

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL
FACULDADE DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CARLOS EDUARDO FERREIRA RAPOSO

**O Impacto do Crescimento do Segmento de Mercado Rural de Energia Elétrica
no Sistema Eletro-energético da CEEE:**

Enfoque Oferta x Demanda no Litoral Sul

PORTO ALEGRE

2008

CARLOS EDUARDO FERREIRA RAPOSO

**O Impacto do Crescimento do Segmento de Mercado Rural de
Energia Elétrica no Sistema Eletro-energético da CEEE:**

Enfoque Oferta x Demanda no Litoral Sul

**Dissertação apresentada ao Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de
Engenharia da Pontifícia Universidade Católica do
Rio Grande do Sul para obtenção do Título de Mestre
em Engenharia Elétrica.**

Orientador: Prof. Dr. Luís Alberto Pereira

Porto Alegre

2008

“ O Impacto do Crescimento do Segmento de Mercado Rural de Energia Elétrica no Sistema Eletro-energético da CEEE: Enfoque Oferta x Demanda no Litoral Sul “

CARLOS EDUARDO FERREIRA RAPOSO

Esta dissertação foi julgada para a obtenção do título de MESTRE EM ENGENHARIA e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul.

Luís Alberto Pereira, Dr.
Orientador

Rubem Dutra Ribeiro Fagundes, Dr.
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Luís Alberto Pereira, Dr.
Presidente – PUCRS

José Wagner Maciel Kaehler, Dr.
PUCRS

Daniel Coutinho, Dr.
PUCRS

Esta dissertação é dedicada a minha esposa Josiane e ao meu filho Flávio, que souberam aceitar a minha ausência e apoiar meus objetivos.

Josie, muito obrigado por tudo.

Flávio, espero que um dia este trabalho possa responder aquela tua pergunta:

- Por que agora o pai só fica na frente desse computador?

AGRADECIMENTOS

A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica, na pessoa da assistente de diretoria, a Sra. Maria Luíza Pereira, por entender que os recursos humanos da empresa devam ser desenvolvidos.

Ao professor Vicente Mariano Canalli, que desde o início me acolheu com muita simpatia e amizade.

Ao meu orientador Dr. Luis Alberto Pereira, pela paciência e incansáveis correções e sugestões.

Ao professor Dr. José Wagner Maciel Kaehler, por depositar tamanha confiança quando eu achava que tudo estava perdido.

A colega Zuleika Wichrowski B. Gautério pelo apoio inicial quando tudo parecia intransponível.

Aos colegas do Grupo de Eficiência Energética (GEE) da PUC-RS, Everton, Lothar, Fábio e os demais pela amizade e apoio.

A Debi e a Helena da secretaria do PPGEE, pela disponibilidade e amizade.

RESUMO

O principal objetivo deste trabalho foi estimar o impacto de ações de GLD na transmissão e distribuição de energia elétrica em uma região localizada no sul do Brasil. O presente estudo foi baseado em dados coletados dos maiores consumidores do litoral sul do estado do Rio Grande do Sul. Estes dados mostraram que a carga de maior impacto para região tem origem no bombeamento de água usado na lavoura de arroz irrigado, comum na região. Baseado em várias características desta carga específica foram propostas e avaliadas ações de GLD que mostraram: melhoria na confiabilidade de fornecimento, redução nos investimentos futuros para expansão do sistema, postergação na instalação de novas subestações, energia economizada e redução na demanda de ponta. As análises das ações de GLD foram baseadas nos resultados obtidos em ações da mesma natureza em outras regiões do Rio Grande do Sul. Baseado nos principais valores obtidos com estas ações, foi possível estimar a quantidade de energia economizada, demanda reduzida e seus custos associados. Estes valores calculados são apresentados em uma base individual por alimentador e subestação do sistema elétrico estudado. O estudo conclui que as ações de GLD permitiriam reduzir 12,22 MW de demanda durante o horário de ponta do sistema. Além disso, possibilitaria em torno de 21.783,61 MWh de energia economizada por ano, levando em consideração somente os levantamentos hidráulicos da região. Estes resultados foram comparados com os custos de ações de expansão na oferta de energia que aproveitariam as potencialidades da região, como a implantação de uma usina eólica, por exemplo. Considerando que em geral a ponta da curva de carga do sistema elétrico é atendida por um mercado marginal de energia, os investimentos na expansão do sistema podem tornar-se cada vez mais onerosos quanto menor for o fator de carga da demanda atendida, devido à demora no retorno do investimento. Sob este aspecto, este trabalho mostra que ações de GLD podem ter um efeito positivo na curva de carga diária do sistema elétrico, modelando a mesma, otimizando o fator de carga.

Palavras Chave: Conservação de Energia; Gestão pelo Lado da Demanda; Levantamentos Hidráulicos; Energia Eólica; Biomassa.

ABSTRACT

The main objective of this work is to estimate the impact of Demand Side Management (DSM) actions on the electric power transmission and distribution system of a specific region located in south Brazil. The study presented here is based on a set of data collected from the biggest consumers on the southwest coast of the state Rio Grande do Sul. These data showed that the biggest impact on the system comes from water pumping used to irrigate rice plantations common in the region. Based on the this specific load characteristics several DSM actions are proposed and evaluated aiming to: improve the supply reliability, reduce future investments in system expansion, postpone installation of new substations, energy saving and peak demand reduction. The analysis of the DSM actions is also based on results of similar actions already implemented in other regions of Rio Grande do Sul. Based on mean values obtained with these actions, it was possible to estimate the amount of energy saving, demand reduction and their associated costs. These estimated values are presented in an individual basis for each feeder and substation of the system. The study concludes that the implementation of DSM actions would allow avoiding the supply of 12,2 MW during the load peak hour of the system. Furthermore, it would allow an energy saving of about 21.783,61 MWh annually, taking only the water pumping load into account. These values have been compared to the cost associated with an equivalent expansion in the system supply capacity that would result from installing new generation sources as wind generators, for example. Considering the fact that in general the peak load of the electric system is supplied by the retail market, investments in system expansion may become high when the load factor of the system is low, given that the payback time increases. Under this aspect, it is shown in the work that DSM actions can take a positive effect on the system daily load, as it becomes flatter, increasing the load factor.

Words Key: Energy Conservation; Demand Side Management; Water Pumping; Irrigation; Wind Power; Biomass.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Evolução Padrão de uma Curva de Carga Genérica _____	23
Figura 2 – Curva de Carga versus Capacidade de Suprimento _____	24
Figura 3 – Figuras de Mérito no GLD _____	25
Figura 4 – Planejamento Integrado de Recursos Energéticos _____	31
Figura 5 – Fluxograma para Levantamento das Deficiências Operacionais do Litoral Sul _____	38
Figura 6 – Fluxograma da Ação de GLD Conservação de Energia _____	41
Figura 7 – Fluxograma da Ação de GLD Deslocar Períodos de Ponta _____	42
Figura 8 – Mapa Geográfico da Região com a Proposta de Interligação ao Sistema Elétrico Brasileiro _____	45
Figura 9 – Evolução do Consumo por Classe Tarifária/Ano _____	53
Figura 10 – Energia Faturada entre 2000/06 por Classe Tarifária _____	54
Figura 11 – Energia Faturada em 2005 por Classe Tarifária _____	54
Figura 12 – Tendência de Mercado Projetado para o Litoral Sul _____	55
Figura 13 – Mapa Eletrogeográfico da Região _____	57
Figura 14 – Diagrama Unifilar do Sistema _____	57
Figura 15 – Curva de Máxima Carga do AT1 (SE QUI), safra 05/06, dia 03/02/06_	58
Figura 16 – Curva de Máxima Carga do AT1 (SE QUI), safra 06/07, dia 23/01/07_	58
Figura 17 – Curva de Carga SE MML, safra 05/06, dia 03/02/2006 _____	59
Figura 18 – Curva de Carga SE SVP, safra 05/06, dia 03/02/2006 _____	59
Figura 19 – Curva de Carga SE MML, safra 06/07, dia 23/01/2007 _____	60
Figura 20 – Curva de Carga SE SVP, safra 06/07, dia 23/01/2007 _____	60
Figura 21 – Variação de tensão nas SE's QUI e SVP, dia 03/02/2006 _____	62
Figura 22 – Relação Estoque x Consumo e Preço Pago ao Produtor _____	65
Figura 23 – Curva de Carga Típica da SE MML, dia útil, safra 2006/07 _____	66

Figura 24 – Curva de Carga Típica da SE SVP, dia útil, safra 2006/07 _____	66
Figura 25 – Gráfico da Distribuição de Freqüência do % Redução_____	71
Figura 26 – Gráfico da Distribuição de Freqüência de R\$/kW Reduzido _____	71
Figura 27 – Curva de Carga de um Levante Típico_____	75
Figura 28 – Consumo e Energia Evitada no AL 01, SE MML _____	78
Figura 29 – Demanda verificada e Evitada AL 01, SE MML _____	78
Figura 30 – Consumo e Energia Evitada no AL 02, SE MML _____	79
Figura 31 – Demanda verificada e Evitada AL 02, SE MML _____	80
Figura 32 – Consumo e Energia Evitada no AL 03, SE MML _____	82
Figura 33 – Demanda verificada e Evitada AL 03, SE MML _____	82
Figura 34 – Consumo e Energia Evitada no AL 04, SE MML _____	83
Figura 35 – Demanda verificada e Evitada AL 04, SE MML _____	84
Figura 36 – Consumo e Energia Evitada no AL 05, SE MML _____	85
Figura 37 – Demanda verificada e Evitada AL 05, SE MML _____	86
Figura 38 – Consumo e Energia Evitada no AL 01, SE SVP _____	87
Figura 39 – Demanda verificada e Evitada AL 01, SE SVP _____	87
Figura 40 – Consumo e Energia Evitada no AL 02, SE SVP _____	88
Figura 41 – Demanda verificada e Evitada AL 02, SE SVP _____	89
Figura 42 – Consumo e Energia Evitada no AL 03, SE SVP _____	90
Figura 43 – Demanda verificada e Evitada AL 03, SE SVP _____	90
Figura 44 – Consumo e Energia Evitada no AL 04, SE SVP _____	91
Figura 45 – Demanda verificada e Evitada AL 04, SE SVP _____	92
Figura 46 – Consumo e Energia Evitada no AL 05, SE SVP _____	93
Figura 47 – Demanda verificada e Evitada AL 05, SE SVP _____	93
Figura 48 – Consumo e Energia Evitada no AL 06, SE SVP _____	94
Figura 49 – Demanda verificada e Evitada AL 06, SE SVP _____	95

Figura 50 – Consumo e Energia Evitada no TR 1, SE MML _____	96
Figura 51 – Demanda verificada e Evitada TR 1, SE MML _____	96
Figura 52 – Consumo e Energia Evitada no TR 1, SE SVP _____	97
Figura 53 – Demanda verificada e Evitada TR 1, SE SVP _____	97
Figura 54 – Consumo e Energia Evitada no AT 1, SE QUI _____	98
Figura 55 – Demanda verificada e Evitada AT 1, SE QUI _____	99
Figura 56 – Curva de Carga SE's QUI, MML e SVP _____	101
Figura 57 – Registro de Tensão Barra de 138 kV, SE's QUI, MML e SVP _____	102
Figura 58 – Estimativa da Curva de carga das SE's QUI, MML e SVP com escalonamento do Horário de Ponta _____	103
Figura 59 – Estimativa de tensão na barra de 138 kV das SE's QUI, MML e SVP com escalonamento do Horário de Ponta _____	103
Figura 60 – Vento médio anual no RS, a 50 metros de altura, em m/s _____	112
Figura 61 – Mapa eletrogeográfico com resultados da efficientização _____	118

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Alternativas Estudadas pela Concessionária para Interligação da Região ao Sistema Elétrico Nacional _____	50
Tabela 2 – Mercado Atual de Energia de Santa Vitória do Palmar e Chuí _____	53
Tabela 3 – Demandas Máximas do Módulo Alimentador, SE QUI _____	56
Tabela 4 – Grandezas e TAP do AT 1, verificados em 03/02/06 _____	62
Tabela 5 – Origem Energética do Levantes Hidráulicos _____	64
Tabela 6 – Previsão de Expansão da Oferta na Região _____	67
Tabela 7 – Grupo I de levantes com $2 \leq hg \leq 6$ _____	69
Tabela 8 – Grupo I de levantes com hg fora da faixa entre $2 \leq hg \leq 6$ _____	70
Tabela 9 – Intervalo de confiança de 95% para médias das variáveis _____	73
Tabela 10 – Intervalo de confiança de 90% para médias das variáveis _____	73
Tabela 11– Valores para variável REDUÇÃO e R\$/kW REDUZIDO _____	74
Tabela 12– Demanda Coincidente dos Levantes Hidráulicos, safra 2006/07 _____	75
Tabela 13– Características dos alimentadores _____	76
Tabela 14 – Eficientização AL 01, SE MML _____	77
Tabela 15 – Eficientização AL 02, SE MML _____	79
Tabela 16 – Eficientização AL 03, SE MML _____	81
Tabela 17 – Eficientização AL 04, SE MML _____	83
Tabela 18 – Eficientização AL 05, SE MML _____	85
Tabela 19 – Eficientização AL 01, SE SVP _____	86
Tabela 20 – Eficientização AL 02, SE SVP _____	88
Tabela 21 – Eficientização AL 03, SE SVP _____	89
Tabela 22 – Eficientização AL 04, SE SVP _____	91
Tabela 23 – Eficientização AL 05, SE SVP _____	92
Tabela 24 – Eficientização AL 06, SE SVP _____	94

Tabela 25 – Eficientização TR 1, SE MML _____	95
Tabela 26 – Eficientização TR 1, SE SVP _____	97
Tabela 27 – Eficientização AT 1, SE QUI _____	98
Tabela 28 – Grandezas registradas na transformação da SE QUI, dia 23/01/07	101
Tabela 29 – Análise Econômica com Enfoque da Concessionária _____	108
Tabela 30 – Análise Econômica com Enfoque do Cliente _____	110
Tabela 31 – Análise Econômica de Implantação de uma Central Eólica _____	113
Tabela 32 – Produção de Arroz em Casca, Casca e Potencial Energético _____	115
Tabela 33 – Análise Econômica de Implantação de uma Usina a Biomassa _____	116
Tabela 34 – Exemplo de RCB’s de acordo com a parcela de investimento no projeto de eficientização _____	119
Tabela 35 - Comparação entre as alternativas propostas no estudo de caso _____	120

LISTA DE ABREVIATURAS

AES Sul – AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.

AL – Alimentador de Distribuição em Média Tensão

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

AT 1 – Autotransformador 1 da subestação da Quinta

B.E.P – Barris Equivalente de Petróleo

CCC – Conta Consumo de Combustíveis

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

EPRI – Electrical Power Institute

GEE – Grupo de Eficiência Energética

GLD – Gerenciamento pelo Lado da Demanda

GLO – Gerenciamento pelo Lado da Oferta

IRGA– Instituto Rio Grandense do Arroz

PIR – Planejamento Integrado dos Recursos

PROINFA – Programa de Incentivo à Fonte Alternativa

PUCRS – Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul

RCB – Relação Custo Benefício

RGE Distribuidora – Rio Grande Energia

SE MML - Subestação de Potência de Marmeleiro

SE QUI – Subestação de Potência de Quinta

SE SVP - Subestação de Potência de Santa Vitória do Palmar

UTE – Usinas y Trasmisiones Eléctricas

UDE SVP – Usina Diesel Elétrica de Santa Vitória do Palmar

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	OBJETIVO	18
1.2	JUSTIFICATIVA	19
1.3	ESTRUTURAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	20
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	21
2.1	O GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA (GLD)	21
2.2	O GERENCIAMENTO PELO LADO DA OFERTA (GLO)	28
2.3	O PLANEJAMENTO INTEGRADO DE RECURSOS (PIR)	29
2.4	CONTEXTO DA DISSERTAÇÃO	32
3	METODOLOGIA	37
4	CONTEXTUALIZAÇÃO HISTÓRICA E ATUAL DO LITORAL SUL	43
4.1	ANÁLISE DO PROJETO ORIGINAL	43
4.1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	43
4.1.2	METODOLOGIA UTILIZADA NO PROJETO ORIGINAL	46
4.1.3	PREMISSAS E PROPOSIÇÃO DE MEDIDAS	48
4.1.4	RESULTADOS ESPERADOS	51
4.2	ANÁLISE DAS CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO ATUAIS E FUTURAS	51
4.2.1	MERCADO ATUAL E PROJETADO	52
4.2.1.1	MERCADO ATUAL	53
4.2.1.2	MERCADO PROJETADO	55
4.2.2	DEMANDAS VERIFICADAS	55
4.2.3	OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DO SISTEMA ELETRO-ENERGÉTICO	56
4.2.4	CURVAS DE CARGA DO SISTEMA ELÉTRICO	58
4.2.5	RESTRIÇÕES OPERATIVAS E DE MANUTENÇÃO	60

4.2.6	POTENCIAL DE CRESCIMENTO E CARGA REPRIMIDA	63
4.2.7	CURVAS DE CARGA TÍPICAS DAS SUBESTAÇÕES DE MML E SVP	65
4.2.8	PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO E CUSTOS ASSOCIADOS	66
5	ALTERNATIVAS DE ATENDIMENTO (ESTUDO DE CASO)	68
5.1	DEMANDA DE ENERGIA	68
5.1.1	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NAS CARGAS PRINCIPAIS	68
5.1.1.1	ESTUDO ESTATÍSTICO PARA OBTENÇÃO DAS VARIÁVEIS DESEJADAS	68
5.1.1.2	ESTIMATIVA ENERGIA ECONOMIZADA E DEMANDA EVITADA	74
5.1.2	ESCALONAMENTO DO HORÁRIO DE PONTA	99
5.1.3	AVALIAÇÃO ECONOMICA DA EFICIENTIZAÇÃO	104
5.1.3.1	CÁLCULO DOS CUSTOS DE DEMANDA (CED) E ENERGIA (CEE) EVITADOS	104
5.1.3.2	FATOR DE RECUPERAÇÃO DE CAPITAL (FRC)	106
5.1.3.3	RELAÇÃO CUSTO-BENEFÍCIO	106
5.1.4	ANÁLISE ECONÔMICA COM ENFOQUE DA CONCESSIONÁRIA	107
5.1.5	ANÁLISE ECONÔMICA COM ENFOQUE DO CLIENTE	108
5.2	OFERTA DE ENERGIA	110
5.2.1	CENTRAL EÓLICA	110
5.2.1.1	MAPA EÓLICO DO RIO GRANDE DO SUL	111
5.2.1.2	ANÁLISE ECONÔMICA	112
5.2.2	BIOMASSA UTILIZANDO A CASCA DO ARROZ	113
5.2.2.1	POTENCIAL DO LITORAL SUL	114
5.2.2.2	ANÁLISE ECONÔMICA	116
5.3	ANÁLISE GLOBAL DAS AÇÕES PROPOSTAS	117
6	CONCLUSÕES	121

6.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	125
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	126

1 INTRODUÇÃO

A energia em nossa sociedade constitui-se em um dos fatores principais de promoção do desenvolvimento econômico e social, estando inerente a todas as coisas que são realizadas, produzidas ou utilizadas no dia a dia. Constituindo-se em um insumo primário imprescindível ao desenvolvimento de nossa civilização.

Esta sociedade que por um lado requer constantes investimentos para suprir a demanda crescente ao longo do tempo, por outro exige que estes venham acompanhados de soluções tecnológicas que tenham como características básicas o mínimo custo (eficiência energética), a mínima dependência externa para o país e a máxima segurança energética, associada ao mínimo impacto ambiental.

As empresas concessionárias dos serviços públicos de energia elétrica aplicam desde a renovação de suas concessões 1% de suas receitas operacionais líquidas em programas anuais de combate ao desperdício de energia elétrica e em pesquisa e desenvolvimento. Parte dos recursos é aplicada na promoção de tecnologias de alta eficiência energética junto aos usos finais e processos produtivos dos segmentos sócio-econômicos. O restante deve ser aplicado em programas próprios e governamentais de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico. Assim no mínimo 0,25% de sua receita operacional líquida são anualmente aplicados em programas de eficiência energética no uso final junto ao mercado de energia ao longo do período de concessão.

No entanto, poucos são os projetos plurianuais com mensuração real da energia economizada e da demanda evitada e/ou deslocada, e ainda muito menos com detecção de impacto no sistema eletro-energético da empresa visando efetivamente realocar e/ou evitar novos investimentos assim como despesas operacionais e de manutenção.

Por outro lado, embora se tenham desenvolvido novas tecnologias capazes de gerar energia das mais diversas fontes disponíveis na natureza, estas tem chegado ao consumidor final a preços cada vez maiores.

Importante também lembrar que a geração, o transporte e o consumo de energéticos sempre causam impactos ambientais que tem sido motivo de preocupação cada vez maior para a sociedade e o equilíbrio do planeta.

Faz-se necessário, portanto, uma utilização racional da energia, como forma de desenvolvimento economicamente sustentado e alicerçado na responsabilidade social e ambiental.

Segundo o Balanço Energético Nacional de 2006 (ano base 2005) elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) a eletricidade ocupou o terceiro maior insumo energético no setor agropecuário brasileiro em 2005 com 16,1%, ficando atrás do óleo diesel (56,7%) e da lenha (26,1%), no entanto estes dois últimos apresentam uma diminuição nos últimos anos, enquanto a eletricidade vem ocupando cada vez maior destaque neste segmento, apresentando um crescimento constante.

O consumo de energia elétrica no segmento rural do Rio Grande do Sul no ano de 2005 foi de 2.379.361 MWh, representado 10,5% da energia elétrica consumida no Estado neste período. Deste total 2,1% teve origem na área de concessão da Companhia Estadual de Energia Elétrica (região sul-sudeste do RS), 4,5% na área de concessão da AES Sul (região centro-oeste do RS) e 3,9% na área de concessão da RGE Distribuidora (região norte-nordeste do RS). Em 2010 é projetado um consumo de 3.050.029 MWh para o segmento rural, correspondente a 11,09% de toda energia elétrica consumida no RS (SILVEIRA, 2006).

Pode-se intuir que no consumo apresentado por este segmento os levantes hidráulicos, responsáveis pela cultura do arroz irrigado no RS, podem ter uma parcela representativa, uma vez que a energia elétrica se constitui em um insumo essencial para esta atividade. Conforme dados do Censo da Lavoura Irrigada no Rio Grande do Sul – Safra 2004/05, elaborado pelo Instituto Rio Grandense do Arroz (IRGA), naquele período o estado contava com 9.032 lavouras de arroz irrigado, contabilizando um total de 1.034.620 ha de área cultivada. Destas lavouras, 601 localizavam-se na zona Sul do Estado, representando 16,6% do total da área cultivada. Ficando atrás somente da Fronteira Oeste (26,2%) e da campanha (16,8%). Neste contexto, insere-se o estudo aqui apresentado, pois pretende-se avaliar a importância desta carga na matriz energética, bem como o impacto no sistema elétrico das ações de gerenciamento da mesma.

1.1 Objetivo

Busca-se assim nesta dissertação avaliar o potencial de ações de gestão de energia, enfocando o lado da Demanda e comparando os custos destas ações com aqueles advindos da expansão do sistema eletro-energético pelo lado da Oferta de Energia. Tendo como cenário o extremo sul do estado do Rio Grande do Sul, faz-se uma análise contextual do sistema elétrico e do mercado de energia elétrica da região, analisando o perfil de consumo da mesma e realizando uma análise técnica e econômica de ações de promoção da eficiência energética.

Utiliza-se uma metodologia de avaliação econômica capaz de mostrar, sob a ótica do consumidor e da concessionária de energia elétrica, até que ponto é viável ou não a realização de investimentos em tecnologias de eficiência energética, tendo como base um caso específico.

Efetou-se um estudo de caso em um circuito radial do sistema de subtransmissão e distribuição de energia elétrica, da Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), suprido pela subestação de Quinta (SE QUI), pertencente à rede básica do sistema elétrico interligado nacional.

Este estudo teve como objetivo principal buscar opções de Gestão pelo Lado da Demanda (GLD) junto ao segmento orizícola, sabidamente a carga mais importante e de maior impacto da região.

As ações de GLD foram avaliadas com o objetivo de quantificar a redução da demanda quando da sua aplicação na conservação de energia e deslocamento dos períodos de ponta. Estas ações levaram em conta o melhoramento da eficiência energética dos levantes hidráulicos.

É apresentada a análise de viabilidade econômica destas alternativas, que foram comparadas com as alternativas de Gestão pelo Lado da Oferta (GLO) que serão necessárias caso não haja intervenção de ações de eficiência energética.

São apresentados cálculos que comprovam a viabilidade das ações de efficientização sugeridas e os níveis de investimentos que podem ser realizados pelos consumidores e pela concessionária local, de forma que estes obtenham retorno financeiro sobre os recursos empregados.

Sendo assim, este trabalho poderá contribuir para o planejamento da expansão do setor elétrico, ressaltando a importância do enfoque no GLD, onde culturalmente tem se valido somente de uma política de expansão da oferta de energia (Geração, Transmissão e Distribuição).

1.2 Justificativa

É notório que existem poucos estudos de GLD no setor rural, principalmente no que diz respeito à levantes hidráulicos da lavoura orizícola. No entanto, os trabalhos realizados pelo Grupo de Eficiência Energética da Pontifícia Universidade Católica do RS (GEE, PUCRS) demonstram excelentes resultados na promoção da eficiência energética.

O crescimento da carga do setor agrícola deverá exigir das distribuidoras de energia elétrica investimentos que podem apresentar resultados negativos, seja pelo nível de descapitalização do setor, pelo elevado subsídio das tarifas rurais, ou pelo baixo fator de carga anual verificado no segmento rural.

Os resultados obtidos no estudo apresentado demonstram a necessidade de um planejamento integrado de recursos na expansão do setor elétrico, analisando o gerenciamento pelo lado da demanda e da oferta de energia para tomada de decisão, modificando a cultura atual do setor elétrico. Este, em geral, dá enfoque somente a oferta de energia, não preocupando-se com a energia que é utilizada junto aos clientes de seu mercado.

Dentro deste enfoque será realizado um estudo de caso na região denominada Litoral Sul do Estado do Rio Grande do Sul, compreendido pelos municípios de Santa Vitória do Palmar e Chuí, que a partir do ano de 2000 teve sua conexão ao sistema elétrico interligado nacional, deixando a condição de sistema isolado no abastecimento de energia elétrica. Os estudos que viabilizaram tal ação pela concessionária responsável previam o suprimento de 42 MW até 2010. No entanto esta capacidade foi esgotada já no ano de 2005, com 50 MW registrados no suprimento de energia para região. O esgotamento provavelmente pode ser explicado pela forte característica agrícola da área, onde se destaca os levantes hidráulicos oriundos da lavoura orizícola. As estações de irrigação, inicialmente de

origem mecânico diesel, com o aumento da oferta energética migraram para motores elétricos. A demanda proporcionada por estes motores é essencialmente sazonal, uma vez que são acionados somente na safra da lavoura do arroz, compreendida pelos meses de dezembro a março. Além do forte carregamento introduziram-se problemas na regulação de tensão do circuito. Assim através de um estudo de caso pretende-se propor ações de gerenciamento que mitiguem os problemas citados.

1.3 Estruturação da dissertação

O presente capítulo descreve o contexto no qual será desenvolvida a dissertação, seus objetivos e justificativas.

O segundo capítulo expõe o status atual do conhecimento científico, realizando uma revisão de literatura. Enfoca as questões envolvidas nos processos de produção e consumo de energia, bem como ao planejamento de uma concessionária de energia elétrica com enfoque de Gestão pelo Lado da Oferta e pelo Lado da Demanda. Cita e exemplifica estratégias de gestão de energia para o levantamento de potenciais de eficiência energética, além de abordar conceitos de Planejamento Integrado dos Recursos Energéticos.

O terceiro capítulo apresenta a metodologia utilizada para o desenvolvimento do estudo de caso efetuado, descrevendo os processos utilizados para os resultados obtidos.

O quarto capítulo efetua uma análise do contexto regional mostrando as principais características eletro-energéticas da região. Realiza uma explanação sobre o mercado de energia e descreve o sistema elétrico que supre o mercado abordado. No capítulo que se segue são evidenciadas alternativas de atendimento tanto pelo lado do Gerenciamento da Demanda como da Oferta de energia, as quais foram analisadas sob o ponto de vista técnico e econômico.

No capítulo seis apresentam-se as conclusões e sugestões da dissertação, mostrando que existe potencial para a aplicação de programas de gerenciamento da demanda financeiramente compensadores, ressaltando-se ainda a importância da criação de políticas governamentais que orientem todos os interesses envolvidos, desde a geração até o consumidor final.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo apresenta uma revisão bibliográfica dos principais conceitos de Gestão pelo Lado da Demanda (GLD), Gestão pelo Lado da Oferta (GLO) e Planejamento Integrado de Recursos (PIR). Traz no último item a inserção deste trabalho no contexto geral. Estes conceitos são importantes no desenvolvimento deste trabalho e para um melhor entendimento do que é apresentado, uma vez que o setor elétrico, via de regra, não planeja sua expansão de maneira integrada, desconsiderando quase que integralmente a gestão da demanda de energia, direcionando o enfoque para a oferta. Um exemplo significativo a este respeito fica evidente no estudo de caso tratado nesta dissertação, onde a capacidade nominal do sistema elétrico é ultrapassada na época da safra orizícola e o planejamento da concessionária já prevê a duplicação da capacidade do transformador que o alimenta, não considerando o grande potencial de GLD.

2.1 O Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD)

Segundo JANNUZZI & SWISHER (1997), o planejamento dominante até meados da década de 70 era justificado por acreditar-se que o maior consumo energético estava diretamente atrelado ao crescimento econômico. No entanto, com a primeira grande crise do petróleo e com o aparecimento de possibilidades técnicas que permitiram à continuação dos serviços necessários a sociedade com menores quantidades de energia, este fundamento foi questionado.

O planejamento estava baseado no Gerenciamento pelo Lado da Oferta (GLO), ou seja, à medida que a sociedade aumentava a utilização de energia, as concessionárias do serviço expandiam sua oferta para prover aquela demanda, investindo em geração, transporte e distribuição de energia (LIMA, 2004).

Com a crise do petróleo dos anos 70 iniciou-se um período de mudanças também para a indústria de eletricidade, onde o aumento no custo da energia, aliado à imprevisibilidade da oferta e ao alto custo do capital, alterou dramaticamente a economia das empresas, principalmente nos países industrializados (CAMPOS, 2004).

A indústria da eletricidade começou a procurar caminhos alternativos para a tradicional visão de provimento via nova oferta, surgindo então profícuo campo de trabalho no lado da demanda (CAMPOS, 2004).

GELLINGS e CAHMBERLIN (1993), definem que atividades de GLD são aquelas que envolvem ações junto ao mercado de energia (ou seja, junto aos consumidores). Estas atividades envolvem aquelas chamadas de gerenciamento de carga, conservação estratégica, eletrificação e estratégias para o crescimento da participação no mercado. Portanto, o GLD permite ao planejamento a integração das necessidades dos clientes com os objetivos da concessionária.

LIMA (2004), ainda complementa que esta afirmação está baseada no fato de que a concessionária de energia, para realizar ações no lado da demanda, é obrigada a conhecer profundamente o mercado de energia, o ramo de atividade de seus clientes e as tecnologias de uso final de energia elétrica que os mesmos utilizam.

Os princípios clássicos de expansão de mercado partem do pressuposto que deve-se expandir o sistema toda a vez em que as demandas máximas do sistema tendem a aproximar-se ou mesmo ultrapassem a capacidade máxima dos equipamentos instalados na rede (transformadores, linhas, etc.).

Há uma convicção generalizada que a demanda energética deve ser suprida e faturada pelo sistema elétrico. Isto é feito na maioria dos casos para atender um pequeno mercado marginal, como ilustra a área em vermelho da Figura 1, compreendida pelo pico da curva de carga, obrigando a elevados investimentos que somente serão recuperados a longo prazo (Relatório AES Sul – PUCRS, 2002).

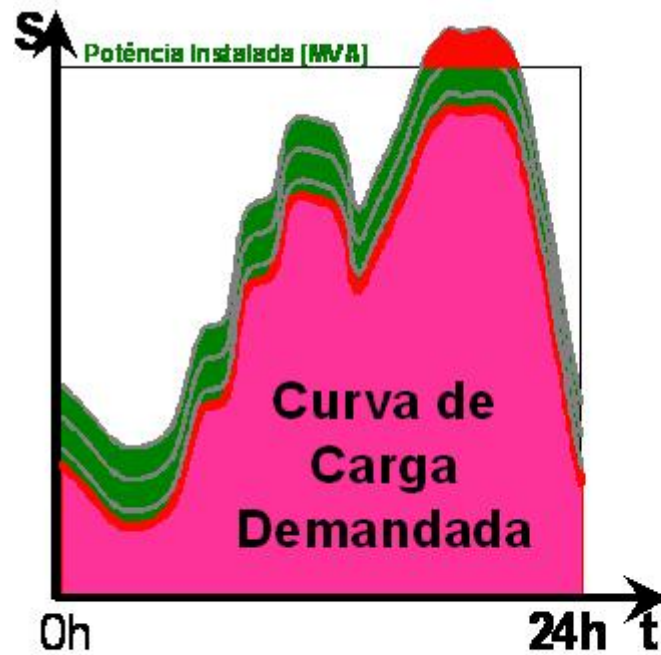


Figura 1. Evolução Padrão e uma Curva de Carga Genérica

Fonte Relatório AES Sul – PUCRS (2002)

O que se observa na prática, consequência da instantaneidade do atendimento que conjuga obrigatoriamente a produção de energia elétrica à sua demanda, é que se encontram períodos de ociosidade do investimento pelo Lado da Oferta de Energia.

O mercado marginal, assinalado em vermelho na Figura 2, que provoca a necessária expansão da Oferta, na maioria das vezes não justifica economicamente o investimento.

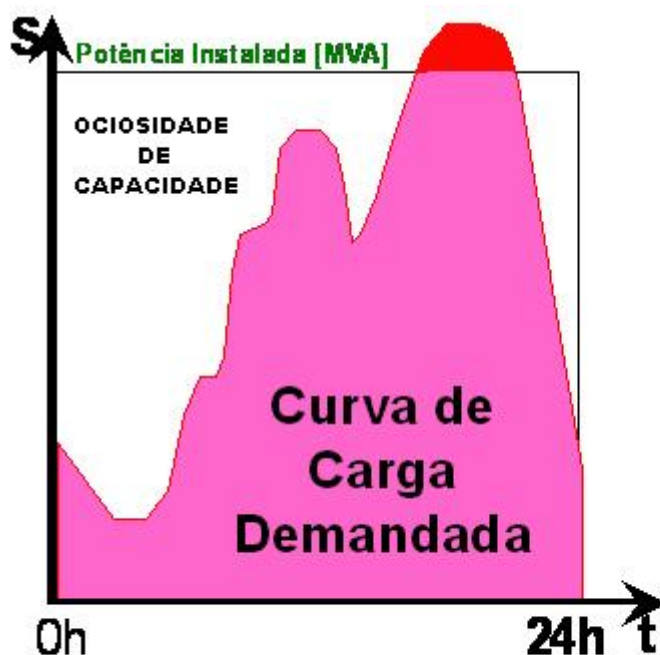


Figura 2. Curva de Carga versus Capacidade de Suprimento

Fonte Relatório AES Sul – PUCRS (2002)

É neste ponto que se fazem presentes os Programas e Projetos de Gestão pelo Lado da Demanda de Energia, buscando Evitar, Substituir ou Deslocar a Demanda de Energia Elétrica, promovendo concomitantemente a eficiência energética dos processos e serviços energéticos de uso final através da energia economizada (Relatório AES Sul – PUCRS, 2002).

As ações usualmente utilizadas no GLD encontram-se ilustradas nas figuras de mérito abaixo conforme Figura 3, das quais seis possibilidades clássicas de remodelagem de carga de curva foram proposta pelo Electric Power Institute (EPRI), na qual KAEHLER (2002) adicionou uma sétima, referente à sazonalidade do consumo, presente particularmente no sistema energético francês e brasileiro, em decorrência da modulação sazonal.

