

**Universidade de São Paulo
Escola de Engenharia de São Carlos
Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação**

Murilo Henrique Santos Leonardo

**ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA NAS PERDAS E NO
CARREGAMENTO DE LINHAS DE UM
SISTEMA DE SUBTRANSMISSÃO**

São Carlos
2014

MURILO HENRIQUE SANTOS LEONARDO

**ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA NAS PERDAS E NO
CARREGAMENTO DE LINHAS DE UM
SISTEMA DE SUBTRANSMISSÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Escola de Engenharia de São Carlos, da
Universidade de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com ênfase em
Sistemas de Energia e Automação

ORIENTADOR: José Carlos de Melo Vieira Júnior

São Carlos
2014

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

- L581a Leonardo, Murilo Henrique Santos
- Análise do impacto da geração distribuída nas
perdas e no carregamento de linhas de um sistema de
subtransmissão / Murilo Henrique Santos Leonardo;
orientador José Carlos de Melo Vieira Júnior. São
Carlos, 2014.
- Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,
2014.
1. geração distribuída. 2. perdas elétricas. 3.
alocação de perdas. 4. carregamento de linhas. 5.
método da substituição. 6. coeficiente marginal de
perdas. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Murilo Henrique Santos Leonardo

Título: "Análise do impacto da geração distribuída nas perdas e no carregamento de Linhas de um sistema de subtransmissão"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 17 / 11 / 2014,

com NOTA 9,5 (nove , cinco), pela Comissão Julgadora:

Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior - (Orientador - SEL/EESC/USP)

Prof. Dr. Eduardo Nobuhiro Asada - (SEL/EESC/USP)

Eng. Mestre Fredner Leandro Cardoso - (CPFL)

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Homero Schiabel

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela vida, pela saúde, pela paz, por todas as graças que me concedeu e me concede diariamente, e pelas oportunidades que me agraciou e que continua agraciando na minha trajetória.

Agradeço a meus pais, Jorge e Lígia, que me apresentaram o caminho do conhecimento, acreditaram em mim, em meu potencial, e me privilegiaram com a oportunidade de estudar em uma faculdade. Agradeço a eles também pelo amor, pelo carinho e por me ensinar o verdadeiro significado da família.

Agradeço a meu irmão Gustavo pela amizade e companheirismo, por toda a confiança que deposita em mim. O meu melhor amigo.

Agradeço a minha namorada Ana Carolina pelo seu amor, por me apoiar e incentivar a crescer como pessoa e a cumprir meus objetivos, por ter sido minha companheira de todos estes anos de faculdade. Sua presença é muito importante pra mim.

Aos amigos que fiz em São Carlos, Matheus Galvão, Douglas Henrique, Meigarom, Roberto Rocco, Marcus Reis, Marcelo Brasileiro e todos os outros que fizeram parte desta conquista. Obrigado pela amizade, pelos momentos engraçados e divertidos, e pela companhia nos momentos de dificuldade. Vocês foram fundamentais durante a graduação.

Ao professor José Carlos de M. V. Júnior, pela amizade construída nestes anos, pelo incentivo à ciência, por todo o conhecimento que me proporcionou e por toda a dedicação na orientação deste trabalho e no projeto de iniciação científica desenvolvido na graduação.

Aos engenheiros Rodrigo M. Rocha e Fredner L. Cardoso, pela amizade, por compartilhar de suas experiências durante meu estágio e por toda atenção e apoio técnico dado a este trabalho de conclusão de curso.

E, finalmente, agradeço a todos que participaram deste período da minha vida, acreditaram em mim e contribuíram para que eu realizasse este sonho, de me formar como engenheiro.

“Deus dá as batalhas mais difíceis aos seus melhores soldados.”

Papa Francisco

SUMÁRIO

RESUMO	xiii
ABSTRACT	xv
LISTA DE FIGURAS	xvii
LISTA DE TABELAS.....	xix
LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS.....	xxi
LISTA DE SÍMBOLOS.....	xxiii
1 INTRODUÇÃO	25
1.1 OBJETIVOS	26
1.2 ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO	27
2 MÉTODOS DE ALOCAÇÃO DE PERDAS.....	29
2.1 MÉTODO DO COEFICIENTE MARGINAL DE PERDAS.....	31
2.2 MÉTODO DO COEFICIENTE DIRETO DE PERDAS	32
2.3 MÉTODO DA SUBSTITUIÇÃO.....	33
2.4 MÉTODO VIA SENSIBILIDADE DE PERDAS.....	33
2.5 MÉTODO DA DECOMPOSIÇÃO DA CORRENTE NO TRECHO (BRANCH CURRENT DECOMPOSITION)	34
2.6 MÉTODO INCREMENTAL REPETITIVO.....	34
2.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE ESTE CAPÍTULO	36
3 MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO.....	37
3.1 SISTEMA ELÉTRICO DE SUBTRANSMISSÃO.....	37
3.2 MODELAGEM ELÉTRICA DO SISTEMA NO ANAREDE	39
4 ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DOS GERADORES DISTRIBUÍDOS NAS PERDAS ELÉTRICAS.....	43
4.1 ANÁLISE EM CARGA PESADA.....	46

4.2	ANÁLISE EM CARGA MÉDIA.....	49
4.3	ANÁLISE EM CARGA LEVE.....	52
4.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE ESTE CAPÍTULO.....	55
5	ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DOS GERADORES DISTRIBUÍDOS NO CARREGAMENTO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO	57
5.1	APLICAÇÃO DO MÉTODO DA SUBSTITUIÇÃO.....	59
5.2	APLICAÇÃO DO MÉTODO DO COEFICIENTE MARGINAL DE PERDAS	60
5.3	ANÁLISE EM CARGA PESADA	61
5.4	ANÁLISE EM CARGA MÉDIA.....	65
5.5	ANÁLISE EM CARGA LEVE.....	68
5.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE ESTE CAPÍTULO.....	70
6	CONCLUSÃO	73
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	77
	ANEXO A.....	81
	VALIDAÇÃO DO MÉTODO DO CMC	83

RESUMO

LEONARDO, M. H. S. *Análise do Impacto da Geração Distribuída nas Perdas e no Carregamento de Linhas de um Sistema de Subtransmissão*. Trabalho de Conclusão de Curso - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2014.

A geração distribuída teve um desenvolvimento significativo em vários países nos últimos anos devido a alguns fatores como, por exemplo, a descentralização da geração de energia elétrica, trazendo-a próxima do consumidor, o aproveitamento de fontes renováveis locais e, sobretudo, a diversificação e ampliação da matriz energética. Porém, a conexão de geradores distribuídos na rede de distribuição causa impactos nas perdas elétricas do sistema, os quais podem ser tanto positivos quanto negativos, a depender de alguns fatores, tais como o nível de geração e a localização do gerador. Neste contexto, este trabalho visou investigar a influência da conexão de vários geradores distribuídos nas perdas técnicas e no carregamento das linhas de transmissão de um sistema real de subtransmissão, com foco na contribuição de cada gerador nas perdas totais e no carregamento deste sistema elétrico. Esta investigação foi conduzida pelo estudo da aplicação do Método da Substituição e do Método do Coeficiente Marginal de Perdas, ambas as metodologias de alocação de perdas. Como contribuição deste trabalho aos estudos realizados nessa área, ressalta-se a incorporação da variação do carregamento da rede elétrica nas análises das perdas e uma adaptação dos dois métodos de alocação de perdas para analisar o carregamento das linhas. Este último apresentou-se como um procedimento que poderia auxiliar no controle e na operação de um sistema com geração distribuída.

Palavras-chave: geração distribuída, perdas elétricas, alocação de perdas, carregamento de linhas, método da substituição, coeficiente marginal de perdas.

ABSTRACT

LEONARDO, M. H. S. *Analysis of the Impact of Distributed Generators on the Losses and Loading of Power Transmission Lines*. Trabalho de Conclusão de Curso - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2014.

Distributed generation has had a significant development in several countries in recent years due to factors such as, the decentralization of power generation, bringing it closer to the consumer, the use of local renewable sources and, above all, diversification and expansion of the energy sources. However, the connection of distributed generators to the distribution network has an impact on the electrical system losses, which can be both positive and negative, depending on certain factors such as the level of generation and the location of the generator. In this context, this work aimed to investigate the influence of connecting multiple distributed generators on the technical losses and loading of transmission line of a real distribution system, focusing on the contribution of each generator in the total losses and loading of this electrical system. This research was conducted by studying the application of the Substitution Method and the Marginal Loss Coefficient Method, both methodologies are loss allocation. As a contribution of this work to studies in this area, it is noteworthy that the incorporation of variation of the load from the power grid in the analysis of losses and an adaptation of the two allocation of losses methods to analyse the loading of lines. This adaptation was presented as a procedure that could help in the control and operation of a system with distributed generation.

Keywords: distributed generation, electrical losses, allocation of losses, loading of lines, substitution method, marginal loss coefficient.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Diagrama unifilar do sistema elétrico analisado.....	38
Figura 2: Método da Substituição - Índice K de cada gerador para o patamar de carga pesada.	46
Figura 3: Geradores que contribuem para a redução das perdas elétricas totais, no patamar de carga pesada.....	47
Figura 4: MLC de cada gerador para o patamar de carga pesada.	48
Figura 5: Método da Substituição - Índice K de cada gerador para o patamar de carga média.	50
Figura 6: MLC de cada gerador para o patamar de carga média.....	52
Figura 7: Geradores que contribuem para a redução das perdas elétricas totais, no patamar de carga média.	51
Figura 8: Método da Substituição - Índice K de cada gerador para o patamar de carga leve.	53
Figura 9: Geradores que contribuem para a redução das perdas elétricas totais, no patamar de carga leve.	54
Figura 10: MLC de cada gerador para o patamar de carga leve.....	55
Figura 11: Identificação da LT1 e LT2 no diagrama unifilar.....	58
Figura 12: Método da Substituição - Índice C da LT1 para cada gerador, no patamar de carga pesada.	62
Figura 13: CMC da LT1 para cada gerador, no patamar de carga pesada.	63
Figura 14: Método da Substituição - Índice C da LT2 para cada gerador, no patamar de carga pesada.	64
Figura 15: CMC da LT2 para cada gerador, no patamar de carga pesada.	64
Figura 16: Método da Substituição - Índice C da LT1 para cada gerador, no patamar de carga média.65	
Figura 17: CMC da LT1 para cada gerador, no patamar de carga média.	66
Figura 18: Método da Substituição - Índice C da LT2 para cada gerador, no patamar de carga média.67	
Figura 19: CMC da LT2 para cada gerador, no patamar de carga média.	67
Figura 20: Método da Substituição - Índice C da LT1 para cada gerador, no patamar de carga leve... 68	
Figura 21: CMC da LT1 para cada gerador, no patamar de carga leve.....	69
Figura 22: Método da Substituição - Índice C da LT2 para cada gerador, no patamar de carga leve... 70	
Figura 23: CMC da LT2 para cada gerador, no patamar de carga leve.....	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Geradores selecionados para serem analisados.	45
Tabela 2: CMCs de cada gerador utilizado no exemplo.	83
Tabela 3: Exemplos de redução do carregamento da LT1 e da LT2, em carga pesada, via gerador 4.	84
Tabela 4: Exemplos de redução do carregamento da LT1 e da LT2, em carga pesada, via gerador 10.	84
Tabela 5: Exemplos de redução do carregamento da LT1 e da LT2, em carga pesada, via gerador 19.	85
Tabela 6: Exemplos de redução do carregamento da LT1 e da LT2, em carga pesada, via o conjunto de geradores 4, 10 e 19.	86
Tabela 7: Exemplos de redução do carregamento da LT1 e da LT2, em carga média, via gerador 4.	87
Tabela 8: Exemplos de redução do carregamento da LT1 e da LT2, em carga média, via gerador 10.	87
Tabela 9: Exemplos de redução do carregamento da LT1 e da LT2, em carga média, via gerador 19.	88
Tabela 10: Exemplos de redução do carregamento da LT1 e da LT2, em carga pesada, via o conjunto de geradores 4, 10 e 19.	89
Tabela 11: Exemplos de redução do carregamento da LT1 e da LT2, em carga leve, via gerador 4.	90
Tabela 12: Exemplos de redução do carregamento da LT1 e da LT2, em carga leve, via gerador 10.	90
Tabela 13: Exemplos de redução do carregamento da LT1 e da LT2, em carga leve, via gerador 19.	91
Tabela 14: Exemplos de redução do carregamento da LT1 e da LT2, em carga leve, via o conjunto de geradores 4, 10 e 19.	92

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANAREDE – Análise de Redes Elétricas
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
BCDLA – *Branch Current Decomposition Loss Allocation*
CA – Corrente Alternada
CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CMC – Coeficiente Marginal de Carregamento
DLC – *Direct Loss Coefficient*
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
GD – Gerador Distribuído
ITL – *Incremental Transmission Losses*
LT1 – Linha de Transmissão 1
LT2 – Linha de Transmissão 2
MIR – Método Incremental Repetitivo
MLC – *Marginal Loss Coefficient*
MME – Ministério de Minas e Energia
OECD – *Organisation de coopération et de développement économiques*
ONS – Operador Nacional do Sistema
PCH – Pequena Central Hidroelétrica

LISTA DE SÍMBOLOS

Y_{barra}	Matriz de admitância
Z_{barra}	Matriz de impedância
$\tilde{\rho}_{P_i}$	Vetor dos coeficientes marginal de perdas ativas
$\tilde{\rho}_{Q_i}$	Vetor dos coeficientes marginal de perdas reativas
L	Perdas elétricas totais
P	Potência ativa
Q	Potência reativa
γ	Vetor dos coeficientes direto de perdas
θ	Ângulo
V	Tensão elétrica
H	Matriz Hessiana
J_m	Média entre as matrizes Jacobiana final e inicial
I	Corrente elétrica
PQ	Potência ativa e reativa
PV	Potência ativa e tensão
θV	Ângulo e tensão
K	Índice K
$\Delta Perdas$	Variação das perdas totais
P_{in}	Injeção de potência ativa do gerador
L_0	Perdas totais na ausência do gerador
L_f	Perdas totais na presença do gerador
ΔP	Variação marginal de potência ativa
C	Índice C
ΔS	Variação de carregamento na linha
S_0	Carregamento da linha na ausência do gerador
S_f	Carregamento da linha na presença do gerador

1 INTRODUÇÃO

A partir da desverticalização do setor elétrico brasileiro na década de 1990, em que os setores de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica deixaram de ser monopólio do Estado e abriu-se espaço para a livre concorrência entre as concessionárias de distribuição e de geração de energia elétrica, tem-se verificado um aumento significativo de investimentos em geração de médio e pequeno porte, esta que pode ser denominada geração distribuída. Segundo a legislação brasileira, geração distribuída é caracterizada por empreendimentos de geração de energia elétrica conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do consumidor (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 2004).

Os motivos pelo crescimento e interesse de investidores e pesquisadores na geração distribuída estão fortemente ligados a questões econômicas, técnicas e ambientais. Os investidores têm sido motivados devido às características da geração distribuída de possibilitar o aproveitamento de fontes renováveis locais (biomassa, eólica, solar, etc.) e pelo baixo custo e curto tempo de instalação, comparado a grandes centrais elétricas tradicionais. Já os pesquisadores são atraídos por um propósito técnico, isto é, pelo desenvolvimento de novas tecnologias para aperfeiçoar a geração de energia elétrica de pequeno e médio porte, as técnicas de aproveitamento de fontes energéticas, determinar as condições de operação do sistema em que o gerador estiver inserido, entre outros (EL-KHATTAM; SALAMA, 2004), (DEPARTMENT OF ENERGY - U.S.A., 2007).

Entretanto, a conexão de geradores distribuídos (GDs) na rede de distribuição deve ser precedida de uma série de estudos técnicos visando determinar condições de operação, controle e proteção desses geradores de forma a minimizar eventuais impactos negativos aos sistemas de energia elétrica como um todo, tais como (PEPERMANS et al., 2005), (JENKINS et al, 2008):

- Mudanças de direção do fluxo de potência na rede de distribuição, necessitando de diferentes esquemas de proteção para a correta coordenação;
- Aumento dos níveis de curto-circuito da rede elétrica;
- Alteração no perfil de tensão da rede, podendo extrapolar os limites estipulados em norma;
- Deterioração na qualidade da energia elétrica, tanto na inserção de harmônicos de dispositivos eletrônicos utilizados em algumas plantas de geração como na injeção de potência reativa.

Outra questão importante relacionada a isso são os impactos dos geradores distribuídos nas perdas elétricas do sistema. As perdas de energia elétrica nas linhas de transmissão e distribuição representam uma média de 7% de toda a energia elétrica produzida nos países membros do OECD (*Organisation de coopération et de développement économiques*). No Brasil essa média chega a 17%

do consumo doméstico total devido às grandes distâncias entre as grandes usinas e os centros de carga (AYRES, 2010).

As perdas nos sistemas elétricos estão diretamente relacionadas à distribuição e intensidade do fluxo de potência nas redes que compõem esses sistemas, de maneira que a presença de geradores distribuídos altera a distribuição deste fluxo, mudando, assim, o carregamento das linhas de distribuição, e, conseqüentemente, modificando o comportamento das perdas (AYRES, 2010), (OLIVEIRA; UTURBEY, 2009). Desta forma, um gerador distribuído é capaz de reduzir as perdas, quando este promove, em geral, um alívio do carregamento das linhas, ou aumentar as perdas de um sistema, quando o mesmo tende a elevar o carregamento das linhas. Ambas as situações são dependentes do nível de geração, da localização do GD, da demanda de carga e da topologia da rede (AYRES, 2010). Neste contexto, surge a necessidade de investigar a influência dos geradores distribuídos nas perdas elétricas e métodos para a redução das mesmas, evitando que em certos momentos estas aumentem. Este impacto tem sido muito estudado, principalmente por sua importância econômica, visto que a minimização das perdas do sistema de distribuição é de interesse das distribuidoras de todo o mundo (JENKINS et al, 2008), (PADILHA, 2010).

Adicionalmente, destaca-se a importância de estudos de planejamento da operação do sistema de distribuição com a presença de geração distribuída. As mudanças nos carregamentos das linhas de distribuição, seja o sistema malhado ou radial, podem ocasionar em sobrecargas dessas linhas devido estas não terem sido projetadas considerando a conexão de geradores. Ressalta-se também que o tempo das obras de expansão do sistema, recapitação e/ou recondutoramento das linhas já existentes é bem mais longo comparado ao tempo entre pedido de acesso da agente gerador e a conexão ao sistema elétrico da distribuidora/transmissora. Este fato ocorre principalmente quando é necessário construir novas linhas de distribuição, visto que os processos de compra de terreno e obtenção de licenças ambientais são bem morosos. Assim, torna-se de suma importância elaborar estudos acerca dos impactos nos carregamentos das linhas do sistema distribuição para uma operação adequada do mesmo.

1.1 OBJETIVOS

Seguindo o contexto apresentado e sendo ressaltada a importância da análise das perdas e do carregamento das linhas em sistemas de distribuição de energia elétrica com geração distribuída, este trabalho possui dois objetivos. O primeiro objetivo é analisar os impactos dos geradores distribuídos em um sistema real de distribuição de alta tensão, também denominado como sistema de subtransmissão, nas perdas elétricas totais, utilizando-se duas metodologias de alocação de perdas: Método da Substituição e o Método do Coeficiente Marginal de Perdas, ambos apresentados em JENKINS et al. (2008). Isso originou o estabelecimento de índices, os quais podem ser empregados para determinar se o gerador está contribuindo para elevar ou reduzir as perdas elétricas.

Em um segundo objetivo, pretende-se, a partir das duas metodologias citadas anteriormente, extrapolar o conceito de alocação de perdas para analisar a variação de carregamento de uma linha específica deste sistema, que possui problemas de controle de carregamento em função do número de unidades geradoras conectadas. Problema este que será solucionado até a finalização das obras expansão, que até o momento deste trabalho, estão em andamento. Desta forma, a análise permitirá quantificar e classificar a contribuição de cada gerador distribuído no carregamento da linha.

1.2 ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO

Este documento está estruturado como se segue:

- No Capítulo 2, apresenta-se uma revisão bibliográfica sobre as diferentes técnicas de alocação de perdas em sistemas de distribuição com a presença de geradores distribuídos;
- No Capítulo 3, apresenta-se o sistema elétrico de subtransmissão utilizado neste trabalho de pesquisa, bem como a modelagem computacional dos componentes deste;
- No Capítulo 4, mostra-se a aplicação do Método da Substituição e do Método do Coeficiente Marginal de Perdas para a análise do impacto da geração distribuída nas perdas elétricas do sistema de subtransmissão;
- No Capítulo 5, apresenta-se a motivação em analisar o impacto da geração distribuída no carregamento de linhas do sistema de subtransmissão, a adaptação feita nas duas metodologias de alocação de perdas (Método da Substituição e Método do Coeficiente Marginal de Perdas) para realizar esta análise, bem como os resultados obtidos;
- Finalmente, as principais conclusões obtidas deste trabalho são apresentadas no Capítulo 6.

2 MÉTODOS DE ALOCAÇÃO DE PERDAS

O comportamento das perdas elétricas na presença de geradores distribuídos tem sido tema de vários trabalhos publicados na literatura técnica. Em linhas gerais, a maioria dos trabalhos inclui análises dos locais de instalação dos geradores distribuídos, bem como das condições operativas mais favoráveis para minimizar as perdas elétricas. Como exemplo, em (OLIVEIRA; UTURBEY, 2009) observou-se que os impactos dos geradores distribuídos nas perdas estão fortemente relacionados com a localização do gerador, com o nível de carga do sistema e com o nível de produção da unidade geradora. A partir da análise de fluxo de carga foram definidos índices que quantificam as perdas elétricas, permitindo classificar os possíveis pontos de conexão de geradores que minimizam as perdas do sistema elétrico sob análise.

Ainda em se tratando da alocação dos geradores distribuídos, o trabalho desenvolvido em (GUEDES et al., 2009) mostrou uma avaliação da alocação dos mesmos em alimentadores radiais para identificar barras ótimas para a conexão de unidades geradoras visando à redução das perdas. Através de simulações no programa *Matlab*, usando um algoritmo baseado no método da aproximação quadrática e considerando a curva de carga de todas as barras do sistema analisado, encontrou-se a barra ótima para a alocação da unidade de geração distribuída e mostrou-se que a inserção de um GD neste ponto da rede reduz significativamente as perdas elétricas no alimentador em todos os horários do dia.

Adicionalmente, o nível de geração do gerador distribuído influencia fortemente o comportamento das perdas elétricas do sistema. Visto que a localização do GD próxima ao centro de carga pode reduzir as perdas do sistema, se a geração local for superior ao consumo na mesma área, o excesso de potência gerada será exportado para a rede. Logo, a direção do fluxo de potência será invertida e as perdas elétricas poderão aumentar (PADILHA, 2010), (SALMAN, 1996), (PIZZALI, 2006). Neste sentido, em (PADILHA, 2010) apresenta-se uma metodologia, baseada em métodos de otimização não-linear, para determinar as condições operativas mais favoráveis dos geradores distribuídos e dos dispositivos reguladores de tensão presentes em um sistema de distribuição de energia elétrica (bancos de capacitores e reguladores de tensão) com o objetivo de minimizar as perdas para diversos níveis de carregamento do sistema elétrico.

