)}$ , é apresentada abaixo:

$$B^{(3)} = \begin{bmatrix} 1 & 3 & 7 & 1/3 \\ 1/3 & 1 & 5 & 1/5 \\ 1/7 & 1/5 & 1 & 1/9 \\ 3 & 5 & 9 & 1 \end{bmatrix}$$

Aplicando a Equação (7) para cada elemento  $b_{ij}^{(3)}$  da matriz  $B^{(3)}$ , obtém-se a matriz  $B_{norm}^{(3)}$  com as avaliações normalizadas para o critério desenvolvimento socioeconômico.

$$B_{norm}^{(3)} = \begin{bmatrix} 0,223 & 0,326 & 0,318 & 0,203 \\ 0,074 & 0,109 & 0,227 & 0,122 \\ 0,032 & 0,022 & 0,045 & 0,068 \\ 0,670 & 0,543 & 0,409 & 0,608 \end{bmatrix}$$

A partir da matriz  $B_{norm}^{(3)}$  e aplicando a Equação (8) é obtido o valor médio  $s^{(3)}$  com as ponderações entre as alternativas para o critério desenvolvimento socioeconômico.

$$s^{(3)} = \begin{bmatrix} 0,268 \\ 0,133 \\ 0,042 \\ \mathbf{0,558} \end{bmatrix}$$

É possível observar em  $s^{(3)}$  que a barra 4 recebeu 55,8% da avaliação total. Esta avaliação atende ao estabelecido pelo avaliador, pois a barra 4 foi a barra que recebeu a menor avaliação para os outros critérios.

Os valores dos vetores  $s^{(1)}$  e  $s^{(2)}$  se mantêm os mesmos apresentados nas subseções 3.2.1.3 e 3.2.1.4 respectivamente. A matriz  $S$  é elaborada aplicando a Equação (9). Cada linha da matriz  $S$  representa uma alternativa (barra) e as colunas possuem os valores de ponderação de  $s^{(m)}$ .

$$S = \begin{bmatrix} 0,170 & 0,217 & 0,268 \\ 0,213 & 0,217 & 0,133 \\ 0,574 & 0,526 & 0,042 \\ 0,042 & 0,040 & 0,558 \end{bmatrix}$$

### 3.2.2.3 Classificação das alternativas considerando o critério desenvolvimento socioeconômico

O vetor  $v$  de julgamento utilizado para a classificação das alternativas quanto aos critérios utilizados é dado pela Equação (10).

$$v = \begin{bmatrix} 0,187 \\ 0,208 \\ \mathbf{0,523} \\ 0,079 \end{bmatrix}$$

Como observado no vetor de pontuação das alternativas quanto aos critérios analisados, vetor  $v$ , a barra ótima para a conexão de GD é a barra 3 com pontuação de 0,523 ou 52,3% da pontuação total. A segunda melhor barra é a barra 2, com 0,208 ou 20,8%.

Mesmo com a inserção de um novo critério, o resultado obtido pelo vetor  $v$  se manteve. Ocorreram pequenas variações de valores se comparados com os resultados obtidos sem o critério desenvolvimento socioeconômicos. Isso se deu porque o vetor  $w$ , que determina o peso de cada critério, foi decisivo. O critério perda possui um peso de 69,4%, o nível de tensão possui um peso de 23,1% e o desenvolvimento socioeconômico possui um peso de apenas 7,2% nas avaliações.

Existem técnicas na literatura que auxiliam a reduzir o número de passos realizados pela metodologia AHP e simplificam sua execução. Na próxima seção será abordada uma das técnicas de simplificação.

### 3.3 SIMPLIFICAÇÃO DO MÉTODO AHP

A metodologia AHP proposta inicialmente por Saaty (1977) utiliza escala linear para realizar os julgamentos. De acordo com Ishizaka e Labib (2011), e com Franek e Kresta (2014) há na literatura outras escalas utilizadas para realizar os julgamentos do AHP, conforme Quadro 3.

Quadro 3 - Diferentes escalas para comparação entre os pares de alternativas

<b>Tipo de Escala</b>	<b>Definição</b>	<b>Parâmetros</b>
Linear: Saaty (1977)	$c = a \cdot x$	$a > 0; x = \{1,2,3...9\}$
Potência: Harker e Vargas (1987)	$c = x^a$	$a > 0; x = \{1,2,3...9\}$ ou $x = \{1, 1.5, 2, ..., 4\}$ ou outro intervalo
Geométrica: Lootsma (1993)	$c = a^{x-1}$	$a > 0; x = \{1,2,3...9\}$
Logarítmica: Ishizaka, Balkenborg e Kaplan (2011)	$c = \log_a(x + (a - 1))$	$a > 0; x = \{1,2,3...9\}$

Continua....



Tipo de Escala	Definição	Parâmetros
Raiz Quadrada: Harker e Vargas (1987)	$c = \sqrt[a]{x}$	$a > 0; x = \{1, 2, 3, \dots, 9\}$
Assintótico: Dodd e Donegan (1995)	$c = \tanh^{-1}\left(\frac{\sqrt{3}(x-1)}{14}\right)$	$x = \{1, 2, 3, \dots, 9\}$
Balanceamento: Salo e Hamalainen (1997)	$c = \frac{x}{1-x}$	$x = \{0.5, 0.55, 0.6, \dots, 0.9\}$

Fonte: Ishizaka e Labib (2011)

As escalas do Quadro 3 se referem às comparações entre os pares  $A$  e  $B$ , onde  $c = 1$  indica que  $A$  e  $B$  possuem a mesma relevância,  $c > 1$  indica que  $A$  é mais relevante que  $B$ , e o valor recíproco de  $1/c$  deve ser utilizado se  $A$  for menos relevante que  $B$ . O valor de “ $a$ ” serve para ajuste de escala.

A seguir será abordada uma metodologia de simplificação do AHP baseada na média geométrica.

### 3.3.1 Média geométrica

É possível simplificar algumas etapas da metodologia AHP originalmente propostas por Saaty (1977). Uma das metodologias utiliza a média geométrica para obter o vetor  $v$  de julgamento entre as alternativas quanto aos critérios, conforme descrito em: Crawford (1987); Despotis e Derpanis (2008); Saaty e Vargas (1984); Silva (2013) e Ishizaka e Labib (2011). Desta forma, é possível simplificar a construção das matrizes normalizadas  $A_{nom}$  e  $B_{norm}$ , construídas pelas Equações (3) e (7) respectivamente.

### 3.3.2 Cálculo do vetor de pesos para os critérios

A montagem dos elementos da matriz  $A$  continua sendo elaborada conforme Equação (1), considerando-se as ponderações entre os critérios do Quadro 1.

De acordo com Ishizaka e Labib (2011) é possível substituir a matriz  $A_{norm}$  pelo autovetor  $\hat{a}_i$ , obtido da média geométrica dos elementos da matriz  $A$ , de acordo com a Equação (14)

$$\hat{a}_i = \sqrt[m]{\prod_{j=1}^m a_{ij}} \quad , \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (14)$$

O peso de cada critério é definido pelo vetor  $w$ , que é um vetor de  $m$  colunas. O vetor  $w$  pode ser obtido pela Equação (15).

$$w_j = \frac{\hat{a}_i}{\sum_{i=1}^m \hat{a}_i} \quad , \quad j = 1, 2, \dots, m \quad (15)$$

### 3.3.3 Cálculo da matriz de ponderação das alternativas

Para determinar as ponderações entre as alternativas, uma matriz de comparação entre os pares  $B^{(m)}$  é construída, conforme Equação (6), observando as avaliações do Quadro 1.

A matriz  $B_{norm}$  pode ser substituída pelo autovetor  $\hat{b}_i$  obtido da média geométrica dos elementos da matriz  $B$ , de acordo com a Equação (16):

$$\hat{b}_i = \sqrt[m]{\prod_{j=1}^m b_{ij}} \quad (16)$$

A construção da matriz  $B^{(m)}$  para o critério  $m$  pode ser dispensada<sup>2</sup> caso os valores apresentados pelas alternativas sejam diretamente ou inversamente proporcionais às avaliações. Desta forma calcula-se diretamente o autovetor  $\hat{b}_i$  de duas formas: caso os valores da alternativa  $m$  sejam diretamente proporcionais às avaliações, ou seja, quanto maior melhor, os valores do autovetor  $\hat{b}_i$  serão compostos pelos próprios valores da alternativa  $m$ ; caso os valores da alternativa  $m$  sejam inversamente proporcionais às avaliações, ou seja, quanto maior pior, os valores do autovetor  $\hat{b}_i$  serão dados pela Equação (17).

$$\hat{b}_i = \frac{\sum_{i=1}^m x_i}{x_i} \quad (17)$$

---

<sup>2</sup> Para critérios qualitativos a matriz  $B$  não poderá ser dispensada; sua construção será realizada conforme descrito na subseção 3.1.2.

Onde o vetor  $x$  representa os valores da alternativa  $m$ .

O vetor  $s^{(m)}$  contém as ponderações das alternativas avaliadas em relação ao critério  $j$ , conforme Equação (18).

$$s^{(m)} = \frac{\hat{b}_i}{\sum_{i=1}^m \hat{b}_i} \quad (18)$$

A matriz  $S$  de peso para as alternativas quanto aos critérios continua sendo obtida pela Equação (9).

### 3.3.4 Aplicação do método simplificado AHP para determinar o ponto ótimo de alocação de GD

Embora o desempenho computacional não seja objeto de estudo desta pesquisa, a metodologia AHP para a obtenção do ponto ótimo para conexão de GD pode ser simplificada. Para demonstração, serão aplicadas as simplificações do método AHP apresentada na seção anterior.

#### 3.3.4.1 Peso para os critérios

A montagem da matriz  $A$  de ponderação entre os critérios é uma matriz com ponderações qualitativas, realizadas a partir do conhecimento técnico e necessidades do avaliador. A montagem da matriz  $A$ , nesta aplicação continuará sendo a da subseção 3.2.2.1.

$$A_{adeq} = \begin{bmatrix} 1 & 5 & 7 \\ 1/5 & 1 & 5 \\ 1/7 & 1/5 & 1 \end{bmatrix}$$

Da média geométrica dos valores do matriz  $A_{adeq}$ , pode-se obter o autovetor  $\hat{\alpha}_i$  aplicando a Equação (14).

$$\hat{\alpha} = \begin{bmatrix} 3,271 \\ 1,000 \\ 0,306 \end{bmatrix}$$

A partir da Equação (15) é possível obter o vetor  $w$  de peso para os critérios.

$$w = [0,715 \quad 0,218 \quad 0,067]$$

A metodologia AHP para a determinação do ponto ótimo para alocação de GD aplicada com a simplificação do método geométrico elimina a etapa de construção da matriz  $A_{norm}$ . Os valores obtidos na forma simplificada do método são semelhantes aos obtidos aplicando o formato clássico.

### 3.3.4.2 Ponderações para as alternativas quanto ao critério *perda*

Os valores do critério perda são inversamente proporcionais às avaliações, ou seja, quanto maior pior. Portanto, de acordo com a simplificação aplicada, a construção da matriz  $B^{(l)}$  para este critério pode ser dispensada. O vetor  $x$  será composto pelos valores de perda do Quadro 2.

$$x = \begin{bmatrix} 4,809 \\ 4,565 \\ 4,165 \\ 5,774 \end{bmatrix}$$

O autovetor  $\hat{b}_1$  é obtido pela Equação (17), conforme abaixo:

$$\hat{b}_1 = \begin{bmatrix} 4,016 \\ 4,231 \\ 4,637 \\ 3,345 \end{bmatrix}$$

O vetor  $s^{(1)}$  com as ponderações das alternativas avaliadas em relação às *perdas* é dado pela Equação (18), conforme abaixo:

$$s^{(1)} = \begin{bmatrix} 0,247 \\ 0,261 \\ \mathbf{0,286} \\ 0,206 \end{bmatrix}$$

Os valores do vetor de ponderação entre as alternativas, vetor  $s^{(1)}$ , obtido pela forma simplificada do método, são muito próximos para as diferentes alternativas (barras). A barra que recebeu a melhor nota com relação ao critério *perda* foi a barra 3, com 0,286.

### 3.3.4.3 Ponderações para as alternativas quanto ao critério *nível de tensão*

Os valores do critério perda são diretamente proporcionais às avaliações, ou seja, quanto maior melhor. Portanto, de acordo com a simplificação aplicada, a construção da matriz  $B^{(2)}$  para este critério pode ser dispensada. O autovetor  $\mathbf{b}_2$  será composto pelos valores de nível de tensão do Quadro 2.

$$\mathbf{b}_2 = \begin{bmatrix} 0,969 \\ 0,969 \\ 0,972 \\ 0,961 \end{bmatrix}$$

O vetor  $s^{(2)}$  com as ponderações das alternativas avaliadas em relação ao *nível de tensão* é dado pela Equação (18).

$$s^{(2)} = \begin{bmatrix} 0,250 \\ 0,250 \\ \mathbf{0,251} \\ 0,248 \end{bmatrix}$$

As ponderações realizadas pela forma simplificada possuem valores próximos para as diferentes alternativas (barras). Em algumas barras ocorreram empate. A barra que recebeu a maior ponderação quanto ao critério *nível de tensão* foi a barra 3, com 0,251.

### 3.3.4.4 Ponderações para as alternativas quanto ao critério *desenvolvimento socioeconômico*

O *desenvolvimento socioeconômico* é um critério qualitativo, então os valores que compõem as alternativas são atribuídos pelo avaliador de acordo com suas necessidades. Será considerado para este critério a mesma matriz  $B^{(3)}$  da subseção 3.2.2.2.

$$\mathbf{B}^{(3)} = \begin{bmatrix} 1 & 3 & 7 & 1/3 \\ 1/3 & 1 & 5 & 1/5 \\ 1/7 & 1/5 & 1 & 1/9 \\ 3 & 5 & 9 & 1 \end{bmatrix}$$

Da média geométrica dos valores da matriz  $B^{(3)}$ , pode-se obter o autovetor  $\mathbf{b}_3$  aplicando a Equação (16).

$$\mathbf{b}_3 = \begin{bmatrix} 1,627 \\ 0,760 \\ 0,237 \\ 3,409 \end{bmatrix}$$

O vetor  $s^{(3)}$  com as ponderações das alternativas avaliadas em relação ao *desenvolvimento socioeconômico* é dado pela Equação (18), conforme a seguir:

$$s^{(3)} = \begin{bmatrix} 0,270 \\ 0,126 \\ 0,039 \\ \mathbf{0,565} \end{bmatrix}$$

Os valores obtidos para o vetor de ponderação para o critério *desenvolvimento socioeconômico*, vetor  $s^{(3)}$ , possui na forma simplificada, valores semelhantes aos encontrados quando aplicada a metodologia da maneira clássica. A barra que recebeu a maior ponderação com relação ao critério *desenvolvimento socioeconômico* foi a barra 4, com 0,565.

### 3.3.4.5 Classificação das alternativas quanto aos critérios aplicados

O vetor  $v$  de julgamento utilizado para a classificação das alternativas quanto aos critérios utilizados é dado pela Equação (10).

$$\mathbf{v} = \begin{bmatrix} 0,249 \\ 0,250 \\ \mathbf{0,262} \\ 0,239 \end{bmatrix}$$

Como observado no vetor  $v$  de pontuação das alternativas quanto aos critérios analisados, a barra ótima para a conexão de GD continua sendo a barra 3. Porém, houve uma considerável diferença de prioridade entre as alternativas avaliadas.

Apesar de reduzir o número de julgamentos a serem realizados pelo AHP, a simplificação do método para a determinação do ponto ótimo de alocação de GDs, em especial utilizando-se os critérios de perda e nível de tensão para realizar os julgamentos, pode gerar um número de empates significativo entre as soluções.

Os valores de julgamentos próximos apresentados no vetor  $v$  ocorrem pelo fato da metodologia simplificada dispensar o uso da escala

de julgamento do Quadro 1. A metodologia simplificada utiliza como valor de avaliação o próprio valor de perda ou nível de tensão ao invés dos valores propostos no Quadro 1; e os valores de níveis de tensão, são valores próximos, em sua maioria entre 0.9 e 1.0 p.u.

### 3.4 APLICAÇÃO DO MÉTODO AHP COM MÚLTIPLAS GDs

O método AHP proposto é compatível com julgamentos de múltiplas GDs no sistema elétrico, para tanto basta alterar o vetor de alternativas a serem analisadas. No entanto a aplicação da metodologia em sistemas considerando um grande volume de GDs a serem inseridas acarretará num número elevado de elementos a serem avaliados e, conseqüentemente, matrizes relativamente grandes, conforme demonstrado a seguir.

Para a ponderação entre critérios e construção da matriz  $A$ , o número de avaliações a serem julgadas será de  $n \times n$ , onde  $n$  é o número de critérios a serem analisados.

A quantidade de avaliações entre as alternativas é dada pela Equação (19).

$$N_{aval} = (m.m).n \quad (19)$$

Onde:  $N_{aval}$  é a quantidade de avaliações;  $m$  é a quantidade de alternativas a serem julgadas; e  $n$  é a quantidade de critérios. Para julgamentos num sistema de 33 barras, por exemplo, considerando-se 3 critérios, será realizado pelo AHP 3.267 julgamentos para as alternativas, mais 9 julgamentos para os critérios, ou seja, um total de 3.276 julgamentos.

Em resumo, o número de alternativas a serem julgadas para a aplicação de múltiplas GDs será conforme Equação (20).

$$N_{altern} = (Nbar + 1)^{N_{GD}} \quad (20)$$

Onde  $N_{altern}$  é a quantidade de alternativas a serem julgadas,  $Nbar$  é o número de barras do sistema em estudo e  $N_{GD}$  é a quantidade de GDs a serem inseridas no sistema. O valor +1 surge devido à possibilidade da não instalação da GD em alguma barra.