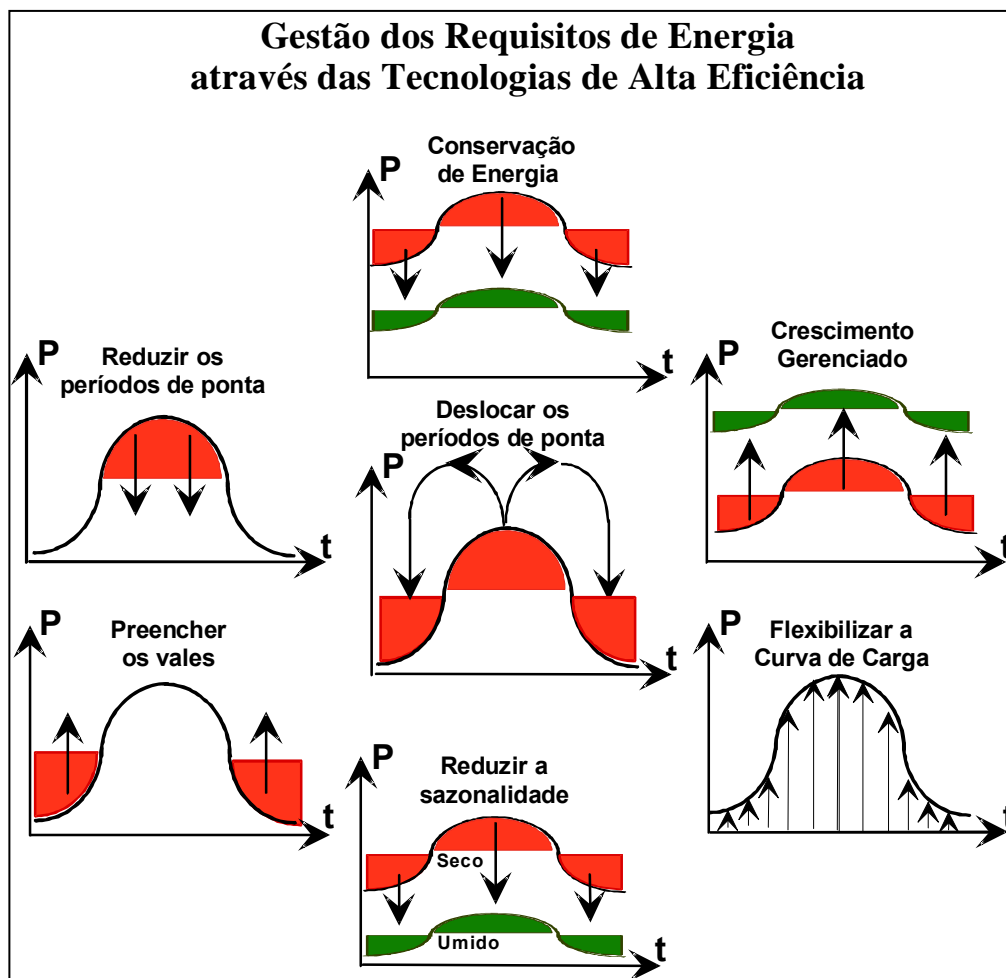


Figura 3. Figuras de Mérito no GLD

Fonte KAEHLER (2003)

Estas ações são analisadas por GAUTÉRIO (2006) e GARBELOTTO et al (2003), como segue:

- a) **Rebaixamento de Pico:** consiste na forma mais clássica de gerenciamento de carga, onde através de controle direto, tarifário ou a combinação de ambos permite a retirada ou a não utilização de determinadas cargas no período crítico de fornecimento, compreendido pela ponta da curva de carga. Como exemplo pode-se citar o caso da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), onde na cidade de Alfenas, MG, instalou controladores de corrente elétrica nas residências em troca de desconto tarifário (CAMPOS, 2004). Na região identificada

pelo estudo de caso deste trabalho esta ação já é desenvolvida nos levantes hidráulicos, onde por controle tarifário as cargas são desligadas na ponta do sistema elétrico, das 19 as 22 hs do horário brasileiro de verão.

- b) **Preenchimento de Vales:** esta técnica tem o objetivo de modular a curva de carga no sentido de reduzir a diferença entre as potências máximas e mínimas verificadas, aumentando assim o fator de carga da instalação. O consumidor é estimulado a utilizar energia fora do período de ponta do sistema elétrico, acumulando por exemplo energia térmica através do aquecimento de água, para substituir o uso do chuveiro elétrico no horário da ponta. Embora esta ação não seja aplicada diretamente no estudo de caso desenvolvido, seus efeitos serão observados, uma vez que o escalonamento do horário de ponta dos levantes hidráulicos proposto na ação de *Deslocamento da Ponta*, irá preencher o vale ocasionado pelo desligamento dos mesmos no horário de ponta, compreendido das 19 as 22 horas.
- c) **Deslocamento de Ponta:** esta aplicação é constituída da combinação de Rebaixamento de Pico e Preenchimento de Vales, onde o consumidor é incentivado a utilizar a energia nos horários fora de ponta. Também existe um gerenciamento de carga por controle direto pela concessionária a fim de limitar a utilização de determinadas carga na ponta do sistema. Este controle pode ser feito através de um rodízio de cargas, previamente acertado pelos interessados a fim de aumentar o fator de diversidade na sua utilização. Esta ação é proposta no estudo de caso e exigirá da concessionária o desenvolvimento de um programa específico onde parte dos consumidores aceitaria deslocar seu horário de ponta. Somente 1/3 da carga dos levantes permaneceriam com o horário de ponta convencional (das 19 às 22 horas), sendo os demais deslocados para os horários das 13 às 16 horas (1/3 da carga) e das 16 às 19 horas (1/3 da carga). Esta ação permitirá uma elevação do fator de carga da instalação, preenchendo o vale na curva de carga ocasionado pelo desligamento simultâneo dos levantes.

- d) **Conservação de Energia:** é a redução da curva de carga com origem na substituição de usos finais convencionais por outros de alta eficiência, como por exemplo a substituição de lâmpadas incandescentes por fluorescentes compactas ou a utilização de motores de alto rendimento em detrimento dos convencionais. Esta técnica tem se mostrado cada vez mais atraente em virtude dos elevados custos de expansão do sistema elétrico e também da racionalização do uso de energia em razão da preservação do meio ambiente. Em síntese, é a utilização de equipamentos mais eficientes que executam o mesmo trabalho que outros com menor consumo de energia. Esta ação é considerada no estudo de caso deste trabalho, onde através de valores médios obtidos nos resultados de levantamentos hidráulicos já eficientizados na Fronteira Oeste do Estado, se estimou os efeitos no sistema elétrico em estudo, chegando-se a valores significativos de energia economizada e demanda evitada. Estes valores poderão contribuir sensivelmente para a redução do carregamento elétrico no período da safra orizícola.
- e) **Crescimento Estratégico da Carga:** crescimento global das vendas de energia estimulado pela concessionária. Este crescimento pode ocorrer, por exemplo, com o aumento da penetração da energia elétrica através de novas tecnologias, ou através de incentivos para a substituição de óleo combustível por eletricidade em caldeiras industriais. Esta alternativa não foi identificada como aplicável na região estudada, uma vez que a carga de maior impacto é oriunda dos levantamentos hidráulicos e tem sua utilização bem definida pelo período da safra orizícola, onde o sistema elétrico tem sua capacidade de fornecimento integralmente utilizada.
- f) **Curva de Carga Flexível:** está associado à confiabilidade do serviço oferecido pela concessionária, que utilizando a oferta de vários níveis de qualidade no fornecimento de energia em troca de incentivos financeiros, cria a condição de flexibilidade no despacho de carga, possibilitando a redução ou postergação do fornecimento de demanda para os consumidores que aderirem ao programa. Estes programas dificilmente encontrariam disposição dos consumidores de levantamentos hidráulicos em

aderi-los, uma vez que a cultura exige maior ou menor consumo em função das variações do clima (chuva, sol e temperatura) e do nível dos recursos hídricos.

- g) **Redução da Sazonalidade:** é uma medida que visa reduzir a sazonalidade de carga em períodos específicos, estimulando o consumidor utilizar mais energia elétrica nos períodos de baixo consumo. No setor de orizicultura, por exemplo, onde nos meses de entressafra o consumo de energia poderia ser incrementado com o beneficiamento do arroz sendo realizado na própria região do cultivo. Outra alternativa neste segmento seria o de bombeamento com estocagem de água em grandes canais e barragens nos períodos de entre-safra. Isto poderia ser feito com o uso de eletricidade ou com instalações eólicas de bombeamento. A restrição é a pouca disponibilidade de áreas de estocagem anual.

Destas ações serão propostas no estudo de caso desta dissertação as ações de *Conservação de Energia e Deslocamento de Ponta*. A primeira visa reduzir a curva de carga e a segunda elevar do fator de carga do sistema elétrico estudado, visando mitigar as deficiências de disponibilidade de fornecimento e regulação de tensão no período da safra orizícola, respectivamente.

2.2 O Gerenciamento pelo Lado da Oferta (GLO)

A política de oferta de energia esta baseada em empreendimentos de geração, transmissão, transformação e distribuição que permitam assegurar um fornecimento suficiente, diversificado, rentável e seguro.

Estes investimentos podem sobrepor a lógica de critérios microeconômicos em relação aos macroeconômicos, sociais e ambientais, trazendo o detrimento de uma política com resultados de longo prazo mais satisfatórios para sociedade em função de objetivos com resultados mais imediatos (NUNES, 2003).

Segundo KAEHLER (1998), o planejamento tradicional das empresas de energia, geralmente partem de um cenário macroeconômico, freqüentemente baseado na evolução histórica dos parâmetros sócio-econômicos e na perspectiva de implantação de novos empreendimentos.

Portanto, têm-se como características principais do planejamento pelo lado da oferta a utilização das alternativas de suprimento disponíveis, os investimentos na expansão à medida que os clientes requisitam novos insumos energéticos e o desconhecimento de parte das concessionárias pelo tipo de tecnologia de uso final usado pelos clientes (LIMA, 2004).

Contudo, observa-se mais recentemente a abertura dos critérios de escolha da expansão da oferta, alavancados pela multiplicidade das fontes de fornecimento de energia, de suas tecnologias e porte, permitindo uma estrutura de oferta diversificada e voltada ao mínimo impacto ambiental (NUNES, 2003).

No entanto, segundo KUPZZOG (2006), enquanto a demanda elétrica global aumenta continuamente, os investimentos na oferta progridem lentamente em função dos altos custos e riscos na implementação de novos empreendimentos.

Estas premissas apontam para um planejamento integrado de recurso, levando em consideração a avaliação de ações tanto do lado da oferta como da demanda de energia.

2.3 O Planejamento Integrado de Recursos (PIR)

O PIR pode ter fundamental importância no sistema elétrico do estudo de caso proposto nesta dissertação. Como foi apurado, este sistema tem sua capacidade de fornecimento esgotada no período da cultura do arroz irrigado, em virtude da utilização dos levantes hidráulicos. Esta carga além de exigir toda capacidade de suprimento instalada na região também introduz problemas na regulação de tensão em virtude de seu desligamento em bloco (tarifa horo-sazonal). Seguindo o planejamento tradicional do setor elétrico a concessionária responsável prevê no seu planejamento a duplicação do autotransformador que atende a região, passando de 50 MVA para 100 MVA, sem considerar o gerenciamento pelo lado da demanda na região.

As necessidades de suprir energia de um modo mais barato e otimizado, com atenção aos impactos ambientais, leva a um novo enfoque do Planejamento da expansão do sistema elétrico. O PIR que já vem se propagando através de quase uma década, inicialmente nos EUA e posteriormente no Canadá (SOBROSA, 2004).

Assim, UDAETA (1997) define e caracteriza Planejamento Integrado de Recursos como um processo capaz de avaliar o conjunto de alternativas de expansão do setor elétrico, que vão desde o aumento da capacidade instalada, conservação de energia, eficiência energética, autoprodução e fontes renováveis. Permitindo, em um entendimento mais amplo, que seu resultado indique a utilização de energia elétrica para um desenvolvimento sustentado. Neste resultado são consideradas as alternativas do lado da oferta de energia e do lado da demanda, equilibrando os interesses das empresas que fornecem o serviço (geração, transmissão e distribuição) com os de quem os contrata (consumidores, sociedade).

Portanto, o PIR considera além da expansão da oferta também a potencialidade de conservação ou de redução da potência no processo de planejamento da expansão de um sistema elétrico (SOBROSA, 2004).

O PIR pode ser melhor entendido conforme Figura 4, onde KAEHLER (1998) esquematiza seu mecanismo. Na reta em vermelho, o crescimento da previsão dos requisitos de energia projetados sem levar-se em consideração as ações de GLD e, na curva em azul, o crescimento do mercado real decorrente da implementação de ações de GLD. Ainda na mesma Figura 4, o adiamento das obras de expansão do sistema elétrico, como benefício obtido pelas ações de gestão do uso final, está representado pela diferença de tempo entre os degraus que aparecem em preto e azul, que mostram o período em que é necessário aumentar a capacidade do sistema sem o GLD e com o GLD respectivamente. Esta diferença de tempo permite maior capacidade de planejamento e execução na expansão, propiciando um desembolso mais elástico nos investimentos, tornando o fluxo de caixa mais atraente.

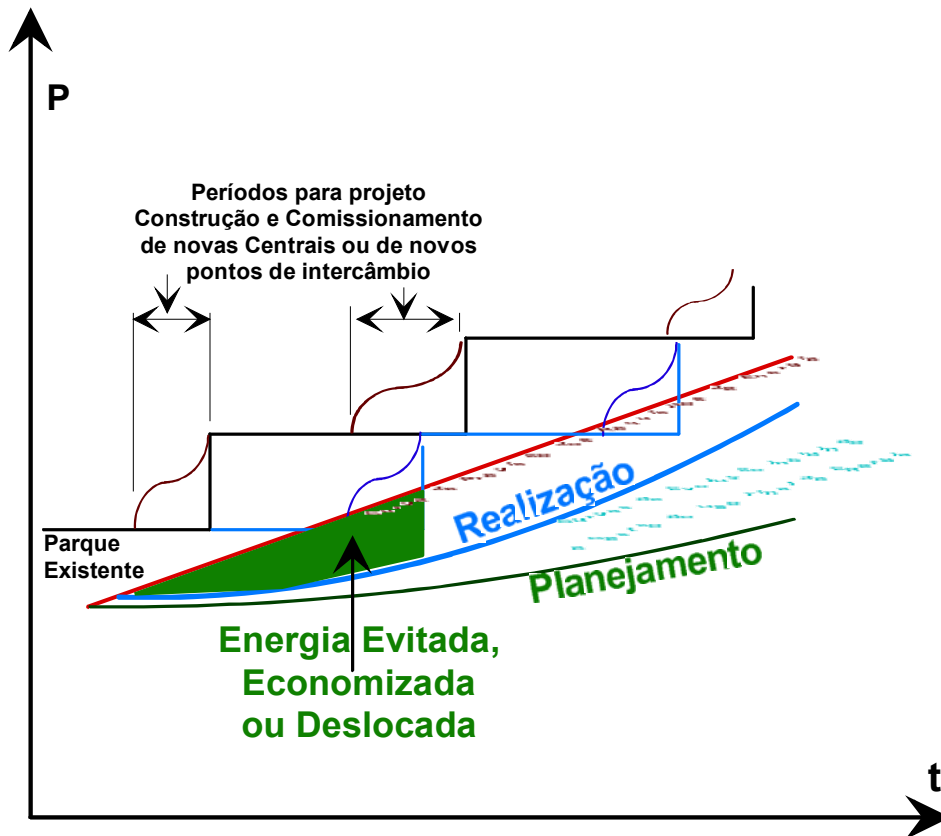


Figura 4. Planejamento Integrado de Recursos Energéticos.

Segundo KAEHLER (1993), o tratamento da questão do Planejamento Integrado de Recursos Energéticos ao Mínimo Impacto no Brasil diferencia-se dos demais países em decorrência das características do setor eletro-energético brasileiro. Os Planos, Programas e Projetos desenvolvidos pelos países que implementaram PIR sempre tiveram a preocupação básica na redução de combustíveis fósseis ou nucleares para a geração de energia elétrica. Seus sistemas elétricos fortemente integrados e de pequeno porte diferem drasticamente da conformação eletro-energética brasileira. A matriz brasileira é fortemente impactada pela produção hidrelétrica, renovável, porém sujeita aos condicionantes climáticos. Atrelado a isto, tem-se a extensão territorial a qual poucos países se equiparam. Assim, tratar de Planejamento Integrado no Brasil significa necessariamente levar em consideração a capacidade de atendimento a toda extensão do território nacional, incluindo a avaliação do custo da transmissão e da distribuição assim como das características do sistema de produção de energia eminentemente hidráulico. Isto se reflete nos indicadores de

performance do planejamento pelo lado da demanda de energia onde a Energia Economizada é necessariamente complementada pela Demanda Evitada. A estes associa-se os demais indicadores como o Investimento Inicial, Vida Útil, etc. Isto ficará perfeitamente caracterizado no desenvolvimento desta dissertação onde o problema crucial apontado não é de capacidade de fornecimento de energia mas sim de capacidade de transporte para atendimento da Demanda (Potências Ativas e Reativas). As características das cargas demandadas por certos setores econômicos, como por exemplo do segmento orizícola do Estado, são particulares. A característica principal é de clientes de grande potência instalada, que os enquadra como clientes em Alta Tensão Horo-Sazonais, localizados a considerável distância das subestações de subtransmissão e distribuição e com demandas fortemente sazonais (períodos de verão). Isto implica suprir não somente a energia demandada mas principalmente assegurar a capacidade de transporte com qualidade de fornecimento. Assim, tanto o investimento inicial como os custos de operação e manutenção destas redes não contam com a necessária remuneração do capital imobilizado através da política tarifária. Por se tratarem de clientes em áreas estratégicas para o País, dispõem de tarifas fortemente subsidiadas.

2.4 Contexto da Dissertação

Neste item a dissertação será situada no contexto regional, nacional e mundial, citando os objetivos e resultados alcançados pelos trabalhos que foram desenvolvidos sobre o gerenciamento pelo lado da demanda.

Percebe-se que poucos trabalhos fazem referência ao setor rural, em especial a carga relativa aos levantes hidráulicos oriundos da cultura do arroz irrigado. Em função disto serão apresentados trabalhos desenvolvidos em outras categorias de consumidores, como residencial e industrial, considerando que os métodos e conceitos envolvidos são os mesmos.

GARCIA (2003), a partir de dados coletados em chão-de-fábrica, visando à realização de diagnósticos energéticos, estimou o impacto da Lei de Eficiência Energética (Lei Nº 10.295 de 17/10/2001, BRASIL) no potencial de conservação de energia elétrica na indústria brasileira. A Lei estabelece “níveis máximos de consumo específico de energia, ou mínimos de eficiência energética, de máquinas e

aparelhos consumidores de energia fabricados ou comercializados no país”. A análise dos dados amostrados, congregando um conjunto de 18 fábricas e um total de 2.119 motores, e a projeção feita para o conjunto da indústria brasileira permite concluir que a Lei de Eficiência Energética trouxe uma importante contribuição para o uso mais eficiente da energia em motores. As projeções feitas, apontaram para 1% de economia na energia demandada. O autor ainda assinala outras oportunidades de uso mais eficiente de energia em motores, como o dimensionamento correto de motores, adoção dos índices de alto rendimento e troca por motores de alto rendimento.

LIMA (2004), propôs em um estudo de caso junto aos consumidores de baixa tensão da zona rural do município de Santa Cruz do Sul, sendo as ações apresentadas de substituição de chuveiros elétricos e lâmpadas incandescentes por aquecedores solar térmicos e lâmpadas fluorescentes compacta, respectivamente. Observou, também, que os custos marginais de expansão de capacidade do sistema elétrico, comparados com a tarifa dos clientes, são bastantes elevados para a classe de consumidores rurais de baixa tensão, sendo este um motivo bastante forte para a concessionária analisar todas as alternativas ao seu alcance antes de efetivamente expandir o sistema. Em seu trabalho LIMA (2004) obteve uma significativa modificação na curva de carga dos consumidores rurais. A viabilidade econômica somente não foi atrativa do ponto de vista do cliente, na implantação de coletores solares, uma vez que a classe tarifária rural conta com tarifas subsidiadas.

De acordo com NUNES (2003), em um estudo que avaliou o impacto das medidas de implementação de eficiência energética junto ao segmento residencial, particularizado no caso de iluminação de interiores, com substituição de lâmpadas incandescentes por fluorescentes compactas, o setor de iluminação é o que mais contribui para a ponta de carga do sistema elétrico nacional. Assim evidenciou, através de dados extraídos de um programa de substituição de lâmpadas da concessionária AES-SUL, na cidade de Canoas-RS, o estudo de viabilidade econômica do ponto de vista do setor elétrico, da concessionária de distribuição e do cliente.

Dentre os vários trabalhos que valorizam a efficientização energética, há até mesmo de controle direto e tarifário, como proposto na cidade mineira de Alfenas, MG,

conforme CAMPOS (2004), onde o cliente permite a utilização de um controlador de carga na sua instalação em troca de um desconto de 20% na tarifa.

SENG & TAYLOR (2006), propõe outra possibilidade para o GLD além das tradicionais descritas. Os autores demonstram que a utilização de controladores de carga gerenciáveis por um controlador central conectados à rede de distribuição em baixa tensão e interligados por uma rede lógica, pode contribuir para a mitigação da elevação de tensão ocasionada principalmente pelo incremento da geração distribuída. O controlador central (CC) envia sinal através desta rede de comunicação para os controladores de carga, informando aos mesmos o nível de potência que deverão manter, isto se dá em função da tensão verificada pelo CC.

Neste mesmo sentido KUPZOG (2006) propõe uma infra-estrutura de informação através de uma rede lógica interligada (internet por exemplo) e paralela à rede de potência do setor elétrico, a qual seria responsável por colher e enviar dados das grandezas elétricas das conexões do sistema interligado de energia. Estes dados seriam concentrados e manipulados por um algoritmo desenvolvido pelo autor, o qual traria como resultado do seu processamento onde e em que classe de consumidores seria vantajoso a aplicação de programas de GLD, bem como em tempo real poderia informar o despacho mais apropriado de cargas no sistema.

Também necessitando da automação do sistema de distribuição, WILSON (2004), descreve considerável resultado obtido na conservação de energia e controle da demanda. Utilizando-se da telemetria nos alimentadores de distribuição com seus dados concentrados em um servidor (localizado na subestação de potência) e processados por um software, determina automaticamente a comutação dos reguladores de tensão instalados no alimentador, bem como o chaveamento dos bancos de capacitores, a fim de manter os níveis estabelecidos de tensão e potência reativa.

Percebe-se que alguns autores (FILLIPO, 2005 e ZHOU, 2006) se preocuparam em desenvolver metodologias a fim de quantificar o potencial de energia economizada com a possível adoção de programas de GLD. Neste sentido, FILLIPO (2005) estima que o potencial de conservação somente em processos fluidomecânicos (bombas, ventilação, compressores) no Brasil é de 11,6 TWh/ano.

ZHOU et al (2006), através de um modelamento das principais ações de GLD simulou seu efeitos na geração e transmissão do sistema de potência, constatando como principais efeitos a elevação da capacidade de reserva do sistema de potência durante o horário de ponta e uma otimização da capacidade de transmissão, obtendo redução de 5% em média na ponta da curva de carga do sistema elétrico fictício IEEE-RTS79, sistema este usado como padrão de comparação entre diferentes metodologias.

Contudo, ações de efficientização nos levantes hidráulicos da lavoura orizícola têm seu fórum mais desenvolvido no RS, através do Grupo de Eficiência Energética da PUC-RS, onde podemos destacar alguns trabalhos a seguir.

Em estudo de caso de um transformador de potência onde a parcela mais significativa da demanda é de responsabilidade de levantes hidráulicos, GAUTÉRIO (2006), verificou que o deslocamento do “Horário de Ponta” destas unidades consumidoras proporcionou aumento da vida útil do equipamento. Este ganho se dá, segundo a autora, pelo deslocamento do horário de desligamento dos motores que ocorria quando a temperatura ambiente já se encontrava arrefecendo, para o horário de pico da mesma.

De acordo com KAEHLER et al (2006), em estudo na lavoura de arroz da fronteira oeste do Rio Grande do Sul, a predominância das instalações encontradas era constituída de tecnologias que respondiam em boa parte pelos desperdícios de energia. O autor constatou que após as ações de efficientização no período das safras de 2002/03 a 2004/05, ocorreu aumento da área plantada com redução na demanda de energia elétrica. Foram verificadas reduções de 47% na potência instalada e demandada, bem como, de 58,8% na potência necessária por volume de água movimentada. Já do ponto de vista da concessionária, o projeto permitiu protelar investimentos de capital na rede, agregar maior valor na venda de energia elétrica e melhorar o fator de carga.

Assim, esta dissertação baseia-se nos dados consolidados das ações reais de promoção da eficiência energética nos levantes hidráulicos, efetuados pelo Grupo de Eficiência Energética da Pontifícia Universidade Católica do RS (GEE, PUC-RS). Propõe-se analisar o impacto na rede de subtransmissão e distribuição de energia

elétrica desta ação de GLD no litoral sul do estado do RS, região essencialmente orizícola, a partir dos dados disponibilizados pelo GEE, PUC-RS.

3 METODOLOGIA

Neste capítulo serão apresentados os métodos utilizados para o desenvolvimento do estudo de caso realizado, mostrando os processos usados desde a obtenção dos dados até os resultados. A metodologia utilizada está esquematizada no fluxograma da Figura 5.

Para desenvolvimento do estudo de caso foi identificada a área eletrogeográfica compreendida pelos municípios de Santa Vitória do Palmar e Chuí, em nível de subtransmissão e distribuição de energia elétrica da Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), conforme mostra a Figura 8.

Inicialmente realizou-se uma análise do estudo que originou a conexão da região ao sistema interligado nacional (CEEE, Viabilização do Projeto Litoral Sul, 1996), descrevendo a contextualização histórica, a metodologia usada na análise econômica das alternativas consideradas e resultados esperados com a execução da obra.

Paralelamente, realizou-se a aquisição dos dados das grandezas elétricas dos alimentadores, subestações e linha de transmissão do sistema elétrico, além de informações de consumo e demanda dos cento e quarenta e seis levantes hidráulicos atendidos por este circuito. Isto é feito a partir de uma base de dados do sistema de telemetria do software supervisor do Centro de Operação do Sistema de Distribuição da CEEE.

Posteriormente, foi avaliada a evolução e previsão do mercado, identificando a carga de maior impacto. Foram avaliadas as condições de atendimento eletro-energético atuais e futuras, onde, de posse de dados de consumo por classe, demonstrou-se a evolução desta grandeza, bem como, a carga de maior impacto para o sistema regional. Ainda, com a projeção de consumo para toda área de concessão da empresa responsável, fez-se uma extrapolação para região de interesse com a intenção de obter a tendência de mercado projetado, visualizando a expansão do mesmo.

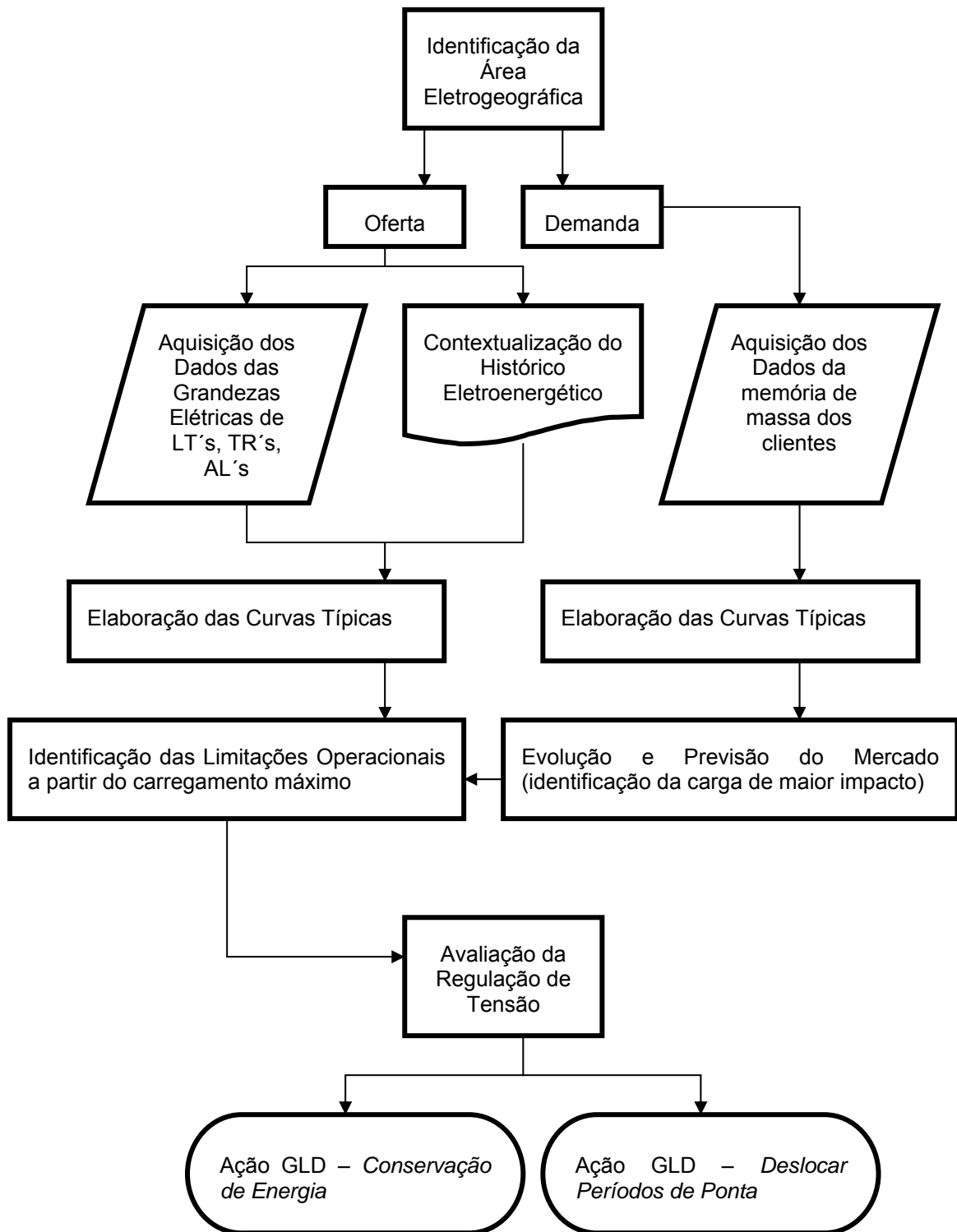


Figura 5. Fluxograma para Levantamento das Deficiências Operacionais do Litoral Sul

Realizou-se, também, a identificação das limitações operacionais a partir do carregamento máximo. Para demonstrar as restrições de carregamento e de regulação de tensão no circuito, foram utilizados dados dos dias de máximo carregamento das safras 2005/06 e 2006/07. No entanto, foram traçadas as curvas típicas dos dias úteis das subestações de Marmeleiro (SE MML) e Santa Vitória do Palmar (SE SVP), nos meses compreendidos pela safra 2006/07 (dezembro a março), a fim de ratificar a conformação da curva de carga para no dia carregamento máximo.

As principais deficiências operacionais encontradas foram de carregamentos acima da capacidade nominal e as deficiências na regulação de tensão da linha de transmissão, onde são propostas as ações GLD – *Conservação de Energia* e *Deslocamento dos Períodos de Ponta*, respectivamente, como proposta de solução.

Posteriormente, foram avaliados neste sistema os efeitos das ações de GLD propostas, que tiveram como foco os levantes hidráulicos advindos do cultivo de arroz, por se constituírem a carga mais importante e de maior impacto para região.

As ações de GLD propostas foram representadas pelas figuras de mérito *Conservação de Energia* e *Deslocar os Períodos de Ponta*, ilustradas na Figura 3.

Para apuração dos resultados da ação *Conservação de Energia* (Fluxograma Figura 6) sobre o sistema elétrico em estudo foram utilizados dados de 34 levantes eficientizados pelo GEE (PUC-RS). Deste total, 31 estão localizados na fronteira oeste do RS, já efetivamente eficientizados e 3 localizados em Palmares do Sul somente levantados e diagnosticados. Embora não existam registros de eficientização no litoral sul justifica-se a utilização de dados de outras regiões, em particular da região de Palmares do Sul, cujo relevo é idêntico ao da região de interesse, tendo alcançado resultados semelhantes aos da Fronteira Oeste.

Após foi realizado o cálculo da média de kW EVITADO e R\$/kW EVITADO nas ações de eficiência energética. Estes cálculos foram realizados a partir dos valores médios desta amostra, com o *Erro Amostral Máximo Provável* pequeno para *Intervalos de Confiança* de 90% e 95%, obtendo-se os valores médios de Demanda Evitada percentualmente (REDUÇÃO%) e o custo por kW reduzido (R\$/kW reduzido).

Com a aquisição dos dados de faturamento dos levantamentos hidráulicos da Safra 2006/07, pôde-se através do valor destas variáveis e os dados de consumo e demanda dos 146 levantamentos hidráulicos (separados por alimentador de distribuição), obter-se a Demanda Evitada (kW) e Energia Economizada (kWh) de cada alimentador, caso fosse implementado as mesmas ações de eficiência dos 34 levantamentos da amostra.

Para apuração do total de Energia Economizada e Demanda Evitada em cada subestação do sistema elétrico em estudo, foi efetuada a soma aritmética das parciais de cada alimentador. No caso da Demanda Evitada validado pelo alto fator de coincidência do tipo de carga em foco (levantamento hidráulico), validando a soma aritmética.

Na ação *Deslocar os Períodos de Ponta* (Fluxograma Figura 7) foi tomado como referência o dia de máxima carga na subestação Quinta (SE QUI) na safra 2006/07. Neste dia foi quantificado o montante de carga desligada no horário de ponta, subtraindo-se a média dos registros de MW do horário de ponta da média dos registros fora de ponta (excetuando-se o primeiro registro após o horário de ponta, em função do baixo fator de diversidade). Este total foi escalonado em três parcelas iguais sendo 2/3 retirados do horário de ponta convencional (das 19 às 22 horas) e realocados nos períodos compreendidos entre 13 às 16 horas e das 16 às 19 horas, respectivamente.

Com isso obteve-se a curva de carga estimada e uma regulação de tensão mais eficiente considerando que esta grandeza iria acompanhar a variação de tensão da fonte de alimentação (rede básica, 230 kV), não sofrendo os efeitos capacitivos da linha de transmissão.

Para avaliação de viabilidade econômica foi adotada a metodologia da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através do Manual para Elaboração do Programa de Eficiência Energética, o qual descreve no seu capítulo II, item 3, os Critérios para Avaliação Econômica dos Projetos.

Esta metodologia foi utilizada nas ações de GLD, tanto com enfoque da concessionária como do cliente. Nas propostas de GLO, guardaram-se as devidas diferenças entre as premissas, porém, com objetivo de promover uma comparação entre as mesmas.