Os trabalhos apresentados até então discutem a influência da localização e da operação dos geradores distribuídos nas perdas por efeito Joule nas linhas de distribuição. Outro aspecto também relevante para análise é identificar a contribuição dos geradores distribuídos na redução ou aumento das perdas em sistemas de distribuição com vários geradores. Isso pode causar o estabelecimento de índices, os quais podem ser empregados para aplicar alguma penalidade, caso determinado gerador contribua para elevar as perdas, ou para gerar algum benefício, caso o gerador atue no sentido de reduzir as perdas.

Atualmente, encontram-se na literatura técnica várias metodologias de alocação de perdas em sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica. Porém, constata-se diferentes classificações para essas técnicas dependendo do critério usado para separá-las. Em (AKILIMALI, 2008) e (CARPANETO et al., 2008), os autores classificam as técnicas de alocação de perdas em duas categorias:

- Métodos baseados nas sensibilidades das perdas;
- Métodos baseados em equações de circuitos elétricos.

Os métodos baseados em sensibilidades se utilizam do cálculo de sensibilidade de perdas a partir das derivadas de segunda ordem da equação que representa as perdas totais no fluxo de carga de um sistema. Desta forma, estes métodos possibilitam elaborar um conjunto de índices capazes de caracterizar a variação das perdas em função da alteração do consumo ou da injeção de potência ativa e/ou reativa (CARPANETO et al., 2006). Dentre esses métodos, pode-se destacar o Coeficiente Marginal de Perdas e o Coeficiente Direto de Perdas, que são apresentados em (CARPANETO et al., 2006), (AKILIMALI, 2008) e (MUTALE et al., 2000).

Os métodos baseados em equações de circuitos elétricos têm como fundamento as características estruturais do sistema, que são definidas pela matriz de admitância Y_{barra} ou pela matriz de impedância Z_{barra} (AKILIMALI, 2008), (CARPANETO et al., 2008). Segundo o autor de (CARPANETO et al., 2008), estes métodos podem conter inconsistências dependendo da formulação utilizada. Estas inconsistências ocorrem quando o ângulo da impedância da linha é maior que o ângulo da impedância da carga. Isto faz com que, para duas cargas conectadas em uma mesma barra e que consomem a mesma quantidade de potência ativa, mais perdas sejam alocadas na carga que consome menos potência reativa. Uma discussão mais detalhada deste problema e alguns exemplos desta metodologia podem ser encontrados em (CARPANETO et al., 2006) e (AKILIMALI, 2008).

Outra classificação para os métodos de alocação de perdas é encontrada em (CONEJO et al., 2002). Nesse trabalho, apresentam-se três classes de métodos:

- Método de alocação proporcional;
- Método de alocação marginal;
- Método da divisão proporcional.

O método de alocação proporcional, denominado pelos autores de “*pro rata*”, consiste em atribuir as perdas elétricas totais igualmente aos agentes geradores e aos agentes consumidores e distribuir proporcionalmente, entre eles, de acordo com o nível de geração ou consumo dos mesmos. Desta forma, metade das perdas é alocada para a geração e a outra metade é alocada para a carga. Porém, este método não considera o sistema como um todo, assim, por exemplo, para duas cargas iguais, uma localizada próxima à unidade geradora e uma distante deste ponto, o método responsabilizaria ambas igualmente pelas perdas, o que não seria justo (CONEJO et al., 2002).

O método de alocação marginal é baseado em um coeficiente que os autores de (CONEJO et al., 2002) chamam de ITL (*Incremental Transmission Losses*). Este coeficiente mede a sensibilidade

das perdas ativas totais devido à mudança incremental de potência ativa injetada em cada uma das barras do sistema em análise, de maneira a distribuí-las proporcionalmente entre os geradores e as cargas. Isto é facilmente obtido por meio da resolução de um fluxo de carga conforme é especificado em (CONEJO et al., 2002). Uma aplicação do ITL foi realizada em SANTOS (2009) para avaliar a barra propícia para a localização de geradores distribuídos em sistemas de distribuição radiais.

O método de divisão proporcional fundamenta-se em princípios de divisão linearmente proporcional para alocação de perdas tanto para as cargas quanto para geradores. Assim, as perdas elétricas alocadas em uma linha, cujo fluxo de potência “chega” em uma barra do sistema, são divididas proporcionalmente entre as linhas cujo fluxo “deixa” esta barra (CONEJO et al., 2002). Segundo (COSTA e MATOS, 2004), este método apresenta procedimentos computacionalmente eficientes, mas todas as perdas são alocadas apenas para os geradores ou para as cargas (a não ser que a parcela das perdas atribuídas aos geradores ou consumidores seja fixada arbitrariamente, como é o caso, por exemplo, do *pro rata*). Assim, ele faz uma crítica a esses três métodos (método da alocação proporcional, alocação marginal e divisão proporcional) devido a não distinção da contribuição para as perdas totais das duas categorias de usuários. Além disso, o autor não aprova a desconsideração, destas três metodologias, do fluxo de potência reativa no processo de alocação de perdas e afirma que considerar este fator e distinguir a contribuição dos geradores e das cargas nas perdas totais é aconselhável para obter uma eficiência técnica na alocação de perdas.

Embora se observem semelhanças entre as classificações apresentadas e tendo em mente que possa haver outros trabalhos que caracterizam de formas diferentes as várias metodologias de alocação de perdas, não há na literatura técnica uma classificação padrão para estes métodos. Seguindo este raciocínio, este estudo apresentará métodos importantes utilizados para a alocação de perdas, descrevendo suas principais características e mostrando exemplos de aplicação dos mesmos.

2.1 MÉTODO DO COEFICIENTE MARGINAL DE PERDAS

O Coeficiente Marginal de Perdas (MLC – *marginal loss coefficient*) avalia o nível total de perdas em função de uma mudança marginal de potência ativa e reativa em cada barra do sistema (JENKINS et al, 2008), (AKILIMALI, 2008). Este coeficiente é dado por (AKILIMALI, 2008), (MUTALE et al., 2000):

$$\tilde{p}_{P_i} = \frac{\partial L}{\partial P_i} \quad \tilde{p}_{Q_i} = \frac{\partial L}{\partial Q_i} \quad (1)$$

Em que $\tilde{p}_{P_i}$ e $\tilde{p}_{Q_i}$ representam os MLCs referentes às perdas de potência ativa e reativa, respectivamente, L são as perdas elétricas totais, P_i e Q_i são os respectivos consumo/geração de potência ativa e potência reativa em uma dada barra i .

Segundo (AKILIMALI, 2008) e (MUTALE et al., 2000), o MLC é uma função de uma condição particular do sistema. Assim, para o cálculo dos coeficientes marginais é necessário apenas uma solução do fluxo de carga a partir da matriz Jacobiana do método de Newton-Raphson, utilizando as variáveis de estado – magnitude e ângulo das tensões nas barras – para uma dada condição. Além disso, os autores ressaltam que o método possui uma peculiaridade, na qual o MLC para a barra de referência é nulo, ou seja, não há sensibilidade nas perdas totais para injeções de potência ativa e reativa na barra de referência. Assim, a mudança na escolha da barra de referência implica em diferentes valores de MLC para as outras barras do sistema. Porém, esta singularidade não é uma complicação para a aplicação do método em sistemas de distribuição, visto que há apenas uma barra de referência, que geralmente é a barra da subestação. O detalhamento desta metodologia pode ser encontrado em (AKILIMALI, 2008) e (MUTALE et al., 2000).

O Método do Coeficiente Marginal de Perdas pode ser muito bem empregado para estudar os impactos nas perdas em sistemas de distribuição devido à conexão de geradores distribuídos, como é mostrado em (JENKINS et al, 2008). A partir de um sistema simples que possui um GD, mostrou-se a possibilidade de detectar quais barras e o quão cada uma delas contribuem para a diminuição ou aumento das perdas totais do sistema. Desta forma, os autores afirmam que é um método conveniente para o caso em que se deseja penalizar ou recompensar um gerador distribuído pelos impactos nas perdas.

2.2 MÉTODO DO COEFICIENTE DIRETO DE PERDAS

O Coeficiente Direto de Perdas (DLC – *Direct Loss Coefficient*), diferentemente do Coeficiente Marginal de Perdas, relaciona as perdas totais diretamente às injeções de potência ativa e reativa, e não às mudanças marginais. Assim, a intenção deste método é conseguir uma relação que possa representar as perdas totais diretamente com as injeções de potência. Este coeficiente é calculado da seguinte forma (AKILIMALI, 2008) e (MUTALE et al., 2000):

$$\gamma = \frac{1}{2} [\Delta\theta \quad \Delta V] H J_m^{-1} \quad (2)$$

Em que γ representa o vetor DLC, $\Delta\theta$ e ΔV são vetores que representam o desvio entre os valores finais e iniciais da magnitude do ângulo e da tensão do fluxo de carga, respectivamente, H é a matriz Hessiana do fluxo de potência e J_m é a média entre as matrizes Jacobiana final e inicial. A complementação do desenvolvimento matemático encontra-se em (AKILIMALI, 2008) e (MUTALE et al., 2000).

De acordo com os autores de (AKILIMALI, 2008) e (MUTALE et al., 2000), este método não é interessante do ponto de vista computacional devido à complexidade das expressões do fluxo de

potência e de sua solução iterativa, visto que a equação para o DLC é necessário obter os resultados da solução do fluxo de carga. Além disso, o cálculo da matriz Hessiana exige um esforço computacional significativo, uma vez que ela é formada por derivadas parciais de segunda ordem das equações do fluxo de potência.

2.3 MÉTODO DA SUBSTITUIÇÃO

O Método da Substituição proposto em (JENKINS et al, 2008) é um método relativamente simples e recomendado pela “*England and Wales Electricity Pool*” (JENKINS et al, 2008) para a alocação de perdas em sistemas de distribuição com geração distribuída. De acordo com este método, a avaliação do impacto de um gerador distribuído nas perdas consiste em calcular a diferença das perdas nas situações em que o gerador está presente e ausente no sistema elétrico. Isto é repetido para todos os geradores, culminando com a proposição de índices de alocação de perdas para indicar a responsabilidade de cada um deles. Embora simples, o método pode apresentar incoerências quando há geradores conectados muito próximos da subestação da concessionária (JENKINS et al, 2008).

A aplicação deste método para analisar a influência de geradores distribuídos nas perdas elétricas é apresentada em (JENKINS et al, 2008). Com base em um sistema radial de duas cargas e um gerador, utilizou-se o Método da Substituição para verificar a variação das perdas para algumas situações de carregamento e geração.

2.4 MÉTODO VIA SENSIBILIDADE DE PERDAS

Em (AYRES, 2010), o autor apresenta uma metodologia que utiliza a sensibilidade da variação das perdas em relação às injeções de potência ativa e reativa de cada gerador distribuído para detectar mudanças nas perdas elétricas após a conexão dos geradores. Com a resolução de apenas um fluxo de carga para uma condição de operação tomada como caso base e utilizando a matriz Jacobiana obtida a partir do método de Newton-Raphson para a solução do fluxo de carga, o método proposto é capaz de determinar as perdas elétricas em diferentes localizações e níveis de carregamento dos geradores. A formulação proposta foi definida a partir de derivadas parciais das expressões analíticas das perdas elétricas e realizando a expansão em série de Taylor desprezando termos de ordem superior a 2. Além disso, o trabalho apresenta também um índice numérico que mostra a parcela de cada gerador distribuído nas perdas elétricas do sistema analisado. A metodologia proposta foi validada por meio de diversos estudos de caso, no entanto, a análise poderia ter sido mais abrangente se variações no carregamento do sistema fossem consideradas no método.

2.5 MÉTODO DA DECOMPOSIÇÃO DA CORRENTE NO TRECHO (*BRANCH CURRENT DECOMPOSITION*)

O método *Branch Current Decomposition* (BCDLA – *Branch Current Decomposition Loss Allocation*) proposto em (CARPANETO et al., 2006) é um método de alocação de perdas em que os autores o classificam na categoria de métodos baseados em equações de circuitos elétricos. O método é baseado em utilizar o máximo de informações dos resultados do fluxo de potência para simplificar o sistema em termos de injeções de corrente ao longo das barras, sem a necessidade de informações adicionais e/ou aproximações, o que se torna uma vantagem na agilidade do método.

A aplicação do BCDLA para alocar perdas em uma barra consiste em determinar o caminho entre esta barra e a barra de referência, caracterizando todos os ramos e barras nesse caminho. Desta forma, simplifica-se este trecho do sistema considerando que cada porção conectada a essas barras, pertencentes ao caminho, corresponde a uma injeção de corrente, inclusive a porção que esteja conectada a frente da última barra. Além disso, considera-se apenas a resistência da linha em cada ramo, desprezando-se a reatância, obtendo-se, assim, um circuito unifilar simples com apenas elementos resistivos e injeções de corrente nos nós, estas que já são conhecidas do resultado do cálculo do fluxo de potência. A partir dessa simplificação, uma única varredura de ida na aplicação do método da varredura (*forward/backward sweep*) é o suficiente para o cálculo das quedas de tensão em cada trecho deste sistema modificado, conforme é mostrado em (CARPANETO et al., 2006), e as perdas alocadas na barra k são dadas por:

$$L_k = Re(\bar{V}_k \bar{I}_k^*) \quad (3)$$

Dado que L_k são as perdas alocadas, $\bar{V}_k$ e $\bar{I}_k$ representam a tensão e a corrente no barramento k do sistema modificado, para $k = 1, \dots, N$.

Segundo os autores de (CARPANETO et al., 2006), a vantagem desse método está na possibilidade de alocar as perdas totais em todas as barras do sistema, isto é, a soma de todas as perdas alocadas em cada barra é igual às perdas totais, a partir dos resultados do fluxo de carga, sem o cálculo de outras matrizes, como matriz de impedâncias ou matriz Hessiana. Assim, o método se torna simples e eficiente do ponto de vista computacional. O detalhamento do desenvolvimento matemático e da aplicação deste método é encontrado em (AKILIMALI, 2008) e em (CARPANETO et al., 2006).

2.6 MÉTODO INCREMENTAL REPETITIVO

O Método Incremental Repetitivo apresentado por (MENEZES, 2005) é uma metodologia de alocação de perdas ativas fundamentada no cálculo de sensibilidade de perdas totais do sistema, a

partir do fluxo de carga CA, em relação à variação incremental de potência ativa em cada barra, feito por meio de um algoritmo computacional. Este algoritmo é composto pelos seguintes passos (MENEZES, 2005):

1. Para cada gerador (um por vez):
 - a. Calcula-se a perda total do sistema pela solução de um fluxo de carga CA;
 - b. Varia-se em 1 MW sua injeção de potência;
 - c. Calcula-se um novo fluxo de carga CA e a perda ativa total do sistema considerando a alteração acima;
 - d. Calcula-se o fator de perda do gerador, dado pela diferença entre as perdas calculadas em (a) e em (b), uma vez que a injeção de potência do gerador varia em 1 MW;
2. Normalizam-se os fatores de perda de todos os geradores de forma que sua soma represente 1;
3. Distribuem-se 50% das perdas do sistema entre os geradores de forma proporcional aos fatores de perdas;
4. Para cada barra de carga (uma por vez):
 - a. Calcula-se a perda total do sistema pela solução de um fluxo de carga CA;
 - b. Varia-se em 1 MW sua injeção de potência;
 - c. Calcula-se um novo fluxo de carga CA e a perda ativa total do sistema considerando a alteração acima;
 - d. Calcula-se o fator de perda da barra, dado pela diferença entre as perdas calculadas em (c) e em (a), uma vez que a injeção de potência do gerador varia em 1 MW;
5. Normalizam-se os fatores de perda de todas as barras de carga de forma que sua soma represente 1;
6. Distribuem-se 50% das perdas do sistema entre as barras de carga de forma proporcional aos fatores de perdas.

Neste método, nota-se que a alocação de perdas não só é para os geradores, mas também para as cargas conectadas ao sistema. Além disso, dividem-se as perdas totais em duas partes iguais, uma parte a ser alocada nas unidades geradoras e a outra parte nas barras de carga, de maneira que em cada parte, a alocação se dá de forma proporcional aos fatores de perda de cada um. É um método que se assemelha muito com o método de alocação proporcional (“*pro rata*”), comentado anteriormente e detalhado por (CONEJO et al., 2002).

Outro aspecto desta metodologia é que a mesma foi desenvolvida para alocação de perdas em sistemas de transmissão. Desta forma, ela possui a mesma peculiaridade do método do MLC, conforme apresentado, ou seja, na barra de referência não há sensibilidade nas perdas totais para

mudanças de potência ativa e a escolha da barra de referência acarreta em diferentes valores do fator de perda.

2.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE ESTE CAPÍTULO

Neste capítulo foram apresentadas algumas classificações dos métodos de alocação de perdas que se encontram na literatura técnica, na qual foram verificadas as diferenças e as semelhanças das categorias citadas e que não há uma padronização de classificação. Além disso, foram apresentados alguns métodos de alocação de perdas dentre os quais os Métodos da Substituição e do Coeficiente Marginal de Perdas serão utilizados neste trabalho. Estes dois métodos foram escolhidos em função da simplicidade na interpretação de sua aplicação e da facilidade de implementação computacional dos mesmos.

Deve-se destacar que as duas metodologias anteriormente apresentadas (Método da Substituição e Método do Coeficiente Marginal de Perdas) foram desenvolvidas para sistemas de distribuição de energia elétrica. A intenção deste trabalho é estender os dois métodos citados para um sistema real de subtransmissão, com a presença de geração distribuída, e utilizá-los para avaliar os impactos dos geradores nas perdas elétricas, analisando a influência da variação do nível de carregamento do sistema. Além disso, este trabalho visa estender também as duas metodologias para a análise de carregamento de linhas de transmissão, de forma a produzir uma classificação da contribuição dos geradores no carregamento de uma determinada linha de transmissão.

3 MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO

Neste capítulo, apresentam-se as características do sistema elétrico a ser analisado, bem como descreve-se a modelagem computacional dos seus componentes. O *software* utilizado para as simulações deste trabalho foi o programa ANAREDE (Análise de Redes Elétricas), desenvolvido pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) pertencente à Eletrobrás. É uma ferramenta desenvolvida para análise de sistemas elétricos de potência que inclui Fluxo de Potência, Equivalente de Redes, Análise de Contingências, Análise de Sensibilidade de Tensão e Fluxo e Análise de Segurança de Tensão (CEPEL, 2014). Destaca-se por ser utilizado por empresas concessionárias que operam redes de transmissão ou subtransmissão, universidades, ONS, EPE, MME, ANEEL e outras.

Em conjunto ao ANAREDE, foram utilizadas também outras duas ferramentas do CEPEL: o EditCepel e o FormCepel. O primeiro é utilizado para gerar códigos de execução e de modificação do sistema, que foram importantes para a automatização do processo de simulações, visto que foi necessário executar várias simulações com parâmetros distintos. O segundo é uma ferramenta que possibilita carregar os resultados do fluxo de potência do sistema, obtidos do ANAREDE, e construir tabelas personalizadas, ou seja, gerar tabelas apenas com os dados desejados.

3.1 SISTEMA ELÉTRICO DE SUBTRANSMISSÃO

O sistema elétrico utilizado neste trabalho é um sistema real de subtransmissão de uma concessionária de distribuição de energia elétrica do Brasil. Trata-se de um sistema em 60 Hz com nível de tensão de 138 kV, caracterizado por ser malhado e extenso, dispondo de linhas relativamente longas para o seu nível de tensão. Possui 36 unidades de geração distribuída, sejam elas Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCHs) e principalmente usinas térmicas à biomassa (ou normalmente designadas cogeneradoras), provenientes de usinas sucroalcooleiras que utilizam o bagaço de cana-de-açúcar como combustível, dentre outras. Esta é uma característica que motivou a utilização deste sistema para analisar a influência da geração distribuída nas perdas elétricas, bem como a análise do impacto no carregamento de linhas. É importante ressaltar que este trabalho é de cunho acadêmico que visa analisar impacto da geração distribuída em um sistema real de subtransmissão, com o intuito de mostrar a aplicação dos métodos de alocação de perdas considerados neste trabalho. A Figura 1 apresenta o diagrama unifilar do sistema a ser estudado.

Este sistema elétrico possui quatro fontes. Entende-se como “fonte” as subestações que possuem conexão com o sistema de transmissão da rede básica (ANEEL, 2004) ou as subestações de centrais de geração de energia elétrica de grande porte, como centrais hidroelétricas e termoeletrônicas (não enquadra os empreendimentos de geração distribuída), conectadas diretamente no sistema da

Este diagrama representa a rede elétrica de alta tensão (EAT) do sistema de transmissão de 500 kV da região de São Paulo. A rede é alimentada por quatro fontes principais: Fonte 1, Fonte 2, Fonte 3 e Fonte 4. As linhas de transmissão são coloridas de acordo com sua tensão nominal, conforme a legenda:

- 500 kV: Vermelho
- 440 kV: Roxo
- 345 kV: Verde
- 138 kV: Azul
- 69 kV: Laranja

O diagrama mostra a interconexão das linhas de transmissão, os equipamentos de proteção (disjuntores, seccionadores, fusíveis) e os pontos de conexão com o sistema de distribuição de baixa tensão (BT). A rede é caracterizada por uma alta densidade de linhas e equipamentos, refletindo a complexidade do sistema de transmissão de energia elétrica na região de São Paulo.

38

A primeira fonte (fonte 1) é representada pela barra 190, na qual está conectada uma usina hidroelétrica, com capacidade instalada de 320 MW. Deve-se ressaltar que a subestação representada por esta barra não possui conexão com a rede básica e por isso toda a energia é injetada no sistema da concessionária. A segunda fonte (fonte 2) é a conectada na barra 187, que também possui uma usina hidroelétrica, com capacidade instalada de 476 MW. Diferentemente da fonte anterior, esta segunda possui conexão com o sistema de transmissão de 345 kV da rede básica. Já as outras duas fontes (fontes 3 e 4) representadas pelas barras 560 e 564, respectivamente, são subestações que ambas possuem conexão com o sistema de transmissão de 440 e 500 kV da rede básica, respectivamente.

3.2 MODELAGEM ELÉTRICA DO SISTEMA NO ANAREDE

Como já mencionado anteriormente, o *software* utilizado para as simulações foi o ANAREDE. Desta forma, utilizou-se a modelagem do sistema elétrico da concessionária presente no caso base disponibilizado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Este caso contempla o sistema elétrico brasileiro, considerando todas as centrais de geração de energia elétrica, linhas de transmissão da rede básica, linhas de transmissão e subtransmissão de todas concessionárias de distribuição do setor elétrico brasileiro e os componentes destes, como, por exemplo, as cargas, os reatores, banco de capacitores, transformadores e autotransformadores, etc. Além disso, os casos base do ONS consideram situações diversas como:

- Carga pesada;
- Carga média;
- Carga leve;
- Carga de finais de semana;
- Intercâmbios regionais.

Outro aspecto importante é a atualização mensal que o ONS promove nos casos base, no que se refere à adequação de todos os patamares de cargas previstas para o mês, bem como entrada em operação de novas linhas de transmissão, subestações, transformadores, etc. Para este estudo, considerou-se o caso do ONS referente ao mês de julho de 2014, revisão 1.

