

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**METODOLOGIA PARA OTIMIZAÇÃO DO
MONTANTE DE USO DO SISTEMA DE
TRANSMISSÃO**

Bernardo Medeiros Marangon Lima

Itajubá, Maio de 2011

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**METODOLOGIA PARA OTIMIZAÇÃO DO MONTANTE DE USO DO
SISTEMA DE TRANSMISSÃO**

Dissertação apresentada à
Universidade Federal de Itajubá
como parte dos requisitos para
a obtenção do grau de Mestre
em Ciências em Engenharia
Elétrica.

Área de Concentração:
Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: José Wanderley
Marangon Lima

Bernardo Medeiros Marangon Lima

Itajubá, Maio de 2011

AGRADECIMENTOS

À minha mãe Célia Maria de Medeiros Lima (in memorian), por ter me criado com muito amor. Pelas minhas primeiras lições, por ter despertado em mim o interesse pelo estudo. Por ser um exemplo e ter me ensinado a ser forte e lutar pelos meus objetivos.

Ao meu orientador e pai José Wanderley Marangon Lima, pelo amor, pela segurança, pela orientação não só neste trabalho, mas também na vida, pela cobrança e por ter me ensinado a buscar fazer sempre o melhor.

À minha querida irmã Luana Medeiros Marangon Lima, pela ajuda neste trabalho, pelo amor, pelo companheirismo e por ter cuidado de mim quando precisei.

Ao meu cunhado Anderson Rodrigo de Queiroz, pela ajuda neste trabalho, pelos conselhos e motivação.

Ao meu amigo Welinton Dias pelo suporte no desenvolvimento das ferramentas computacionais do trabalho, pelo apoio e motivação.

Aos meus familiares e pessoas que fazem parte de minha vida, pelo amor, pelos exemplo e conversas que contribuíram para minha formação.

Em especial a minha amada noiva Marina Carvalho Brandão, pela compreensão, pela força, pela inspiração, pelo amor e principalmente por me fazer feliz.

Finalmente, agradeço ao apoio dado pela Light Serviços de Eletricidade SA no desenvolvimento deste trabalho visto que este foi tema de projeto de P&D ANEEL sobre Otimização do MUST.

RESUMO

O setor elétrico brasileiro passou por uma grande reestruturação na década de noventa e ainda vem sofrendo alterações na sua regulamentação. Um dos pilares desta mudança se refere à introdução da competição na geração e comercialização, deixando a transmissão e distribuição com forte regulamentação econômica. Na relação entre as distribuidoras e o sistema de transmissão, foi definido pelo órgão regulador brasileiro (ANEEL) que as distribuidoras para cada ponto de conexão com a rede de transmissão devem informar o Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST). A partir destes montantes são definidas as tarifas de uso da rede de transmissão, denominada de tarifas nodais, estabelecendo os encargos de transmissão a serem pagos pelas distribuidoras.

Este trabalho apresenta uma metodologia para definir este MUST de forma a otimizar o custo de contratação e as multas estabelecidas quando o montante medido ultrapassa certos limites impostos pela regulamentação vigente. A metodologia proposta foi desenhada para as duas regras recentes definidas pela ANEEL, além de propiciar uma avaliação sob duas estratégias de contratação, ou seja, pela ótica da distribuidora onde apenas as multas são relevantes e pela ótica do consumidor onde o custo do contrato é também considerado.

Um programa computacional foi desenvolvido e aplicado ao caso da LIGHT Serviços de Eletricidade SA que através de um projeto de pesquisa e desenvolvimento informou os dados da sua área de concessão. Os resultados evidenciaram a necessidade de utilizar ferramentas de otimização para o auxílio na tomada de decisão quanto ao montante a ser contratado e, principalmente, mostraram a relevância da estratégia de contratação utilizada e seu impacto tanto no custo para o consumidor como na expansão da rede de transmissão.

ABSTRACT

The electricity power sector in many countries has been restructured since the nineties and many rules are still being evolved. The basis of such reforms is the introduction of competition at generation and trading, leaving transmission and distribution to strong regulation. In the relationship between transmission and distribution, the Brazilian regulator (ANEEL) stated that the distribution companies must set the amount of transmission system usage (MUST) for each transmission network access point. Based on these amounts, the wheeling charges for the transmission grid are determined and paid by the distribution companies.

This work presents a methodology to define this amount in a optimal way by minimizing the contract cost along with the fines incurred when the limits imposed by the regulation are violated. Besides being designed for two recent rules proposed by ANEEL, the methodology also provides a flexibility in terms of analyzing contract strategies from the distribution company point of view where only the fines are relevant and from the consumers' point of view where not only fines are considered but also the cost of the contracts.

A computer program was developed and applied to the LIGHT Serviços de Eletricidade SA distribution company. The assessment of the data was possible because of a R&D project sponsored by the company. The results showed how important is the use of optimization tools in the decision making process related to the definition of the MUST. It was also shown that the decision of contract strategy can greatly modify the consumer costs and the expansion costs of the transmission grid.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Objetivo	2
1.2	Organização	3
2	SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	5
2.1	Setor Elétrico	5
2.2	Tarifa de Transmissão	8
2.3	Regulamentação Anterior para Celebração de CUST	10
2.4	Regulamentação Atual para Celebração de CUST	11
2.5	Conclusão	15
3	TRATAMENTO DAS CARGAS E GERAÇÃO DE CENÁRIOS	17
3.1	Introdução	17
3.2	Previsão do Fluxo nas Conexões	18
3.3	Normalização dos dados de demanda	19
3.4	Método de Agrupamento das Cargas das Subestações	21
3.4.1	Medidas de Similaridade	22
3.4.2	Distância Euclidiana	23
3.4.3	Medida de Correlação	24
3.4.4	Método de Agrupamento Hierárquico Ward	25
3.4.5	Método de Agrupamento Não Hierárquico K-Means	26
3.5	Utilização dos resultados da Análise de Agrupamento	28
3.6	Geração de Possíveis Cenários de Demanda	29
3.6.1	Dados de Entrada para a Geração dos Cenários de Demanda	30
3.6.2	Geração de Números Aleatórios e Cenários de Demanda	30
3.7	Conclusão	32
4	OTIMIZAÇÃO DO CONTRATO	33
4.1	Introdução	33
4.2	O Problema do MUST Segundo a REN 281/99	33
4.3	O Problema do MUST Atual Segundo a REN 399/10	35
4.4	Formulação do Problema Utilizando Variáveis Binárias	37
4.4.1	Formulação para Otimização Mensal	38
4.4.2	Formulação para Otimização Anual	40
4.5	Formulação do Problema com Banda Limite	42
4.5.1	Formulação para Otimização Mensal	43
4.5.2	Formulação para Otimização Anual	45
4.6	Estratégias de Contratação	47
4.7	Conclusão	48
5	ESTUDO DE CASO	49
5.1	Introdução	49
5.2	Configuração do Sistema	50

5.3	Análise dos Dados	53
5.3.1	Dados de Demanda Máxima Mensal das SE's	53
5.3.2	Dados de Geração Horária dos Geradores LIGHT	54
5.3.3	Problemas Encontrados nos Dados Fornecidos	56
5.4	Simulações de Fluxo de Potência	57
5.5	Resultados do Agrupamento das Subestações	60
5.6	Resultados Obtidos com a Otimização do MUST	64
5.6.1	Comparação dos Resultados para Diferentes Regras	65
5.6.2	Comparação dos Resultados com Interesses Distintos	67
5.7	Conclusão	69
6	CONCLUSÃO	70
6.1	Temas para Futuros Desenvolvimentos	71
6.2	Trabalhos Publicados	71
7	BIBLIOGRAFIA	73

LISTA DE FIGURAS

Figura 3-1 Separação de Elementos em Dois Clusters.....	22
Figura 3-2 Matriz de Similaridade dos Objetos.....	24
Figura 3-3 Exemplo de um Dendograma de Método Hierárquico	26
Figura 4-1 Custo mensal referente ao MUST em qualquer ponto de conexão.....	34
Figura 4-2 Função encargo com subcontratação (esquerda) e sobrecontratação (direita)37	
Figura 5-1 Representação simplificada das Conexões da LIGHT com a Rede Básica.....	52
Figura 5-2 Despacho dos Geradores na Ponta do Sistema	55
Figura 5-3 Demanda nos Pontos de Conexão Santa Cruz e Brisamar.....	57
Figura 5-4 Demanda nos Pontos de Conexão Jacarepaguá e Adriano	58
Figura 5-5 Demanda no Ponto de Conexão Grajaú	58
Figura 5-6 Demanda no Ponto de Conexão Cachoeira Paulista	59
Figura 5-7 Demanda no Ponto de Conexão Nilo Peçanha	59
Figura 5-8 Demanda no Ponto de Conexão São José	59
Figura 5-9 Demanda Real das Subestações do Grupo 1 no Dia Analisado	61
Figura 5-10 Demanda Real das Subestações do Grupo 2 no Dia Analisado	61
Figura 5-11 Demanda Real das Subestações do Grupo 3 no Dia Analisado	62
Figura 5-12 Demanda Real das Subestações do Grupo 4 no Dia Analisado	62
Figura 5-13 Demanda Real das Subestações do Grupo 5 no Dia Analisado	63
Figura 5-14 Comparação dos Resultados do MUST nos Principais Pontos de Conexão .	66
Figura 5-15 Comparação do Resultado dos Modelos com Interesses Distintos	68
Figura 5-16 Comparação do Custo do Encargo Resultante dos Modelos	69

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Demanda Mensal no Ponto de Conexão.....	13
Tabela 2 Dados de Demanda Máxima Horária para o mês de Abril de 2005	53
Tabela 3 Dados de Despacho Horário dos Geradores da LIGHT	54
Tabela 4 Dados de Demanda da SE Santíssimo – Dezembro de 2007.....	56
Tabela 5 Elementos dos Grupos.....	64
Tabela 6 Resultados do Modelo com Regra Anterior.....	65
Tabela 7 Resultados do Modelo com Regra Antual	66
Tabela 8 Valor do Contrato e Valor da Multa (Minimização da Multa)	67
Tabela 9 Resultado do Modelo de Minimização do custo Global.....	67
Tabela 10 Valor do Contrato e Valor da Multa (Minimização do Encargo).....	67

Lista de Abreviaturas

ANEEL – Agência Nacional Energia Elétrica

MUST – Montante de Uso do Sistema de Transmissão

CUST – Contratos de Uso Sistema de Transmissão

TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

REN – Resolução Normativa

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

MME – Ministério de Minas e Energia

GCOI – Grupo Coordenador para Operação Interligada

MAE – Mercado Atacadista de Energia

ONS – Operador Nacional do Sistema

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico;

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica;

DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

TUSTFR – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão de Fronteira

SE – Subestações

TUSTRB – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão da Rede Básica

RAP – Receita Anual Permitida

AT/MT – Alta Tensão / Média Tensão

UNIFEI – Universidade Federal de Itajubá

P&D – Pesquisa e Desenvolvimento

PAR – Planejamento de Ampliação e Reforços

Lista de Símbolos

ec_{im} – Encargo pelo Uso do Sistema de Transmissão no ponto de conexão i para o mês m

$TUST_i$ – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão no ponto de conexão i

$MUST_i$ – Demanda contratada pela concessionária ponto de conexão i

$Demanda_{im}$ – Demanda máxima verificada no ponto de conexão i durante o mês m

$Demanda_i$ – Demanda máxima verificada no ponto de conexão i durante o ano

$Encargo_{Jan}$ – Encargo janeiro

$Encargo_{Dez}$ – Encargo dezembro

$Encargo_i$ – Encargo do demais meses

$Encargo$ – Encargo total

$demanda_{n,l}$ – Representa a demanda da leitura l da subestação n

$card(l)$ – Número de leituras disponíveis na amostra de dados

$card(n)$ – Número de subestações disponíveis na amostra de dados

avg – Demanda média do conjunto de dados

$stdev$ – Desvio padrão da demanda do conjunto de dados

$demnorm_{n,l}$ – Demanda normalizada da leitura l da subestação n

μ_n – Média do conjunto de cargas das subestações pertencentes ao grupo n

σ_n – Desvio padrão do conjunto de cargas das subestações pertencentes ao grupo n

PL_i – Demanda gerada para a subestação i no mês m

$demanda_{i,m}$ – Demanda máxima da subestação i no mês m

$\mu_{n,i}$ – Média do grupo n no mês i

$Normal(\mu_n, \sigma_n)$ – Número aleatório gerado com distribuição normal do grupo n

x_i – Valor do MUST contratado no ponto i

d_i – Demanda real no ponto i

t_i – Tarifa no ponto i

ρ – Fator de penalidade

γ – Limite de ultrapassagem

d_{im} – Demanda real no ponto i , no mês m

d_i^{\max} – Demanda máxima anual real no ponto i

ρ' – Fator de penalidade

γ' – Limite de sobrecontratação

I – conjunto de pontos de conexão

Ω – conjunto de possíveis cenários gerados

$TUST_i$ – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão no ponto de conexão i

C – Constante que possui um valor muito grande

$Demanda_i^w$ – Demanda máxima verificada no ponto de conexão i no cenário w

p^w – Probabilidade de ocorrência do cenário w

$MUST_i$ – Demanda a ser contratada pela concessionária no ponto de conexão i

P_i^w – Demanda excedente no ponto de conexão i durante o cenário w , se o valor excedente for maior que 5% do MUST

x_i^w – variável binária igual a um se a concessionária paga multa e zero se a concessionária não paga multa ponto de conexão i para o cenário w

M – conjunto de meses do ano

$Demanda_{im}^w$ – Demanda máxima verificada no ponto de conexão i o mês m para o cenário w

P_{im}^w – Demanda excedente no ponto de conexão i durante o mês m para o cenário w , se o valor excedente for maior que 10% do MUST

K_i^ω – Contratação excedente no ponto de conexão i , para o cenário w , se a demanda máxima verificada no ano for menor que 90% do MUST

1 INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro passou por uma grande reestruturação na década de noventa e ainda vem sofrendo alterações na sua regulamentação. Um dos pilares desta mudança se refere à introdução da competição na geração e comercialização deixando a transmissão e distribuição com forte regulamentação econômica. Isto propiciou a segmentação das atividades num setor que predominavam empresas estatais fortemente verticalizadas. Diante desta nova configuração, esta dissertação trata da interação entre o sistema de Distribuição e de Transmissão. O órgão regulador brasileiro, representado pela ANEEL, estabeleceu que para cada ponto de conexão com a rede de transmissão denominada de Rede Básica as distribuidoras informam um Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST). A partir destes montantes, são definidas as tarifas de uso da rede de transmissão, denominadas de tarifas nodais, estabelecendo os encargos de transmissão a serem pagos pelas distribuidoras.

O valor de contratação do MUST corresponde ao máximo valor de potência que um ponto de conexão irá demandar da Rede Básica. As distribuidoras devem definir um MUST (ponta e fora de ponta para cada ponto de conexão) para o ano seguinte e os dois anos subseqüentes, sendo estes passíveis de alteração. A contratação do MUST é celebrada através dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) e os valores são fixos durante o ciclo de um ano.

Tendo o contrato firmado para o ano seguinte, a demanda de cada ponto de conexão é medida num período de 15 minutos e integralizada em uma hora. O máximo valor obtido é comparado mensalmente com o MUST contratado e se o valor medido resultar abaixo do contratado, o montante a ser pago para a transmissora corresponderá à multiplicação entre o MUST e a tarifa de uso do

sistema de transmissão (TUST) do ponto de conexão. Caso o valor medido ultrapasse o valor contratado a distribuidora deverá pagar um valor adicional, a título de multa.

A regra proposta pela Resolução Normativa (REN) 281/99 [1] estabelecia que se a demanda fosse maior que 5% do valor contratado a distribuidora deveria pagar o contrato mais uma multa. A partir da REN 399/2010 [2] essa apuração passou a ser feita de forma diferente e a incidência da multa para a distribuidora só ocorre caso a demanda em um ponto de conexão ultrapassar o valor contratado em 10%. Nesta mesma resolução, foi definido também que se o valor contratado exceder 10% do máximo valor de demanda anual verificado, a empresa também deverá arcar com custos de penalidade. A mudança da regra objetivou uma contratação mais responsável por parte das distribuidoras, pois muitas delas, com o intuito de não serem penalizadas, estabeleciam contratos conservadores, ou seja, contratos bem acima da previsão do mercado. Na realidade, isto ocorria porque o custo dos contratos com a rede básica são repassados para a tarifa de uso da rede de distribuição (TUSD) através de um “pass-through”, enquanto que o custo da multa não pode ser repassado para a tarifa. Outra consequência dos valores de MUST superestimados é que o custo da expansão da rede básica tende a aumentar para atender os contratos com as distribuidoras.

1.1 Objetivo

Neste contexto, esta dissertação visa propor uma metodologia para definir o MUST ótimo para os pontos de conexão de uma distribuidora além de incluir avaliações sobre a regra atual que rege os contratos de uso da rede básica.

O primeiro grande objetivo é criar um modelo para previsão da demanda máxima nos pontos de conexão com a rede básica. Este resultado é de fundamental importância, pois uma previsão errada pode acarretar grande prejuízo às distribuidoras além de produzir sinal errado ao planejamento da expansão da rede.

A partir do modelo estocástico das cargas e do fluxo refletido nas conexões com a rede básica, é avaliado o nível de contratação ótimo considerando os cenários probabilísticos das cargas.

Neste trabalho também é avaliado o impacto da mudança da regra de apuração das multas através da REN399/10. O objetivo desta resolução foi forçar as distribuidoras a contratarem o MUST de forma mais eficiente e menos conservativa.

Outro aspecto importante é a influência da sazonalidade no valor a ser pago para as transmissoras. O pagamento de multa em alguns meses pode ser mais vantajoso do que definir uma sobre-contratação para evitar a multa nestes meses. A identificação deste ponto ótimo é importante na visão do consumidor pois em última análise é ele que irá pagar a fatura final.

1.2 Organização

O Capítulo 2 descreve brevemente a história recente do setor elétrico brasileiro, a evolução da regulamentação pertinente à transmissão e faz uma análise da regra anterior e atual para contratação do MUST.

