

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Métodos de Alocação de Perdas em Sistemas de Distribuição com Geradores Distribuídos

Iara Fernanda Ehrenberg Dossi Denis

Antonio Padilha Feltrin

Orientador

Ilha Solteira – SP, dezembro de 2003.

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Métodos de Alocação de Perdas em Sistemas de Distribuição com Geradores Distribuídos

Iara Fernanda Ehrenberg Dossi Denis

Antonio Padilha Feltrin

Orientador

Tese submetida à Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Campus de Ilha Solteira, como parte dos requisitos exigidos para obtenção do título de Doutora em Engenharia Elétrica

Ilha Solteira – SP, dezembro de 2003.

Dedico este trabalho aos meus pais Célio e Rachel por estarem sempre presentes em todos os momentos de minha vida.

Agradecimentos

A Deus que tudo me concedeu e propiciou para os êxitos e felicidades obtidos em minha vida.

Ao professor Antonio Padilha Feltrin um agradecimento especial pela seriedade, disposição, profissionalismo e empenho como orientador na condução dos meus trabalhos.

A minha família pelo apoio, amor e carinho em todos os momentos de minha vida.

Aos meus filhos Beatriz e Thiago que, apesar da pouca idade, demonstraram compreensão pelas minhas ausências.

Ao meu esposo Eduardo Falcão Denis pelo incentivo.

Ao professor José Roberto Sanches Mantovani pelas valiosas sugestões e pelos incentivos no decorrer deste trabalho.

Aos professores Rubén Augusto Romero Lázaro, Percival Bueno de Araujo, aos professores visitantes Rade M. Ciric, Dario Eliecer Rodas Rendón e Ramon Afonso Gallego Rendon pelas contribuições no desenvolvimento deste trabalho.

Aos colegas do Grupo de Pesquisa em Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica, Amil, Cossi, Délberis, Eduardo, Fábio, Gustavo, Marcelo, Matheus, Nando, Rodrigo, que sempre se mostraram dispostos a ajudar nas dificuldades encontradas no trabalho.

Aos professores, funcionários do DEE e aos colegas da Elucid André Pantuzi e Francisco de Garcia pelo que direta ou indiretamente colaboraram para a realização deste trabalho.

Finalmente, agradeço à FEPISA – Fundação de Ensino, Pesquisa e Extensão de Ilha Solteira, as empresas do Grupo Rede: Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. e Companhia Nacional de Energia Elétrica e a Elucid Solutions S.A. pelo apoio financeiro.

Resumo

Métodos de alocação de perdas em redes elétricas buscam atribuir a geradores e consumidores a responsabilidade pelas perdas que ocorrem nas redes. Em sistemas de transmissão as perdas têm recebido atenção especial, com muitos métodos surgindo e estudos comparativos sendo apresentados.

As redes de distribuição passaram a receber, também, uma especial atenção após o surgimento de possibilidades concretas de presença de geradores distribuídos. Porém os métodos de alocação de perdas ainda não são em grande número e pouco avaliados.

Neste trabalho apresenta-se uma nova abordagem para um método de alocação de perdas em redes de distribuição. Este método é denominado Zbus, é baseado na teoria de circuitos elétricos e foi anteriormente proposto com aplicação limitada para sistemas de transmissão (com consideração de susceptância em derivação nas linhas de transmissão).

O desempenho do método é avaliado em comparação com uma proposta baseada no método da substituição, com outra baseada no princípio da divisão proporcional, e com outras duas baseadas em fatores de perdas. Os testes comparativos utilizam três diferentes sistemas de distribuição, com simulação de vários casos. A avaliação final indica que o método Zbus possui um dos melhores desempenhos em termos de alocação de perdas, não possui aproximações, é simples de entender e fácil de implementar.

Abstract

Loss allocation methods in transmission and distribution power systems are aimed at attributing network losses responsibilities to generators and consumers. In transmission systems, a large number of methods and comparative studies have been presented due to the number of users and the amount of the costs.

Recently, studies had focus the attention in the loss allocation in distribution networks regarding the real presence of distributed generators. However, the number of proposed methods have been smaller than the number to transmission systems and it is observed a lack of comparative studies.

In this work a new approach to the method for loss allocation in distribution networks is presented. This method is known as Zbus, is based on the theory of electric circuits and it was proposed before to solve the loss allocation problem in transmission systems solely (requiring the presence shunt susceptance line models).

The method's performance is evaluated comparing it with various proposals: one based on the substitution method, other based on the proportional sharing principle, and others two based on loss factors. The comparative studies have been evaluated taking results from several different cases of operation using three different distribution systems. The conclusions pointed out that the Zbus method has presented the best performances in terms of loss allocation and, in addition, it does not require any approximations, is simple of understanding and easy to implement.

Índice

I- INTRODUÇÃO	1
II- GERADORES DISTRIBUÍDOS.....	4
2.1- INTRODUÇÃO.....	4
2.2- EVOLUÇÃO E IMPORTÂNCIA DOS GDS	5
2.2.1- <i>Qualidade da Energia</i>	11
2.2.2- <i>Suporte de Reativos</i>	12
2.2.3- <i>Confiabilidade e Margem de Reserva</i>	12
2.2.4- <i>Confiabilidade e Redundância da Rede</i>	12
2.2.5- <i>Segurança</i>	13
2.2.6- <i>Responsabilidade</i>	14
2.3- TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS	14
2.3.1- <i>Micro Turbina</i>	14
2.3.2- <i>Células a Combustível</i>	15
2.3.3- <i>Fontes Renováveis de Geração</i>	15
2.3.4- <i>Tecnologias de Armazenamento</i>	15
2.3.5- <i>Reaproveitamento de Calor</i>	16
III- MÉTODOS DE ALOCAÇÃO DE PERDAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	17
3.1- INTRODUÇÃO.....	17

3.2- EXPRESSÕES DE PERDAS ELÉTRICAS ATIVAS	19
3.3- MÉTODOS DE ALOCAÇÃO DE PERDAS.....	24
3.3.1- <i>Método da Substituição (MS)</i>	25
3.3.2- <i>Método de Alocação de Perdas Baseado em Divisão Proporcional (PS)</i>	26
3.3.2.1- Alocação das perdas às cargas.....	29
3.3.2.2- Alocação das perdas aos geradores	30
3.3.2.3- Alocação das perdas remanescente aos geradores.....	34
3.3.3- <i>Método Baseado no Fator de Perdas Marginais (MLC) [8]</i>	36
3.3.4- <i>Método Baseado no Fator de Perdas Diretas (DLC) [9]</i>	41
3.3.5- <i>Método de Alocação de Perdas Baseado na Zbus</i>	44
IV – TESTES E RESULTADOS	46
4.1- SISTEMA DE 4 BARRAS.....	46
4.2- SISTEMA DE 15 BARRAS.....	55
4.3 SISTEMA IEEE 34	66
V – CONCLUSÕES	74
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	77
APÊNDICE.....	81
A.1 CÁLCULO DO FLUXO DE POTÊNCIA.....	81
A.1.1 <i>Método Utilizado - Backward/Forward Sweep</i>	83
A.1.1.1- Solução de sistemas radiais.....	83
A.2.1.2- Solução de sistemas fracamente malhados	85
A.2.1.3- Compensação para barras PVs	87

Índice de Figuras

Figura 2.1: Energia eólica – distribuição da capacidade instalada no mundo até outubro de 2000 [11].	8
Figura 3.1: Modelo equivalente π de uma linha de transmissão.....	19
Figura 3.2: Fluxo de corrente em uma linha de distribuição devido a duas cargas.	26
Figura 4.1: Sistema de 4 barras, extraído de [8].....	47
Figura 4.2: Variação das perdas para diferentes valores de geração para o sistema de 4 barras.....	48
Figura 4.3: Alocação de perdas dos diferentes métodos para o sistema de 4 barras sem geração.....	48
Figura 4.4: Alocação de perdas dos diferentes métodos para o sistema de 4 barras com geração de 100kW na barra 3.	49
Figura 4.5: Alocação de perdas dos diferentes métodos para o sistema de 4 barras com geração de 200kW na barra 3.	50
Figura 4.6: Alocação de perdas dos diferentes métodos para o sistema de 4 barras com geração de 300kW na barra 3.	51

Figura 4.7: Fluxos e perdas com gerador de 200kW.....	51
Figura 4.8: Fluxos e perdas com gerador de 300kW.....	52
Figura 4.9: Fluxos e perdas com gerador de 300kW.....	52
Figura 4.10: Fluxos e perdas com gerador de 200kW.....	52
Figura 4.11: Alocação de perdas dos diferentes métodos para o sistema de 4 barras com geração de 250kW na barra 3.	53
Figura 4.12: Alocação de perdas dos diferentes métodos para o sistema de 4 barras com geração de 400kW na barra 3.	54
Figura 4.13: Alocação de perdas dos diferentes métodos para o sistema de 4 barras com geração de 500kW na barra 3.	54
Figura 4.14: Sistema de 15 barras, extraído de [17].....	55
Figura 4.15: Alocação de perdas dos 5 métodos apresentados para o sistema de 15 barras sem gerador.	57
Figura 4.16: Alocação de perdas dos 5 métodos apresentados para o sistema de 15 barras com gerador na barra 14 ($P_{ger}=3000kW$ e $Q_{ger}=2000kVAr$).	57
Figura 4.17: Alocação de perdas dos 5 métodos apresentados para o sistema de 15 barras com geradores nas barras 10 ($P_{ger}=3000kW$ e $Q_{ger}=2000kVAr$) e 14 ($P_{ger}=400kW$ e $Q_{ger}=10kVAr$).....	58
Figura 4.18: Curva das perdas elétricas do sistema, variação da potência ativa do gerador 1 e com o gerador 2 desconectado.....	58
Figura 4.19: Alocação de perdas dos 5 métodos apresentados para o sistema de 15 barras com gerador 1 ($P_{ger}=3000kW$ e $Q_{ger}=2000kVAr$) e sem o gerador 2.	59
Figura 4.20: Alocação de perdas dos 5 métodos apresentados para o sistema de 15 barras com gerador 1 ($P_{ger}=3500kW$ e $Q_{ger}=2000kVAr$) e sem o gerador 2.	60

Figura 4.21: Alocação de perdas dos 5 métodos apresentados para o sistema de 15 barras com gerador 1 ($P_{ger}=4000kW$ e $Q_{ger}=2000kVAr$) e sem o gerador 2.	60
Figura 4.22: Fluxo nas ligações com geração de 300kW na barra 14.....	61
Figura 4.23: Fluxo nas ligações com geração de 400kW na barra 14.....	61
Figura 4.24: Alocação de perdas dos 5 métodos apresentados para o sistema de 15 barras com gerador 1 ($P_{ger}=5000kW$ e $Q_{ger}=2000kVAr$) e sem o gerador.....	62
Figura 4.25: Curva das perdas elétricas do sistema de 15 barras, variação da potência ativa do gerador 1 e com o gerador 2 conectado.....	62
Figura 4.26: Alocação de perdas dos 5 métodos apresentados para o sistema de 15 barras com gerador 1 ($P_{ger}=0kW$ e $Q_{ger}=2000kVAr$) e com o gerador 2.	63
Figura 4.27: Alocação de perdas dos 5 métodos apresentados para o sistema de 15 barras com gerador 1 ($P_{ger}=1000kW$ e $Q_{ger}=2000kVAr$) e com o gerador 2.	63
Figura 4.28: Alocação de perdas dos 5 métodos apresentados para o sistema de 15 barras com gerador 1 ($P_{ger}=3000kW$ e $Q_{ger}=2000kVAr$) e com o gerador 2.	64
Figura 4.29: Alocação de perdas dos 5 métodos apresentados para o sistema de 15 barras com gerador 1 ($P_{ger}=3500kW$ e $Q_{ger}=2000kVAr$) e com o gerador 2.	65
Figura 4.30: Alocação de perdas dos 5 métodos apresentados para o sistema de 15 barras com gerador 1 ($P_{ger}=4500kW$ e $Q_{ger}=2000kVAr$) e com o gerador 2. O eixo a direita refere-se ao método MS e o da esquerda aos demais.....	65
Figura 4.31: Sistema IEEE 34.	66

Figura 4.32: Alocação as barras com carga do sistema IEEE 34 sem a presença de gerador.	68
Figura 4.33: Alocação para as barras com carga do sistema IEEE 34 com gerador na barra 23.	68
Figura 4.34: Curva das perdas elétricas do sistema, variação da potência ativa do gerador na barra 23.	69
Figura 4.35: Alocação para as barras com carga do sistema IEEE 34 com gerador na barra 23 ($P_{ger}=100kW$).	70
Figura 4.36: Alocação das perdas para as barras com carga do sistema IEEE 34 com gerador na barra 23 ($P_{ger}=400kW$).	70
Figura 4.37: Alocação das perdas para as barras com carga do sistema IEEE 34 com gerador na barra 23 ($P_{ger}=800kW$).	71
Figura 4.38: Curva das perdas elétricas do sistema, variação da potência ativa do gerador conectado na barra 5.	72
Figura 4.39: Alocação para as barras com carga do sistema IEEE 34 com gerador na barra 5 ($P_{ger}=100kW$).	72
Figura 4.40: Alocação para as barras com carga do sistema IEEE 34 com gerador na barra 5 ($P_{ger}=450kW$).	73
Figura A.1: Ilustração da numeração dos ramos da rede de distribuição radial. ...	83
Figura A.2: Rede de distribuição fracamente malhada.	85
Figura A.3: Fluxograma para o cálculo do fluxo de potência [26].	89

Índice de Tabelas

Tabela 2.1: Evolução do número de solicitações de PCHs no Brasil [10] e [11]. ...	6
Tabela 2.2: Energia eólica – capacidade instalada no mundo (MW) [11].	7
Tabela 2.3: Disponibilidade energética em resíduos agrícolas no Brasil [10].	9
Tabela 4.1: Dados do sistema de 4 barras.	47
Tabela 4.2: Alocação das perdas através do método LASs.	50
Tabela 4.3: Dados dos geradores.	55
Tabela 4.4: Dados do sistema de 15 barras.	56
Tabela 4.5: Dados do gerador.	66
Tabela 4.6: Dados do sistema IEEE 34.	67
Tabela 5.1: Principais características dos métodos.	75

I- Introdução

Entre os componentes da transformação pela qual está passando o setor elétrico estão a geração distribuída (GD) e o consumidor potencialmente livre. Por GD entende-se a geração de energia elétrica junto ou próxima ao consumidor com potências normalmente iguais ou inferiores a 30 MW. Já o consumidor potencialmente livre caracteriza-se pela liberdade de escolha do fornecedor de energia elétrica; ou seja, o consumidor livre pode optar pela compra de energia de um outro comercializador, para atender parte ou a totalidade de sua demanda, seguindo critérios de preço e qualidade, através do uso de redes de uma distribuidora local.

A inclusão dos dois novos componentes implica em várias alterações no sistema de distribuição (SD), refletindo nos resultados do planejamento, da construção, da conservação e da operação do SD, que passam a merecer estudos e ações para readaptação. Os GD's podem, por exemplo, propiciar segurança à continuidade e qualidade do fornecimento de energia; mas em contrapartida, podem causar problemas técnicos, como contribuir para corrente de falta, causar oscilações, interferir no processo de regulação de tensão, provocar aumento de perdas, etc.

Também são impactados pelos GD's no SD: o sistema de gerenciamento da distribuição, as injeções de potência, o cálculo do fluxo de potência, a reconfiguração do sistema, o restabelecimento de suprimento de energia, a

análise de curto-circuito, os ajustes de relés, os reguladores de tensão, etc. Isto significa que todo o processo de gerenciamento na distribuição deve ser revisto e, provavelmente, readaptado para considerar a presença do GD no SD.

Um dos temas que merece destaque é a alocação de perdas em redes de distribuição com geradores distribuídos e consumidores potencialmente livres. Embora o tema sobre alocação de perdas seja normalmente mais atribuído ao sistema de transmissão [1], [2], [3] e [4], após a introdução do GD, o problema de alocação de perdas em sistema de distribuição está merecendo maior enfoque. A competição entre empresas distribuidoras e comercializadoras de energia elétrica fez despertar maior interesse pela alocação de perdas no sistema de distribuição. Tanto as perdas na média tensão que estão na faixa de 2-5%, como as verificadas na baixa tensão que muitas vezes excedem os 10% [5], tornaram-se um tema de pesquisa relevante e oportuno.

Há métodos que propiciam boa aproximação da justa alocação de perdas às cargas, mas a distribuição final contém sempre um grau de arbitrariedade. Isto acontece porque os sistemas de distribuição e os de transmissão apresentam perdas como uma função não linear das injeções nas barras. Como é dito na conclusão da referência [1] “parece que o assunto imparcialidade na alocação de perdas jamais será concluído; pois, é possível que nunca será completamente solucionado por qualquer método”. Porém, esta dificuldade torna necessária a busca por novos métodos e por exaustivos estudos comparativos, a fim de subsidiar os usuários das redes de distribuição na escolha de uma alocação de perdas aceita por todos.

Este trabalho apresenta o método Zbus para alocar perdas na distribuição e faz uma comparação com outros quatro métodos: o método da substituição [6]; um método baseado em divisão proporcional [7]; uma proposta que usa fatores de perdas marginais [8]; e outra com base em fatores de perdas diretas [9]. A avaliação de desempenho mostra resultados para várias situações de operação em três diferentes alimentadores de distribuição.

Após esta introdução, esta tese apresenta a seguinte organização:

- No Capítulo II são apresentados alguns tipos de geradores distribuídos, assim como algumas vantagens e desvantagens sobre utilização deles nos sistemas de distribuição;

- No Capítulo III são apresentados quatro métodos de alocação de perdas discutidos na literatura com aplicações em sistemas de distribuição, e uma aplicação nova para um método tradicionalmente aplicado em sistemas de transmissão;
- O Capítulo IV é destinado a fazer uma avaliação de desempenho dos cinco métodos implementados utilizando três diferentes sistemas de distribuição de energia elétrica;
- No Capítulo V são apresentadas as conclusões quanto às características e desempenho dos cinco métodos avaliados e algumas sugestões para trabalhos futuros;
- Referências Bibliográficas;
- No Apêndice A é apresentado o método de fluxo de potência utilizado na análise das redes testadas.

II- Geradores Distribuídos

2.1- Introdução

Do início do século XX até a década de 1940, a energia elétrica era, em regra geral, gerada perto do consumidor, sendo que toda energia elétrica para fins industriais era gerada localmente. Já no final da década de 1940, a conjuntura econômica e a crescente demanda de energia indicavam a geração em centrais de grande porte como a alternativa capaz de produzir energia com menor custo. Tendo este fato se tornado notório, o interesse pela energia gerada junto ao consumidor declinou a ponto de desestimular qualquer avanço tecnológico neste tipo de geração.

Outros fatores também contribuíram para o descaso às gerações próximas ao consumidor, entre eles: as crises do petróleo, a poluição, a falta de espaço, etc. Os geradores próximos aos consumidores permaneceram apenas em hospitais, hotéis, centros comerciais, indústrias de congelados, etc. e, mesmo assim, com a função de reserva “stand-by”, uma vez que, essas empresas só acionam seus geradores em caso de falta de energia fornecida pela distribuidora de energia elétrica.

2.2- Evolução e Importância dos GDs

Nos últimos quinze anos algumas questões tornaram-se tão relevantes que mudaram o rumo da política energética mundial. Entre elas destacam-se: o aumento da importância dada ao impacto ambiental e as pressões de suas ONGs; o crescente custo com desapropriações que indenizam tanto as propriedades impactadas como também seus lucros cessantes; a já pequena disponibilidade dos recursos hídricos, principalmente nas regiões de grande consumo; a demanda que caminha de forma paralela aos crescimentos econômico-demográficos e do desenvolvimento social; a necessidade de altos investimentos para a construção de grandes usinas hidrelétricas.

A mudança do cenário forçou a busca pela utilização de alternativas que considerem a situação e atendam as necessidades presentes e futuras. Entre as opções, algumas em estudo e outras já implementadas, neste trabalho destaca-se a geração distribuída (GD).

A expressão geração distribuída está sendo usada para o aumento da potência das redes de energia elétrica através da conexão de geradores instalados junto ou próximos do consumidor. A GD inclui pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), parques eólicos, painéis fotovoltaicos, geradores com uso de biomassa e resíduos combustíveis industriais ou urbanos, geradores móveis, etc.

A reestruturação do setor elétrico brasileiro (Lei 9648 de 27 de maio de 1998) contribuiu com a incrementação da GD ao liberar vários entraves como, por exemplo, a permissão da comercialização dos excedentes de energia elétrica de pequenas centrais hidrelétricas (1MW a 30MW) que passou a depender apenas da autorização da ANEEL, sem, portanto, necessidade de concessão. Nota-se na Tabela 2.1 o crescente interesse em construir novas usinas hidrelétricas que saltou de uma média de cinquenta solicitações anuais em 1996, para mais de 250, apenas nos primeiros nove meses de 1999.

Tabela 2.1: Evolução do número de solicitações de PCHs no Brasil [10] e [11].

Ano	Nº de solicitações
1996	51
1997	81
1998	243
2003	238 (em operação)
	31 (em construção)
	<u>106 (outorgados)</u>
	375

Os benefícios dados às PCHs (redução em pelo menos 50% nos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição e possibilidade de venda da energia gerada a consumidor com carga acima de 500kW) por serem extensivos a outras fontes de energia renováveis fizeram crescer, também de forma vertiginosa, os investimentos em geração com fonte eólica, biomassa (principalmente a queima do bagaço da cana), solar, etc. que poderão ser inseridas nas redes elétricas como GD.

O mercado tem crescido substancialmente nos últimos anos. Em 1990, a capacidade instalada no mundo era inferior a 2.000MW. Em 1994, ela subiu para 3.734MW, divididos entre os países da Europa (45,1%), das América (48,4%), da Ásia (6,4%) e outros países (1,1%). Quatro anos mais tarde, chegou a 10.000MW e, em setembro de 2000, a capacidade instalada no mundo já era superior a 15.000MW [11].

Esse crescimento de mercado fez com que a Associação Europeia de Energia Eólica estabelecesse novas metas, indicando que, até 2020, a energia eólica poderá suprir 10% de toda a energia elétrica requerida no mundo. De fato, em alguns países e regiões, a energia eólica já representa uma parcela considerável da eletricidade produzida. Na Dinamarca, por exemplo, a energia eólica representa 13% de toda a eletricidade gerada e a meta é aumentar essa parcela para 50% até 2030. Na região da Schleswig-Holstein, na Alemanha, cerca de 17% do parque de energia elétrica instalado é de origem eólica. Na região de

Navarra, na Espanha, essa parcela é de 23%. Em termos de capacidade instalada, estima-se que, até 2020, a Europa já terá instalado 100.000MW [11].

A Tabela 2.2 apresenta a evolução recente da capacidade instalada em vários países e regiões do mundo. Alemanha, EUA, Espanha e Dinamarca são responsáveis por 75% da capacidade instalada no mundo (Figura 2.1). Em termos de geração de energia, esses países foram responsáveis por cerca de 70% de toda a energia eólica gerada no mundo em 1999.

Tabela 2.2: Energia eólica – capacidade instalada no mundo (MW) [11].

País/região	1997	1998	1999	2000*
Alemanha	2.080	2.874	4.445	4.997
Estados Unidos	1.590	1.927	2.492	2.514
Dinamarca	1.116	1.450	1.742	2.009
Espanha	512	834	1.530	1.804
Brasil	3	7	20	20
Outros	2.283	2.822	3.226	3.737
Europa	4.766	6.569	9.307	10.670
Ásia	1.116	1.194	1.287	1.428
América	1.645	2.062	2.706	2.729
Austrália e Pacífico	33	63	116	165
África e Oriente Médio	24	26	39	89
Total	7.584	9.914	13.455	15.081

*Dados referentes ao mês de outubro de 2000.

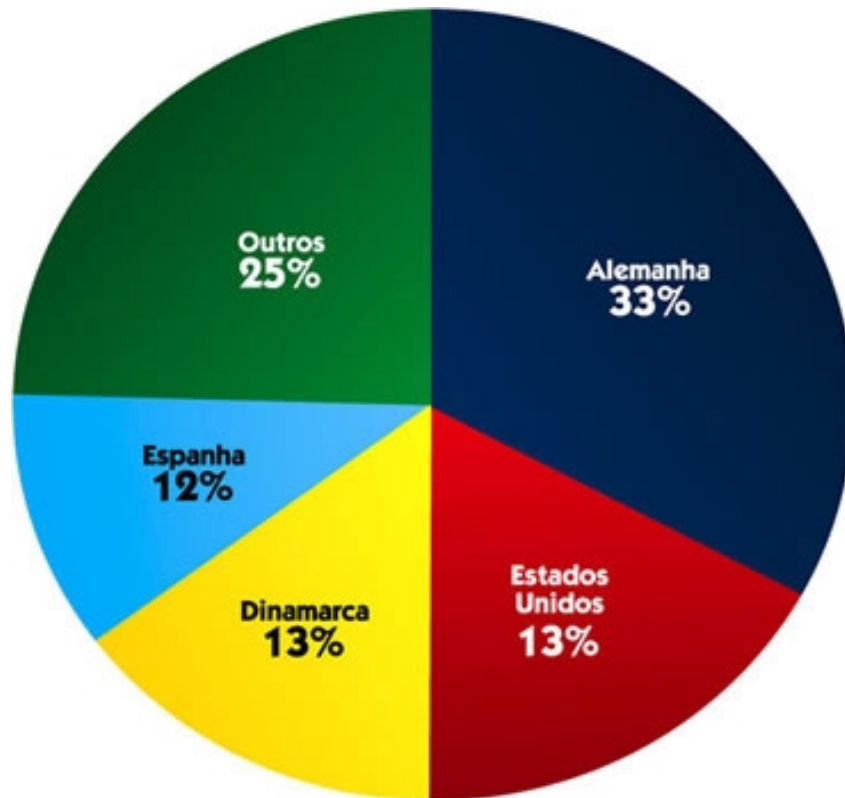


Figura 2.1: Energia eólica – distribuição da capacidade instalada no mundo até outubro de 2000 [11].

