

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**EDUARDO DA CUNHA RIBEIRO**

**AJUSTE DOS CUSTOS COM ENERGIA ELÉTRICA DE UM GRUPO DE  
COMUNICAÇÃO MULTIMÍDIA**

Porto Alegre

2018

**EDUARDO DA CUNHA RIBEIRO**

**AJUSTE DOS CUSTOS COM ENERGIA ELÉTRICA DE UM GRUPO DE  
COMUNICAÇÃO MULTIMÍDIA**

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof<sup>a</sup>. Dra. Gladis Bordin

Porto Alegre

2018

EDUARDO DA CUNHA RIBEIRO

**AJUSTE DOS CUSTOS COM ENERGIA ELÉTRICA DE UM GRUPO DE  
COMUNICAÇÃO MULTIMÍDIA**

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica

Trabalho aprovado. Porto Alegre, \_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 2018:

---

**Prof<sup>a</sup>. Dra. Gladis Bordin - UFRGS**

Orientadora, Doutora pela Universidade Federal de Santa Catarina, Brasil

---

**Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis  
Loureiro - UFRGS**

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Brasil

---

**Eng. Thiago Vogel Pinto, RBS TV**  
Eng. Eletricista pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Brasil

Porto Alegre

2018

## AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Mara e Silvio, que jamais mediram esforços para me propiciar a melhor educação.

À Deus, pelas bênçãos obtidas em toda a minha vida.

À Verena, minha namorada, pelo amor e paciência dedicados nesses mais de 4 anos juntos.

À Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Gladis Bordin, pelo suporte e atenção prestados na elaboração deste projeto de diplomação.

Aos meus amigos, pelos momentos de descontração e companheirismo no decorrer da faculdade.

Aos meus colegas de RBS TV, em especial ao Eng. Guilherme Bledow e ao Eng. Thiago Pinto, pela parceria e ensinamentos ao longo do meu período de estágio.

## RESUMO

No modelo institucional do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) há dois ambientes para contratação de energia elétrica, o mercado regulado e o mercado livre. Estes ambientes propiciam um melhor entendimento por parte do consumidor acerca da composição da tarifa aplicada e, assim sendo, tornam os custos com energia elétrica gerenciáveis e planejáveis. Neste trabalho é efetuado um estudo de ajuste dos custos com energia elétrica de um grande grupo de comunicação multimídia, composto por várias unidades consumidoras atendidas pelas três principais distribuidoras de energia elétrica do estado do Rio Grande do Sul, verificando e indicando as possibilidades de redução de custos com energia elétrica. O estudo é dividido em duas partes. Na primeira, analisando quatro unidades do grupo que já se encontram no mercado livre de energia e, na segunda, com as demais unidades que se encontram no mercado cativo. Os resultados obtidos mostram que manter-se atualizado quanto ao sistema tarifário e ao perfil de consumo das unidades consumidoras pode gerar considerável economia de custos com energia elétrica.

**Palavras-chave:** Energia Elétrica, Setor Elétrico Brasileiro, Sistema Tarifário.

## ABSTRACT

In the Brazilian Electrical Sector's (SEB) institutional model, there is two environments to buy electrical energy, the regulated market and the free market. These environments give a better understanding by the consumer from the applied tariff and, in this way, made the costs with electrical energy manageable and plannable. In this work, it is made a study of electrical energy costs adjustments, applied to a big multimedia communication group, composed by various consumer units attended by the three main electric power distribution companies of Rio Grande do Sul, verifying and indicating the possibilities of costs reduction with electrical energy. The study is divided in two parts. In the first analysing four units of the group wich are already in the energy's free market and in the second with the units in the captive market. The obtained results show that being updated with the tariff system and with the consumption profile of the units can produce considerable costs economy with electrical energy.

**Key-words:** Brazilian Electrical Sector, Electrical Energy, Tariff System.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Estrutura do Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro . . .	18
Figura 2 – Curva de potência x tempo . . . . .	19
Figura 3 – Estrutura tarifária para Grupo B . . . . .	22
Figura 4 – Estrutura tarifária para o Grupo A . . . . .	24
Figura 5 – Custos presentes na fatura de energia elétrica . . . . .	26
Figura 6 – Requisitos para se tornar um consumidor especial . . . . .	31
Figura 7 – Requisitos para se tornar um consumidor livre . . . . .	31
Figura 8 – Comparativo entre mercado regulado e mercado livre . . . . .	32
Figura 9 – Submercados do Sistema Interligado Nacional . . . . .	36
Figura 10 – Estrutura global da metodologia proposta para reajuste de custos com energia elétrica . . . . .	38
Figura 11 – Layout da ferramenta desenvolvida . . . . .	42
Figura 12 – Valores das tarifas da CEEE-D no mercado cativo . . . . .	42
Figura 13 – Valores das tarifas da CEEE-D para consumidor livre com fonte incen- tivada I-5 . . . . .	43
Figura 14 – PIS, COFINS e bandeiras tarifárias vigentes no período estudado . . .	43
Figura 15 – Valores de consumo e demanda registrados na Emissora de TV . . . .	44
Figura 16 – Análise da demanda contratada atual na Emissora de TV . . . . .	45
Figura 17 – Análise da demanda contratada ajustada na Emissora de TV . . . . .	45
Figura 18 – Economia com o ajuste da demanda contratada na Emissora de TV . .	46
Figura 19 – Comparação entre mercado livre e mercado cativo na Emissora de TV	47
Figura 20 – Utilização de gerador em horário de ponta na Emissora de TV . . . .	48
Figura 21 – Simulação com modalidade Azul na Emissora de TV . . . . .	49
Figura 22 – Valores de consumo e demanda registrados no Site de Transmissão . .	50
Figura 23 – Análise da demanda contratada atual no Site de Transmissão . . . . .	51
Figura 24 – Análise da demanda contratada ajustada no Site de Transmissão . . . .	51
Figura 25 – Economia com o ajuste da demanda contratada no Site de Transmissão	52
Figura 26 – Comparação entre mercado livre e mercado cativo no Site de Transmissão	53
Figura 27 – Utilização de gerador em horário de ponta no Site de Transmissão . . .	54
Figura 28 – Simulação com modalidade Azul no Site de Transmissão . . . . .	55
Figura 29 – Valores de consumo e demanda registrados na Corporação . . . . .	56
Figura 30 – Análise da demanda contratada atual na Corporação . . . . .	56
Figura 31 – Análise da demanda contratada ajustada na Corporação . . . . .	57
Figura 32 – Economia com o ajuste da demanda contratada na Corporação . . . .	57
Figura 33 – Comparação entre mercado livre e mercado cativo na Corporação . . .	58
Figura 34 – Simulação com modalidade Azul na Corporação . . . . .	59
Figura 35 – Valores de consumo e demanda registrados no Parque Gráfico . . . . .	60

Figura 36 – Análise da demanda contratada atual no Parque Gráfico . . . . .	61
Figura 37 – Análise da demanda contratada ajustada no Parque Gráfico . . . . .	61
Figura 38 – Economia com o ajuste da demanda contratada no Parque Gráfico . . .	62
Figura 39 – Comparação entre mercado livre e mercado cativo no Parque Gráfico .	62
Figura 40 – Simulação com modalidade Azul no Parque Gráfico . . . . .	63
Figura 41 – Situação anterior das unidades consumidoras . . . . .	65
Figura 42 – Ajustes indicados para as unidades do Grupo estudado . . . . .	65
Figura 43 – Valores das tarifas da RGE . . . . .	71
Figura 44 – Valores das tarifas da RGE Sul . . . . .	72
Figura 45 – PIS, COFINS e bandeiras tarifárias vigentes no período estudado . . .	72
Figura 46 – Valores de consumo e demanda registrados na Emissora de Caxias do Sul	73
Figura 47 – Análise da demanda contratada atual na Emissora de Caxias do Sul .	74
Figura 48 – Análise da demanda contratada ajustada na Emissora de Caxias do Sul	74
Figura 49 – Economia com o ajuste da demanda contratada na Emissora de Caxias do Sul . . . . .	75
Figura 50 – Comparativo para a utilização de gerador na Emissora de Caxias do Sul	76
Figura 51 – Simulação com modalidade Azul na Emissora de Caxias do Sul . . . .	77
Figura 52 – Valores de consumo e demanda registrados em Caxias do Sul Transmissão	78
Figura 53 – Análise da demanda contratada atual em Caxias do Sul Transmissão .	78
Figura 54 – Análise da demanda contratada ajustada em Caxias do Sul Transmissão	79
Figura 55 – Economia com o ajuste da demanda contratada em Caxias do Sul Transmissão . . . . .	79
Figura 56 – Comparativo para a utilização de gerador em Caxias do Sul Transmissão	80
Figura 57 – Simulação com modalidade Azul em Caxias do Sul Transmissão . . . .	81
Figura 58 – Valores de consumo e demanda registrados em Passo Fundo . . . . .	82
Figura 59 – Análise da demanda contratada atual em Passo Fundo . . . . .	83
Figura 60 – Análise da demanda contratada ajustada em Passo Fundo . . . . .	83
Figura 61 – Economia com o ajuste da demanda contratada em Passo Fundo . . . .	84
Figura 62 – Comparativo para a utilização de gerador em Passo Fundo . . . . .	85
Figura 63 – Simulação com modalidade Azul em Passo Fundo . . . . .	86
Figura 64 – Valores de consumo e demanda registrados em Pelotas . . . . .	87
Figura 65 – Análise da demanda contratada atual em Pelotas . . . . .	87
Figura 66 – Análise da demanda contratada ajustada em Pelotas . . . . .	88
Figura 67 – Economia com o ajuste da demanda contratada em Pelotas . . . . .	88
Figura 68 – Comparativo para a utilização de gerador em Pelotas . . . . .	89
Figura 69 – Simulação com modalidade Azul em Pelotas . . . . .	90
Figura 70 – Valores de consumo e demanda registrados na Emissora de Santa Maria	91
Figura 71 – Análise da demanda contratada atual na Emissora de Santa Maria . .	92
Figura 72 – Análise da demanda contratada ajustada na Emissora de Santa Maria .	92

Figura 73 – Economia com o ajuste da demanda contratada na Emissora de Santa Maria . . . . .	93
Figura 74 – Comparativo para a utilização de gerador na Emissora de Santa Maria	94
Figura 75 – Simulação com modalidade Azul na Emissora de Santa Maria . . . . .	95
Figura 76 – Valores de consumo e demanda registrados em Santa Maria Transmissão	96
Figura 77 – Análise da demanda contratada atual em Santa Maria Transmissão . .	96
Figura 78 – Análise da demanda contratada ajustada em Santa Maria Transmissão	97
Figura 79 – Economia com o ajuste da demanda contratada em Santa Maria Transmissão . . . . .	97
Figura 80 – Comparativo para a utilização de gerador em Santa Maria Transmissão	98
Figura 81 – Simulação com modalidade Azul em Santa Maria Transmissão . . . . .	99
Figura 82 – Situação anterior das unidades consumidoras . . . . .	100
Figura 83 – Ajustes indicados para as unidades do interior do Grupo estudado . .	100

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEEE-D	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica
CIP	Contribuição para Custeio do serviço de Iluminação Pública
CNAEE	Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
GMG	Grupo Moto Gerador
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PIS	Programas de Integração Social
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
RE-SEB	Reforma do Setor Elétrico Brasileiro
RGE	Rio Grande Energia
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UC	Unidade Consumidora

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>12</b>
1.1	Motivação	12
1.2	Apresentação do Problema	12
1.3	Objetivos	12
1.4	Revisão Bibliográfica	13
1.5	Estrutura do Trabalho	15
<b>2</b>	<b>ANÁLISE DA ESTRUTURA TARIFÁRIA</b>	<b>16</b>
2.1	Breve Histórico	16
2.2	Definições e Conceitos	18
2.3	Classificação dos Consumidores	20
2.4	Modalidades Tarifárias	20
2.4.1	Tarifação Monômia	21
2.4.2	Tarifação Binômia	22
2.5	Tributos Aplicáveis	25
2.6	Considerações do Capítulo	27
<b>3</b>	<b>MERCADO LIVRE</b>	<b>29</b>
3.1	Instituição	29
3.2	Ambientes de Contratação	32
3.3	Fontes de Energia	33
3.4	Adequação do Sistema de Medição	34
3.5	Contratação de Energia	34
3.6	Considerações do Capítulo	37
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA PROPOSTA</b>	<b>38</b>
<b>5</b>	<b>ESTUDO DE CASO - CAPITAL</b>	<b>41</b>
5.1	Emissora de TV	43
5.1.1	Simulação Modalidade Verde	46
5.1.2	Simulação Modalidade Azul	48
5.2	Site de Transmissão	49
5.2.1	Simulação Modalidade Verde	52
5.2.2	Simulação Modalidade Azul	54
5.3	Corporação	55
5.3.1	Simulação Modalidade Verde	57
5.3.2	Simulação Modalidade Azul	58
5.4	Parque Gráfico	59

5.4.1	Simulação Modalidade Verde . . . . .	62
5.4.2	Simulação Modalidade Azul . . . . .	63
<b>5.5</b>	<b>Análise de Resultados . . . . .</b>	<b>64</b>
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES . . . . .</b>	<b>66</b>
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>67</b>
	<b>APÊNDICES . . . . .</b>	<b>70</b>
	<b>APÊNDICE A – ESTUDO DE CASO - INTERIOR . . . . .</b>	<b>71</b>
<b>A.1</b>	<b>Emissora Caxias do Sul . . . . .</b>	<b>73</b>
A.1.1	Simulação Modalidade Verde . . . . .	75
A.1.2	Simulação Modalidade Azul . . . . .	76
<b>A.2</b>	<b>Caxias do Sul Transmissão . . . . .</b>	<b>77</b>
A.2.1	Simulação Modalidade Verde . . . . .	80
A.2.2	Simulação Modalidade Azul . . . . .	80
<b>A.3</b>	<b>Passo Fundo . . . . .</b>	<b>81</b>
A.3.1	Simulação Modalidade Verde . . . . .	84
A.3.2	Simulação Modalidade Azul . . . . .	85
<b>A.4</b>	<b>Pelotas . . . . .</b>	<b>86</b>
A.4.1	Simulação Modalidade Verde . . . . .	89
A.4.2	Simulação Modalidade Azul . . . . .	89
<b>A.5</b>	<b>Emissora Santa Maria . . . . .</b>	<b>90</b>
A.5.1	Simulação Modalidade Verde . . . . .	93
A.5.2	Simulação Modalidade Azul . . . . .	94
<b>A.6</b>	<b>Santa Maria Transmissão . . . . .</b>	<b>95</b>
A.6.1	Simulação Modalidade Verde . . . . .	98
A.6.2	Simulação Modalidade Azul . . . . .	98
<b>A.7</b>	<b>Análise de Resultados . . . . .</b>	<b>99</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Motivação

Em meados dos anos 90, o Brasil passou por uma reestruturação do seu setor elétrico, em que o sistema foi dividido comercialmente em geração, transmissão, distribuição e comercialização. Estas mudanças propiciaram um melhor entendimento, por parte do consumidor, acerca da tarifação aplicada e, assim sendo, tornou os custos com energia elétrica gerenciáveis e planejáveis.

No atual modelo institucional do setor, há dois ambientes para contratação de energia. No ambiente regulado, o consumidor é atendido diretamente pela concessionária de distribuição local e as tarifas são reguladas e reajustadas anualmente. Já no ambiente livre, chamado mercado competitivo ou mercado livre, os consumidores qualificados como livres negociam a compra de energia diretamente com o fornecedor.

Para ingressar no mercado livre, empresas filiadas ao mesmo CNPJ, que sozinhas não atendem aos critérios mínimos, têm a oportunidade de unirem-se a fim de cumprirem as exigências.

A motivação para este projeto reside na possibilidade que uma grande empresa, composta de várias unidades consumidoras, tem de fazer uma gestão adequada dos seus gastos com energia elétrica, eliminando custos desnecessários.