A seguir, é descrita a modelagem elétrica no ANAREDE dos componentes do sistema. Ressalva-se que, como a única função empregada neste trabalho foi a de fluxo de potência, então serão descritos apenas os parâmetros essenciais para utilizar esta aplicação.

3.2.1 Subestações

Todas as subestações são representadas por barras. Para cada barra do sistema é necessário especificar:

- Tipo;

- Tensão de referência;
- Grupo Limite de Tensão;
- Grupo Base de Tensão.

O “Tipo” de barra caracteriza se a barra é do tipo PQ, PV ou θV , isto é, barra de potência ativa e reativa constante, potência ativa e tensão constante ou de referência, respectivamente (MONTICELLI, 1983). A tensão de referência da barra indica qual é a tensão desejada daquela barra. O Grupo Limite de Tensão é necessário para definir os limites mínimos e máximos de tensão e o Grupo Base de Tensão é para determinar a tensão nominal de operação de cada barra.

3.2.2 Linhas de transmissão

As linhas de transmissão no ANAREDE são definidas apenas por dois parâmetros: capacidade e impedância. No parâmetro “capacidade” é possível determinar a capacidade normal, que se refere à capacidade de operação em regime permanente, e a de emergência, que se atribui à capacidade da linha operar em situações temporárias de contingência. A capacidade das linhas é dada em potência aparente em MVA e é de extrema utilidade para o monitoramento do seu carregamento. A impedância das linhas é caracterizada por resistência e reatância de sequência positiva na forma percentual e susceptância dada por potência reativa em Mvar.

3.2.3 Transformadores e autotransformadores

Os transformadores e autotransformadores são especificados da mesma forma como as linhas de transmissão no que diz respeito à capacidade em regime normal e de emergência e à impedância. Ademais, nestes dois elementos é possível inserir especificação de tap, assim, permite definir o número de taps, os valores mínimo e máximo e o defasamento (em graus) que ele provoca. Permite também manter o tap fixo ou ainda controlado, sendo que o controle pode ser referenciado pela tensão desejada para uma determinada barra.

3.2.4 Cargas

As cargas são elementos muito simples na modelagem elétrica do ANAREDE. São definidas apenas por consumo de potência ativa e injeção/consumo de potência reativa. O ANAREDE permite caracterizar as cargas do tipo potência constante, corrente constante e impedância constante, entretanto, no caso base do ONS, as cargas são modeladas como do tipo potência constante. O consumo/injeção de potência é dado por MW para ativa e Mvar para reativa.

3.2.5 Elementos *shunt*

Os elementos *shunt* são os reatores e banco de capacitores do sistema. Eles são divididos em *shunt* de barra e *shunt* de linha e são definidos semelhantemente às cargas, ou seja, como consumo ou injeção de potência reativa em Mvar. Os *shunts* de barra são os reatores e/ou banco de capacitores que são conectados aos barramentos das subestações enquanto que os *shunts* de linhas são conectados nas linhas de transmissão (utilizados principalmente nas saídas dos *bays* da subestação).

3.2.6 Geradores

Os geradores são definidos da mesma forma como as cargas, ou seja, como injeção de potência ativa e consumo/injeção de potência reativa, dados em MW e Mvar respectivamente, quando os mesmo operam com controle de potência ativa e reativa (modo de controle PQ). No modo de operação com controle de potência ativa e de tensão (modo de controle PV), é possível limitar a injeção/consumo de potência reativa do gerador. O modo do controle de operação do gerador é determinado pelo “Tipo” de barra em que ele está conectado (barra do tipo PQ ou PV).

4 ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DOS GERADORES DISTRIBUÍDOS NAS PERDAS ELÉTRICAS

A análise do impacto dos geradores distribuídos nas perdas elétricas do sistema de subtransmissão será conduzida a partir dos dois métodos de alocação de perdas anteriormente citados: Método da Substituição e Método do Coeficiente Marginal de Perdas, ambos apresentados em (JENKINS et al, 2008). Na revisão bibliográfica foi percorrida a teoria sobre as duas metodologias e pretende-se, a seguir, explicar como foi realizada a aplicação dos dois métodos nesta análise.

A aplicação do Método da Substituição consiste em manter todos os geradores em plena carga e variar a potência apenas daquele gerador em estudo, com o objetivo de observar a mudança nas perdas totais. Assim, neste trabalho, o método foi aplicado individualmente a cada um dos geradores, de forma a manter sempre todos os outros geradores em plena carga e analisar a variação das perdas totais de acordo com o aumento gradual da potência injetada pelo gerador em estudo. Por exemplo, para o estudo da influência de um gerador “X” nas perdas, foram mantidos operando em plena carga todos os outros geradores do sistema, enquanto que se alterou gradativamente a potência do gerador “X” até seu valor nominal. O processo foi repetido para a análise dos demais geradores.

Assim, propôs-se um índice que pudesse representar a contribuição dos geradores na redução (ou elevação) das perdas, na qual é dado por:

$$K_i = \left. \frac{\Delta Perdas_i}{L_{0i}} \right|_{P_{in}}, i = 1, 2, \dots, n \quad (4)$$

Sendo que $\Delta Perdas_i$ representa a diferença entre as perdas totais na presença e na ausência do gerador i para uma dada injeção de potência ativa P_{in} , e L_{0i} representa as perdas totais na ausência do gerador i . Desta forma, por exemplo, para um gerador “X” operando com metade de sua potência nominal, o $\Delta Perdas_X$ seria a diferença entre as perdas totais para esta condição de geração e as perdas totais na ausência deste gerador no sistema (L_{0X}). O índice K é calculado para um gerador sempre considerando os outros operando com potência máxima. Assim, o índice proposto determina o percentual de redução ($K > 0$) ou aumento ($K < 0$) das perdas totais do sistema em relação às perdas na ausência do gerador, ou seja, quanto maior for o módulo do índice K, maior é a variação que o gerador provoca nas perdas, seja no sentido de reduzi-las ($K > 0$) ou de aumentá-las ($K < 0$). A aplicação do Método da Substituição para cada gerador (um por vez) procedeu-se nos seguintes passos:

1. Calcula-se a perda total do sistema (L_{0i}) pela solução de um fluxo de carga CA, na ausência do gerador i ;
2. Conecta-se o gerador i operando com uma potência P_{in} ;

3. Calcula-se um novo fluxo de carga CA e a perda ativa total do sistema (L_{fi}) considerando a alteração acima;
4. Calcula-se a variação nas perdas que o gerador i provocou no sistema ($\Delta Perdas_i = L_{0i} - L_{fi}$);
5. Calcula-se o índice K do gerador para a condição de operação P_{in} , dado pela equação (4).

A aplicação do outro método de alocação de perdas, o Método do Coeficiente Marginal de Perdas (MLC) neste trabalho foi baseada no Método Incremental Repetitivo (MIR) apresentado anteriormente na revisão bibliográfica, o qual é detalhado em (MENEZES, 2005). Devido às semelhanças apresentadas na seção 2.6 entre Método Incremental Repetitivo e o Método do Coeficiente Marginal de Perdas, a aplicação do MLC foi muito parecida com a aplicação do MIR, com algumas modificações necessárias. Isto porque a análise de perdas é realizada apenas para os geradores, de forma que as perdas totais são alocadas apenas neles.

O cálculo do MLC é dado da seguinte forma:

$$MLC = \frac{\Delta Perdas}{\Delta P_i} \quad (5)$$

Em que $\Delta Perdas$ é a variação das perdas totais em relação à variação de potência ativa ΔP_i do gerador i . Assim, a aplicação do MLC para o sistema em estudo foi realizada individualmente a cada um dos geradores, de forma que, para cada gerador analisado, mantiveram-se os todos os outros geradores em plena carga (igualmente feito na aplicação do Método da Substituição). A sequência das etapas da aplicação desta metodologia para cada gerador (um por vez) é apresentada a seguir:

1. Calcula-se a perda total do sistema pela solução de um fluxo de carga CA;
2. Varia-se em 1 MW a injeção de potência do gerador em análise;
3. Calcula-se um novo fluxo de carga CA e a perda ativa total do sistema considerando a alteração acima;
4. Calcula-se o MLC do gerador, dado pela diferença entre as perdas calculadas no passo 3 e no passo 1, uma vez que a injeção de potência do gerador varia em 1 MW.

Deve-se ressaltar que esta rotina é realizada para cada nível de geração de potência ativa do GD, isto é, dentro da faixa de geração de cada gerador (de zero até a potência máxima).

A unidade do coeficiente MLC é dada por kW/MW e, assim, indica quantos kW das perdas totais do sistema aumentam ou diminuem com o acréscimo de 1 MW na injeção de potência ativa pelo gerador. Devido à forma que foi utilizada a equação (5), o sinal negativo do MLC significa que a unidade geradora está contribuindo para a redução nas perdas totais do sistema e o sinal positivo significa o contrário, que está aumentando as perdas elétricas. Ademais, o módulo do MLC representa maior contribuição ou impacto nas perdas. Portanto, quanto maior o MLC com sinal positivo implica

em maior capacidade de aumentar as perdas em função de uma mudança incremental de potência ativa, e quanto maior o MLC com sinal negativo, maior a capacidade de diminuí-las.

Como citado anteriormente, o sistema de subtransmissão analisado possui 36 unidades geradoras. Devido ao grande número de unidades para serem avaliadas e por possuir geradores das mais variadas capacidades de geração, alguns da ordem de 1 MW e outros entre 50 a 80 MW, escolheu-se apenas os 21 geradores de maior capacidade de geração. Na Tabela 1 são apresentados todos os geradores selecionados, especificando a posição em que estão conectados no sistema e a exportação de potência ativa contratada com a concessionária de distribuição.

Tabela 1: Geradores selecionados para análise.

NOME DO GERADOR	Nº DA BARRA	MW
Gerador 1	2325	28,8
Gerador 2	6597	22,5
Gerador 3	6599	16,0
Gerador 4	3102	59,0
Gerador 5	8105	30,0
Gerador 6	4229	63,0
Gerador 7	9625	84,1
Gerador 8	2137	50,0
Gerador 9	2256	17,5
Gerador 10	9623	33,0
Gerador 11	4225	26,0
Gerador 12	4228	14,2
Gerador 13	9643	50,0
Gerador 14	6589	48,0
Gerador 15	3100	40,0
Gerador 16	3103	40,0
Gerador 17	3101	18,0
Gerador 18	6591	28,0
Gerador 19	2262	25,0
Gerador 20	6596	20,0
Gerador 21	6598	16,0

A aplicação das duas metodologias propostas foi realizada para os três patamares de carga que estão contemplados no caso base do ONS: carga pesada, carga média e carga leve. Além disso, para avaliar a influência do nível de geração de cada gerador, foram considerados para todos os geradores os pontos de operação igual a 20, 40, 60, 80 e 100% da potência nominal de cada um. Ressalta-se novamente que o caso do ONS utilizado para este estudo foi a do mês de julho de 2014, revisão 1, e que não foi feita nenhuma modificação estrutural e/ou operacional no sistema, apenas as alterações necessárias do nível de geração das unidades geradoras em estudo. Seguindo este contexto, a seguir

são apresentados os resultados obtidos para a aplicação do Método da Substituição e do Método do Coeficiente Marginal de Perdas para os três carregamentos citados.

4.1 ANÁLISE EM CARGA PESADA

Na Figura 2, é apresentado o comportamento do índice K do Método da Substituição para a condição carga pesada. Deve-se destacar novamente que o índice K de um gerador operando com uma dada potência é calculado considerando todos os outros geradores sob plena carga. Os resultados da Figura 2 devem ser interpretados da seguinte maneira: tomando como exemplo a curva referente ao Gerador 17, observa-se que, para os todos os outros geradores operando em máxima potência, o Gerador 17 tem a capacidade de aumentar as perdas totais cerca de 1% ($K \approx -0,01$) quando o mesmo opera com uma potência de 60% da sua capacidade máxima e em torno de 2% ($K \approx -0,02$) quando opera com 100%, comparado às perdas na sua ausência.

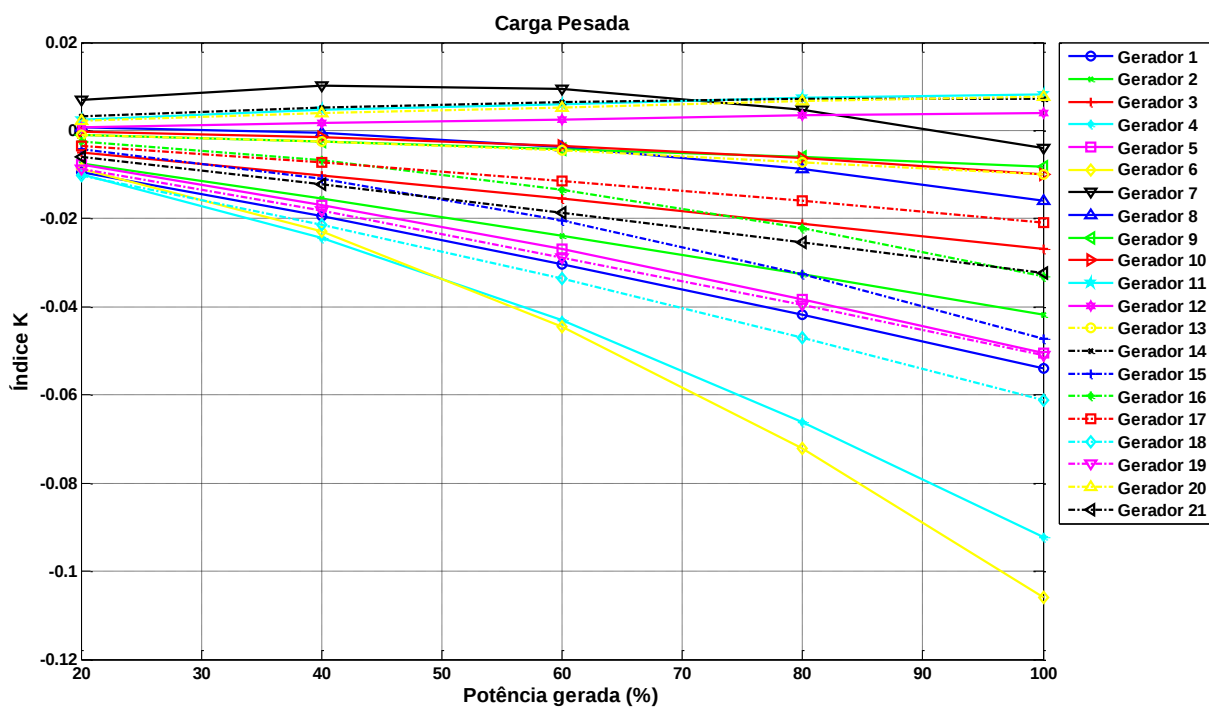


Figura 2: Método da Substituição - Índice K de cada gerador para o patamar de carga pesada.

A partir de uma análise da Figura 2, o que se verifica é que praticamente todos os geradores contribuem para aumentar as perdas elétricas do sistema, exceto os geradores 11, 12, 14 e 20, destacados na Figura 3. O índice K dos geradores 11, 12, 14 e 20 mostra que eles reduzem as perdas totais do sistema, independente da sua potência gerada, aspecto que poderia render-lhes alguma recompensa. Já o gerador 7 (Figura 3), em particular, também tem capacidade de reduzir as perdas e também poderia ser recompensado caso o mesmo opere com nível de geração abaixo de 90% da sua

potência máxima, enquanto que acima disso estaria na mesma situação da maioria. Além disso, em função da inclinação das curvas dos geradores 4 e 6, a Figura 2 mostra que estes foram os geradores que mais aumentaram as perdas em relação a sua ausência no sistema, sugerindo que podem ser os mais impactantes no sistema quanto à capacidade de alterar as perdas totais para uma variação de potência.

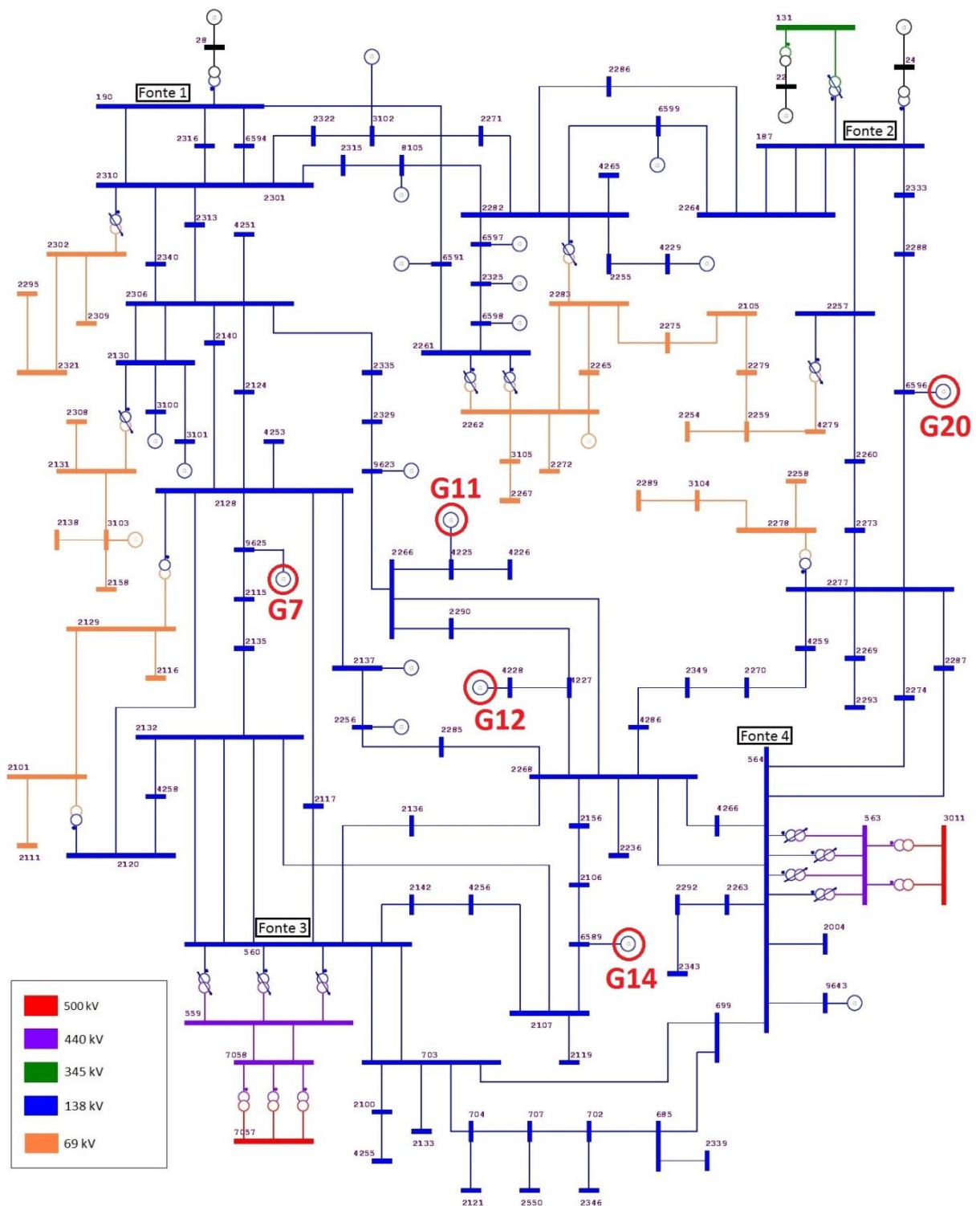


Figura 3: Geradores que contribuem para a redução das perdas elétricas totais, no patamar de carga pesada.

Os resultados da aplicação do Método do Coeficiente Marginal de Perdas são mostrados na Figura 4. O MLC é calculado da mesma maneira que o índice K, isto é, a menos do gerador em análise, todos os outros devem estar operando sob plena carga. Assim, a interpretação da Figura 4 deve proceder da seguinte forma: tomando como exemplo a curva descontínua azul com pontos em traços na vertical, referente ao gerador 15, observa-se que, para os todos os outros geradores operando em máxima potência, o Gerador 15, operando com uma potência de 20% da sua capacidade, tem uma capacidade de aumentar em torno de 20 kW as perdas totais para uma variação marginal de 1 MW, e aumentar em cerca de 40 kW, para a mesma variação marginal, se estiver operando com uma potência igual a 60% de sua capacidade.

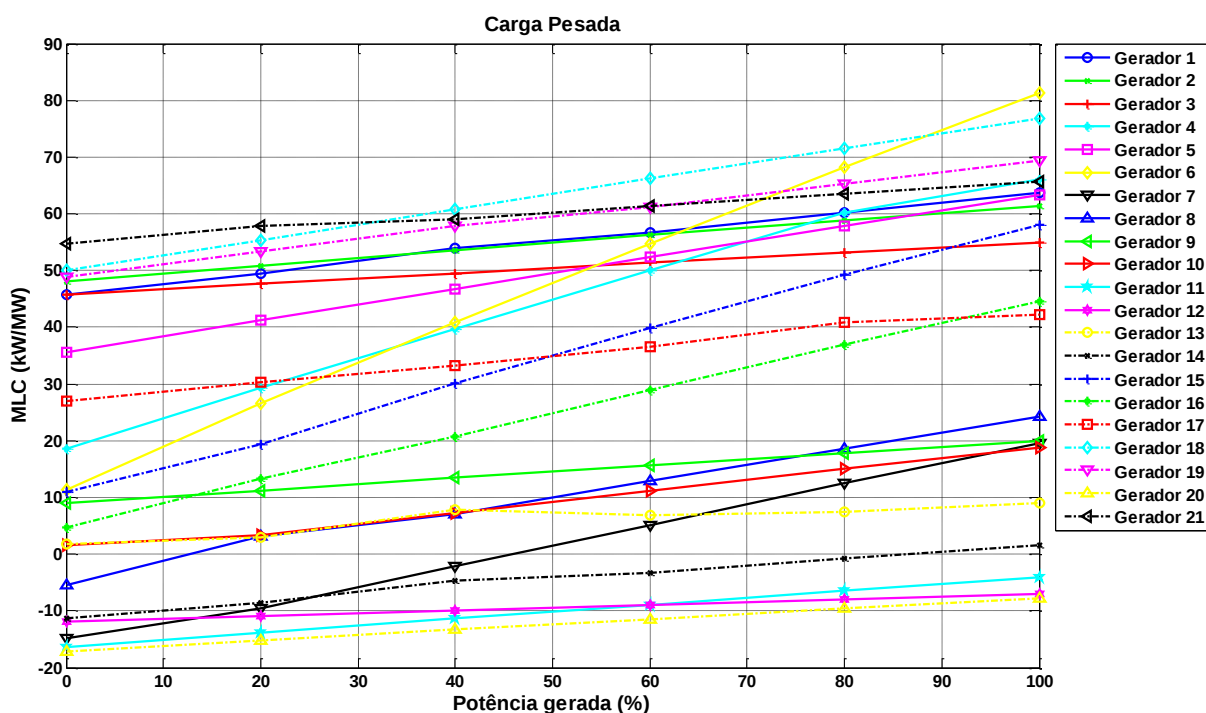


Figura 4: MLC de cada gerador para o patamar de carga pesada.