No Brasil a energia eólica também promete uma evolução vertiginosa, haja vista que neste ano de 2003, há 9 centrais eólicas em operação gerando 22,075GW e já outorgadas 101 centrais eólicas para geração de 6.683,950GW.

Quanto à biomassa para a produção de eletricidade no Brasil, pode ser verificada uma síntese através da Tabela 2.3. O Plano Decenal de expansão 2000/2009 estima o potencial técnico de cogeração nos setores sucro-alcooleiro e de papel e celulose em 5,75GW, com um potencial de mercado de pouco mais de 2,8GW em 2009 [10].

Tabela 2.3: Disponibilidade energética em resíduos agrícolas no Brasil [10].

Produto	Produção em 1996 (mil toneladas)	Fração de Resíduos (%)	Total de Resíduos (mil toneladas)	Energia nos Resíduos (mil tEP)
Arroz	8.195	30	2.458,6	860,5
Café	1.734	20	346,9	121,4
Mandioca	10.951	110	12.046,9	4.216,4
Soja	23.016	240	55.238,4	19.333,4
Milho	28.611	130	37.194,8	13.018,2

tEP: toneladas equivalentes de petróleo

Os geradores de emergência e de ponta mais utilizados em hospitais, shoppings, hotéis, etc., podem com geração distribuída ser melhores aproveitados. Eles podem exercer a função de suplementadores de energia deixando de ser apenas equipamentos de reserva acionáveis somente como meio de socorro nas faltas eventuais e passam a entrar em operação também nas horas de pico de demanda. Outra opção é a de atribuir a esses geradores a função de reserva recíproca, ou seja, passam a funcionar como instrumento de socorro mútuo entre a geração distribuída e as distribuidoras de energia elétrica (backup), em casos de problemas de abastecimento.

Por outro lado, podem ser usados efetivamente para uso próprio com venda do excedente da energia gerada para a distribuidora de energia elétrica. Como as mencionadas nos parágrafos anteriores, outras fontes enriquecem as possibilidades de GD.

A GD se caracteriza também pelo pequeno porte de seus geradores (até 30MW) e por sua localização que geralmente é no local do consumo ou bem próximo dele. Assim, a GD dispensa o ônus da construção da rede de transmissão, e torna-se um instrumento mais acessível pelo seu baixo custo de instalação.

A GD depende de estudos cujos resultados venham viabilizar a integração de sistemas envolvendo unidades eólicas, solares, a gás natural, pequenas centrais hidrelétricas, etc, no atual sistema energético, considerando o impacto da presença destas unidades na rede de distribuição de energia elétrica. Esses estudos devem focar os resultados de análises estática e dinâmica dos sistemas distribuídos. Serão relevantes na análise estática as informações relativas à confiabilidade do sistema, impacto no nível do perfil de tensão e integração no ambiente de mercado. Na análise da dinâmica do sistema é preponderante a avaliação da estabilidade angular e de tensão, considerando os problemas de amortecimento ocasionados pela inserção dos geradores de baixa inércia interligados ao sistema de distribuição.

Dessas análises, o principal resultado esperado é um recurso que permitirá a análise do comportamento do sistema que, por sua vez, servirá de auxílio a futuros estudos na área de análise da segurança, da confiabilidade e da estabilidade dinâmica a grandes e pequenas perturbações. Este recurso atenderá as empresas de energia elétrica interessadas na integração de geração distribuída em redes elétricas. No final desta análise, fatores técnicos definirão a inserção das unidades geradoras em determinados pontos da rede elétrica e os esquemas mais apropriados ao sistema de geração.

Em alguns países com experiência em GD, os problemas com proteção, controle dos níveis de tensão na rede de distribuição, controle de reativos e interação com o automatismo da distribuição têm sido resolvido com êxito. É preciso deixar evidente que o montante de geração (GD) experimentado nesses países é pequeno em relação à carga local.

Com o aumento relativo da GD os problemas tornam-se mais complexos e surgirão novas preocupações relacionadas com o despacho de geração e o armazenamento de energia gerada em algumas condições. Pode-se concluir que, enquanto o número e o montante de geração distribuída for pequeno em relação à carga local, os problemas podem ser administrados sem grandes preocupações. Mas, à medida que o grau de difusão da geração distribuída aumenta, surgem novas questões, tais como os descritos a seguir sobre qualidade de energia, confiabilidade, segurança, etc. [12].

2.2.1- Qualidade da Energia

Dois aspectos da qualidade da energia são usualmente considerados como importantes: (i) as variações transitórias da tensão e (ii) a distorção harmônica da tensão da rede. Dependendo das circunstâncias particulares, a usina geradora distribuída pode diminuir ou aumentar a qualidade da tensão recebida por outros usuários da rede de distribuição.

A usina de geração distribuída pode causar variações transitórias da tensão na rede se na conexão ou desconexão do gerador são permitidas relativamente grandes mudanças da corrente. Geradores síncronos podem ser conectados à rede com perturbações desprezíveis se sincronizados corretamente, unidades do tipo *soft-start* anti-paralelismo podem ser usadas para limitar a magnetização dos geradores indutivos para um valor menor ao da corrente de trabalho. No entanto, uma desconexão freqüente de geradores quando operam a carga máxima pode levar a quedas de tensão significativas. Contrariamente, no entanto, a adição de usinas de geração distribuída atua elevando os níveis de falta da rede de distribuição. Uma vez que a geração é conectada, qualquer perturbação causada pelas cargas dos consumidores ou mesmo faltas remotas, resultará em pequenas variações de tensão, melhorando assim a qualidade de energia. É interessante salientar que uma abordagem convencional para melhorar a qualidade da energia de fábricas com alta sensibilidade, é instalar geração local.

Similarmente, planejamentos ou especificações incorretas de usinas de geração distribuída, com interfaces de rede de eletrônica de potência, podem injetar correntes harmônicas que podem levar a distorções inaceitáveis da tensão. No entanto, geradores diretamente conectados podem também diminuir a impedância harmônica das redes de distribuição e reduzir assim a tensão harmônica da rede com o custo de aumentar as correntes harmônicas na usina de geração e problemas possíveis devido à ressonância harmônica. Isto é de particular importância se os capacitores de correção do fator de potência são usados para compensar os geradores de indução.

Um efeito similar é mostrado no equilíbrio das tensões em sistemas rurais de média tensão usando geradores de indução. As tensões de redes rurais de média tensão são freqüentemente desequilibradas devido à conexão de cargas monofásicas. Um gerador de indução tem uma impedância muito baixa para

tensões desequilibradas e tenderá a criar grandes correntes de desequilíbrio e assim equilibrando as tensões da rede com o custo de incrementar as correntes no gerador, conseqüentemente aparecendo problemas de aquecimento.

2.2.2- Suporte de Reativos

A geração distribuída pode trazer alívio significativo do suporte de reativos próximas ao nível de distribuição, entretanto a tecnologia apropriada para interface com a rede é fundamental para conseguir assim a configuração adequada. Os geradores síncronos podem tanto injetar como absorver reativos do sistema. Já os geradores assíncronos, também chamados de geradores de indução, (a maioria dos eólicos) apenas absorvem reativos do sistema, podendo aumentar o problema de suporte de reativos.

2.2.3- Confiabilidade e Margem de Reserva

Várias tecnologias de geração distribuída dependem da natureza (vento e sol) ou a disponibilidade da geração está sujeita às prioridades da geração de seus proprietários. A utilização desta sofisticada tecnologia pode afetar a disponibilidade da geração. Como resultado, o assunto confiabilidade torna-se necessário para manter suficiente a margem de reserva de geração. Tradicionalmente, a utilização da verticalização integrada pode também ser responsável pela disponibilidade da margem de reserva suficiente para assegurar confiabilidade do sistema. Dentro de um cenário de propriedade de geração altamente distribuída, o aumento da manutenção da margem de reserva tornou-se um problema crescente a menos que sejam criadas regras para este tipo de mercado.

2.2.4- Confiabilidade e Redundância da Rede

Para os projetos de geração distribuída, cujo objetivo é gerar kWh de fontes de energias renováveis, a estabilidade transitória da tensão tende a não ser considerada como de grande significância. Se uma falta acontecer em algum lugar da rede de distribuição, diminuindo a tensão da rede e fazendo atuar a proteção do gerador distribuído, então o que é perdido é só um curto período de geração. O gerador distribuído tenderá a aumentar sua velocidade e a engatilhar

sua proteção interna. O sistema de controle do gerador distribuído esperará então que as condições da rede sejam restauradas automaticamente. É claro que se o projeto do gerador distribuído é direcionado principalmente como fornecedor de vapor para um processo crítico, então se requer mais cuidado para tentar assegurar que não atue a proteção do gerador com faltas remotas da rede. No entanto, como a inércia das usinas de geração distribuída é normalmente baixa e o tempo para acionar a proteção é longo, não pode ser possível assegurar a estabilidade para todas as faltas na rede de distribuição.

Sistemas de distribuição em geral possuem configuração radial, conseqüentemente, a redundância nas linhas de distribuição torna-se um tema significativo quando a geração distribuída é conectada diretamente ao sistema de distribuição já que na ocorrência de falta numa linha, o fornecimento do GD poderia ser cortado.

2.2.5- Segurança

A integração do GD no sistema de distribuição pode acarretar um impacto nos dispositivos de proteção. Os disjuntores e religadores são ajustados para “enxergar” uma certa distância à jusante do alimentador radial (área de atuação). A área de atuação é determinada pela corrente de falta mínima que o dispositivo detectará. Na demanda máxima, onde o gerador distribuído pode ser interligado, a proteção tem bastante sensibilidade. Não precisa de alta corrente adicional para dar trip no disjuntor. O gerador distribuído em funcionamento pode diminuir acentuadamente essa área de atuação. Isto é, com a integração do GD, pode existir um significativo aumento no risco das faltas de alta resistência não serem detectadas até atingirem valores elevados. Com isso, a probabilidade de ocorrer danos na rede será maior com a presença dos GD's.

O esquema de proteção do sistema de distribuição é projetado para isolar rapidamente a carga ou a própria linha na ocorrência de falta. A hipótese é que, se a linha de distribuição é desconectada entre a falta e a subestação alimentadora, o processo de reparo pode ser feito seguramente. É claro que se o GD é conectado no mesmo alimentador, então haverá a necessidade de um esquema de proteção mais sofisticado que deve ser implementado para proteger as instalações.

2.2.6- Responsabilidade

Uma questão relevante desta nova geração de eletricidade está na confiança que terá que fornecer o novo sistema de distribuição: Quando ocorrer a falta, para quem o consumidor reclamará? Para a distribuidora ou para o proprietário do gerador distribuído? A existência de uma companhia de transmissão local pode não ser conhecida pelo usuário final. O proprietário do gerador pode se eximir da responsabilidade alegando um contrato de serviço. Contudo, a resolução desta importante questão é ainda um assunto para debate.

2.3- Tecnologias Disponíveis

O conceito de Micro Redes [13] é definido na literatura especializada como sendo o conjunto de cargas e micro geradores operando como um sistema único que fornece força (potência) e calor (vapor). A maior parte deste sistema precisa ser controlado por equipamentos de eletrônica de potência, para garantir uma operação confiável e segura.

Portanto, pode-se concluir que as características principais que possibilitam as micro redes são: a eletrônica de potência, os sistemas de controle e as capacidades de comunicação, que permitem às mesmas funcionarem como se fossem sistemas de potência semi-automáticos.

As fontes disponíveis de tecnologia para GD em redes de distribuição e Micro Redes são:

2.3.1- Micro Turbina

As micro turbinas geralmente possuem um eixo no qual é montado o compressor, turbina e gerador. Uma lâmina de ar comprimido sobre o mancal possibilita severa redução do atrito, menor consumo de lubrificantes, menor desgaste de componentes do grupo gerador e tração mais leve. Apesar da simplicidade mecânica, estas micro turbinas dependem de controladores de eletrônica de potência para interconectarem com suas respectivas cargas. O principal combustível usado é o gás natural, mas pode também ser alimentada pelo gás propano ou combustíveis líquidos, mantendo uma combustão limpa com baixas emissões de partículas.

2.3.2- Células a Combustível

Células a combustível são dispositivos que possibilitam a conversão eletroquímica de combustíveis, como: eletrólito polimérico, metanol direto, ácido fosfórico, carbonato fundido, óxido sólido, com destaque para o hidrogênio, em energia elétrica. O interesse por esse tipo de dispositivo tem sido notadamente crescente, tendo em vista que a sua eficiência energética é superior às das máquinas térmicas, com benefícios para a economia de combustível e para o uso mais racional da energia do ponto de vista do meio ambiente. No entanto seu custo ainda é elevado. Uma das áreas mais promissoras para aplicações de células a combustível atualmente no Brasil é a de sistemas para produção de energia elétrica de 5kW a 200kW para atender especialmente os casos de cargas essenciais, isto é, consumidores que necessitam de suprimento de energia elétrica com alto grau de confiabilidade. Esses consumidores são formados por empresas de telecomunicações, bancos, centros de pesquisa, hospitais, aeroportos, entre outros. Para essas finalidades, células a eletrólito polimérico e a ácido fosfórico são atualmente as melhores opções.

2.3.3- Fontes Renováveis de Geração

As principais fontes renováveis são os sistemas fotovoltaicos, turbinas eólicas e as micro turbinas sendo alimentadas pela biomassa. O aproveitamento de energia através destas fontes é feito utilizando dispositivos eletrônicos.

2.3.4- Tecnologias de Armazenamento

Os bancos de baterias e os ultracapacitores ou supercapacitores são os maiores representantes da tecnologia de armazenamento. Estas fontes possuem uma capacidade de armazenamento durante as variações dos ciclos de carga do sistema. Nos últimos anos tem-se conseguido avanços importantes no desenvolvimento destes sistemas de armazenamento. Por exemplo, um arranjo de vinte e oito células de ultracapacitor pode fornecer 12,5kW por alguns segundos [13].

2.3.5- Reaproveitamento de Calor

A maior parte da energia contida no combustível usado para o acionamento de um gerador termelétrico é transformada em calor e perdida para o meio ambiente. Este fato ocorre independentemente do tipo de combustível (diesel, gás natural, carvão, etc.) ou do motor (a explosão, turbina a gás ou a vapor, etc.). No entanto, aproximadamente 40% da energia do combustível usada em um gerador pode ser transformada em energia elétrica através do reaproveitamento do calor.

III- Métodos de Alocação de Perdas em Sistemas de Distribuição

3.1- Introdução

Nos últimos anos, surgiram diferentes propostas de alocação de perdas em redes elétricas tanto para a transmissão quanto para a distribuição. Obviamente o foco maior tem sido a transmissão devido aos valores atingidos e a grande quantidade de agentes com livre acesso às redes de transmissão. Porém, com o incentivo à instalação de pequenos geradores que tem sido dado em vários países e ultimamente no Brasil, o problema aparece nos alimentadores de distribuição. Neste capítulo mostra-se o impacto das perdas nos alimentadores existentes com a presença de geradores e/ou consumidores potencialmente livres.

Duas categorias básicas de usuários utilizam os alimentadores de distribuição, os consumidores e os geradores. Agora é necessário operar eficientemente estes alimentadores em termos técnicos e econômicos, e isto leva a atribuir responsabilidades pelo impacto nas perdas, implicando em alocar a cada usuário o correspondente valor das perdas elétricas. Assim, muitos métodos de alocação de perdas foram apresentados com base no impacto que cada agente tem nas perdas de cada ramo da rede elétrica, [6], [7], [14] e [15]. Alguns métodos que levam em conta o princípio da divisão proporcional [6], [7] e [15],

não consideram a influência da potência reativa, apresentam aproximações na consideração dos termos cruzados que aparecem no cálculo das perdas nos ramos (função do quadrado da corrente), e alocam perdas somente para consumidores.

Outros métodos têm surgido baseados em fatores de custo das perdas, que levam a fatores de custo marginal [8] e fatores de custo direto [9].

Na ausência de um método ideal de alocação de perdas, é importante buscar métodos que apresentem algumas características importantes para um determinado alimentador ou rede elétrica. Alguns requisitos porém devem ser exigidos destes métodos [1] e [8], e que são destacados a seguir:

- Atribuir ao consumidor, ou gerador o verdadeiro custo do impacto causado por ele ao sistema, permitindo incentivos e penalidades em função da localização e magnitude da potência solicitada ou gerada;
- Ser consistente com os resultados do cálculo de fluxo de potência e, ou com medições;
- Evitar ou reduzir o uso de aproximações;
- Não apresentar comportamento relevante em termos discriminatórios e de subsídios cruzados.

A ferramenta básica para a simulação dos métodos de alocação de perdas é um fluxo de potência eficiente. Métodos de fluxo de potência têm sido desenvolvidos para análises de sistemas monofásicos e trifásicos radiais e fracamente malhados. Estudos têm mostrado que bons resultados são encontrados usando o procedimento backward/forward. O método de fluxo de potência que foi utilizado neste trabalho é descrito no Apêndice A.

3.2- Expressões de Perdas Elétricas Ativas

As perdas elétricas por efeito Joule que ocorrem nas linhas de uma rede elétrica podem ser calculadas a partir da obtenção do fluxo de correntes em cada uma destas linhas. Estes valores são obtidos com uso da expressão (3.1).

$$L = I_L^t R_d I_L \quad (3.1)$$

em que:

I_L : vetor das correntes nas linhas da rede elétrica;

R_d : matriz diagonal que contém na posição (k,k) o valor da resistência da linha k .

Em alguns casos é interessante obter expressões para as perdas em funções de tensões, injeções de correntes e/ou potências nas barras. Desta forma, obtém-se, a seguir algumas expressões para o cálculo das perdas elétricas.

As linhas de transmissão de sistemas elétricos podem ser representadas por um circuito em modelo π , como mostra a figura 3.1.

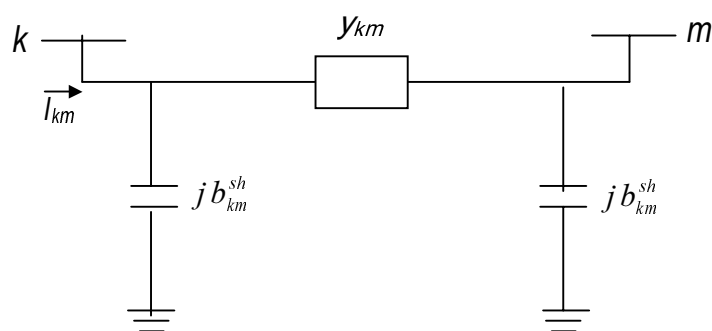


Figura 3.1: Modelo equivalente π de uma linha de transmissão.

A corrente I_{km} é composta por uma componente série e um componente shunt, que pode ser calculada a partir das tensões terminais E_k e E_m e dos parâmetros do modelo π equivalente. Neste trabalho segue-se as representações da referência [16], então a corrente na linha $k-m$ é escrita como segue.

$$I_{km} = y_{km} (E_k - E_m) + j b_{km}^{sh} E_k \quad (3.2)$$

em que:

y_{km} : admitância da linha $k-m$;

I_{km} : corrente na linha $k-m$;

b_{km}^{sh} : susceptância shunt;

E_k : tensão na barra k ;

E_m : tensão na barra m .

O fluxo de potência na linha é dado por:

$$S_{km} = P_{km} + j Q_{km} = E_k I_{km}^* \quad (3.3)$$

em que:

S_{km} : fluxo de potência complexa entre as barra k e m ;

P_{km} e Q_{km} : fluxos das potências ativa e reativa na linha $k-m$, respectivamente.

Os fluxos P_{km} e Q_{km} são:

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos \theta_{km} - V_k V_m b_{km} \sin \theta_{km} \quad (3.4)$$

$$Q_{km} = -V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k V_m b_{km} \cos \theta_{km} - V_k V_m g_{km} \sin \theta_{km} \quad (3.5)$$

em que:

g_{km} : condutância série na ligação $k-m$;

b_{km} : susceptância série na ligação $k-m$;

V_k e V_m : magnitudes das tensões das barras k e m , respectivamente;

$\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$;

θ_k e θ_m ângulos das tensões das barras k e m .

Os fluxos P_{mk} e Q_{mk} podem ser obtidos seguindo o mesmo procedimento, [16] e são indicados nas equações (3.6) e (3.7).

$$P_{mk} = V_m^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos \theta_{mk} - V_k V_m b_{km} \sin \theta_{mk} \quad (3.6)$$

$$Q_{mk} = -V_m^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k V_m b_{km} \cos \theta_{mk} - V_k V_m g_{km} \sin \theta_{mk} \quad (3.7)$$

As perdas de potências ativa e reativa em cada linha da rede elétrica são obtidas como segue.

$$L_{km} = P_{km} + P_{mk} = g_{km} (V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos \theta_{km}) \quad (3.8)$$

$$M_{km} = Q_{km} + Q_{mk} = -b_{km}^{sh} (V_k^2 + V_m^2) - b_{km} (V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos \theta_{km}) \quad (3.9)$$

O valor total das perdas elétricas ativas na rede pode ser obtido como a seguir.

$$L = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^n \sum_{m=1}^n L_{km} \quad (3.10)$$

$$L = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^n \sum_{m=1}^n g_{km} [V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos(\theta_k - \theta_m)] \quad (3.11)$$

em que:

n : número das barras da rede elétrica.

As perdas também podem ser obtidas a partir da expressão da injeção da potência ativa em cada barra da rede elétrica. A fim de obter esta expressão, parte-se da equação de injeção líquida de corrente em uma barra k do sistema elétrico, que é dada por (3.12).

$$I_k = \sum_{m \in K} I_{km} \quad (3.12)$$

$$I_k = \sum_{m \in K} (y_{km} + j b_{km}^{sh}) E_k + \sum_{i \in K} (-y_{km} E_{km}) \quad (3.13)$$

sendo:

I_k : injeção líquida de corrente na barra k ;

K :conjunto de todas as barras do sistema ($K = 1, 2 \dots m, n$).

Esta expressão pode ser generalizada na forma matricial:

$$I = Y E \quad (3.14)$$

em que:

I : vetor das injeções de corrente, cujas componentes são I_k ($k = 1, nb$);

E : vetor das tensões nodais cujas componentes são $E_k = V_k e^{j \theta_k}$;

$Y = G + jB$: matriz admitância nodal.

Voltando para a injeção de corrente, a expressão (3.12) pode ser reescrita como segue.

$$I_k = \sum_{m \in K} Y_{km} E_{km} \quad (3.15)$$

Agora, pode-se reescrever a expressão da injeção da potência complexa na barra k como em (3.16).

$$S_k = P_k + jQ_k = E_k I_k^* \quad (3.16)$$

As partes ativa e reativa são obtidas em (3.17) e (3.18), respectivamente.

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sen \theta_{km}) \quad (3.17)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sen \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3.18)$$

A fim de obter as perdas da rede elétrica, a expressão de P_k pode ser reescrita conforme a equação (3.19), ou, através da equação (3.20).

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m G_{km} \cos \theta_{km} + V_k \sum_{m \in K} V_m B_{km} \sen \theta_{km} \quad (3.19)$$

$$P_k = V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m G_{km} \cos \theta_{km} + V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m B_{km} \sen \theta_{km} \quad (3.20)$$

em que:

Ω_k : conjunto de todas as barras m adjacentes à barra k .

A soma das injeções de potências em todas as barras da rede fornece o valor das perdas, como mostrado na equação (3.21)

$$L = \sum_{k=1}^n P_k \quad (3.21)$$

A expressão (3.21) pode ser reescrita como segue.

$$L = \underbrace{\sum_{k=1}^n V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in \Omega_K} V_m G_{km} \cos \theta_{km}}_I + \underbrace{\sum_{k=1}^n V_k \sum_{m \in \Omega_K} V_m B_{km} \sin \theta_{km}}_{II} \quad (3.22)$$

A parte “II” da equação (3.22) tem um valor igual a zero, pois o termo “ $V_k V_m B_{km} \sin \theta_{km}$ ” representa um fluxo de potência que sai de k para m e o termo “ $V_m V_k B_{mk} \sin \theta_{mk}$ ” o fluxo que chega em m de k com valor igual e sinal oposto ao termo “ $V_k V_m B_{km} \sin \theta_{km}$ ”. Então as perdas elétricas podem ser obtidas em função das tensões nodais a partir da equação (3.23).

$$L = \sum_{k=1}^n V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in \Omega_K} V_m G_{km} \cos \theta_{km} \quad (3.23)$$

Para obter as perdas em função das injeções de corrente nas barras parte-se da equação (3.21) para escrever a equação (3.24).

$$L = \Re \left\{ \sum_{k=1}^n E_k I_k^* \right\} \quad (3.24)$$

em que:

\Re : parte real da grandeza complexa.

Assim, as perdas também podem ser expressas a partir da matriz admitância e tensões como segue.

$$L = \Re \left\{ \sum_{k=1}^n E_k \left(\sum_{m=1}^n Y_{km}^* E_m^* \right) \right\} \quad (3.25)$$

A equação (3.25) pode ser reescrita em função da matriz impedância e de injeções de corrente. Portanto obtém-se uma expressão de perdas em função das injeções de corrente, como mostrado a seguir.

$$L = \Re \left\{ \sum_{k=1}^n I_k^* \sum_{m=1}^n Z_{km} I_m \right\} \quad (3.26)$$

$$L = \underbrace{\Re \left\{ \sum_{k=1}^n I_k^* \left(\sum_{m=1}^n R_{km} I_m \right) \right\}}_I + \underbrace{\Re \left\{ \sum_{k=1}^n I_k^* \left(\sum_{m=1}^n X_{km} I_m \right) \right\}}_II \quad (3.27)$$

O segundo termo da equação (3.27), como ocorre na equação (3.22), é igual a zero. Portanto, as perdas podem se calculadas conforme equação (3.28).

$$L = \Re \left\{ \sum_{k=1}^n I_k^* \left(\sum_{m=1}^n R_{km} I_m \right) \right\} \quad (3.28)$$

3.3- Métodos de Alocação de Perdas

Neste item apresentam-se quatro métodos de alocação de perdas discutidos na literatura com aplicações em sistemas de distribuição, e uma aplicação nova para um método tradicionalmente aplicado em sistemas de transmissão. Este método é baseado na matriz Zbus e foi apresentado em [1], com destaque para a impossibilidade de aplicação em redes com efeito capacitivo das linhas desprezadas (como é o caso dos sistemas de distribuição).