Para a determinação do ponto ótimo de conexão de duas GDs, num sistema de 33 barras, considerando dois critérios e todas as

combinações possíveis, de acordo com a Equação (20) serão avaliadas 1.156 alternativas, ou seja, serão realizadas de acordo com a Equação (19) um total de 2.672.672 avaliações entre as alternativas.

Devido à possibilidade de haver um número elevado de alternativas a serem julgadas pelo AHP, é necessário que se aplique uma metodologia para realizar a redução deste universo sem comprometer os julgamentos. Na seção a seguir é apresentada uma metodologia com a finalidade de reduzir o universo de alternativas a serem julgadas pelo método AHP proposto.

### 3.5 MÉTODO DOS COEFICIENTES DE SENSIBILIDADE DAS PERDAS (ITL)

O número de alternativas a serem julgadas pelo método AHP pode se tornar elevado, dependendo da potência do sistema a ser analisado. Há a necessidade de se reduzir o universo de alternativas a serem julgadas. Considerando os métodos abordados por Abookazemi e Hassan e Majid (2010), por Paliwal e Patidar e Nema (2012) e por Santos e Guedes e Oliveira (2009), optou-se em integrar o método ITL à uma busca pelo melhor ponto de conexão de GD na rede. De acordo com Galiana et al. (2002) a análise de perda de transmissão incremental tem sido usada há décadas, é um método relativamente simples e rápido.

O ITL para a determinação do melhor ponto para a alocação de GD foi abordado nos trabalhos de Santos (2009) e Santos e Guedes e Oliveira (2009), sendo também utilizado por Moreti et al. (2014) para auxiliar na determinação de pontos de inserção de aerogeradores na rede. Ainda, Prado (2013) utilizou a metodologia acrescida de técnicas de algoritmos genéticos para determinar o melhor ponto de inserção de GD.

A metodologia proposta por Santos (2009) é simples de ser implementada e se ajusta a diferentes redes elétricas. A metodologia já foi utilizada em outros trabalhos, como o de Oliveira (2009). Em seu trabalho Santos (2009) sugeriu que pesquisas futuras pudessem utilizar a aplicação da metodologia, por ele proposta, em redes reais. Prado (2013) trabalhou com uma variação da metodologia, mas não a testou em rede real.

De acordo com Da Rosa et al. (2016), Moreti et al. (2014) e com Santos (2009), o ITL é o fator de sensibilidade das perdas de potência ativa com relação à injeção de potência ativa, e indica a variação



incremental das perdas totais do sistema,  $\partial P_L$ , em relação à variação da potência líquida injetada em uma barra  $i$ ,  $\partial P_i$ , conforme Equação (21).

$$ITL_i = \frac{\partial P_L}{\partial P_i} \quad (21)$$

É possível calcular a sensibilidade das perdas de potência ativa, relacionada com mudanças na injeção de potência ativa e reativa, em qualquer barra usando-se a teoria da diferenciação parcial, de acordo com a Equação (22).

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial \theta} \\ \frac{\partial P_L}{\partial V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial \theta} \\ \frac{\partial P}{\partial V} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial P_i} \\ \frac{\partial P_L}{\partial Q_i} \end{bmatrix} \quad (22)$$

Onde:  $\partial P_L / \partial \theta$  é a variação da perda ativa total da rede com relação à variação dos ângulos da tensão;  $\partial P_L / \partial V$  é a variação da perda ativa total da rede com relação à variação do módulo da tensão;  $\partial Q / \partial V$  é a variação da perda reativa da rede com relação à variação do módulo da tensão; e  $\partial Q / \partial \theta$  é a variação da perda reativa da rede com relação à variação dos ângulos da tensão.

De acordo com Santos (2009), o sistema de equações pode ser reduzido adotando a hipótese de que as perdas de potência ativa na transmissão dependem somente da injeção de potência ativa, e esta é função somente dos ângulos de fase da tensão. Desta forma a Equação (22) pode ser simplificada conforme demonstrado na Equação (23):

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial \theta_i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial P_i} \end{bmatrix} \quad (23)$$

Sendo que  $\partial P_L / \partial P_i$  representa o coeficiente ITL, temos a Equação (24):

$$ITL_i = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial \theta_i} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} \end{bmatrix}^{-1} \quad (24)$$

A matriz Jacobiana obtida pelo método de determinação do fluxo de potência Newton-Raphson é dada pela Equação (25):

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (25)$$

Considerando que H é a primeira submatriz da matriz Jacobiana:

$$H = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} \end{bmatrix} \quad (26)$$

Desta forma pode-se descrever o ITL pela Equação (27):

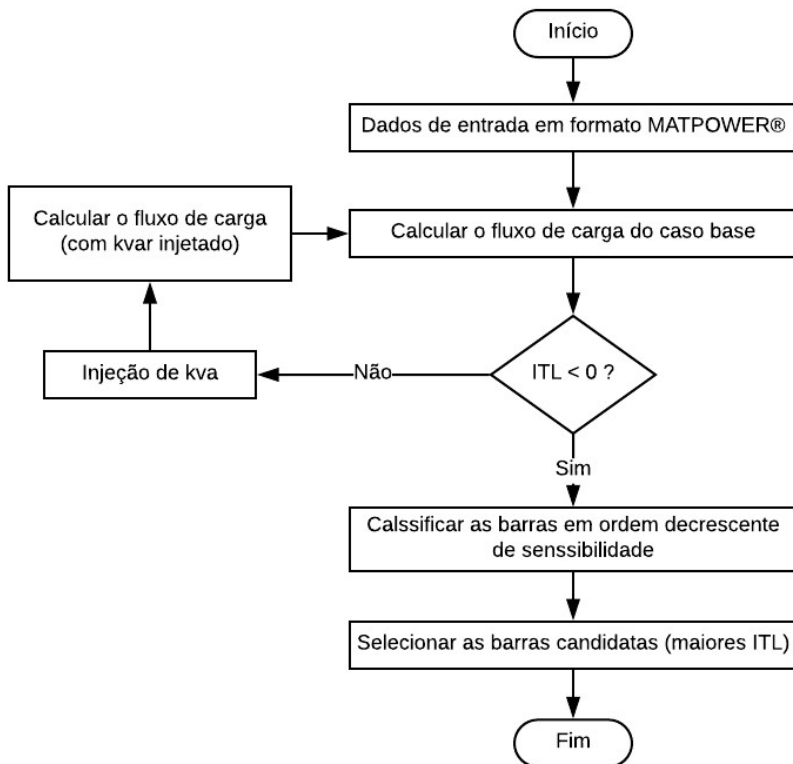
$$ITL = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial \theta_i} \end{bmatrix} [H]^{-1} \quad (27)$$

Sendo  $\partial P_L / \partial \theta_i$  a matriz das derivadas parciais das perdas em relação aos ângulos das tensões nas barras, correspondendo ao somatório das colunas da sub-matriz H.

Em algumas topologias de sistemas de distribuição radiais, o cálculo dos coeficientes ITL resulta em valores positivos para algumas barras de carga, onde se previam valores negativos. Isto ocorre devido às considerações feitas na construção das equações. Esta incoerência deve ser corrigida utilizando a injeção de potência reativa nas barras que apresentam tensões mais baixas.

A metodologia ITL utilizada nesta proposta de dissertação foi proposta por Santos (2009). A Figura 11 apresenta o procedimento para localização de uma unidade de GD em um sistema de distribuição radial.

Figura 11 - Localização de unidade de geração distribuída - ITL



Fonte: Adaptado de Santos (2009)

Para a atual proposta de dissertação, o algoritmo proposto por Santos (2009) foi aplicado para auxiliar na redução do universo de alternativas a serem julgadas pelo método AHP. O referido algoritmo foi aplicado sem nenhuma alteração.

No ANEXO D é apresentada a implementação do algoritmo desenvolvido por Santos (2009) em MATLAB<sup>®</sup>, juntamente com o conjunto de bibliotecas para estudos em sistemas elétricos de potência do MatPower 3.0.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Na seção 3.2.1 foi apresentada a resolução do ponto ótimo de conexão de GD para um sistema de 4 barras. A finalidade da aplicação da metodologia para o sistema de 4 barras foi demonstrativa. Neste capítulo serão apresentados e analisados os resultados das simulações aplicadas em sistemas de distribuição radiais de 33, 69 e 368 barras.

As aplicações da metodologia proposta para os sistemas de 33 e 69 barras têm como finalidade a validação do método AHP para a localização ótima do ponto de conexão de GD. Foram escolhidos os sistemas testes do IEEE de 33 e de 69 barras por serem de uso clássico na literatura e atendendo o propósito de demonstrar a validade do método que visa determinar as melhores barras para localização de uma unidade de GD.

Por último, é aplicada a metodologia AHP proposta para a determinação do ponto ótimo de conexão de GD em um sistema real de 368 barras, em um modelo cedido pela permissionária de energia elétrica CERMOFUL, pertencente ao município de Morro da Fumaça, Santa Catarina.

### 4.1 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO IEEE DE 33 BARRAS

O sistema 33 barras é um sistema teste IEEE inicialmente proposto por Baran e Wu (1989). Os dados do sistema de 33 barras são amplamente conhecidos e aplicados na literatura. No ANEXO B são apresentados os dados do sistema de 33 barras utilizados nas simulações.

Sem a conexão de GD, o sistema de 33 barras possui potência ativa fornecida pelo alimentador de 3,93 MW e perda ativa de 211 kW. A menor tensão na rede é de 0,904 p.u. e ocorre na barra 18. Com a conexão de 1 MW de GD na rede, utilizando o fluxograma da Figura 8 implementado no algoritmo do APÊNDICE A, obtêm-se os dados a serem julgados pelo método AHP. Os valores de perda ativa e nível de tensão por barra de conexão de GD encontram-se no Quadro 4.

Quadro 4 – Dados para 1MW de GD inseridas no sistema de 33 barras

Barra de conexão de GD	Perda (kW)	Tensão Mínima (p.u.)	Barra de conexão de GD	Perda (kW)	Tensão Mínima (p.u.)
1	210,99	0,9038	18	147,38	0,9315
2	206,76	0,9044	19	207,04	0,9044
3	186,91	0,9079	20	211,33	0,9044
4	177,14	0,9105	21	212,94	0,9044
5	167,61	0,9132	22	216,47	0,9044
6	147,56	0,9191	23	184,24	0,9079
7	145,64	0,9205	24	180,09	0,9079
8	135,22	0,9318	25	181,02	0,9079
9	132,22	0,9319	26	146,16	0,9192
10	130,25	0,9319	27	144,46	0,9192
11	130,06	0,9319	28	139,13	0,9193
12	129,96	0,9319	29	135,99	0,9194
13	130,91	0,9319	30	135,04	0,9194
14	131,78	0,9319	31	136,20	0,9194
15	133,73	0,9318	32	137,30	0,9193
16	136,76	0,9318	33	139,68	0,9193
17	143,29	0,9316			

O menor nível de tensão com a conexão de 1 MW de GD na rede é de 0,9038 p.u., e ocorre quando a GD é inserida na barra 1. De acordo com a Tabela 1, o nível mínimo de tensão é considerado precário. Portanto, a ponderação entre os critérios e construção da matriz  $A$  deve ser conforme visto na subseção 3.2.1.2.

$$A_{prec} = \begin{matrix} C_P & C_V \\ C_P & \begin{bmatrix} 1 & 0,33 \\ 3 & 1 \end{bmatrix} \\ C_V & \end{matrix}$$

Aplicando o algoritmo da metodologia proposta (APÊNDICE B), para a determinação do ponto ótimo de conexão da GD na rede pelo método AHP, obtém-se a classificação do Quadro 5.

Quadro 5 - Classificação para 1MW de GD no sistema IEEE 33 barras

Classificação	Barra	Pontuação (%)	Classificação	Barra	Pontuação (%)
1º	12	6,19158	18º	7	2,55775
2º	11	6,19157	19º	27	2,53038
3º	10	6,13686	20º	26	2,42902
4º	9	6,08585	21º	6	2,30981
5º	13	6,08585	22º	5	1,07138
6º	14	6,08585	23º	4	0,99027
7º	15	6,05526	24º	24	0,71758
8º	8	6,04356	25º	25	0,70899
9º	16	6,04356	26º	23	0,68332
10º	17	5,92705	27º	3	0,67081
11º	18	5,83756	28º	2	0,53294
12º	29	2,58270	29º	19	0,53294
13º	30	2,58270	30º	1	0,53086
14º	31	2,58270	31º	20	0,53086
15º	32	2,58270	32º	21	0,52883
16º	28	2,56753	33º	22	0,52387
17º	33	2,56753			

De acordo com o Quadro 5, a barra ótima para a conexão de GD é a barra 12. Podem ser observados empates entre algumas barras. Porém, a quantidade de empates pode ser reduzida com a inserção de outros critérios conforme visto no Capítulo 3.2.2. Ao inserir a GD de 1MW na barra 12, a perda ativa que inicialmente era de 211kW é reduzida para 129,96 kW, correspondendo a uma redução de 38,4%.

A fim de validar a metodologia AHP para a determinação do ponto ótimo de GD, compararam-se os resultados obtidos pelo método proposto com os resultados obtidos por trabalhos encontrados na literatura. Os trabalhos utilizados para comparação são citados no Quadro 6.

Quadro 6 - Metodologias comparadas para sistema IEEE de 33 barras

Método	Trabalho
Método 1	Acharya e Mahat e Mithulananthan (2006)
Método 2	Hung et al. (2013)
Método 3	Mahmoud e Yorino e Ahmed (2016)
Método 4	Ahmadi et al. (2014)
Método 5	Santos e Guedes e Oliveira (2009)

Os métodos do Quadro 6 foram abordados de forma sucinta na seção 2.2, sendo que os mesmos não foram implementados neste trabalho. Para comparação, a GD foi inserida nas barras consideradas ótimas pelas metodologias e os resultados da simulação foram comparados com os obtidos pela inserção da GD na barra encontrada pelo método AHP proposto.

O algoritmo utilizado para realizar as simulações em função da determinação do ponto ótimo de conexão de GD pelo método AHP foi elaborado para ser executado no programa GNU Octave ou MATLAB<sup>®</sup>, juntamente com o conjunto de bibliotecas do MatPower. O APÊNDICE B apresenta o algoritmo utilizado para obtenção dos resultados pelo método AHP. Os resultados obtidos e comparados pelas metodologias encontradas na literatura são exibidos no Quadro 7.

Quadro 7 - Comparações entre os métodos para IEEE de 33 barras

<b>Potência GD (MW)</b>	<b>Método Aplicado</b>	<b>Barra de alocação ótima</b>	<b>Perda (kW)</b>	<b>Vmin (p.u.)</b>
2,49	Método 1	6	111,24	0,941
	AHP Proposto	8	130,49	0,953
2,60	Método 2	6	111,10	0,943
	AHP Proposto	8	134,64	0,954
2,53	Método 3	6	111,07	0,941
	AHP Proposto	8	131,92	0,953
1,40	Método 4	10	123,71	0,938
	AHP Proposto	8	122,21	0,938
0,80	Método 5	18	145,94	0,929
	AHP Proposto	13	136,75	0,929

Observa-se que o método AHP proposto, em comparação com os métodos 1, 2 e 3, apresenta como ponto ótimo de alocação de GD as barras que possuem valores de perdas ligeiramente superior aos métodos cotejados. Em comparação com os métodos 4 e 5, o método AHP proposto encontra barras com valores de perda menores que os encontrados pelos métodos cotejados. Os níveis de tensão nas barras apontadas pelo método AHP proposto como barras ótimas para a conexão de GD são superiores ou iguais a todos os métodos cotejados.

## 4.2 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO IEEE DE 69 BARRAS

O sistema 69 barras aplicado é um padrão IEEE. No ANEXO C são apresentados os dados do sistema de 69 barras utilizados nas simulações.

Sem a conexão de GD, o sistema de 69 barras possui potência fornecida pelo alimentador de 4,03 MW e 2,80 Mvar; a perda ativa total na rede é de 225 kW; a menor tensão na rede é de 0,909 p.u. e ocorre na barra 65. Com a conexão de 1 MW de GD na rede, utilizando o fluxograma da Figura 8, implementado no algoritmo do APÊNDICE A, obtém-se os dados a serem julgados pelo método AHP.

Com a conexão de 1MW de GD no sistema de 69 barras, o menor nível de tensão na rede é de 0,9916 p.u., e ocorre quando a GD é inserida na barra 1. De acordo com a Tabela 1, o nível mínimo de tensão é considerado adequado. Portanto, a ponderação entre os critérios e construção da matriz  $A$  será conforme visto na subseção 3.2.1.2.

$$A_{adeq} = \begin{bmatrix} 1 & 5 \\ 0,2 & 1 \end{bmatrix}$$

Aplicando o algoritmo do APÊNDICE B, para a determinação do ponto ótimo de conexão da GD pelo método AHP, obtém-se as dez primeiras classificações para o sistema de 69 barras apresentadas no Quadro 8.

Quadro 8 - Classificação para 1MW de GD no sistema IEEE 69 barras

Classificação	Barra	Pontuação (%)
1º	63	5,607801
2º	61	5,517640
3º	64	5,510238
4º	62	5,507318
5º	65	5,295700
6º	60	5,195078
7º	59	4,938748
8º	58	4,555605
9º	57	3,358874
10º	56	1,589640

De acordo com o Quadro 8, a barra ótima para a conexão de GD é a barra 63. A perda ativa que inicialmente era de 225 kW, após a conexão da GD na barra 61, é reduzida para 83,249 kW, apresentando,



portanto, uma redução de 63 %. Os valores de perda e de nível de tensão mínimo na rede para as dez primeiras barras classificadas encontram-se no Quadro 9.

