

Alexandre Bittencourt De Marco

**Gerenciamento de Carga via Fluxo de Potência
Ótimo para Concessionárias de Distribuição de
Energia Elétrica**

**Florianópolis
2004**

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
ELÉTRICA

Gerenciamento de Carga via Fluxo de Potência
Ótimo para Concessionárias de Distribuição de
Energia Elétrica

Dissertação submetida à
Universidade Federal de Santa Catarina
como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica

Alexandre Bittencourt De Marco

Florianópolis, Fevereiro de 2004.

AGRADECIMENTOS

Agradeço principalmente ao apoio dos meus pais João e Marilda e irmãos, Alaôr e Gabriela, em que sem eles não haveria o suporte necessário para a elaboração desta dissertação. Pois em muitas vezes foram amigos e confidentes nas horas de alegria e de dificuldades.

Ao professor Antonio José Alves Simões Costa, orientador deste trabalho, pela paciência e atenção aplicados no desenvolvimento desta dissertação. Em que além da sua importância na minha formação, pode através das nossas conversas ensinar-me muito sobre profissionalismo e ética.

Ao auxílio da doutora Wadaed Uturbey Costa, que no início do desenvolvimento do trabalho despendeu horas da sua atenção no intuito de auxiliar nas minhas dúvidas. Em que além desta imprescindível ajuda, ofereceu-me sua amizade e conhecimento, em que fico muito grato.

Aos meus amigos pessoais, Charles, Leandro, Daniel, Saiman e Joelber que foram responsáveis pelas horas de lazer, muito importantes para conseguir seguir em diante frente as adversidades.

A minha namorada Bianca pelo carinho e compreensão, que mesmo enfrentando a distância, mostrou-se além de tudo uma grande companheira.

Aos meus colegas de laboratório em especial ao Diego e o Marco, pelas muitas horas de estudo em grupo e esforço durante as disciplinas.

A Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – CAPES pelo suporte financeiro.

Gerenciamento de Carga via Fluxo de Potência Ótimo para Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica

Alexandre Bittencourt De Marco

Fevereiro/2004

Orientador: Antônio J. A. Simões Costa, Ph.D.

Área de Concentração: Sistemas de Energia.

Palavra-chave: Gerenciamento de Carga (GC), Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD), Fluxo de Potência Ótimo (FPO), Método Primal-Dual dos Pontos Interiores.

Número de Páginas: 140

O objeto de estudo desta dissertação corresponde à aplicação de programas de gerenciamento pelo lado da demanda, e mais especificamente da modalidade conhecida como gerenciamento de carga indireto, ao contexto de operação das concessionárias de distribuição brasileiras. Propõe-se um programa de reduções incentivadas de demanda de consumidores industriais, a ser acionada pela concessionária na ocorrência de situações críticas de operação. Para tanto, desenvolvem-se no decorrer deste trabalho três versões distintas de aplicativos baseados em fluxo de potência ótimo dinâmico (FPOD), modificadas para permitir a representação dos consumidores participantes do programa de gerenciamento de carga. Os consumidores são representados em três categorias, de acordo com a elasticidade de seus processos industriais. Os aplicativos de FPO modificados constituem em importantes ferramentas de apoio à implementação de programas deste tipo fornecendo, entre outras informações, a localização dos consumidores a serem acionados bem como a demanda a ser reduzida por estes. A função-objetivo a ser minimizada corresponde aos custos incidentes sobre a concessionária, incluindo aqueles devidos à implementação do programa de gerenciamento de carga. O método primal-dual dos pontos interiores é empregado na solução dos problemas de otimização. São apresentados resultados numéricos obtidos através de simulações com um sistema real de uma concessionária de distribuição para vários cenários que reproduzem condições severas de operação. A partir de análise dos resultados obtidos, pode-se constatar as vantagens operacionais e econômicas da aplicação das técnicas de gerenciamento de carga por parte da concessionária de distribuição de energia elétrica

Abstract of Dissertation presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering.

Load Management based on Optimal Power Flow developed to Electric Energy Distribution Utilities

Alexandre Bittencourt De Marco

February/2004

Advisor: Antônio J. A. Simões Costa, Ph.D.

Area of Concentration: Electric Energy Systems.

Keywords: Load Management (LM), Demand Side Management (DSM), Optimal Power Flow (OPF), Primal-Dual Interior Point Method.

The objective of this dissertation is the application of demand side management (DSM) programs, more specifically the DSM tool known as indirect load management, to the context of operation of Brazilian distribution utilities. An incentivated reduction program intended to be applied to large industrial consumers is proposed. Such a program is to be activated by the utility under critical operating conditions. For that purpose, three different methods based on Dynamic Optimal Power Flow (DOPF) adapted to allow the representation of distinct consumer behaviors are presented. Consumers are classified into three categories, in agreement with the elasticity of their industrial processes. The application of the proposed DOPFs constitutes a valuable support tool to the implementation of load management programs. Among other information, the application indicates the location of participants consumers and the amount of demand to be reduced by them. The objective-function to be minimized comprises the incident costs to the utility, including those due to the implementation of the load management program. The primal-dual interior point method is used to provide the solution of the resulting optimization problems. Numeric results obtained through simulations with a real system of a distribution utility are presented for several case studies that reproduce severe operating conditions. The analysis of those results point out the operational and economic advantages that can be obtained from load management programs implemented by electric power distribution utilities.

SUMÁRIO

1. Introdução	1
1.1 Estrutura do capítulo	1
1.2 Caracterização do problema	1
1.3 Revisão bibliográfica	2
1.3.1 Publicações acadêmicas	3
1.3.2 Aplicações de GLD	4
1.4 Contribuições da dissertação	6
1.5 Organização do documento	7
2. Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD)	8
2.1 Introdução	8
2.2 Vantagens da aplicação das técnicas de GLD	8
2.3 Objetivos do GLD	9
2.4 Modalidades do GLD	10
2.5 Gerenciamento de carga direto e indireto	11
2.6 Conclusões	14
3. Gerenciamento de Carga para Concessionárias de Distribuição	15
3.1 Introdução	15
3.2 Contexto atual de operação das concessionárias de distribuição	15
3.2.1 Contratos aplicados a uma concessionária de distribuição	17
3.3 O gerenciamento de carga como ferramenta de apoio na operação de sistemas de distribuição	19
3.4 Representação da rede das concessionárias	21
3.4.1 Delimitação da área de atuação das concessionárias	23
3.5 Representação dos consumidores	25
3.6 Fluxograma de programa de GC	27
3.7 conclusões	28
4. Fluxo de Potência Ótimo aplicado ao programa de GC	29
4.1 Introdução	29
4.2 Formulação do FPO correspondente a versão Base	29

4.2.1 Função-objetivo	30
4.2.2 Equação do Balanço da Potência Ativa e Restrições Operacionais	31
4.3 Formulação do FPO correspondente a versão FOPE	33
4.3.1 Função-objetivo	33
4.3.2 Equação do Balanço da Potência Ativa e Restrições Operacionais	36
4.3.3 Restrições dos Consumidores	39
4.4 Formulação do FPO correspondente a versão FOCo	42
4.4.1 Função-objetivo	42
4.4.2 Equação do Balanço da Potência Ativa e Restrições Operacionais	42
4.4.3 Restrições dos Consumidores	44
4.5 Comparação qualitativa	45
4.5.1 FPO Base	45
4.5.2 FPO versão FOPE	45
4.5.3 FPO versão FOCo	46
4.6 Conclusões	47
5. Resultados Numéricos	49
5.1 Introdução	49
5.2 Caracterização do sistema teste utilizado	49
5.3 Caso 1: Perda da Linha de Transmissão	54
5.3.1 Caso Base	54
5.3.2 Caso Modificado:	58
5.4 Caso 2: Crescimento súbito de carga	65
5.4.1 Caso Base	65
5.4.2 Caso Modificado	69
5.5 Caso 3: Participação das três categorias de consumidores	78
5.5.1 Caso Base	78
5.5.2 Caso Modificado:	82
5.6 Conclusões	92

6. Conclusões e sugestões para trabalhos futuros	93
6.1 Conclusões	93
6.2 Sugestões para trabalhos futuros	95
Referências Bibliográficas	96
Apêndice A: Resolução pelo Método Primal Dual dos Pontos Interiores	100
Apêndice B: Listagem dos Dados do Sistema-Teste	128
Apêndice C: Diagramas Unifilares do Sistema-Teste	137

Lista de Figuras

<i>Figura 2.1 Objetivos dos Programas de GLD</i>	<i>pág 09</i>
<i>Figura 3.1 Diferenciação entre Pontos de Medição e Pontos de Entrada</i>	<i>pág 24</i>
<i>Figura 4.1 Função Linear associada aos Pontos de Entrada (FPO-Base)</i>	<i>pág 30</i>
<i>Figura 4.2 Função Linear associada aos Pontos de Entrada (FPO-FOPe)</i>	<i>pág 34</i>
<i>Figura 4.3 Exemplo ilustrativo para o FPO-FOCo</i>	<i>pág 44</i>
<i>Figura 5.1 Contribuição dos pontos de Entrada</i>	<i>pág 56</i>
<i>Figura 5.2 Custos marginais de barras para o caso base</i>	<i>pág 56</i>
<i>Figura 5.3 Injeções de potência nos pontos de Medição</i>	<i>pág 57</i>
<i>Figura 5.4 Contribuição dos pontos de entrada</i>	<i>pág 61</i>
<i>Figura 5.5 Custo marginal nas barras para o caso modificado</i>	<i>pág 61</i>
<i>Figura 5.6 Potência injetada nos pontos de medição</i>	<i>pág 62</i>
<i>Figura 5.7 Gráfico das reduções de carga dos consumidores</i>	<i>pág 63</i>
<i>Figura 5.8 Contribuição dos pontos de entrada</i>	<i>pág 66</i>
<i>Figura 5.9 Custos marginais nas barras para o caso base</i>	<i>pág 67</i>
<i>Figura 5.10 Injeções de potência nos pontos de medição</i>	<i>pág 68</i>
<i>Figura 5.11 Contribuição dos Pontos de Entrada</i>	<i>pág 72</i>
<i>Figura 5.12 Custos marginais nas barras para o caso modificado</i>	<i>pág 72</i>
<i>Figura 5.13 Potência injetada nos pontos de medição</i>	<i>pág 73</i>
<i>Figura 5.14 Gráficos das curvas de carga</i>	<i>pág 74</i>
<i>Figura 5.15 Reduções dos consumidores para o primeiro intervalo</i>	<i>pág 75</i>
<i>Figura 5.16 Reduções dos consumidores para o segundo intervalo</i>	<i>pág 75</i>
<i>Figura 5.17 Reduções dos consumidores para o terceiro intervalo</i>	<i>pág 75</i>
<i>Figura 5.18 Contribuição dos pontos de entrada</i>	<i>pág 79</i>
<i>Figura 5.19 Custos marginais nas barras para o caso base</i>	<i>pág 80</i>
<i>Figura 5.20 Potência injetada nos pontos de medição</i>	<i>pág 81</i>
<i>Figura 5.21 Contribuição dos pontos de entrada</i>	<i>pág 85</i>
<i>Figura 5.22 Custo marginal nas barras para o caso modificado</i>	<i>pág 86</i>
<i>Figura 5.23 Injeções de potência nos pontos de medição</i>	<i>pág 87</i>
<i>Figura 5.24 Gráficos das curvas de carga</i>	<i>pág 88</i>
<i>Figura 5.25 Reduções de carga dos consumidores para o primeiro intervalo</i>	<i>pág 88</i>
<i>Figura 5.26 Reduções de carga dos consumidores para o segundo intervalo</i>	<i>pág 88</i>

<i>Figura 5.27 Reduções de carga dos consumidores para o terceiro intervalo</i>	<i>pág 089</i>
<i>Figura 5.28 Reduções de carga dos consumidores para o quarto intervalo</i>	<i>pág 089</i>
<i>Figura C-1 Diagrama dos Pontos de Medição</i>	<i>pág 138</i>
<i>Figura C-2: Diagrama de Impedâncias dos Sistemas Celesc/Eletrosul</i>	<i>pág 139</i>
<i>Figura C-3 Mapa do Sistema Celesc</i>	<i>pág 140</i>

Lista de Tabelas

<i>Tabela 4.1 Resumo das versões de FPO desenvolvidas</i>	<i>pág 46</i>
<i>Tabela 5.1 Pontos de entrada</i>	<i>pág 50</i>
<i>Tabela 5.2 Máquinas de Jorge Lacerda</i>	<i>pág 50</i>
<i>Tabela 5.3 Pontos de medição</i>	<i>pág 51</i>
<i>Tabela 5.4 Tarifas de fornecimento</i>	<i>pág 53</i>
<i>Tabela 5.5 Limites operacionais e ponderações associadas aos pts de entrada</i>	<i>pág 55</i>
<i>Tabela 5.6 Potência fornecida pelos pontos de entrada</i>	<i>pág 56</i>
<i>Tabela 5.7 Injeções de potência nos pontos de medição</i>	<i>pág 57</i>
<i>Tabela 5.8 Limites operacionais e ponderações associadas aos pts de entrada</i>	<i>pág 59</i>
<i>Tabela 5.9 Informações sobre os consumidores</i>	<i>pág 60</i>
<i>Tabela 5.10 Potência fornecida pelos pontos de entrada</i>	<i>pág 61</i>
<i>Tabela 5.11 Potência injetada nos pontos de medição</i>	<i>pág 62</i>
<i>Tabela 5.12 Reduções de carga dos consumidores</i>	<i>pág 63</i>
<i>Tabela 5.13 Custos financeiros de operação</i>	<i>pág 64</i>
<i>Tabela 5.14 Limites operacionais e ponderações associadas aos pts de entrada</i>	<i>pág 65</i>
<i>Tabela 5.15 Potência fornecida pelos pontos de entrada</i>	<i>pág 66</i>
<i>Tabela 5.16 Potências injetadas nos pontos de medição</i>	<i>pág 68</i>
<i>Tabela 5.17 Limites operacionais e ponderações associadas aos pts de entrada</i>	<i>pág 70</i>
<i>Tabela 5.18 Informações sobre os consumidores</i>	<i>pág 71</i>
<i>Tabela 5.19 Potência fornecida pelos pontos de entrada</i>	<i>pág 72</i>
<i>Tabela 5.20 Potência injetada nos pontos de medição</i>	<i>pág 73</i>
<i>Tabela 5.21 Reduções de carga dos consumidores</i>	<i>pág 76</i>
<i>Tabela 5.24 Custos financeiros de operação</i>	<i>pág 78</i>
<i>Tabela 5.25 Limites operacionais e ponderações associadas aos pts de entrada</i>	<i>pág 79</i>
<i>Tabela 5.26 Potências fornecidas pelos pontos de entrada</i>	<i>pág 80</i>
<i>Tabela 5.27 Potência injetada nos pontos de medição</i>	<i>pág 81</i>
<i>Tabela 5.28 Limites operacionais e ponderações associadas aos pts de entradas</i>	<i>pág 83</i>
<i>Tabela 5.29 Informações sobre os consumidores</i>	<i>pág 84</i>
<i>Tabela 5.30 Potências fornecidas pelos pontos de entrada</i>	<i>pág 85</i>
<i>Tabela 5.31 Injeções de potência nos pontos de medição</i>	<i>pág 86</i>
<i>Tabela 5.32 Redução dos consumidores</i>	<i>pág 89</i>

Tabela 5.33 Custos financeiros de operação

pág 091

Tabela B-1 Dados de barra

pág 128

Tabela B-2 Dados de linha

pág 132

Introdução

1.1 Estrutura do capítulo

Este capítulo tem o objetivo de iniciar a apresentação e contextualização do problema a ser estudado no decorrer desta dissertação. Na seqüência será exposta a revisão bibliográfica pertinente. Seguem-se as contribuições esperadas deste trabalho, e finalmente, a descrição de estrutura da apresentação deste documento.

1.2 Caracterização do problema

Problemas na operação de sistemas de energia elétrica, causados por picos em curvas de carga [1], ou falta de recursos para investimentos de curto prazo em geração [2,3] são alguns dos principais motivos que impulsionam o estudo e desenvolvimento de técnicas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD).

Segundo [4] o conceito de GLD se refere às atividades adotadas por uma concessionária de energia elétrica que alteram o padrão de consumo de energia de seus consumidores, de modo a produzir mudanças desejadas na sua curva de carga. Não sendo consideradas como implementações de GLD, a adoção de ações independentes de conservação de energia elétrica por parte dos consumidores, pois apesar de modificarem suas curva de carga, estas atitudes isoladas nem sempre levam a uma operação economicamente mais eficiente do sistema da concessionária de distribuição.

Experiências de implementações de vertentes do GLD tem sido realizadas desde a década de 60 nos Estados Unidos [5], através do controle direto por parte das concessionárias, de unidades residenciais registradas no programa.

No Brasil, a tradicional estratégia de investimentos na oferta de energia para o atendimento da crescente demanda, tem encontrado obstáculo devido à escassez de investimentos de capital de longo-prazo no setor energético nacional. Esta falta de recursos para investimentos de longo-prazo,

é agravada pela base predominante hidrelétrica dos investimentos em geração planejados, pois estes além de serem de capital intensivo, apresentam longos períodos de maturação [4]. Adiciona-se a este contexto a falta de um modelo definido para o sistema elétrico nacional, que acaba por contribuir negativamente na captação de investimentos externos. Desta forma, estratégias baseadas em GLD têm sido estudadas no cenário nacional, pois além de proporcionarem efeitos em curto prazo, apresentam uma necessidade de capital para investimento reduzido quando comparada às estratégias convencionais de aumento da oferta de energia. No Brasil, o marco legal que autoriza a implementação de programas de incentivo à redução de consumo nos períodos de maior carga foi estabelecido recentemente, através da Resolução nº 12 do Ministério das Minas e Energia de 17 de dezembro de 2002, que foi posteriormente ratificado pelo Decreto Presidencial nº 4667 de 4 de abril de 2002 referenciados respectivamente em [6] e [7].

Nesta dissertação será apresentada uma aplicação do problema de fluxo de potência ótimo (FPO) ao problema do GLD, mais especificamente à vertente denominada *gerenciamento de carga indireto* (a ser detalhado no Capítulo 2), adaptado ao contexto de operação de uma concessionária de distribuição de energia elétrica. O foco de interesse se concentra na análise da formulação matemática do problema de otimização envolvido, bem como da sua implementação computacional e aplicação a um sistema-teste. Os termos contratuais a serem estabelecidos, como tempo de notificação mínima, situação de acionamento do programa, multas, etc., merecem um estudo dedicado e não serão aqui abordados. A referência [8] lista e comenta com detalhes alguns destes tópicos.

A ferramenta computacional desenvolvida destina-se a auxiliar no processo de tomada de decisões para a implementação de programa de gerenciamento de carga indireto por uma concessionária de distribuição. Deve ser acionada em situações críticas de operação, disponibilizando a localização e a potência reduzida dos consumidores participantes do programa de gerenciamento de carga, entre outras informações. Este “despacho” das reduções da demanda dos consumidores é obtido tendo como função-objetivo a minimização dos custos econômicos, associado ao acionamento do programa, incidentes sobre a empresa distribuidora de energia elétrica.

1.3 Revisão bibliográfica

Apesar de ser considerada uma prática recente, existem na literatura disponível, relatos de experiências de implementações e estudos das técnicas de GLD. Como se trata de um assunto que apresenta um certo número de derivações, são encontrados documentos relacionados às diversas

modalidades de GLD. No intuito de simplificar a apresentação, as contribuições da literatura foram organizadas em duas sub-seções que tratam separadamente de publicações acadêmicas e implementações práticas de GLD.

1.3.1 Publicações acadêmicas:

Em [5] pode-se verificar a evolução das técnicas utilizadas para a implementação, desde a década de 60, dos dispositivos de gerenciamento, por parte de concessionárias norte-americanas, do consumo de energia das residências. A transmissão de dados para esta implementação era feita de forma analógica, evoluindo até os dias atuais após o advento de dispositivos digitais de interrupção programáveis. As implementações brasileiras deste tipo de controle podem ser verificadas em [4], que cita as experiências com modulação de carga em alguns projetos pilotos, como os implementados pela CPFL em 1988 e CEMIG em 1994. Ainda sobre controle direto de consumidores, em [9] propõe-se a aplicação de um problema de otimização, utilizando variáveis binárias, para se determinar a estratégia de controle da interrupções das cargas dos consumidores que minimize os custos de operação do sistema. Em [10], utiliza-se uma estratégia de controle direto das cargas baseada em programação linear, cuja função-objetivo a ser maximizada corresponde aos lucros da concessionária responsável pelo controle das cargas.

Existem formas de programas de gerenciamento de carga em que as reduções de consumo são efetuadas mediante sinais econômicos, tradicionalmente relacionados aos custos da energia no instante considerado. Através destes sinais, o consumidor pode optar pela redução do seu consumo de energia neste instante. Em [11] a partir de informações baseadas na diferença dos valores dos custos marginais da barra para o instante anterior, os consumidores decidem por disponibilizar ou não parte da sua demanda para o próximo intervalo de tempo. Já em [12] são aplicados incentivos econômicos e com o auxílio da função benefício de uso da energia do consumidor baseada em matrizes de elasticidade. Este artigo adapta um FPO dinâmico para o problema de GLD, minimizando a diferença do custo de geração e da função benefício através do despacho das potências fornecidas pelos geradores e reduzidas pelos consumidores. Os incentivos econômicos fazem parte da função-objetivo a ser minimizada. A ferramenta de FPO foi adaptada em [13] ao problema do gerenciamento de carga de forma a se minimizar os custos decorrentes da implementação deste tipo de programa. Encontra-se em [14] uma aplicação das técnicas de GLD ao problema de coordenação hidrotérmica em que com o auxílio do despacho de geradores e cargas, objetiva-se maximizar a função benefício social. Esta função corresponde à diferença entre a

função de custo total de produção e função a que expressa o benefício total decorrente da demanda dos consumidores.

Uma boa compilação sobre o estado da arte do GLD encontra-se em [15], em que se propõe a aplicação de dois FPOs, um com formulação convencional sem a representação dos consumidores, e outro modificado para simular a resposta destes consumidores. A partir de variáveis de saída do caso base, podem ser determinados os valores de alguns parâmetros necessários para a simulação do FPO com a participação dos consumidores. Esta versão modificada, além de disponibilizar o despacho da redução de demanda dos consumidores, informa também os incentivos econômicos a serem pagos.

1.3.2 Aplicações de GLD em concessionárias e operadores independentes:

Aplicações práticas do gerenciamento de carga direto baseado em programação linear para determinação da estratégia de controle podem ser verificadas em [16] em um projeto implementado pela Florida Power & Light. O objetivo é a minimização dos picos de demanda ao longo do horizonte de tempo. Em [1], descreve-se um programa de GLD para a concessionária Taipower, visando resolver problemas relacionados aos picos da curva de carga característicos do crescimento abrupto da economia da região atendida, aliado à falta de investimentos de curto-prazo. Para tanto, foram desenvolvidas três estratégias de operação distintas, que por meio de incentivos econômicos fixos e outros calculados dinamicamente, conseguiu reduzir o seu pico de consumo em 2,4% (270 MW).

A concessionária Wisconsin Electric Power Co. que atua no estado norte-americano de Wisconsin, disponibiliza em seu site [17] programas de eficiência energética, como também de modalidades distintas de gerenciamento de carga indireto. Basicamente, estas ofertas consistem em quatro modalidades. Na primeira, existe um sistema de reduções incentivada para uma parcela pré-determinada de demanda dos consumidores em troca de créditos nas contas de energia. Este programa é acionado em situações críticas de operação. Na segunda modalidade, os consumidores interessados disponibilizam parte da sua demanda para ser gerenciada pela concessionária face a situações especiais de operação, tendo como benefício tarifas reduzidas de consumo de energia. A terceira modalidade trata de uma espécie de cooperativa de consumidores comerciais e industriais que se organizam para disponibilizar montantes de reduções de demanda para os períodos de ponta. A última modalidade consiste na opção do consumidor ser tarifado através do custo instantâneo da energia, sendo este custo uma espécie de sinal que indica ao consumidor os melhores momentos do

dia para efetuar o seu consumo. A conta de energia neste caso é baseada em tarifas do tipo “Time-of-Use”, ou seja, tarifas que indicam o custo no instante do consumo da energia.

Outra experiência prática de implementação de programas de GLD pode ser observada em [18] em que a Pacific Gas and Electric Company, que atua na região norte do estado da Califórnia, oferece quatro programas distintos de ações de GLD. De forma sucinta, o primeiro programa remunera a redução pré-determinada da demanda dos consumidores participantes, de acordo com a necessidade do operador independente. O segundo programa possibilita aos consumidores a ofertarem quantidades variadas de reduções de consumo em situações críticas de operação. O problema de picos de consumo da curva de carga é observado no terceiro programa, em que os participantes permitem a redução ou deslocamento do consumo para outros períodos que apresentem custos menores, a serem acionados pela concessionária em situações definidas previamente. O último programa incentiva financeiramente os consumidores a disponibilizarem reduções de demanda em períodos pré-determinados durante as semanas.

Implementações de programas de GLD também são realizadas por operadores independentes, como no caso descrito em [2] relativo ao estado de Nova Iorque. Neste caso o operador independente (NYISO), a partir de estudos que indicaram a carência de energia para atender a demanda do estado, optou pela elaboração de dois programas distintos de GLD. O primeiro consiste em acionar o programa de redução de carga dos consumidores no caso de ocorrerem situações emergenciais de operação, ou problemas de reserva girante. E o segundo programa possibilita que grandes consumidores ofertem sua redução de demanda ao mercado de energia do dia seguinte (day-ahead market), de forma similar ao que fazem os geradores de energia independentes.

Outro operador independente norte-americano, agora localizado no estado Califórnia (CAISO) [3] também passando por uma situação de demanda crescente e investimento de oferta de energia ainda em andamento, opta pela elaboração de dois programas de GLD distintos. No primeiro programa consideram-se as ofertas de reduções de demanda dos consumidores como participantes no mercado de serviços ancilares. Consumidores que não apresentam elasticidade suficiente nos seus processo produtivos, podem fazer parte do segundo programa desenvolvido pelo CAISO, em que ofertam quantidades fixas de reduções de demanda a serem acionadas pelo operador em situações de alívio de carga.

O Alberta Power Pool da província de Alberta, no Canadá, visando aumentar a segurança operacional do seu sistema elétrico interligado, desenvolve dois programas de GLD. O primeiro remunera mensalmente os consumidores participantes através de incentivos financeiros fixos, não levando em consideração a frequência de pedidos de interrupções realizados. O outro programa

remunera por MW reduzido dos consumidores participantes, e apresenta contratos firmados semanalmente. [19].

O uso de tarifas diferenciadas oferecidas pelas concessionárias consiste de uma outra forma de implementação de GLD. Em [20] são apresentadas as tarifas horo-sazonais Azul e Verde, implementadas no Brasil a partir de 1982 e 1986 respectivamente, que são exemplos bem conhecidos desta forma de tarifa. Esta mesma referência apresenta uma seção destinada a descrição do programa de conservação de energia elétrica oferecido pela concessionária, que pela definição utilizada em [4] também corresponde a uma forma de GLD.

1.4 Contribuições da dissertação

Encontram-se listadas abaixo as principais contribuições a serem apresentadas nesta dissertação:

- Apresentar e discutir as diversas técnicas de GLD, em especial o gerenciamento de carga (GC) através de sinais econômicos;
- Introduzir uma implementação das técnicas de GLD compatível com o contexto de operação das concessionárias brasileiras de distribuição de energia elétrica;
- Desenvolver versões modificadas de FPO para auxiliar na implementação de programas de GC;
- Ilustrar as vantagens técnicas e econômicas que podem ser alcançadas com a utilização do GC na operação de sistemas de energia elétrica perante situações críticas.

1.5 Organização do documento

Os capítulos que constituem este trabalho são descritos abaixo:

1. **Introdução:** apresenta o problema a ser estudado pela dissertação, a revisão bibliográfica pertinente, bem como as contribuições deste trabalho;
2. **Gerenciamento pelo lado da demanda:** neste capítulo são discutidas as vantagens da aplicação do GLD, seus principais objetivos, modalidades existentes de implementação de GLD, e seções destinadas ao gerenciamento de carga direto e indireto;
3. **Gerenciamento de carga aplicado em concessionárias de distribuição:** São feitas considerações sobre o contexto atual de operação das concessionárias de distribuição,

seguidas dos conceitos adotados no trabalho para a representação da rede elétrica e dos consumidores participantes;

4. **Formulação do Problema:** apresenta a formulação das versões de FPO dinâmicos, desenvolvidas do decorrer da pesquisa de Mestrado;
5. **Resultados numéricos:** São apresentados resultados de simulações numéricas de três casos distintos, referentes ao sistema de distribuição da concessionária de energia elétrica Centrais Elétricas de Santa Catarina S. A. (CELESC);
6. **Conclusões e sugestões para trabalhos futuros:** Neste capítulo são apresentadas as análises finais e conclusões do trabalho desenvolvido, bem como as sugestões para os próximos trabalho;
7. **Apêndice A:** contém o detalhamento do método de resolução utilizado;
8. **Apêndice B:** descreve-se os dados de barras e de linhas do sistema-teste empregado nas simulações numéricas do Capítulo 5.
9. **Apêndice C:** apresenta os diagrama de pontos de medição e de impedâncias dos sistemas Celesc /Eletrosul, disponibiliza-se ainda o mapa contendo a delimitação das áreas do sistema Celesc;

Gerenciamento pelo Lado da Demanda

2.1 Introdução

Neste capítulo, intenta-se expor com um maior detalhamento as técnicas existentes de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD). Para tanto, em primeiro lugar serão expostas as vantagens que podem ser obtidas com a aplicação destas técnicas. Na seqüência, são discutidos os objetivos das aplicações do GLD. Reserva-se uma seção para maiores explanações acerca do Gerenciamento de Carga (GC), que corresponde à modalidade de GLD abordada nesta dissertação, tanto na sua forma direta como indireta. Por fim são apresentadas as conclusões pertinentes a este capítulo.

2.2 Vantagens da aplicação das técnicas de GLD

Existem diversas vantagens na implementação de programas de GLD. Na seqüência serão listadas e comentadas algumas das principais vantagens obtidas com a aplicação destas técnicas.

- **Postergação de investimentos na oferta de energia e transmissão:** Em muitos casos de implementação de programas desta natureza, tais como o descrito em [2,3], este é um dos fatores principais que levam empresas concessionárias de energia elétrica a adotarem técnicas de GLD. Problemas de congestionamento em linhas de transmissão e com perfil de tensão também podem ser solucionados com a utilização destas técnicas [15];
- **Modulação da curva de carga:** Operadores independentes e concessionárias de energia elétrica, quando se deparam com problemas de picos de demanda nas curvas de carga [1], tem optado pelo desenvolvimento de técnicas de GLD a fim de atenuar ou até mesmo eliminar estes problemas de capacidade. O uso destas técnicas leva a uma tendência de aplainamento das curvas de carga, em que ocorre o deslocamento do consumo de energia nos horários com custos elevados para períodos mais convenientes para a concessionária.
- **Operação mais eficiente do sistema de energia:** As técnicas de GLD podem propiciar ao sistema de energia melhoras na confiabilidade, melhoria do fator de potência, redução de

requisitos de reserva girante, bem como auxilia na redução dos custos de produção de energia [14];

- **Participação dos consumidores na operação:** Além de todos os benefícios técnicos e econômicos acima listados, o GLD proporciona a inclusão da resposta dos consumidores perante situações críticas de operação. Assim as interrupções à revelia dos consumidores tornam-se reduções de demanda incentivadas por benefícios financeiros, o que pode ser considerado um serviço diferenciado proposto pela concessionária objetivando manter os seus consumidores cativos, bem como um instrumento na busca de novos mercados.

2.3 Objetivos do GLD

De acordo com a definição utilizada no Capítulo 1, gerenciamento pelo lado da demanda, de forma sucinta, consiste em ações praticadas pela concessionária ou operador independente que visam modificar a forma de consumo dos consumidores de modo a produzir mudanças desejadas na sua curva de carga. A Figura 2.1 ilustra os principais objetivos almejados pelas empresas ao optarem por programas de gerenciamento pelo lado da demanda. Nesta figura são apresentados os seis objetivos a serem alcançados com a aplicação do GLD. Os comentários sobre estas metas encontram-se listados em seguida.

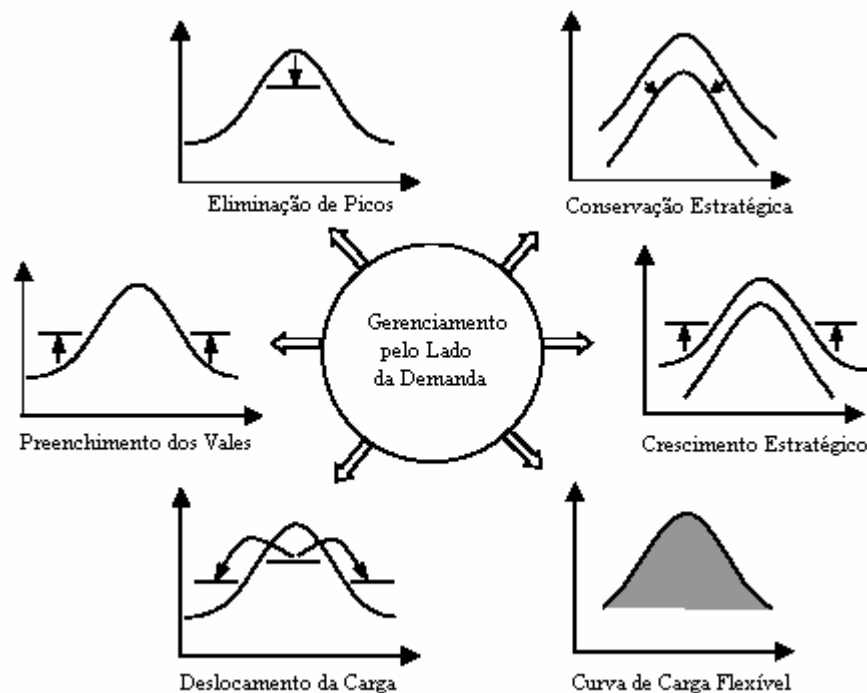


Figura 2.1 Objetivos dos Programas de GLD

- **Eliminação de Picos:** consiste na redução do pico de carga da curva da concessionária, restringindo a demanda máxima dos consumidores durante o horário de ponta;
- **Preenchimento dos Vales:** encoraja os consumidores a efetuarem seus consumos em instantes em que os custos de energia da concessionária sejam mais adequados, podendo reduzir os custos de serviço e de combustível [21];
- **Deslocamento da Carga:** corresponde ao deslocamento das cargas dos horários de ponta para outros horários, com o objetivo de transferir parte do consumo do horário de ponta para fora da ponta, incentivando a mudança de hábitos dos consumidores pela utilização mais consciente da eletricidade [4];
- **Conservação Estratégica:** através da adoção de programas direcionados de conservação energética, as concessionárias visam reduzir o consumo de energia não apenas nos períodos de ponta, mas sim em todos os intervalos de tempo. É um instrumento auxiliar para a redução do custo médio do combustível bem como para a postergação de investimento em construção de novas usinas [21];
- **Crescimento Estratégico:** em situações nas quais ocorra um decréscimo considerável da carga consumida, a concessionária pode utilizar incentivos financeiros de modo a estimular o crescimento da demanda dos seus consumidores;
- **Curva de Carga Flexível:** Concessionárias que tenham à sua disposição consumidores que apresentem elevado grau de flexibilidade em parte dos seus processos produtivos podem implementar programas de GLD, através dos quais estas demandas alocáveis dos consumidores são "despachadas" de acordo com as necessidades da concessionária responsável [21].

2.4 Modalidades do GLD

O GLD não consiste em uma prática única, apresentando formas distintas de implementações. Pode-se subdividir estas atividades em cinco grupos principais. Abaixo se encontram detalhados estas modalidades e suas definições:

- **Ofertas de reduções de energia:** em mercados de energia elétrica desverticalizados, encontram-se programas de GLD onde as ofertas de reduções de demanda feitas por grandes consumidores, participam dos mercados de energia e de serviços ancilares, concorrendo igualmente com as ofertas de geração de produtores independentes [2,3];

- **Tarifas diferenciadas:** correspondem ao estabelecimento de sistemas de tarifas com valores diferenciados, de forma a induzir a redução da demanda dos consumidores. Apesar de também utilizar sinais econômicos, esta modalidade se diferencia do gerenciamento indireto pois aqui a concessionária não tem controle sobre a quantidade da redução de demanda dos consumidores. Os sistemas de tarifações horo-sazonais azul e verde praticadas no Brasil desde 1982 podem ser enquadrados nesta categoria, já que diferenciam a forma de cobrança do consumo de energia e da capacidade para os instantes dentro e fora da ponta [20];
- **Programas de Eficiência Energética:** ações por parte da concessionária que visam a utilização consciente da energia por parte dos seus consumidores. A troca de equipamentos com baixo rendimento, melhoria dos sistemas de iluminação industrial, correção do fator de potência ilustram algumas das formas empregadas atualmente no combate do desperdício de energia. O objetivo desta técnica consiste em aumentar a produtividade dos seus clientes, sem proporcionar aumento no consumo de energia dos consumidores participantes. [5,20];
- **Gerenciamento de Carga Direto:** consiste de um controle direto por parte da concessionária da forma de consumo de seus clientes em que através de dispositivos instalados nos grupos de consumidores de interesse, são mensuradas e controladas as demandas destes consumidores de acordo com as necessidades da concessionária [4, 16 24];
- **Gerenciamento de Carga Indireto:** nesta forma de implementação de gerenciamento pelo lado da demanda, a concessionária de energia elétrica ou operador independente do sistema ao se deparar com condições críticas de operação, pode incentivar a redução de demanda dos consumidores participantes do programa através de sinais econômicos ou incentivos tarifários [19, 25, 26]

2.5 Gerenciamento de carga direto e indireto

Esta seção tem como objetivo descrever em maiores detalhes e diferenciar estas duas modalidades de GLD. Seguem abaixo maiores informações sobre cada uma destas formas de implementação de gerenciamento pelo lado da demanda.

2.5.1 Gerenciamento de Carga Direto:

Esta forma de implementação tem como característica principal o controle direto da concessionária de parte da demanda de seus consumidores através de dispositivos chaveadores. Como mencionado no capítulo 1, desde a década de 60 são realizadas experiências de implementação de programas deste tipo. Em [5] são apresentadas as primeiras formas de controle direto em cargas residenciais, em que a transmissão de dados era feito de forma analógica através de ondas de rádio. Esta forma de comunicação apresentava problemas de interferência e foi substituída por volta de 1976 por dispositivos digitais, que desde então vem sendo empregados para executar esta comunicação entre concessionária e consumidores.

No Brasil, de acordo com [4], foram implementados programas pilotos de controle direto de carga, podendo ser citado o caso da CPFL (1988 a 1989), em que foram implementados dispositivos chaveadores em 101 unidades de baixa tensão na cidade de Itapira (SP). Nesta experiência foi observado um deslocamento de 10% a 14% do consumo de energia na ponta do sistema para outros períodos do dia. Outro projeto nesta linha corresponde ao da CEMIG, implementado no Vale do Jequitinhonha (MG), através do controle direto de 3400 unidades residenciais de BT. Avaliações indicaram uma redução de 450 W por ponto instalado. Finalmente, ainda como implementações brasileiras de gerenciamento direto de carga, cabe citar a experiência da CELG, que implementou entre 1997 a 1998 controladores de demanda em 4200 unidades residenciais no município de Luiziana, obtendo uma redução de 312 W no período de ponta por consumidor, além de uma grande melhoria nos níveis de tensão no período de ponta.

Nos dias de hoje são encontradas propostas de estratégias de controle mais sofisticadas para estes dispositivos chaveadores. Em [9] um problema de otimização é aplicado visando definir uma estratégia de controle de forma a minimizar os custos do sistema. Já em [22] são inseridas incertezas no modelo a ser utilizado para a representação dos consumidores, sendo utilizadas técnicas de lógica Fuzzy para o desenvolvimento do trabalho. A estratégia de maximizar o lucro da concessionária de energia é proposta em [10] para a determinação da estratégia ótima do despacho dos consumidores participantes do programa. A abordagem do problema de gerenciamento de carga direto através de programação dinâmica é apresentada em [23] em que este problema é resolvido em conjunto com o problema de alocação de unidades.

Encontram-se também disponíveis na literatura descrições de implementações de concessionárias e operadores independentes, como no caso de [16], em que ferramentas de programação linear são empregadas pela empresa Florida Power & Light, para se obter estratégias de controle direto das cargas de forma a minimizar os picos de demanda. A concessionária

Taipower [24] também tem implementado um programa de controle direto através de dispositivos chaveadores de cargas residenciais (chuveiros elétricos, condicionadores de ar e aquecedores), objetivando a eliminação de picos de consumo.

2.5.2 Gerenciamento de Carga Indireto:

Nesta modalidade, o gerenciamento de parte da demanda dos consumidores é modificado mediante sinais econômicos visando incentivar as reduções de demanda dos consumidores, e não por dispositivos eletrônicos de controle de consumo. Em geral este tipo de programa pode ser acionado pela concessionária de distribuição ou operador independente do sistema na ocorrência de situações críticas de operação.

Os sinais econômicos empregados visando incentivar as reduções de consumo constituem-se nos fatores que diferenciam as diversas propostas de implementação existentes. Em algumas aplicações, este sinal corresponde à diferença dos preços instantâneos dos intervalos anteriores [11], que são empregados em conjunto com um problema de otimização em que a função-objetivo corresponde aos custos que a concessionária tem ao implementar este tipo de programa. Em [14], se utiliza o custo da energia no instante em questão para o desenvolvimento de incentivos financeiros que, com o auxílio de uma aplicação de FPO dinâmico modificado para permitir a resposta dos consumidores, despacha unidades geradores e consumidores de sistemas hidrotérmicos de modo a maximizar o benefício social (diferença entre o custo de geração e o a função benefício dos consumidores). Outra aplicação de um FPO pode ser encontrada em [13], onde descontos tarifários de curto e longo prazos calculados através desta ferramenta são empregados como incentivos econômicos oferecidos aos participantes.

Experiências de implementação em concessionárias e operadores independentes também são encontradas na literatura disponível. Este é o caso do Alberta Power Pool [19] em que, através de remunerações financeiras, são incentivadas as reduções de demanda dos consumidores. A concessionária Wisconsin Electric Power Co. [17] também oferece aos seus clientes programas de reduções incentivadas de demanda. De forma geral, programas de GC como estes são acionados na ocorrência de situações críticas de operação podendo as reduções de consumo ser remuneradas através de descontos tarifários fixos ou variáveis no tempo.

No Brasil, são encontradas experiências com tarifas diferenciadas, como as tarifações horo sazonais Azul e Verde praticadas desde a década de 80 [20], e projetos pilotos de tarifa diferenciada aplicada a consumidores residenciais, denominada tarifa "Amarela" [4], a qual apresenta diferenciações de preço quanto a intervalos de ponta e fora de ponta. Entretanto estas

tarifas diferenciadas não podem ser consideradas como gerenciamento indireto de cargas, pois não se tratam de programas a serem acionados perante situações críticas de operação, e sim ofertados de forma fixa e constante aos seus consumidores. Este tipo de prática pode apresentar benefícios, porém seus efeitos na curva de carga da concessionária não podem ser corrigidos ou modificados pela concessionária.

O artigo apresentado em [25] contém uma boa compilação das diversas formas de tarifas diferenciadas, além de citar experiências de implementação de tarifas dinâmicas aplicadas ao gerenciamento de carga indireto. Em [26] propõe-se a aplicação de um fluxo de potência ótimo no desenvolvimento de tarifas dinâmicas para auxiliar na implementação de deste tipo de programa. Neste artigo são especificados alguns modelos utilizados para representar a forma de consumo de diferentes processos industriais.

Nesta dissertação será proposto um esquema de gerenciamento de carga indireto aplicado à concessionárias de distribuição, adaptado ao contexto brasileiro da operação de sistemas de energia elétrica. O método proposto faz uso de aplicativos de Fluxos de Potência Ótimo Dinâmicos modificados para representar o comportamento dos consumidores participantes deste programa de GC indireto.

2.6 Conclusões

Neste capítulo, apresenta-se uma visão mais detalhada sobre programas de gerenciamento pelo lado da demanda. Observa-se que esta técnica pode oferecer benefícios importantes na operação de sistemas de energia elétrica como contrapartida a investimentos modestos. Os principais objetivos da aplicação das técnicas de GLD também são expostos. São apresentados os principais grupos existentes de implementações existentes de GLD, seus conceitos e definições. Uma seção do capítulo faz a diferenciação entre as modalidades de gerenciamento de carga na forma indireta e direta, apresentando a evolução da aplicação destas técnicas com o passar dos anos.