3.3.1- Método da Substituição (MS)

Este método é baseado no teorema da compensação, e é utilizado em [6] para obter os LAFs (loss adjustment factors). Neste trabalho apresenta-se uma forma sistemática de calcular estes fatores e portanto, as perdas que devem ser alocadas para cada agente. O método consiste em:

- i. Obter as perdas do sistema L com todos os geradores e cargas presentes, conforme equação (3.1);
- ii. Substituir injeção de potência de uma carga ou gerador por zero, e obter o valor das perdas deste novo sistema L' ;
- iii. Alocar perdas para as cargas e aos geradores como sendo $L'_i = L - L'$.

Após o cálculo do fluxo de potência, pode-se facilmente obter os valores das correntes em todos os ramos da rede elétrica, e então as perdas elétricas são obtidas com uso da expressão (3.1).

Com a substituição da injeção de potência de um gerador ou uma carga por zero, pode-se obter um novo vetor de correntes nos ramos e portanto o novo valor de perdas elétricas L' , e então realizar a alocação como no passo 3 descrito acima. Observa-se que o somatório das perdas alocadas L'_i é diferente do somatório das perdas na linhas L , mostrando uma inconsistência do método com os resultados do fluxo de potência. A fim de tornar o método consistente com os resultados do fluxo de potência pode-se aplicar um fator de correção. Este fator é obtido através da divisão entre as perdas totais do sistema, equação (3.11), e o somatório das perdas alocadas L'_i . Então, o fator de correção é dado pela equação (3.29).

$$fc = \frac{L}{\sum_{i=1}^n L'_i} \quad (3.29)$$

A alocação final das perdas para cada agente pode ser realizada corrigindo-se os valores obtidos anteriormente, como:

$$L_i = fc \times L_i' \quad (3.30)$$

A desvantagem deste método se encontra na necessidade de aplicar um fator de correção para o método se tornar consistente com o fluxo de potência e na necessidade de simular tantos fluxos de potências quantos são os usuários da rede.

3.3.2- Método de Alocação de Perdas Baseado em Divisão Proporcional (PS)

Este método aloca as perdas elétricas proporcionalmente ao impacto de cada usuário (gerador ou consumidor) no fluxo da corrente em cada elemento da rede.

O primeiro problema a ser resolvido por este método é traçar o caminho percorrido pelo fluxo de corrente entre geradores e cargas, ou seja, quais geradores contribuem para quais cargas, e quanto contribuem. Outro problema encontrado é resolver os chamados termos cruzados. Estes termos aparecem quando em certos elementos da rede circulam correntes devido as diferentes cargas, como destacado na figura 3.2.

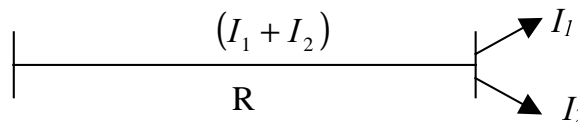


Figura 3.2: Fluxo de corrente em uma linha de distribuição devido a duas cargas.

As perdas elétricas na linha da figura 3.2 podem ser calculadas conforme equação (3.31).

$$L = R \times (I_1 + I_2)^2 \quad (3.31)$$

Ou ainda:

$$L = \underbrace{R \times I_1^2}_I + \underbrace{R \times I_2^2}_{II} + \underbrace{2 \times R \times I_1 \times I_2}_{III} \quad (3.32)$$

As parcelas I e II da equação (3.32) são as parcelas de perdas devido às cargas 1 e 2 respectivamente, e a parcela III são os termos cruzados, ou seja, a parcela das perdas devido às duas cargas. O problema é atribuir uma porcentagem desta parcela III para as cargas.

O método PS [7] necessita no seu desenvolvimento da aplicação de um método transporte a fim de conhecer quais os “caminhos” dos fluxos de corrente e na tentativa de resolver o problema dos termos cruzados. Dentre os métodos de transporte existentes na literatura foi implementado neste trabalho o método proposto por [15]. Este método é baseado numa análise matricial da rede o qual pode ser dividido em duas partes: um algoritmo para jusante (downstream-looking algorithm), que permite conhecer a contribuição de cada consumidor no fluxo da potência ou da corrente em cada elemento da rede; e um algoritmo para montante (upstream-looking algorithm) que permite conhecer a contribuição de cada gerador no fluxo da potência ou da corrente em cada elemento da rede.

Considerando a rede sem perdas pode-se escrever que o fluxo da corrente do nó k para o nó m é igual ao fluxo da corrente do nó m para o nó k , ou seja:

$$I_{km} = I_{mk} \quad (3.33)$$

Considerando o fluxo da corrente alimentado pelo nó i , pode-se escrever a corrente nodal como segue.

$$I_k = \sum_{m \in K} |I_{km}| + I_{L,k} = \sum_{m \in K} C_k \times I_m + I_{L,k} \quad (3.34)$$

em que:

$$C_{km} = \frac{|I_{km}|}{I_k};$$

I_m : valor do trânsito da corrente que flui realmente no nó m ;

$I_{L,k}$: valor da corrente da carga ligada ao nó k .

A equação (3.34) pode ser reescrita conforme equação (3.35).

$$I_{L,k} = I_k - \sum_{m \in K} \frac{|I_{km}|}{I_m} \times I_m \quad (3.35)$$

Ou,

$$I_{L,k} = [A_d] \times I \quad (3.36)$$

em que:

$[A_d]$: matriz distribuição para jusante;

I : vetor dos fluxos nodais.

Desta forma, os elementos da matriz $[A_d]$ são obtidos conforme segue.

$$[A_d]_{km} = \begin{cases} 1 & \text{para } k = m \\ \frac{-|I_{km}|}{(I_d)_j} & \text{para } i \neq j \text{ e } j \in \Omega_i \\ 0 & \text{nas demais posições} \end{cases} \quad (3.37)$$

Assim, os valores dos fluxos nodais podem ser obtidos através da equação (3.38).

$$I = [A_d]^{-1} \times I_{L,k} \quad (3.38)$$

Os valores dos trânsitos de corrente nas linhas $k-m$ utilizando a divisão proporcional podem ser obtidos conforme a equação (3.39).

$$|I_{km}| = \frac{|I_{km}|}{I_k} I_k \cong \frac{|I_{km}|}{I_k} \times \sum_{j=1}^n [A_d]_{k-j}^{-1} \times I_{L,j} \text{ para } j \in k \quad (3.39)$$

A partir do algoritmo de transporte, o PS busca resolver o problema de alocação de perdas em três etapas. Na primeira etapa são retirados os geradores do sistema e feita a alocação de perdas somente aos consumidores. Na segunda etapa, com o sistema completo (cargas e geradores), é feita a alocação das perdas aos geradores e na última etapa é feita a alocação das perdas remanescentes aos geradores. Com isto, este método aloca perdas para as cargas independente da presença ou não de geradores.

3.3.2.1- Alocação das perdas às cargas

A alocação das perdas às cargas é feita a partir da contribuição de cada carga nas correntes nos ramos, através dos seguintes passos:

- i. Simular o fluxo de potência sem geradores;
- ii. Encontrar o caminho do fluxo da corrente entre subestação e carga, através das matrizes $[Ars]$ e $[Ais]$ (downstream-looking algorithm [15]), como mostra as equações (3.40) e (3.41);

$$[Ars]_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{para } i = j \\ -\frac{|\Re(I_{ramo})|}{\Re(Id_j)} & \text{para } i \neq j \text{ e } j \in \Omega_i \\ 0 & \text{nas demais posições} \end{cases} \quad (3.40)$$

$$[Ais]_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{para } i = j \\ -\frac{|\Im(I_{ramo})|}{\Im(Id_j)} & \text{para } i \neq j \text{ e } j \in \Omega_i \\ 0 & \text{nas demais posições} \end{cases} \quad (3.41)$$

em que:

I_{ramo} : corrente na linha i ;

\Re e \Im : representam as partes real e imaginária da corrente;

Id : corrente demandada na barra final da linha i .

- iii. Calcular a contribuição (real e imaginária) das perdas de um consumidor k numa linha i do sistema, como mostra as equações (3.42) e (3.43);

$$[Crs]_{i,k} = \frac{\Re(I_{ramo_i}) \times Ars^{-1}(nof_i, k) \times |\Re(Ic_k)|}{\Re(Id(nof_i))} \quad (3.42)$$

$$[Cis]_{i,k} = \frac{\Im(I_{ramo_i}) \times Ais^{-1}(nof_i, k) \times |\Im(Ic_k)|}{\Im(Id(nof_i))} \quad (3.43)$$

em que:

Ic_k : corrente do consumidor k ;

nof_i : barra final do ramo i ;

\Re e \Im : representam as partes real e imaginária da corrente.

iv. Alocar as perdas ao consumidor k (sistema sem gerador), como segue;

$$\begin{aligned}
 Ls_k = & \sum_{i=1}^{nl} \left(r_i \sum_{j=1}^n \left(2 \times Crs_{ik} \times Crs_{ij} \times \frac{Crs_{ik}^2}{Crs_{ik}^2 + Crs_{ij}^2} \right) \right) + \\
 & + \sum_{i=1}^{nl} \left(r_i \sum_{j=1}^n \left(2 \times Cis_{ik} \times Cis_{ij} \times \frac{Cis_{ik}^2}{Cis_{ik}^2 + Cis_{ij}^2} \right) \right) + \\
 & + \sum_{i=1}^{nl} \left(r_i (Crs_{ik}^2 + Cis_{ik}^2) \right)
 \end{aligned} \tag{3.44}$$

em que:

nl : número de linhas do sistema;

r_i : resistência da linha i .

Os termos $\frac{Crs_{ik}^2}{Crs_{ik}^2 + Crs_{ij}^2}$ e $\frac{Cis_{ik}^2}{Cis_{ik}^2 + Cis_{ij}^2}$ da equação (3.44) podem ser

interpretadas como um fator de correção para alocar as perdas devido aos termos cruzados da equação (3.32).

3.3.2.2- Alocação das perdas aos geradores

Nesta etapa são obtidos novos valores de correntes para cada ramo, a partir dos resultados de um fluxo de potência considerando a presença dos geradores distribuídos. A contribuição de cada carga para as partes real ($Cip1$) e imaginária ($Ciq1$) das correntes nos ramos é calculada (downstream-looking algorithm [15]).

i. Encontrar o caminho do fluxo da corrente que chega à carga através das equações (3.45) e (3.46) (downstream-looking algorithm [15]);

$$[Arc]_{ij} = [Ars]_{ij} \tag{3.45}$$

$$[Aic]_{ij} = [Ais]_{ij} \tag{3.46}$$

- ii. Calcular a contribuição de cada consumidor k para as partes real e imaginária das correntes nos ramos conforme equação (3.47) e (3.48) (downstream-looking algorithm [15]);

$$[Crc]_{i,k} = \frac{\Re(Iramo_i) \times Arc^{-1}(nof_i, k) \times |\Re(Ic_k)|}{\Re(Id(nof_i))} \quad (3.47)$$

$$[Cic]_{i,k} = \frac{\Im(Iramo_i) \times Aic^{-1}(nof_i, k) \times |\Im(Ic_k)|}{\Im(Id(nof_i))} \quad (3.48)$$

em que:

Ic_k : corrente injetada na barra k .

- iii. Definir o sentido do fluxo como direto ou inverso tendo como referência o caso base. A equação (3.49) mostra a definição dos sentidos dos fluxos;

$$\begin{cases} CI_{i-j}^{k(1x)} > 0 \text{ se } CI_{i-j}^{k(1x)} \text{ está na direção direta} \\ CI_{i-j}^{k(1x)} < 0 \text{ se } CI_{i-j}^{k(1x)} \text{ está na direção inversa} \end{cases} \quad (3.49)$$

- iv. Calcular as variações da contribuição da corrente ocorrida em cada ramo, sem e com gerador, conforme equações (3.50) e (3.51);

$$\Delta Cr_{ij} = Crc_{ij} - Crs_{ij} \quad (3.50)$$

$$\Delta Ci_{ij} = Cic_{ij} - Cis_{ij} \quad (3.51)$$

- v. Encontrar o caminho do fluxo da corrente provocada pelos geradores conforme equações (3.52) e (3.53) (upstream-looking algorithm [15]);

$$[Arg]_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{para } i = j \\ \frac{-|\Re(I_{ramo})|}{\Re(Is_j)} & \text{para } i \neq j \text{ e } j \in \Omega_i \\ 0 & \text{nas demais posições} \end{cases} \quad (3.52)$$

$$[Aig]_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{para } i = j \\ \frac{-|\Im(I_{ramo})|}{\Im(Is_j)} & \text{para } i \neq j \text{ e } j \in \Omega_i \\ 0 & \text{nas demais posições} \end{cases} \quad (3.53)$$

em que:

I_{ramo} : corrente na linha i ;

Is : potência que sai da barra inicial da linha i .

- vi. Calcular a contribuição do gerador j para as partes real e imaginária das correntes no ramo i como segue;

$$[Crg]_{i,j} = \frac{\Re(I_{ramo_i}) \times Arg^{-1}(noi_i, j) \times |\Re(Ic_j)|}{\Re(Is(noi_i))} \quad (3.54)$$

$$[Cig]_{i,k} = \frac{\Im(I_{ramo_i}) \times Ais^{-1}(noi_i, j) \times |\Im(Ic_j)|}{\Im(Is(noi_i))} \quad (3.55)$$

em que:

noi_i : nó inicial da linha i .

- vii. Calcular a contribuição do gerador j para o consumidor k , equações (3.56) e (3.57);

$$[Crgc]_{k,j} = \frac{|\Re(Ic_k)| \times Arg^{-1}(k, j) \times |\Re(Iesp_j)|}{\Re(Is_k)} \quad (3.56)$$

$$[Cigc]_{i,k} = \frac{|\Im(Ic_k)| \times Ais^{-1}_{kj} \times |\Im(Iesp_j)|}{\Im(Is_k)} \quad (3.57)$$

em que:

$Iesp_j$: é a diferença entre a corrente fornecida pelo gerador j e a consumida pela barra em que está este gerador.

viii. Atualizar a variação da corrente calculadas através das equações (3.50) e (3.51) , conforme equações (3.58), (3.59) e (3.60);

$$\Delta Cx_{ki}^j = \frac{\Delta Cx_{ik} \times Cxgc_{kj}}{A_{ik}} \text{ se } \Delta Cx_{ik} < 0 \quad (3.58)$$

$$\Delta Cx_{ki}^j = \frac{\Delta Cx_{ik} \times Cxg_{ij}}{B_i} \text{ se } \Delta Cx_{ik} < 0 \quad (3.59)$$

$$\Delta Cx_{ki}^j = \frac{\Delta Cx_{ik} \times Cxg_{ij}}{C_i} \text{ se } \Delta Cx_{ik} > 0 \quad (3.60)$$

em que:

ΔCx_{ki}^j : representa a variação da contribuição da corrente do gerador j na linha i e consumidor k para as partes real e imaginária;

ΔCx_{ik} : representa as partes real e imaginária da variação da contribuição do consumidor k na linha i ;

$Cxgc_{kj}$: representa as partes real e imaginária da contribuição da corrente do gerador j no consumidor k ;

$A_{ik} = \sum_{j=1}^{nger} Cxgc_{ij}$ representa o conjunto de geradores que contribuem para a corrente do consumidor k ($Crg > 0$) sem contribuírem no sentido direto para a linha i ($Crg < 0$);

Cxg_{ij} : representa as partes real e imaginária da contribuição da corrente do gerador j na linha i ;

$B_i = \sum_{j=1}^n Cxg_{ik}$ representa o conjunto de geradores que contribuem no sentido inverso para a corrente da linha i ($Crg < 0$) e contribuem para a corrente do consumidor k ($Crg \neq 0$);

$C_i = \sum_{j=1}^n Cxg_{ik}$ representa o conjunto de geradores que contribuem no sentido direto para a corrente da linha i ($Crg > 0$) e simultaneamente contribuem para a corrente do consumidor k ($Crg \neq 0$).

- ix. Determinar o valor global das variações da contribuição do gerador j na linha i , equação (3.61);

$$\Delta Cx_{ij} = \sum_{k=1}^n \Delta Cx_{ki}^j \quad (3.61)$$

- x. Alocação das perdas do gerador j através da variação da corrente atualizada, equação.

$$\begin{aligned} Lg_j = & \sum_{i=1}^{nl} \left(R_i \sum_{m=1}^{nger} \left(\Delta Cr_{ij} \times \Delta Cr_{im} \times \frac{\Delta Cr_{ij}^2}{\Delta Cr_{ij}^2 + \Delta Cr_{im}^2} \right) \right) + \\ & + \sum_{i=1}^{nl} \left(R_i \sum_{m=1}^{nger} \left(\Delta Ci_{ij} \times \Delta Ci_{im} \times \frac{\Delta Ci_{ij}^2}{\Delta Ci_{ij}^2 + \Delta Ci_{im}^2} \right) \right) + \\ & + \sum_{i=1}^{nl} \left(R_i \left(\Delta Cr_{ij}^2 + 2 \times \Delta Cr_{ij} \times \Re(Iramo_sg_i) \right) \right) + \\ & + \sum_{i=1}^{nl} \left(R_i \left(\Delta Ci_{ij}^2 + 2 \times \Delta Ci_{ij} \times \Im(Iramo_sg_i) \right) \right) \end{aligned} \quad (3.62)$$

em que:

$nger$: número de geradores do sistema;

$Iramo_sg_i$: corrente no ramo i do sistema sem gerador.

Para o método PS se tornar consistente com os resultados do fluxo de potência são utilizados dois fatores de correção. O primeiro para corrigir os termos cruzados (equações (3.44) e (3.62)) conforme descrito no item 3.3.2.1 e o segundo ao alocar as perdas remanescentes aos geradores.

3.3.2.3- Alocação das perdas remanescente aos geradores

A variação dos valores das tensões com e sem a presença dos geradores distribuídos leva à existência de perdas não alocadas, sendo preciso determinar e

alocar estes valores. Na terceira etapa é feita a alocação das perdas remanescentes aos geradores distribuídos a partir dos seguintes passos:

- i- Calcular o total de perdas remanescentes L_r através da equação (3.63);

$$L_r = \left(\sum_{i=1}^n L_{cg_i} - \sum_{i=1}^n L_{sg_i} \right) - \sum_{j=1}^{n_{ger}} L_{g_j} \quad (3.63)$$

em que:

L_{cg} : total de perdas do sistema com gerador;

L_{sg} : total de perdas do sistema sem gerador;

L_g : total de perdas alocadas aos geradores.

- ii- Calcular as perdas remanescentes para o gerador j como segue;

$$L_{r_j} = \frac{S_{ger_j}}{S_{ger_total}} \times L_r \quad (3.64)$$

em que:

S_{ger_j} : módulo da potência fornecida pelo gerador j ;

S_{ger_total} : soma dos módulos das potências fornecidas pelos geradores;

- iii- Realocar as perdas ao gerador j , equação (3.65).

$$L_{g_j} = L_{g_j} + L_{r_j} \quad (3.65)$$

3.3.3- Método Baseado no Fator de Perdas Marginais (MLC) [8]

Este método é baseado num fator de perdas incrementais que mede a variação total das perdas da potência ativa L decorrente da variação marginal do consumo/geração das potências ativas P_i e reativas Q_i em cada barra i do sistema. Este método primeiramente encontra um fator marginal chamado de $\tilde{\rho}$, para cada barra i da rede.

$$\tilde{\rho}_{P_i} = \left[\frac{\partial L}{\partial P_i} \right] \quad e \quad \tilde{\rho}_{Q_i} = \left[\frac{\partial L}{\partial Q_i} \right]; \quad (3.66)$$

em que:

$\tilde{\rho}_{P_i}$ e $\tilde{\rho}_{Q_i}$: representam os fatores ativo e reativo do MLC, para uma barra i .

A variação de potência reativa de um usuário, por exemplo gerador k , para controle de tensão (barras do tipo PV), não provoca mudanças nas perdas elétricas do sistema, assim, considera-se:

$$\frac{\partial L}{\partial Q_k} = 0$$

em que:

k : barra PV.

Uma das funções da especificação de barra de referência no cálculo do fluxo de potência é fornecer potência para fechar o balanço de potência e portanto suprir as perdas ativas e reativas. Uma variação marginal na potência ativa ou reativa da barra de referência não deve causar variação nas perdas L , ou seja:

$$\frac{\partial L}{\partial P_{ref}} = 0 \quad e \quad \frac{\partial L}{\partial Q_{ref}} = 0$$

Devido à consideração anterior, a escolha da barra de referência pode ter uma grande importância nos valores e polaridade dos fatores MLC. Porém para os sistemas de distribuição este problema não aparece pois a barra de referência é sempre escolhida como sendo a barra de suprimento que é a subestação.

O fator de perdas marginais é obtido em função de um ponto de operação do sistema. As derivadas das perdas em relação às potências ativa e reativa injetadas não são conhecidas, equação (3.66), mas as derivadas das potências em função das variáveis de estado são facilmente obtidas aplicando a equação (3.67)

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\partial \theta}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (3.67)$$

A derivada das perdas pode ser escrita em função das potências e estas em função das variáveis de estado (regra da cadeia), conforme equação (3.68).

$$L = L(P(\theta, V), Q(\theta, V)) \quad (3.68)$$

Desenvolvendo a equação (3.68) através da equação (3.67), obtém-se a derivada das perdas em função das variáveis de estados, como segue.

$$\frac{\partial L}{\partial \theta} = \frac{\partial L}{\partial P} \times \frac{\partial P}{\partial \theta} + \frac{\partial L}{\partial Q} \times \frac{\partial Q}{\partial \theta} \quad (3.69)$$

$$\frac{\partial L}{\partial V} = \frac{\partial L}{\partial P} \times \frac{\partial P}{\partial V} + \frac{\partial L}{\partial Q} \times \frac{\partial Q}{\partial V}$$

As derivadas das potências em relação as variáveis de estado formam a matriz Jacobiana transposta do fluxo de potência de Newton Raphson, conforme equação (3.70).

$$[J]^t = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial \theta} \\ \frac{\partial P}{\partial V} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (3.70)$$

A equação (3.69) pode ser reescrita aplicando a consideração da equação (3.70), obtendo a equação (3.71).

$$[J]^t \times \begin{bmatrix} \frac{\partial L}{\partial P} \\ \frac{\partial L}{\partial Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial L}{\partial \theta} \\ \frac{\partial L}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (3.71)$$

Assim, o MLC inicial pode ser obtido através da equação (3.72):

$$\tilde{\rho} = \underbrace{[J^t]^{-1}}_I \times \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial L}{\partial P} \\ \frac{\partial L}{\partial Q} \end{bmatrix}}_{II} \quad (3.72)$$

em que (como definido em [16]):

$$[J]^t = \begin{bmatrix} H & M \\ N & L \end{bmatrix}$$

$$H \begin{cases} H_{km} = \frac{\delta P_k}{\delta \theta_m} = V_k V_m (G_{km} \text{sen } \theta_{km} - B_{km} \text{cos } \theta_{km}) \\ H_{kk} = \frac{\delta P_k}{\delta \theta_k} = -V_k^2 B_{kk} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{sen } \theta_{km} - B_{km} \text{cos } \theta_{km}) \end{cases}$$

$$N \begin{cases} N_{km} = \frac{\delta P_k}{\delta V_m} = V_k (G_{km} \text{cos } \theta_{km} + B_{km} \text{sen } \theta_{km}) \\ N_{kk} = \frac{\delta P_k}{\delta V_k} = V_k G_{kk} + \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{cos } \theta_{km} + B_{km} \text{sen } \theta_{km}) \end{cases}$$

$$M \begin{cases} M_{km} = \frac{\delta Q_k}{\delta \theta_m} = -V_k V_m (G_{km} \text{cos } \theta_{km} + B_{km} \text{sen } \theta_{km}) \\ M_{kk} = \frac{\delta Q_k}{\delta \theta_k} = -V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{cos } \theta_{km} + B_{km} \text{sen } \theta_{km}) \end{cases}$$

$$L \begin{cases} L_{km} = \frac{\delta Q_k}{\delta V_m} = V_k (G_{km} \text{sen } \theta_{km} - B_{km} \text{cos } \theta_{km}) \\ L_{kk} = \frac{\delta Q_k}{\delta V_k} = -V_k B_{kk} + \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{sen } \theta_{km} - B_{km} \text{cos } \theta_{km}) \end{cases}$$

A segunda parcela da equação (3.72) é determinada a partir da derivação das perdas elétricas do sistema em função das variáveis de estado. Conforme o item 3.2 deste capítulo, estas perdas podem ser determinadas através do somatório das potências injetadas nas barras do sistema, equação (3.11).

Portando, as derivações parciais das Perdas L em função das variáveis θ e V são apresentadas nas equações (3.73) e (3.74).

$$\frac{\partial L}{\partial \theta_k} = 2 \sum_{m=1}^n g_{km} V_k V_m \text{sen}(\theta_k - \theta_m) \quad k = 1, \dots, n \quad (3.73)$$

$$\frac{\partial L}{\partial V_k} = 2 \sum_{m=1}^n g_{km} [V_k - V_m \cos(\theta_k - \theta_m)] \quad k = 1, \dots, n \quad (3.74)$$

O somatório das perdas alocadas através do fator MLC, equação (3.75), representa aproximadamente o dobro das perdas elétricas da rede [8].

$$L' = \tilde{\rho}_{P_i} P_i + \tilde{\rho}_{Q_i} Q_i \quad (3.75)$$

$$\sum L'_i = 2L \quad (3.76)$$

em que:

L'_i : alocação das perdas na barra i ;

$\tilde{\rho}_{P_i}$ e $\tilde{\rho}_{Q_i}$: fatores iniciais de perdas marginal da barra i .