Em uma primeira análise da Figura 4, pressupõe-se que, como na avaliação do método anterior, praticamente todas as unidades geradoras contribuem para o aumento das perdas elétricas, exceto algumas delas. Isto porque para a maioria dos geradores, o sinal do MLC é positivo, enquanto que para alguns é negativo. Entretanto, considerando que o sinal positivo do MLC indica aumento das perdas e o sinal negativo indica redução das mesmas, é possível que as conclusões, utilizando esta metodologia, não sejam concordantes com as da metodologia anterior. Um exemplo disso é o gerador 7, pois este gerador contribui para a redução das perdas para uma geração abaixo de aproximadamente 45% da sua capacidade, metade do que foi determinado na metodologia anterior. Acontece que o MLC não mostra efetivamente se a presença do gerador está aumentando ou diminuindo as perdas elétricas do sistema com relação à sua ausência, apenas indica em cada ponto de operação do gerador a

sensibilidade das perdas em função de uma variação marginal de injeção de potência ativa, ou seja, se o gerador contribuirá para aumentar ou diminuir as perdas se variar sua geração. No caso do gerador 7 isto fica evidente, pois, para uma geração entre 45 e 90% da sua capacidade máxima, a presença deste gerador diminui as perdas em relação à sua ausência, como mostra o Método da Substituição na Figura 2. Porém, se o gerador 7 estiver operando com 60% de sua capacidade, por exemplo (e isto vale para o intervalo de 45 a 90%), e ele deseja aumentar sua geração, o gerador aumentará as perdas, conforme mostra o MLC (sinal positivo). Neste caso e analisando o índice K (tendência decrescente da curva na Figura 2), conclui-se que as perdas serão inferiores caso o gerador não estivesse conectado ao sistema.

Assim, o Método do Coeficiente Marginal de Perdas pode ser utilizado para determinar o melhor ponto de operação do gerador distribuído, do ponto de vista das perdas elétricas, isto é, qual o nível de geração em que a unidade geradora minimizará as perdas totais. Fica evidente que o ponto ótimo de operação dos geradores para a redução de perdas é quando o MLC é igual a zero, pois é o momento em que, independentemente do aumento ou redução da geração, as perdas não irão aumentar ou diminuir. Para este sistema em estudo, o método do MLC, simultaneamente ao índice K, mostra que maioria dos geradores está realmente aumentando as perdas, a menos dos geradores 11, 12, 14 e 20, e o gerador 7 parcialmente. Além disso, dos geradores que contribuem para a redução das perdas, seria interessante que os geradores 11, 12 e 20 operassem em plena carga e os geradores 7 e 14 operassem com 45 e 90% de suas capacidades, respectivamente, levando em consideração a minimização das perdas. Deve-se estar atento que, para cada gerador, todos os pontos na sua curva consideram que todas as outras unidades geradoras estão em plena carga.

Outro aspecto a se comentar é que, no Método da Substituição afirmou-se que os geradores 4 e 6 são os que mais elevaram as perdas e relação às respectivas ausências no sistema. Observando-se o MLC de ambos (Figura 4), a inclinação mais acentuada da curva do gerador 6 em relação aos outros mostra que ele realmente varia muito a sua sensibilidade de um ponto de operação para outro, e que a inclinação do gerador 4, embora maior que de grande parte dos geradores, não é tão expressiva. Todavia, em se tratando de sensibilidade das perdas, existem outros geradores, principalmente os geradores 18, 19 e 21, que em boa parte dos pontos de operação são mais sensíveis e capazes de alterar as perdas com maior intensidade.

4.2 ANÁLISE EM CARGA MÉDIA

Para a condição de carga média, o gráfico da Figura 5 mostra como foram os resultados da aplicação do Método da Substituição. É possível observar que neste caso o comportamento do índice K dos geradores permite deduzir semelhanças à situação de carga pesada no que diz respeito aos geradores que contribuem para a elevação global das perdas elétricas, ou seja, em carga média, a grande parte dos geradores aumentam as perdas. Além disso, a contribuição para este aumento cresceu praticamente em todos estes geradores.

Em relação aos geradores que no caso de carga pesada reduzem as perdas, para esta situação pode-se considerar apenas o gerador 20 (Figura 6) como favorável para a diminuição delas, indicando como o único que poderia ser bonificado. Os geradores 11, 12 e 14 (Figura 6) apresentam uma ligeira contribuição para a redução das perdas quando operam abaixo de suas respectivas capacidades máximas, mas praticamente não influenciam quando estão operando próximo de ou em plena carga. Já o gerador 7 não favorece em nenhum momento a diminuir as perdas totais, sendo que para este caso ele se torna até mais desfavorável que outros sete geradores (3, 8, 9, 10, 13, 17 e 21).

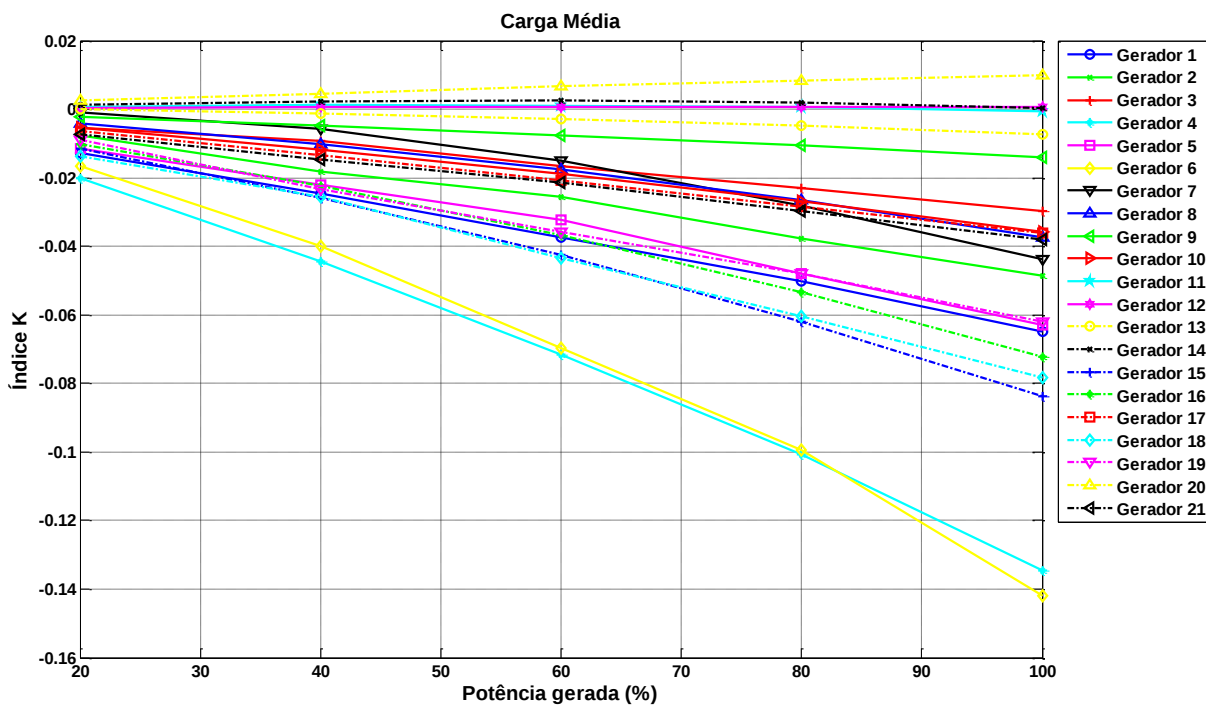


Figura 5: Método da Substituição - Índice K de cada gerador para o patamar de carga média.

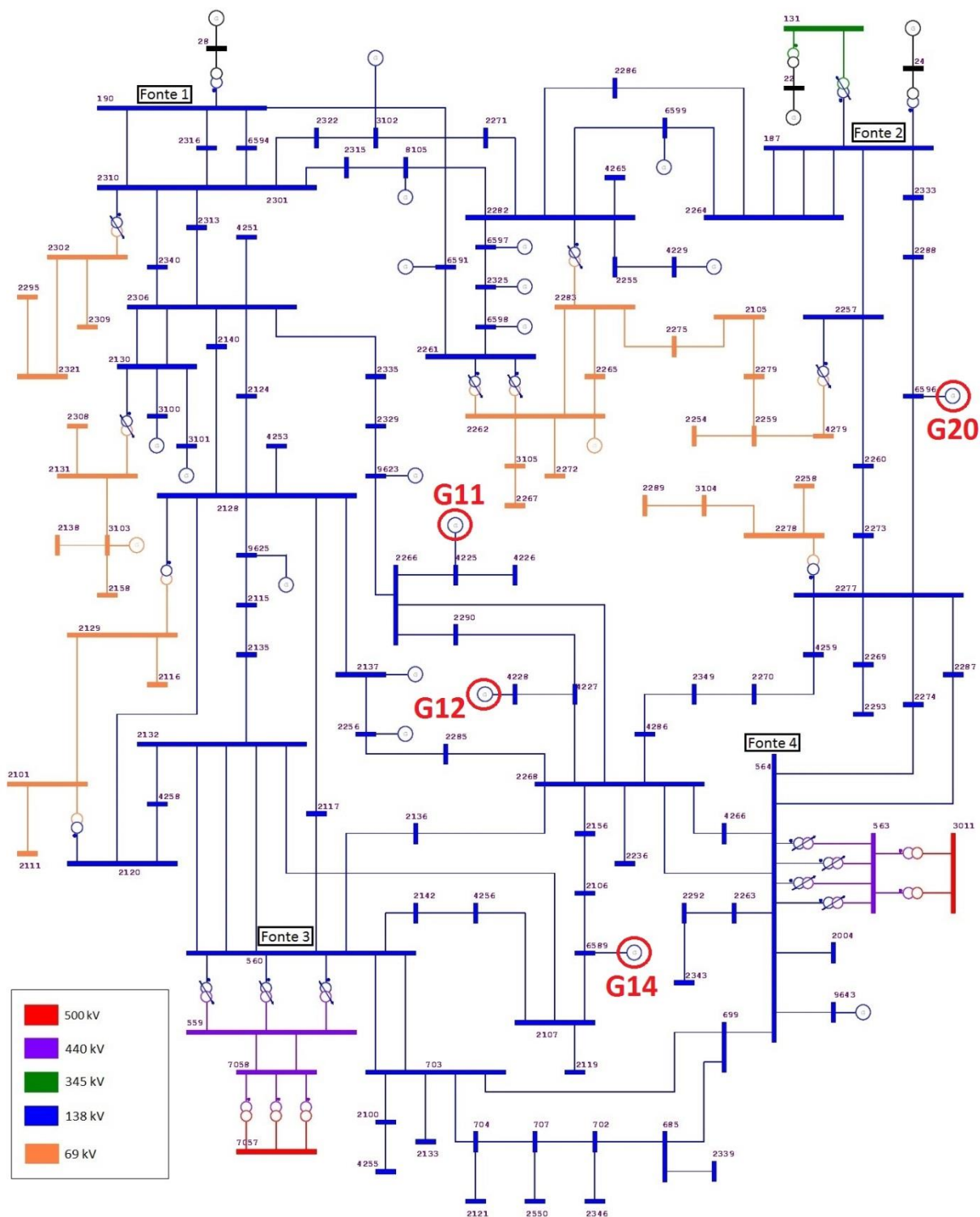


Figura 6: Geradores que contribuem para a redução das perdas elétricas totais, no patamar de carga média.

A Figura 7 apresenta o comportamento do MLC dos geradores para a situação de carga média. Novamente o Método do Coeficiente Marginal de Perdas mostra que a maioria dos geradores está contribuindo para a elevação das perdas totais e que a sensibilidade em alterar as perdas para uma variação marginal de potência se elevou significativamente em praticamente todos.

Analisando a Figura 7, observa-se que os geradores 11, 12 e 14 conseguem reduzir as perdas até aproximadamente 40, 70 e 50% de suas capacidades de geração, respectivamente. A partir destes níveis de geração, estes geradores começam a aumentar as perdas, conforme indica o sinal positivo do MLC, de forma que estes respectivos pontos de operação seriam os ótimos para cada um, no que se refere à redução das perdas. Reforça-se aqui que em comparação à ausência destes geradores, eles ainda diminuem as perdas, mesmo que desprezível, como foi visto no método anterior, mas já não possuem a capacidade de redução, e sim, o inverso. Em relação aos geradores mais impactantes no sistema, cita-se novamente o gerador 6, que apresenta a maior inclinação, e os geradores 18, 19 e 21 que possuem os maiores MLC, indicando maior sensibilidade em alterar as perdas.

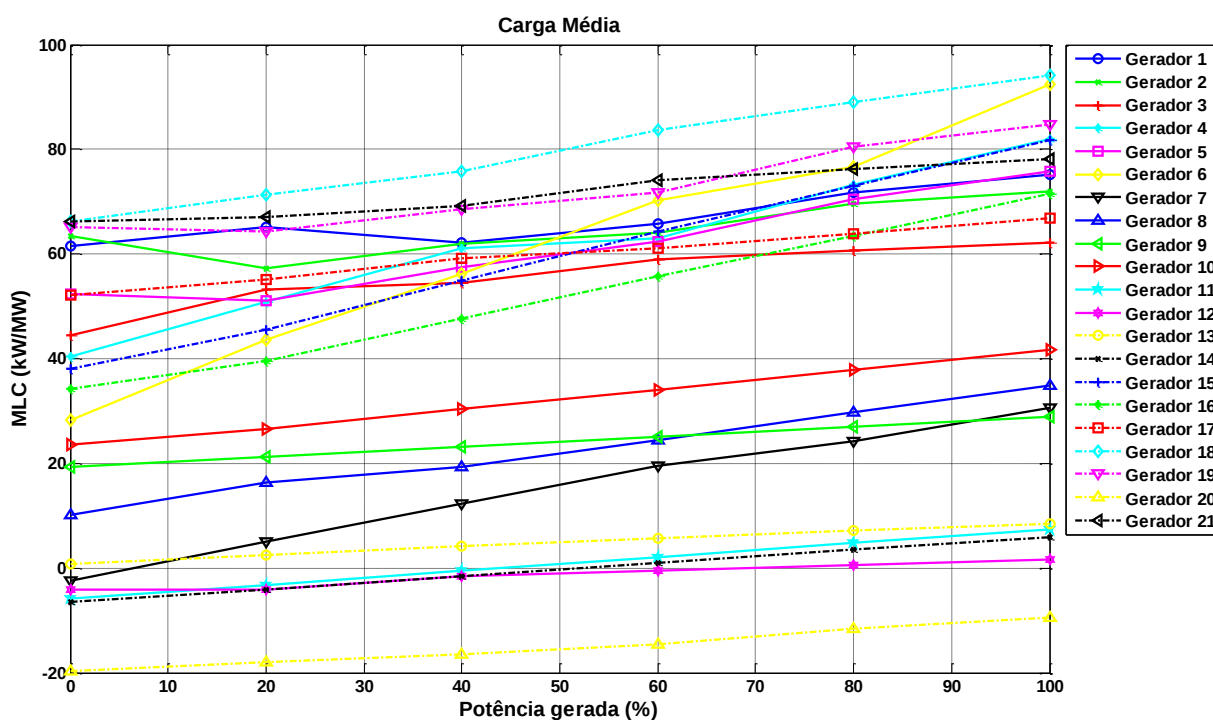


Figura 7: MLC de cada gerador para o patamar de carga média.

4.3 ANÁLISE EM CARGA LEVE

Os resultados obtidos da aplicação do Método da Substituição no caso de carga leve são apresentados na Figura 8. O que se observa de semelhança em relação aos outros dois patamares de carga é que maioria dos geradores continua contribuindo para o aumento das perdas elétricas no sistema. Entretanto, o que difere agora é quais geradores são favoráveis para diminuí-las, isto é, para

esta condição de carregamento, apenas os geradores 13 e 20 (Figura 9) possuem o índice K com sinal positivo. Nos outros casos de carga pesada e média, o gerador 20 sempre aparecia como interessante do ponto de vista das perdas, mas o gerador 13 apresentava-se como desfavorável. Como em carga leve o gerador 13 passa a contribuir para a redução das perdas, o mesmo e o gerador 20, poderiam ser recompensados. Já os geradores 11, 12 e 14 deixaram de favorecer a diminuição das perdas e passaram a aumentá-las. Isto mostra como a influência da geração distribuída pode variar em função do carregamento do sistema. Além disso, destaca-se mais uma vez que os geradores 4 e 6 são os que mais aumentam as perdas em comparação às suas respectivas ausências.

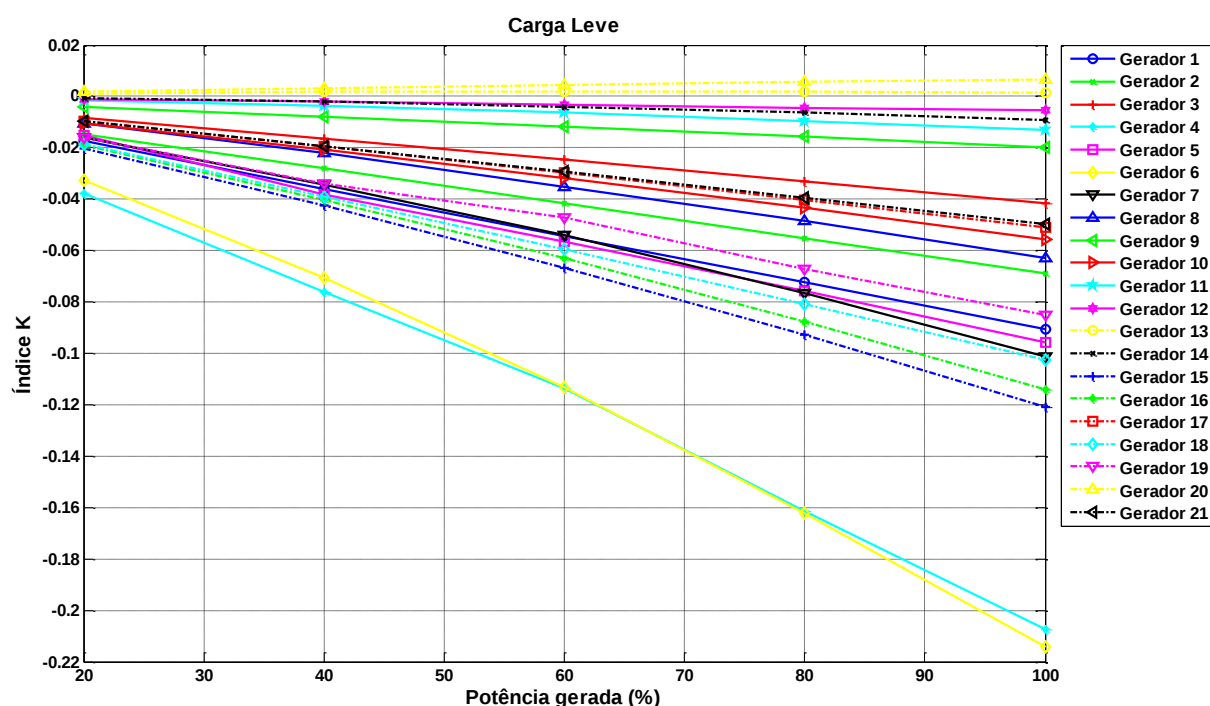


Figura 8: Método da Substituição - Índice K de cada gerador para o patamar de carga leve.

No gráfico da Figura 10 são exibidos os resultados da aplicação do Método do Coeficiente Marginal de Perdas para a condição de carga leve. Fica evidente que para esta situação a magnitude do MLC de todos os geradores se alterou, sendo que para aqueles que se apresentavam como os mais influentes na elevação das perdas (maior sensibilidade de aumentá-las) quase que dobraram. Isto indica que, no caso de carga leve, a capacidade destes geradores em alterar as perdas é bem maior que nos casos anteriores (carga média e pesada), o que era de se esperar, visto que em carga leve, o carregamento das linhas de transmissão é bem reduzido em relação aos outros patamares de carga, e qualquer injeção de potência por parte dos geradores, eleva o carregamento e, conseqüentemente, as perdas. Dos geradores mais influentes no sistema, novamente aparece o gerador 6 como o que mais varia sua sensibilidade ao longo dos seus possíveis pontos de operação, e os geradores 18, 19 e 21 como os que possuem as maiores sensibilidades de alterar as perdas elétricas. Salienta-se que as curvas

dos MLCs de outras unidades geradoras se aproximaram das curvas destes três geradores, mostrando que o impacto de outras unidades nas perdas realmente se elevou.

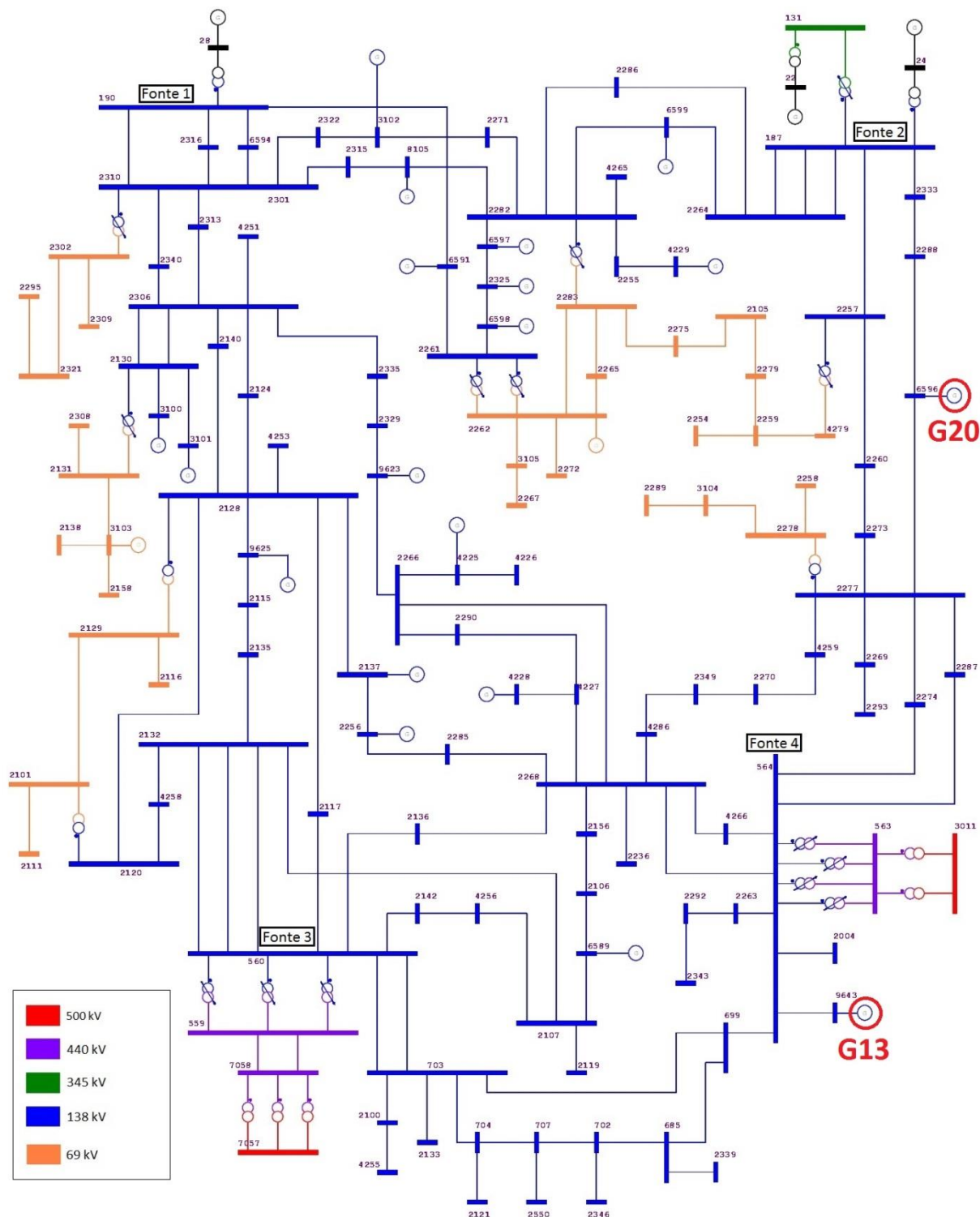


Figura 9: Geradores que contribuem para a redução das perdas elétricas totais, no patamar de carga leve.