Gerenciamento de Carga para Concessionárias de Distribuição

3.1 Introdução

No intuito de se desenvolver uma aplicação do Gerenciamento de Carga adaptada às características das concessionárias brasileiras, deve-se inicialmente considerar a estratégia de operação atualmente empregada, a representação da rede de sub-transmissão e a representação dos consumidores. Neste capítulo serão apresentados conceitos sobre a atual estratégia de operação das concessionárias de distribuição e os contratos que incidem sobre estas. Em seguida são discutidas as potencialidades da aplicação do GC como ferramenta de apoio à operação de uma distribuidora. As representações da rede de sub-transmissão e dos pontos de conexão com sistemas externos são expostas na seqüência. Por fim, serão detalhadas as possíveis formas de representação dos consumidores participantes do programa de GC.

3.2 Contexto atual de operação das concessionárias de distribuição

Independentemente das peculiaridades dos modelos adotados para o setor energético brasileiro, continuará a existir a necessidade, por parte das concessionárias de distribuição de energia elétrica, de se fornecer energia elétrica de forma confiável e com qualidade a seus consumidores. Para tanto, estas concessionárias se valem dos seguintes recursos:

- Despacho de unidades geradoras próprias: Na presença de um parque de geração próprio, a concessionária de distribuição pode executar o despacho das unidades sob sua coordenação. Cabe lembrar que freqüentemente esta opção é insuficiente para o pleno atendimento dos consumidores;
- Aquisição de energia de produtores independentes e empresas co-geradoras: Caso existam agentes com estas características conectados ao sistema interno da

concessionária em questão, tem-se a possibilidade de se estabelecer contratos de fornecimentos com estas empresas;

- Pontos de conexão com sistemas externos: Constituem a fronteira da área de atuação da concessionária. É através destes pontos que chegam a energia proveniente de contratos bilaterais com grandes empresas geradoras;
- Reduções no fornecimento dos consumidores: Diante de situações críticas da operação (contingências de transmissão, crescimentos abruptos de carga, problemas com o perfil de tensão), as concessionárias de distribuição podem interromper o fornecimento de energia de alguns de seus clientes, na busca de minimizar os impactos causados pela condição adversa de operação ou para auxiliar a restauração da condição normal de operação.

Além disso, para um adequado fornecimento de energia a seus consumidores as concessionárias de distribuição devem observar algumas metas relacionadas à qualidade de suprimento e à comercialização de energia elétrica. Podem ser citados os seguintes requisitos, dentre outros.[27, 28, 20]

- Propiciar um fornecimento de energia respeitando os diversos critérios de qualidade;
- Respeitar os limites operacionais dos equipamentos (linhas de transmissão, transformadores, e geradores) pertencentes à concessionária. Esta exigência também é válida para equipamentos de propriedade de outras concessionárias, mas que estejam localizados na área de atuação da distribuidora;
- Honrar os contratos de fornecimento de energia estabelecidos entre concessionárias e empresas geradoras;
- Respeitar os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão firmados com as concessionárias de transmissão.

Com relação ao primeiro item, que diz respeito aos critérios de qualidade a serem observados, uma análise mais detalhada foge ao escopo deste trabalho devido à extensão do tema envolvido. Já os outros três itens fazem parte dos contratos estabelecidos entre concessionárias de distribuição e concessionárias de transmissão e/ou geração. Especificamente dizem respeito aos *Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão, Contratos Iniciais ou Bilaterais de Compra e Venda de Energia* e os *Contratos de Uso do Sistema de Transmissão* [27,28].

3.2.1 Contratos Aplicados a uma Concessionária de Distribuição:

De acordo com [27] os antigos contratos de suprimento de energia elétrica foram substituídos por outros quatro tipos de contratos:

1. *Contratos Iniciais (ou Bilaterais) de Compra e Venda de Energia:* Estes contratos passam por uma gradual substituição pelos Contratos Bilaterais, cuja total substituição se dará no ano de 2006;
2. *Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST):* São celebrados entre o ONS, e as concessionárias de transmissão, também denominadas *transmissoras*. Estas últimas autorizam o operador independente do sistema a representá-las na celebração dos *Contratos de Uso do Sistema de Transmissão*;
3. *Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST):* Para garantir o livre acesso à rede básica, as concessionárias de distribuição devem respeitar os itens contidos nestes contratos com as transmissoras. Neste caso o ONS atua como representante das concessionárias de transmissão. Se a concessionária de distribuição for também uma concessionária de geração, devem ser elaborados contratos em separado para cada área. Se houver o acesso por parte da concessionária de distribuição a barras localizadas em áreas de concessão de outra distribuidora, deve ser firmado entre estas concessionárias o *Contrato de Uso do sistema de Distribuição (CUSD)*.
4. *Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT):* São os contratos sobre os encargos relacionados à conexão físicas com as instalações de transmissão. São celebrados entre concessionárias de distribuição e transmissoras, tendo novamente como representante destas concessionárias de transmissão o ONS. Como no caso anterior, caso a concessionária de distribuição seja também uma concessionária de geração, devem ser elaborados contratos em separado para cada área. Da mesma forma, se a concessionária de distribuição utilizar conexões com barras de sistemas pertencentes a áreas sob jurisdição de outra distribuidora, deve-se ser celebrado entre estas concessionárias o *Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição (CCD)*.

Excetuando-se os Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão, os outros contratos recaem sobre a concessionária de distribuição. Hoje basicamente as concessionárias de distribuição participam de dois tipos de contratos: Os Contratos Iniciais e Contratos Bilaterais. As duas formas de contrato possuem os mesmos componentes que são os Contratos de Energia, Contratos de Uso

do Sistema de Transmissão e Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão. A forma como são taxados estes componentes é que diferencia um Contrato Inicial de um Contrato Bilateral.

Nos Contratos Iniciais, o cálculo dos encargos relativos aos contratos de fornecimento de energia utiliza uma tarifa única [28], enquanto que os contratos Bilaterais são mais flexíveis em que a forma do cálculo destes encargos resulta de negociações diretas entre a concessionária de distribuição de energia e seus fornecedores.

Com relação aos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão, em ambas as formas de contrato seus encargos são calculados proporcionalmente à capacidade instalada nos pontos de conexão ao sistema de transmissão.

Por fim, no que diz respeito à parcela referente aos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão, os Contratos Iniciais e Bilaterais diferem significativamente. Nos Contratos Iniciais considera-se uma tarifa única para todos os pontos de acesso à rede básica, e não se aplicam penalidades em caso de ultrapassagem dos valores da capacidade contratados nos pontos de acesso [27]. Nos Contratos Bilaterais, por outro lado, existem tarifas diferenciadas para cada ponto de conexão com a rede básica, denominadas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão [29]. Nesta forma de contrato prevê-se a aplicação de penalidades na ocorrência da ultrapassagem dos valores contratados de capacidade nos pontos de conexão. Para uma melhor compreensão do cálculo destas penalidades, faz-se necessária à apresentação de conceitos relacionadas ao CUST, que são enunciados em [30]. São eles:

- *Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST)*: Correspondem aos valores de capacidade contratados pela concessionária de distribuição junto às concessionárias de transmissão.
- *Tarifa de Uso do sistema de Transmissão (TUST)*: Também denominado de “tarifa nodal”, pois é obtida a partir da simulação do Programa Nodal disponibilizado pela ANEEL [31], que utiliza como dados de entrada a configuração da rede, representada com suas linhas de transmissão, subestações, geração e carga, uma receita total a ser arrecadada e alguns parâmetros estabelecidos em [32, 30]. Estas tarifas indicam a dificuldade em se disponibilizar determinada quantidade de potência em qualquer barra do sistema nacional de interesse. As referências acima mencionadas, citam apenas os valores calculados para as barras da concessionária de distribuição que fazem a conexão com a rede básica.

De posse dos conceitos de MUST e TUST, é agora possível concluir a descrição da metodologia empregada para o cálculo destas penalidades. Caso ocorra uma ultrapassagem superior a 5% do MUST contratado para determinado ponto de conexão com a rede básica, a legislação pertinente [30] estabelece que será cobrado uma multa no valor correspondente ao produto do montante ultrapassado e uma tarifa de penalização, igual a três vezes o valor da tarifa nodal incidente sobre o ponto de conexão (TUST).

3.3 O Gerenciamento de carga como uma ferramenta de apoio na operação de sistemas de distribuição

Depois de apresentado o contexto atual de operação de uma concessionária de distribuição, passa-se em seguida a discutir a aplicabilidade de um programa de GC a este tipo de empresa.

Na ocorrência de situações adversas de operação, concessionárias de distribuição podem ter que recorrer à opção de interromper o fornecimento de energia de alguns consumidores, para que seja mantida a segurança operacional do sistema, como também para evitar penalidades previstas nos contratos anteriormente citados. Estas interrupções de fornecimento, além de acarretar multas previstas, tendem a causar um desgaste da imagem da empresa junto aos seus clientes. Neste ponto o GC pode oferecer grandes contribuições, pois permite a conversão de *interrupções de fornecimento à revelia dos consumidores, em reduções voluntárias de consumo* por parte dos mesmos. Os consumidores participantes do programa de GC optam por um contrato específico com a concessionária, em que se contemple a redução do fornecimento por parte da distribuidora em situações bem determinadas. Ao disponibilizar parte de sua demanda ao programa de GC, os consumidores recebem como compensação incentivos econômicos por sua adesão. Caso ocorra a necessidade de se acionar o GC, os consumidores são chamados a reduzir parte de sua demanda, recebendo em contrapartida incentivos econômicos. Por outro lado, estarão sujeitos a penalidades em caso de não-cumprimento dos acordos estabelecidos no contrato.

Os consumidores participantes de um programa de GC podem ser vistos como geradores “virtuais” distribuídos ao longo do sistema de sub-transmissão da concessionária, e por vezes próximos aos grandes centros consumidores. Estes fatores acabam por tornar o GC uma ferramenta muito eficaz para o tratamento de situações críticas de operação, possibilitando a postergação de investimentos na ampliação da capacidade de geração da concessionária.

O processo de implementação de um programa de GC envolve diversos setores de uma empresa distribuidora de energia elétrica. Departamentos de estudo da operação, da comercialização de energia e jurídico devem ser envolvidos, evidenciando a necessidade de um estudo cuidadoso para viabilizar a aplicação do GC em concessionárias de distribuição. Apesar do

trabalho proposto nesta dissertação se restringir à etapa de seleção ótima (em um sentido a ser posteriormente discutido) das cargas a serem reduzidas, segue um esboço dos principais aspectos a serem considerados para a implementação do GC:

- *Estimação dos Potenciais Participantes em Programas de GC:* Nesta etapa são necessárias pesquisas junto aos clientes da concessionária de distribuição, para que se possa detectar quais possuem processos produtivos que permitam possíveis reduções de fornecimento. Deve-se também identificar a capacidade de oferta de redução dos clientes, e a forma mais adequada de se acionar estas reduções.
- *Mecanismos de Incentivo Econômicos:* Os consumidores participantes do GC devem receber alguma forma de incentivo econômico. As estratégias de remuneração aplicadas nas experiências internacionais consistem desde a remuneração pela adesão dos clientes ao programa [1], ou apenas quando estes forem chamados a reduzirem efetivamente sua demanda [2]. Porém é possível se contemplar uma estratégia híbrida, em que se remunere tanto a adesão ao programa quanto a efetiva redução de consumo. Adicionalmente, pode-se estabelecer os critérios para aplicação de penalidades, para o caso do não cumprimento dos pedidos de redução. Um critério de interesse para a elaboração de uma estratégia de incentivos consiste no *Custo de Operação Evitado (COE)*, que corresponde ao custo operacional em que a concessionária deixa de incorrer com a aplicação da técnica de GC, e que é dado pela equação 3.3.a:

$$COE = CO_{BASE} - CO_{GC} \quad (3.3.a)$$

em que CO_{BASE} corresponde ao custo de operação da concessionária, na ocorrência de uma situação crítica de operação, sem se levar em conta o gerenciamento de carga. Enquanto CO_{GC} equivale ao custo de operação na ocorrência da mesma situação adversa de operação, porém considerando a aplicação do GC para a concessionária de distribuição.

- *Condições de acionamento do programa de GC:* Devem ser previamente acordadas entre as concessionárias e seus clientes, de modo a contemplar quais as condições críticas de operação em que se deve acionar a redução de fornecimento dos consumidores participantes. O tempo de notificação, e frequência destes pedidos devem também ser especificados neste item.

- *Seleção dos consumidores a serem acionados:* Diante da ocorrência das situações críticas previamente acordadas em contrato, existe a necessidade de selecionar quais consumidores reduzirão parte de sua demanda, a magnitude e duração desta redução. Para tanto, existem diversas metodologias propostas na literatura internacional, desde estratégias heurísticas [1] até programas de otimização [13, 15, 26].

As informações acima mencionadas devem fazer parte de contratos, firmados entre as concessionárias de distribuição e os clientes participantes do programa de GC.

Nesta dissertação o interesse se concentra no desenvolvimento de um aplicativo computacional capaz de auxiliar na implementação de um programa de GC. Tem por objetivo minimizar os custos incidentes sobre as concessionárias devido às reduções de demanda dos consumidores participantes do programa de GC. Para tal, o aplicativo deve fornecer

- Localização dos clientes a serem chamados a reduzir parte do seu consumo;
- Montante de energia a ser reduzido por cada cliente participante do programa de GC;
- Intervalo de tempo e duração da redução do fornecimento dos consumidores;
- Perda de faturamento da concessionária, devido à redução de consumo dos clientes participantes do programa.

Para cumprir este objetivo, utiliza-se um modelo de *Fluxo de Potência Ótimo Dinâmico(FPO)* [33] modificado para representar os consumidores participantes do programa de GC. No capítulo IV será detalhada a formulação deste problema de otimização. Antes disso, porém, é necessário tecer algumas considerações acerca da modelagem adotada para a rede elétrica de sub-transmissão das concessionárias de distribuição, bem como sobre a representação dos consumidores contemplados neste trabalho.

3.4 Representação da rede de sub-transmissão das concessionárias de distribuição

Para a representação da rede elétrica, utiliza-se um modelo linearizado (Modelo CC), que proporciona uma aproximação adequada para os fluxos de potência ativa, ao mesmo tempo em que simplifica consideravelmente a solução matemática do problema de otimização utilizado na formulação do GC. As hipóteses simplificadoras deste modelo são [34]:

1. *Perfil de tensão ideal nas barras do sistema:* Supõe-se a existência das condições adequadas de suporte de potência reativa, de modo que os módulos das tensões complexas nas barras podem ser considerados iguais aos seus valores nominais (1,0 pu);
2. *Resistências das LTs são desprezadas:* Em geral esta é uma aproximação admissível quando aplicada a níveis de tensão iguais ou superiores a 138 kV, para os quais a relação (X/R) é alta (≥ 3). Embora no presente trabalho torna-se necessário a representação de alguns circuitos de 69 kV da CELESC, considera-se que estes são um número relativamente pequeno, não configurando uma violação significativa desta hipótese.
3. *As aberturas angulares das linhas são consideradas pequenas o suficiente de modo a garantir que:*

$$\text{sen}(\theta_i - \theta_j) \approx (\theta_i - \theta_j)[\text{rad}] \quad (3.4.a)$$

Estas três aproximações simplificam o cálculo do fluxo de potência ativa em linhas de transmissão, resultando na expressão:

$$t_{ij} = \frac{(\theta_i - \theta_j)}{X_{ij}} \quad (3.4.b)$$

em que:

X_{ij} : Reatância da linha de transmissão “ij”;

θ_i : Abertura angular da barra “i”;

θ_j : Abertura angular da barra “j”;

Obtida a expressão simplificada para o cálculo dos fluxos de potência ativa em uma linha de transmissão (3.4.a), pode-se utilizá-la para o cálculo da potência injetadas nas barras. A forma matricial desta equação é:

$$\mathbf{P} = \sum_{k \in \Omega_i} t_{ij} = \mathbf{B} \times \boldsymbol{\theta} \quad (3.4.c)$$

onde:

n_B : Número de barras que compõe o sistema de sub-transmissão;

n_L : Número de ramos que compõe o sistema de sub-transmissão;

t_{ij} : Vetor dos fluxos de potência ativa nas linhas de transmissão ($n_L \times 1$)

Ω_i : Conjunto das barras adjacentes a barra “i”

\mathbf{P} : Vetor das potências injetadas nas barras ($n_B \times 1$)

θ : Vetor dos ângulos das tensões das barras, excluída a barra de referência ($(n_B-1) \times 1$)

\mathbf{B} : Matriz de admitâncias de fluxo de potência linearizado, excluída a coluna referente a barra de referência ($n_B \times (n_B-1)$). Os elementos que compõem esta matriz estão abaixo definidos [34]:

$$B_{ii} = \sum_{k \in \Omega_i} \frac{1}{X_{ij}} \quad (3.4.d)$$

$$B_{ij} = -\frac{1}{X_{ij}} \quad (3.4.e)$$

A restrição de balanço de potência ativa, utilizada no problema de otimização apresentado no Capítulo IV, faz uso da equação na forma matricial (3.4.c) para representar as potências injetadas nas barras.

3.4.1 Delimitação da Área de Atuação das Concessionárias de Distribuição

Objetivando representar apenas os elementos relevantes da área de atuação da concessionária de distribuição, faz-se necessário definir os pontos que delimitarão esta fronteira com sistemas vizinhos. Esta fronteira nem sempre corresponde aos pontos de conexão com a rede básica, podendo ser necessário a representação de barras de sistemas externos à área de atuação da concessionária e/ou linhas de transmissão pertencentes à rede básica.

Esta delimitação deve levar em conta fatores como a utilização, por parte da concessionária de distribuição, de linhas que compõem a rede básica nos procedimentos de operação do sistema sob sua coordenação. Isto também se aplica no caso de existência de contratos com empresas geradoras externas à sua área de atuação, sendo por vezes necessária a representação destas injeções de potência. Para esta delimitação não existe um procedimento padrão a ser aplicado, sendo necessária uma análise particular para cada concessionária de distribuição de energia elétrica.

Neste ponto cabe diferenciar os termos *pontos de entrada* e *pontos de medição*, definidos a seguir

Pontos de Entrada: São barras cujas injeções correspondem às potências de entrada na rede da concessionária de distribuição. Observa-se que estas barras podem fazer parte da rede básica de transmissão.

Pontos de Medição: Definidos nos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão, trata-se de barras que correspondem aos pontos de conexão da rede pertencente à área de atuação da concessionária de distribuição com a rede básica, em que são instalados medidores de fluxo nos seus ramos incidentes. São nestas barras em que são contratados os *Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST)*, definido na seção 3.2.1 deste capítulo, que correspondem a valores de capacidade máxima disponibilizados neste tipo de barras.

A figura 3.1 visa facilitar a diferenciação entre os conceitos de pontos de entrada e pontos de medição. Percebe-se da Figura 3.1 que os pontos de entrada podem se localizar fora do limite da área de atuação da concessionária de distribuição, enquanto que os pontos de medição consistem de barras, em que são instalados os medidores de fluxos, localizadas sobre esta fronteira com a rede básica. A cada um destes pontos de medição são associadas uma tarifa para o cálculo de encargos e uma potência injetada contratada, que correspondem à Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão e ao Montante de Uso do Sistema de Transmissão, respectivamente[29].

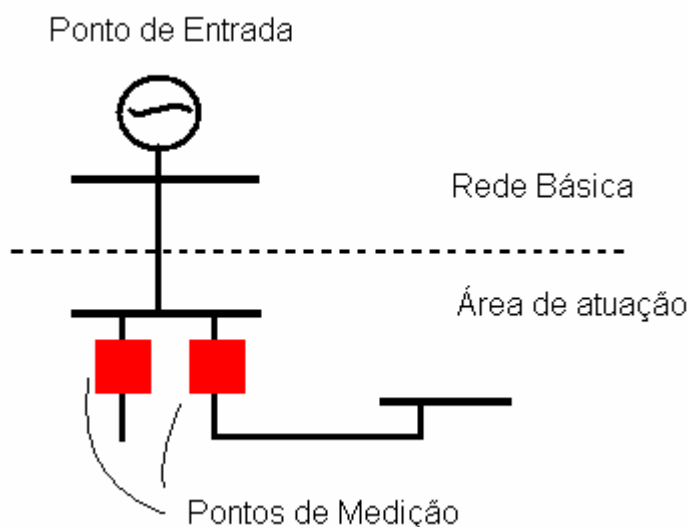


Figura 3.1 Diferenciação entre Pontos de Medição e Pontos de Entrada

3.5 Representação dos consumidores

Apresentado o modelo utilizado para a representação da rede elétrica, pode-se dar seqüência à exposição da forma de representação dos consumidores participantes do programa de GC. Esta modelagem deve levar em consideração a natureza do processo produtivo do consumidor, de maneira a representar de forma coerente a sua resposta diante de um pedido de redução de consumo.

Experiências internacionais [1] apontam os ramos industriais ligados ao aço, cimento, plástico, fibras, têxteis e papel como bons clientes em potencial para programa de gerenciamento de carga. Esta informação pode ser útil como referência para propostas iniciais de implementações de programas de GC, mas não impede que, através de pesquisas direcionadas e questionários específicos, possam ser agregados outros setores da indústria que possuam elasticidade nos seus processos produtivos. Observa-se também que os tipos de atividade industrial acima mencionados estão presentes no mercado brasileiro, propiciando aplicações de GC no âmbito nacional.

Neste trabalho foram contempladas três formas de representação dos consumidores participantes do programa de GC que estão apresentadas a seguir:

Tipo I - Consumidor Flexível: Esta categoria de consumidor não apresenta restrições adicionais quanto a forma de como será executada a redução de carga prevista, desde que seja respeitada a potência máxima disponibilizada pelo consumidor para ser acionada pelo programa de GC. Como esta restrição não apresenta nenhum acoplamento temporal, o problema pode ser analisado intervalo a intervalo. Clientes detentores de processos produtivos que apresentem boa elasticidade, ou co-geradores com a possibilidade de regulação da potência fornecida, podem ser encaixados nesta classe de consumidores. As equações envolvidas na modelagem deste tipo de consumidor encontram-se detalhadas no Capítulo IV.

Tipo II - Consumidor com Restrição de Energia e Taxa de Variação de Redução: Este tipo de consumidor apresenta algumas restrições quanto à redução de seu consumo. A restrição de energia limita os valores da energia a ser reduzida dentro de um horizonte de tempo, enquanto que a restrição de taxa de variação da redução indica um limite para a variação da redução de consumo em intervalos contíguos. Os consumidores pertencentes a esta categoria informam os seus limites máximos e mínimos para a energia a ser reduzida, bem como para a taxa de variação de demanda desejada. A forma de consumo desta categoria apresenta um acoplamento intertemporal, não podendo ser analisada intervalo a

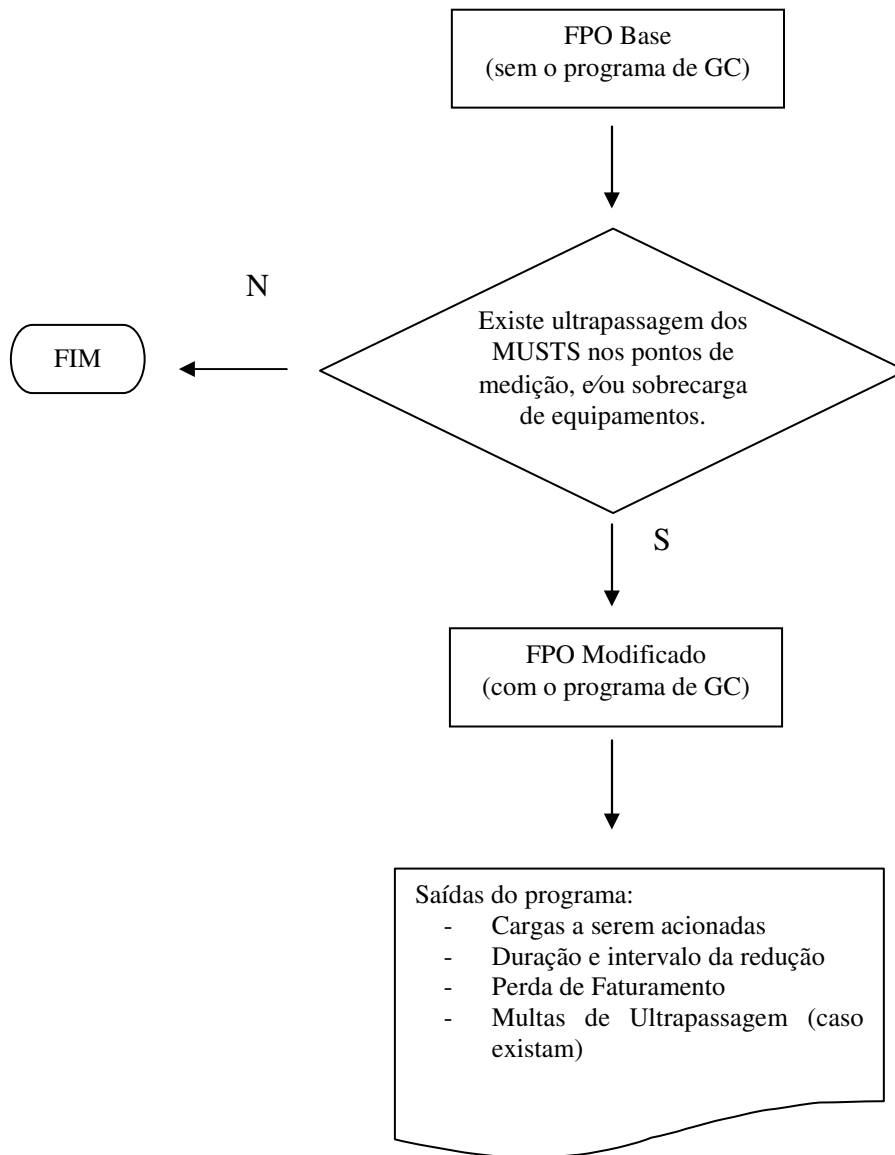
intervalo. Empresas que apresentam um grau de elasticidade inferior aos consumidores flexíveis, porém superior que os consumidores com restrição de potência (posteriormente definidos) podem fazer parte desta forma de representação. Processos industriais que apresentem limites de tomada de carga em seus equipamentos podem ser modeladas através desta categoria. As equações envolvidas na modelagem deste tipo de consumidor encontram-se detalhadas no Capítulo IV.

Tipo III -Consumidores com Restrição de Potência: Os clientes enquadrados nesta categoria têm a característica de, caso sejam acionados, reduzirem sua demanda de forma constante durante o horizonte de tempo requerido pela concessionária de distribuição. Para isto informam apenas a potência máxima disponibilizada ao programa de gerenciamento de carga. A forma de consumo destes consumidores apresenta um acoplamento intertemporal entre os intervalos de tempo, não podendo ser analisada intervalo a intervalo. Apresentam o menor grau de elasticidade das três categorias definidas. Empresas com sistemas de cogeração sem a possibilidade de regulação da potência fornecida podem ser enquadradas nesta categoria. As equações envolvidas na modelagem deste tipo de consumidor encontram-se detalhadas no Capítulo IV.

A etapa de representação dos consumidores ainda necessita maior esforço de pesquisa, pois existe a possibilidade de se combinar as categorias já mencionadas para a elaboração de novas formas de representação dos consumidores participantes do programa de GC. Além disso, pesquisas direcionadas e questionários podem ser úteis na busca de se obter outros modelos diferentes aos propostos, mais adequados aos processos produtivos dos consumidores.

3.6 Fluxograma do programa de GC

No intuito de facilitar a compreensão do funcionamento de um programa de GC aplicado a concessionárias de distribuição, apresenta-se a seguir um fluxograma contendo as etapas básicas que constituem este tipo de programa.



3.7 Conclusões

Este capítulo apresenta as vantagens potenciais propiciadas pela implementação de programas de gerenciamento de carga, como também das considerações necessárias para esta implementação.

Inicialmente foram observadas as estratégias atuais de operação de uma concessionária de distribuição, e alguns aspectos interessantes puderam ser observados. Primeiramente são caracterizados os contratos, bem como as penalidades previstas, entre concessionárias de distribuição e concessionárias de transmissão e/ou geração. Nota-se a significativa penalidade prevista em caso de ultrapassagem dos valores de demanda contratada, termos estes especificados nos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão. Outro aspecto de interesse consiste na condição passiva em que se encontram atualmente os consumidores face uma situação adversa de operação, em que por vezes a concessionária de distribuição responsável utiliza-se de cortes de fornecimento aos clientes visando manter a segurança operativa e a qualidade do suprimento do sistema sob sua jurisdição. Estes fatores podem ser administrados com a aplicação do GC, cuja aplicação pode minimizar ou até mesmo eliminar estas ultrapassagens, além de incluir os consumidores nas tomadas de decisão face a situações adversas de operação.

A utilização de um modelo CC para a representação da rede de sub-transmissão da concessionária permite uma boa aproximação do comportamento dos fluxos de potência ativa, tendo como vantagem as razoáveis simplificações do desenvolvimento matemático. Como desvantagem, a ferramenta desenvolvida não possibilita uma análise acerca de problemas relacionados com o perfil das tensões do sistema de sub-transmissão. A questão da delimitação das fronteiras da rede elétrica é importante para restringir a representação da mesma à sua parte relevante, possibilitando assim a execução de simulações sem a exigência de grande esforço computacional.

O capítulo se encerra abordando a questão da representação dos consumidores. São discutidas três categorias distintas de consumidores, basicamente diferenciadas de acordo com a elasticidade nos seus processos produtivos. Esta etapa é de suma importância para um bom desempenho de um programa de GC e merece estudos continuados. Através de pesquisas direcionadas e questionários aplicados aos clientes, pode-se estabelecer formas de representação dos consumidores mais adequadas à natureza dos seus processos produtivos.

Fluxo de Potência Ótimo aplicado ao programa de GC de Concessionárias de Distribuição

4.1 Introdução:

Uma das etapas fundamentais para a implementação de um programa de GC para sistemas de distribuição consiste na seleção adequada dos consumidores a serem acionados. Esta etapa deve considerar a localização do consumidor na rede elétrica, bem como o custo econômico associado a redução de cada consumidor. Em experiências internacionais, são utilizadas desde técnicas baseadas em heurísticas [1], como também através de ferramentas de otimização [13]. Neste trabalho opta-se por se efetuar esta seleção através de um Fluxo de Potência Ótimo com algumas modificações. Neste capítulo serão apresentadas inicialmente as formulações dos problemas de otimização desenvolvidos, denominados FPO Base, FPO versão FOPE e FPO versão FOCO, posteriormente explicitadas, e por fim é feita uma comparação qualitativa destas versões.

4.2 Formulação do FPO correspondente a versão Base

Nesta seção será exposta a formulação de um FPO [33] convencional, pois em programas de GC existe a necessidade de se simular a operação do sistema elétrico de uma concessionária diante de situações adversas de operação, sem a representação dos consumidores participantes do programa de GC. A partir destes resultados, pode-se então tomar as decisões sobre o acionamento do programa. Este procedimento é denominado como obtenção do *caso base*, e é utilizado para comparações com casos em que são representados os consumidores, possibilitando a elaboração de estratégias de incentivos econômicos.

4.2.1 Função-Objetivo:

Como nesta versão não são representados os consumidores participantes do programa de GC, a função-objetivo a ser minimizada corresponde apenas ao consumo de energia exercido pela concessionária de distribuição. A função-objetivo proposta associa custos aos pontos de entrada determinados, utilizando assim os pontos com custos mais reduzidos. Este consumo de energia exercido pela concessionária de distribuição, como exposto anteriormente, regulamenta-se pelos Contratos Iniciais ou Bilaterais e em ambos os casos esta energia é comprada em blocos que são mensalmente contratados, não existindo diferenciação dos pontos de entrada pelo qual esta energia é consumida. Porém, como em programas de GC o horizonte de tempo estudado tipicamente corresponde ao intervalo de algumas horas, esta operação não tem forte impacto no montante de energia contratado mensalmente. Mesmo assim pode-se afirmar que a operação programada a partir dos resultados deste FPO garante a utilização dos pontos de entrada com menores custos associados.

Foram associadas funções lineares a cada ponto de entrada, conforme ilustrado na Figura 4.1. O coeficiente angular de cada segmento linear da função-objetivo é escolhido de forma a refletir que esta opção de fornecimento de energia deve ser preferível à opção de acionar a redução de carga dos consumidores (a qual será incorporada ao programa nas duas formulações seguintes). Para tal, estes coeficientes angulares são ponderações fixadas como uma fração (1/100) do TUST associado ao ponto de entrada em questão. Observa-se no entanto que, por se utilizar sempre a mesma fração dos TUSTs associados, a prioridade de uso entre os pontos de entrada se mantém, pois os valores absolutos destas tarifas não foram alterados. A equação (4.2.a) explicita analiticamente a função-objetivo total:

Estes dois fatores, o curto horizonte de tempo em estudo e a utilização de tarifas ponderadas como frações dos TUSTs, fazem com que a função objetivo assim definida nesta versão de FPO não reflita os custos financeiros de operação. No entanto a estratégia empregada na utilização dos pontos de entrada obedece à prioridade estabelecida pelo custo econômico associado a cada um destes pontos.

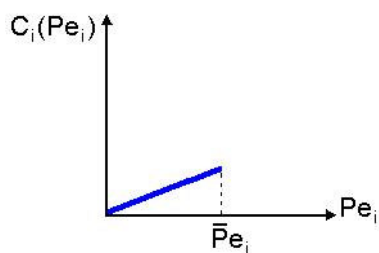


Figura 4.1 Função Linear associada aos Pontos de Entrada (FPO-Base)

$$C(\mathbf{p}_e) = \sum_{i=1}^{n_E} C(p_{e_i}) = \sum_{i=1}^{n_E} \sum_{t=1}^{n_T} b_i \times p_{e_{i,t}} \times h_t = \mathbf{b}^T \cdot \mathbf{P}_E \cdot \mathbf{h} \quad (4.2.a)$$

onde :

n_E : Número de pontos de entrada;

n_T : Número de intervalos de tempo;

$C(\mathbf{p}_e)$: Função linear do custo da energia dos pontos de entrada;

$p_{e_{i,t}}$: potência de entrada para o ponto “i” no instante “t”;

\bar{P}_{e_i} : limite superior estabelecido para potência injetada pelo ponto de entrada “i”;

b_i : Ponderação associada ao ponto de entrada “i”;

h_t : duração do intervalo de tempo “t”;

\mathbf{b} : Vetor contendo as ponderações das potências dos pontos de entrada ($n_E \times 1$);

\mathbf{P}_E : Matriz contendo as potências dos pontos de entrada para o horizonte de estudo ($n_E \times n_T$);

\mathbf{h} : Vetor contendo a duração de cada intervalo de tempo em estudo ($n_T \times 1$);

4.2.2 Equação do Balanço da Potência Ativa e Restrições Operacionais:

As restrições que limitam o problema de otimização aqui formulado correspondem a equação do balanço de potência ativa, bem como as equações que representam os limites operacionais dos equipamentos pertencentes à concessionária de distribuição. Abaixo seguem estas restrições que devem ser validadas para cada intervalo do horizonte de tempo em estudo:

- *Equação de balanço da potência ativa:*

$$\mathbf{p}_{L,t} - \mathbf{A}_e \cdot \mathbf{p}_{e,t} + \mathbf{B} \cdot \theta_t = 0 \quad (4.2.b)$$

- *Limites operacionais dos pontos de entrada:*

$$\mathbf{p}_{e,t}^m \leq \mathbf{p}_{e,t} \leq \mathbf{p}_{e,t}^M \quad (4.2.c)$$

- *Limites dos fluxos nos ramos:*

$$\mathbf{I}_{L,t}^m \leq \mathbf{\Gamma} \cdot \mathbf{A} \cdot \theta_t \leq \mathbf{I}_{L,t}^M \quad (4.2.d)$$

em que,

n_B : número de barras;

n_L : número de ramos;

$\mathbf{p}_{L,t}$: vetor contendo as cargas nas barras no intervalo "t" ($n_B \times 1$);

$\mathbf{\Gamma}$: matriz diagonal contendo as capacidades dos ramos ($n_L \times n_L$);

\mathbf{A} : matriz de incidência ramos-nó ($n_L \times n_B$) definida como:

$a_{ij} = 1$, Se barra "j" é a barra inicial do ramo "i";

$a_{ij} = -1$, Se barra "j" é a barra final do ramo "i";

$a_{ij} = 0$, Se o ramo "i" não incidir na barra "j";

\mathbf{A}_e : matriz de incidência barras-pontos de entrada ($n_B \times n_E$) definida como:

$a_{e_{ij}} = 1$, Se o gerador "j" está localizado na barra "i";

$a_{e_{ij}} = 0$, Se o gerador "j" não está localizado na barra "i";

θ_t : vetor contendo os ângulos das barras para o intervalo "t" ($n_B \times 1$);

$\mathbf{p}_{e,t}$: vetor contendo as potências de entrada para o intervalo "t" ($n_E \times 1$);

$\mathbf{p}_{e,t}^M$: vetor contendo os limites operacionais superiores para os pontos de entrada para o intervalo "t" ($n_E \times 1$);

$\mathbf{p}_{e,t}^m$: vetor contendo os limites operacionais inferiores para os pontos de entrada para o intervalo "t" ($n_E \times 1$);

$\mathbf{I}_{L,t}^M$: vetor contendo os limites superiores para os fluxos de potência ativa nos ramos para o intervalo "t" ($n_L \times 1$);

$\mathbf{I}_{L,t}^m$: vetor contendo os limites inferiores para os fluxos de potência ativa nos ramos para o intervalo "t" ($n_L \times 1$).

4.3 Formulação do FPO correspondente a versão FOPE

Apresentada a formulação do FPO Base em que não se representam os consumidores, pode-se dar início à descrição das formulações do FPO que contempla a participação de grandes clientes em um programa de GC. Para tanto foram desenvolvidas duas versões distintas destes problemas de otimização. A primeira versão, apresentada nesta seção, denomina-se Fluxo de Potência Ótimo com Restrições Operacionais (FOPE), que apresenta algumas modificações na função-objetivo e nas restrições a serem utilizadas quando comparadas à versão anteriormente apresentada. Estas alterações são descritas a seguir.

4.3.1 Função-Objetivo:

Na versão **FOPE**, são efetuadas duas alterações na função-objetivo total em relação à utilizada no caso base:

- (a) A função associada ao custo de potência importada pela concessionária via ponto de entrada é modificada para permitir possíveis ultrapassagens dos valores de potência especificados;
- (b) Os custos de não-faturamento para a concessionária devido à redução de demanda dos consumidores são adicionadas à função-objetivo.

Disto resulta que a função objetivo total a ser minimizada assume a forma:

$$\text{função - objetivo} = \bar{C}(p_e) + \sum_{i=1}^3 NF_i \quad (4.3.a)$$

onde $\bar{C}(p_e)$ é o “custo” associado à potência de entrada e NF_i é o custo de não-faturamento para o consumidor do tipo “i”, conforme definido na seção 3.5 (Tipo 1: Consumidor Flexível, Tipo 2: Consumidor com Restrição de Energia, Tipo 3: Consumidor com Restrição de Potência). Na seqüência, cada uma das parcelas da Equação 4.3.a será detalhada.

A primeira modificação da função-objetivo diz respeito ao “custo” da potência nos pontos de entrada, que na formulação da seção (4.2) não possibilita a ultrapassagem dos valores especificados. A modificação visa contemplar a possibilidade da ultrapassagem dos limites máximos de potência definidos para o ponto de entrada em questão. Para isto a função antes linear passa a ser agora linear por partes, em que o coeficiente angular do primeiro segmento de reta desta

função corresponde às mesmas frações dos TUSTs utilizados na formulação do FPO Base. O coeficiente angular associado ao segundo segmento equivale ao triplo do TUST relativo ao ponto de entrada em questão. Desta forma, o excedente de potência correspondente ao segundo segmento é utilizado apenas em situações estritas dado o seu custo elevado, caracterizando assim uma situação de penalização. Cabe ressaltar que agora todo ponto de entrada tem a ele associado duas parcelas de potência ativa, uma correspondente a situação normal de operação com custos menores, e outra parcela presente em situações de penalização com um custo associado elevado (esta última será nula no caso de não ultrapassagem dos limites de capacidade para o ponto de entrada em questão). A Figura 4.2 representa este componente da função-objetivo para o ponto de entrada “i”, e a equação 4.3.b descreve analiticamente a parcela da função-objetivo referente à energia consumida pela concessionária de distribuição.

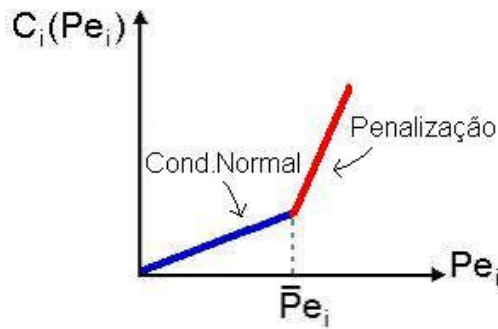


Figura 4.2 Função Linear associada aos Pontos de Entrada (FPO-FOPe)

$$C(\mathbf{p}_e) = \sum_{t=1}^{n_T} \sum_{i=1}^{n_E} f_{b_i} \cdot p_{e_{i,t}} \cdot h_t + \sum_{t=1}^{n_T} \sum_{j \in \Psi_t} f_{c_j} \cdot (p_{e_{i,j}} - \bar{p}_{e_j}) \cdot h_t \quad (4.3.b)$$

em que:

n_E : número de pontos de entrada;

n_T : número de intervalos de tempo;

$C(\mathbf{p}_e)$: função do custo (linear por partes) associada aos pontos de entrada;

$p_{e_{i,t}}$: potência de entrada para o ponto “i” no instante “t”;

\bar{P}_{e_i} : limite superior da potência injetada pelo ponto de entrada “i”;

h_t : duração do intervalo de tempo “t”;

Ψ_t : conjunto de pontos de entrada onde há a violação dos limites superiores de fornecimento no intervalo “t”, isto é, em que $p_{e_{i,t}} > \bar{P}_{e_t}$;

f_{Bi} : ponderação associada a parte da potência de entrada no ponto “i” não superior ao limite superior estabelecido, calculada como uma fração do TUST associado ao ponto de entrada “i”;

f_{Ci} : ponderação associada a parte da potência de entrada no ponto “i” superior ao limite superior estabelecido, calculada como o triplo do TUST associado ao ponto de entrada “i”;

A segunda alteração da função-objetivo em relação a formulação da seção 4.2 está relacionada com a representação das três categorias de consumidores expostas no capítulo 3, visando representar a perda de faturamento da concessionária de distribuição. A perda de faturamento é oriunda das reduções voluntárias de consumo dos clientes participantes do programa de GC e portanto, sob o ponto de vista da concessionária de distribuição, deve ser também minimizada. Para tanto, utiliza-se uma função linear, cujo coeficiente angular equivale à tarifa de consumo de energia aplicado ao consumidor em questão. Esta tarifa varia de acordo com o sistema de tarifação horo-sazonal ao qual pertence o cliente, que por sua vez leva implicitamente em consideração o nível de tensão correspondente. Desta forma, modela-se a perda de receita devido às reduções de consumo por parte dos participantes do programa de GC. As expressões (4.3.c), (4.3.d), (4.3.e) definem estas funções para os consumidores do tipo flexível, com restrição de energia e com restrição de potência respectivamente:

$$NF1 = \sum_{t=1}^{n_T} \sum_{i=1}^{n_1} T1_{i,t} \cdot p1_{i,t} \cdot h_t \quad (4.3.c)$$

$$NF2 = \sum_{t=1}^{n_T} \sum_{i=1}^{n_2} T2_{i,t} \cdot p2_{i,t} \cdot h_t \quad (4.3.d)$$

$$NF3 = \sum_{t=1}^{n_T} \sum_{i=1}^{n_3} T3_{i,t} \cdot p3_{i,t} \cdot h_t \quad (4.3.e)$$

em que:

n_1 : número de consumidores flexíveis;

n_2 : número de consumidores com restrição de energia;

n_3 : número de consumidores com restrição de potência;

$NF1(\mathbf{p}_1)$: não faturamento devido a redução de potência dos consumidores flexíveis para o intervalo “t” ($n_1 \times 1$);

$NF2(\mathbf{p}_2)$: não faturamento devido a redução de potência dos consumidores com restrição de energia para o intervalo “t” ($n_2 \times 1$);

$NF3(\mathbf{p}_3)$: não faturamento devido a redução de potência dos consumidores com restrição de potência para o intervalo “t” ($n_3 \times 1$);

$p1_{i,t}$: redução de potência do consumidor tipo flexível “i” no instante “t”;

$p2_{i,t}$: redução de potência do consumidor com restrição de energia “i” no instante “t”;

$p3_{i,t}$: redução de potência do consumidor com restrição de potência “i” no instante “t”;

$T1_{i,t}$: tarifas de consumo de energia aplicadas ao i-ésimo consumidor do tipo flexível no intervalo “t”;

$T2_{i,t}$: tarifas de consumo de energia aplicadas ao i-ésimo consumidor com restrição de energia no intervalo “t”;

$T3_{i,t}$: tarifas de consumo de energia aplicadas ao i-ésimo consumidor com restrição de potência no intervalo “t”;

4.3.2 Equação do Balanço da Potência Ativa e Restrições Operacionais:

As restrições operacionais empregadas nesta versão são basicamente as mesmas daquelas aplicadas na versão FPO Base. As únicas alterações consistem em adicionar a participação dos consumidores na equação de balanço da potência ativa, como também as restrições que limitam as reduções de energia pelos consumidores participantes. Com relação à equação do balanço de potência ativa, pode ser observado na equação (4.3.f) que os termos relacionados aos consumidores têm o mesmo sinal empregado na parcela das potências de entrada. Isso explica que a convenção utilizada neste trabalho, segundo a qual, ao reduzirem seus consumos tudo se passa como se os consumidores “fornecessem” esta energia à rede elétrica. As equações que limitam as reduções de cada um das três categorias de consumidores estão expostas em (4.3.h), (4.3.i), (4.3.j), respectivamente. Todo este conjunto de restrições deve ser verificado para cada intervalo do horizonte de tempo em estudo.