Para que este somatório, equação (3.75), seja aproximadamente igual ao valor das perdas é necessário aplicar o mesmo fator de correção da equação (3.29) do método MS.

Assim, os fatores de perdas marginais podem ser calculados como segue.

$$\rho_P = fc \times \tilde{\rho}_P \quad (3.77)$$

$$\rho_Q = fc \times \tilde{\rho}_Q \quad (3.78)$$

Portando, a alocação das perdas no sistema de distribuição a partir do método MLC é dada pela equação (3.79).

$$L_i = \rho_{P_i} \times P_i + \rho_{Q_i} \times Q_i \quad (3.79)$$

As perdas totais do sistema através do MLC podem ser obtidas conforme equação (3.80).

$$L = \sum_{i=1}^n \rho_{P_i} P_i + \sum_{i=1}^n \rho_{Q_i} Q_i \quad (3.80)$$

A seguir está apresentado o algoritmo do método MLC:

- i. formação da matriz jacobiana transposta do fluxo de Newton Rapshon a partir dos resultados do fluxo de potência;
- ii. calcular as derivadas parciais das Perdas L em função das variáveis θ e V , equações (3.73) e (3.74);
- iii. calcular os fatores iniciais de perdas marginais, equação (3.72);
- iv. calcular os fatores de correção equação (3.29);
- v. recalculer os fatores de perdas marginais (MLC) equações (3.77) e (3.78);
- vi. calcular a alocação das perdas do sistema, equação (3.79).

3.3.4- Método Baseado no Fator de Perdas Diretas (DLC) [9]

O objetivo deste método é vincular as perdas diretamente à injeção nodal sem a aplicação de fator de correção (uma deficiência do método MLC). As perdas elétricas em uma rede podem ser calculadas através da equação (3.11), e para uma dada mudança no ponto de operação, as perdas podem ser obtidas usando uma expansão em série de Taylor em torno do ponto inicial de operação, conforme são apresentados nas equações (3.81) e (3.82).

$$L \cong f(\theta^0 + \Delta\theta, V^0 + \Delta V) \quad (3.81)$$

ou

$$L = f(\theta^0, V^0) + [\Delta\theta \quad \Delta V] \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial L}{\partial \theta} & \frac{\partial L}{\partial V} \end{bmatrix}^T}_{[J]^T} + \frac{1}{2} [\Delta\theta \quad \Delta V] [H] [\Delta\theta \quad \Delta V]^T + \dots \quad (3.82)$$

em que:

$\Delta\theta$ e ΔV são as variações entre os valores após a convergência e a inicialização;

H : matriz hessiana, derivada de ordem dois da equação (3.11) em relação as variáveis de estado. Esta matriz é formada na inicialização do fluxo de potência, o qual geralmente a magnitude da tensão assume valor de 1 p.u. e o ângulo da tensão assume valor zero, assim contém somente a parte real da admitância das linhas e é simétrica. A matriz H pode ser representada como:

$$H = \begin{bmatrix} 2\sum_m^n g_{km} & -2g_{km} & 0 & 0 \\ -2g_{km} & 2\sum_m^n g_{km} & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & 2\sum_m^n g_{km} & -2g_{km} \\ 0 & 0 & -2g_{km} & 2\sum_m^n g_{km} \end{bmatrix} \quad (3.83)$$

Aplicando as condições iniciais na equação (3.82), tem-se:

$$V_i^0 = 1.0$$

$$\theta_i^0 = 0 \quad i = 1, \dots, n-1$$

assim:

$$f(\theta^0, V^0) = L_0 = 0$$

Os valores das derivadas de ordem um são iguais a zero nas condições iniciais (flat-start), então as perdas podem ser obtidas como na equação (3.84).

$$L \cong \frac{1}{2} [\Delta\theta \quad \Delta V]^T [H] [\Delta\theta \quad \Delta V]^T \quad (3.84)$$

Na equação (3.84) as perdas não aparecem em função das injeções nodais de potência, e então é necessário uma analogia com o método de Newton de cálculo de fluxo de potência, ou seja:

$$[\Delta\theta \quad \Delta V]^T = [\bar{J}]^{-1} [\Delta P \quad \Delta Q]^T \quad (3.85)$$

Na equação (3.85) a matriz jacobiana média é calculada a partir da matriz jacobiana nas condições iniciais (flat start) e da matriz jacobiana no ponto de operação, como mostrado na equação (3.86).

$$\bar{J} = \frac{1}{2} (J^0 + J) \quad (3.86)$$

em que:

$$[J] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}$$

Finalmente as perdas no sistema são obtidas como:

$$L \cong \frac{1}{2} [\Delta\theta \quad \Delta V]^T [H] [\bar{J}]^{-1} [P \quad Q]^T \quad (3.87)$$

O fator de perdas diretas γ é dado por:

$$\gamma \cong \frac{1}{2} [\Delta\theta \quad \Delta V] [H] [\bar{J}]^{-1} \quad (3.88)$$

em que:

$$\gamma = \begin{bmatrix} \gamma_P \\ \gamma_Q \end{bmatrix}$$

Neste método não é necessário aplicar os fatores de correção para realizar a alocação de perdas, e para uma dada barra do sistema a alocação é obtida como:

$$L_i = \gamma_{P_i} \times P_i + \gamma_{Q_i} \times Q_i \quad (3.89)$$

em que:

L_i : alocação das perdas na barra i ;

γ_{P_i} : parte ativa do fator de perdas marginal da barra i ;

γ_{Q_i} : parte reativa do fator de perdas marginal da barra i .

A seguir está apresentado o algoritmo do método DLC:

- i. simular fluxo de potência;
- ii. calcular o vetor da variação das variáveis de estado (θ e V):

$$[\Delta\theta \quad \Delta V] = [\theta - \theta^0 \quad V - V^0]$$

em que:

V_0 e θ_0 : magnitude e ângulo da tensão na inicialização do fluxo de potência.

- iii. formação da matriz hessiana, equação (3.83).
- iv. formação da matriz $[\bar{J}]$, que é a média entre a matriz jacobiana formada a partir das variáveis de estado após a convergência do fluxo de potência e a jacobiana formada a partir das variáveis de estado na inicialização do fluxo de potência, equação (3.86);
- v. calcular o fator de perdas diretas, equação (3.88);
- vi. calcular a alocação de perdas, equação (3.89).

3.3.5- Método de Alocação de Perdas Baseado na Zbus

O método de alocação de perdas baseado na Zbus tem como objetivo distribuir as perdas, L , de transmissão entre as n barras do sistema, atribuindo a cada barra a responsabilidade de pagar pelas perdas que ela provoca à rede elétrica ou a receber caso contribua para a diminuição destas perdas [1].

O método Zbus foi apresentado como não possuindo aplicação em redes de distribuição [1]. Para alocar as perdas para cada barra do sistema parte-se da equação (3.28), que fornece o valor total das perdas, para obter a seguinte equação.

$$L_k = \Re \left\{ I_k^* \left(\sum_{m=1}^n R_{km} I_m \right) \right\} \quad (3.90)$$

em que:

R_{km} : parte real do elemento da posição (k,m) da matriz Zbus do sistema;

I_k : corrente complexa injetada na barra k .

A fim de explorar as vantagens da esparsidade da matriz Y pode-se adotar o procedimento sugerido em [1], sendo desenvolvido e mostrado nas equações (3.91) a (3.93). Desta forma, não há a necessidades de obter a matriz Zbus explícita.

$$RI = R(\Re\{I\} + j\Im\{I\}) \quad (3.91)$$

em que:

\Re : parte real;

\Im : parte imaginária.

Ou,

$$RI = R(\Re\{I\}) + jR(\Im\{I\}) \quad (3.92)$$

Sendo $R = \Re\{Y^{-1}\}$, então a parcela RI da equação (3.83) pode ser obtida conforme equação (3.85), [1].

$$RI = \Re\{Y^{-1}(\Re\{I\})\} + j\Re\{Y^{-1}(\Im\{I\})\} \quad (3.93)$$

Desta maneira o termo RI pode ser calculado através da soma de duas soluções envolvendo uma matriz esparsa Y .

Em sistemas de distribuição geralmente as susceptâncias em derivação do modelo π das linhas são desprezíveis, e então a matriz Y torna-se singular.

Para aplicar o método Zbus em redes de distribuição deve-se observar que:

- 1º- Para redes de transmissão é fundamental alocar perdas para todas as barras, incluindo a barra de referência (geralmente um importante gerador);
- 2º- Para redes de distribuição não se deve alocar perdas para a barra de referência (barra da subestação). Esta é a barra de suprimento principal de um alimentador com dois tipos de usuários: geradores e consumidores que devem ser os responsáveis pelos encargos;
- 3º- O método Zbus (tradicional) não foi concebido para alocar perdas em redes de distribuição, pois aloca perdas à barra de referência.

A solução para estes problemas pode ser obtida através do mesmo procedimento adotado para resolver a singularidade da matriz B' no método linearizado de fluxo de potência [16], ou seja, forma-se a matriz Y e em seguida elimina-se a linha e a coluna correspondentes à barra de referência.

Com este procedimento pode-se empregar o método Zbus para alocar as perdas em redes de distribuição com ou sem efeito capacitivo mantendo as suas principais características:

- Não apresenta nenhuma aproximação na sua formulação;
- Os resultados são consistentes com o fluxo de potência (somatório das perdas alocadas igual ao somatório das perdas nas linhas); e
- Aloca perdas positivas e negativas.

Adicionalmente, como desejado, obtém-se a não alocação de perdas para a barra de referência, e mantém-se a simplicidade do método.

IV – Testes e Resultados

O desempenho dos métodos de alocação de perdas MS, PS, MLC, DLC e Zbus é verificado utilizando-se três diferentes sistemas de distribuição de energia elétrica. Os primeiros testes são realizados com um sistema simplificado e de pequeno porte com apenas 4 barras [8]. Com este sistema é possível verificar facilmente vantagens e desvantagens dos métodos.

Após as análises neste sistema, os métodos são avaliados com uso de outros dois sistemas, cujos dados são encontrados na literatura: um sistema de 15 barras [17] e o sistema teste IEEE 34 barras [18].

4.1- Sistema de 4 barras

Um sistema de 4 barras tem sido utilizado [8] para observar o impacto de geradores distribuídos sobre as perdas nas redes, e para avaliar os métodos de alocação de perdas. Este sistema é mostrado na figura 4.1, sendo que a subestação corresponde à barra 0, e que um gerador distribuído pode ser conectado na barra 3. Os dados da rede são mostrados na Tabela 4.1. A potência reativa é desprezada nas análises. A tensão na barra de referência é de 1 p.u.

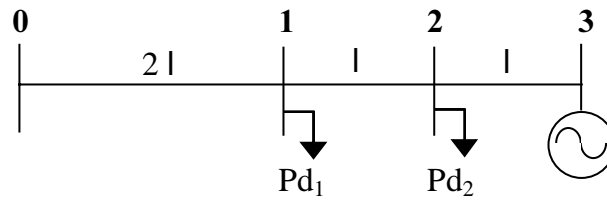


Figura 4.1: Sistema de 4 barras, extraído de [8].

Tabela 4.1: Dados do sistema de 4 barras.

noi	nof	R (p.u.)	X (p.u.)	Pg (kW)	Pd (kW)
0	1	0,002	0,010	0	200
1	2	0,001	0,005	0	200
2	3	0,001	0,005	400	0

A fim de verificar o impacto do gerador distribuído (da barra 3), simulam-se diversas condições de operação partindo da situação sem geração distribuída até um valor de 500kW de geração na barra 3. A figura 4.2 mostra como variam as perdas elétricas na rede para as diferentes condições de geração. Observa-se que a geração distribuída pode provocar aumento de perdas na rede, porém existe um ponto ótimo de instalação e de potência a ser fornecida pelo gerador.

A decisão sobre o valor a ser gerado e a localização do gerador pode ser conduzida por um estudo de alocação de perdas para cada uma das barras. Este estudo pode indicar incentivos e penalizações para o gerador. As figuras 4.3 a 4.6 e as figuras 4.9 a 4.11 mostram a alocação das perdas, realizada por diversos métodos, para diferentes condições de geração na barra 3.

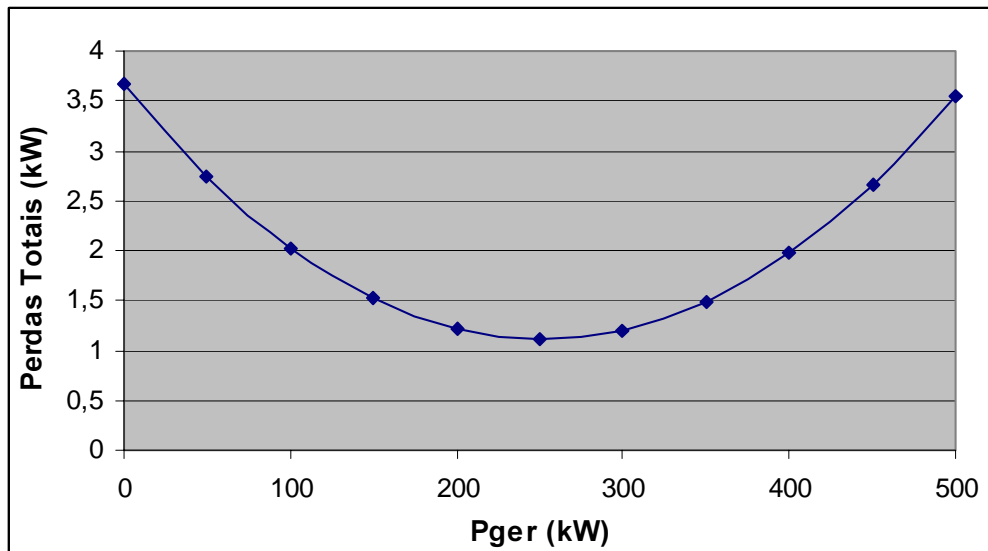


Figura 4.2: Variação das perdas para diferentes valores de geração para o sistema de 4 barras.

Na análise sem gerador, figura 4.3, é possível notar que os cinco métodos alocam perdas levando em consideração a posição da barra na rede, pois as barras 1 e 2 possuem cargas iguais e recebem alocação de perdas diferentes.

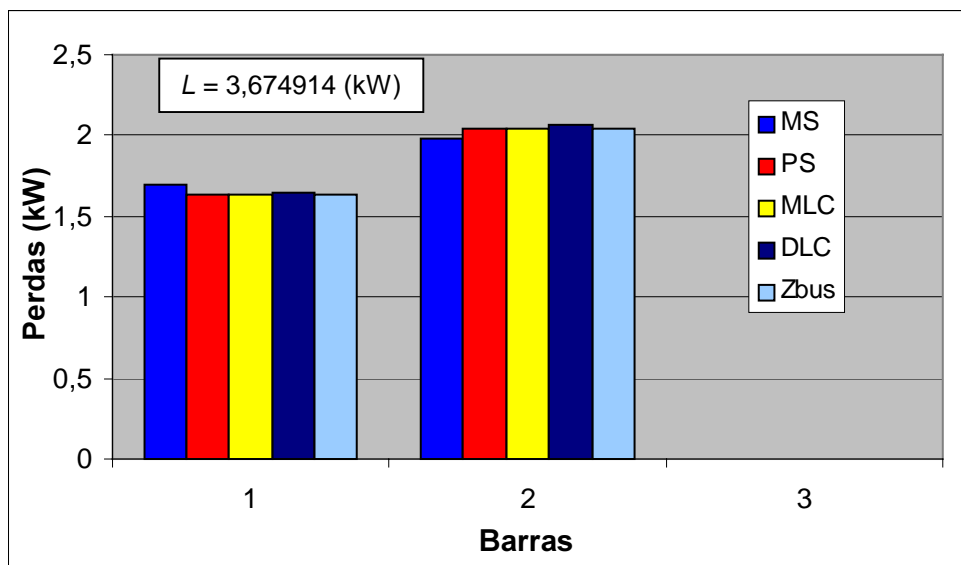


Figura 4.3: Alocação de perdas dos diferentes métodos para o sistema de 4 barras sem geração.

A instalação de um gerador de 100kW na barra 3 altera substancialmente a alocação de perdas como mostrado na figura 4.4. Verifica-se que a presença do

gerador diminui as perdas no sistema e todos os métodos atribuíram perdas negativas (incentivos) para o agente que provocou a diminuição das perdas.

O método MS aloca um incentivo maior para o gerador e conseqüentemente valores maiores, a pagar, para as cargas, ou seja, as barras 1 e 2 passaram a pagar mais do que pagavam sem a presença do gerador. Este é um caso de subsídio cruzado de difícil aceitação, e é uma desvantagem deste método.

O método PS continua a alocar valores iguais (com e sem gerador) para as cargas, porém isto está claro na formulação do método. Somente o gerador recebe benefícios pela redução de perdas. Este resultado pode ser considerado discriminatório pois houve uma redução das perdas na rede e isto não trouxe benefícios aos consumidores.

Os métodos MLC, DLC e Zbus apresentaram comportamentos semelhantes e alocaram incentivos aos geradores e menores valores de perdas aos consumidores.

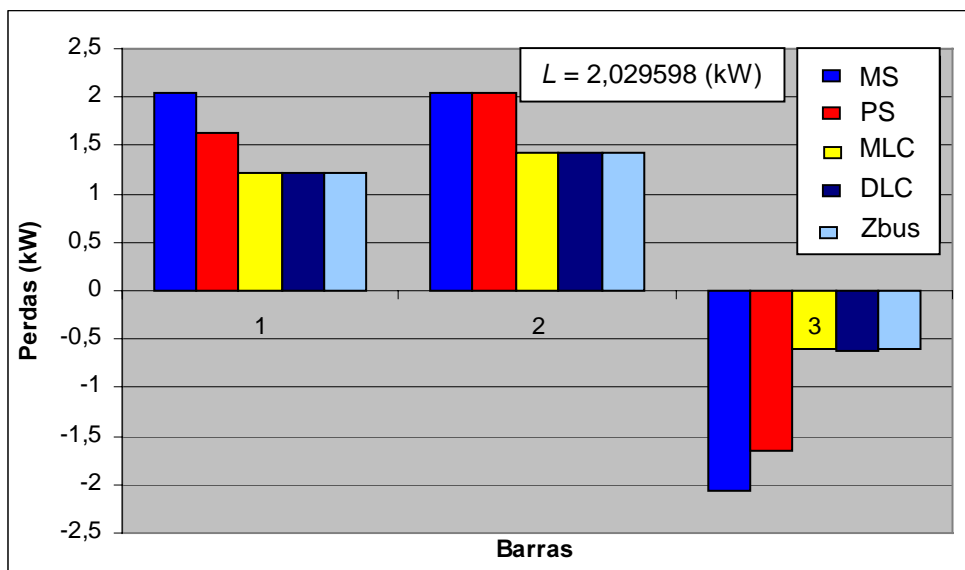


Figura 4.4: Alocação de perdas dos diferentes métodos para o sistema de 4 barras com geração de 100kW na barra 3.

Na simulação com uma geração de 200kW na barra 3, os valores alocados às barras utilizando os três primeiros passos do método MS (item 3.3.4) resultaram num somatório inconsistente, conforme pode ser visto na tabela 4.2.

Ao aplicar o fator de correção (-0,98554), encontra-se uma alocação de perdas também inconsistente, isto é, alocam-se perdas positivas ao gerador (figura 4.5). Esta situação levou a um comportamento muito diferente em relação aos outros métodos, e que não era esperado, pois houve uma redução das perdas em relação ao caso com gerador de 100kW.

Tabela 4.2: Alocação das perdas através do método LASs.

Barras	L'
1	0,00814
2	0,00418
3	- 0,02462
$\sum L'$	- 0,01230
L	0,01213

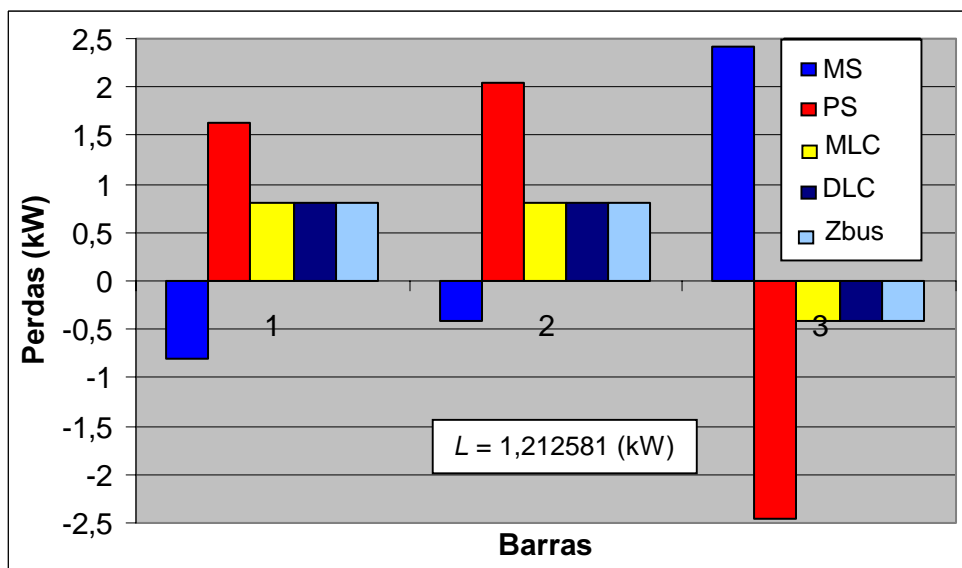


Figura 4.5: Alocação de perdas dos diferentes métodos para o sistema de 4 barras com geração de 200kW na barra 3.

Na figura 4.6, os métodos MS, MLC, DLC e Zbus passaram a alocar perdas positivas ao gerador, embora as perdas na rede sejam praticamente iguais às perdas da simulação mostrada na figura 4.5.

O método PS continua alocando perdas negativas para o gerador e os mesmos valores da figura 4.3 para as barras 1 e 2. Com um gerador de 300kW na barra 3 o fluxo no sistema começa a ter sentido inverso na maior parte da rede e as cargas (principalmente a barra 2) começam a ficar bem posicionadas na rede, ou seja próximas a um grande gerador, e esta é a principal razão para que os métodos MLC, DLC e Zbus aloquem perdas positivas para o gerador, pois agora as cargas precisam ser incentivadas.

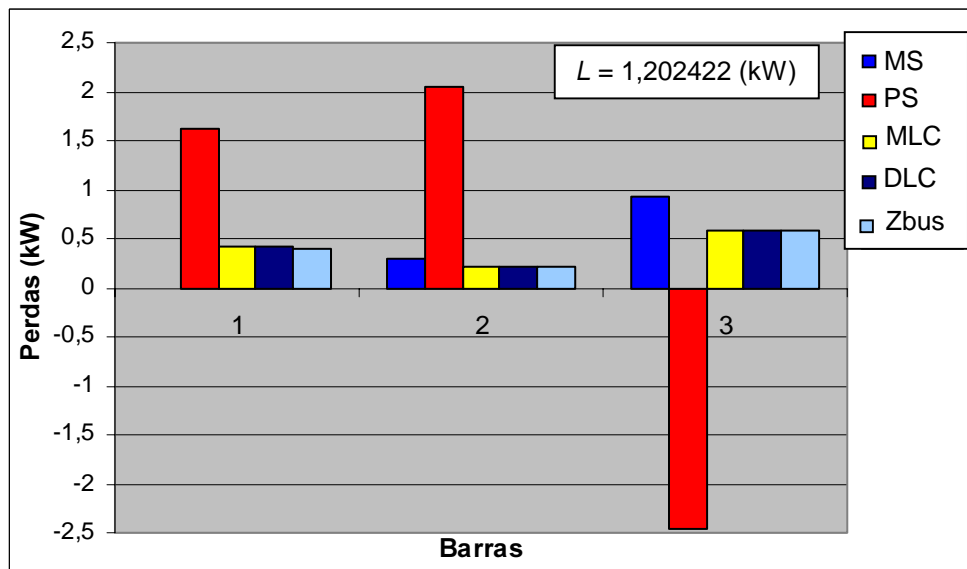


Figura 4.6: Alocação de perdas dos diferentes métodos para o sistema de 4 barras com geração de 300kW na barra 3.

A fim de visualizar melhor o que acontece de diferente, com relação às perdas, entre as figuras 4.5 e 4.6, mostram-se os fluxos e as perdas nas linhas para as duas situações nas figuras 4.7 e 4.8. Notar que as correntes foram obtidas com muitas simplificações, ou seja, solicitação de potência da carga igual a corrente no ramo.

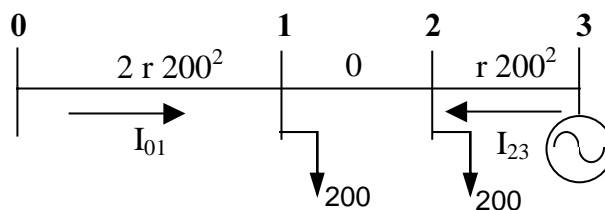


Figura 4.7: Fluxos e perdas com gerador de 200kW.

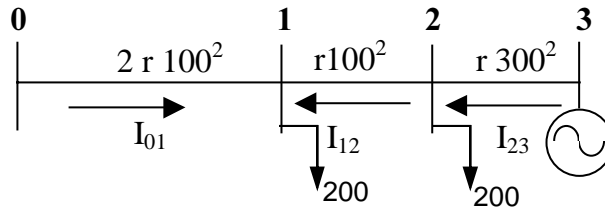


Figura 4.8: Fluxos e perdas com gerador de 300kW.

Considerando a situação da figura 4.8, observa-se que as perdas aumentam bastante quando o consumidor da barra 2 é desligado e o gerador mantido, como mostra a figura 4.9.