Quadro 9 - Perda e nível de tensão por barra de conexão da GD

<b>Barra de conexão de GD</b>	<b>Perda (kW)</b>	<b>Nível de tensão mínimo (p.u.)</b>
Sem GD	225,00	0,9090
61	83,249	0,9685
62	84,824	0,9684
63	87,276	0,9684
60	91,401	0,9684
59	97,713	0,9684
64	99,134	0,9683
65	121,724	0,9682
58	103,610	0,9645
57	119,436	0,9544
56	154,459	0,9337

A validação da metodologia AHP para a determinação do ponto ótimo de GD no sistema de 69 barras foi realizada de maneira análoga à vista na seção anterior, sendo que alguns trabalhos utilizados na validação do sistema IEEE 33 barras foram mantidos e outros foram adicionados, conforme Quadro 10.

Quadro 10 - Metodologias comparadas para sistema IEEE de 69 barras

Método	Trabalho
Método 1	Acharya e Mahat e Mithulananthan (2006)
Método 2	Hung et al. (2013)
Método 3	Mahmoud e Yorino e Ahmed (2016)
Método 6	Kaur e Kumbhar e Sharma (2014)
Método 7	Abu-Mouti e El-Hawary (2011)

Os métodos 1, 2 e 3 vistos na seção 4.1 para o sistema IEEE de 33 barras foram mantidos pois também realizam seus testes no sistema IEEE de 69 barras. Foram adicionados, conforme Quadro 10, os métodos 6 e 7.

Os métodos do Quadro 10 foram abordados de forma sucinta na seção 2.2, e não foram implementados neste trabalho. Da mesma forma como feito com o sistema de 33 barras, a comparação foi feita com os resultados obtidos pela simulação da inserção da GD nas barras indicadas pelos respectivos métodos.

O APÊNDICE B apresenta o algoritmo na íntegra utilizado para obtenção dos resultados pelo método AHP. Os resultados para o sistema IEEE de 69 barras obtidos e comparados pelas metodologias encontradas na literatura são exibidos no Quadro 11.

Quadro 11 - Comparações entre os métodos para IEEE de 69 barras

<b>Potência GD (MW)</b>	<b>Método Aplicado</b>	<b>Barra de alocação ótima</b>	<b>Perda (kW)</b>	<b>Vmin (p.u.)</b>
1,81	Método 1	61	83,36	0,968
	AHP	61	83,36	0,968
1,90	Método 2	61	83,25	0,968
	AHP	61	83,25	0,968
1,88	Método 3	61	83,22	0,968
	AHP	61	83,22	0,968
1,87	Método 6	61	83,22	0,968
	AHP	61	83,22	0,968
1,90	Método 7	61	83,25	0,968
	AHP	61	83,25	0,968

Aparentemente há um consenso na literatura de que a barra ótima para a alocação de GD no sistema padrão IEEE de 69 barras é na barra 61, com potências próximas a 1,9 MW. A metodologia AHP para a determinação do ponto ótimo de conexão da GD encontrou os mesmos resultados dos trabalhos analisados.

#### 4.3 DETERMINAÇÃO DO PONTO ÓTIMO PARA MÚLTIPLAS GDs

Para a determinação do ponto ótimo para injeção de potência de múltiplas GDs é necessário fazer uma pré-seleção das barras a serem julgadas pela metodologia AHP, devido ao número relativamente alto de avaliações a serem executadas, conforme mencionado na seção 3.4. Neste caso, conforme proposto, será utilizado o ITL para reduzir o universo de alternativas a serem avaliadas pelo AHP.

Com a aplicação do ITL no sistema IEEE de 33 barras, obtemos as 16 barras mais sensíveis à perda, conforme Quadro 12.

Quadro 12 - Classificação ITL para sistema de 33 barras.

Classificação	Barra	Coefficiente ITL	Classificação	Barra	Coefficiente ITL
1°	18	-0,3762624	9°	10	-0,2606791
2°	17	-0,3662136	10°	9	-0,2197230
3°	16	-0,3539512	11°	8	-0,1801158
4°	15	-0,3422689	12°	33	-0,1792432
5°	14	-0,3338179	13°	32	-0,1755934
6°	13	-0,3271972	14°	31	-0,1706470
7°	12	-0,3039353	15°	30	-0,1519943
8°	11	-0,2753066	16°	29	-0,1442498

Para o sistema IEEE de 69 barras, as primeiras 20 barras classificadas pelo método ITL são apresentadas no Quadro 13.

Quadro 13 - Classificação ITL para sistema de 69 barras.

Classificação	Barra	Coefficiente ITL	Classificação	Barra	Coefficiente ITL
1°	61	-0,1578549	11°	26	-0,0867592
2°	62	-0,1576490	12°	25	-0,0828447
3°	63	-0,1573735	13°	24	-0,0734103
4°	64	-0,1560241	14°	23	-0,0692355
5°	65	-0,1556182	15°	22	-0,0673228
6°	60	-0,1418823	16°	21	-0,0671549
7°	59	-0,1285200	17°	20	-0,0637213
8°	58	-0,1189703	18°	19	-0,0616135
9°	57	-0,0950873	19°	18	-0,0583448
10°	27	-0,0890022	20°	17	-0,0583017

Os métodos utilizados para validação da metodologia AHP proposta são os do Quadro 14.

Quadro 14 - Metodologias comparadas para múltiplas GDs

Método	Trabalho
Método 2	Hung et al. (2013)
Método 3	Mahmoud e Yorino e Ahmed (2016)
Método 6	Kaur e Kumbhar e Sharma (2014)

Na Tabela 3 encontram-se os valores obtidos pela metodologia AHP proposta e os obtidos pelas metodologias do Quadro 14 para o sistema IEEE de 33 barras.

Tabela 3 - Comparações entre os métodos para 2 GDs e 33 barras.

		GD 1	GD 2	Perda (kW)	Tensão mínima (p.u.)
Método 2	Potência (MW)	1,8	0,72	91,559	0,9539
	Barra de conexão	6	14		
AHP	Potência (MW)	1,8	0,72	97,125	0,9761
	Barra de conexão	29	16		
Método 3	Potência (MW)	0,852	1,158	87,165	0,9685
	Barra de conexão	13	30		
AHP	Potência (MW)	0,852	1,158	90,986	0,9724
	Barra de conexão	15	31		
Método 6	Potência (MW)	0,85	1,15	87,168	0,9682
	Barra de conexão	13	30		
AHP	Potência (MW)	0,85	1,15	90,895	0,9723
	Barra de conexão	15	31		

As barras de injeção de potência selecionada pelo método AHP proposto são diferentes das encontrados na literatura, pois o peso atribuído ao nível de tensão na metodologia AHP influenciou a seleção de barras diferentes.

Uma das características das GDs é a oscilação na potência gerada, ou seja, a GD não possui geração plena em todo o seu período de funcionamento. O Quadro 15 apresenta o comportamento das perdas e nível de tensão mínima no sistema IEEE 33 barras para oscilação de geração de 10% a 100%, com a inserção de GDs de 0,85 MW e 1,15 MW nas barras indicadas.

Quadro 15 - Comportamento do sistema IEEE 33 barras com oscilação da GD

Potência da GD (MW)	Perda				Tensão mínima			
	0,85	1,15	0,85	1,15	0,85	1,15	0,85	1,15
Barra de Conexão	13	30	15	31	13	30	15	31
Com 10% da GD	87,17		90,89		0,9682		0,9723	
Com 20% da GD	186,23		185,01		0,9107		0,9115	
Com 30% da GD	164,53		162,52		0,9176		0,9190	
Com 40% da GD	145,74		143,34		0,9243		0,9264	
Com 50% da GD	129,76		127,33		0,9309		0,9336	
Com 60% da GD	116,47		114,36		0,9374		0,9407	
Com 70% da GD	105,78		104,30		0,9438		0,9477	

Continua...

Potência da GD (MW)	Perda				Tensão mínima			
	0,85	1,15	0,85	1,15	0,85	1,15	0,85	1,15
Barra de Conexão	13		30		15		31	
Com 80% da GD	97,59		97,02		0,9501		0,9545	
Com 90% da GD	91,81		92,43		0,9563		0,9613	
Com 100% da GD	88,36		90,42		0,9624		0,9676	

Observa-se no Quadro 15 que quando a GD está operando entre 20% e 80% da capacidade de geração, os valores de perdas para a conexão nas barras 15 e 31 são menores do que as conectadas nas barras 13 e 30. Os níveis mínimos de tensão são maiores na conexão de GD das barras 15 e 31 com relação às conectadas nas barras 13 e 30 em todas as condições de operação da GD.

Na Tabela 4 encontram-se os valores obtidos pela metodologia AHP proposta e os obtidos pelas metodologias do Quadro 14 para o sistema IEEE de 69 barras.

Tabela 4 - Comparações entre os métodos para 2 GDs e 69 barras

		GD 1	GD 2	Perda (kW)	Tensão mínima (p.u.)
Método 2	Potência (MW)	1,7	0,51	71,949	0,9759
	Barra de conexão	61	17		
AHP	Potência (MW)	1,7	0,51	75,047	0,9785
	Barra de injeção	63	17		
Método 3	Potência (MW)	1,781	0,531	71,676	0,9789
	Barra de conexão	61	17		
AHP	Potência (MW)	1,781	0,531	75,118	0,9815
	Barra de conexão	63	17		
Método 6	Potência (MW)	1,78	0,53	71,676	0,9788
	Barra de conexão	61	17		
AHP	Potência (MW)	1,78	0,53	75,114	0,9814
	Barra de conexão	63	17		

O Quadro 16 apresenta o comportamento das perdas e nível de tensão mínima no sistema IEEE 69 barras para oscilação de geração de 10% a 100% da capacidade total da GD.

Quadro 16 - Comportamento do sistema IEEE 69 barras com oscilação da GD

Potência da GD (MW)	Perda				Tensão mínima			
	1,78	0,53	1,78	0,53	1,78	0,53	1,78	0,53
Barra de Conexão	61	17	63	17	61	17	63	17
Com 10% da GD	71,677		75,114		0,9789		0,9815	
Com 20% da GD	194,022		193,860		0,9167		0,9170	
Com 30% da GD	166,950		166,769		0,9241		0,9246	
Com 40% da GD	143,601		143,529		0,9313		0,9322	
Com 50% da GD	123,805		123,959		0,9384		0,9396	
Com 60% da GD	107,407		107,893		0,9454		0,9468	
Com 70% da GD	94,262		95,176		0,9523		0,9540	
Com 80% da GD	84,237		85,667		0,9591		0,9610	
Com 90% da GD	77,207		79,235		0,9658		0,9679	
Com 100% da GD	73,056		75,755		0,9724		0,9747	

Observa-se no Quadro 16 que quando a GD está operando entre 20% e 50% da capacidade de geração, os valores de perdas para a conexão nas barras 63 e 17 são menores do que as conectadas nas barras 61 e 17. Os níveis mínimos de tensão são maiores nas conexão de GD das barras 63 e 17 com relação às conectadas nas barras 61 e 17 em todas as condições de operação da GD.

#### 4.4 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO REAL DE 368 BARRAS

A permissionária de energia elétrica da região sul de Santa Catarina, Cooperativa Fumacense de Eletricidade (CERMOFUL), possui demanda por pesquisas na área de sistemas elétricos de potência, em especial em pesquisas que envolvam GDs. A CERMOFUL conta atualmente com 6 alimentadores principais, nenhum com número significativo de GD implantado até o momento.

Para os testes iniciais foi escolhido o alimentador nomeado pela CERMOFUL como CML02, este alimentador possui 368 barras, sendo que cada barra corresponde a um transformador da rede. Os alimentadores da permissionária possuem carga dividida em 3 períodos no dia, sendo que o período 1 é referente ao horário das 6h30min até as 18h30min, o período 2 é das 18h30min até as 21h30min, e o período 3 é compreendido das 21h30min até as 06h30min. O período a ser considerado nas simulações será o período 1, devido a valores maiores de consumo neste período e à possibilidade de instalação de geração solar fotovoltaica. Os dados do sistema CML02 são apresentados no APÊNDICE C.

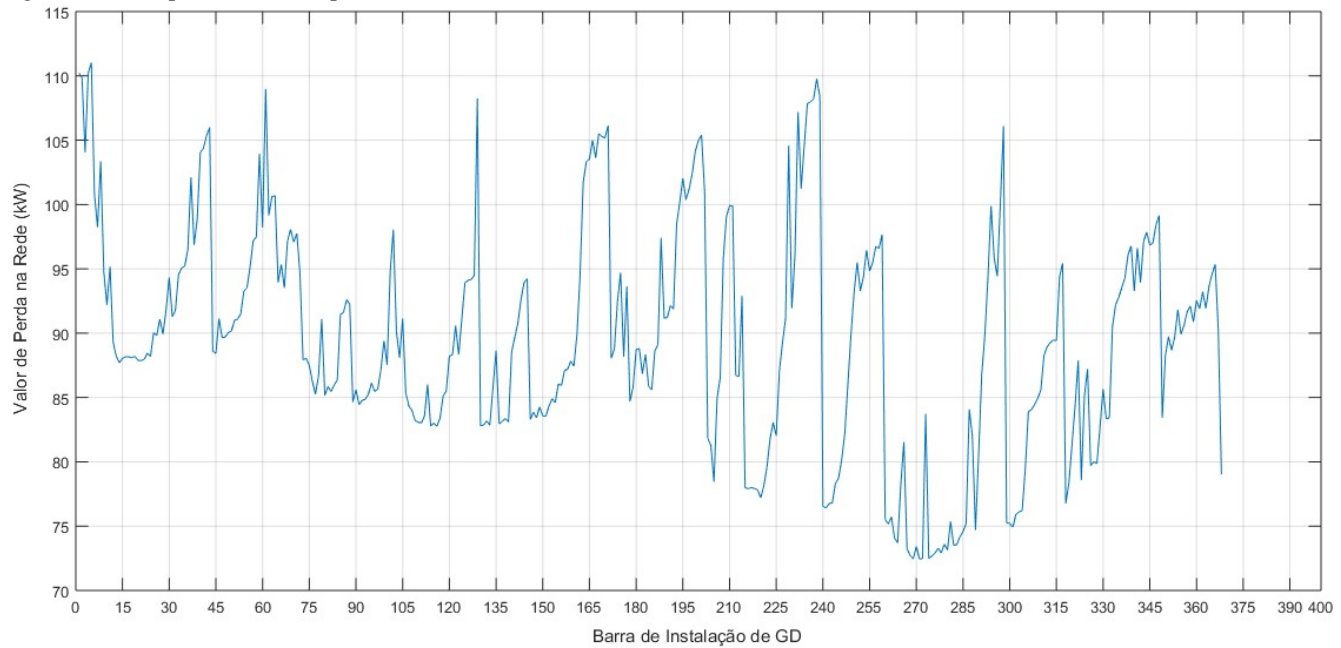
O diagrama unifilar com a disposição das barras é apresentado no APÊNDICE D. A numeração sequencial das barras, não significa necessariamente que as barras estão próximas fisicamente umas das outras.

A carga atendida pelo alimentados CML02 é de 3,52 MW, a perda na rede sem a inserção de GD é de 110,22 kW, a menor tensão na rede é de 0,927 p.u. e ocorre na barra 294.

Com o auxílio do software MATLAB<sup>®</sup> da MathWorks (2011) juntamente com o conjunto de bibliotecas para soluções de problemas no sistema elétrico MatPower, Zimmerman e Murillo-Sanchez (2016), foi realizada uma varredura no alimentador CML02 utilizando o algoritmo do APÊNDICE A. Foi simulada a conexão de 1 MW de GD em cada barra do sistema a fim de encontrar o ponto ótimo para a alocação de GD.

As perdas no alimentador, de acordo com a barra de conexão de GD, se comportam de conforme observado no gráfico da Figura 12.

Figura 12 - Comportamento das perdas nas barras





O valor mínimo de perda observado na busca exaustiva feita no sistema de 368 barras é de 72,44 kW quando a GD é inserida na barra 271, e a perda máxima é de 111,01 kW, quando a GD é instalada na barra 5. Observa-se também na Figura 12 que as barras são muito sensíveis as perdas, sofrendo variações significativas quando há mudança na barra de conexão de GD.

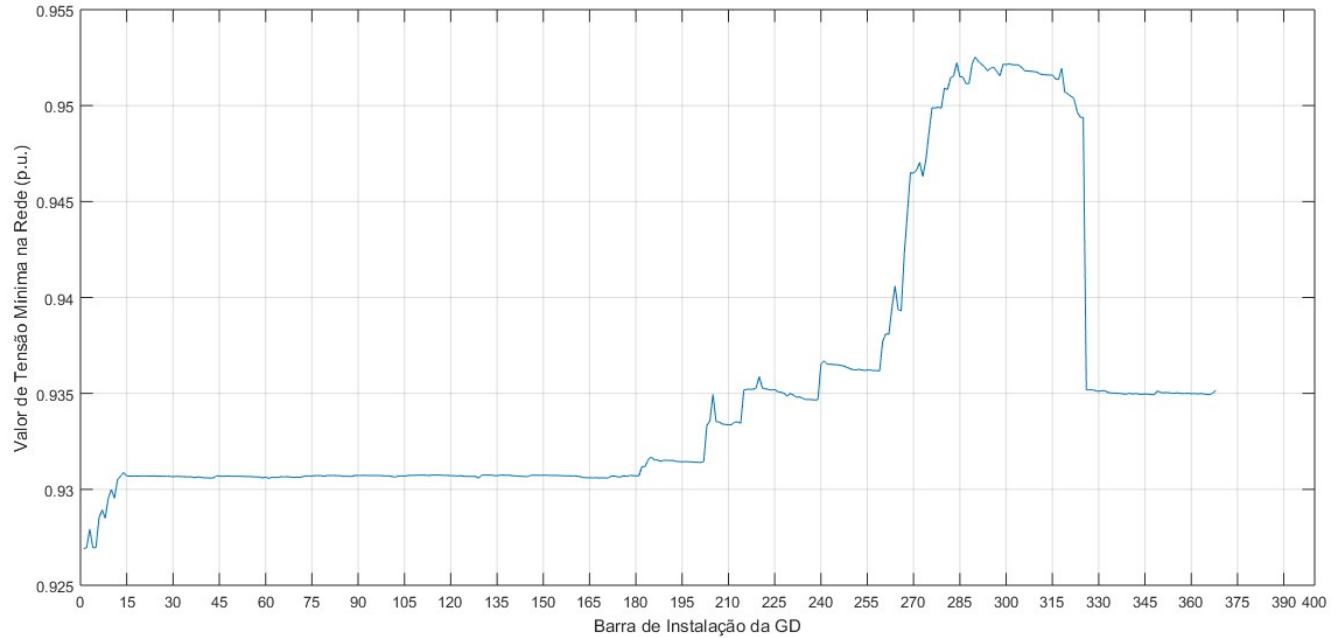
Conectando a GD de 1 MW em diferentes barras do sistema, verifica-se que os níveis mínimos de tensão nas barras oscilam de acordo com o mostrado na Figura 13.