- Equação de balanço da potência ativa:

$$\mathbf{p}_{L,t} - \mathbf{A}_e \cdot \mathbf{p}_{e,t} - \mathbf{A}_1 \cdot \mathbf{p}_{1,t} - \mathbf{A}_2 \cdot \mathbf{p}_{2,t} - \mathbf{A}_3 \cdot \mathbf{p}_{3,t} + \mathbf{B} \cdot \boldsymbol{\theta}_t = 0 \quad (4.3.f)$$

- Limites operacionais dos pontos de entrada:

$$\mathbf{p}_{e,t}^m \leq \mathbf{p}_{e,t} \leq \mathbf{p}_{e,t}^M \quad (4.3.g)$$

- Limites operacionais dos consumidores flexíveis:

$$\mathbf{p}_{1,t}^m \leq \mathbf{p}_{1,t} \leq \mathbf{p}_{1,t}^M \quad (4.3.h)$$

- Limites operacionais dos consumidores com restrição de energia:

$$\mathbf{p}_{2,t}^m \leq \mathbf{p}_{2,t} \leq \mathbf{p}_{2,t}^M \quad (4.3.i)$$

- Limites operacionais dos consumidores com restrição de potência:

$$\mathbf{p}_{3,t}^m \leq \mathbf{p}_{3,t} \leq \mathbf{p}_{3,t}^M \quad (4.3.j)$$

- Limites dos fluxos nos ramos:

$$\mathbf{I}_{L,t}^m \leq \boldsymbol{\Gamma} \cdot \mathbf{A} \cdot \boldsymbol{\theta}_t \leq \mathbf{I}_{L,t}^M \quad (4.3.l)$$

em que:

n_B : número de barras;

n_L : número de ramos;

$\mathbf{p}_{L,t}$ = vetor contendo o carregamento para o intervalo "t" ($n_L \times 1$);

$\boldsymbol{\Gamma}$: matriz diagonal contendo as capacidades dos ramos ($n_L \times n_L$);

\mathbf{A} : matriz de incidência ramos-barras ($n_L \times n_B$) definida como:

$a_{ij} = 1$, Se barra "j" é a barra inicial do ramo "i";

$a_{ij} = -1$, Se barra "j" é a barra final do ramo "i";

$a_{ij} = 0$, Se o ramo "i" não incidir na barra "j";

\mathbf{A}_e : matriz de incidência barras-pontos de entrada ($n_B \times n_E$) definida como:

$a_{e_{ij}} = 1$, Se o gerador "j" está localizado na barra "i";

$a_{e_{ij}} = 0$, Se o gerador "j" não está localizado na barra "i";

\mathbf{A}_1 : matriz de incidência Barra-Consumidor Flexível ($n_B \times n_1$) definida como;

$A_{1_{ij}}=1$, Se o consumidor "j" estiver localizado na barra "i";

$A_{1_{ij}}=0$, Se o consumidor "j" não estiver localizado na barra "i";

\mathbf{A}_2 : matriz de incidência Barra-Consumidor com Restrição de Energia ($n_B \times n_2$) definida de forma análoga à matriz " \mathbf{A}_1 ";

\mathbf{A}_3 : matriz de incidência Barra-Consumidor com Restrição de Potência ($n_B \times n_3$) definida de forma análoga à matriz " \mathbf{A}_1 ";

θ_t : vetor contendo os ângulos das barras para o intervalo "t" ($n_B \times 1$);

$\mathbf{p}_{e,t}$: vetor contendo as potências de entrada para o intervalo "t" ($n_E \times 1$);

$\mathbf{p}_{1,t}$: vetor contendo as potências reduzidas pelos consumidores flexíveis para o intervalo "t" ($n_1 \times 1$);

$\mathbf{p}_{2,t}$: vetor contendo as potências reduzidas pelos consumidores com restrição de energia para o intervalo "t" ($n_2 \times 1$);

$\mathbf{p}_{3,t}$: vetor contendo as potências reduzidas pelos consumidores com restrição de potência para o intervalo "t" ($n_3 \times 1$);

$\mathbf{p}_{g,t}^M$: vetor contendo os limites operacionais superiores para os pontos de entrada para o intervalo "t" ($n_E \times 1$);

$\mathbf{p}_{g,t}^m$: vetor contendo os limites operacionais inferiores para os pontos de entrada para o intervalo "t" ($n_E \times 1$);

$\mathbf{p}_{1,t}^M$: vetor contendo os limites operacionais superiores para os consumidores flexíveis para o intervalo "t" ($n_1 \times 1$);

$\mathbf{p}_{1,t}^m$: vetor contendo os limites operacionais inferiores para os consumidores flexíveis para o intervalo "t" ($n_1 \times 1$);

$\mathbf{p}_{2,t}^M$: vetor contendo os limites operacionais superiores para os consumidores com restrição de Energia para o intervalo "t" ($n_2 \times 1$);

$\mathbf{p}_{2,t}^m$: vetor contendo os limites operacionais inferiores para os consumidores com restrição de Energia para o intervalo "t" ($n_2 \times 1$);

$\mathbf{p}_{3,t}^M$: vetor contendo os limites operacionais superiores para os consumidores com restrição de Potência para o intervalo "t" ($n_3 \times 1$);

$\mathbf{p}_{3,t}^m$: vetor contendo os limites operacionais inferiores para os consumidores com restrição de Potência para o intervalo "t" ($n_3 \times 1$);

$\mathbf{I}_{L,t}^M$: vetor contendo os limites superiores para os fluxos de potência ativa nos ramos para o intervalo "t" ($n_L \times 1$);

$\mathbf{I}_{L,t}^m$: vetor contendo os limites inferiores para os fluxos de potência ativa nos ramos para o intervalo "t" ($n_L \times 1$)

4.3.3 Restrições dos Consumidores:

Para a modelagem do comportamento de cada categoria de consumidor participante do programa de GC, foram utilizadas equações matriciais que representam a resposta dos consumidores diante de um pedido de interrupção do seu consumo. Na seqüência serão expostas estas equações para cada categoria:

Equações relacionadas aos Consumidores Flexíveis:

A equação (4.3.h) exposta nas restrições operacionais desta seção descreve esta categoria de consumidor, cuja modelagem requer apenas os limites de redução (máximos e mínimos), a serem respeitados em cada intervalo de tempo.

Equações relacionadas aos Consumidores com Restrições de Energia e Taxa de Variação da Redução:

As restrições atribuídas a este tipo de consumidor devem ser analisadas considerando todo o horizonte de tempo em estudo. Estas são classificadas como *restrições intertemporais*, pois proporcionam um acoplamento temporal entre as variáveis envolvidas. As inequações descritas em (4.3.m) e (4.3.n), representam o comportamento deste tipo de consumidor, em que a expressão (4.3.m) limita a quantidade máxima e mínima da energia a ser reduzida durante todo o horizonte de tempo, enquanto que a restrição (4.3.n) impõe limites máximos e mínimos à variação da redução em intervalos contíguos para esta categoria de consumidor.

- Restrição intertemporal de energia para o consumidor com Restrição de Energia:

$$\mathbf{e}^{\min} \leq \mathbf{P}_2 \cdot \mathbf{h}_T \leq \mathbf{e}^{\max} \quad (4.3.m)$$

- Restrição intertemporal de taxa de variação de redução de carga para o consumidor com Restrição de Energia:

$$\Delta \mathbf{D}^m \leq \mathbf{D} \cdot \mathbf{P}_{D2} \leq \Delta \mathbf{D}^M \quad (4.3.n)$$

onde,

\mathbf{P}_2 : matriz que contém em cada coluna as potências reduzidas pelos consumidores com Restrição de Energia para todo o intervalo de tempo ($n_2 \times n_T$);

\mathbf{e}^{\max} : vetor contendo os limites superiores de energia a ser reduzida pelos consumidores com Restrição de Energia ($n_2 \times 1$);

\mathbf{e}^{\min} : vetor contendo os limites inferiores de energia a ser reduzida pelos consumidores com Restrição de Energia ($n_2 \times 1$);

\mathbf{D} : matriz de acoplamento utilizada pela restrição de taxa de variação de redução utilizada pelos consumidores com Restrição de Energia ($n_2 \cdot (n_T - 1) \times n_2 \cdot n_T$);

$$\begin{bmatrix} -I_{n_2} & I_{n_2} & 0_{n_2} & \dots & 0_{n_2} \\ 0_{n_2} & -I_{n_2} & I_{n_2} & \dots & 0_{n_2} \\ 0_{n_2} & \dots & -I_{n_2} & I_{n_2} & 0_{n_2} \\ 0_{n_2} & \dots & \dots & -I_{n_2} & I_{n_2} \end{bmatrix}$$

em que,

I_{n_2} : matriz identidade ($n_2 \times n_2$);

0_{n_2} : matriz de zeros ($n_2 \times n_2$);

\mathbf{P}_{D2} : vetor coluna contendo as potências reduzidas pelos consumidores com Restrição de Energia em todos o horizonte de tempo em estudo ($n_2 \cdot n_T \times 1$);

$$\mathbf{P}_{D2} = \begin{bmatrix} \mathbf{p2}_1^T & \mathbf{p2}_2^T & \dots & \dots & \mathbf{p2}_{n_2}^T \end{bmatrix}^T$$

$\Delta \mathbf{D}^M$: vetor contendo os limites superiores para a taxa de variação de redução para os consumidores com Restrição de Energia ($n_2 \cdot (n_T - 1) \times 1$);

$\Delta \mathbf{D}^m$: vetor contendo os limites inferiores para a taxa de variação de redução para os consumidores com Restrição de Energia ($n_2 \cdot (n_T - 1) \times 1$);

Equações relacionadas aos Consumidores com Restrições de Potência:

Esta categoria tem como característica a redução de forma constante da sua demanda durante todo o horizonte de tempo considerado, o que também resulta na necessidade do uso de equações intertemporais para sua adequada modelagem. A equação correspondente é dada abaixo:

$$\mathbf{C} \cdot \mathbf{P}_{C3} = 0 \quad (4.3.o)$$

em que,

\mathbf{C} : matriz de acoplamento utilizada para representar com consumidores com restrição de potência ($n_3 \cdot (n_T - 1) \times n_3 \cdot n_T$);

$$\begin{bmatrix} I_{n_3} & -I_{n_3} & 0_{n_3} & \dots & 0_{n_3} \\ 0_{n_3} & I_{n_3} & -I_{n_3} & \dots & 0_{n_3} \\ 0_{n_3} & \dots & I_{n_3} & -I_{n_3} & 0_{n_3} \\ 0_{n_3} & \dots & \dots & I_{n_3} & -I_{n_3} \end{bmatrix}$$

onde,

I_{n_3} : matriz identidade ($n_3 \times n_3$);

0_{n_3} : matriz de zeros ($n_3 \times n_3$);

\mathbf{P}_{C3} : vetor coluna contendo as potências reduzidas pelos consumidores com Restrição de Potência em todos o horizonte de tempo em estudo ($n_3 \cdot n_T \times 1$);

$$\mathbf{P}_{C3} = \begin{bmatrix} \mathbf{p}3_1^T & \mathbf{p}3_2^T & \dots & \dots & \mathbf{p}3_{n_3}^T \end{bmatrix}^T$$

4.4 Formulação do FPO correspondente a versão FOCo

Nesta seção será apresentada a segunda versão de FPO com representação dos consumidores participantes de programa de GC. Esta é denominada **Fluxo de Potência Ótimo com Restrições Contratuais (FOCo)**, e contem algumas alterações quando comparada a versão **FOPe** anteriormente apresentada. A seguir serão expostas a função-objetivo e as restrições relativas a este problema de otimização:

4.4.1 Função-Objetivo:

A função-objetivo utilizada nesta formulação do problema de otimização apresenta duas parcelas. A primeira parcela corresponde ao custo associado aos pontos de entrada, e a segunda modela a perda de faturamento da concessionária, pois nesta versão os consumidores participantes do programa de GC são representados. A diferença com relação à versão FOPe reside no termo relacionado com o custo da energia entregue pelos pontos de entrada, já que na versão FOCo não existe a possibilidade da ultrapassagem dos valores máximos contratados. Sendo assim, esta parcela da função-objetivo é descrita pelas mesmas equações (4.2.a) e Figura 4.1 utilizada na formulação da versão FPO Base. As equações relacionadas às perdas de faturamento causadas pela redução de consumo das empresas participantes do programa de GC são as mesmas empregadas na versão FOPe descritas nas equações (4.3.c), (4.3.d), (4.3.e).

4.4.2 Equação do Balanço da Potência Ativa e Restrições Operacionais e Contratuais:

A diferença principal entre as duas versões que representam os consumidores consiste em que a versão FOCo representa as restrições estabelecidas através dos *Contratos de Uso do Sistema de Transmissão*, enfatizando assim as limitações das potências injetadas nas barras em que se localizam os pontos de medição. Nestes contratos são estabelecidos os montantes de potência a serem respeitados, bem como a metodologia empregada para o cálculo das penalidades que podem ser aplicadas. A inequação (4.4.a) descreve este comportamento, limitando a potência injetada no

ponto de medição em questão ao seu valor estabelecido em contrato (*MUST*). Basicamente esta equação seleciona através da matriz \mathbf{A}_{MUST} os fluxos nos ramos que formam os pontos de medição estabelecidos em contrato. O exemplo que segue a condição (4.4.a) procura ilustrar e esclarecer esta formulação.

- *Limites da potência injetada nos pontos de medição:*

$$\mathbf{M}_{,t}^m \leq \mathbf{A}_{MUST} \cdot \mathbf{\Gamma} \cdot \mathbf{A} \cdot \boldsymbol{\theta}_t \leq \mathbf{M}_{,t}^M \quad (4.4.a)$$

onde:

n_C : Número de pontos de medição

\mathbf{A}_{MUST} : Matriz de incidência que indica os ramos que compõe cada ponto de medição ($n_C \times n_L$).

Suas linhas são compostas de elementos unitários ou nulos, e correspondem ao contrato de cada ponto de medição.

\mathbf{M}_t^M : Vetor contendo os limites superiores para os montantes de uso do sistema de transmissão contratados para os pontos de medição para o intervalo "t" ($n_C \times 1$);

\mathbf{M}_t^m : Vetor contendo os limites inferiores para os montantes de uso do sistema de transmissão contratados para os pontos de medição para o intervalo "t" ($n_C \times 1$), em que $\mathbf{M}_t^m = -\mathbf{M}_t^M$

O exemplo a seguir exposto ilustra a formação desta matriz e dos vetores de limites das potências injetadas.

Exemplo: Considere o sistema de 5 barras abaixo indicado, contendo dois Contratos de Uso do Sistema de Transmissão. Sendo que o primeiro limita a potência injetada na barra 1 em 2 pu, enquanto o segundo contrato estabelece o limite da potência injetada na barra 4 em 3 pu para este único intervalo de tempo.

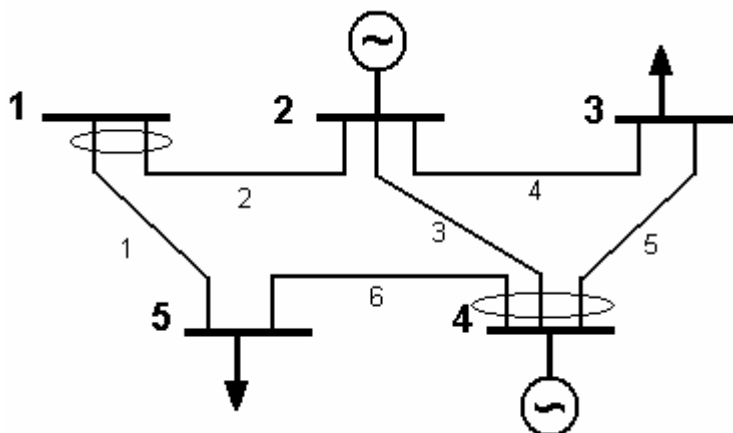


Figura 4.3 Exemplo ilustrativo para o FPO-FOCo

A matriz A_{MUST} para este exemplo está abaixo descrita:

$$A_{MUST} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

$$M^M = \begin{bmatrix} 2 \\ 3 \end{bmatrix} \quad M^m = \begin{bmatrix} -2 \\ -3 \end{bmatrix}$$

4.4.3 Representação dos consumidores:

A versão FOCo utiliza as mesmas restrições apresentadas na versão FOPE para representar a resposta dos consumidores participantes do programa de GC, as quais são descritas nas equações (4.3.g), (4.3.k), (4.3.l), (4.3.m).

4.5 Comparação qualitativa

Esta seção se propõe a resumir e comparar as principais características das versões FPO Base, FOPE, FOCO. Para tanto serão expostas de forma concisa as formulações dos problemas de otimização formulados, bem como uma tabela para uma melhor ilustração das diferenças existentes entre os FPOs desenvolvidos para auxiliar a implementação do programa de GC aplicado a concessionárias de distribuição de energia elétrica.

4.5.1 FPO Base

Minimizar Custo_Potência_Entrada (linear)

Sujeito a:

- *Equação do Balanço da Potência Ativa;*
- *Restrições Operacionais (limites operacionais dos equipamentos, pontos de entrada e fluxos nos ramos)*

4.5.2 FPO versão FOPE

*Minimizar Custo_Potência_Entrada (linear por partes) +
Não-Faturamento_Consumidor_Flexível +
Não-Faturamento_Consumidor_Restrição_Energia +
Não-Faturamento_Consumidor_Restrição_Potência*

Sujeito a:

- *Equação do Balanço da Potência Ativa;*
- *Restrições Operacionais (limites operacionais dos equipamentos, pontos de entrada e fluxos nos ramos);*
- *Restrições dos Consumidores*

4.5.3 FPO versão FOCO

Minimizar Custo_Potência_Entrada (linear) +

Não-Faturamento_Consumidor_Flexível +
Não-Faturamento_Consumidor_Restrição_Energia +
Não-Faturamento_Consumidor_Restrição_Potência

Sujeito a:

- *Equação do Balanço da Potência Ativa;*
- *Restrições Operacionais (limites operacionais dos equipamentos, pontos de entrada e fluxos nos ramos);*
- *Restrições dos Consumidores*
- ***Restrições Contratuais***

A Tabela 4.1 ilustra as diferenças existentes entre as versões desenvolvidas. Nota-se que a versão FPO Base corresponde à formulação clássica de um problema de fluxo de potência ótimo. As outras duas versões se distinguem da primeira por representarem os consumidores. A principal diferença entre elas corresponde à representação das restrições contratuais presentes nos *CUSTs*, utilizadas na versão FOCO, além das diferenças já discutidas quanto à função-objetivo.

Tabela 4.1 Resumo das versões de FPO desenvolvidas

Versão FPO	Função Objetivo	Eq.Balanço Pot.Ativa	Restr. Operacionais	Consum. Flexível	Consum. Restrição Energia	Consum. Restrição Potência.	Restr. Contratuais
Base	linear	Sim	Sim	Não	Não	Não	Não
FOPe	linear por partes	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Não
FOCo	linear	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim

O FPO versão FOCO é o mais restritivo das formulações desenvolvidas, pois contém restrições que limitam as potências injetadas em algumas barras do sistema de sub-transmissão da concessionária de distribuição de energia elétrica. Em consequência, está propensa a dificuldade de convergência do seu processo iterativo em situações de grande carregamento, ou na presença de consumidores com restrições intertemporais.

4.6 Conclusões

Este capítulo apresenta três versões de FPO para estudos de gerenciamento de carga. A primeira formulação de FPO apresentada, denominada FPO Base, se faz necessária pois os programas de GC necessitam de uma situação de referência, para que possa ser determinado o período do dia em que será necessária a ativação do programa de GC, bem como para se estimar os benefícios oriundos através da aplicação do GC.

As outras versões dos problemas de otimização desenvolvidos que contemplam a representação dos consumidores, e são úteis para a etapa de seleção das cargas aptas a reduzir sua demanda, visando uma implementação eficiente de um programa de GC. Neste trabalho, esta seleção é feita de forma ótima, cabendo salientar que esta otimização diz respeito ao ponto de vista da concessionária de distribuição responsável pela coordenação do programa de GC. Portanto, os critérios a serem minimizados consistem nos custos que a distribuidora tem ao implementar este tipo de programa, que são os custos da energia fornecida pelos pontos de entrada e a perda de faturamento devido às reduções de demanda efetuadas pelos consumidores participantes.

Deve também ser ressaltada que a função-objetivo associada aos pontos de entrada, apesar de indicar uma ordem de mérito que obedece ao custo econômico de cada ponto de entrada, não corresponde a um custo efetivo da concessionária pois seus contratos de energia são efetivados através de compra de "blocos" de energia, em que se estabelece um valor fixo mensalmente contratado. No caso do consumo efetivo de energia não alcançar este patamar, os encargos decorrentes continuam a incidir sobre o valor limite especificado no contrato [28]. Outro aspecto a ser considerado, consiste no fato em que em geral o horizonte de tempo utilizado em programas de GC (algumas horas) é pequeno quando comparados ao período correspondente a um mês, e portanto os benefícios de consumo de energia atingidos pela otimização não são significativos diante do montante mensal de energia contratada. Mesmo considerando que esta parcela do consumo da energia da concessionária não representa um custo efetivo, os FPOs desenvolvidos utilizam os pontos de entrada mais econômicos, pois se associa a cada um destes pontos um custo proporcional a *Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão* estabelecida nos contratos pertinentes, indicando uma ordem de mérito a ser observada no despacho do FPO empregado.

No que diz respeito à parcela referente ao não-faturamento da concessionária em decorrência das reduções de carga dos consumidores, esta se trata de uma componente real e seu valor pode ser utilizado diretamente na elaboração de mecanismos de incentivos econômicos para as empresas participantes.

Finalmente, com relação à versão do FPO denominada FOCO, esta apresenta restrições contratuais que se tratam essencialmente da imposição de limites na combinação dos fluxos dos ramos que constituem os pontos de medição. Restringindo-se desta forma a capacidade de potência a ser disponibilizada à concessionária, mensurada nestes pontos de medição. Estas considerações acabam por tornar esta versão em um problema de otimização de solução difícil, podendo não convergir frente a situações severas caracterizadas como grande quantidade de intervalos discretizados, alto nível de carregamento, ou que apresentem um grande número de consumidores com restrições intertemporais.

Resultados Numéricos

5.1 Introdução

O objetivo deste capítulo é apresentar resultados de simulações numéricas com o auxílio de programas computacionais desenvolvidos na linguagem Matlab. Para tanto, inicialmente será caracterizado o sistema teste a ser utilizado e serão definidas as condições e hipóteses adotadas nas simulações. Em seguida, serão expostos os três casos selecionados, sendo que para cada um destes há sub-seções destinadas ao caso base (sem aplicação de GC) e ao caso modificado (com aplicação do GC), bem como às análises pertinentes. Por fim, são extraídas as conclusões gerais acerca dos resultados obtidos.

5.2 Caracterização do sistema teste utilizado

Neste trabalho utiliza-se como sistema-teste o sistema de 192 barras correspondente à rede de sub-transmissão da concessionária de distribuição das Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc). Como se trata de um sistema elétrico interligado à rede básica nacional, faz-se necessário delimitar a região relevante para a execução das simulações, ou seja, definir para este sistema-teste os seus pontos de fronteira com sistemas externos, que de acordo com as definições apresentadas no capítulo 3 são chamados de *pontos de entrada*.

Para tanto, deve-se considerar que a estratégia de operação da Celesc faz uso de algumas linhas de transmissão pertencentes à rede básica, e para uma adequada representação do comportamento deste sistema, alguns pontos de entrada estarão localizados na própria rede básica. Uma informação importante é que, apesar destes pontos de entrada não coincidirem com barras de geração propriamente ditas, foi através destes que se representou a entrada de potência no sistema que compõe a área de atuação da concessionária de distribuição de energia elétrica.

Na Figura 2 do apêndice C disponibiliza-se o diagrama unifilar da rede de transmissão e sub-transmissão sob coordenação da Celesc. Os pontos de entrada utilizados neste trabalho para o sistema de 192 barras estão expostos na Tabela 5.1.

TABELA 5.1 Pontos de entrada

Nome do Ponto de Entrada	Nível de Tensão [kV]	Barra (Código Celesc)
Xanxerê	230	1069
Canoinhas	230	834
Curitiba	230	960
Curitiba	535	959
Siderópolis	230	1057
Campos Novos	525	955

O sistema-teste também considera a representação das máquinas do complexo de Jorge Lacerda como pontos de entrada para o atendimento da Celesc. Os dados correspondentes estão disponibilizados no diagrama unifilar, estando listados na Tabela 5.2:

TABELA 5.2 Máquinas de Jorge Lacerda

Nome (Máquinas)	Barra (código Celesc)	Tensão [kV]	Limites Operacionais	
			Super. [kW]	Infer. [kW]
Jorge Lacerda 1 (1 e 2)	907	138	50	25
Jorge Lacerda A (3 e 4)	909	230	66	33
Jorge Lacerda B (1 e 2)	911	230	131	80
Jorge Lacerda C (1)	913	230	363	180

Outra definição de interesse consiste em determinar quais são os *pontos de medição* presentes no sistema de sub-transmissão da Celesc. Estes estão listados na Tabela 5.3, juntamente com os seus Montantes de Uso do Sistema de Transmissão contratados para o período de ponta e fora da ponta, dispostos na terceira e quarta colunas, respectivamente. Na quinta coluna encontram-se as Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão aplicadas para cada um destes pontos de medição.

Estes valores são válidos para o período compreendido entre julho de 2003 e dezembro deste mesmo ano e são especificados de acordo com os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão [29].

TABELA 5.3 Pontos de medição

Ponto De Medição	Barra (Código Celesc)	Tensão [kV]	MUST [MW]		TUST [R\$kW.mês]
			Ponta	Fora da Ponta	
Blumenau	940	138	494	525	3,893
Campos Novos	957, 958	138	243	253	4,127
Canoinhas	2725	138	112	119	4,068
Jorge Lacerda	1008	69	88	88	4,162
Jorge Lacerda	1007	138	115	112	4,252
Joinville	1017	69	113	116	3,863
Joinville	1016	138	219	246	3,989
Palhoça	1035	138	169	165	4,048
Siderópolis	1058	69	201	226	4,059
Xanxerê	2897	69	32	32	4,706
Xanxerê	2896	138	282	298	4,706
Itajaí	992	138	234	243	3,846

A Figura 1 disponibilizada no Apêndice C tem como objetivo facilitar o entendimento acerca da delimitação desta fronteira da Celesc com o sistema externo à sua área de atuação. Nesta figura mostra-se um Diagrama Unifilar dos Pontos de Medição de Faturamento (Maio de 2003) em que se podem notar as linhas de transmissão pertencente à rede básica e a localização dos pontos de medição contratados em 2003.

Neste trabalho é adotada a prática da empresa de subdividir o seu sistema em oito áreas distintas conforme definido abaixo. A Figura 3 disponibilizada no Apêndice C, apresenta a delimitação destas áreas no estado de Santa Catarina. Esta divisão será útil no decorrer da exposição dos resultados numéricos, seguem estas áreas:

- Área 1 : Região Grande Florianópolis;
- Área 2 : Região Norte;
- Área 3 : Região do Vale do Itajaí;
- Área 4 : Região Planalto-Central;
- Área 5 : Região Meio-Oeste;
- Área 6 : Região Extremo-Oeste;
- Área 7 : Região Sul;
- Área 8 : Região Extremo-Sul;

Em todos os três casos a seguir apresentados, têm-se uma situação base, a ser comparada com uma situação modificada, sendo que esta última considera a resposta dos consumidores participantes do programa de GC. A seleção dos consumidores a serem chamados a reduzir parte de sua demanda é feita por dois fatores: a sua localização na rede elétrica e o custo associado à interrupção deste consumidor. Com relação ao custo associado às reduções de consumo dos participantes do programa de GC, este é mensurado através da perda de receita que a concessionária de energia elétrica terá ao solicitar um pedido de redução do consumo de energia. Portanto o sistema de tarifação de energia ao qual pertence cada consumidor merece uma análise detalhada, pois pode ser um fator decisivo no momento da seleção do consumidor a ser chamado a reduzir parte do seu consumo.

Atualmente os consumidores atendidos pelas concessionárias são classificados de acordo com os níveis de tensão em que são atendidos. Segue abaixo esta classificação [20]:

- Subgrupo A1: Atendido em tensões igual ou superior a 230kV;
- Subgrupo A2: Atendido em tensões entre 88kV e 138kV;
- Subgrupo A3: Atendido em tensão igual a 69kV;
- Subgrupo A3a: Atendido em tensões entre 30kV e 44kV;
- Subgrupo A4a: Atendido em tensões entre 2,3kV e 25kV;

- Subgrupo AS: Atendido em sistemas subterrâneos;

Os consumidores atendidos em níveis de tensão abaixo de 2,3 kV (residências, lojas, agências bancárias entre outros) pertencem ao grupo “B” (que por sua vez também possuem algumas sub-divisões que não são aqui discutidas, pois este detalhamento foge ao objetivo desta dissertação).

Os consumidores de interesse nesta dissertação correspondem aos grupos A1, A2, e A3. Estes possuem um sistema de tarifação binômia, isto é, são tarifados tanto a sua demanda quanto a energia consumida. Para tanto, são empregados dois sistemas de tarifação binômia, referidos como tarifas horo-sazonais verde e azul [20]. Para os consumidores dos grupos acima citados o enquadramento no sistema de tarifação horo-sazonal azul é obrigatório, sendo que os valores das tarifas utilizados nesta dissertação foram extraídos de [35] e são listados na Tabela 5.4. Cabe salientar que estes valores possuem uma diferenciação horária (período de ponta e fora-da-ponta) bem como variam de acordo com a época do ano (períodos seco e úmido).

TABELA 5.4 Tarifas de fornecimento

TARIFAS DE FORNECIMENTO EM R\$ COM ICMS						
HORO SAZONAIS - AZUL						
SEGMENTOS HORO SAZONAIS			TUSD + TUST + TE			
			PONTA		FORA DE PONTA	
SUBGRUPOS		COMPONENTES	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
A1	Todas as Classes	<i>Demanda</i>	19,75		3,97	
		<i>Consumo</i>	0,12992	0,11404	0,08876	0,07601
A2	Todas as Classes	<i>Demanda</i>	21,44		4,79	
		<i>Consumo</i>	0,13616	0,12600	0,09416	0,08599
A3	Todas as Classes	<i>Demanda</i>	28,91		7,72	
		<i>Consumo</i>	0,15093	0,13393	0,10104	0,08780

5.3 Caso 1: Perda da Linha de Transmissão

Apresentado o sistema-teste bem como algumas definições necessárias, pode-se dar início à exposição dos resultados numéricos. Neste exemplo, simulou-se a perda da linha de transmissão Campos Novos–Blumenau de 525kV sendo que esta contingência foi mantida durante o intervalo de 1 hora. O carregamento utilizado corresponde aos valores típicos para um dia útil do mês de junho do ano de 2003, durante o horário de ponta (19hs). Primeiramente serão expostas as informações pertinentes ao caso base e em seguida ao caso modificado.

5.3.1 Caso Base

Neste caso, como não há a participação dos consumidores, devem ser observadas apenas as variáveis relacionadas aos pontos de entrada anteriormente listados, bem como os limites operacionais das máquinas de Jorge Lacerda.

O procedimento para a determinação dos limites operacionais dos pontos de entrada consiste em utilizar os maiores valores conhecidos de fluxo nas linhas de transmissão utilizados nos estudos de fluxo de carga efetuados pela Celesc. Já com relação aos limites das máquinas de Jorge Lacerda, estas possuem uma faixa típica de valores que é utilizada nestes estudos da operação disponíveis no Apêndice B. A versão utilizada para a realização das simulações desta seção corresponde ao FPO Base, formulação convencional que, como foi visto no Capítulo 4 não permite a ultrapassagem dos valores de potência estabelecidos nos pontos de entrada.

Com respeito ao custo associado aos pontos de entrada, utiliza-se uma fração da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão relativa aos pontos de entrada. No caso dos pontos de entrada que não possuam valores especificados, o custo associado equivale à fração (1/100) do TUST da barra mais próxima. A utilização de uma fração dos TUST se justifica, pois estes pontos devem ser a opção mais econômica para o despacho frente à opção da redução da demanda dos consumidores, mas devem continuar a obedecer a ordem de mérito estabelecida pelos valores das tarifas associadas.

A Tabela 5.5 expõe os limites operacionais destes pontos de entrada, os seus custos associados, bem como os limites da ultrapassagem dos valores de capacidade especificados. A base de potência utilizada equivale a 100 MW.

TABELA 5.5 Limites operacionais e ponderações associadas aos pontos de entrada

Nome do ponto de Entrada (Tensão [kV])	Limites Operacionais [pu]		Custo associado [R\$/kW.h]
	Máximo	Mínimo	
Canoinhas (230)	1,380	0	4,068/100
Joinville (230)	2,600	0	3,863/100
Blumenau (535)	4,708	0	3,893/100
Campos Novos (525)	10,310	0	4,127/100
Xanxerê (230)	3,170	0	4,706/100
Jorge Lacerda (138)	0,500	0,250	4,162/100
Jorge Lacerda A (230)	0,660	0,330	4,162/100
Jorge Lacerda B (230)	1,330	0,800	4,162/100
Jorge Lacerda C (230)	3,630	1,800	4,162/100
Siderópolis (230)	1,120	0	4,059/100

a) Saídas do programa para o caso Base (FPO versão Base)

Ao se obter a convergência numérica do processo iterativo em 14 iterações, pode-se elaborar os gráficos e tabelas a seguir apresentados. A Tabela 5.6 lista as potências fornecidas pelos pontos de entrada durante o intervalo considerado de 1 hora de duração, em que a quarta coluna apresenta as potências fornecidas e na quinta coluna encontram-se as contribuições de potência do cada ponto de entrada no total de geração. Na Figura 5.1 as contribuições de potência de cada ponto de entrada são representadas graficamente.

TABELA 5.6 Potência fornecida pelos pontos de entrada

Nº	Cor	Nome	Potência de Entrada	
			[pu]	Participação no total (%)
1	■	CANOINHAS	1,3800	6
2	■	JOINVILLE	2,6000	12
3	■	BLUMENAU	4,7080	21
4	■	C_NOVOS_525	3,2425	15
5	■	XANXERE	3,0830	14
6	■	J_LACERDA_1	0,5000	2
7	■	J_LACERDA_A	0,6600	3
8	■	J_LACERDA_B	1,3300	6
9	■	J_LACERDA_C	3,6300	16
10	■	SIDEROPOLIS	1,1200	5

CONTRIBUIÇÃO DOS PONTOS DE ENTRADA

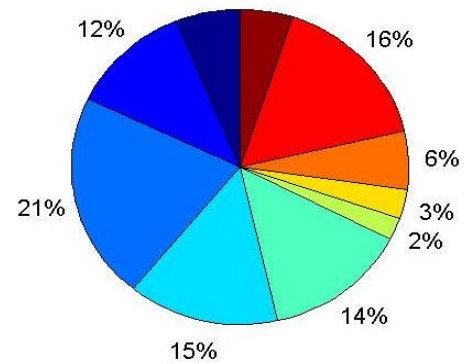


Figura 5.1 Contribuição dos pontos de Entrada

Visando facilitar a apresentação dos valores dos custos marginais das barras, apresenta-se na Figura 5.2 o valor máximo e mínimo destes custos nas barras do sistema-teste em estudo, durante o único intervalo de tempo em estudo.

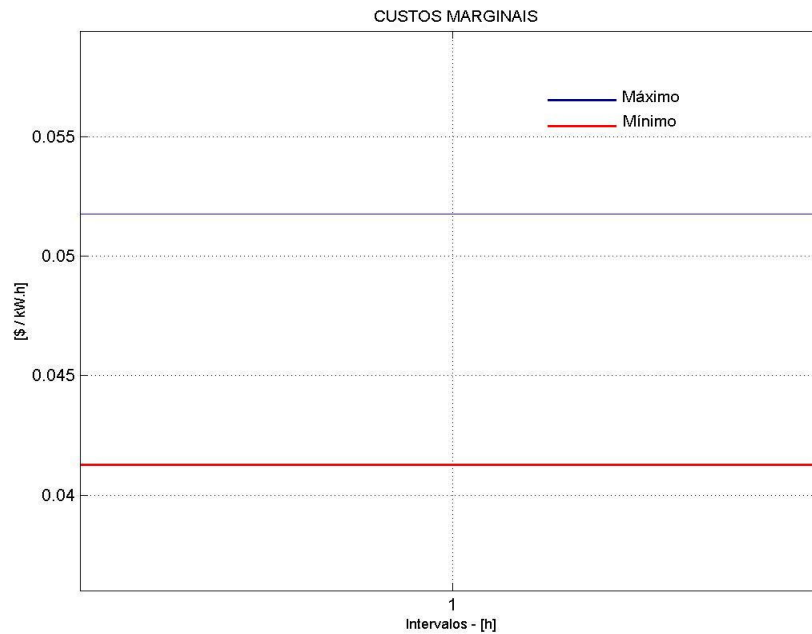


Figura 5.2 Custos marginais de barras para o caso base

Face a esta contingência de transmissão, o sistema de sub-transmissão da Celesc, ao ser atendido pelos fornecimentos dos pontos de entrada, excede seus limites de potências injetadas mensuradas nos seus pontos de medição. A Tabela 5.7 apresenta as potências injetadas em cada ponto de medição. Na terceira coluna estão listados os valores limites contratados, os MUSTs, aos quais é adicionado a folga de 5% dos seus valores contratados [30]. Os pontos de medição em negrito são aqueles em que ocorrem as ultrapassagens dos valores contratados. A Figura 5.3 dispõe estas informações em forma de gráfico de barra, em que a cor azul representa potências injetadas dentro dos limites contratados, e a cor vermelha indica ultrapassagem destes valores.

TABELA 5.7 Injeções de potência nos pontos de medição

Nº	Nome	MUST contratado (com folga)	Potência Injetada [pu]
1	PALHOCA	1.7745	1.5416
2	CANOINHAS	1.1760	1.3800
3	JOINVILLE_69	1.1865	0.4722
4	JOINVILLE_138	2.2995	2.3437
5	ITAJAI	2.4570	1.3905
6	BLUMENAU	5.1870	4.3592
7	C_NOVOS	2.5515	3.2424
8	XANXERE_69	0.3360	0.2760
9	XANXERE_138	2.9610	2.8069
10	J_LACERDA_69	0.9240	0.9230
11	J_LACERDA_138	1.2075	0.7766
12	SIDEROPOLIS	2.1105	2.0940

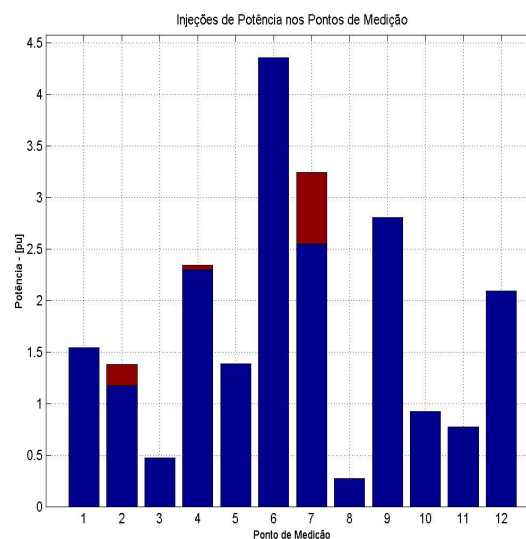


Figura 5.3 Injeções de potência nos pontos de Medição

b) Análises para o caso Base:

Neste caso, nota-se na Tabela 5.6 e Figura 5.1 que os pontos que mais contribuem no fornecimento de energia são Blumenau, Campos-Novos e Jorge Lacerda C. Apesar do ponto de entrada de Campos Novos ter a maior capacidade de fornecimento, este não tem como entregar esta energia ao sistema, pois sua principal conexão com o sistema de sub-transmissão da Celesc foi eliminada devido à contingência simulada.

Com relação aos custos marginais, a presença de valores distintos expostos na Figura 5.2 indica a ocorrência de congestionamentos nas linhas de transmissão. O primeiro ramo congestionado conecta a sub-estação de Campos Novos (230 kV) à subestação de Campos-Novos

(138 kV). Estes congestionamentos são verificados na linha Xanxerê-Faxinal dos Guedes (69 kV), e em um dos ramos que conectam a barra de Xanxerê (69 kV) a sub-estação de Xanxerê (138 kV).

Observa-se também que este cenário proporciona a ultrapassagem dos valores contratados de potência injetada nos pontos de medição, conforme exposto na Tabela 5.7 e Figura 5.3. Especificamente, eles ocorrem nos pontos de medição de Canoinhas, Campos Novos e Joinville (138 kV), caracterizando uma situação de penalidade cujos valores das multas, calculados através de [30], serão apresentados nas análises do caso modificado a seguir apresentado.

5.3.2 Caso Modificado:

Neste exemplo, simula-se a resposta dos consumidores participantes do programa de GC aplicado a concessionárias de distribuição. A versão de FPO utilizada para a execução desta simulação corresponde a denominada FOPE. A escolha por esta versão se justifica em face da severidade da contingência simulada, que faz com que o problema não tenha solução ao se utilizar a versão FOCo.

Ao se utilizar a versão FOPE, devem ser definidos para os pontos de entrada, além dos limites operacionais, a ultrapassagem permitida e o custo associado ao do fornecimento desta energia. As características dos consumidores também devem ser fornecidas e serão detalhadas a seguir.

O critério adotado neste trabalho para o estabelecimento dos limites operacionais baseia-se nos valores de fluxo típicos para este carregamento (inverno-carga pesada), utilizados nos estudos de fluxo de carga pela concessionária. Através de simulações, pode-se determinar as ultrapassagens dos valores contratados. Estas informações estão listadas na primeira, segunda e terceira coluna da Tabela 5.8, respectivamente.
































Para a determinação dos custos associados aos pontos de entrada, os valores de referência utilizados correspondem às Tarifas do Uso do Sistema de Transmissão da barra mais próxima do ponto de entrada. Como a curva de custo associada a estes pontos é linear por partes, o coeficiente angular da parcela de energia a ser utilizada em situações normais de operação corresponde a uma fração do TUST associado. Para o segundo segmento da curva, considera-se um coeficiente angular igual a três vezes o valor do TUST aplicado a barra do ponto de entrada, caracterizando assim uma situação de penalidade. Na Tabela 5.8 pode-se observar estes valores, dispostos na quarta e quinta coluna respectivamente.

TABELA 5.8 Limites operacionais e ponderações associadas aos pontos de entrada

Nome do ponto de Entrada (Tensão [kV])	Limites Operacionais [pu]		Ultrapassagem permitida	Custo associado [R\$/kW.h]	
	Máximo	Mínimo		Situação Normal	Situação de Penalidade
Canoinhas (230)	1,120	0	5%	4,068/100	3×4,068
Joinville (230)	2,600	0	1,5%	3,863/100	3×3,863
Blumenau (535)	4,280	0	5%	3,893/100	3×3,893
Campos Novos (525)	2,430	0	5%	4,127/100	3×4,127
Xanxerê (230)	3,170	0	5%	4,706/100	3×4,706
Jorge Lacerda (138)	0,500	0,250	10%	4,162/100	3×4,162
Jorge Lacerda A (230)	0,660	0,330	10%	4,162/100	3×4,162
Jorge Lacerda B (230)	1,330	0,800	10%	4,162/100	3×4,162
Jorge Lacerda C (230)	3,630	1,800	10%	4,162/100	3×4,162
Siderópolis (230)	1,120	0	5%	4,059/100	3×4,059

Com relação aos consumidores participantes do programa de GC, foram representados os 31 maiores consumidores da Celesc, atendidos em tensões entre 69 kV a 230 kV. Neste exemplo, em particular foi considerado que todos os consumidores são do tipo flexível. Quanto à determinação dos limites disponibilizados para estas reduções, um parâmetro de interesse é a chamada *Potência Redutível Contratada (PRC)* que corresponde a uma parte da demanda fixa contratada pelo consumidor em questão, que estará sujeita a interrupções em caso da necessidade do acionamento do programa de GC. A sexta coluna da Tabela 5.9 apresenta estas informações, em termos percentuais, relativos às demandas fixas contratada individualmente para cada consumidor.