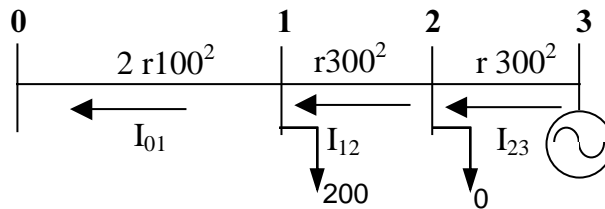


Figura 4.9: Fluxos e perdas com gerador de 300kW.

Para a situação da figura 4.7, o desligamento da carga da barra 2 provoca uma diminuição das perdas, como ilustrado na figura 4.10.

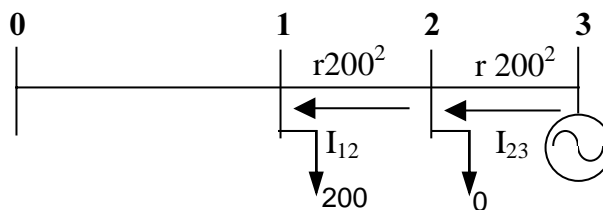


Figura 4.10: Fluxos e perdas com gerador de 200kW.

Destas análises conclui-se que os geradores apresentam, em relação as perdas, geração adequada quando o ponto de operação encontra-se na parte descendente da curva, figura 4.2, e geração excessiva quando o ponto de operação se encontra na parte ascendente da mesma.

A geração ótima em relação ao nível das perdas é de aproximadamente 250kW. Na figura 4.11 é mostrado o desempenho dos métodos para esta situação. Os métodos MLC, DLC e Zbus praticamente não alocam perdas ao gerador, distribuindo as perdas entre os consumidores 1 e 2. O método MS aloca perdas positivas ao gerador e negativas à barra 1, o que é incoerente. O PS mantém o mesmo valor de alocação de perdas para as barras 1 e 2 em relação ao caso base (sem gerador), mostrando que a diminuição ou aumento das perdas no sistema através da variação da geração afeta apenas o gerador. Isto mostra que o método não faz uma distribuição adequada dos benefícios ou prejuízos causados pelo gerador.

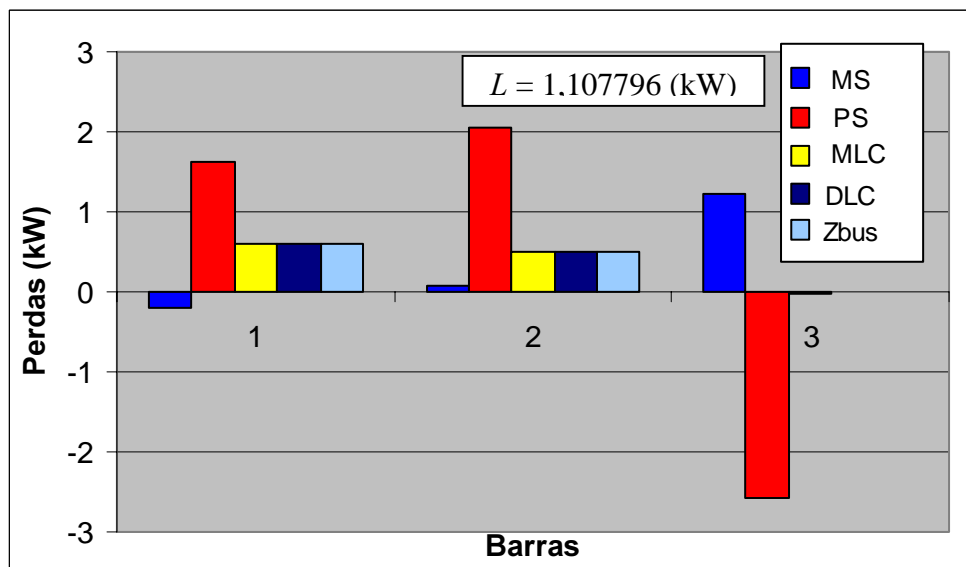


Figura 4.11: Alocação de perdas dos diferentes métodos para o sistema de 4 barras com geração de 250kW na barra 3.

O bom posicionamento das barras de cargas pode ser melhor observado quando se aumenta a geração na barra 3, como nas figuras 4.12 e 4.13. Os métodos MLC, DLC e Zbus mostram resultados indicando isto. O método PS continua alocando valores negativos para o gerador e os mesmos valores para as cargas, enquanto que o método MS não reflete o bom posicionamento das cargas frente ao gerador.

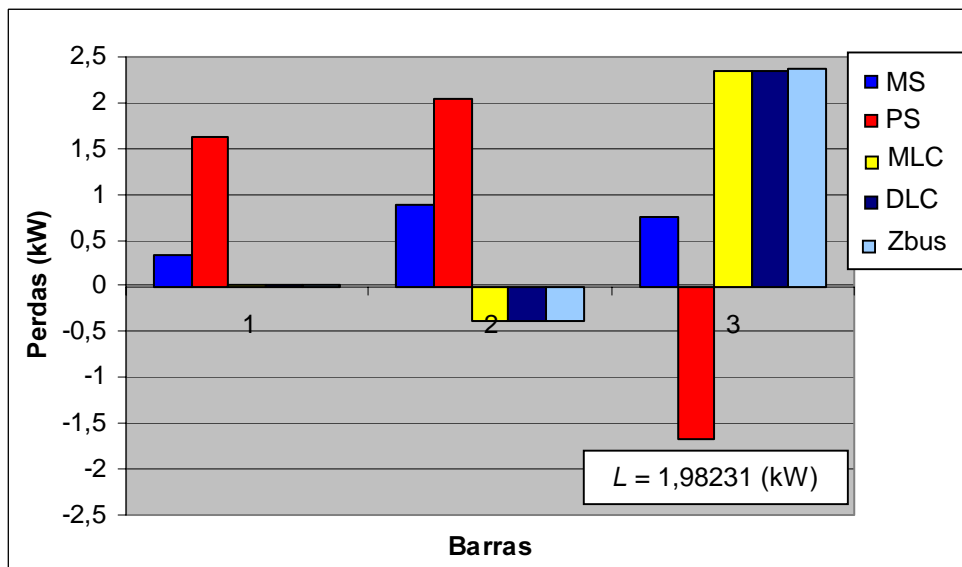


Figura 4.12: Alocação de perdas dos diferentes métodos para o sistema de 4 barras com geração de 400kW na barra 3.

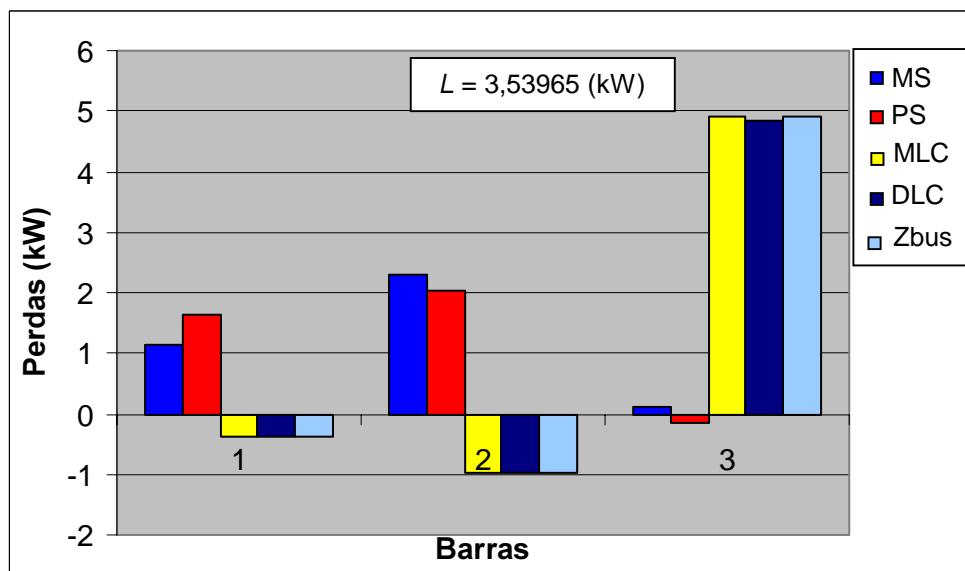


Figura 4.13: Alocação de perdas dos diferentes métodos para o sistema de 4 barras com geração de 500kW na barra 3.

4.2- Sistema de 15 barras

O sistema de 15 barras foi extraído de [17], e o diagrama unifilar é mostrado na figura 4.12. Na Tabela 4.3 são fornecidas as potências convencionais dos geradores e na Tabela 4.4 os dados de linhas em p.u. e as potências ativa e reativa demandadas das barras. Foi utilizada uma tensão base de 6,6kV e uma potência base de 10MVA.

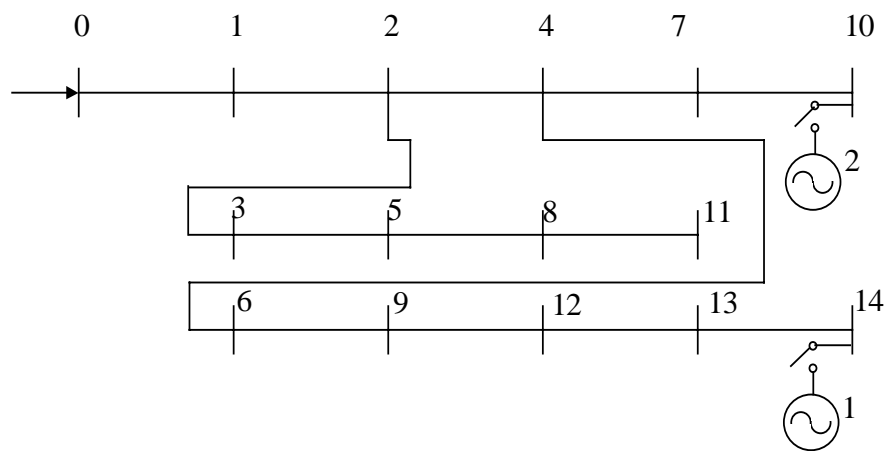


Figura 4.14: Sistema de 15 barras, extraído de [17].

Tabela 4.3: Dados dos geradores.

geradores	Potência ativa (kW)	Potência reativa (kVAr)
1	7000	2000
2	400	10

Tabela 4.4: Dados do sistema de 15 barras.

noi	nof	R (p.u.)	X (p.u.)	Bsh(p.u.)	Pd (kW)	Qd (kVAr)
0	1	0,003145	0,075207	0	208	21
1	2	0,000330	0,001849	0,00150	495	51
2	4	0,006667	0,030808	0,03525	958	98
2	3	0,027502	0,127043	0	132	14
4	7	0,005785	0,014949	0,00250	442	45
4	6	0,008001	0,036961	0,03120	638	66
7	10	0,014141	0,036547	0	113	12
6	9	0,008999	0,041575	0	323	33
9	12	0,007000	0,032346	0,00150	213	22
12	13	0,003666	0,016940	0,00350	208	29
13	14	0,008999	0,041575	0,00200	2170	2200
3	5	0,031497	0,081405	0	29	3
5	8	0,039653	0,102984	0	161	16
8	11	0,016070	0,004153	0	139	14
Total das cargas					6229	2624

As três primeiras análises realizadas retratam os comportamentos dos métodos sem geradores (figura 4.15), com um gerador fornecendo 3000kW e 2000kVAr (figura 4.16), e com os dois geradores (figura 4.17). O terceiro teste o gerador 1 fornece 3000kW e 2000kVAr e o gerador 2 fornece 400kW e 10kVAr.

Comparando os resultados apresentados nas figuras 4.15 e 4.16 nota-se que apesar de ter ocorrido uma redução de aproximadamente 90% das perdas elétricas do sistema, o método PS continuou a alocar valores praticamente iguais às cargas, beneficiando apenas o gerador. Os métodos MS, MLC, DLC e Zbus alocaram valores inferiores das perdas, em relação ao caso base, a todas as barras e alocou perdas negativas ao gerador.

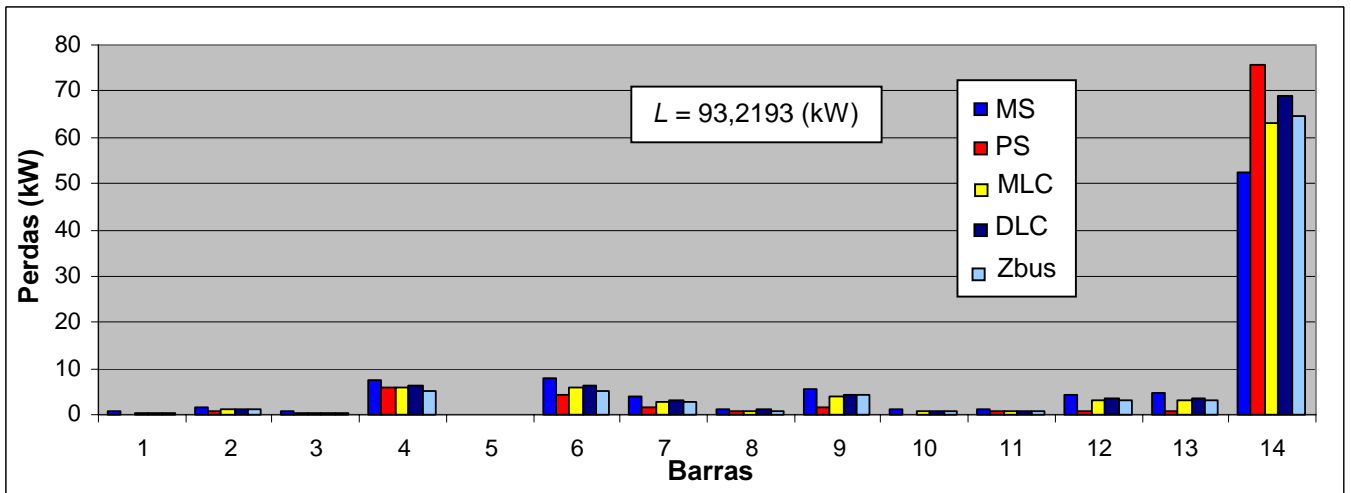


Figura 4.15: Alocação de perdas dos 5 métodos apresentados para o sistema de 15 barras sem gerador.

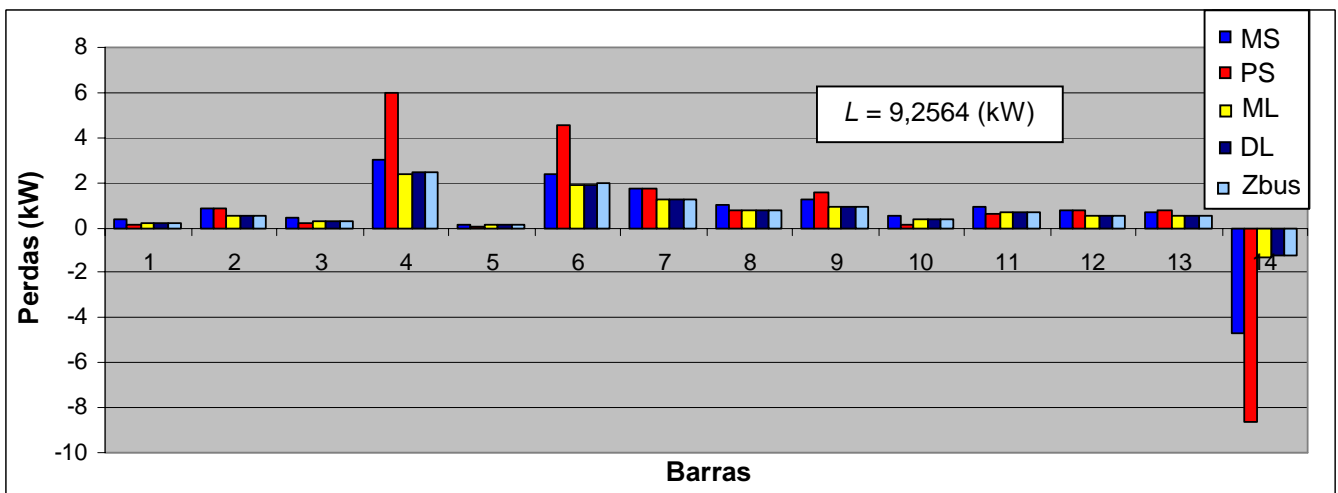


Figura 4.16: Alocação de perdas dos 5 métodos apresentados para o sistema de 15 barras com gerador na barra 14 ($P_{ger}=3000\text{kW}$ e $Q_{ger}=2000\text{kVAr}$).

A inclusão de outro gerador no sistema, figura 4.17, aumenta a disparidade na alocação das perdas entre o método PS e os demais. Enquanto todo o sistema é mais uma vez beneficiado pela redução das perdas através dos métodos MS, MLC, DLC e Zbus, (diminuindo os valores de alocação de perdas às cargas e alocando perdas negativas aos geradores), o método PS mantém a mesma alocação de perdas para os consumidores e distribui o benefício apenas entre os geradores. A alocação para os geradores através do PS também apresenta problemas quando se compara as figuras 4.16 e 4.17.

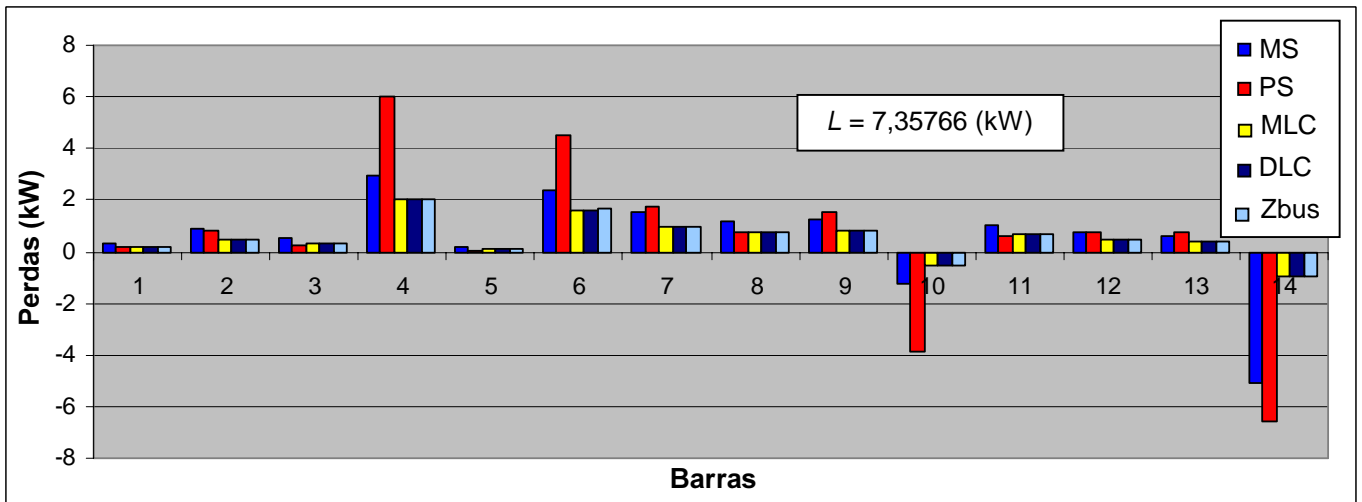


Figura 4.17: Alocação de perdas dos 5 métodos apresentados para o sistema de 15 barras com geradores nas barras 10 ($P_{ger}=3000kW$ e $Q_{ger}=2000kVAr$) e 14 ($P_{ger}=400kW$ e $Q_{ger}=10kVAr$).

A fim de analisar o impacto do gerador no comportamento dos métodos foram feitas simulações apenas com o gerador 1 incrementando sua potência ativa de 0 a 7000kW, com o intervalo de 500kW, sendo mantida fixa a potência reativa (100kVAr).

Na figura 4.18 é mostrada a variação das perdas elétricas do sistema para diferentes condições de operação.

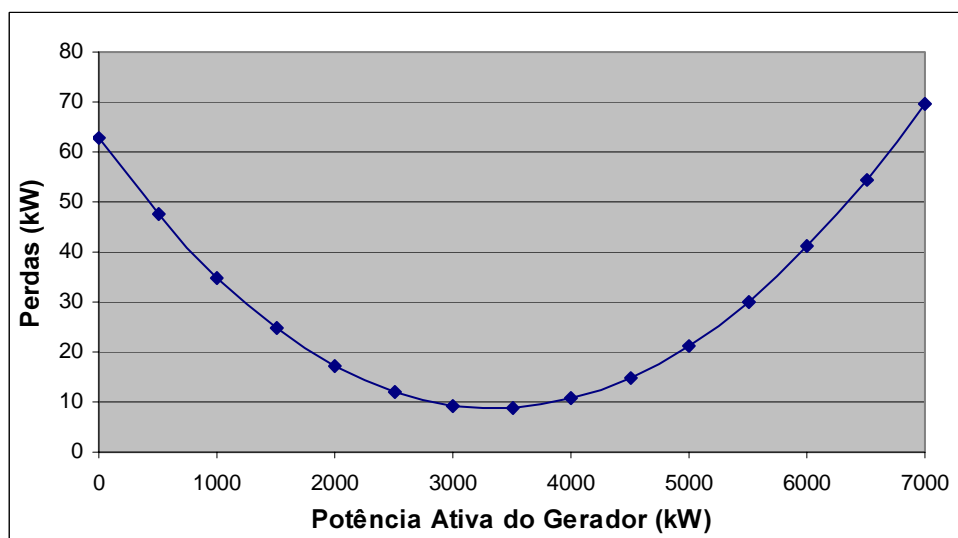


Figura 4.18: Curva das perdas elétricas do sistema, variação da potência ativa do gerador 1 e com o gerador 2 desconnectado.

Comparando as figuras 4.19 e 4.20 nota-se a diferença do tratamento dado ao gerador entre os dois primeiros métodos (MS e PS) e os demais (MLC, DLC e Zbus). Com a geração de 3000kW, os cinco métodos alocaram perdas negativas ao gerador. Já para a geração de 3500kW, os métodos MLC, DLC e Zbus alocaram perdas positivas ao gerador devido ao fato que estes métodos diminuíram as perdas para as barras de carga bem posicionadas. O método MS, na análise apresentada na figura 4.20 puniu a maioria das barras (aumentando às perdas alocadas a elas em relação à situação apresentada na figura 4.19) para beneficiar o gerador, o que torna o método discriminatório. O método PS manteve alocação de perdas para as cargas em ambas as análises, beneficiando apenas o gerador com um aumento de incentivos.

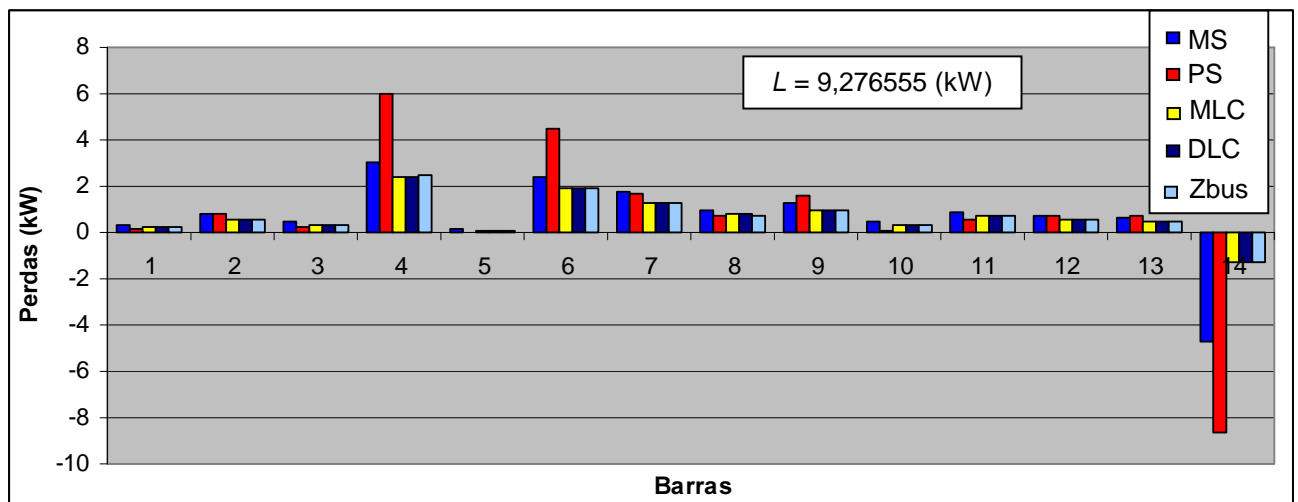


Figura 4.19: Alocação de perdas dos 5 métodos apresentados para o sistema de 15 barras com gerador 1 ($P_{ger}=3000kW$ e $Q_{ger}=2000kVAr$) e sem o gerador 2.

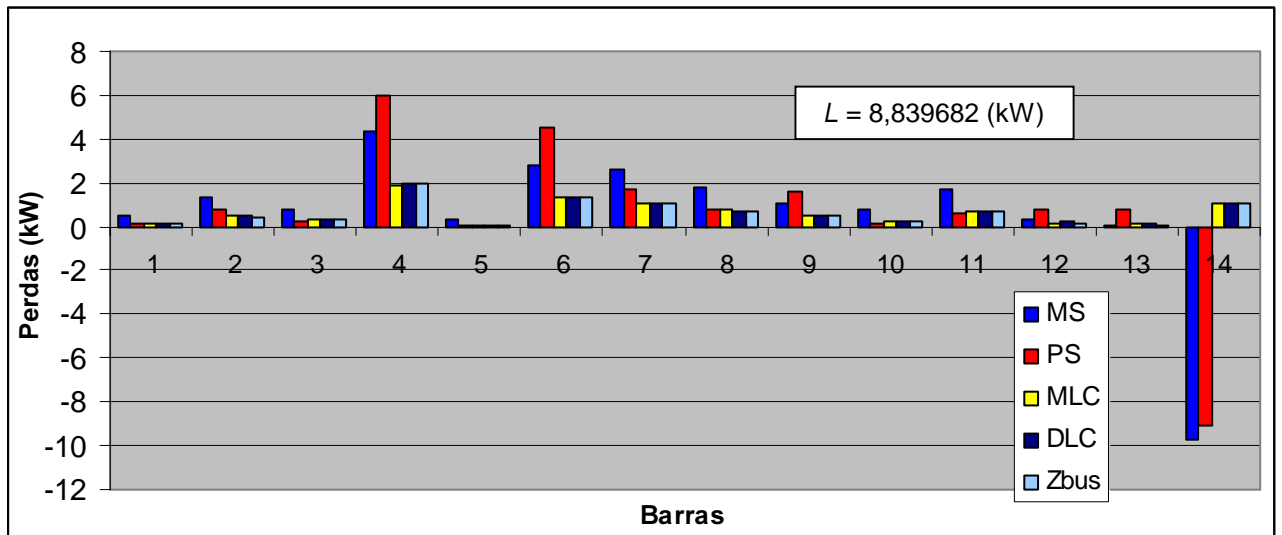


Figura 4.20: Alocação de perdas dos 5 métodos apresentados para o sistema de 15 barras com gerador 1 ($P_{ger}=3500\text{kW}$ e $Q_{ger}=2000\text{kVAr}$) e sem o gerador 2.