Observa-se na Figura 13 que o comportamento no nível de tensão no sistema de 368 barras não sofre variações bruscas de uma barra para outra como observado no comportamento das perdas na Figura 12.

A menor tensão na rede é de 0,927 p.u. e ocorre quando a injeção de potência da GD ocorre na barra 1 do sistema de 368 barras. Este valor é considerado precário, de acordo com a Tabela 1. Ao se conectar a GD na barra 290, a menor tensão da rede sobe para 0,9525 p.u., valor dentro do nível considerado adequado.

Portanto, conforme observado na Figura 12 e a Figura 13, ao se realizar uma busca exaustiva no sistema de 368 barras, a melhor barra para a conexão de GD, considerando a redução das perdas, é a barra 271. Já a melhor barra para a conexão de GD, considerando o nível de tensão, é a barra 290. É necessário que se decida por apenas uma barra do sistema para receber a GD pretendida, esta barra deve atender de forma ponderada tanto ao critério nível de tensão quanto perda técnica na rede.

Figura 13 - Menor tensão na rede por barra de instalação de GD



Aplicando a metodologia AHP proposta, a fim de atender de forma equilibrada ao critério perda e também ao nível de tensão, obtém-se os resultados apresentados no Quadro 17, para as dez primeiras classificações.

Quadro 17- Classificação para 1MW de GD no sistema real de 368 barras

<b>Classificação</b>	<b>Barra de conexão de GD</b>	<b>Perda (kW)</b>	<b>Tensão mínima (p.u.)</b>	<b>Pontuação (%)</b>
1º	284	74,167	0,9522	0,99587
2º	289	74,690	0,9522	0,98896
3º	301	74,919	0,9522	0,98453
4º	300	75,221	0,9521	0,98062
5º	299	75,239	0,9522	0,98009
6º	302	75,907	0,9521	0,96860
7º	303	76,102	0,9521	0,96732
8º	304	76,209	0,9521	0,96626
9º	282	73,503	0,9514	0,96395
10º	283	73,576	0,9515	0,96334

Com a conexão de GD de 1MW na barra 284 a perda total na rede, que inicialmente era de 110,22 kW, é reduzida para 74,17 kW, correspondendo a uma redução de 32,71%. O nível de tensão, que inicialmente era de 0,927 p.u., de acordo com o Tabela 1 considerado precário, subiu para 0,952 p.u., nível considerado adequado.

A Tabela 5 compara os valores obtidos utilizando busca exaustiva com os obtidos pelo método AHP proposto.

Tabela 5 - Comparação entre busca exaustiva monocritério e AHP

<b>Método</b>	<b>Ponto Ótimo (Barra)</b>	<b>Perda (kW)</b>	<b>Menor Tensão (p.u.)</b>
Busca exaustiva monocritério nível de tensão	290	80,52	<b>0,952533</b>
Busca exaustiva monocritério redução nas perdas	271	<b>72,44</b>	0,946647
AHP critérios redução das perdas e melhoria no nível de tensão	284	<b>74,17</b>	<b>0,952246</b>

É possível observar na Tabela 5 que, em comparação com o método de busca exaustiva, o AHP proposto encontra a barra de alocação ótima de GD que atende de forma equilibrada a melhoria do nível de tensão e a redução da perda.

## 4.5 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

A metodologia AHP proposta encontra valores próximos aos apresentados na literatura. Quando se conecta GD com valor abaixo de 50% do valor de carregamento da rede, o peso aplicado na metodologia proposta para o nível de tensão acaba influenciando a seleção de barras diferentes das apresentadas nas metodologias comparadas, encontrando assim um equilíbrio entre a perda técnica e o nível de tensão.

Em algumas simulações, as prioridades de seleção das barras ficam empatadas, pois recebem a mesma pontuação. Este fato pode ser resolvido acrescentando outros critérios de qualidade de energia na avaliação, como: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), quantidade de recursos primários para a instalação de GD, entre outros.

Para os casos do sistema IEEE de 33 e 69 barras, a metodologia proposta não se mostrou superior às encontradas na literatura, salvo em algumas particularidades. A grande vantagem da metodologia AHP proposta para a determinação da alocação ótima de GDs é a possibilidade de utilização de critérios qualitativos, que normalmente não são considerados nas metodologias convencionais, e a facilidade de implementação.

Com a aplicação simulada da metodologia proposta no sistema real CML02 cedido pela permissionária de energia CERMOFUL, obteve-se uma redução de 32,71% nas perdas técnicas do sistema. Considerando os resultados obtidos de redução nas perdas técnicas e elevação nos níveis de tensão apresentados, o trabalho desenvolvido nesta dissertação ajudará a permissionária de energia elétrica na viabilização de uma implantação de 1 MW de GD, atualmente em estudo.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo são apresentadas as considerações finais da dissertação. São revistas as principais motivações e objetivos, é apresentada uma visão geral do trabalho realizado e são discutidas as principais conclusões do trabalho de pesquisa proposto nesta dissertação. Por fim, são sugeridos temas para trabalhos futuros de forma a dar continuidade e complementar a pesquisa apresentada.

### 5.1 REVISÃO DAS MOTIVAÇÕES E OBJETIVOS

O uso da Geração Distribuída traz diversos benefícios do ponto de vista de energia e da sustentabilidade. Com o foco nos benefícios, muitas concessionárias de energia acabam empenhando pouca atenção aos impactos negativos causados pela GD à rede elétrica. Programas de incentivo ao uso de GD dificilmente consideram critérios técnicos importantes como: redução de perdas técnicas, níveis de tensão, impactos nas proteções, entre outros.

O sistema elétrico tradicional não foi projetado para suportar uma grande quantidade de GD; o ideal seria sua modernização aplicando os conceitos de Redes Elétricas Inteligentes. Nesse contexto, entre as alternativas de maximizar os benefícios da GD está a determinação do ponto ótimo de sua alocação na rede.

Nesta Dissertação, foi proposta uma metodologia que contempla a possibilidade de avaliar todos os critérios envolvidos na alocação de GD, sejam eles quantitativos ou qualitativos. As contribuições geradas por esta dissertação buscaram responder à pergunta:

- Como é possível reduzir as perdas técnicas e melhorar os níveis de tensão na rede, maximizando os benefícios da inserção de GD no sistema elétrico?

### 5.2 VISÃO GERAL DO TRABALHO

O presente trabalho apresentou uma metodologia para a determinação do ponto ótimo de alocação de GD. A metodologia proposta auxilia na redução das perdas técnicas e melhora os níveis de tensão. A possibilidade de inserção de critérios pelo avaliador para determinar o ponto ótimo de alocação de GD, permite que se encontre o ponto de alocação que maximize os impactos positivos das GDs.

O método AHP aplicado para a determinação do ponto ótimo de alocação de GD permite que se adicionem critérios qualitativos para a

tomada de decisão, estes critérios podem ser: o desenvolvimento socioeconômico de determinada região, áreas com recursos primários abundantes, áreas degradadas com necessidades de revitalização, questões de políticas públicas, entre outros.

A metodologia AHP proposta foi comparada com outras metodologias encontradas na literatura, utilizando-se os critérios de perda técnica e nível de tensão na rede. De modo geral, observa-se nas comparações das metodologias, que os resultados de redução de perdas técnicas e melhoria de níveis de tensão foram semelhantes. Destaca-se como pontos positivos do método proposto: a facilidade de implementação computacional; a possibilidade de adaptação a mudanças na configuração e operação da rede; e a possibilidade de aplicação de critérios de forma dinâmica, como no caso do nível de tensão.

O uso do ITL na redução do universo de alternativas a serem avaliadas pelo AHP se mostrou eficiente. Uma das preocupações no início da pesquisa era com o volume relativamente grande de dados e a possibilidade de tempos elevados para obtenção de resultados. O maior tempo de processamento ocorreu com o sistema de 368 barras, não ultrapassando dois minutos. Esse tempo é relativamente rápido, considerando que não foi executada nenhuma técnica de melhoria no desempenho do algoritmo.

### 5.3 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES

A aplicação da metodologia proposta tornar os planejamentos e projetos com GDs mais atraentes economicamente, ambientalmente e socialmente, contribuindo para o aumento dos benefícios do uso desse recurso. Entre os benefícios do aumento do uso das GDs destacam-se: a redução do uso de fontes primárias não renováveis; redução das perdas técnicas; melhoria nos níveis de tensão; e aproveitamento de espaços urbanos para a geração de energia elétrica.

Este trabalho apresentou uma metodologia para a avaliação dinâmica dos níveis de tensão da rede a serem avaliados pelo método AHP proposto. A fim de automatizar os julgamentos realizados, foi introduzida uma escala de ponderação entre as alternativas avaliadas.

Considerando a redução nas perdas técnicas e elevação nos níveis de tensão apresentados, o trabalho desenvolvido nesta dissertação ajudará a permissionária de energia elétrica CERMOFUL nos estudos de viabilização da implantação da GD de 1MW na região.

Como contribuição para trabalhos futuros relacionados a esta dissertação e estado da arte, foi implementado em MATLAB<sup>®</sup> um programa com a metodologia proposta. O programa implementado é compatível com redes elétricas diversas, sejam elas teóricas ou reais.

No decorrer desta dissertação foram publicados os resultados da validação da metodologia AHP proposta no trabalho de Alves et al. (2017).

#### 5.4 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Como trabalhos futuros, sugere-se que sejam realizadas pesquisas com os seguintes temas:

- Aplicar a metodologia em um sistema real considerando critérios qualitativos para auxiliar na determinação do ponto ótimo de GD;
- Utilizar outros métodos para redução do universo de alternativas a serem avaliadas pelo AHP;
- Aplicar a metodologia para determinar o ponto ótimo de alocação de armazenadores de energia;
- Aplicar a metodologia para determinar o ponto ótimo de alocação de pontos de abastecimento de veículos elétricos;
- Melhorar o desempenho do algoritmo;
- Determinar o ponto ótimo de alocação de GDs considerando a geração em diferentes momentos do dia.





## REFERÊNCIAS

ABOOKAZEMI, K.; HASSAN, M. Y.; MAJID, M. S. A review on optimal placement methods of distribution generation sources. **PECon2010 - 2010 IEEE International Conference on Power and Energy**, p. 712–716, nov. 2010.

ABU-MOUTI, F. S.; EL-HAWARY, M. E. **Optimal DG placement for minimizing power loss in distribution feeder systems using sensory-deprived optimization algorithm**. Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering. **Anais...**2011

ACHARYA, N.; MAHAT, P.; MITHULANANTHAN, N. An analytical approach for DG allocation in primary distribution network. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 28, n. 10, p. 669–678, 2006.

ADEFARATI, T.; BANSAL, R. C. Integration of renewable distributed generators into the distribution system: a review. **IET Renewable Power Generation**, v. 10, n. 7, p. 873–884, 1 ago. 2016.

AHMADI, A. et al. Optimal Allocation of DG by using Improved Genetic for IEEE 33 Bus Systems. p. 29–35, 2014.

ALVES, Z. M. et al. Determinação do melhor ponto para a alocação de geração distribuída utilizando o Método de Análise Hierárquica (AHP). **Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente (SBAI)**, 2017.

AMERI, A. AL et al. Genetic algorithm for optimal sizing and location of multiple distributed generations in electrical network. **2015 Modern Electric Power Systems (MEPS)**, n. July, p. 1–7, jul. 2015.

ANEEL. Resolução Normativa n° 687 de 2015 da ANEEL. **Aneel**, p. 24, 2015.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica**, 2016. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Módulo8\\_Revisão\\_7.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Módulo8_Revisão_7.pdf)>

ANEEL. **Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico**. Disponível em: <<http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html>>. Acesso em: 5 jan. 2017.

ANEEL. **REGISTRO DE MICRO E MINI GERADORES DISTRIBUÍDOS**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/gd.asp>>. Acesso em: 12 mar. 2018.

BARAN, M. E.; WU, F. F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 4, n. 2, p. 1401–1407, abr. 1989.

BERNARDON, D. P. et al. Real-time reconfiguration of distribution network with distributed generation. **Electric Power Systems Research**, v. 107, p. 59–67, 2014.

BRETAS, V. **É a vez da energia solar? Cada vez mais gente acha que sim.** Disponível em: <<http://exame.abril.com.br/revista-exame/e-a-vez-das-solares/>>. Acesso em: 3 jan. 2017.

BUAKLEE, W.; HONGESOMBUT, K. Optimal DG allocation in a smart distribution grid using Cuckoo Search algorithm. **2013 10th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology**, v. 11, n. 2, p. 1–6, 2013.

CAPES. **Portal de Periódicos CAPES/MEC.** Disponível em: <[periodicos.capes.gov.br](http://periodicos.capes.gov.br/)>. Acesso em: 23 fev. 2018.

CERMOFUL. **Cooperativa Fumacense de Eletricidade.** Disponível em: <<http://www.cermoful.coop.br/>>.

CLUDIUS, J. et al. The merit order effect of wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008-2016 estimation and distributional implications. **Energy Economics**, v. 44, n. 2014, p. 302–313, 2014.

COLMENAR-SANTOS, A. et al. Distributed generation: A review of factors that can contribute most to achieve a scenario of DG units embedded in the new distribution networks. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 59, p. 1130–1148, 2016.

CRAWFORD, G. B. The geometric mean procedure for estimating the scale of a judgement matrix. **Mathematical Modelling**, v. 9, n. 3–5, p. 327–334, 1987.

DA ROSA, W. M. et al. Insertion of wind generators in electrical power systems aimed at active losses reduction using sensitivity analysis. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 80, p. 306–311, 2016.

DECKMANN, S. M.; POMILIO, J. A. Avaliação da Qualidade da Energia Elétrica. In: Campinas-SP: UNICAMP/FEEC/DSE, 2017.

DESPOTIS, D. K.; DERPANIS, D. a Min–Max Goal Programming Approach To Priority Derivation in Ahp With Interval Judgements. **International Journal of Information Technology & Decision Making**, v. 7, n. 1, p. 175–182, 2008.

DI, B.; LI, L.; HUI, Y. Containing a plurality of distributed power distribution network reconfiguration. **IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies**, p. 1–5, 2012.

DODD, F.; DONEGAN, H. Comparison of prioritization techniques using inter hierarchy mappings. **Journal of the Operational Research Society**, v. 46, n. 4, p. 492–498, 1995.

DUTRA, C. C.; FOGLIATTO, F. S. Operacionalização Do Processo Analítico Hierárquico Usando Matrizes Incompletas De Comparações Pareadas. **XXXIX Simpósio Brasileiro de Pesquisa operacional**, 2007.

EPE, E. D. P. E. Balanço energético nacional 2015. **Ministério de Minas e Energia**, 2015.

FALCÃO, D. M. **Mini-Curso: As redes elétricas inteligentes e o futuro dos sistemas de energia elétrica**. SBAi 2017. **Anais...**Porto Alegre - RS: 2017Disponível em: <<https://www.ufrgs.br/sbai17/program.php>>

FANG, X. et al. Smart Grid – The New and Improved Power Grid: A Survey. **IEEE Communications Surveys & Tutorials**, v. Preprint, p. 1–37, 2011.

FRANCISCO, C.; GOMES, S. Modelagem Analítica Aplicada À Negociação E Decisão Em Grupo. v. 26, n. 3, p. 537–566, 2006.

FRANEK, J.; KRESTA, A. Judgment Scales and Consistency Measure in AHP. **Procedia Economics and Finance**, v. 12, n. March, p. 164–173, 2014.

GALIANA, F. D. et al. Under Pool Dispatch. **Power**, v. 17, n. 1, p. 26–33, 2002.

GERALDI, D.; ALCÂNTARA, M. V. P.; SILVA, L. C. P. DA. Estudo de impactos da microgeração em redes secundárias de distribuição no contexto de redes inteligentes. **Induscon**, 2012.

GIL, A. C. **Como Elaborar Projetos de Pesquisa**. 4<sup>a</sup> ed. São Paulo: Editora ATLAS, 2002.

HARKER, P. T.; VARGAS, L. G. The Theory of Ratio Scale Estimation: Saaty’s Analytic Hierarchy Process. **Management Science**, v. 33, n. 11, p. 1383–1403, nov. 1987.

HUNG, D. Q. et al. Multiple Distributed Generator Placement in Primary Distribution Networks for Loss Reduction. v. 60, n. 4, p. 1700–1708, 2013.