TABELA 5.9 Informações sobre os consumidores

Cor	Nome	Região	Sistema Tarifário	PRC [pu]	Porcentagem da Demanda Fixa Contratada [%]
	CONS_01	1	A2	0,0091	10
	CONS_02	2	A2	0,0462	25
	CONS_03	2	A2	0,0175	25
	CONS_04	2	A2	0,0880	25
	CONS_05	2	A2	0,0320	25
	CONS_06	2	A3	0,0100	25
	CONS_07	2	A2	0,0088	25
	CONS_08	2	A2	0,0525	25
	CONS_09	2	A3	0,1457	25
	CONS_10	2	A2	0,0090	25
	CONS_11	2	A1	0,0025	25
	CONS_12	3	A3	0,0019	10
	CONS_13	3	A3	0,0073	10
	CONS_14	3	A3	0,0012	10
	CONS_15	3	A3	0,0100	10
	CONS_16	3	A3	0,0002	10
	CONS_17	3	A3	0,0100	10
	CONS_18	3	A3	0,0060	10
	CONS_19	4	A3	0,0105	10
	CONS_20	4	A2	0,0075	10
	CONS_21	4	A2	0,0030	10
	CONS_22	4	A3	0,0120	10
	CONS_23	5	A2	0,0058	10
	CONS_24	5	A2	0,0066	10
	CONS_25	6	A2	0,0150	10
	CONS_26	6	A3	0,0136	10
	CONS_27	8	A3	0,0026	10
	CONS_28	8	A3	0,0040	10
	CONS_29	8	A3	0,0009	10
	CONS_30	8	A3	0,0039	10
	CONS_31	8	A3	0,0007	10

a) Saídas do programa para o caso Modificado (FPO versão FOPE)

Ao utilizar a versão de FPO denominada FOPE obteve-se a convergência do processo iterativo em 14 iterações. Os seguintes gráficos e tabelas expostos na sequência baseiam-se nos resultados obtidos. Primeiramente, com o auxílio da Tabela 5.10 pode-se notar os valores das potências fornecidas pelos pontos de entrada durante o horizonte de tempo em estudo. As contribuições individuais de cada ponto de entrada face ao total gerado são apresentadas em termos percentuais, tanto na quinta coluna da Tabela 5.10 como graficamente na Figura 5.4.

TABELA 5.10 Potência fornecida pelos pontos de entrada

Nº	Cor	Nome	Potência de Entrada	
			[pu]	Participação no total (%)
1	■	CANOINHAS	1,1760	5
2	■	JOINVILLE	2,6390	12
3	■	BLUMENAU	4,4940	21
4	■	C_NOVOS_525	2,5515	12
5	■	XANXERE	3,2590	15
6	■	J_LACERDA_1	0,5250	2
7	■	J_LACERDA_A	0,6930	3
8	■	J_LACERDA_B	1,3830	6
9	■	J_LACERDA_C	3,8130	18
10	■	SIDEROPOLIS	1,1760	5

CONTRIBUIÇÃO DOS PONTOS DE ENTRADA

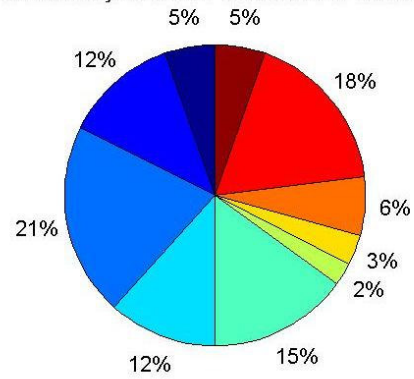


Figura 5.4 Contribuição dos pontos de entrada

O gráfico de custo marginal nas barras durante este único intervalo de tempo é apresentado na Figura 5.5. Como não há congestionamentos, verifica-se neste caso um valor único em todas as barras do sistema.

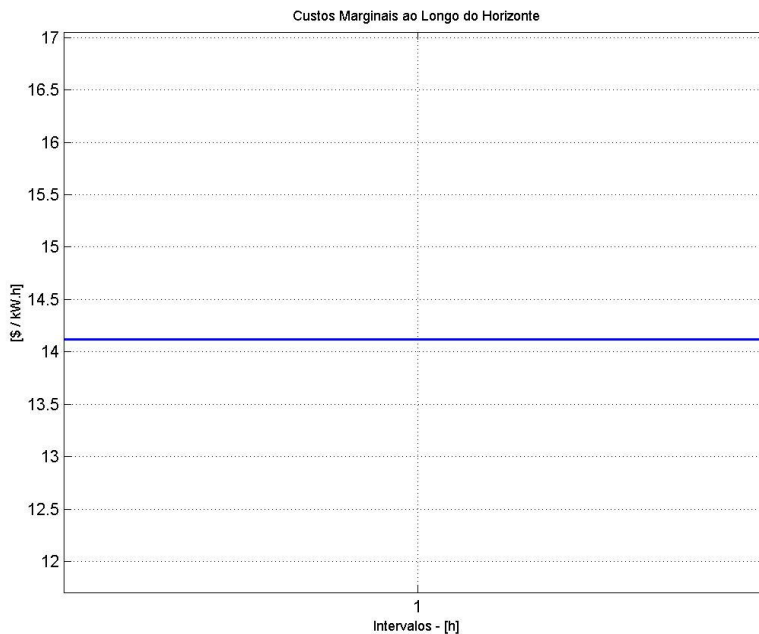


Figura 5.5 Custo marginal nas barras para o caso modificado

Com a aplicação da técnica de GC, obteve-se outra condição de operação como se pode ver no despacho dos pontos de entrada, visualizados na Tabela 5.10. Neste novo cenário, apesar do uso da energia a ser consumida em situações de penalização nestes pontos de entrada, verifica-se uma forte redução da ultrapassagem dos valores contratados nos pontos de medição quando comparada aos valores encontrados do caso base. Através da Tabela 5.11 e Figura 5.6 pode-se observar a pequena ultrapassagem ocorrida no ponto de medição de Xanxerê (138 kV).

TABELA 5.11 Potência injetada nos pontos de medição

Nº	Nome	MUST contratado (com folga)	Potência Injetada [pu]
1	PALHOCA	1.7745	1.5826
2	CANOINHAS	1.1760	1.1760
3	JOINVILLE_69	1.1865	0.4653
4	JOINVILLE_138	2.2995	2.2885
5	ITAJAI	2.4570	1.3801
6	BLUMENAU	5.1870	4.2491
7	C_NOVOS	2.5515	2.5515
8	XANXERE_69	0.3360	0.2824
9	XANXERE_138	2.9610	2.9765
10	J.LACERDA_69	0.9240	0.9230
11	J.LACERDA_138	1.2075	1.0375
12	SIDEROPOLIS	2.1105	2.0819

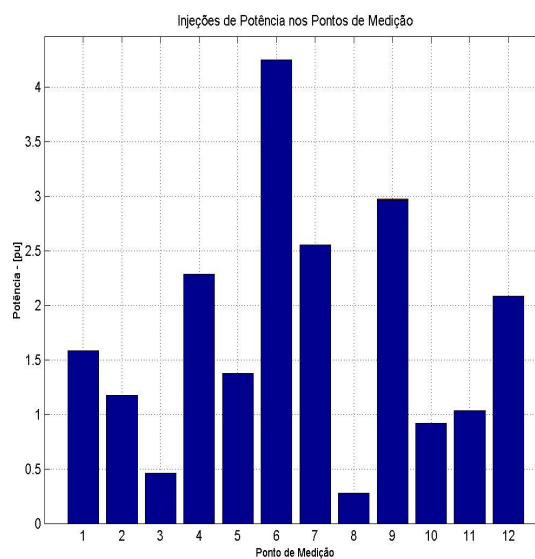


Figura 5.6 Potência injetada nos pontos de medição

No que diz respeito às informações relacionadas aos consumidores participantes do programa de GC, a Figura 5.7 expressa em forma de gráficos de barras os valores das demandas reduzidas individualmente pelos consumidores. Já a Tabela 5.12, além de disponibilizar esta informação na sua quinta coluna, apresenta também a perda de faturamento para cada consumidor na quarta coluna desta tabela.

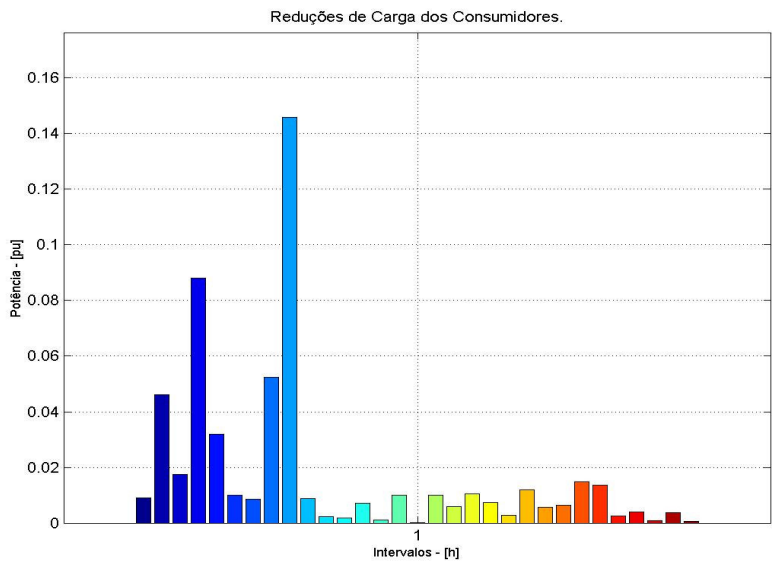


Figura 5.7 Gráfico das reduções de carga dos consumidores

TABELA 5.12 Reduções de carga dos consumidores

Cor	Região	Nome	Não Faturamento [R\$]	Potência reduzida [pu]
Dark Blue	1	CONS_1	134,5	0,0091
Dark Blue	2	CONS_2	683,6	0,0462
Blue	2	CONS_3	258,6	0,0175
Blue	2	CONS_4	1300,6	0,0880
Blue	2	CONS_5	473,0	0,0320
Blue	2	CONS_6	163,7	0,0100
Blue	2	CONS_7	129,3	0,0088
Blue	2	CONS_8	775,9	0,0525
Cyan	2	CONS_9	2386,4	0,1457
Cyan	2	CONS_10	133,0	0,0075
Cyan	2	CONS_11	23,4	0,0025
Cyan	3	CONS_12	31,1	0,0019
Cyan	3	CONS_13	119,5	0,0061
Cyan	3	CONS_14	19,6	0,0012
Cyan	3	CONS_15	163,7	0,0100
Cyan	3	CONS_16	3,3	0,0020
Yellow-Green	3	CONS_17	163,7	0,0098
Yellow-Green	3	CONS_18	98,2	0,0057
Yellow	4	CONS_19	171,9	0,0105
Yellow	4	CONS_20	110,8	0,0075
Yellow	4	CONS_21	44,3	0,0030
Yellow	4	CONS_22	196,5	0,0120
Orange	5	CONS_23	85,7	0,0058
Orange	5	CONS_24	97,5	0,0066
Orange	6	CONS_25	221,7	0,0150
Orange	6	CONS_26	222,7	0,0127
Red	8	CONS_27	42,6	0,0026
Red	8	CONS_28	65,5	0,0040
Red	8	CONS_29	14,7	0,0009
Red	8	CONS_30	63,9	0,0039
Red	8	CONS_31	11,5	0,0007

b) Análises para o caso Modificado:

No que diz respeito ao gráfico das contribuições dos pontos de entrada, verifica-se da Figura 5.4 e Tabela 5.10, que os pontos que mais contribuem são Blumenau, Jorge Lacerda C e Xanxerê. Por outro lado, com a representação da resposta dos consumidores, o ponto de entrada localizado em Campos Novos diminui a sua contribuição no fornecimento de energia.

Com a aplicação das técnicas de GC, pode-se observar no gráfico dos custos marginais da Figura 5.5 um valor único para esta grandeza, indicando a eliminação dos congestionamentos nas linhas do sistema de sub-transmissão da Celesc que haviam sido constatados no caso base. Para que isto ocorra, verifica-se que os pontos de entrada fazem uso da parcela de penalização permitida, com exceção dos pontos de entrada de Jorge Lacerda 1, A e B. Isto explica os valores relativamente altos para estes custos.

Os consumidores que mais participam nestas reduções de consumo são os localizados nas regiões 2 (Norte), por estarem situados em uma área industrializada que é afetada diretamente pela contingência simulada, são os consumidores mais acionados pelo programa de GC.

Com uma oferta de redução de demanda que varia entre 10% e 25% da demanda fixa dos consumidores participantes do programa de GC, pode-se portanto minimizar as ultrapassagens dos valores contratados nos pontos de medição. Verifica-se através da Tabela 5.11 e Figura 5.6 que apenas o ponto de Xanxerê (138 kV) apresenta uma pequena ultrapassagem. Disto resulta em uma penalização financeira para a concessionária de distribuição bem menor quando comparada ao caso base. A TABELA 5.13 expõe estes valores, sendo que o procedimento utilizado para o cálculo destas penalizações segue o disposto nas referências [27,29]

TABELA 5.13 Custos financeiros de operação

	Sem GC	Com GC
Perda Receita (R\$)	-	8.409,89
Multa (R\$)	1.155.719,61	21.934,12
Total (R\$)	1.155.719,61	30.344,01

5.4 Caso 2: Crescimento súbito de carga

Este caso consiste na simulação de um crescimento generalizado do carregamento no sistema de sub-transmissão da Celesc. Para tanto são utilizados os valores de carga típicos de um dia útil de fevereiro de 2003 para o horário de carga média (15h às 17h). Foram simulados três períodos de carregamento com a duração de 1 hora cada, sendo que o primeiro consiste nos valores nominais para este intervalo utilizados em estudos de fluxo de carga pela Celesc, enquanto que o segundo e terceiro intervalos apresentam um crescimento de 0,95% e 0,5% respectivamente com relação ao primeiro intervalo.

5.4.1 Caso Base:

A versão utilizada para a realização das simulações desta seção corresponde ao FPO Base, formulação convencional, e portanto não permite a ultrapassagem dos valores de potência especificados nestes pontos de entrada. Quanto ao critério utilizado para a determinação dos limites operacionais dos pontos de entrada, utiliza-se o valor do fluxo típico nestes pontos de entrada correspondente ao carregamento em estudo. Os custos associados a cada ponto de entrada correspondem a mesma fração do TUST utilizada na obtenção do caso base da seção 5.3.1. A TABELA 5.14 dispõe estas informações.

TABELA 5.14 Limites operacionais e ponderações associadas aos pontos de entrada

Nome do ponto de Entrada (Tensão [kV])	Limites Operacionais [pu]		Custo associado [R\$/kW.h]
	Máximo	Mínimo	
Canoinhas (230)	1,380	0	4,068/100
Joinville (230)	2,600	0	3,863/100
Blumenau (535)	4,280	0	3,893/100
Campos Novos (525)	10,080	0	4,127/100
Xanxerê (230)	3,170	0	4,706/100
Jorge Lacerda (138)	0,500	0,250	4,162/100
Jorge Lacerda A (230)	0,660	0,330	4,162/100

Jorge Lacerda B (230)	1,330	0,800	4,162/100
Jorge Lacerda C (230)	3,630	1,800	4,162/100
Siderópolis (230)	0,980	0	4,059/100

a) Saídas do programa para o caso Base (FPO versão Base)

Após a obtenção da convergência numérica em 13 iterações, foram elaborados os gráficos e tabelas a seguir apresentados. A Tabela 5.15 disponibiliza as potências fornecidas em cada ponto de entrada, para os três intervalos de tempo simulados neste caso. A Figura 5.8, por sua vez, expõe as contribuições de potência fornecida em termos percentuais para cada ponto de entrada. A convenção de cores utilizada nesta figura pode ser visualizada na segunda coluna da Tabela 5.15.

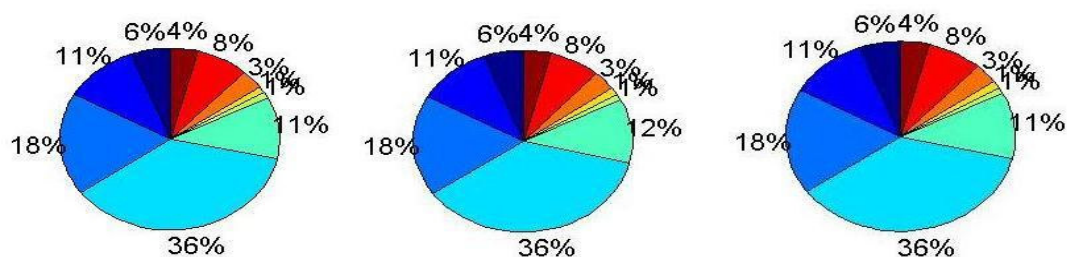


Figura 5.8 Contribuição dos Pontos de Entrada

TABELA 5.15 Potência fornecida pelos pontos de entrada

Nº	Cor	Nome	Potência de Entrada [pu]		
			t=1	t=2	t=3
1	■	CANOINHAS	1,3800	1,3800	1,3800
2	■	JOINVILLE	2,6000	2,6000	2,6000
3	■	BLUMENAU	4,2800	4,2800	4,2800
4	■	C_NOVOS_525	8,6149	8,6149	8,5906
5	■	XANXERE	2,7472	2,7472	2,6650
6	■	J_LACERDA_1	0,2500	0,2500	0,2500
7	■	J_LACERDA_A	0,3300	0,3300	0,3300
8	■	J_LACERDA_B	0,8000	0,8000	0,8000
9	■	J_LACERDA_C	1,8000	1,8000	1,8000
10	■	SIDEROPOLIS	0,9800	0,9800	0,9800

Os valores máximo e mínimo referentes ao custo marginal em todas as barras do sistema de sub-transmissão estão expostos na Figura 5.9, para os três intervalos de tempo simulados.

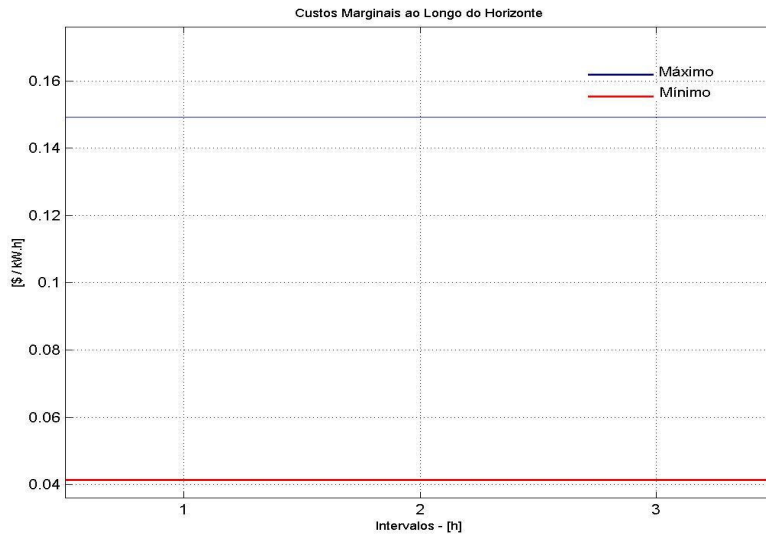


Figura 5.9 Custos marginais nas barras para o caso base

O suprimento de energia ao sistema Celesc é realizado através das potências fornecidas pelos pontos de entrada indicados na Tabela 5.15. No entanto, este contexto de operação propicia a ultrapassagem dos montantes de capacidade contratados, monitorados nos pontos de medição. Para ilustrar esta situação a Tabela 5.16 apresenta os valores de potência injetada para cada um dos três intervalos de tempo em estudo. Os valores indicados em **negrito** apresentam ultrapassagens nos valores contratados. Esta mesma informação é apresentada na forma de gráficos de barras na Figura 5.10, que apresenta a potência injetada em cada ponto de medição. Nesta figura, a cor azul indica uma condição de normalidade, enquanto que a cor vermelha representa ultrapassagem do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) contratado.

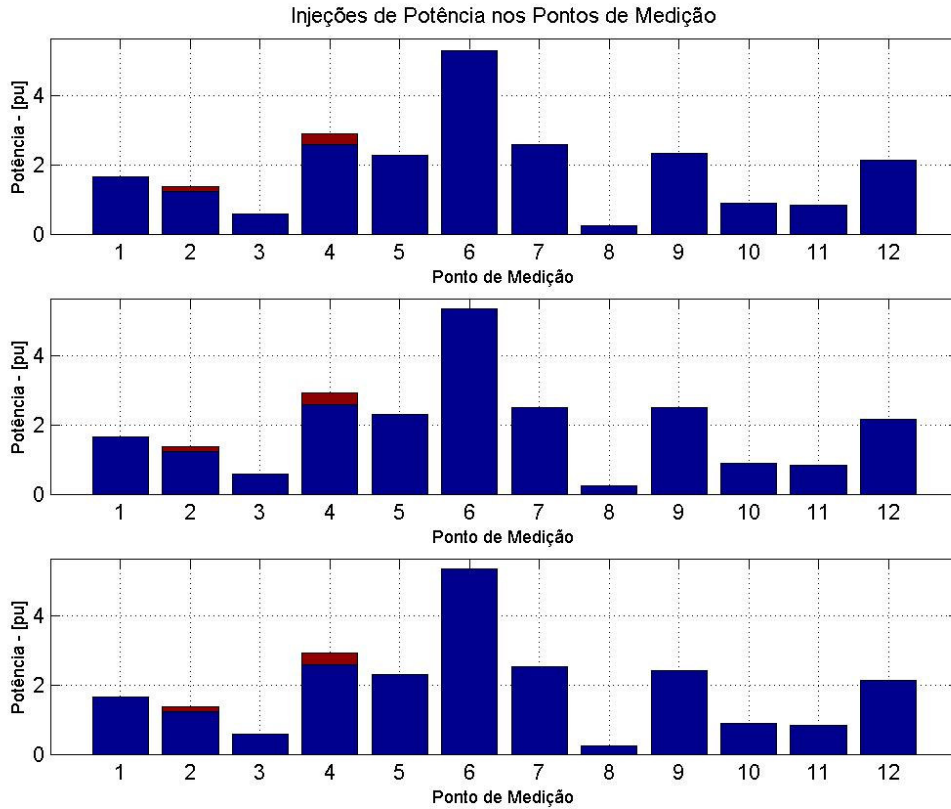


Figura 5.10 Injeções de potência nos pontos de medição

TABELA 5.16 Potências injetadas nos pontos de medição

Nº	Nome	MUST contratado (com folga)	Potência Injetada [pu]		
			t=1	t=2	t=3
1	PALHOCA	1,7325	1,6483	1,6606	1,6548
2	CANOINHAS	1,2495	1,3799	1,3799	1,3799
3	JOINVILLE 69	1,2180	0,5961	0,6021	0,5993
4	JOINVILLE 138	2,5830	2,9038	2,9326	2,9190
5	ITAJAI	2,5515	2,2733	2,2987	2,2867
6	BLUMENAU	5,5125	5,2936	5,3513	5,3240
7	C,NOVOS	2,6565	2,5831	2,4942	2,5362
8	XANXERE 69	0,3360	0,2497	0,2590	0,2546
9	XANXERE 138	3,1290	2,3237	2,4881	2,4103
10	J_LACERDA 69	0,9240	0,9028	0,9115	0,9074
11	J_LACERDA 138	1,1760	0,8650	0,8506	0,8574
12	SIDEROPOLIS	2,3730	2,1389	2,1593	2,1496

b) Análises para o caso base

Na Tabela 5.15, que mostra às contribuições de potência dos pontos de entrada, nota-se a importância que o ponto de entrada de Campos Novos tem na estratégia de operação do sistema de potência da Celesc. Ao contrário do caso anterior, a principal linha de transmissão responsável pelo escoamento da energia proveniente desta barra (Campos Novos –Blumenau 525 kV) encontra-se em operação no caso simulado nesta seção.

Ao analisar o gráfico dos custos marginais expostos na Figura 5.9, nota-se a presença de valores diferentes, em todos os três intervalos de tempo simulados, indicando a existência de congestionamentos nas linhas de transmissão. As linhas de transmissão de Ponte Alta-Klabin (69 kV), Concordia-Sadia (69 kV) e o ramo que une as sub-estações de Xanxerê (138 kV) a Xanxerê (69 kV) apresentam valores de fluxos de potência ativa muito próximos aos limites operacionais das linhas de transmissão.

Da Tabela 5.16, verifica-se a ultrapassagem nos pontos de Canoinhas e Joinville (138 kV), em todos os três intervalos de tempo simulados, caracterizando assim uma situação de penalidade. As multas aplicáveis a esta situação estão discutidas na análise do caso modificado apresentada na sub-seção 5.4.2.b.

5.4.2 Caso Modificado

Para a execução desta simulação opta-se pela versão FOCO, cabendo ressaltar que esta não permite a ultrapassagem dos limites de potência ativa definidos para os pontos de entrada .
































O critério para o estabelecimento dos limites operacionais dos pontos de entrada baseia-se na utilização dos valores típicos dos fluxos de potência ativa utilizados pela Celesc, nos estudos de fluxos de carga para este carregamento. No que diz respeito às ponderações associadas aos pontos de entrada, são empregadas frações do TUST associado à barra mais próxima. A Tabela 5.17 expõe estas informações.

TABELA 5.17 Limites operacionais e ponderações associadas aos pontos de entrada

Nome do ponto de Entrada (Tensão [kV])	Limite Operacional Máximo [pu]	Limite Operacional Mínimo [pu]	Custo associado [R\$/kW.h]
Canoinhas (230)	1,380	0	4,068/100
Joinville (230)	2,600	0	3,863/100
Blumenau (535)	4,280	0	3,893/100
Campos Novos (525)	10,080	0	4,127/100
Xanxerê (230)	3,170	0	4,706/100
Jorge Lacerda (138)	0,500	0,250	4,162/100
Jorge Lacerda A (230)	0,660	0,330	4,162/100
Jorge Lacerda B (230)	1,330	0,800	4,162/100
Jorge Lacerda C (230)	3,630	1,800	4,162/100
Siderópolis (230)	0,980	0	4,059/100

Considera-se que todos os consumidores pertencem à categoria flexível, não apresentando restrição alguma quanto a forma de redução da demanda a ser acionada pelo programa de GC. A Tabela 5.18 explicita as informações pertinentes aos consumidores participantes. Na quinta coluna são listadas as potências disponibilizadas ao gerenciamento da concessionária de distribuição, definidas como Potências Redutíveis Contratadas (PRC). Na sexta coluna da tabela encontram-se os percentuais máximos das reduções de carga para cada consumidor.

TABELA 5.18 Informações sobre os consumidores

Cor	Nome	Região	Sistema Tarifário	PRC [pu]	Porcentagem da Demanda Fixa Contratada [%]
	CONS_1	1	A2	0,0091	10
	CONS_2	2	A2	0,0185	10
	CONS_3	2	A2	0,0070	10
	CONS_4	2	A2	0,0352	10
	CONS_5	2	A2	0,0128	10
	CONS_6	2	A3	0,0040	10
	CONS_7	2	A2	0,0035	10
	CONS_8	2	A2	0,0210	10
	CONS_9	2	A3	0,0583	10
	CONS_10	2	A2	0,0036	10
	CONS_11	2	A1	0,0010	10
	CONS_12	3	A3	0,0019	10
	CONS_13	3	A3	0,0073	10
	CONS_14	3	A3	0,0012	10
	CONS_15	3	A3	0,0100	10
	CONS_16	3	A3	0,0002	10
	CONS_17	3	A3	0,0100	10
	CONS_18	3	A3	0,0060	10
	CONS_19	4	A3	0,0105	10
	CONS_20	4	A2	0,0075	10
	CONS_21	4	A2	0,0030	10
	CONS_22	4	A3	0,0120	10
	CONS_23	5	A2	0,0058	10
	CONS_24	5	A2	0,0066	10
	CONS_25	6	A2	0,0150	10
	CONS_26	6	A3	0,0136	10
	CONS_27	8	A3	0,0026	10
	CONS_28	8	A3	0,0040	10
	CONS_29	8	A3	0,0009	10
	CONS_30	8	A3	0,0039	10
	CONS_31	8	A3	0,0007	10

a) Saídas do programa para o caso modificado (FPO versão FOCO)

Na Tabela 5.19 são apresentados os valores da potência fornecida pelos pontos de entrada neste caso, para os três intervalos de tempo estudados. A contribuição percentual de cada ponto de entrada face à geração total do sistema Celesc, é exposta na Figura 5.11, sendo que a relação de cores utilizada neste gráfico é definida na primeira coluna da Tabela 5.19.

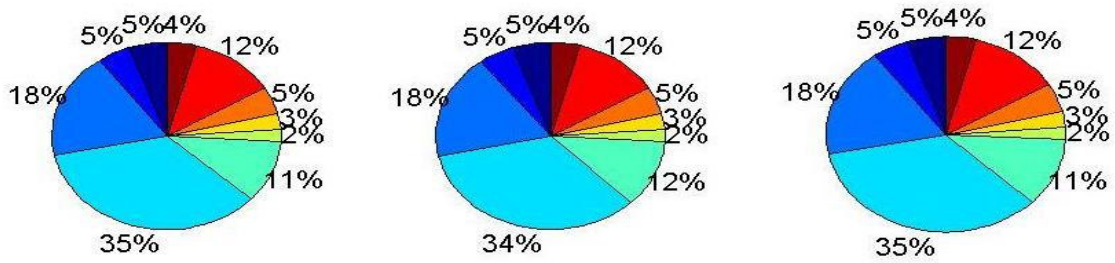


Figura 5.11 Contribuição dos Pontos de Entrada

TABELA 5.19 Potência fornecida pelos pontos de entrada

Nº	Cor	Nome	Potência de Entrada [pu]		
			t=1	t=2	t=3
1	■	CANOINHAS	1,2495	1,2495	1,2495
2	■	JOINVILLE	1,0995	1,2082	1,1370
3	■	BLUMENAU	4,2800	4,2800	4,2800
4	■	C_NOVOS_525	8,2207	8,0075	8,1317
5	■	XANXERE	2,5734	2,7472	2,6650
6	■	J_LACERDA_1	0,5000	0,5000	0,5000
7	■	J_LACERDA_A	0,6156	0,6335	0,6218
8	■	J_LACERDA_B	1,1083	1,1048	1,1087
9	■	J_LACERDA_C	2,8826	2,8995	2,8950
10	■	SIDEROPOLIS	0,9800	0,9800	0,9800

Com relação aos custos marginais nas barras, são expostos na Figura 5.12 os valores máximo (cor azul) e mínimo (cor vermelha) encontrados durante o horizonte de tempo estudado.

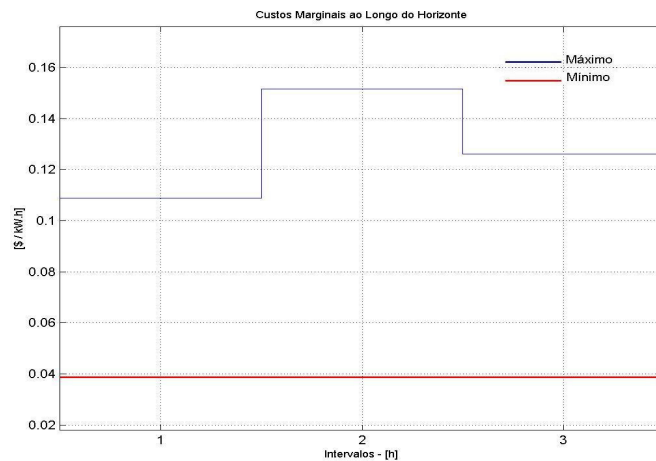


Figura 5.12 Custos marginais nas barras para o caso modificado

As potências injetadas nos pontos de medição localizados no sistema Celesc são apresentadas na forma de gráfico de barras na Figura 5.13. Como era esperado, esta versão de FPO encontra uma solução ótima respeitando os MUSTs contratados nestas barras de medição, e portanto na Figura 5.13 não existe a constatação de ultrapassagem destes limites em nenhum dos pontos. Isto também pode ser verificado através da listagem dos valores das potências injetadas, nestes pontos, que estão disponibilizados na Tabela 5.20 a seguir apresentada.

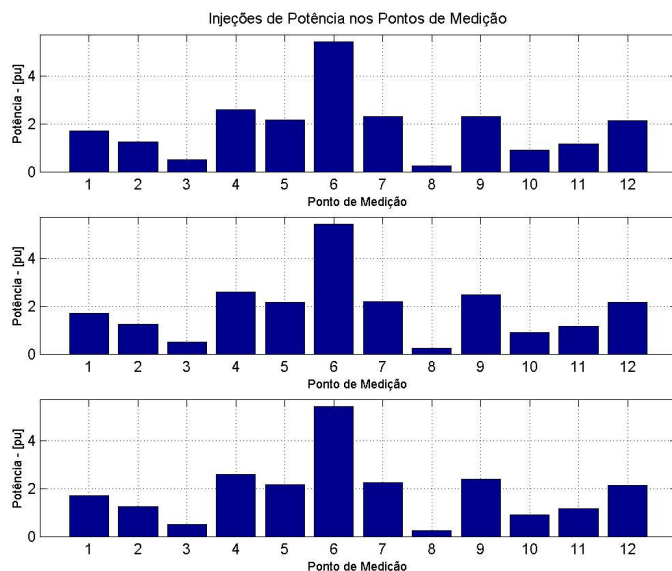


Figura 5.13 Potência injetada nos pontos de medição

TABELA 5.20 Potência injetada nos pontos de medição

Nº	Nome	MUST contratado (com folga)	Potência Injetada [pu]		
			T=1	t=2	t=3
1	PALHOCA	1,7325	1,7015	1,7129	1,7078
2	CANOINHAS	1,2495	1,2495	1,2495	1,2495
3	JOINVILLE 69	1,2180	0,5137	0,5138	0,5130
4	JOINVILLE 138	2,5830	2,5830	2,5830	2,5830
5	ITAJAI	2,5515	2,1621	2,1614	2,1640
6	BLUMENAU	5,5125	5,4351	5,4351	5,4351
7	C,NOVOS	2,6565	2,3075	2,1985	2,2512
8	XANXERE 69	0,3360	0,2497	0,2590	0,2546
9	XANXERE 138	3,1290	2,3236	2,4881	2,4103
10	J_LACERDA 69	0,9240	0,9028	0,9115	0,9074
11	J_LACERDA 138	1,1760	1,1760	1,1760	1,1760
12	SIDEROPOLIS	2,3730	2,1389	2,1593	2,1496

Na figura 5.14 estão ilustradas três curvas de carga. Na parte superior da figura, representadas sobre o mesmo par de eixos, encontram-se as curvas de carga original e modificada para o sistema Celesc para o período considerado. Como curva de carga modificada entende-se como a curva de carga do sistema alterada pelas reduções de demanda dos consumidores participantes do programa de GC. O gráfico ilustrado na parte inferior da figura representa a redução total dos consumidores durante os três intervalos de tempo.

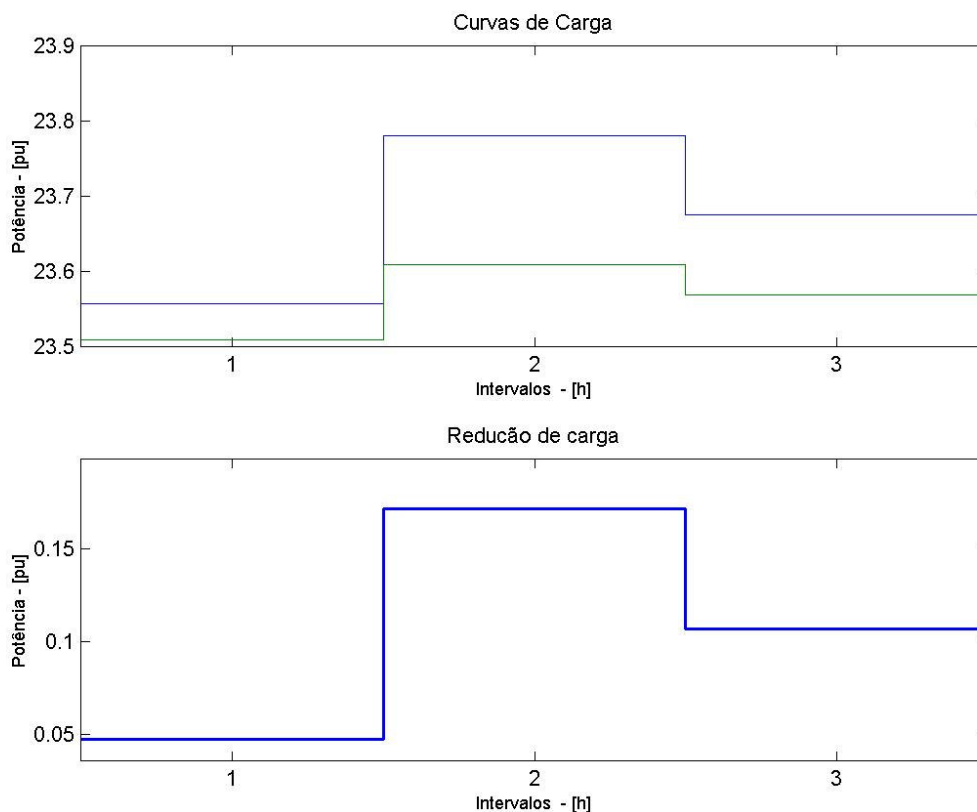


Figura 5.14 Gráfico de curva de carga (azul-original, verde-modificada) e da redução total de carga

As figuras 5-15 a 5-17 apresentam, em forma de gráfico de barras, as potências reduzidas em p.u., no eixo das abscissas, para cada um dos intervalos de tempo pelos consumidores participantes do programa de GC. A convenção de cores empregada na elaboração destas figuras é definida na primeira coluna da Tabela 5.21 apresentada na seqüência desta seção.

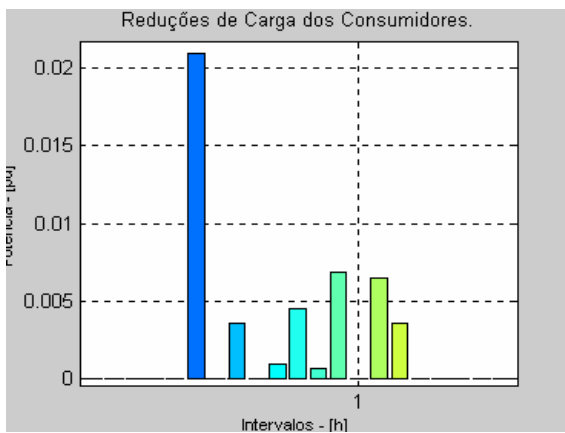


Figura 5.15 Reduções dos consumidores para o primeiro intervalo

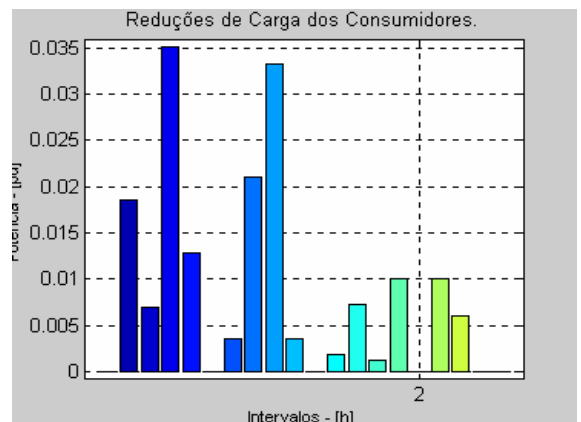


Figura 5.16 Reduções dos consumidores para o segundo intervalo

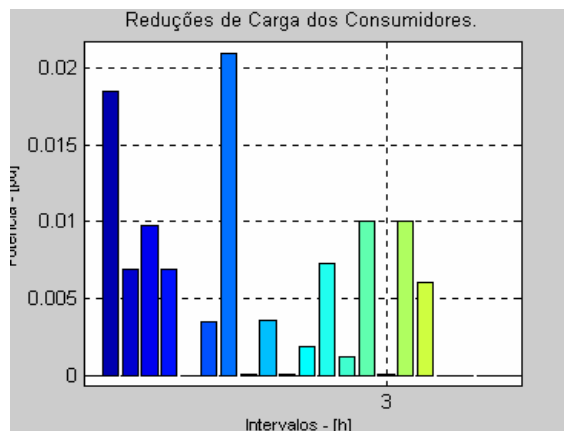


Figura 5.17 Reduções dos consumidores para o terceiro intervalo

Ainda na Tabela 5.21 pode-se verificar nas colunas 4 a 6 as potências reduzidas pelos consumidores participantes, no decorrer dos três intervalos de tempo. Nas colunas 7 a 9 estão listados os valores das perdas de receita da concessionária de distribuição, referentes às reduções de demanda de cada consumidor. Os consumidores destacados em negrito serão objeto de análise na seção a seguir.

TABELA 5.21 Reduções de carga dos consumidores

Cor	Nome	Região	Potência Reduzida [pu]			Perda de Faturamento (R\$)		
			t=1	t=2	t=3	t=1	t=2	t=3
■	CONS_01	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
■	CONS_02	2	0,0	0,0185	0,0185	0,0	187,71	187,55
■	CONS_03	2	0,0	0,0070	0,0070	0,0	71,02	70,75
■	CONS_04	2	0,0	0,0352	0,0114	0,0	357,17	113,83
■	CONS_05	2	0,0	0,0128	0,0057	0,0	129,88	55,46
■	CONS_06	2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
■	CONS_07	2	0,0	0,0035	0,0035	0,0	35,51	35,50
■	CONS_08	2	0,0210	0,0210	0,0210	212,86	213,08	213,08
■	CONS_09	2	0,0	0,0332	0,0	0,0	361,84	0,0
■	CONS_10	2	0,0036	0,0036	0,0036	36,44	36,53	36,52
■	CONS_11	2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
■	CONS_12	3	0,0019	0,0019	0,0019	10,90	20,69	20,68
■	CONS_13	3	0,0073	0,0073	0,0073	48,78	79,49	79,48
■	CONS_14	3	0,0012	0,0012	0,0012	6,91	13,06	13,05
■	CONS_15	3	0,0100	0,0100	0,0100	76,15	108,89	108,88
■	CONS_16	3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
■	CONS_17	3	0,0063	0,0100	0,0100	68,94	108,89	108,88
■	CONS_18	3	0,0036	0,0060	0,0060	39,02	65,33	65,33
■	CONS_19	4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
■	CONS_20	4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
■	CONS_21	4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
■	CONS_22	4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
■	CONS_23	5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
■	CONS_24	5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
■	CONS_25	6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
■	CONS_26	6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
■	CONS_27	8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
■	CONS_28	8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
■	CONS_29	8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
■	CONS_30	8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
■	CONS_31	8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

b) Análises para o caso modificado

Ao se analisar os gráficos das contribuições de potência dos pontos de entrada na Tabela 5.19, nota-se que no caso modificado, os picos de potência de todos os pontos de entrada são atenuados quando comparado com o caso base. O valor máximo de geração de potência ativa alcançada corresponde aos limites operacionais permitidos, o que é compatível com a propriedade da versão FOCO. Os pontos de entrada que mais contribuem na geração de potência ativa continuam sendo os pontos de Campos Novos (525 kV) e Blumenau (525 kV), acompanhada por Jorge Lacerda C (230 kV).

Nota-se na Figura 5.12, a presença de valores de máximo e mínimo distintos de custos marginais indicando a presença de congestionamento em algumas linhas do sistema de sub-transmissão. As linhas de transmissão que atingem seus limites operacionais correspondem às

mesmas observadas no caso base, adicionado do ramo com capacidade de 150 MVA que conecta as barras de Blumenau (138 kV) a barra de Blumenau (230 kV).

As características da versão FOCO impedem a ultrapassagem dos valores contratados nos pontos de medição, propiciando um cenário de operação livre da imposição de penalizações financeiras. A Figura 5.13 e Tabela 5.20 expõem estas informações.

Um dos objetivos da aplicação de um programa de GC em sistemas de potência é o aplainamento da curva de carga do sistema. Este benefício é alcançado neste caso e pode ser visualizado na Figura 5.14. Nesta figura, nota-se que no intervalo de maior carregamento (segundo intervalo), a potência ativa reduzida por todos os consumidores atinge seu pico máximo de aproximadamente 15MW, enquanto que nos demais instantes de tempo a redução fica em torno de 5MW.