Na análise feita considerando uma geração de 4000kW , os métodos MLC, DLC e Zbus beneficiaram o consumidor da barra 13 por estar perto do centro de geração, atribuindo a ele perdas negativas, conforme apresentado na figura 4.21.

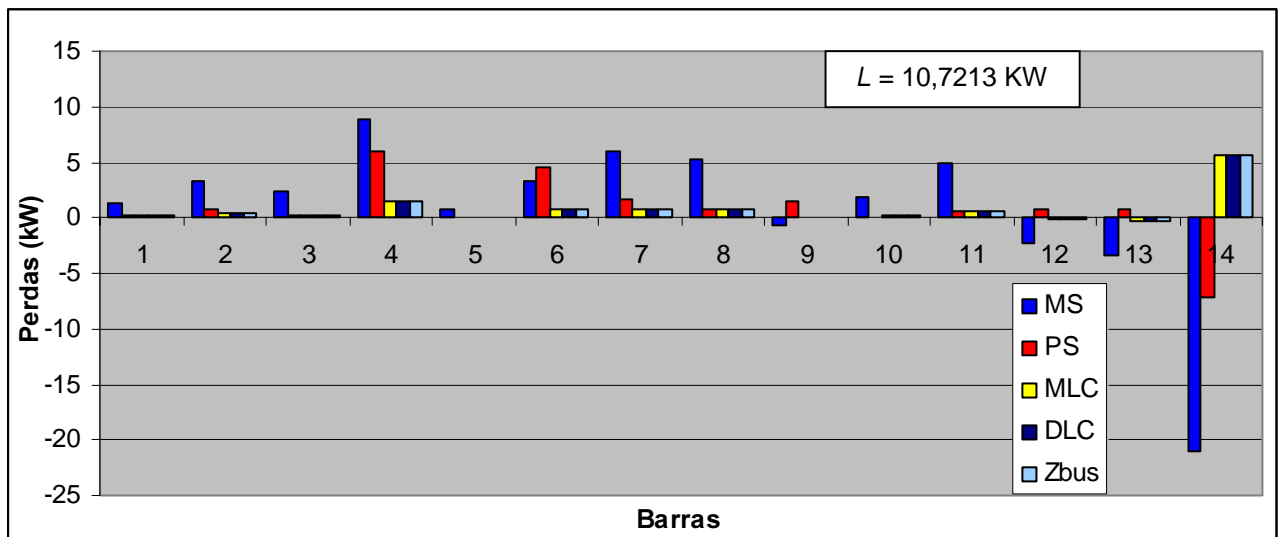


Figura 4.21: Alocação de perdas dos 5 métodos apresentados para o sistema de 15 barras com gerador 1 ($P_{ger}=4000\text{kW}$ e $Q_{ger}=2000\text{kVAr}$) e sem o gerador 2.

Para melhor analisar o desempenho dos métodos são apresentadas as figuras 4.22 e 4.23, com os fluxos para as três análises das figuras 4.19 e 4.21. Observa-se que o sentido do fluxo entre as barras 4 e 6 inverte-se na figura 4.23 em relação à figura 4.22.

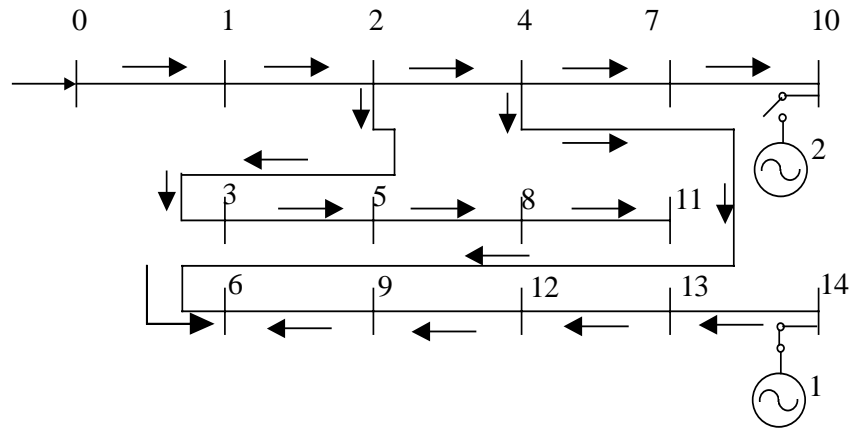


Figura 4.22: Fluxo nas ligações com geração de 300kW na barra 14.

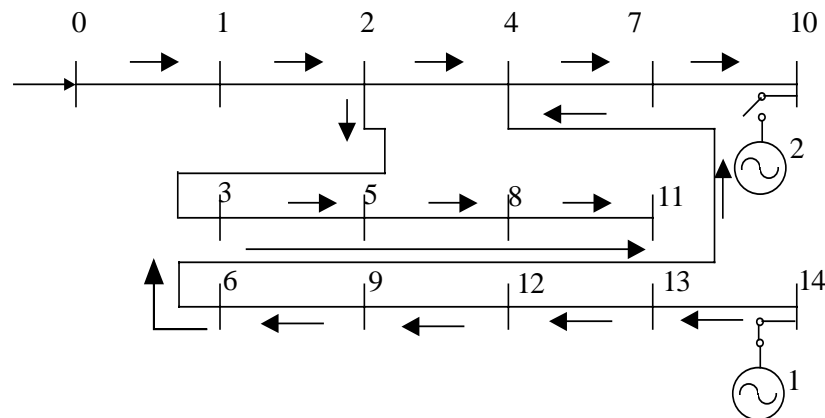


Figura 4.23: Fluxo nas ligações com geração de 400kW na barra 14.

Quando o gerador 1 fornece uma potência de 5000kW, figura 4.24, os métodos MS e PS também passaram a punir este gerador, pois observa-se na figura 4.18, que as perdas na rede são maiores do que o caso sem gerador. Os métodos MLC, DLC e Zbus também apresentam perdas positivas ao gerador, porém apresentam incentivos ao consumidor da barra 13.

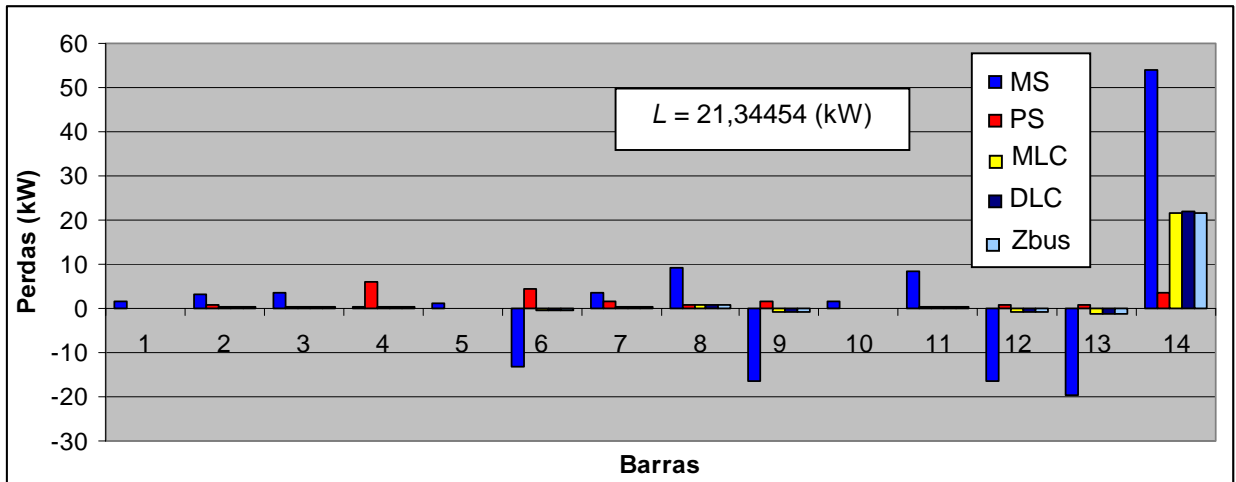


Figura 4.24: Alocação de perdas dos 5 métodos apresentados para o sistema de 15 barras com gerador 1 ($P_{ger}=5000$ kW e $Q_{ger}=2000$ kVAr) e sem o gerador.

Outras análises foram feitas com a mesma variação da potência ativa do gerador 1, mas conectando o gerador 2 na barra 10 com fornecimento de 400 kW e 10 kVAr. Na figura 4.25 é apresentada a curva das perdas elétricas do sistema de 15 barras variando-se a potência fornecida pelo gerador 1.

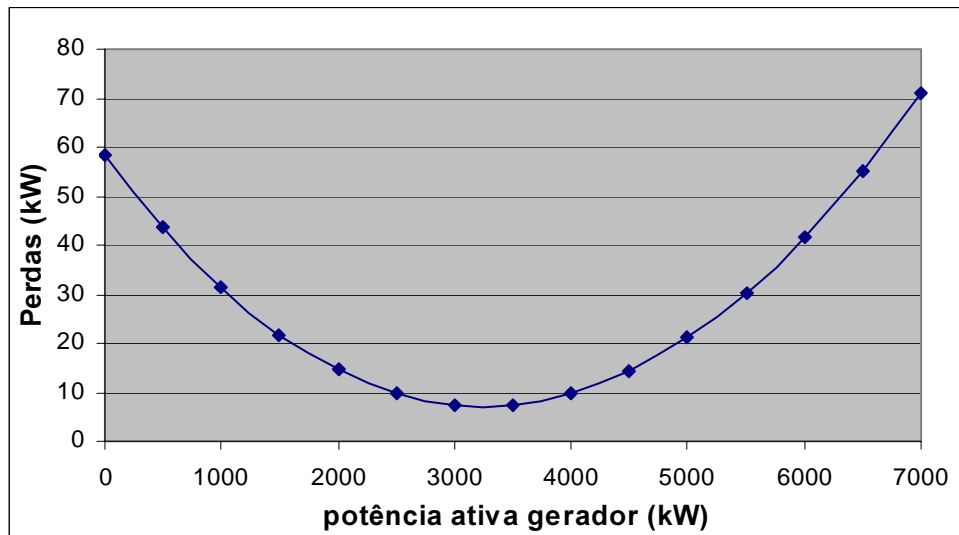


Figura 4.25: Curva das perdas elétricas do sistema de 15 barras, variação da potência ativa do gerador 1 e com o gerador 2 conectado.

O principal objetivo das análises apresentadas a seguir é observar o desempenho dos métodos com a presença de mais do que um gerador.

Nas análises apresentadas nas figuras 4.26 e 4.27 os 5 métodos beneficiaram o gerador 2 (barra 10). O método PS aumentou os incentivos dados ao gerador 2, reduziu as perdas alocadas ao gerador 1, mas manteve a alocação das perdas das demais barras. Os outros métodos beneficiaram todas as barras do sistema.

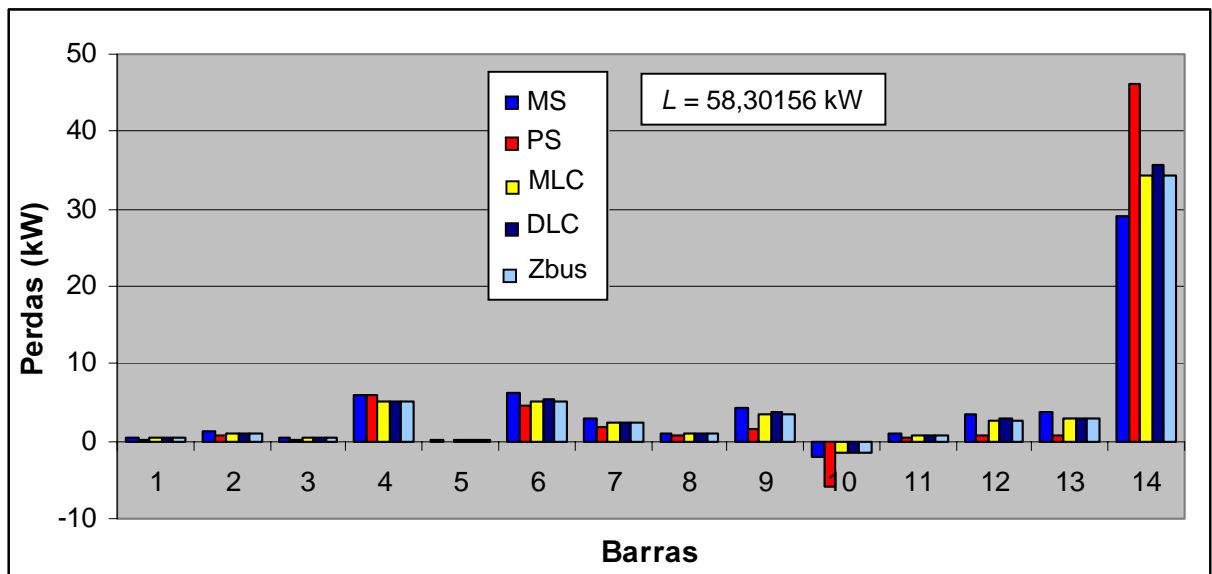


Figura 4.26: Alocação de perdas dos 5 métodos apresentados para o sistema de 15 barras com gerador 1 ($P_{ger}=0\text{kW}$ e $Q_{ger}=2000\text{kVAr}$) e com o gerador 2.

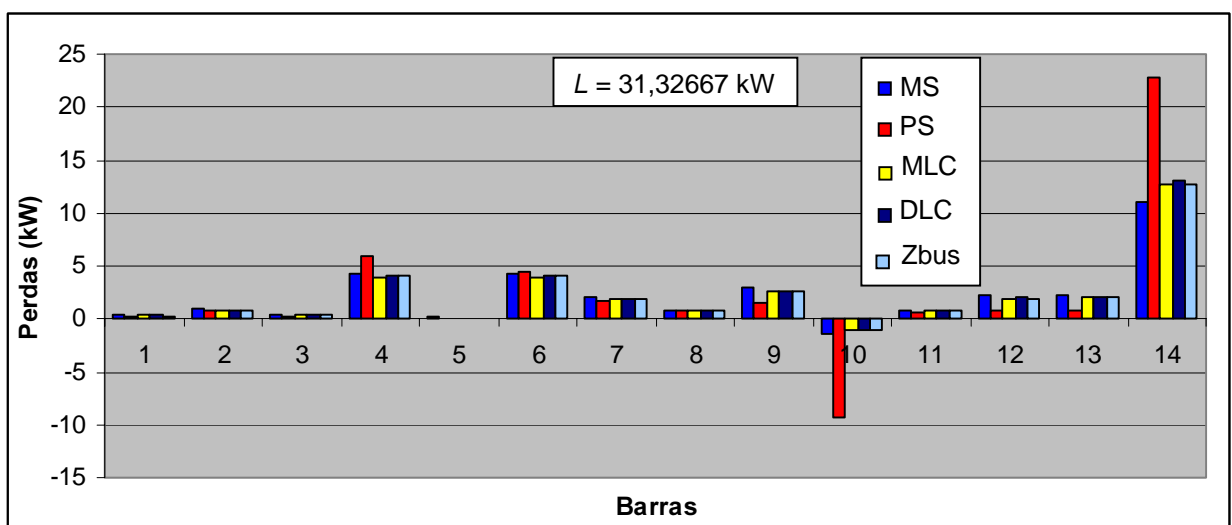


Figura 4.27: Alocação de perdas dos 5 métodos apresentados para o sistema de 15 barras com gerador 1 ($P_{ger}=1000\text{kW}$ e $Q_{ger}=2000\text{kVAr}$) e com o gerador 2.

Para uma geração de 3000kW (gerador 1), resultados mostrados na figura 4.28, os 5 métodos alocaram perdas negativas aos dois geradores. Nota-se a disparidade entre o método PS e os demais ao analisar a alocação de perdas aos geradores. O método PS aloca perdas excessivas ao gerador 2, enquanto as barras não receberam nenhum benefício.

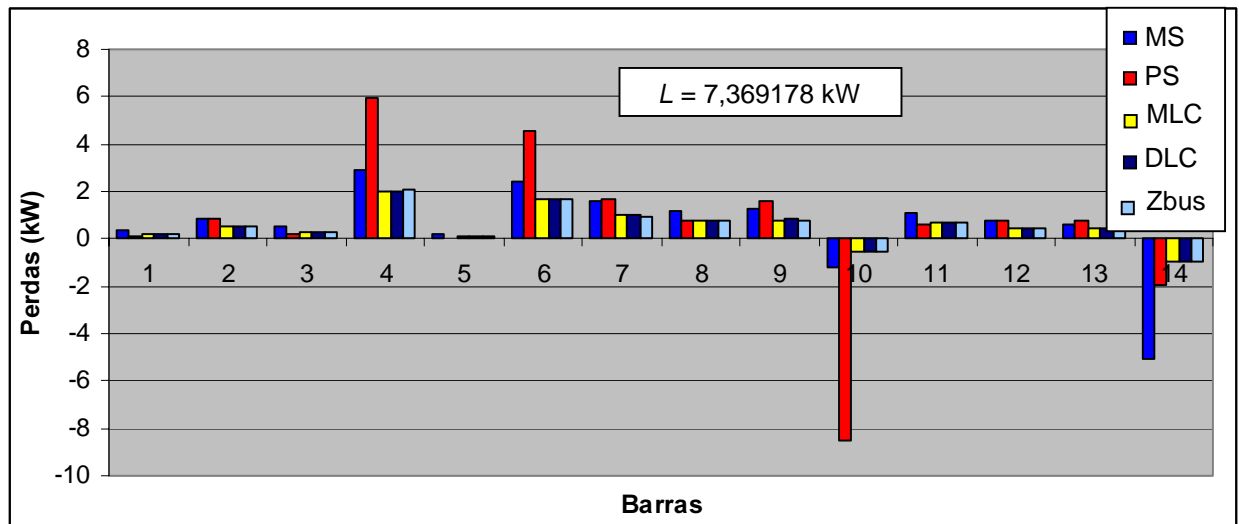


Figura 4.28: Alocação de perdas dos 5 métodos apresentados para o sistema de 15 barras com gerador 1 ($P_{ger}=3000\text{kW}$ e $Q_{ger}=2000\text{kVAr}$) e com o gerador 2.

Nos resultados apresentados na figura 4.29, os métodos MLC, DLC e Zbus alocaram perdas positivas ao gerador 1, enquanto os outros dois métodos continuaram a alocar perdas negativas para este gerador. Isto ocorre porque os métodos MLC, DLC e Zbus consideram o sentido do fluxo no sistema e a geração ótima para o gerador 1 é de aproximadamente 3260kW; a partir deste valor as perdas do sistema voltam a aumentar (algumas cargas passam a ser consideradas como próximas ao centro de geração).

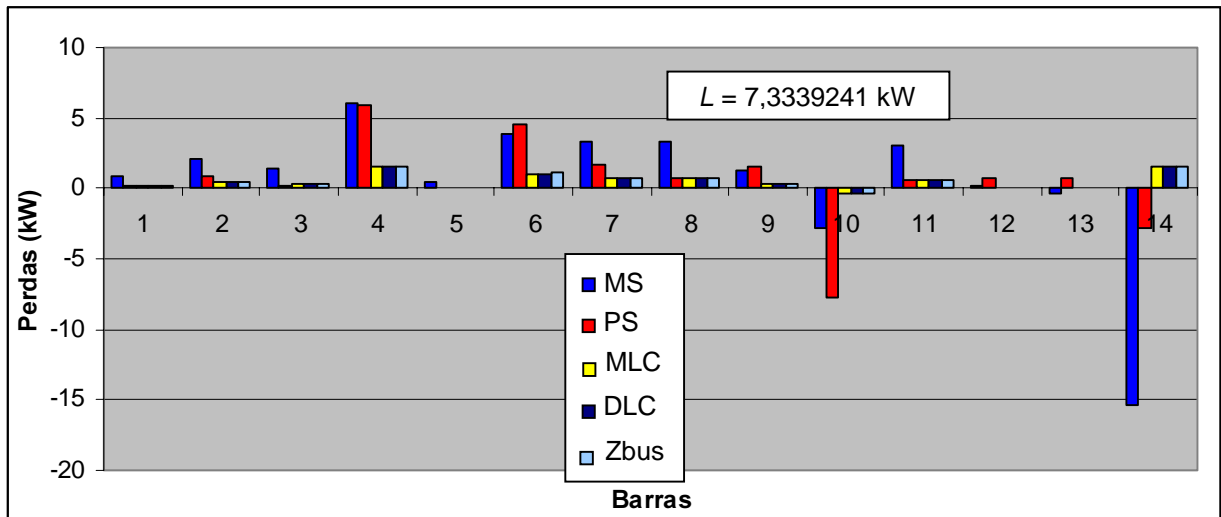


Figura 4.29: Alocação de perdas dos 5 métodos apresentados para o sistema de 15 barras com gerador 1 ($P_{ger}=3500\text{kW}$ e $Q_{ger}=2000\text{kVAr}$) e com o gerador 2.

Nos resultados apresentados na figura 4.30 todos os métodos alocaram perdas positivas ao gerador 1. Os métodos MLC, DLC e Zbus apresentaram resultados consistentes e semelhantes na alocação de perdas para todas as barras, e os métodos MS e PS não apresentaram bons resultados.

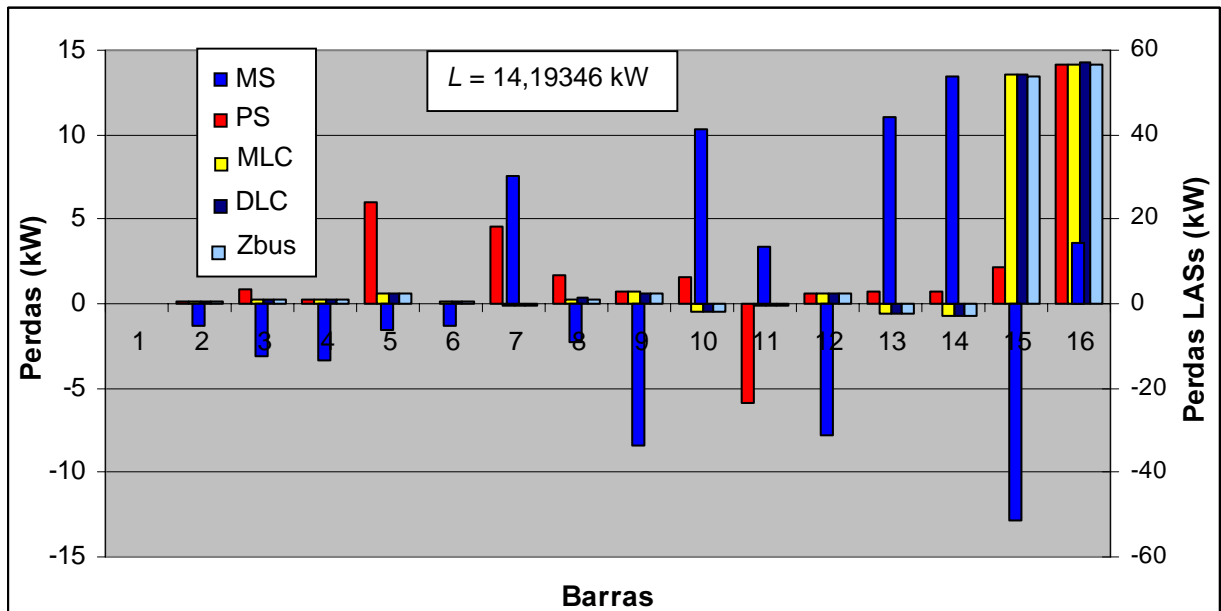


Figura 4.30: Alocação de perdas dos 5 métodos apresentados para o sistema de 15 barras com gerador 1 ($P_{ger}=4500\text{kW}$ e $Q_{ger}=2000\text{kVAr}$) e com o gerador 2. O eixo a direita refere-se ao método MS e o da esquerda aos demais.

4.3 Sistema IEEE 34

O sistema de 34 barras é mostrado na figura 4.31, e é um sistema teste adotado como padrão pelo IEEE [18]. Os dados do gerador são apresentados na Tabela 4.5. Os parâmetros das linhas e os dados das cargas (as cargas estão conectadas no nof) estão na Tabela 4.6. As bases adotadas são de 24,9kV e 1MVA. A barra de referência é a barra de número zero, com tensão de 25,647kV.