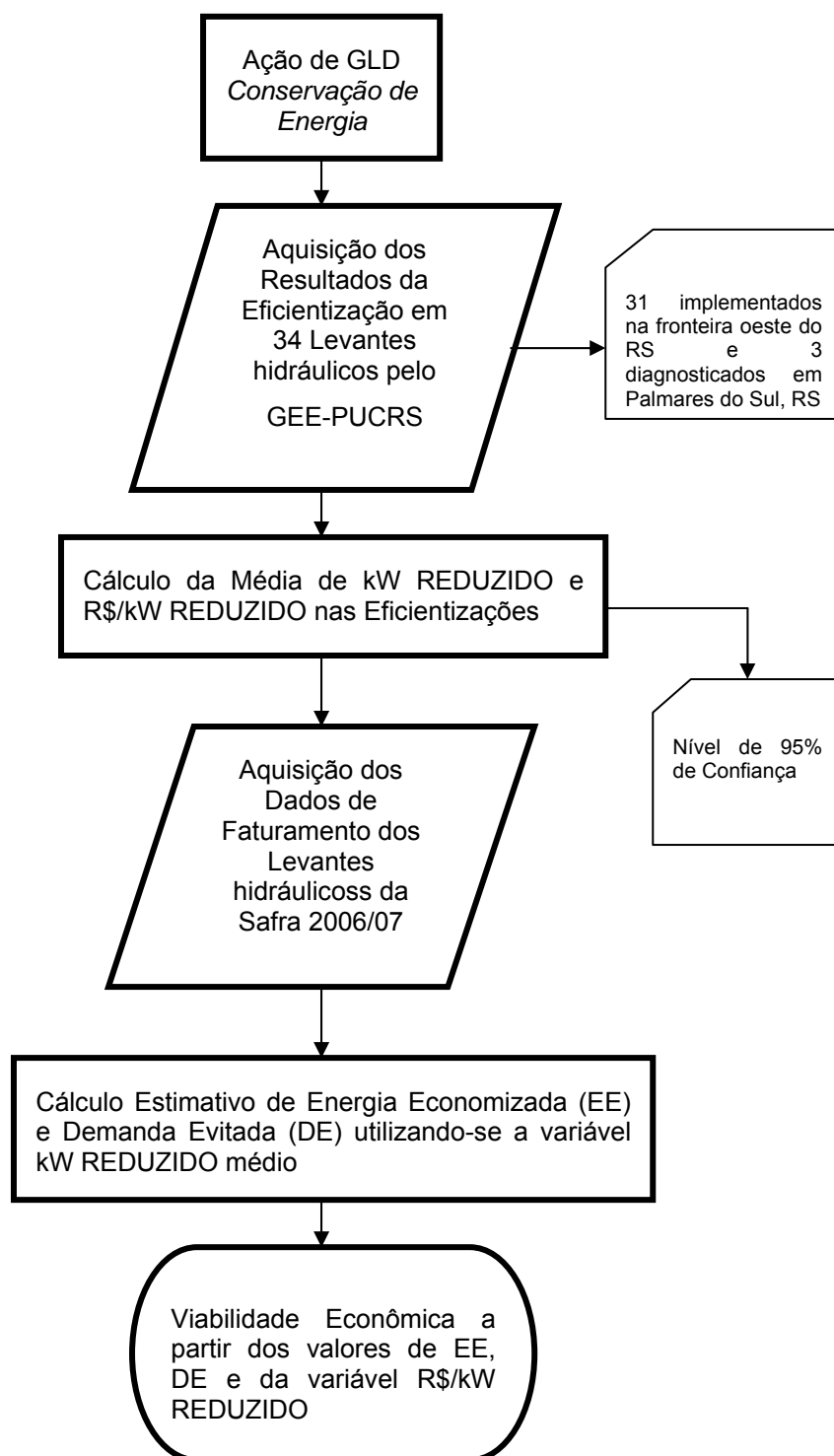


Figura 6: Fluxograma da Ação de GLD Conservação de Energia

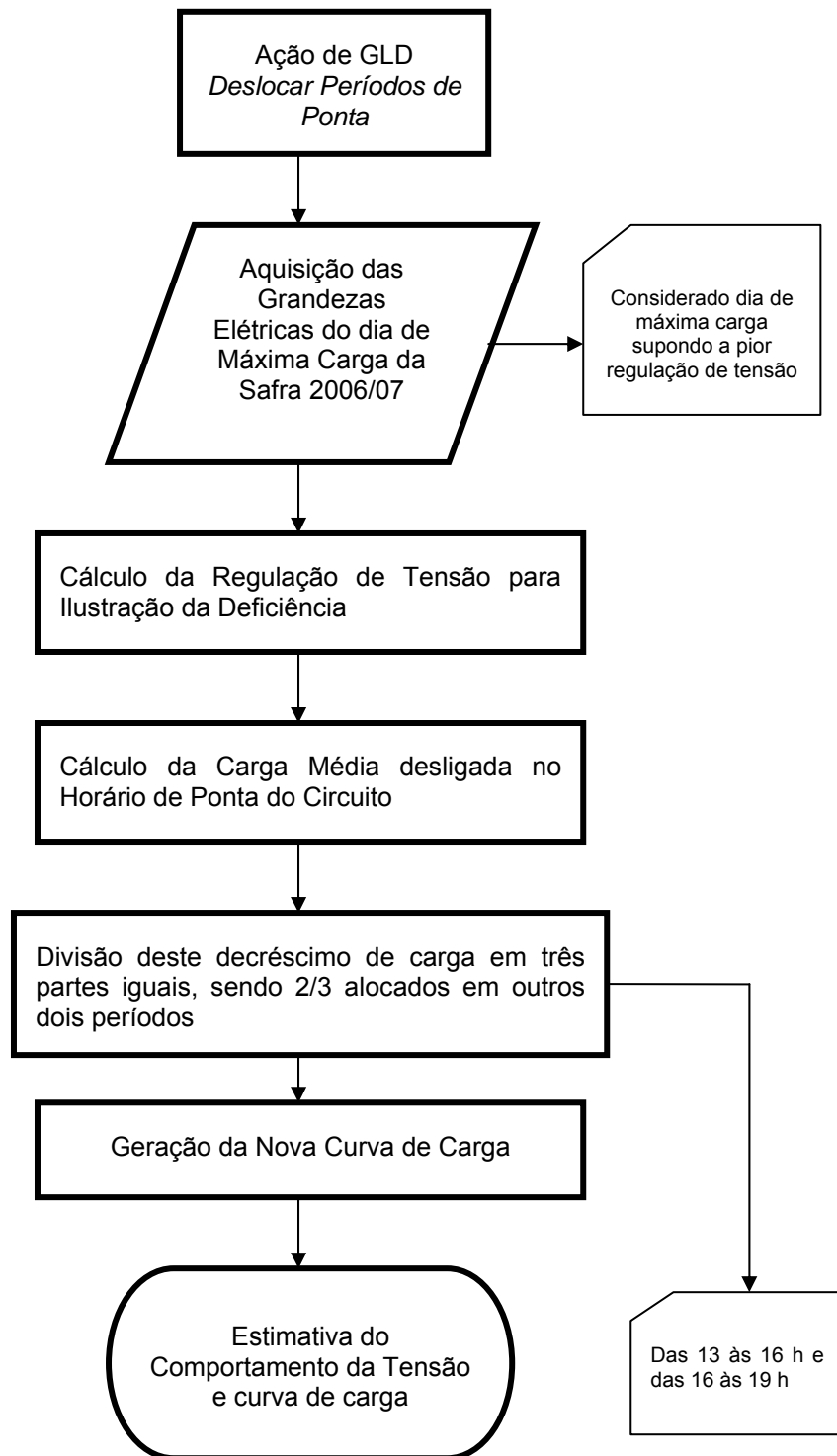


Figura 7. Fluxograma para Ação de GLD *Deslocar Períodos de Ponta*

4 CONTEXTUALIZAÇÃO HISTÓRICA E ATUAL DO LITORAL SUL

Este capítulo se propõe a desenvolver a análise do projeto que originou a interligação da região ao sistema elétrico nacional, bem como as condições de atendimento atuais e futuras. Esta análise proporcionará um melhor entendimento do desenvolvimento eletro-energético da região. Descrevendo o contexto histórico e presente, pode compreender o mercado atual e projetado mais facilmente.

4.1 Análise do Projeto Original

Este item apresenta os estudos feitos pela concessionária de energia elétrica responsável pelo atendimento do litoral sul do RS, em 1996, nos quais foram comparadas alternativas de conexão ao sistema interligado nacional à região. Primeiramente descreve-se a situação eletro-energética local antes da conexão ao sistema interligado, mostrando as condições de atendimento e suas limitações. Em seguida descreve-se a metodologia utilizada na avaliação econômica das alternativas, seguido das premissas de proposição e resultados esperados.

4.1.1 Contextualização

A região compreendida pelos municípios de Santa Vitória do Palmar e Chuí, até o primeiro semestre de 2000 (entrada em operação do sistema elétrico atual), tinha seu suprimento de energia elétrica atendido por uma usina diesel-elétrica, com 16 grupos-geradores diesel, conectados a um barramento de 13,8 kV, totalizando 25,1 MW, em 50 Hz. Tendo sua disponibilidade histórica desde 1991 em 55% da potência instalada.

Existiam cinco alimentadores a partir do barramento de 13,8 kV, sendo que somente um tinha sua tensão de operação em 23,1 kV, através de um transformador 13,8/23,1 kV.

Parte da carga era atendida a partir de uma interligação com o Uruguai, através da concessionária daquele país, a Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), com contrato de 2 MW. Sendo a subestação do lado uruguaio constituída de dois transformadores 60/15 kV, 7,5 MVA, 50 Hz, com chave-fusível no lado de alta tensão

e religadores na média tensão. O alimentador para fornecimento ao Brasil era exclusivo e alimentado individualmente por um dos transformadores de potência, sendo necessária a utilização de reguladores de tensão (15/13,8 kV) para conversão na tensão de operação padronizada brasileira. O que foi posteriormente modificado com a construção de linhas de transmissão e duas subestações, conforme pode-se observar na Fig. 8.

A demanda reprimida, qual seja a carga passível de ser atendida caso houvesse disponibilidade na região, era contabilizada em 13,12 MW pela concessionária, sendo 5,73 MW relativos à irrigação orizícola.

A manutenção e operação dos dezesseis grupos-geradores exigiam constantes reformas, devido ao desgaste das máquinas, que em sua maioria foram fabricadas na década de 1960. Estas reformas exigiam da concessionária a importação de peças de reposição, com dificuldades burocráticas e custos que obrigaram a empresa manter em sua oficina uma estrutura voltada para a nacionalização de peças de reposição em sistemas diesel-elétrico, sem todavia, reduzir os índices históricos de indisponibilidade da usina (55% da potência instalada).

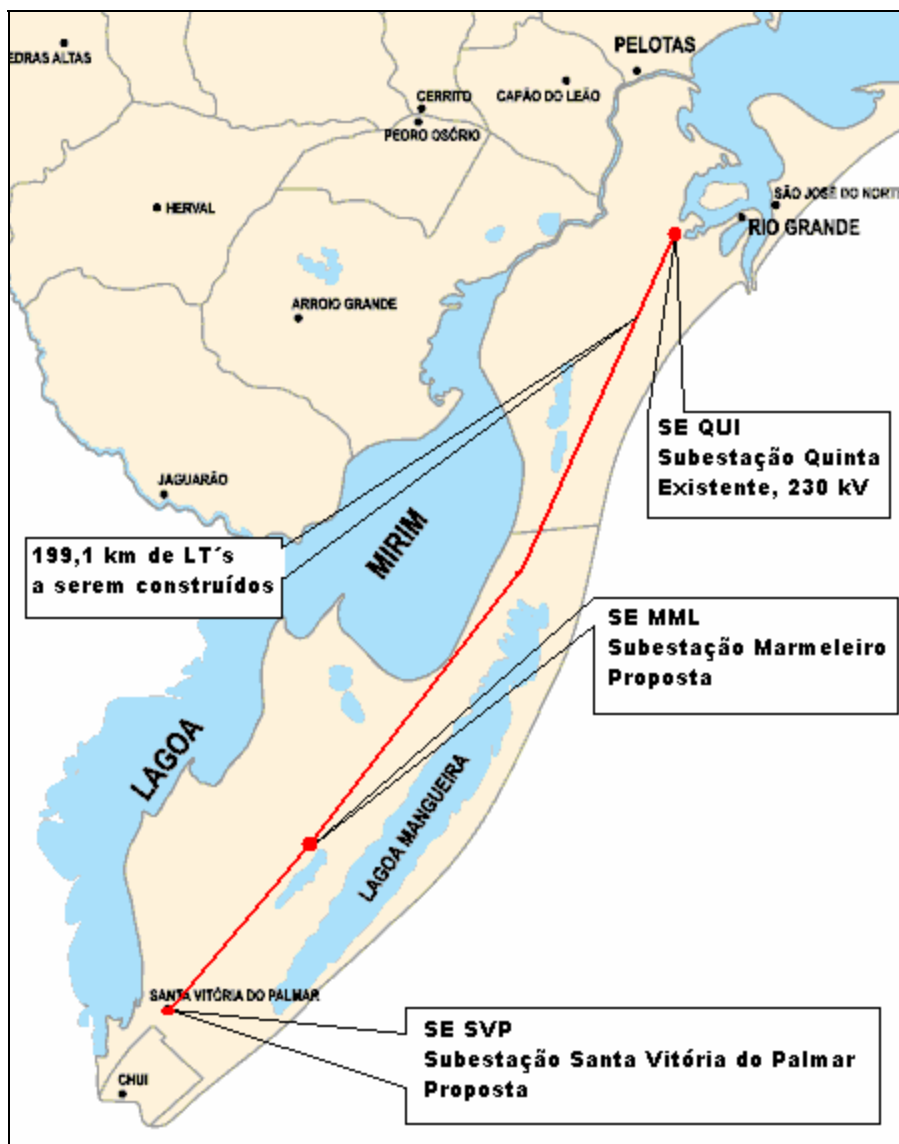


Figura 8. Mapa Geográfico da Região com a Proposta de Interligação ao Sistema Elétrico Brasileiro

A despesa anual com manutenção e operação da usina situava-se em torno de R\$ 2,59 milhões, incluindo despesas de pessoal, material, serviços e outros.

Já a conta de combustíveis da Usina Diesel-Elétrico Santa Vitória do Palmar (UDE SVP), atingia o montante anual de R\$ 4,51 milhões. Destes, R\$ 3,02 milhões eram reembolsados pelo setor elétrico, através da Conta Consumo de Combustíveis¹

¹ Subsídio para cobrir custos com combustível em sistemas isolados gerenciado pela Eletrobrás

(CCC), sendo que a cota da concessionária era de R\$ 0,27 milhões no rateio da CCC e R\$ 1,22 milhões de Equivalente Hidráulico².

4.1.2 Metodologia Utilizada no Projeto Original

Na avaliação econômica das alternativas de conexão ao sistema interligado nacional, foi utilizado o cálculo da “Relação Benefício/Custo” e da “Receita Líquida” como parâmetros de comparação entre as mesmas. Para tanto, foram levantados todos os benefícios e custos que envolveriam a conexão da região, sendo calculados os respectivos “valores presente” de acordo com a vida útil da cada alternativa.

BENEFÍCIOS CONSIDERADOS

a) Eliminação dos custos de capital, operação e manutenção da UDE SVP

Estes custos correspondiam à depreciação, pessoal, materiais, peças de reposição, serviços e outros necessários à operação e manutenção do sistema isolado em 50 Hz e que foram evitados com a desativação da usina.

b) Eliminação dos custos com combustível da UDE SVP

Correspondiam aos custos com a compra de óleo diesel, que seriam evitados com a desativação da usina, separados nas parcelas da CCC de responsabilidade do sistema elétrico e da concessionária.

c) Equivalente Hidráulico

Correspondente a despesa com combustíveis, em sistemas isolados, que não é coberta pela CCC. Isto se justifica porque, caso estes sistemas não fossem isolados, haveria necessidade de dispêndios com a compra de energia elétrica do sistema interligado, que é predominantemente hidráulico.

² Valor correspondente a parte da despesa com combustíveis, em sistemas isolados, que não é coberta pela Conta de Consumo de Combustíveis. Caso este sistema não fosse isolado compraria energia do sistema interligado, predominantemente hidráulico.

d) Receita para Concessionária

Corresponde ao importe, sem impostos, oriundo da venda de energia elétrica ao longo da vida útil da alternativa proposta (25 anos), baseado nas projeções de mercado da concessionária, considerando as diferentes taxas de crescimento previstas para as distintas classes de consumidores e os limites de atendimento de cada alternativa estudada. Para obtenção da receita faturável anual foi adotado um fator de carga de 0,58 e índice de perdas na distribuição de 7,4%, sendo utilizadas as tarifas médias de MWh por categoria de consumidor para a obtenção da receita.

e) Arrecadação de ICMS

Corresponde ao valor do imposto que seria arrecadado pelo governo do estado de acordo com a receita projetada.

f) Energia comprada da UTE

Corresponde ao valor que a concessionária deixaria de dispender com a aquisição de energia da UTE, com a interligação ao sistema elétrico.

g) Alienação da Usina Diesel-Elétrica

Parcela correspondente ao valor patrimonial já depreciado da usina, contabilizado pela concessionária, decorrente da alienação das máquinas, equipamentos e materiais da usina após a sua desativação.

CUSTOS CONSIDERADOS

a) Investimentos Necessários

Foram considerados os recursos para execução do empreendimento, abrangendo projeto e engenharia, compra de materiais e equipamentos, terrenos e servidões, construção, montagem e instalação, transporte e administração, para os sistemas de transmissão, distribuição e telecomunicações.

O desembolso adotado foi de 50%, 40% e 10%, respectivamente no primeiro, segundo e terceiro ano, conforme cronograma de construção da concessionária.

b) Custos de Capital

Corresponde ao custo de oportunidade do capital imobilizado até a data de entrada em operação do projeto. Foi considerada uma taxa de 10% a.a..

c) Operação e Manutenção

Parcela relativa aos custos marginais de operação e manutenção dos sistemas de transmissão, distribuição e venda de energia que a concessionária passaria a dispendar com o sistema a ser implantado.

Foram contabilizado estes custos durante toda vida útil do projeto, sendo considerado 4,25 R\$/MWh e 14,84 R\$/MWh como custos unitários de transmissão e distribuição (incluindo comercialização), respectivamente.

d) Energia comprada do sistema interligado

Corresponde aos custos com a compra de energia que supriria o novo mercado a ser atendido, incluindo perdas de 4,4% na transmissão e considerado o tempo correspondente à vida útil do projeto. Foi adotada uma tarifa média de suprimento da ELETROSUL, na época de 29,39 R\$/MWh.

4.1.3 Premissas e Proposição de Medidas

As condições macroeconômicas nacionais na época (1996), bem como o agravamento de operar o dispendioso sistema isolado da região devido ao crescimento vegetativo daquele mercado consumidor, direcionaram os esforços para a interligação ao sistema elétrico nacional. Além disto, a existência de uma demanda reprimida (13,12 MW contabilizada pela concessionária) apontava para uma solução que atendesse tanto aos ideais de integração do sistema isolado quanto à demanda dos orizicultores por energia elétrica.

Neste contexto, foram buscadas alternativas que assegurassem o atendimento da região ao crescimento vegetativo urbano e de irrigação, além da demanda reprimida.

Na avaliação econômica das alternativas, foi utilizada uma tarifa média por classe de consumidor como parâmetro de obtenção da receita, o que desconsiderou o forte subsídio da tarifa de irrigação, que chega a setenta por cento (70%) da tarifa durante oito horas e meia do dia de acordo com a portaria 207 da ANEEL.

Para obtenção da energia faturável foi utilizado um fator de carga anual de 0,58 e perdas na distribuição de sete virgula quatro por cento (7,4%), sendo que a carga mais significativa da região, que é a de irrigação, o fator de carga fica em torno de 0,30.

Estas decisões podem ter induzido a avaliação econômica para um resultado possivelmente mais atraente. Por outro lado, a taxa gradual de crescimento do mercado rural adotada (5,7% ao ano), não considerando uma possível explosão de crescimento, em virtude da eminente migração dos levantes hidráulicos mecânicos diesel para elétrico, pode ter contribuído de forma negativa na avaliação econômica. Neste mesmo sentido não foi considerada a arrecadação da demanda faturável nos clientes com tarifa binômia.

As alternativas estudadas estão descritas na Tabela 1, sendo melhor compreendidas com o auxílio da Figura 8 que contém o mapa geográfico da região.

Tabela 1: Alternativas Estudadas pela Concessionária para Interligação da Região ao Sistema Elétrico Nacional

	Alternativas Estudadas pela Concessionária			
	1	2	3	4
Ampliação da Transformação na SE Quinta , 230/138 kV, 50 MVA	x	x		x
Construção da LT QUIxMML, 141,1 kM, cabo Hawk 477 MCM, 230 kV			x	
Construção da LT QUIxMML, 141,1 kM, cabo IBIS 397,5 MCM, 138 kV	x			x
Construção da LT QUIxMML, 141,1 kM, cabo Hawk 477 MCM, 230 kV, operando em 138 kV		x		
Construção da SE MML, 230/69 kV (50 MVA), 69/23 kV (25 MVA)			x	
Construção da SE MML, 138/69 kV (30 MVA), 69/23 kV (15 MVA)	x	x		
Construção da SE MML, 138/23 kV (25 MVA)				x
Construção da LT MMLx SVP, 58 kM, cabo IBIS 397,5 MCM, 69 kV			x	
Construção da LT MMLx SVP, 58 kM, cabo IBIS 397,5 MCM, 138 kV	x	x		x
Construção da SE SVP, 69/23 kV (15 MVA)			x	
Construção da SE SVP, 138/23 kV (15 MVA)	x	x		
Construção da SE SVP, 138/23 kV (25 MVA)				x
Capacidade de suprimento de Energia Elétrica	32 MW até 2004	36 MW até 2006	50 MW até 2013	42 MW até 2010
Valor histórico Orçado (em milhões)	R\$ 23,65	R\$ 27,34	R\$ 33,74	R\$ 23,78

As análises de desempenho técnico e de relação Benefício x Custo, executadas pela concessionária, levaram à opção pela quarta alternativa, com capacidade de atendimento de 42 MW, suficientes até 2010, tendo apenas 8 MW a menos que a alternativa de maior capacidade e um custo a valor presente apenas zero vírgula

cinquenta e cinco por cento (0,55%) superior a alternativa mais barata, que por sua vez teria a capacidade esgotada em 2004.

Esta alternativa foi considerada altamente viável pela concessionária do ponto de vista global, apresentando uma Relação Benefício/Custo de 2,21 para taxa de atualização de 10% a.a., e uma Receita Líquida de R\$ 120,4 milhões ao longo de sua vida útil. Do ponto de vista da concessionária, mostrou-se economicamente viável para taxas de atualização de 10%, 15% ou 20% a.a., sendo também viável, do ponto de vista do setor elétrico para taxa de atualização de 10% a.a.

4.1.4 Resultados Esperados

A execução da alternativa de atendimento escolhida, permitiria a desativação da atual UDE SVP (50 Hz), a liberação de 13,13 MW de demanda reprimida, sendo 5,73 MW relativos à irrigação, e o atendimento do mercado da região até 2010, estimado em 42 MW demandados.

De acordo com os dados históricos de operação da concessionária, a demanda atendida já em fevereiro de 2005 chegou ao patamar de 50 MW, na subestação da Quinta, com uma demanda reativa coincidente de 15,3 Mvar.

O projeto contribuiria para redução do consumo nacional de combustível derivados de petróleo, tanto na UDE SVP como nos levantes mecânicos diesel, através da substituição por energia elétrica do sistema interligado, no qual a matriz energética é de fonte hídrica. A concessionária passaria a atender os consumidores da região em outro patamar de qualidade e confiabilidade, conferidos pelo sistema interligado de transmissão. Além do benefício financeiro direto, calculado pela concessionária, eram esperados benefícios indiretos com a implantação do projeto, uma vez que a disponibilidade de energia elétrica é um vetor de desenvolvimento sócio-econômico.

4.2 Análise das Condições de Atendimento Atuais e Futuras

Este item expõe a situação eletro-energética da região estudada, composto pelo mercado, carga e operação atuais e projetados, bem como premissas para alternativas de expansão.

4.2.1 Mercado Atual e Projetado

4.2.1.1 Mercado Atual

O mercado atual de energia na região estudada, conforme Tabela 2, a qual é composta por dados de energia faturada (medida e corrigida), mostra a evolução da matriz consumidora de energia elétrica, bem como a classe de maior impacto para região. Esta tabela mostra os dados de consumo em MWh e a média anual de consumidores nos anos de 2000 a 2006, estratificados pelas classes residencial, industrial, comercial, rural e outros, considerado neste último a iluminação pública, serviços públicos e próprios da concessionária.

Estes dados também confirmam a rápida evolução do mercado rural, comentado no item anterior, em virtude da migração dos levantes hidráulicos mecânico diesel para elétrico. A evolução do mercado e a classe consumidora mais importante e de maior impacto para região, ficam explicitados nas Figuras 9, 10 e 11 respectivamente, os quais confirmam a carga rural como preponderante na região.

Para melhor entendimento deste mercado é necessário considerar que a interligação ao sistema elétrico nacional se deu no primeiro semestre do ano de 2000.

Percebe-se uma redução no consumo da classe rural do ano de 2005 para 2006 (Figura 9), a qual pode ser explicada pela redução na área do plantio de arroz, onde passou de 78.000 ha para 60.000 ha, respectivamente. No entanto fica evidente o aumento do consumo da classe rural na região nos últimos anos.

Conforme ilustrado na Figura 10 o consumo de energia elétrica da classe rural no Litoral Sul, de 2000 a 2006 representou 66% do consumo total, seguido pelo residencial com 19% e comercial com 8%. No ano de 2005 onde foi registrada a maior demanda neste sistema elétrico (Tabela 3), o consumo rural representou 75% do total registrado conforme Figura 11.

Esses dados confirmam que a carga rural se constitui a mais importante e de maior impacto para o sistema elétrico do litoral sul do estado do RS.

Tabela 2. Mercado Atual de Energia de Santa Vitória do Palmar e Chuí

ANO		CLASSE					Total
		Residencial	Industrial	Comercial	Rural	Outros*	
2000	MWh	17983	2949	7478	37084	3524	69018
	NºClientes						
	Média/ano	11876	35	1206	486	125	13728
2001	MWh	17400	2730	7088	38737	3254	69209
	NºClientes						
	Média/ano	12133	30	1184	546	138	14031
2002	MWh	16525	1895	6957	46362	3276	75015
	NºClientes						
	Média/ano	12497	25	1185	619	146	14472
2003	MWh	15432	2258	6670	48265	3399	76024
	NºClientes						
	Média/ano	12686	25	1112	679	149	14651
2004	MWh	14653	3016	6850	64081	3507	92107
	NºClientes						
	Média/ano	12916	24	1104	751	152	14947
2005	MWh	14490	2970	6962	86599	3656	114677
	NºClientes						
	Média/ano	13160	24	1088	785	149	15206
2006	MWh	14211	2208	6610	68962	3658	95649
	NºClientes						
	Média/ano	13282	24	1084	782	151	15323

*Iluminação Pública, Serviço Público e Próprios Concessionária

Energia/Classe/Ano

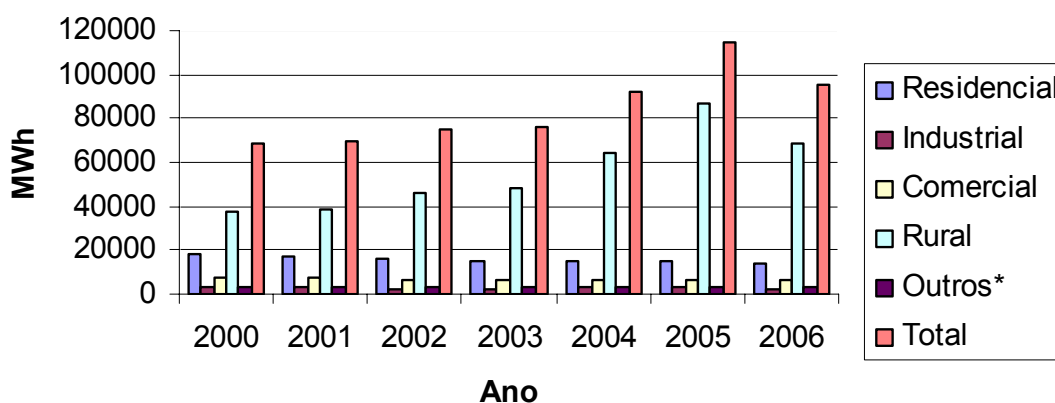


Figura 9. Evolução do Consumo por Classe Tarifária/Ano

Energia Faturada entre 2000/06 por Classe Tarifária

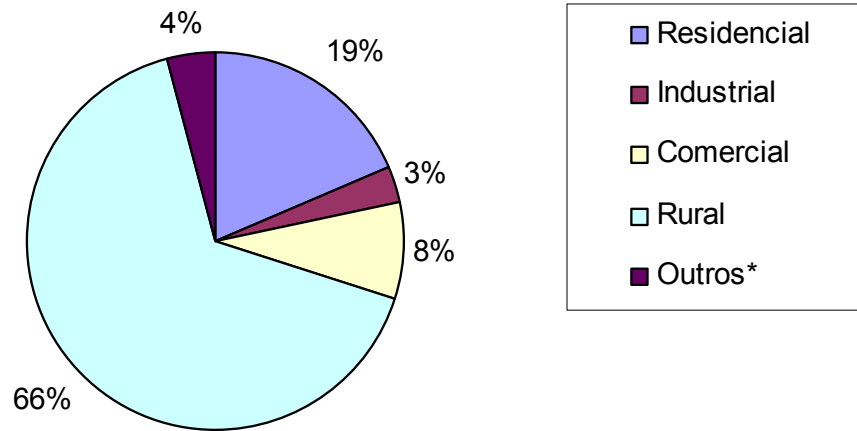


Figura 10. Energia faturada entre 2000/06 por classe tarifária

Energia Faturada em 2005 por Classe Tarifária

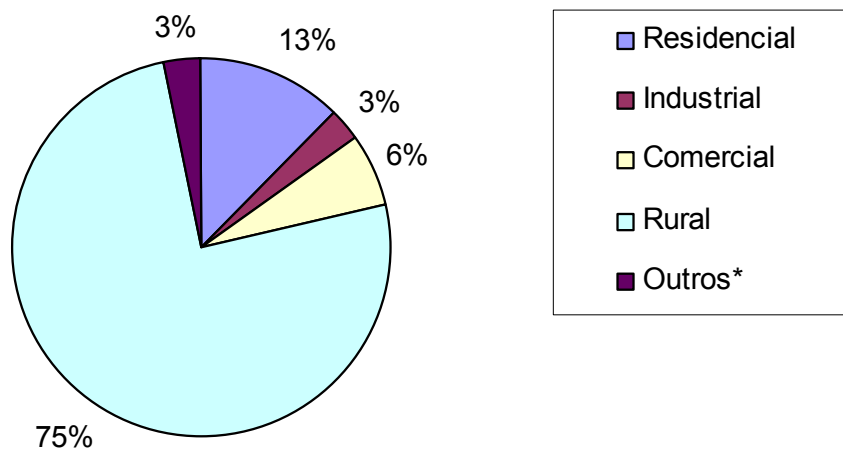


Figura 11. Energia faturada em 2005 por classe tarifária

4.2.1.2 Mercado Projetado

A concessionária responsável pelo atendimento da região não projeta o seu mercado de energia de forma regionalizada, e sim, considera somente o mercado global de sua área de abrangência. No entanto, uma vez conhecido os índices de crescimento aplicados a toda área de concessão, separados por classe tarifária, pode-se realizar uma extrapolação para região de interesse, composta pelos municípios de Santa Vitória do Palmar e Chuí, a fim de se obter a energia projetada para os próximos dez anos. Esta ação pode introduzir distorções em seu resultado, uma vez que a região poderá apresentar crescimento diferenciado da média de toda concessão. Nesta mesma direção não existe levantamento pelo IRGA da capacidade simultânea de área que pode ser cultivada em uma safra, de onde se poderia estimar a demanda máxima do sistema elétrico. Porém, esta projeção serve de balizador do crescimento regional, informando uma tendência, conforme se observa na Figura 12.

A projeção indica um crescimento constante do consumo rural, chegando a 148.155 MW em 2016, valor 54,9% maior que o registrado em 2006.

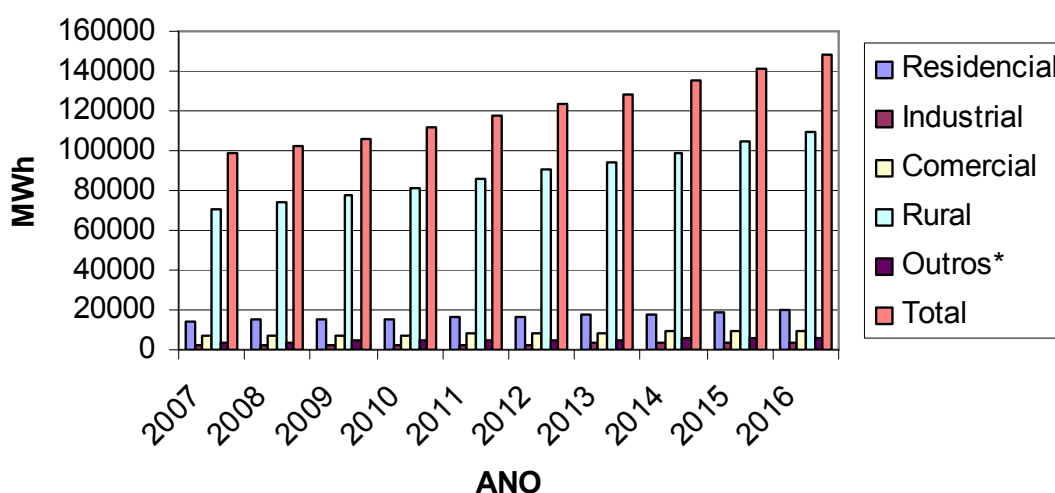


Figura 12. Tendência de mercado projetado para o Litoral Sul

4.2.2 Demandas Verificadas

A subestação da Quinta, pertencente à rede básica, responsável pelo atendimento das subestações de Marmeleiro e Santa Vitória, disponibilizou os dados das grandezas registradas em meio analógico. Sendo assim, foi efetuada uma pesquisa manual nas folhas de leitura da subestação, onde se extraiu as demandas máximas verificadas nas três últimas safras orizícolas, conforme Tabela 3.

Pôde-se concluir também nesta pesquisa que o pico de demanda exigido por este circuito elétrico coincide com o período que vai da segunda quinzena do mês de janeiro à primeira quinzena do mês de fevereiro, de cada safra.

Tabela 3. Demandas Máximas do Módulo Alimentador, Subestação Quinta

SAFRA	DEMANDA ATIVA MAXIMA VERIFICADA MW	DATA
2004/05	50	5/2/2005
2005/06	44,3	3/2/2006
2006/07	43,2	23/1/2007

4.2.3 Operação e Manutenção do Sistema Eletro-Energético

A operação do sistema elétrico, mostrado nas Figuras 13 e 14 a seguir, é feita remotamente a partir de um Centro de Operação da empresa distribuidora, localizado em Porto Alegre, contando com a automação e telecomando das subestações de Marmeleiro (SE MML) e Santa Vitória (SE SVP), uma vez que estas não são atendidas por operadores de carreira da companhia em suas plantas. No caso da subestação Quinta (SE QUI), a operação é feita por controle manual, sendo a troca de taps do autotransformador (AT1) pertencente ao módulo alimentador do circuito SE MML e SE SVP, executado manualmente por solicitação do centro de operação da distribuidora.

A manutenção das linhas de transmissão e subestações do sistema de distribuição é de responsabilidade de um Centro de Manutenção da empresa concessionária, localizado na cidade de Pelotas, a qual se distancia aproximadamente 250 km da SE SVP.