Com o auxílio da Tabela 5.21 pode-se verificar que os consumidores participantes do programa de GC mais acionados estão localizados nas regiões 2 (Norte) e 3 (Vale do Itajaí) que correspondem a áreas industrializadas com elevados níveis de carga, e portanto apresentam uma grande quantidade de consumidores atendidos em tensões superiores a 69 kV. Um fato interessante pode ser notado ao se analisar as reduções de demanda no segundo intervalo de tempo (Tabela 5.21). Apesar da redução do consumidor nº4 ser maior que a acionada pelo nº9, a perda de faturamento com o consumidor nº4 é inferior àquela relativa ao consumidor nº9. Isto se deve ao sistema tarifário ao qual pertencem estes dois consumidores, pois o consumidor nº4, sendo atendido em 230 kV e portanto pertencente ao sub-grupo A2, é sujeito a tarifa de consumo de energia menor que à praticada para o grupo ao qual pertence o consumidor nº9, atendido em 138kV (grupo A3). Os valores das tarifas praticados pelos consumidores participantes podem ser visualizados com o auxílio da Tabela 5.18.

Em decorrência da participação dos consumidores, simulada neste caso modificado, as multas por ultrapassagem dos valores contratados nos pontos de medição, verificadas no caso base, são completamente eliminadas com aplicação desta versão de FPO (FOCO). Resta portanto, como único componente de custo do ponto de vista da concessionária, a perda de receita decorrente das reduções de consumo exercidas pelos participantes do programa de GC. A tabela 5.24 disponibiliza a comparação destas informações para o caso base e modificado, demonstrando um indicador para a estimação do benefício econômico adquirido com a aplicação das técnicas de GC em sistemas de potência.

TABELA 5.24 Custos financeiros de operação

	Sem GC	Com GC
Perda Receita (R\$)	-	3.410,63
Multa (R\$)	565.103,9	-
Total (R\$)	565.103,9	3.410,63

5.5 Caso 3: Participação das três categorias de consumidores

Neste último caso a ser exposto, objetiva-se executar simulações numéricas da resposta das três categorias de consumidores definidas nesta dissertação. O carregamento utilizado corresponde a um dia útil típico do mês de julho de 2003 utilizado pela Celesc em seus estudos da operação. O horizonte de tempo da simulação consiste em quatro intervalos com 1 hora de duração cada (18h a 21h), em que os dois primeiros correspondem aos valores de carregamento fornecidos pela empresa, e os últimos intervalos apresentam um aumento de 10% dos valores especificados para os respectivos intervalos.

Simulou-se neste caso uma contingência de transmissão em conjunto com este aumento súbito de carga generalizado no sistema de sub-transmissão da concessionária de distribuição em estudo. A contingência simulada é a saída de operação da linha de transmissão que une as sub-estações de Campos Novos e Blumenau (LT 525 kV), por todo o horizonte de tempo em estudo.

5.5.1 Caso Base

A utilização da versão FPO Base para a simulação deste caso, requer apenas a especificação dos limites operacionais dos pontos de entrada. O critério utilizado para a determinação destes limites nos pontos de entrada continua a ser baseada nos maiores valores do fluxo de potência ativa fornecidos para este carregamento. Quanto às unidades de Jorge Lacerda, foram considerados os limites disponíveis na Figura 2 do Apêndice C, utilizados pelo setor de estudos da operação da Celesc. A Tabela 5.25 dispõe estas informações.

As ponderações associadas aos pontos de entrada correspondem às mesmas frações dos TUST utilizadas nos casos base anteriores. Estes valores constam da quarta coluna da Tabela 5.25.

TABELA 5.25 Limites operacionais e ponderações associadas aos pontos de entrada

Nome do ponto de Entrada (Tensão [kV])	Limites Operacionais [pu]		Custo associado [R\$/kWh]
	Máximo	Mínimo	
Canoinhas (230)	1,380	0	4,068/100
Joinville (230)	2,600	0	3,863/100
Blumenau (535)	4,708	0	3,893/100
Campos Novos (525)	10,310	0	4,127/100
Xanxerê (230)	3,170	0	4,706/100
Jorge Lacerda (138)	0,500	0,250	4,162/100
Jorge Lacerda A (230)	0,660	0,330	4,162/100
Jorge Lacerda B (230)	1,330	0,800	4,162/100
Jorge Lacerda C (230)	3,630	1,800	4,162/100
Siderópolis (230)	1,120	0	4,059/100

a) Saídas do programa para o caso base (FPO versão Base)

A Tabela 5.26 apresenta os valores das potências fornecidas pelos pontos de entrada, durante os quatro intervalos de tempo simulados. A Figura 5.18 disponibiliza na forma gráfica as contribuições de fornecimento de potência de cada ponto de entrada em relação ao total gerado no sistema Celesc. Como nos casos anteriores, a convenção de cores da figura é definida na segunda coluna da Tabela 5.26.

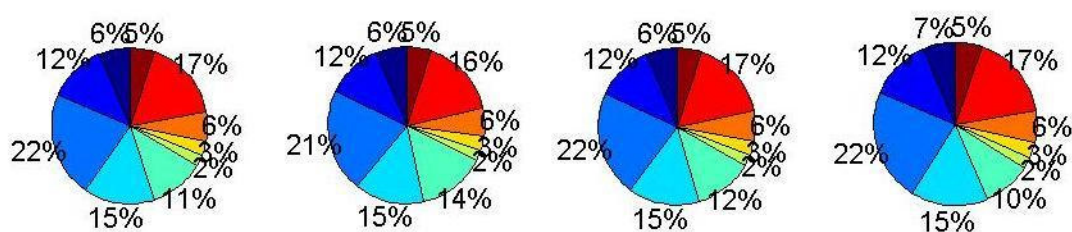












Figura 5.18 Contribuição dos pontos de entrada

TABELA 5.26 Potências fornecidas pelos pontos de entrada

Nº	Cor	Nome	Potência de Entrada [pu]			
			t=1	t=2	t=3	t=4
1		CANOINHAS	1,3800	1,3800	1,3800	1,3800
2		JOINVILLE	2,6000	2,6000	2,6000	2,6000
3		BLUMENAU	4,7080	4,7080	4,7080	4,7080
4		C_NOVOS_525	3,2432	3,2425	3,2430	3,2437
5		XANXERE	2,4147	3,0830	2,6375	2,0188
6		J_LACERDA_1	0,5000	0,5000	0,5000	0,4873
7		J_LACERDA_A	0,6600	0,6600	0,6600	0,6465
8		J_LACERDA_B	1,3300	1,3300	1,3300	1,3152
9		J_LACERDA_C	3,6300	3,6300	3,6300	3,6214
10		SIDEROPOLIS	1,1200	1,1200	1,1200	1,1200

Na Figura 5.19 estão apresentados os valores máximo (azul) e mínimo do custo marginal nas barras do sistema Celesc, durante todo o horizonte de tempo simulado.

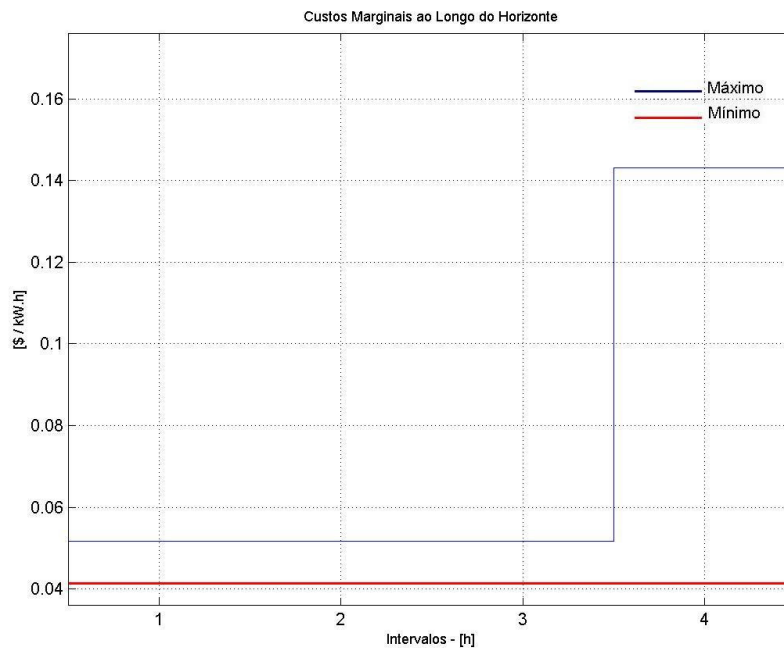


Figura 5.19 Custos marginais nas barras para o caso base

Os resultados referentes às injeções de potência nos pontos de medição, são disponibilizados na Figura 5.20 em forma de gráfico de barras. Nesta figura, a cor azul indica uma situação normal de operação, enquanto que a cor vermelha representa a ultrapassagem dos montantes de potência contratados. A Tabela 5.27 lista com mais precisão os valores das potências injetadas nestes mesmos pontos de medição, onde as barras destacadas em negrito apresentam a

ultrapassagem dos seus valores de MUST contratados. As ultrapassagens do ponto n° 4, ocorridas no segundo e terceiro intervalos de tempo, não são facilmente visualizadas na Figura 5.20 devido à escala utilizada nesta figura.

TABELA 5.27 Potência injetada nos pontos de medição

N°	Nome	MUST contratado (com folga)	Potência Injetada [pu]			
			t=1	t=2	t=3	t=4
1	PALHOCA	1,7745	1,5435	1,5416	1,5429	1,5404
2	CANOINHAS	1,1760	1,3800	1,3800	1,3800	1,3800
3	JOINVILLE 69	1,1865	0,4596	0,4723	0,4638	0,4511
4	JOINVILLE 138	2,2995	2,2793	2,3437	2,3008	2,2362
5	ITAJAI	2,4570	1,3882	1,3906	1,3890	1,3857
6	BLUMENAU	5,1870	4,2242	4,3592	4,2692	4,1339
7	C,NOVOS	2,5515	3,2432	3,2425	3,2430	3,2437
8	XANXERE 69	0,3360	0,2411	0,2761	0,2527	0,2200
9	XANXERE 138	2,9610	2,1736	2,8069	2,3847	1,7988
10	J_LACERDA 69	0,9240	0,8953	0,9230	0,9045	0,8768
11	J_LACERDA 138	1,2075	1,0148	0,7766	0,9354	1,1489
12	SIDEROPOLIS	2,1105	2,0312	2,0940	2,0521	1,9893

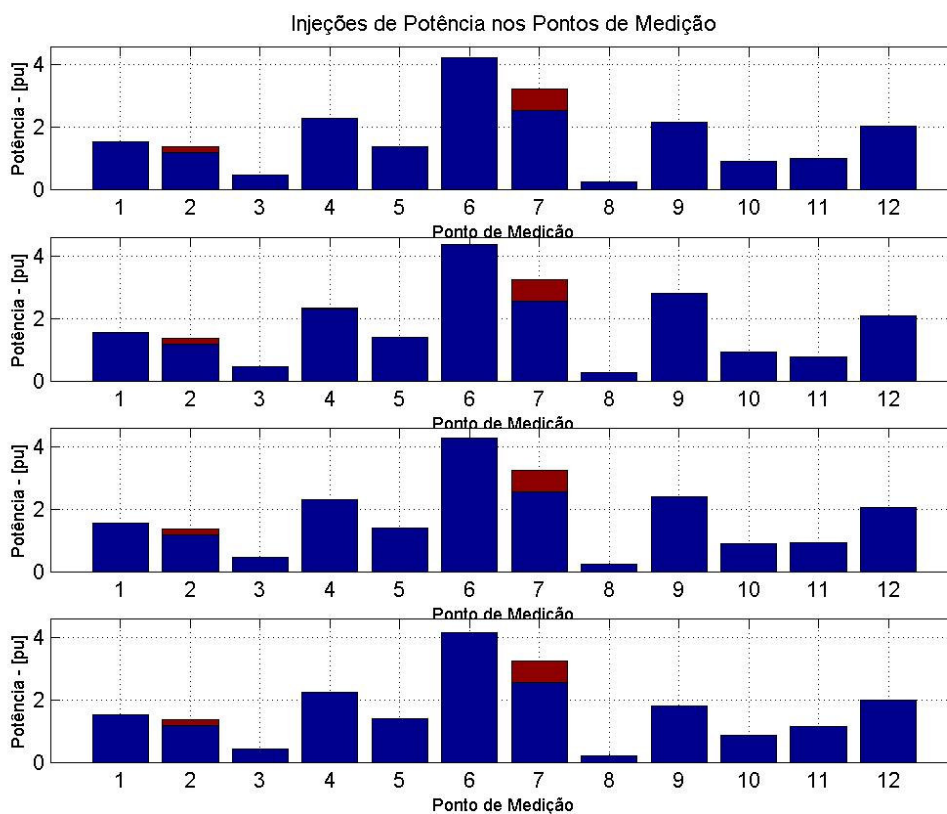


Figura 5.20 Potência injetada nos pontos de medição

b) Análises para o caso base

Em situações normais de operação, o ponto de entrada que mais contribui no fornecimento de energia corresponde à sub-estação de Campos Novos. Porém ao simular a perda da linha de transmissão que une esta sub-estação com à de Blumenau, elimina-se o principal caminho para o escoamento da energia oriunda de Campos Novos ao sistema Celesc. Portanto, ao se analisar a Tabela 5.26 e Figura 5.18, nota-se o aumento da participação dos pontos de entrada de Jorge Lacerda C e Blumenau no intuito de compensar a perda de capacidade ocorrida em Campos Novos.

Com relação aos custos marginais nas barras do sistema durante o horizonte de tempo em estudo, disponibilizados na Figura 5.19, verifica-se a presença de valores distintos de custos marginais máximo e mínimo, indicando a ocorrência de congestionamentos em linhas de transmissão do sistema teste. O primeiro ramo congestionado conecta a sub-estação de Campos Novos (230 kV) à subestação de Campos-Novos (138 kV), em conjunto com as linhas Xanxerê-Faxinal dos Guedes (69 kV) e em um dos ramos que unem a barra de Xanxerê (69 kV) à barra de Xanxerê (138 kV).

A Tabela 5.27, que apresenta as potências injetadas nos pontos de medição, indica a ocorrência da ultrapassagem dos valores contratados nos pontos de Canoinhas e Campos Novos durante todo o horizonte de tempo, e Joinville 138 kV durante o segundo e terceiro intervalo de tempo, o que caracteriza uma situação de penalidade passível a aplicação de multas previstas nos [27]. Os valores calculados destas penalizações financeiras estão indicados na seção de análise do caso modificado.

5.5.2 Caso Modificado

A versão de FPO utilizada para a realização da simulação deste caso é a versão FPO FOPE, já que a severidade das condições simuladas não permite a convergência da versão FOCO. Para o uso do FOPE devem ser especificados, além dos limites operacionais dos pontos de entrada, a ultrapassagem permitida para cada um destes pontos. O critério usado para se estabelecer estes limites operacionais, baseia-se nos valores de fluxo de potência típicos para estes carregamento, valores estes empregados pela concessionária de distribuição em seus estudos da operação. Para as unidades de Jorge Lacerda empregaram-se os limites definidos na Figura 2 do apêndice C. Os valores de ultrapassagem são baseados em simulações prévias conduzidas com o sistema-teste.

Quanto às ponderações associadas aos pontos de entrada, os valores de referência utilizados correspondem às Tarifas do Uso do Sistema de Transmissão da barra mais próxima do

ponto de entrada. Como nesta versão de FPO, associa-se aos os pontos de entrada uma curva de ponderações linear por partes, surge a necessidade de definir as inclinações dos dois segmentos lineares. O coeficiente angular da parcela de energia a ser utilizada em situações normais de operação corresponde à uma fração do TUST associado. Para o segundo segmento, considera-se como coeficiente angular o triplo do valor do TUST aplicado à barra do ponto de entrada, caracterizando assim uma situação de penalidade (equivalente às ponderações utilizadas na situação modificada do primeiro caso). A Tabela 5.28 contém estas informações.

TABELA 5.28 Limites operacionais e ponderações associadas aos pontos de entradas

Nome do ponto de Entrada (Tensão [kV])	Limites Operacionais [pu]		Ultrapassagem permitida	Custo associado [R\$/kW.h]	
	Máximo	Mínimo		Situação Normal	Situação de Penalidade
Canoinhas (230)	1,120	0	10%	4,068/100	3×4,068
Joinville (230)	2,600	0	10%	3,863/100	3×3,863
Blumenau (535)	4,280	0	10%	3,893/100	3×3,893
Campos Novos (525)	2,430	0	10%	4,127/100	3×4,127
Xanxerê (230)	3,170	0	10%	4,706/100	3×4,706
Jorge Lacerda (138)	0,500	0,250	0,1%	4,162/100	3×4,162
Jorge Lacerda A (230)	0,660	0,330	0,1%	4,162/100	3×4,162
Jorge Lacerda B (230)	1,330	0,800	0,1%	4,162/100	3×4,162
Jorge Lacerda C (230)	3,630	1,800	0,1%	4,162/100	3×4,162
Siderópolis (230)	1,120	0	10%	4,059/100	3×4,059

Com relação à forma de representação dos consumidores participantes do programa de GC, neste caso utilizam-se as três formas de modelagem definidas no Capítulo 4. Para os consumidores do tipo flexível e com restrição de potência, apenas a Potência Redutível Contratada (PRC) deve ser especificada. As cargas representadas pela categoria de Restrição de Energia, devem adicionalmente disponibilizar os limites da energia a ser reduzida durante o horizonte de tempo considerado e da taxa de variação de redução. O método utilizado para o estabelecimento dos limites da energia consiste em multiplicar a PRC pelo número de intervalos de tempo simulados. Já

a variação da redução é considerada igual a 15% da PRC, tanto para o incremento quanto para o decréscimo da redução de demanda. Estas informações constam na Tabela 5.29.

TABELA 5.29 Informações sobre os consumidores

Cor	Nome	Tipo	Região	Sistema Tarifário	PRC [pu]	Porcentagem da Demanda Fixa Contratada [%]
■	CONS_01	Restr.Energia	1	A2	0,0091	10
■	CONS_02	Restr.Energia	2	A2	0,0462	25
■	CONS_03	Restr.Energia	2	A2	0,0175	25
■	CONS_04	Restr.Energia	2	A2	0,0880	25
■	CONS_05	Restr.Energia	2	A2	0,0320	25
■	CONS_06	Restr.Energia	2	A3	0,0100	25
■	CONS_07	Restr.Energia	2	A2	0,0088	25
■	CONS_08	Flexível	2	A2	0,0525	25
■	CONS_09	Flexível	2	A3	0,1457	25
■	CONS_10	Flexível	2	A2	0,0090	25
■	CONS_11	Flexível	2	A1	0,0025	25
■	CONS_12	Flexível	3	A3	0,0019	10
■	CONS_13	Flexível	3	A3	0,0073	10
■	CONS_14	Flexível	3	A3	0,0012	10
■	CONS_15	Flexível	3	A3	0,0100	10
■	CONS_16	Flexível	3	A3	0,0002	10
■	CONS_17	Flexível	3	A3	0,0100	10
■	CONS_18	Flexível	3	A3	0,0060	10
■	CONS_19	Flexível	4	A3	0,0105	10
■	CONS_20	Flexível	4	A2	0,0075	10
■	CONS_21	Flexível	4	A2	0,0030	10
■	CONS_22	Flexível	4	A3	0,0120	10
■	CONS_23	Flexível	5	A2	0,0058	10
■	CONS_24	Flexível	5	A2	0,0066	10
■	CONS_25	Restr.Potência	6	A2	0,0150	10
■	CONS_26	Restr.Potência	6	A3	0,0136	10
■	CONS_27	Restr.Potência	8	A3	0,0026	10
■	CONS_28	Restr.Potência	8	A3	0,0040	10
■	CONS_29	Restr.Potência	8	A3	0,0009	10
■	CONS_30	Restr.Potência	8	A3	0,0039	10
■	CONS_31	Restr.Potência	8	A3	0,0007	10

a) Saídas do programa para o caso modificado (FPO versão FOPE)

A Tabela 5.30 lista as potências fornecidas em todos os pontos de entrada, durante os quatro intervalos de tempo simulados. Já a Figura 5.21 apresenta graficamente as contribuições de potência fornecida em cada ponto de entrada como uma porcentagem da importação total de potência ativa do sistema Celesc. Como antes a convenção de cores empregada nesta figura é definida na primeira coluna da Tabela 5.30.

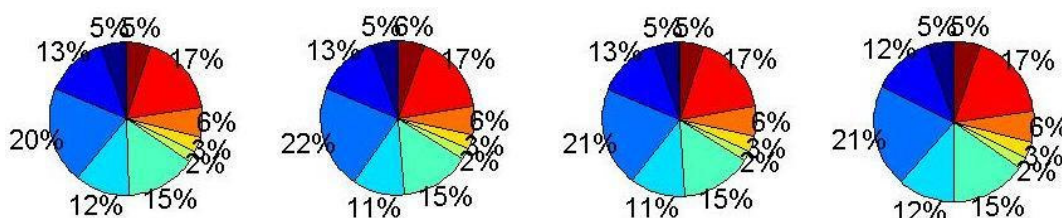


Figura 5.21 Contribuição dos pontos de entrada

TABELA 5.30 Potências fornecidas pelos pontos de entrada

Nº	Cor	Nome	Potência de Entrada [pu]			
			t=1	t=2	t=3	t=4
1	■	CANOINHAS	1,1200	1,1895	1,1200	1,1200
2	■	JOINVILLE	2,8018	2,8600	2,8600	2,8600
3	■	BLUMENAU	4,2800	4,7080	4,4444	4,2800
4	■	C_NOVOS_525	2,4300	2,4300	2,4300	2,4300
5	■	XANXERE	3,1700	3,1700	3,1700	3,1700
6	■	J_LACERDA_1	0,5000	0,5000	0,5000	0,5000
7	■	J_LACERDA_A	0,6600	0,6600	0,6600	0,6600
8	■	J_LACERDA_B	1,3300	1,3300	1,3300	1,3300
9	■	J_LACERDA_C	3,6300	3,6300	3,6300	3,6300
10	■	SIDEROPOLIS	1,1200	1,2320	1,1200	1,1200

Na Figura 5.22 disponibiliza-se o gráfico contendo o custo marginal nas barras, que neste caso é único, durante todo o horizonte de tempo em análise.

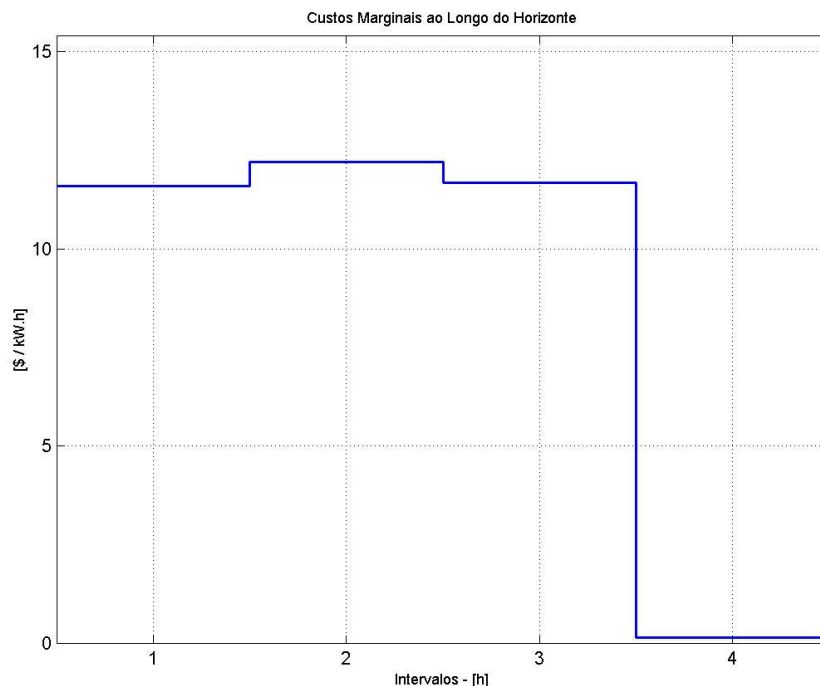


Figura 5.22 Custo marginal nas barras para o caso modificado

Na figura 5.23 estão apresentadas, na forma de gráfico de barras, as potência injetadas nos pontos de medição. Devido à escala utilizada neste gráfico, não é possível visualizar as ultrapassagens ocorridas no ponto de medição de Canoinhas (segundo intervalo) e Joinville (segundo e terceiro intervalos). Entretanto estas informações podem ser verificadas com o auxílio da Tabela 5.31 em que os pontos de medição em negrito correspondem às barras em que ocorrem as ultrapassagens dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) contratados.

TABELA 5.31 Injeções de potência nos pontos de medição

Nº	Nome	MUST contratado (com folga)	Potência Injetada [pu]			
			t=1	t=2	t=3	t=4
1	PALHOCA	1,7745	1,5347	1,5993	1,5555	1,5017
2	CANOINHAS	1,1760	1,1200	1,1895	1,1200	1,1200
3	JOINVILLE 69	1,1865	0,4680	0,4798	0,4774	0,4565
4	JOINVILLE 138	2,2995	2,2838	2,3447	2,3255	2,2518
5	ITAJAI	2,4570	1,3444	1,4343	1,3800	1,3118
6	BLUMENAU	5,1870	4,0931	4,2379	4,1432	4,0879
7	C.NOVOS	2,5515	2,4300	2,4300	2,4300	2,4300
8	XANXERE 69	0,3360	0,2743	0,2783	0,2757	0,2717
9	XANXERE 138	2,9610	2,8957	2,8917	2,8943	2,8983
10	J_LACERDA 69	0,9240	0,8953	0,9230	0,9045	0,8768
11	J_LACERDA 138	1,2075	1,0071	1,1147	1,0365	0,9663
12	SIDEROPOLIS	2,1105	2,0191	2,0819	2,0400	1,9772

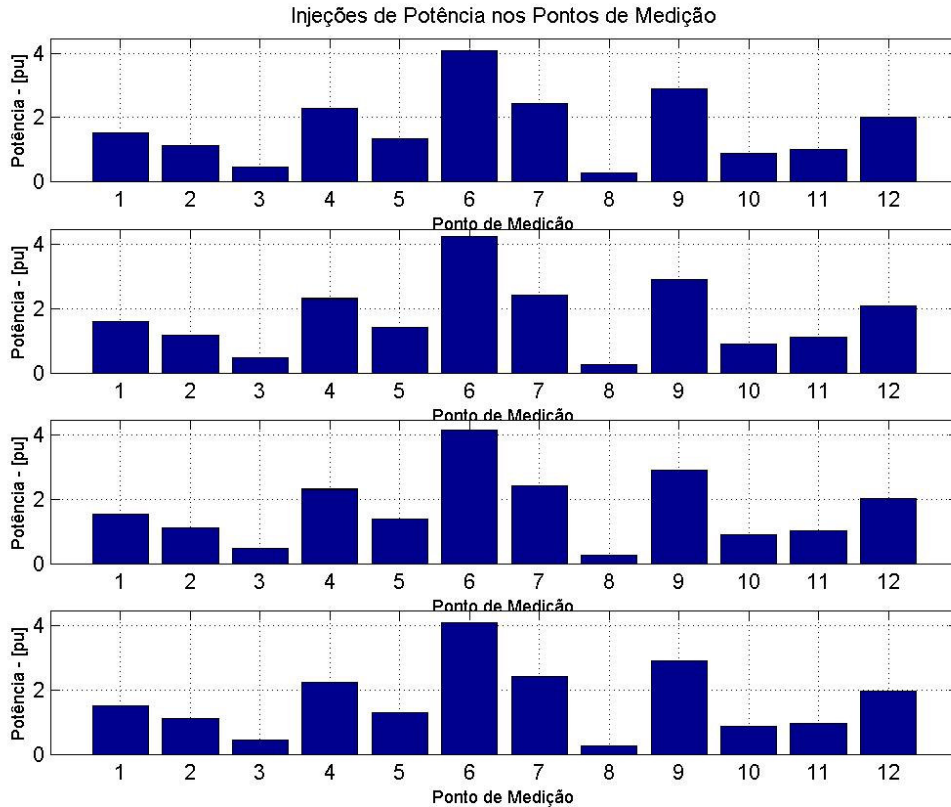


Figura 5.23 Injeções de potência nos pontos de medição

A Figura 5.24 apresenta, em sua parte superior a curva de carga original (azul) e a modificada (verde) que corresponde à curva de carga original alterada pelas reduções de demanda dos consumidores participantes do programa de GC. A curva na parte inferior da Figura 5.24 corresponde à redução total dos consumidores participantes durante os quatro intervalos de tempo.

Nas Figuras 5.25 a 5.28 são apresentadas as reduções de demanda executadas pelos consumidores em cada intervalo de tempo estudado. A relação de cores empregada na elaboração destas figuras pode ser verificada na primeira coluna da Tabela 5.32.

As demandas reduzidas pelos consumidores participantes do programa de GC durante o horizonte de tempo estudado são listadas nas colunas 4 a 7 da Tabela 5.32. Nesta mesma tabela pode-se visualizar nas colunas de 8 a 11, os valores das perdas de faturamento que a concessionária de distribuição tem com as reduções de demanda efetuada pelas empresas.

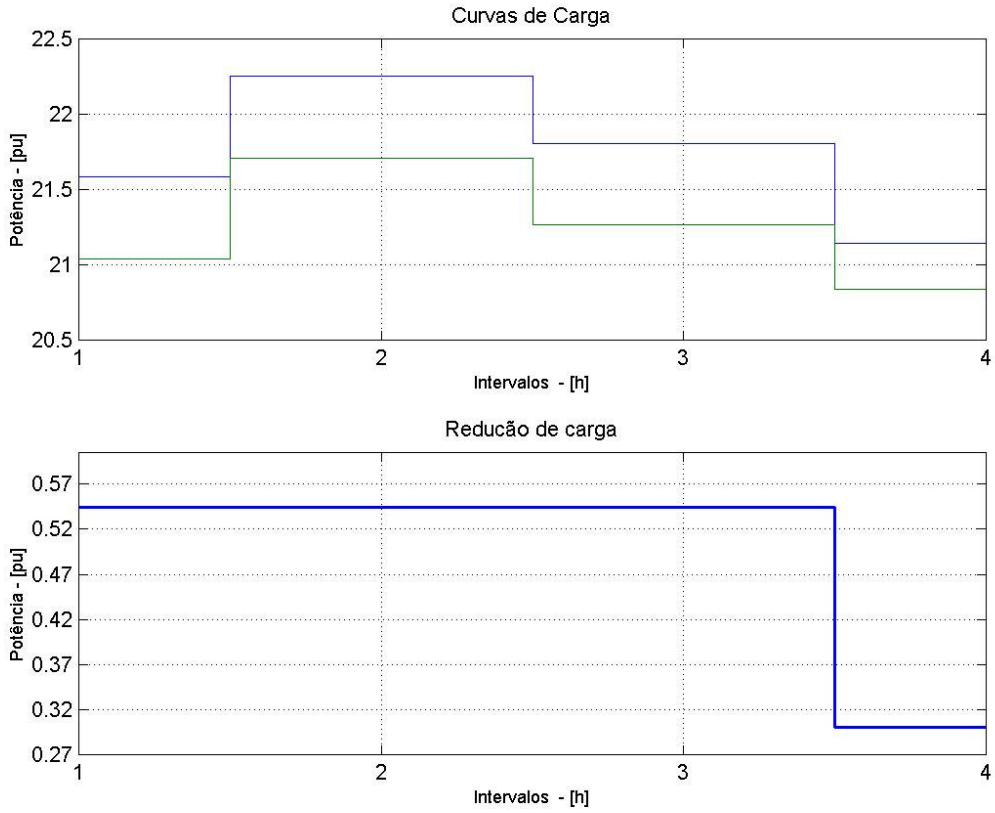


Figura 5.24 Gráficos de Curva de Carga (azul-original, verde-modificada) e das Reduções de Carga

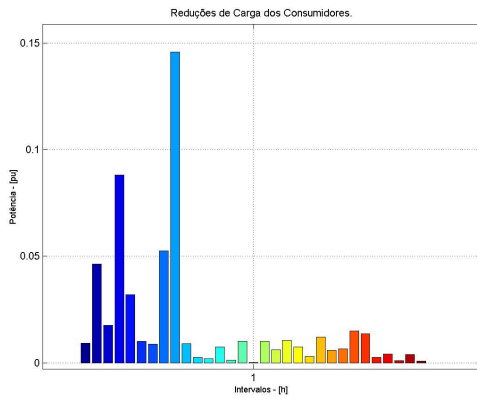


Figura 5.25 Reduções de carga dos consumidores para o primeiro intervalo

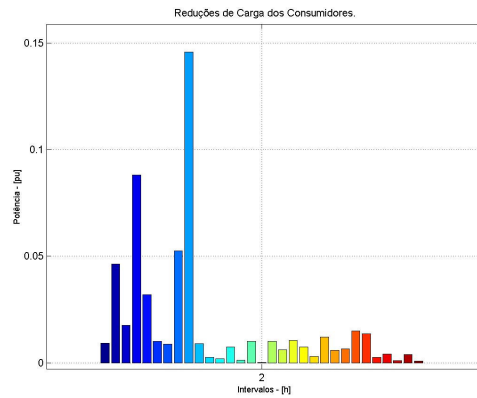


Figura 5.26 Reduções de carga dos consumidores para o segundo intervalo

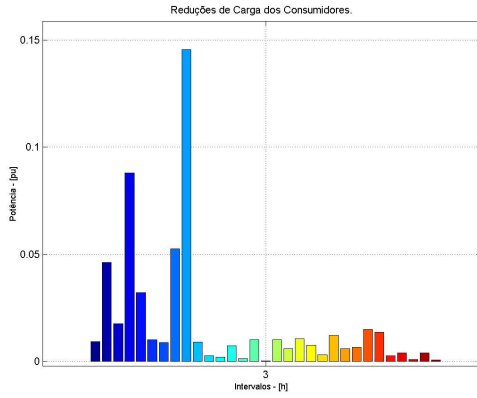


Figura 5.27 Reduções de carga dos consumidores para o terceiro intervalo

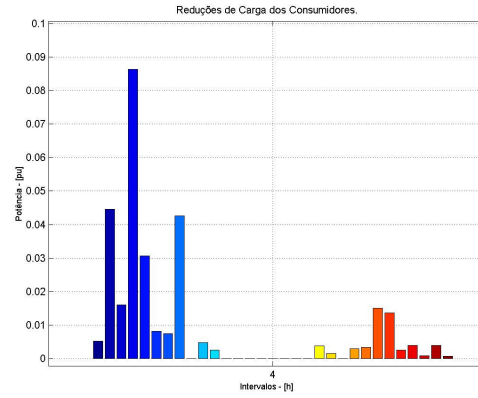


Figura 5.28 Reduções de carga dos consumidores para o quarto intervalo

TABELA 5.32 Redução dos consumidores

Cor	Nome	Região	Potência Reduzida [pu]				Perda de Faturamento (R\$)			
			T=1	t=2	t=3	t=4	t=1	t=2	t=3	t=4
■	CONS_01	1	0,0091	0,0091	0,0091	0,0053	134,5	134,5	134,5	77,8
■	CONS_02	2	0,0462	0,0462	0,0462	0,0446	683,6	683,6	683,6	659,6
■	CONS_03	2	0,0175	0,0175	0,0175	0,0160	258,6	258,6	258,6	236,9
■	CONS_04	2	0,0880	0,0880	0,0880	0,0863	1.300,6	1.300,6	1.300,6	1.276,0
■	CONS_05	2	0,0320	0,0320	0,0320	0,0306	473,0	473,0	473,0	452,3
■	CONS_06	2	0,0100	0,0100	0,0100	0,0082	163,7	163,7	163,7	134,3
■	CONS_07	2	0,0087	0,0087	0,0087	0,0075	129,3	129,3	129,3	111,0
■	CONS_08	2	0,0525	0,0525	0,0525	0,0426	775,9	775,9	775,9	630,3
■	CONS_09	2	0,1457	0,1457	0,1457	0,0000	2.386,4	2.386,4	2.386,4	0,0
■	CONS_10	2	0,0090	0,0090	0,0090	0,0047	133,0	133,0	133,0	69,8
■	CONS_11	2	0,0025	0,0025	0,0025	0,0025	23,4	23,4	23,4	23,4
■	CONS_12	3	0,0019	0,0019	0,0019	0,0000	31,1	31,1	31,1	00,0
■	CONS_13	3	0,0073	0,0073	0,0073	0,0000	119,5	119,5	119,5	00,0
■	CONS_14	3	0,0012	0,0012	0,0012	0,0000	19,6	19,6	19,6	00,0
■	CONS_15	3	0,0100	0,0100	0,0100	0,0000	163,7	163,7	163,7	00,0
■	CONS_16	3	0,0002	0,0002	0,0002	0,0000	3,3	3,3	3,3	00,0
■	CONS_17	3	0,0100	0,0100	0,0100	0,0000	163,7	163,7	163,7	00,0
■	CONS_18	3	0,0060	0,0060	0,0060	0,0000	98,2	98,2	98,2	00,0
■	CONS_19	4	0,0105	0,0105	0,0105	0,0000	171,9	171,9	171,9	00,0
■	CONS_20	4	0,0075	0,0075	0,0075	0,0039	110,8	110,8	110,8	57,0
■	CONS_21	4	0,0030	0,0030	0,0030	0,0015	44,3	44,3	44,3	22,4
■	CONS_22	4	0,0120	0,0120	0,0120	0,0000	196,5	196,5	196,5	00,0
■	CONS_23	5	0,0058	0,0058	0,0058	0,0029	85,7	85,7	85,7	43,6
■	CONS_24	5	0,0066	0,0066	0,0066	0,0034	97,5	97,5	97,5	49,7
■	CONS_25	6	0,0150	0,0150	0,0150	0,0150	221,7	221,7	221,7	221,7
■	CONS_26	6	0,0136	0,0136	0,0136	0,0136	222,7	222,7	222,7	222,7
■	CONS_27	8	0,0026	0,0026	0,0026	0,0026	42,6	42,6	42,6	42,6
■	CONS_28	8	0,0040	0,0040	0,0040	0,0040	65,5	65,5	65,5	65,5
■	CONS_29	8	0,0009	0,0009	0,0009	0,0009	14,7	14,7	14,7	14,7
■	CONS_30	8	0,0039	0,0039	0,0039	0,0039	63,9	63,9	63,9	63,9
■	CONS_31	8	0,0007	0,0007	0,0007	0,0007	11,5	11,5	11,5	11,5

b) Análises para o caso modificado

Ao se analisar a Tabela 5.30, observa-se que apenas os pontos de Joinville, Blumenau, e no segundo intervalo, os pontos de Canoinhas e Siderópolis, excedem seus limites operacionais contratados, utilizando-se das ultrapassagens permitidas especificadas. Com relação ao caso base, observa-se a diminuição das contribuições dos pontos de entrada localizados em Campos Novos e Canoinhas.

A presença de um único valor para a curva dos custos marginais de barra exposta na Figura 5.22 indica que não houve congestionamentos nas linhas de transmissão para todo o horizonte de tempo em estudo. Porém verifica-se que alguns pontos de entrada ultrapassam seus limites operacionais especificados, fazendo uso da energia com um custo de produção mais elevado. Com exceção do quarto período, em que não existem estas ultrapassagens, nos restantes há pelo menos um ponto de entrada ultrapassando seus limites. No primeiro intervalo, o ponto de Joinville atinge seus limites e o custo marginal na sua barra alcança o valor de aproximadamente 11,00 R\$/puh. No segundo intervalo, a ultrapassagem dos pontos de entrada de Canoinhas e Siderópolis elevam o custo marginal nas suas barras para o valor das tarifas aplicadas a estes pontos em torno de 12,00 R\$/puh. Já no terceiro intervalo, os pontos de Joinville e Blumenau ultrapassam seus limites operacionais implicando em elevação do valor dos seus custos marginais para algo em torno de 11,00 R\$/puh.

Neste caso modificado, que considera a resposta dos consumidores participantes do programa de GC, pode-se observar nos gráficos das potências injetadas nos pontos de medição da Figura 5.23 e nos valores da Tabela 5.31, a forte atenuação das ultrapassagens dos valores contratados verificadas no caso base. Há ultrapassagens apenas nos pontos de Joinville 138 kV (2º e 3º intervalos) e Canoinhas (2º intervalo).

Ao se aplicar às técnicas de GC para concessionárias de distribuição, nota-se na Figura 5.24 a tendência do aplainamento da curva de carga original, diminuindo o consumo nos horários de maior carregamento, para aumentar esta demanda nos vales da curva de carga. A oferta total de reduções de demanda para este caso atinge o valor máximo de aproximadamente 55 MW durante os três primeiros períodos simulados.

Quanto à redução dos consumidores participantes, apresentados nas Figuras de 5.25 a 5.28 e Tabelas 5.32, vê-se que nos três primeiros intervalos todos os consumidores são acionados, enquanto que no quarto período os consumidores localizados na região 3 (Vale do Itajaí) não são acionados pelo programa de GC. Os consumidores de número 25 a 31, representados pela categoria com Restrição de Potência, apresentam o comportamento esperado, reduzindo a sua demanda de

forma constante durante todo o período de tempo simulado, inclusive durante o período de menor carregamento (4º período). Já os consumidores do número 01 a 07, modelados pela categoria com Restrição de Energia, não alcançaram seus limites estabelecidos para a energia disponibilizada ao programa, mas pode-se observar que a variação da redução de demanda efetuada na passagem do terceiro para o quarto período respeita o limite estabelecido de 15% da **PRC** para estes consumidores. O restante dos consumidores, por serem representados pela categoria “Flexível”, não apresentam restrição alguma na sua forma de redução, respeitando apenas o limite máximo da redução de demanda definida pela **PRC** de cada participante do programa de GC. A forma flexível de como estes consumidores reduzem suas demandas pode ser observada nos 3º e 4º períodos, em que os consumidores da região 3 reduzem suas demandas a zero no último intervalo de tempo simulado.

Estas reduções dos consumidores participantes do programa de GC, além de eliminar os congestionamentos nas linhas de transmissão, diminuem sensivelmente as ultrapassagens dos valores contratados nos pontos de medição ocorridas no caso base. A Tabela 5.33 ilustra os valores das multas previstas tanto para o caso base quanto para o caso modificado. Também se indica a perda de faturamento que a concessionária de distribuição estaria sujeita com a aplicação do programa de GC. A diferença dos custos obtidos nas duas situações pode ser um indicador do benefício econômico obtido com a aplicação das técnicas de gerenciamento de carga indireto para concessionárias de distribuição.

TABELA 5.33 Custos financeiros de operação

	Sem GC	Com GC
Perda Receita (R\$)	-	29.719,00
Multa (R\$)	1.155.700,00	68.780,00
Total (R\$)	1.155.700,00	98.499,00

5.6 Conclusões

Com a aplicação da técnica de GC, podem ser alcançados alguns importantes benefícios do ponto de vista da concessionária de distribuição. A primeira consiste na tendência do aplainamento da curva de carga da distribuidora, em que a demanda dos consumidores nos períodos de maior carregamento é reduzida e deslocada para os vales das curvas de carga.

Outra vantagem da aplicação deste tipo de programa consiste na eliminação dos congestionamentos nas linhas de transmissão do sistema teste utilizado, ao se representar a participação dos consumidores. No exemplo 2, em que não foi possível a completa eliminação destes congestionamentos, pelo menos foram reduzidos os valores dos custos marginais máximos.

Por último, pode-se verificar que em todos os casos simulados houve uma considerável redução, e por vezes a eliminação, das penalidades incidentes sobre as ultrapassagens dos Montantes de Uso do sistema de Transmissão contratados nos pontos de medição, reduzindo significativamente o custo de operação da concessionária de distribuição perante estas situações críticas de operação.

Em geral, nota-se que a aplicação destas técnicas propicia benefícios técnicos e econômicos à concessionária de distribuição, além de inserir a resposta dos consumidores no processo de decisão durante as situações críticas dos consumidores, evitando os indesejáveis cortes de fornecimento à revelia dos consumidores. Este fator, além de contribuir para a melhoria da imagem da empresa junto aos seus clientes, pode ser considerado como um serviço adicional na busca de novos consumidores.

Conclusões e sugestões para trabalhos futuros

6.1 Conclusões

A estratégia tradicional de se aumentar continuamente os investimentos em geração tem sido recentemente contestada pelo fato de ser considerada de capital intensivo e necessitar longos períodos de maturação. Por exemplo no caso de unidades hidráulicas o prazo é de até 10 anos. Estes fatores levaram as concessionárias de energia a buscar alternativas para o fornecimento de energia elétrica com qualidade aos seus consumidores. Para tanto, técnicas baseadas em gerenciamento pelo lado da demanda (GLD) tem se mostrado úteis, pois além de propiciarem efeitos em curto-prazo apresentam baixo capital de investimento.