## 1.2 Apresentação do Problema

Em muitas empresas, a energia elétrica não é administrada de maneira adequada. Seja por falta do conhecimento técnico exigido ou por negligência, são privadas oportunidades de redução destes custos, deixando-se de aplicar tais recursos nas demais áreas da empresa.

Em uma organização empresarial composta de várias unidades consumidoras, esta questão se intensifica quando o gerenciamento desses custos é feito de forma descentralizada. Neste trabalho, após análise dos casos, são sugeridas adequações visando a redução dos custos com energia elétrica.

## 1.3 Objetivos

O presente trabalho objetiva a redução dos custos com energia elétrica de um grupo de comunicação multimídia, composto de várias unidades consumidoras. Objetiva também uma análise da modalidade tarifária que melhor se enquadra cada unidade, da contratação de demanda e do uso de geradores.

## 1.4 Revisão Bibliográfica

Nesta revisão são abordados trabalhos, com diferentes metodologias sobre a redução dos custos com energia elétrica no âmbito empresarial, visando situar a metodologia aqui proposta.

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) passa por uma reestruturação constante, intensificada a partir dos anos 90, caracterizada principalmente pela desverticalização e privatização das empresas do ramo. As atividades do setor foram separadas comercialmente por área de atuação (geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia), possibilitando aos clientes o melhor gerenciamento dos seus gastos com energia elétrica.

Cunha (2009) trata sobre a reestruturação organizacional do SEB, com a criação do Ambiente de Contratação Regulado (ACR), do Ambiente de Contratação Livre (ACL) e da criação da figura do consumidor especial, que sozinho ou em conjunto com outros consumidores em comunhão de direito ou de interesse, entre outros requisitos, possuam demanda somada seja igual ou superior a 500kW e igual ou inferior a 3.000kW. Com isso em vista, o autor propõe um modelo para projeção de mercado para as distribuidoras, considerando a possível migração destes clientes potencialmente livres.

Scarabelot (2009) e Butzge (2016) apresentam uma ferramenta de apoio para a tomada de decisão dos consumidores em potencial para migração ao mercado livre de energia, considerando as principais diferenças entre os consumidores livres e cativos, vantagens e desvantagens. Enquanto Scarabelot engloba o grupo de tensão “A” como um todo, Butzge dá foco nos consumidores potencialmente livres do subgrupo “A4” (atendidos em tensão de 2,3 kV a 25 kV) e em seu estudo de caso em uma empresa de produção de itens hospitalares obteve como resultado uma economia de custos com energia elétrica de aproximadamente 30% caso houvesse a migração para o mercado livre. Scarabelot (2009) destaca, ainda, que o consumidor deve considerar algumas questões, antes de fazer a migração, como qual a importância da energia para seu processo produtivo, ou qual o valor da energia quando comparado com a rentabilidade de seu negócio.

Assmann Junior (2013) analisa o caso de uma empresa que já contrata energia do mercado livre na modalidade *spot* e passa a contratar energia a longo prazo. Foi verificado que este era mais vantajoso, visto que na modalidade *spot* a tarifa não é fixa e está atrelada às variações do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

Em seu trabalho, Durante (2016) aborda a possibilidade de um consumidor com demanda inferior a 500 kW, limite mínimo para que se possa contratar energia no mercado livre, mudar de ambiente de contratação de energia. Para consolidar sua hipótese, realizou um estudo de caso em uma empresa de móveis para escritório, localizada na cidade de Bento Gonçalves, no estado do Rio Grande do Sul, simulando a contratação de energia no mercado livre em dois casos, com energia incentivada com 50% de desconto e com energia

incentivada com 100% de desconto sobre os custos de distribuição. Durante (2016, p. 54) confirmou a viabilidade da migração utilizando energia incentivada com 100% de desconto, concluindo que “o que realmente importa para analisar a migração ao mercado livre é o perfil do consumo.”

Já Ferreiro (2016) analisa a possibilidade de redução do critério de demanda mínima para qualificação de um consumidor especial e qual seria o efeito sobre a oferta de fontes incentivadas. O autor mostra o alto crescimento da migração de clientes para o mercado livre, impulsionado nos últimos anos pelas altas tarifas praticadas no mercado cativo.

“O cenário econômico e as tarifas regulatórias são os fatores preponderantes para o aumento significativo na taxa de crescimento do consumidor especial. Por fim, ainda vale citar mais alguns motivos que fazem a indústria aderir ao mercado livre, sendo esses: a liberdade para negociar contrato, o custo de energia é cerca de 47% mais baixo, as indústrias de todos os portes podem aderir, existe a possibilidade de agregar carga com outras empresas e por fim, a tarifa menor.” (FERREIRO, 2016, p 23).

Weber (2013) e Vivian (2015) fazem uma análise da estrutura tarifária do mercado cativo brasileiro. Weber (2013) analisa o cenário de uma redução da tarifa de consumo no horário de ponta para clientes optantes pela tarifação horosazonal verde e os seus impactos, ocasionando a desmodulação da carga em horário de ponta por parte do cliente. Segundo o autor, essa redução seria vantajosa tanto para o cliente, quanto para a empresa distribuidora, tendo em vista que obteria maior receita com os alimentadores que ficam “ociosos” nesta faixa horária. Vivian (2015) aplica sua análise tarifária em um consumidor do subgrupo de tensão “A4” sugerindo também a implementação de geração própria com base na energia solar. Foi ponderada a possibilidade de contratação de energia do mercado livre, entretanto os requisitos mínimos de demanda não eram atendidos.

Assim como Vivian (2015), Schaedler (2017), em seu estudo tarifário de estabelecimentos prisionais, também sugere um sistema de geração de energia fotovoltaica conectado à rede, além da mudança de tarifação horosazonal.

O sistema de tarifação e de contratação de energia elétrica no Brasil está em constante mudança. Inicialmente, o SEB era comercialmente verticalizado e a tarifa era única, impossibilitando uma gestão eficiente dos custos com energia por parte do consumidor. Com a implementação das tarifas horosazonais para o grupo de tensão “A”, aliado do surgimento e consolidação do mercado livre, o cliente está apto a gerenciar seus gastos. Porém, para que isso seja feito da melhor forma possível, é preciso estar sempre atento e atualizado quanto à legislação vigente e suas possíveis mudanças.

Os trabalhos analisados anteriormente não contemplam a redução de energia elétrica de um grande grupo empresarial, situado em diferentes cidades, o que é realizado neste trabalho.

## 1.5 Estrutura do Trabalho

O projeto é composto de seis capítulos, conforme descrito a seguir.

O capítulo 1 introduz o assunto a ser abordado, apresenta a motivação do trabalho, o problema a ser tratado, os objetivos a serem alcançados, assim como faz uma revisão da bibliografia acerca dos trabalhos executados previamente com este tema.

O capítulo 2 trata da estrutura tarifária no Brasil, passando por uma revisão histórica do sistema elétrico brasileiro até se chegar no modelo de tarifação aplicado atualmente. Apresenta as diferentes modalidades tarifárias disponíveis, monômias e binômias e discute suas características.

O capítulo 3 versa sobre o mercado livre de energia elétrica. Aborda sua instituição, características, tipos de consumidores, fontes de energia e as formas de contratação neste ambiente de contratação.

O capítulo 4 apresenta a metodologia proposta no trabalho para alcançar os objetivos definidos.

O capítulo 5 detalha o Estudo de Caso, com uso da metodologia proposta, para as unidades de Porto Alegre da empresa estudada, que já se encontram no mercado livre. A análise realizada mostra a redução de custo com energia elétrica.

As conclusões obtidas com o estudo realizado são apresentadas no capítulo 6.

Em Apêndice é apresentado um Estudo de Caso para as maiores unidades do Grupo estudado no interior do estado do Rio Grande do Sul, que abrangem três diferentes concessionárias de distribuição de energia elétrica.

## 2 ANÁLISE DA ESTRUTURA TARIFÁRIA

### 2.1 Breve Histórico

Consideram-se, hoje, como marcos iniciais do uso da eletricidade em escala comercial: os serviços de Campos – RJ, por iniciativa da Câmara Municipal, baseados em uma usina térmica de 50 CV, em 1883, com o objetivo inicial de substituir a iluminação pública a gás; e a usina hidroelétrica de Marmelos, com 200 kW, inaugurada, em 1889, em Juiz de Fora – MG, por iniciativa do industrial Bernardo Mascarenhas, com a finalidade de atender sua fábrica de tecidos durante o dia e iluminar logradouros públicos durante a noite (LEITE, 1997).

Os primórdios dos serviços de energia elétrica no Brasil, na virada entre os séculos 19 e 20, foram promovidos, em sua maioria, por empresários cujas suas atividades estavam ligadas aos locais a serem beneficiados pelas novas instalações, especialmente nos estados do Sudeste brasileiro.

Até a aprovação, em 1934 do Código das Águas, na base de contratos específicos, os serviços de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica foram desenvolvidos sem relevante interferência do Estado. Eram organizados sob a forma de sistemas independentes e isolados, atendendo preferencialmente às maiores concentrações urbanas (LEITE, 1997).

Dadas as condições iniciais, o Código das Águas normatizou que os aproveitamentos dependeriam de concessão ou de autorização do governo federal. Quanto ao regime econômico, foi adotado o princípio do custo histórico<sup>1</sup> (contábil), no qual se basearia o cálculo da tarifa. Esse princípio sofreu várias adaptações, vigorou por cerca de sessenta anos, tendo sido legalmente revogado pela Lei nº 8.631/1993. Além do novo arcabouço regulatório à época, o desenvolvimento do setor elétrico deixou de depender apenas dos instrumentos de mercado, ou seja, da ação individual da iniciativa privada condicionada à atratividade sob sua óptica e passou, ainda que de forma incipiente, a ser planejado. Para isso, foi criado o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE), subordinado à presidência da república (EL HAGE *et al*, 2011).

O CNAEE, criado em 1939 como órgão de consulta, orientação e controle quanto à utilização dos recursos hídricos e de energia elétrica, com jurisdição em todo o território nacional, teve, posteriormente, suas atividades absorvidas pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), instituído em dezembro de 1968. Órgão este que em 1985 publicou um estudo intitulado *Nova Tarifa de Energia Elétrica – Metodologia e*

<sup>1</sup> Neste sistema, o nível tarifário era estabelecido integralmente pelos custos operacionais efetivos das distribuidoras e era garantida a rentabilidade sobre o capital investido em ativos aplicados no serviço público. Contudo, esse modelo se apresentou deficiente na prática por apresentar sinais distorcidos que potencializaram a ineficiência setorial (EL HAGE *et al*, 2011).

*Aplicação*, comumente conhecido como “Livro Verde”, que consolidou a base metodológica que é adotada até os dias de hoje na tarifação de energia elétrica no Brasil. O estudo sustenta, como ponto principal, que as modalidades tarifárias devem refletir os custos causados ao sistema pelos consumidores.

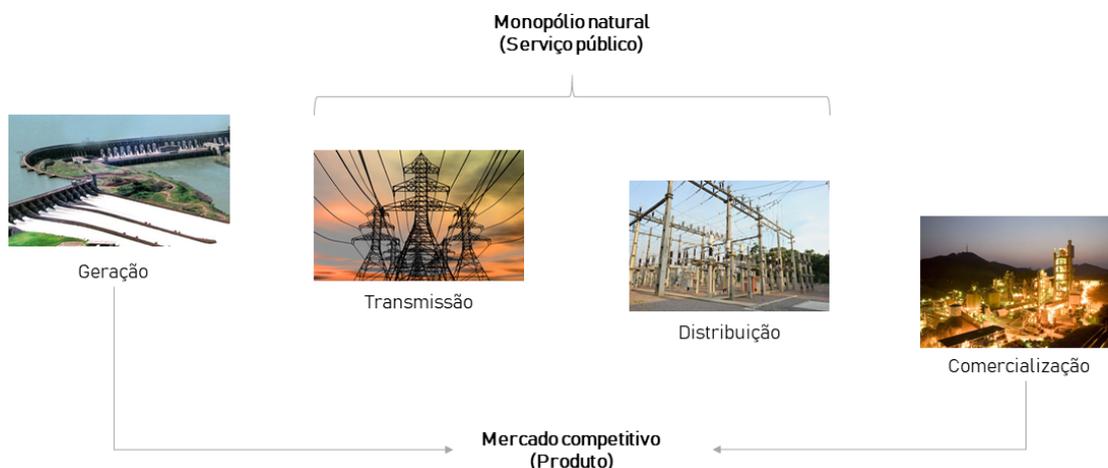
Diante do agravamento da crise energética vivida pelo SEB na década de 1990, devido ao esgotamento da capacidade de geração das usinas hidrelétricas e escassez dos recursos federais, viu-se necessário uma remodelação do setor. No ano de 1996, o governo, através do Ministério de Minas e Energia e a Eletrobras contratou um consórcio internacional – *Coopers & Lybrand* – para realizar um estudo sobre a reforma no setor elétrico, chamado de “Projeto de Reforma do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB)”.

O principal objetivo da reforma era de transferir ao setor privado as responsabilidades de investimento e de operação, deixando a cargo do governo apenas as atribuições de elaboração de políticas energéticas e de regulamentação do SEB. Para isto, através da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, foi instituída a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com a finalidade de fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica no país.

Em 1998, com a publicação da Lei nº 9.648/1998, que consolidou o RE-SEB, foram criadas as figuras do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e o já extinto Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) (substituído pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), sendo este último um ambiente para a realização das transações de compra e venda de energia elétrica.

A base conceitual do projeto consistia em identificar, dentro da estrutura até então verticalizada da indústria de energia elétrica, quais atividades eram realmente um monopólio natural – no caso, distribuição e transmissão – e quais eram as atividades que podiam atuar sob um ambiente competitivo – geração e comercialização (EL HAGE *et al*, 2011). Assim, o SEB, que antes era estruturado verticalmente como monopólio em geração, transmissão e distribuição, foi rearranjado conforme ilustra a Figura 1.

Figura 1 – Estrutura do Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro



Fonte: O autor (2018)

O novo modelo do setor elétrico brasileiro rompeu com o conceito de monopólio natural em toda a cadeia da indústria de energia elétrica. Apenas foram mantidos os chamados monopólios naturais, ou seja, situação em que a operação de apenas uma empresa traz mais eficiência econômica do que a existência da concorrência (EL HAGE *et al*, 2011).

As concessionárias, que eram responsáveis por todas as etapas desde a geração até o consumidor final, tiveram suas atividades divididas. Com as mudanças, as empresas de distribuição e de transmissão operam somente com o repasse da energia, ou seja, apenas transportam e distribuem a energia. Conseqüentemente, não podem mais visar o lucro na compra e venda de energia, apenas repassando os custos da compra da mesma. Podem sim, tarifar o custo operacional envolvido no transporte e distribuição, além das despesas comprovadas para expansão das suas estruturas físicas respectivas (VIVIAN, 2015).

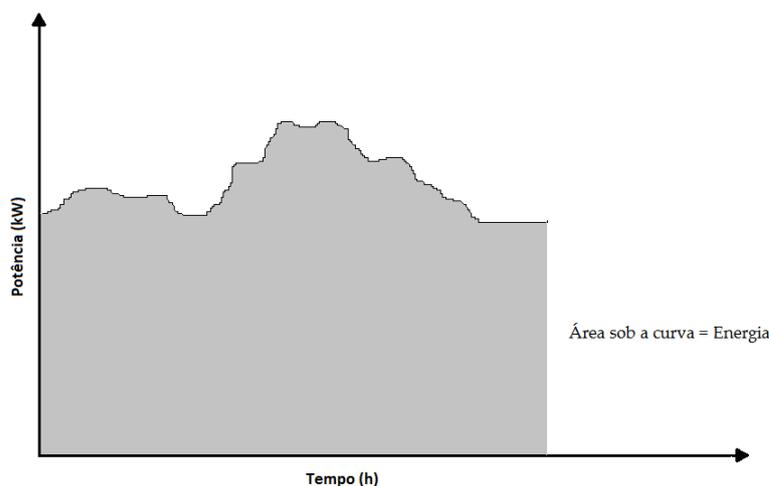
As mudanças ocorridas no setor elétrico ao longo dos anos propiciaram um melhor entendimento por parte do consumidor acerca da composição das tarifas aplicadas a este. Atualmente, a energia elétrica é tratada como uma *commodity* e as tarifas são construídas por duas parcelas: uma destinada à compra da própria energia consumida e outra cobre os custos com o transporte desta, desde o local de produção até o ponto de consumo final.