Conforme se observou no Método da Substituição acerca da mudança de desempenho do gerador 13 em relação às perdas elétricas, isto é, que o mesmo passou a contribuir para a redução das perdas na condição de carga leve, este fato também se evidencia na Figura 10. Isto porque o seu MLC

mostra que é capaz de reduzir as perdas até cerca de 70% de sua capacidade máxima de geração, sendo este o ponto ótimo para operação para a redução das perdas.

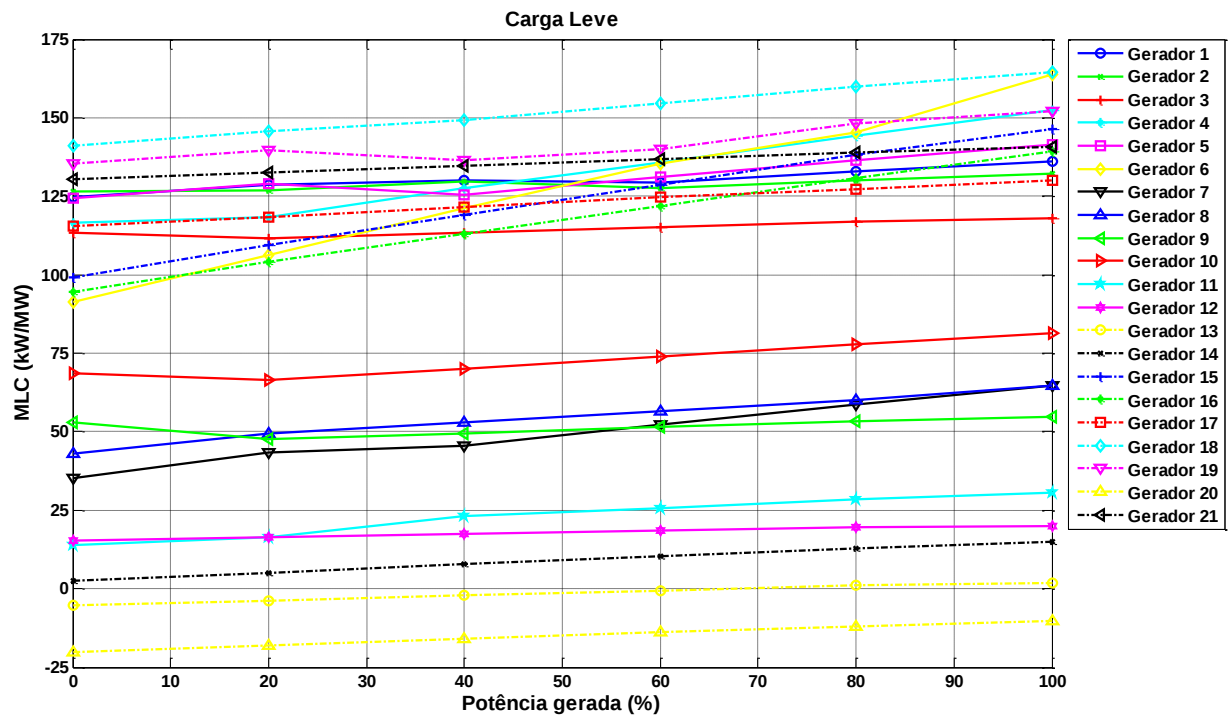


Figura 10: MLC de cada gerador para o patamar de carga leve.

4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE ESTE CAPÍTULO

Este capítulo mostrou a aplicação do Método da Substituição e do Método do Coeficiente Marginal de Perdas para analisar a influência de unidades de geração distribuída nas perdas elétricas de um sistema real de subtransmissão. Nesta análise foram considerados três patamares de carga (leve, média e pesada), com o intuito de identificar a alteração no impacto destes geradores nas perdas totais.

Na utilização do Método da Substituição para esta análise, propôs-se o índice K na qual permitiu identificar, em todos os patamares de carga, quais geradores contribuem para a redução ou para a elevação das perdas no sistema. Mostrou-se que este índice determina, para cada ponto de operação dos geradores, o percentual de variação nas perdas que os mesmos produzem em comparação a suas respectivas ausências. Além disso, a partir do índice K, verificou-se que o carregamento do sistema influencia no impacto da geração distribuição nas perdas, visto que o módulo do índice se altera em cada um dos patamares de carga e que, em cada deles, os geradores que contribuem para a elevação/redução das perdas nem sempre são os mesmos.

A análise de perdas, conduzida pela aplicação do método do MLC, permitiu obter conclusões semelhantes ao método anterior, isto porque possibilitou identificar as unidades de geração que contribuem para o aumento/diminuição das perdas elétricas do sistema, em cada patamar de carga.

Entretanto, em função da metodologia alocar as perdas de forma diferente, conforme apontado no item 4.1, o coeficiente MLC indica e quantifica a sensibilidade dos geradores em alterar as perdas, isto é, em quais pontos de operação o gerador terá capacidade de aumentar ou de reduzir as perdas e o quão será esta capacidade. Verificou-se também que esta sensibilidade das unidades geradoras em variar as perdas elétricas totais depende do carregamento do sistema e do nível de geração, e que o coeficiente MLC permite determinar o melhor ponto de operação dos geradores, no que diz respeito à minimização das perdas.

5 ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DOS GERADORES DISTRIBUÍDOS NO CARREGAMENTO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO

O segundo objetivo deste trabalho, como já foi apresentado anteriormente, é analisar o impacto da geração distribuída no carregamento de linhas do sistema de subtransmissão. Para realizar tal finalidade, propõe-se utilizar a mesma filosofia dos métodos de alocação de perdas utilizados para fazer a análise das perdas elétricas, ou seja, utilizar-se da ideia de comparação do carregamento da linha entre a presença e ausência do gerador (Método da Substituição) e do conceito de sensibilidade de mudança no carregamento para uma variação marginal de potência (método do MLC). Esta análise foi motivada por um problema de controle de carregamento que uma concessionária de distribuição de energia elétrica do Brasil possui em uma determinada linha de seu sistema de subtransmissão, na qual será detalhado a seguir.

Primeiramente, a linha de transmissão que possui esta dificuldade de controle no carregamento é uma linha de circuito duplo que conecta as subestações representadas na Figura 11 pelas barras 2282 e 2264. Cada circuito é seccionado por uma barra (subestação), uma barra de carga (2286) e outra barra de carga com geração distribuída (6599), sendo que os trechos a serem analisados são 2282-2296 e 2282-6599, visto que o carregamento nestes são os mais intensos. O trecho 2282-2296 será denominado como linha de transmissão 1 (LT1) e o trecho 2282-6599 como linha de transmissão 2 (LT2).

A fonte 1 (barra 190) é uma usina hidroelétrica, conforme já mencionado, em que o despacho de potência é coordenado pelo ONS, ou seja, a concessionária não tem controle sobre a geração desta usina. Ademais, esta fonte não possui conexão com a rede básica de transmissão, sendo que toda a potência gerada na usina é injetada no sistema da concessionária. Outro aspecto importante é que os centros de cargas do sistema estão próximos às fontes 3 e 4 (barras 560 e 564, respectivamente), região em que há poucas unidades de geração. Nas regiões com maior número de geradores distribuídos, não há cargas tão expressivas em comparação às da região citada anteriormente, de forma que em situações de carga média e, principalmente, carga leve, o nível da geração distribuída se torna superior à das cargas e ocorre uma exportação de potência para os centros de carga.

Quando o despacho da usina hidroelétrica da fonte 1 fica muito próximo de sua capacidade máxima, acima de 90% aproximadamente, e a geração distribuída está operando quase que completa, o excedente de potência ativa na região desta usina é exportado através de duas linhas: a linha de circuito duplo que conecta as subestações representadas pelas barras 2310 e 2306 e, principalmente, a linha de circuito duplo que conecta as subestação das barras 2282 e 2264 (LT1 e LT2). Esta exportação de potência ativa por meio da linha entre as barras 2310 e 2306 é menos significativa em relação à exportação via LT1 e LT2, pois existe uma concentração de unidades geradoras após a barra 2306 que dificulta esta injeção de potência. Assim, a boa parte deste excedente é transmitida por meio

Figura 11: Identificação da LT1 e LT2 no diagrama unifilar.

Seguindo o contexto apresentado, surgiu a motivação para analisar o impacto da geração distribuída no carregamento de linhas de transmissão, de forma que, para este trabalho, só serão analisadas as linhas LT1 e LT2 devido ao cenário apresentado. Assim sendo, a abordagem dos Métodos da Substituição e do Coeficiente Marginal de Perdas para este caso será focado no carregamento no lugar das perdas elétricas.

5.1 APLICAÇÃO DO MÉTODO DA SUBSTITUIÇÃO

A aplicação do Método da Substituição na análise de carregamento consistiu em manter todos os geradores em plena carga e variar a potência apenas daquele gerador em estudo, com o propósito de avaliar a mudança no carregamento das linhas em questão. Desta forma, neste trabalho, o método foi aplicado individualmente a cada um dos geradores, de forma a manter sempre todos os outros geradores em plena carga e analisar a variação do carregamento da LT1 e da LT2 de acordo com o aumento gradual da potência injetada pelo gerador em estudo. A título de exemplo, para o estudo da influência de um gerador “X” no carregamento das linhas, foram mantidos em plena carga todos os outros geradores do sistema, enquanto que se alterou gradativamente a potência deste gerador “X”, procedendo da mesma maneira na análise dos outros geradores.

Propôs-se, então, um índice, semelhante ao índice K da análise de perdas, que pudesse representar a contribuição dos geradores na redução (ou elevação) do carregamento de cada linha, na qual é dado por:

$$C_i = \frac{\Delta S_i}{S_{0i}} \Big|_{P_{in}} \quad (6)$$

Sendo que ΔS_i representa a diferença entre os carregamentos da linha na presença e na ausência do gerador i para uma dada injeção de potência ativa P_{in} , dado em volt-ampère (VA), e S_{0i} representa o carregamento da linha na ausência do gerador i , também em volt-ampère (VA). Desta forma, por exemplo, para um gerador “X” operando com metade de sua potência nominal, o ΔS_X seria a diferença entre o carregamento da linha para esta condição de geração e o carregamento na ausência deste gerador no sistema (S_{0X}).

Da mesma maneira que na análise anterior, o índice C é calculado para um gerador sempre considerando os outros operando com potência máxima. Assim, o índice proposto determina o percentual de redução ($C > 0$) ou aumento ($C < 0$) do carregamento de uma linha em relação ao carregamento desta mesma linha na ausência do gerador, ou seja, quanto maior for o módulo do índice C, maior é a variação que o gerador provoca no carregamento nesta linha, seja no sentido de reduzi-las

($C > 0$) ou de aumentá-las ($C < 0$). A aplicação do Método da Substituição para cada gerador (um por vez) procedeu-se nos seguintes passos:

1. Calcula-se o carregamento da linha (S_{0_i}) em análise pela solução de um fluxo de carga CA, na ausência do gerador i ;
2. Conecta-se o gerador i operando com uma potência P_{in} ;
3. Calcula-se um novo fluxo de carga CA e o carregamento (S_{f_i}) desta linha, considerando a alteração acima;
4. Calcula-se a variação no carregamento que o gerador i provocou nesta linha ($\Delta S_i = S_{0_i} - S_{f_i}$);
5. Calcula-se o índice C do gerador para a condição de operação P_{in} , dado pela equação (6).

5.2 APLICAÇÃO DO MÉTODO DO COEFICIENTE MARGINAL DE PERDAS

A aplicação do método do Coeficiente Marginal de Perdas (MLC) para a análise de carregamento de linhas também procedeu da mesma maneira que na análise de perdas. Entretanto, neste caso, será denominado CMC (Coeficiente Marginal de Carregamento), sendo que o mesmo é calculado da seguinte forma:

$$CMC = \frac{\Delta S}{\Delta P_i} \quad (7)$$

Em que ΔS é a variação do carregamento da linha em análise com relação à variação de potência ativa ΔP_i do gerador i . A aplicação do CMC para o sistema em estudo foi realizada individualmente para cada um dos geradores, de forma que, a cada gerador analisado, mantiveram-se todos os outros geradores em plena carga (igualmente feito na aplicação do Método da Substituição). A sequência das etapas da aplicação desta metodologia é semelhante a da análise de perdas, sendo que para cada gerador (um por vez) realiza-se:

1. Calcula-se o carregamento da linha pela solução de um fluxo de carga CA;
2. Varia-se em 1 MW a injeção de potência do gerador em análise;
3. Calcula-se um novo fluxo de carga CA e, conseqüentemente, o novo carregamento da linha considerando a alteração acima;
4. Calcula-se o CMC do gerador, dado pela diferença entre os carregamentos calculados em (3) e em (1), uma vez que a injeção de potência do gerador varia em 1 MW.

Deve-se ressaltar que esta rotina é realizada para cada nível de geração de potência ativa do GD, isto é, dentro da faixa de geração de cada gerador (de zero até a potência máxima).

A unidade do coeficiente CMC, neste caso, é dado por kVA/MW e, assim, indica quantos kVA no carregamento da linha aumentam ou diminuem com o acréscimo de 1 MW na injeção de potência ativa pelo gerador. Devido à forma que foi utilizada a equação (7), o sinal negativo do CMC significa que a unidade geradora está contribuindo para a redução do fluxo de potência da linha e o sinal positivo significa o contrário, que está aumentando o fluxo passante na mesma. Ademais, o módulo do CMC representa maior contribuição ou impacto no carregamento. Portanto, quanto maior o CMC com sinal positivo implica em maior capacidade de aumentar o fluxo de potência naquela linha em função de uma mudança incremental de potência ativa, e quanto maior o CMC com sinal negativo, maior a capacidade de diminuí-lo.

Da mesma forma que foi feito no Capítulo 4, os mesmos geradores distribuídos foram analisados e a aplicação das duas metodologias propostas foi realizada para os três patamares de carga do caso base do ONS: carga pesada, carga média e carga leve. Além disso, para avaliar a influência do nível de geração de cada gerador, também foram considerados para todos os geradores os pontos de operação igual a 20, 40, 60, 80 e 100% da potência nominal de cada um. Destaca-se que o caso do ONS utilizado para este estudo foi o mesmo, e que foi feita apenas a modificação na geração da usina hidroelétrica da fonte 1, isto é, alterou-se seu nível de geração para a sua capacidade máxima (320 MW), para que fosse avaliado o carregamento das LT1 e LT2 na situação mais crítica possível. Diante deste contexto, a seguir são apresentados os resultados obtidos para a aplicação do Método da Substituição e do Método do Coeficiente Marginal de Carregamento para os três patamares de carga citados.

5.3 ANÁLISE EM CARGA PESADA

5.3.1 Linha de transmissão LT1

O gráfico da Figura 12 apresentada os resultados obtidos da aplicação do Método da Substituição para avaliar o carregamento da LT1. Verifica-se que, a menos do gerador 20, todas as outras unidades geradoras estão contribuindo para elevar o carregamento desta linha, visto que o sinal do índice C é negativo. Pode-se também verificar que alguns geradores, em comparação às respectivas ausências, possuem maior capacidade de aumentar o carregamento do que outras, como, por exemplo, os geradores 4 e 6, que possuem as curvas do índice C bem distantes das demais. Neste quesito, é interessante que se note a semelhança com a análise de perdas, já que também foi mencionado que estes dois geradores proporcionavam uma variação nas perdas mais significativa, na comparação com suas devidas ausências. Isto mostra a coerência em ambos os resultados, pois se sabe que as perdas elétricas aumentam com o carregamento de uma linha.

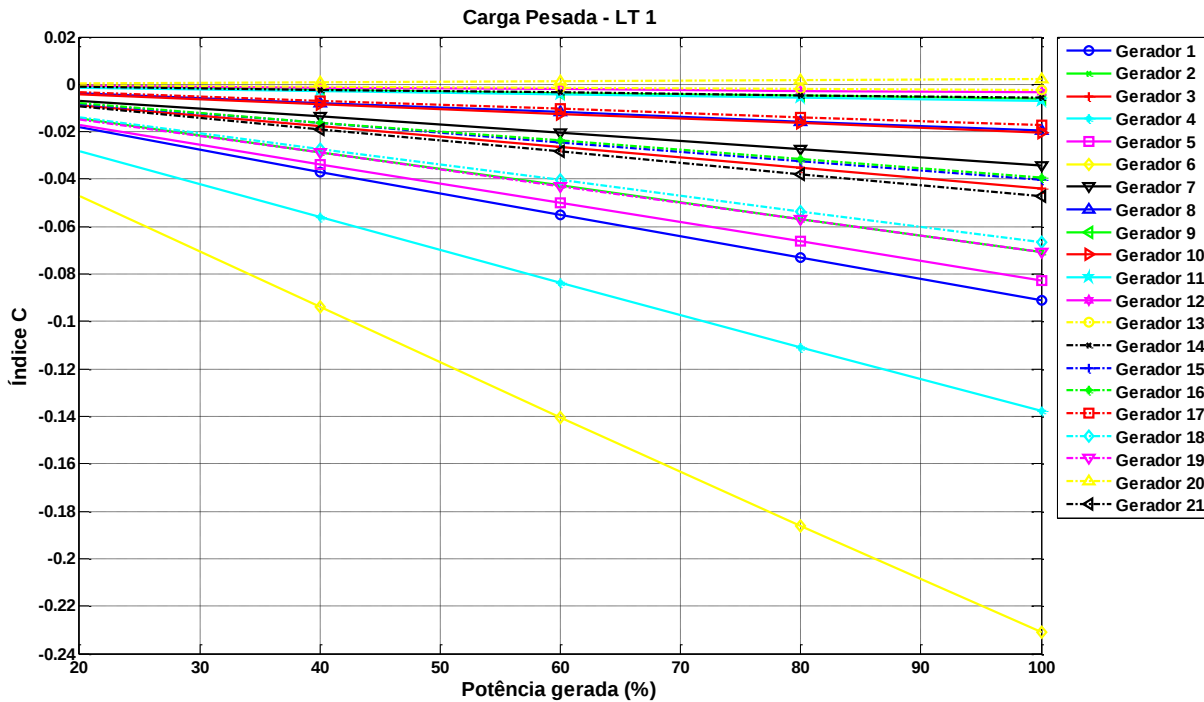


Figura 12: Método da Substituição - Índice C da LT1 para cada gerador, no patamar de carga pesada.

Em relação ao gerador 20, que possui capacidade em diminuir o carregamento da LT1, esta redução é muito pequena comparada à elevação do carregamento dos demais geradores, sendo inferior a 1%. Conforme já explicado na introdução deste Capítulo, a tendência do fluxo de potência na LT1 é da barra 2282 para a barra 2286. Como a injeção de potência ativa por parte do gerador 20 na barra 6596 também tende a ser exportado pela fonte 2 (em função do excesso de potência ativa na rede), isso faz com que a injeção na fonte 2 provinda da LT1 seja menor, justificando essa diminuição do carregamento na linha.

Na aplicação do método do CMC para este caso, os resultados foram conforme a Figura 13. Observa-se que a sensibilidade dos geradores distribuídos em alterar o carregamento da LT1 para uma variação marginal de potência ativa é muito pequena, pois as curvas são praticamente constantes. Em outras palavras, o CMC de um gerador é aproximadamente igual em todos os níveis de geração. Isto mostra que a capacidade dos geradores em alterar o fluxo de potência na linha não depende da injeção de potência, o que permite ordenar os geradores de acordo com sua influência no carregamento da linha. É interessante destacar que esta metodologia deixa claro que realmente o único gerador favorável à redução do carregamento da LT1 é o 20, em função do sinal negativo de seu CMC.

Adicionalmente, devido a esse comportamento constante do CMC, esta metodologia permite determinar quantos MW de injeção no sistema um gerador necessita para reduzir ou aumentar uma quantidade desejada de kVA na linha. Um exemplo disso seria: se o gerador 4, que possui um CMC aproximadamente de 200 kVA/MW para qualquer nível de geração, deseja reduzir o carregamento da LT1 em 200 kVA, é necessário que o mesmo diminua 1 MW de sua geração, ou se deseja reduzir o carregamento em 1000 kVA (1 MVA), é necessário que o gerador diminua sua geração em torno de 5

MW. Isto facilita a operação do sistema, visto a facilidade em se determinar a quantidade de redução da geração de cada unidade de geração distribuída para algum controle do carregamento necessário na linha.

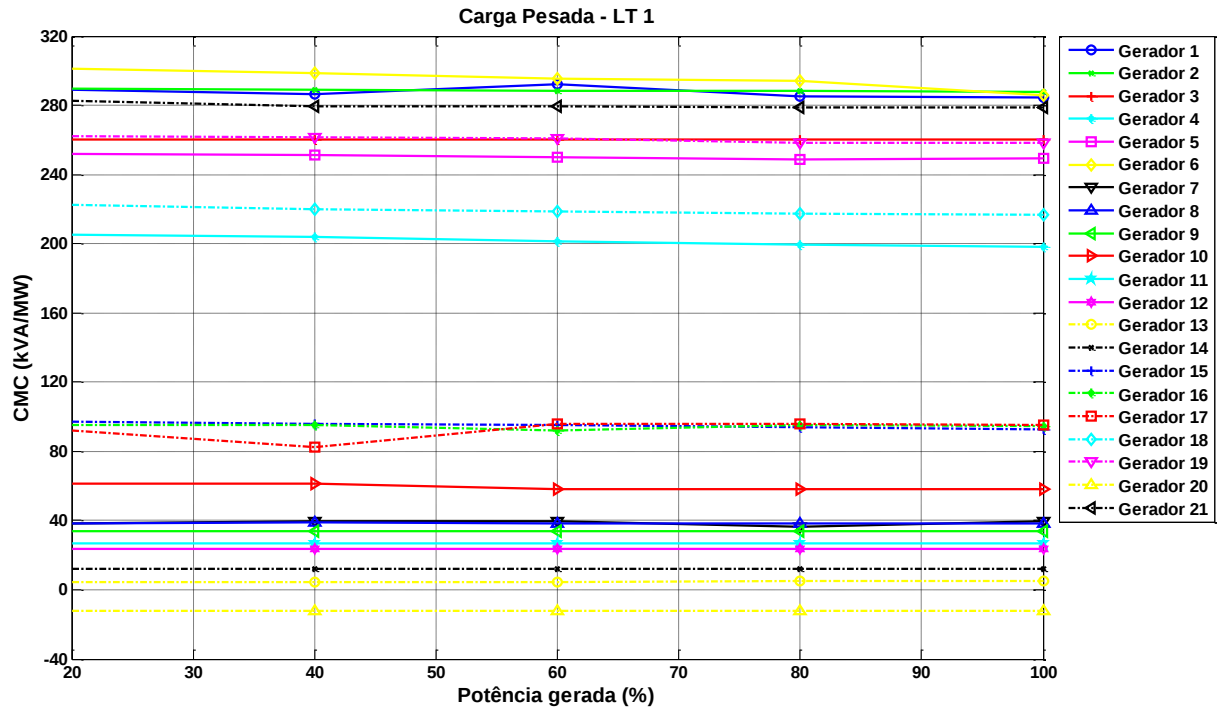


Figura 13: CMC da LT1 para cada gerador, no patamar de carga pesada.