Nesta dissertação estuda-se uma vertente do GLD denominada gerenciamento de carga (GC) indireto, que consiste em um programa no qual a concessionária de distribuição gerencia parte da demanda contratada de seus clientes industriais. Estas reduções da demanda dos consumidores são acionadas através de sinais econômicos, como descontos tarifários. Justificando assim o uso do termo “indireto”, pois não há a intervenção da concessionária por meio de dispositivos eletrônicos sobre os consumidores participantes e sim ofertas de reduções tarifárias incentivando os consumidores a participarem do programa, reduzindo parte do seu consumo.

Esta estratégia de incentivos financeiros em conjunto com outros termos contratuais como tempo de notificação, frequência máxima de pedidos de interrupções, especificação das condições críticas de operação que determinam o acionamento do programa, entre outras, são de suma importância para o bom funcionamento de um programa de GC e merece ser objeto de um estudo dedicado. Neste trabalho estudou-se o problema de otimização responsável pela seleção ótima, sob o ponto de vista da minimização dos custos incidentes sobre a concessionária de distribuição, dos consumidores a serem chamados a reduzir parte da sua demanda face a alguma situação crítica de operação.

Para uma adequada aplicação do GC ao contexto das concessionárias de distribuição de energia elétrica alguns fatores devem ser observados, como a delimitação das barras que delimitam a fronteira com sistemas externos à sua área de concessão. Para tanto, não existe um procedimento padrão a ser empregado, necessitando-se de uma análise particular a fim de obter uma

representação correta do comportamento do sistema elétrico da concessionária de distribuição em questão.

Quanto à formulação das três versões de fluxo de potência ótimo dinâmico (FPOD) desenvolvidas, pode-se afirmar que a versão FPO Base corresponde à formulação tradicional da otimização aplicada ao problema de fluxo de potência, enquanto que as duas outras versões, FOPe e FOCO, apresentam nas suas formulações a participação da resposta dos consumidores. Para isto apresentam em suas funções-objetivo termos que modelam a perda de faturamento que a concessionária de distribuição tem ao acionar o programa de GC. A versão denominada FOCO apresenta também restrições que modelam os limites de capacidade impostos pelos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) firmados entre as concessionárias de distribuição e transmissão intermediado pelo Operador Nacional do Sistema.

A forma de representação dos consumidores também é um fator importante na implementação de um programa de GC. Nesta dissertação opta-se por classificá-los em três categorias: Consumidores Flexíveis (Tipo I), Consumidores com Restrições de Energia (Tipo II), Consumidores com Restrições de Potência (Tipo III). A divisão nestas categorias é feita de acordo com o grau de flexibilidade dos seus respectivos processos industriais para que seja possível se efetuar uma redução incentivada da demanda destes consumidores.

Ao simular os casos críticos de operação (contingências de transmissão e crescimentos súbitos de carga), pode-se notar em todos os casos simulados a obtenção dos benefícios esperados da aplicação das técnicas do GC. Primeiramente, pode-se citar a tendência ao aplainamento da curva de carga da concessionária de distribuição, que consiste no deslocamento do consumo dos picos da curva de carga para os vales desta curva, acarretando melhoria da segurança operacional do sistema. Em seqüência, pode-se citar como outro benefício a eliminação ou atenuação dos congestionamentos de transmissão, implicando na diminuição dos custos marginais do sistema. A razão para isto é que a inclusão da resposta dos consumidores equivale à presença de pequenos "geradores virtuais" localizados nos centros de carga cujos custos são relativamente baixos (tarifas do consumo de energia). Finalmente, porém não menos importante, cita-se a eliminação ou a acentuada diminuição das multas previstas nos CUSTs, decorrentes da ultrapassagem dos valores de potência injetada contratadas nos pontos de medição. Estas penalidades seriam aplicadas à concessionária de distribuição nas situações críticas simuladas neste trabalho caso não fosse acionado o programa de GC. Cabe lembrar que segundo [30], as ultrapassagens verificadas nos MUSTs estão sujeitas a estudos posteriores por parte do Operador Nacional do Sistema (ONS) para o levantamento do real valor ultrapassado bem como para a verificação de responsabilidades. Em resumo a aplicação de um programa de GC pode propiciar uma economia considerável para a

concessionária de distribuição, conforme ilustrado nesta dissertação, tornando sua possibilidade de implementação economicamente viável e bastante atraente. Observa-se ainda que uma parcela desta economia pode ser destinada pela concessionária ao estabelecimento de uma estratégia atraente de incentivos financeiros visando a ampliação do número de consumidores participantes do programa de GC.

6.2 Sugestões para trabalhos futuros

A principal sugestão para os próximos trabalhos consiste em se considerar o problema de suporte de reativo e nível de tensão na modelagem do sistema elétrico, já que nesta dissertação utiliza-se um modelo linearizado para a rede, em que apenas os fluxos de potência ativa são levados em conta. Iso se justifica pelo fato de que o principal problema na operação do sistema elétrico das concessionárias reside exatamente no perfil de tensões, o qual pode também receber os benefícios do gerenciamento de carga.

Outro ponto de interesse consiste em se determinar outras categorias de consumidores de modo a representar mais adequadamente os tipos de processos industriais encontrados em situações práticas. Consumidores que podem disponibilizar reduções de demanda em intervalos com duração fixa ou em períodos conhecidos, como indústrias com grandes sistemas de refrigeração, podem ser também inseridas dentro do programa de GC. Uma outra possibilidade consiste em se fazer uma composição híbrida das três categorias de consumidores já definidas.

Uma sugestão relacionada ao aspecto computacional do trabalho consiste na eliminação, através de substituição de variáveis, das equações relacionadas às variáveis de folga utilizadas para a implementação do método de solução empregado. Esta medida pode proporcionar a atenuação do tempo de processamento requerido, bem como reduzir a incidência de dificuldades numéricas no processo de solução.

Referências Bibliográficas

- [1] CHEN,C.S.; LEU,J.T., Interruptible Load Control for Taiwan Power Company, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 5, N°2, Maio de 1990;
- [2] LAWRENCE, J. D., 2001 Performance of New York ISO Demand Response Programs, páginas 995 a 998;
- [3] DOUDNA, H. J., Overview of California ISO Summer 2000 Demand Response Programs, páginas 228 a 233;
- [4] RAAD, A.,GONÇALVES MOREIRA, M., O mercado de gerenciamento pelo lado da demanda no Brasil: controlado e tarifas diferenciadas., SNPTEE, São Paulo, Brasil, outubro de 2001;
- [5] GARDENER, E., Load Management DSM: past, present & future, IEEE Conference Paper, Atlanta, Estados Unidos, 1995;
- [6] Ministério das Minas e Energia, resolução número 12 de 17/12/2002 do (artigo 1º parágrafo 3º);
- [7] Decreto Presidencial número 4667 de 04/04/2003;
- [8] UTURBEY, W.,DE MARCO, A., SIMOES COSTA, A., Projeto e Avaliação de programas de gerenciamento de carga empregando fluxo de potência ótimo, 2º Fórum de P&D, Santa Catarina, Brasil, novembro de 2003
- [9] CHEN, J., LEE, F., Scheduling direct load control to minimize system operational cost, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 10, No.4, novembro de 1995;
- [10] HOE, K.,SHEBLÉ, G., Direct Load Control – a profit based load management using linear programming, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 13, No.2, maio de 1998;

- [11] MASSARO, U.R., Redução incentivada de demanda utilizando fluxo de potência ótimo. , Florianópolis, Brasil, Dissertação (Mestrado em engenharia elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina
- [12] SIMÕES COSTA A. J. A.;UTURBEY,. W, Interruptible Load Management Assessment via Dynamic Optimal Power Flow, IEEE Power Tech, Bologna, Itália, junho de 2003
- [13] MAJUNDAR, S.; CHATTOPADHYAY, D.; PARIKH, J., Interruptible Load Management Using Optimal Power Flow Analysis; IEEE Transactions on Power Systems, Vol 11, N°2, May 1996
- [14] UTURBEY, W., Abril de 2002, Modelagem dos efeitos intertemporais no fluxo de potência ótimo: abordagem do gerenciamento pelo lado da demanda, Florianópolis, Brasil,Tese (Doutorado em engenharia elétrica) – Departamento de engenharia elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina
- [15] TUAN, A. T., Abril de 2002, Interruptible Load Services in Deregulated Power Market, Gotemberg, Suécia, Tese (Doutorado em engenharia elétrica) – Department of Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology
- [16] KURUCZ, C.N., BRANDT, D., SIM, S., A linear programming model for reducing system peak through customer load control programs, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 11, No.4, novembro de 1996;
- [17] Wisconsin Electric Power, www.we-energies.com/company;
- [18] Pacific Gas and Electricity Company, www.pge.com;
- [19] Power Pool Alberta, Voluntary Load Curtailment Program, novembro de 1998, <http://www.aeso.ca/>;
- [20] PROCEL, Programa nacional de conservação de energia elétrica, Manual de tarifação da energia elétrica, maio de 2001;

- [21] BELLARMINE, T., Load management techniques, Florida A&M University, outubro de 2000;
- [22] BHATTACHARYA, K., CROW, M., L., A fuzzy based load model for power system direct control, University of Missouri, maio de 1995;
- [23] HSU, Y., SU, C., Dispatch of direct load control using dynamic programming, Transactions on Power Systems, Vol 6, No.3, agosto de 1991;
- [24] CHANG, Y., WU, C., J., Experiences of direct load control using ripple signals in Taiwan Power System, 4th International conference on advances in power system control, Hong Kong, novembro de 1997;
- [25] SANGHVI, A., Flexible strategies for load/demand management using dynamic pricing, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 4, No.1, fevereiro de 1989;
- [26] DAVID, A., LEE, Y., Dynamic Tariffs: Theory of utility-consumer interaction, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 4, No.3, agosto de 1989;
- [27] Agência Nacional de Energia Elétrica, resolução No.247 de 13 de agosto de 1999;
- [28] Agência Nacional de Energia Elétrica, resolução No.44 de 1 de fevereiro de 2003;
- [29] Agência Nacional de Energia Elétrica, resolução No.307 de 30 de junho de 2003;
- [30] Agência Nacional de Energia Elétrica, resolução No.281 de 1 de outubro de 1999;
- [31] Agência Nacional de Energia Elétrica, site: www.aneel.gov.br;
- [32] Agência Nacional de Energia Elétrica, resolução No.282 de 1 de outubro de 1999;
- [33] WOOD, A. J., WOLLEMBERG, B. F., Power Generation Operation and Control, 2nd Ed., John Wiley & Sons, Inc., 1996.

[34] MONTICELLI, A., Fluxo de carga em redes de energia elétrica, Editora Edgard Blucher, 1983;

[35] Centrais elétricas de Santa Catarina S.A., site: www.celesc.com.br;

[36] CASTRONOVO, E., D., Aplicação de métodos de pontos interiores no fluxo de potência ótimo não-linear com utilização de processamento de alto desempenho. Florianópolis, Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.

Resolução pelo Método Primal-Dual dos Pontos Interiores

O problema de otimização formulado neste trabalho foi resolvido através da aplicação do método Primal-Dual dos Pontos Interiores. Cujo procedimento consiste sucintamente em transformar as restrições de desigualdade em igualdades através de variáveis de folgas e introduzir um termo adicional a função-objetivo, definido como barreira logarítmica. Que acaba por “relaxar” as equações de folga complementar facilitando a resolução deste problema de otimização. Ao passar das iterações esta barreira logarítmica é atualizada proporcionalmente à distância primal-dual e tende à zero no fim do processo iterativo. Garantindo que a solução encontrada do problema modificado também corresponde a uma solução do problema de otimização original [36].

O sistema de equações não-lineares formado pelas condições de otimalidade de Karunsh-Khun-Tucker é resolvido através da aplicação do método de Newton, resultando em um sistema de equações linearizadas em torno de em ponto de operação. Utilizaram-se também procedimentos de atualização das variáveis primais, duais e de folga por um passo controlado. Tais procedimentos são fundamentais para garantir a não- negatividade das variáveis de folga e respectivos multiplicadores de Lagrange, garantindo assim a viabilidade da solução final.

Na seqüência são apresentados os problemas de FPO desenvolvidos nesta dissertação, adaptados ao Método Primal-Dual dos Pontos Interiores.

Parte 1: Formulação FPO Base

Minimizar

$$\mathbf{C}(\mathbf{p}_e) + \mu \cdot \sum_{t=1}^{n_T} \left\{ \left[\sum_{j=1}^{n_e} \left(\ln \mathbf{s}_{e_{t,j}}^M + \ln \mathbf{s}_{e_{t,j}}^m \right) \right] + \left[\sum_{j=1}^{n_L} \left(\ln \mathbf{s}_{L_{t,j}}^M + \ln \mathbf{s}_{L_{t,j}}^m \right) \right] \right\} \quad (1-1^*)$$

Sujeito a:

Equação de balanço da potência ativa:

$$\mathbf{p}_{L,t} + \mathbf{B} \cdot \theta_t - \mathbf{A}_e \cdot \mathbf{p}_{e,t} = 0 \quad (1-2^*)$$

Limites operacionais dos pontos de entrada:

$$\mathbf{p}_{e,t} + \mathbf{s}_{e,t}^M = \mathbf{p}_{e,t}^M \quad (1-3^*)$$

$$-\mathbf{p}_{e,t} + \mathbf{s}_{e,t}^m = -\mathbf{p}_{e,t}^m \quad (1-4^*)$$

Limites dos fluxos nos ramos:

$$\mathbf{\Gamma} \cdot \mathbf{A} \cdot \theta_t + \mathbf{s}_{L,t}^M = \mathbf{l}_{L,t}^M \quad (1-5^*)$$

$$-\mathbf{\Gamma} \cdot \mathbf{A} \cdot \theta_t + \mathbf{s}_{L,t}^m = -\mathbf{l}_{L,t}^m \quad (1-6^*)$$

Não negatividade das variáveis de folga:

$$\mathbf{s}_{e,t}^M \geq 0 \quad (1-7^*)$$

$$\mathbf{s}_{e,t}^m \geq 0 \quad (1-8^*)$$

$$\mathbf{s}_{L,t}^M \geq 0 \quad (1-9^*)$$

$$\mathbf{s}_{L,t}^m \geq 0 \quad (1-10^*)$$

(*) Estas equações devem ser validadas para $t = 1, \dots, n_T$

Onde :

n_E : Número de pontos de entrada;

n_T : Número de intervalos de tempo;

$C(\mathbf{p}_e) = \sum_{i=1}^{n_E} C(p_{e_i}) = \sum_{i=1}^{n_E} \sum_{t=1}^{n_T} b_i \times p_{e_{i,t}} \times h_t = \mathbf{b}^T \cdot \mathbf{P}_E \cdot \mathbf{h}$: Função linear do custo da energia dos

pontos de entrada ($n_E \times I$);

$p_{e_{i,t}}$: potência de entrada para o ponto "i" no instante "t";

b_i : Ponderação associado ao ponto de entrada "i";

h_t : duração do intervalo de tempo "t"

$\mathbf{p}_{e,t}$: Vetor contendo as potências de entrada para o intervalo "t" ($n_E \times I$);

\mathbf{b} : Vetor contendo as ponderações das potências dos pontos de entrada ($n_E \times I$);

\mathbf{P}_E : Matriz contendo as potências dos pontos de entrada para o horizonte de estudo ($n_E \times n_T$);

\mathbf{h} : Vetor contendo a duração de cada intervalo de tempo em estudo ($n_T \times 1$);

n_B : Número de barras;

n_L : Número de ramos;

$\mathbf{p}_{L,t}$: Vetor contendo o carregamento para o intervalo "t" ($n_L \times 1$);

$\mathbf{\Gamma}$: Matriz diagonal contendo as capacidades dos ramos ($n_L \times n_L$);

\mathbf{A} : Matriz de incidência de saída e chegada dos ramos ($n_L \times n_B$);

\mathbf{A}_e : Matriz de incidência ponto de entrada-barra ($n_B \times n_E$);

θ_t : Vetor contendo os ângulos das barras para o intervalo "t" ($n_B \times 1$);

$\mathbf{p}_{e,t}^M, \mathbf{p}_{e,t}^m$: Vetores contendo os limites operacionais máximos e mínimos para os pontos de entrada para o intervalo "t" ($n_E \times 1$);

$\mathbf{I}_{L,t}^M, \mathbf{I}_{L,t}^m$: Vetores contendo os limites máximos e mínimos para os fluxos de potência ativa nos ramos para o intervalo "t" ($n_L \times 1$);

$\mathbf{s}_{e,t}^M, \mathbf{s}_{e,t}^m$: Vetores contendo as variáveis de folga associadas aos limites operacionais máximos e mínimos dos pontos de entrada para o intervalo "t" ($n_E \times 1$);

$\mathbf{s}_{L,t}^M, \mathbf{s}_{L,t}^m$: Vetores contendo as variáveis de folga associadas aos limites operacionais máximos e mínimos dos fluxos de potência ativa nos ramos para o intervalo "t" ($n_L \times 1$);

Função Lagrangeana:

$$\begin{aligned} & \mathbf{C}(\mathbf{p}_e) + \sum_{t=1}^{n_T} \lambda_t^T \cdot (\mathbf{p}_{L,t} + \mathbf{B} \cdot \theta_t - \mathbf{A}_e \cdot \mathbf{p}_{e,t}) + \sum_{t=1}^{n_T} \pi_t^T \cdot \left\{ [\mathbf{F}_e \mid \mathbf{F}_L] \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{p}_{e,t} \\ \theta_t \end{bmatrix} + \mathbf{s}_t - \mathbf{Lim}_t \right\} + \\ & + \mu \cdot \sum_{t=1}^{n_T} \left\{ \left[\sum_{j=1}^{n_e} (\ln s_{e,t,j}^M + \ln s_{e,t,j}^m) \right] + \left[\sum_{j=1}^{n_l} (\ln s_{L,t,j}^M + \ln s_{L,t,j}^m) \right] \right\} \end{aligned} \quad (1-11)$$

em que:

$n_{DES} = 2 \times (n_E + n_L)$: Número de restrições de desigualdade;

λ_t : Vetor dos multiplicadores de Lagrange associados às equações de balanço de potência ativa no intervalo "t" ($n_B \times 1$);

π_t : Vetor dos multiplicadores de Lagrange associados às restrições operacionais superiores e inferiores no intervalo "t" ($n_{DES} \times 1$);

$$\boldsymbol{\pi}_t = \left[\boldsymbol{\pi}_{e,t}^{M^T} \mid \boldsymbol{\pi}_{e,t}^{m^T} \mid \boldsymbol{\pi}_{L,t}^{M^T} \mid \boldsymbol{\pi}_{L,t}^{m^T} \right]^T$$

\mathbf{s}_t : Vetor das variáveis de folga associadas às restrições operacionais superiores e inferiores no intervalo “t” ($n_{DES} \times 1$);

$$\mathbf{s}_t = \left[\mathbf{s}_{e,t}^{M^T} \mid \mathbf{s}_{e,t}^{m^T} \mid \mathbf{s}_{L,t}^{M^T} \mid \mathbf{s}_{L,t}^{m^T} \right]^T$$

\mathbf{Lim}_t : Vetor contendo os limites operacionais superiores e inferiores para o intervalo “t” ($n_{DES} \times 1$);

$$\mathbf{Lim}_t = \left[\mathbf{p}_{e,t}^{M^T} \mid -\mathbf{p}_{e,t}^{m^T} \mid \mathbf{l}_{e,t}^{M^T} \mid -\mathbf{l}_{e,t}^{m^T} \right]$$

\mathbf{F}_e : Matriz de Incidência ($n_{DES} \times n_E$);

$$\mathbf{F}_e = \begin{bmatrix} \mathbf{I}_{n_E} \\ -\mathbf{I}_{n_E} \\ \mathbf{0}_{2 \cdot n_L} \end{bmatrix}$$

\mathbf{F}_L : Matriz de Incidência ($n_{DES} \times n_L$);

$$\mathbf{F}_L = \begin{bmatrix} \mathbf{0}_{2 \cdot n_\infty} \\ \boldsymbol{\Gamma} \mathbf{A}_{n_L} \\ -\boldsymbol{\Gamma} \mathbf{A}_{n_L} \end{bmatrix}$$

Condições de Otimalidade de KKT:

$$\nabla_{\mathbf{p}_{e,t}} \mathbf{L} = \nabla_{\mathbf{p}_{e,t}} \mathbf{C}(\mathbf{p}_{e,t}) - \mathbf{A}_e^T \cdot \boldsymbol{\lambda}_t + \mathbf{F}_e^T \cdot \boldsymbol{\pi}_t = 0 \quad (1-12^*)$$

$$\nabla_{\boldsymbol{\theta}_t} \mathbf{L} = \mathbf{B}^T \cdot \boldsymbol{\lambda}_t + \mathbf{F}_l^T \cdot \boldsymbol{\pi}_t = 0 \quad (1-13^*)$$

$$\nabla_{\boldsymbol{\lambda}_t} \mathbf{L} = (\mathbf{p}_{L,t} + \mathbf{B} \cdot \boldsymbol{\theta}_t - \mathbf{A}_e \cdot \mathbf{p}_{e,t}) = 0 \quad (1-14^*)$$

$$\nabla_{\boldsymbol{\pi}_t} \mathbf{L} = [\mathbf{F}_e \mid \mathbf{F}_l] \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{p}_{e,t} \\ \boldsymbol{\theta}_t \end{bmatrix} + \mathbf{s}_t - \mathbf{Lim}_t = 0 \quad (1-15^*)$$

$$\nabla_{\mathbf{s}_{e,t}} \mathbf{L} = \mathbf{S}_t \cdot \boldsymbol{\pi}_t - \boldsymbol{\mu} \cdot \mathbf{e}_s = 0 \quad (1-16^*)$$

(*) As equações acompanhadas deste sinal devem ser validadas para $t=1, \dots, n_T$

onde:

$\nabla_{\mathbf{p}_{e,t}} \mathbf{C}(\mathbf{p}_{e,t}) = \mathbf{b} \cdot \mathbf{h}_t$: Primeira derivada da função custo em relação à potência de entrada para o intervalo de tempo “t” ($n_E \times 1$);

\mathbf{S}_t : Matriz quadrada contendo o vetor “s” na sua diagonal principal ($n_{DES} \times n_{DES}$);

\mathbf{e}_s : Vetor coluna unitário ($n_{DES} \times 1$);

Solução das condições de Otimalidade:

$$-\mathbf{A}_e^T \cdot \Delta\lambda_t + \mathbf{F}_e^T \cdot \Delta\pi_t = -\nabla_{\mathbf{p}_{e,t}} L \quad (1-17^*)$$

$$\mathbf{B}^T \cdot \Delta\lambda_t + \mathbf{F}_l^T \cdot \Delta\pi_t = -\nabla_{\theta_t} L \quad (1-18^*)$$

$$\mathbf{B} \cdot \Delta\theta_t - \mathbf{A}_e \cdot \Delta\mathbf{p}_{e,t} = -\nabla_{\lambda_t} L \quad (1-19^*)$$

$$\mathbf{F}_e \cdot \Delta\mathbf{p}_{e,t} + \mathbf{F}_l \cdot \Delta\theta_t + \mathbf{I} \cdot \Delta\mathbf{s}_t = -\nabla_{\pi_t} L \quad (1-20^*)$$

$$\mathbf{S}_t \cdot \Delta\pi_t + \mathbf{\Pi}_t \cdot \Delta\mathbf{s}_t = -\nabla_{\mathbf{s}_{e,t}} L \quad (1-21^*)$$

(*) Estas equações devem ser validadas para $t = 1, \dots, n_T$

em que:

$\mathbf{\Pi}_t$: Matriz quadrada contendo o vetor “ π_t ” na sua diagonal principal ($n_{DES} \times n_{DES}$);

Parte 2: Formulação FPO versão FOPE

Minimizar

$$\begin{aligned} & \mathbf{C}(\mathbf{p}_e) + \mathbf{NF1}(\mathbf{p1}_t) + \mathbf{NF2}(\mathbf{p2}_t) + \mathbf{NF3}(\mathbf{p3}_t) + \mu \cdot \sum_{t=1}^{n_T} \left\{ \left[\sum_{j=1}^{2 \cdot n_e} (\ln s_{e,t,j}^M + \ln s_{e,t,j}^m) \right] + \left[\sum_{j=1}^{n_1} (\ln s_{1,t,j}^M + \ln s_{1,t,j}^m) \right] \right\} \\ & + \mu \cdot \sum_{t=1}^{n_T} \left\{ \left[\sum_{j=1}^{n_2} (\ln s_{2,t,j}^M + \ln s_{2,t,j}^m) \right] + \left[\sum_{j=1}^{n_3} (\ln s_{3,t,j}^M + \ln s_{3,t,j}^m) \right] + \left[\sum_{j=1}^{n_l} (\ln s_{L,t,j}^M + \ln s_{L,t,j}^m) \right] \right\} \\ & + \mu \cdot \left[\sum_{j=1}^{n_2} (\ln s_{d,j}^M + \ln s_{d,j}^m + \ln s_{v,j}^M + \ln s_{v,t,j}^m) \right] \end{aligned} \quad (2-1^*)$$

Sujeito a:

Equação de balanço da potência ativa:

$$\mathbf{p}_{L,t} + \mathbf{B} \cdot \theta_t - \mathbf{A}_e \cdot \mathbf{p}_{e,t} - \mathbf{A}_1 \cdot \mathbf{p}_1 - \mathbf{A}_2 \cdot \mathbf{p}_2 - \mathbf{A}_3 \cdot \mathbf{p}_3 = 0 \quad (2-2^*)$$

Limites operacionais dos pontos de entrada:

$$\mathbf{p}_{e,t} + \mathbf{s}_{e,t}^M = \mathbf{p}_{e,t}^M \quad (2-3^*)$$

$$-\mathbf{p}_{e,t} + \mathbf{s}_{e,t}^m = -\mathbf{p}_{e,t}^m \quad (2-4^*)$$

Limites operacionais da redução dos consumidores:

- Consumidores da categoria Flexível

$$\mathbf{p}_1 + \mathbf{s}_{1,t}^M = \mathbf{p}_1^M \quad (2-5^*)$$

$$-\mathbf{p}_1 + \mathbf{s}_{1,t}^m = -\mathbf{p}_1^m \quad (2-6^*)$$

- Consumidores da categoria com Restrição de Energia

$$\mathbf{p}_2 + \mathbf{s}_{2,t}^M = \mathbf{p}_2^M \quad (2-7^*)$$

$$-\mathbf{p}_2 + \mathbf{s}_{2,t}^m = -\mathbf{p}_2^m \quad (2-8^*)$$

- Consumidores da categoria com Restrição de Potência

$$\mathbf{p}_3 + \mathbf{s}_{3,t}^M = \mathbf{p}_3^M \quad (2-9^*)$$

$$-\mathbf{p}_3 + \mathbf{s}_{3,t}^m = -\mathbf{p}_3^m \quad (2-10^*)$$

Limites operacionais dos fluxos nos ramos:

$$\mathbf{\Gamma} \cdot \mathbf{A} \cdot \theta_t + \mathbf{s}_{L,t}^M = \mathbf{l}_{L,t}^M \quad (2-11^*)$$

$$-\mathbf{\Gamma} \cdot \mathbf{A} \cdot \theta_t + \mathbf{s}_{L,t}^m = -\mathbf{l}_{L,t}^m \quad (2-12^*)$$

Não negatividade das variáveis de folga:

$$\mathbf{s}_{e,t}^M \geq 0 \quad (2-13^*)$$

$$\mathbf{s}_{e,t}^m \geq 0 \quad (2-14^*)$$

$$\mathbf{s}_{1,t}^M \geq 0 \quad (2-15^*)$$

$$\mathbf{s}_{1,t}^m \geq 0 \quad (2-16^*)$$

$$\mathbf{s}_{2,t}^M \geq 0 \quad (2-17^*)$$

$$\mathbf{s}_{2,t}^m \geq 0 \quad (2-18^*)$$

$$\mathbf{s}_{3,t}^M \geq 0 \quad (2-19^*)$$

$$\mathbf{s}_{3,t}^m \geq 0 \quad (2-20^*)$$

$$\mathbf{s}_{L,t}^M \geq 0 \quad (2-21^*)$$

$$\mathbf{s}_{L,t}^m \geq 0 \quad (2-22^*)$$

(*) Estas equações devem ser validadas para $t = 1, \dots, n_T$

Restrição intertemporal de energia para o consumidor com Restrição de Energia::

$$\mathbf{P}_d^T \cdot \mathbf{h} + \mathbf{s}_d^M = \mathbf{e}^M \quad (2-23)$$

$$-\mathbf{P}_d^T \cdot \mathbf{h} + \mathbf{s}_d^m = -\mathbf{e}^m \quad (2-24)$$

Restrição intertemporal de taxa de variação de redução de carga para o consumidor com Restrição de Energia

$$\mathbf{D} \cdot \mathbf{P}_{vd} + \mathbf{s}_v^M = \Delta \mathbf{VD}^M \quad (2-25)$$

$$-\mathbf{D} \cdot \mathbf{P}_{vd} + \mathbf{s}_v^m = -\Delta \mathbf{VD}^m \quad (2-26)$$

Restrição intertemporal de potência constante para o consumidor com Restrição de Potência:

$$\mathbf{C} \cdot \mathbf{P}_C = 0 \quad (2-27)$$

onde :

n_E : Número de pontos de entrada;

n_T : Número de intervalos de tempo;

$\mathbf{C}(\mathbf{p}_e) = \sum_{t=1}^{n_T} \sum_{i=1}^{2n_E} f_{b_i} \cdot \mathbf{p}_{e_{i,t}} \cdot \mathbf{h}_t + \sum_{t=1}^{n_T} \sum_{j \in \Psi_t} f_{c_j} \cdot (\mathbf{p}_{e_{i,j}} - \mathbf{p}_{e_{j,t}}^M) \cdot \mathbf{h}_t$: Função linear do custo da energia

dos pontos de entrada ($2n_E \times 1$);

$\mathbf{p}_{e_{i,t}}$: potência de entrada para o ponto “i” no instante “t”;

\mathbf{h}_t : duração do intervalo de tempo “t”;

Ψ_t : Conjunto de pontos de entrada onde há a violação dos limites superiores de fornecimento no intervalo “t”, isto é, em que $\mathbf{p}_{e_{i,t}} > \bar{\mathbf{P}}_{e_i}$;

f_{B_i} : Ponderação associada a parte da potência de entrada no ponto “i” não superior ao limite superior estabelecido, calculada como uma fração do TUST associado ao ponto de entrada “i”;

f_{C_i} : Ponderação associada a parte da potência de entrada no ponto “i” superior ao limite máximo estabelecido, calculada como o triplo do TUST associado ao ponto de entrada “i”;

$\mathbf{p}_{e,t}$: Vetor contendo as potências de entrada para o intervalo "t" ($2n_E \times 1$);

\mathbf{f} : Vetor contendo os custos associados a cada ponto de entrada ($2n_E \times 1$);

$$\mathbf{f} = [f_{BI} \quad f_{CI} \quad \dots \quad f_{Bn_E} \quad f_{Cn_E}]^T$$

em que:

$NF1 = \sum_{t=1}^{n_T} \sum_{i=1}^{n_1} T1_{i,t} \cdot p1_{i,t} \cdot h_t$: Função linear do não faturamento devido a redução de potência dos

consumidores flexíveis para o intervalo “t” ($n_1 \times 1$);

$NF2 = \sum_{t=1}^{n_T} \sum_{i=1}^{n_2} T2_{i,t} \cdot p2_{i,t} \cdot h_t$: Função linear do não faturamento devido a redução de potência

dos consumidores com restrição de energia para o intervalo “t” ($n_2 \times 1$);

$NF3 = \sum_{t=1}^{n_T} \sum_{i=1}^{n_3} T3_{i,t} \cdot p3_{i,t} \cdot h_t$: Função linear do não faturamento devido a redução de potência

dos consumidores com restrição de potência para o intervalo “t” ($n_3 \times 1$);

n_1 : Número de consumidores flexíveis;

n_2 : Número de consumidores com restrição de energia;

n_3 : Número de consumidores com restrição de potência;

$p1_{i,t}$: Redução de potência do consumidor tipo flexível “i” no instante “t”;

$p2_{i,t}$: Redução de potência do consumidor com restrição de energia “i” no instante “t”;

$p3_{i,t}$: Redução de potência do consumidor com restrição de potência “i” no instante “t”;

$T1_{i,t}$: Tarifas de consumo de energia aplicadas ao i-ésimo consumidor do tipo flexível no intervalo "t";

$T2_{i,t}$: Tarifas de consumo de energia aplicadas ao i-ésimo consumidor com restrição de energia no intervalo "t";

$T3_{i,t}$: Tarifas de consumo de energia aplicadas ao i-ésimo consumidor com restrição de potência no intervalo "t";

\mathbf{h} : Vetor contendo a duração de cada intervalo de tempo em estudo ($n_T \times 1$);

n_B : Número de barras;

n_L : Número de ramos;

$\mathbf{p}_{L,t}$ = Vetor contendo o carregamento para o intervalo "t" ($n_L \times 1$);

$\mathbf{\Gamma}$: Matriz diagonal contendo as capacidades dos ramos ($n_L \times n_L$);

\mathbf{A} : Matriz de incidência de saída e chegada dos ramos ($n_L \times n_B$);

\mathbf{A}_e : Matriz de incidência pt.de entrada-barra ($n_B \times 2n_E$);

\mathbf{A}_1 : Matriz de incidência Consumidor Flexível-Barra ($n_B \times n_1$);

\mathbf{A}_2 : Matriz de incidência Consumidor com Restrição de Energia-Barra ($n_B \times n_2$);

\mathbf{A}_3 : Matriz de incidência Consumidor com Restrição de Potência -Barra ($n_B \times n_3$);

θ_t : Vetor contendo os ângulos das barras para o intervalo "t" ($n_B \times 1$);

$\mathbf{p}_{e,t}^M, \mathbf{p}_{e,t}^m$: Vetores contendo os limites operacionais máximos e mínimos para os pontos de entrada para o intervalo "t" ($2n_E \times 1$);

$\mathbf{p}_{1,t}^M, \mathbf{p}_{1,t}^m$: Vetores contendo os limites operacionais máximos e mínimos para os consumidores flexíveis para o intervalo "t" ($n_1 \times 1$);

$\mathbf{p}_{2,t}^M, \mathbf{p}_{2,t}^m$: Vetores contendo os limites operacionais máximos e mínimos para os consumidores com restrição de Energia para o intervalo "t" ($n_2 \times 1$);

$\mathbf{p}_{3,t}^M, \mathbf{p}_{3,t}^m$: Vetores contendo os limites operacionais máximos e mínimos para os consumidores com restrição de Potência para o intervalo "t" ($n_3 \times 1$);

$\mathbf{l}_{L,t}^M, \mathbf{l}_{L,t}^m$: Vetores contendo os limites máximos e mínimos para os fluxos de potência ativa nos ramos para o intervalo "t" ($n_L \times 1$);

$\mathbf{s}_{e,t}^M, \mathbf{s}_{e,t}^m$: Vetores contendo as variáveis de folga associadas aos limites operacionais máximos e mínimos dos pontos de entrada para o intervalo "t" ($2n_E \times 1$);

$\mathbf{s}_{1,t}^M, \mathbf{s}_{1,t}^m$: Vetor contendo as variáveis de folga associadas aos limites operacionais máximos e mínimos dos consumidores do tipo Flexível para o intervalo "t" ($n_1 \times 1$);

$\mathbf{s}_{2,t}^M, \mathbf{s}_{2,t}^m$: Vetores contendo as variáveis de folga associadas aos limites operacionais máximos e mínimos dos consumidores com Restrição de Energia para o intervalo "t" ($n_2 \times 1$);

$\mathbf{s}_{3,t}^M, \mathbf{s}_{3,t}^m$: Vetores contendo as variáveis de folga associadas aos limites operacionais máximos e mínimos dos consumidores com Restrição de Potência para o intervalo "t" ($n_3 \times 1$);

$\mathbf{s}_{L,t}^M, \mathbf{s}_{L,t}^m$: Vetores contendo as variáveis de folga associadas aos limites operacionais máximos e mínimos dos fluxos de potência ativa nos ramos para o intervalo "t" ($n_L \times 1$);

$\mathbf{s}_d^M, \mathbf{s}_d^m$: Vetores contendo as variáveis de folga associadas aos limites máximos e mínimos da restrição intertemporal de energia ($n_2 \times 1$);

$\mathbf{s}_v^M, \mathbf{s}_v^m$: Vetores contendo as variáveis de folga associadas aos limites máximos e mínimos da restrição intertemporal de taxa de variação da redução ($n_2 \cdot n_T \times 1$);

\mathbf{P}_d : Matriz que contem em cada coluna as potências reduzidas pelos consumidores com Restrição de Energia para todo o intervalo de tempo ($n_2 \times n_T$);

$\mathbf{e}^{\max}, \mathbf{e}^{\min}$: Vetores contendo os limites máximos e mínimos de energia a ser reduzida pelos consumidores com Restrição de Energia ($n_2 \times 1$);

\mathbf{D} : Matriz de acoplamento utilizada pela restrição de taxa de variação de redução utilizada pelos consumidores com Restrição de Energia ($n_2 \cdot (n_T - 1) \times n_2 \cdot n_T$);

$$\begin{bmatrix} -I_{n_2} & I_{n_2} & 0_{n_2} & \dots & 0_{n_2} \\ 0_{n_2} & -I_{n_2} & I_{n_2} & \dots & 0_{n_2} \\ 0_{n_2} & \dots & -I_{n_2} & I_{n_2} & 0_{n_2} \\ 0_{n_2} & \dots & \dots & -I_{n_2} & I_{n_2} \end{bmatrix}$$

\mathbf{P}_{vd} : Vetor coluna contendo as potências reduzidas pelos consumidores com Restrição de Energia em todos o horizonte de tempo em estudo ($n_2 \cdot n_T \times 1$);

$$\mathbf{P}_{vd} = \begin{bmatrix} \mathbf{p}2_1^T & \mathbf{p}2_2^T & \dots & \dots & \mathbf{p}2_{n_2}^T \end{bmatrix}^T$$

$\Delta \mathbf{VD}^M, \Delta \mathbf{VD}^m$: Vetores contendo os limites máximos e mínimos para a taxa de variação de redução para os consumidores com Restrição de Energia ($n_2 \cdot n_T \times 1$);

\mathbf{C} : Matriz de acoplamento utilizada para representar com consumidores com restrição de potência ($n_3 \cdot (n_T - 1) \times n_3 \cdot n_T$);

$$\begin{bmatrix} I_{n_3} & -I_{n_3} & 0_{n_3} & \dots & 0_{n_3} \\ 0_{n_3} & I_{n_3} & -I_{n_3} & \dots & 0_{n_3} \\ 0_{n_3} & \dots & I_{n_3} & -I_{n_3} & 0_{n_3} \\ 0_{n_3} & \dots & \dots & I_{n_3} & -I_{n_3} \end{bmatrix}$$

\mathbf{P}_C : Vetor coluna contendo as potências reduzidas pelos consumidores com Restrição de Potência em todos o horizonte de tempo em estudo ($n_3 \cdot n_T \times 1$);

Função Lagrangeana:

$$\begin{aligned}
& \mathbf{C}(\mathbf{p}_e) + \mathbf{NF1}(\mathbf{p1}_t) + \mathbf{NF2}(\mathbf{p2}_t) + \mathbf{NF3}(\mathbf{p3}_t) + \\
& + \sum_{t=1}^{n_T} \lambda_t^T \cdot (\mathbf{p}_{L,t} + \mathbf{B} \cdot \theta_t - \mathbf{A}_e \cdot \mathbf{p}_{e,t} - \mathbf{A}_1 \cdot \mathbf{p1}_t - \mathbf{A}_2 \cdot \mathbf{p2}_t - \mathbf{A}_3 \cdot \mathbf{p3}_t) + \\
& + \sum_{t=1}^{n_T} \pi_t^T \cdot \left\{ [\mathbf{F}_e \mid \mathbf{F}_1 \mid \mathbf{F}_2 \mid \mathbf{F}_3 \mid \mathbf{F}_L] \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{p}_{e,t} \\ \theta_t \end{bmatrix} + \mathbf{s}_t - \mathbf{Lim}_t \right\} + \pi_d^{M^T} \cdot (\mathbf{P}_1^T \cdot \mathbf{h} + \mathbf{s}_d^M - \mathbf{e}^M) \\
& + \pi_d^{m^T} \cdot (-\mathbf{P}_d^T \cdot \mathbf{h} + \mathbf{s}_d^m + \mathbf{e}^m) + \pi_v^{M^T} \cdot (\mathbf{D} \cdot \mathbf{P}_{vd} + \mathbf{s}_v^M - \Delta \mathbf{VD}^M) + \pi_v^{m^T} \cdot (-\mathbf{D} \cdot \mathbf{P}_{vd} + \mathbf{s}_v^m + \Delta \mathbf{VD}^m) \\
& + \beta^T \cdot (\mathbf{C} \cdot \mathbf{P}_C) + \mu \cdot \sum_{t=1}^{n_T} \left\{ \left[\sum_{j=1}^{2 \cdot n_e} (\ln \mathbf{s}_{e_t,j}^M + \ln \mathbf{s}_{e_t,j}^m) \right] + \left[\sum_{j=1}^{n_1} (\ln \mathbf{s}_{1,t,j}^M + \ln \mathbf{s}_{1,t,j}^m) \right] \right\} \\
& + \mu \cdot \sum_{t=1}^{n_T} \left\{ \left[\sum_{j=1}^{n_2} (\ln \mathbf{s}_{2,t,j}^M + \ln \mathbf{s}_{2,t,j}^m) \right] + \left[\sum_{j=1}^{n_3} (\ln \mathbf{s}_{3,t,j}^M + \ln \mathbf{s}_{3,t,j}^m) \right] + \left[\sum_{j=1}^{n_L} (\ln \mathbf{s}_{L,t,j}^M + \ln \mathbf{s}_{L,t,j}^m) \right] \right\} \\
& + \mu \cdot \left[\sum_{j=1}^{n_2} (\ln \mathbf{s}_{d_j}^M + \ln \mathbf{s}_{d_j}^m + \ln \mathbf{s}_{v_j}^M + \ln \mathbf{s}_{v_j}^m) \right]
\end{aligned}$$

(2-28)

em que:

$n_{DES} = 2 \times (2n_E + n_1 + n_2 + n_3 + n_L)$: Número de restrições de desigualdade;

λ_t : Vetor dos multiplicadores de Lagrange associados às equações de balanço de potência ativa no intervalo “t” ($n_B \times 1$);

β_t : Vetor dos multiplicadores de Lagrange associados a restrição intertemporal do consumidor com Restrição de Potência, no intervalo “t” ($n_3 \cdot (n_T - 1) \times 1$);

π_t : Vetor dos multiplicadores de Lagrange associados às restrições operacionais e das reduções dos consumidores, superiores e inferiores, no intervalo “t” ($n_{DES} \times 1$);

$$\pi_t = \left[\pi_{e,t}^{M^T} \mid \pi_{e,t}^{m^T} \mid \pi_{1,t}^{M^T} \mid \pi_{1,t}^{m^T} \mid \pi_{2,t}^{M^T} \mid \pi_{2,t}^{m^T} \mid \pi_{3,t}^{M^T} \mid \pi_{3,t}^{m^T} \mid \pi_{L,t}^{M^T} \mid \pi_{L,t}^{m^T} \right]^T$$

π_d^M, π_d^m : Vetores dos multiplicadores de Lagrange associados a restrição intertemporal do consumidor com Restrição de Energia, para os limite máximos e mínimos da energia a ser reduzida em todos os intervalos de tempo ($n_2 \times 1$);

π_v^M, π_v^m : Vetor dos multiplicadores de Lagrange associados a restrição intertemporal do consumidor com Restrição de Energia, para a taxa de variação máxima e mínima de redução ($n_2 \cdot n_T \times 1$);

s_t : Vetor das variáveis de folga associadas às restrições operacionais e das reduções dos consumidores, superiores e inferiores, no intervalo “t” ($n_{DES} \times 1$);

$$s_t = \left[s_{e,t}^{M^T} \mid s_{e,t}^{m^T} \mid s_{l,t}^{M^T} \mid s_{l,t}^{m^T} \mid s_{2,t}^{M^T} \mid s_{2,t}^{m^T} \mid s_{3,t}^{M^T} \mid s_{3,t}^{m^T} \mid s_{L,t}^{M^T} \mid s_{L,t}^{m^T} \right]^T$$

Lim_t : Vetor contendo os limites operacionais e das reduções dos pontos de entrada, superiores e inferiores, para o intervalo “t” ($n_{DES} \times 1$);

$$Lim_t = \left[p_{e,t}^{M^T} \mid -p_{e,t}^{m^T} \mid p_{l,t}^{M^T} \mid -p_{l,t}^{m^T} \mid p_{2,t}^{M^T} \mid -p_{2,t}^{m^T} \mid p_{3,t}^{M^T} \mid -p_{3,t}^{m^T} \mid l_{l,t}^{M^T} \mid -l_{l,t}^{m^T} \right]$$