O Capítulo 3 descreve a metodologia proposta para a previsão de demanda nos pontos de conexão.

O Capítulo 4 descreve a formulação do problema de otimização para cada estratégica a ser adotada pela distribuidora assim como a implementação computacional da metodologia proposta.

O Capítulo 5 apresenta os resultados obtidos para a aplicação a um caso real, abordando a definição do MUST ótimo para a distribuidora LIGHT situada no estado do Rio de Janeiro.

O Capítulo 6 apresenta as conclusões finais desse trabalho e as direções a serem tomadas em possíveis trabalhos futuros.

2 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

2.1 *Setor Elétrico*

A conjuntura e o pensamento econômico pós crise de 1929, favoreceu o aparecimento do Estado como principal agente financiador e executor da política de infra-estrutura. Na década de setenta, com capital estrangeiro abundante disponível para empréstimos, o Brasil, em particular, passou pelo período de maior expansão conhecido como “milagre brasileiro”.

O sistema elétrico brasileiro cresceu neste período nas mãos do Estado e, com ele, a complexidade da rede nesta década onde o MME criou os primeiros princípios técnicos de operação do sistema. Na década de setenta, foi criado o Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI) responsável pela operação otimizada do parque gerador e do sistema de transmissão. A interação entre a transmissão pertencente ao governo federal e as distribuidoras pertencentes aos governos estaduais tinham mais uma conotação política do que propriamente empresarial.

O governo promoveu através da Lei 5.655 mudanças na legislação tarifária a fim de dar sustentação financeira ao setor. Estabeleceu uma tarifa que garantisse remuneração de 10% a 12% do capital investido, ou seja, a tarifa pelo custo do serviço. Sendo assim, o setor operaria de maneira adequada e tornava possível novos investimentos para expansão. O governo instituiu a equalização tarifária através do Decreto-lei nº 1.383, em 1974, fazendo com que os recursos excedentes de algumas empresas fossem transferidos para as empresas deficitárias na tentativa de estabelecer tarifas iguais em todo o território nacional.

O cenário econômico mundial se modificou rapidamente, a crise do petróleo de 1973 e 1979 e em seguida o aumento da taxa de juros no mercado externo no início 1980 indicavam que o cenário favorável para o processo de crescimento do Brasil iniciado em 1967 estava em risco. As autoridades brasileiras não souberam agir diante deste novo cenário econômico mundial e o processo inflacionário e de endividamento externo ficou fora de controle. Em 1981 e 1982 houve a crise da dívida externa e o Brasil entrou em recessão.

Na década de 80, o estado perdeu força como financiador e o setor elétrico brasileiro teve seu arranjo institucional seriamente comprometido onde os recursos para expansão do sistema praticamente não existiam. Ao longo deste período as empresas perderam gradativamente sua eficiência, motivo pelo qual o governo foi induzido a intervir no setor. As concessionárias estaduais e a Eletrobrás tinham pontos de vista contrastantes e o rígido controle orçamentário do governo federal fez com que a tomada de decisões fosse externa ao setor.

Na década de noventa o setor passou por sérias dificuldades, por quanto o Estado não tinha mais como investir e as empresas estavam endividadas e sem poder dar continuidades aos planos de expansão. Isto ficou claro com o estado de inadimplência que reinava nas relações entre as empresas do governo federal com os governos estaduais. A possibilidade de racionamento de energia era iminente e a solução para os problemas financeiros apresentava a privatização como uma das alternativas mais promissoras, no entanto para que o processo de privatização obtivesse sucesso era muito importante a regulamentação das atividades.

O governo optou por transferir a responsabilidade de investir no setor para iniciativa privada e passou a ter somente o papel de fiscalizador, regulador da atividade e formador de políticas. Para a reestruturação do setor elétrico

mudanças institucionais e legislativas foram necessárias. O primeiro passo aconteceu em 1993, com a promulgação da lei 8.631, estabelecendo o fim da equalização tarifária e a criação dos contratos de suprimento entre geradores e distribuidores. Essas mudanças tinham como objetivo preparar o mercado para a desestatização. Logo após apareceram as licitações para novos empreendimentos de geração, a criação do Produtor Independente de Energia, a liberdade para os grandes consumidores de escolherem onde adquirir energia e o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição (Lei 9074/95).

Em 1995, o Programa Nacional de Desestatização incluiu o setor elétrico e no ano seguinte o Ministério de Minas e Energia começou o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Na época as empresas estatais eram verticalizadas, contemplando desde a produção, transporte e distribuição de energia. Uma das principais mudanças foi a divisão das mesmas em quatro segmentos: Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização. As atividades de Geração e Comercialização foram desregulamentadas aos poucos a fim de se introduzir competição no mercado; já as atividades de Transmissão e Distribuição por constituírem monopólios naturais continuaram sendo consideradas como serviços públicos regulados. Em suma, empresas de comercialização e geração tinham liberdade para negociar a energia e os segmentos de transmissão e distribuição com tarifa regulada tinham obrigação de viabilizar o livre acesso a rede para os agentes.

A base do novo modelo era constituída por três instituições, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) criada em 1996, com a função de regular as atividades do setor, o Mercado Atacadista de Energia (MAE) criado em 1998, com objetivo de organizar o mercado de energia e o Operador Nacional do Sistema (ONS) criado em 1998, responsável por centralizar a operação do sistema.

O sistema elétrico brasileiro que na época dependia profundamente da hidroeletricidade se viu abalado com a falta de chuvas no ano de 2001, mas o principal motivo foi a falta de investimentos. Medidas emergências foram adotadas com o intuito de evitar o racionamento de energia. Esta crise gerou dúvidas com relação ao modelo criado e modificações foram iniciadas entre 2003 e 2004 quando o Governo Federal criou a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para planejar o setor elétrico, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) para avaliar constantemente a segurança do suprimento de energia elétrica do país, e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) que no lugar do MAE iria organizar as atividades de comercialização da energia elétrica. A criação destas instituições teve como objetivo diminuir o risco de racionamento de energia e centralizar o planejamento do sistema. As Leis 10.848 e 10.847 de 2004 estabeleceram este novo marco regulatório no setor.

Estas mudanças de 2004 não afetaram as relações entre os segmentos da transmissão e distribuição onde este trabalho está focado, ou seja, a distribuidora ao usar o sistema de transmissão como qualquer acessante deve pagar pelo uso da rede a tarifa de transmissão.

2.2 Tarifa de Transmissão

Quando a equalização tarifaria era vigente no Brasil o valor das tarifas de energia elétrica era definido por nível de tensão e o custo incremental médio servia de base para o cálculo. O novo modelo teve como objetivo introduzir uma tarifa específica para o segmento de transmissão onde as informações como localização do consumidor e seu impacto na rede passam a ser consideradas.

A portaria DNAEE 459/97 e as resoluções 281/99 e 282/99 [3] deram início as mudanças que visavam uma divisão de custos mais justa. O desenho atual das tarifas se baseia em obter primeiramente a receita permitida necessária para cobrir as despesas de operação da rede básica de transmissão e as despesas para manter seus ativos. Após a definição da receita aprovada pela ANEEL, as tarifas de uso dos sistemas de transmissão (TUST) têm o papel de cobrir estes custos. Um passo importante no cálculo da tarifa final é o rateio entre os usuários, sendo a estrutura tarifária responsável por esta tarefa. A Resolução 281/99 estabeleceu que o cálculo das tarifas fosse baseado na metodologia nodal.

A Resolução 245/98 [4] considerou como ativos da rede básica, linhas e equipamentos que operam com tensões iguais ou superiores a 230kV. Em seguida, com a publicação da Resolução 067/04 [5], outros equipamentos passaram a integrar a rede básica, como as instalações de transformação cujas tensões primárias pertencem à rede básica mas que suprem as redes de distribuição. As distribuidoras devem arcar com os custos de transmissão dos serviços prestados por estas unidades, isto é feito através de uma parcela específica da TUST, denominada TUST Fronteira ($TUST_{FR}$).

A $TUST_{RB}$, outra parcela componente da TUST, é responsável por cobrir a receita referente às instalações integrantes da Rede Básica, cujas tensões são iguais ou superiores a 230kV. Para o cálculo desta parcela é necessário como dados de entrada a receita total a ser arrecadada, a configuração da rede, por meio das linhas de transmissão, subestações (SE's), geração e carga, e alguns parâmetros estabelecidos por meio da Resolução 282/99.

Anualmente a ANEEL utiliza o Programa Nodal para calcular as tarifas de uso do sistema de transmissão ($TUST_{RB}$ e $TUST_{FR}$). Elas são válidas de 1º de julho do ano em que são publicadas até 30 de junho do ano seguinte. Para isso a

ANEEL faz reajustes das Receitas Anuais Permitidas – RAP das concessionárias de transmissão e atualiza a configuração da rede, considerando novas linhas de transmissão, subestações, unidades geradoras e mudanças nas cargas do sistema. As tarifas são concatenadas para todas as transmissoras e usuários, mas as distribuidoras repassam aos consumidores apenas nas datas de aniversário de suas tarifas.

Os usuários da rede de transmissão anualmente devem celebrar contratos do uso do sistema de transmissão (CUST) para cada ponto de conexão com a Rede Básica. As informações contidas nestes contratos compõem os dados de entrada do programa nodal que calcula o valor da TUST em cada ponto de conexão.

2.3 Regulamentação Anterior para Celebração de CUST

A Resolução 281/99 estabeleceu através do inciso V do art. 5º, que as concessionárias e permissionárias de distribuição de energia devem contratar o acesso à Rede Básica de forma a assegurar o atendimento da demanda do seu próprio mercado, dos consumidores livres e das unidades geradores conectadas em suas instalações.

Nos contratos celebrados, as empresas de distribuição informavam o montante de uso do sistema de transmissão (MUST), ou seja, os valores de demanda máximos de potência por ponto de conexão e deveriam considerar as cargas dos consumidores livres, autoprodutores e outras concessionárias ou permissionárias de distribuição conectadas em seu sistema de distribuição. Os pontos de conexão utilizados para a contratação do MUST pelas concessionárias de distribuição são as fronteiras do seu sistema com a Rede Básica.

Os encargos de uso dos sistemas de transmissão são divididos entre todos os usuários e são calculados de acordo com os montantes de uso contratados. Caso o valor de demanda verificado fosse superior a 5% do montante contratado, uma parcela a mais se aplicava, correspondente a três vezes a tarifa de uso estabelecida e incidindo apenas sobre a demanda excedente. Esta parcela adicional corresponde à multa por sub-contratação. O valor do encargo pago pela distribuidora é calculado através da Equação 2-1.

$$ec_{im} = \begin{cases} TUST_i \times MUST_i & Demanda_{im} \leq 1,05 \times MUST_i \\ TUST_i \times MUST_i + 3 \times TUST_i \times (Demanda_{im} - MUST_i) & Demanda_{im} \geq 1,05 \times MUST_i \end{cases}$$

2.1

onde

ec_{im} : Encargo pelo Uso do Sistema de Transmissão no ponto de conexão i para o mês m ;

$TUST_i$: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão no ponto de conexão i ;

$MUST_i$: Demanda contratada pela concessionária ponto de conexão i ;

$Demanda_{im}$: Demanda máxima verificada no ponto de conexão i durante o mês m .

2.4 Regulamentação Atual para Celebração de CUST

A Resolução nº 399/2010 veio com o objetivo de aprimorar a regulamentação de contratação de uso do sistema de transmissão. As distribuidoras deverão contratar os MUSTs para 4 anos civis subseqüentes além de informar valores de ponta e fora de ponta. A distribuidora deve informar os valores a serem contratados até 31 de outubro, os quais são válidos a partir de 1º de janeiro.

Esta nova resolução estabeleceu para as distribuidoras uma eficiência da contratação do uso do sistema de transmissão. A penalidade é aplicada em duas situações, mensalmente, quando houver ultrapassagem de demanda, caracterizada pela medição de demanda máxima superior a 110% do valor contratado e anualmente, quando houver sobre-contratação de demanda, caracterizada pela medição de demanda máxima anual em valor inferior 90% do valor de MUST contratado. Quando ocorrerem estas situações, uma parcela a mais é aplicada aos encargos pagos pelo uso do sistema de transmissão e não são repassados às tarifas dos usuários das distribuidoras.

Quando há sub-contratação, o cálculo do encargo pelo uso do sistema de transmissão é feito pela Equação 2.2.

$$ec_{im} = \begin{cases} TUST_i \times MUST_i & Demanda_{im} \leq 1,1 \times MUST_i \\ TUST_i \times MUST_i \times 3 \times TUST_i \times (Demanda_{im} - 1,1 \times MUST_i) & Demanda_{im} \geq 1,1 \times MUST_i \end{cases} \quad 22.2$$

onde

ec_{im} : Encargo pelo Uso do Sistema de Transmissão no ponto de conexão i para o mês m ;

$TUST_i$: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão no ponto de conexão i ;

$MUST_i$: demanda contratada no ponto de conexão i ;

$Demanda_{im}$: Demanda máxima verificada no ponto de conexão i durante o mês m .

Quando há sobre-contratação, o cálculo do encargo pago pelo uso do sistema de transmissão é feito pela Equação 2.3. Importante frisar que o valor do contrato é pago mensalmente, portanto se não há penalidade o encargo será 12 vezes o valor da TUST vezes o montante contratado.

$$ec_i = \begin{cases} 12 \times TUST_i \times MUST_i & Demanda_{im} \geq 0,9 \times MUST_i \\ 12 \times TUST_i \times MUST_i + 12 \times TUST_i \times (0,9 \times MUST_i - Demanda_i) & Demanda_{im} \leq 0,9 \times MUST_i \end{cases}$$

2.3

onde,

ec_i : Encargo pelo Uso do Sistema de Transmissão no ponto de conexão i anual;

$TUST_i$: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão no ponto de conexão i ;

$MUST_i$: demanda contratada no ponto de conexão i ;

$Demanda_i$: Demanda máxima verificada no ponto de conexão i durante o ano.

Para facilitar o entendimento considere um ponto de conexão, cujo valor de MUST contratado seja de 600 MW. O comportamento verificado da demanda máxima mensal está presente na Tabela 1. Quais os valores de encargo no ponto de conexão calculados pelas duas regras considerando que o valor da TUST naquele ponto seja de 3,4 R\$/MW.

Tabela 1 Demanda Mensal no Ponto de Conexão

Meses	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Demanda [MW]	700	600	500	400	400	400	400	400	500	550	610	650

A regra antiga define que só há penalidade quando a demanda máxima verificada em um mês supera o valor contratado em 5%. Portanto nos meses de janeiro e dezembro haverá penalidade, nos demais meses o encargo será igual ao valor do contrato vezes a TUST.

Cálculo para o mês de Janeiro:

$$Encargo_1 = TUST * MUST + 3 \times (Demanda_1 - MUST) \times TUST$$

$$Encargo_1 = 3,4 \times 600 + 3 \times (700 - 600) \times 3,4$$

$$Encargo_1 = R\$ 3.060$$

Cálculo do encargo do mês de dezembro:

$$Encargo_{12} = TUST \times MUST + 3 \times (Demanda_{Dez} - MUST) \times TUST$$

$$Encargo_{12} = 3,4 \times 600 + 3 \times (650 - 600) \times 3,4$$

$$Encargo_{12} = R\$ 2.550$$

Cálculo dos demais meses:

$$Encargo_i = TUST \times MUST$$

$$Encargo_i = 3,4 \times 600$$

$$Encargo_i = R\$ 2.040$$

Para o encargo total tem-se:

$$Encargo = \sum_{i=1}^{12} Encargo_i$$

$$Encargo = R\$ 26.010$$

A regra atual prevê duas situações, onde a penalidade pode ocorrer. A primeira delas é referente à ultrapassagem do valor contratado em 10% e a segunda acontece somente se a demanda máxima anual verificada for inferior a 90% do MUST. Verifica-se que pela nova regra haverá multa por subcontratação somente em janeiro, sob ponto de vista da sobrecontratação, apesar dos meses de março a setembro apresentarem uma demanda inferior a 90% do MUST contratado, não há penalidade, pois ela se aplica somente a demanda máxima anual.

Cálculo do encargo em janeiro:

$$Encargo_1 = TUST \times MUST + 3 \times (Demanda_{Jan} - 1,1 \times MUST) \times TUST$$

$$Encargo_1 = 3,4 \times 600 + 3 \times (700 - 660) \times 3,4$$

$$Encargo_1 = R\$ 2.448$$

Cálculo para os demais meses:

$$Encargo_i = TUST \times MUST$$

$$Encargo_i = 3,4 \times 600$$

$$Encargo_i = R\$ 2.040$$

Cálculo do encargo total:

$$Encargo = \sum_{i=1}^{12} Encargo_i$$

$$Encargo = R\$ 24.888$$

2.5 Conclusão

Neste capítulo foi explicada a evolução da legislação pertinente ao setor elétrico brasileiro em especial às relações entre as distribuidoras e a rede de transmissão. Em virtude da forma como estas relações foram regulamentadas, há clara evidencia de problemas como, por exemplo, a consideração do custo de contratação da transmissão pela distribuidora como não gerenciável levando a distorção na otimização destes contratos.

Apesar da mudança promovida pela ANEEL no sentido de minimizar a sobre-contratação, ainda precisa ser avaliada se esta mudança realmente leva à modicidade tarifária.

3 TRATAMENTO DAS CARGAS E A GERAÇÃO DE CENÁRIOS

3.1 Introdução

O objetivo principal da metodologia proposta é buscar um valor de contrato que minimize as multas e o montante a ser pago pelo uso da rede de transmissão. Face à regulamentação atual, dado que o contrato de uso é repassado diretamente ao consumidor sem ônus para a empresa de distribuição, esta tem a tendência de só olhar para o montante das multas, ou seja, para ela o importante é a minimização de multas contratuais. Na metodologia proposta, as duas estratégias podem ser tratadas utilizando o mesmo processo, porém com abordagens distintas.