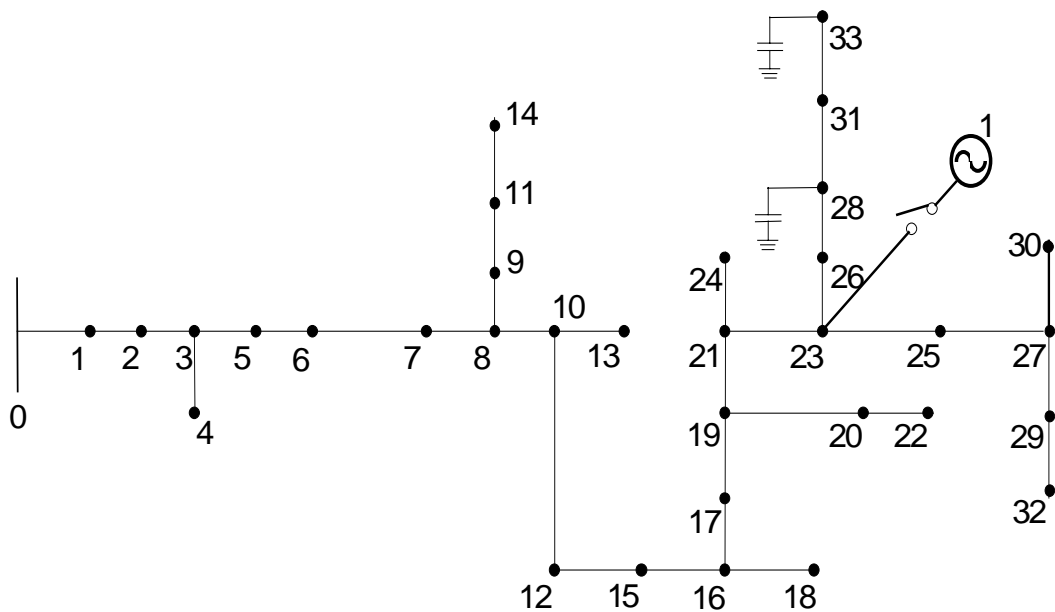


Figura 4.31: Sistema IEEE 34.

Tabela 4.5: Dados do gerador.

Gerador - 1				
Barra	V(kV)	Pg(kW)	Qmin(kVAr)	Qmax(kVAr)
23	24,9	150	15	35

Tabela 4.6: Dados do sistema IEEE 34.

noi	nof	R (p.u.)	X (p.u.)	Pd (kW)	Qd (kVAr)	Ca (kVAr)
0	1	2,03E-03	8,95E-04	19,10	9,87	0,00
1	2	1,36E-03	6,00E-04	0,00	0,00	0,00
2	3	2,54E-02	1,12E-02	5,29	2,74	0,00
3	4	4,60E-03	2,03E-03	0,00	0,00	0,00
3	5	2,95E-02	1,30E-02	0,00	0,00	0,00
5	6	2,34E-02	1,03E-02	0,00	0,00	0,00
6	7	7,87E-04	3,47E-04	0,00	0,00	0,00
7	8	2,44E-04	1,08E-04	0,13	0,07	0,00
8	9	1,35E-03	5,93E-04	11,30	5,84	0,00
8	10	8,04E-03	3,54E-03	14,90	7,71	0,00
9	11	3,79E-02	1,67E-02	11,84	23,36	0,00
10	12	6,61E-04	2,91E-04	2,06	1,07	0,00
10	13	2,39E-03	1,05E-03	0,00	0,00	0,00
11	14	1,08E-02	4,77E-03	0,00	0,00	0,00
12	15	1,61E-02	7,09E-03	0,00	0,00	0,00
15	16	4,09E-04	1,80E-04	1,24	0,64	0,00
16	17	2,90E-02	1,28E-02	0,00	0,00	0,00
16	18	1,84E-02	8,10E-03	0,00	0,00	0,00
17	19	7,87E-04	3,47E-04	4,37	2,26	0,00
19	20	3,06E-03	6,58E-03	0,00	0,00	0,00
19	21	3,86E-03	1,70E-03	10,00	5,17	0,00
20	22	8,31E-03	3,66E-03	27,00	21,62	0,00
21	23	4,59E-03	2,02E-03	0,05	25,00	0,00
21	24	1,28E-03	5,62E-04	0,00	0,00	0,00
23	25	1,59E-03	7,01E-04	46,57	29,72	0,00
23	26	2,20E-04	9,72E-05	3,04	1,57	0,00
25	27	2,11E-03	9,30E-04	13,10	6,77	0,00
26	28	1,06E-03	4,68E-04	149,05	114,9	100,00
27	29	2,20E-04	9,72E-05	9,20	4,76	0,00
27	30	6,77E-04	2,98E-04	8,86	7,09	0,00
28	31	2,87E-03	1,26E-03	7,54	3,90	0,00
29	32	2,56E-03	1,68E-03	0,00	0,00	0,00
31	33	4,17E-04	1,84E-04	19,45	15,57	150,00
Carga Total				364,09	289,63	

Os cinco métodos apresentados foram analisados usando-se o sistema IEEE 34, com e sem gerador na barra 23. A figura 4.32 mostra a alocação de perdas sem o gerador e a figura 4.33 com o gerador.

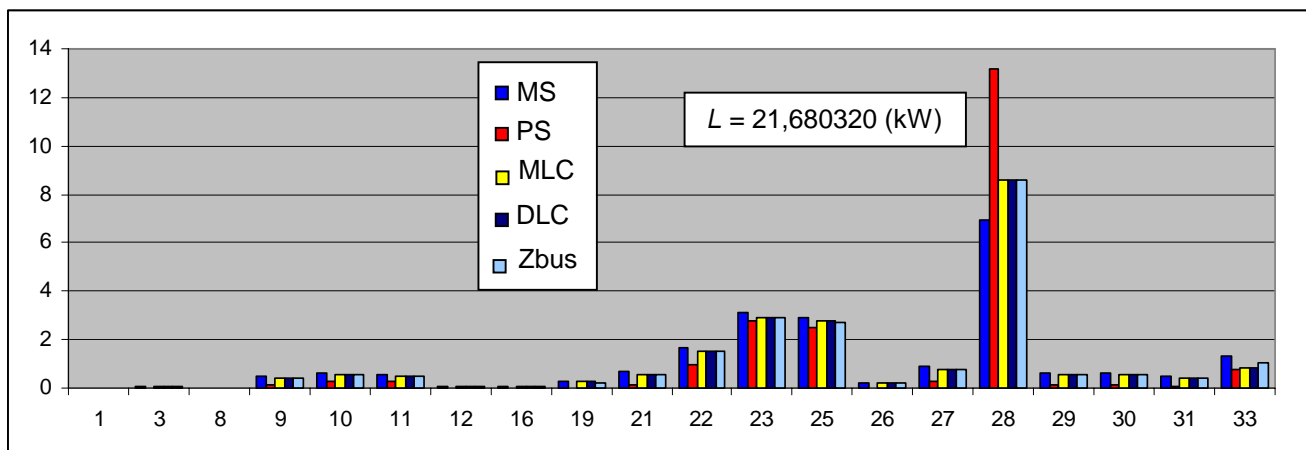


Figura 4.32: Alocação as barras com carga do sistema IEEE 34 sem a presença de gerador.

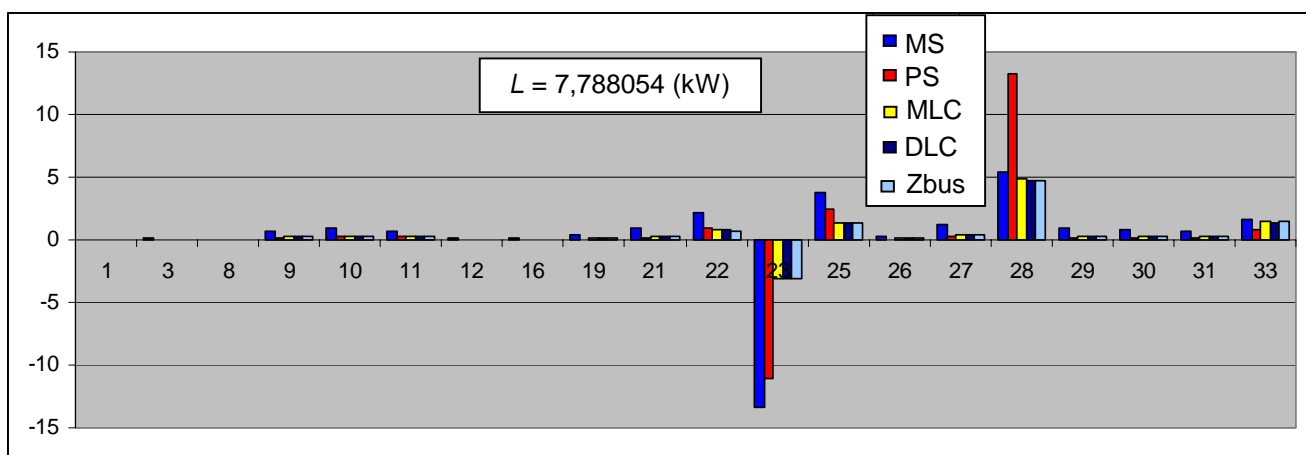


Figura 4.33: Alocação para as barras com carga do sistema IEEE 34 com gerador na barra 23.

Comparando as figuras 4.32 e 4.33 nota-se que a redução de perdas entre as duas situações produz incentivos monetários ao gerador apontados pelos cinco métodos, figura 4.33, mas a distribuição deste benefício entre as barras do sistema difere entre os métodos MS e PS e os demais métodos. O método MS puniu algumas barras aumentando os valores das perdas alocadas e o método

PS manteve o valor das perdas alocadas às barras. Já os métodos MLC, DLC e Zbus alocaram perdas com valores inferiores ao do caso base.

A fim de comparar o desempenho dos métodos quanto à localização dos geradores no sistema foram realizadas análises com um gerador em duas posições: no centro de carga (barra 23) e próximo à subestação (barra 5). Nas duas situações, a barra do gerador foi considerada PQ, com potência ativa fornecida sendo incrementada de 0 a 800kW, com o intervalo de 50kW. A potência reativa é igual a 50kVAr.

Através da curva das perdas apresentada na figura 4.34, com o gerador conectado na barra 23, nota-se que para uma geração ótima, aproximadamente 370kW, o valor das perdas se aproxima de zero.

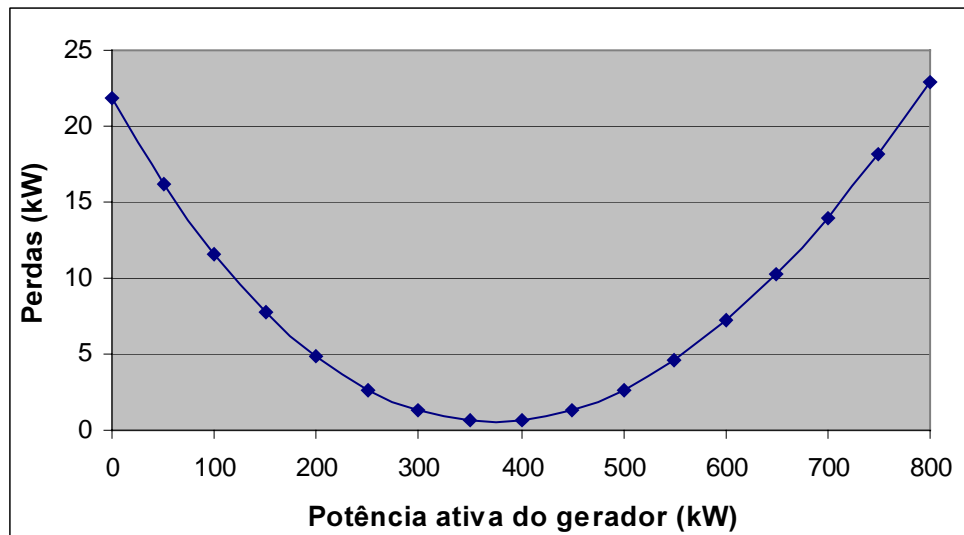


Figura 4.34: Curva das perdas elétricas do sistema, variação da potência ativa do gerador na barra 23.

Para a geração de 100kW, figura 4.35, os cinco métodos alocaram perdas negativas ao gerador. Mas a diferença entre o PS e os demais métodos fica clara ao se comparar à alocação de perdas feitas para as barras 23 (gerador) e 28 (consumidor).

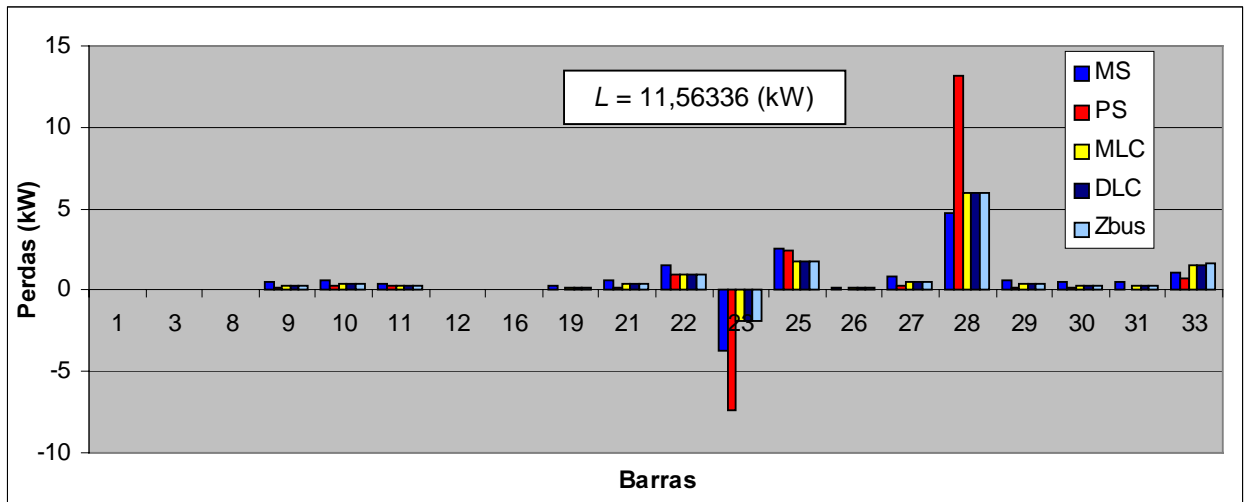


Figura 4.35: Alocação para as barras com carga do sistema IEEE 34 com gerador na barra 23 (P_{ger}=100kW).

Para a análise considerando uma geração de 400kW, figura (4.34), apenas o método PS não aloca perdas positivas ao gerador, como já era esperado. Os métodos MLC, DLC e Zbus alocaram perdas negativas às barras 25, 28 e 33 por elas estarem próximas ao centro de geração.

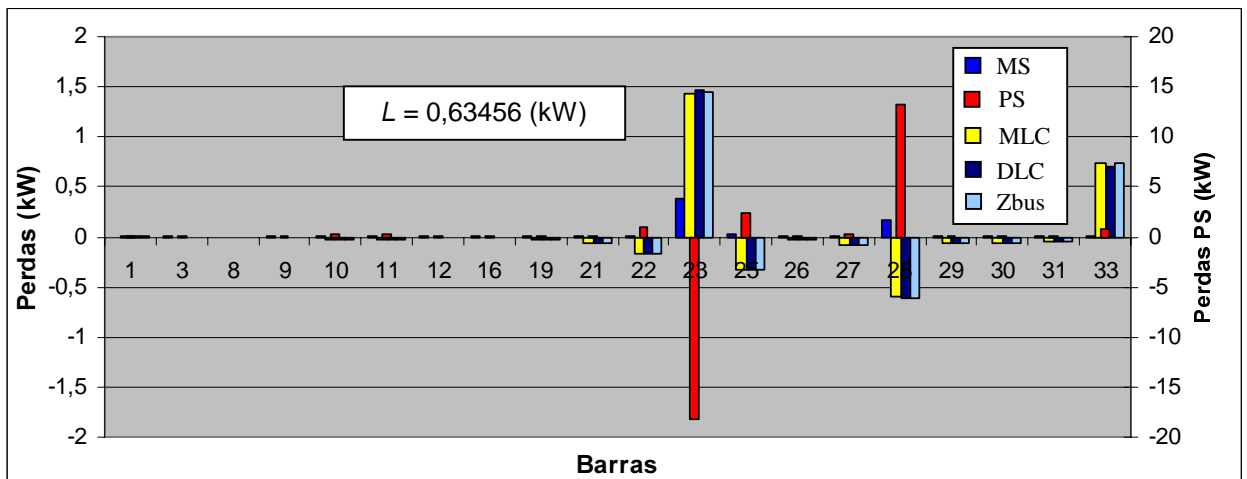


Figura 4.36: Alocação das perdas para as barras com carga do sistema IEEE 34 com gerador na barra 23 (P_{ger}=400kW).

A figura 4.37 mostra o resultado da situação com um gerador de 800kW. Nesta condição de operação o gerador atende todas as cargas e ainda fornece energia para a rede de transmissão (via subestação).

Os métodos MLC, DLC e Zbus passam a considerar todas as barras de carga como bem posicionadas (alocação negativa), e esta é uma forma interessante de considerá-las. Notar que o desligamento de qualquer carga provoca aumento de perdas na rede elétrica.

Para esta situação de operação os métodos MS e PS alocam perdas de maneira que pode ser considerada discriminatória.

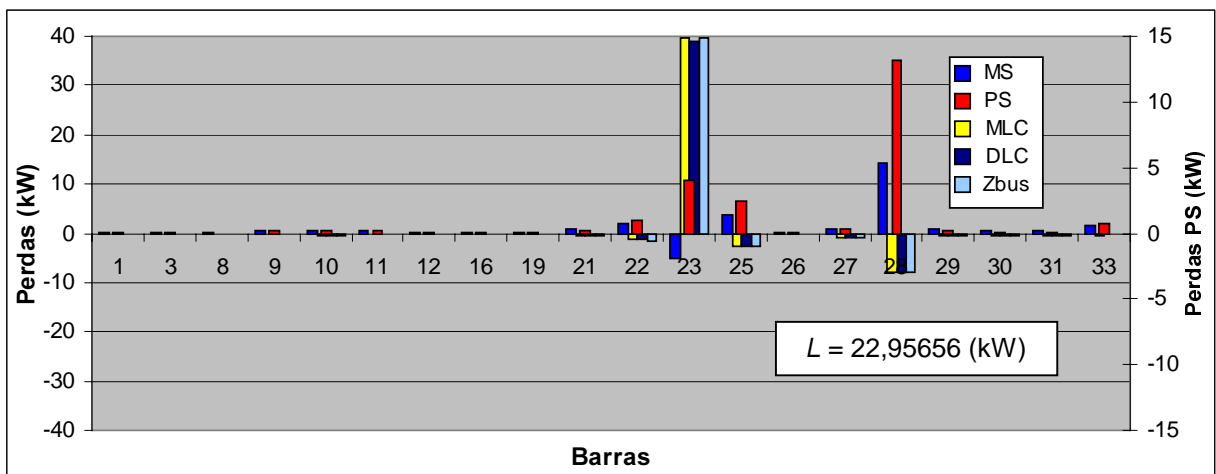


Figura 4.37: Alocação das perdas para as barras com carga do sistema IEEE 34 com gerador na barra 23 (Pger=800kW).

A figura 4.38 ilustra a curva de perdas para o sistema IEEE 34 com o gerador localizado na barra 5. Comparando as figuras 4.34 e 4.38 nota-se que a localização do gerador interfere nas perdas do sistema. Como mencionado anteriormente, a geração ótima com o gerador na barra 23 é de aproximadamente 370kW resultando em um valor de perdas próximo a zero. Já para o gerador na barra 5, a geração ótima é em torno de 420kW, resultando em perdas aproximadamente 11,6kW.

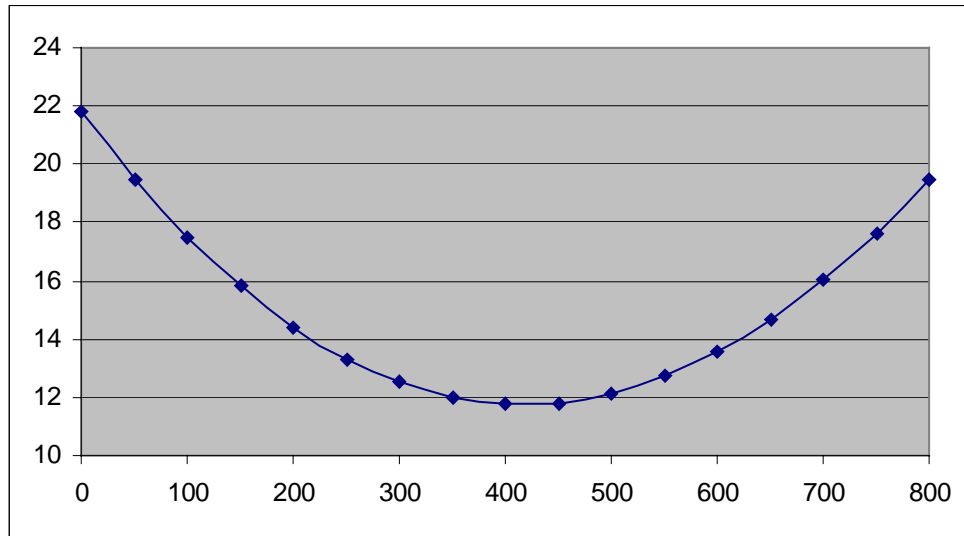


Figura 4.38: Curva das perdas elétricas do sistema, variação da potência ativa do gerador conectado na barra 5.

Nas análises com o gerador na barra 5, os métodos apresentaram desempenho semelhante em relação ao caso do gerador na barra 23, alocando perdas negativas ao gerador enquanto a geração apresenta uma curva de perdas descendente, conforme figura 4.39.

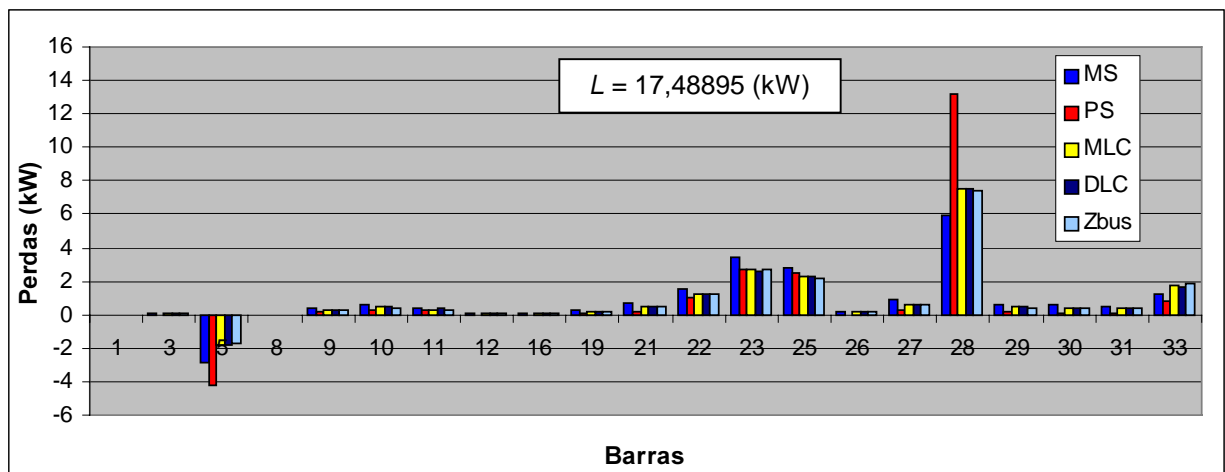


Figura 4.39: Alocação para as barras com carga do sistema IEEE 34 com gerador na barra 5 ($P_{ger}=100kW$).

Quando a geração localiza-se na parte ascendente da curva de perdas os métodos MS e PS mantêm a locação negativa ao gerador enquanto os demais passam a alocar perdas positivas ao gerador, conforme figura 4.40.

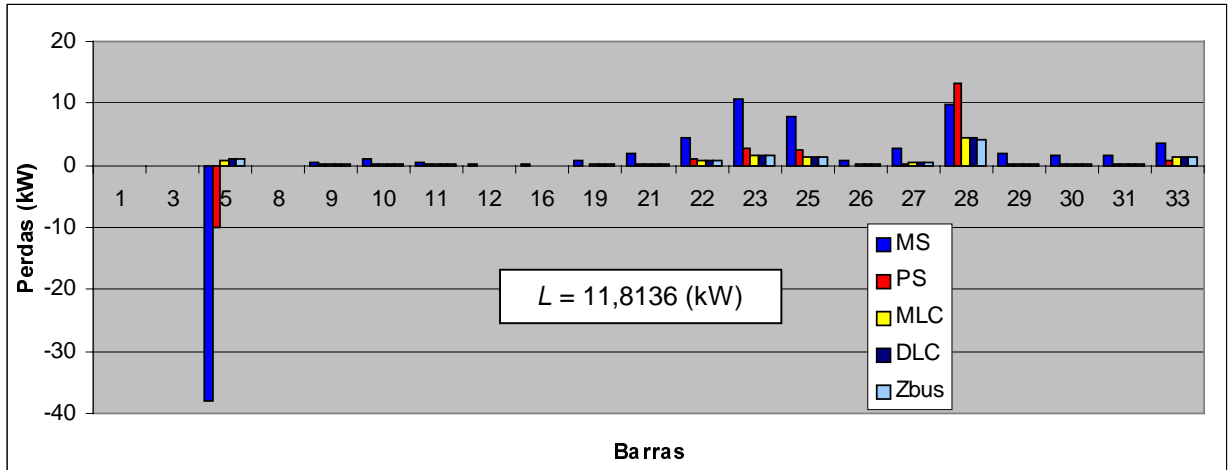


Figura 4.40: Alocação para as barras com carga do sistema IEEE 34 com gerador na barra 5 (Pger=450kW).

V – Conclusões

Este trabalho apresentou uma nova abordagem para um método de alocação de perdas em sistemas de distribuição, denominado Zbus, que apresentou um bom desempenho em relação a outros apresentados na literatura. Foram investigados os melhores métodos apresentados na literatura e escolhidos quatro deles para uma análise comparativa com o Zbus. Os métodos escolhidos estão baseados em diferentes formulações e por isto a comparação é justificada.

Métodos de alocação de perdas e, principalmente, estudos comparativos ainda são poucos realizados em sistemas de distribuição, porém, com os incentivos à geração distribuída, eles passam a ser fundamentais.

Os métodos comparados são baseados no método da substituição (MS), no princípio da divisão proporcional (PS), em fatores de perdas marginais (MLC), em fatores de perdas diretas (DLC) e em teoria de circuitos Zbus. A tabela 5.1 apresenta um resumo dos principais pontos avaliados.