No Método da Substituição, mostra-se que a presença do gerador 4 altera significativamente o carregamento da LT1 comparado à sua ausência. Entretanto, o método do CMC evidencia que há oito geradores com maior capacidade de mudança no fluxo de potência desta linha. Já para o gerador 6, o mesmo não procede, isto é, ele continua apresentando-se como um dos mais influentes no carregamento da LT1, junto aos geradores 1, 2 e 21. Isto é facilmente justificável pela proximidade física destas unidades geradoras da linha de transmissão em análise, em relação às unidades restantes.

5.3.2 Linha de transmissão LT2

Os resultados da aplicação do Método da Substituição na LT2 em carga pesada são mostrados no gráfico da Figura 14. Neste caso, além do gerador 20, o gerador 3 também contribui para a redução no carregamento desta linha. Era de se esperar esta situação já que o gerador 3 está conectado na barra 6599, uma vez que a injeção de potência ativa nesta barra pelo gerador 3 diminui a injeção por provinda da LT2 e, conseqüentemente, reduz o fluxo na LT2. Aplica-se aqui a mesma justificativa dada para o gerador 20 com relação à diminuição do carregamento. Para os demais geradores, o que se observa novamente é a contribuição destes na elevação do carregamento e que o índice C variou em magnitude em comparação aos resultados da LT1 em carga pesada, sendo os geradores 4 e 6 os mais impactantes.

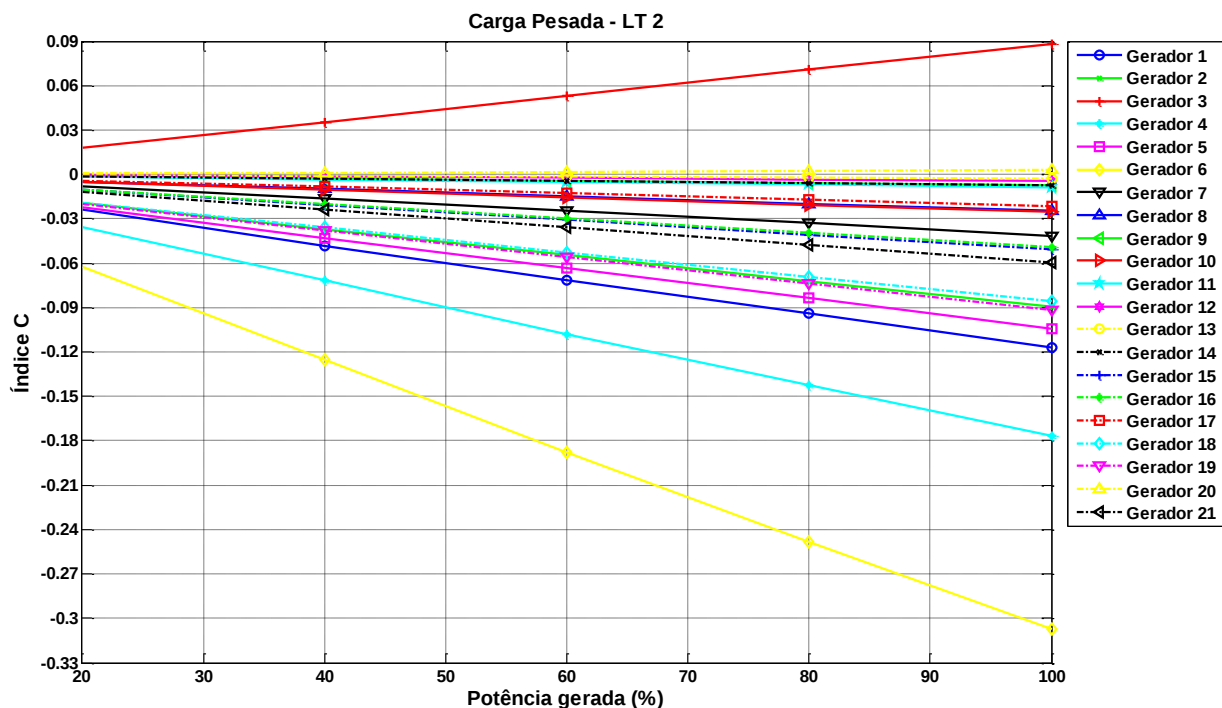


Figura 14: Método da Substituição - Índice C da LT2 para cada gerador, no patamar de carga pesada.

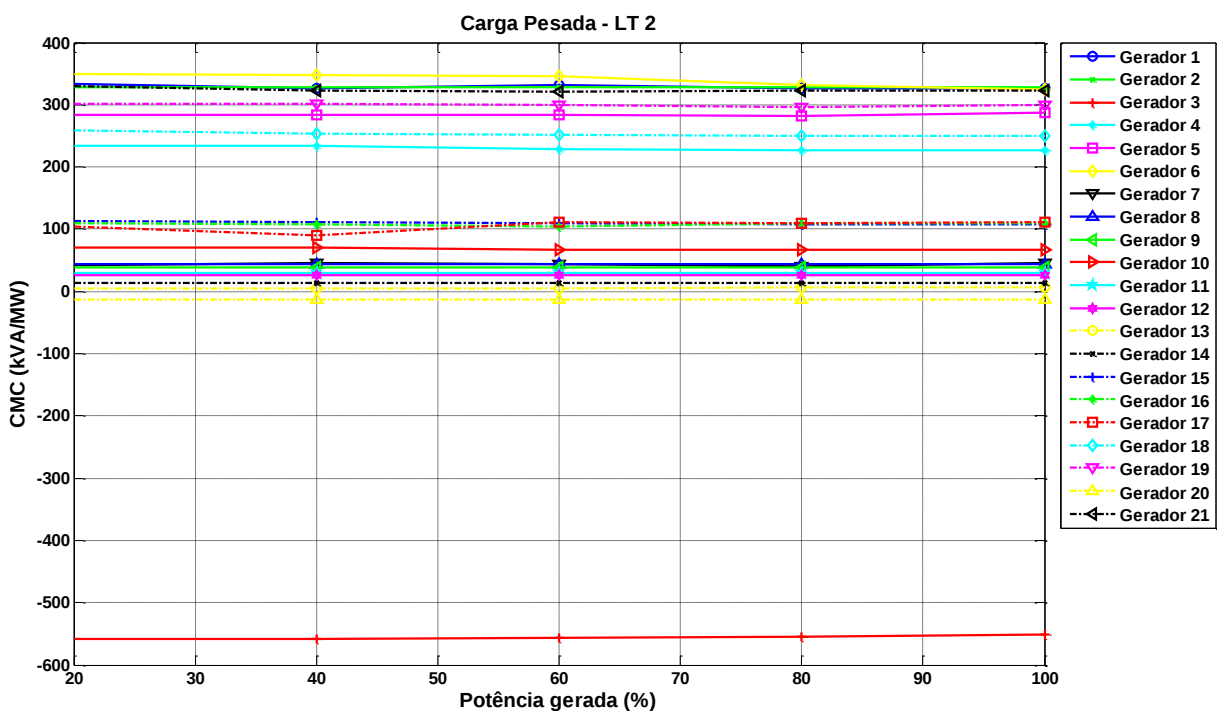


Figura 15: CMC da LT2 para cada gerador, no patamar de carga pesada.

Da aplicação do método do CMC na LT2 na condição de carga pesada, os resultados são apresentados na Figura 15. Demonstra-se que, semelhantemente ao caso da LT1, a sensibilidade dos geradores na variação do carregamento da LT2 não depende do nível de geração dos mesmos, conforme se observa na constante magnitude do CMC em todos os pontos de operação. Destaca-se nestes resultados a magnitude e o sinal do CMC do gerador 3, mostrando que o mesmo é realmente

muito impactante no carregamento da LT2 no sentido de redução do fluxo passante. Junto a este gerador, encontra-se mais uma vez o gerador 20 como favorável à diminuição do carregamento nesta linha. Dos geradores que mais influenciam na mudança do carregamento da LT2, pode-se destacar novamente os geradores 1, 2 e 6, porém, com valores superiores ao da LT1. Salienta-se que os comentários feitos ao gerador 4, no que diz respeito ao seu impacto no carregamento da LT1, também se aplicam ao impacto no carregamento da LT2.

5.4 ANÁLISE EM CARGA MÉDIA

5.4.1 Linha de transmissão LT1

Em carga média, o comportamento do índice C, referente à aplicação do Método da Substituição, para a LT1 é muito semelhante à situação de carga pesada, conforme se observa na Figura 16. O único gerador que se mostra favorável para diminuir o fluxo de potência na linha é o gerador 20, sendo que a mesma justificativa do caso anterior pode ser aplicada. Já os geradores restantes só elevam o carregamento nesta linha. Além disso, constata-se outra vez o distanciamento evidente das curvas dos geradores 4 e 6 em relação às demais, demonstrando que eles tendem, em comparação às suas respectivas ausências, a alterar o carregamento da LT1 de forma mais significativa do que os outros. Logo, o que se muda entre as duas condições de carregamento é que neste caso as magnitudes do índice C de cada gerador são menores.

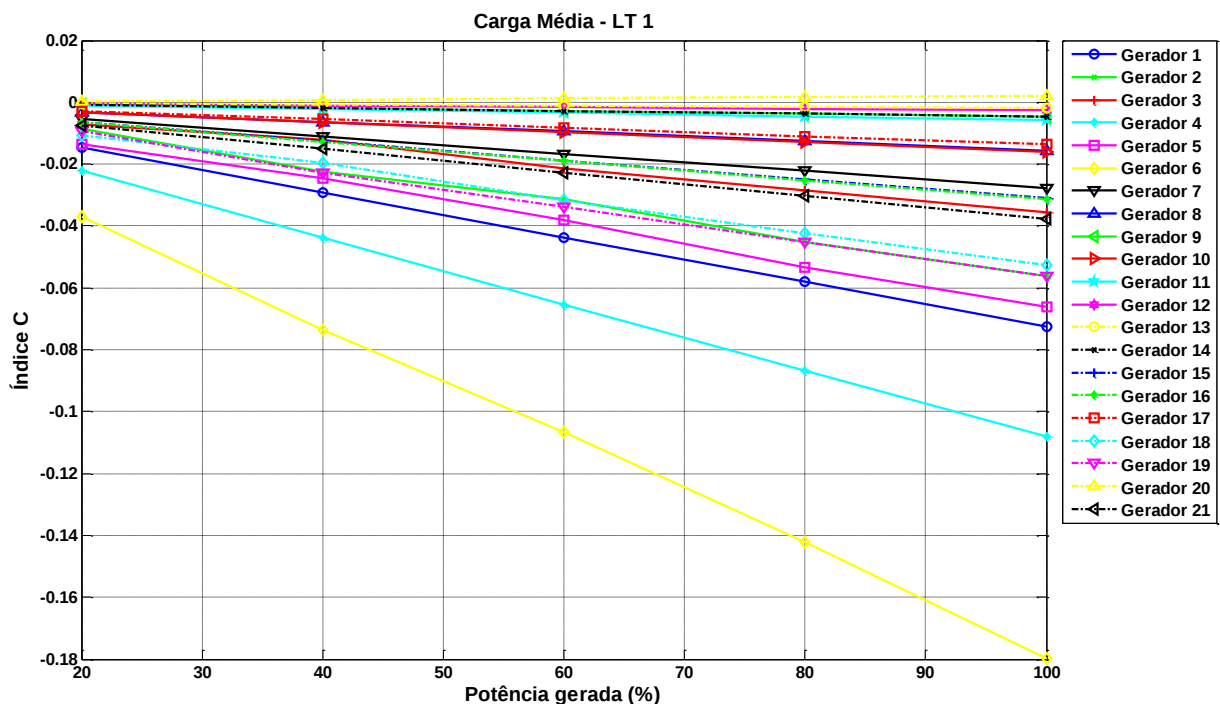


Figura 16: Método da Substituição - Índice C da LT1 para cada gerador, no patamar de carga média.

Dos resultados obtidos referentes à utilização do método do CMC neste caso, conforme se verifica na Figura 17 a semelhança com o caso de carga pesada também se sucede, isto é, o perfil do CMC em todos os possíveis pontos de operação dos geradores é praticamente constante e, ademais, a posição no gráfico das curvas de cada gerador é praticamente a mesma, mostrando que a influência dos geradores no carregamento da LT1 não se altera com mudança do patamar de carga. Para reforçar essa afirmação, destaca-se ainda que as magnitudes dos CMCs pouco mudaram e os geradores que contribuem para a elevação e para a diminuição continuam sendo os mesmos que os da situação de carga pesada. Desta forma, todas as justificativas apresentadas para os resultados da aplicação do CMC para a condição de carga pesada aplicam-se para este caso.

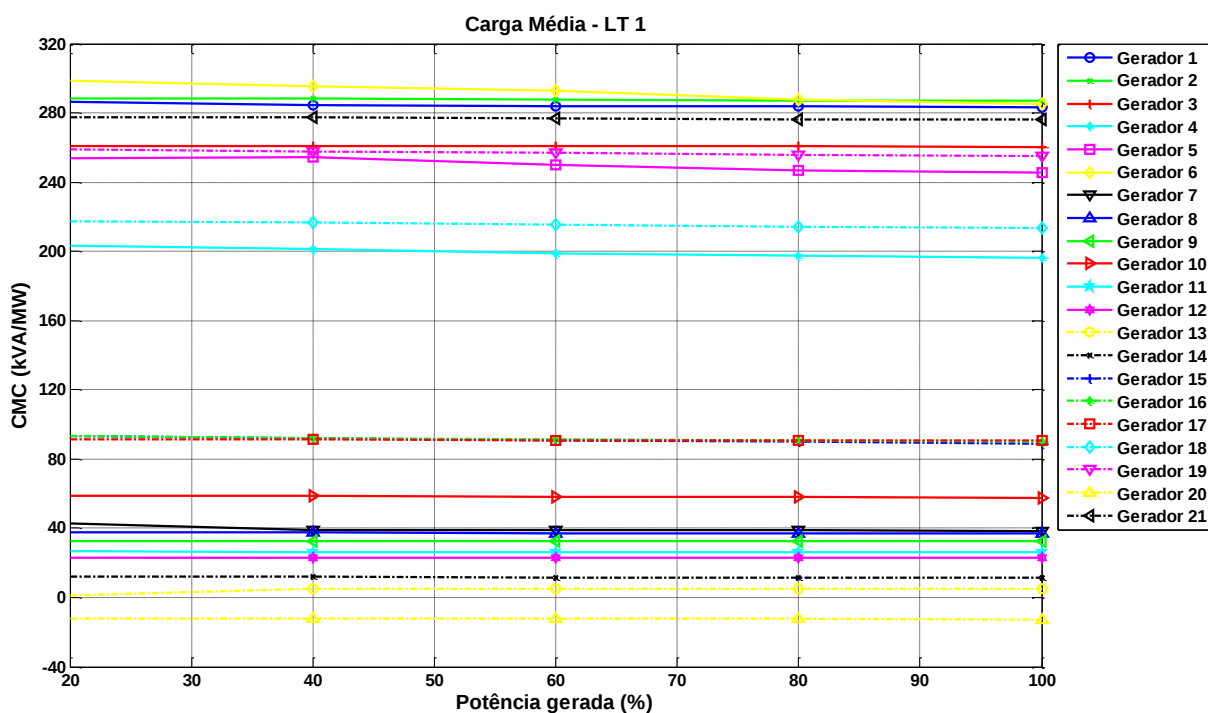


Figura 17: CMC da LT1 para cada gerador, no patamar de carga média.

5.4.2 Linha de transmissão LT2

A Figura 18 apresenta o que se obteve da aplicação do Método da Substituição para o patamar de carga média. Da mesma maneira que o perfil das curvas do índice C para a LT1 na carga média e carga pesada não se alterou, para a LT2 o mesmo acontece: os geradores 3 e 20 continuam sendo os únicos que contribuem para a redução do carregamento da linha, a localização das curvas no gráfico permanece praticamente na mesma ordem, percebe-se a diminuição da magnitude de todos os índices e os geradores 4 e 6 mantêm-se como os que mais variam o carregamento em relação às suas ausências. A capacidade do gerador 3 em diminuir o fluxo de potência na LT2 é justificada pela mesma explicação feita na para a condição de carga pesada.

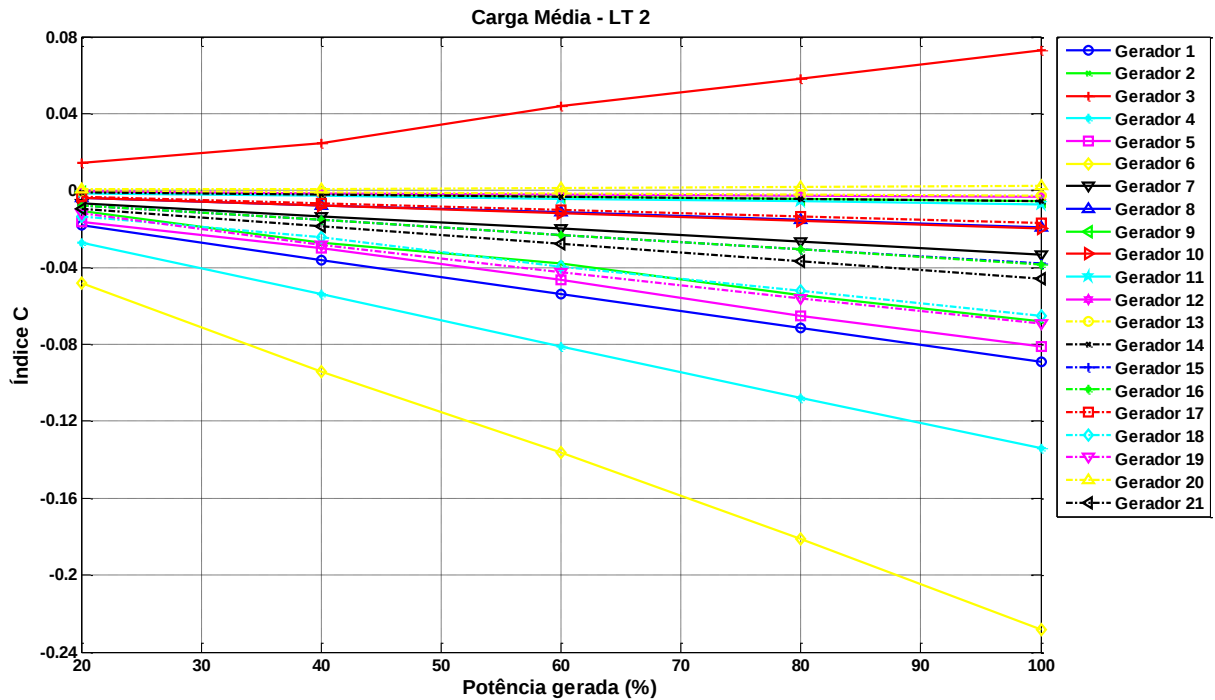


Figura 18: Método da Substituição - Índice C da LT2 para cada gerador, no patamar de carga média.

Os coeficientes CMCs dos geradores na situação de carga média relacionados ao carregamento da LT2 são mostrados na Figura 19. Em comparação ao patamar de carga pesada, verifica-se que pouco mudou, visto que os CMCs de cada gerador são praticamente constantes ao longo dos pontos de operação e a magnitude e a ordem das curvas pouco alteraram. Isto reforça que a capacidade dos geradores em aumentar e/ou reduzir o fluxo de potência nas linhas de transmissão e a influência dos geradores no carregamento quase não dependem do patamar de carga do sistema.

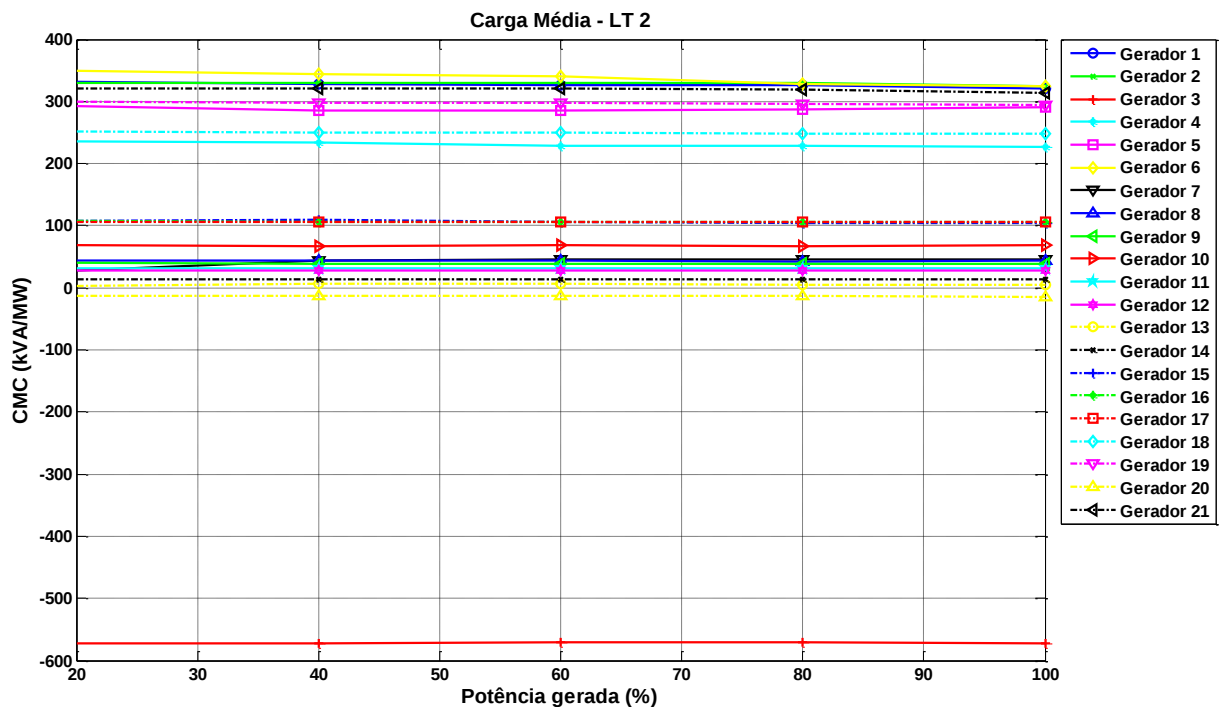


Figura 19: CMC da LT2 para cada gerador, no patamar de carga média.