A metodologia desenvolvida neste trabalho é composta de duas etapas principais. A primeira está relacionada à análise da variação da demanda futura nos pontos de conexão com a rede básica. Uma opção para solução deste problema seria representar o fluxo de potência máximo em cada ponto de conexão com a rede básica como uma variável aleatória. Assim torna-se possível a obtenção da função densidade de probabilidade dos valores de MUST contratados em função de diferentes cenários [6],[12]. O trabalho propõe a criação de cenários de demanda nas subestações de abaixamento (138 e 69 kV) que através de um fluxo de potência é possível obter a demanda nos pontos de conexão com a rede básica.

A segunda etapa está relacionada ao cálculo do valor do montante de uso do sistema de transmissão (MUST) a ser contratado onde modelos de otimização são utilizados [7].

Esse capítulo apresenta a análise e modelagem da demanda da empresa distribuidora.

3.2 Previsão do Fluxo nas Conexões

O primeiro passo dessa etapa consiste em identificar os pontos de conexão da distribuidora com a rede básica. Em seguida, são identificadas as subestações da distribuidora que serão representadas como cargas equivalentes para o caso de fluxo de potência. Em geral as redes de 138 a 69 kV são representadas nos estudos da rede de transmissão e os abaixamentos destes níveis para tensões menores são equivalentados. A carga das distribuidoras são concentradas nas SEs AT/MT visto que, em geral, as redes com tensões menores ou iguais a 34,5 kV apresentam características radiais e possuem uma maior estabilidade no comportamento da carga. As demandas das subestações são então colocadas em mesma base para avaliar o comportamento da carga nos vários horários do dia, ou seja, as demandas são normalizadas. Conforme é mostrado adiante, caso o comportamento de duas cargas seja similar é possível agrupá-las para gerar um único perfil de consumo, que será utilizado em um processo de previsão de demanda para as subestações abaixadoras. Finalmente, será feita uma geração de cenários de demanda para cada subestação e verificado, através do fluxo de potência, o resultado de demanda dos pontos de conexão com a rede básica.

Para a realização do agrupamento utilizam-se os dados de demanda horária das SE's de distribuição. Uma análise horária de demanda máxima é feita para escolha do horário que se deseja fazer o agrupamento. O objetivo dessa análise é separar as subestações em grupos de acordo com as características da ponta do sistema, momento em que o intercambio de energia com a Rede Básica é considerado maior.

O agrupamento das SE's é de fundamental importância, pois são usados na geração de cenários de demanda que cada subestação. Os cenários gerados irão alimentar o modelo de otimização que tem por objetivo determinar os valores ideais de MUST a serem contratados pela distribuidora. Os dados de demanda máxima horária das subestações para cada mês do ano anterior, acrescidos de uma porcentagem de crescimento fixa, servem de base para a geração dos cenários. Este percentual representa o crescimento de demanda global da distribuidora para o próximo ano, sendo que não é objeto deste estudo verificar a sua consistência pelo que será utilizado como dado de entrada do problema.

Os cenários de demanda são necessários para processar os casos de fluxo de potência da rede de 138 a 69 kV. Com o resultado é possível montar as funções de densidade de probabilidade para os fluxos nos transformadores de conexão com a rede básica e assim através de um processo de otimização encontrar os melhores valores de MUST, para aquele conjunto de cenários utilizado, que a distribuidora deverá contratar para cada ponto de conexão.

3.3 Normalização dos dados de demanda

No início do processo de análise de agrupamento através dos perfis de cargas é necessário realizar a normalização dos dados de demanda horária. O processo de normalização tem o objetivo de transportar valores de demanda de magnitudes diferentes para uma mesma base, visando dessa forma minimizar os erros de agrupamento devido a valores discrepantes entre demandas de SE's. Os valores de carga normalizados servem como dados de entrada para o processo de agrupamento das subestações. O agrupamento visa identificar grupos de SE's que possuam perfis de carga semelhantes.

Para normalização dos dados de demanda, a média e o desvio padrão são calculados através das Equações 3.1 e 3.2.

$$avg = \frac{\sum_{n,l} demanda_{n,l}}{card(l)*card(n)} \quad 3.1$$

$$stdev = \frac{\sqrt{\sum_{n,l}(demanda_{n,l}-avg)^2}}{\sqrt{card(l)*card(n)}} \quad 3.2$$

onde

$demanda_{n,l}$: representa a demanda da leitura l da subestação n ;

$card(l)$: Número de leituras disponíveis na amostra de dados por subestação;

$card(n)$: Número de subestações disponíveis na amostra de dados;

avg : Demanda média do conjunto de dados;

$stdev$: Desvio padrão da demanda do conjunto de dados;

Tendo a média e o desvio padrão dos dados é possível, utilizando a Equação 3.3, calcular os valores de demanda normalizada para cada leitura de demanda das subestações.

$$demnorm_{n,l} = \frac{demanda_{n,l} - avg}{stdev} \quad 3.3$$

onde

$demnorm_{n,l}$: Demanda normalizada da leitura l da subestação n ;

$demanda_{n,l}$: Demanda da leitura l da subestação n ;

avg : Demanda média do conjunto de dados;

$stdev$: Desvio padrão da demanda do conjunto de dados;

3.4 Método de Agrupamento das Cargas das Subestações

Em muitas áreas da ciência onde existe uma grande quantidade de dados a serem analisados ou haja a necessidade de se criar um “benchmark”, a criação de grupos ou clusters de elementos semelhantes se tornou uma prática muito utilizada. Vários procedimentos, denominados técnicas de agrupamento ou “Cluster Analysis”, foram criados para tornar esta análise possível. Em 1939, o termo Cluster Analysis foi utilizado pela primeira vez por Tryon e hoje compreende um conjunto de técnicas e algoritmos para classificação de dados ou elementos. No final da década de 60, a utilização crescente de computadores como ferramenta tornou possível a análise de massas consideráveis de dados [8]. A evolução da tecnologia e o aperfeiçoamento dos métodos fizeram com que o tempo de execução das análises se tornasse cada vez menor, o que justifica ainda mais o uso das técnicas de agrupamento para o tratamento de grandes massas de dados.

A metodologia aqui proposta utiliza as técnicas de agrupamento por razão do tamanho da rede de distribuição que apresenta um elevado número de SE's e também devido à correlação existente entre as respectivas cargas das SE's. O principal objetivo do uso dessas técnicas é diminuir a dimensionalidade do problema. No processo de formação dos clusters, os métodos a serem utilizados classificam em um mesmo cluster elementos (SE's) com maior grau possível de homogeneidade. Além disso, o processo de agrupamento busca formar clusters com o maior grau de heterogeneidade possível entre si. A Figura 3-1 apresenta o exemplo de dois clusters criados através da separação

de dados fictícios, os elementos mais semelhantes se agrupam formando um cluster homogêneo, os elementos com característica diferentes, mas semelhantes entre si, formam outro cluster homogêneo. Pode-se notar que os clusters também apresentam grau de heterogeneidade entre si, pois estão distantes no espaço.

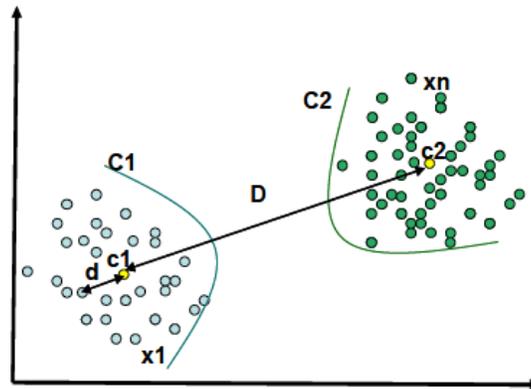


Figura 3-1 Separação de Elementos em Dois Clusters

3.4.1 Medidas de Similaridade

A quantificação da similaridade dos objetos a serem agrupados pode ser feita de diversas formas. A quantificação do grau de associação entre os objetos ou variáveis é uma etapa de extrema importância nos estudos que utilizam análise de agrupamentos. O coeficiente de similaridade pode ser visto por dois pontos de vista distintos. A medida de similaridade aumenta de valor à medida que os objetos se tornam mais semelhantes, e a medida de dissimilaridade segue uma perspectiva diferente, quanto maior seu valor mais distintos são os objetos.

O conceito de similaridade e a maneira como a calculamos são complexos. Existem vários métodos para se medir a similaridade entre objetos, dentre as quais se destacam: a distância euclidiana e a medida de correlação.

3.4.2 Distância Euclidiana

Os valores dos atributos de um objeto definem suas características, desta forma a similaridade entre objetos representada como medida de distância é obtida através da proximidade entre os atributos dos objetos. Aqueles que possuem características parecidas conseqüentemente se distanciam menos.

Entre as várias medidas de distância existentes uma das mais populares é a distância Euclidiana. Para o cálculo dessa grandeza os objetos são representados como pontos no espaço e a similaridade entre eles é obtida através da distância entre os pontos. A dimensionalidade do espaço é definida pelo número de atributos existentes para caracterizar os objetos. A título de exemplo, considere os vetores $X = (X_1, X_2, \dots, X_K)$ e $Y = (Y_1, Y_2, \dots, Y_K)$ como dois objetos caracterizados por K atributos cada. A distância Euclidiana entre os dois é calculada através da Equação 3.4 mostrada a seguir.

$$d_{X,Y} = \sqrt{\sum_{i=1}^K (X_i - Y_i)^2} \quad 3.4$$

Os vetores X e Y poderiam ser linhas referentes a uma matriz de objetos, dessa forma, poderíamos então representar uma amostra de objetos através das linhas de uma matriz e os N atributos por meio de colunas dessa matriz. A distância entre os objetos X e Y é representada por $d_{x,y}$.

As distâncias entre os objetos organizadas na forma de uma matriz é conhecida como matriz de similaridade. A Figura 3-2 apresenta cinco objetos distribuídos no espaço e a respectiva matriz de similaridade. A matriz representada é

simétrica e a sua ordem corresponde ao número de objetos N. O elemento $d_{i,j}$ é a medida de distância entre objetos i e j.

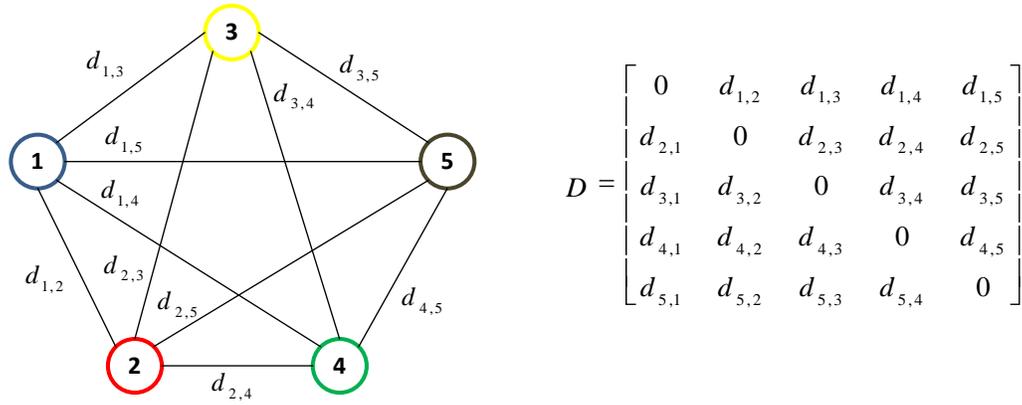


Figura 3-2 Matriz de Similaridade dos Objetos

3.4.3 Medida de Correlação

O coeficiente de correlação de Pearson, dado pela Equação 3.5, é utilizado neste trabalho para medir a correlação entre as cargas. A medida de correlação foi uma alternativa adotada à distância euclidiana. Os comportamentos da carga das subestações podem ser semelhantes tendo correlação positiva ou distintos assumindo sinal negativo. O principal objetivo é usar os valores de correlação para agrupar as subestações mais semelhantes, não observando a intensidade da carga (dados normalizados).

$$d_{i,j} = 1 - \rho_{X_i, c_j} \tag{3.5}$$

onde

ρ_{X_i, c_j} : Coeficiente de correlação de Pearson entre o objeto X_i e o centróide de um determinado cluster representado por c_j .

A distância entre um objeto e um cluster será 0 se existir forte correlação positiva e 2 se existir forte correlação negativa.

3.4.4 Método de Agrupamento Hierárquico Ward

Os métodos hierárquicos de agrupamento se dividem em métodos “aglomerativos” ou “divisivos” [9]. Os métodos aglomerativos agrupam os objetos de acordo com a sua similaridade. Já os métodos divisivos partem de um único grupo de objetos que é sucessivamente dividido até que cada subgrupo contenha somente um objeto cabendo ao usuário decidir em que momento parar. A Figura 3-3 exemplifica na forma de gráficos e diagrama bidimensional denominado dendograma ilustrando as fusões ou divisões realizadas em níveis sucessivos.

A denominação hierárquica é utilizada para este tipo de método devido à característica dos agrupamentos. Uma vez que dois objetos ou clusters são agrupados ou separados, estes permanecem juntos ou separados até o final da “clusterização” não existindo dessa maneira realocação de elementos.

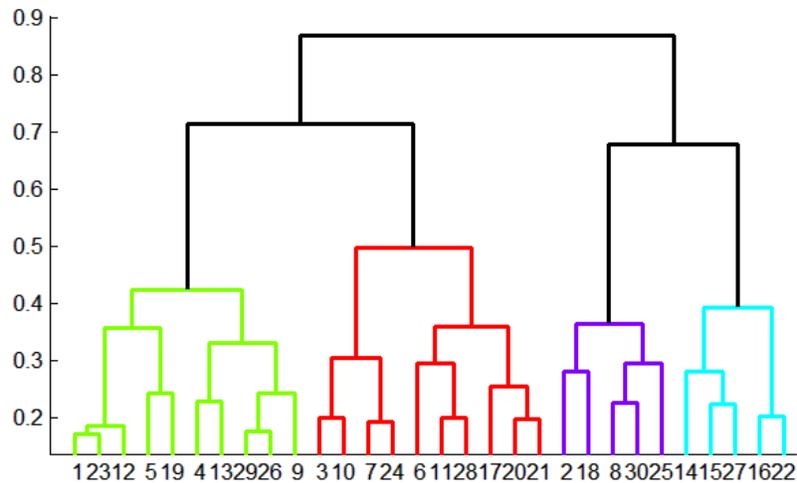


Figura 3-3 Exemplo de um Dendrograma de Método Hierárquico

O método de Ward é um método muito utilizado na clusterização hierárquica para formação de clusters mutuamente exclusivos. Esse método é eficaz quando os conjuntos de objetos é superior a 100, caso em que uma solução ótima e precisa é dificilmente obtida.

Para cada passo do método Ward o número de elementos N de um conjunto passa a ser $N-1$ grupos. O algoritmo considera a união de todos os possíveis $N \cdot \binom{N-1}{2}$ pares e seleciona o par que apresenta a máxima similaridade dependendo do critério utilizado (distância euclidiana, correlação, etc). O processo é repetido até ser obtido o número desejado de clusters.

3.4.5 Método de Agrupamento Não Hierárquico K-Means

Nos métodos não hierárquicos de agrupamento é necessário definir inicialmente o número de grupos a serem formados, em seguida o método divide a amostra de objetos. Dentre os objetivos desejados na formação dos grupos os principais são a coesão interna dos objetos e o isolamento entre os

clusters heterogêneos. Os métodos não hierárquicos são mais eficientes do ponto de vista computacional, pois não necessitam calcular e armazenar a matriz de similaridade. Estes métodos apresentam grande vantagem sobre os demais quando o número de dados é elevado.

Para encontrar a melhor divisão dos conjuntos de objetos vários testes devem ser feitos de forma a cobrir o máximo de possibilidades possível de forma a não comprometer o tempo computacional. Considere um conjunto com N objetos que desejamos separar em K clusters, o número de possibilidades e a inviabilidade de se analisar todas elas criou campo para o desenvolvimento de procedimentos heurísticos com o objetivo de otimizar a busca pela partição ideal. O método K-Means é o mais conhecido em sua categoria.

O procedimento a seguir apresenta os passos do processo de agrupamento pelo método K-Means.

1. São escolhidos k elementos aleatoriamente entre as n entidades existentes do conjunto considerado. Esses k elementos serão considerados como os pontos centrais de cada um dos grupos.
2. São calculadas as medidas de distância do vetor de entidades (n -dimensional). Pode ser utilizada a distância euclidiana ou a correlação de Pearson existente entre as n entidades e os k pontos centrais. O próximo elemento a ser alocado em um grupo particular é aquele que possui maior similaridade com o ponto central daquele grupo.
3. São recalculadas as coordenadas do ponto central de cada um dos k grupos. A nova coordenada será aquela resultante da combinação de todos os elementos daquele grupo.

- Os passos 2 e 3 são repetidos até que não haja mais alterações no número de elementos agrupados em cada um dos k grupos.

3.5 Utilização dos resultados da Análise de Agrupamento

Após a criação dos grupos e a separação das subestações em clusters os dados de demanda máxima passam a ser utilizados. Os valores normalizados são considerados apenas no processo de agrupamento com o objetivo de se obter uma maior uniformidade dos dados no instante da análise, nesta etapa os valores são os reais. Para cada grupo formado são calculados por mês de análise parâmetros de média e desvio padrão. Estes valores são utilizados no próximo passo da metodologia, a geração de cenários de demanda. As Equações 3-6 e 3-7 são responsáveis pelo cálculo desses parâmetros.

$$\mu_n = \frac{\sum_{i,m} demanda_{i,m}^n}{card(i)*card(m)} \quad 3.6$$

$$\sigma_n = \frac{\sqrt{\sum_{i,m}(demanda_{i,m}^n - \mu_n)^2}}{\sqrt{card(i)*card(m)}} \quad 3.7$$

Onde

$demanda_{i,m}$: Demanda máxima da subestação i no mês m pertencente ao grupo n ;

$card(m)$: Número de meses disponíveis no modelo;

$card(i)$: Número de subestações disponíveis no grupo n ;

μ_n : Média do conjunto de cargas das subestações pertencentes ao grupo n ;

σ_n : Desvio padrão do conjunto de cargas das subestações pertencentes ao grupo n ;

O algoritmo de agrupamento das subestações foi desenvolvido em MATLAB. A saída do algoritmo fornece os dados de parâmetros como: número de grupos formados, número de elementos presentes em cada grupo, identificação das subestações pertencentes a cada grupo. A média e desvio padrão mensal dos valores de demanda máxima de cada grupo de subestações é depois calculado. Esses parâmetros são de fundamental importância para o processo de geração dos cenários de demanda.