IEEE. **IEEE Xplorer Digital Library**. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org>>. Acesso em: 23 fev. 2018.

ISHIZAKA, A.; BALKENBORG, D.; KAPLAN, T. Influence of aggregation and measurement scale on ranking a compromise alternative in AHP. **Journal of the Operational Research Society**, v. 62, n. 4, p. 700–710, 2011.

ISHIZAKA, A.; LABIB, A. Review of the main developments in the analytic hierarchy process. **Expert Systems with Applications**, v. 38, n. 11, p. 14336–14345, maio 2011.

JOTHIBASU, S.; SANTOSO, S. Sensitivity analysis of photovoltaic hosting capacity of distribution circuits. **2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)**, v. 32, n. 4, p. 1–5, jul. 2016.

KARTHIKEYAN, S. P. et al. A review on soft computing techniques for location and sizing of distributed generation systems. **2012 International Conference on Computing, Electronics and Electrical Technologies, ICCEET 2012**, p. 163–167, 2012.

KAUR, S.; KUMBHAR, G.; SHARMA, J. A MINLP technique for optimal placement of multiple DG units in distribution systems. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 63, p.

609–617, 2014.

LOOTSMA, L. A. Scale Sensitivity in the Multiplicative AHP and SMART. **Journal of Multi-Criteria Decision Analysis**, v. 2, p. 87–110, 1993.

LUIZA, M.; INDRUSIAK, S. Modelagem e estudo de rendimento termodinâmico. **Revista Liberato**, v. 16, 2015.

MAHDAD, B.; SRAIRI, K. Adaptive differential search algorithm for optimal location of distributed generation in the presence of SVC for power loss reduction in distribution system. **Engineering Science and Technology, an International Journal**, 2016.

MAHMOUD, K.; YORINO, N.; AHMED, A. Optimal Distributed Generation Allocation in Distribution Systems for Loss Minimization. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 2, p. 960–969, mar. 2016.

MARINS, C. S.; SOUZA, D. DE O.; BARROS, M. DA S. O Uso Do Método De Análise Hierárquica ( AHP ) Na Tomada De Decisões Gerenciais - Um Estudo. **XLI SBPO**, p. 11, 2009.

MARTINS, H. **Novas regras da ANEEL para geração doméstica de energia elétrica solar**. Disponível em: <<http://solarenergy.com.br/2016/03/novas-regras-aneel-geracao-domestica-energia-solar/>>. Acesso em: 5 jan. 2017.

MATHWORKS. **MATLAB**. Disponível em: <<http://www.mathworks.com/>>. Acesso em: 1 fev. 2018.

MATOS, D. M. B.; CATALÃO, J. P. S. Geração Distribuída e os seus Impactes no Funcionamento da Rede Elétrica: Parte 2. **International Conference on Engineering UBI2013 – University of Beira Interior – Covilhã, Portugal**, p. 10–17, 2013a.

MATOS, D. M. B.; CATALÃO, J. P. S. Geração Distribuída e os seus Impactes no Funcionamento da Rede Elétrica: Parte 2. **International Conference on Engineering UBI2013 – University of Beira Interior – Covilhã, Portugal**, p. 10–17, 2013b.

MATOS, S. P. DA S.; ENCARNACAO, L. F.; DONADEL, C. B. Technical review of protection settings considering the influence of distributed generation. **2017 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)**, p. 1–5, 2017.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Relatório do Grupo de Trabalho de Geração Distribuída em Sistemas Fotovoltaicos. p. 93, 2009.

MORETI, W. et al. **Inserção de Aerogeradores em Sistemas de Energia Elétrica visando à Redução de Perdas Ativas usando Análise de Sensibilidade**. Disponível em: <<https://www.researchgate.net/publication/269112121>>. Acesso em: 24 abr. 2018.

OLIVEIRA, L. C. DE. **Alocação de Unidades de Geração Distribuídas com base no ITL (Incremental Transmission Losses)**.

Brasília, DF: Universidade de Brasília, 2009.

PALIWAL, P.; PATIDAR, N. P.; NEMA, R. K. A comprehensive survey of optimization techniques used for distributed generator siting and sizing. **Conference Proceedings - IEEE SOUTHEASTCON**, p. 1–7, mar. 2012.

PECCHIA, L. et al. Analytic Hierarchy Process (AHP) for Examining Healthcare Professionals' Assessments of Risk Factors. **Methods of Information in Medicine**, v. 50, n. 5, p. 435–444, 6 dez. 2010.

PETRAKOPOULOU, F.; ROBINSON, A.; LOIZIDOU, M. Exergetic analysis and dynamic simulation of a solar-wind power plant with electricity storage and hydrogen generation. **Journal of Cleaner Production**, v. 113, p. 450–458, 2016.

PFITSCHER, L. L. **Reconfiguração automática das redes de distribuição de energia elétrica com monitoramento em tempo real**. Santa Maria, RS: UFSM, 2013.

PFITSCHER, L. L. et al. Intelligent system for automatic reconfiguration of distribution network in real time. **Electric Power Systems Research**, v. 97, p. 84–92, 2013.

PRADO, I. F. DO. **Alocação De Geração Distribuída Utilizando O Algoritmo Genético De Chu-Beasley E Índices De Sensibilidade**. Santo André, SP: Universidade Federal do ABC, 2013.

REZAAE JORDEHI, A. Allocation of distributed generation units in electric power systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 56, p. 893–905, 2016.

RIETZ, R. K.; SURYANARAYANAN, S. A review of the application of analytic hierarchy process to the planning and operation of electric power microgrids. **Power Symposium, 2008. NAPS '08. 40th North American**, v. 80401, p. 1–6, 2008.

SAATY, T. L. A scaling method for priorities in hierarchical structures. **Journal of Mathematical Psychology**, v. 15, n. 3, p. 234–281, 1977.

SAATY, T. L. How to make a decision: The analytic hierarchy process. **European Journal of Operational Research**, v. 48, n. 1, p. 9–26, set. 1990.

SAATY, T. L.; VARGAS, L. G. Comparison of eigenvalue, logarithmic least squares and least squares methods in estimating ratios. **Mathematical Modelling**, v. 5, n. 5, p. 309–324, 1984.

SALO, A.; HAMALAINEN, R. On the measurement of preference in the analytic hierarchy process. **Journal of Multi-Criteria Decision Analysis**, v. 6, n. 6, p. 309–319, 1997.

SANTOS, E. C. DOS. **Utilização dos Coeficientes de Sensibilidade das Perdas (ITL) na Determinação das Melhores Barras para Localização de uma Unidade de Geração Distribuída em Sistemas de**

**Distribuição Radiais.** Brasília, DF: UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA - FACULDADE DE TECNOLOGIA, 2009.

SANTOS, E. C. DOS; GUEDES, L. DE M.; OLIVEIRA, M. A. G. DE. A aplicação dos coeficientes de sensibilidade das perdas (ITL) na determinação das melhores barras para conexão de uma GD. **XX SNPTEE - SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**, n. 3, 2009.

SCIENCEDIRECT. **Revista ScienceDirec.** Disponível em: <[www.sciencedirect.com](http://www.sciencedirect.com)>. Acesso em: 23 fev. 2018.

SILVA, A. F. **Otimização Multiobjetivo No Planejamento Agregado Da Produção E Na Cogeração De Energia Eletrica De Usina Do Setor Sucroenergetico.** Guaratinguetá, SP: UNESP - UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA, 2013.

STEVENSON, J. . G. AND J. W. **Power System Analysis.** [s.l.] McGraw-Hill, 1994.

SUBRAMANIAN, N.; RAMANATHAN, R. A review of applications of Analytic Hierarchy Process in operations management. **International Journal of Production Economics**, v. 138, n. 2, p. 215–241, 2012.

VACCARO, G. L. R.; MARTINS, J. C.; MENEZES, T. M. Análise estatística da qualidade de níveis de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica. **Produção**, v. 21, n. 3, p. 539–552, 2011.

ZIMMERMAN, R. D.; MURILLO-SANCHEZ, C. E. **Matpower User's Manual.** v. 1, n. June, p. 198, 2016.

## APÊNDICE A – Algoritmo de obtenção dos dados

Este apêndice apresenta o algoritmo implementado para funcionar com o programa GNU Octave ou MATLAB® juntamente com o auxílio do conjunto de bibliotecas do MatPower. O algoritmo tem como dados de entrada o caso a ser analisado (variável *Caso*) e a Potência da GD a ser inserida na rede (variável *TamGD*).

As principais variáveis de saída a serem consideradas são *Pbarra*, que relaciona a perda ativa do sistema por barra de conexão de GD. E *Vmin*, que relaciona a tensão mínima no sistema por barra de conexão de GD.

```
clear; %Elimina as variáveis da memória para evitar conflitos

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

Caso = case4gs; %Caso em estudo
TamGD = 50; %Potência da GD a ser inserida em MW

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

Nbus = max(Caso.bus(:,1)); %Numero de barras do caso em estudo
Ngen = size(Caso.gen); % Obtém o número de geradores presentes

%Não é considerado o custo de geração nesta metodologia
if isfield(Caso, 'gencost'), %Caso informado custo de geração
    Caso = rmfield(Caso, 'gencost'); %Exclui custos de geração
end;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%%% As opções de simulação (mpopt) definidas foram: %%%
%%% PF_ALG = 2 utiliza método desacoplamento rápido %%%
%%% VERBOSE = 0 não exibe os resultados de progresso %%%
%%% OUT_ALL = 0 não exibe os resultados de simulações %%%

mpopt = mpoprtion('PF_ALG', 2, 'VERBOSE', 0, 'OUT_ALL',0);

for N = 1:Nbus,
    GD = [N TamGD 0 300 -300 1 100 1 270 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]; % Dados da GD a ser inserida
    Caso.gen((Ngen(1,1) +1), :) = GD; % Inere dados da GD
    [baseMVA, bus, gen, branch, success, et] = runpf(Caso,
mpopt); %roda fluxo de potencia com a GD
    Perda= sum(branch(:,14)+ branch(:,16)); % perda de potência
ativa total do sistema
end;
```

```
Pbarra (N,:) = Perda*1000; %valor da perda por barra de
injeção de potência [KW]
Vmin (N,:) = min(bus(:,8)); %Tensão mínima por barra de
conexão de GD
Vmax (N,:) = max(bus(:,8)); %Tensão máxima por barra de
injeção
end;

%Encontra a barra onde a injeção de potência gera a menor perda
for i = 1:N,
    if Pbarra (i) == min(abs(Pbarra))
        PminBarra = i; %barra onde ocorre a menor perda
    end
end

%Encontra a barra onde ocorre a menor tensão
for i = 1:N,
    if Vmin (i) == min(abs(Vmin))
        VminBarra = i; %barra onde ocorre a menor tensão
    end
end
```



## APÊNDICE B – Algoritmo AHP para determinação do ponto ótimo de alocação de GD

Este apêndice apresenta o algoritmo implementado para funcionar com o programa GNU Octave ou MATLAB<sup>®</sup> juntamente com o auxílio do conjunto de bibliotecas do MatPower.

É necessário entrar com o caso a ser estudado, o vetor com as potências das GDs. Há a opção de permitir que o algoritmo analise todas as barras do sistema ou apenas as barras pré-selecionadas em *TesteBar*. O algoritmo retorna uma mensagem com as barras de alocação ótima das GDs.

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%  AHP V4 faz a varedura de Várias GDs  %%%%%%%%%%%%%%%
% Possibilita utilizar um conjunto de barras pré-selecionadas %
%% Realiza a avaliação dos critérios perda e nível de tensão %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

clear; clc;      %Limpa as vareáveis na memória para evitar
conflitos

%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%  Dados de entrada pelo usuário  %%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

Caso = case69; %Caso em estudo
GDs = [1.2, 0.5]; %Dimensões em MW das GDs a serem conectadas

% Opções de simulação, zero(0) para simular todas as barras, um
(1) para simular apenas as barras de TesteBar
OptSimul = 0;

% Conjunto de alternativas a serem julgadas caso OptSimul seja
igual a 1
TesteBar =
[61,62,63,64,65,60,59,58,18,17,16,15,56,14,55,13,54,53,12,68];

%%
%% pções de simulações para o fluxo de potência  %%%
%% PF ALG = 2 utiliza método desacoplamento rápido %%%
%% VERBOSE = 0 não exibe os resultados de progresso %%
%% OUT_ALL = 0 não exibe os resultados de simulações %%
mpopt = mpoption('PF_ALG', 2, 'VERBOSE', 0, 'OUT_ALL', 0);

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
[baseMVA, bus, gen, branch, success, et] = runpf(Caso, mpopt);
%fluxo de potencia antes da conexão de GD
if OptSimul == 1 %%% Testa todas as barras
    Nbus = length(TesteBar); %Numero de barras do caso em

```

```

estudo
else   %% Testa todas apenas as barras de TesteBar
    Nbus = max(Caso.bus(:,1));   %Numero de barras do caso em
estudo
    TesteBar = [1:Nbus];
end;

NGD = size(GDs); % quantidade de GDs a serem conectadas na rede
Ngen = size(Caso.gen); % Obtem o número de geradores presentes
no caso em estudo
alternativas = (Nbus + 1)^NGD(1,2); %numero de alternativas,
mais 1 devido a possibilidade de não instalação
Combinacoes((alternativas-1),1:NGD(1,2)) = 0; % vetor com as
combinações possíveis de GDs
possibilidade = 0; %Vetor de possibilidades a serem analisadas
PsGD = sum(branch(:,14)+ branch(:,16))*1000; % perda de
potência ativa total do sistema antes da instalação da GD
Vmin_sGD = min(bus(:,8)); %Tensão mínima na rede antes da
conexão de GD
Barras(alternativas-1) = 0; %Barras a serem avaliadas

%Custo de geração
if isfield(Caso, 'gencost'), %%Caso tenha o campo custo de
geração
    Caso = rmfield(Caso, 'gencost'); %Exclui os dados de custo
geração
end;

%Cria a matriz com as possibilidades
for i = 1:(alternativas-1), %menos 1 pois as alternativas
iniciam em 0 (zero)
    count = NGD(1,2); % contador
    quociente = i;
    while quociente ~= 0,
        resto = mod(quociente, Nbus + 1);
        Combinacoes(i,count) = resto; %vetor contendo as barras
de conexão de GD
        quociente = fix(quociente/(Nbus+1));
        count = count - 1;
    end,
end;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%% Inicia a Coleta de Dados   %%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

fprintf('Inicio coleta de dados \n');
tic; %Inicia a contagem de tempo para a coleta de dados

%Elimina as alternativa que prevêm a não instalação de GD
for i = 1:(alternativas-1),
    NumZero = 1;
    for j = 1:NGD(1,2),
        NumZero = NumZero*Combinacoes(i,j); %o resultado será

```

```

nulo caso tenha algum 0 no vetor
end,
if NumZero ~= 0,
    possibilidade(i,1) = 1;
end,
end;

%insere as GDs no fluxo de potência
for N = 1:(alternativas-1),
    if possibilidade(N,1) == 1 %teste lista de alternativas
        válidas
            for j = 1:NGD(1,2),
                Barras(N) = TesteBar(Combinacoes(N,j));
                GD(j,:) = [Barras(N) GDs(j) 0 300 -300 1 100 1 270
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]; % Dados da GD a ser inserida
                Caso.gen((Ngen(1,1) +j),:) = GD(j,:); % Insere os
novos dados da GD
            end
            [baseMVA, bus, gen, branch, success, et] = runpf(Caso,
mpopt); %roda fluxo de potencia
            Perda= sum(branch(:,14)+ branch(:,16)); % perda de
potência ativa total do sistema
            Pbarra (N,:) = Perda*1000; %valor da perda por barra de
injeção de potência [KW]
            Vmin (N,:) = min(bus(:,8)); %Tensão minima por barra
de conexão
            Vmax (N,:) = max(bus(:,8)); %Tensão maxima por barra
de conexão
            else %Caso não necessite testar a alternativa
                Pbarra (N,:) = PsGD;
                Vmin (N,:) = Vmin_sGD;
                Vmax (N,:) = 2;
            end,
        end;

%Encontra a barra onde a injeção de potência gera a menor perda
for i = 1:(alternativas -1),
    if Pbarra (i) == min(abs(Pbarra))
        Barra = i; %barra onde ha a menor perda
    end
end

%Encontra a barra onde a injeção de potência gera a menor
tensão minima
for i = 1:(alternativas -1),
    if Vmin (i) == min(abs(Vmin))
        VminBarra = i; %barra onde ha a menor tensão
    end
end

%Encontra a barra onde a injeção de potência gera a maior
tensão minima
for i = 1:(alternativas -1),

```

```

    if Vmin (i) == max(abs(Vmin))
        VmaxBarra = i; %barra onde há a maior tensão
    end
end

TempoDados = toc; %Tempo decorrido para a coleta dos dados a
serem julgados

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%% Inicia a Classificação dos dados de entrada pelo AHP %%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

fprintf('Início da avaliação pelo método AHP \n');
tic; %Inicia a contagem de tempo para a realização dos
julgamentos