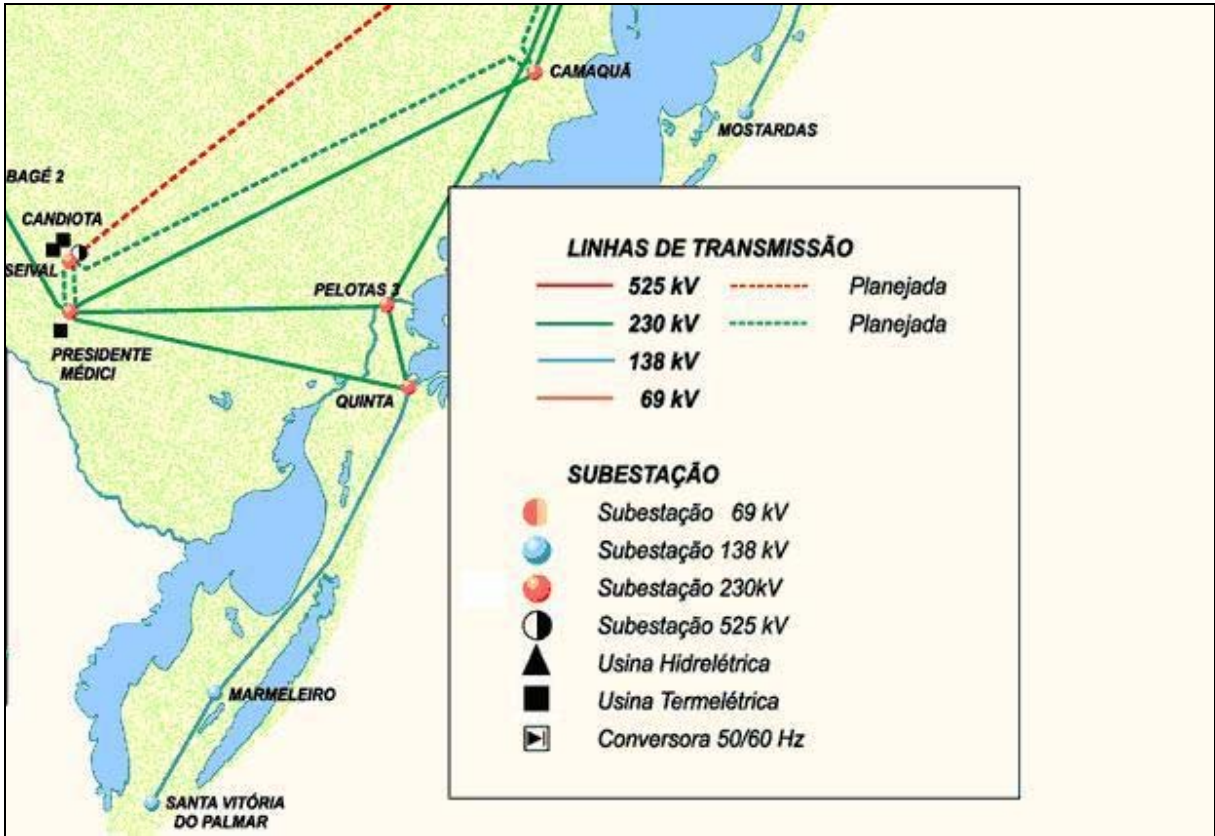


Figura 13. Mapa Eletrogeográfico da Região

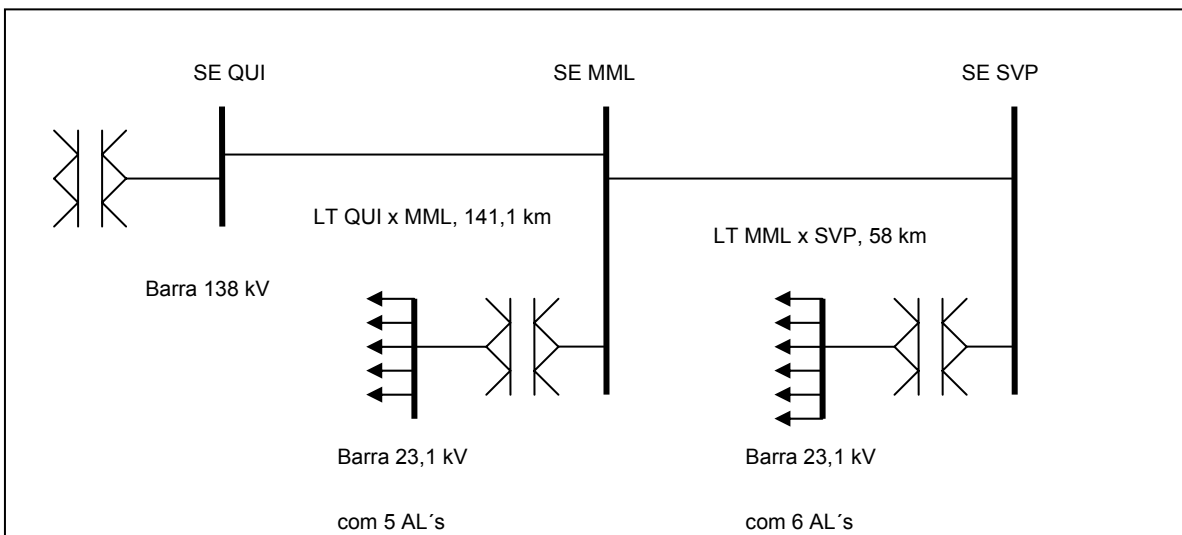


Figura 14. Diagrama Unifilar do Sistema

4.2.4 Curvas de Carga do Sistema

Para ilustrar o despacho de carga pelo circuito na safra, o qual é acompanhado pelo Centro de Operação da Distribuidora, foi levantada a curva de carga das subestações de Marmeleiro, Santa Vitória e Quinta (AT1), no dia de máxima carga das últimas duas safras na SE QUI, conforme Tabela 3.

Percebe-se nas Figuras 15 e 16 do ciclo de carga do autotransformador um vale no horário compreendido entre 19 h e 22 h, conseqüência da tarifação horo-sazonal verde nas unidades consumidoras de levante hidráulico. Neste período o preço da energia consumida na ponta, fica aproximadamente oito vezes mais cara do que fora de ponta.

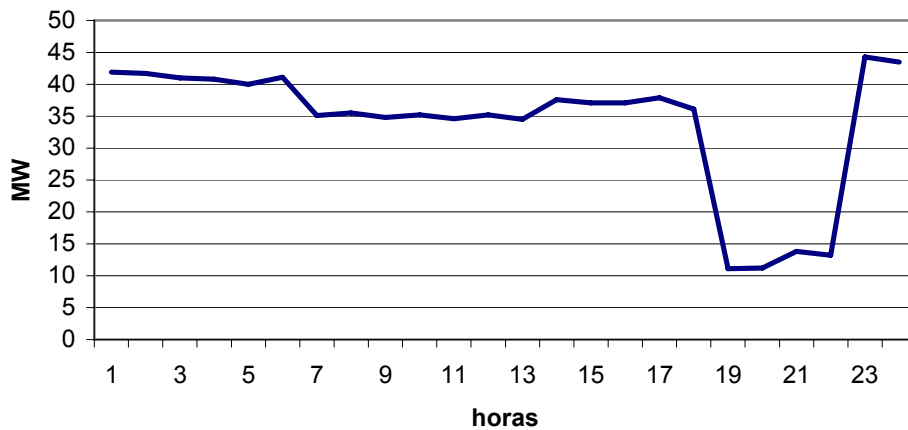


Figura 15. Curva de Máxima Carga do AT1 (SE QUI), safra 05/06, dia 03/02/06

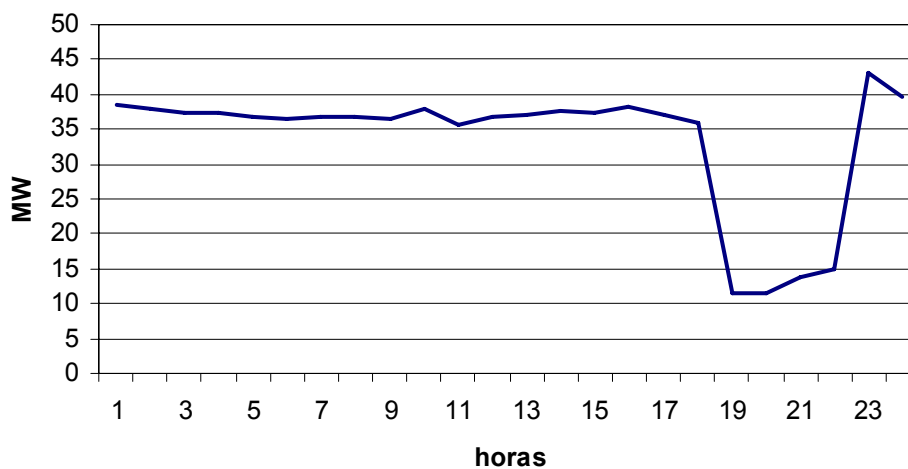


Figura 16. Curva de Máxima Carga do AT1 (SE QUI), safra 06/07, dia 23/01/07

O vale na curva de carga na SE SVP é menos expressivo do que o verificado na SE MML (Figuras 17 a 20), uma vez que a carga urbana dos municípios de Chuí e Santa Vitória do Palmar é integralmente atendida por aquela subestação. Já a subestação de Marmeleiro alimenta exclusivamente a zona rural do município de Santa Vitória.

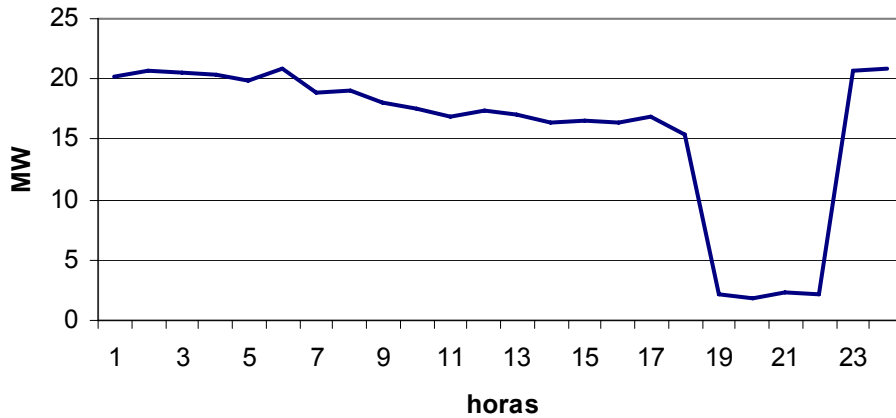


Figura 17. Curva de Carga SE MML, safra 05/06, dia 03/02/2006

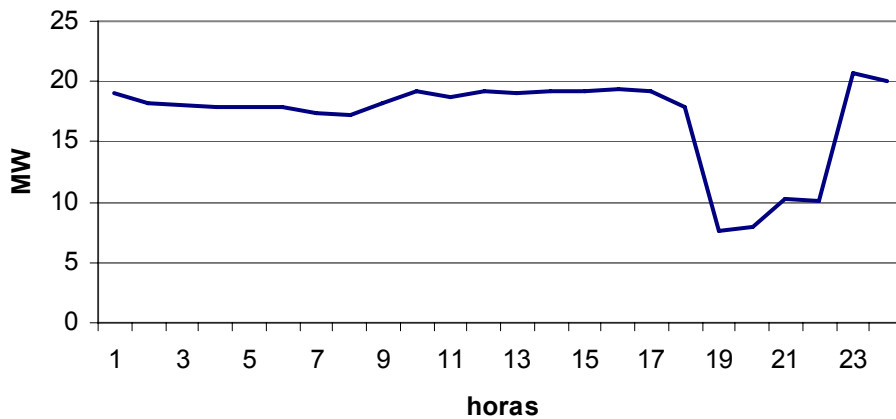


Figura 18. Curva de Carga SE SVP, safra 05/06, dia 03/02/2006

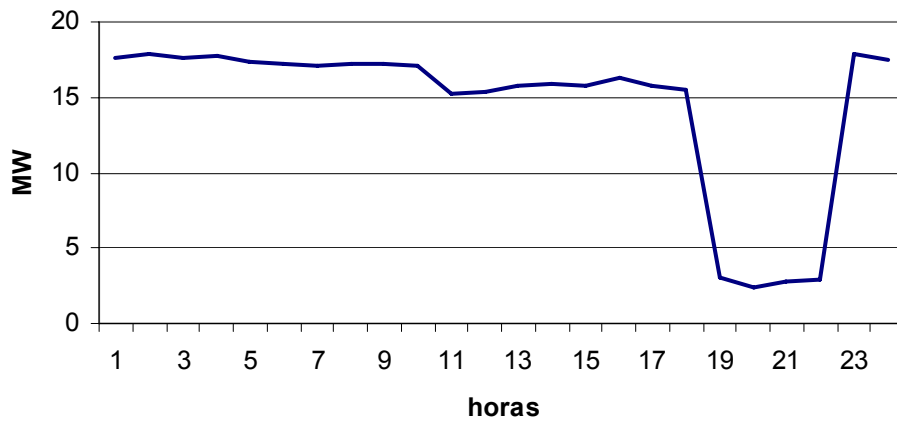


Figura 19. Curva de Carga SE MML, safra 06/07, dia 23/01/2007

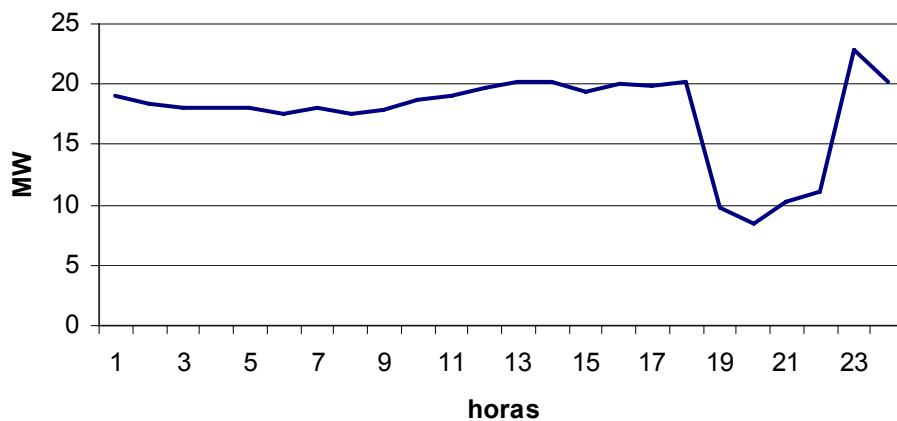


Figura 20. Curva de Carga SE SVP, safra 06/07, dia 23/01/2007

4.2.5 Restrições Operativas e de Expansão

O fato de o sistema estar atendendo uma demanda acima de sua capacidade nominal, a exemplo da safra de 2004/2005, onde foi verificada uma demanda aparente de 52,3 MVA no AT1 da subestação da Quinta, não configura por si só uma restrição operacional. No entanto, durante os meses da safra orizícola, quando

o sistema exige demandas elevadas, a regulação de tensão no circuito se torna crítica, uma vez que os consumidores horo-sazonais, compostos basicamente por levantes hidráulicos, desligam suas cargas no horário de ponta, compreendido entre 19 h e 22 h do horário brasileiro de verão. Esta ação tende a aumentar a tensão ao longo das linhas de transmissão do sistema, obrigando a troca de taps da transformação de forma automática nas SE's MML e SVP e manualmente no AT1 da SE QUI. Para mostrar a dinâmica deste processo, pode-se verificar na Tabela 4 a seguir, a qual registra a excursão do comutador sob carga, potência e tensão na barra de 138 kV no AT1 da SE QUI, no dia 03/02/2006.

Na Figura 21 a seguir nota-se a variação de tensão na SE QUI e SVP, o qual evidencia a predominância do efeito capacitivo na linha de transmissão, quando da saída da carga, gerando uma regulação de tensão como segue:

Sendo $VR\% = \frac{V_{m\acute{a}x} - V_{m\grave{m}n}}{V_{m\grave{m}n}} \times 100\%$ a regulação de tensão de um dado circuito, pode-se

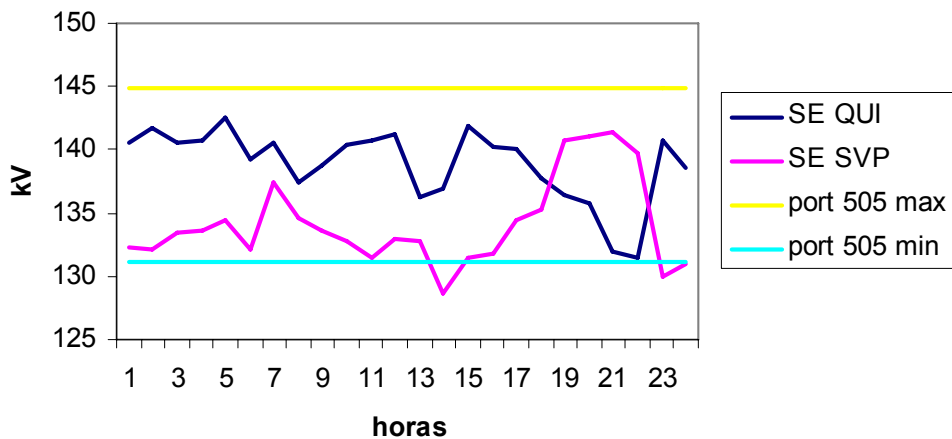
calcular este índice para SE QUI e SE SVP, como segue:

$VR\%_{SE\ QUI} = 8,44\%$, referente ao dia 03/02/2006

$VR\%_{SE\ SVP} = 8,76\%$, referente ao dia 03/02/2006

Tabela 4. Grandezas e TAP do AT1, verificados em 03/02/06

HORAS	AMPERES	MW	MVA _r	TAP	kV
1	172	41,9	2,3	12	140,5
2	169	41,7	-0,8	11	141,7
3	168	41	-0,8	10	140,5
4	167	40,8	-1,4	11	140,7
5	162	40	-2,9	11	142,6
6	171	41,1	-0,5	11	139,2
7	147	35,1	-2,2	10	140,6
8	148,8	35,5	-6,2	11	137,5
9	147	34,8	-6,1	11	138,8
10	147	35,2	-6,5	13	140,4
11	145	34,6	-7,2	14	140,7
12	144	35,2	-7,4	14	141,2
13	150	34,5	-5,9	13	136,2
14	160	37,6	2,1	17	137
15	151	37,1	-4,4	17	141,9
16	153	37,1	-3,9	14	140,2
17	139	37,9	3,3	13	140,1
18	152	36,1	-4,8	10	137,8
19	83	11,1	-16,2	5	136,5
20	84	11,2	-16,5	5	135,7
21	90	13,8	-15,3	6	132
22	89	13,2	-15,2	5	131,5
23	183	44,3	2,5	14	140,8
24	181	43,5	2,2	11	138,6

**Figura 21. Variação de tensão nas SE's QUI e SVP, dia 03/02/2006**

Para manter as tensões máximas e mínimas dentro dos padrões exigidos pela portaria 505 da ANEEL, que delimita entre 0,95 e 1,05 p.u. como adequado este nível de tensão, é exigido do comutador sob carga a troca de tap do autotransformador, que no horário de ponta excursiona do tap 10 para o 5, retornando ao 14 após a ponta, como observa-se na Tabela 4. Mesmo assim, como ilustra a Figura 21, observa-se períodos fora da tensão adequada.

A constante troca de taps na transformação do circuito em estudo pode levar a manutenções prematuras nos comutadores sob carga, aumentando o custo deste serviço.

No horário de ponta a tensão na barra de 138 kV da SE SVP aumenta, sendo necessária a troca de tap no AT1 da SE QUI para minimizar a sobre tensão. Este processo exige permanente vigilância do Centro de Operação da distribuidora, sob pena do desligamento da subestação pela atuação da proteção de sobretensão.

A topologia radial do circuito, com 199,1km de linhas de transmissão, onde está localizada a subestação de Santa Vitória, se configura num fator importante para o desempenho da regulação de tensão. Já a subestação de Marmeleiro se localiza a 141,1 km da conexão com o sistema interligado, na SE QUI.

No mapa eletrogeográfico, conforme mostra a Figura 10, percebe-se que o circuito em estudo está localizado no extremo sul do país, em uma faixa de terra delimitada a Oeste pela Lagoa Mirim e a Leste pela Lagoa Mangueira e oceano Atlântico. Esta característica dificulta significativamente a conexão à outra fonte do sistema elétrico nacional, abrindo um possível caminho para uma interconexão internacional com o país vizinho, o Uruguai.

Esta interconexão necessitaria uma estação conversora, pois a frequência nominal do país vizinho é de 50 hz. No entanto, serão apresentadas alternativas de Gestão pelo Lado da Demanda e Oferta de Energia em outro capítulo deste trabalho.

4.2.6 Potencial de Crescimento e Carga Reprimida

Para avaliação do potencial de carga reprimida será necessário traçar uma perspectiva do mercado de arroz. Para tanto serão utilizados dados do Instituto Riograndense do Arroz (IRGA).

De acordo com este órgão, na safra 2004/05 (Censo da Lavoura do Arroz Irrigado, safra 2004/05) quando observou-se a maior demanda registrada no autotransformador AT1, da SE QUI, ainda persistia aproximadamente 2,98% das lavouras da região com irrigação de origem mecânico diesel, conforme Tabela 5 a seguir.

Tabela 5: Origem Energética dos Levantes hidráulicos, safra 2004/05

Municípios	Mecânica Diesel		Mecânica Elétrica		Natural		Total ha.
	ha.	%	ha.	%	ha.	%	
Chuí	1400	25,5	4082	74,5	0	0	5482
Sta. Vitória	591	0,9	61612	98,9	103	0,2	62306

Considerando que o custo da irrigação de origem mecânico diesel, na safra 2005/06, foi 95,9% superior ao mecânico elétrico (IRGA, Custo de Produção Médio Ponderado de Arroz Irrigado no RS, safra 2005/06, 2006), pode-se concluir que a demanda de energia elétrica poderá ser incrementada, principalmente se o cenário econômico aumentar a atratividade da cultura para os produtores.

Este cenário indica a diminuição da relação estoque versus consumo, bem como a tendência de elevação dos preços do arroz (IRGA, 2006), como mostra a Figura 22 a seguir.

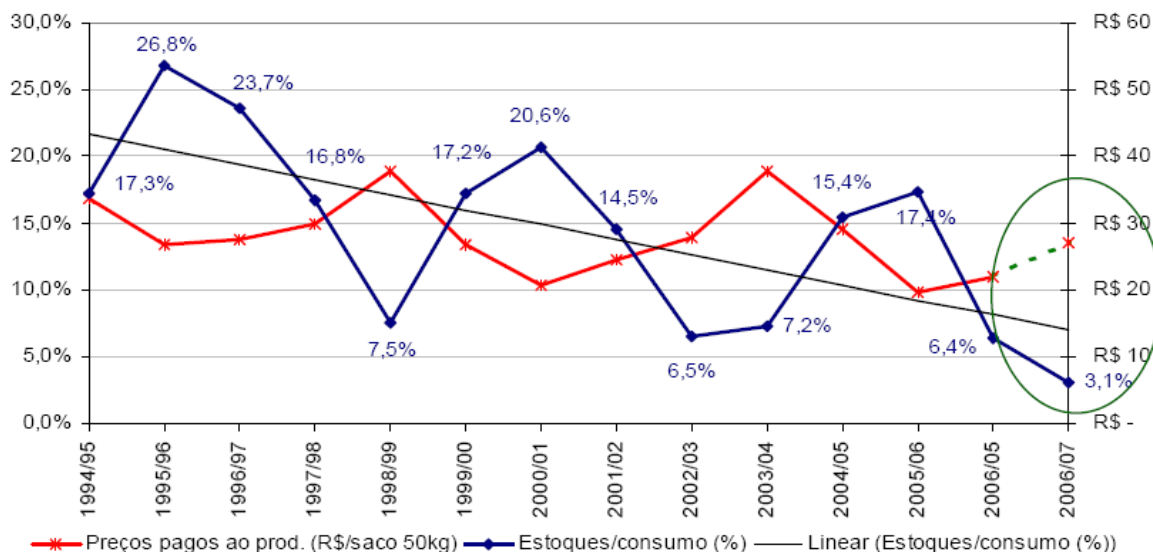


Figura 22. Relação Estoque x Consumo e Preço Pago ao Produtor

Dentro destas perspectivas pode-se supor que a demanda energética na região poderá registrar valores maiores do que os verificados, em virtude da atividade orizícola.

Atualmente, para liberação de novas cargas nos alimentadores rurais é utilizado o critério de ampacidade e queda de tensão, viabilizada através da instalação de reguladores de tensão. Estes equipamentos estão presentes na maioria dos alimentadores rurais, não permitindo até o momento um histórico de carga reprimida.

4.2.7 Curvas de Carga Típicas das Subestações MML e SVP

A fim de simplificar a análise, foi utilizado neste item o comportamento da carga das subestações de Marmeleiro e Santa Vitória nos dias de máxima demanda (MW) verificada nas últimas safras no autotransformador da Quinta. No entanto, na intenção de validar as observações e conclusões até aqui apresentadas, mostra-se a seguir, nas Figuras 23 e 24, a curva típica de carga ativa das subestações MML e SVP, composta pela média mensal desta grandeza em cada horário do dia.

Estes gráficos evidenciam a fidelidade da curva típica com o ciclo de carga do dia de máxima considerado anteriormente, validando as observações efetuadas.

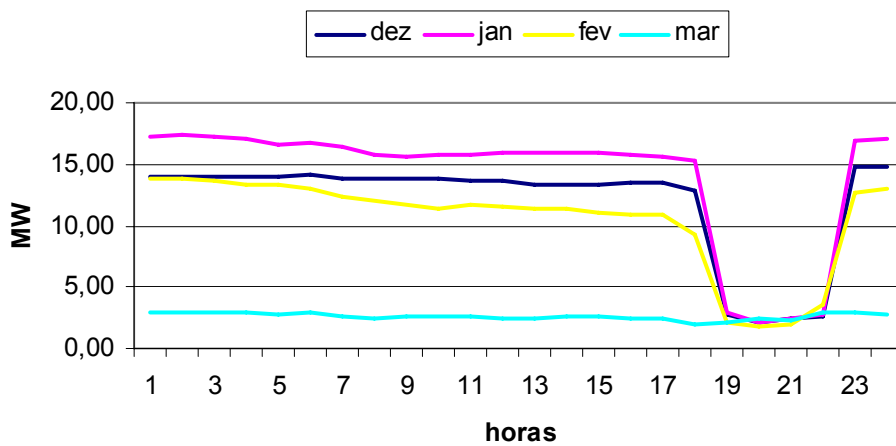


Figura 23. Curva de Carga Típica da SE MML, dia útil, safra 2006/07

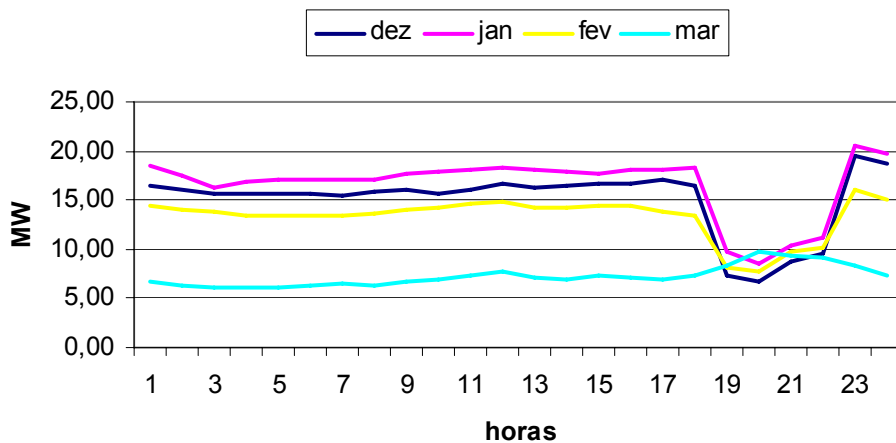


Figura 24. Curva de Carga Típica da SE SVP, dia útil, safra 2006/07

4.2.8 Planejamento da Expansão e Custos Associados

Se por um lado na liberação de novas cargas são consideradas somente as grandezas elétricas na distribuição em 23,1 kV, existe um acompanhamento da demanda de transformação nas subestações pela Divisão de Planejamento e Engenharia (DPE) da concessionária responsável. A DPE prevê para o primeiro

trimestre de 2009, a duplicação da transformação 230/138 kV na subestação da Quinta, conforme Tabela 6 a seguir.

Tabela 6. Previsão de Expansão da Oferta na Região

Subestação	Descrição	Data Prevista	Custo [R\$ x 1000]
Quinta	Ampliação - 2º AT 230/138 kV - 50 MVA	1º trim. 2009	6.786,00

Fonte: CEEE, Divisão de Planejamento e Engenharia, Atendimento Elétrico as regiões de Rio Grande e São José do Norte, 2007

Historicamente, o setor elétrico prevê sua expansão com enfoque somente na oferta de energia. Considerando esta premissa pode-se supor que a médio ou longo prazo, dependendo do crescimento econômico da região, as ampliações da transformação das subestações de Marmeleiro e Santa Vitória poderão estar descritas no planejamento da concessionária. Esta suposição pode ser baseada no aumento da carga rural, caracterizada na região em sua maioria, pelos levantamentos hidráulicos. Atualmente esta carga é responsável por 66% do consumo acumulado de 2000 a 2006, ocupando toda capacidade de suprimento elétrico no período da cultura do arroz irrigado. Para 2016 é projetado um consumo 54,9% maior do que o registrado em 2006. Esta projeção pode ser incrementada pela migração de novos levantamentos mecânicos diesel para mecânicos elétricos e o aumento da área cultivada em função da elevação do preço do arroz, ocasionado pela diminuição da relação estoque versus consumo.

No capítulo a seguir serão propostas algumas alternativas de Gerenciamento pelo Lado da Oferta e Demanda de Energia Elétrica, sendo avaliadas do ponto de vista técnico, econômico e sócio-ambiental.

5 ALTERNATIVAS DE ATENDIMENTO (ESTUDO DE CASO)

Este capítulo se propõe a explorar as possíveis alternativas de expansão do sistema eletro-energético do Litoral Sul, compreendido pelos municípios de Santa Vitória do Palmar e Chuí, tanto pelo lado da Demanda de Energia como pela Oferta, onde posteriormente será traçada uma comparação econômica entre as alternativas avaliadas.

5.1 Demanda de Energia

5.1.1 Eficiência energética nas Cargas Principais

Como foi observado no capítulo anterior, a carga de maior impacto para a região tem origem na classe rural, mais precisamente na lavoura orizícola em função dos levantes hidráulicos. Conforme dados da concessionária local, na safra 2006/07 foram contabilizados 146 pontos de medição de clientes na categoria levante hidráulico.

O desafio para se obter uma estimativa do impacto da efficientização nestas cargas, é encontrar um valor médio para redução da demanda na ponta (REDUÇÃO) e o custo unitário desta ação, ou seja, reais por kW reduzido (R\$/kW reduzido).

Para esta tarefa foram utilizados dados de trinta e um levantes hidráulicos já efficientizados (fronteira oeste do RS) e outros três levantados e diagnosticados (Palmares do Sul,RS) pelo Grupo de Eficiência Energética da PUC-RS, donde através de técnica estatística pretende-se encontrar as variáveis: REDUÇÃO e R\$/kW reduzido desejados.

Conhecendo as variáveis e com o histórico de dados das grandezas elétricas da região, pode-se ter uma estimativa de demanda evitada na ponta e energia economizada, por alimentador e subestação relativos à safra 2006/07.

5.1.1.1 Estudo Estatístico para Obtenção das Variáveis Desejadas

De acordo com o IRGA, na figura da Divisão de Assistência Técnica e Extensão Rural (DATER), os levantamentos hidráulicos da região têm sua altura geométrica (hg) entre dois (2 m) e seis (6 m) metros, motivo pelo qual separou-se a amostra total (34 levantamentos) em dois grupos, sendo um (Grupo I) com as alturas geométricas dentro da faixa da região de interesse ($2 \leq hg \leq 6$) e outro (Grupo II) com demais valores, conforme Tabelas 7 e 8 a seguir.

Para obter uma idéia da dispersão encontrada das variáveis REDUÇÃO e R\$/ kW reduzido, é mostrado nas Figuras 25 e 26 o gráfico da distribuição de frequência na amostra total, contabilizado pela soma dos grupos I e II.

Tabela 7. Grupo I de levantamentos com hg entre $2 \leq hg \leq 6$

Nº Levante	Potência Util (Sistema) não eficientizado(kW)	Potência Util (Sistema) eficientizado(kW)	Investimento Total (R\$)	Redução Demanda Ponta (KW)	%redução kW	R\$/kW reduzido
1*	441,4	296	287.742,94	145,4	32,94%	1.978,97
2*	394	299	169.340,27	95	24,11%	1.782,53
3*	431	165,6	333.570,72	265,4	61,58%	1.256,86
4**	18	9	8.513,08	9	50,00%	945,90
5**	186	133	58.557,40	53	28,49%	1.104,86

*Valores estimados, eficiência diagnosticada

**Dados Aferidos, levantamentos com a eficiência já implementada

Tabela 8. Grupo I de levantantes com hg fora da faixa entre $2 \leq hg \leq 6$

Nº Levante*	Potência Util (Sistema) não eficientizado(kW)	Potência Util (Sistema) eficientizado(kW)	Investimento Total (R\$)	Redução Demanda Ponta (KW)	%redução kW	R\$/kW reduzido
1	102	78	22.250,00	24	23,53%	927,08
2	160	90	57.745,00	70	43,75%	824,93
3	130	59	45.992,00	71	54,62%	647,77
4	100	75	46.941,00	25	25,00%	1.877,64
5	300	175	153.606,27	125	41,67%	1.228,85
6	100	59	26.850,00	41	41,00%	654,88
7	110,1	55,5	42.450,00	54,6	49,59%	777,47
8	150	58	43.640,00	92	61,33%	474,35
9	69	36	45.500,00	33	47,83%	1.378,79
10	164	138	75.552,00	26	15,85%	2.905,85
11	75	37	20.940,00	38	50,67%	551,05
12	160	117	70.375,00	43	26,88%	1.636,63
13	78	58	126.628,00	20	25,64%	6.331,40
14	180	98	151.110,00	82	45,56%	1.842,80
15	100	59	37.175,00	41	41,00%	906,71
16	200	98	137.000,00	102	51,00%	1.343,14
17	809	368	121.086,00	441	54,51%	274,57
18	200	98	137.000,00	102	51,00%	1.343,14
19	150	98	258.086,00	52	34,67%	4.963,19
20	83	70	38.535,93	13	15,66%	2.964,30
21	150	100	55.421,95	50	33,33%	1.108,44
22	176	132	49.769,50	44	25,00%	1.131,13
23	276	207	133.455,30	69	25,00%	1.934,13
24	224	191	45.179,20	33	14,73%	1.369,07
25	100	91	25.339,60	9	9,00%	2.815,51
26	136	107	36.889,60	29	21,32%	1.272,06
27	200	150	61.306,30	50	25,00%	1.226,13
28	200	100	56.016,40	100	50,00%	560,16
29	238,5	110,4	130.243,03	128,1	53,71%	1.016,73

*Todos os dados da tabela foram aferidos, levantantes com a eficiência já implementada

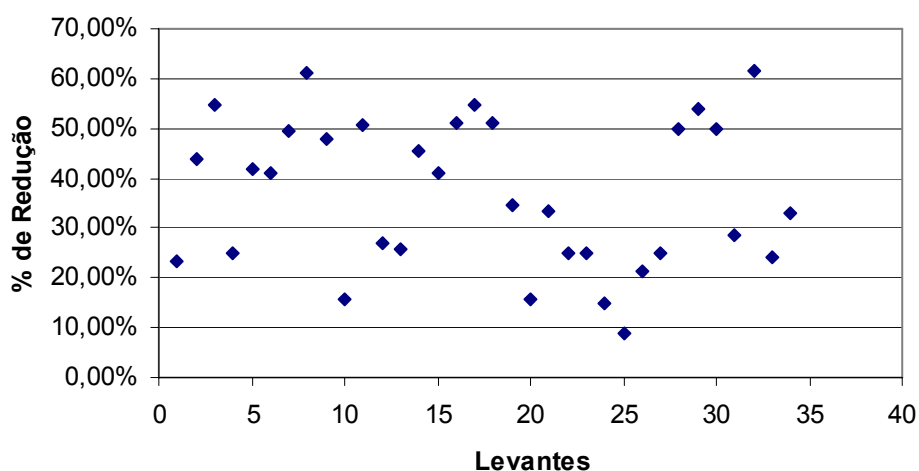


Figura 25. Gráfico da Distribuição de Frequência do % Redução

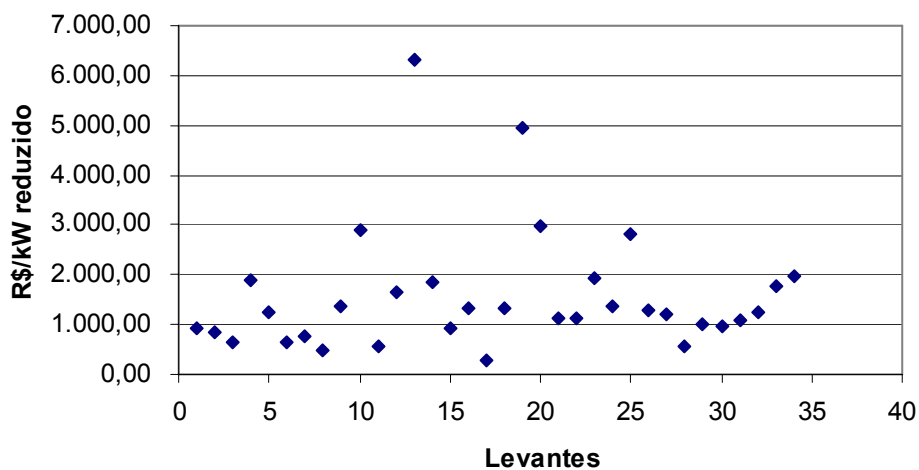


Figura 26. Gráfico da Distribuição de Frequência de R\$/kW Reduzido

Das figuras 25 e 26 pode-se afirmar que a variável REDUÇÃO tem a frequência de 56% na faixa de 25% a 50%, sendo que a variável R\$/kW reduzido aparece em 53% dos levantamentos na faixa de R\$ 1.000,00 a R\$ 2.000,00.