F_e : Matriz de Incidência ($n_{DES} \times 2n_E$);

$$F_e = \begin{bmatrix} \mathbf{I}_{2 \cdot n_E} \\ -\mathbf{I}_{2 \cdot n_E} \\ \mathbf{0}_{2 \cdot (n_1 + n_2 + n_3 + n_L)} \end{bmatrix}$$

F_1 : Matriz de Incidência ($n_{DES} \times n_1$);

$$F_1 = \begin{bmatrix} \mathbf{0}_{4 \cdot n_E} \\ \mathbf{I}_{n_1} \\ -\mathbf{I}_{n_L} \\ \mathbf{0}_{2 \cdot (n_2 + n_3 + n_L)} \end{bmatrix}$$

F_2 : Matriz de Incidência ($n_{DES} \times n_2$);

$$F_2 = \begin{bmatrix} \mathbf{0}_{2 \cdot (2n_E + n_L)} \\ \mathbf{I}_{n_2} \\ -\mathbf{I}_{n_2} \\ \mathbf{0}_{2 \cdot (n_3 + n_L)} \end{bmatrix}$$

\mathbf{F}_3 : Matriz de Incidência ($n_{DES} \times n_3$);

$$\mathbf{F}_3 = \begin{bmatrix} \mathbf{0}_{2 \cdot (2n_e + n_{1,t} + n_{2,t})} \\ \mathbf{I}_{n_3} \\ -\mathbf{I}_{n_3} \\ \mathbf{0}_{2n_L} \end{bmatrix}$$

\mathbf{F}_1 : Matriz de Incidência ($n_{DES} \times n_L$);

$$\mathbf{F}_1 = \begin{bmatrix} \mathbf{0}_{2 \cdot (2n_e + n_{1,t} + n_{2,t} + n_{3,t})} \\ \Gamma \mathbf{A}_{n_L} \\ -\Gamma \mathbf{A}_{n_L} \end{bmatrix}$$

Condições de Otimalidade de KKT:

$$\nabla_{\mathbf{p}_{e,t}} \mathbf{L} = \nabla_{\mathbf{p}_{e,t}} \mathbf{C}(\mathbf{p}_{e,t}) - \mathbf{A}_e^T \cdot \lambda_t + \mathbf{F}_e^T \cdot \pi_t = 0 \quad (2-29^*)$$

$$\nabla_{\mathbf{p}_{1,t}} \mathbf{L} = \nabla_{\mathbf{p}_{1,t}} \mathbf{NF1}(\mathbf{p}_{1,t}) - \mathbf{A}_1^T \cdot \lambda_t + \mathbf{F}_1^T \cdot \pi_t = 0 \quad (2-30^*)$$

$$\nabla_{\mathbf{p}_{2,t}} \mathbf{L} = \nabla_{\mathbf{p}_{2,t}} \mathbf{NF2}(\mathbf{p}_{2,t}) - \mathbf{A}_2^T \cdot \lambda_t + \mathbf{F}_2^T \cdot \pi_t + \pi_d^M \cdot \mathbf{h}_t - \pi_d^m \cdot \mathbf{h}_t + \mathbf{D}_{,t}^T \cdot \pi_v^M - \mathbf{D}_{,t}^T \cdot \pi_v^m = 0 \quad (2-31^*)$$

$$\nabla_{\mathbf{p}_{3,t}} \mathbf{L} = \nabla_{\mathbf{p}_{3,t}} \mathbf{NF3}(\mathbf{p}_{3,t}) - \mathbf{A}_3^T \cdot \lambda_t + \mathbf{F}_3^T \cdot \pi_t + \mathbf{C}_{,t}^T \cdot \beta = 0 \quad (2-32^*)$$

$$\nabla_{\theta_t} \mathbf{L} = \mathbf{B}^T \cdot \lambda_t + \mathbf{F}_t^T \cdot \pi_t = 0 \quad (2-33^*)$$

$$\nabla_{\lambda_t} \mathbf{L} = \mathbf{p}_{L,t} + \mathbf{B} \cdot \theta_t - \mathbf{A}_e \cdot \mathbf{p}_{e,t} - \mathbf{A}_1 \cdot \mathbf{p}_{1,t} - \mathbf{A}_2 \cdot \mathbf{p}_{2,t} - \mathbf{A}_3 \cdot \mathbf{p}_{3,t} = 0 \quad (2-34^*)$$

$$\nabla_{\pi_t} \mathbf{L} = [\mathbf{F}_e \mid \mathbf{F}_1 \mid \mathbf{F}_2 \mid \mathbf{F}_3 \mid \mathbf{F}_1] \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{p}_{e,t} \\ \mathbf{p}_{1,t} \\ \mathbf{p}_{2,t} \\ \mathbf{p}_{3,t} \\ \theta_t \end{bmatrix} + \mathbf{s}_t - \mathbf{Lim}_t = 0 \quad (2-35^*)$$

$$\nabla_{\mathbf{s}_t} \mathbf{L} = \mathbf{S}_t \cdot \pi_t - \mu \cdot \mathbf{e}_s = 0 \quad (2-36^*)$$

(*) As equações acompanhadas deste sinal devem ser validadas para $t=1, \dots, n_T$

$$\nabla_{\pi_d^M} L = \mathbf{P}_d^T \cdot \mathbf{h} + \mathbf{s}_d^M - \mathbf{e}^M = 0 \quad (2-37)$$

$$\nabla_{\pi_d^m} L = -\mathbf{P}_1^T \cdot \mathbf{h} + \mathbf{s}_d^m + \mathbf{e}^m = 0 \quad (2-38)$$

$$\nabla_{\pi_v^M} L = \mathbf{D} \cdot \mathbf{P}_{vd} + \mathbf{s}_v^M - \Delta \mathbf{V} \mathbf{D}^M = 0 \quad (2-39)$$

$$\nabla_{\pi_v^m} L = -\mathbf{D} \cdot \mathbf{P}_{vd} + \mathbf{s}_v^m + \Delta \mathbf{V} \mathbf{D}^m = 0 \quad (2-40)$$

$$\nabla_{s_d^M} L = \mathbf{S}_d^M \cdot \pi_d^M - \mu \cdot \mathbf{e}_d = 0 \quad (2-41)$$

$$\nabla_{s_d^m} L = \mathbf{S}_d^m \cdot \pi_d^m - \mu \cdot \mathbf{e}_d = 0 \quad (2-42)$$

$$\nabla_{s_v^M} L = \mathbf{S}_v^M \cdot \pi_v^M - \mu \cdot \mathbf{e}_v = 0 \quad (2-43)$$

$$\nabla_{s_v^m} L = \mathbf{S}_v^m \cdot \pi_v^m - \mu \cdot \mathbf{e}_v = 0 \quad (2-44)$$

$$\nabla_{s_v^m} L = \mathbf{S}_v^m \cdot \pi_v^m - \mu \cdot \mathbf{e}_v = 0 \quad (2-45)$$

$$\nabla_{s_v^m} L = \mathbf{S}_v^m \cdot \pi_v^m - \mu \cdot \mathbf{e}_v = 0 \quad (2-46)$$

$$\nabla_{\beta} L = (\mathbf{C} \cdot \mathbf{P}_C) = 0 \quad (2-47)$$

onde:

$\nabla_{\mathbf{p}_{e,t}} \mathbf{C}(\mathbf{p}_{e,t}) = \mathbf{f} \times \mathbf{h}_t$: Primeira derivada da função custo em relação à potência de entrada para o intervalo de tempo “t” ($n_E \times 1$);

$\nabla_{\mathbf{p}_{1,t}} \mathbf{NF1}(\mathbf{p}_{1,t}) = T1_{,t} \cdot \mathbf{h}_t$: Primeira derivada da função que representa a perda de faturamento do consumidor do tipo Flexível ($n_1 \times 1$);

$\nabla_{\mathbf{p}_{2,t}} \mathbf{NF2}(\mathbf{p}_{2,t}) = T2_{,t} \cdot \mathbf{h}_t$: Primeira derivada da função que representa a perda de faturamento do consumidor com Restrição de Energia ($n_2 \times 1$);

$\nabla_{\mathbf{p}_{3,t}} \mathbf{NF3}(\mathbf{p}_{3,t}) = T3_{,t} \cdot \mathbf{h}_t$: Primeira derivada da função que representa a perda de faturamento do consumidor com Restrição de Potência ($n_3 \times 1$);

\mathbf{S}_i : Matriz quadrada contendo o vetor “s” na sua diagonal principal ($n_{DES} \times n_{DES}$);

\mathbf{S}_d^M : Matriz quadrada contendo o vetor “ \mathbf{s}_d^M ” na sua diagonal principal ($n_2 \times n_2$);

\mathbf{S}_d^m : Matriz quadrada contendo o vetor “ \mathbf{s}_d^m ” na sua diagonal principal ($n_2 \times n_2$);

\mathbf{S}_v^M : Matriz quadrada contendo o vetor “ \mathbf{s}_v^M ” na sua diagonal principal ($n_2 \cdot n_T \times n_2 \cdot n_T$);

\mathbf{S}_v^m : Matriz quadrada contendo o vetor “ \mathbf{s}_v^m ” na sua diagonal principal ($n_2 \cdot n_T \times n_2 \cdot n_T$);

$\mathbf{D}_{,t}$: Coluna "t" da matriz de acoplamento "D" ($n_2 \cdot n_T \times 1$);

$\mathbf{C}_{,t}$: Coluna "t" da matriz de acoplamento "C" ($n_3 \cdot (n_T - 1) \times 1$);

\mathbf{e}_s : Vetor coluna unitário ($n_{DES} \times 1$);

\mathbf{e}_d : Vetor coluna unitário ($n_2 \times 1$);

\mathbf{e}_v : Vetor coluna unitário ($n_2 \cdot n_T \times 1$);

Solução das condições de Otimalidade:

$$-\mathbf{A}_e^T \cdot \Delta\lambda_t + \mathbf{F}_e^T \cdot \Delta\pi_t = -\nabla_{\mathbf{p}_{e,t}} L \quad (2-48^*)$$

$$-\mathbf{A}_1^T \cdot \Delta\lambda_t + \mathbf{F}_1^T \cdot \Delta\pi_t + \mathbf{h}_{,t} \cdot \mathbf{I} \cdot \Delta\pi_d^M - \mathbf{h}_{,t} \cdot \mathbf{I} \cdot \Delta\pi_d^m + \mathbf{D}_{,t}^T \cdot \Delta\pi_v^M - \mathbf{D}_{,t}^T \cdot \Delta\pi_v^m = -\nabla_{\mathbf{p}_{1,t}} L \quad (2-49^*)$$

$$-\mathbf{A}_2^T \cdot \Delta\lambda_t + \mathbf{F}_2^T \cdot \Delta\pi_t + \mathbf{C}_{,t}^T \cdot \Delta\beta = -\nabla_{\mathbf{p}_{2,t}} L \quad (2-50^*)$$

$$-\mathbf{A}_3^T \cdot \Delta\lambda_t + \mathbf{F}_3^T \cdot \Delta\pi_t = -\nabla_{\mathbf{p}_{3,t}} L \quad (2-51^*)$$

$$\mathbf{B}^T \cdot \Delta\lambda_t + \mathbf{F}_l^T \cdot \Delta\pi_t = -\nabla_{\theta_t} L \quad (2-52^*)$$

$$\mathbf{B} \cdot \Delta\theta_t - \mathbf{A}_e \cdot \Delta\mathbf{p}_{e,t} - \mathbf{A}_1 \cdot \Delta\mathbf{p}_{1,t} - \mathbf{A}_2 \cdot \Delta\mathbf{p}_{2,t} - \mathbf{A}_3 \cdot \Delta\mathbf{p}_{3,t} = -\nabla_{\lambda_t} L \quad (2-53^*)$$

$$\mathbf{F}_e \cdot \Delta\mathbf{p}_{e,t} + \mathbf{F}_1 \cdot \Delta\mathbf{p}_{1,t} + \mathbf{F}_2 \cdot \Delta\mathbf{p}_{2,t} + \mathbf{F}_3 \cdot \Delta\mathbf{p}_{3,t} + \mathbf{F}_l \cdot \Delta\theta_t + \mathbf{I} \cdot \Delta\mathbf{s}_t = -\nabla_{\pi_t} L \quad (2-54^*)$$

$$\mathbf{S}_t \cdot \Delta\pi_t + \mathbf{\Pi}_t \cdot \Delta\mathbf{s}_t = -\nabla_{s_t} L \quad (2-55^*)$$

(*) Estas equações devem ser validadas para $t = 1, \dots, n_T$

$$\sum_{t=1}^{n_T} \mathbf{h}_t \cdot \mathbf{I} \cdot \Delta\mathbf{p}_{2,t} + \mathbf{I} \cdot \Delta\mathbf{s}_d^M = -\nabla_{\pi_d^M} L \quad (2-56)$$

$$-\sum_{t=1}^{n_T} \mathbf{h}_t \cdot \mathbf{I} \cdot \Delta\mathbf{p}_{2,t} + \mathbf{I} \cdot \Delta\mathbf{s}_d^m = -\nabla_{\pi_d^m} L \quad (2-57)$$

$$\sum_{t=1}^{n_T} \mathbf{D}_{,t} \cdot \Delta\mathbf{p}_{2,t} + \mathbf{I} \cdot \Delta\mathbf{s}_v^M = -\nabla_{\pi_v^M} L \quad (2-58)$$

$$-\sum_{t=1}^{n_T} \mathbf{D}_{,t} \cdot \Delta \mathbf{p} \mathbf{2}_t + \mathbf{I} \cdot \Delta \mathbf{s}_v^m = -\nabla_{\pi_v^m} L \quad (2-59)$$

$$\mathbf{S}_d^M \cdot \Delta \pi_d^M + \Pi_d^M \cdot \Delta \mathbf{s}_d^M = -\nabla_{s_d^M} L \quad (2-60)$$

$$\mathbf{S}_d^m \cdot \Delta \pi_d^m + \Pi_d^m \cdot \Delta \mathbf{s}_d^m = -\nabla_{s_d^m} L \quad (2-61)$$

$$\mathbf{S}_v^M \cdot \Delta \pi_v^M + \Pi_v^M \cdot \Delta \mathbf{s}_v^M = -\nabla_{s_v^M} L \quad (2-62)$$

$$\mathbf{S}_v^m \cdot \Delta \pi_v^m + \Pi_v^m \cdot \Delta \mathbf{s}_v^m = -\nabla_{s_v^m} L \quad (2-63)$$

$$\sum_{t=1}^{n_T} \mathbf{C}_{,t} \cdot \Delta \mathbf{p} \mathbf{3}_t = -\nabla_{\beta} L \quad (2-64)$$

em que:

Π_t : Matriz quadrada contendo o vetor “ π_t ” na sua diagonal principal ($n_{DES} \times n_{DES}$);

Π_d^M : Matriz quadrada contendo o vetor “ π_d^M ” na sua diagonal principal ($n_2 \times n_2$);

Π_d^m : Matriz quadrada contendo o vetor “ π_d^m ” na sua diagonal principal ($n_2 \times n_2$);

Π_v^M : Matriz quadrada contendo o vetor “ π_v^M ” na sua diagonal principal ($n_2 \cdot n_T \times n_2 \cdot n_T$);

Π_v^m : Matriz quadrada contendo o vetor “ π_v^m ” na sua diagonal principal ($n_2 \cdot n_T \times n_2 \cdot n_T$);

Parte 3: Formulação FPO versão FOCo

Minimizar

$$\begin{aligned} & \mathbf{C}(\mathbf{p}_e) + \mathbf{NF1}(\mathbf{p} \mathbf{1}_t) + \mathbf{NF2}(\mathbf{p} \mathbf{2}_t) + \mathbf{NF3}(\mathbf{p} \mathbf{3}_t) + \mu \cdot \sum_{t=1}^{n_T} \left\{ \left[\sum_{j=1}^{2 \cdot n_e} (\ln s_{e,t,j}^M + \ln s_{e,t,j}^m) \right] + \left[\sum_{j=1}^{n_1} (\ln s_{1,t,j}^M + \ln s_{1,t,j}^m) \right] \right\} \\ & + \mu \cdot \sum_{t=1}^{n_T} \left\{ \left[\sum_{j=1}^{n_2} (\ln s_{2,t,j}^M + \ln s_{2,t,j}^m) \right] + \left[\sum_{j=1}^{n_3} (\ln s_{3,t,j}^M + \ln s_{3,t,j}^m) \right] + \left[\sum_{j=1}^{n_L} (\ln s_{L,t,j}^M + \ln s_{L,t,j}^m) \right] \right\} \\ & + \mu \cdot \left[\sum_{j=1}^{n_2} (\ln s_{d,j}^M + \ln s_{d,j}^m + \ln s_{v,j}^M + \ln s_{v,j}^m) \right] \end{aligned} \quad (3-1^*)$$

Sujeito a:

Equação de balanço da potência ativa:

$$\mathbf{p}_{L,t} + \mathbf{B} \cdot \boldsymbol{\theta}_t - \mathbf{A}_e \cdot \mathbf{p}_{e,t} - \mathbf{A}_1 \cdot \mathbf{p}_{1,t} - \mathbf{A}_2 \cdot \mathbf{p}_{2,t} - \mathbf{A}_3 \cdot \mathbf{p}_{3,t} = 0 \quad (3-2^*)$$

Limites operacionais dos pontos de entrada:

$$\mathbf{p}_{e,t} + \mathbf{s}_{e,t}^M = \mathbf{p}_{e,t}^M \quad (3-3^*)$$

$$-\mathbf{p}_{e,t} + \mathbf{s}_{e,t}^m = -\mathbf{p}_{e,t}^m \quad (3-4^*)$$

Limites operacionais da redução dos consumidores:

- Consumidores da categoria Flexível

$$\mathbf{p}_{1,t} + \mathbf{s}_{1,t}^M = \mathbf{p}_{1,t}^M \quad (3-5^*)$$

$$-\mathbf{p}_{1,t} + \mathbf{s}_{1,t}^m = -\mathbf{p}_{1,t}^m \quad (3-6^*)$$

- Consumidores da categoria com Restrição de Energia

$$\mathbf{p}_{2,t} + \mathbf{s}_{2,t}^M = \mathbf{p}_{2,t}^M \quad (3-7^*)$$

$$-\mathbf{p}_{2,t} + \mathbf{s}_{2,t}^m = -\mathbf{p}_{2,t}^m \quad (3-8^*)$$

- Consumidores da categoria com Restrição de Potência

$$\mathbf{p}_{3,t} + \mathbf{s}_{3,t}^M = \mathbf{p}_{3,t}^M \quad (3-9^*)$$

$$-\mathbf{p}_{3,t} + \mathbf{s}_{3,t}^m = -\mathbf{p}_{3,t}^m \quad (3-10^*)$$

Limites operacionais dos fluxos nos ramos:

$$\boldsymbol{\Gamma} \cdot \mathbf{A} \cdot \boldsymbol{\theta}_t + \mathbf{s}_{L,t}^M = \mathbf{l}_{L,t}^M \quad (3-11^*)$$

$$-\boldsymbol{\Gamma} \cdot \mathbf{A} \cdot \boldsymbol{\theta}_t + \mathbf{s}_{L,t}^m = -\mathbf{l}_{L,t}^m \quad (3-12^*)$$

Limites da potência injetada nos pontos de medição:

$$\mathbf{A}_{\text{MUST}} \cdot \boldsymbol{\Gamma} \cdot \mathbf{A} \cdot \boldsymbol{\theta}_t + \mathbf{s}_c^M = \mathbf{M}_t^M \quad (3-13^*)$$

$$-\mathbf{A}_{\text{MUST}} \cdot \boldsymbol{\Gamma} \cdot \mathbf{A} \cdot \boldsymbol{\theta}_t + \mathbf{s}_c^m = -\mathbf{M}_t^m \quad (3-14^*)$$

Não negatividade das variáveis de folga:

$$\mathbf{s}_{e,t}^M \geq 0 \quad (3-15^*)$$

$$\mathbf{s}_{e,t}^m \geq 0 \quad (3-16^*)$$

$$\mathbf{s}_{1,t}^M \geq 0 \quad (3-17^*)$$

$$\mathbf{s}_{1,t}^m \geq 0 \quad (3-18^*)$$

$$\mathbf{s}_{2,t}^M \geq 0 \quad (3-19^*)$$

$$\mathbf{s}_{2,t}^m \geq 0 \quad (3-20^*)$$

$$\mathbf{s}_{3,t}^M \geq 0 \quad (3-21^*)$$

$$\mathbf{s}_{3,t}^m \geq 0 \quad (3-22^*)$$

$$\mathbf{s}_{L,t}^M \geq 0 \quad (3-23^*)$$

$$\mathbf{s}_{L,t}^m \geq 0 \quad (3-24^*)$$

$$\mathbf{s}_{c,t}^M \geq 0 \quad (3-25^*)$$

$$\mathbf{s}_{c,t}^m \geq 0 \quad (3-26^*)$$

(*) Estas equações devem ser validadas para $t = 1, \dots, n_T$

Restrição intertemporal de energia para o consumidor com Restrição de Energia::

$$\mathbf{P}_d^T \cdot \mathbf{h} + \mathbf{s}_d^M = \mathbf{e}^M \quad (3-27)$$

$$-\mathbf{P}_d^T \cdot \mathbf{h} + \mathbf{s}_d^m = -\mathbf{e}^m \quad (3-28)$$

Restrição intertemporal de taxa de variação de redução de carga para o consumidor com Restrição de Energia

$$\mathbf{D} \cdot \mathbf{P}_{vd} + \mathbf{s}_v^M = \Delta \mathbf{V} \mathbf{D}^M \quad (3-29)$$

$$-\mathbf{D} \cdot \mathbf{P}_{vd} + \mathbf{s}_v^m = -\Delta \mathbf{V} \mathbf{D}^m \quad (3-30)$$

Restrição intertemporal de potência constante para o consumidor com Restrição de Potência:

$$\mathbf{C} \cdot \mathbf{P}_C = 0 \quad (3-31)$$

Onde :

n_E : Número de pontos de entrada;

n_T : Número de intervalos de tempo;

n_C = Número de pontos de medição

$$\mathbf{C}(\mathbf{p}_e) = \sum_{i=1}^{n_E} \mathbf{C}(\mathbf{p}_{e_i}) = \sum_{i=1}^{n_E} \sum_{t=1}^{n_T} b_i \times p_{e_{i,t}} \times h_t = \mathbf{b}^T \cdot \mathbf{P}_E \cdot \mathbf{h} : \text{Função linear do custo da energia dos}$$

pontos de entrada ($n_E \times 1$);

$p_{e,i,t}$: potência de entrada para o ponto “i” no instante “t”;

b_i : Ponderação associado ao ponto de entrada “i”;

h_t : duração do intervalo de tempo “t”

$\mathbf{P}_{e,t}$: Vetor contendo as potências de entrada para o intervalo "t" ($n_E \times 1$);

\mathbf{b} : Vetor contendo as ponderações das potências dos pontos de entrada ($n_E \times 1$);

\mathbf{P}_E : Matriz contendo as potências dos pontos de entrada para o horizonte de estudo ($n_E \times n_T$);

\mathbf{h} : Vetor contendo a duração de cada intervalo de tempo em estudo ($n_T \times 1$);

$NF1 = \sum_{t=1}^{n_T} \sum_{i=1}^{n_1} T1_{i,t} \cdot p1_{i,t} \cdot h_t$: Função linear do não faturamento devido a redução de potência dos

consumidores flexíveis para o intervalo “t” ($n_1 \times 1$);

$NF2 = \sum_{t=1}^{n_T} \sum_{i=1}^{n_2} T2_{i,t} \cdot p2_{i,t} \cdot h_t$: Função linear do não faturamento devido a redução de potência

dos consumidores com restrição de energia para o intervalo “t” ($n_2 \times 1$);

$NF3 = \sum_{t=1}^{n_T} \sum_{i=1}^{n_3} T3_{i,t} \cdot p3_{i,t} \cdot h_t$: Função linear do não faturamento devido a redução de potência

dos consumidores com restrição de potência para o intervalo “t” ($n_3 \times 1$);

n_1 : Número de consumidores flexíveis;

n_2 : Número de consumidores com restrição de energia;

n_3 : Número de consumidores com restrição de potência;

$p1_{i,t}$: Redução de potência do consumidor tipo flexível “i” no instante “t”;

$p2_{i,t}$: Redução de potência do consumidor com restrição de energia “i” no instante “t”;

$p3_{i,t}$: Redução de potência do consumidor com restrição de potência “i” no instante “t”;

$T1_{i,t}$: Tarifas de consumo de energia aplicadas ao i-ésimo consumidor do tipo flexível no intervalo "t";

$T2_{i,t}$: Tarifas de consumo de energia aplicadas ao i-ésimo consumidor com restrição de energia no intervalo "t";

$T3_{i,t}$: Tarifas de consumo de energia aplicadas ao i-ésimo consumidor com restrição de potência no intervalo "t";

\mathbf{h} : Vetor contendo a duração de cada intervalo de tempo em estudo ($n_T \times 1$);

n_B :Número de barras;

n_L : Número de ramos;

$\mathbf{P}_{L,t}$ = Vetor contendo o carregamento para o intervalo "t" ($n_L \times 1$);

$\mathbf{\Gamma}$: Matriz diagonal contendo as capacidades dos ramos ($n_L \times n_L$);

\mathbf{A} : Matriz de incidência de saída e chegada dos ramos ($n_L \times n_B$);

\mathbf{A}_e : Matriz de incidência pt.de entrada-barra ($n_B \times 2n_E$);

\mathbf{A}_1 : Matriz de incidência Consumidor Flexível-Barra ($n_B \times n_1$);

\mathbf{A}_2 : Matriz de incidência Consumidor com Restrição de Energia-Barra ($n_B \times n_2$);

\mathbf{A}_3 : Matriz de incidência Consumidor com Restrição de Potência -Barra ($n_B \times n_3$);

\mathbf{A}_{MUST} = Matriz de incidência que indica os ramos que compõe cada ponto de medição ($n_C \times n_L$)

θ_t : Vetor contendo os ângulos das barras para o intervalo "t" ($n_B \times 1$);

$\mathbf{p}_{e,t}^M, \mathbf{p}_{e,t}^m$: Vetores contendo os limites operacionais máximos e mínimos para os pontos de entrada para o intervalo "t" ($n_E \times 1$);

$\mathbf{p}_{1,t}^M, \mathbf{p}_{1,t}^m$: Vetores contendo os limites operacionais máximos e mínimos para os consumidores flexíveis para o intervalo "t" ($n_1 \times 1$);

$\mathbf{p}_{2,t}^M, \mathbf{p}_{2,t}^m$: Vetores contendo os limites operacionais máximos e mínimos para os consumidores com restrição de Energia para o intervalo "t" ($n_2 \times 1$);

$\mathbf{p}_{3,t}^M, \mathbf{p}_{3,t}^m$: Vetores contendo os limites operacionais máximos e mínimos para os consumidores com restrição de Potência para o intervalo "t" ($n_3 \times 1$);

$\mathbf{l}_{L,t}^M, \mathbf{l}_{L,t}^m$: Vetores contendo os limites máximos e mínimos para os fluxos de potência ativa nos ramos para o intervalo "t" ($n_L \times 1$);

$\mathbf{M}_{,t}^M, \mathbf{M}_{,t}^m$ = Vetor contendo os limites máximos e mínimos para os montantes de uso do sistema de transmissão contratados para o intervalo "t" ($n_C \times 1$)

$\mathbf{s}_{e,t}^M, \mathbf{s}_{e,t}^m$: Vetores contendo as variáveis de folga associadas aos limites operacionais máximos e mínimos dos pontos de entrada para o intervalo "t" ($n_E \times 1$);

$\mathbf{s}_{1,t}^M, \mathbf{s}_{1,t}^m$: Vetor contendo as variáveis de folga associadas aos limites operacionais máximos e mínimos dos consumidores do tipo Flexível para o intervalo "t" ($n_1 \times 1$);

$\mathbf{s}_{2,t}^M, \mathbf{s}_{2,t}^m$: Vetores contendo as variáveis de folga associadas aos limites operacionais máximos e mínimos dos consumidores com Restrição de Energia para o intervalo "t" ($n_2 \times 1$);

$\mathbf{s}_{3,t}^M, \mathbf{s}_{3,t}^m$: Vetores contendo as variáveis de folga associadas aos limites operacionais máximos e mínimos dos consumidores com Restrição de Potência para o intervalo "t" ($n_3 \times 1$);

$\mathbf{s}_{L,t}^M, \mathbf{s}_{L,t}^m$: Vetores contendo as variáveis de folga associadas aos limites operacionais máximos e mínimos dos fluxos de potência ativa nos ramos para o intervalo "t" ($n_L \times 1$);

$\mathbf{s}_d^M, \mathbf{s}_d^m$: Vetores contendo as variáveis de folga associadas aos limites máximos e mínimos da restrição intertemporal de energia ($n_2 \times 1$);

$\mathbf{s}_v^M, \mathbf{s}_v^m$: Vetores contendo as variáveis de folga associadas aos limites máximos e mínimos da restrição intertemporal de taxa de variação da redução ($n_2 \cdot n_T \times 1$);

$\mathbf{s}_{c,t}^M, \mathbf{s}_{c,t}^m$: Vetor contendo as variáveis de folga associadas aos limites máximos e mínimos da potência injetada nos pontos de medição para o intervalo "t" ($n_c \times 1$);

\mathbf{P}_d : Matriz que contem em cada coluna as potências reduzidas pelos consumidores com Restrição de Energia para todo o intervalo de tempo ($n_2 \times n_T$);

$\mathbf{e}^{\max}, \mathbf{e}^{\min}$: Vetores contendo os limites máximos e mínimos de energia a ser reduzida pelos consumidores com Restrição de Energia ($n_2 \times 1$);

\mathbf{D} : Matriz de acoplamento utilizada pela restrição de taxa de variação de redução utilizada pelos consumidores com Restrição de Energia ($n_2 \cdot (n_T - 1) \times n_2 \cdot n_T$);

$$\begin{bmatrix} -I_{n_2} & I_{n_2} & 0_{n_2} & \dots & 0_{n_2} \\ 0_{n_2} & -I_{n_2} & I_{n_2} & \dots & 0_{n_2} \\ 0_{n_2} & \dots & -I_{n_2} & I_{n_2} & 0_{n_2} \\ 0_{n_2} & \dots & \dots & -I_{n_2} & I_{n_2} \end{bmatrix}$$

\mathbf{P}_{vd} : Vetor coluna contendo as potências reduzidas pelos consumidores com Restrição de Energia em todos o horizonte de tempo em estudo ($n_2 \cdot n_T \times 1$);

$$\mathbf{P}_{vd} = \left[\mathbf{p}_{2_1}^T \quad \mathbf{p}_{2_2}^T \quad \dots \quad \dots \quad \mathbf{p}_{2_{n_2}}^T \right]^T$$

$\Delta \mathbf{VD}^M, \Delta \mathbf{VD}^m$: Vetores contendo os limites máximos e mínimos para a taxa de variação de redução para os consumidores com Restrição de Energia ($n_2 \cdot n_T \times 1$);

C: Matriz de acoplamento utilizada para representar com consumidores com restrição de potência

$(n_3 \cdot (n_T - 1) \times n_3 \cdot n_T)$;

$$\begin{bmatrix} I_{n_3} & -I_{n_3} & 0_{n_3} & \dots & 0_{n_3} \\ 0_{n_3} & I_{n_3} & -I_{n_3} & \dots & 0_{n_3} \\ 0_{n_3} & \dots & I_{n_3} & -I_{n_3} & 0_{n_3} \\ 0_{n_3} & \dots & \dots & I_{n_3} & -I_{n_3} \end{bmatrix}$$

P_C: Vetor coluna contendo as potências reduzidas pelos consumidores com Restrição de Potência

em todos o horizonte de tempo em estudo $(n_3 \cdot n_T \times 1)$;

Função Lagrangeana:

$$\begin{aligned} & \mathbf{C}(\mathbf{p}_e) + \mathbf{NF1}(\mathbf{p1}_t) + \mathbf{NF2}(\mathbf{p2}_t) + \mathbf{NF3}(\mathbf{p3}_t) + \\ & + \sum_{t=1}^{n_T} \lambda_t^T \cdot (\mathbf{p}_{L,t} + \mathbf{B} \cdot \theta_t - \mathbf{A}_e \cdot \mathbf{p}_{e,t} - \mathbf{A}_1 \cdot \mathbf{p1}_t - \mathbf{A}_2 \cdot \mathbf{p2}_t - \mathbf{A}_3 \cdot \mathbf{p3}_t) + \\ & + \sum_{t=1}^{n_T} \pi_t^T \cdot \left\{ [\mathbf{F}_e \mid \mathbf{F}_1 \mid \mathbf{F}_2 \mid \mathbf{F}_3 \mid \mathbf{F}_L] \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{p}_{e,t} \\ \theta_t \end{bmatrix} + \mathbf{s}_t - \mathbf{Lim}_t \right\} + \sum_{t=1}^{n_T} \pi_{c_t}^M \cdot (\mathbf{A}_{MUST} \cdot \Gamma \cdot \mathbf{A} \cdot \theta_t + \mathbf{s}_c^M - \mathbf{M}_t^M) \\ & + \sum_{t=1}^{n_T} \pi_{c_t}^m \cdot (-\mathbf{A}_{MUST} \cdot \Gamma \cdot \mathbf{A} \cdot \theta_t + \mathbf{s}_c^m + \mathbf{M}_t^m) + \pi_d^{M^T} \cdot (\mathbf{P}_d^T \cdot \mathbf{h} + \mathbf{s}_d^M - \mathbf{e}^M) \\ & + \pi_d^{m^T} \cdot (-\mathbf{P}_d^T \cdot \mathbf{h} + \mathbf{s}_d^m + \mathbf{e}^m) + \pi_v^{M^T} \cdot (\mathbf{D} \cdot \mathbf{P}_{vd} + \mathbf{s}_v^M - \Delta \mathbf{VD}^M) + \pi_v^{m^T} \cdot (-\mathbf{D} \cdot \mathbf{P}_{vd} + \mathbf{s}_v^m + \Delta \mathbf{VD}^m) \\ & + \beta^T \cdot (\mathbf{C} \cdot \mathbf{P}_C) + \mu \cdot \sum_{t=1}^{n_T} \left\{ \left[\sum_{j=1}^{2 \cdot n_e} (\ln \mathbf{s}_{e_t,j}^M + \ln \mathbf{s}_{e_t,j}^m) \right] + \left[\sum_{j=1}^{n_1} (\ln \mathbf{s}_{1_t,j}^M + \ln \mathbf{s}_{1_t,j}^m) \right] \right\} \\ & + \mu \cdot \sum_{t=1}^{n_T} \left\{ \left[\sum_{j=1}^{n_2} (\ln \mathbf{s}_{2_t,j}^M + \ln \mathbf{s}_{2_t,j}^m) \right] + \left[\sum_{j=1}^{n_3} (\ln \mathbf{s}_{3_t,j}^M + \ln \mathbf{s}_{3_t,j}^m) \right] + \left[\sum_{j=1}^{n_L} (\ln \mathbf{s}_{L_t,j}^M + \ln \mathbf{s}_{L_t,j}^m) \right] \right\} \\ & + \mu \cdot \left[\sum_{j=1}^{n_2} (\ln \mathbf{s}_{d_j}^M + \ln \mathbf{s}_{d_j}^m + \ln \mathbf{s}_{v_j}^M + \ln \mathbf{s}_{v_t,j}^m) \right] \end{aligned}$$

(3-32)

em que:

$n_{DES} = 2 \times (n_E + n_1 + n_2 + n_3 + n_L)$: Número de restrições de desigualdade;

λ_t : Vetor dos multiplicadores de Lagrange associados às equações de balanço de potência ativa no intervalo “t” $(n_B \times 1)$;

β_t : Vetor dos multiplicadores de Lagrange associados a restrição intertemporal do consumidor com Restrição de Potência, no intervalo “t” ($n_3 \cdot (n_T - 1) \times 1$);

π_t : Vetor dos multiplicadores de Lagrange associados às restrições operacionais e das reduções dos consumidores, superiores e inferiores, no intervalo “t” ($n_{DES} \times 1$);

$$\pi_t = \left[\pi_{e,t}^{M^T} \mid \pi_{e,t}^{m^T} \mid \pi_{1,t}^{M^T} \mid \pi_{1,t}^{m^T} \mid \pi_{2,t}^{M^T} \mid \pi_{2,t}^{m^T} \mid \pi_{3,t}^{M^T} \mid \pi_{3,t}^{m^T} \mid \pi_{L,t}^{M^T} \mid \pi_{L,t}^{m^T} \right]^T$$

π_d^M, π_d^m : Vetores dos multiplicadores de Lagrange associados a restrição intertemporal do consumidor com Restrição de Energia, para os limite máximos e mínimos da energia a ser reduzida em todos os intervalos de tempo ($n_2 \times 1$);

π_v^M, π_v^m : Vetor dos multiplicadores de Lagrange associados a restrição intertemporal do consumidor com Restrição de Energia, para a taxa de variação máxima e mínima de redução ($n_2 \cdot n_T \times 1$);

s_t : Vetor das variáveis de folga associadas às restrições operacionais e das reduções dos consumidores, superiores e inferiores, no intervalo “t” ($n_{DES} \times 1$);

$$s_t = \left[s_{e,t}^{M^T} \mid s_{e,t}^{m^T} \mid s_{1,t}^{M^T} \mid s_{1,t}^{m^T} \mid s_{2,t}^{M^T} \mid s_{2,t}^{m^T} \mid s_{3,t}^{M^T} \mid s_{3,t}^{m^T} \mid s_{L,t}^{M^T} \mid s_{L,t}^{m^T} \right]^T$$

\mathbf{Lim}_t : Vetor contendo os limites operacionais e das reduções dos pontos de entrada, superiores e inferiores, para o intervalo “t” ($n_{DES} \times 1$);

$$\mathbf{Lim}_t = \left[p_{e,t}^{M^T} \mid -p_{e,t}^{m^T} \mid p_{1,t}^{M^T} \mid -p_{1,t}^{m^T} \mid p_{2,t}^{M^T} \mid -p_{2,t}^{m^T} \mid p_{3,t}^{M^T} \mid -p_{3,t}^{m^T} \mid l_{1,t}^{M^T} \mid -l_{1,t}^{m^T} \right]^T$$

F_e : Matriz de Incidência ($n_{DES} \times n_E$);

$$F_e = \begin{bmatrix} \mathbf{I}_{2 \cdot n_E} \\ -\mathbf{I}_{2 \cdot n_E} \\ \mathbf{0}_{2 \cdot (n_1 + n_2 + n_3 + n_L)} \end{bmatrix}$$

F_1 : Matriz de Incidência ($n_{DES} \times n_1$);

$$F_1 = \begin{bmatrix} \mathbf{0}_{4 \cdot n_1} \\ \mathbf{I}_{n_1} \\ -\mathbf{I}_{n_L} \\ \mathbf{0}_{2 \cdot (n_2 + n_3 + n_L)} \end{bmatrix}$$

\mathbf{F}_2 : Matriz de Incidência ($n_{DES} \times n_2$);

$$\mathbf{F}_2 = \begin{bmatrix} \mathbf{0}_{2 \cdot (2n_e + n_c)} \\ \mathbf{I}_{n_2} \\ -\mathbf{I}_{n_2} \\ \mathbf{0}_{2 \cdot (n_3 + n_L)} \end{bmatrix}$$

\mathbf{F}_3 : Matriz de Incidência ($n_{DES} \times n_3$);

$$\mathbf{F}_3 = \begin{bmatrix} \mathbf{0}_{2 \cdot (2n_e + n_c + n_m)} \\ \mathbf{I}_{n_3} \\ -\mathbf{I}_{n_3} \\ \mathbf{0}_{2n_L} \end{bmatrix}$$

\mathbf{F}_1 : Matriz de Incidência ($n_{DES} \times n_L$);

$$\mathbf{F}_1 = \begin{bmatrix} \mathbf{0}_{2 \cdot (2n_e + n_c + n_m + n_m)} \\ \Gamma \mathbf{A}_{n_L} \\ -\Gamma \mathbf{A}_{n_L} \end{bmatrix}$$

Condições de Otimalidade de KKT:

$$\nabla_{\mathbf{p}_{e,t}} \mathbf{L} = \nabla_{\mathbf{p}_{e,t}} \mathbf{C}(\mathbf{p}_{e,t}) - \mathbf{A}_e^T \cdot \lambda_t + \mathbf{F}_e^T \cdot \pi_t = 0 \quad (3-33^*)$$

$$\nabla_{\mathbf{p}_{1,t}} \mathbf{L} = \nabla_{\mathbf{p}_{1,t}} \mathbf{NF1}(\mathbf{p}_{1,t}) - \mathbf{A}_1^T \cdot \lambda_t + \mathbf{F}_1^T \cdot \pi_t = 0 \quad (3-34^*)$$

$$\nabla_{\mathbf{p}_{2,t}} \mathbf{L} = \nabla_{\mathbf{p}_{2,t}} \mathbf{NF2}(\mathbf{p}_{2,t}) - \mathbf{A}_2^T \cdot \lambda_t + \mathbf{F}_2^T \cdot \pi_t + \pi_d^M \cdot \mathbf{h}_t - \pi_d^m \cdot \mathbf{h}_t + \mathbf{D}_{,t}^T \cdot \pi_v^M - \mathbf{D}_{,t}^T \cdot \pi_v^m = 0 \quad (3-35^*)$$

$$\nabla_{\mathbf{p}_{3,t}} \mathbf{L} = \nabla_{\mathbf{p}_{3,t}} \mathbf{NF3}(\mathbf{p}_{3,t}) - \mathbf{A}_3^T \cdot \lambda_t + \mathbf{F}_3^T \cdot \pi_t + \mathbf{C}_{,t}^T \cdot \beta = 0 \quad (3-36^*)$$

$$\nabla_{\theta_t} \mathbf{L} = \mathbf{B}^T \cdot \lambda_t + \mathbf{F}_1^T \cdot \pi_t + (\mathbf{A}_{MUST} \cdot \Gamma \cdot \mathbf{A})^T \cdot \pi_{c_t}^M - (\mathbf{A}_{MUST} \cdot \Gamma \cdot \mathbf{A})^T \cdot \pi_{c_t}^m = 0 \quad (3-37^*)$$

$$\nabla_{\lambda_t} \mathbf{L} = \mathbf{p}_{L,t} + \mathbf{B} \cdot \theta_t - \mathbf{A}_e \cdot \mathbf{p}_{e,t} - \mathbf{A}_1 \cdot \mathbf{p}_{1,t} - \mathbf{A}_2 \cdot \mathbf{p}_{2,t} - \mathbf{A}_3 \cdot \mathbf{p}_{3,t} = 0 \quad (3-38^*)$$

$$\nabla \pi_{t,L} = [\mathbf{F}_e \mid \mathbf{F}_1 \mid \mathbf{F}_2 \mid \mathbf{F}_3 \mid \mathbf{F}_1] \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{p}_{e,t} \\ \mathbf{p}_{1,t} \\ \mathbf{p}_{2,t} \\ \mathbf{p}_{3,t} \\ \boldsymbol{\theta}_t \end{bmatrix} + \mathbf{s}_t - \mathbf{Lim}_t = 0 \quad (3-39^*)$$

$$\nabla_{\mathbf{s}_t,L} = \mathbf{S}_t \cdot \boldsymbol{\pi}_t - \boldsymbol{\mu} \cdot \mathbf{e}_s = 0 \quad (3-40^*)$$

$$\nabla_{\pi_{c_t}^M} L = \mathbf{A}_{\text{MUST}} \cdot \boldsymbol{\Gamma} \cdot \mathbf{A} \cdot \boldsymbol{\theta}_t + \mathbf{s}_c^M - \mathbf{M}_t^M = 0 \quad (3-41^*)$$

$$\nabla_{\pi_{c_t}^m} L = -\mathbf{A}_{\text{MUST}} \cdot \boldsymbol{\Gamma} \cdot \mathbf{A} \cdot \boldsymbol{\theta}_t + \mathbf{s}_c^m + \mathbf{M}_t^m = 0 \quad (3-42^*)$$

$$\nabla_{s_{c_t}^M} L = \mathbf{S}_c^M \cdot \boldsymbol{\pi}_c^M - \boldsymbol{\mu} \cdot \mathbf{e}_c = 0 \quad (3-43^*)$$

$$\nabla_{s_{c_t}^m} L = \mathbf{S}_c^m \cdot \boldsymbol{\pi}_c^m - \boldsymbol{\mu} \cdot \mathbf{e}_c = 0 \quad (3-44^*)$$