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%% Para o critério dos Perda por barra %%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

for j = 1:(alternativas -1),
    for k = 1:(alternativas -1),
        if possibilidade(j,1) == 1 %lista de alternativas
válidas
            if Pbarra(j) <= Pbarra(k)
                if ((Pbarra(k) - Pbarra(j))/(max(Pbarra) -
min(Pbarra))) <= (1.0)
                    CritérioPerda (j,k) = 9;
                end
                if ((Pbarra(k) - Pbarra(j))/(max(Pbarra) -
min(Pbarra))) <= (0.8)
                    CritérioPerda (j,k) = 7;
                end
                if ((Pbarra(k) - Pbarra(j))/(max(Pbarra) -
min(Pbarra))) <= (0.6)
                    CritérioPerda (j,k) = 5;
                end
                if ((Pbarra(k) - Pbarra(j))/(max(Pbarra) -
min(Pbarra))) <= (0.4)
                    CritérioPerda (j,k) = 3;
                end
                if ((Pbarra(k) - Pbarra(j))/(max(Pbarra) -
min(Pbarra))) <= (0.2)
                    CritérioPerda (j,k) = 1;
                end
            end
        else
            CritérioPerda (j,k) = 0.1;
        end
    end
end

for j = 1:(alternativas -1),
    for k = 1:(alternativas -1),

```

```

        if Pbarra(j) > Pbarra(k)
            CritérioPerda (j,k) = 1/CritérioPerda (k,j);
        end
    end
end

%%%Valor Total
for i = 1:(alternativas -1),
    TotalPerda (i) = sum(CritérioPerda(:,i));
end

%%%Matriz Normalizada e Ponderacao
for i = 1:(alternativas -1),
    for j = 1:(alternativas -1),
        MatrizPerda(i,j) = CritérioPerda(i,j)/TotalPerda(j);
        PonderaPerda(i) = sum(MatrizPerda(i,:))/N;
    end
end

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%      Para o critério da Tensão Mínima %%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

for j = 1:(alternativas -1),
    for k = 1:(alternativas -1),
        if possibilidade(j,1) == 1 %lista de alternativas
válidas
            if Vmin(j) >= Vmin(k)
                if (Vmin(j) - Vmin(k))/(max(Vmin)-min(Vmin)) <=
(1.0)
                    CritérioVmin (j,k) = 9;
                end
                if (Vmin(j) - Vmin(k))/(max(Vmin)-min(Vmin)) <=
(0.8)
                    CritérioVmin (j,k) = 7;
                end
                if (Vmin(j) - Vmin(k))/(max(Vmin)-min(Vmin)) <=
(0.6)
                    CritérioVmin (j,k) = 5;
                end
                if (Vmin(j) - Vmin(k))/(max(Vmin)-min(Vmin)) <=
(0.4)
                    CritérioVmin (j,k) = 3;
                end
                if (Vmin(j) - Vmin(k))/(max(Vmin)-min(Vmin)) <=
(0.2)
                    CritérioVmin (j,k) = 1;
                end
            end
        else
            CritérioVmin (j,k) = 0.1;
        end
    end
end
end

```

```

for j = 1:(alternativas -1),
    for k = 1:(alternativas -1),
        if Vmin(j) < Vmin(k)
            CritérioVmin (j,k) = 1/CritérioVmin (k,j);
        end
    end
end

%%%Valor Total
for i = 1:(alternativas -1),
    TotalVmin (i) = sum(CritérioVmin(:,i));
end

%%%Matriz Normalizada e Ponderacao
for i = 1:(alternativas -1),
    for j = 1:(alternativas -1),
        MatrizVmin(i,j) = CritérioVmin(i,j)/TotalVmin(j);
        PonderaVmin(i) = sum(MatrizVmin(i,:))/N;
    end
end

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%% Ponderação entre os critérios %%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% %%%% Tensão Critica %%%%
if min(Vmin) < 0.90,
    CritérioPond =[1    0.111
                  9    1];
end;

% %%%% Tensão Precaria %%%%
if min(Vmin) >= 0.90,
    CritérioPond =[1    0.33
                  3    1];
end;

% %%%% Tensão Adequada %%%%
if min(Vmin) >= 0.93,
    CritérioPond =[1    5
                  0.2  1];
end;

%%%Valor Total
for i = 1:2,
    TotalPond (i) = sum(CritérioPond(:,i));
end

%%%Matriz Normalizada e Ponderacao
for i = 1:2,
    for j = 1:2,
        MatrizPond(i,j) = CritérioPond(i,j)/TotalPond(j);
    end
end

```

```

        PonderaPond(i) = sum(MatrizPond(i,:))/2; % divide pelo
número de critérios
    end
end

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

for i = 1:(alternativas -1),
    Avaliacao_1(i)= PonderaPerda(i)*PonderaPond(1); %Avaliação
final do critério 1
    Avaliacao_2(i)= PonderaVmin(i)*PonderaPond(2); %Avaliação
final do critério 1
    Resultado(i)= Avaliacao_1(i)+ Avaliacao_2(i); %Resultado
final dos julgamentos
end

%%%% Exibir qual a melhor barra%%%%%%%%
for i = 1:(alternativas -1),
    if max(Resultado) == Resultado(i)
        for j = 1:NGD(1,2),
            fprintf('A Melhor Barra para a Instalação da GD %d é
a Barra: %d\n',j,TesteBar(Combinacoes(i,j)));
        end
    end
end

TempoAHP = toc; %tempo decorrido para a realização dos
julgamentos pelo AHP
TempoTotal = TempoDados + TempoAHP;

```

## APÊNDICE C – Dados para o sistema CML02 de 368 Barras

Os dados do alimentador CML02 da permissionária de energia elétrica da cidade de Morro da Fumaça, Santa Catarina (CERMOFUL), foram cedidos para realização desta pesquisa. Os dados abaixo representam o período de funcionamento da rede das 6h30 até as 18h30.

```
function mpc = cml02p1

% Caso do alimentador CML02 da permissionária CERMOFUL

%   MATPOWER 6.0

%% MATPOWER Case Format : Version 2
mpc.version = '2';

%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
mpc.baseMVA = 100;

%% bus data
%   bus_i   type   Pd   Qd   Gs   Bs   area   Vm   Va   baseKV
zone   Vmax   Vmin
mpc.bus = [
1 3 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
2 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
3 1 0.02061 0.00813 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
4 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
5 1 0.00341 0.00107 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
6 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
7 1 0.01116 0.00371 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
8 1 0.02067 0.00776 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
9 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
10 1 0.00582 0.00191 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
11 1 0.00961 0.00361 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
12 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
13 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
14 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
15 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
16 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
17 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
18 1 0.01802 0.00862 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
19 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
20 1 0.00723 0.00439 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
21 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
22 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
23 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
24 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
25 1 0.00885 0.00444 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
26 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
27 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
28 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
```



29	1	0.00881	0.00606	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
30	1	0.01432	0.00664	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
31	1	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
32	1	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
33	1	0.018	0.01048	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
34	1	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
35	1	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
36	1	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
37	1	0.04122	0.02955	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
38	1	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
39	1	0.03935	0.02134	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
40	1	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
41	1	0.00376	0.00141	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
42	1	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
43	1	0.00144	0.00057	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
44	1	0.0492	0.02558	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
45	1	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
46	1	0.01581	0.01072	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
47	1	0.02403	0.00799	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
48	1	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
49	1	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
50	1	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
51	1	0.04175	0.01887	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
52	1	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
53	1	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
54	1	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
55	1	0.02188	0.01627	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
56	1	0.02843	0.01365	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
57	1	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
58	1	0.02681	0.01597	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
59	1	0.02553	0.01307	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
60	1	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
61	1	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
62	1	0.01834	0.00875	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
63	1	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
64	1	0.00712	0.00267	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
65	1	0.04771	0.02981	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
66	1	0.03087	0.01996	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
67	1	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
68	1	0.02628	0.01349	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
69	1	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
70	1	0.02476	0.01306	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
71	1	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
72	1	0.04169	0.02494	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
73	1	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
74	1	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
75	1	0.01303	0.00476	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
76	1	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
77	1	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
78	1	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
79	1	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
80	1	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
81	1	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
82	1	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	

83	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
84	1	0.161	0.06859	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
85	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
86	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
87	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
88	1	0.04835	0.03298	0	0	1	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
89	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
90	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
91	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
92	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
93	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
94	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
95	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
96	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
97	1	0.04582	0.02314	0	0	1	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
98	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
99	1	0.02644	0.01665	0	0	1	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
100	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
101	1	0.00435	0.00212	0	0	1	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
102	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
103	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
104	1	0.01014	0.00444	0	0	1	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
105	1	0.02312	0.01318	0	0	1	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
106	1	0.00377	0.00345	0	0	1	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
107	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
108	1	0.01657	0.00816	0	0	1	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
109	1	0.00494	0.00229	0	0	1	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
110	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
111	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
112	1	0.029	0.01052	0	0	1	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
113	1	0.02799	0.01379	0	0	1	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
114	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
115	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
116	1	0.03063	0.01083	0	0	1	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
117	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
118	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
119	1	0.00171	0.00105	0	0	1	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
120	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
121	1	0.02604	0.0174	0	0	1	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
122	1	0.02876	0.01918	0	0	1	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
123	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
124	1	0.03454	0.02195	0	0	1	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
125	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
126	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
127	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
128	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
129	1	0.00013	0.00004	0	0	1	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
130	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
131	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
132	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
133	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	
134	1	0.02271	0.01182	0	0	1	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
135	1	0.01857	0.00934	0	0	1	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
136	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94	

137	1	0.03059	0.01036	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
138	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
139	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
140	1	0.02215	0.014	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
141	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
142	1	0.01352	0.00733	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
143	1	0.02788	0.01696	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
144	1	0.02734	0.01731	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
145	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
146	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
147	1	0.00122	0.00077	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
148	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
149	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
150	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
151	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
152	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
153	1	0.02113	0.01231	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
154	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
155	1	0.02181	0.01073	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
156	1	0.03512	0.02466	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
157	1	0.0157	0.00948	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
158	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
159	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
160	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
161	1	0.0318	0.02116	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
162	1	0.03848	0.0233	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
163	1	0.03408	0.03624	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
164	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
165	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
166	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
167	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
168	1	0.04514	0.04829	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
169	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
170	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
171	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
172	1	0.01797	0.01077	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
173	1	0.01761	0.00999	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
174	1	0.00008	0.00003	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
175	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
176	1	0.02156	0.02	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
177	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
178	1	0.00562	0.00178	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
179	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
180	1	0.01156	0.00551	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
181	1	0.02578	0.01389	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
182	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
183	1	0.00739	0.00298	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
184	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
185	1	0.00207	0.00097	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
186	1	0.01347	0.01432	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
187	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
188	1	0.0326	0.03495	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
189	1	0.02984	0.03118	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
190	1	0.02222	0.02259	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94

191	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
192	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
193	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
194	1	0.05559	0.05907	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
195	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
196	1	0.03963	0.04085	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
197	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
198	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
199	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
200	1	0.00146	0.00063	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
201	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
202	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
203	1	0.03639	0.01933	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
204	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
205	1	0.04733	0.02458	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
206	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
207	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
208	1	0.00509	0.00265	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
209	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
210	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
211	1	0.07518	0.07199	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
212	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
213	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
214	1	0.00221	0.00117	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
215	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
216	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
217	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
218	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
219	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
220	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
221	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
222	1	0.02155	0.01093	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
223	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
224	1	0.04373	0.02449	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
225	1	0.023	0.02412	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
226	1	0.00455	0.00231	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
227	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
228	1	0.04152	0.02237	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
229	1	0.00892	0.00514	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
230	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
231	1	0.00502	0.00287	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
232	1	0.00046	0.00025	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
233	1	0.01478	0.00773	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
234	1	0.01907	0.01032	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
235	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
236	1	0.01098	0.00915	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
237	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
238	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
239	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
240	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
241	1	0.00709	0.0038	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
242	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
243	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
244	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94

245	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
246	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
247	1	0.03152	0.03284	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
248	1	0.02697	0.0284	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
249	1	0.00114	0.00048	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
250	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
251	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
252	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
253	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
254	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
255	1	0.00132	0.00055	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
256	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
257	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
258	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
259	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
260	1	0.0139	0.00574	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
261	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
262	1	0.01316	0.00531	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
263	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
264	1	0.023	0.01173	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
265	1	0.231	0.20372	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
266	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
267	1	0.00964	0.00461	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
268	1	0.05706	0.0313	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
269	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
270	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
271	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
272	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
273	1	0.08906	0.05123	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
274	1	0.01906	0.00827	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
275	1	0.01466	0.00788	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
276	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
277	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
278	1	0.01102	0.00561	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
279	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
280	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
281	1	0.03647	0.03206	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
282	1	0.01927	0.00738	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
283	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
284	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
285	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
286	1	0.02616	0.01066	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
287	1	0.01801	0.00717	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
288	1	0.00186	0.002	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
289	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
290	1	0.00565	0.00427	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
291	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
292	1	0.00975	0.00372	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
293	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
294	1	0.03738	0.01486	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
295	1	0.04887	0.01949	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
296	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
297	1	0.01221	0.01312	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
298	1	0.0005	0.00031	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94

299	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
300	1	0.01639	0.00822	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
301	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
302	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
303	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
304	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
305	1	0.01944	0.01957	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
306	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
307	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
308	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
309	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
310	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
311	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
312	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
313	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
314	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
315	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
316	1	0.01524	0.01589	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
317	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
318	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
319	1	0.04835	0.04336	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
320	1	0.02964	0.01726	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
321	1	0.03909	0.02594	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
322	1	0.01162	0.00663	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
323	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
324	1	0.00094	0.00054	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
325	1	0.01716	0.0095	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
326	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
327	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
328	1	0.01895	0.00907	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
329	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
330	1	0.02036	0.01528	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
331	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
332	1	0.03871	0.02084	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
333	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
334	1	0.03382	0.035	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
335	1	0.03043	0.02651	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
336	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
337	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
338	1	0.03789	0.03952	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
339	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
340	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
341	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
342	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
343	1	0.04563	0.04365	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
344	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
345	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
346	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
347	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
348	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
349	1	0.03517	0.03459	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
350	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94
351	1	0.00236	0.00037	0	0	1	1	0	13.8	1	1.06	0.94

```

352 1 0.00463 0.00197 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
353 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
354 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
355 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
356 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
357 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
358 1 0.00123 0.00053 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
359 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
360 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
361 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
362 1 0.01229 0.01265 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
363 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
364 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
365 1 0.0032 0.00143 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
366 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
367 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
368 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.06 0.94
];

%% generator data
% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax
Pmin Pcl Pc2 Qc1min Qc1max Qc2min Qc2max ramp_agc
ramp_10 ramp_30 ramp_q apf
mpc.gen = [
1 100 -100 100 0 1.0 100 1 50 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0];