3.6 Geração de Possíveis Cenários de Demanda

Após testes realizados com os diversos métodos de agrupamento apresentados, verificou-se que a simples correlação linear apresentou resultados melhores para o caso da Light, caso exemplo utilizado neste trabalho.

Os dados de demanda máxima mensal das subestações e os resultados provenientes do método de “clusterização” adotado são utilizados para a execução do próximo passo. Nesta etapa são gerados um determinado número de cenários de demanda futura (o valor deste parâmetro será analisado adiante), baseando-se na técnica de Simulação de Monte Carlo. Para cada um dos cenários é simulado um caso de fluxo de potência de forma a encontrar o comportamento da demanda nos pontos de conexão da distribuidora com as linhas de transmissão.

3.6.1 Dados de Entrada para a Geração dos Cenários de Demanda

Os dados de entrada do processo de geração dos cenários de demanda são:

- Lista de todos os pontos de interconexão;
- Número de identificação da subestação no caso de fluxo de potência;
- Dados de demanda máxima mensal das SE's;
- Lista de grupos com as correspondentes subestações;
- Média de cada grupo por mês ($\mu_{n,m}$);
- Desvio Padrão de cada grupo por mês ($\sigma_{n,m}$).

3.6.2 Geração de Números Aleatórios e Cenários de Demanda

Após a leitura dos dados, o algoritmo gera números aleatórios com distribuição uniforme (0,1) para cada grupo. Depois da criação desses números é utilizado o método polar [10] para geração de números aleatórios com distribuição normal. As gerações destes dados estão baseadas nos valores de média (μ_n) e desvio padrão (σ_n) calculados para cada grupo por mês. O procedimento é realizado de acordo com os seguintes passos:

1. Geração de duas uniformes (0,1) U_1, U_2 ;
2. $V_1 = 2 * U_1 - 1$;
 $V_2 = 2 * U_2 - 1$;
3. $W = V_1^2 + V_2^2$;
4. Se $W > 1$, então $Y = \sqrt{\frac{-2 * \log(W)}{W}}$;
5. $X_1 = V_1 * Y$, onde X_1 é uma Normal(0,1);

$$6. \text{Normal}(\mu_n, \sigma_n) = \mu_n + \sigma_n * \text{Normal}(0,1)$$

Através desse procedimento é possível garantir que as cargas fortemente correlacionadas apresentarão o mesmo comportamento em cada cenário elaborado. Dessa forma, os cenários de demanda futura apresentam comportamentos mais realísticos.

Com o objetivo de respeitar as variações da sazonalidade da carga foram geradas distribuições normais para os 12 meses do ano. Por exemplo, a demanda do mês de janeiro geralmente deve apresentar valores maiores do que os valores de demanda de julho, devido a primeira ocorrer no verão e na segunda no inverno e se tratar do Rio de Janeiro, onde a carga devido a ar condicionado é bastante relevante. Se criássemos somente uma distribuição para cada grupo teríamos um desvio padrão elevado perdendo a informação da sazonalidade do problema.

Para o cálculo das demandas de cada grupo, a Equação 3-8 é utilizada após a geração dos números aleatórios.

$$PL_{i,m} = \frac{\text{demanda}_{i,m}}{\mu_n} * \text{Normal}(\mu_n, \sigma_n) \quad 3.8$$

Onde

PL_i : Demanda gerada para a subestação i no mês m ;

$\text{demanda}_{i,m}$: Demanda máxima da subestação i no mês m ;

$\mu_{n,i}$: Média do grupo n no mês i ;

$\text{Normal}(\mu_n, \sigma_n)$: Número aleatório gerado com distribuição normal do grupo n .

Para cada mês de análise calcula-se via um programa de fluxo de potência as demandas nas barras de conexão com a rede básica. Este procedimento é repetido N vezes (de acordo com o número de iterações utilizado) totalizando $12 \cdot N$ casos de fluxo de potência visto que para cada iteração são calculados os fluxos para cada mês do ano.

A saída do algoritmo de geração de cenários é um arquivo que contém a identificação de cada ponto de interconexão e o fluxo de potência demandado por cada um deles. Esses dados servem de entrada para os algoritmos de otimização que são apresentados no próximo capítulo.

3.7 Conclusão

A partir da análise das cargas e dos impactos nas conexões com a rede básica é possível definir um comportamento e a partir deste estabelecer um MUST ótimo. Neste capítulo foi traçado este comportamento associando as barras de carga com perfil similar para que no capítulo seguinte possamos produzir um MUST ótimo associado a uma estratégia de contrato.

4 OTIMIZAÇÃO DO CONTRATO

4.1 Introdução

Após a definição dos cenários de demanda são aplicados os modelos de otimização para determinação dos valores do MUST para cada ponto de conexão. A diferença entre a regra definida pela REN 281/99 e a atual definida pela REN 399/10 tornou necessária a criação de dois modelos distintos. A princípio é feita uma breve análise do problema e em seguida o desenvolvimento dos modelos matemáticos. A estratégia de contratação também pode ser incorporada no modelo. Ao fim do capítulo serão analisados os pontos de vista dos agentes envolvidos.

A determinação do nível ótimo de contratação do MUST pode ser formulada como uma programação linear estocástica. A natureza estocástica do problema é expressa através do número de cenários criados e abordados no processo de otimização. Neste trabalho assume-se que a tarifa de transmissão é constante em cada barra de conexão com a rede básica, ou seja, a variação no MUST não provoca alteração na tarifa permitindo utilizar a programação linear. Para o problema específico da Light, verificou-se que esta premissa não comprometia os resultados.

4.2 O Problema do MUST Segundo a REN 281/99

Para o cálculo dos custos relacionados ao MUST da distribuidora através da REN 281/99, apenas os valores contratados no período de ponta são considerados pela ANEEL. É importante mencionar que a distribuidora tem que declarar um período de 3 horas do dia onde é mais provável que ocorra a ponta

de seu sistema. Geralmente o período de ponta é declarado pela distribuidora das 18:00 hrs as 21:00 hrs. Caso haja ultrapassagem superior a 5% dos valores contratuais em cada ponto de conexão a distribuidora incorre em multa. É importante enfatizar que caso haja penalidade essa será cobrada em todo o montante de ultrapassagem e não apenas no valor que excedeu os 5% permitidos. Caso o valor de ultrapassagem seja menor que 5% dos valores contratuais não há multa. Dessa forma, o custo mensal em cada ponto de conexão incluindo possíveis multas é calculado utilizando Equação 4.1.

$$TC_i = \begin{cases} t_i \cdot x_i, & \text{se } d_i \leq (1 + \gamma) x_i \\ t_i \cdot x_i + \rho \cdot t_i \cdot (d_i - x_i), & \text{se } d_i > (1 + \gamma) x_i \end{cases} \quad 4.1$$

Onde, x_i é o valor do MUST contratado no ponto i , d_i é a demanda real no ponto i , t_i é a tarifa no ponto i , ρ é o fator de penalidade (igual a 3) e γ é o limite de ultrapassagem (5%). É apresentado na Figura 4-1 a função referente a Equação 4.1 para qualquer ponto de conexão.

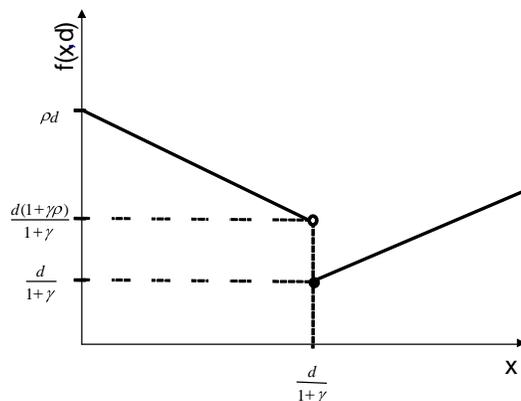


Figura 4-1 Custo mensal referente ao MUST em qualquer ponto de conexão

A tarifa nodal do ponto de conexão t_i foi desconsiderada para a ilustração da função de custo já que foi adotada como constante e não altera a forma do

gráfico. Pode-se notar um ponto de descontinuidade na função de custo exatamente no ponto em que a demanda no ponto de conexão é igual ao valor de MUST contratado multiplicado por $1 + \gamma$.

A função de custo é dividida em duas partes, sendo que a linha a esquerda da Figura 4-1. representa o caso onde $d > (1 + \gamma) x$, onde valor máximo nessa reta refere-se ao ponto na diagonal superior esquerda que é o caso onde a distribuidora não contrata nada naquele ponto de conexão. Nesse caso TC_i para aquele ponto de conexão é igual a p_{td} . Os valores da função de custo vão diminuindo até que a reta da esquerda atinge o ponto em que a demanda é exatamente igual a $(1 + \gamma) x$. Quando a demanda atinge esse valor o ponto de descontinuidade é alcançado. A linha da direita representa o caso em que a distribuidora contrata mais que sua demanda naquele ponto de conexão ou o valor da demanda é menor que $(1 + \gamma) x$, note que a linha a direita cresce linearmente com o valor de contrato do MUST.

4.3 O Problema do MUST Atual Segundo a REN 399/10

Atualmente para o cálculo dos custos relacionados ao MUST da distribuidora são considerados pela ANEEL os valores contratados no período de ponta e fora de ponta. Caso haja ultrapassagem superior a 10% dos valores contratuais em cada ponto de conexão é necessário a adição das multas. É importante enfatizar que de acordo com a nova resolução caso haja penalidade, esta será cobrada no montante de ultrapassagem da faixa permitida. Caso o valor de ultrapassagem seja menor que 10% dos valores contratuais não há multa. A outra situação é avaliada no fim do período de contratação, verifica-se se o valor de demanda máxima do ano ficou abaixo de 90% do valor contratado para o ponto de conexão, onde, nesse caso, também haverá multa. Dessa forma, o custo referente ao mês “m” em cada ponto de conexão incluindo possíveis

multas de subcontratação e sobrecontratação é calculado utilizando a Equação 4-2.

$$TC_{im} = \begin{cases} t_i \cdot x_i + \frac{\rho'}{12} \cdot t_i \cdot ((1 - \gamma') \cdot x_i - d_i^{\max}), & \text{se } d_i^{\max} < (1 - \gamma') x_i \\ t_i \cdot x_i, & \text{se } \frac{d_{im}}{(1+\gamma)} \leq x_i \leq \frac{d_i^{\max}}{(1-\gamma')} \\ t_i \cdot x_i + \rho \cdot t_i \cdot (d_{im} - (1 + \gamma) \cdot x_i), & \text{se } d_{im} > (1 + \gamma)x_i \end{cases} \quad 4.2$$

Onde, x_i é o valor do MUST contratado no ponto i , d_{im} é a demanda real no ponto i , no mês m , t_i é a tarifa no ponto i , ρ é o fator de penalidade (igual a 3) e γ é o limite de subcontratação (10%), d_i^{\max} é a demanda máxima anual real no ponto i , ou seja, $d_i^{\max} = \max \{d_{im}: m = 1, \dots, 12\}$, ρ' é o fator de penalidade (igual a 12) e γ' é o limite de sobrecontratação (10%). É apresentado na Figura 4-2 a função referente a Equação 4.2 lembrando que a penalidade por ultrapassagem é representada pela reta a esquerda e a penalidade por sobrecontratação pela reta a direita. O cálculo do encargo é feito para todos os pontos de conexão e é facilmente verificado que quando há penalidade por ultrapassagem não há possibilidade de se verificar sobrecontratação e vice-versa.

A função de custo é dividida em três partes, a linha a esquerda da Figura 4-2 representa o caso onde $d_{im} < (1 + \gamma) x_i$. Nesse caso o valor do encargo é o MUST contratado vezes a TUST no ponto de conexão mais o custo de penalidade por subcontratação. Os valores da função de custo vão diminuindo até que a reta da esquerda atinge o ponto em que a demanda é exatamente igual a $(1 + \gamma) x_i$. Quando a demanda atinge esse valor não há penalidade. A linha da direita representa o caso em que a distribuidora contrata mais que sua demanda máxima naquele ponto de conexão ou o valor da demanda é maior que $(1 - \gamma') x_i$, sendo que este custo é avaliado no final do ano.

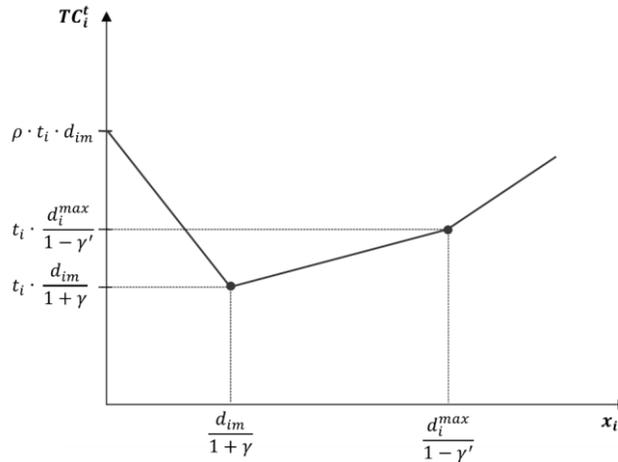


Figura 4-2 Função encargo com subcontratação (esquerda) e sobrecontratação (direita)

Com o objetivo de compreender melhor o problema vamos assumir que a demanda nos pontos de conexão seja determinística e conhecida. Nesse caso, o valor ótimo de MUST a ser contratado considerando apenas um mês deve ser igual ao valor que minimiza a função de custo TC para cada ponto de conexão. Esse valor é exatamente igual ao caso onde $d_{im} = (1 + \gamma)x_i$, ou seja, $x_i = d_{im}/(1 + \gamma)$. Mas conforme mencionado anteriormente, a distribuidora deve informar apenas um valor para o ano inteiro em cada ponto de conexão (e não um valor para cada mês) fazendo com que o valor ótimo seja aquele que minimize a função de custo ao decorrer dos doze meses do ano. Neste problema existe um conflito de interesses. Pela ótica da distribuidora o valor ótimo do MUST minimiza as multas, que não são repassadas para o consumidor, por outro lado na ótica do sistema é interessante a otimização do custo global (multa mais encargo).

4.4 Formulação do Problema Utilizando Variáveis Binárias

O problema de otimização pode ser formulado de acordo com o modelo apresentado em [7] e mostrado a seguir. A solução ótima será o valor do MUST para cada ponto de conexão que minimiza o encargo da concessionária. Esta

estratégia de solução será usada somente para resolver a otimização do MUST regido pela RN 281/99.

4.4.1 Formulação para Otimização Mensal

Este primeiro modelo considera apenas a otimização no mês de ponta do sistema da distribuidora, ou seja, estratégia de ajuste *pela ponta anual*.

Conjuntos

I – conjunto de pontos de conexão

Ω – conjunto de possíveis cenários gerados

Parâmetros

$TUST_i$: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão no ponto de conexão i;

C: Constante que possui um valor muito grande;

$Demanda_i^w$: Demanda máxima verificada no ponto de conexão i no cenário w;

p^w : Probabilidade de ocorrência do cenário w

Variáveis de Decisão

$MUST_i$: Demanda a ser contratada pela concessionária no ponto de conexão i;

P_i^w : Demanda excedente no ponto de conexão i durante o cenário w, se o valor excedente for maior que 5% do MUST;

x_i^w : variável binária igual a um se a concessionária paga multa e zero se a concessionária não paga multa ponto de conexão i para o cenário w .

Modelagem Matemática

$$\min \sum_{i \in I} (TUST_i * MUST_i) + 3 * TUST_i * \sum_{\omega \in \Omega} (P_i^\omega * p^\omega) \quad 4.3$$

$$S. a. \quad P_i^\omega \geq Demanda_i^\omega - (1 + \gamma) * MUST_i \quad \forall i \in I, \forall \omega \in \Omega \quad 4.4$$

$$P_i^\omega \geq Demanda_i^\omega - MUST_i - C * (1 - x_i^\omega) \quad \forall i \in I, \forall \omega \in \Omega \quad 4.5$$

$$P_i^\omega \leq C * x_i^\omega \quad \forall i \in I, \forall \omega \in \Omega \quad 4.6$$

$$P_i^\omega \geq 0, MUST_i \geq 0, x_i^\omega \in \{0,1\} \quad \forall i \in I, \forall \omega \in \Omega \quad 4.7$$

A função objetivo corresponde ao encargo da distribuidora no mês de ponta do sistema. As restrições 4.4, 4.5 e 4.6 garantem que a variável P_i^w seja igual a zero quando a demanda não ultrapassa o 5% do MUST, ou então seja igual a demanda menos o MUST, caso haja ultrapassagem. No primeiro caso a restrição 4.7, P_i^w deve ser maior ou igual a zero. Nesse caso, por ser um problema de minimização, a variável x_i^w será zero, fazendo com que a restrição 4.5 também seja redundante visto que C é um número grande, e as restrições 4.6 e 4.7 garantirão $P_i^w = 0$.

No segundo caso, quando a restrição 4.4 está ativa, a $Demanda_i^w - (1 + \gamma) * MUST_i > 0$. Para que a restrição (1.3) seja satisfeita, x_i^w deverá ser 1. Isso ativará a restrição 4.5. Mais uma vez, por ser um problema de minimização, P_i^w deverá ser o menor possível, desde que satisfaça 4.4 e 4.5. Portanto, o valor ótimo será $P_i^w = Demanda_i^w - MUST_i$.