No entanto, até aqui tem-se uma idéia do comportamento das variáveis de interesse, mas o objetivo principal não foi alcançado, que seja, encontrar valores para estas variáveis que representem um nível razoável de confiança. Para tanto será utilizado a técnica de Estimação de Uma Variável.

Segundo BARBETTA (1998), para estimação de um parâmetro μ (média de alguma variável quantitativa), a partir de uma média da variável observada numa amostra grande (grupo II e Total) aleatória simples, a distribuição amostral desta média se aproxima de uma distribuição normal. Para amostras pequenas (grupo I) não se tem esta garantia. Porém, como a variável tem uma distribuição razoavelmente simétrica, parecida com uma normal, a teoria estatística mostra que é possível construir estimativas intervalares para um parâmetro, utilizando outra distribuição, denominada de *t de Student*.

Portanto, para amostras maiores chega-se aos intervalos de confiança através do valor padronizado Z e para amostras pequenas através do *t de Student*, ambas multiplicados pelo *erro padrão da média amostral* (S_x , Equação 1), como é mostrado nas Tabelas 9 e 10, para os intervalos de confiança de 95% e 90% respectivamente.

$$S_{\bar{x}} = \frac{S}{\sqrt{n}} \times \sqrt{\frac{N-n}{N-1}} \quad \text{Equação 1}$$

$$\text{Limites} = \bar{x} \pm (t \text{ ou } Z) \times S_x \quad \text{Equação 2}$$

Onde:

- ✓ $S_{\bar{x}}$ – Erro Padrão da Média Amostral
- ✓ \bar{x} – Média Amostral
- ✓ S – Desvio Padrão da Média Amostral
- ✓ n – Número de Amostras
- ✓ N – Número de Levantes hidráulicos do Litoral Sul
- ✓ t – *t de Student*, utilizado para número de amostras pequeno
- ✓ Z - Valor Padronizado para número de amostras grande

Observa-se que o maior intervalo, tanto para 95% como 90% de confiança, é atribuído ao grupo I, justificado pelo número inferior de amostras ($n=5$).

As Tabelas 9 e 10, juntamente com os gráficos de dispersão (figuras 25 e 26), demonstram que as médias, o desvio padrão e a dispersão dos grupos não divergem significativamente, donde podemos supor que a utilização da amostra total (grupo I + II) trará mais precisão ao estudo.

Para diminuir a influência de valores discrepantes na média aritmética, foi introduzido o conceito da mediana nas Tabelas 9 e 10, com intenção de minimizar a introdução deste erro.

Tabela 9. Intervalo de confiança de 95% para médias das variáveis

Grupo	Nº de Amostras	Variável	Média Aritmética	Mediana	Desvio Padrão	Erro Padrão da Média Amostral	Z(95%)	t de Student (95%)	Limite Inferior	Limite Superior
I	5	Redução%	39,42%	32,94%	15,80%	6,97%		2,78	20,08%	58,77%
I	5	R\$/kW	1.413,82	1.256,86	445,64	196,53		2,78	868,26	1.959,39
II	29	Redução%	36,48%	41,00%	14,77%	2,46%	1,96		31,65%	41,31%
II	29	R\$/kW	1.596,13	1.228,85	1.331,31	222,07	1,96		1.160,88	2.031,39
I + II	34	Redução%	36,91%	37,84%	14,72%	2,22%	1,96		32,56%	41,26%
I + II	34	R\$/kW	1.569,32	1.242,86	1.237,83	186,57	1,96		1.203,64	1.935,00

Tabela 10. Intervalo de confiança de 90% para médias das variáveis

Grupo	Nº de Amostras	Variável	Média Aritmética	Mediana	Desvio Padrão	Erro Padrão da Média Amostral	Z(90%)	t de Student (90%)	Limite Inferior	Limite Superior
I	5	Redução%	39,42%	32,94%	15,80%	6,97%		2,13	24,57%	54,28%
I	5	R\$/kW	1.413,82	1.256,86	445,64	196,53		2,13	994,82	1.832,82
II	29	Redução%	36,48%	41,00%	14,77%	2,46%	1,65		32,42%	40,53%
II	29	R\$/kW	1.596,13	1.228,85	1.331,31	222,07	1,65		1.230,83	1.961,44
I + II	34	Redução%	36,91%	37,84%	14,72%	2,22%	1,65		33,26%	40,56%
I + II	34	R\$/kW	1.569,32	1.242,86	1.237,83	186,57	1,65		1.262,41	1.876,23

Portanto, seguindo estas premissas, poderia-se afirmar que os valores de interesse são de 37,84% para variável REDUÇÃO e R\$ 1.242,86 para variável R\$/kW REDUZIDO. No entanto, destes valores, este último fica fora do intervalo de segurança do grupo I + II, para 90% de confiança. Isto implicaria que a variável teria

chance menor de 90% em estar correta. Sendo assim, foi optado usar a média aritmética, com valor de R\$ 1.569,32, conforme Tabela 11.

Tabela 11. Valores para variável REDUÇÃO e R\$/kW REDUZIDO

Grupo	Amostra	Variável	Valor	Limite Inferior (90%)	Limite Superior (90%)	Limite Inferior (95%)	Limite Superior (95%)
I + II	34	Redução%	37,84%	33,26%	40,56%	32,56%	41,26%
I + II	34	R\$/kW	1.569,32	1.262,41	1.876,23	1.203,64	1.935,00

5.1.1.2 Estimativa de Energia Economizada e Demanda Evitada

Utilizando as grandezas elétricas registradas na safra 2006/07 nos alimentadores das subestações MML e SVP, bem como as demandas e consumos dos pontos de medição referentes aos levantamentos hidráulicos, pode-se aplicar a variável REDUÇÃO, e assim chegar a uma estimativa de Energia Economizada e Demanda Evitada neste período.

As Tabelas 14 a 23 estão separadas por alimentador e subestação e contemplam o consumo fora de ponta (FP) ³, de ponta (P) ⁴ e reservado (RES) ⁵ referente aos levantamentos hidráulicos daquele período. O horário reservado (RES) refere-se aos benefícios da portaria 207 da ANEEL, que estabelece desconto de 70% no valor do kWh no horário das 22 às 5 horas da manhã exclusivamente para levantamentos hidráulicos utilizados na agricultura.

Considerando a grandeza DEMANDA, como mostram as Figuras 23 e 24 do capítulo anterior, o gráfico das curvas típicas das subestações aponta o mês de Janeiro como de maior demanda verificada. No entanto, as leituras de demanda máxima registrada nos pontos de medição pela concessionária vão do dia 08 a 17 de cada mês, não coincidindo com os registros do alimentador o qual compreende o mês “cheio”. Para minimizar esta possível distorção, foi utilizado na coluna DEMANDA a

³ FP - Consumo registrado no horário fora de ponta dos consumidores com tarifa horo-sazonal

⁴ P – Consumo registrado no horário de ponta dos consumidores com tarifa horo-sazonal

⁵ RES – Consumo registrado no horário reservado para beneficiados com a portaria 207 da ANEEL

média aritmética dos meses de Janeiro e Fevereiro do valor verificado nos pontos de medição. Sendo que para as subestações envolvidas utilizaram-se as demandas máximas, não coincidentes, registradas no mês de Janeiro de 2006.

O funcionamento dos levantes hidráulicos é caracterizado pela utilização em tempo integral, excetuando o horário de ponta (P) do sistema elétrico nos dias úteis, como é ilustrada na Figura 27 a curva de carga diária de um levante típico, extraída da memória de massa do ponto de medição 1, SE MML, AL01, dia 19/01/07.

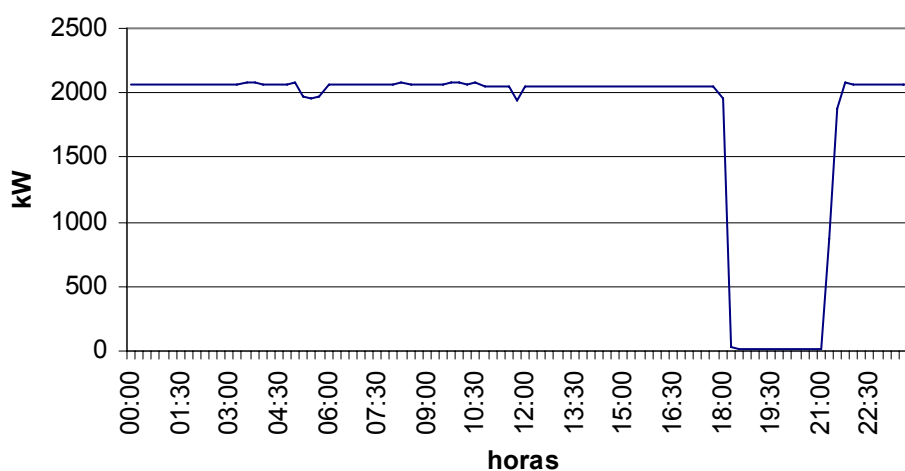


Figura 27. Curva de carga diária de um levante típico.

Sendo assim, pode-se concluir que o fator de coincidência destas cargas é próximo a unidade, onde podemos extrair a demanda coincidente dos pontos de medição, por mês da safra, conforme Tabela 12.

Tabela 12. Demanda Coincidente dos Levantes hidráulicos, safra 2006/07

Demanda Coincidente em MW				Média	Desvio Padrão
Dezembro	Janeiro	Fevereiro	Março		
29,53	33,04	32,98	29,01	31,14	2,17

O desvio padrão baixo indica que a utilização da média aritmética das demandas não acarretaria um erro significativo, no entanto, como o interesse é quantificar a demanda de pico evitada, a média dos meses de Janeiro e Fevereiro representa de forma mais fiel esta variável.

Importante lembrar que junto com a Energia Economizada e Demanda Evitada, evidenciadas das Tabelas 14 a 27 e Figuras 28 a 55, tem-se como benefício adicional a diminuição nas perdas de transmissão e distribuição, as quais não serão contabilizadas neste trabalho.

Conforme observado na Tabela 13, a subestação de Marmeleiro (SE MML) atende essencialmente carga rural, enquanto a de Santa Vitória do Palmar (SE SVP) tem os alimentadores um (AL 01), três (AL 03) e seis (AL 06) com perfil de carga urbana, os alimentadores dois (AL 02) e quatro (AL 04) com perfil rural e o alimentador cinco (AL 05) dividido entre estes dois conjuntos.

Tabela 13. Características dos alimentadores

Característica dos Alimentadores					
SE	AL	Tensão Nominal (kV)	Distância Acumulada* (kM)	Quantidade de Circuitos	
				Urbano	Rural
MML	1	23,1	104,5	0	75
MML	2	23,1	60,7	0	42
MML	3	23,1	112,89	0	154
MML	4	23,1	54,04	0	31
MML	5	23,1	63,64	0	57
SVP	1	23,1	12,94	21	12
SVP	2	23,1	46,39	16	55
SVP	3	23,1	24,68	80	5
SVP	4	23,1	104,99	9	101
SVP	5	23,1	71,77	58	56
SVP	6	23,1	68,15	102	23
TOTALIS			724,69	286	611

*Somatório de todos os vãos do alimentador

Como se observa na Tabela 14 a seguir, o alimentador um (AL 01) da subestação Marmeleiro (SE MML) atende 16 levantes hidráulicos que juntos consumiram na safra 2006/07 6.025,66 MWh, exigindo uma demanda de 3,63 MW. Aplicando nestes valores a redução média de demanda (37,84%) conforme Tabela 11, caso estes levantes fossem eficientizados obteriasse 2.280,11 MWh de Energia Economizada e 1,37 MW de Demanda Evitada, conforme ilustrado nas Figuras 28 e 29. A demanda máxima registrada no alimentador neste período foi de 5,96 MW de onde, extraída a parcela de Demanda Evitada (1,37 MW), teríamos uma redução de aproximadamente 30% na ponta da curva de carga deste alimentador.

Tabela 14. Eficientização AL 01, SE MML

SE	AL	Ponto Medição	Consumo safra 2006/07 (kWh)			Estimativa de Energia Economizada (kWh)	Demanda Média Jan e Fev safra 2006/07 (kW)	Estimativa de Demanda Evitada (kW)	Portaria 207
			FP ¹	P ²	RES ³				
MML	1	1	123391	3251	74902	76264,25	109	41,25	sim
MML	1	2	51505	1098	46025	37320,84	82	31,03	sim
MML	1	3	91898	3733	50713	55376,57	87	32,92	sim
MML	1	4	45475	1060	18653	24667,14	36	13,62	sim
MML	1	5	244710	858	154427	151358,11	251,5	95,17	sim
MML	1	6	1241536	5201	869824	800906,68	1067	403,75	sim
MML	1	7	91190	429	63525	58706,49	104,5	39,54	sim
MML	1	8	45535	3	53611	37517,98	125	47,30	sim
MML	1	9	43489	481	31800	28671,37	70,5	26,68	sim
MML	1	10	301392	319	136880	165962,83	253,5	95,92	sim
MML	1	11	197802	525	102959	114006,62	154	58,27	sim
MML	1	12	430496	681	382208	307784,88	475,5	179,93	sim
MML	1	13	189667	171	106624	112181,22	151	57,14	sim
MML	1	14	141232	6497	25392	65508,99	235	88,92	sim
MML	1	15	64411	5165	0	26327,56	57	21,57	não
MML	1	16	341440	815	232656	217546,32	371,5	140,58	sim
Total		16	3645169	30287	2350199	2280107,85	3630	1373,59	

¹Consumo horário fora de ponta, ²consumo horário de ponta, ³consumo horário reservado (Port. 207)

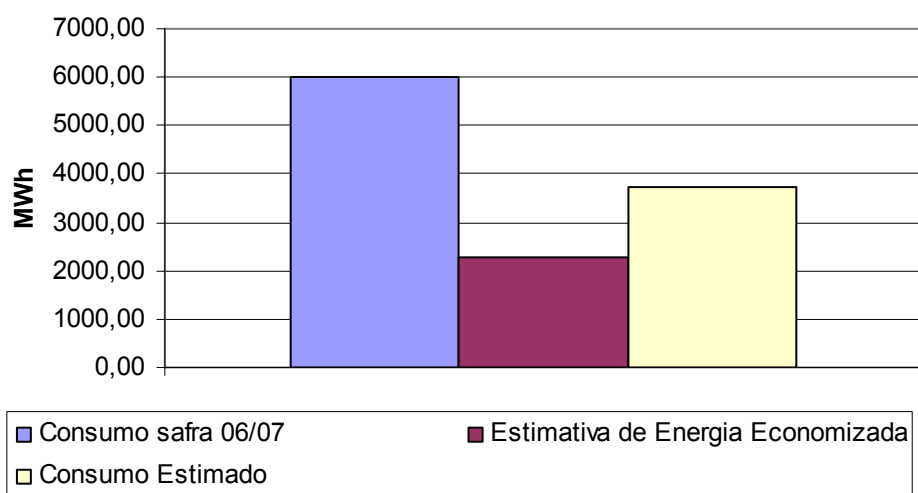


Figura 28. Consumo e Energia Evitada no AL 01, SE MML

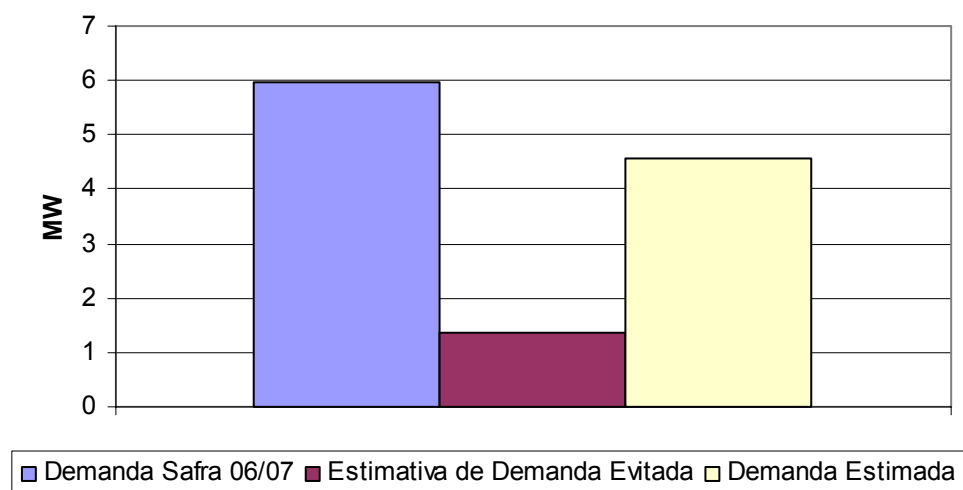


Figura 29. Demanda verificada e Evitada AL 01, SE MML

O AL 02 da SE MML atende 14 instalações de levantes hidráulicos que juntos consumiram 1.949,98 MWh e demandaram 1,39 MW na safra 2006/07. Caso fossem eficientizados se obteria 737, 87 MWh de Energia Economizada e 0,45 MW de Demanda Evitada, sendo esta última responsável por uma redução de 32,37% na ponta da curva de carga do alimentador, como se observa na Tabela 15 e Figuras 30 e 31.

Tabela 15. Eficientização AL 02, SE MML

SE	AL	Ponto Medição	Consumo safra 2006/07 (kWh)			Estimativa de Energia Economizada (kWh)	Demanda Média Jan e Fev safra 2006/07 (kW)	Estimativa de Demanda Evitada (kW)	Portaria 207
			FP ¹	P ²	RES ³				
MML	2	1	57378	1	38856	36415,32	82,5	31,22	sim
MML	2	2	409052	936	181594	223854,63	285	107,84	sim
MML	2	3	23395	76	18182	15761,50	32	12,11	sim
MML	2	4	351813	22	158309	193038,49	278,5	105,38	sim
MML	2	5	20059	776	12900	12765,32	27	10,22	sim
MML	2	6	47983	2594	28886	30068,80	59	22,33	sim
MML	2	7	56037	1666	30760	33474,40	64,5	24,41	sim
MML	2	8	32136	100	13461	17291,74	32	12,11	sim
MML	2	9	0	0	0	0,00	0	0,00	sim
MML	2	10	58732	2545	32103	35334,99	68	25,73	sim
MML	2	11	25652	27	11805	14183,95	41,5	15,70	sim
MML	2	12	151482	1492	94117	93499,23	138,5	52,41	sim
MML	2	13	50233	0	34244	31966,10	78	29,52	sim
MML	2	14	574	0	0	217,20	0	0,00	não
Total		14	1284526	10235	655217	737871,68	1186,5	448,97	

¹Consumo horário fora de ponta, ²consumo horário de ponta, ³consumo horário reservado (Port. 207)

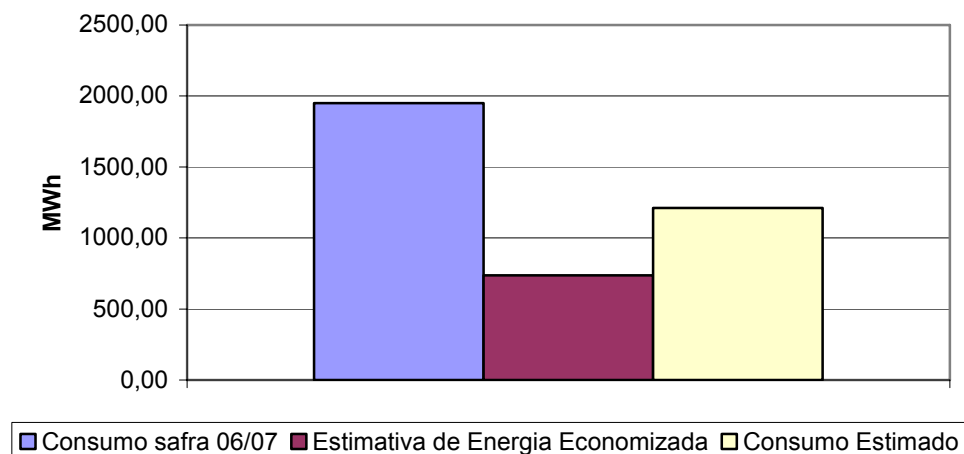


Figura 30. Consumo e Energia Evitada no AL 02, SE MML

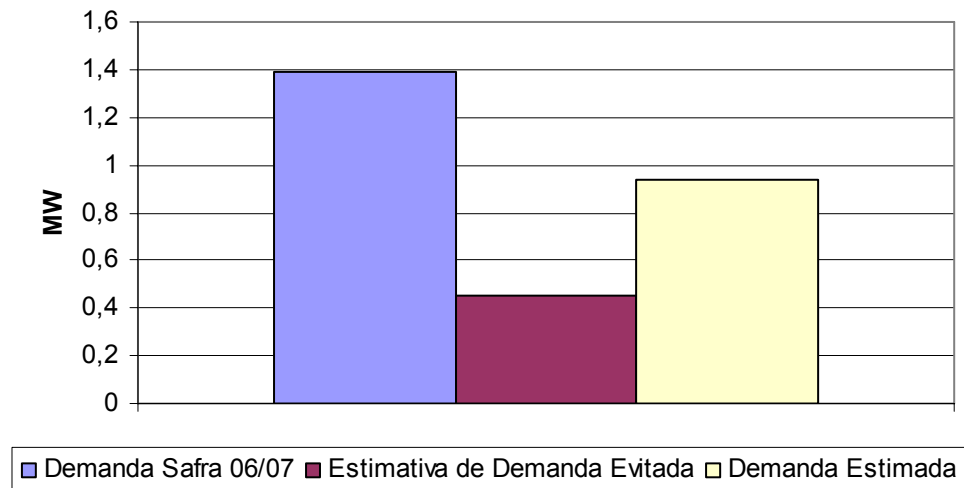


Figura 31. Demanda verificada e Evitada AL 02, SE MML

Nas Figuras 32 e 33 e Tabela 16 observa-se um potencial de 2.212,80 MWh de Energia Economizada e 1,58 MW de Demanda Evitada, relativos ao AL 03 da SE MML, estimados para safra de 2006/07. Este alimentador atende 29 instalações de levantes hidráulicos que consumiram 5.847,77 MWh e demandaram 4,17 MW nesta mesma safra. A redução de demanda seria de 48,9% na ponta da curva de carga do alimentador casos essas instalações fossem eficientizadas.

Tabela 16. Eficientização AL 03, SE MML

SE	AL	Ponto Medição	Consumo safra 2006/07 (kWh)			Estimativa de Energia Economizada (kWh)	Demanda Média Jan e Fev safra 2006/07 (kW)	Estimativa de Demanda Evitada (kW)	Portaria 207
			FP ¹	P ²	RES ³				
MML	3	1	632472	1829	374816	381849,87	560,5	212,09	sim
MML	3	2	107332	94	83163	72118,88	137	51,84	sim
MML	3	3	124857	2	92584	82280,43	168	63,57	sim
MML	3	4	106915	109	79059	70413,81	137,5	52,03	sim
MML	3	5	0	0	0	0,00	0	0,00	sim
MML	3	6	37465	344	23838	23327,22	40,5	15,33	sim
MML	3	7	187184	518	129912	120185,14	192	72,65	sim
MML	3	8	558576	1748	351856	345168,91	535,5	202,63	sim
MML	3	9	246508	3301	148747	150813,59	251,5	95,17	sim
MML	3	10	0	0	0	0,00	0	0,00	sim
MML	3	11	46008	182	16584	23753,68	33	12,49	sim
MML	3	12	127112	29	92207	83001,28	187,5	70,95	sim
MML	3	13	0	0	0	0,00	0	0,00	não
MML	3	14	166688	171	106632	103488,99	156,5	59,22	sim
MML	3	15	79591	64	44557	47001,82	96,5	36,52	sim
MML	3	16	41150	14	27187	25864,02	47	17,78	sim
MML	3	17	41066	247	35869	29205,67	70,5	26,68	sim
MML	3	18	1273	0	0	481,70	15	5,68	sim
MML	3	19	23204	103	24540	18105,30	62,5	23,65	sim
MML	3	20	62562	3	37681	37933,09	77,5	29,33	sim
MML	3	21	0	0	0	0,00	0	0,00	sim
MML	3	22	148346	8	101929	94707,09	170	64,33	sim
MML	3	23	38484	4	24942	24001,91	36	13,62	sim
MML	3	24	49538	28	25582	28436,00	49	18,54	sim
MML	3	25	82292	376	55552	52302,45	91,5	34,62	sim
MML	3	26	0	0	0	0,00	0	0,00	sim
MML	3	27	599616	2444	0	227819,50	583,5	220,80	não
MML	3	28	351616	15363	0	138864,85	326,5	123,55	não
MML	3	29	56117	779	26803	31671,70	146,5	55,44	sim
Total		29	3915972	27760	1904040	2212796,92	4171,5	1578,50	

¹Consumo horário fora de ponta, ²consumo horário de ponta, ³consumo horário reservado (Port. 207)

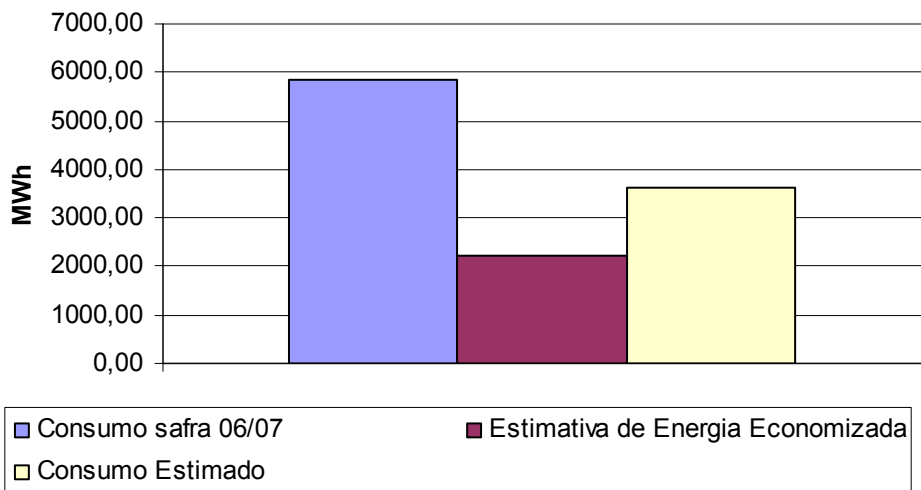


Figura 32. Consumo e Energia Evitada no AL 03, SE MML

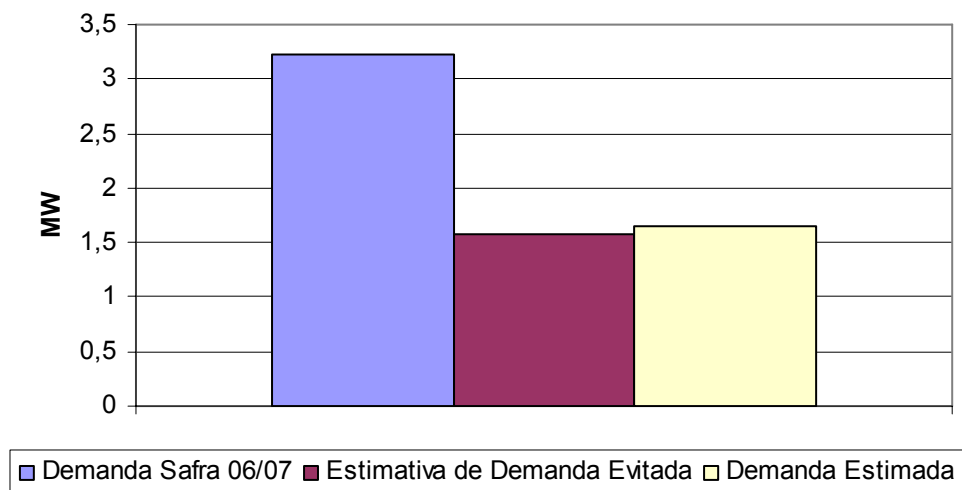


Figura 33. Demanda verificada e Evitada AL 03, SE MML

Nas Figuras 34 e 35 e Tabela 17 observa-se uma redução de 27,59% na ponta da curva de carga do alimentador, na safra 2006/07, caso as 14 instalações de levantes hidráulicos atendidas pelo AL 04 da SE MML fossem eficientizadas. Estas instalações consumiram nesta safra 4.379,21 MWh e demandaram 2,97 MW. Com a eficientização se obteria 1.657,09 MWh de Energia Economizada e 1,12 MW de Demanda Evitada.

Tabela 17. Eficientização AL 04, SE MML

SE	AL	Ponto Medição	Consumo safra 2006/07 (kWh)			Estimativa de Energia Economizada (kWh)	Demanda Média Jan e Fev safra 2006/07 (kW)	Estimativa de Demanda Evitada (kW)	Portaria 207	
			FP ¹	P ²	RES ³					
MML	4	1	273696	530	184192	173465,37	321	121,47	sim	
MML	4	2	179076	464	139398	120686,14	257,5	97,44	sim	
MML	4	3	192379	3639	110394	115946,30	174,5	66,03	sim	
MML	4	4	117796	297	88271	78088,14	121,5	45,98	sim	
MML	4	5	46673	154	26584	27778,72	73,5	27,81	sim	
MML	4	6	50994	1534	10648	23905,80	144	54,49	sim	
MML	4	7	488112	718	280072	290952,52	505,5	191,28	sim	
MML	4	8	428000	1706	246568	255902,08	408	154,39	sim	
MML	4	9	89569	1614	49191	53117,52	121	45,79	sim	
MML	4	10	83938	116	72361	59187,44	110	41,62	sim	
MML	4	11	236504	1033	108904	131093,27	205,5	77,76	sim	
MML	4	12	424555	367	162021	222099,23	264	99,90	sim	
MML	4	13	0	0	0	0,00	0	0,00	sim	
MML	4	14	106630	12	170502	104871,29	259	98,01	sim	
Total			14	2717922	12184	1649106	1657093,82	2965	1121,96	

¹Consumo horário fora de ponta, ²consumo horário de ponta, ³consumo horário reservado (Port. 207)

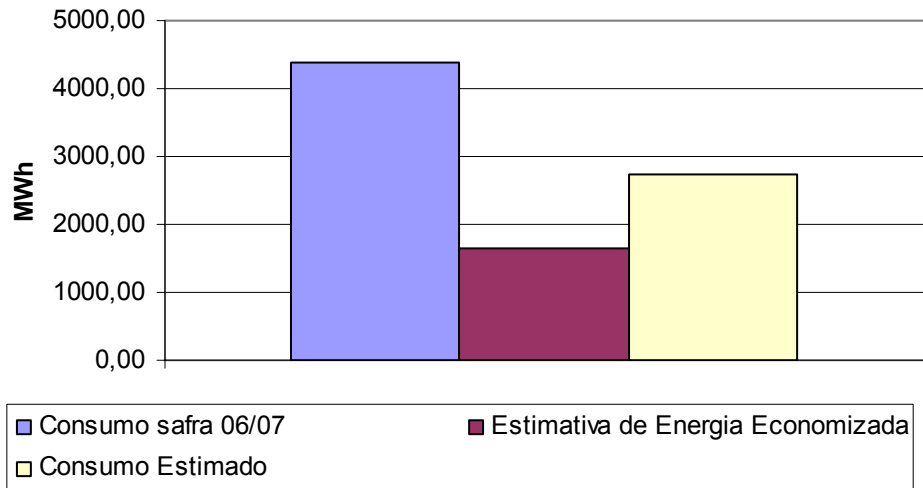


Figura 34. Consumo e Energia Evitada no AL 04, SE MML

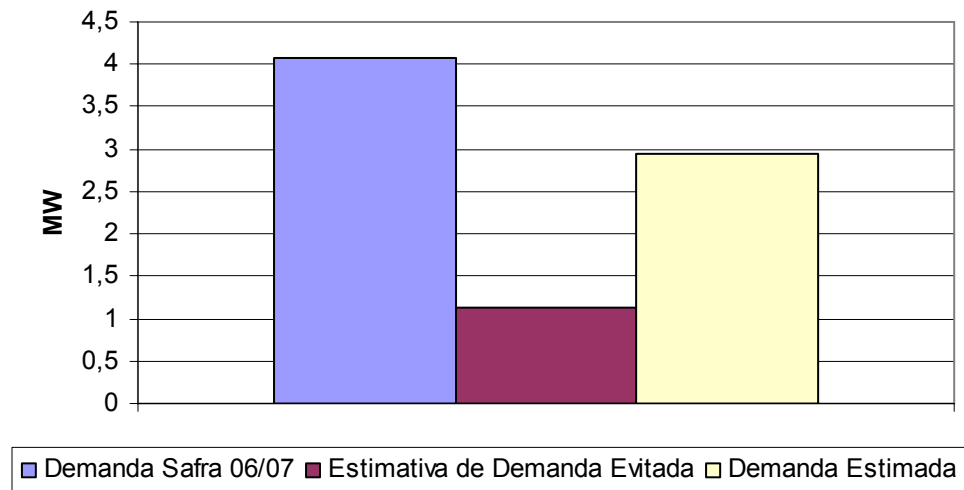


Figura 35. Demanda verificada e Evitada AL 04, SE MML

O AL 05 da SE MML atende 19 instalações de levantes hidráulicos que juntos consumiram 14.098,56 MWh e demandaram 6,79 MW na safra 2006/07. Caso fossem eficientizados se obteria uma redução de 35,5% na ponta da curva de carga do alimentador, com 2,57 MW de Demanda Evitada e 5.334,86 MWh de Energia Economizada. Como se observa na Tabela 18 e Figuras 36 e 37.