## 2.2 Definições e Conceitos

Para embasar os assuntos abordados neste trabalho, define-se alguns conceitos acerca do tema, como segue.

- Energia consumida: trata-se da quantidade de potência elétrica demandada em certo intervalo de tempo, medida comumente em kWh. No caso de um equipamento, o valor é obtido pelo produto da sua potência (se constante) pelo tempo de utilização. Em uma unidade consumidora, o valor da energia consumida é dado pela integral (ou área) da curva de potência pelo tempo, como ilustrado na Figura 2.

Figura 2 – Curva de potência x tempo



Fonte: O autor (2018)

- Demanda: média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo (PROCEL, 2011).
- Demanda contratada: demanda de potência ativa a ser obrigatoriamente e continuamente disponibilizada pela concessionária no ponto de entrega, conforme período de vigência do contrato (PROCEL, 2011).
- Demanda medida: maior demanda de potência ativa, verificada por medição, integralizada no intervalo de 15 minutos durante o período de faturamento, expressa em kW (PROCEL, 2011).
- Horário de ponta: é o período de 3 horas consecutivas, exceto sábados, domingos e feriados nacionais, definido pela concessionária em função das características de seu sistema elétrico (PROCEL, 2011). Este horário normalmente corresponde ao período entre 18h e 21h, sendo deslocado em 1h no horário de verão.
- Fator de carga: razão entre a demanda média e a demanda máxima da unidade consumidora ocorridas no mesmo intervalo de tempo especificado (ANEEL, 2010).

- Fator de potência: razão entre a energia elétrica ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétricas ativas e reativas, consumidas num mesmo período de tempo especificado (ANEEL, 2010).
- Unidade consumidora (UC): conjunto composto por instalações, ramal de entrada, equipamentos elétricos, condutores e acessórios, incluída a subestação (quando fornecimento em tensão primária), caracterizado pelo recebimento de energia elétrica com medição individualizada (ANEEL, 2010).

### 2.3 Classificação dos Consumidores

Dentro da estrutura tarifária brasileira, os consumidores são classificados em dois grandes grupos, denominados grupo A e grupo B. Os consumidores do grupo A são os atendidos em tensão superior a 2,3 kV, como indústrias, shopping centers e alguns edifícios comerciais. Já no grupo B (baixa tensão) estão os consumidores conectados à rede em inferior a que 2,3 kV, e em geral correspondem às residências, lojas, pequenas oficinas, etc. Estes grupos ainda são subdivididos conforme estabelece a Resolução Normativa nº 414, de 2010, da ANEEL:

Grupo A: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômica e subdividido nos seguintes subgrupos:

- a) subgrupo A1 – tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
- b) subgrupo A2 – tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
- c) subgrupo A3 – tensão de fornecimento de 69 kV;
- d) subgrupo A3a – tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;
- e) subgrupo A4 – tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV e
- f) subgrupo AS – tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

Grupo B: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômica e subdividido nos seguintes subgrupos:

- a) subgrupo B1 – residencial;
- b) subgrupo B2 – rural;
- c) subgrupo B3 – demais classes e
- d) subgrupo B4 – Iluminação Pública.

A tarifação aplicada aos consumidores é diferenciada conforme os subgrupos em que se encontram.

### 2.4 Modalidades Tarifárias

No Brasil, atualmente, as modalidades tarifárias existentes dividem-se em monômicas e binômicas, disponíveis para os grupos de tensão B e A, respectivamente. Em todas as modalidades existentes, a tarifa cobrada ao consumidor é composta de duas parcelas,

Tarifa de Energia (TE) e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), ambos dados em R\$/kWh. A TE corresponde aos custos com a geração da energia elétrica e a TUSD sinaliza os custos com a manutenção do sistema de distribuição da energia elétrica. Para simples entendimento, o consumidor paga pela energia e pelo seu transporte até a unidade.

#### 2.4.1 Tarifação Monômnia

A tarifação monômnia assim se define pois considera apenas a quantidade de energia consumida registrada na unidade, em kWh.

Além da modalidade Convencional, em que é aplicada uma única tarifa sobre a energia consumida, independente de dia e horário, em janeiro de 2018 a modalidade tarifária Branca entrou em vigor e é uma nova opção para os consumidores desse grupo. A nova modalidade foi incluída na estrutura através da Resolução Normativa nº 479, de 3 de abril de 2012, que atualizou as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, previstas na Resolução 414 (ANEEL, 2010).

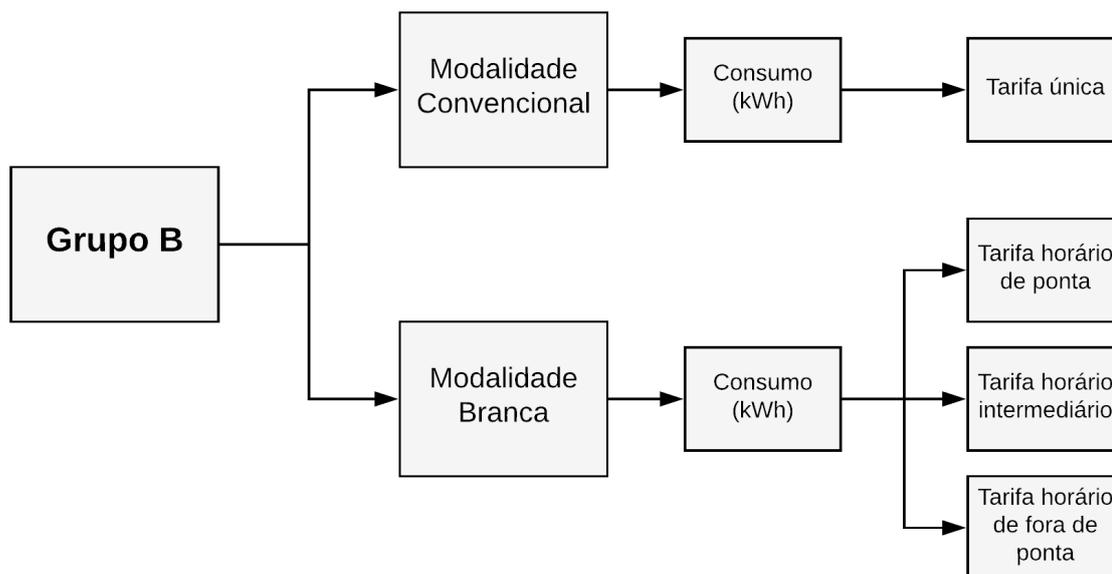
Com a Tarifa Branca, o consumidor passa a ter a possibilidade de pagar valores diferentes em função da hora e do dia da semana. Nos dias úteis, o valor da Tarifa Branca varia em três horários: ponta, intermediário e fora de ponta. Na ponta e no intermediário, a energia é mais cara. Fora de ponta, é mais barata. Nos feriados nacionais e nos fins de semana, o valor é sempre o de fora de ponta. Os períodos horários de ponta, intermediário e fora de ponta são homologados pela ANEEL nas revisões tarifárias periódicas de cada distribuidora, que ocorrem em média a cada quatro anos. O período intermediário é composto por uma hora antes e uma hora depois do horário de ponta definido pela concessionária, com o restante do dia útil sendo denominado fora de ponta.

Se optar pela Tarifa Branca, o consumidor tem que ser disciplinado no gerenciamento de seu consumo, pois o horário de utilização da energia é fundamental para a economia na fatura de energia elétrica. Caso não consiga evitar o consumo no horário de ponta, a adesão à Tarifa Branca pode resultar em uma conta maior. Nessa situação, é mais vantajoso continuar na Tarifa Convencional. Por isso, antes de optar pela Tarifa Branca, é importante realizar uma análise do seu perfil de consumo.

A implantação da Tarifa Branca, entretanto, está sendo de forma gradual. Em 2018, apenas os consumidores com média de consumo mensal superior a 500 kWh podem optar por esta modalidade. Em 2019, deverão ser atendidas unidades com consumo médio mínimo de 250 kWh/mês e, em 2020, qualquer consumidor atendido em baixa tensão poderá ser atendido, independente do seu consumo.

A Figura 3 ilustra a forma de tarifação para os clientes do grupo B de tensão.

Figura 3 – Estrutura tarifária para Grupo B



Fonte: O autor (2018)

#### 2.4.2 Tarifação Binômia

A tarifação binômia, além de considerar a quantidade de energia consumida, considera também os valores de demanda de potência das unidades. Como os consumidores do grupo A, por via de regra, demandam mais potência do sistema elétrico, é cobrado a este também uma TUSD sobre a potência demandada, em R\$/kW, sendo esta diferente da TUSD aplicada ao consumo. Existem atualmente duas modalidades tarifárias disponíveis aos clientes do grupo A, que são as tarifas horosazonais Azul e Verde.

A Tarifa Horosazonal Azul se caracteriza por diferenciar tanto a demanda quanto o consumo de energia nos horários de ponta e de fora de ponta. Essa modalidade tarifária exige um contrato específico com a concessionária, no qual se pactua tanto o valor da demanda pretendida pelo consumidor no horário de ponta (Demanda Contratada na Ponta) quanto o valor pretendido nas horas fora de ponta (Demanda Contratada fora de Ponta) (PROCEL, 2011).

A fatura de energia elétrica desses consumidores é composta pela soma de parcelas referentes ao consumo e demanda e, caso exista, ultrapassagem. Em todas as parcelas observa-se a diferenciação entre horas de ponta e horas fora de ponta. O cálculo da parcela de consumo é dado pela equação (1), em que o subscrito “P” significa horário de ponta e “FP” significa horário de fora de ponta.

$$\text{Consumo}(R\$) = [(TE_P + TUSD_P) \times kWh_P] + [(TE_{FP} + TUSD_{FP}) \times kWh_{FP}] \quad (1)$$

Onde:

kWh - Consumo de energia elétrica em quilowatt-hora.

A parcela de demanda é calculada somando-se o produto da tarifa de demanda (TUSD) na ponta pelo valor de demanda contratada na ponta (ou pela demanda medida na ponta, caso a demanda medida esteja dentro do limite de ultrapassagem) ao produto da tarifa de demanda fora da ponta pelo valor de demanda contratada fora de ponta (ou pela demanda medida fora de ponta, caso a demanda medida esteja dentro do limite de ultrapassagem). O cálculo para a parcela de demanda para casos sem ultrapassagem do limite é demonstrado na equação (2).

$$Demanda(R\$) = [TUSD_P \times kW_P] + [TUSD_{FP} \times kW_{FP}] \quad (2)$$

Onde:

kW - Demanda contratada ou demanda máxima registrada, caso esteja dentro da margem de limite de ultrapassagem, em quilowatt.

A ANEEL, através da Resolução Normativa nº 414, de 2010, no Art. 93 (ANEEL, 2010), define como limite de ultrapassagem de demanda 5% da quantidade contratada. Quando o valor medido está acima do contratado, mas dentro do limite, o custo será sobre o valor medido, e calculado conforme (2). Porém, no caso de o valor medido ultrapassar o limite determinado, aplica-se uma cobrança de ultrapassagem de demanda, em que o dobro da tarifa de demanda é cobrado sobre a diferença entre o valor medido e o contratado. Assim, o custo com a demanda na modalidade Azul é dado pela equação (3).

$$\begin{aligned} Demanda(R\$) = & [TUSD_P \times kW_{P_{medido}}] + [2 \times TUSD_P \times (kW_{P_{medido}} - kW_{P_{contratado}})] \\ & + [TUSD_{FP} \times kW_{FP_{medido}}] + [2 \times TUSD_{FP} \times (kW_{FP_{medido}} - kW_{FP_{contratado}})] \end{aligned} \quad (3)$$

A tarifa horosazonal Azul está disponível a todos os consumidores do grupo A de tensão, sendo de contratação compulsória aos subgrupos A1, A2 e A3, e opcional aos subgrupos A3a, A4 e AS. A demanda contratada mínima para contratação é de 30 kW de potência.

Em alternativa à tarifa Azul, os consumidores enquadrados nos subgrupos A3a, A4 e AS ainda possuem como opção tarifária a modalidade horosazonal Verde. Essa modalidade tarifária também exige um contrato específico com a concessionária, porém neste se pactua apenas uma demanda pretendida pelo consumidor ('Demanda Contratada'), independentemente da hora do dia (ponta ou fora de ponta).

A fatura de energia elétrica desses consumidores é composta da soma de parcelas referentes ao consumo nos períodos de ponta e de fora de ponta, demanda e ultrapassagem, caso ocorra. O cálculo da parcela de consumo é dado igualmente pela equação (1), porém

os valores de TE e TUSD são diferenciados entre as modalidades. A diferença com relação à modalidade Azul está no cálculo da parcela de demanda, visto que na modalidade Verde é fixado apenas um valor de demanda contratada, independente de horário. O cálculo da parcela de demanda da modalidade Verde é dado pela equação (4).

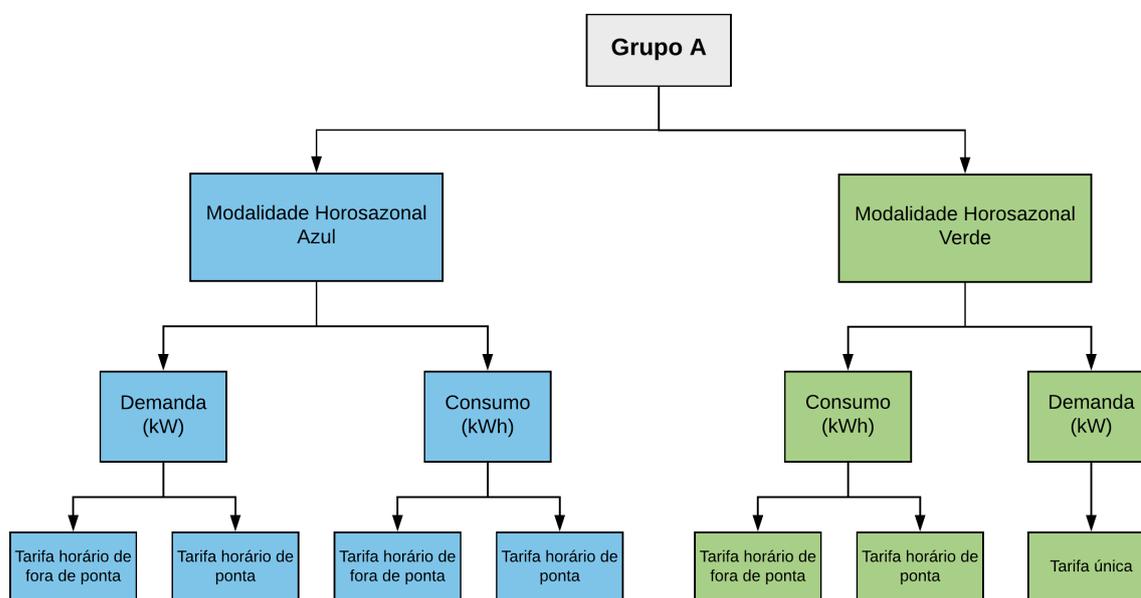
$$Demanda(R\$) = TUSD \times kW \quad (4)$$

Assim como na modalidade Azul, o Art. 93 da Resolução 414 (ANEEL, 2010) também se aplica à modalidade Verde e o limite de ultrapassagem de demanda é de 5%. Quando o valor medido está acima do contratado, mas dentro do limite, o custo será sobre o valor medido, e calculado conforme (4). Porém, no caso de o valor medido ultrapassar o limite determinado, aplica-se uma cobrança de ultrapassagem de demanda, em que o dobro da tarifa de demanda é cobrado sobre a diferença entre o valor medido e o contratado. Assim, o custo com a demanda na modalidade Verde é dado pela equação (5).

$$Demanda(R\$) = [TUSD \times kW_{medido}] + [2 \times TUSD \times (kW_{medido} - kW_{contratado})] \quad (5)$$

A Figura 4 ilustra a estrutura tarifária binômica aplicada ao Grupo A de tensão.