O número de variáveis do sistema é $|I| + 2 * |I| * |\Omega|$ e o número de restrições estruturais é $3 * |I| * |\Omega|$. O modelo apresentado pode ser simplificado, as restrições 4.4 e 4.6 podem ser retiradas e substituídas por 4.9 como no modelo abaixo.

$$\min \sum_{i \in I} (TUST_i * MUST_i) + 3 * TUST_i * \sum_{\omega \in \Omega} (P_i^\omega * p^\omega) \quad 4.8$$

$$S.a. \quad C * x_i^\omega \geq Demanda_i^\omega - (1 + \gamma) * MUST_i \quad \forall i \in I, \forall \omega \in \Omega \quad 4.9$$

$$P_i^\omega \geq Demanda_i^\omega - MUST_i - C * (1 - x_i^\omega) \quad \forall i \in I, \forall \omega \in \Omega \quad 4.10$$

$$P_i^\omega \geq 0, MUST_i \geq 0, x_i^\omega \in \{0,1\} \quad \forall i \in I, \forall \omega \in \Omega \quad 4.11$$

Essa modificação reduz o número de restrições estruturais de $3 * |I| * |\Omega|$ para $2 * |I| * |\Omega|$ melhorando o desempenho do modelo de otimização. Essa alteração será ainda mais significativa ao se considerar a otimização anual.

4.4.2 Formulação para Otimização Anual

Neste caso serão considerados todos os meses do ano. Portanto, mais um conjunto correspondendo aos meses do ano é introduzido ao modelo. As variáveis e parâmetros são os mesmos, porém com um novo índice relativo ao mês do ano.

Conjuntos

I – conjunto de pontos de conexão

M – conjunto de meses do ano

Ω – conjunto de possíveis cenários gerados

Parâmetros

$TUST_i$: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão no ponto de conexão i ;

C : Constante que possui um valor muito grande;

$Demanda_{im}^w$: Demanda máxima verificada no ponto de conexão i o mês m para o cenário w ;

p^w : Probabilidade de ocorrência do cenário w

Variáveis de Decisão

$MUST_i$: Demanda contratada pela concessionária no ponto de conexão i ;

p_{im}^w : Demanda excedente no ponto de conexão i durante o mês m para o cenário w , se o valor excedente for maior que 5% do $MUST$;

x_{im}^w : variável binária igual a um se a concessionária paga multa e zero se a concessionária não paga multa ponto de conexão i durante o mês m para o cenário w .

Modelagem Matemática

$$\min \quad 12 * \sum_{i \in I} (TUST_i * MUST_i) + \sum_{i \in I} (3 * TUST_i * \sum_{\omega \in \Omega} \sum_{m \in M} (P_{im}^{\omega} * p^{\omega})) \quad 4.12$$

$$S. a. \quad C * x_{im}^{\omega} \geq Demanda_{im}^{\omega} - (1 + \gamma) * MUST_i \quad \forall i \in I, \forall m \in M, \forall \omega \in \Omega \quad 4.13$$

$$P_{im}^{\omega} \geq Demanda_{im}^{\omega} - MUST_i - C * (1 - x_{im}^{\omega}) \quad \forall i \in I, \forall m \in M, \forall \omega \in \Omega \quad 4.14$$

$$P_{im}^{\omega} \geq 0, MUST_i \geq 0, x_{im}^{\omega} \in \{0,1\} \quad \forall i \in I, \forall m \in M, \forall \omega \in \Omega \quad 4.15$$

As restrições funcionam da mesma forma descrita anteriormente. Esse modelo possui $|I| + 12 * 2 * |I| * |\Omega|$ variáveis e $12 * 2 * |I| * |\Omega|$ restrições estruturais.

O software de Otimização desenvolvido em C# utiliza o solver COIN-MP [11] do projeto COIN-OR para obter a solução ótima do problema. Pode-se notar que apesar das características lineares o problema apresenta um conjunto de restrições que necessitam do uso de variáveis de decisão binárias (representam a ultrapassagem ou não do percentual permitido nos valores de contratação). Modelos que utilizam essas restrições são lentos do ponto de vista computacional, principalmente se o número de cenários é muito grande.

Uma opção para resolver esse problema de otimização e contornar o problema do esforço computacional é a utilização do método apresentado em [7]. A idéia é tomar o valor esperado da função de custo apresentada na Figura 4-1 para eliminar a descontinuidade e minimizar a função resultante, ou seja, minimizar o valor esperado da função objetivo. Dado que a função resultante é convexa e não há restrições no problema (note que as restrições 4.13, 4.14, 4.15 foram incluídas apenas para linearizar o problema), o valor ótimo corresponde à raiz de sua primeira derivada. A determinação dessa raiz não é direta porque a derivada é função das densidades de probabilidade dos pontos de conexão com a rede básica, portanto utiliza-se simulação de Monte Carlo para obter essas densidades de probabilidade e, finalmente, o método da bisseção para encontrar a raiz e determinar o MUST.

4.5 Formulação do Problema com Banda Limite

Com a nova regra estabelecida pela RN 399/10 não é mais necessário a utilização das variáveis inteiras. Isto ocorre porque passa a existir uma banda de 10% que caso seja ultrapassada, a multa é cobrada apenas sobre a violação e não sobre a diferença entre o valor contratado e o valor medido. Com a

eliminação das variáveis binárias, o problema pode ser modelado apenas com a utilização da programação linear.

4.5.1 Formulação para Otimização Mensal

Este primeiro modelo considera apenas a otimização no mês de ponta do sistema da distribuidora, ou seja, estratégia de ajuste pela ponta anual. Note que essa formulação envolve um conjunto gerado de cenários de demanda, pelo que se caracteriza por um modelo de programação linear estocástica.

Conjuntos

I – conjunto de pontos de conexão

Ω – conjunto de possíveis cenários gerados

Parâmetros

$TUST_i$: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão no ponto de conexão i ;

$Demanda_i^w$: Demanda máxima verificada no ponto de conexão i no cenário w ;

p^w : Probabilidade de ocorrência do cenário w

Variáveis de Decisão

$MUST_i$: Demanda contratada pela concessionária no ponto de conexão i ;

p_i^w : Demanda excedente no ponto de conexão i durante o cenário w , se o valor excedente for maior que 10% do MUST;

Modelagem Matemática

$$\min \sum_{i \in I} (TUST_i * MUST_i) + 3 * TUST_i * \sum_{\omega \in \Omega} (P_i^\omega * p^\omega) \quad 4.16$$

$$S.t. \quad P_i^\omega \geq Demanda_i^\omega - (1 + \gamma) * MUST_i \quad \forall i \in I, \forall \omega \in \Omega \quad 4.17$$

$$P_i^\omega \geq 0 \quad \forall i \in I, \forall \omega \in \Omega \quad 4.18$$

A função objetivo corresponde ao encargo no mês de ponta do sistema. As restrições 4.17 e 4.18 garantem que a variável P_i^w seja igual a zero quando a demanda não ultrapassa os 10% do MUST, ou então seja igual a demanda menos o MUST, caso haja ultrapassagem. No primeiro caso a restrição 4.17, P_i^w deve ser maior ou igual a zero. Nesse caso, a demanda ultrapassou o limite permitido logo o encargo para distribuidora será maior. Caso o valor de demanda seja menor que o limite de ultrapassagem, a função da restrição 4.17 se torna negativa fazendo com que a restrição 4.18 atue fazendo com que o valor de P_i^w seja 0.

O número de variáveis do sistema é $|I| + 2 * |I| * |\Omega|$ e o número de restrições estruturais é $2 * |I| * |\Omega|$.

4.5.2 Formulação para Otimização Anual

Neste caso serão considerados todos os meses do ano. Portanto, mais um conjunto correspondendo aos meses do ano será introduzido ao modelo. As variáveis e parâmetros são os mesmos, porém com um novo índice relativo ao mês do ano.

A nova regra introduz um novo tipo de penalidade, a de sobre-contratação, onde o valor máximo de demanda observado em um ponto de conexão deve superar 90% do valor do MUST contratado. Caso contrário, no fim do período anual, se esta regra não for respeitada o agente deve pagar multa equivalente a 12 vezes o valor da TUST no ponto de conexão. O modelo a seguir contempla esta mudança introduzindo mais uma variável.

Conjuntos

I – conjunto de pontos de conexão

M – conjunto de meses do ano

Ω – conjunto de possíveis cenários gerados

Parâmetros

$TUST_i$: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão no ponto de conexão i ;

$Demanda_{im}^w$: Demanda máxima verificada no ponto de conexão i o mês m para o cenário w ;

$Demanda_i^w$: Demanda máxima do ano verificada no ponto de conexão para o cenário w.

p^w : Probabilidade de ocorrência do cenário w

Variáveis de Decisão

$MUST_i$: Demanda contratada pela concessionária no ponto de conexão i;

P_{im}^w : Demanda excedente no ponto de conexão i durante o mês m para o cenário w, se o valor excedente for maior que 10% do MUST;

K_i^ω : Contratação excedente no ponto de conexão i, para o cenário w, se a demanda máxima verificada no ano for menor que 90% do MUST.

Modelagem Matemática

$$\min \quad 12 * \sum_{i \in I} (TUST_i * MUST_i) + \sum_{i \in I} (3 * TUST_i * \sum_{\omega \in \Omega} \sum_{m \in M} (P_{im}^\omega * p^\omega)) + \sum_{i \in I} (12 * TUST_i * \sum_{\omega \in \Omega} (K_i^\omega p^\omega)) \quad 4.19$$

$$S. t. \quad P_{im}^\omega \geq Demanda_{im}^\omega - (1 + \gamma) * MUST_i \quad \forall i \in I, \forall m \in M, \forall \omega \in \Omega \quad 4.20$$

$$P_{im}^\omega \geq 0 \quad \forall i \in I, \forall m \in M, \forall \omega \in \Omega \quad 4.21$$

$$K_i^\omega \geq (1 - \gamma') * MUST_i - Demanda_i^\omega \quad \forall i \in I, \forall m \in M, \forall \omega \in \Omega \quad 4.22$$

$$K_i^\omega \geq 0 \quad \forall i \in I, \forall m \in M, \forall \omega \in \Omega \quad 4.23$$

As restrições funcionam da mesma forma descrita anteriormente. Esse modelo possui $|I| + 12 * |I| * |\Omega| + |I| * |\Omega|$ variáveis e $12 * 2 * |I| * |\Omega|$ restrições estruturais.

Podem-se notar as características lineares do problema (continuidade da função custo apresentado na Figura 4-2) e um conjunto de restrições que não mais necessitam do uso de variáveis de decisão binárias. Desta forma, o modelo apresenta um desempenho computacional favorável à criação de cenários aumentando desta forma o poder de análise em relação à regra anterior.

4.6 Estratégias de Contratação

Conforme dito anteriormente, o custo do contrato é repassado diretamente ao consumidor via parcela A e a distribuidora só é onerada se sofrer penalização por não cumprimento da regra. Em função desta regra, as distribuidoras acabam tendo posições conservadoras em relação à contratação do MUST. Esta atitude não impacta somente os consumidores, mas também o planejamento do sistema.

Os valores contratuais de MUST são utilizados para simular estudos de futuras expansões do sistema interligado nacional. Com os resultados das simulações, o Operador Nacional do Sistema (ONS) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) obtém informações necessárias sobre possíveis melhorias para o sistema como a construção de novas linhas de transmissão. Portanto, além dos valores mensais que a distribuidora deve pagar a mais ao contratar além de sua demanda, há também a emissão de um sinal errado para a expansão da rede de transmissão devido a esta sobrecontratação. É bem verdade que o ONS e a EPE tem conhecimento deste fato e analisam os dados das distribuidoras para verificar este viés.

As formulações matemáticas presentes neste capítulo têm como objetivo minimizar o custo global do contrato, ou seja, minimizar o pagamento das

multas e do valor contratado simultaneamente. No entanto, dada a regra específica do caso brasileiro onde o custo do CUST é repassado diretamente para a tarifa do consumidor via parcela A, sob a ótica da distribuidora bastaria apenas minimizar o valor das multas. Para isto um fator de penalidade δ é adicionado à parcela do contrato na função objetivo com valor bem pequeno para retirar o custo da contratação. Esta formulação que prioriza a minimização de multa é denominada aqui neste trabalho como a otimização do MUST sob a ótica da distribuidora.

$$\min \quad \delta * 12 * \sum_{i \in I} (TUST_i * MUST_i) + \sum_{i \in I} (3 * TUST_i * \sum_{\omega \in \Omega} \sum_{m \in M} (P_{im}^\omega * p^\omega)) + \sum_{i \in I} (12 * TUST_i * \sum_{\omega \in \Omega} (K_i^\omega p^\omega)) \quad 4.24$$

$$S. t. \quad P_{im}^\omega \geq Demanda_{im}^\omega - (1 + \gamma) * MUST_i \quad \forall i \in I, \forall m \in M, \forall \omega \in \Omega \quad 4.25$$

$$P_{im}^\omega \geq 0 \quad \forall i \in I, \forall m \in M, \forall \omega \in \Omega \quad 4.26$$

$$K_i^\omega \geq 0,9 * MUST_i - Demanda_i^\omega \quad \forall i \in I, \forall m \in M, \forall \omega \in \Omega \quad 4.27$$

$$K_i^\omega \geq 0 \quad \forall i \in I, \forall m \in M, \forall \omega \in \Omega \quad 4.28$$

4.7 Conclusão

Neste capítulo foram apresentadas as formulações para minimizar o custo global de contratação do MUST sob a ótica do consumidor e da distribuidora considerando as duas regras impostas pela ANEEL, ou seja, a da REN 281/99 e da REN 399/10. A partir destas formulações, no capítulo seguinte serão apresentados os resultados práticos obtidos com os dados da LIGHT Serviços de Eletricidade SA.

5 ESTUDO DE CASO

5.1 Introdução

Neste capítulo será apresentada uma aplicação da metodologia proposta nos capítulos anteriores com as suas variações tanto na regra como na estratégia para a definição do MUST. Este caso exemplo foi factível graças a um P&D realizado entre a UNIFEI e a Light Serviços de Eletricidade SA.

A Light apresenta oito pontos de conexão com a rede básica:

- Brisamar
- Santa Cruz
- Grajaú
- Cachoeira Paulista
- São José
- Adrianópolis; e
- Nilo Peçanha

A tomada de decisão em relação ao nível ótimo de contratação nas empresas de distribuição tem sido feita de forma empírica observando os fluxos históricos nas interligações. A variação dos fluxos depende da demanda dos consumidores livres e cativos, do despacho das usinas hidráulicas e térmicas, dos fluxos para a AMPLA e CFLCL, e das configurações da rede básica e da LIGHT. Para definição do montante a ser contratado em cada ponto de conexão são simulados alguns casos de fluxo de potencia considerando a entrada e saída de geradores, aumento de carga, entre outros. Por fim os valores considerados para decisão do montante a ser contratado podem ser alterados de acordo com o sentimento do profissional da área baseado em sua experiência. Esse procedimento é impreciso e se

encontra na maioria das vezes distante da condição ótima, podendo gerar riscos financeiros para a empresa tanto na forma de penalidade por ultrapassagem ou sobre-contratação como também custos mais elevados para o consumidor devido a postura conservadora da empresa.

A estratégia a ser adotada para resolver o problema de contratação ótima passa por dois pontos de vista:

- O primeiro ponto de vista é o da empresa que tem como principal objetivo minimizar a multa, ou seja, um contrato que fique entre os limites de ultrapassagem e sobre-contratação (ótica da distribuidora).
- O outro ponto de vista deve ser neutro e seu objetivo é minimizar o custo financeiro global, ou seja, valor do contrato mais penalidades (ótica do consumidor).

5.2 Configuração do Sistema

A demanda de um ponto de conexão com a rede básica varia todo instante por uma série de razões como:

- Aumento ou diminuição da carga nas subestações;
- Despacho dos geradores;
- Alteração da configuração da rede como a saída forçada ou programada de linhas de transmissão.

Neste trabalho, foram analisados os dados dos despachos de geração fornecidos pela LIGHT. Apesar dos despachos dos geradores alterarem a demanda dos pontos de conexão sua relevância é pequena pois tem um regime bastante previsível. Em razão disto foram consideradas como variáveis aleatórias apenas as cargas da subestações que conectam a rede de 138 kV da LIGHT. Os

despachos dos geradores foram fixados e a configuração da rede da LIGHT foi considerada constante.

A mudança na configuração do sistema devido a saída programa ou forçada de componentes da rede pode ser incluída no processo aqui desenvolvido visto que em cada iteração é utilizado o programa de fluxo de potência que é função da configuração da rede. No entanto, neste trabalho foi utilizado apenas um caso base de configuração de rede e de capacidade de geração.

A Figura 5-1 apresenta uma pequena representação do sistema que foi analisado. O bloco da esquerda representa as linhas de transmissão com tensão maior ou igual a 230kV pertencente à rede básica. O bloco a direita representa as linhas de transmissão com tensão menor que 230 kV, que pertencem à LIGHT, os círculos em vermelho representam os pontos de conexão de interesse. As linhas que interligam os blocos são os transformadores de fronteira que abaixam a tensão da rede básica para 138 kV em todos os pontos de conexão.