(*) As equações acompanhadas deste sinal devem ser validadas para $t=1, \dots, n_T$

$$\nabla_{\pi_d^M} L = \mathbf{P}_d^T \cdot \mathbf{h} + \mathbf{s}_d^M - \mathbf{e}^M = 0 \quad (3-45)$$

$$\nabla_{\pi_d^m} L = -\mathbf{P}_d^T \cdot \mathbf{h} + \mathbf{s}_d^m + \mathbf{e}^m = 0 \quad (3-46)$$

$$\nabla_{\pi_v^M} L = \mathbf{D} \cdot \mathbf{P}_{vd} + \mathbf{s}_v^M - \Delta \mathbf{VD}^M = 0 \quad (3-47)$$

$$\nabla_{\pi_v^m} L = -\mathbf{D} \cdot \mathbf{P}_{vd} + \mathbf{s}_v^m + \Delta \mathbf{VD}^m = 0 \quad (3-48)$$

$$\nabla_{s_d^M} L = \mathbf{S}_d^M \cdot \boldsymbol{\pi}_d^M - \boldsymbol{\mu} \cdot \mathbf{e}_d = 0 \quad (3-49)$$

$$\nabla_{s_d^m} L = \mathbf{S}_d^m \cdot \boldsymbol{\pi}_d^m - \boldsymbol{\mu} \cdot \mathbf{e}_d = 0 \quad (3-50)$$

$$\nabla_{s_v^M} L = \mathbf{S}_v^M \cdot \boldsymbol{\pi}_v^M - \boldsymbol{\mu} \cdot \mathbf{e}_v = 0 \quad (3-51)$$

$$\nabla_{s_v^m} L = \mathbf{S}_v^m \cdot \boldsymbol{\pi}_v^m - \boldsymbol{\mu} \cdot \mathbf{e}_v = 0 \quad (3-52)$$

$$\nabla_{\beta} L = (\mathbf{C} \cdot \mathbf{P}_{C3}) = 0 \quad (3-53)$$

onde:

$\nabla_{\mathbf{p}_{e,t}} \mathbf{C}(\mathbf{p}_{e,t}) = \mathbf{b} \times \mathbf{h}_t$: Primeira derivada da função custo em relação à potência de entrada para o intervalo de tempo “t” ($n_E \times 1$);

$\nabla_{\mathbf{p}_{1,t}} \mathbf{NF1}(\mathbf{p}_{1,t}) = T_{1,t} \cdot \mathbf{h}_t$: Primeira derivada da função que representa a perda de faturamento do consumidor do tipo Flexível ($n_1 \times 1$);

$\nabla_{\mathbf{p}_{2,t}} \mathbf{NF2}(\mathbf{p}_{2,t}) = T_{2,t} \cdot \mathbf{h}_t$: Primeira derivada da função que representa a perda de faturamento do consumidor com Restrição de Energia ($n_2 \times 1$);

$\nabla_{\mathbf{p}_{3,t}} \mathbf{NF3}(\mathbf{p}_{3,t}) = T_{3,t} \cdot \mathbf{h}_t$: Primeira derivada da função que representa a perda de faturamento do consumidor com Restrição de Potência ($n_3 \times 1$);

\mathbf{S}_t : Matriz quadrada contendo o vetor “s” na sua diagonal principal ($n_{DES} \times n_{DES}$);

\mathbf{S}_c^M : Matriz quadrada contendo o vetor “ \mathbf{s}_c^M ” na sua diagonal principal ($n_c \times n_c$);

\mathbf{S}_c^m : Matriz quadrada contendo o vetor “ \mathbf{s}_c^m ” na sua diagonal principal ($n_c \times n_c$);

\mathbf{S}_d^M : Matriz quadrada contendo o vetor “ \mathbf{s}_d^M ” na sua diagonal principal ($n_2 \times n_2$);

\mathbf{S}_d^m : Matriz quadrada contendo o vetor “ \mathbf{s}_d^m ” na sua diagonal principal ($n_2 \times n_2$);

\mathbf{S}_v^M : Matriz quadrada contendo o vetor “ \mathbf{s}_v^M ” na sua diagonal principal ($n_2 \cdot n_T \times n_2 \cdot n_T$);

\mathbf{S}_v^m : Matriz quadrada contendo o vetor “ \mathbf{s}_v^m ” na sua diagonal principal ($n_2 \cdot n_T \times n_2 \cdot n_T$);

\mathbf{D}_t : Coluna “t” da matriz de acoplamento “D” ($n_2 \cdot n_T \times 1$);

\mathbf{C}_t : Coluna “t” da matriz de acoplamento “C” ($n_3 \cdot (n_T - 1) \times 1$);

\mathbf{e}_s : Vetor coluna unitário ($n_{DES} \times 1$);

\mathbf{e}_c : Vetor coluna unitário ($n_c \times 1$);

\mathbf{e}_d : Vetor coluna unitário ($n_2 \times 1$);

\mathbf{e}_v : Vetor coluna unitário ($n_2 \cdot n_T \times 1$);

Solução das condições de Otimalidade:

$$-\mathbf{A}_e^T \cdot \Delta\lambda_t + \mathbf{F}_e^T \cdot \Delta\pi_t = -\nabla_{\mathbf{p}_{e,t}} L \quad (3-54^*)$$

$$-\mathbf{A}_1^T \cdot \Delta\lambda_t + \mathbf{F}_1^T \cdot \Delta\pi_t + \mathbf{h}_{,t} \cdot \mathbf{I} \cdot \Delta\pi_d^M - \mathbf{h}_{,t} \cdot \mathbf{I} \cdot \Delta\pi_d^m + \mathbf{D}_{,t}^T \cdot \Delta\pi_v^M - \mathbf{D}_{,t}^T \cdot \Delta\pi_v^m = -\nabla_{\mathbf{p}_{1,t}} L \quad (3-55^*)$$

$$-\mathbf{A}_2^T \cdot \Delta\lambda_t + \mathbf{F}_2^T \cdot \Delta\pi_t + \mathbf{C}_{,t}^T \cdot \Delta\beta = -\nabla_{\mathbf{p}_{2,t}} L \quad (3-56^*)$$

$$-\mathbf{A}_3^T \cdot \Delta\lambda_t + \mathbf{F}_3^T \cdot \Delta\pi_t = -\nabla_{\mathbf{p}_{3,t}} L \quad (3-57^*)$$

$$\mathbf{B}^T \cdot \Delta\lambda_t + \mathbf{F}_1^T \cdot \Delta\pi_t + (\mathbf{A}_{\text{MUST}} \cdot \Gamma \cdot \mathbf{A})^T \cdot \Delta\pi_{c_t}^M - (\mathbf{A}_{\text{MUST}} \cdot \Gamma \cdot \mathbf{A})^T \cdot \Delta\pi_{c_t}^m = -\nabla_{\theta_t} L \quad (3-58^*)$$

$$\mathbf{B} \cdot \Delta\theta_t - \mathbf{A}_e \cdot \Delta\mathbf{p}_{e,t} - \mathbf{A}_1 \cdot \Delta\mathbf{p}_{1,t} - \mathbf{A}_2 \cdot \Delta\mathbf{p}_{2,t} - \mathbf{A}_3 \cdot \Delta\mathbf{p}_{3,t} = -\nabla_{\lambda_t} L \quad (3-59^*)$$

$$\mathbf{F}_e \cdot \Delta\mathbf{p}_{e,t} + \mathbf{F}_1 \cdot \Delta\mathbf{p}_{1,t} + \mathbf{F}_2 \cdot \Delta\mathbf{p}_{2,t} + \mathbf{F}_3 \cdot \Delta\mathbf{p}_{3,t} + \mathbf{F}_1 \cdot \Delta\theta_t + \mathbf{I} \cdot \Delta\mathbf{s}_t = -\nabla_{\pi_t} L \quad (3-60^*)$$

$$\mathbf{S}_t \cdot \Delta\pi_t + \mathbf{\Pi}_t \cdot \Delta\mathbf{s}_t = -\nabla_{s_t} L \quad (3-61^*)$$

$$(\mathbf{A}_{\text{MUST}} \cdot \Gamma \cdot \mathbf{A}) \cdot \Delta\theta_t + \mathbf{I} \cdot \Delta\mathbf{s}_c^M = -\nabla_{\pi_{c_t}^M} L \quad (3-62^*)$$

$$-(\mathbf{A}_{\text{MUST}} \cdot \Gamma \cdot \mathbf{A}) \cdot \Delta\theta_t + \mathbf{I} \cdot \Delta\mathbf{s}_c^m = -\nabla_{\pi_{c_t}^m} L \quad (3-63^*)$$

$$\mathbf{S}_{c_t}^M \cdot \Delta\pi_{c_t}^M + \mathbf{\Pi}_{c_t}^M \cdot \Delta\mathbf{s}_{c_t}^M = -\nabla_{s_{c_t}^M} L \quad (3-64^*)$$

$$\mathbf{S}_{c_t}^m \cdot \Delta\pi_{c_t}^m + \mathbf{\Pi}_{c_t}^m \cdot \Delta\mathbf{s}_{c_t}^m = -\nabla_{s_{c_t}^m} L \quad (3-65^*)$$

(*) Estas equações devem ser validadas para $t = 1, \dots, n_T$

$$\sum_{t=1}^{n_T} \mathbf{h}_t \cdot \mathbf{I} \cdot \Delta\mathbf{p}_{2,t} + \mathbf{I} \cdot \Delta\mathbf{s}_d^M = -\nabla_{\pi_d^M} L \quad (3-66)$$

$$-\sum_{t=1}^{n_T} \mathbf{h}_t \cdot \mathbf{I} \cdot \Delta\mathbf{p}_{2,t} + \mathbf{I} \cdot \Delta\mathbf{s}_d^m = -\nabla_{\pi_d^m} L \quad (3-67)$$

$$\sum_{t=1}^{n_T} \mathbf{D}_{,t} \cdot \Delta\mathbf{p}_{2,t} + \mathbf{I} \cdot \Delta\mathbf{s}_v^M = -\nabla_{\pi_v^M} L \quad (3-68)$$

$$-\sum_{t=1}^{n_T} \mathbf{D}_{,t} \cdot \Delta\mathbf{p}_{2,t} + \mathbf{I} \cdot \Delta\mathbf{s}_v^m = -\nabla_{\pi_v^m} L \quad (3-69)$$

$$\mathbf{S}_d^M \cdot \Delta\pi_d^M + \mathbf{\Pi}_d^M \cdot \Delta\mathbf{s}_d^M = -\nabla_{s_d^M} L \quad (3-70)$$

$$\mathbf{S}_d^m \cdot \Delta\boldsymbol{\pi}_d^m + \boldsymbol{\Pi}_d^m \cdot \Delta\mathbf{s}_d^m = -\nabla_{\mathbf{s}_d^m} L \quad (3-71)$$

$$\mathbf{S}_v^M \cdot \Delta\boldsymbol{\pi}_v^M + \boldsymbol{\Pi}_v^M \cdot \Delta\mathbf{s}_v^M = -\nabla_{\mathbf{s}_v^M} L \quad (3-72)$$

$$\mathbf{S}_v^m \cdot \Delta\boldsymbol{\pi}_v^m + \boldsymbol{\Pi}_v^m \cdot \Delta\mathbf{s}_v^m = -\nabla_{\mathbf{s}_v^m} L \quad (3-73)$$

$$\sum_{t=1}^{n_T} \mathbf{C}_{,t} \cdot \Delta\mathbf{p}_t = -\nabla_{\boldsymbol{\beta}} L \quad (3-74)$$

em que:

$\boldsymbol{\Pi}_t$: Matriz quadrada contendo o vetor “ $\boldsymbol{\pi}_t$ ” na sua diagonal principal ($n_{DES} \times n_{DES}$);

$\boldsymbol{\Pi}_c^M$: Matriz quadrada contendo o vetor “ $\boldsymbol{\pi}_c^M$ ” na sua diagonal principal ($n_c \times n_c$);

$\boldsymbol{\Pi}_c^m$: Matriz quadrada contendo o vetor “ $\boldsymbol{\pi}_c^m$ ” na sua diagonal principal ($n_c \times n_c$);

$\boldsymbol{\Pi}_d^M$: Matriz quadrada contendo o vetor “ $\boldsymbol{\pi}_d^M$ ” na sua diagonal principal ($n_2 \times n_2$);

$\boldsymbol{\Pi}_d^m$: Matriz quadrada contendo o vetor “ $\boldsymbol{\pi}_d^m$ ” na sua diagonal principal ($n_2 \times n_2$);

$\boldsymbol{\Pi}_v^M$: Matriz quadrada contendo o vetor “ $\boldsymbol{\pi}_v^M$ ” na sua diagonal principal ($n_2 \cdot n_T \times n_2 \cdot n_T$);

$\boldsymbol{\Pi}_v^m$: Matriz quadrada contendo o vetor “ $\boldsymbol{\pi}_v^m$ ” na sua diagonal principal ($n_2 \cdot n_T \times n_2 \cdot n_T$);

16	0	117	0	0	0	0	0	0,245	0,253
17	0	118	0	0	0	0	0	0,000	0,000
18	0	120	0	0	0	0	0	0,000	0,000
19	0	121	0	0	0	0,083	0,088	0,015	0,010
20	1	201	1,38	1,38	0	0	0	0,000	0,000
21	4	202	0	0	0	0	0	0,185	0,215
22	0	203	0	0	0	0	0	0,202	0,238
23	0	204	0	0	0	0,004	0,003	0,325	0,465
24	0	205	0	0	0	0	0	0,148	0,180
25	0	206	0	0	0	0	0	0,349	0,433
26	0	207	0	0	0	0	0	0,177	0,304
27	4	208	0	0	0	0	0	0,070	0,075
28	4	209	0	0	0	0	0	0,352	0,451
29	0	210	0	0	0	0	0	0	0
30	0	211	0	0	0	0	0	0,000	0,000
31	0	212	0	0	0	0	0	0	0
32	2	213	2,60	2,60	0	0	0	0	0
33	0	214	0	0	0	0	0	0	0
34	0	215	0	0	0	0	0	0,060	0,053
35	0	216	0	0	0	0	0	0,175	0,161
36	4	217	0	0	0	0	0	0,128	0,131
37	0	218	0	0	0	0	0	0,035	0,032
38	0	219	0	0	0	0,030	0,10	0,454	0,508
39	4	220	0	0	0	0	0	0,040	0,040
40	4	221	0	0	0	0	0	0,035	0,070
41	0	222	0	0	0	0	0	0,221	0,290
42	4	223	0	0	0	0	0	0,210	0,265
43	0	224	0	0	0	0	0	0	0
44	0	225	0	0	0	0,006	0,006	0,129	0,156
45	0	226	0	0	0	0	0	0	0
46	0	227	0	0	0	0	0	0,038	0,110
47	0	228	0	0	0	0	0	0,070	0,008
48	0	229	0	0	0	0	0	0,444	0,477
49	0	230	0	0	0	0	0	0,252	0,330
50	4	231	0	0	0	0	0	0,583	0,760
51	0	232	0	0	0	0	0	0	0
52	4	233	0	0	0	0	0	0,030	0,035
53	4	234	0	0	0	0	0	0,100	0,045
54	0	235	0	0	0	0	0	0,000	0,000
55	0	236	0	0	0	0	0	0,489	0,550
56	0	237	0	0	0	0	0	0,01	0,009
57	0	238	0	0	0	0	0	0,00	0,0
58	0	301	0	0	0	0	0	0	0
59	0	302	0	0	0	0	0	0,416	0,519
60	0	303	0	0	0	0	0	0,047	0,064
61	0	304	0	0	0	0	0	0	0
62	0	305	0	0	0	0	0	0,130	0,132
63	0	306	0	0	0	0	0	0,182	0,248
64	4	307	0	0	0	0	0	0,019	0,063
65	4	308	0	0	0	0	0	0,061	0,075
66	4	310	0	0	0	0	0	0,012	0,012
67	0	311	0	0	0	0	0	0	0
68	0	312	0	0	0	0	0	0,130	0,121
69	0	313	0	0	0	0	0	0,091	0,094
70	0	314	0	0	0	0	0	0,118	0,113
71	0	315	0	0	0	0	0	0,113	0,095
72	0	317	0	0	0	0	0	0	0
73	0	318	0	0	0	0	0	0	0
74	4	319	0	0	0	0	0	0,100	0,104
75	0	320	0	0	0	0	0	0,203	0,213

76	0	321	0	0	0	0	0	0,152	0,147
77	4	322	0	0	0	0	0	0,002	0,035
78	0	323	0	0	0	0	0	0,254	0,272
79	0	324	0	0	0	0	0	0,390	0,475
80	0	325	0	0	0	0	0	0,285	0,374
81	0	326	0	0	0	0	0	0	0
82	0	327	0	0	0	0,134	0,239	0,006	0,008
83	4	328	0	0	0	0	0	0,098	0,100
84	0	330	0	0	0	0	0	0	0
85	0	331	0	0	0	0	0	0,193	0,230
86	4	332	0	0	0	0	0	0,057	0,060
87	0	333	0	0	0	0,036	0,052	0,406	0,577
88	0	334	0	0	0	0	0	0,108	0,240
89	0	335	0	0	0	0	0	0,160	0,173
90	0	336	0	0	0	0	0	0,228	0,221
91	0	337	0	0	0	0	0	0,390	0,478
92	0	338	0	0	0	0	0	0,187	0,213
93	0	339	0	0	0	0	0	0,435	0,508
94	0	340	0	0	0	0	0	0	0
95	0	341	0	0	0	0	0	0,042	0,039
96	0	342	0	0	0	0	0	0	0
97	0	343	0	0	0	0	0	0	0
98	0	344	0	0	0	0	0	0,179	0,157
99	0	345	0	0	0	0	0	0,000	0,000
100	0	346	0	0	0	0	0	0,000	0,000
101	1	347	4,71	4,28	0	0	0	0,000	0,000
102	0	401	0	0	0	0	0	0,066	0,103
103	0	402	0	0	0	0	0	0	0
104	4	404	0	0	0	0	0	0,105	0,120
105	0	405	0	0	0	0	0	0,039	0,030
106	0	406	0	0	0	0,042	0,042	0,192	0,225
107	4	407	0	0	0	0	0	0,080	0,075
108	4	408	0	0	0	0	0	0,0315	0,031
109	0	409	0	0	0	0	0	0,082	0,050
110	0	410	0	0	0	0	0	0	0
111	0	411	0	0	0	0	0	0,039	0,027
112	4	412	0	0	0	0	0	0,120	0,160
113	0	413	0	0	0	0	0	0,063	0,040
114	0	414	0	0	0	0,033	0,038	0,443	0,335
115	0	501	0	0	0	0	0	0,305	0,349
116	0	502	0	0	0	0,005	0,003	0,314	0,303
117	0	503	0	0	0	0	0	0,150	0,162
118	0	504	0	0	0	0	0	0,0	0,0
119	0	505	0	0	0	0	0	0,159	0,165
120	0	506	0	0	0	0	0	0,00	0,00
121	4	507	0	0	0	0	0	0,058	0,114
122	0	508	0	0	0	0	0	0	0
123	0	509	0	0	0	0	0	0	0
124	0	510	0	0	0	0,025	0,025	0,143	0,153
125	0	511	0	0	0	0	0	0,00	0,00
126	0	513	0	0	0	0	0	0,130	0,110
127	0	514	0	0	0	0	0	0,210	0,246
128	0	515	0	0	0	0	0	0,109	0,095
129	0	516	0	0	0	0	0	0,000	0,000
130	0	517	0	0	0	0	0	0,000	0,000
131	1	518	10,31	10,08	0	0	0	0,00	0,00
132	4	519	0	0	0	0	0	0,066	0,078
133	0	520	0	0	0	0	0	0,000	0,000
134	0	601	0	0	0	0	0	0,229	0,203
135	0	602	0	0	0	0	0	0,151	0,125

136	0	603	0	0	0	0	0	0,143	0,101
137	0	604	0	0	0	0	0	0,043	0,056
138	0	605	0	0	0	0	0	0,196	0,168
139	0	606	0	0	0	0	0	0,248	0,217
140	1	607	3,17	3,17	0	0	0	0	0
141	0	608	0	0	0	0	0	0,078	0,073
142	0	609	0	0	0	0	0	0,300	0,291
143	4	610	0	0	0	0	0	0,150	0,194
144	0	611	0	0	0	0	0	0,121	0,092
145	0	612	0	0	0	0	0	0,257	0,254
146	0	613	0	0	0	0	0	0,255	0,240
147	4	614	0	0	0	0	0	0,127	0,189
148	0	615	0	0	0	0	0	0,149	0,155
149	0	616	0	0	0	0	0	0,096	0,088
150	0	617	0	0	0	0	0	0	0
151	0	618	0	0	0	0	0	0	0
152	0	619	0	0	0	0	0	0,153	0,133
153	0	620	0	0	0	0	0	0	0
154	0	621	0	0	0	0	0	0,033	0,043
155	0	622	0	0	0	0	0	0,036	0,031
156	0	623	0	0	0	0	0,054	0	0
157	0	701	0	0	0	0	0	0,000	0,000
158	0	702	0	0	0	0	0	0,067	0,048
159	0	703	0	0	0	0	0	0,379	0,372
160	0	704	0	0	0	0	0	0	0
161	0	705	0	0	0	0	0	0,094	0,138
162	0	706	0	0	0	0	0	0,00	0,00
163	0	707	0	0	0	0	0	0,102	0,097
164	0	708	0	0	0	0	0	0,281	0,272
165	0	709	0	0	0	0	0	0,196	0,181
166	0	710	0	0	0	0	0	0,079	0,093
167	1	712	0,50	0,50	0,25	0	0	0	0
168	0	713	0	0	0	0	0	0	0
169	1	714	0,66	0,66	0,30	0	0	0	0
170	1	715	1,33	1,33	0,80	0	0	0	0
171	1	716	3,63	3,63	1,80	0	0	0	0
172	0	717	0	0	0	0	0	0,154	0,153
173	0	801	0	0	0	0	0	0,239	0,252
174	0	802	0	0	0	0	0	0,168	0,141
175	0	803	0	0	0	0	0	0,103	0,098
176	0	804	0	0	0	0	0	0,051	0,050
177	0	805	0	0	0	0	0	0,278	0,339
178	0	806	0	0	0	0	0	0,000	0,000
179	0	807	0	0	0	0	0	0,224	0,237
180	0	808	0	0	0	0	0	0	0
181	4	809	0	0	0	0	0	0,0295	0,029
182	4	810	0	0	0	0	0	0,040	0,041
183	0	811	0	0	0	0	0	0,146	0,107
184	0	812	0	0	0	0	0	0,235	0,222
185	0	813	0	0	0	0	0	0,113	0,109
186	4	814	0	0	0	0	0	0,009	0,011
187	0	815	0	0	0	0	0	0,081	0,082
188	4	816	0	0	0	0	0	0,045	0,052
189	4	818	0	0	0	0	0	0,0085	0,060
190	0	819	0	0	0	0	0	0,150	0,149
191	0	820	0	0	0	0	0	0,020	0,064
192	1	824	1,12	0,98	0,0	0	0	0	0

2 Dados de linha:

Tabela B-2 Dados de linha

Número	De	Para	R (pu)	X (pu)	B (pu)	Limite Superior de Fluxo (pu)	Limite Inferior de Fluxo (pu)
1	101	107	0,0128	0,0329	0,0082	0,4800	-0,4800
2	102	107	0,0062	0,0090	0,0021	0,8100	-0,8100
3	107	103	0,0065	0,0168	0,0042	0,9600	-0,9600
4	106	109	0,0009	0,0031	0,0009	0,4800	-0,4800
5	111	113	0,0045	0,0121	0,0029	0,7200	-0,7200
6	112	118	0,0173	0,0574	0,0011	0,7200	-0,7200
7	114	115	0,0068	0,0253	0,0060	0,3600	-0,3600
8	117	115	0,0378	0,0588	0,0120	0,8100	-0,8100
9	111	115	0,0160	0,0573	0,0990	1,4300	-1,4300
10	111	105	0,0119	0,0429	0,0434	1,4300	-1,4300
11	104	110	0	0,5224	0	0,2660	-0,2660
12	104	110	0	0,4260	0	0,2660	-0,2660
13	104	110	0	0,5971	0	0,2660	-0,2660
14	110	118	0,0148	0,3023	0	0,2500	-0,2500
15	110	118	0,0145	0,2961	0	0,2500	-0,2500
16	110	118	0,0145	0,2942	0	0,2500	-0,2500
17	110	111	0,0058	0,0237	0,0065	1,9100	-1,9100
18	110	111	0,0058	0,0237	0,0065	1,4300	-1,4300
19	109	110	0,0076	0,0324	0,0076	0,9600	-0,9600
20	108	110	0,0246	0,1048	0,0250	1,4300	-1,4300
21	101	108	0,0001	0,0005	0,0001	0,6200	-0,6200
22	111	120	0,0144	0,1181	0	0,8400	-0,8400
23	111	120	0,0111	0,1310	0	0,7500	-0,7500
24	111	120	0,0081	0,1263	0	0,7500	-0,7500
25	111	712	0,0660	0,2683	0,0728	1,9100	-1,9100
26	111	709	0,0450	0,1828	0,0497	1,4300	-1,4300
27	118	121	0,2187	0,4197	0,0075	0,1200	-0,1200
28	120	304	0,0253	0,1313	0,2255	2,1200	-2,1200
29	109	302	0,0444	0,1890	0,0444	0,9600	-0,9600
30	108	303	0,0217	0,0883	0,0213	1,8600	-1,8600
31	203	204	0,0605	0,1495	0,0404	1,2700	-1,2700
32	203	204	0,0605	0,1495	0,0404	1,2700	-1,2700
33	202	203	0,0199	0,0405	0,0102	0,2900	-0,2900
34	205	206	0,0095	0,0235	0,0064	1,1500	-1,1500
35	204	205	0,0345	0,0852	0,0230	1,1500	-1,1500
36	204	206	0,0440	0,1087	0,0294	1,1500	-1,1500
37	209	210	0,0015	0,0053	0,0016	0,9300	-0,9300
38	210	211	0,0009	0,0032	0,0009	0,9300	-0,9300
39	206	207	0,0540	0,1333	0,0360	1,1500	-1,1500
40	214	208	0,0053	0,0130	0,0035	1,2700	-1,2700
41	214	206	0,0602	0,1488	0,0402	1,1500	-1,1500
42	207	208	0,0045	0,0111	0,0030	1,2700	-1,2700
43	214	211	0,0051	0,0128	0,0034	1,3400	-1,3400
44	214	211	0,0051	0,0128	0,0034	1,3400	-1,3400
45	214	216	0,0069	0,0280	0,0076	0,9600	-0,9600
46	221	214	0,0231	0,0591	0,0149	1,2700	-1,2700
47	221	222	0,0121	0,0308	0,0078	1,2700	-1,2700
48	224	223	0,0006	0,0015	0,0004	0,7200	-0,7200
49	224	219	0,0027	0,0069	0,0017	1,2700	-1,2700
50	224	222	0,0020	0,0051	0,0013	1,2700	-1,2700
51	226	225	0,0900	0,2710	0,0045	0,5700	-0,5700

52	226	227	0,0507	0,1528	0,0025	0,4800	-0,4800
53	228	225	0,0199	0,0482	0,0009	0,6600	-0,6600
54	228	229	0,0140	0,0339	0,0006	0,6200	-0,6200
55	212	225	0,0004	0,0010	0,0001	0,6300	-0,6300
56	212	225	0,0004	0,0010	0,0001	0,6300	-0,6300
57	225	230	0,0065	0,0214	0,0004	0,7200	-0,7200
58	229	231	0,0177	0,0429	0,0008	0,6200	-0,6200
59	232	231	0,0249	0,0623	0,0010	0,6300	-0,6300
60	232	231	0,0249	0,0623	0,0010	0,6300	-0,6300
61	220	227	0,0389	0,1173	0,0019	0,1800	-0,1800
62	220	218	0,0003	0,0007	0,0001	0,6300	-0,6300
63	210	217	0,0006	0,0015	0,0004	0,2400	-0,2400
64	215	226	0,0002	0,0005	0,0001	0,6300	-0,6300
65	219	238	0,0055	0,0247	0,0720	1,8600	-1,8600
66	324	238	0,0169	0,0761	0,0222	1,8600	-1,8600
67	238	233	0,0001	0,0003	0,0001	1,8600	-1,8600
68	233	324	0,0112	0,0505	0,0147	1,4300	-1,4300
69	222	324	0,0237	0,1067	0,0310	1,4300	-1,4300
70	203	201	0,0083	0,1266	0	0,7500	-0,7500
71	203	201	0,0080	0,1276	0	0,7500	-0,7500
72	203	201	0,0081	0,1253	0	0,7500	-0,7500
73	214	212	0,0060	0,1687	0	0,5000	-0,5000
74	214	212	0,0105	0,2921	0	0,3300	-0,3300
75	214	212	0,0101	0,2871	0	0,3300	-0,3300
76	212	213	0,0028	0,1023	0	1,0000	-1,0000
77	213	214	0,0080	0,1076	0	1,0000	-1,0000
78	213	214	0,0040	0,0585	0	1,5000	-1,5000
79	213	214	0,0096	0,1259	0	0,7500	-0,7500
80	213	214	0,0076	0,1264	0	0,7500	-0,7500
81	213	304	0,0127	0,0656	0,1131	2,1200	-2,1200
82	213	304	0,0128	0,0656	0,1152	2,1200	-2,1200
83	213	234	0,0084	0,0414	0,0777	2,0700	-2,0700
84	213	234	0,0084	0,0414	0,0777	2,0700	-2,0700
85	232	235	0	0,0048	0	6,6700	-6,6700
86	232	235	0	0,0075	0	6,6700	-6,6700
87	232	235	0	0,0088	0	6,6700	-6,6700
88	211	235	0	0,1040	0	6,6700	-6,6700
89	211	235	0	0,1071	0	6,6700	-6,6700
90	211	235	0	0,0934	0	6,6700	-6,6700
91	235	236	0	0,3174	0	0,2670	-0,2670
92	235	236	0	0,3143	0	0,2670	-0,2670
93	235	236	0	0,3262	0	0,2670	-0,2670
94	342	301	0,0048	0,0609	0	1,5000	-1,5000
95	342	301	0,0049	0,0610	0	1,5000	-1,5000
96	340	334	0,0200	0,0635	0,0178	1,2700	-1,2700
97	340	334	0,0200	0,0635	0,0178	1,2700	-1,2700
98	340	311	0,0406	0,1049	0,0258	1,2700	-1,2700
99	311	338	0,0107	0,0267	0,0072	1,4300	-1,4300
100	333	332	0,1508	0,2162	0,0033	0,4100	-0,4100
101	332	331	0,2792	0,3960	0,0062	0,4800	-0,4800
102	343	321	0,0139	0,0505	0,0127	1,2400	-1,2400
103	334	325	0	0,3024	0	0,3330	-0,3330
104	334	325	0	0,3120	0	0,3130	-0,3130
105	334	325	0	0,3136	0	0,3330	-0,3330
106	305	330	0,0126	0,0275	0,0004	0,2300	-0,2300
107	320	306	0	0,1533	0	0,6660	-0,6660
108	333	341	0,0450	0,1085	0,0019	0,6200	-0,6200
109	333	341	0,0450	0,1085	0,0019	0,6200	-0,6200
110	340	324	0,0006	0,0029	0,0008	1,4300	-1,4300
111	340	324	0,0006	0,0029	0,0008	1,4300	-1,4300

112	340	324	0,0008	0,0028	0,0008	1,4300	-1,4300
113	340	324	0,0008	0,0028	0,0008	1,4300	-1,4300
114	307	333	0,0168	0,0317	0,0006	0,5500	-0,5500
115	307	308	0,0055	0,0104	0,0002	0,5500	-0,5500
116	333	328	0,0473	0,0766	0,0009	0,4100	-0,4100
117	328	327	0,2160	0,3353	0,0044	0,2400	-0,2400
118	327	306	0,1037	0,2634	0,0042	0,3900	-0,3900
119	310	237	0,0580	0,0892	0,0012	0,0360	-0,0360
120	327	237	0,2438	0,3748	0,0049	0,0700	-0,0700
121	340	320	0,0136	0,0467	0,0132	1,4300	-1,4300
122	343	317	0,0276	0,0946	0,0267	1,6000	-1,6000
123	343	317	0,0276	0,0946	0,0267	1,6000	-1,6000
124	340	317	0,0136	0,0467	0,0132	1,4300	-1,4300
125	321	330	0	0,3280	0	0,3330	-0,3330
126	321	330	0	0,3116	0	0,3330	-0,3330
127	321	312	0,0162	0,0564	0,0152	0,3100	-0,3100
128	331	330	0,1538	0,2215	0,0034	0,4100	-0,4100
129	314	330	0,1482	0,3566	0,0064	0,2900	-0,2900
130	315	330	0,1149	0,2769	0,0049	0,3100	-0,3100
131	413	315	0,1899	0,4520	0,0083	0,1200	-0,1200
132	331	306	0,3531	0,5382	0,0087	0,4100	-0,4100
133	325	308	0,0289	0,0545	0,0010	0,5500	-0,5500
134	319	325	0,0154	0,0395	0,0006	0,2900	-0,2900
135	335	334	0,0063	0,0206	0,0064	0,7200	-0,7200
136	318	336	0,0063	0,0159	0,0041	0,4800	-0,4800
137	334	318	0,0209	0,0562	0,0128	0,9600	-0,9600
138	337	318	0,0066	0,0177	0,0040	0,9600	-0,9600
139	313	326	0,2881	0,2381	0,0031	0,2400	-0,2400
140	326	339	0,0427	0,1031	0,0018	0,6300	-0,6300
141	326	339	0,0427	0,1031	0,0018	0,6300	-0,6300
142	322	339	0,0235	0,0195	0,0003	0,1200	-0,1200
143	323	339	0,1252	0,1843	0,0027	0,4800	-0,4800
144	301	311	0,0073	0,0297	0,0073	1,8600	-1,8600
145	301	311	0,0073	0,0297	0,0073	1,8600	-1,8600
146	301	302	0,0125	0,0462	0,0122	1,8500	-1,8500
147	303	301	0,0184	0,0714	0,0182	1,8600	-1,8600
148	340	304	0,0030	0,0535	0	1,5000	-1,5000
149	340	304	0,0039	0,0604	0	1,5000	-1,5000
150	340	304	0,0035	0,0628	0	1,5000	-1,5000
151	340	304	0,0056	0,0604	0	1,6800	-1,6800
152	715	304	0,0374	0,1936	0,3328	2,1200	-2,1200
153	342	304	0,0068	0,0328	0,0653	4,1400	-4,1400
154	342	304	0,0068	0,0328	0,0653	4,1400	-4,1400
155	311	344	0,0163	0,0619	0,0169	0,8600	-0,8600
156	344	216	0,0389	0,1536	0,0418	0,8600	-0,8600
157	311	214	0,0461	0,1872	0,0509	0,9600	-0,9600
158	324	341	0	0,0994	0	0,6670	-0,6670
159	324	341	0	0,1080	0	0,6670	-0,6670
160	311	345	0,0032	0,1810	0	0,5000	-0,5000
161	311	345	0,0032	0,1878	0	0,5000	-0,5000
162	326	345	0,0028	0,0181	0	0,5000	-0,5000
163	326	345	0,0028	0,0216	0	0,5000	-0,5000
164	345	346	0,0058	0,1630	0	0,5000	-0,5000
165	345	346	0,0057	0,1610	0	0,5000	-0,5000
166	347	304	0,0003	0,0115	0	6,7200	-6,7200
167	347	304	0,0003	0,0116	0	6,7200	-6,7200
168	347	304	0	0,0128	0	6,7200	-6,7200
169	401	414	0,0053	0,0188	0,0049	0,7200	-0,7200
170	410	402	0	0,2397	0	0,3330	-0,3330
171	404	517	0,3631	0,3191	0,0037	0,2700	-0,2700

172	404	405	0,1638	0,1439	0,0017	0,1800	-0,1800
173	407	414	0,0189	0,0619	0,0193	0,3600	-0,3600
174	402	405	0,1110	0,2796	0,0046	0,4700	-0,4700
175	402	405	0,1110	0,2796	0,0046	0,4700	-0,4700
176	405	406	0,3883	0,3412	0,0039	0,1800	-0,1800
177	409	414	0,0804	0,1807	0,0474	0,7200	-0,7200
178	408	414	0,0093	0,0230	0,0062	0,9300	-0,9300
179	712	409	0,1095	0,2460	0,0645	0,9300	-0,9300
180	410	411	0	0,2402	0	0,3330	-0,3330
181	411	412	0,0233	0,0359	0,0005	0,2800	-0,2800
182	414	410	0,0742	0,1204	0,0225	0,5700	-0,5700
183	408	712	0,1612	0,3983	0,1076	0,9300	-0,9300
184	501	502	0,0310	0,0771	0,0206	0,5700	-0,5700
185	503	504	0,0010	0,0026	0,0007	0,4800	-0,4800
186	504	505	0,0215	0,0531	0,0143	1,2700	-1,2700
187	504	505	0,0215	0,0531	0,0143	1,2700	-1,2700
188	504	605	0,0785	0,1938	0,0524	1,2700	-1,2700
189	504	605	0,0785	0,1938	0,0524	1,2700	-1,2700
190	505	502	0,0421	0,1048	0,0279	1,2700	-1,2700
191	505	502	0,0421	0,1048	0,0279	1,2700	-1,2700
192	508	511	0,0122	0,0611	0,0179	2,0100	-2,0100
193	509	520	0,0122	0,0611	0,0179	2,0100	-2,0100
194	508	505	0,0319	0,0788	0,0213	1,2700	-1,2700
195	520	505	0,0319	0,0788	0,0213	1,2700	-1,2700
196	520	414	0,1079	0,2667	0,0721	1,2700	-1,2700
197	510	508	0,0095	0,0236	0,0063	1,2700	-1,2700
198	510	414	0,0989	0,2445	0,0661	1,2700	-1,2700
199	513	515	0,0662	0,2220	0,0039	0,2900	-0,2900
200	514	516	0,1778	0,2618	0,0038	0,4100	-0,4100
201	505	515	0	0,3100	0	0,3330	-0,3330
202	502	516	0	0,3076	0	0,3330	-0,3330
203	517	414	0	0,3104	0	0,3330	-0,3330
204	502	507	0,0019	0,0052	0,0014	0,4300	-0,4300
205	506	511	0,0031	0,0573	0	1,5000	-1,5000
206	506	509	0,0031	0,0574	0	1,5000	-1,5000
207	506	509	0,0030	0,0577	0	1,5000	-1,5000
208	506	518	0,0009	0,0394	0	3,3600	-3,3600
209	347	518	0,0026	0,0292	3,6040	6,5500	-26,550
210	505	519	0,0183	0,0639	0,0175	0,3600	-0,3600
211	602	601	0,0322	0,0823	0,0208	0,2900	-0,2900
212	601	603	0,0541	0,1383	0,0350	0,2900	-0,2900
213	601	606	0,0339	0,1161	0,0328	0,9300	-0,9300
214	601	605	0,0456	0,1565	0,0442	1,6000	-1,6000
215	601	608	0,0255	0,0875	0,0247	1,6000	-1,6000
216	605	608	0,0286	0,0979	0,0277	1,6000	-1,6000
217	609	610	0,0023	0,0049	0,0012	0,4800	-0,4800
218	609	605	0,0380	0,0977	0,0243	0,9300	-0,9300
219	611	618	0,1287	0,3102	0,0055	0,3100	-0,3100
220	604	612	0,1357	0,3281	0,0058	0,6300	-0,6300
221	613	614	0,0058	0,0049	0,0001	0,1900	-0,1900
222	613	615	0,1160	0,2778	0,0050	0,4700	-0,4700
223	613	615	0,1160	0,2778	0,0050	0,4700	-0,4700
224	617	616	0,2746	0,2971	0,0035	0,3100	-0,3100
225	616	604	0,0950	0,1955	0,0030	0,2300	-0,2300
226	619	618	0,2158	0,5218	0,0092	0,1550	-0,1550
227	615	604	0,1343	0,3217	0,0058	0,6300	-0,6300
228	615	604	0,1343	0,3217	0,0058	0,6300	-0,6300
229	615	620	0,1314	0,1938	0,0028	0,1800	-0,1800
230	617	621	0,0020	0,0051	0,0001	0,1200	-0,1200
231	617	622	0,1338	0,1394	0,0017	0,2700	-0,2700

232	605	607	0,0051	0,1216	0	3,1900	-3,1900
233	605	607	0,0051	0,1211	0	3,1900	-3,1900
234	605	607	0,0051	0,1238	0	3,1900	-3,1900
235	605	607	0,0081	0,1254	0	3,1900	-3,1900
236	606	618	0	0,3076	0	0,3330	-0,3330
237	607	604	0,0093	0,5424	0	3,1900	-3,1900
238	605	604	0	0,3536	0	0,3630	-0,3630
239	605	604	0	0,3516	0	0,3630	-0,3630
240	605	604	0	0,1764	0	0,3630	-0,3630
241	616	623	0,1402	0,1571	0,0018	0,0900	-0,0900
242	701	702	0,0073	0,0057	0,0001	0,2700	-0,2700
243	701	703	0,0959	0,1414	0,0020	0,4000	-0,4000
244	704	705	0,0738	0,1086	0,0016	0,4000	-0,4000
245	704	713	0,0699	0,1028	0,0015	0,2800	-0,2800
246	706	713	0,0373	0,0546	0,0008	0,4000	-0,4000
247	706	713	0,0193	0,0462	0,0008	0,6300	-0,6300
248	704	707	0,0023	0,0034	0,0001	0,4000	-0,4000
249	709	710	0,0607	0,0943	0,0193	0,4800	-0,4800
250	708	701	0,0951	0,1403	0,0020	0,4000	-0,4000
251	703	706	0,0135	0,0435	0,0009	0,8000	-0,8000
252	706	714	0,0034	0,1090	0	0,8300	-0,8300
253	706	712	0,0117	0,3312	0	0,5000	-0,5000
254	706	712	0,0094	0,1697	0	0,2500	-0,2500
255	712	709	0,0278	0,1129	0,0306	1,7200	-1,7200
256	714	715	0,0001	0,0007	0,0013	3,8200	-3,8200
257	715	716	0,0001	0,0006	0,0011	3,9000	-3,9000
258	714	120	0,0228	0,1183	0,2031	1,9100	-1,9100
259	715	824	0,0094	0,0484	0,0835	3,1900	-3,1900
260	715	824	0,0090	0,0464	0,0798	3,1900	-3,1900
261	712	714	0,0084	0,1183	0	0,7940	-0,7940
262	712	714	0,0082	0,1183	0	0,7940	-0,7940
263	802	803	0,1009	0,1485	0,0021	0,3600	-0,3600
264	802	801	0,0717	0,2542	0,0042	0,8000	-0,8000
265	802	804	0,0864	0,1272	0,0018	0,3900	-0,3900
266	805	801	0,0328	0,0896	0,0017	0,7000	-0,7000
267	805	801	0,0328	0,0896	0,0017	0,7000	-0,7000
268	805	806	0,0414	0,1132	0,0022	0,7600	-0,7600
269	805	806	0,0414	0,1132	0,0022	0,7600	-0,7600
270	807	806	0,0304	0,0836	0,0016	0,3600	-0,3600
271	801	808	0,0790	0,1165	0,0017	0,4300	-0,4300
272	801	809	0,0814	0,1186	0,0017	0,2400	-0,2400
273	809	810	0,0309	0,0456	0,0007	0,2400	-0,2400
274	803	811	0,0850	0,1254	0,0018	0,4000	-0,4000
275	812	813	0,0432	0,1046	0,0019	0,2400	-0,2400
276	808	804	0,0309	0,0456	0,0007	0,4300	-0,4300
277	717	815	0,1694	0,2498	0,0036	0,2400	-0,2400
278	818	815	0,1051	0,1547	0,0022	0,1200	-0,1200
279	815	806	0,0139	0,0204	0,0003	0,4000	-0,4000
280	815	806	0,0139	0,0204	0,0003	0,4000	-0,4000
281	815	819	0,0845	0,1246	0,0018	0,2400	-0,2400
282	820	808	0,0081	0,0120	0,0002	0,1200	-0,1200
283	814	805	0,0333	0,0490	0,0007	0,0600	-0,0600
284	824	806	0,0029	0,1170	0	0,8800	-0,8800
285	824	806	0,0096	0,5034	0	0,3300	-0,3300
286	824	806	0,0030	0,1201	0	0,8800	-0,8800
287	824	806	0,0029	0,1254	0	1,0000	-1,0000
288	816	815	0,0735	0,1084	0,0016	0,1200	-0,1200
289	805	812	0,0677	0,0997	0,0014	0,4000	-0,4000

Diagramas unifilares do sistema-teste

Este apêndice tem como finalidade apresentar os três anexos listados abaixo:

- Figura C-1: Diagrama dos Pontos de Medição;
- Figura C-2: Diagrama de Impedâncias dos Sistemas Celesc/Eletrosul;
- Figura C-3: Mapa do Sistema Celesc;

As Figura C-1 encontra-se anexada na próxima página. Na seqüência encontra-se dobrada Diagrama de Impedâncias e por último encontra-se o mapa do sistema elétrico Celesc.

Figura C-1 Diagrama dos Pontos de Medição

Figura C-2: Diagrama de Impedâncias dos Sistemas Celesc/Eletrosul;

Figura C-3 Mapa do Sistema Celesc