Figura 4 – Estrutura tarifária para o Grupo A



Fonte: O autor (2018)

A modalidade horosazonal Verde é a que possui maior disparidade entre os valores das tarifas (TE e TUSD) para os períodos de ponta e de fora de ponta. É certamente mais indicada às unidades que possuem sua curva de carga modulada ao horário de fora de

ponta. É bastante comum que os clientes optantes por esta modalidade utilizem outra fonte de energia elétrica durante o horário de ponta, como Grupo Moto Gerador (GMG) ou energia fotovoltaica, deixando de utilizar a energia mais cara da concessionária.

Já a modalidade horosazonal Azul apresenta-se mais atrativa aos clientes que não conseguem modular sua carga para o horário de fora de ponta e não possuem outra fonte de energia durante o horário de ponta. A diferença entre as modalidades está apenas nos valores da TUSD para demanda e consumo no horário de ponta. Na modalidade Azul, a TUSD de consumo é a mesma para os horários de ponta e de fora de ponta, portanto sugere-se esta tarifação às unidades que necessitam de energia no horário de ponta.

## 2.5 Tributos Aplicáveis

Na composição final da fatura de energia elétrica, ainda estão presentes tributações e adicionais sobre as tarifas. No Brasil, os tributos estão embutidos nos preços dos bens e serviços. Isto significa que nas faturas de energia, os consumidores pagam tributos federais, estaduais e municipais, que posteriormente são repassados aos cofres públicos pelas distribuidoras de energia (PROCEL, 2011).

A aplicação dos tributos federais, PIS (Programas de Integração Social) e COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social), foi alterada, com elevação no valor da conta de energia. Com a edição das leis nº 10.637/2002, 10.833/2003 e 10.865/2004, o PIS e a COFINS tiveram suas alíquotas alteradas para 1,65% e 7,6%, respectivamente, passando a serem apurados de forma não cumulativa. Dessa forma, a alíquota média desses tributos passou a variar com o volume de créditos apurados mensalmente pelas concessionárias e com o PIS e a COFINS pagos sobre custos e despesas no mesmo período, tais como a energia adquirida para a revenda ao consumidor (PROCEL, 2011).

O tributo estadual incidente é o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), que é um tributo que incide sobre a movimentação de mercadorias em geral, o que inclui produtos dos mais variados segmentos como eletrodomésticos, alimentos, cosméticos, e sobre serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação. Os convênios de ICMS são regulamentados pelo Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) que é dirigido pelos Secretários de Fazenda, Finanças ou Tributação de cada Estado e pelo Ministro de Estado da Fazenda. Portanto, as alíquotas são variáveis por estado, e a distribuidora tem a obrigação de realizar a cobrança do ICMS diretamente na conta de energia.

A ANEEL publica, por meio de resolução, as tarifas de energia elétrica, sem os tributos, por classe de consumo e modalidades. O cálculo para os tributos descritos acima

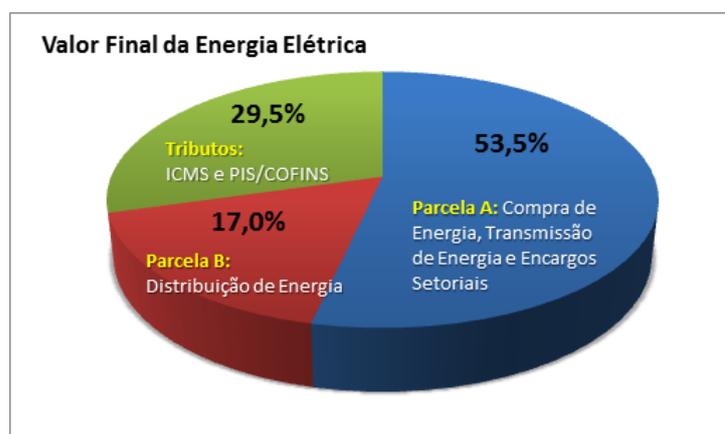
é feito “por dentro”, conforme mostra a equação (6).

$$\text{Valor cobrado (R\$)} = \frac{\text{Valor da tarifa publicada pela ANEEL}}{1 - (\text{ICMS} + \text{PIS} + \text{COFINS})} \quad (6)$$

Como tributo municipal, é cobrado também a Contribuição para Custeio do serviço de Iluminação Pública (CIP). Prevista no artigo 149-A da Constituição Federal de 1988, estabelece, como competência do município, definir a forma de cobrança e a sua base de cálculo. Assim, é atribuída ao Poder Público Municipal toda e qualquer responsabilidade pelos serviços de projeto, implantação, expansão, operação e manutenção das instalações de iluminação pública.

Conforme se observa na Figura 5, os custos de energia representam atualmente a maior parcela de custos (53,5%), seguido dos custos com Tributos (29,5%). A parcela referente aos custos com distribuição, ou seja, o custo para manter os ativos e operar todo o sistema de distribuição representa apenas 17% dos custos das tarifas.

Figura 5 – Custos presentes na fatura de energia elétrica



Fonte: ANEEL (2018)

Desde o ano de 2015, as faturas de energia passaram elétrica a trazer uma novidade: o Sistema de Bandeiras Tarifárias, que apresenta as seguintes modalidades: verde, amarela e vermelha – as mesmas cores dos semáforos – e indicam se haverá ou não acréscimo no valor da energia a ser repassada ao consumidor final, em função das condições de geração de eletricidade (ANEEL, 2018). Os valores dos acréscimos de cada bandeira sofreram alterações desde sua implantação, sendo a última delas em novembro de 2017, e atualmente cada modalidade apresenta as seguintes características e valores, de acordo com ANEEL (2018):

- Bandeira verde: Condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;

- Bandeira amarela: Condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,010 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos;
- Bandeira vermelha – Patamar 1: Condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,030 para cada quilowatt-hora kWh consumido;
- Bandeira vermelha – Patamar 2: Condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,050 para cada quilowatt-hora kWh consumido.

As bandeiras servem para repassar ao consumidor os custos extras das distribuidoras ao longo do ano. É o que ocorre quando falta água: as empresas contratam energia mais cara – de termelétricas, por exemplo – para compensar o nível baixo das hidrelétricas, e as bandeiras amarelas e vermelhas, em primeiro e segundo patamar, são acionadas.

Outra condição que pode gerar custos adicionais nas faturas de energia da unidade é o fator de potência alterado. Segundo a Resolução 414 (ANEEL, 2010), as instalações elétricas dos consumidores devem ter um fator de potência maior ou igual a 0,92, seja indutivo ou capacitivo.

No caso de o fator de potência ser inferior a 0,92, é cobrada a utilização de energia e demanda de potência reativa na fatura de energia elétrica, indicadas como “Consumo de Energia Reativa Excedente” e “Demanda Reativa Excedente”. A energia reativa capacitiva é medida por 6 horas consecutivas, geralmente no período da madrugada, a critério da distribuidora, enquanto a energia reativa indutiva é medida no restante do dia. A distribuidora deve informar previamente os períodos de medição dos reativos.

Os cálculos para as cobranças de energia reativa excessiva encontram-se detalhados na Resolução 414 (ANEEL, 2010).

## 2.6 Considerações do Capítulo

Foi visto neste capítulo um breve histórico do surgimento e desenvolvimento do SEB até os dias de hoje. A evolução da planta energética brasileira fez com que a estrutura tarifária considerasse não mais o sistema como um todo, mas que separasse o que pode ser considerado como monopólio natural (transmissão e distribuição) e ambiente competitivo (geração e comercialização).

As mudanças ocorridas no setor elétrico ao longo dos anos propiciaram um melhor entendimento por parte do consumidor acerca das tarifas aplicadas a este. Hoje, a energia elétrica é tratada como uma commodity e as tarifas são construídas por duas parcelas: uma destinada à compra da própria energia consumida e outra cobre os custos com o transporte desta, desde o local de produção até o ponto de consumo final.

A estrutura atual é dividida em dois grandes grupos por nível de tensão (Grupo A e Grupo B). Os consumidores do Grupo B – baixa tensão – são tarifados por modalidades monômias, que consideram apenas o consumo registrado na unidade. Além da modalidade convencional, desde janeiro de 2018 os consumidores deste grupo têm como opção a modalidade tarifária Branca, que diferencia os valores das tarifas em horários de ponta, intermediários e de fora de ponta. A aplicação desta modalidade tarifária está ocorrendo de forma gradual, como pode ser visto na seção 2.4.1.

Para os consumidores do Grupo A, as modalidades disponíveis são chamadas binômias, pois consideram, além da quantidade de energia consumida, a potência demandada ao sistema. Neste grupo, também há duas opções de tarifação, Azul e Verde, em que o consumidor deve especificar uma demanda a ser contratada para a unidade.

O fato de os consumidores do grupo A de tensão terem de contratar um valor de demanda faz a concessionária “planejar” melhor seus investimentos em compra de energia e no seu sistema de distribuição, pois esta é obrigada a suprir o fornecimento de energia aos seus clientes, sob pena de multa.

Sobre as tarifas publicadas pela ANEEL, por meio de resoluções, ainda são aplicados tributos federais (PIS e COFINS), tributos estaduais (ICMS) e tributos municipais (CIP). Ainda, desde o ano de 2015 foi implantado no país um sistema de bandeiras tarifárias, que indicam ao consumidor os custos extras das distribuidoras ao longo do ano, acrescentando valores às tarifas, conforme a bandeira vigente.

Após a descrição da estrutura tarifária, é interessante descrever o mercado livre e as opções de contrato, visando comparar as tarifas praticadas no ambiente regulado com preços regulados no ambiente livre. Assim, o próximo capítulo descreve o mercado livre.

### 3 MERCADO LIVRE

#### 3.1 Instituição

Com a reestruturação do SEB, iniciou-se a competição na comercialização e na geração de energia elétrica no Brasil. Para tanto, em 7 de julho de 1995, foi publicada a Lei nº 9.074 (BRASIL, 1995) que, ao quebrar o monopólio de fornecimento de energia, cria a figura do consumidor livre:

Art. 15. Respeitados os contratos de fornecimento vigentes, a prorrogação das atuais e as novas concessões serão feitas sem exclusividade de fornecimento de energia elétrica a consumidores com carga igual ou maior que 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, que podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica.

§ 1º Decorridos três anos da publicação desta Lei, os consumidores referidos neste artigo poderão estender sua opção de compra a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do sistema interligado.

§ 2º Decorridos cinco anos da publicação desta Lei, os consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado.

§ 3º Após oito anos da publicação desta Lei, o poder concedente poderá diminuir os limites de carga e tensão estabelecidos neste e no art. 16.

Art. 16. É de livre escolha dos novos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3000 kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica.

Com a Lei nº 9.074, os consumidores que se enquadram em seus requisitos são livres para escolherem seu fornecedor de energia elétrica, permanecendo a concessionária local como responsável pelo transporte da energia. Inicialmente, apenas os consumidores com carga igual ou maior que 10000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV foram contemplados. Passados oito anos da publicação da lei, os consumidores com carga igual ou maior que 3000 kW, atendidos em qualquer tensão, também poderiam escolher o fornecedor com quem contratará sua energia.

Ainda com o critério de carga mínima sendo de 3000 kW, muitas empresas permaneceram obrigadas a contratar sua energia no mercado regulado. Foi então que, em 27 de maio de 1998, foi publicada a Lei nº 9.648 (BRASIL, 1998), modificando a Lei nº 9.427 (BRASIL, 1996), de 26 de dezembro de 1996, que criaria a figura do consumidor especial. A lei visava beneficiar a produção de energia alternativa no Brasil, permitindo que empresas ou grupos empresariais com carga acima de 500 kW e abaixo de 3000 kW fossem inseridos no mercado livre, desde que comprassem energia destas fontes ditas “incentivadas”.

Os critérios para os consumidores especiais foram atualizados ao longo dos anos, tendo a última mudança com a Lei nº 13.097 (BRASIL, 2015), de 19 de janeiro de 2015:

Art 26 [...]

I - O aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 3.000 kW (três mil quilowatts) e igual ou inferior a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), destinado a produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica

VI - O aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 3.000 kW (três mil quilowatts) e igual ou inferior a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts), destinado à produção independente ou autoprodução, independentemente de ter ou não característica de pequena central hidrelétrica.

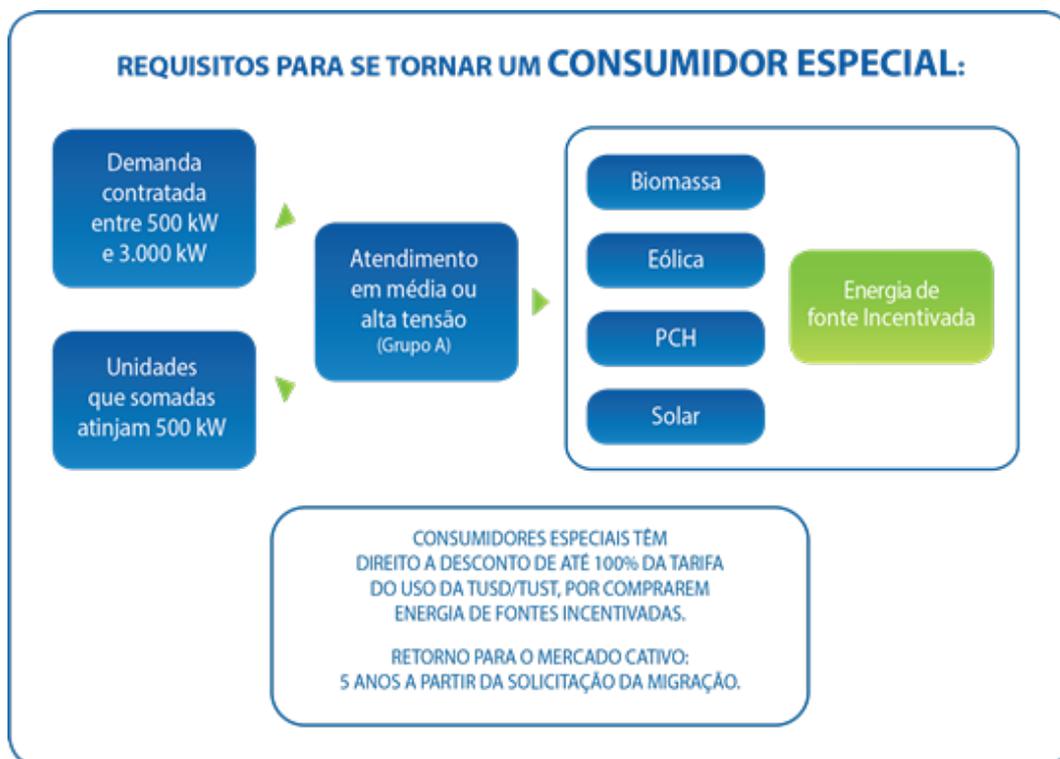
§ 1º Para o aproveitamento referido no inciso I do caput deste artigo [...]e para aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), a Aneel estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento) a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos aproveitamentos.

§ 5º O aproveitamento referido nos incisos I e VI do caput deste artigo, os empreendimentos com potência igual ou inferior a 3.000 kW (três mil quilowatts) e aqueles com base em fontes solar, eólica e biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) poderão comercializar energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (quinhentos quilowatts) [...]

A atual legislação rege que um consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja igual ou superior a 500 kW, pode contratar sua energia de fornecedores com energias incentivadas, que recebem descontos sobre a TUSD aplicada.