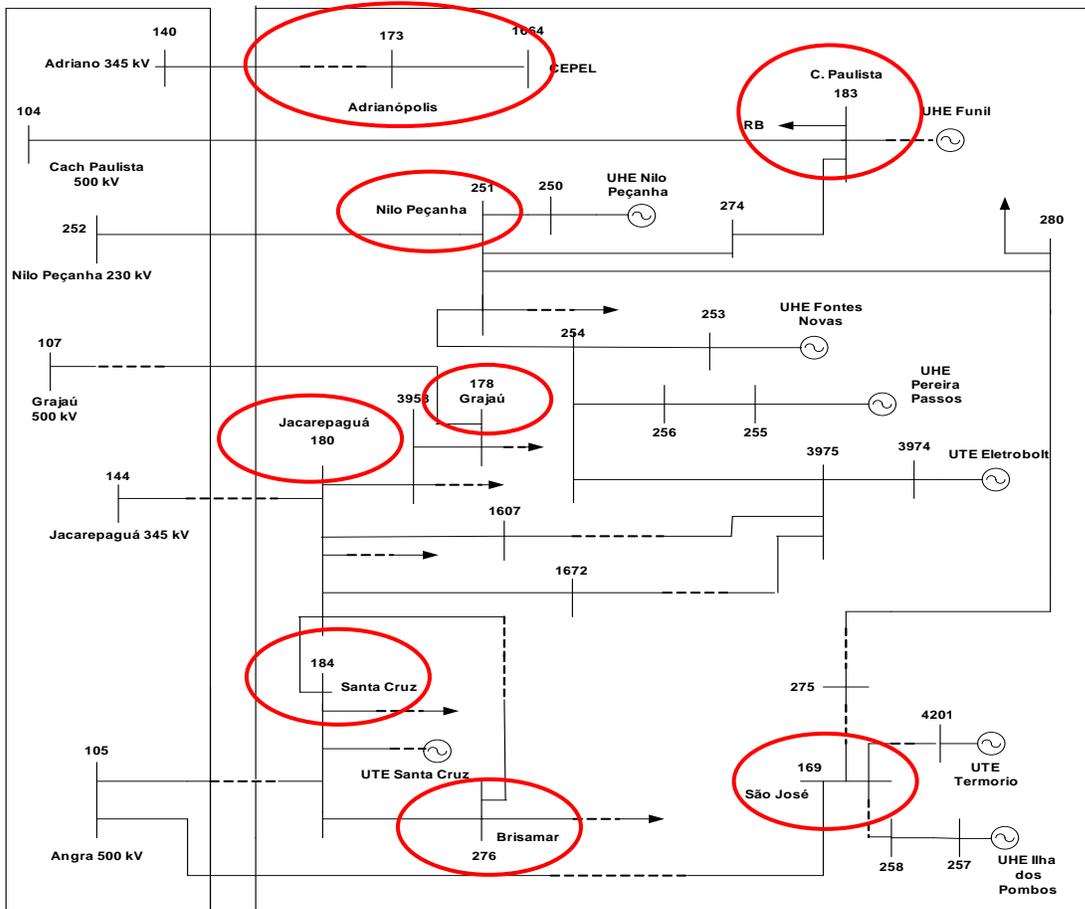


Figura 5-1 Representação simplificada das Conexões da LIGHT com a Rede Básica

Nos capítulos anteriores foi apresentada uma metodologia fundamentada em ferramentas de otimização para determinação do MUST dos pontos de conexão. No caso de redes de sub-transmissão muito malhadas, o comportamento histórico do fluxo nas conexões com a rede básica pode variar consideravelmente. Neste trabalho, ao invés de se considerar os fluxos históricos nas interligações, são considerados os dados de demanda máxima verificada para cada mês do período de estudo nas 84 subestações de distribuição de 138 kV para tensões mais baixas, normalmente 13,8 a 34,5 kV.

5.3 Análise dos Dados

5.3.1 Dados de Demanda Máxima Mensal das SE's

A LIGHT forneceu os dados de demanda referentes às demandas máximas das subestações em cada hora do dia, para cada dia do mês e do ano, para o período de janeiro de 2005 a dezembro de 2009. As análises estatísticas foram feitas para estes anos para verificar as correlações entre as cargas. Verificou-se que as variações foram poucas na definição dos grupos correlacionados o que fez com que se utilizasse apenas os dados de 2009. A Tabela 2 ilustra a maneira como os dados foram disponibilizados pela LIGHT, esses dados são referentes ao mês de abril de 2005 para a subestação de Água Grande.

Tabela 2 - Dados de Demanda Máxima Horária para o mês de Abril de 2005

Demanda da ETDAGR13KV															
Período:															
01/04/2005 01:00															
01/05/2005 00:00															
DATA/HORA	TR1			TR2			TR3			SE					
	MWh	MVArh	MVA	IMF	MWh	MVArh	MVA	IMF	MWh	MVArh	MVA	IMF	MWh	MVArh	MVA
04/04/2005 00:00	15,1	6,8	16,5	16,0	6,4	17,3	15,1	6,6	16,5	46,2	19,8	50,3			
03/04/2005 23:00	15,1	6,5	16,4	16,0	6,3	17,2	14,6	6,3	15,9	45,7	19,2	49,5			
05/04/2005 00:00	15,1	6,8	16,5	15,4	6,3	16,7	14,2	6,4	15,6	44,7	19,4	48,8			
04/04/2005 23:00	14,7	6,5	16,1	15,3	6,1	16,5	14,6	6,4	15,9	44,5	19,1	48,4			
04/04/2005 01:00	14,8	6,8	16,2	15,4	6,3	16,6	13,9	6,4	15,3	44,0	19,5	48,1			
11/04/2005 23:00	14,6	6,4	15,9	15,3	6,0	16,5	14,0	6,1	15,3	43,9	18,6	47,7			
...

A maior ocorrência de ponta do sistema da LIGHT para os dias úteis do ano de 2009 é no horário das 21h00 de acordo com os dados fornecidos. Para o horário fora de ponta foi utilizado o horário das 15h00. É importante salientar que no caso da distribuidora LIGHT, no período da carga média a demanda é superior a da ponta.

5.3.2 Dados de Geração Horária dos Geradores LIGHT

A LIGHT possui 2 usinas elevatórias, Vigário e Santa Cecília e 5 usinas geradoras.

- Usina Hidrelétrica Fontes Nova – 132 MW
- Usina Hidrelétrica Nilo Peçanha – 380 MW
- Usina Hidrelétrica Ilha dos Pombos – 183 MW
- Usina Hidrelétrica Santa Branca – 58 MW

Os dados de geração foram fornecidos para cada hora, dia, mês e ano de 2000 até 2008, conforme apresentado na Tabela 3.

Tabela 3 Dados de Despacho Horário dos Geradores da LIGHT

Demanda da ETDAGR13KV															
Período:															
01/04/2005 01:00															
01/05/2005 00:00															
DATA/HORA	TR1			TR2			TR3			SE					
	MWh	MVArh	MVA	IMF	MWh	MVArh	MVA	IMF	MWh	MVArh	MVA	IMF	MWh	MVArh	MVA
04/04/2005 00:00	15,1	6,8	16,5	IMF	16,0	6,4	17,3	IMF	15,1	6,6	16,5	IMF	46,2	19,8	50,3
03/04/2005 23:00	15,1	6,5	16,4	IMF	16,0	6,3	17,2	IMF	14,6	6,3	15,9	IMF	45,7	19,2	49,5
05/04/2005 00:00	15,1	6,8	16,5	IMF	15,4	6,3	16,7	IMF	14,2	6,4	15,6	IMF	44,7	19,4	48,8
04/04/2005 23:00	14,7	6,5	16,1	IMF	15,3	6,1	16,5	IMF	14,6	6,4	15,9	IMF	44,5	19,1	48,4
04/04/2005 01:00	14,8	6,8	16,2	IMF	15,4	6,3	16,6	IMF	13,9	6,4	15,3	IMF	44,0	19,5	48,1
11/04/2005 23:00	14,6	6,4	15,9	IMF	15,3	6,0	16,5	IMF	14,0	6,1	15,3	IMF	43,9	18,6	47,7
...

O gráfico da Figura 5-2 mostra o despacho das usinas da LIGHT no horário de ponta para o ano de 2008 em ordem crescente. Observa-se que a geração de Fontes Pereira Passos e Santa Branca são praticamente constantes ao longo do ano. A partir desta observação optou-se por manter a geração das unidades geradoras constante.

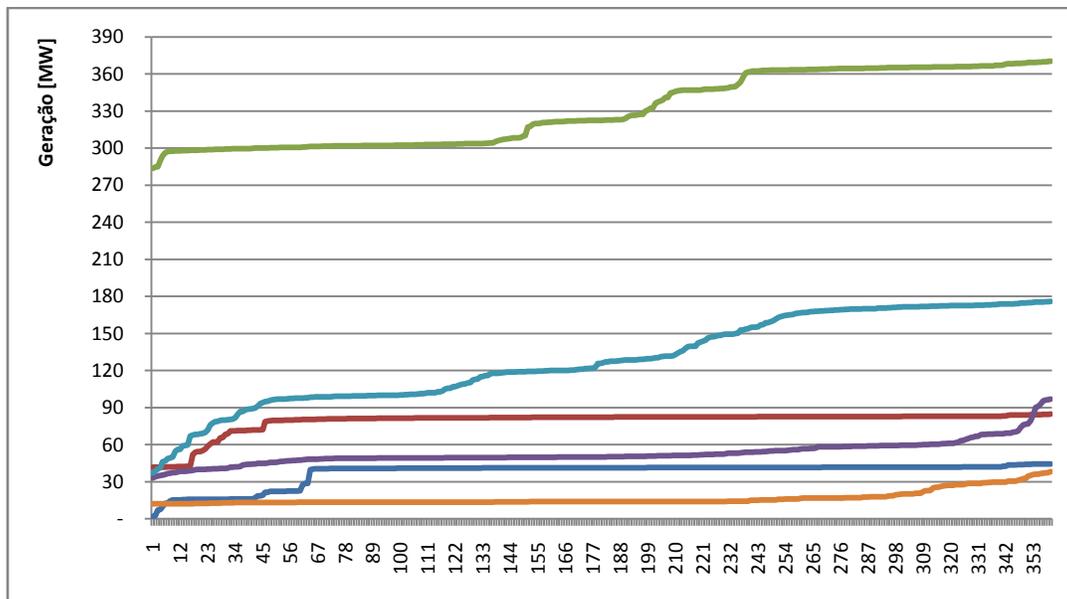


Figura 5-2 Despacho dos Geradores na Ponta do Sistema

Existem outras usinas, que não são da concessão da LIGHT, cujo despacho influencia a contratação do MUST. O despacho das usinas que podem alterar os valores do MUST são:

- Usina Termelétrica de Temorio
- Usina Termoelétrica Eletrobolt
- Usina Termoelétrica Santa Cruz
- Usina Termelétrica da CSN
- Usina Termelétrica Macaé Merchant
- Usina Termelétrica Norte Fluminense
- Usina Hidrelétrica Funil
- Usina Nuclear de Angra 1
- Usina Nuclear de Angra 2

Estas usinas são despachadas centralizadamente pelo ONS. Quando as alterações nos fluxos das interligações são provenientes de alterações no despacho base destas usinas, a distribuidora não é penalizada e por isso estas variações nestes despachos não foram consideradas neste trabalho.

5.3.3 Problemas Encontrados nos Dados Fornecidos

A maior parte dos problemas encontrados nos dados fornecidos pela empresa é referente aos dados de demanda horária. A Tabela 4 ilustra um exemplo de erro de leitura para a SE de Santíssimo no mês de dezembro de 2007. Os dados referentes a 2009 também apresentavam problemas semelhantes. Como estes valores servem de entrada para análise de agrupamento das SE's leituras problemáticas devem ser retiradas do conjunto de dados. Além desse tipo de problema, várias leituras apresentavam valores iguais a zero (incoerentes com a realidade da carga), dessa maneira esses dados também foram retirados da análise.

Tabela 4 Dados de Demanda da SE Santíssimo – Dezembro de 2007

Demanda da ETDSTS25KV												
Período:												
12/1/2007 1:00												
1/1/2008 0:00												
DATA/HORA	MWh	TR1			TR2			SE				
		MVArh	MVA	TIMA	MWh	MVArh	MVA	TIMA	MWh	MVArh	MVA	TIMA
12/27/2007 10:00	18.9	155472.5	155472.5	S	24.1	129934.4	129934.4	S	43.0	285406.9	285406.9	S
12/27/2007 9:00	19.0	79637.2	79637.2	S	23.9	64257.8	64257.8	S	42.9	143895.0	143895.0	S
12/27/2007 11:00	20.9	40450.7	40450.7	S	20.4	33947.7	33947.8	S	41.3	74398.5	74398.5	S
12/27/2007 0:00	23.7	-35204.0	35204.0	S	32.2	-27506.4	27506.4	S	55.9	-62710.3	62710.4	S
12/27/2007 2:00	22.7	-34355.8	34355.8	S	29.6	-27458.0	27458.0	S	52.3	-61813.7	61813.8	S
12/27/2007 1:00	22.6	-32652.6	32652.6	S	31.6	-27978.2	27978.2	S	54.2	-60630.8	60630.8	S
12/26/2007 23:00	23.6	-29259.7	29259.7	S	34.7	-28970.3	28970.3	S	58.3	-58230.0	58230.1	S

Outro ponto a ser destacado é que várias subestações não apresentam leituras em determinadas datas. Devido a esse problema o conjunto de dados a ser utilizado é bem menor do que poderia ser. Por exemplo para os dias úteis do ano de 2009 (255 dias) no horário das 19h00 nenhum dia apresentou leitura de todas as subestações, dessa maneira algumas subestações tiveram que ser descartadas na etapa do agrupamento posteriormente foram introduzidas aos grupos para o cálculo do MUST.

5.4 Simulações de Fluxo de Potência

O cálculo do fluxo de potência foi feito com base nos casos do relatório de Planejamento de Ampliação e Reforços (PAR) do ONS de Abril a Setembro de 2008 para configuração de carga pesada. Para cada cenário, a demanda de cada subestação da LIGHT foi substituída por um novo valor gerado pela simulação de Monte Carlo. As demandas das supridas, AMPLA e CFLCL, são mantidas constantes. A demanda da LIGHT em cada ponto de conexão com a rede básica é determinada através da soma dos fluxos de potência em linhas específicas que são identificadas a seguir. Os valores de demanda nos pontos de conexão com rede básica são armazenados para cada cenário e são utilizados posteriormente para cálculo do montante ótimo de contratação.

A demanda nos pontos de conexão de Santa Cruz e Brisamar é representada pelos fluxos nas linhas em laranja e verde, respectivamente, mostradas na Figura 5-3.

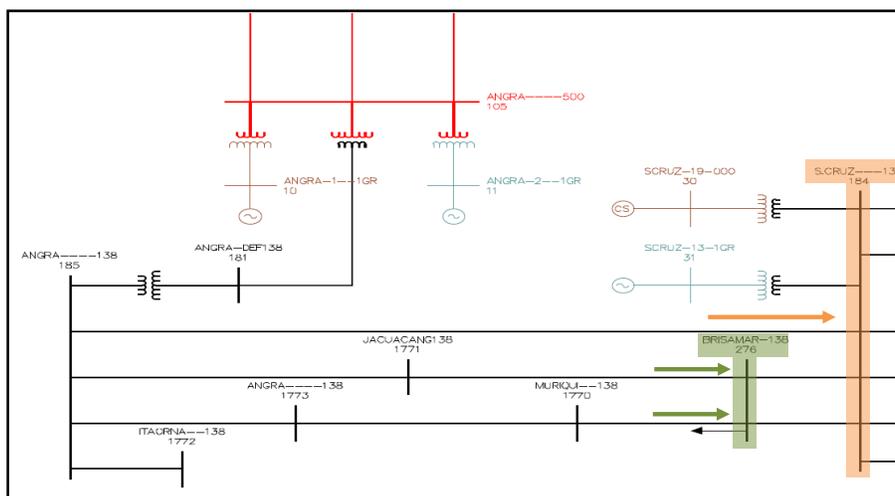


Figura 5-3 Demanda nos Pontos de Conexão Santa Cruz e Brisamar

Na Figura 5-4 as linhas em laranja mostram a demanda da LIGHT em Jacarepaguá e em verde a demanda em Adriano. Como a LIGHT contrata em

Adriano apenas para atender o CEPEL, a demanda será apenas o fluxo que vai para este consumidor.

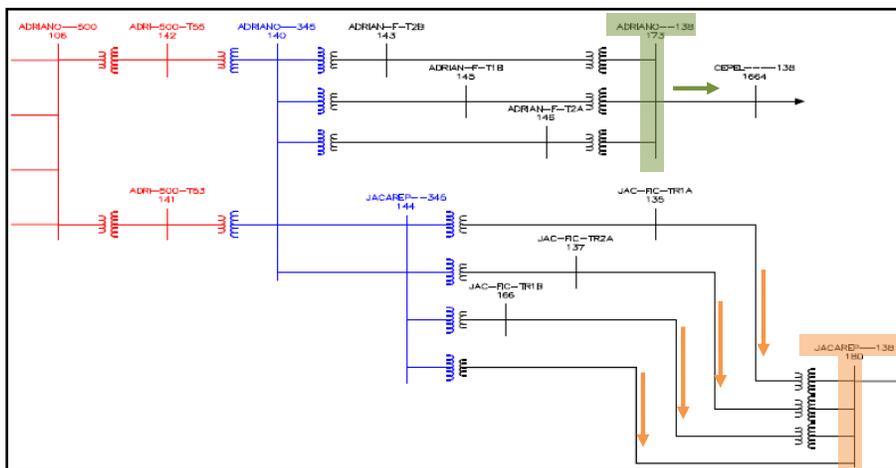


Figura 5-4 Demanda nos Pontos de Conexão Jacarepaguá e Adriano

Em Grajaú o fluxo no transformador é utilizado para cálculo da demanda mostrado em verde na Figura 5-5.

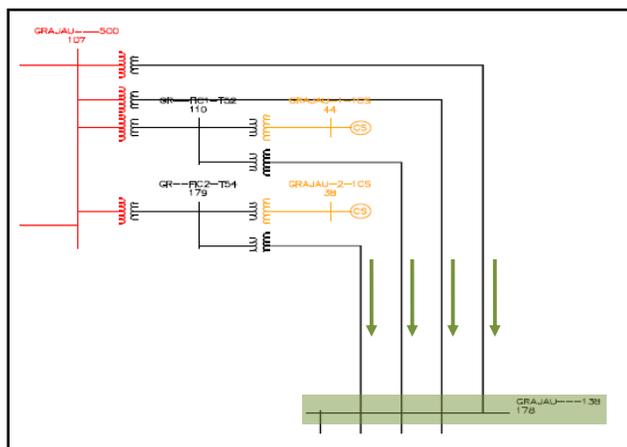


Figura 5-5 Demanda no Ponto de Conexão Grajaú

O mesmo acontece com Cachoeira Paulista e Nilo Peçanha como mostradas nas Figuras 5-6 e 5-7 respectivamente.