Tabela 18. Eficientização AL 05, SE MML

SE	AL	Ponto Medição	Consumo safra 2006/07 (kWh)			Estimativa de Energia Economizada (kWh)	Demanda Média Jan e Fev safra 2006/07 (kW)	Estimativa de Demanda Evitada (kW)	Portaria 207
			FP ¹	P ²	RES ³				
MML	5	1	4071488	3782	1601792	2148200,26	2100,5	794,83	sim
MML	5	2	547696	2600	349680	340550,92	645	244,07	sim
MML	5	3	0	0	0	0,00	0	0,00	não
MML	5	4	56889	261	35306	34985,35	71,5	27,06	sim
MML	5	5	104422	3995	42795	57218,62	86	32,54	sim
MML	5	6	0	0	0	0,00	0	0,00	sim
MML	5	7	47777	1	25468	27716,29	43,5	16,46	sim
MML	5	8	0	0	0	0,00	0	0,00	sim
MML	5	9	1019152	37322	449136	569722,82	826	312,56	sim
MML	5	10	483936	1017	282944	290572,22	429,5	162,52	sim
MML	5	11	93727	0	50491	54572,09	56,5	21,38	sim
MML	5	12	273421	22	175523	169888,73	221	83,63	sim
MML	5	13	948112	20528	487952	551174,41	717,5	271,50	sim
MML	5	14	207960	832	0	79006,89	143,5	54,30	não
MML	5	15	144352	1314	75778	83794,41	127,5	48,25	sim
MML	5	16	42119	354	34784	29234,05	74	28,00	sim
MML	5	17	164893	5102	69077	90464,84	107,5	40,68	sim
MML	5	18	755088	17610	309136	409365,99	590	223,26	sim
MML	5	19	726576	16374	309872	398387,84	548,5	207,55	sim
Total			19 9687608	111114	4299734	5334855,75	6788	2568,58	

¹Consumo horário fora de ponta, ²consumo horário de ponta, ³consumo horário reservado (Port. 207)

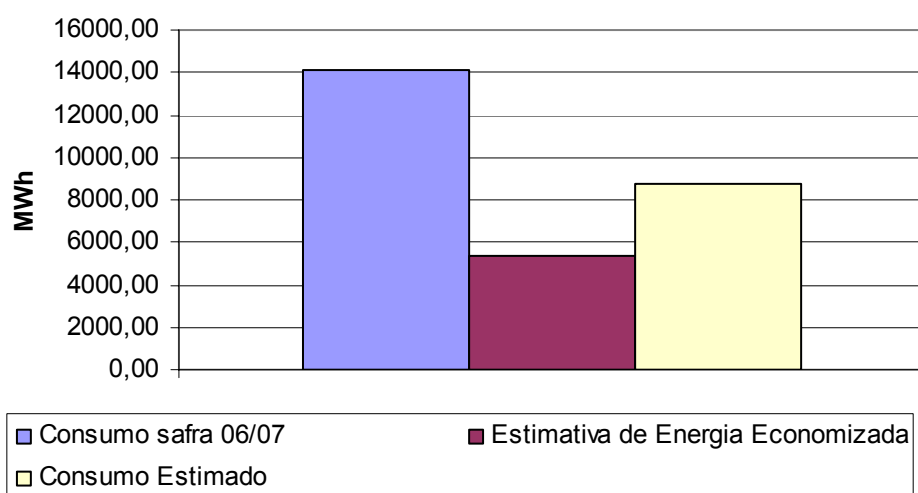


Figura 36. Consumo e Energia Evitada no AL 05, SE MML

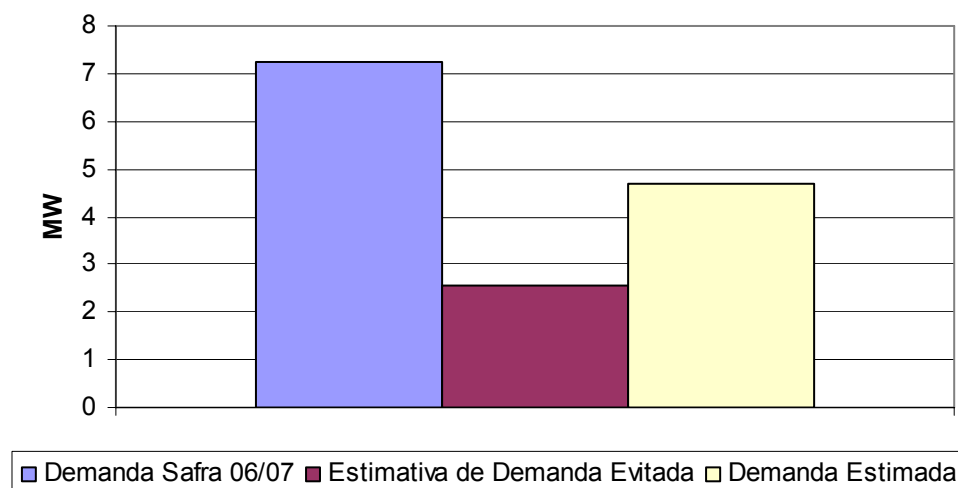


Figura 37. Demanda verificada e Evitada AL 05, SE MML

O AL 01 da SE SVP em virtude de sua característica urbana (Tabela 13) atende somente um levante hidráulico que consumiu 103,96 MWh e demandou 64 kW na safra 2006/07. Caso fosse eficientizado se obteria 39,34 MWh de Energia Economizada e 24,22 kW de Demanda Evitada, sendo esta última responsável por uma redução de somente 1,76% na ponta da curva de carga do alimentador, caso esta demanda fosse coincidente com a máxima do circuito. A demanda máxima registrada no circuito foi de 1,37 MW no dia 02/01/2007 (dia útil), as 23 h, quando provavelmente o levante estivesse ligado uma vez que o horário do seu desligamento (horário de ponta) vai das 19 h as 22 h. Esses valores são demonstrados na Tabela 19 e ilustrados nas Figuras 38 e 39.

Tabela 19. Eficientização AL 01, SE SVP

SE	AL	Ponto Medição	Consumo safra 2006/07 (kWh)			Estimativa de Energia Economizada (kWh)	Demanda Média Jan e Fev safra 2006/07 (kW)	Estimativa de Demanda Evitada (kW)	Portaria 207
			FP ¹	P ²	RES ³				
SVP	1	1	62820	20	41124	39339,98	64	24,22	sim
Total			62820	20	41124	39339,98	64	24,22	

¹Consumo horário fora de ponta, ²consumo horário de ponta, ³consumo horário reservado (Port. 207)

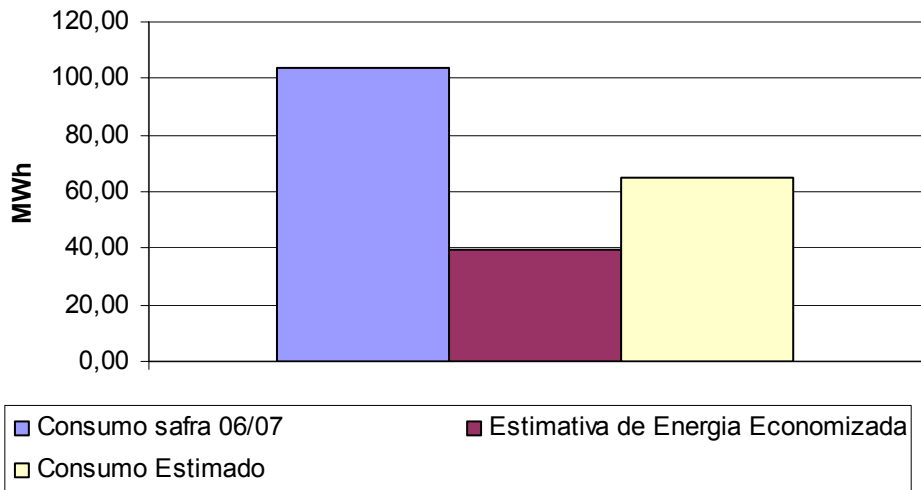


Figura 38. Consumo e Energia Evitada no AL 01, SE SVP

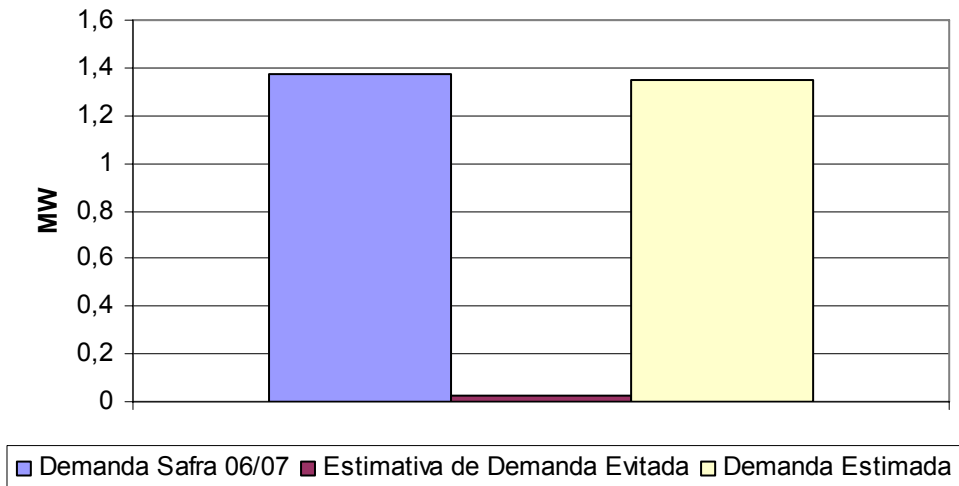


Figura 39. Demanda verificada e Evitada AL 01, SE SVP

Caso as 19 instalações de levantes hidráulicos, atendidas pelo AL 02 da SE SVP, fossem eficientizadas, se obteria 3.511,06 MWh de Energia Economizada e 1,94 MW de Demanda Evitada na safra 2006/07. Sendo a Demanda Evitada responsável por uma redução de 35,47% na ponta da curva de carga do alimentador, como observamos na Tabela 20 e Figuras 40 e 41. Estes levantes consumiram juntos nesta mesma safra 9.278,71 MWh e demandaram 5,12 MW.

Tabela 20. Eficientização AL 02, SE SVP

SE	AL	Ponto Medição	Consumo safra 2006/07 (kWh)			Estimativa de Energia Economizada (kWh)	Demanda Média Jan e Fev safra 2006/07 (kW)	Estimativa de Demanda Evitada (kW)	Portaria 207
			FP ¹	P ²	RES ³				
SVP	2	1	264048	4229	164824	163885,42	251,5	95,17	sim
SVP	2	2	266560	4608	158056	162418,36	294	111,25	sim
SVP	2	3	1369408	2487	526848	718484,35	704	266,39	sim
SVP	2	4	1223872	2053	465344	639976,19	619,5	234,42	sim
SVP	2	5	153604	644	109352	99746,24	164,5	62,25	sim
SVP	2	6	126496	947	70288	74821,41	158,5	59,98	sim
SVP	2	7	630080	981	436448	403945,41	606,5	229,50	sim
SVP	2	8	404304	3602	267536	255587,25	382	144,55	sim
SVP	2	9	76881	606	57338	51017,78	92,5	35,00	sim
SVP	2	10	79984	118	59108	52677,06	120,5	45,60	sim
SVP	2	11	239931	161	126507	138721,06	219	82,87	sim
SVP	2	12	130681	86	71906	76691,46	117	44,27	sim
SVP	2	13	107483	56	42769	56876,55	100,5	38,03	sim
SVP	2	14	0	0	0	0,00	0	0,00	sim
SVP	2	15	65683	2	42775	41041,26	68,5	25,92	sim
SVP	2	16	286032	568	135472	159712,04	266,5	100,84	sim
SVP	2	17	384896	2697	190896	218900,24	482,5	182,58	sim
SVP	2	18	335744	17742	165968	196561,39	473	178,98	sim
SVP	2	19	0	0	0	0,00	0	0,00	sim
Total		19	6145687	41587	3091435	3511063,49	5120,5	1937,60	

¹Consumo horário fora de ponta, ²consumo horário de ponta, ³consumo horário reservado (Port. 207)

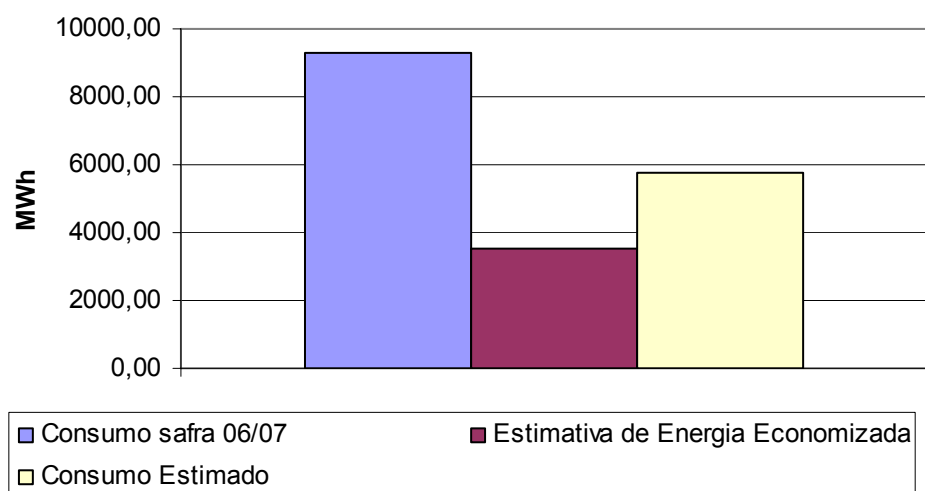


Figura 40. Consumo e Energia Evitada no AL 02, SE SVP

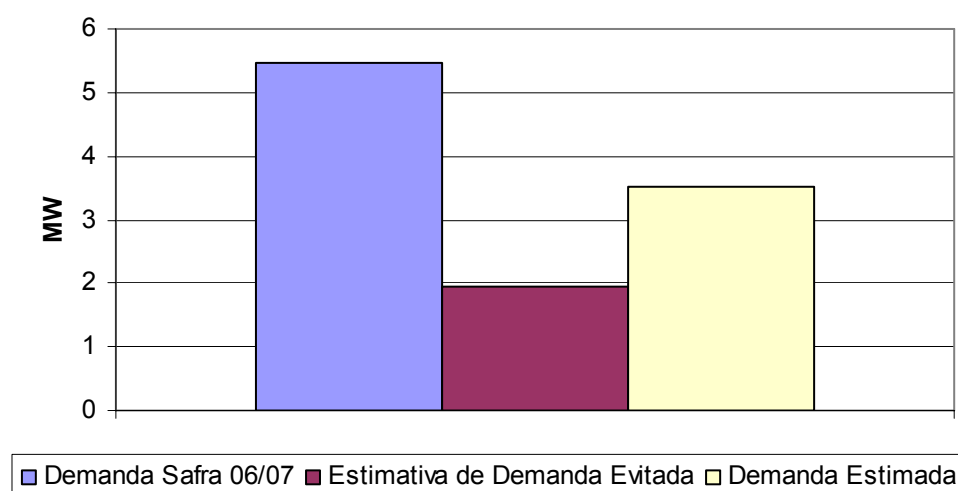


Figura 41. Demanda verificada e Evitada AL 02, SE SVP

Como verificado no AL 01 o alimentador três (AL 03) também atende essencialmente circuitos urbanos (Tabela 13), sendo responsável pelo fornecimento de energia para um levante hidráulico. Esse levante consumiu 93,05 MWh na safra 2006/07, demandando 119,5 kW no mesmo período. Caso fosse eficientizado obteríamos 35,21 MWh de Energia Economizada e 45,22 kW de Demanda Evitada, a qual corresponderia a 1,23% da máxima demanda registrada no alimentador caso fosse coincidente. Sendo que a demanda máxima registrada no alimentador foi no dia 02/01/2007 (dia útil) às 22 h, fora do horário de ponta, quando provavelmente este levante estaria ligado.

Tabela 21. Eficientização AL 03, SE SVP

SE	AL	Ponto Medição	Consumo safra 2006/07 (kWh)			Estimativa de Energia Economizada (kWh)	Demanda Média Jan e Fev safra 2006/07 (kW)	Estimativa de Demanda Evitada (kW)	Portaria 207
			FP ¹	P ²	RES ³				
SVP	3	1	27708	297	65040	35208,23	119,5	45,22	sim
Total			1	27708	297	65040	35208,23	119,5	45,22

¹Consumo horário fora de ponta, ²consumo horário de ponta, ³consumo horário reservado (Port. 207)

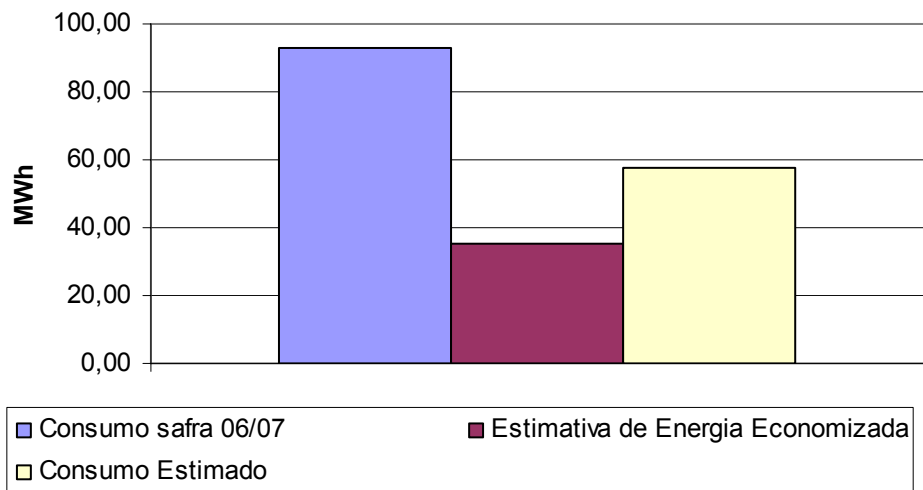


Figura 42. Consumo e Energia Evitada no AL 03, SE SVP

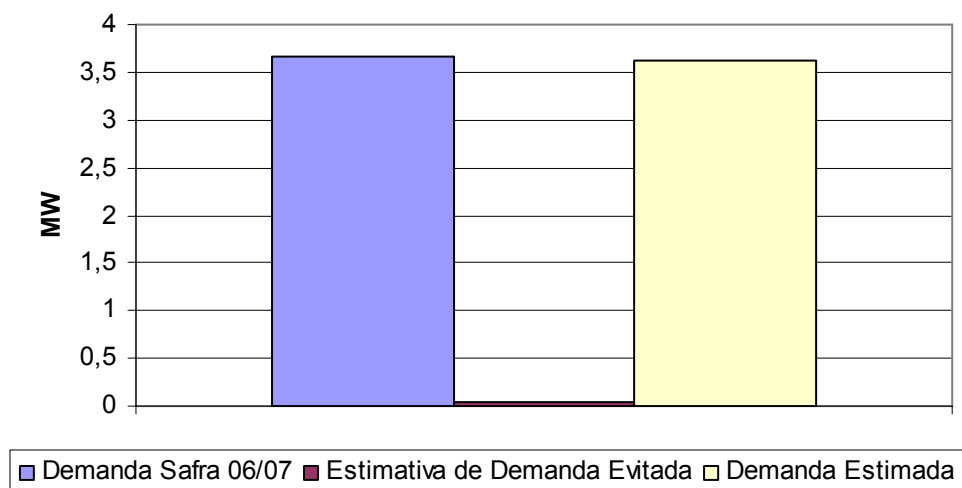


Figura 43. Demanda verificada e Evitada AL 03, SE SVP

O AL 04 da SE SVP atende 19 instalações de levantes hidráulicos que juntos consumiram 11.421,36 MWh e demandaram 6,4 MW na safra 2006/07. Caso fossem eficientizados se obteria 4.321,84 MWh de Energia Economizada e 2,42 MW de Demanda Evitada. Isto representaria uma redução de 35,6% na ponta da curva de carga do alimentador, como se observa na Tabela 22 e Figuras 44 e 45.

Tabela 22. Eficientização AL 04, SE SVP

SE	AL	Ponto Medição	Consumo safra 2006/07 (kWh)			Estimativa de Energia Economizada (kWh)	Demanda Média Jan e Fev safra 2006/07 (kW)	Estimativa de Demanda Evitada (kW)	Portaria 207
			FP ¹	P ²	RES ³				
SVP	4	1	1389168	1415	532384	727650,71	708	267,91	sim
SVP	4	2	799712	2169	503168	493830,54	795,5	301,02	sim
SVP	4	3	175852	161	100707	104710,85	159	60,17	sim
SVP	4	4	0	0	0	0,00	0	0,00	sim
SVP	4	5	117570	117	67129	69934,37	132,5	50,14	sim
SVP	4	6	604384	1270	232496	317155,96	406,5	153,82	sim
SVP	4	7	0	0	0	0,00	0	0,00	sim
SVP	4	8	32376	215	21128	20327,27	33	12,49	sim
SVP	4	9	102378	1078	46850	56875,79	69	26,11	sim
SVP	4	10	1293120	4976	862592	817604,34	1229	465,05	sim
SVP	4	11	1270144	1032	573632	698075,35	991	374,99	sim
SVP	4	12	65699	426	38531	39601,83	150,5	56,95	sim
SVP	4	13	628384	524	315584	357395,77	551	208,50	sim
SVP	4	14	0	0	0	0,00	0	0,00	sim
SVP	4	15	436832	1661	210048	245407,91	459	173,69	sim
SVP	4	16	211648	27352	0	90437,60	114,5	43,33	não
SVP	4	17	269904	477	138320	154652,46	325	122,98	sim
SVP	4	18	214920	4641	109616	124560,58	271	102,55	sim
SVP	4	19	6217	225	3129	3621,67	0	0,00	sim
Total		19	7618308	47739	3755314	4321843,00	6394,5	2419,68	

¹Consumo horário fora de ponta, ²consumo horário de ponta, ³consumo horário reservado (Port. 207)

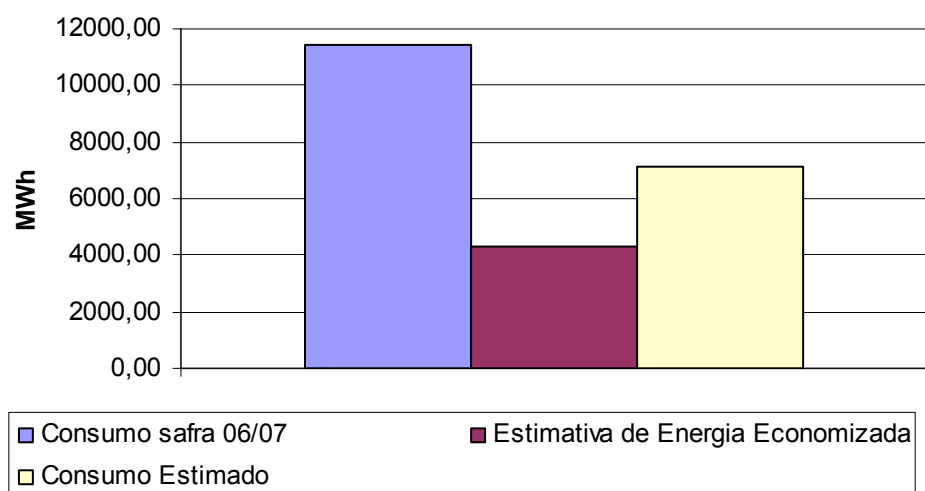


Figura 44. Consumo e Energia Evitada no AL 04, SE SVP

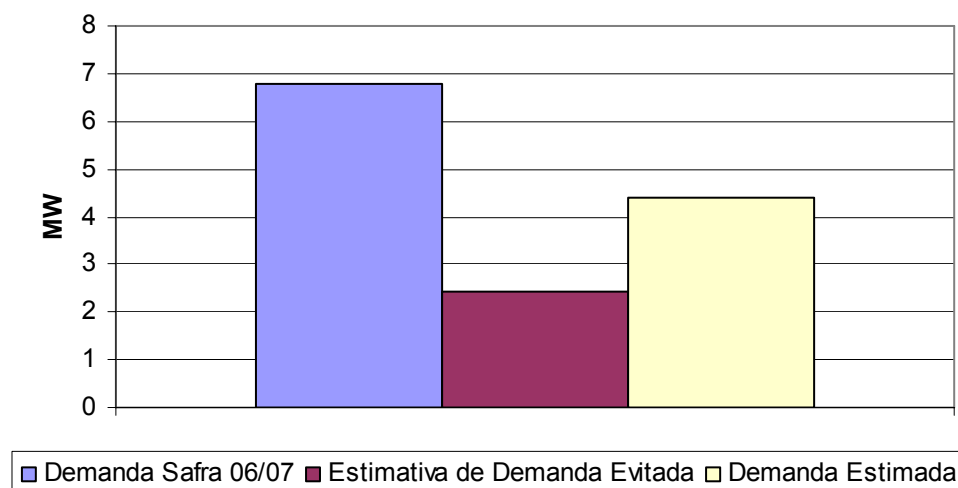


Figura 45. Demanda verificada e Evitada AL 04, SE SVP

O AL 05 da SE SVP atende 5 instalações de levantes hidráulicos que juntos consumiram 2.013,48 MWh e demandaram 1,22MW na safra 2006/07. Caso fossem eficientizados se obteria 761,9 MWh de Energia Economizada e 0,46 MW de Demanda Evitada. Caso a Demanda Evitada fosse coincidente com a máxima registrada no alimentador seria responsável por 9,45% de redução na ponta da curva de carga do alimentador. A demanda máxima registrada no circuito foi de 4,85 MW às 21 h de um sábado (27/01/07, dia não útil), quando a tarifação horo-sazonal não contabiliza o horário de ponta, de onde podemos supor que os levantes se encontravam ligados. Os valores referentes ao AL 5 estão na Tabela 23 e ilustrados nas Figuras 46 e 47.

Tabela 23. Eficientização AL 05, SE SVP

SE	AL	Ponto Medição	Consumo safra 2006/07 (kWh)			Estimativa de Energia Economizada (kWh)	Demanda Média Jan e Fev safra 2006/07 (kW)	Estimativa de Demanda Evitada (kW)	Portaria 207
			FP ¹	P ²	RES ³				
SVP	5	1	185206	76	87221	103115,14	121,5	45,98	sim
SVP	5	2	152720	2307	80472	89112,82	180	68,11	sim
SVP	5	3	318236	6	128422	169017,66	224,5	84,95	sim
SVP	5	4	439064	2902	170936	231922,12	325,5	123,17	sim
SVP	5	5	444816	1096	0	168733,10	372,5	140,95	não
Total		5	1540042	6387	467051	761900,83	1224	463,16	

¹Consumo horário fora de ponta, ²consumo horário de ponta, ³consumo horário reservado (Port. 207)

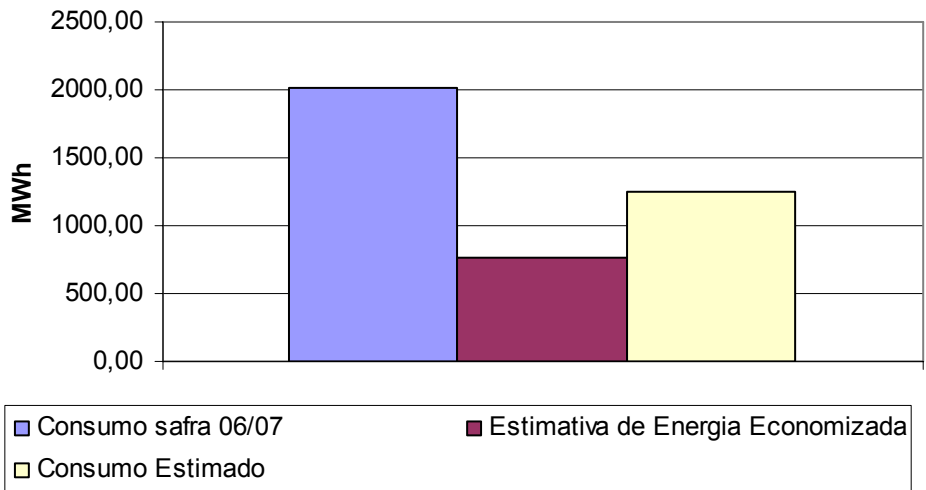


Figura 46. Consumo e Energia Evitada no AL 05, SE SVP

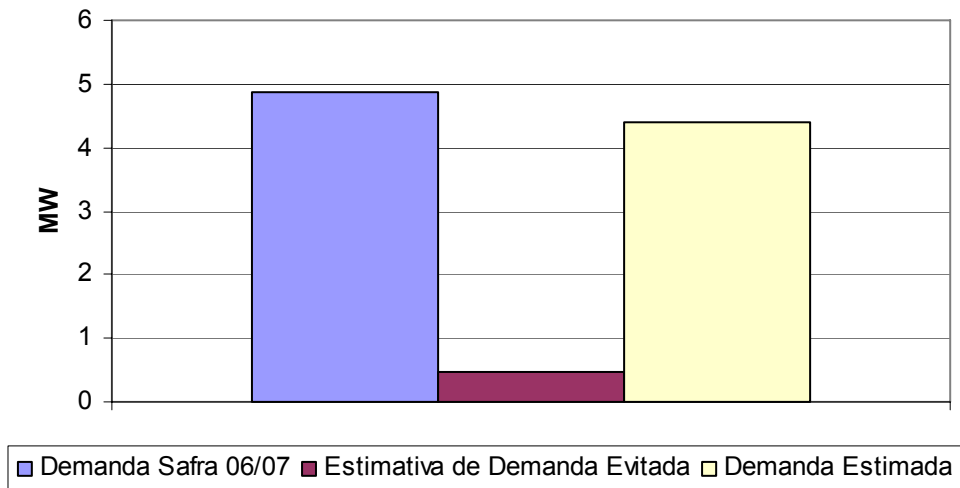


Figura 47. Demanda verificada e Evitada AL 05, SE SVP

O AL 06 da SE SVP a exemplo dos alimentadores 1, 3 e 5 da mesma subestação, alimenta mais circuitos urbanos do que rural, conforme se percebe na Tabela 13. Este circuito alimenta 9 levantes hidráulicos que consumiram na safra 2006/07 2.356,05 MWh e demandaram 1,26 MW. Caso fossem eficientizados se obteria 891,53 MWh de Energia Economizada e 0,24 MW de Demanda Evitada. Esta Demanda Evitada somente é coincidente com a máxima demanda registrada no alimentador nos dias não úteis quando a tarifação horo-sazonal não contabiliza o

horário de ponta. Como a demanda máxima verificada no alimentador foi em um sábado (27/01/07, dia não útil), podemos supor que os levantes estavam ligados e contribuindo na composição da demanda máxima. A Demanda Evitada corresponde a uma redução de 6,54% na demanda máxima registrada no alimentador.

Tabela 24. Eficientização AL 06, SE SVP

SE	AL	Ponto Medição	Consumo safra 2006/07 (kWh)			Estimativa de Energia Economizada (kWh)	Demanda Média Jan e Fev safra 2006/07 (kW)	Estimativa de Demanda Evitada (kW)	Portaria 207
			FP ¹	P ²	RES ³				
SVP	6	1	70822	0	0	26799,04	44,5	16,84	sim
SVP	6	2	373540	23916	191252	222767,11	254,5	96,30	sim
SVP	6	3	265383	18258	124241	154342,55	180	68,11	sim
SVP	6	4	197888	12081	96888	116114,69	147	55,62	sim
SVP	6	5	301440	1041	157632	174106,76	324,5	122,79	sim
SVP	6	6	121391	2775	9007	50392,66	92,5	35,00	sim
SVP	6	7	89652	549	38178	48578,61	82	31,03	sim
SVP	6	8	124678	1419	64993	72308,46	99,5	37,65	sim
SVP	6	9	44927	414	23682	26118,30	36	13,62	sim
Total			1589721	60453	705873	891528,18	1260,5	236,88	

¹Consumo horário fora de ponta, ²consumo horário de ponta, ³consumo horário reservado (Port. 207)

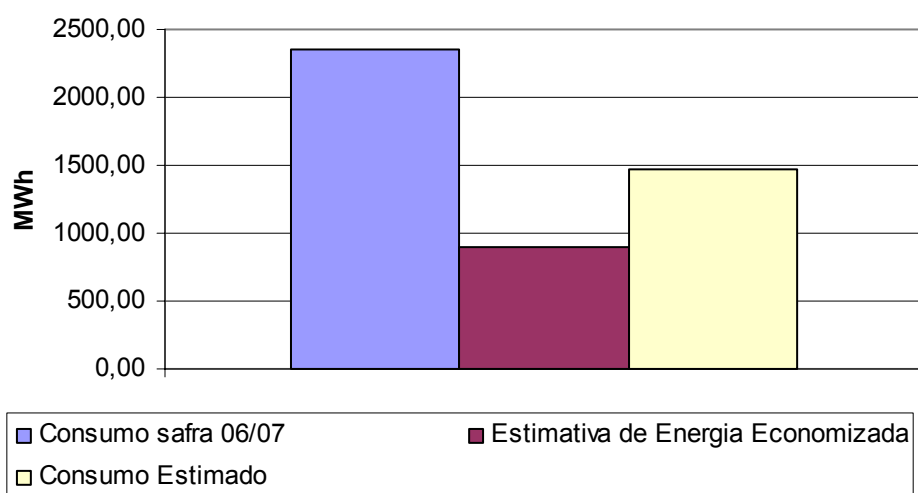


Figura 48. Consumo e Energia Evitada no AL 06, SE SVP

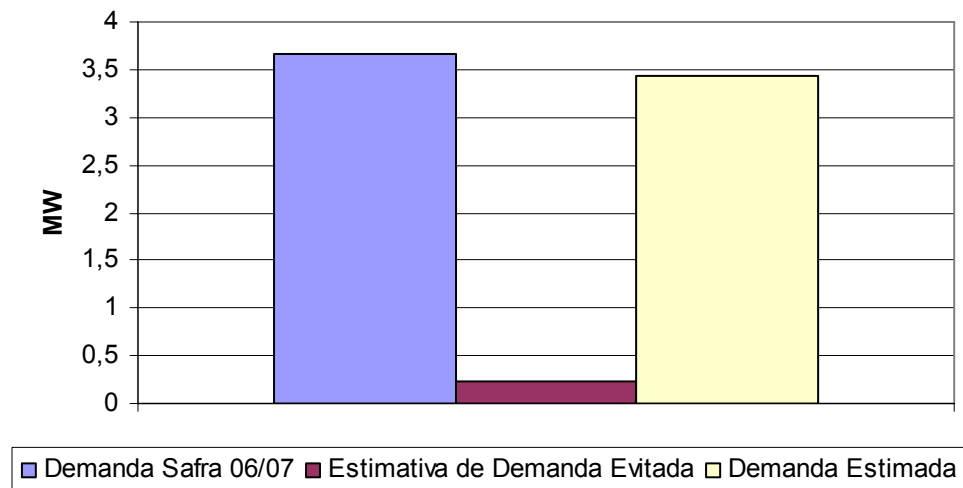


Figura 49. Demanda verificada e Evitada AL 06, SE SVP

Utilizando-se o somatório dos valores obtidos nos alimentadores da subestação Marmeleiro (SE MML), verifica-se um total de 12.222,73 MWh de Energia Economizada e 7,09 MW de Demanda Evitada. Esta última corresponde a uma redução de 37,28% na demanda máxima registrada no transformador (TR 1) da SE MML na safra 2006/07. Estas grandezas podem ser visualizadas na Tabela 25 e Figuras 50 e 51.