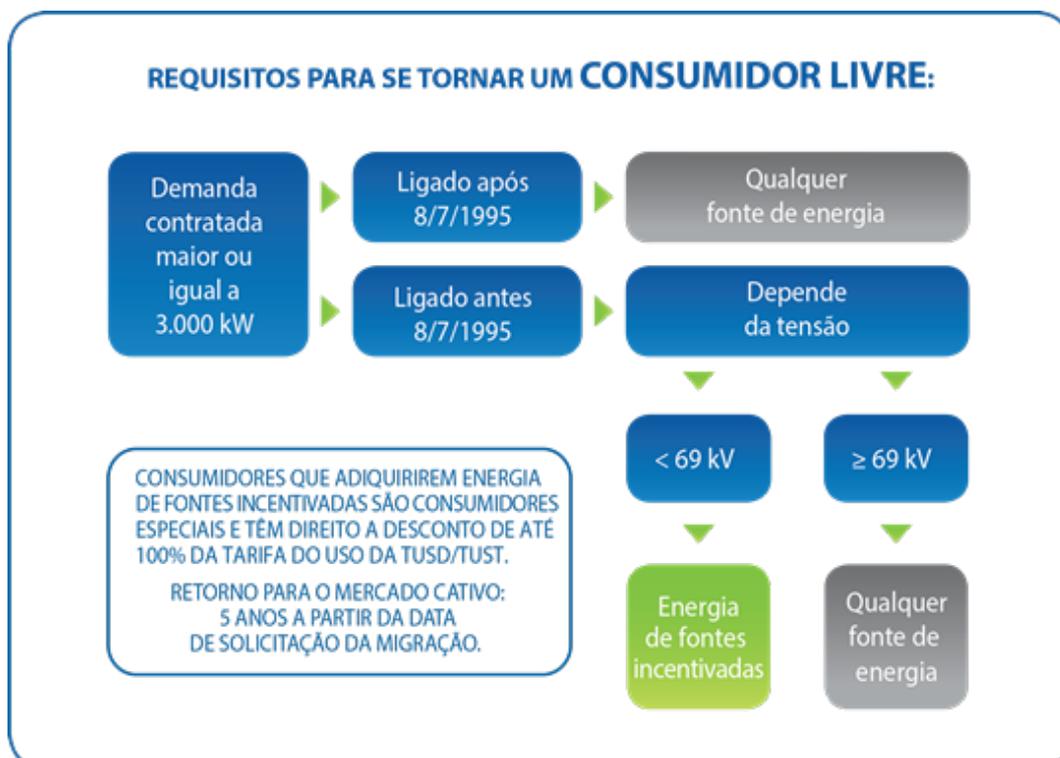
As Figuras 6 e 7 resumem os requisitos para um consumidor ser qualificado como consumidor especial e consumidor livre, respectivamente. As informações foram obtidas no site da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL, 2018).

Figura 6 – Requisitos para se tornar um consumidor especial



Fonte: CPFL (2018)

Figura 7 – Requisitos para se tornar um consumidor livre



Fonte: CPFL (2018)

O consumidor livre, cuja carga é igual ou superior a 3000 kW tem a opção de escolher livremente qual fonte de energia contratar no mercado livre. Já o consumidor especial, para migrar para este mercado, deve ter sua energia suprida por fontes incentivadas.

### 3.2 Ambientes de Contratação

A comercialização de energia elétrica atualmente no Brasil é dada em dois ambientes, criados a partir da Lei nº 10.848 (BRASIL, 2004), de 2004: Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Ao passo que os contratantes de energia no ACR são as empresas distribuidoras, o ACL é composto pelos consumidores livres, que negociam livremente os valores envolvidos na compra de energia com os agentes geradores e comercializadores.

No ACR, a contratação de energia é feita pelas concessionárias de energia junto aos agentes vendedores, firmando contratos bilaterais, como também pode ser feita através de leilões. Os consumidores do mercado cativo contratam a energia da concessionária local em que se encontra conectado, com valores sujeitos às regras vigentes da ANEEL para a fixação de preços e condições de fornecimento.

A contratação no mercado livre é realizada por meio de contratos de compra de energia entre o consumidor e seu fornecedor, podendo ser um gerador e/ou comercializador de energia. A contratação no ACL oferece a oportunidade de redução de custos por meio da compra de energia livremente negociada entre compradores e vendedores (CPFL, 2018). O consumidor neste ambiente está exposto aos preços da energia conforme as leis de mercado, que dependem do equilíbrio entre oferta (produção) e demanda (consumo) de energia elétrica.

A Figura 8 mostra um comparativo entre os mercados livre e regulado.

Figura 8 – Comparativo entre mercado regulado e mercado livre

	Mercado Regulado	Mercado Livre
Fornecedor de Energia	Concessionária	Livre Escolha
Contratação da Demanda	Concessionária	Concessionária
Preço de Energia	Regulado	Negociado

Fonte: CPFL (2018)

O mercado livre está estruturado com regras e procedimentos de comercialização definidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que foi criada

a partir do Decreto 5.163 (BRASIL, 2004), de 30 de julho de 2004. A CCEE tem, entre outros, o papel de centralizar as informações de contratos, monitorar as transações e prover a infraestrutura necessária para o bom funcionamento do setor elétrico, garantindo a segurança energética do país.

Para a contratação de energia no mercado livre, define-se uma quantidade de energia que o agente gerador deve disponibilizar ao consumidor durante um determinado tempo. Esta quantidade poderá ser variada conforme sazonalidade do consumo na unidade durante o período. Se a quantidade consumida registrada diferir da contratada, a quantidade ultrapassada ou remanescente estará sujeita ao preço *spot*.

Também conhecido por Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), o preço *spot* é definido como o custo marginal da produção de 1 MWh a mais que é esperado para a próxima semana operativa, e é divulgado semanalmente pela CCEE. O PLD é a valor-base para os preços de energia de curto prazo. O mercado de curto prazo é aquele em que as diferenças a maior e a menor dos contratos são realizadas (INTER ENERGIA, 2018a). Por exemplo, se um consumidor tiver contratado um montante de 100 MWh com uma comercializadora para um determinado mês e consumiu 130 MWh, a diferença de 30 MWh deverá ser remediada com contrato que terá valores de acordo com o PLD vigente.

### 3.3 Fontes de Energia

A contratação de energia no mercado livre pode ser proveniente de diversas fontes geradoras, que podem ser enquadradas em dois grandes grupos: energias geradas por fontes convencionais e energias geradas por fontes incentivadas.

As chamadas energias convencionais são caracterizadas pelo baixo custo, porém, normalmente, com alto impacto ambiental e não recebem qualquer tipo de desconto na TUSD. Destacam-se como fontes de energia convencional as grandes usinas hidrelétricas e as usinas de geração térmica com potência superior a 30 MW.

As energias caracterizadas como incentivadas são aquelas provenientes de fontes alternativas de geração como biomassa, solar, eólica e PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas). O incentivo vem na forma de desconto na transmissão da energia. Este desconto é aplicado tanto para a geração quanto para o consumo deste tipo de energia.

Para os consumidores que contratam energias incentivadas, o desconto incide sobre o transporte da energia realizado pela concessionária local (TUSD). Cada fonte possui um percentual diferente de desconto na TUSD, que pode ser de 0%, 50%, 80% ou 100%, conforme estipulado pela ANEEL.

### 3.4 Adequação do Sistema de Medição

Outro ponto que a empresa que decide migrar ao mercado livre de energia deve levar em conta é que, para isso, deve-se realizar a adequação do seu Sistema de Medição para Faturamento (SMF). A adequação deve atender aos padrões estabelecidos por cada distribuidora e, também, à legislação específica em vigor em nosso país. Atualmente, a Resolução Normativa 759/2017 da ANEEL estabelece procedimentos e requisitos atinentes ao SMF para instalações conectadas ao sistema de distribuição (ARION, 2018).

O Sistema de Medição para Faturamento tem como finalidade o controle dos processos de contabilização de energia elétrica, de responsabilidade da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Além disso, visa a apuração das demandas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

O processo de adequação do SMF deve seguir as seguintes etapas:

- solicitação do Parecer de Localização junto à CCEE;
- elaboração e encaminhamento do projeto ao órgão responsável;
- adequação/implantação do SMF;
- estabelecimento do canal de comunicação dos medidores com a CCEE;
- encaminhamento do Relatório de Comissionamento ao órgão responsável;
- solicitação de cadastramento do Ponto de Medição e
- início do processo de coleta.

Torna-se importante salientar que a responsabilidade financeira pela adequação do SMF é do consumidor. Dessa maneira, os valores sobre a aquisição dos equipamentos e materiais, assim como a execução dos serviços são orçados pela distribuidora e deverá ser pago pelo consumidor.

### 3.5 Contratação de Energia

Um consumidor que esteja apto a ingressar no mercado livre, e deseja fazê-lo, deve seguir algumas etapas para efetuar a migração. Estas etapas podem levar em média 6 meses para a total migração do ambiente de contratação regulado para o ambiente de contratação livre (INTER ENERGIA, 2018a).

Dentro da normalidade do processo, os seguintes passos devem ser executados:

- Denúncia do Contrato: deve-se encerrar o contrato com a concessionária local, informando o desejo da empresa em ingressar no mercado livre de energia. Neste ponto, deve-se levar em consideração eventuais multas contratuais pelo encerramento antecipado;
- Assinatura de Contrato de Conexão: uma vez que o contrato de fornecimento de energia com a concessionária no mercado cativo será encerrado, deve-se firmar novo contrato de conexão à rede, tendo em vista que as cláusulas serão diferentes de acordo com o ambiente de contratação de energia;
- Adequação do Sistema de Medição: conforme citado na seção anterior, deve-se realizar a adequação do sistema de medição, de maneira que haja conexão digital com a CCEE para aferição dos dados;
- Associar à CCEE: é obrigatória a participação na CCEE aos agentes do mercado livre de energia. Parte do processo será reunir a documentação e acompanhar os prazos do fluxo de habilitação;
- Contratar energia livre: o consumidor deve escolher a fonte e o fornecedor de quem contratará energia. Este deve ser agente da CCEE, seja ele um gerador ou um comercializador habilitado.

Vale salientar que os passos citados são apenas as generalidades do processo e que eventualmente o consumidor pode precisar de algo mais específico. É importante, também, que o consumidor faça uma avaliação prévia dos custos decorrentes da migração, como a multa de encerramento do contrato com a concessionária e a adequação do SMF. Uma vez feita a migração ao mercado livre, o consumidor só poderá retornar ao mercado cativo passados 5 anos.

Em um contrato de compra e venda de energia elétrica no mercado livre, diversos fatores influenciam no valor final. Um contrato muito flexível tende a ter um preço maior que um contrato simples com modulação e sazonalização flat (INTER ENERGIA, 2018b). Os itens abaixo podem ser negociados em um contrato de compra e venda de energia:

- Fonte de energia: incentivada ou convencional;
- Submercado de Entrega: atualmente, o Sistema Interligado Nacional (SIN) é dividido em quatro submercados: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste ou Norte. O submercados são divididos conforme ilustra a Figura 9.

Figura 9 – Submercados do Sistema Interligado Nacional



Fonte: GRUGEEN (2018)

- **Prazo:** período de suprimento acordado entre comprador e vendedor de energia.
- **Montante:** quantidade de energia elétrica (em MWh ou MWmédio) que será contratada junto ao fornecedor.
- **Modulação:** a modulação, de maneira simples, é a quantidade de energia que se deseja consumir em cada período de tempo.
- **Sazonalização:** caso a empresa tenha um consumo diferenciado dentre os meses do ano, é possível que se estabeleça no contrato uma sazonalização do montante de energia a ser adquirido.
- **Flexibilização:** é possível também que o consumidor acorde com o fornecedor uma flexibilização do montante de energia contratado. Isso torna a empresa menos exposta a sobras ou déficits de energia caso o consumo se diferencie do planejado.

Ao contratar energia no mercado livre, o consumidor possui gerência sobre a modalidade de contratação. De maneira conservadora, a empresa pode contratar energia na modalidade “flat”, em que o comercializador vende um montante fixo de MWh ao consumidor pelo período contratado. Desta forma, a fatura do consumidor será sempre o produto do preço do MWh pela quantidade contratada.

Pode-se também, como citado anteriormente, negociar um percentual de flexibilidade do montante contratado, para mais e para menos, com o fornecedor de energia. Neste caso, o consumidor pagará o valor da energia utilizada dentro da margem de flexibilização.

Uma outra alternativa de contratação, em um perfil mais agressivo, é a de contratar toda sua energia no mercado *spot*. O preço pago pela energia nesta modalidade está atrelado ao valor do PLD do mês. Deste modo, não se faz previsão do consumo nem se estipula um montante de energia contratada previamente, e a fatura será sobre a energia consumida no mês.

Há também a opção de se mesclar as formas de contratação no mercado livre. Este consumidor, em um perfil intermediário, pode contratar uma parcela de sua energia no mercado de longo prazo, enquanto contrata o restante do seu consumo no mercado *spot*.

### 3.6 Considerações do Capítulo

O mercado livre de energia elétrica, desde seu surgimento em 1995, é bastante atraente às empresas com alto consumo de energia. Em comparação ao mercado cativo, a grande vantagem reside no maior gerenciamento com estes custos, uma vez que a empresa tem o poder de negociar valores em um ambiente competitivo.

Ao consumidor que está presente no ACR, a principal vantagem é que não há riscos inerentes quanto ao aumento repentino das tarifas (como no mercado *spot*), visto que essas possuem valor fixo e regulado pela ANEEL, conhecido previamente pelo consumidor e ajustado anualmente.

Com a criação da figura do consumidor especial, muitas empresas que antes não possuíam a carga mínima, puderam se inserir no ACL. A medida tornou possível que empresas unidas em comunhão de fato ou de direito, pertencentes ao mesmo submercado, contratassem energia no ambiente competitivo, além de fomentar a geração de energias alternativas no Brasil.

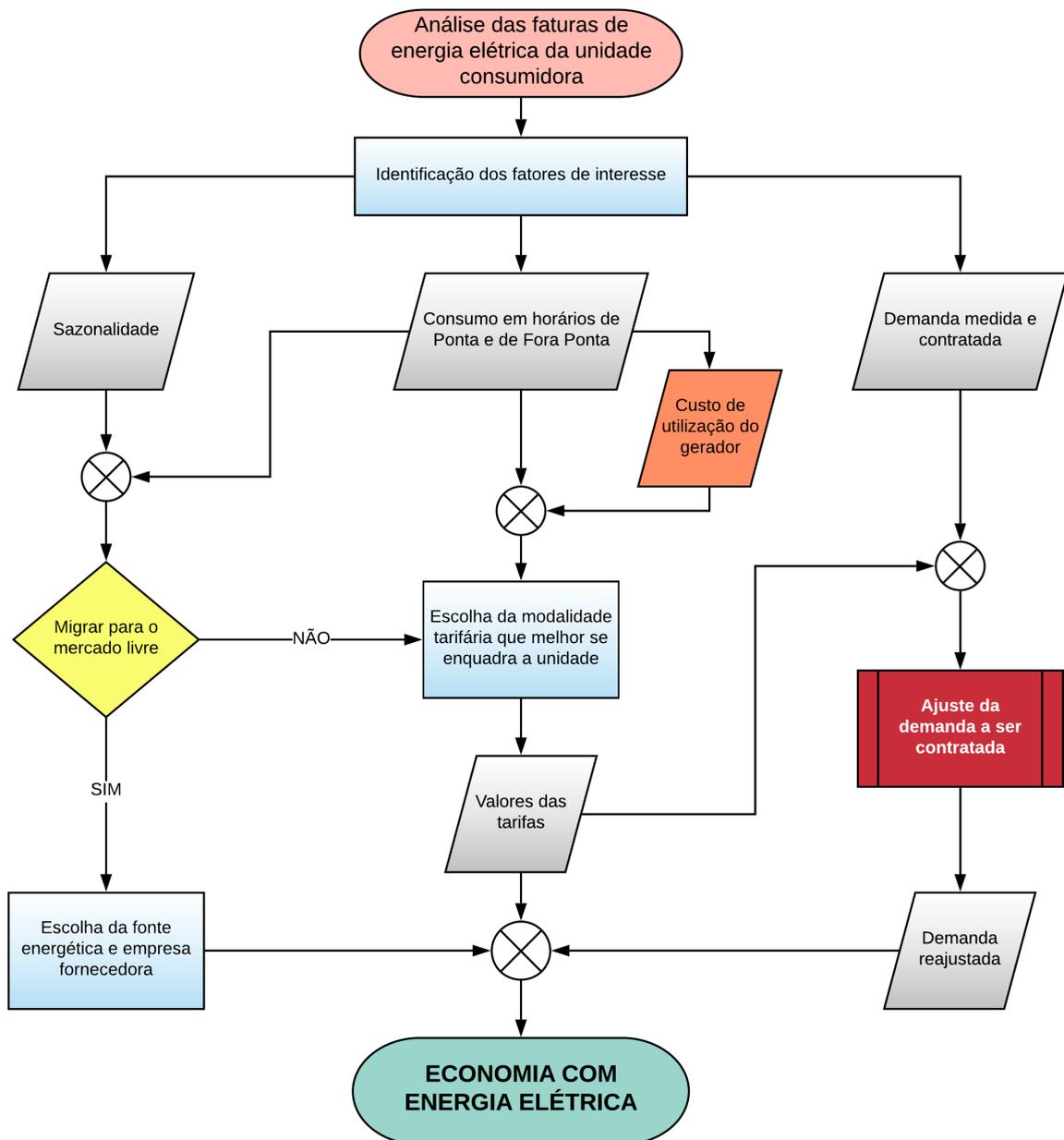
Porém, antes de se decidir pela troca de ambiente de contratação de energia, o consumidor deve avaliar minuciosamente os custos decorrentes. É importante considerar, entre outros, os custos com a adequação do SMF, que varia dependendo da classe de tensão que a empresa se enquadra, de forma a estimar o tempo de retorno do investimento. Deve-se atentar ao fato de que, feita a migração, o consumidor só poderá retornar ao mercado cativo após 5 anos.