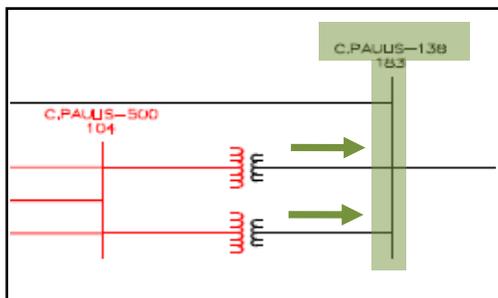


Figura 5-6 Demanda no Ponto de Conexão Cachoeira Paulista

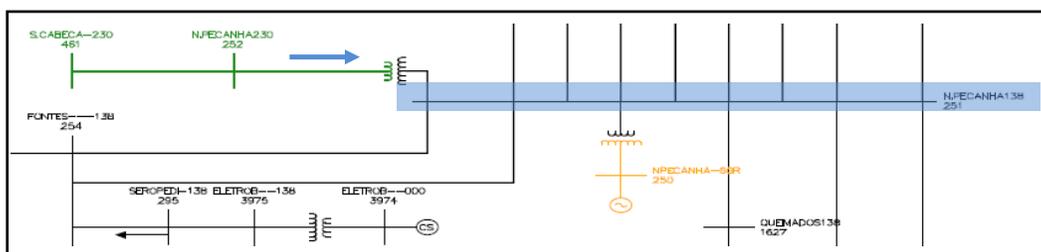


Figura 5-7 Demanda no Ponto de Conexão Nilo Peçanha

No ponto conexão São José, por ser compartilhado com a AMPLA, foi considerada a soma do fluxo que chega nos transformados de fronteira, menos o fluxo nas linhas de atendimento à carga da AMPLA como mostrado em azul na Figura 5-8.

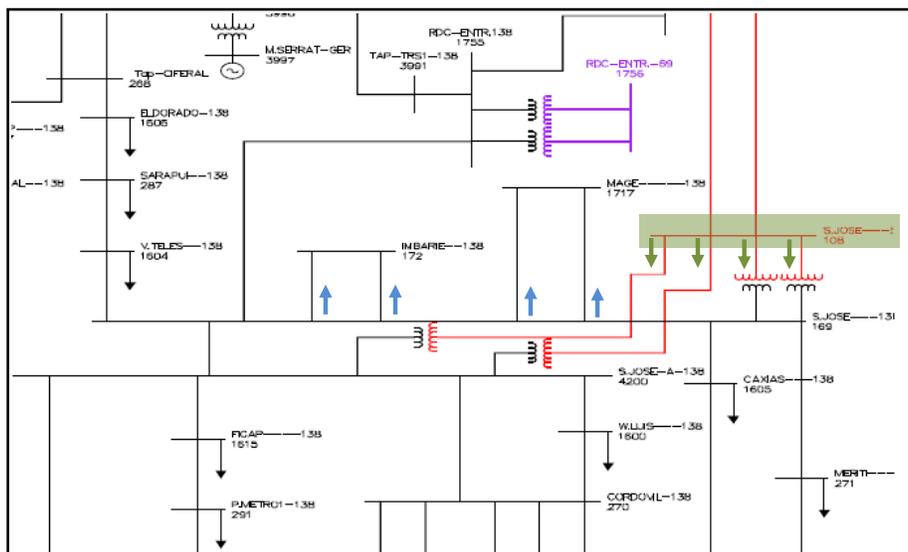


Figura 5-8 Demanda no Ponto de Conexão São José

5.5 Resultados do Agrupamento das Subestações

Os dados de demanda horária das subestações foram utilizados para a definição dos grupos que apresentam semelhança no comportamento da carga. Como dito anteriormente estes dados apresentavam uma série de problemas, com isso o processo de agrupamento teve que ser dividido em três etapas.

A primeira etapa consistia na definição do horário e dias a serem utilizados para a comparação do comportamento da carga das subestações. Para simulação foram utilizados os dias uteis do ano no horário das 19h00. Em seguida, percebeu-se que não havia como comparar todos os 255 dias do ano devido a problemas nos dados. Com isso algumas subestações tiveram que ser retiradas para que fosse possível o agrupamento dos dados.

Na segunda etapa as subestações foram agrupadas através do algoritmo de agrupamento “Ward”, e como medida de similaridade, foi utilizada a correlação entre os dados. Por fim, as subestações eliminadas na primeira parte do processo foram incorporadas aos grupos, onde a localização geográfica apresentasse maior semelhança.

Os resultados são apresentados nas Figuras 5-9 a 5-13 sendo que na Tabela 5 são listadas as subestações que formam cada grupo. No gráfico, o eixo y representa a demanda real de cada subestação e o eixo x representa o número de dias de 2009 utilizados na comparação. Apenas os dias úteis foram utilizados para a comparação do comportamento da carga nas subestações.

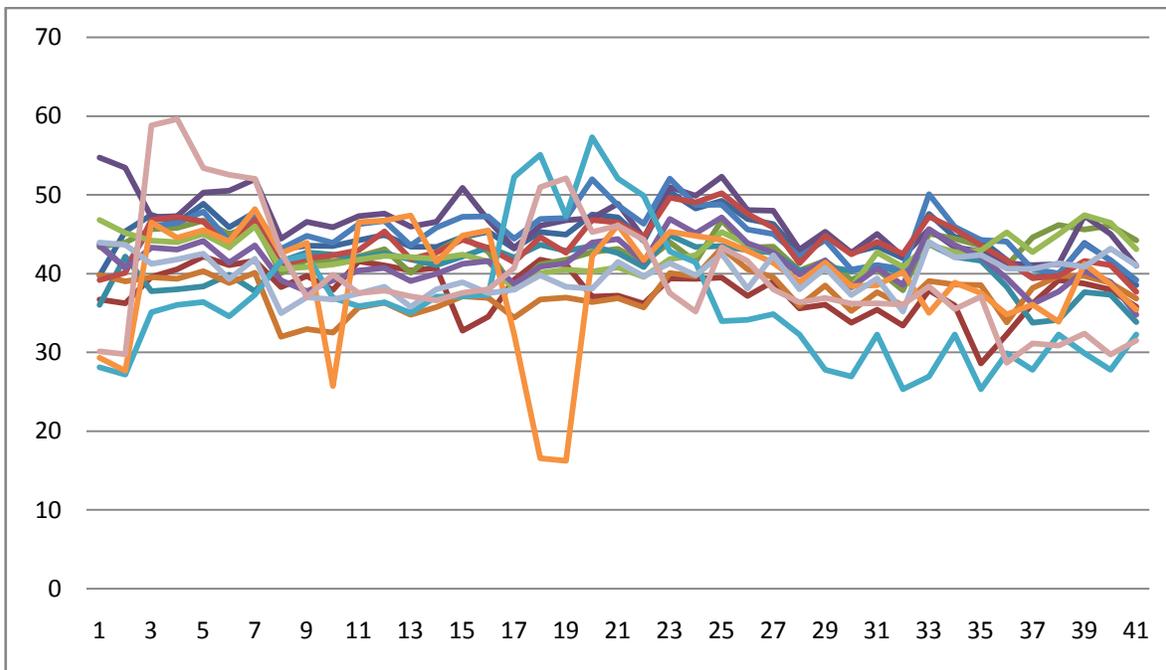


Figura 5-9 Demanda Real das Subestações do Grupo 1 no Dia Analisado

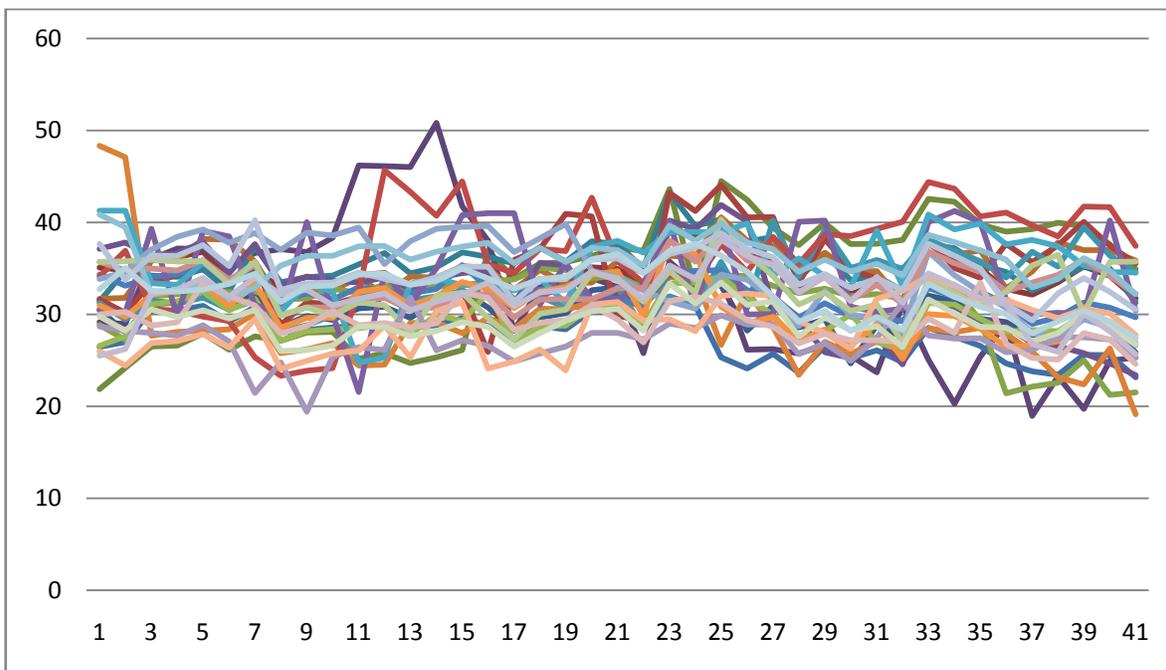


Figura 5-10 Demanda Real das Subestações do Grupo 2 no Dia Analisado

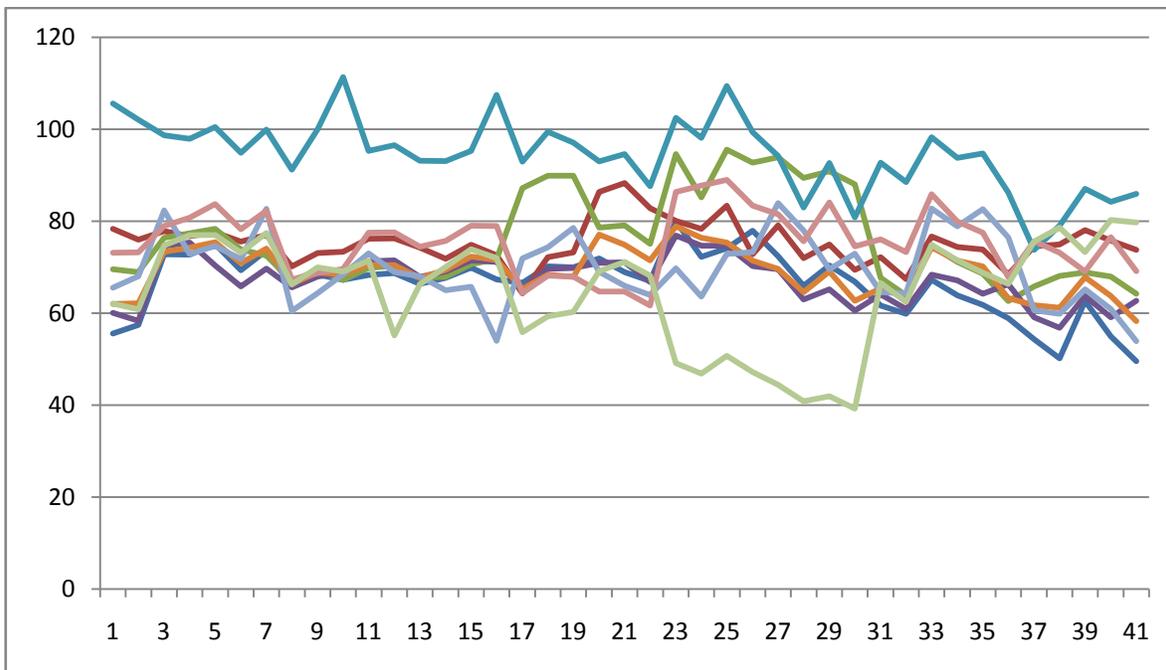


Figura 5-11 Demanda Real das Subestações do Grupo 3 no Dia Analisado

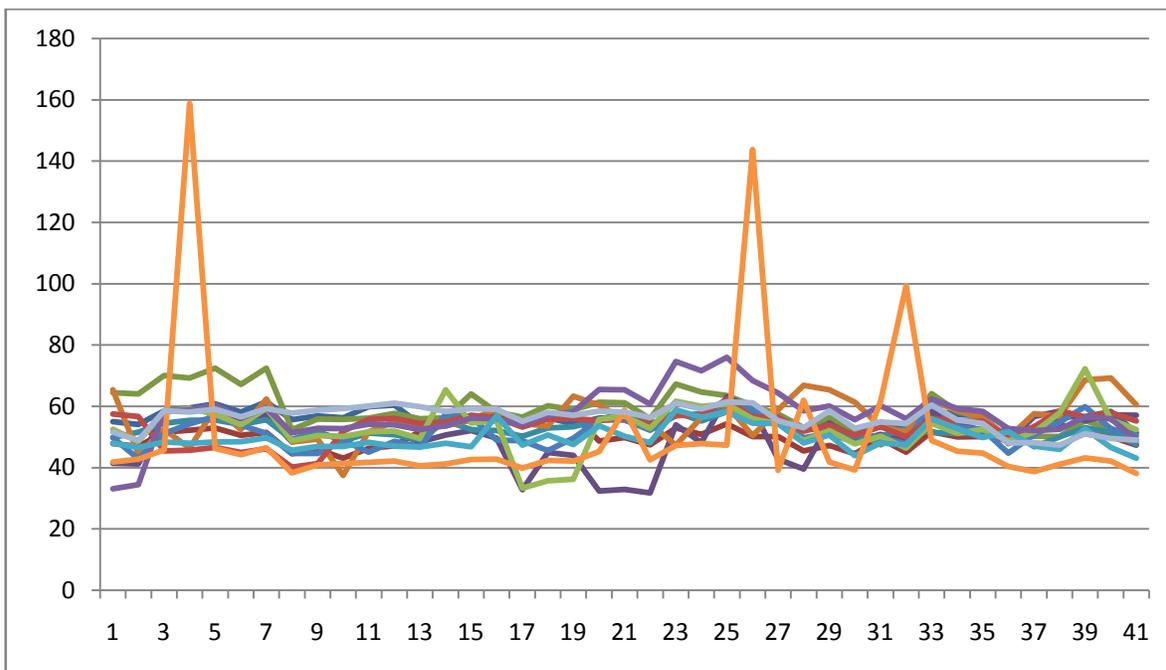


Figura 5-12 Demanda Real das Subestações do Grupo 4 no Dia Analisado

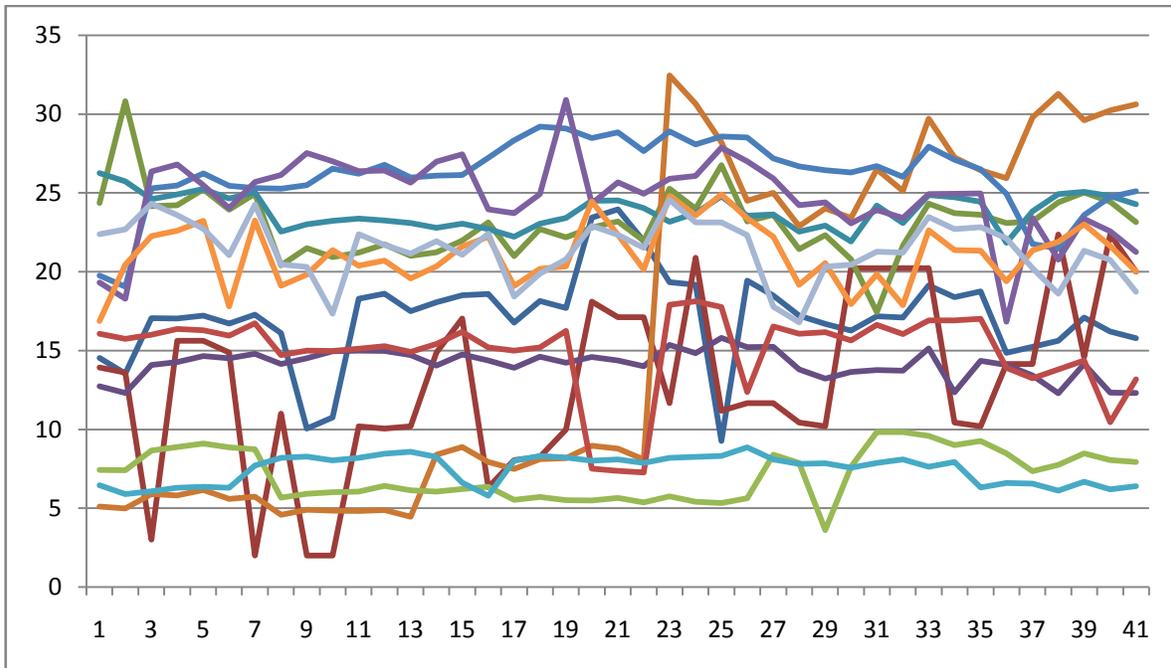


Figura 5-13 Demanda Real das Subestações do Grupo 5 no Dia Analisado

O resultado foi utilizado na seqüência para o cálculo dos cenários de fluxo de potência da rede Light que resultam nos cenários de demanda dos pontos de conexão.