%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio
angle status angmin angmax
mpc.branch = [
1 2 0.00583 0.00714 0 0 0 0 1 0 1 -360 360
2 3 0.08839 0.152 0 0 0 0 1 0 1 -360 360
2 4 0.03911 0.01459 0 0 0 0 1 0 1 -360 360
3 6 0.04978 0.10742 0 0 0 0 1 0 1 -360 360
4 5 0.07861 0.03887 0 0 0 0 1 0 1 -360 360
6 7 0.03848 0.08304 0 0 0 0 1 0 1 -360 360
6 8 0.26195 0.08472 0 0 0 0 1 0 1 -360 360
7 9 0.05204 0.1123 0 0 0 0 1 0 1 -360 360
9 10 0.03863 0.08336 0 0 0 0 1 0 1 -360 360
9 11 0.03729 0.01844 0 0 0 0 1 0 1 -360 360
10 12 0.04339 0.09361 0 0 0 0 1 0 1 -360 360
12 13 0.01608 0.0347 0 0 0 0 1 0 1 -360 360
13 15 0.01202 0.02593 0 0 0 0 1 0 1 -360 360
13 14 0.01628 0.03513 0 0 0 0 1 0 1 -360 360
13 16 0.01534 0.0331 0 0 0 0 1 0 1 -360 360
14 182 0.02781 0.06 0 0 0 0 1 0 1 -360 360
15 73 0.00984 0.00735 0 0 0 0 1 0 1 -360 360
16 17 0.00261 0.00564 0 0 0 0 1 0 1 -360 360
17 18 0.03334 0.07196 0 0 0 0 1 0 1 -360 360
17 19 0.00295 0.00637 0 0 0 0 1 0 1 -360 360
18 20 0.11564 0.24953 0 0 0 0 1 0 1 -360 360
20 21 0.01219 0.0263 0 0 0 0 1 0 1 -360 360
21 22 0.07719 0.02496 0 0 0 0 1 0 1 -360 360

```

21	24	0.04115	0.01331	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
21	23	0.05273	0.11378	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
22	44	0.357	0.11546	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
22	45	0.04328	0.014	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
24	26	0.16025	0.05182	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
24	25	0.22267	0.07202	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
25	33	0.54015	0.17469	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
26	27	0.12144	0.03927	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
26	29	0.1878	0.06074	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
26	28	0.00855	0.00277	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
27	31	0.01751	0.00566	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
27	30	0.31698	0.10251	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
27	32	0.06605	0.02136	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
33	34	0.05826	0.01884	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
34	36	0.15139	0.04896	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
34	35	0.015	0.00485	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
34	37	0.74693	0.24157	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
36	38	0.03511	0.01135	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
36	39	0.24821	0.08028	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
36	40	0.74574	0.24117	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
40	41	0.03113	0.01007	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
40	42	0.13075	0.04228	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
42	43	0.06247	0.0202	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
44	47	0.37202	0.1203	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
45	46	0.26285	0.08501	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
47	48	0.01438	0.00465	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
48	49	0.03644	0.01178	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
48	50	0.04428	0.01432	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
48	51	0.3086	0.09981	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
49	72	0.48148	0.15572	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
51	52	0.0185	0.00598	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
52	53	0.04069	0.02012	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
52	55	0.31355	0.10141	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
52	54	0.28176	0.13933	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
54	65	0.07451	0.03684	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
54	66	0.22415	0.11084	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
54	67	0.02327	0.01151	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
55	56	0.20312	0.06569	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
56	57	0.23168	0.07492	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
57	60	0.10019	0.0324	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
57	58	0.03371	0.0109	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
57	59	0.70665	0.22853	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
58	62	0.17242	0.05577	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
59	61	0.51249	0.16575	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
62	63	0.14591	0.04719	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
63	64	0.00872	0.00282	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
65	70	0.32043	0.15845	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
66	68	0.18514	0.09156	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
68	69	0.08849	0.04376	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
70	71	0.06424	0.03177	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
73	74	0.01117	0.00833	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
73	75	0.03545	0.02645	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
75	76	0.10523	0.07852	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
76	77	0.08258	0.06162	0	0	0	0	1	0	1	-360	360



76	78	0.04613	0.01492	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
76	79	0.45359	0.1467	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
77	80	0.01313	0.0098	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
77	82	0.03224	0.01043	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
77	81	0.05501	0.01779	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
80	89	0.07022	0.05239	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
80	90	0.04077	0.01319	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
82	83	0.08252	0.02669	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
83	84	0.05138	0.01661	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
83	85	0.5674	0.1835	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
85	86	0.01654	0.00535	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
85	87	0.11061	0.03577	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
85	88	0.08443	0.02731	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
89	91	0.04186	0.03123	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
89	92	0.0137	0.01022	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
89	93	0.02276	0.01698	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
91	106	0.08347	0.027	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
91	107	0.02504	0.01869	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
92	104	0.32875	0.10632	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
93	94	0.04392	0.0142	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
94	96	0.01973	0.00638	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
94	95	0.08074	0.02611	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
94	97	0.04309	0.01394	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
97	98	0.14707	0.04756	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
98	99	0.22452	0.07261	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
98	100	0.03814	0.01234	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
98	101	0.72827	0.23552	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
99	103	0.06714	0.02171	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
101	102	0.31871	0.10307	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
104	105	0.3022	0.09774	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
107	108	0.0698	0.05207	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
108	109	0.18132	0.13529	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
109	110	0.02763	0.02061	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
110	111	0.01868	0.01394	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
110	112	0.04414	0.01427	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
111	113	0.29393	0.09506	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
111	114	0.07641	0.05701	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
114	115	0.02111	0.00683	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
114	116	0.05316	0.03967	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
114	117	0.06678	0.0216	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
115	181	0.57313	0.18536	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
116	130	0.11017	0.0822	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
117	118	0.19725	0.0638	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
118	119	0.03644	0.01178	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
118	120	0.35497	0.1148	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
120	121	0.01118	0.00553	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
120	122	0.25878	0.0837	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
120	123	0.01219	0.00603	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
122	124	0.05318	0.0263	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
122	125	0.31912	0.10321	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
125	126	0.01959	0.00634	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
125	127	0.0258	0.00834	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
125	128	0.05764	0.01864	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
127	129	1.40113	0.45314	0	0	0	0	1	0	1	-360	360

130	131	0.05778	0.04311	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
130	132	0.03436	0.02563	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
130	133	0.00434	0.00324	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
131	135	0.56581	0.18297	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
131	136	0.07662	0.05717	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
132	134	0.25222	0.08156	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
136	137	0.05859	0.04372	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
136	138	0.03923	0.01269	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
136	139	0.01647	0.00532	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
137	146	0.03749	0.02797	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
139	140	0.62558	0.20231	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
140	141	0.12454	0.06159	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
141	142	0.1213	0.05998	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
142	143	0.19759	0.09772	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
143	144	0.1367	0.0676	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
144	145	0.02963	0.01465	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
146	147	0.05285	0.01709	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
146	148	0.03688	0.02752	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
148	149	0.08064	0.06017	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
148	150	0.01339	0.00433	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
148	151	0.02445	0.01825	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
149	178	0.03971	0.01284	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
149	179	0.14354	0.07155	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
150	176	0.45343	0.14664	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
151	152	0.16426	0.12255	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
152	153	0.11256	0.08397	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
152	154	0.02552	0.00825	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
152	155	0.16958	0.05485	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
153	156	0.18309	0.13659	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
156	157	0.1816	0.1095	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
157	158	0.01501	0.0112	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
158	159	0.06465	0.04823	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
158	160	0.02251	0.00728	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
158	161	0.37269	0.12053	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
159	172	0.02029	0.01004	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
159	173	0.09013	0.0377	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
161	162	0.59727	0.19316	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
162	163	0.84139	0.27211	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
163	164	0.17682	0.0572	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
164	165	0.02151	0.00696	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
164	166	0.18778	0.06072	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
164	167	0.03066	0.00991	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
166	169	0.02822	0.00913	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
166	168	0.05828	0.01885	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
166	170	0.01718	0.00555	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
168	171	0.06245	0.0202	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
173	174	0.35161	0.26234	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
174	175	0.21547	0.16077	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
176	177	0.52364	0.16935	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
179	180	0.28592	0.09247	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
182	183	0.14096	0.04559	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
182	184	0.03135	0.06766	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
184	185	0.01125	0.02427	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
184	186	0.41648	0.1347	0	0	0	0	1	0	1	-360	360

185	203	0.14326	0.30915	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
186	187	0.07446	0.02408	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
187	188	1.06576	0.34468	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
187	189	0.2019	0.0653	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
187	190	0.20697	0.06693	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
188	193	0.1252	0.0405	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
189	192	0.06911	0.02235	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
190	191	0.08529	0.02758	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
193	194	0.18623	0.06024	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
193	195	0.35204	0.11386	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
193	196	0.20344	0.06579	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
194	202	0.08	0.02587	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
195	198	0.03236	0.01047	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
195	199	0.20915	0.06764	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
195	200	0.29006	0.13301	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
196	197	0.08015	0.02592	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
200	201	0.04287	0.0212	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
203	204	0.02106	0.04545	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
204	205	0.11935	0.25747	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
204	206	0.40123	0.12975	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
205	215	0.01999	0.04313	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
206	207	0.14743	0.04768	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
206	208	1.2209	0.39483	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
207	212	0.01689	0.00546	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
207	214	0.59986	0.19401	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
207	213	0.00922	0.00298	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
208	209	0.36783	0.11896	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
209	211	0.09511	0.03548	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
209	210	0.08358	0.02703	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
215	216	0.00329	0.00709	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
216	217	0.00741	0.01598	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
216	218	0.00342	0.00738	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
216	219	0.0056	0.01208	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
217	368	0.08746	0.18872	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
218	326	0.37375	0.18484	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
219	220	0.05374	0.11595	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
219	221	0.04335	0.03235	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
220	240	0.05787	0.12487	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
221	222	0.20938	0.15623	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
222	223	0.29986	0.22374	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
223	224	0.16857	0.12577	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
223	225	0.02563	0.01912	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
224	226	0.45968	0.34299	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
226	227	0.25652	0.19139	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
227	228	0.21372	0.15947	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
227	229	1.51306	0.49447	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
228	230	0.084	0.06267	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
230	231	0.42857	0.31975	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
230	232	1.49489	0.48854	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
231	233	0.55235	0.41211	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
233	234	0.34884	0.26026	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
234	235	0.33074	0.24677	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
235	237	0.03544	0.01146	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
235	236	0.01186	0.00885	0	0	0	0	1	0	1	-360	360

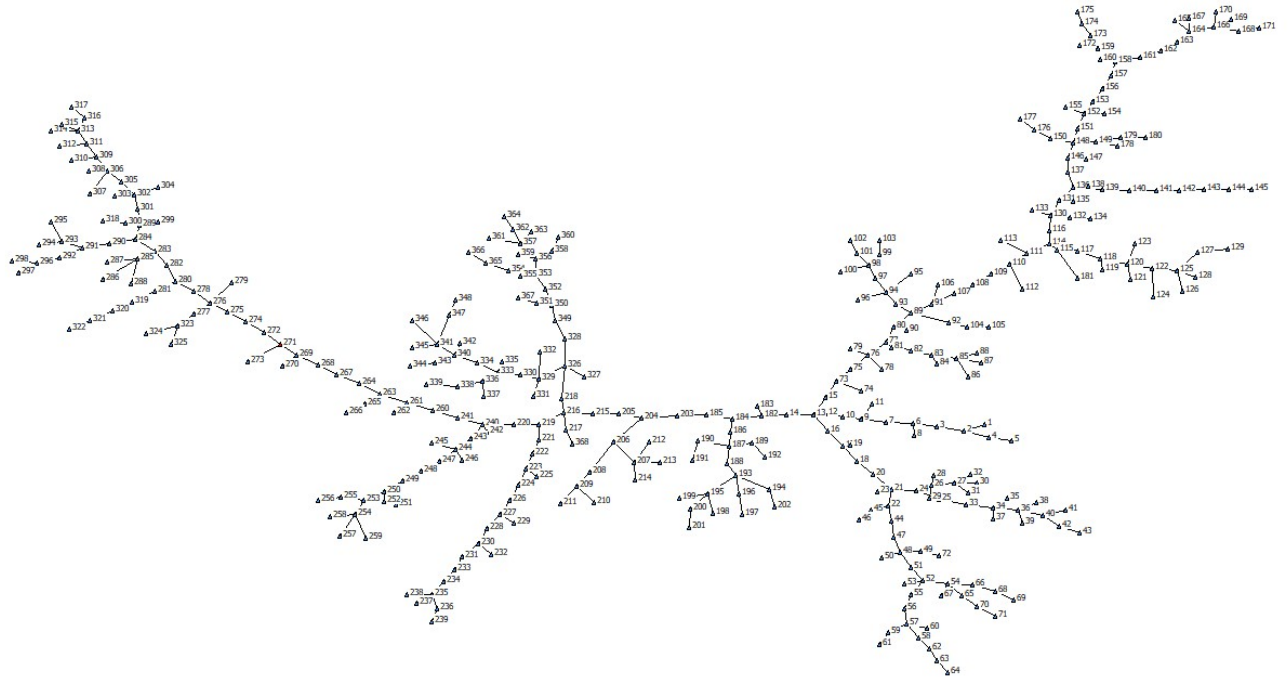
235	238	0.19513	0.06311	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
236	239	0.04025	0.03003	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
240	241	0.01497	0.03231	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
240	242	0.0192	0.01433	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
240	243	0.02431	0.01814	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
241	260	0.09096	0.19629	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
243	244	0.15494	0.05011	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
244	246	0.16338	0.05284	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
244	245	0.03629	0.01174	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
244	247	0.39571	0.12798	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
247	248	0.37462	0.12115	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
248	249	0.36095	0.16076	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
249	250	0.31259	0.1546	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
250	251	0.22232	0.10994	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
250	252	0.0118	0.00583	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
250	253	0.11636	0.05754	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
253	254	0.19763	0.09773	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
253	255	0.04389	0.0217	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
254	257	0.02907	0.01438	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
254	258	0.01248	0.00617	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
254	259	0.11714	0.05793	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
255	256	0.0643	0.0318	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
260	261	0.03496	0.07543	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
261	262	0.04879	0.02413	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
261	263	0.121	0.26104	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
263	264	0.10503	0.22665	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
263	265	0.6887	0.22273	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
264	267	0.15525	0.335	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
265	266	0.30165	0.14917	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
267	268	0.19307	0.41659	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
268	269	0.19967	0.43083	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
269	270	0.08531	0.02759	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
269	271	0.01326	0.02861	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
271	272	0.038	0.082	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
271	273	1.24628	0.40305	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
272	274	0.01229	0.02651	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
274	275	0.13669	0.29493	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
275	276	0.12529	0.27036	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
276	278	0.0031	0.00668	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
276	277	0.03592	0.01162	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
276	279	0.06193	0.02003	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
277	323	0.4923	0.1592	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
278	280	0.09657	0.20839	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
280	281	0.29576	0.09565	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
280	282	0.05524	0.11922	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
281	319	0.36468	0.11794	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
282	283	0.01046	0.02258	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
283	284	0.07326	0.15808	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
283	285	0.09874	0.03193	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
284	289	0.04835	0.10428	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
284	290	0.74611	0.2413	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
285	286	0.0589	0.01905	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
285	287	0.89877	0.29068	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
285	288	0.67032	0.33149	0	0	0	0	1	0	1	-360	360

289	299	0.04916	0.0159	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
289	300	0.0477	0.04936	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
289	301	0.02203	0.00713	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
290	291	0.74159	0.23984	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
291	292	0.30077	0.14875	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
291	293	0.86941	0.28117	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
292	296	0.45298	0.14803	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
293	294	0.59377	0.19202	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
293	295	0.16896	0.05464	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
296	297	0.57699	0.18855	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
296	298	1.15561	0.37765	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
300	318	0.12817	0.27655	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
301	302	0.09517	0.03077	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
302	304	0.02713	0.00877	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
302	305	0.34456	0.11143	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
302	303	0.01751	0.00566	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
305	306	0.42286	0.13676	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
306	309	0.09761	0.03157	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
306	308	0.0497	0.01607	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
306	307	0.01376	0.00445	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
309	311	0.3226	0.10433	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
309	310	0.06067	0.01962	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
311	313	0.0951	0.03075	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
311	312	0.06072	0.01964	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
313	315	0.01616	0.00523	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
313	316	0.50393	0.16297	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
313	314	0.01992	0.00644	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
316	317	0.10159	0.03286	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
319	320	0.3247	0.105	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
320	321	0.3144	0.10168	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
321	322	0.33561	0.10854	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
323	325	0.82674	0.26736	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
323	324	0.60026	0.29683	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
326	329	0.46869	0.15158	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
326	328	0.0174	0.0086	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
326	327	0.02734	0.00884	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
328	349	0.3653	0.18066	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
329	332	0.07318	0.02367	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
329	330	0.41318	0.13362	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
329	331	0.05629	0.0182	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
330	333	0.64747	0.2094	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
333	336	0.31341	0.10135	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
333	335	0.23094	0.07469	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
333	334	0.19135	0.06189	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
334	340	0.11457	0.03705	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
336	338	0.26607	0.08604	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
336	337	0.07318	0.02367	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
338	339	0.06856	0.02217	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
340	342	0.06226	0.02014	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
340	341	0.32357	0.10465	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
340	343	0.41208	0.13325	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
341	347	0.17793	0.05753	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
341	345	0.02033	0.00657	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
341	346	0.0394	0.01274	0	0	0	0	1	0	1	-360	360

343	344	0.06835	0.0221	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
347	348	0.0696	0.02251	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
349	350	0.46842	0.23164	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
350	351	0.13833	0.06841	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
350	352	0.03986	0.01971	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
351	367	0.04916	0.02431	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
352	353	0.10147	0.05018	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
353	356	0.08596	0.0425	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
353	354	0.19908	0.09846	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
353	355	0.01825	0.00902	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
354	365	0.26632	0.1317	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
356	357	0.102	0.05043	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
356	358	0.14113	0.06978	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
356	359	0.02549	0.01261	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
357	361	0.02207	0.01091	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
357	363	0.0251	0.01241	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
357	362	0.15069	0.07452	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
358	360	0.04319	0.02136	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
362	364	0.03809	0.01884	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
365	366	0.06969	0.03446	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
];												

## APÊNDICE D – Diagrama unifilar com a disposição das 368 barras

Figura 14 - Diagrama unifilar com a disposição das barras do sistema real de 368 barras



## ANEXO A – Dados sistema de 4 barras

Dados do sistema de 4 barras utilizado pelo MatPower e extraído do livro *Power System Analysis* Stevenson (1994), p. 337–338.

```
function mpc = case4gs
%CASE4GS Power flow data for 4 bus, 2 gen case from Grainger
& Stevenson.
% Please see CASEFORMAT for details on the case file format.
% This is the 4 bus example from pp. 337-338 of "Power
System Analysis",
% by John Grainger, Jr., William Stevenson, McGraw-Hill,
1994.