5.5 ANÁLISE EM CARGA LEVE

5.5.1 Linha de transmissão LT1

Para a LT1 em carga leve, a utilização do Método da Substituição resultou nas curvas da Figura 20. A análise do índice C dos geradores, neste caso, leva às mesmas conclusões que foram apresentadas para os resultados do Método da Substituição nas situações de carga média e pesada, visto que apenas se alteram as magnitudes do índice. Assim, verifica-se que o índice C só diminui com a redução do carregamento do sistema. Isto não pode ser interpretado como se o carregamento da linha fosse maior na condição de carga pesada que carga leve ou média, mas deve ser entendido que a mudança relativa no carregamento da LT1 com a conexão dos geradores distribuídos são mais intensas quando o sistema está mais carregado. Inclusive, como já havia sido comentado na introdução deste Capítulo, o carregamento nesta linha é mais elevado em situações que a carga global é baixa, pois a exportação de potência ativa na linha se eleva visto que a tendência do nível de geração é não se alterar.

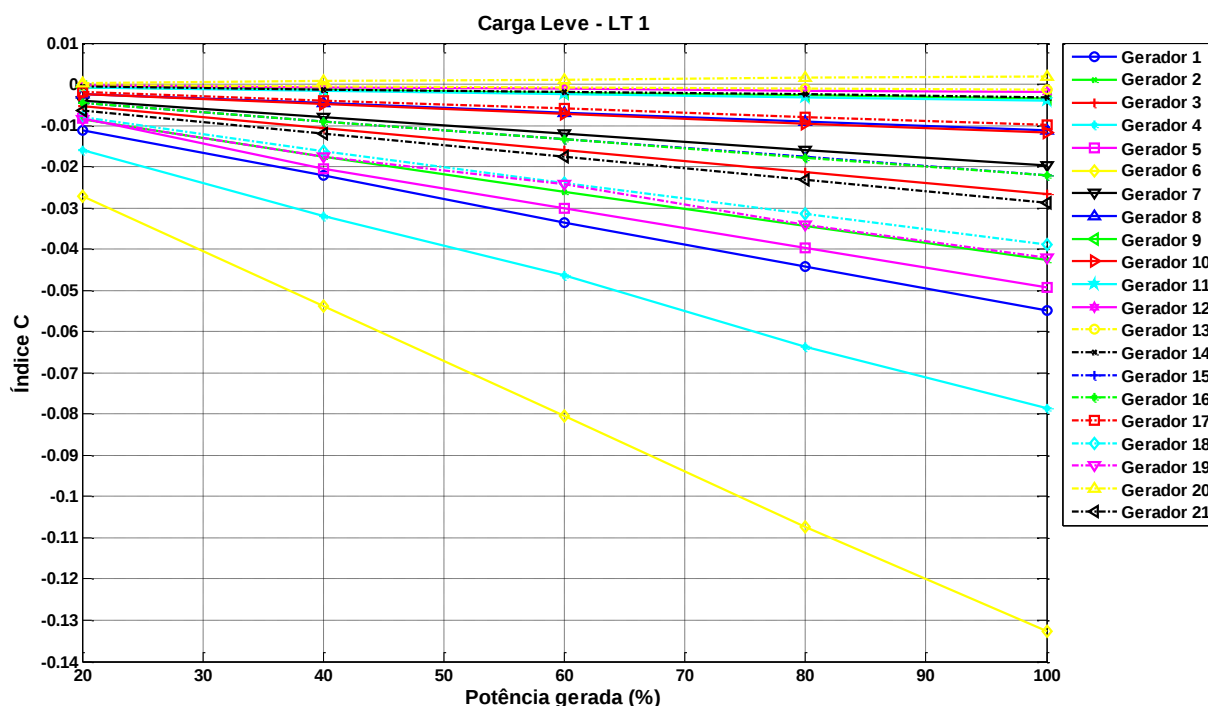


Figura 20: Método da Substituição - Índice C da LT1 para cada gerador, no patamar de carga leve.

Na Figura 21 mostram-se os coeficientes CMCs dos geradores para a LT1 na condição de carga leve. Os resultados mostram que, da mesma forma que nos outros patamares de carga, o CMC é aproximadamente constante para todos os pontos de operação. Além disso, em comparação aos outros dois patamares de carga, a magnitude do CMC e a posição das curvas de cada gerador permaneceram

quase que inalteradas, demonstrando e reforçando a alegação de que a variação do carregamento do sistema quase não influencia na sensibilidade do gerador em alterar o carregamento da linha.

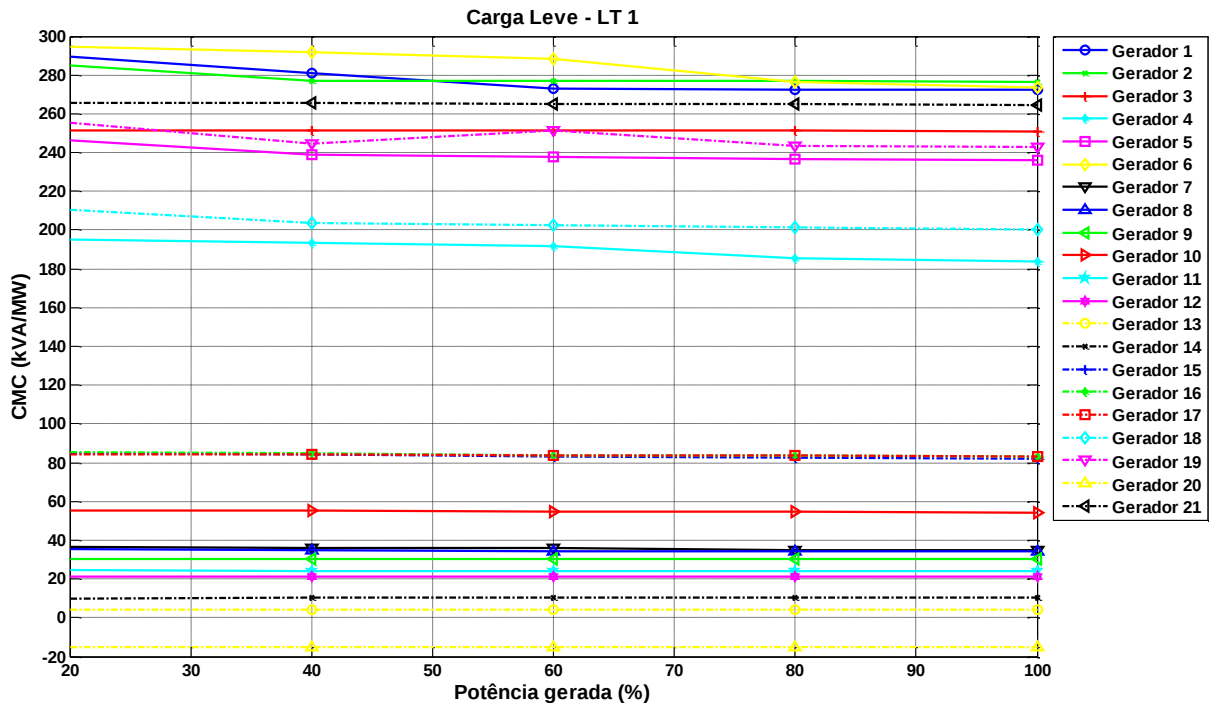


Figura 21: CMC da LT1 para cada gerador, no patamar de carga leve.

5.5.2 Linha de transmissão LT2

O gráfico da Figura 22 mostra o índice C de cada gerador, resultante da aplicação do Método da Substituição, para a situação de carga leve. Observa-se que os geradores 3 e 20 continuam sendo favoráveis para a redução do carregamento da LT2, e para os demais geradores ocorre o contrário, apenas contribuem para o aumento do fluxo de potência a linha, conforme aconteceu nos outros dois patamares de carga. Além disso, da mesma maneira que aconteceu para a LT1, verifica-se também que a magnitude do índice C dos geradores diminuiu com a elevação do carregamento do sistema, de modo que os comentários a cerca desta observação são os mesmos feitos para a LT1 na seção 5.5.1.

Na aplicação do método CMC, os resultados são mostrados na Figura 23. Mais uma vez é mostrado que os CMCs de cada gerador, para a análise de carregamento, são quase que constantes em todos os pontos de operação, e que em comparação aos outros patamares de carga, a magnitude do coeficiente pouco se altera. Assim, fortalece o que foi dito em relação à pequena dependência do carregamento do sistema na influência das unidades geradoras no carregamento das linhas e os mesmos comentários quanto aos geradores que mais influenciam no carregamento da LT2 continuam sendo os mesmos feitos para os patamares de carga anteriores.

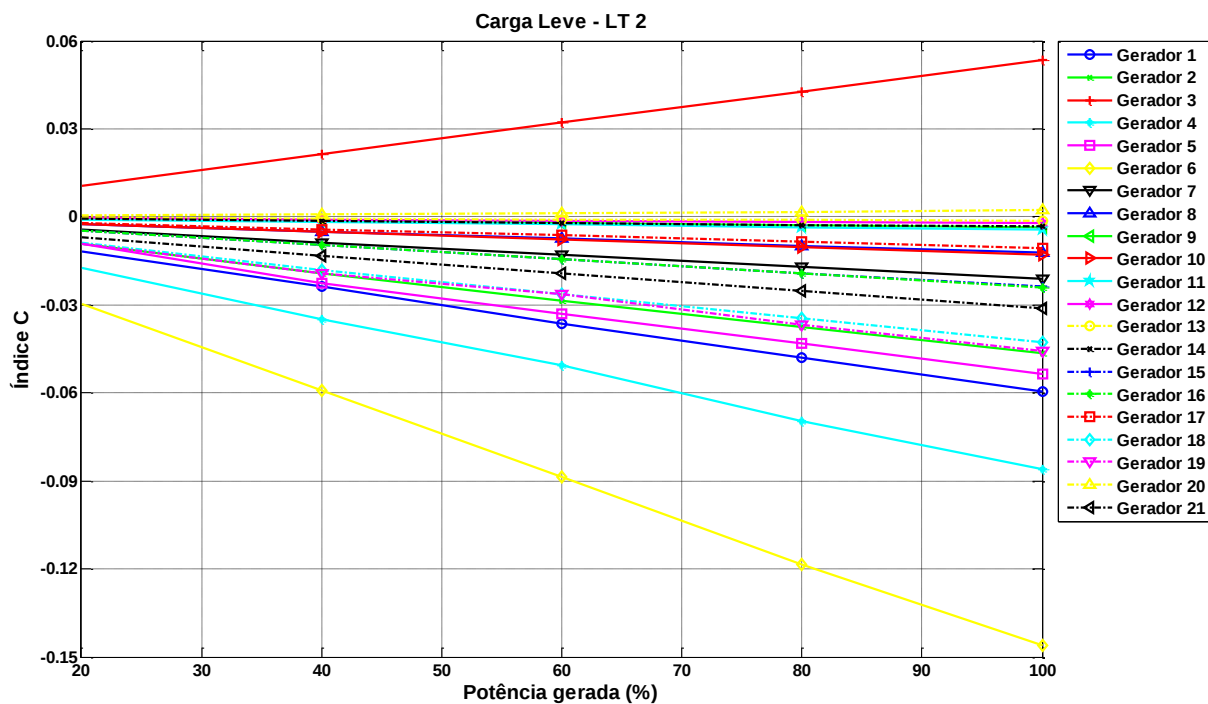


Figura 22: Método da Substituição - Índice C da LT2 para cada gerador, no patamar de carga leve.

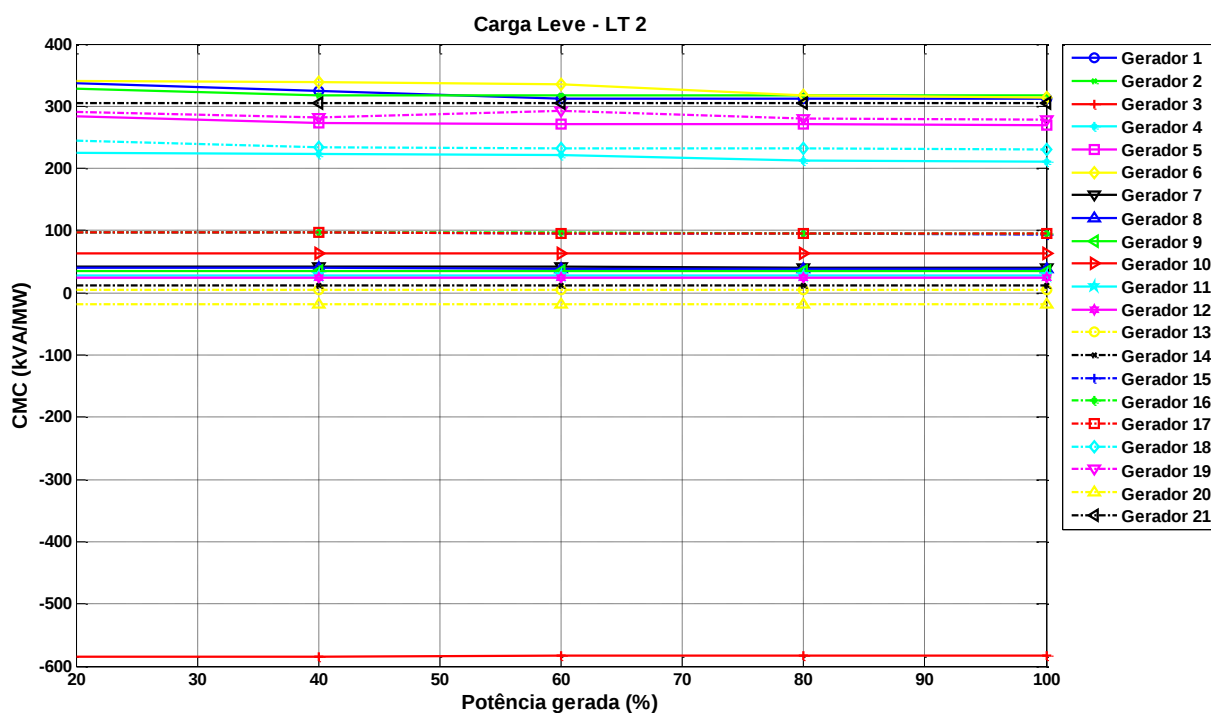


Figura 23: CMC da LT2 para cada gerador, no patamar de carga leve.

5.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE ESTE CAPÍTULO

Neste capítulo foram apresentados os resultados da aplicação das duas metodologias de alocação de perdas para a análise do impacto da geração distribuída no carregamento de duas linhas de

um sistema real de subtransmissão. A aplicação do Método da Substituição permitiu identificar as unidades geradoras que contribuem ou não para a elevação do carregamento destas linhas, bem como quantificar essa influência dos geradores em relação à sua não conexão com o sistema.

Os resultados da aplicação do método do CMC mostraram duas características muito importantes: o CMC de um gerador é quase que constante para qualquer ponto de operação e, embora a diferença seja pequena, o mesmo se altera para patamares de carga diferentes. Isto evidencia que a sensibilidade do gerador em alterar o carregamento das linhas de transmissão para uma variação marginal de injeção de potência ativa não depende do nível de geração, porém é diferente em cada nível de carregamento do sistema. Logo, esta metodologia mostra-se útil para a operação do sistema no controle de carregamento das linhas de transmissão, pois é possível, primeiramente, determinar os geradores que mais influenciam no carregamento da linha, e calcular a redução ou aumento da geração de cada unidade para elevar ou diminuir uma quantidade desejada do carregamento da linha. Ressalta-se que, para aplicação desta metodologia com a finalidade de controle de carregamento, é necessário utilizar os CMCs corretos em cada patamar de carga para que este cálculo seja mais preciso, isto é, não é aconselhável utilizar os mesmos CMCs em todos os patamares de carga, já que o coeficiente varia, embora muito pouco, com o carregamento do sistema.

Para validar esta constatação acerca do método do CMC, no ANEXO A são apresentados alguns exemplos da utilização desta metodologia para a redução do carregamento das duas linhas de transmissão (LT1 e LT2).

6 CONCLUSÃO

O crescimento de unidades de geração distribuída nos sistemas de distribuição de energia elétrica tem sido expressivo em praticamente todas as concessionárias distribuidoras de energia, seja no Brasil ou no mundo. Isto porque este tipo de investimento tem se tornado cada vez mais atrativo do ponto de vista econômico: são investimentos de rápido retorno financeiro em função do custo baixo de implantação da planta (em comparação às grandes centrais de geração); o elevado preço da energia elétrica no cenário brasileiro atual; o aproveitamento de fontes locais de energia que seriam desperdiçadas; a redução nos gastos com energia elétrica ou até lucro (quando na exportação de energia) para os cogeneradores. Por essa razão, faz-se necessário analisar o impacto que os mesmos provocam no sistema elétrico em que eles estão inseridos. Nesta temática, este trabalho propôs a utilização de duas metodologias de alocação de perdas (Método da Substituição e o Método do Coeficiente Marginal de Perdas) para analisar a influência da geração distribuída nas perdas elétricas totais e no carregamento de linhas, utilizando-se de um sistema real de distribuição de alta tensão (também denominado subtransmissão).

Nos resultados da aplicação dos dois métodos para a análise de perdas elétricas, verificou-se a possibilidade de avaliar e quantificar os impactos nas perdas das unidades geradoras do sistema, bem como a importância em se utilizar das duas metodologias para tal análise, visto que ambas fazem abordagens diferentes na alocação das perdas. No Método da Substituição, a alocação das perdas em um gerador baseia-se na comparação com a sua ausência, de forma que o índice K proposto indica a redução/elevação das perdas que o gerador está causando em comparação à situação em que ele não estivesse conectado ao sistema. No Método do Coeficiente Marginal de Perdas, o MLC, a alocação das perdas no gerador não é feita com referência na sua ausência, mas com relação a seu ponto de operação, ou seja, determina a sensibilidade do gerador em diminuir/aumentar as perdas em função de uma variação marginal da injeção de potência ativa para cada ponto de operação. Assim, utilizando-se o índice K é possível verificar se o gerador está aumentando ou diminuindo as perdas elétricas em comparação à sua ausência, e, a partir do coeficiente MLC, determinar em quais pontos de operação o gerador irá aumentar ou diminuir as perdas em comparação com estes respectivos pontos.

Da análise do impacto dos geradores nas perdas, as duas metodologias mostraram que para o sistema de subtransmissão em estudo, a maioria dos geradores contribui para a elevação das perdas nos três patamares de carga. Além disso, nas três condições de carregamento do sistema, os geradores que se apresentaram como favoráveis à redução das perdas pouco contribuíram, chegando a um máximo de 1% de redução aproximadamente. Destaca-se também que os resultados do método do MLC permitiram encontrar os pontos ótimos de operação dos geradores do ponto de vista da minimização das perdas totais.

A segunda proposta deste trabalho era estender a filosofia dos dois métodos de alocação de perdas, o Método da Substituição e Método do Coeficiente Marginal de Perdas, para analisar o impacto da geração distribuída no carregamento de duas linhas de transmissão do mesmo sistema de subtransmissão utilizado anteriormente. Para isso, a aplicação das duas metodologias deixou de focar nas perdas, substituindo-as pelo carregamento em MVA das linhas em estudos. Os dois métodos aplicados para avaliar o carregamento das linhas de transmissão mostraram a possibilidade de determinar e quantificar, de forma diferente, a contribuição de cada gerador na alteração do fluxo de potência das linhas em estudo. Da mesma maneira que na análise de perdas, o Método da Substituição permitiu verificar para cada unidade geradora se a mesma estava aumentando ou diminuindo o carregamento das linhas em comparação à sua respectiva ausência, além de definir quais as que mais alteravam o fluxo nas linhas, também em relação a sua desconexão do sistema. Na aplicação do método do CMC (Coeficiente Marginal de Carregamento), os resultados mostraram que a sensibilidade dos geradores distribuídos em alterar o carregamento das linhas de transmissão para uma variação marginal de potência ativa é praticamente constante em todos os pontos de operação, evidenciando que a capacidade dos geradores em alterar o fluxo de potência na linha não depende da injeção de potência. Esta característica é muito interessante do ponto de vista da operação do sistema, visto a possibilidade de ordenar os geradores de acordo com sua influência no carregamento da linha, além da capacidade de determinar a redução ou aumento da geração em cada unidade para se diminuir/elevar uma quantidade desejada do carregamento da linha.

A análise do carregamento das duas linhas, LT1 e LT2, do sistema real de subtransmissão por meio das duas metodologias evidenciou que praticamente todas as unidades de geração distribuída contribuíam para a elevação do carregamento, a menos do gerador 20 para a LT1 e dos geradores 3 e 20 para a LT2. Destes geradores favoráveis a redução do carregamento, mostrou-se que a localização deles que propiciavam tal característica em cada uma das linhas. Além disso, o resultado do CMC permitiu determinar a ordem dos geradores que mais alteravam o fluxo de potência nas linhas para uma mesma injeção de potência ativa, na qual se destacam, na ordem decrescente de influência na elevação do carregamento, para a LT1 os geradores 6, 2, 1, 21, 3, 19 e 5, e para a LT2 os geradores 6, 2, 1, 21, 19 e 5, enquanto que para a redução do carregamento ressalta-se o gerador 3 para a LT2. Deve-se salientar que estes geradores são mais impactantes no carregamento destas linhas em função da proximidade.

A aplicação das metodologias propostas para verificar os impactos de geradores distribuídos nas perdas e no carregamento das linhas demonstra que tais impactos dependem da posição dos geradores, do patamar de carga do sistema e pelo nível de geração das unidades geradoras. Além disso, mostrou-se a possibilidade de aplicação destes métodos para determinar e quantificar os impactos, sejam eles na elevação ou redução das perdas e do carregamento. Em especial à análise de carregamento, a adaptação da metodologia do Coeficiente Marginal de Perdas, em que resultou no Coeficiente Marginal de Carregamento (CMC), apresentou resultados muito úteis para a

concessionária no controle e na operação do sistema de distribuição com a presença de geração distribuída.

Nos planos de expansão do sistema elétrico brasileiro, está contida uma proposta da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) com dois empreendimentos para solucionar a questão da elevação das perdas e do carregamento das linhas de transmissão do sistema desta concessionária, provocada pela conexão das unidades de geração distribuída. O primeiro empreendimento é a conexão da fonte 1 (barra 190) com a rede básica de 345 kV através de um transformador defasador 345/138 kV, de forma que este transformador atue, no período de safra da cana-de-açúcar, com o fluxo de potência no sentido do 138 kV para o 345 kV, transferindo o excedente de geração presente no sistema da concessionária para a rede básica, e na entressafra, atue no sentido inverso, ou seja, controlando a importação do fluxo oriundo da rede básica de acordo com o despacho da usina hidrelétrica conectada à fonte 1. O segundo empreendimento proposto pela EPE é a construção de uma nova subestação de 500/138 kV próxima à região que concentra boa parte dos geradores distribuídos, na qual fará conexão com as barras 2306, 2266 e 4229. Essa subestação faria um papel semelhante ao primeiro empreendimento, pois auxiliaria, durante a safra, na exportação do excesso de potência ativa para a rede básica, aliviando assim o carregamento das linhas, e na entressafra contribuiria como uma fonte a mais para alimentar o sistema da concessionária e para controlar o nível de tensão da região.

Além destes planos de expansão do sistema elétrico brasileiro, há também nos planos de expansão da concessionária a construção de mais duas linhas entre as barras 2282 e 2264, resultando em um total de quatro circuitos entre essas barras, com o objetivo de aliviar o carregamento dos dois circuitos já existentes. Esse empreendimento irá solucionar o problema local do controle de carregamento que atualmente a concessionária possui. Ressalta-se que esta obra já se encontra em andamento.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa N° 67, de 8 de junho de 2004: Estabelece critérios para a composição da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, e dá outras providências. Brasília, 2004.