Tabela 25. Eficientização TR 1, SE MML

TR 1 da SE MML	
Demanda máxima safra 06 /07 MW	19,02
Estimativa de demanda evitada MW	7,09
Demanda Estimada	11,93
Cosumo safra 06/07 MWh	32301,07
Estimativa de Energia Economizada MWh	12222,73
Consumo Estimado MWh	20078,35

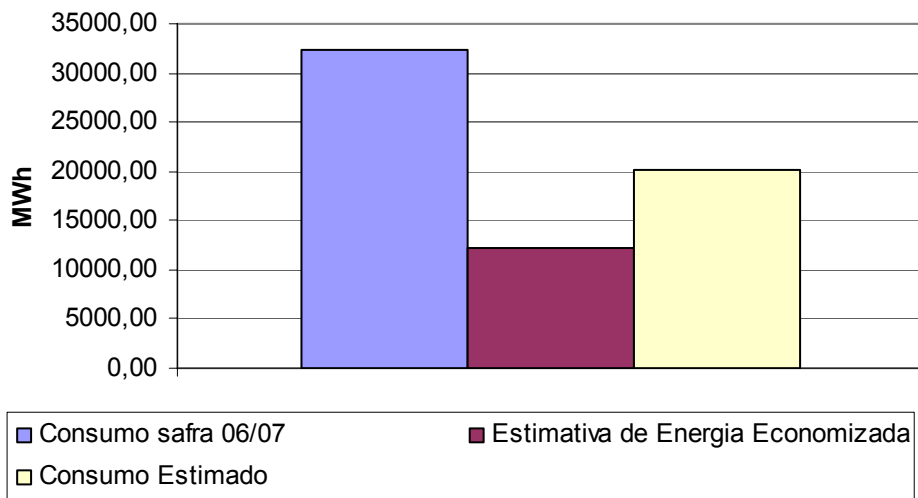


Figura 50. Consumo e Energia Evitada TR 1, SE MML

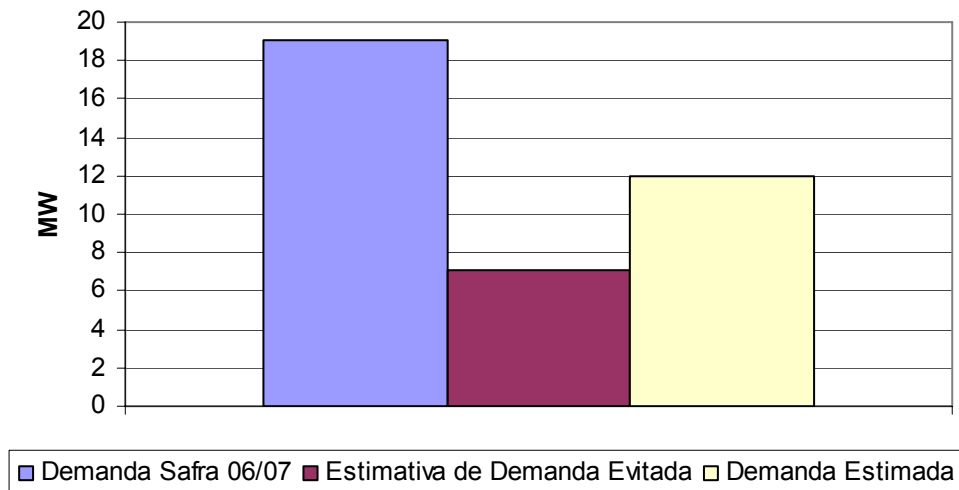
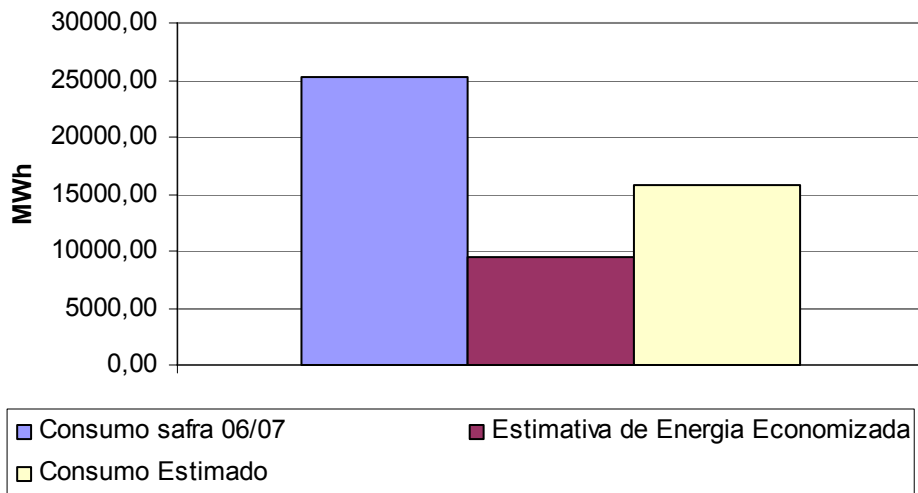
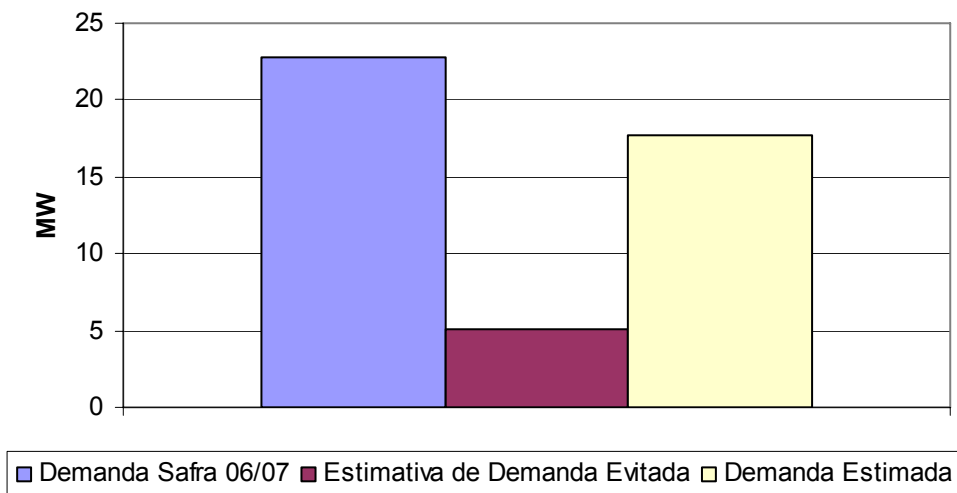


Figura 51. Demanda verificada e Evitada TR 1, SE MML

Da mesma forma que foi descrito para subestação de Marmeleiro, obteve-se 9.560,88 MWh de Energia Economizada e 5,13 MW de Demanda Evitada na subestação de Santa Vitória do Palmar (SE SVP), sendo que esta última representa uma redução de 22,5% na demanda máxima registrada no transformador (TR 1) da SE SVP. Estas grandezas são ilustradas na Tabela 26 e Figuras 52 e 53.

Tabela 26. Eficientização TR 1, SE SVP

TR 1 da SE SVP	
Demanda máxima safra 06 /07 MW	22,8
Estimativa de demanda evitada MW	5,13
Demanda Estimada	17,67
Cosumo safra 06/07 MWh	25266,61
Estimativa de Energia Economizada MWh	9560,88
Consumo Estimado MWh	15705,72

**Figura 52. Consumo e Energia Evitada TR 1, SE SVP****Figura 53. Demanda verificada e Evitada TR 1, SE SVP**

Na subestação da Quinta, responsável pela alimentação das subestações de Marmeleiro e Santa Vitória do Palmar, verifica-se 21.783,61 MWh de Energia Economizada e 12,22 MW de Demanda Evitada, caso os 146 levantes fossem eficientizados. A Demanda Evitada representa 28,28% de redução na demanda máxima registrada no autotransformador (AT 1) da SE QUI na safra 2006/07, que foi de 43,2 MW. Estas grandezas estão ilustradas na Tabela 27 e Figuras 54 e 55 e demonstram grande potencial de conservação de energia na região.

Tabela 27. Eficientização AT 1, SE QUI

AT 1 da SE QUI	
Demanda máxima safra 06 /07 MW	43,2
Estimativa de demanda evitada MW	12,22
Demanda Estimada	30,98
Cosumo safra 06/07 MWh	57567,68
Estimativa de Energia Economizada MWh	21783,61
Consumo Estimado MWh	35784,07

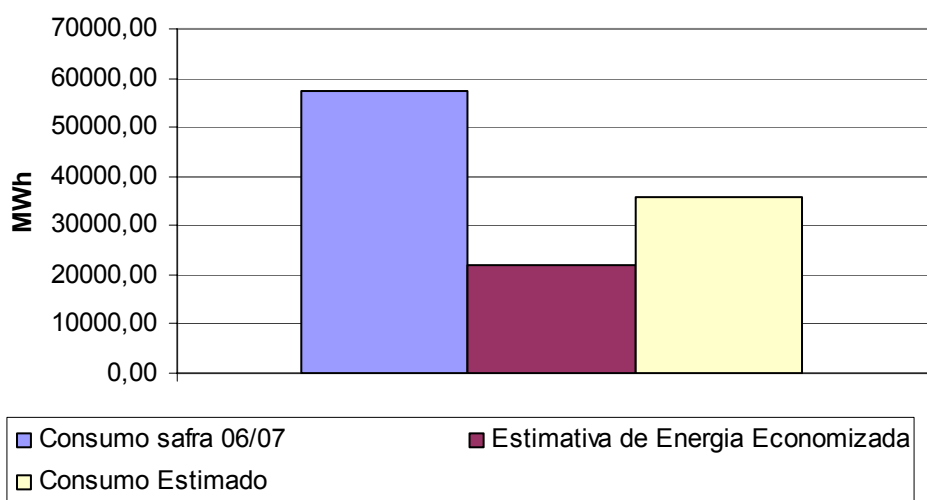


Figura 54. Consumo e Energia Evitada AT 1, SE QUI

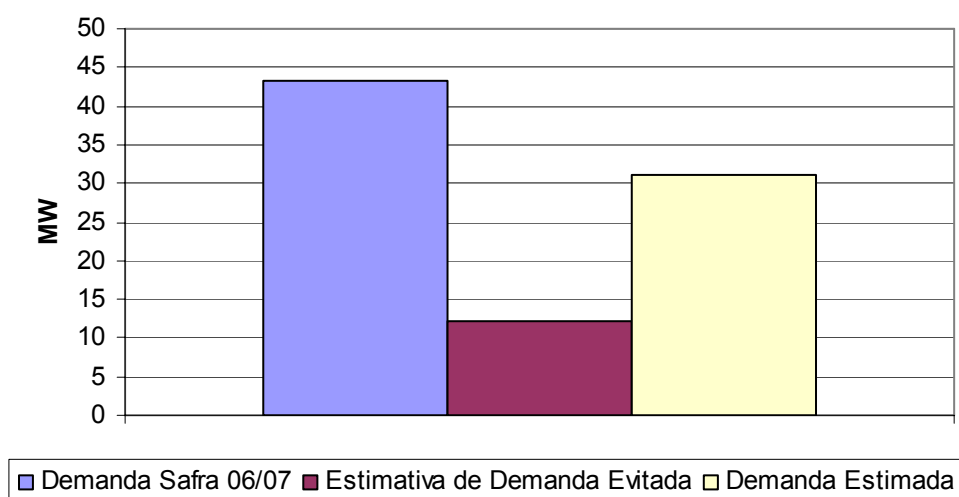


Figura 55. Demanda verificada e Evitada AT 1, SE QUI

5.1.2 Escalonamento do Horário de Ponta

Como foi mostrado no capítulo anterior, conforme Figura 21, a regulação de tensão no circuito de transmissão é prejudicada em função do desligamento dos levantes hidráulicos na ponta, uma vez que estes têm sua tarifação horo-sazonal verde (THS verde), onde o preço da energia consumida neste período chega a aproximadamente oito vezes do que fora de ponta.

Além desta restrição operacional pode-se supor que a excursão realizada pelo comutador sob carga (CSC) dos transformadores envolvidos acarreta um desgaste prematuro do equipamento, além de manutenção preventiva mais freqüente.

GAUTÉRIO (2006) mostra que quanto maior o intervalo entre os horários de ocorrência de temperatura máxima ambiente e do máximo valor de carregamento, menor será a máxima temperatura do ponto mais quente do enrolamento de um transformador. Esse mesmo autor, também, comprovou que o deslocamento da ponta das dezenove horas às vinte e duas horas para o horário compreendido entre quinze horas e dezoito horas, propiciou um ganho na vida útil do transformador responsável pelo atendimento de uma região orizícola na safra 2004/05. Foi relatado que este ganho ocorreu em função do deslocamento do horário de desligamento dos motores que ocorria quando a temperatura ambiente já estava diminuindo, para o horário em que esta se encontrava no seu valor máximo.

A idéia de escalonamento do horário de ponta dos levantes, conforme relatado por GAUTÉRIO (2006), será utilizado neste trabalho para fins de uniformizar a curva de carga diária, possibilitando uma regulação de tensão mais satisfatória. Esta ação exige por parte da concessionária a adoção de programa específico onde parte dos clientes seriam convidados a trocar o horário de ponta convencional da tarifação horo-sazonal, compreendido entre 19 h e 22 h, para outros dois horários alternativos com a intenção de preencher o vale oriundo do desligamento simultâneo desta carga.

Não serão contabilizados os benefícios adicionais de aumento da vida útil do transformador e do comutador sob carga.

Como a temperatura ambiente no verão registra suas máximas temperaturas no período da tarde, pode-se prever três faixas de horário para o escalonamento, que são:

- ✓ das treze horas às dezesseis horas;
- ✓ das dezesseis horas às dezenove horas,
- ✓ das dezenove horas às vinte e duas horas (padrão da concessionária).

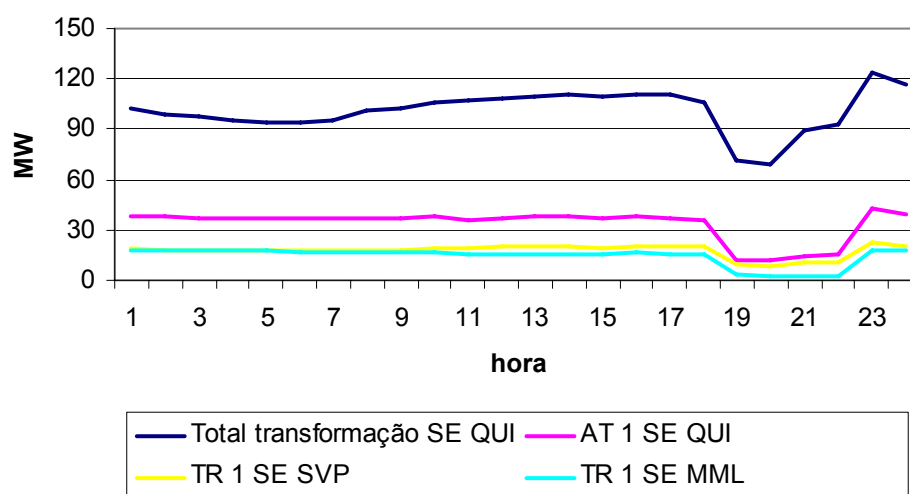
Para exemplificar esta ação de GLD, tomou-se como referência o dia 23/01/2007, onde foi registrada a máxima demanda na subestação da Quinta, na safra 2006/07. Como mostra a Tabela 28, evidenciado nas Figuras 56 e 57, a saída da carga dos levantes na ponta do sistema interligado permite que a capacitância da linha de transmissão, ao longo de seus 141 km, eleve significativamente a tensão nas subestações de Marmeleiro e Santa Vitória, exigindo a troca de TAP's no transformador da subestação da Quinta (AT 1).

Observa-se também que o pico da curva de carga total da transformação na SE QUI se dá após o horário de ponta, quando as cargas tarifas horo-sazonais (THS) dos levantes hidráulicos, bem como a zona industrial portuária do município de Rio Grande, atendida pelo TR 2 desta subestação, entram simultaneamente no sistema.

Tabela 28. Grandezas registradas na transformação da SE QUI, dia 23/01/07

SE QUI dia 23-01-07				
Hora	TR 2		AT 1*	
	MW	MW	TAP	kV
1	64	38,4	7	137
2	61	37,8	7	137,7
3	60	37,4	7	137,5
4	58	37,5	7	138,8
5	57	36,8	7	139
6	58	36,4	7	137,4
7	58	36,7	7	139,6
8	64	36,7	7	137,2
9	66	36,6	7	136,4
10	68	37,8	7	136
11	71	35,7	9	139,6
12	71	36,9	9	140,7
13	72	37,6	9	140,4
14	73	37,7	10	138,4
15	72	37,5	10	137,4
16	73	38,1	10	137,6
17	74	37,2	10	139,5
18	70	35,9	9	140
19	60	11,5	4	133,6
20	58	11,6	4	133
21	75	13,9	4	132,1
22	78	15	4	132,4
23	81	43,2	11	137,6
24	77	39,6	10	138,2

*Responsável pelo atendimento do litoral sul

**Figura 56. Curva de Carga SE's QUI, MML e SVP**

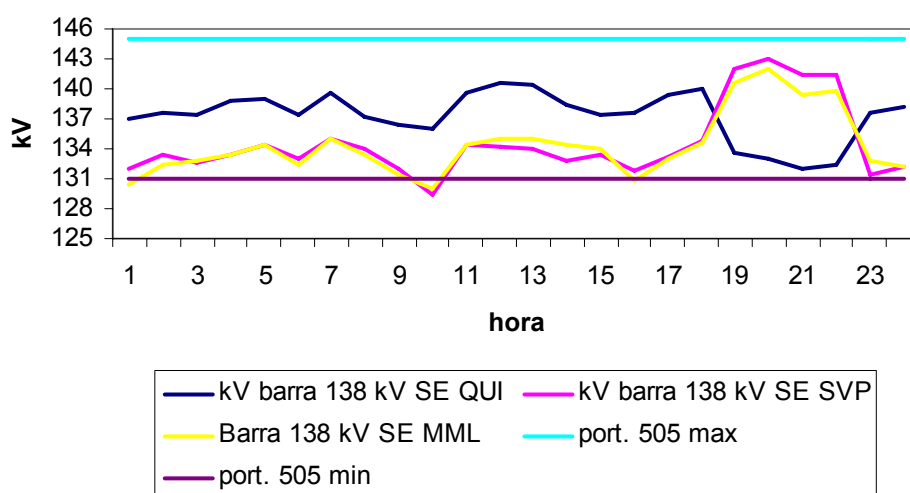


Figura 57. Registro de Tensão Barra de 138 kV, SE's QUI, MML e SVP

Para quantificar a demanda referente à carga retirada na ponta do sistema, foi subtraída da média dos registros fora de ponta (exceto às 23 horas onde o fator de diversidade é muito baixo) a média dos registros verificados na ponta do dia 23/01/2007. Este valor foi dividido em três partes iguais onde cada parcela foi aplicada na redução de demanda nos horários escalonados conforme determinado anteriormente. Esta metodologia foi aplicada nas subestações da Quinta, Marmeleiro e Santa Vitória, onde podemos observar que o fator de carga se aproximou mais da unidade e a tensão da linha de transmissão provavelmente terá seu efeito capacitivo compensado pela queda de tensão devido à corrente elétrica da carga e a reatância indutiva da linha, conforme observamos nas Figuras 58 e 59. Esta tensão foi estimada em função da variação na barra de 230 kV da SE QUI.

Com esta medida a regulação de tensão na barra de 138 kV na SE QUI passaria de 6,51% para 5,31% e a barra da SE SVP de 10,5% para 4,09%, conforme Figuras 57 e 59. Não há alteração na ultrapassagem dos limites de tensão adequada previsto pela portaria 505 da ANEEL, no entanto a regulação de tensão dentro desta faixa é reduzida sensivelmente, não exigindo constantes comutações no CSC para manter esta grandeza nos limites adequados. Como consequência disto poderá se observar a diminuição nos desligamentos para manutenção, baixando os custos desta atividade e reduzindo a interrupção do serviço. Além de desobrigar o centro de

operação da distribuidora de uma vigilância constante da tensão no horário de ponta, uma vez que a comutação é feita manualmente.

Outro efeito significativo é a redução da curva de carga no horário compreendido entre as 13 h e 22 h, em função do preenchimento do vale, conforme ilustrado na Figura 58.

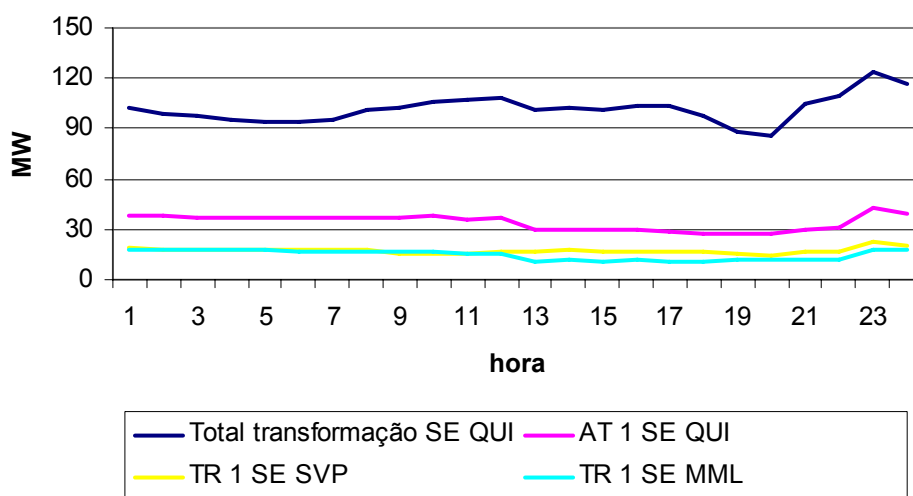


Figura 58. Estimativa da Curva de carga das SE's QUI, MML e SVP com escalonamento do Horário de Ponta

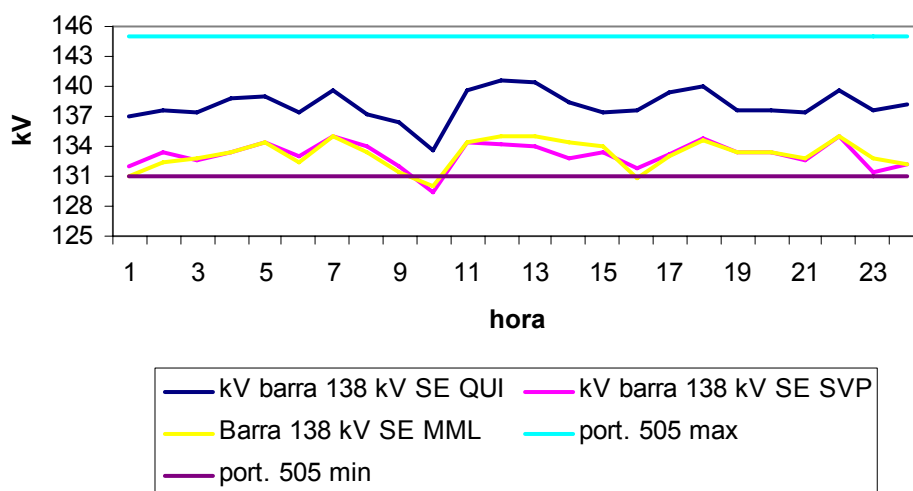


Figura 59. Estimativa de tensão na barra de 138 kV das SE's QUI, MML e SVP com escalonamento do Horário de Ponta

5.1.3 Avaliação Econômica da Eficientização

A metodologia utilizada na avaliação econômica segue o Manual para Elaboração do Programa de Eficiência Energética da ANEEL, o qual descreve no seu capítulo II, item 3, os Critérios para Avaliação Econômica dos Projetos.

5.1.3.1 Cálculo dos Custos de Demanda (CED) e Energia (CEE) Evitados

Para levantamento dos custos foram utilizadas as equações 3 e 4, em conjunto com a tabela de tarifas horo-sazonal azul do subgrupo A4 da concessionária local, válida para o mês de setembro de 2007.

- ✓ Custo Unitário Evitado de Demanda (CED, em R\$/kW.ano)

$$CED = (12 \times C_1) + (12 \times C_2 \times LP) \quad \text{Equação 3}$$

- ✓ Custo Unitário Evitado de Energia (CEE, em R\$/MWh)

$$CEE = \frac{(C_3 \times LE_1) + (C_4 \times LE_2) + (C_5 \times LE_3) + (C_6 \times LE_4)}{LE_1 + LE_2 + LE_3 + LE_4} \quad \text{Equação 4}$$

Onde:

- ✓ LP – Constante de perda de demanda no posto fora de ponta, considerando 1kW de perda de demanda no horário de ponta.
- ✓ LE_1, LE_2, LE_3, LE_4 - Constantes de perdas de energia nos postos de ponta e fora de ponta para os períodos seco e úmido, considerando 1kW de perda de demanda no horário de ponta.
- ✓ C_1 - Custo unitário da demanda no horário de ponta (R\$/kW.mês).
- ✓ C_2 - Custo unitário da demanda fora do horário de ponta (R\$/kW.mês).
- ✓ C_3 - Custo unitário da energia no horário de ponta de períodos secos (R\$/MWh).
- ✓ C_4 - Custo unitário da energia no horário de ponta de períodos úmidos (R\$/MWh).

- ✓ C_5 - Custo unitário da energia fora do horário de ponta de períodos secos (R\$/MWh).
- ✓ C_6 - Custo unitário da energia fora do horário de ponta de períodos úmidos (R\$/MWh).

Os valores de LP e LE são calculados a partir dos postos horários da tarifa horazonal azul, com base em uma série de Fatores de Carga (FC) e Fatores de Perdas (Fp), segundo a equação 5 a seguir.

$$Fp = k \times FC + (1 - k) \times FC^2 \quad \text{Equação 5}$$

Estas constantes têm seus valores tabelados pela ANEEL, sendo que a constante LE pode variar em função das perdas totais da concessionária, representado pelo fator k, que varia de 0,15 a 0,30. O Manual de Procedimentos para Projetos de Eficiência Energética prevê que em caso de não existir estudos por parte da concessionária que indiquem o nível de perdas da mesma, deve-se usar o fator $k=0,15$. Portanto, no que se refere a constate LE a tabela utilizada faz referência ao fator $k=0,15$.

No fator de carga (FC) da instalação, foi considerado o consumo total do segmento elétrico em estudo, bem como a demanda máxima, ambos verificados na safra 2006/2007, conforme equação 6.

$$FC = \frac{MWh}{MW \times 8760} \quad \text{Equação 6}$$

Onde:

MWh – Energia registrada no AT 1 da SE QUI, entre 01/04/06 e 31/03/07

MW – Demanda máxima registrada no AT 1 da SE QUI, entre 01/04/06 e 31/03/07

5.1.3.2 Fator de Recuperação de Capital (FRC)

O Fator de Recuperação de Capital (FRC) é calculado conforme equação 7 e considera como taxa de juros o valor mínimo de 12% ao ano. Esta taxa tem por base o Plano Decenal de Expansão do setor elétrico de 1999 a 2008, aprovado pela portaria do Ministério de Minas e Energia nº 151, de 10 de maio de 1999.

A vida útil considerada na efficientização dos levantamentos hidráulicos realizados pelo GEE (PUC-RS) é de 14 anos, os quais correspondem a uma média ponderada das vidas úteis de todos os equipamentos que compõe uma estação de levantamento hidráulico para orizicultura.

$$FRC = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad \text{Equação 7}$$

Onde:

- ✓ n – Vida útil (em anos)
- ✓ i – taxa de juros (taxa de desconto)

5.1.3.3 Relação Custo-Benefício (RCB)

A avaliação econômica será realizada por meio do cálculo da relação custo-benefício (RCB), conforme equação 8.

$$RCB = \frac{\text{Custos Anualizados(CA)}}{\text{Benefícios Anualizados(BA)}} \quad \text{Equação 8}$$

Sendo :

$$CA = R\$/kW_{\text{reduzido}} \times kW_{\text{Evitado}} \times FRC \quad \text{Equação 9}$$

$$B = (EE \times CEE) + (RDP \times CED) \quad \text{Equação 10}$$

Onde:

- ✓ EE – Energia Economizada (MWh/ano)
- ✓ CEE – Custo Evitado de Energia (R\$/MWh)

- ✓ RDP – Redução de Demanda na Ponta (kW)
- ✓ CED – Custo Evitado de Demanda (R\$/kW)
- ✓ R\$/kW reduzido – conforme item 5.1.1.1
- ✓ kW Evitado – conforme item 5.1.1.2

5.1.4 Análise Econômica com Enfoque da Concessionária

De acordo com a metodologia descrita no item anterior, foi desenvolvida a análise financeira com enfoque da concessionária, observando-se os RCB's 0,38, 0,37 e 0,37 para as subestações Marmeleiro, Santa. Vitória do Palmar e Quinta, respectivamente, como mostra a Tabela 29.

Estes resultados demonstram uma viabilidade extremamente favorável para concessionária, uma vez que para cada R\$ 0,37 investido na eficiência evitará um investimento no setor elétrico de R\$ 1,00. Isso comprova que o investimento em conservação de energia no estudo de caso proposto, é economicamente favorável e também ambientalmente correto, portanto, socialmente justo. Enquadrando-se perfeitamente nos conceitos de PIR revisados no capítulo 2.

A Tabela 29 demonstra o grande potencial de conservação em energia no setor orizícola, o qual se implementado permitirá a postergação de investimentos na oferta por parte da concessionária. Esta postergação pode ser de grande interesse para o setor em virtude de sua descapitalização e conseqüente escassez de recursos para investimento.

Tabela 29. Análise Econômica com Enfoque da Concessionária

	SUBESTAÇÕES							
	SE Marmeleiro		SE Sta. Vitória				SE Quinta	
	Demanda FP	Demanda HP	kWh FP seco	kWh FP úmido	kWh HP seco	kWh HP úmido		
Tarifa THS Azul*	7,34	30,03	0,11366	0,10325	0,18651	0,16892		
Fator k			0,15					
CED			382,38					
CEE			139,85					
Energia**(MWh)			117593,75					
Demanda** (MW)			43,2					
Fator de Carga			0,31					
Taxa de Juros (aa)			12,00%					
Vida útil (anos)			14					
FRC			15,09%					
R\$/kW reduzido			1.569,32					
MW Reduzido (MW/ano)	7,09		5,13		12,22			
Custo Total (R\$)	11.128.980,92		8.045.515,08		19.174.496,00			
Custo Anualizado (R\$)	1.679.043,22		1.213.836,89		2.892.880,11			
Energia Evitada (MWh/ano)	12.222,73		9.560,88		21.783,61			
Benefício anual (R\$)	4.421.091,43		3.297.503,58		7.718.595,01			
RCB	0,38		0,37		0,37			

* Tarifa sem ICMS

** Energia e Demanda máxima verificados no AT 1 da SE Quinta

5.1.5 Análise Econômica com Enfoque do Cliente

A análise econômica com enfoque do lado do cliente foi realizada com a mesma metodologia do enfoque da concessionária, no entanto, na apuração do benefício anual foram considerados a energia economizada e a demanda evitada em cada subestação, multiplicados pela tarifa horo-sazonal verde, subgrupo A4, referente a 145 dos 146 levantamentos hidráulicos da região estudada, conforme equação 11.

$$B = (5,7 \times RDP \times C_1) + C_6 (EEfp + EEhr \times 0,3) + (EEhp \times C_4) \quad \text{Equação 11}$$

Onde:

- ✓ RDP - Redução de Demanda na Ponta (kW)
- ✓ EEfp – Energia Economizada no horário fora de ponta (kWh/ano)

- ✓ EEhr – Energia Economizada no horário reservado (kWh/ano)
- ✓ EEhp - Energia Economizada no horário de ponta (kWh/ano)
- ✓ C_1 - Custo unitário da demanda no horário de ponta (R\$/kW.mês).
- ✓ C_4 - Custo unitário da energia no horário de ponta de períodos úmidos (R\$/kWh).
- ✓ C_6 - Custo unitário da energia fora do horário de ponta de períodos úmidos (R\$/kWh).

A constante 5,7 da equação, relativa à parcela de demanda evitada, considera cinco ciclos de demanda “cheia” e os demais sete ciclos de faturamento do ano o valor de dez por cento (10%) da maior demanda registrada.

Observa-se conforme Tabela 30 que a análise econômica não é atrativa para o cliente, considerando todo custo de sua responsabilidade, uma vez que os RCB's para as subestações de Marmeleiro, Santa. Vitória e Quinta são de 1,43, 1,33 e 1,39, respectivamente. O fato determinante para esta análise negativa pode estar ligado às tarifas rurais altamente subsidiadas, chegando ao valor de R\$ 0,02788 por kWh no horário reservado segundo portaria 207 da ANEEL.

Verificou-se como hipótese a exclusão do benefício do horário reservado, ficando os RCB's em 1,17, 1,09 e 1,13, para as subestações de Marmeleiro, Santa. Vitória e Quinta, respectivamente. Mesmo desconsiderando o subsídio da portaria 207 da ANEEL, que estabelece um desconto de 70% no consumo dos levantamentos hidráulicos das 23 h as 5 h, o investimento não se torna atrativo para o consumidor. Isso pode ser explicado em parte, pelo fato das tarifas horo-sazonal rural serem em média 10% mais baratas que as da classe residencial e industrial.

No entanto as ações de GLD, conforme foi revisado em seus conceitos no capítulo 2, exige uma aproximação dos proprietários e usuários da infra-estrutura de energia elétrica. Esta aproximação pode propiciar uma parceria nos investimentos requeridos para estas ações, a fim de permitir uma avaliação econômica positiva tanto para concessionária como seus clientes. Este compartilhamento nos investimentos é

analisado no último item deste capítulo o qual trata da análise global das ações propostas neste estudo de caso, ilustrado pela Tabela 34.

Tabela 30. Análise Econômica com Enfoque do Cliente

	SUBESTAÇÕES			
	SE Marmeleiro	SE Sta. Vitória		Se Quinta
	Demanda	kWh FP seco	kWh FP úmido	kWh HP seco kWh HP úmido
Tarifa THS Verde*	6,606	0,102294	0,092925	0,622179 0,606366
Desconto Horário Reservado		70,00%		
Energia Evitada FP (MWh/ano)	8.041,45	6.426,85		14.468,31
Energia Evitada HP (MWh/ano)	72,49	59,21		131,71
Energia Evitada HR (MWh/ano)	4.108,78	3.074,82		7.183,60
Taxa de Juros (aa)		12,00%		
Vida útil (anos)		14		
FRC		15,09%		
R\$/kW reduzido		1.569,32		
MW Reduzido (MW/ano)	7,09	5,13		12,22
Custo Total (R\$)	11.128.980,92	8.045.515,08		19.174.496,00
Custo Anualizado (R\$)	1.679.043,22	1.213.836,89		2.892.880,11
Benefício anual (R\$)	1.172.780,64	911.882,21		2.084.662,85
RCB	1,43	1,33		1,39

* Tarifa sem ICMS

FP - horário fora de ponta, HP - horário de ponta, HR - horário reservado confme. Portaria 207, ANEEL

5.2 Oferta de Energia

Como foi evidenciado no capítulo anterior, de acordo com a Figura 13, o mapa eletrogeográfico mostra que o circuito em estudo tem poucas alternativas de conexão com outras fontes do sistema elétrico interligado. Como possibilidade tem-se a interconexão com o Uruguai que necessitaria uma estação conversora, uma vez que o país vizinho tem sua frequência em 50 hz. No entanto, como alternativas de expansão eletro-energética pelo lado da oferta será abordado à geração eólica e termoelétrica a biomassa, aproveitando as potencialidades geográficas e agrícolas da região estudada, respectivamente.

5.2.1 Central Eólica

Devido ao seu baixo impacto sócio-ambiental e característica renovável, a utilização da energia cinética dos ventos para produção de energia elétrica é hoje uma alternativa muito importante. Soma-se a isto a compatibilidade com as atividades agropecuárias desenvolvidas no litoral sul. Importante salientar que a energia eólica, no presente estado-da-arte, é intrinsecamente complementar, uma vez que não apresenta as condições de constância indispensáveis para garantir o abastecimento.

No atual estágio de desenvolvimento, os geradores eólicos começam a produzir energia elétrica com velocidades de vento a partir de 3,5m/s, sendo que abaixo deste valor o conteúdo energético do vento não justifica o aproveitamento.

O litoral sul do RS tem grande potencial para geração de energia elétrica a partir da utilização de fonte primária eólica, como podemos verificar no mapa eólico do Rio Grande do Sul explorado a seguir.

5.2.1.1 Mapa Eólico do Rio Grande do Sul

O mapa eólico do estado é parte integrante do Atlas Eólico do Rio Grande do Sul, desenvolvido pela Secretaria de Energia, Minas e Comunicação (SEMC) e publicado em 2002.

O Atlas estima um potencial eólico no estado, a cinquenta metros de altura e com velocidades médias a partir de 7m/s, de 15.840 MW, produzindo 41.690 MWh/ano, considerando somente o aproveitamento onshore (solo firme). Se for adicionado o aproveitamento offshore (sobre água) das Lagoas dos Patos, Mangueira e Mirim, estes valores chegaram a 34.360 MW e 93.530 MWh/ano.

Entre as regiões mais favoráveis para instalação de usinas eólicas apontadas pelo Atlas, está o Litoral Sul do Estado, onde foram contabilizados ventos médios anuais entre 7,0 e 8,0m/s, a 50 metros de altura, conforme Figura 60. O Atlas ainda evidencia que a região é composta por uma área de planície costeira, dunas e atividades agrícolas, predominando a cultura do arroz e pastagens para pecuária. Reúne, portanto, ótimas condições para implantação de usinas de grande porte.

A ação das brisas marinhas litorâneas aumenta as velocidades de vento a partir das 11 h até as 18 h ao longo da primavera e se estendendo pelos meses de verão, de onde se conclui uma boa complementaridade com a demanda energética do Litoral Sul, em função dos levantes hidráulicos provenientes da orizicultura.