%% MATPOWER Case Format : Version 2
mpc.version = '2';

%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
mpc.baseMVA = 100;

%% bus data
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV
zone Vmax Vmin
mpc.bus = [
1 3 50 30.99 0 0 1 1 0 230 1 1.1 0.9;
2 1 170 105.35 0 0 1 1 0 230 1 1.1 0.9;
3 1 200 123.94 0 0 1 1 0 230 1 1.1 0.9;
4 2 80 49.58 0 0 1 1 0 230 1 1.1 0.9;];

%% generator data
% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax
Pmin Pcl Pc2 Qc1min Qc1max Qc2min Qc2max ramp_agc
ramp_10 ramp_30 ramp_q apf
mpc.gen = [
4 318 0 100 -100 1.02 100 1 318 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0;
1 0 0 100 -100 1 100 1 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0;];

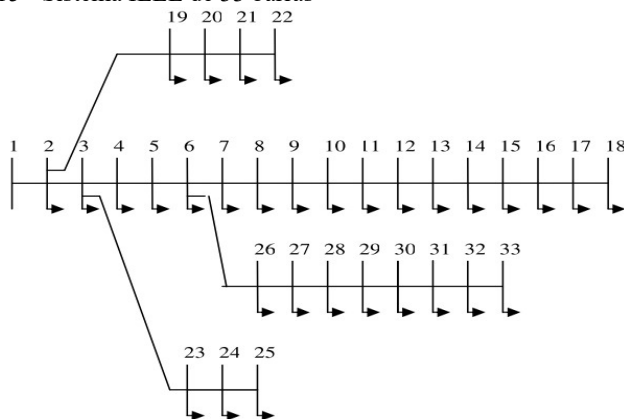
%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio
angle status angmin angmax
mpc.branch = [
1 2 0.01008 0.0504 0.1025 250 250 250 0 0 1 -360 360;
1 3 0.00744 0.0372 0.0775 250 250 250 0 0 1 -360 360;
2 4 0.00744 0.0372 0.0775 250 250 250 0 0 1 -360 360;
3 4 0.01272 0.0636 0.1275 250 250 250 0 0 1 -360 360;
];
```



## ANEXO B – Dados sistema de 33 barras

Dados do sistema de IEEE de 33 barras utilizado pelo MatPower. Na Figura 15 é apresentado o diagrama unifilar do sistema, logo em seguida são apresentados os dados de entrada do caso.

Figura 15 - Sistema IEEE de 33 barras



Os dados de entrada para no sistema de 33 barras utilizado nas simulações realizadas pelo MatPower são apresentados abaixo:

```
function [baseMVA, bus, gen, branch, areas, gencost] = case33
%CASE33BW Power flow data for 33 bus distribution system from
Baran & Wu
% Please see CASEFORMAT for details on the case file format.
%
% Data from ...
% M. E. Baran and F. F. Wu, "Network reconfiguration in
distribution
% systems for loss reduction and load balancing," in IEEE
Transactions
% on Power Delivery, vol. 4, no. 2, pp. 1401-1407, Apr
1989.
% doi: 10.1109/61.25627
% URL: http://doi.org/10.1109/61.25627

%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
baseMVA = 100;
baseKV = 12.66;

%% bus data
% bus i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV
```

```

zone
bus = [
1 3 0.000 0.000 0 0 1 1 0 12.66 1 1 1
2 1 0.100 0.060 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9
3 1 0.090 0.040 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9
4 1 0.120 0.080 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9
5 1 0.060 0.030 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9
6 1 0.060 0.020 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9
7 1 0.200 0.100 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9
8 1 0.200 0.100 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9
9 1 0.060 0.020 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9
10 1 0.060 0.020 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9
11 1 0.045 0.030 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9
12 1 0.060 0.035 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9
13 1 0.060 0.035 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9
14 1 0.120 0.080 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9
15 1 0.060 0.010 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9
16 1 0.060 0.020 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9
17 1 0.060 0.020 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9
18 1 0.090 0.040 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9
19 1 0.090 0.040 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9
20 1 0.090 0.040 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9
21 1 0.090 0.040 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9
22 1 0.090 0.040 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9
23 1 0.090 0.050 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9
24 1 0.420 0.200 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9
25 1 0.420 0.200 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9
26 1 0.060 0.025 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9
27 1 0.060 0.025 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9
28 1 0.060 0.020 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9
29 1 0.120 0.070 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9
30 1 0.200 0.600 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9
31 1 0.150 0.070 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9
32 1 0.210 0.100 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9
33 1 0.060 0.040 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9
];

%% generator data
% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax
Pmin
gen = [
1 0 0 3 0 1 100 1 20 1;
];

%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio
angle status
branch = [
1 2 0.057526 0.029761 0 50 50 50 0 0 1
2 3 0.307595 0.156668 0 50 50 50 0 0 1
3 4 0.228357 0.116300 0 50 50 50 0 0 1
4 5 0.237778 0.121104 0 50 50 50 0 0 1
5 6 0.510995 0.441115 0 50 50 50 0 0 1
6 7 0.116799 0.386085 0 50 50 50 0 0 1
];

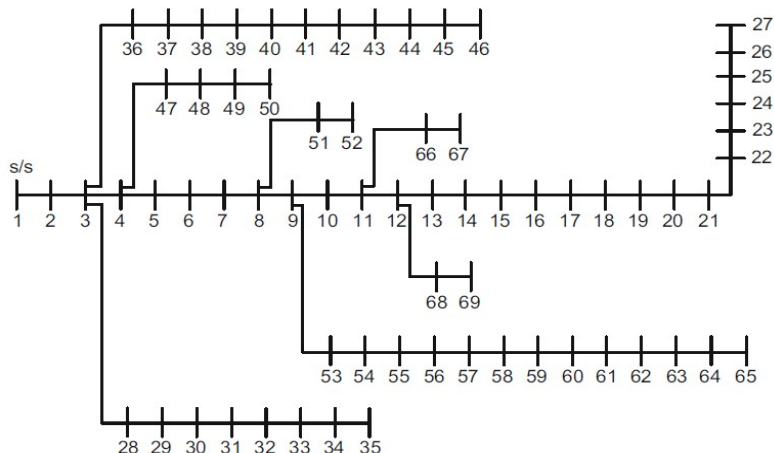
```

```
7 8 1.067786 0.770610 0 50 50 50 0 0 1
8 9 0.642643 0.461705 0 50 50 50 0 0 1
9 10 0.648882 0.461705 0 50 50 50 0 0 1
10 11 0.122664 0.040555 0 50 50 50 0 0 1
11 12 0.233598 0.077242 0 50 50 50 0 0 1
12 13 0.915922 0.720634 0 50 50 50 0 0 1
13 14 0.337918 0.444796 0 50 50 50 0 0 1
14 15 0.368740 0.328185 0 50 50 50 0 0 1
15 16 0.465635 0.340039 0 50 50 50 0 0 1
16 17 0.804240 1.073775 0 50 50 50 0 0 1
17 18 0.456713 0.358133 0 50 50 50 0 0 1
2 19 0.102324 0.097644 0 50 50 50 0 0 1
19 20 0.938508 0.845668 0 50 50 50 0 0 1
20 21 0.255497 0.298486 0 50 50 50 0 0 1
21 22 0.442301 0.584805 0 50 50 50 0 0 1
3 23 0.281515 0.192356 0 50 50 50 0 0 1
23 24 0.560285 0.442425 0 50 50 50 0 0 1
24 25 0.559037 0.437434 0 50 50 50 0 0 1
6 26 0.126657 0.064514 0 50 50 50 0 0 1
26 27 0.177320 0.090282 0 50 50 50 0 0 1
27 28 0.660737 0.582559 0 50 50 50 0 0 1
28 29 0.501761 0.437122 0 50 50 50 0 0 1
29 30 0.316642 0.161285 0 50 50 50 0 0 1
30 31 0.607953 0.600840 0 50 50 50 0 0 1
31 32 0.193729 0.225799 0 50 50 50 0 0 1
32 33 0.212759 0.330805 0 50 50 50 0 0 1
];
return;
```

## ANEXO C – Dados sistema de 69 barras

Dados do sistema de IEEE de 33 barras utilizado pelo MatPower. Na Figura 16 é apresentado o diagrama unifilar do sistema, logo em seguida são apresentados os dados de entrada do caso.

Figura 16 - Sistema IEEE de 69 barras



Os dados de entrada para no sistema de 69 barras utilizado nas simulações realizadas pelo MatPower são apresentados abaixo:

```
function [baseMVA, bus, gen, branch] = Ecase69bus;
% Power flow data for 69 bus and 68 branch, 1 gen case from
IEEE.
%
% MATPOWER
%%-----Power Flow Data-----
%%
%% system MVA base
baseMVA = 10;
baseKV = 12.66;

%% bus data
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
bus = [
1 3 0 0 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
2 1 0 0 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
3 1 0 0 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
4 1 0 0 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
5 1 0 0 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
6 1 0 0.0026 0.0022 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
7 1 0.0404 0.030 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
```

8	1	0.0750	0.054	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
9	1	0.03	0.022	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
10	1	0.028	0.019	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
11	1	0.145	0.104	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
12	1	0.145	0.104	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
13	1	0.008	0.0055	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
14	1	0.008	0.0055	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
15	1	0	0	0	1	1	0	0	12.66	1	1.1	0.9;
16	1	0.0455	0.03	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
17	1	0.060	0.035	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
18	1	0.060	0.035	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
19	1	0	0	0	1	1	0	0	12.66	1	1.1	0.9;
20	1	0.001	0.0006	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
21	1	0.114	0.0810	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
22	1	0.0053	0.0035	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
23	1	0	0	0	1	1	0	0	12.66	1	1.1	0.9;
24	1	0.028	0.02	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
25	1	0	0	0	1	1	0	0	12.66	1	1.1	0.9;
26	1	0.014	0.010	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
27	1	0.014	0.010	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
28	1	0.026	0.0186	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
29	1	0.026	0.0186	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
30	1	0	0	0	1	1	0	0	12.66	1	1.1	0.9;
31	1	0	0	0	1	1	0	0	12.66	1	1.1	0.9;
32	1	0	0	0	1	1	0	0	12.66	1	1.1	0.9;
33	1	0.014	0.010	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
34	1	0.0195	0.014	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
35	1	0.006	0.004	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
36	1	0.026	0.01855	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
37	1	0.026	0.01855	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
38	1	0	0	0	1	1	0	0	12.66	1	1.1	0.9;
39	1	0.024	0.017	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
40	1	0.024	0.017	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
41	1	0.0012	0.001	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
42	1	0	0	0	1	1	0	0	12.66	1	1.1	0.9;
43	1	0.006	0.0043	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
44	1	0	0	0	1	1	0	0	12.66	1	1.1	0.9;
45	1	0.03922	0.0263	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
46	1	0.03922	0.0263	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
47	1	0	0	0	1	1	0	0	12.66	1	1.1	0.9;
48	1	0.079	0.0564	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
49	1	0.3847	0.2745	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
50	1	0.3847	0.2745	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
51	1	0.0405	0.0283	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
52	1	0.0036	0.0027	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
53	1	0.00435	0.0035	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
54	1	0.0264	0.019	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
55	1	0.024	0.0172	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
56	1	0	0	0	1	1	0	0	12.66	1	1.1	0.9;
57	1	0	0	0	1	1	0	0	12.66	1	1.1	0.9;
58	1	0	0	0	1	1	0	0	12.66	1	1.1	0.9;
59	1	0.100	0.072	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;
60	1	0	0	0	1	1	0	0	12.66	1	1.1	0.9;
61	1	1.244	0.888	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9;

```

62 1 0.032 0.023 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
63 1 0 0 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
64 1 0.227 0.162 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
65 1 0.059 0.042 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
66 1 0.018 0.013 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
67 1 0.018 0.013 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
68 1 0.028 0.020 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
69 1 0.028 0.020 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
];

%% generator data
% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin
gen = [
1 0.0 0.0 3 0 1 1 1 20 1.0
13 0.0 0.0 3 0 1 1 1 20 1.0
27 0.0 0.0 3 0 1 1 1 20 1.0
35 0.0 0.00 3 0 1 1 1 20 1.0
57 0.0 0.0 3 0 1 1 1 20 1.0
61 0.0 0.0 3 0 1 1 1 20 1.0
62 0.0 0.0 3 0 1 1 1 20 1.0
65 0.0 0.0 3 0 1 1 1 20 1.0
];

%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status
branch = [
1 2 0.0000312 0.0000749 0 50 50 50 0 0 1;
2 3 0.0000312 0.0000749 0 50 50 50 0 0 1;
3 4 0.0000936 0.0002246 0 50 50 50 0 0 1;
4 5 0.001566 0.001834 0 50 50 50 0 0 1;
5 6 0.022835 0.011630 0 50 50 50 0 0 1;
6 7 0.023778 0.012110 0 50 50 50 0 0 1;
7 8 0.005753 0.002932 0 50 50 50 0 0 1;
8 9 0.003075 0.001566 0 50 50 50 0 0 1;
9 10 0.051099 0.016889 0 50 50 50 0 0 1;
10 11 0.011679 0.003862 0 50 50 50 0 0 1;
11 12 0.044386 0.014668 0 50 50 50 0 0 1;
12 13 0.064264 0.021213 0 50 50 50 0 0 1;
13 14 0.065137 0.021525 0 50 50 50 0 0 1;
14 15 0.066011 0.021812 0 50 50 50 0 0 1;
15 16 0.012266 0.004056 0 50 50 50 0 0 1;
16 17 0.023359 0.007724 0 50 50 50 0 0 1;
17 18 0.000293 0.000099 0 50 50 50 0 0 1;
18 19 0.020439 0.006757 0 50 50 50 0 0 1;
19 20 0.013139 0.004343 0 50 50 50 0 0 1;
20 21 0.021313 0.007044 0 50 50 50 0 0 1;
21 22 0.000873 0.000287 0 50 50 50 0 0 1;
22 23 0.009926 0.003282 0 50 50 50 0 0 1;
23 24 0.021606 0.007144 0 50 50 50 0 0 1;
24 25 0.046719 0.015442 0 50 50 50 0 0 1;
25 26 0.019273 0.006370 0 50 50 50 0 0 1;
26 27 0.010806 0.003569 0 50 50 50 0 0 1;
3 28 0.000274 0.000674 0 50 50 50 0 0 1;
28 29 0.003993 0.009764 0 50 50 50 0 0 1;

```

```

29 30 0.024819 0.008205 0 50 50 50 0 0 1;
30 31 0.004379 0.001448 0 50 50 50 0 0 1;
31 32 0.021899 0.007238 0 50 50 50 0 0 1;
32 33 0.052347 0.017570 0 50 50 50 0 0 1;
33 34 0.106566 0.035227 0 50 50 50 0 0 1;
34 35 0.091966 0.030404 0 50 50 50 0 0 1;
3 36 0.000274 0.000674 0 50 50 50 0 0 1;
36 37 0.003993 0.009764 0 50 50 50 0 0 1;
37 38 0.006569 0.007674 0 50 50 50 0 0 1;
38 39 0.001896 0.002215 0 50 50 50 0 0 1;
39 40 0.000112 0.000131 0 50 50 50 0 0 1;
40 41 0.045441 0.053090 0 50 50 50 0 0 1;
41 42 0.019342 0.022605 0 50 50 50 0 0 1;
42 43 0.002558 0.002982 0 50 50 50 0 0 1;
43 44 0.000574 0.000724 0 50 50 50 0 0 1;
44 45 0.006794 0.008566 0 50 50 50 0 0 1;
45 46 0.000056 0.000075 0 50 50 50 0 0 1;
4 47 0.000212 0.000524 0 50 50 50 0 0 1;
47 48 0.005309 0.012996 0 50 50 50 0 0 1;
48 49 0.018081 0.044243 0 50 50 50 0 0 1;
49 50 0.005128 0.012547 0 50 50 50 0 0 1;
8 51 0.005790 0.002951 0 50 50 50 0 0 1;
51 52 0.020708 0.006951 0 50 50 50 0 0 1;
9 53 0.010856 0.005528 0 50 50 50 0 0 1;
53 54 0.012665 0.006451 0 50 50 50 0 0 1;
54 55 0.017732 0.009028 0 50 50 50 0 0 1;
55 56 0.017551 0.008941 0 50 50 50 0 0 1;
56 57 0.099204 0.033299 0 50 50 50 0 0 1;
57 58 0.048897 0.016409 0 50 50 50 0 0 1;
58 59 0.018979 0.006277 0 50 50 50 0 0 1;
59 60 0.024089 0.007312 0 50 50 50 0 0 1;
60 61 0.031664 0.016128 0 50 50 50 0 0 1;
61 62 0.006077 0.003095 0 50 50 50 0 0 1;
62 63 0.009046 0.004605 0 50 50 50 0 0 1;
63 64 0.044329 0.022580 0 50 50 50 0 0 1;
64 65 0.064951 0.033081 0 50 50 50 0 0 1;
11 66 0.012553 0.003812 0 50 50 50 0 0 1;
66 67 0.000293 0.000087 0 50 50 50 0 0 1;
12 68 0.046133 0.015249 0 50 50 50 0 0 1;
68 69 0.000293 0.000099 0 50 50 50 0 0 1;
];
return;

```

## ANEXO D – Algoritmo ITL

Algoritmo utilizado para reduzir o número de alternativas a serem avaliadas pelo AHP. O algoritmo ITL foi elaborado por Santos (2009) para execução em MATLAB® com o auxílio do conjunto de bibliotecas do MatPower 3.0.

```

% A função runpf.m executa o fluxo de carga pelo Método de Newton
% Para executar o programa em um banco de dados, insira o nome
% do arquivo sem a extensão .m em casename

clear; clc;

[baseMVA, bus, gen, branch, success, et] = runpf('case33');
ref=find(bus(:,2)==3); % índice das barras de referência
pv=find(bus(:,2)==2); % índice das barras PV
pq=find(bus(:,2)==1); % índice das barras PQ

% A função makeYbus.m, forma a matriz admitância Ybus
[Ybus, Yf, Yt] = makeYbus(baseMVA, bus, branch);

% A função makeSbus, calcula injeções de potência, geração e
carga
Sbus = makeSbus(baseMVA, bus, gen);
V0=bus(:,8).*exp(j*pi/180*bus(:,9)); % Tensão (magnitude e
angulo)
% A função mption.m é usada para explicitar o método do
% fluxo de carga utilizado no caso da opção 1 o método de Newton

mpopt=mpoption('PF_ALG',1);

% A função newtonpf.m implementa a solução do fluxo de carga pelo
% método de Newton

[V, converged, i] = newtonpf(Ybus, Sbus, V0, ref, pv, pq, mpopt);

% A função dSbus_dV.m computa as derivadas parciais das potências
injetadas
% em razão da tensão (magnitude e ângulo) - Calcula a Matriz
Jacobiana
[dSbus_dVm, dSbus_dVa] = dSbus_dV(Ybus, V);

% Matriz Jacobiana completa (full)
Jfull=[real(dSbus_dVa) real(dSbus_dVm); imag(dSbus_dVa)
imag(dSbus_dVm)];

Dpa=real(dSbus_dVa([pv; pq],[pv; pq])); %Determina dP/dTheta
Dpv=real(dSbus_dVm([pv; pq], pq)); %Determina dP/dV
Dqa=imag(dSbus_dVa(pq, [pv; pq])); %Determina dQ/dTheta
Dqv=imag(dSbus_dVm(pq, pq)); %Determina dQ/dV

```



```
J=[Dpa Dpv; Dqa Dqv];           %J=[H N; M L]

% Cálculo da perda de potência ativa total do sistema
Perda=sum(branch(:,12)+ branch(:,14));
% Cálculo dos coeficientes ITL para todas as barras, exceto a
% barra de referência

Dpafull=real(dSbus_dVa);
nb=max(bus(:,1));
e=ones(nb,1);
Coeficientes_ITL=inv(Dpa')*(Dpafull(:, [bus(:,2)~=3]'))'*e;
```