Dentre as modalidades existentes de contratação, o consumidor inserido no ACL tem a opção de escolher se deseja um contrato de longo prazo fixo ou sujeito às variações do PLD no mercado *spot*. Pode-se também negociar os itens do contrato de modo que melhor atenda às suas necessidades. Porém, modulação, sazonalização e flexibilização podem alterar sensivelmente os preços de energia. Caso o consumidor queira ter eficiência em custos, o valor mais próximo à produção projetada deve ser contratado.

#### 4 METODOLOGIA PROPOSTA

No intuito de reduzir os gastos com energia elétrica de um grupo de comunicação multimídia, composto de diversas unidades consumidoras, é proposta a análise dos históricos de faturas de energia, considerando os fatores preponderantes, como consumo registrado em horário de ponta e fora de ponta, as demandas medidas e contratadas e a sazonalidade do consumo durante os períodos do ano, traçando-se assim o perfil de consumo de cada unidade. A Figura 10 apresenta a estrutura global da metodologia proposta.

Figura 10 – Estrutura global da metodologia proposta para reajuste de custos com energia elétrica



Fonte: O autor (2018)

Com os perfis de consumo, é analisada a modalidade tarifária que se mostra mais econômica para cada caso e os valores de demanda a que devem ser reajustados. Em muitas situações, têm-se os valores de demanda contratada distantes da realidade da instalação, gerando custos adicionais com multa de ultrapassagem ou até mesmo pagando por uma demanda que não utiliza. Isso ocorre principalmente pela falta de gestão eficiente por parte da empresa, que não atualiza o contrato com a concessionária conforme ocorrem as mudanças em suas instalações, permanecendo com contratos antigos. Neste trabalho, considera-se também o custo com a utilização de geradores.

Para selecionar a modalidade tarifária em que a unidade consumidora melhor se enquadra, diversos fatores devem ser observados. No caso de a unidade ser atendida pela rede de baixa tensão (grupo de tensão “B”), ela terá como opção, além da modalidade “convencional”, em que a tarifa é única, a modalidade “branca”, em que são cobrados valores diferentes em função da hora e do dia da semana. Já nas unidades pertencentes ao grupo “A” de tensão, o consumidor é tarifado diferenciadamente conforme os horários e dias da semana em que há utilização da rede da concessionária, além de ter de estipular previamente um valor de demanda para a instalação, em kW. Atualmente há duas modalidades tarifárias para este grupo, chamadas de horosazonais azul e verde. Na modalidade horosazonal azul, além do consumo, a demanda também é diferenciada entre horário de ponta e de fora de ponta, devendo-se estipular um valor de contratação para cada período.

O ajuste do valor de demanda a ser contratado junto à concessionária é um ponto crucial quando se trata de economia dos custos com energia. Se o valor for superdimensionado, o consumidor, mesmo que não atinja este valor durante o ciclo de faturamento, pagará pelo valor contratado, arcando inclusive com uma potência que não foi utilizada por ele. No caso contrário, quando o valor for subdimensionado, o consumidor será taxado com pesadas multas por ultrapassagem de demanda. Com isso, deve-se analisar o histórico de demanda medida em cada unidade consumidora, prevendo-se também qualquer possível redução ou aumento de carga, a fim de se contratar a demanda adequada para a instalação, em que ocorra um meio termo entre os casos supracitados. Muitas vezes, ao se analisar a sazonalidade do consumo da unidade, percebe-se que é válido que se ultrapasse a demanda contratada em algum mês, arcando-se com a devida multa, enquanto que nos demais meses haja economia com a demanda sendo utilizada no seu “limite”.

Partindo-se do princípio de que os requisitos mínimos para a migração ao mercado livre de energia são atendidos, visto que o foco deste trabalho está no aglomerado de unidades de um mesmo grupo empresarial, tem-se, então, a possibilidade de participar do Ambiente de Contratação Livre. Para se fazer a compra de energia no mercado livre, o consumidor tem a opção de escolher a fonte de energia, classificada em energia convencional e energia incentivada. Os preços negociados pela energia incentivada são mais elevados que pela convencional, porém esta recebe incentivos nas tarifas a serem pagas pelo uso do

sistema de distribuição, podendo-se chegar a 100% de desconto, de acordo com a fonte energética. Fato este que deve ser considerado na tomada de decisão quanto à migração.

Após a escolha da fonte energética, o processo de contratação de energia do mercado livre segue com a assinatura de contrato com a empresa fornecedora da energia. O contrato pode ocorrer de duas formas: na modalidade *spot*, em que o preço pago pela energia está atrelado ao valor do PLD do mês; ou na modalidade de longo prazo, em que é especificado um montante de energia a ser contratado e pode haver negociação quanto à sazonalidade do consumo, assim como a margem percentual que o consumo deve se manter. Vale ressaltar que, mesmo o consumidor optando pelo mercado livre, ainda haverá contrato com a concessionária local para uso do sistema de distribuição, representado pela TUSD.

Com base na metodologia proposta, o consumidor pode alcançar redução de seus custos com energia elétrica, como apresentado no estudo de caso no próximo capítulo.

## 5 ESTUDO DE CASO - CAPITAL

Neste capítulo é realizado um estudo de caso das quatro grandes unidades de Porto Alegre do Grupo RBS, grupo de comunicação multimídia do Rio Grande do Sul. As unidades são compostas por uma emissora de televisão, um site de transmissão, onde estão localizados os transmissores de TV e rádios do grupo, um parque gráfico, onde são impressos os jornais, e o prédio onde estão localizados os estúdios das rádios, as editorias dos jornais e conteúdos "online" e o administrativo do grupo em Porto Alegre, local chamado de Corporação.

As unidades estudadas aqui já se encontram agregadas no mercado livre. A empresa opta por contratar energia de longo prazo, com flexibilidade de 15% e sazonalização de 10%. As unidades são atendidas pela rede da distribuidora local, CEEE-D (Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica), em média tensão, enquadradas no subgrupo de tensão A4 e optantes pela modalidade tarifária horosazonal Verde.

São apresentados os dados de demanda e consumo em um ciclo de 12 meses faturados, entre julho de 2017 e junho de 2018, também são feitas comparações entre as modalidades tarifárias, economia com o mercado livre frente ao mercado cativo e após a análise são feitas sugestões de ajuste para os custos com energia elétrica em cada unidade.

Para se realizar a adequação da demanda a ser contratada pelas unidades, foi desenvolvida uma planilha automatizada no *software Microsoft Excel*, em que são utilizados como dados de entrada os valores de demanda registrados nos últimos doze meses na instalação, a demanda contratada atual, o preço da tarifa de demanda em (R\$/kW) e o valor médio dos impostos cobrados. Como resultado, a ferramenta retorna o valor da “demanda ótima” a ser contratada, a economia que seria acumulada nos meses de análise e gráficos comparativos entre a demanda anterior e a demanda ajustada. A Figura 11 ilustra o layout inicial da ferramenta desenvolvida no *Excel* para o ajuste de demanda.

Figura 11 – Layout da ferramenta desenvolvida

Demanda Contratada (kW)	0
Tarifa Demanda s/ impostos	R\$ -
ICMS (%)	0,00%
PIS (%)	0,00%
COFINS (%)	0,00%
Tarifa Demanda c/ impostos	R\$ -

Demandas Máximas Medidas (kW)			
Janeiro	0	Julho	0
Fevereiro	0	Agosto	0
Março	0	Setembro	0
Abril	0	Outubro	0
Maior	0	Novembro	0
Junho	0	Dezembro	0

Valor médio anual da demanda (kW) 0,00

Demanda Atual	0	kW											
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	
Demanda máxima medida (kW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Demanda contratada (kW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Demanda Limite (+5%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Valor (R\$)	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	TOTAL ANUAL R\$ -

**MELHOR CASO**

Possibilidade de Demanda	0	kW											
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	
Demanda máxima medida (kW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Demanda contratada (kW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Demanda Limite (+5%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Valor (R\$)	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	TOTAL ANUAL R\$ -

Melhor caso	0	kW											
Economia (R\$)	R\$ -												

Fonte: O autor (2018)

O preço das tarifas aplicadas ao estudo tem como base os valores vigentes em junho de 2018, publicados na Resolução Homologatória nº 2.361, de 19 de dezembro de 2017 (ANEEL, 2017), e que encontram-se detalhados na Figura 12.

Figura 12 – Valores das tarifas da CEEE-D no mercado cativo

		VERDE	AZUL
Demanda	TUSD (R\$/KW)	R\$ 20,21	-
	TUSD (R\$/KW) - Ponta	-	R\$ 41,94
	TUSD (R\$/KW) - Fora Ponta	-	R\$ 20,21
Consumo	TUSD (R\$/MWh)	-	R\$ 60,16
	TUSD (R\$/MWh) - Ponta	R\$ 1.077,57	-
	TUSD (R\$/MWh) - Fora Ponta	R\$ 60,16	-
	TE (R\$/MWh) - Ponta	R\$ 406,04	R\$ 406,04
	TE (R\$/MWh) - Fora Ponta	R\$ 260,32	R\$ 260,32

Fonte: Adaptado de Resolução Homologatória nº 2.361 (ANEEL, 2018)

A energia contratada no mercado livre pelo conjunto das unidades é de fonte incentivada I-5, ou seja, o consumidor recebe 50% de desconto nas tarifas sobre a distribuição. Na modalidade verde, o desconto é sobre a TUSD demanda e a TUSD consumo Ponta, deduzindo-se a TUSD consumo Fora de Ponta. Já na modalidade azul, o desconto é apenas sobre a TUSD demanda, em Ponta e em Fora de Ponta. A Figura 13 resume os valores aplicados ao consumidor livre com fonte incentivada I-5.

Figura 13 – Valores das tarifas da CEEE-D para consumidor livre com fonte incentivada I-5

		VERDE	AZUL
Demanda	TUSD (R\$/KW)	R\$ 10,11	-
	TUSD (R\$/KW) - Ponta	-	R\$ 20,97
	TUSD (R\$/KW) - Fora Ponta	-	R\$ 10,11
Consumo	TUSD (R\$/MWh)	-	R\$ 60,16
	TUSD (R\$/MWh) - Ponta	R\$ 568,87	-
	TUSD (R\$/MWh) - Fora Ponta	R\$ 60,16	-
	TE (R\$/MWh) - Ponta	Energia Livre	Energia Livre
	TE (R\$/MWh) - Fora Ponta	Energia Livre	Energia Livre

Fonte: O autor (2018)

A Figura 14 contém os valores dos impostos PIS e COFINS aplicados no período estudado, assim como as bandeiras tarifárias vigentes em cada mês. É válido salientar que os adicionais de bandeira não afetam o valor da energia no mercado livre, uma vez que os adicionais incidem apenas sobre a TE no mercado cativo. O tributo de ICMS para as empresas do grupo de comunicação multimídia é de 30%, exceto para o parque gráfico onde a quantia aplicada é de 18%.

Figura 14 – PIS, COFINS e bandeiras tarifárias vigentes no período estudado

Mês/Ano	PIS	COFINS	Bandeira Vigente
jun/18	0,8521%	3,0381%	Vermelha P2
mai/18	0,3293%	2,0887%	Amarela
abr/18	0,8130%	4,7251%	Verde
mar/18	0,7814%	3,6321%	Verde
fev/18	0,9902%	4,5661%	Verde
jan/18	0,6170%	2,8453%	Verde
dez/17	0,6766%	3,1848%	Vermelha P1
nov/17	0,5952%	2,7429%	Vermelha P2
out/17	0,5160%	2,3793%	Vermelha P2
set/17	0,5255%	2,4206%	Amarela
ago/17	1,1953%	5,3136%	Vermelha
jul/17	1,1190%	5,1236%	Amarela

Fonte: Adaptado de CEEE-D (2018)

## 5.1 Emissora de TV

O prédio em que se encontra os estúdios de TV possui uma demanda contratada de 650 kW, independente de horário, pois está na modalidade horosazonal Verde. A empresa

possui dois GMGs instalados, um de 1000 kVA e outro de 1250 kVA, que utilizam óleo diesel como combustível. Atualmente, os geradores operam em modo de emergência e também são utilizados por uma hora e meia por dia, dois dias por semana, intercalados, apenas para mantê-los em operação. Os geradores da emissora possuem um consumo estimado de 100 litros de diesel por hora de utilização.

Os valores de consumo e de demanda registrados na unidade no período indicado encontram-se na Figura 15, assim como o valor total da fatura de energia em cada mês, já considerando os impostos e adicionais incidentes. O preço da energia contratada no mercado livre para o conjunto de unidades é de R\$ 185,59/MWh, incluindo tarifas PIS e COFINS. Não há, nesta unidade, modulação forçada de carga, visto que uma emissora de televisão tem por característica a operação de 24h por dia no ar. A pequena diferença de consumo nos horários de ponta e de fora de ponta se dá pelo final da jornada de trabalho da maioria dos funcionários.