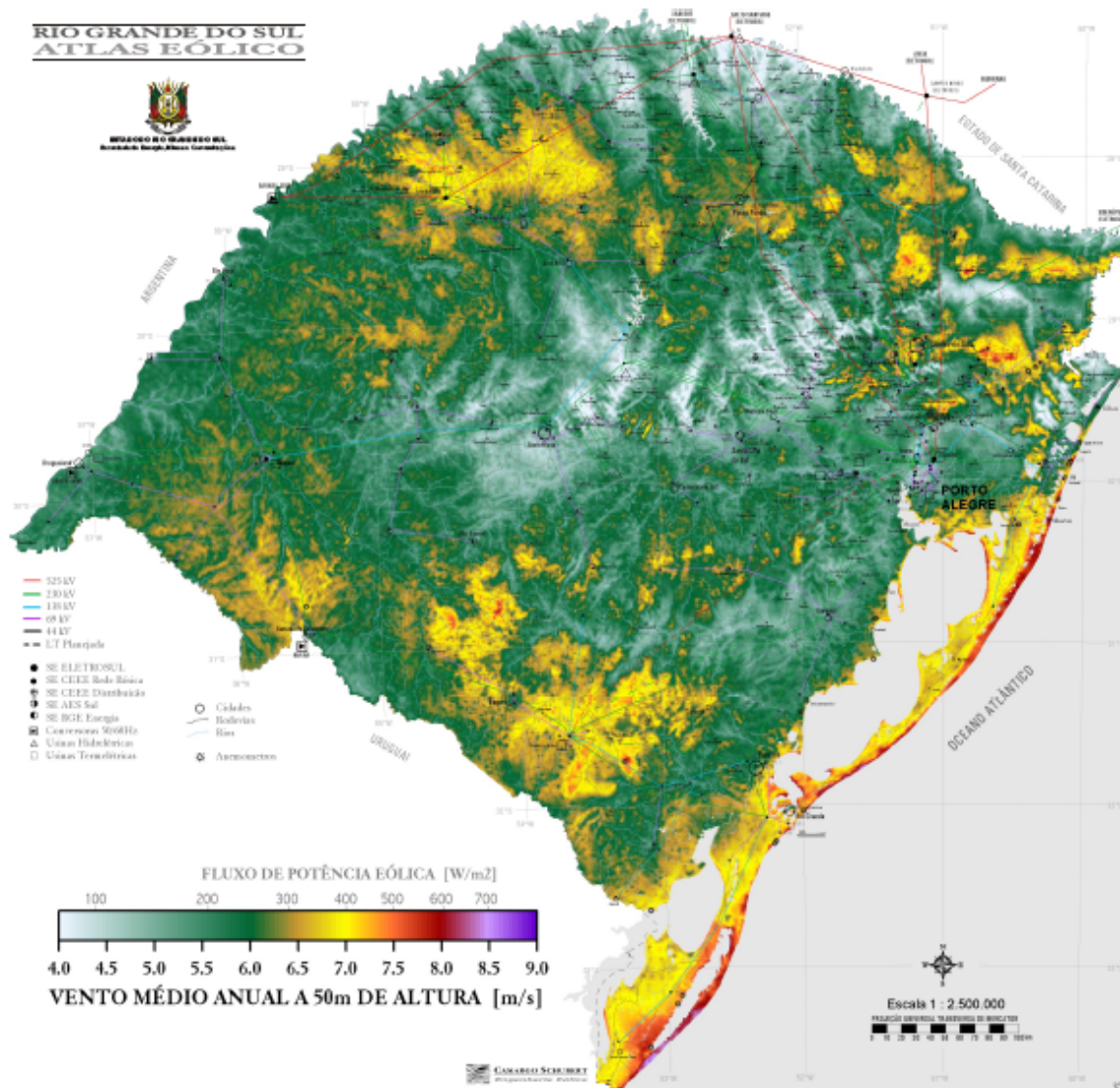


Figura 60. Vento médio anual no RS, a 50 metros de altura, em m/s

Fonte: Atlas Eólico do Rio Grande do Sul

5.2.1.2 Análise Econômica

O potencial eólico do RS é muito atrativo para investimentos desta natureza, especialmente no Litoral Sul onde verifica-se grande capacidade para instalação de

parques eólicos. A ANEEL, através da resolução 461, de 27/8/2002, autorizou a instalação de um parque eólico de 126 MW, composto por 84 unidades geradoras de 1,5 MW. No entanto optou-se por desenvolver a análise econômica de uma usina de 36 MW, grandeza que multiplicada pelo fator de carga de uma central eólica (0,30), coincidente com a demanda evitada na efficientização dos levantes hidráulicos do litoral sul, na intenção de prover uma comparação dos resultados da RCB.

A taxa de juros de 12% ao ano também segue o mesmo critério do estudo de viabilidade econômica da efficientização. Os valores de vida útil, custo de instalação, operação e manutenção (O & M) e fator de carga (FC) conforme REIS (2003) e o Atlas Eólico do Rio Grande do Sul (2002), em virtude da falta de dados mais atuais.

Como se percebe na Tabela 31 a RCB de 0,58 é atrativa, no entanto inferior ao da viabilidade econômica da efficientização com enfoque da concessionária, que é de 0,37 na subestação da Quinta.

Outra desvantagem importante em relação à efficientização é que esta tem seu reflexo no carregamento de todos os circuitos do sistema elétrico, enquanto a geração distribuída influi somente a montante do ponto de conexão.

Tabela 31. Análise Econômica de Implantação de uma Central Eólica

Usina Eólica	
Potência Instalada (MW)	36
Custo unitário de uma central eólica (US\$/kW)	1.500,00
R\$/US\$ em outubro/07	1,90
Fator de Carga	30%
Vida Útil (anos)	40
Taxa de Juros	12%
FRC	12,13%
Investimento total (R\$)	102.600.000,00
Custo do Investimento Anualizado (R\$)	12.445.751,98
Energia (MWh/ano)	94608
Preço Energia PROINFA* (R\$/MWH)	232,29
Custo de O & M unitário (US\$/kW.ano)	4,00
Custo O & M Usina (R\$/ano)	273.600,00
RCB	0,58

*Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA), do governo federal

5.2.2 Biomassa Utilizando a Casca do Arroz

A casca de arroz é considerada um resíduo de classe II, ou seja, não perigoso a saúde humana e ao meio ambiente, no entanto se queimada em ambientes fechados, resulta em cinzas que são tóxicas e prejudiciais ao homem. Por outro lado se descartada na natureza produz o gás metano no processo de decomposição, prejudicial à camada de ozônio.

A utilização da casca de arroz para geração de energia elétrica além de economicamente viável tem a característica de preservação do meio ambiente. Uma vez aproveitada em sistemas de queima adequados à produção de sílica, esta poderá ser utilizada na indústria eletrônica, de cerâmica, vidro, construção civil, indústria química, entre outras aplicações, com agressão mínima ao meio ambiente e com característica renovável.

De acordo com dados do IRGA, a casca representa entre 20 a 22,5% do peso total do grão, dependendo da variedade considerada como as condições edafo-climáticas (solo e clima) durante o cultivo da planta.

A casca do arroz tem Poder Calorífico Inferior (PCI) de 3200 kcal/kg, sendo que 500 kg deste rejeito da indústria orizícola equivalem a um barril de petróleo (1 BEP). O Brasil em 2002 detinha a nona maior produção de arroz com casca, registrando 13,4 milhões de toneladas, o que correspondem aproximadamente a 5,8 milhões de B.E.P. em casca (AMATO, 2002).

No Rio Grande do Sul, estima-se que o potencial termelétrico aproveitando a queima da casca do arroz estaria entre 100 e 120 MW. O custo da instalação de uma central termoelétrica é um índice muito procurado, porém, de pouco valor para projetos desta natureza, nos quais as características individuais são fator preponderante. Todavia pode-se estimar o custo em US\$ 1.200,00/kW instalado em uma usina desta natureza (HOFFMANN, 2004).

5.2.2.1 Potencial do Litoral Sul

Verifica-se na escala de produção elaborado pelo IRGA, relativo à safra de 2003/04 no Rio Grande do Sul, que a região formada pelos municípios de Santa Vitória do

Palmar e Chuí ocupa o segundo lugar no estado em produção de arroz em casca, perdendo somente para o município de Uruguaiana.

Considerando somente a última safra da região (2006/07) observa-se uma produção de arroz em casca de 350.259 toneladas, os quais se fossem beneficiados na região gerariam entre 77.051 e 78.808 toneladas de casca. Todavia, observa-se que a realidade da região não contempla a industrialização e beneficiamento do arroz, conforme Tabela 32, elaborada com dados do IRGA, onde se constata somente uma pequena parcela da produção primária passando pelos engenhos da região.

Tabela 32. Produção de Arroz em Casca, Casca e Potencial Energético

Safra	Produção Arroz em casca (t)	Nº de Engenhos	Beneficiado (t)	Beneficiado %	Casca Gerada (t)	Energia Elétrica Potencial (MWh)*
1996/97	337.572	7	24.296	7,20%	5.345	6.288
1997/98	307.229	8	18.490	6,02%	4.068	4.786
1998/99	419.284	7	27.930	6,66%	6.145	7.229
1999/00	423.400	6	19.219	4,54%	4.228	4.974
2000/01	368.000	5	18.618	5,06%	4.096	4.819
2001/02	292.046	2	6.168	2,11%	1.357	1.596
2002/03	316.200	2	5.517	1,74%	1.214	1.428
2003/04	430.921	NE	NE	NE	NE	NC
2004/05	429.000	NE	NE	NE	NE	NC
2005/06	363.000	NE	NE	NE	NE	NC
2006/07	350.529	3	4.295	1,23%	945	1.112

*Cálculo considerando que a casca representa 22% do grão de arroz e que 1,7 t/h de casca geram 2 MW
NE - dado não encontrado, NC - dado não calculado

Verifica-se na Tabela 32 que o número de engenhos de arroz vem diminuindo com o passar dos anos, assim como o total de arroz em casca beneficiado, o que pode ter uma provável origem na crise enfrentada pelo setor no início da década.

Considerando-se a atual disponibilidade de casca pode-se concluir, conforme a equação 10, que a carga instalada na usina não poderia ultrapassar a aproximadamente 160 kW (0,16 MW), com fator de carga de 0,8, sob pena de faltar combustível para geração, não podendo a mesma operar durante todo ano.

$$MW = \frac{MWh}{FC \times 8760}$$

Equação 10

Onde:

- ✓ MW – Potência Máxima da Usina
- ✓ MWh – Potencial de Energia Elétrica, safra 2006/07, conforme tabela 32
- ✓ 8760 – Número de horas do ano
- ✓ FC – Fator de Carga da Usina

Pode-se concluir que a geração de energia através da casca do arroz na região, considerando o atual nível de beneficiamento e conseqüente disponibilidade do insumo, não representa uma ação significativa para a oferta de energia local.

5.2.2.2 Análise Econômica

Mesmo com a premissa que a oferta de energia (160 kW) baseada na queima da casca do arroz não contempla um ganho significativo, optou-se em fazer a análise econômica considerando uma capacidade instalada de 15 MW, onde multiplicado pelo fator de carga de uma usina desta natureza (0,80), aproximar-se-ia do valor de demanda evitada no processo de efficientização. A Tabela 33 a seguir mostra os resultados da avaliação econômica.

Tabela 33. Análise Econômica de Implantação de uma Usina a Biomassa

Usina Termoelétrica a Biomassa	
Potência Instalada (MW)	15
Custo unitário de uma central termoelétrica (US\$/kW)	1.200,00
R\$/US\$ em outubro/07	1,90
Fator de Carga	80%
Vida Útil (anos)	30
Taxa de Juros	12%
FRC	12,41%
Investimento Total (R\$)	34.200.000,00
Custo do Investimento Anualizado (R\$)	4.245.713,09
Energia (MWh/ano)	105120
Preço Energia PROINFA* (R\$/MWH)	109,37
Custo de O & M unitário** (US\$/kW.ano)	15,00
Custo O & M Usina (R\$/ano)	427.500,00
RCB	0,41

*Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA), do governo federal

**Incluindo o transporte da casca de arroz

Foi considerada a mesma taxa de juros (12% a.a.) dos demais estudos econômicos, sendo obtida uma RCB de 0,41, superior ao da geração eólica que obteve uma RCB de 0,58.

Embora não seja factível atualmente a implantação de uma usina a casca de arroz na região em estudo, mesmo esta sendo uma grande produtora desta cultura, demonstra-se o potencial de aproveitamento desta biomassa caso a industrialização do arroz evolua no litoral sul. Esta evolução fatalmente trará mais consumo de energia elétrica, no entanto desencontrado do período dos levantes hidráulicos, não ampliando a ponta da curva de carga anual e melhorando o fator de carga do sistema elétrico local.

5.3 ANÁLISE GLOBAL DAS AÇÕES PROPOSTAS

Como alternativas de GLD foram avaliadas a efficientização e o escalonamento do desligamento no horário de ponta da carga de maior impacto, os levantes hidráulicos.

A estimativa de *Energia Economizada* e *Demanda Evitada* nos levantes hidráulicos do litoral sul foi baseada em outros 31 levantes efficientizados e 3 levantados e diagnosticados pelo GEE (PUC-RS).

Verificou-se que a efficientização trás resultados significativos, conforme ilustrado na Figura 61. Esta Figura ilustra o total de *Demanda Evitada* e *Energia Economizada* nas subestações de Marmeleiro e Santa Vitória, que somados perfazem o total verificado na subestação da Quinta. A avaliação econômica da ação de efficientização *Conservação de Energia* mostrou uma RCB de 0,37 com enfoque da concessionária, contra 1,39 com enfoque do cliente. Este resultado demonstra grande atratividade para a concessionária enquanto é deficitária para o investimento do cliente. Estes resultados podem estar fundamentados no alto custo de expansão marginal do sistema elétrico e as altas taxas de subsídios na tarifa rural (portaria 207 da ANEEL), respectivamente.

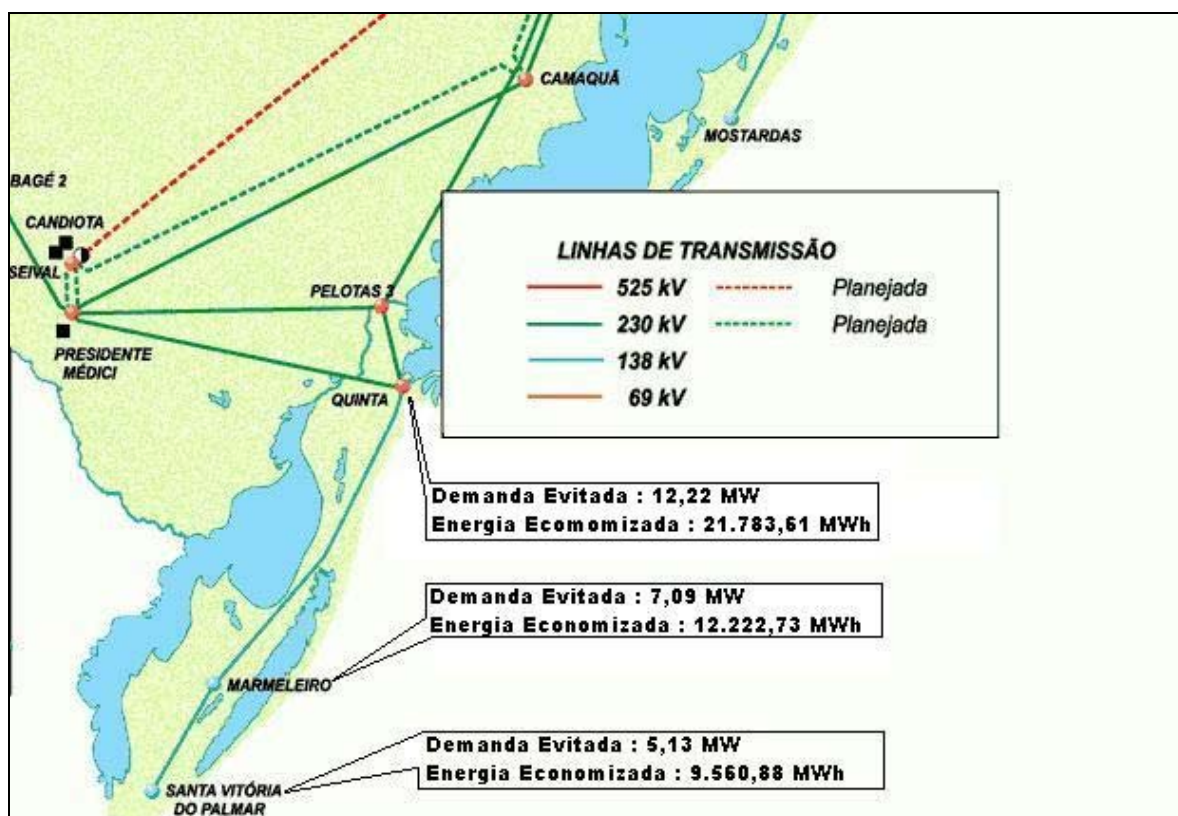


Figura 61. Mapa eletrogeográfico com resultados da eficiência

Em projetos de eficiência do uso final, a concessionária é forçada a conhecer o seu cliente, e com esta aproximação, pode surgir uma parceria nos investimentos, sendo rentável para ambos os lados, no enfoque da distribuidora de energia elétrica e de seus clientes, como se observa na Tabela 34.

Tabela 34. Exemplo de RCB's de acordo com a parcela de investimento no projeto de eficiência

	Investimento (%)	Relação Custo/Benefício (RCB)
Cliente	10%	0,14
	20%	0,28
Concessionária	90%	0,34
	80%	0,30

Foram utilizadas as mesmas premissas das análises econômicas com enfoque do cliente e da concessionária, conforme tabelas 29 e 30

Estes projetos de efficientização ainda poderão contar com os leilões de conservação de energia, em fase ainda embrionária e de detalhamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), contudo, seria uma fonte de financiamento diferenciada para essas ações.

Na ação de escalonamento do desligamento dos levantes hidráulicos em função da tarifa horo-sazonal, observou-se que além de melhorar sensivelmente a regulação de tensão no circuito nas subestações de Marmeleiro e Santa Vitória, como se observa na Figura 59, tem-se como benefício adicional o aumento da vida útil dos transformadores e seus respectivos comutadores sob carga (CSC).

Já no enfoque de GLO de energia, existe um grande potencial eólico na região, com ventos que tem velocidade média entre 7 e 8m/s, sendo que a partir de 3,5m/s é justificado o investimento para aproveitamento do potencial eólico. Outro fator importante deste aproveitamento é a sua característica renovável de baixo impacto ambiental, além de ser perfeitamente compatível com as atividades agropecuárias da região.

Na avaliação econômica com as mesmas premissas da efficientização, observa-se uma RCB de 0,58, contra 0,37 desta ação de GLD. No entanto, a eficiência energética é parte da solução, não se constituindo uma solução definitiva para fazer frente às novas demandas de energia. Ela está associada ao uso racional de energia, prescindindo de novas fontes de geração.

A geração de energia a partir da queima da casca do arroz mostrou-se uma solução pouco factível, uma vez que apenas 1,24% do total de arroz em casca produzido (safra 2006/2007) são beneficiados na região, gerando apenas 945 toneladas de casca, suficientes para produzir somente 1.112 MWh por safra, contra 57.567,68 MWh consumidos pelos levantes da região nesta safra. A implantação desta alternativa requer um incremento significativo da industrialização do arroz na região, com a conseqüente disponibilidade da casca através do beneficiamento. Isto traria um aumento significativo no consumo, no entanto não representaria incremento na demanda, uma vez que esta carga seria em período diferente do utilizado pelos levantes hidráulicos, elevando o fator de carga do sistema elétrico.

Este incremento no consumo encaixa-se perfeitamente na figura de mérito de GLD, proposta por KAEHLER (2002), denominada de “*Sazonalidade do Consumo*”, a qual estimula o consumidor utilizar mais energia elétrica nos períodos de baixo consumo.

A comparação entre as alternativas propostas fica mais evidente na Tabela 35 a seguir.

Tabela 35. Comparação entre as alternativas propostas no estudo de caso

Alternativa Proposta		Custo Anualizado (R\$)	RCB Concess.	Benefício Técnico	Dificuldade de Implantação
GLD	GLO				
	Eficientização dos levantes hidráulicos	2.892.880,11	0,37	21,78 GWh de Energia Economizada 12,22 MW de Demanda Evitada	Carência de políticas públicas que converjam os interesses da Geração, T & D e usuários, definindo responsabilidades de investimento para estes seguimentos
	Escalonamento do horário de ponta dos levantes hidráulicos	Custo de implantação do programa não contabilizado		Elevação do FC, preenchimento de vale, melhoramento na regulação de tensão	Implantação de um programa por parte da concessionária para sensibilização dos clientes
	Implantação de usina eólica	12.445.751,98	0,58	Aumento da oferta em 36 MW instalados com disponibilidade média de 12 MW	Custo da instalação elevado.
	Implantação de usina a biomassa	4.245.713,09	0,41	Aumento da oferta em 15 MW instalados com disponibilidade média de 12 MW	Custo da instalação elevado e insuficiência da casca de arroz em função do baixo índice de beneficiamento do produto na região

6 CONCLUSÕES

Esta dissertação teve como objetivo principal buscar ações de Gestão pelo Lado da Demanda no sistema eletro-energético da região compreendida pelo Litoral Sul do RS. A partir da identificação da carga mais importante e de maior impacto para região (levantes hidráulicos) foram propostas ações de GLD e comparado seus resultados com a expansão da oferta de energia. Esta região que tem forte característica agrícola, no período de cultivo do arroz irrigado tem sua capacidade de fornecimento ultrapassada, sendo que nos demais períodos do ano esta oferta apresenta ociosidade.

As ações de GLD propostas foram “*Deslocar Períodos de Ponta*” e “*Conservação de Energia*”. Nesta última para estimar o potencial de Energia Economizada e Demanda Evitada, foram utilizados dados de 31 levantamentos hidráulicos da Fronteira Oeste do RS eficientizados pelo Grupo de Eficiência Energética da PUC-RS. Também foi disponibilizado por este grupo outras 3 estações de recalque, levantados e diagnosticados, no Município de Palmares do Sul, região com topografia idêntica à do Litoral Sul. Como a Fronteira Oeste apresenta um relevo diferente ao do Litoral Sul, os 34 levantamentos foram separados por altura geométrica (hg) em dois grupos. O primeiro com hg encontrada na região de interesse e os demais fora desta faixa. No entanto, a dispersão dos resultados da eficientização não foi significativa, a qual possibilitou a utilização dos 34 levantamentos. Configurando uma amostra maior para apuração da média de Demanda Evitada e seu custo associado (R\$/kW reduzido).

Outro item importante na metodologia utilizada faz referência à avaliação de viabilidade econômica, a qual foi desenvolvida conforme o “*Manual para Elaboração do Programa de Eficiência Energética*” da ANEEL. Esta metodologia considera como benefício os custos unitários de Energia Economizada e Demanda Evitada embutido as parcelas relativas a geração, transmissão e distribuição. Isso inclui resultados do setor elétrico como um todo, não contabilizando somente o retorno para a empresa concessionária de distribuição.

Na análise do contexto histórico da região, considerando as premissas utilizadas na avaliação técnica e econômica do projeto de conexão do Litoral Sul do Estado ao sistema interligado nacional, observou-se que não foi contabilizado o forte subsídio da tarifa de irrigação. Este valor é determinado pela portaria 207 da ANEEL e se

constitui de 70% de desconto na tarifa durante oito horas e meia do dia. O fator de carga considerado foi de 0,58 e 7,4% de perdas na distribuição, sendo que o fator de carga anual verificado atualmente na região fica em torno de 0,30. Estas premissas podem ter configurado pouco conhecimento do mercado da região por parte da concessionária. Neste sentido pode-se verificar que a previsão de atendimento deste mercado até 2010 com 42 MW foi ultrapassada em fevereiro de 2005 com uma demanda registrada de 50 MW.

A característica principal dos clientes de irrigação é de grande potência instalada, que os enquadra como clientes de Alta Tensão Horo-Sazonal, localizados a considerável distância das subestações e com demandas fortemente sazonais (períodos de verão). Isto implica suprir não somente a energia demandada mas principalmente assegurar a capacidade de transporte com qualidade de fornecimento. Assim, por se tratarem de clientes em áreas estratégicas para o País, dispõem de tarifas fortemente subsidiadas, as quais não permitem a necessária remuneração do investimento da expansão e dos custos de operação e manutenção do sistema elétrico.

As concessionárias dificilmente consideram na expansão do sistema elétrico de sua responsabilidade o gerenciamento pelo lado da demanda. Esta cultura fica evidente no estudo de caso desta dissertação onde o sistema elétrico se encontra esgotado durante a safra orizícola e o planejamento para região indica a duplicação do autotransformador que o alimenta.

É recorrente que nesta prática o investimento não tenha a remuneração adequada uma vez que é feito para atender um mercado marginal de energia, como a demanda exigida em 120 dias do ano pela safra orizícola. Durante os demais dias do ano esta potência instalada apresenta uma alta ociosidade.

Por outro lado a sociedade cada vez mais exige a prestação do serviço de eletricidade com a máxima qualidade de fornecimento e com o mínimo impacto ambiental.

As empresas do setor elétrico são obrigadas a investir 0,25% de sua receita operacional líquida anual, em programas de eficiência energética, no entanto poucos são os programas que têm seus resultados mensurados. Nesta ótica, este trabalho pode colaborar na medida em que oferece uma metodologia para ações desta

natureza, principalmente na classe rural. Também aponta o enfoque de gestão da demanda como uma alternativa que deve ser visualizada para tomada de decisões no planejamento do setor elétrico.

A oferta de energia no litoral sul do RS está com sua capacidade nominal esgotada no período da safra orizícola, em virtude da utilização dos levantes hidráulicos. Esta realidade pode se agravar, uma vez que o mercado rural para região mostra uma tendência de crescimento. Este crescimento poderá ter como contribuição o fato de 2,98% das áreas irrigadas nas lavouras de arroz, na safra 2004/05, ser de origem mecânico diesel, sendo que esta fonte energética representa um custo 95,9% superior ao mecânico elétrico (IRGA, 2006).

Outro cenário que pode contribuir para elevação da demanda energética no litoral sul, é a diminuição da relação estoque versus consumo de arroz, conforme demonstrado na Figura 22, elevando o preço do produto e tornando a atividade mais atrativa com o provável aumento de área plantada.

As ações de GLD apresentadas no estudo de caso mostraram um excelente potencial para iniciativas desta natureza, com reflexos significativos na transmissão e distribuição de energia. Observam-se na subestação da Quinta (SE QUI), ponto de conexão do circuito avaliado ao sistema interligado nacional, a possibilidade de 12,22 MW de demanda evitada e 21.783,61 MWh de energia economizada, levando em consideração somente os levantes hidráulicos da região. A demanda evitada pode ser comparada com a subestação de Camaquã 2 (SE CAM 2), que possui capacidade de transformação de 12,5 MVA e pertence à mesma concessionária de atendimento ao Litoral Sul. Esta subestação é responsável por parte da zona urbana e rural da cidade de Camaquã, atendendo inclusive o distrito industrial da cidade, com 2.807 clientes da classe residencial, 136 comercial, 83 industrial e 346 rural, contabilizados em outubro de 2007.

A redução na ponta da curva de carga de 7,09 MW na SE MML e 5,13 na SE SVP, que somadas representam 12,22 MW evitados na SE QUI, representam uma significativa melhora no sistema eletro-energético do Litoral Sul do estado, contribuindo para a confiabilidade do fornecimento na região.

A metodologia utilizada para obtenção destas grandezas pode ser estendida para as demais regiões orizícolas, a fim de quantificar o potencial de Demanda Evitada e

Energia Economizada a partir da efficientização dos levantes hidráulicos. Como por exemplo a Depressão Central do RS, com 3.375 lavouras, conforme o censo do IRGA para safra 2004/05. Já o escalonamento do horário de ponta dos levantes, embora possa seguir a mesma metodologia, deve ser avaliado individualmente, de acordo com o impacto na curva de carga global da região pretendida.

A avaliação econômica das ações de efficientização com enfoque da concessionária demonstrou um RCB de 0,37 no ponto de conexão da região com o sistema interligado (SE QUI). Isto significa que para cada R\$ 0,37 investido na efficientização evitará um investimento no setor elétrico de R\$ 1,00. Mostrando-se economicamente favorável e ambientalmente correto, portanto, socialmente justo, enquadrando-se perfeitamente nos conceitos de planejamento integrado de recursos (PIR). Já do ponto de vista do cliente a avaliação econômica mostrou-se negativa, apresentando RCB's de 1,43, 1,33 e 1,39 para as subestações de Marmeleiro, Santa Vitória e Quinta, respectivamente. Estes resultados podem estar ligados às tarifas rurais altamente subsidiadas, chegando ao valor de R\$ 0,02788 por kWh no horário reservado segundo portaria 207 da ANEEL.

A demanda evitada e a energia economizada permitem à concessionária adiar seus investimentos pelo lado da oferta de energia, tornando estes investimentos mais atraentes uma vez que serão beneficiados por um fluxo de caixa mais amortizado no tempo. Porém, a excelente relação custo x benefício (RCB) calculado nas ações de GLD no enfoque da concessionária, foram desenvolvidas conforme metodologia da ANEEL, dentro do seu Programa de Eficiência Energética, o qual considera como custo da expansão os investimentos em geração, transmissão e distribuição.

Nas regras atuais de desverticalização do setor elétrico as empresas estão separadas pelas atividades de geração, transmissão e distribuição, o que pode tornar o investimento em efficientização de uma distribuidora inviável, se for desconsiderado o custo marginal da geração.

Neste sentido fica evidenciada a necessidade de políticas públicas que incentivem e façam convergir os diversos interesses do sistema elétrico como um todo. Abrangendo as empresas concessionárias de geração, transmissão e distribuição e da sociedade, que em última análise é o objetivo principal deste serviço. Um exemplo disto ficou claro na simulação de compartilhamento dos investimentos para

eficientização do Litoral Sul. Esta simulação apontou uma RCB para o cliente de 0,14 e 0,28 com 10% e 20% do total investido. Ficando a concessionária com uma RCB de 0,30 e 0,34 para 80% e 90% do total investido.

Na ação de escalonamento do horário de ponta dos levantes hidráulicos, quando os mesmos são desligados, observou-se uma melhora significativa no fator de carga diário do sistema elétrico e da regulação de tensão no Litoral Sul. Além do provável benefício adicional no aumento da vida útil dos transformadores e seus comutadores sob carga.

Na expansão da oferta a usina eólica e a biomassa apresentaram RCB's de 0,58 e 0,41, respectivamente. Estes valores além de serem menos atraentes do que os da eficientização contam com outra desvantagem técnica, que seja, o seu reflexo no carregamento do sistema elétrico influi somente a montante do ponto de conexão. Enquanto a eficientização tem seu reflexo em toda extensão do circuito, a partir do uso final.

Embora a usina a biomassa apresente uma RCB superior ao da usina eólica o insumo necessário para o seu funcionamento, a casca do arroz, não é abundante no Litoral Sul. Isso pode ser explicado pelo decrescente número de engenhos de arroz na região, assim como o total de arroz em casca beneficiado, o que pode ter uma provável origem na crise enfrentada pelo setor no início da década.

6.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

A criação de uma metodologia mais abrangente que possa servir como ferramenta de decisão para a expansão do setor elétrico, onde as concessionárias visualizem onde e em que situações é mais atraente investir no gerenciamento da demanda ou no incremento da oferta de energia, fica como sugestão para futuros trabalhos.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AES Sul & PUC-RS. Programa de Pesquisa & Desenvolvimento Tecnológico do Setor Elétrico Brasileiro (Ciclo 2000/2001). Gestão de Energia em Programas Anuais de Combate ao Desperdício e de Promoção do Uso Racional de Energia. Relatório Anual. Setembro 2002.

AMATO, G.W. Casca: Agregando Valor ao Arroz, WAITRO – Word Association Industrial and Technological Research Organizations, 2002.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Manual para Elaboração do Programa de Eficiência Energética. Brasília – DF: ANEEL, 2002. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/>

ATLAS EÓLICO: RIO GRANDE DO SUL/ Elaborado por Odilon A Camargo et al. e editado pela Secretaria de Energia Minas e Comunicação. Porto Alegre: SEMC, 2002.

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 2006, ano base 2005, Ministério de Minas e Energia, EPE , Empresa de Pesquisa Energética, 2006.

BARBETTA, P.A. Estatística Aplicada às Ciências Sociais, 2 ed – Florianópolis: Ed. da UFSC, 28 p., 1998.

CAMPOS, A. Gerenciamento pelo lado da demanda: um estudo de caso. Universidade de São Paulo, São Paulo. 94 p. 2004.

CEEE, Viabilização do Projeto Litoral Sul, Comunicação Pessoal, 1996.

CEEE, dados históricos do software supervisor, Centro de Operação do Sistema de Distribuição, Comunicação Pessoal, 2007.

FILLIPO, G.E. Conservação de Energia em Sistemas Fluidomecânicos, SNPTEE, Curitiba – PR, 2005.

GARBELOTTO, L. A.; CAMARGO, C. C. B.; TEIVE, R.C.G. Estudo Comparativo de Tecnologias Utilizadas para o Gerenciamento de Cargas em Programas de GLD. SNPTEE, Uberlândia, MG, 2003.

GARCIA, A.G.P. Dissertação de Mestrado. Impacto da Lei de Eficiência Energética para Motores Elétricos no Potencial de Conservação de Energia na Indústria. Rio de Janeiro, 127 p. 2003.

GAUTÉRIO, Z.W.B. Dissertação de Mestrado, Impacto do Gerenciamento pelo Lado da Demanda em Transformadores de Potência, 2006.

GELLINGS C. W. & CHAMBERLIN J. H. Demand-Concepts and Methods. Tulsa, Oklahoma: Pennwell, 1993.

GRUPO DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA – PUCRS, Comunicação Pessoal, 2007.

HOFFMANN, R. Geração Termoelétrica Modular com Biomassa, Comitê de Energia e Sustentabilidade, UFSM. 2004.

IRGA, Censo da Lavoura de Arroz Irrigado do Rio Grande do Sul – Safra 2004/05, Porto Alegre, 2006.

IRGA. Custo de Produção Médio Ponderado de Arroz Irrigado do RS, safra 2005/06, 2006.

JANNUZZI, G.; SWISER, J. Planejamento integrado de recursos energéticos. Campinas: Autores Associados, 1997.

KAEHLER, J.W.M. "Un outil d'Aide à la Décision et de Gestion des Actions pour la Maîtrise de la Demande d'Energie: de la Conception au Développement", Tese de Doutorado publicada pela École Nationale Supérieure des Mines de Paris, Julho 1993.

_____. Visão prospectiva no horizonte 2010 para o setor de energia do RGS. Porto Alegre: SCP, 1998.

_____. Gestão de Energia em Programas Anuais de Combate ao Desperdício e de Programação do Uso Racional de Energia - Ciclo 2000/2001, Programa de Pesquisa & Desenvolvimento Tecnológico do Setor Elétrico Brasileiro (Ciclo 2000/2001), PUCRS, Porto Alegre: 2002.

_____. Gestão pelo Lado da Demanda (Demand Side Management – DSM), Programa de Pós-Graduação em Energia Elétrica, PUCRS, Porto Alegre: 2003.

KAEHLER, J.W.M.; HOPPE, L.; KOPP, L.M. et al. Ações Integradas de Eficiência Energética no Segmento Rural Orizícola da AES Sul e sua repercussão no segmento econômico gaúcho, SENDI, 2006.

KUPZOG, F. Self-controlled Exploitation of Energy Cost Saving Potentials by Implementing Distribuíde Demand Side Management, IEEE, 2006

LIMA, L.E.C. Dissertação de Mestrado, Análise Técnico-Econômica de Ações de Gerenciamento da Demanda na Distribuição de Energia Elétrica: Um Caso Prático em Santa Cruz do Sul, PUCRS, 2004.

NUNES, A.S. Dissertação de Mestrado. Impacto da Eficiência Energética na Iluminação Residencial com Lâmpadas Fluorescentes Compactas: Enfoque Oferta x Demanda. PUCRS. Porto Alegre, 2003.

REIS, L.B. Geração de Energia Elétrica: tecnologia, inserção ambiental, planejamento, operação e análise de viabilidade, 3. ed. Barueri, SP, 2003.

SENG, L. Y. & TAYLOR, P. Innovative Application of Demand Side Management to Power Systems. First International Conference on Industrial and Information Systems, ICIIS 2006, Sri Lanka, 8 - 11 August 2006.

SILVEIRA, E.J.T., Situação e Perspectivas do Setor Elétrico no Rio Grande do Sul 2006-2010, Porto Alegre : Secretaria de Energia, Minas e Comunicações, 2006.

SOBROSA, I.L.O. Dissertação Mestrado. Modelo de Previsão de Curvas de Carga a Longo Prazo Considerando como Cenários Medidas de Gerenciamento da Carga. PUCRS, 2004.

UDAETA, M.E.M. Planejamento Integrado de Recursos Energéticos PIR - Para O Setor Elétrico (pensando o desenvolvimento sustentável), Tese de Doutorado, 1997.

WILSON, T. L. & BELL, D. G. Energy Conservation and Demand Control Using Distribution Automation Technologies, Rural Electric Power Conference, IEEE, 2004.

ZHOU, M., LI, G., ZHANG, P., Impact of Demand Side Management on Composite Generation and Transmission System Reliability, 2006.