Tabela 5.1: Principais características dos métodos.

	MS	PS	MLC	DLC	Zbus
Aloca perdas para referência?	não	não	não	não	não
Possui aproximações?	não	sim	não	sim	não
Necessita aplicar fator de correção para se tornar consistente com os resultados consistentes com fluxo de potência?	sim	sim	sim	não	não
Aloca perdas negativas?	sim	sim	sim	sim	sim
O comportamento discriminatório é relevante?	sim	sim	não	não	não

Todos os métodos não alocam perdas para a barra de referência, o que é desejável em sistemas de distribuição. O único método que não possui aproximações e não precisa utilizar fator de correção é o método Zbus. Os métodos MS, PS e MLC para apresentarem resultados consistentes com os resultados de fluxo de potência requerem a aplicação de fatores de correção.

Todos os métodos alocam perdas negativas, o que pode significar incentivos monetários para geradores e cargas, mas que podem caracterizar subsídios cruzados. O método MS, que usa como simplificação a linearização no cálculo das perdas, apresenta resultados inconsistentes em muitos casos, e por esta razão sua utilização não é recomendada.

O método PS, utilizado neste trabalho, foi desenvolvido buscando evitar o subsídio cruzado entre usuários da rede. Por isto, para as cargas sempre são alocados valores de perdas considerando a ausência de geradores, e para geradores todos os incentivos ou penalidades pela diminuição ou aumento das perdas. Este método PS apresenta, como desvantagem, um comportamento discriminatório, principalmente em relação às cargas, pois a presença de cargas pode diminuir as perdas na rede.

A avaliação comparativa deste trabalho, após a simulação de vários casos em três sistemas de distribuição, indica o método Zbus como um dos melhores, devido principalmente a:

- Desempenho na alocação das perdas;

- Ausência de aproximações;
- Desenvolvimento baseado em teoria de circuitos elétricos, sendo simples de entender e implementar.

Destaca-se que um bom método de alocação de perdas é o compreendido e aceito por todos os usuários das redes elétricas.

Como continuidade deste trabalho, indica-se a inclusão da alocação de perdas em estudos de desempenho ótimo de perdas com geração distribuída a fim de conhecer qual a melhor localização do GD na rede e qual o melhor valor de potência fornecida por este GD. Outras análises como, por exemplo, cálculo da estabilidade, efeitos no perfil de tensão, cálculo de correntes de curto circuito e ajustes da proteção com GD, dentre outros, devem ser realizadas a fim de fornecer bases de dados mais confiáveis para o planejamento e operação das redes de distribuição.

Finalmente, destaca-se que alguns resultados apresentados neste trabalho, e outros diretamente relacionados, já foram publicados em congressos [19], [20], [21] e aceitos para publicações em periódicos [22].

Referências Bibliográficas

- [1] CONEJO, A.J., GALIANA, F.D., KOCKAR, I. Z-buss loss allocation. IEEE Transactions on Power Systems, v. 16, n. 1, p. 105-110, 2001.
- [2] CONEJO, A.J., ARROYO, J.M., ALGACIL, N. Transmission loss allocation: a comparison of different practical algorithms. IEEE Transactions on Power Systems, v. 17, n. 3, pp. 571-576, 2002.
- [3] UNSIHUAY, C., SAAVEDRA, O. R. Métodos para la asignación de pérdidas de transmisión en mercados eléctricos competitivos. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA – CBA, 14, Natal, Brasil, 2002.
- [4] PADILHA, A., LIMA, D. A., MACEDO, W. Alocação de perdas na transmissão: uma comparação de propostas, SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - SNPTEE, 17, Uberlândia, 2003.
- [5] CIRIC, R. M. Engineering and business systems integration – an efficient tool for distribution system load estimation and loss observation. DistribuTECH DA/DSM Europe, Track 3, Session 7, Vienna, Austria, 2000.
- [6] MACQUEN, C. N., IRVING, M. R. An algorithm for the allocation of distribution system demand and energy losses. IEEE Transactions on Power Systems, v. 11, n.1, p. 338-343, 1996.

- [7] COSTA, P. M., Repartição de perdas em redes eléctricas de distribuição partilhadas com produtores em regime especial. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto, Porto, 2002. 211p.
- [8] JENKINS, N., ALLAN R., CROSSLEY, P., KIRSCHEN, D., STRBAC, G. Embedded Generation, London, United Kingdom, The Institution of Electrical Engineers, 2000.
- [9] MUTALE, J., STRBAC, G., CURCIC, S., JENKINS, N. Allocation of losses in distribution systems with embedded generation. Generation Transmission Distribution, IEE Proceedings, v. 147, Issue 1, 2000.
- [10] Ministério de Ciência e Tecnologia do Brasil. Relatório elaborado para o Ministério de Ciência e Tecnologia, dentro do projeto Bra/95/G31, sob o controle de nº 99/117, com o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento – PNUD. Disponível em <www.winrock.org.br>. Acesso em: 4 abr. de 2003.
- [11] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Atlas de Energia Elétrica do Brasil. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 14 nov. de 2003.
- [12] PÜTTEGEN, HANS B. MACGREGOR PAUL R., LAMBERT, FRANK C. Semantic hype or the dawn of a new era? IEEE Power & Energy Magazin, jan/fev, p. 22-29, 2003.
- [13] LASSETER, R., A. AKHIL, C. MARNAY, J. STEPHENS, J. DAGLE, R. GUTTROMSON, A.S. MELIOPOULOUS, R. YINGER, E J. ETO. Integration of distributed energy resources: The CERTS MicroGrid Concept. Disponível em: <eetd.lbl.gov/ea/CERTS/> Acesso em: 4 abr. de 2003.
- [14] GÓMEZ EXPOSITO, A., RIQUELME SANTOS, J. M., GONZALEZ GARCIA, T., RUIZ VELASCO, E. A. Fair allocation of transmission power losses. IEEE Transactions on Power Systems, v. 15, n. 1, p. 184 –188, 2000.

- [15] BIALEK, J. Topological generation and load distribution factors for supplement charge allocation in transmission open access. IEEE Transactions on Power Systems, v. 12, n. 3, p. 1185-1193, 1997.
- [16] MONTICELLI, A. Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica. São Paulo: Edgard Blucher, 1983. 164p.
- [17] LI, S., TOMSOVIC, K, HIYAMA, T. Load following functions using distributed energy resources. Proceedings of the IEEE /PES Summer Meeting, Seattle WA,USA, v.3, p. 1756-1761, 2000.
- [18] KERSTING W. H. Radial distribution test feeders. IEEE Transactions Power Systems, v. 6, p. 975–985, aug. 1991.
- [19] DENIS, I. F. E. D., CIRIC, R. M., PADILHA, A. Métodos de alocação de perdas em sistemas de distribuição com geradores distribuídos. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA – CBA, 14, Natal, Brasil, 2002.
- [20] DENIS, I. F. E. D., PADILHA, A. E CIRIC, R. M. Alocação de perdas em sistemas de distribuição. In: Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – SENDI, 15, Brasil, 2002.
- [21] PADILHA, A., DENIS, I. F. E. D., CIRIC, R. M. Voltage regulation in distribution network with dispersed generators. In: International Conference on Electricity Distribution – CIRED, 17, Barcelona, Espanha, n. 82, 2003.
- [22] CIRIC, R. M., PADILHA, A., DENIS, I. F. E. D. Observing performances of distribution systems with embedded generators. European Transactions on electrical Power – ETEP, ET 1828, aceito em 2003.
- [23] R. M. CIRIC, A. PADILHA, AND L. F. OCHOA, Power flow in four-wire distribution networks-general approach. IEEE Transactions on Power Systems, v. 18, n. 4, p. 1283-1290, nov. 2003.

- [24] D. RAJICIC AND A. DIMITROVSKI. A new method for handling PV nodes in backward/forward power flow for radial and weakly meshed networks. Proceedings IEEE Porto Power Tech Conference, PS03-286, 2001.
- [25] D. SHIRMOHAMMADI, H. W. HONG, A. SEMLYEN, AND G. X. LUO. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. IEEE Trans. on Power Systems, v. 3, n. 2, p. 753-762, 1988.
- [26] C. S. CHENG AND D. SHIRMOHAMMADI. A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. IEEE Trans on Power Systems, v. 10, n. 2, p. 671-769, 1995.
- [27] Denis, I. F. E., "Fluxo de potência trifásico para redes de distribuição," Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - Universidade Estadual Paulista Ilha Solteira, 2000.

Apêndice

A.1 Cálculo do Fluxo de Potência

O objetivo do fluxo de potência em redes de energia é a determinação do estado da rede (módulo e ângulo da tensão), da distribuição dos fluxos e de algumas outras grandezas de interesse. Como a modelagem do sistema é estática, então a rede pode ser representada por um conjunto de equações e inequações que possibilitam o cálculo do fluxo de potência [16]. A rede de energia pode ser dividida em sistemas de transmissão, subtransmissão e distribuição. Neste trabalho é abordado o sistema de distribuição.

O sistema de distribuição é alimentado pela subestação de distribuição que fornece energia a consumidores de diversas naturezas. Entre outras características deste sistema distinguem-se a topologia radial (em sua maioria) ou fracamente malhada, múltiplas conexões (monofásica (MRT [23]), bifásica, etc), relação X/R, e as linhas muitas vezes sem transposições. Na subestação, a tensão da subtransmissão é reduzida ao nível de média tensão através de transformadores. Em geral, estes transformadores possuem taps variáveis que regulam a tensão para diferentes níveis de carga.

Na distribuição existe uma grande quantidade de transformadores. Deste fato, tornam-se significativos os problemas que causam num sistema de distribuição. São eles: perdas, corrente de seqüência zero, aterramento e

estratégia de proteção. Existem vários tipos de conexões como estrela aterrado–estrela aterrado, estrela aterrado-delta, delta- estrela aterrado, entre outras. Em [23] são apresentados alguns tipos de conexões e suas modelagens.

Em sistemas de distribuição podem ocorrer diferentes tipos cargas: trifásicas, bifásicas ou monofásicas, sendo que as trifásicas são conectadas em delta ou estrela. A representação das cargas em redes de distribuição pode ser feita por diferentes modelos [23].

- Potência Constante;
- Corrente Constante;
- Impedância Constante (Admitância Constante); ou
- Qualquer combinação das três citadas.

A implementação computacional do cálculo do fluxo de potência deve considerar alguns requisitos:

- rapidez de cálculos para aplicações em tempo real e sistemas de grande porte;
- necessidade de pouco armazenamento de dados para sistemas de grande porte;
- confiabilidade para aplicação em tempo real;
- versatilidade para manipular aspectos convencionais e especiais;
- racionalidade de apresentação de informação sobre configuração.

Estudos mostram que os métodos escalonados para sistemas de distribuição se enquadram nestes requisitos. Estes métodos podem ser classificados em [24], como:

- métodos de soma de corrente;
- métodos de soma de potência;
- métodos de soma de admitância.

Neste trabalho foi aplicado o método da soma de corrente [25], [26] e [27].

A.1.1 Método Utilizado - Backward/Forward Sweep

Este método, apresentado em [25] e [26], é aplicado na solução do problema de fluxo de potência de sistemas radiais ou fracamente malhados, que possam ser convertidos para a forma radial.

A.1.1.1- Solução de sistemas radiais

Um pré-requisito para a resolução do algoritmo é uma renumeração das barras seguindo uma seqüência de camadas. Os ramos são numerados conforme a figura A.1, ou seja, numera-se crescentemente todos os ramos camada por camada. A barra de referência será de número zero, sendo que as demais terão o mesmo número do ramo, isto é, a barra final do ramo terá o mesmo número do ramo. Após esta renumeração dos ramos e dada a tensão do nó de origem, a solução iterativa do algoritmo é realizada em três etapas:

- 1) cálculo da corrente do nó, equação (A.1);
- 2) cálculo das correntes nos ramos (backward sweep) , equação (A.2);
- 3) cálculo da tensão no nó (forward sweep), equação (A.3).

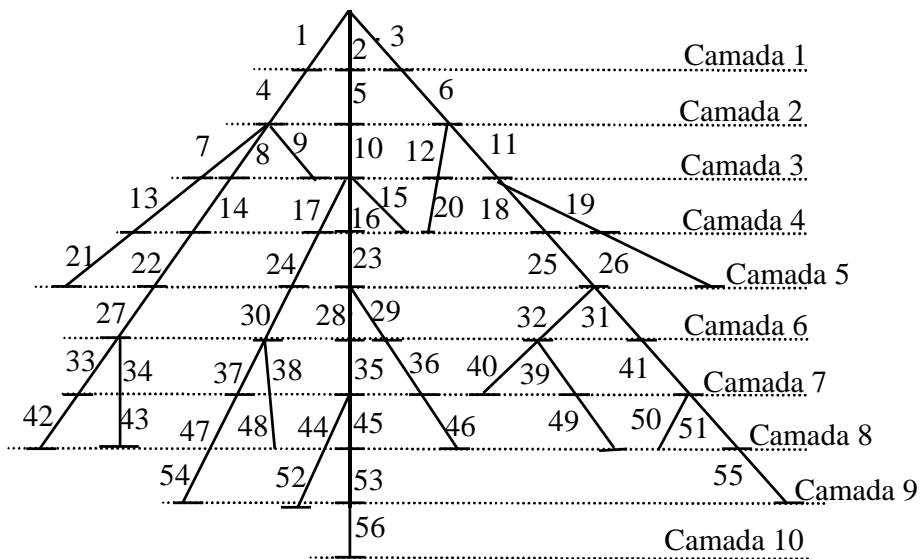


Figura A.1: Ilustração da numeração dos ramos da rede de distribuição radial.

Cálculo da corrente nodal

$$I_i^{(k)} = (S_i^{esp} / V_i^{(k+1)})^* - Ysh_i V_i^{(k-1)}, \quad (A.1)$$

em que:

$i = 1, 2, \dots, n$;

$I_i^{(k)}$: Corrente no nó i para a iteração k ;

$V_i^{(k-1)}$: Tensão para o nó i , calculada durante a iteração $(k-1)^{th}$;

S_i : Injeção de potência especificada no nó i ;

Ysh_i : Soma de todos os elementos shunts para o nó i .

Cálculo da corrente no ramo (*backward sweep*)

Na iteração k , começando no ramo da última camada e deslocando em direção aos ramos relacionados na origem do nó, pode-se calcular a corrente no ramo L da seguinte forma:

$$J_L^{(k)} = I_{n2}^{(k)} + \sum_{m \in M} J_m^{(k)} \quad (A.2)$$

em que:

$L = b, b-1, \dots, 1$ (b é o número dos ramos de cada camada);

$I_{n2}^{(k)}$: Corrente injetada no nó $n2$;

M : conjunto de ramos ligados à jusante ao nó j .

Cálculo da tensão nodal (*forward sweep*)

A tensão no nó é calculada começando dos nós dos ramos da primeira camada para a última camada (“forward sweep”). Para cada ramo L , a tensão do nó $n2$ é obtida de acordo com a equação (A.3).

$$V_{n2}^{(k)} = V_{n1}^{(k)} - Z_L J_L^{(k)}, \quad (A.3)$$

em que:

$L = 1, 2, \dots, b$;

Z_L : Impedância em série do ramo L .

Cálculo da potência injetada no nó:

$$S_i^{(k)} = V_i^{(k)} (I_i^{(k)})^* - Ysh_i |V_i^{(k)}|^2 \quad (A.4)$$

em que:

$S_i^{(k)}$: Potência injetada no nó i para a iteração k .

$$\Delta P_i^{(k)} = \text{real}[S_i^{(k)} - S_i^{esp}] \quad (A.5)$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = \text{imag}[S_i^{(k)} - S_i^{esp}] \quad (A.6)$$

A.2.1.2- Solução de sistemas fracamente malhados

Primeiramente é necessário transformar este sistema em estritamente radial. Este processo é feito através da aplicação do método da compensação, ou seja, a rede é seccionada nos “breakpoints”, pontos de ruptura. As correntes dos ramos interrompidos são substituídas por injeções de correntes em ambos os nós finais, com polaridade oposta, sem afetar a condição de operação do sistema, sendo possível, agora, aplicar a técnica de solução radial.

A figura A.2 mostra uma rede típica de distribuição fracamente malhada composta por laços simples, com nós, $(b=n-1)$ ramos e uma única fonte de tensão para origem nodal.

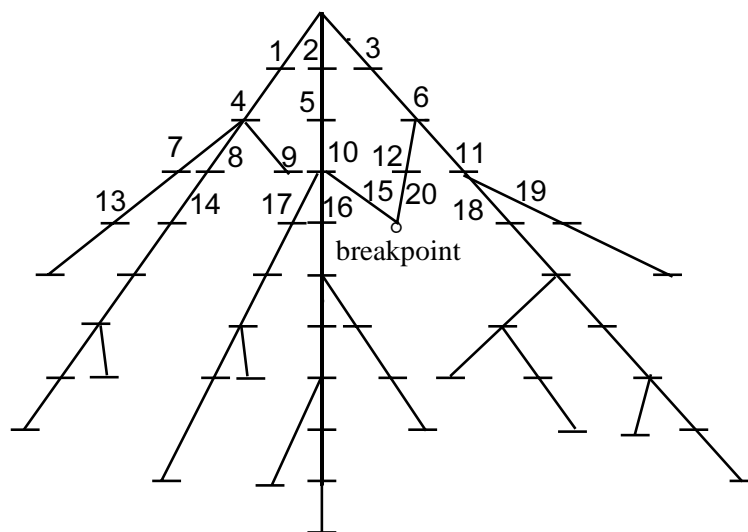


Figura A.2: Rede de distribuição fracamente malhada

O cálculo para sistemas fracamente malhados é realizado obedecendo aos seguintes passos:

i: Quebrar o laço. Na figura A.2, os ramos 16 e 20 se unem formando um laço. Quebrando neste ponto, o sistema passa a ter a mesma estrutura da figura A.1;

ii: Injetar corrente nestas duas extremidades com polaridades opostas, ou seja $Ino_{15} = 1,0$ e $Ino_{20} = -1,0$. As correntes nas outras barras serão zero;

iii: Cálculo das correntes nos ramos (A.2);

iv: Cálculo das tensões nos nós (A.3);

v: Formar a matriz Z_{th} . Como os módulos das correntes no breakpoint são iguais a zero e $\Delta V = Z \times I$, então se pode dizer que Z é numericamente igual a $V_{15} - V_{20}$;

vi: Resolver o cálculo de fluxo de potência conforme o fluxograma (figura A.3).

A equação usada para a correção da corrente no breakpoint após (A.1) em cada iteração (ver figura A.3), é feita através das equações (A.7) e (A.8).

$$\Delta J^{(k)} = Z_{th}^{-1} \times \Delta V_{bp}^{(k-1)} \quad (A.7)$$

$$Ino_{15} = Ino_{15} - \Delta J \text{ e } Ino_{20} = Ino_{20} + \Delta J \quad (A.8)$$

em que:

K : Número da iteração;

$\Delta V_{bp} = V_{15} - V_{20}$ (é atualizado em cada iteração após (A.3)).

A eficiência deste método fica prejudicada quando ocorre o aumento de “breakpoints” necessários para converter a rede malhada numa configuração radial, dificultando a possibilidade de considerar a rede de subtransmissão juntamente com a de distribuição.

A.2.1.3- Compensação para barras PVs

Quando uma barra é considerada do tipo PV devem ser efetuados procedimentos especiais para manter magnitude da voltagem e também verificar se a potência reativa fornecida por essa barra se encontra dentro dos limites pré-estabelecidos. Em [26] é apresentado uma matriz sensibilidade (Z_{pv}) para que o erro da magnitude da tensão tenha um valor satisfatório, menor ou igual à tolerância estabelecida. Esta matriz Z_{pv} pode ser formada através dos seguintes passos:

i: Injetar uma corrente complexa (parte real igual a zero e imaginária igual a 1,0) na barra PV ,ou seja, $I_{no_{PV}} = 0,0 + j 1,0$. Nos demais nós as correntes serão zero;

ii: Cálculo das correntes nos ramos (A.2);

iii: Cálculo das tensões nos nós (A.3);

iv: Formar a matriz Z_{PV} . Como o módulo da corrente no nó PV é igual a zero (corrente injetada passo *i*) e $V = Z \times I$, então pode-se dizer que Z é numericamente igual ao módulo da tensão no nó PV;

v: Resolver o cálculo de fluxo de potência conforme o fluxograma (figura A.3);

vi: calcular a corrente na barra PV , conforme equação (A.9);

$$I_{PV} = |I_{auxPV}| x e^{j(\delta_V - 90^\circ)} \quad (A.9)$$

em que:

$$I_{auxPV} = Z_{PV}^{-1} \times \Delta V_{pV}$$

$$\Delta V_{PV}^{(k)} = V_{esp} - |V_{PV}| \quad (\text{é atualizado em cada iteração após (A.3)})$$

vii: Cálculo da potência reativa (Q_{PV}) da barra PV, feita através da equação (A.10).

$$Q_{PV} = \text{imag}(V_{PV}) \times (I_{\text{novovoPV}})^* \quad (\text{A.10})$$

em que:

$$\text{se } \Delta V_{PV} > 0.0 \quad \Rightarrow \quad I_{\text{novovoPV}} = I_{\text{no}}(PV) + I_{PV}$$

$$\text{se } \Delta V_{PV} \leq 0.0 \quad \Rightarrow \quad I_{\text{novovoPV}} = I_{\text{no}}(PV) - I_{PV}$$

vii: Verificar se a potência reativa calculada obedece ao limite especificado. Caso não atenda esta consideração, esta barra passa a ser considerada PQ. A nova potência reativa deste nó assume o valor do limite que foi excedido.

viii: Correção da potência especificada S^{esp} da barra PV, usado para calcular (A.1), feita através da equação (A.11):

$$S_{PV}^{\text{esp}} = S_{\text{inicial}} + jQ_{PV} \quad (\text{A.11})$$

em que:

S_{inicial} : Potência especifica da barra PV.

Observação: O *viii* só será executado caso a barra não infrinja os limites especificados.

O fluxograma da figura A.3, mostra os passos para o cálculo do fluxo de potência em sistema radiais ou fracamente malhados com ou sem barra PV.

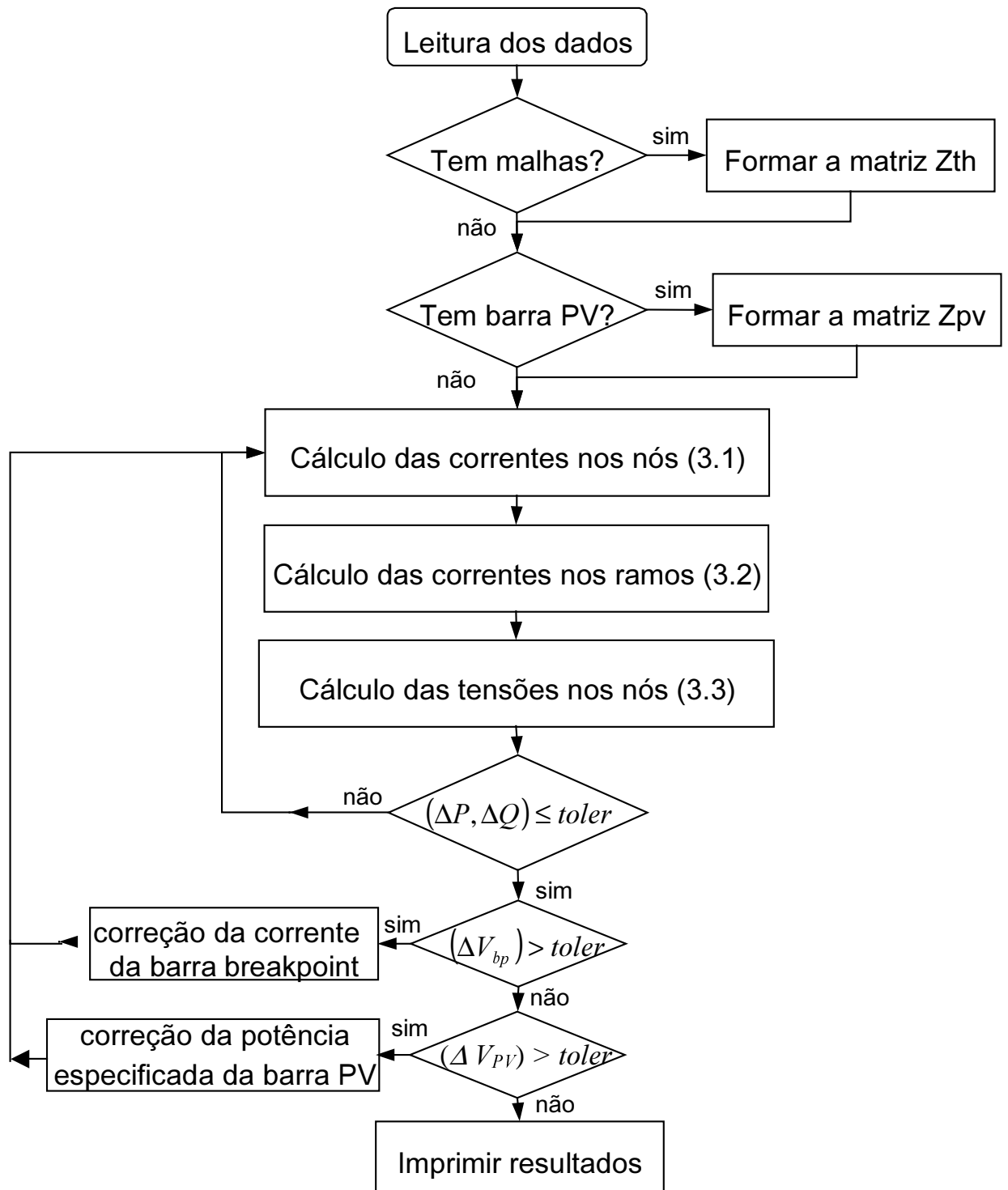


Figura A.3: Fluxograma para o cálculo do fluxo de potência [26].