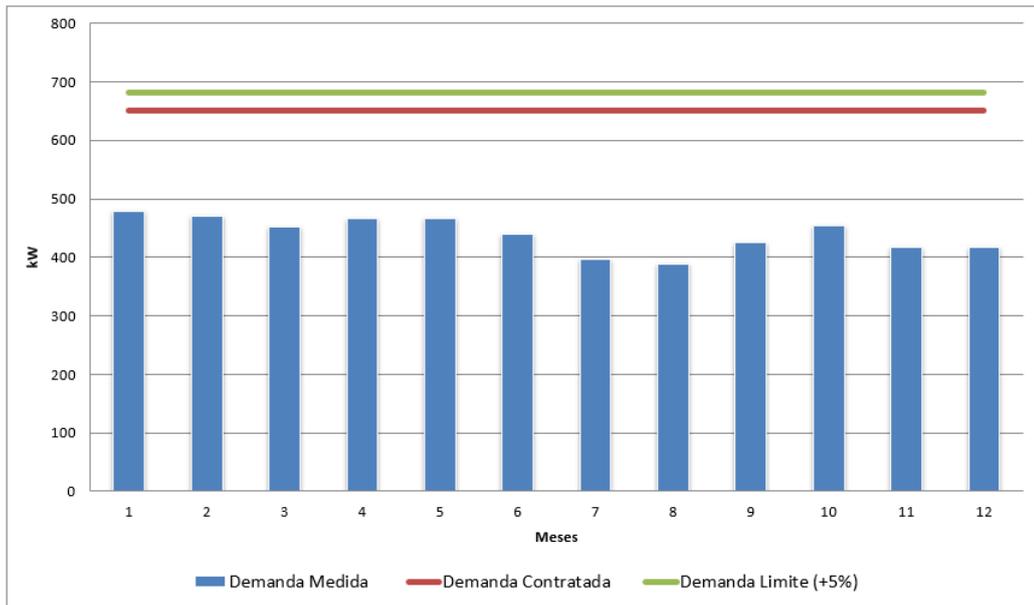
Figura 15 – Valores de consumo e demanda registrados na Emissora de TV

<b>Emissora de TV</b>					
<b>Mês/Ano</b>	<b>Demanda Medida [kW]</b>		<b>Consumo [kWh]</b>		<b>Custo com Energia</b>
	<b>Ponta</b>	<b>Fora de Ponta</b>	<b>Ponta</b>	<b>Fora de Ponta</b>	
jun/18	358	439	19.293	196.232	R\$ 101.669,72
mai/18	426	467	21.357	206.041	R\$ 106.989,42
abr/18	384	465	20.693	214.341	R\$ 110.909,57
mar/18	373	452	17.847	192.278	R\$ 98.967,57
fev/18	396	471	21.082	219.491	R\$ 111.650,25
jan/18	386	478	18.585	219.742	R\$ 108.936,87
dez/17	334	416	17.573	194.378	R\$ 99.052,01
nov/17	377	416	19.287	199.284	R\$ 102.382,60
out/17	396	455	19.617	204.036	R\$ 104.147,84
set/17	402	425	21.567	197.620	R\$ 104.071,55
ago/17	366	388	19.605	199.536	R\$ 105.174,75
jul/17	355	394	18.824	189.692	R\$ 100.404,77
			<b>TOTAL</b>		<b>R\$ 1.254.356,92</b>

Fonte: O autor (2018)

O primeiro item que se observa é que a demanda contratada está superdimensionada, visto que em nenhum mês foi registrado valor próximo aos 650 kW. Este fato evidencia-se quando observada a Figura 16, que ilustra os valores registrados em comparação com o contratado e seu limite de ultrapassagem.

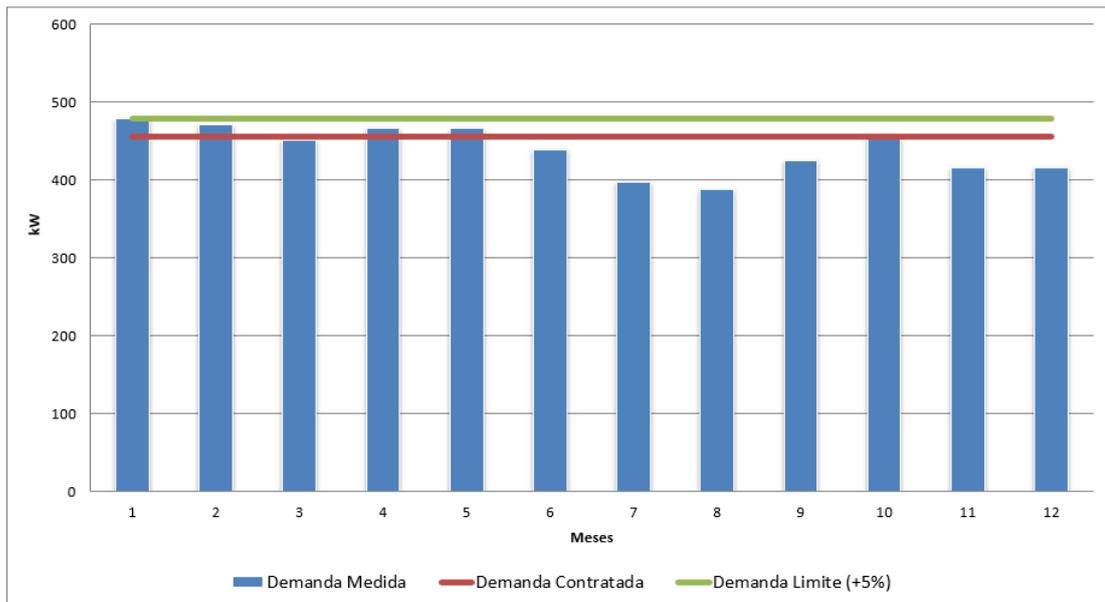
Figura 16 – Análise da demanda contratada atual na Emissora de TV



Fonte: O autor (2018)

Utilizando-se a ferramenta desenvolvida para o ajuste de demanda, tem-se que o valor que melhor se aplica a esta unidade é de 456 kW. As Figuras 17 e 18 ilustram como este valor se enquadra aos valores registrados no período e a economia gerada, respectivamente.

Figura 17 – Análise da demanda contratada ajustada na Emissora de TV



Fonte: O autor (2018)

Figura 18 – Economia com o ajuste da demanda contratada na Emissora de TV

<b>Demanda Atual</b>	650 kw		<b>TOTAL ANUAL</b>		R\$ 118.341,60							
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Demanda medida (kW)	478,4	470,6	451,7	465,8	466,5	439,5	396,6	387,9	424,6	454,9	416,1	416,1
Demanda contratada (kW)	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650
Demanda Limite (+5%)	682,5	682,5	682,5	682,5	682,5	682,5	682,5	682,5	682,5	682,5	682,5	682,5
Valor Mensal (R\$)	R\$ 9.861,80	R\$ 9.861,80	R\$ 9.861,80	R\$ 9.861,80	R\$ 9.861,80	R\$ 9.861,80	R\$ 9.861,80	R\$ 9.861,80	R\$ 9.861,80	R\$ 9.861,80	R\$ 9.861,80	R\$ 9.861,80
<b>Melhor caso</b>	456 kw		<b>TOTAL ANUAL</b>		R\$ 83.890,54							
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Demanda Medida (kW)	478,4	470,6	451,7	465,8	466,5	439,5	396,6	387,9	424,6	454,9	416,1	416,1
Demanda Contratada (kW)	456	456	456	456	456	456	456	456	456	456	456	456
Demanda Limite (+5%)	478,8	478,8	478,8	478,8	478,8	478,8	478,8	478,8	478,8	478,8	478,8	478,8
Valor Mensal (R\$)	R\$ 7.258,28	R\$ 7.139,94	R\$ 6.918,43	R\$ 7.067,12	R\$ 7.077,74	R\$ 6.918,43						
Diferença Mensal (R\$)	R\$ 2.603,52	R\$ 2.721,86	R\$ 2.943,37	R\$ 2.794,68	R\$ 2.784,06	R\$ 2.943,37						
<b>Economia (R\$)</b>	<b>R\$ 34.451,06</b>											

Fonte: O autor (2018)

Apenas com o ajuste do valor da demanda contratada, estima-se uma economia de R\$ 34.451,06 no período avaliado. A seguir são feitas simulações para diferentes cenários, envolvendo troca de modalidade tarifária e mudança no regime de utilização dos geradores.

#### 5.1.1 Simulação Modalidade Verde

Para comprovar a eficácia da economia com a contratação de energia no mercado livre, deve-se fazer uma comparação com os valores que seriam executados caso a empresa continuasse contratando energia elétrica no mercado cativo. Para tanto, é realizada a simulação com os valores aplicados no período pela CEEE-D aos clientes convencionais, incluindo-se os adicionais de bandeira, e o resultado da comparação é apresentado na Figura 19.

Figura 19 – Comparação entre mercado livre e mercado cativo na Emissora de TV

Mês/Ano	Mercado Cativo	Mercado Livre	Diferença	%
jun/18	R\$ 161.576,03	R\$ 101.669,72	R\$ 59.906,31	37,1%
mai/18	R\$ 164.572,76	R\$ 106.989,42	R\$ 57.583,34	35,0%
abr/18	R\$ 174.584,98	R\$ 110.909,57	R\$ 63.675,41	36,5%
mar/18	R\$ 154.364,84	R\$ 98.967,57	R\$ 55.397,27	35,9%
fev/18	R\$ 172.428,00	R\$ 111.650,25	R\$ 60.777,75	35,2%
jan/18	R\$ 177.704,15	R\$ 108.936,87	R\$ 68.767,28	38,7%
dez/17	R\$ 169.509,93	R\$ 99.052,01	R\$ 70.457,92	41,6%
nov/17	R\$ 174.857,72	R\$ 102.382,60	R\$ 72.475,12	41,4%
out/17	R\$ 163.756,70	R\$ 104.147,84	R\$ 59.608,86	36,4%
set/17	R\$ 171.596,21	R\$ 104.071,55	R\$ 67.524,66	39,4%
ago/17	R\$ 170.796,44	R\$ 105.174,75	R\$ 65.621,69	38,4%
jul/17	R\$ 159.767,25	R\$ 100.404,77	R\$ 59.362,48	37,2%
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 2.015.515,01</b>	<b>R\$ 1.254.356,92</b>	<b>R\$ 761.158,09</b>	<b>37,8%</b>

Fonte: O autor (2018)

O resultado mostrou-se bastante positivo, com uma diferença estimada de aproximadamente R\$ 760.000,00 nos 12 meses estudados, uma média de 37,8% mais econômico.

Para o caso de mudança no regime de utilização do grupo gerador na unidade, passando estes a suprirem a energia demandada no horário de Ponta, a comparação a se fazer é entre a soma das tarifas TUSD (CEEE-D) e TE (mercado livre) no horário de Ponta e o custo de operação do GMG. Para a comparação, é utilizado o valor de R\$ 3,05 por litro de diesel (valor praticado quando da realização do estudo) e será considerado um padrão de 60h mensais como horário de ponta. O resultado desta simulação encontra-se na Figura 20.

Figura 20 – Utilização de gerador em horário de ponta na Emissora de TV

Mês/Ano	Custo Atual	Custo com Gerador	Diferença
jun/18	R\$ 101.669,72	R\$ 98.243,60	R\$ 3.426,12
mai/18	R\$ 106.989,42	R\$ 101.639,34	R\$ 5.350,08
abr/18	R\$ 110.909,57	R\$ 105.451,71	R\$ 5.457,86
mar/18	R\$ 98.967,57	R\$ 97.048,12	R\$ 1.919,45
fev/18	R\$ 111.650,25	R\$ 106.332,22	R\$ 5.318,03
jan/18	R\$ 108.936,87	R\$ 106.418,07	R\$ 2.518,80
dez/17	R\$ 99.052,01	R\$ 97.569,72	R\$ 1.482,29
nov/17	R\$ 102.382,60	R\$ 99.100,23	R\$ 3.282,37
out/17	R\$ 104.147,84	R\$ 100.605,97	R\$ 3.541,87
set/17	R\$ 104.071,55	R\$ 98.344,89	R\$ 5.726,66
ago/17	R\$ 105.174,75	R\$ 100.703,95	R\$ 4.470,80
jul/17	R\$ 100.404,77	R\$ 96.909,86	R\$ 3.494,91
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 1.254.356,92</b>	<b>R\$ 1.208.367,68</b>	<b>R\$ 45.989,24</b>

Fonte: O autor (2018)

Através do resultado da simulação, a utilização dos geradores em horário de Ponta prova-se vantajosa economicamente. O preço da tarifa TUSD de consumo no horário de Ponta, mesmo com o desconto de 50% por conta da energia contratada no mercado livre, torna o consumo da rede neste período mais caro que o custo com o diesel para os geradores. Salienta-se, porém, que os custos com a manutenção dos geradores não foram considerados neste estudo, e que certamente aumentariam com sua maior utilização.

A viabilidade econômica da utilização dos geradores no horário de ponta varia de acordo com a quantidade de energia consumida na unidade neste horário, como também de acordo com os impostos incidentes naquele mês, visto que estes fatores não influem no custo do gerador, que pode ser considerado constante.

### 5.1.2 Simulação Modalidade Azul

Para a simulação de mudança de modalidade tarifária para a modalidade horosazonal Azul, primeiramente é utilizado o software de ajuste de demanda para se obter o melhor valor de demanda para o período de ponta, visto que não faria sentido manter o mesmo valor contratado atualmente para os dois períodos pois há diferença visível entre as demandas medidas nos dois horários, como visto na Figura 15. Portanto, os valores de demanda contratada na simulação foram de 383 kW para horário de ponta e 456 kW para fora de ponta.

Ainda inserido no mercado livre com contrato nos mesmos moldes do atual, os

valores das tarifas utilizadas são as observadas na Figura 13. A Figura 21 apresenta o resultado da simulação para a contratação da modalidade horosazonal Azul. Para maior confiabilidade da comparação, a análise é elaborada com relação à modalidade verde com a demanda contratada reajustada para 456 kW.

Figura 21 – Simulação com modalidade Azul na Emissora de TV

Mês/Ano	Modalidade Verde	Modalidade Azul	Diferença
jun/18	R\$ 98.726,35	R\$ 96.005,99	R\$ 2.720,36
mai/18	R\$ 104.205,36	R\$ 103.898,20	R\$ 307,16
abr/18	R\$ 108.114,89	R\$ 103.996,25	R\$ 4.118,64
mar/18	R\$ 96.024,20	R\$ 94.380,46	R\$ 1.643,74
fev/18	R\$ 108.928,39	R\$ 104.657,53	R\$ 4.270,86
jan/18	R\$ 106.333,35	R\$ 103.853,16	R\$ 2.480,19
dez/17	R\$ 96.108,64	R\$ 94.713,78	R\$ 1.394,86
nov/17	R\$ 99.439,23	R\$ 96.770,20	R\$ 2.669,03
out/17	R\$ 101.204,47	R\$ 98.322,06	R\$ 2.882,41
set/17	R\$ 101.128,18	R\$ 96.761,98	R\$ 4.366,20
ago/17	R\$ 102.231,38	R\$ 99.028,31	R\$ 3.203,07
jul/17	R\$ 97.461,40	R\$ 94.906,51	R\$ 2.554,89
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 1.219.905,86</b>	<b>R\$ 1.187.294,43</b>	<b>R\$ 32.611,43</b>

Fonte: O autor (2018)

A simulação mostra que a modalidade horosazonal Azul também é uma opção vantajosa economicamente para a unidade e que a troca de modalidade tarifária implicaria economia de aproximadamente R\$ 32.600,00 no período estudado. Uma vez que a unidade não possui redução significativa de carga em horário de ponta, o alto preço da tarifa TUSD de consumo na modalidade Verde neste horário torna essa modalidade mais cara para os dados registrados em todos os meses analisados.

## 5.2 Site de Transmissão

O prédio em que se encontra os transmissores da TV e das rádios do grupo em Porto Alegre possui uma demanda contratada de 550 kW, independente de horário, pois está na modalidade horosazonal Verde. A unidade possui dois GMGs instalados, de 650 kVA cada, que atuam em paralelo quando assumem a carga e utilizam óleo diesel como combustível. Atualmente, os geradores operam em modo de emergência e também são utilizados por duas horas por dia, dois dias por semana, apenas para mantê-los em operação. Os geradores do site de transmissão possuem um consumo estimado de 90 litros de diesel por hora de utilização.

Os valores de consumo e de demanda registrados na unidade no período indicado encontram-se na Figura 22, assim como o valor total da fatura de energia em cada mês, já considerando os impostos e adicionais incidentes. O preço da energia contratada no mercado livre para o conjunto de unidades é de R\$ 185,59/MWh, incluindo tarifas PIS e COFINS. A unidade tem por característica a carga constante, visto que os potentes transmissores devem estar sempre ligados. A variação ocorre, em geral, com a quantia de refrigeração demandada.