AKILIMALI, J. S. C. *Current Decomposition-Based Loss Partitioning and Loss Allocation in Distribution Systems*. Doctoral Thesis (Dottorato di Ricerca in Ingegneria Elettrica), Politecnico di Torino, Torino, Italy, May 2008.

AYRES, H. M. *Desenvolvimento de Metodologias de Análise de Geradores Distribuídos em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2010.

CARPANETO, E.; CHICCO, G.; AKILIMALI, J. S. Branch Current Decomposition Method for Loss Allocation in Radial Distribution Systems with Distributed Generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 21, n. 3, p. 1170-1179, August 2006.

CARPANETO, E.; CHICCO, G.; AKILIMALI, J. S. Characterization of the loss allocation techniques for radial systems with distributed generation. *Electric Power Systems Research*, v. 78, p. 1396-1406, 2008.

CEPEL, Eletrobrás. Programa ANAREDE – Análise de Redes Elétricas. Disponível em <<http://www.anarede.cepel.br/cprog.html>>. Acesso em: 19 de outubro de 2014.

CONEJO, A. J. et al. Transmission Loss Allocation: A Comparison of Different Practical Algorithms. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 3, p. 571-576, August 2002.

COSTA, P. M.; MATOS, M. A. Loss Allocation in Distribution Networks with Embedded Generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 1, 384-389, February 2004.

DEPARTMENT OF ENERGY (U.S.A.). The Potential Benefits of Distributed Generation and Rate-Related Issues That May Impede Their Expansion: A Study of Pursuant to Section 1817 of the Energy Policy Act 2005. February 2007.

EL-KHATTAM, W.; SALAMA, M. M. A. Distributed generation technologies, definitions and benefits. *Electric Power Systems Research*, v. 71, p. 119-128, 2004.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Estudos Para Licitação da Expansão da Transmissão. Disponível em: <www.epe.gov.br>. Acesso em: 19 de outubro de 2014.

GUEDES, L. M.; SANTOS, E. C.; OLIVEIRA, M. A. G. Alocação de Geração Distribuída em Redes de Distribuição Radiais Considerando Análise de Curva de Carga. In: *Décimo Tercer Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ – XIII ERIAC*, Puerto Iguazú, 2009, 8 p.

JENKINS, N. et al. *Embedded Generation*. IET Power and Energy Series, 31. Herts: The Institution of Engineering and Technology, 2008, 292 p.

MENEZES, T. V. *Um Método Incremental para Alocação das Perdas de Transmissão Baseado no Fluxo de Carga CA*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2005.

MONTICELLI, A. J. *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. São Paulo: E. Blucher, 1983.

MUTALE, J. et al. Allocation of losses in distribution systems with embedded generation. *IEE Proc-Gmer. Trunsm. Distrib.*, v. 147, n. 1, p. 7-14, January 2000.

OLIVEIRA, B. V.; UTURBEY, W. Incentivos para a Conexão de Geradores Distribuídos em Redes de Média e Baixa Tensão. In: *The 8th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission – CLAGTEE 2009*, Ubatuba, 2009, 9 p.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. Institucional: O ONS. Disponível em <http://www.ons.org.br/institucional/o_que_e_o_ons.aspx>. Acesso em: 19 de outubro de 2014.

PADILHA, L. N. *Análise Comparativa de Estratégias para Regulação de Tensão em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica na Presença de Geradores Distribuídos*. Dissertação (Mestrado em Ciências), Escola de Engenharia de São Carlos – Universidade de São Paulo, São Carlos, 2010.

PEPERMANS, G. et al. Distributed generation: definition, benefits and issues. *Energy Policy*, v. 33, p. 787-798, 2005.

PIZZALI, L. F. O. *Desempenho de Redes de Distribuição com Geradores Distribuídos*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” – campus de Ilha Solteira, Ilha Solteira, 2006.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Casa Civil. Decreto no. 5.163 de 30 de Julho de 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/D5163compilado.htm. Acesso em 18 de novembro de 2014.

SALMAN, S. K. The Impact of Embedded Generation on Voltage Regulation and Losses of Distribution Networks. In: *IEEE Colloquium on the Impact of Embedded Generation on Distribution Networks*, London, 1996. 5 p.

SANTOS, E. C. dos. *Utilização dos Coeficientes de Sensibilidade das Perdas (ITL) na Determinação das Melhores Barras para a Localização de uma Unidade de Geração Distribuída em Sistemas de Distribuição Radiais*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade de Brasília, Brasília, outubro de 2009.

ANEXO A

Validação do Método do CMC para Análise de Carregamento de Linhas

VALIDAÇÃO DO MÉTODO DO CMC

Este anexo tem o objetivo de apresentar alguns resultados da utilização do Método do Coeficiente Marginal de Carregamento (CMC), proposto a partir de uma adaptação do Método do Coeficiente Marginal de Perdas (MLC), para o controle do carregamento das linhas LT1 e LT2, de forma a validar a contribuição deste trabalho. Para isso, determinaram-se alguns exemplos de necessidade de redução do carregamento destas linhas, e escolheram-se alguns dos geradores do sistema para executar esta redução.

Nestes exemplos, utilizaram-se os geradores 4, 10 e 19 em função da diferença na magnitude de seus CMCs e pela facilidade de determinar, pelos gráficos, o valor aproximado de cada um. Como o CMC é praticamente constante, conforme mostra os gráficos das Figuras 13, 15, 17, 19, 21 e 23, utilizaram-se, para este exemplo, os CMCs aproximados de cada gerador para cada patamar de carga conforme a Tabela 2.

As Tabelas de 3 a 14 apresentam, para cada linha de transmissão, cinco possíveis reduções desejadas no carregamento destas linhas via os geradores 4, 10, 19 e o conjunto de geradores (4-10-19)¹, em cada patamar de carga. O objetivo destas tabelas é mostrar que a diferença entre redução desejada no carregamento das linhas e a redução efetiva do carregamento após a diminuição do nível de geração utilizando o método do CMC é relativamente pequena, não chegando a ser superior ou inferior a 5%. Assim, esta ferramenta se mostra bastante eficaz para este tipo de aplicação, mesmo considerando o valor do CMC aproximado.

Tabela 2: CMCs de cada gerador utilizado no exemplo.

	CMC (kVA/MW)					
	LT1			LT2		
	G4	G10	G19	G4	G10	G19
Carga Pesada	200	60	260	225	70	300
Carga Média	200	60	260	225	70	300
Carga Leve	190	55	250	220	60	280

¹ No conjunto de geradores 4-10-19 considerou-se que cada gerador iria contribuir com uma parcela da redução da geração. Assim, neste exemplo atribuiu-se uma parcela de 45, 15 e 40% para os geradores 4, 10 e 19, respectivamente.

Tabela 3: Exemplos de redução do carregamento da LT1 e da LT2, em carga pesada, via gerador 4.

Gerador 4 - carga pesada								
	Redução desejada do carregamento (MVA)	Redução calculada da geração (MW)	Nível de geração antes da redução (MW)	Carregamento da linha antes da redução (MVA)	Nível de geração após a redução (MW)	Carregamento da linha após a redução (MVA)	Redução do carregamento da linha (MVA)	Erro relativo à redução desejada (%)
LT1	1,0	5,000	59	99,38	54,000	98,378	1,001	0,10
	1,5	7,500	59	99,38	51,500	97,888	1,492	0,53
	2,0	10,00	59	99,38	49,000	97,378	2,002	0,10
	5,0	25,00	59	99,38	34,000	94,393	4,987	0,26
	8,0	40,00	59	99,38	19,000	91,334	8,046	0,58
LT2	1,0	4,444	59	91,90	54,556	90,870	1,030	3,00
	1,5	6,667	59	91,90	52,333	90,359	1,541	2,73
	2,0	8,889	59	91,90	50,111	89,858	2,042	2,10
	5,0	22,22	59	91,90	36,778	86,751	5,149	2,98
	8,0	35,56	59	91,90	23,444	83,697	8,203	2,54

Tabela 4: Exemplos de redução do carregamento da LT1 e da LT2, em carga pesada, via gerador 10.

Gerador 10 - carga pesada								
	Redução desejada do carregamento (MVA)	Redução calculada da geração (MW)	Nível de geração antes da redução (MW)	Carregamento da linha antes da redução (MVA)	Nível de geração após a redução (MW)	Carregamento da linha após a redução (MVA)	Redução do carregamento da linha (MVA)	Erro relativo à redução desejada (%)
LT1	0,3	5,000	33	99,38	28,000	99,086	0,294	2,00
	0,6	10,00	33	99,38	23,000	98,791	0,589	1,83
	1,2	20,00	33	99,38	13,000	98,164	1,216	1,33
	1,5	25,00	33	99,38	8,0000	97,870	1,510	0,67
	1,8	30,00	33	99,38	3,0000	97,556	1,824	1,33
LT2	0,3	4,286	33	91,90	28,714	91,604	0,296	1,33
	0,6	8,571	33	91,90	24,429	91,307	0,593	1,17
	1,2	17,14	33	91,90	15,857	90,712	1,188	1,00
	1,5	21,43	33	91,90	11,571	90,415	1,485	1,00
	1,8	25,71	33	91,90	7,2860	90,118	1,782	1,00

Tabela 5: Exemplos de redução do carregamento da LT1 e da LT2, em carga pesada, via gerador 19.

Gerador 19 - carga pesada								
	Redução desejada do carregamento (MVA)	Redução calculada da geração (MW)	Nível de geração antes da redução (MW)	Carregamento da linha antes da redução (MVA)	Nível de geração após a redução (MW)	Carregamento da linha após a redução (MVA)	Redução do carregamento da linha (MVA)	Erro relativo à redução desejada (%)
LT1	1,0	3,846	25	99,38	21,154	98,361	1,019	1,90
	1,5	5,769	25	99,38	19,231	97,913	1,467	2,20
	2,0	7,692	25	99,38	17,308	97,403	1,977	1,15
	3,0	11,538	25	99,38	13,462	96,402	2,978	0,73
	5,0	19,231	25	99,38	5,769	94,331	5,049	0,98
LT2	1,0	3,333	25	91,90	21,667	90,898	1,002	0,20
	1,5	5,000	25	91,90	20,000	90,397	1,503	0,20
	2,0	6,667	25	91,90	18,333	89,877	2,023	1,15
	3,0	10,000	25	91,90	15,000	88,874	3,026	0,87
	5,0	16,667	25	91,90	8,333	86,823	5,077	1,54

Tabela 6: Exemplos de redução do carregamento da LT1 e da LT2, em carga pesada, via o conjunto de geradores 4, 10 e 19.

Gerador 4, 10 e 19 - carga pesada														
	Redução desejada do carregamento (MVA)	Redução calculada da geração (MW)			Nível de geração antes da redução (MW)			Carregamento da linha antes da redução (MVA)	Nível de geração após a redução (MW)			Carregamento da linha após a redução (MVA)	Redução do carregamento da linha (MVA)	Erro relativo à redução desejada (%)
		G4 (45%)	G10 (15%)	G19 (40%)	G4	G10	G19		G4	G10	G19			
LT1	1	2,250	2,500	1,538	59	33	25	99,38	56,750	30,500	23,462	98,361	1,019	1,90
	2	4,500	5,000	3,077	59	33	25	99,38	54,500	28,000	21,923	97,403	1,977	1,15
	5	11,25	12,50	7,692	59	33	25	99,38	47,750	20,500	17,308	94,399	4,981	0,38
	10	22,50	25,00	15,39	59	33	25	99,38	36,500	8,000	9,610	89,337	10,043	0,43
	12	27,00	30,00	18,46	59	33	25	99,38	32,000	3,000	6,540	87,396	11,984	0,13
LT2	1	2,000	2,143	1,333	59	33	25	91,90	57,000	30,857	23,667	90,898	1,002	0,20
	2	4,000	4,286	2,667	59	33	25	91,90	55,000	28,714	22,333	89,867	2,033	1,65
	5	10,00	10,71	6,667	59	33	25	91,90	49,000	22,290	18,333	86,833	5,067	1,34
	10	20,00	21,43	13,33	59	33	25	91,90	39,000	11,570	11,670	81,713	10,187	1,87
	12	24,00	25,71	16,00	59	33	25	91,90	35,000	7,290	9,000	79,585	12,315	2,63

Tabela 7: Exemplos de redução do carregamento da LT1 e da LT2, em carga média, via gerador 4.

Gerador 4 - carga média								
	Redução desejada do carregamento (MVA)	Redução calculada da geração (MW)	Nível de geração antes da redução (MW)	Carregamento da linha antes da redução (MVA)	Nível de geração após a redução (MW)	Carregamento da linha após a redução (MVA)	Redução do carregamento da linha (MVA)	Erro relativo à redução desejada (%)
LT1	1,0	5,000	59	121,6	54,000	120,590	1,010	1,00
	1,5	7,500	59	121,6	51,500	120,095	1,505	0,33
	2,0	10,00	59	121,6	49,000	119,586	2,014	0,70
	5,0	25,00	59	121,6	34,000	116,659	4,941	1,18
	8,0	40,00	59	121,6	19,000	113,632	7,968	0,40
LT2	1,0	4,444	59	116,3	54,556	115,308	0,992	0,80
	1,5	6,667	59	116,3	52,333	114,817	1,483	1,13
	2,0	8,889	59	116,3	50,111	114,324	1,976	1,20
	5,0	22,22	59	116,3	36,778	111,330	4,970	0,60
	8,0	35,56	59	116,3	23,444	108,360	7,940	0,75

Tabela 8: Exemplos de redução do carregamento da LT1 e da LT2, em carga média, via gerador 10.

Gerador 10 - carga média								
	Redução desejada do carregamento (MVA)	Redução calculada da geração (MW)	Nível de geração antes da redução (MW)	Carregamento da linha antes da redução (MVA)	Nível de geração após a redução (MW)	Carregamento da linha após a redução (MVA)	Redução do carregamento da linha (MVA)	Erro relativo à redução desejada (%)
LT1	0,3	5,000	33	121,6	28,000	121,297	0,303	1,00
	0,6	10,00	33	121,6	23,000	121,000	0,595	0,83
	1,2	20,00	33	121,6	13,000	120,392	1,208	0,67
	1,5	25,00	33	121,6	8,000	120,081	1,519	1,27
	1,8	30,00	33	121,6	3,000	119,819	1,781	1,06
LT2	0,3	4,286	33	116,3	28,714	116,004	0,296	1,33
	0,6	8,571	33	116,3	24,429	115,704	0,596	0,67
	1,2	17,14	33	116,3	15,860	115,108	1,192	0,67
	1,5	21,43	33	116,3	11,570	114,814	1,486	0,93
	1,8	25,71	33	116,3	7,290	114,520	1,780	1,11

Tabela 9: Exemplos de redução do carregamento da LT1 e da LT2, em carga média, via gerador 19.

Gerador 19 - carga média								
	Redução desejada do carregamento (MVA)	Redução calculada da geração (MW)	Nível de geração antes da redução (MW)	Carregamento da linha antes da redução (MVA)	Nível de geração após a redução (MW)	Carregamento da linha após a redução (MVA)	Redução do carregamento da linha (MVA)	Erro relativo à redução desejada (%)
LT1	1,0	3,846	25	121,6	21,154	120,590	1,010	1,00
	1,5	5,769	25	121,6	19,231	120,081	1,519	1,27
	2,0	7,692	25	121,6	17,308	119,586	2,014	0,70
	3,0	11,54	25	121,6	13,460	118,568	3,032	1,07
	5,0	19,23	25	121,6	5,770	116,617	4,983	0,34
LT2	1,0	3,333	25	116,3	21,667	115,310	0,990	1,00
	1,5	5,000	25	116,3	20,000	114,810	1,490	0,67
	2,0	6,667	25	116,3	18,333	114,312	1,988	0,60
	3,0	10,00	25	116,3	15,000	113,340	2,960	1,33
	5,0	16,67	25	116,3	8,330	111,347	4,953	0,94

Tabela 10: Exemplos de redução do carregamento da LT1 e da LT2, em carga pesada, via o conjunto de geradores 4, 10 e 19.

Gerador 4, 10 e 19 - carga média														
	Redução desejada do carregamento (MVA)	Redução calculada da geração (MW)			Nível de geração antes da redução (MW)			Carregamento da linha antes da redução (MVA)	Nível de geração após a redução (MW)			Carregamento da linha após a redução (MVA)	Redução do carregamento da linha (MVA)	Erro relativo à redução desejada (%)
		G4 (45%)	G10 (15%)	G19 (40%)	G4	G10	G19		G4	G10	G19			
LT1	1	2,250	2,500	1,538	59	33	25	121,6	56,750	30,500	23,462	120,590	1,010	1,00
	2	4,500	5,000	3,077	59	33	25	121,6	54,500	28,000	21,923	119,635	1,965	1,75
	5	11,25	12,50	7,692	59	33	25	121,6	47,750	20,500	17,308	116,631	4,969	0,62
	10	22,50	25,00	15,39	59	33	25	121,6	36,500	8,000	9,610	111,631	9,969	0,31
	12	27,00	30,00	18,46	59	33	25	121,6	32,000	3,000	6,540	109,609	11,991	0,08
LT2	1	2,000	2,143	1,333	59	33	25	116,3	57,000	30,857	23,667	115,309	0,991	0,90
	2	4,000	4,286	2,667	59	33	25	116,3	55,000	28,714	22,333	114,312	1,988	0,60
	5	10,00	10,71	6,667	59	33	25	116,3	49,000	22,290	18,333	111,410	4,890	2,20
	10	20,00	21,43	13,33	59	33	25	116,3	39,000	11,570	11,670	106,383	9,917	0,83
	12	24,00	25,71	16,00	59	33	25	116,3	35,000	7,290	9,000	104,430	11,870	1,08

Tabela 11: Exemplos de redução do carregamento da LT1 e da LT2, em carga leve, via gerador 4.

Gerador 4 - carga leve								
	Redução desejada do carregamento (MVA)	Redução calculada da geração (MW)	Nível de geração antes da redução (MW)	Carregamento da linha antes da redução (MVA)	Nível de geração após a redução (MW)	Carregamento da linha após a redução (MVA)	Redução do carregamento da linha (MVA)	Erro relativo à redução desejada (%)
LT1	1,0	5,263	59	155,68	53,737	154,683	0,997	0,30
	1,5	7,895	59	155,68	51,105	154,195	1,485	1,00
	2,0	10,526	59	155,68	48,474	153,659	2,021	1,05
	5,0	26,316	59	155,68	32,684	150,663	5,017	0,34
	8,0	42,105	59	155,68	16,895	147,547	8,133	1,66
LT2	1,0	5,263	59	165,57	53,737	164,582	0,988	1,20
	1,5	6,818	59	165,57	52,182	164,041	1,529	1,93
	2,0	9,091	59	165,57	49,909	163,596	1,974	1,30
	5,0	22,727	59	165,57	36,273	160,669	4,901	1,98
	8,0	36,364	59	165,57	22,636	157,636	7,934	0,83

Tabela 12: Exemplos de redução do carregamento da LT1 e da LT2, em carga leve, via gerador 10.

Gerador 10 - carga leve								
	Redução desejada do carregamento (MVA)	Redução calculada da geração (MW)	Nível de geração antes da redução (MW)	Carregamento da linha antes da redução (MVA)	Nível de geração após a redução (MW)	Carregamento da linha após a redução (MVA)	Redução do carregamento da linha (MVA)	Erro relativo à redução desejada (%)
LT1	0,3	5,455	33	155,68	27,545	155,388	0,292	2,67
	0,6	10,91	33	155,68	22,090	155,073	0,607	1,17
	1,2	21,82	33	155,68	11,180	154,428	1,252	4,33
	1,5	27,27	33	155,68	5,730	154,124	1,556	3,73
	1,8	32,73	33	155,68	0,270	153,832	1,848	2,67
LT2	0,3	5,000	33	165,57	28,000	165,278	0,292	2,67
	0,6	10,00	33	165,57	23,000	164,983	0,587	2,17
	1,2	20,00	33	165,57	13,000	164,346	1,224	2,00
	1,5	25,00	33	165,57	8,000	164,026	1,544	2,93
	1,8	30,00	33	165,57	3,000	163,725	1,845	2,50

Tabela 13: Exemplos de redução do carregamento da LT1 e da LT2, em carga leve, via gerador 19.

Gerador 19 - carga leve								
	Redução desejada do carregamento (MVA)	Redução calculada da geração (MW)	Nível de geração antes da redução (MW)	Carregamento da linha antes da redução (MVA)	Nível de geração após a redução (MW)	Carregamento da linha após a redução (MVA)	Redução do carregamento da linha (MVA)	Erro relativo à redução desejada (%)
LT1	1,0	4,000	25	155,68	21,000	154,683	0,997	0,30
	1,5	6,000	25	155,68	19,000	154,195	1,485	1,00
	2,0	8,000	25	155,68	17,000	153,685	1,995	0,25
	3,0	12,00	25	155,68	13,000	152,639	3,041	1,37
	5,0	20,00	25	155,68	5,000	150,611	5,069	1,38
LT2	1,0	3,571	25	165,57	21,429	164,552	1,018	1,80
	1,5	5,357	25	165,57	19,643	164,060	1,510	0,67
	2,0	7,14	25	165,57	17,860	163,582	1,988	0,60
	3,0	10,71	25	165,57	14,290	162,549	3,021	0,70
	5,0	17,86	25	165,57	7,140	160,475	5,095	1,90

Tabela 14: Exemplos de redução do carregamento da LT1 e da LT2, em carga leve, via o conjunto de geradores 4, 10 e 19.

Gerador 4, 10 e 19 - carga leve														
	Redução desejada do carregamento (MVA)	Redução calculada da geração (MW)			Nível de geração antes da redução (MW)			Carregamento da linha antes da redução (MVA)	Nível de geração após a redução (MW)			Carregamento da linha após a redução (MVA)	Redução do carregamento da linha (MVA)	Erro relativo à redução desejada (%)
		G4 (45%)	G10 (15%)	G19 (40%)	G4	G10	G19		G4	G10	G19			
LT1	1	2,368	2,727	1,60	59	33	25	155,68	56,632	30,273	23,400	154,683	0,997	0,30
	2	4,737	5,455	3,20	59	33	25	155,68	54,263	27,545	21,800	153,659	2,021	1,05
	5	11,84	13,64	8,00	59	33	25	155,68	47,160	19,360	17,000	150,641	5,039	0,78
	10	23,68	27,27	16,00	59	33	25	155,68	35,320	5,730	9,000	145,583	10,097	0,97
	12	28,42	32,73	19,20	59	33	25	155,68	30,580	0,270	5,800	143,517	12,163	1,36
LT2	1	2,045	2,500	1,429	59	33	25	165,57	56,955	30,500	23,571	164,552	1,018	1,80
	2	4,091	5,000	2,857	59	33	25	165,57	54,909	28,000	22,143	163,534	2,036	1,80
	5	10,23	12,50	7,143	59	33	25	165,57	48,770	20,500	17,857	160,514	5,056	1,12
	10	20,46	25,00	14,29	59	33	25	165,57	38,540	8,000	10,710	155,308	10,262	2,62
	12	24,55	30,00	17,14	59	33	25	165,57	34,450	3,000	7,860	153,248	12,322	2,68