Tabela 5 Elementos dos Grupos

Grupos				
1	2	3	4	5
Ari Franco	Água Grande	Areia Branca	Alvorada	Brisamar/25
Aldeia Campista	Boca do Mato	Barra	Baependi	Fundão
Botafogo	Brás de Pina	Cascadura	Camará	Humaitá
Cachambi	Cachamorra	Caxias	Camerino (3+4+5)	Inmetro
Cosmos	Colégio	Esperança	Curicica	Leme
Copacabana	Campo Marte	Mena Barreto	Frei Caneca (1+2+3+5+6)	Mackenzie
Comendador Soares	Coelho da Rocha	Mato Alto	Jaboatão	Retiro
Guadalupe	Democráticos	Nova Iguaçu	Posto Seis	São Conrado
Jardim Botânico	Fontineli	Santo Antônio (2+4+5)	Rio Comprido	Saudade/25
Padre Miguel	Guanabara	-	Rosali	Santa Clara
Rocha Freire/25	Governador	-	Sarapuí	Vigário/25
Santíssimo/25	Itapeba	-	Taquara	Washington Luiz
Triagem	Leopoldo	-	Volta Redonda	Zona Industrial
Três Rios	Meriti	-	-	-
-	Maturacá	-	-	-
-	Piedade	-	-	-
-	Porta D'Água	-	-	-
-	Pedro Ernesto	-	-	-
-	Pavuna	-	-	-
-	Ramos	-	-	-
-	Santa Luzia	-	-	-
-	Samaritano	-	-	-
-	Terra Nova	-	-	-
-	Trovão	-	-	-
-	Turiaçu	-	-	-
-	Uruguai	-	-	-
-	Vigário Geral	-	-	-
-	Vilar dos Teles	-	-	-
-	Vila Valqueire	-	-	-

5.6 Resultados Obtidos com a Otimização do MUST

Após a definição dos cenários de demanda nos pontos de conexão é possível utilizar os modelos desenvolvidos para a otimização do MUST. Primeiramente é apresentada uma comparação dos resultados obtidos com a utilização do modelo que representa a regra anterior (REN 281/99) e do modelo que representa a regra

atual (REN 399/2010). Em seguida são comparados os resultados quando o objetivo é a minimização da multa (visão da distribuidora) e quando o objetivo é a minimização do custo global dos encargos (visão do consumidor).

5.6.1 Comparação dos Resultados para Diferentes Regras

Nesta simulação a função objetivo priorizava a minimização da multa, ou seja, otimizou os contratos de acordo com o interesse da distribuidora. A Tabela 6 apresenta os resultados do contrato de MUST regido pela regra estabelecida na REN 281/99.

Tabela 6 Resultados do Modelo com Regra Anterior

Pontos de Conexão	MUST[MW]	Tarifa [R\$/KW.mês]	Contrato [R\$ 1000]
SAO JOSE	1622,12	3,443	67.019,37
ADRIANO	1,5	3,973	71,51
GRAJAU	1876,65	3,667	82.579,91
JACAREPAGUA	953,46	3,658	41.853,14
CACHOEIRA PAULISTA	286,83	3,57	12.287,63
STA CRUZ	79,36	4,272	4.068,23
NILO PECANHA	134,77	3,958	6.400,94
BRISAMAR	131,13	4,237	6.667,06

A Tabela 7 apresenta os resultados obtidos pelo modelo regido pela regra estabelecida na REN 399/2010. Lembrando que a função objetivo estava de acordo com o interesse da distribuidora, que visa o não pagamento de multa.

Tabela 7 Resultados do Modelo com Regra Anual

Pontos de Conexão	MUST[MW]	Tarifa [R\$/KW.mês]	Contrato [R\$ 1000]
SAO JOSE	1541,82	3,443	63.701,85
ADRIANO	1,5	3,973	71,51
GRAJAU	1763,55	3,667	77.603,30
JACAREPAGUA	843,63	3,658	37.032,01
CACHOEIRA PAULISTA	271,69	3,57	11.639,03
STA CRUZ	75,01	4,272	3.845,24
NILO PECANHA	114,05	3,958	5.416,81
BRISAMAR	122,28	4,237	6.217,43

A Figura 5-14 apresenta a comparação dos resultados de MUST nos principais pontos de conexão da distribuidora LIGHT. Pode-se observar que com a nova regra a distribuidora tem uma atitude menos conservadora na contratação. Isso acontece porque na regra atual além de se ter uma tolerância maior na ultrapassagem do montante contratado há o risco de multa por sobre-contratação.

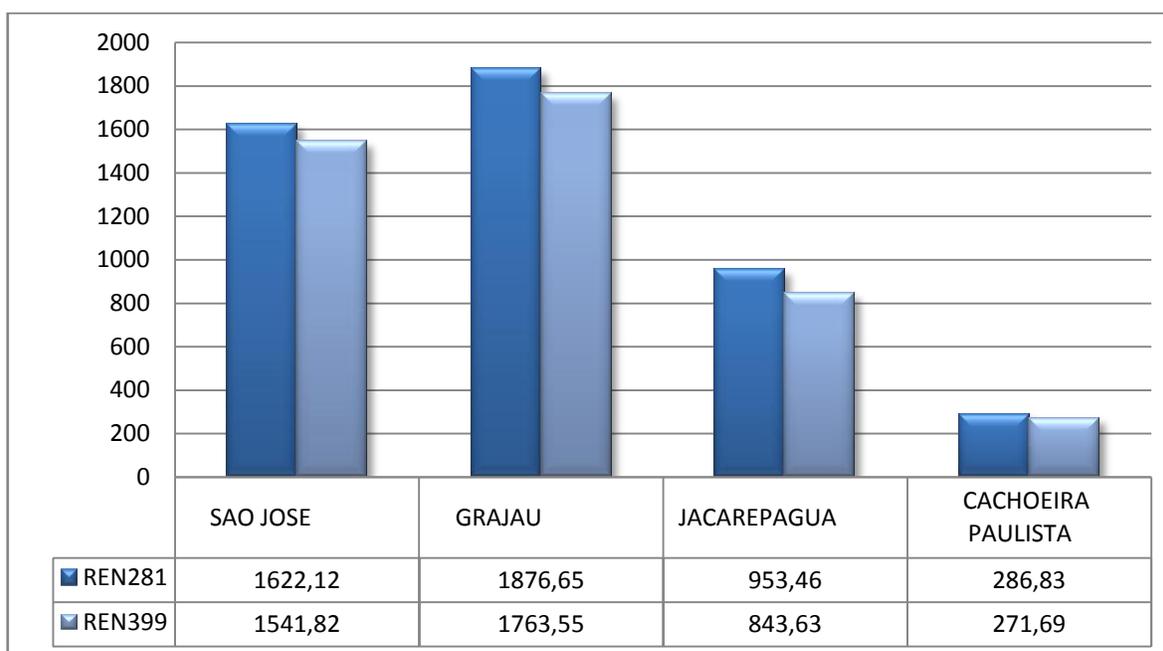


Figura 5-14 Comparação dos Resultados do MUST nos Principais Pontos de Conexão

5.6.2 Comparação dos Resultados com Interesses Distintos

O problema apresenta dois pontos de vista, o da distribuidora que busca o não pagamento de multa e do consumidor que prefere a otimização do custo global dos encargos. Para esta simulação foram utilizados os modelos de minimização de multa e o de minimização do custo global ambos regidos pela regra estabelecida pela REN 399/2010.

Na Tabela 7 estão os resultados de MUST obtidos com a minimização do custo da penalização e na Tabela 8 estão os custos de Contrato e Multa calculados pelo modelo.

Tabela 8 Valor do Contrato e Valor da Multa (Minimização da Multa)

Valor Contrato	R\$ 205.527,20	[1000]
Multa	R\$ 15,01	[1000]

Na Tabela 9 estão os resultados de MUST obtidos com a minimização do custo global e na Tabela 10 estão os custos de Contrato e Multa calculados pelo modelo.

Tabela 9 Resultado do Modelo de Minimização do custo Global

Pontos de Conexão	MUST[MW]	Tarifa [R\$/KW.mês]	Contrato [R\$ 1000]
SAO JOSE	1211,54	3,443	50.055,80
ADRIANO	1,5	3,973	71,51
GRAJAU	1320,83	3,667	58.121,91
JACAREPAGUA	596,65	3,658	26.190,53
CACHOEIRA PAULISTA	219,03	3,57	9.383,42
STA CRUZ	57,16	4,272	2.930,32
NILO PECANHA	73,55	3,958	3.493,18
BRISAMAR	89,74	4,237	4.562,57

Tabela 10 Valor do Contrato e Valor da Multa (Minimização do Encargo)

Valor Contrato	R\$ 154.809,30	[1000]
Multa	R\$ 28.785,08	[1000]

A Figura 5-15 faz uma comparação entre os valores de MUST obtidos pelos modelos. Observa-se uma diferença considerável nos montantes contratados.

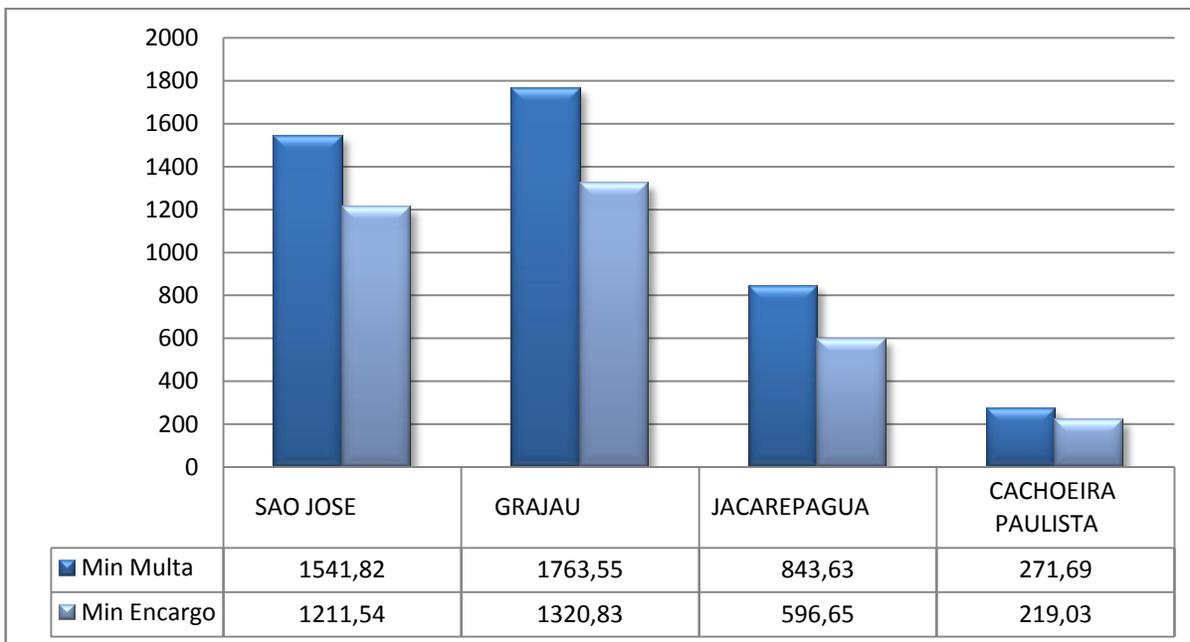


Figura 5-15 Comparação do Resultado dos Modelos com Interesses Distintos

Apesar da grande diferença dos resultados de MUST nos pontos de conexão pode-se observar na Figura 5-16 que o encargo é menor no modelo de otimização do custo global mesmo com o pagamento de elevadas multas.

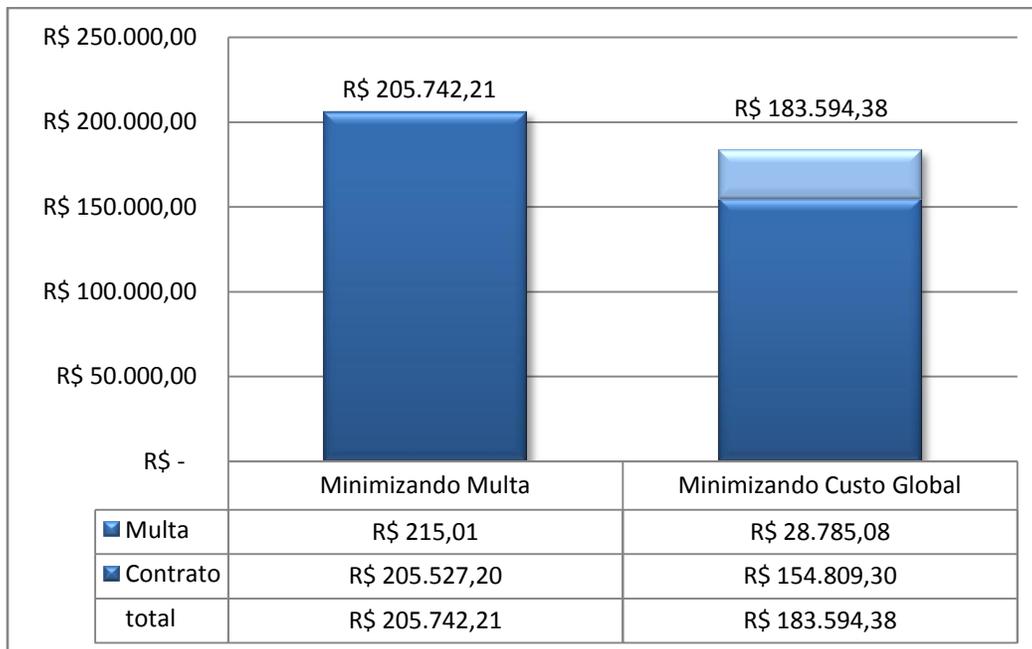


Figura 5-16 Comparação do Custo do Encargo Resultante dos Modelos

5.7 Conclusão

A partir dos resultados obtidos através da simulação de várias estratégias de contratação, foi possível observar que há uma mudança significativa no montante do MUST. Comparando o efeito da mudança da regra imposta pela ANEEL através da REN 399/10, verifica-se que a variação não foi significativa, ao passo que a mudança de estratégia na contratação entre as óticas do consumidor e distribuidora provoca variação bastante significativa.

6 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma metodologia para otimizar a contratação do uso do sistema de transmissão pelas distribuidoras de energia elétrica através da definição do MUST. A idéia básica é avaliar e modelar as incertezas dos vários fatores que influenciam fluxo nas conexões com a rede básica. Neste trabalho, observou-se que o fator mais decisivo é a variação da carga representada nos pontos de abaixamento da rede de 138 kV com as redes de 13,8 a 34,5 kV. Os outros fatores não foram modelados e deixados para trabalhos futuros.

A partir do modelo estocástico das cargas, foi possível através de um fluxo de potência linear refletir estas características para os pontos de conexão com a rede básica utilizando a configuração base da rede de 138 kV que neste estudo em particular foi utilizada a rede da Light Serviços de Eletricidade SA. A otimização dos contratos do MUST foi então obtida utilizando um conjunto de estratégias identificadas na função objetivo e nas restrições do modelo. Uma análise das duas regras de contratação definidas pela ANEEL foi feita para efeito de comparação.

Foi possível mostrar através deste trabalho que o método heurístico que as empresas vêm utilizando pode ser melhorado a partir das informações obtidas com o modelo proposto. Uma constatação importante foi de que a forma como o modelo do setor elétrico brasileiro foi concebido principalmente no que tange às relações entre o segmento da transmissão e de distribuição apresenta falha quando não responsabiliza as distribuidoras sobre o custo da transmissão refletido nos contratos de uso da rede básica. O consumidor acaba pagando uma conta sem ter acesso à informação de como os contratos são elaborados. Isto reflete também no consumidor livre que paga a TUSD onde uma

componente relativa ao pagamento da TUST é repassada diretamente (TUST-fio A).

A metodologia proposta é bastante flexível podendo ser adaptada às mudanças na regra e nas estratégias de contratação. Foi desenvolvido um pacote computacional para testar os modelos e apresentados os resultados para a distribuidora LIGHT evidenciando a importância de se ter um modelo que quantifique os riscos e o valor ótimo associado a cada estratégia.

6.1 Temas para Futuros Desenvolvimentos

Entre os temas para futuros desenvolvimentos podemos elencar:

- Avaliação do impacto no montante a ser contratado considerando a variação da TUST durante as iterações do processo de otimização;
- Avaliar o impacto das variações nos despachos dos geradores e na configuração da rede na otimização dos contratos;
- Avaliar o impacto no planejamento da rede de transmissão em função da mudança nas estratégias de contratação do MUST;

6.2 Trabalhos Publicados

Como produto deste trabalho, será apresentado no XXI SNPTEE a ser realizado em Outubro de 2011 em Florianópolis o artigo abaixo que se encontra em anexo:

B M M Lima, A R Queiroz, L M M Lima, J W M Lima, A R Nascimento, “Efeito do MUST para os Acessantes e para o Planejamento da Rede Básica”, XXI SNPTEE, Florianópolis, Outubro 2011

7 BIBLIOGRAFIA

- [1] ANEEL, (1999). Resolução Normativa Nº 281, [Online]. Disponível: <http://www.aneel.gov.br>.
- [2] ANEEL, (2010). Resolução Normativa Nº 399, [Online]. Disponível: <http://www.aneel.gov.br>.
- [3] ANEEL, (1999). Resolução Normativa Nº 282, [Online]. Disponível: <http://www.aneel.gov.br>.
- [4] ANEEL, (1998). Resolução Normativa Nº 245, [Online]. Disponível: <http://www.aneel.gov.br>.
- [5] ANEEL, (2004). Resolução Normativa Nº 067, [Online]. Disponível: <http://www.aneel.gov.br>.
- [6] Leite da Silva, A.M., Costa, J.G.C. & Mattar, C.M., (2006). A Probabilistic Approach for Determining the Optimal Amount of Transmission System Usage," IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 21, no. 4, pp. 1557-1564.
- [7] Queiroz, A. R., Lima, L.M.M., Morton, D. P., Lima, J. W. M., (2010) "Determining the Optimal Transmission System Usage Contracts for a Distribution Company", IEEE Power and Energy Society General Meeting Proceedings, Minneapolis, EUA.
- [8] Chicco, G., Napole, R. & Piglioni, F., (2006). Comparisons Among Clustering Techniques for Electricity Customer Classification, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 21, no. 2.
- [9] Joe H. Ward (1963). Hierarchical Grouping to optimize an objective function. Journal of American Statistical Association, 58(301), 236-244.
- [10] A. M. Law, "Simulation Modeling & Analysis", McGRAW HILL, Fourth Edition, 2007.
- [11] COIN-OR, (2009). Disponível: <http://www.coin-or.org/projects/CoinMP.xml>

BIBLIOGRAFIA

[12] C. M. Mattar, “Determinação ótima dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão: Uma Abordagem Probabilística”, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá, Abril 2007.

ANEXO