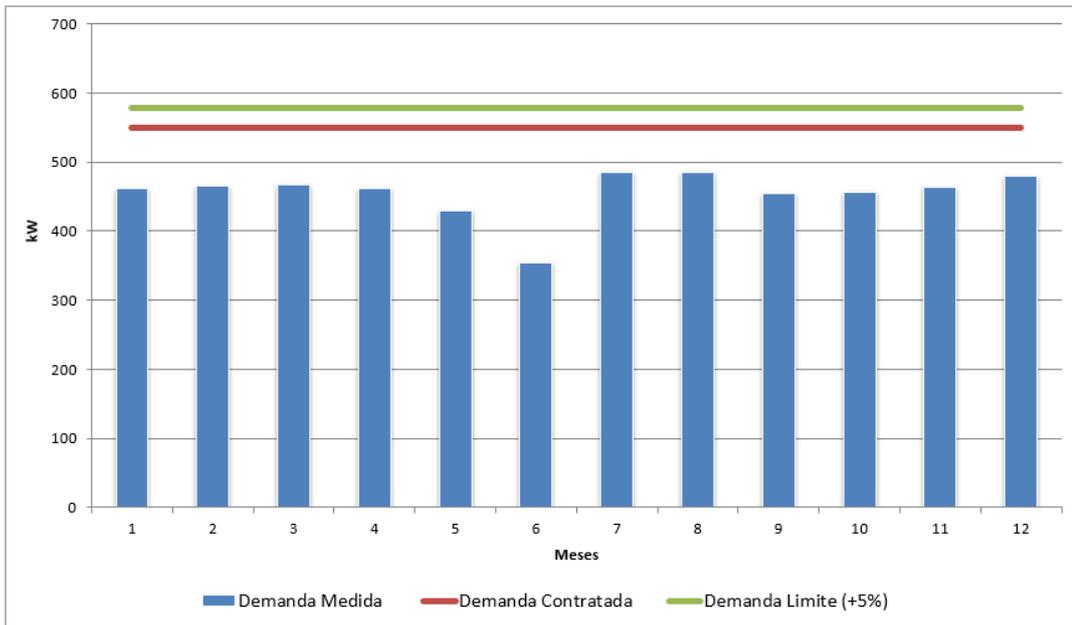
Figura 22 – Valores de consumo e demanda registrados no Site de Transmissão

Site de Transmissão						
Mês/Ano	Demanda Medida [kW]		Consumo [kWh]		Custo com Energia	
	Ponta	Fora de Ponta	Ponta	Fora de Ponta		
jun/18	351	355	21.098	220.794	R\$	110.932,47
mai/18	410	431	22.778	228.484	R\$	114.502,83
abr/18	454	461	26.254	275.366	R\$	137.628,41
mar/18	455	467	24.055	251.370	R\$	124.426,32
fev/18	457	465	27.664	279.708	R\$	138.943,13
jan/18	442	463	25.129	273.204	R\$	133.781,27
dez/17	446	479	25.341	273.525	R\$	134.490,84
nov/17	449	463	25.490	272.260	R\$	133.777,68
out/17	454	456	25.743	270.985	R\$	133.244,70
set/17	441	454	29.416	278.048	R\$	139.879,51
ago/17	480	486	27.994	295.863	R\$	147.921,93
jul/17	468	486	26.559	273.319	R\$	137.870,04
<b>TOTAL</b>					<b>R\$</b>	<b>1.587.399,13</b>

Fonte: O autor (2018)

Há nessa unidade, também, uma quantidade excessiva de demanda contratada. Este fato é evidenciado quando se observa a Figura 23, que ilustra os valores registrados em comparação com o contratado e seu limite de ultrapassagem.

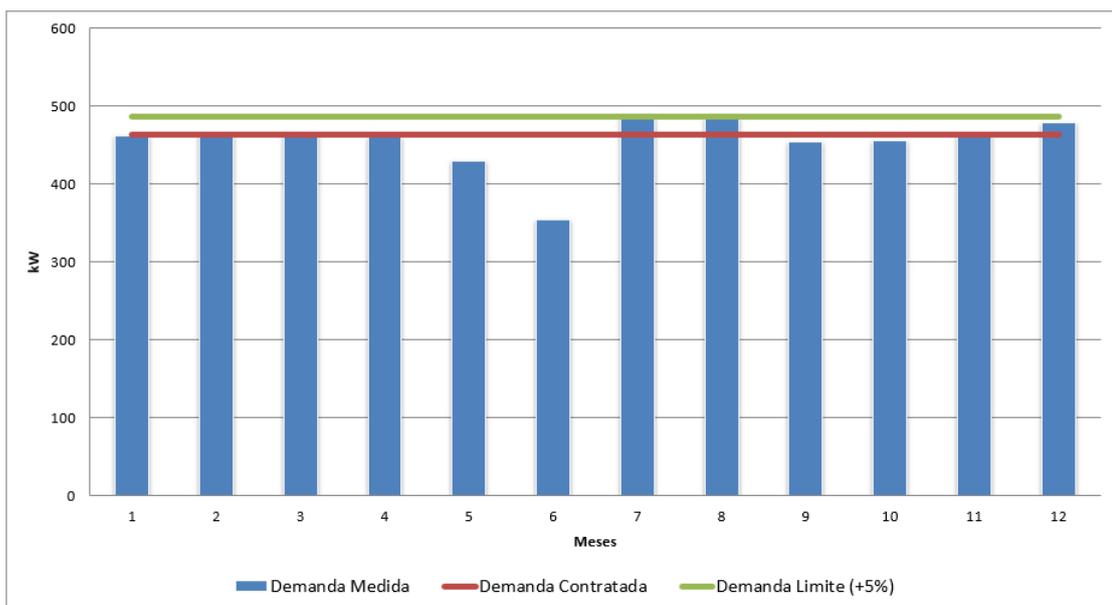
Figura 23 – Análise da demanda contratada atual no Site de Transmissão



Fonte: O autor (2018)

Utilizando-se a ferramenta desenvolvida para o ajuste de demanda, tem-se que o valor que melhor se aplica a esta unidade é de 463 kW. As Figuras 24 e 25 ilustram como este valor se enquadra aos valores registrados no período e a economia gerada, respectivamente.

Figura 24 – Análise da demanda contratada ajustada no Site de Transmissão



Fonte: O autor (2018)

Figura 25 – Economia com o ajuste da demanda contratada no Site de Transmissão

<b>Demanda Atual</b>	550 kW		<b>TOTAL ANUAL</b>		R\$ 100.135,20							
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
<b>Demanda medida (kW)</b>	462,6	464,9	466,8	461	430	354,54	485,9	485,7	454,3	456	462,7	479
<b>Demanda contratada (kW)</b>	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550
<b>Demanda Limite (+5%)</b>	577,5	577,5	577,5	577,5	577,5	577,5	577,5	577,5	577,5	577,5	577,5	577,5
<b>Valor Mensal (R\$)</b>	R\$ 8.344,60	R\$ 8.344,60	R\$ 8.344,60	R\$ 8.344,60	R\$ 8.344,60	R\$ 8.344,60	R\$ 8.344,60	R\$ 8.344,60	R\$ 8.344,60	R\$ 8.344,60	R\$ 8.344,60	R\$ 8.344,60
<b>Melhor caso</b>	463 kW		<b>TOTAL ANUAL</b>		R\$ 85.316,70							
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
<b>Demanda Medida (kW)</b>	462,6	464,9	466,8	461	430	354,54	485,9	485,7	454,3	456	462,7	479
<b>Demanda Contratada (kW)</b>	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463	463
<b>Demanda Limite (+5%)</b>	486,15	486,15	486,15	486,15	486,15	486,15	486,15	486,15	486,15	486,15	486,15	486,15
<b>Valor Mensal (R\$)</b>	R\$ 7.024,64	R\$ 7.053,46	R\$ 7.082,29	R\$ 7.024,64	R\$ 7.024,64	R\$ 7.024,64	R\$ 7.372,07	R\$ 7.369,04	R\$ 7.024,64	R\$ 7.024,64	R\$ 7.024,64	R\$ 7.267,39
<b>Diferença Mensal (R\$)</b>	R\$ 1.319,96	R\$ 1.291,14	R\$ 1.262,31	R\$ 1.319,96	R\$ 1.319,96	R\$ 1.319,96	R\$ 972,53	R\$ 975,56	R\$ 1.319,96	R\$ 1.319,96	R\$ 1.319,96	R\$ 1.077,21
<b>Economia (R\$)</b>	<b>R\$ 14.818,49</b>											

Fonte: O autor (2018)

Apenas com o ajuste do valor da demanda contratada, estima-se uma economia de aproximadamente R\$ 14.800,00 no período avaliado para essa unidade. A seguir são feitas simulações para diferentes cenários, envolvendo troca de modalidade tarifária e mudança no regime de utilização dos geradores.

### 5.2.1 Simulação Modalidade Verde

Para comprovar a eficácia da economia com a contratação de energia no mercado livre para esta unidade, deve-se fazer uma comparação com os valores que seriam executados caso a empresa continuasse contratando energia elétrica no mercado cativo. Para tanto, é feita a simulação com os valores aplicados no período pela CEEE-D aos clientes convencionais, incluindo-se os adicionais de bandeira, e o resultado da comparação pode ser observado na Figura 26.

Figura 26 – Comparação entre mercado livre e mercado cativo no Site de Transmissão

Mês/Ano	Mercado Cativo	Mercado Livre	Diferença	%
jun/18	R\$ 174.875,44	R\$ 110.932,47	R\$ 63.942,97	36,6%
mai/18	R\$ 175.344,48	R\$ 114.502,83	R\$ 60.841,65	34,7%
abr/18	R\$ 214.587,91	R\$ 137.628,41	R\$ 76.959,50	35,9%
mar/18	R\$ 194.198,74	R\$ 124.426,32	R\$ 69.772,42	35,9%
fev/18	R\$ 213.056,70	R\$ 138.943,13	R\$ 74.113,57	34,8%
jan/18	R\$ 217.695,59	R\$ 133.781,27	R\$ 83.914,32	38,5%
dez/17	R\$ 228.800,01	R\$ 134.490,84	R\$ 94.309,17	41,2%
nov/17	R\$ 226.655,10	R\$ 133.777,68	R\$ 92.877,42	41,0%
out/17	R\$ 207.354,55	R\$ 133.244,70	R\$ 74.109,85	35,7%
set/17	R\$ 228.341,52	R\$ 139.879,51	R\$ 88.462,01	38,7%
ago/17	R\$ 237.478,40	R\$ 147.921,93	R\$ 89.556,47	37,7%
jul/17	R\$ 216.629,71	R\$ 137.870,04	R\$ 78.759,67	36,4%
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 2.535.018,15</b>	<b>R\$ 1.587.399,13</b>	<b>R\$ 947.619,02</b>	<b>37,4%</b>

Fonte: O autor (2018)

O resultado demonstra a eficácia na economia acumulada com a contratação de energia no mercado livre, com uma diferença estimada de R\$ 947.619,02 e uma média de 37,4% mais econômico.

Para o caso de mudança no regime de utilização do grupo gerador na unidade, passando estes a suprir a energia demandada no horário de Ponta, a comparação é feita entre a soma das tarifas TUSD (CEEE-D) e TE (mercado livre) no horário de Ponta e o custo de operação do GMG. Para a comparação, é utilizado o valor de R\$ 3,05 por litro de diesel e considerado um padrão de 60h mensais como horário de ponta. O resultado desta simulação encontra-se na Figura 27.

Figura 27 – Utilização de gerador em horário de ponta no Site de Transmissão

Mês/Ano	Custo Atual	Custo com Gerador	Diferença
jun/18	R\$ 110.932,47	R\$ 103.641,84	R\$ 7.290,63
mai/18	R\$ 114.502,83	R\$ 106.272,71	R\$ 8.230,12
abr/18	R\$ 137.628,41	R\$ 123.958,57	R\$ 13.669,84
mar/18	R\$ 124.426,32	R\$ 114.793,24	R\$ 9.633,08
fev/18	R\$ 138.943,13	R\$ 124.421,33	R\$ 14.521,80
jan/18	R\$ 133.781,27	R\$ 122.101,93	R\$ 11.679,34
dez/17	R\$ 134.490,84	R\$ 122.433,95	R\$ 12.056,89
nov/17	R\$ 133.777,68	R\$ 121.724,10	R\$ 12.053,58
out/17	R\$ 133.244,70	R\$ 121.055,29	R\$ 12.189,41
set/17	R\$ 139.879,51	R\$ 123.587,36	R\$ 16.292,15
ago/17	R\$ 147.921,93	R\$ 131.995,07	R\$ 15.926,86
jul/17	R\$ 137.870,04	R\$ 123.598,47	R\$ 14.271,57
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 1.587.399,13</b>	<b>R\$ 1.439.583,86</b>	<b>R\$ 147.815,27</b>

Fonte: O autor (2018)

Nota-se, após a simulação, que a utilização dos geradores em horário de Ponta prova-se vantajosa economicamente. Como nessa unidade o consumo é maior quando comparado à Emissora de TV nesse horário, o uso dos geradores é ainda mais vantajoso. Salienta-se, porém, que os custos com a manutenção dos geradores não foram considerados neste estudo, e que certamente aumentariam com sua maior utilização.

### 5.2.2 Simulação Modalidade Azul

Para a simulação de mudança de modalidade tarifária para a modalidade horosazonal Azul, primeiramente é utilizado o programa de ajuste de demanda para se obter o melhor valor de demanda para o período de Ponta. Portanto, os valores de demanda contratada na simulação foram de 446 kW para horário de ponta e 463 kW para fora de ponta.

Ainda inserido no mercado livre com contrato nos mesmos moldes do atual, os valores das tarifas utilizadas são as observadas na Figura 13. A Figura 28 apresenta o resultado da simulação para a contratação da modalidade horosazonal Azul. Para maior confiabilidade da comparação, a análise é realizada com relação à modalidade verde com a demanda contratada reajustada para 463 kW.

Figura 28 – Simulação com modalidade Azul no Site de Transmissão

Mês/Ano	Modalidade Verde	Modalidade Azul	Diferença
jun/18	R\$ 109.612,51	R\$ 107.514,63	R\$ 2.097,88
mai/18	R\$ 113.182,87	R\$ 110.418,28	R\$ 2.764,59
abr/18	R\$ 136.308,45	R\$ 130.056,85	R\$ 6.251,60
mar/18	R\$ 123.164,01	R\$ 119.837,50	R\$ 3.326,51
fev/18	R\$ 137.651,99	R\$ 130.530,02	R\$ 7.121,97
jan/18	R\$ 132.461,31	R\$ 127.306,37	R\$ 5.154,94
dez/17	R\$ 133.413,63	R\$ 127.811,00	R\$ 5.602,63
nov/17	R\$ 131.957,72	R\$ 127.036,26	R\$ 4.921,46
out/17	R\$ 131.924,74	R\$ 126.358,91	R\$ 5.565,83
set/17	R\$ 138.559,55	R\$ 130.207,33	R\$ 8.352,22
ago/17	R\$ 146.946,37	R\$ 142.325,02	R\$ 4.621,35
jul/17	R\$ 136.897,51	R\$ 129.978,22	R\$ 6.919,29
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 1.572.080,64</b>	<b>R\$ 1.509.380,39</b>	<b>R\$ 62.700,25</b>

Fonte: O autor (2018)

A simulação mostra que a modalidade horosazonal Azul é mais econômica para os dados de todos os meses analisados. A economia estimada com a troca da modalidade é superior a R\$ 60.000,00. Como aqui também não há significativa redução de carga em horário de Ponta, as tarifas da modalidade Verde se sobressaem sobre as tarifas da modalidade Azul.

### 5.3 Corporação

O prédio da Corporação, onde se encontram os estúdios das rádios, redações, conteúdo "online" e o administrativo do Grupo em porto Alegre possui uma demanda contratada de 1200 kW, independente de horário, pois está na modalidade horosazonal Verde.

Os valores de consumo e de demanda registrados na unidade no período indicado encontram-se na Figura 29, assim como o valor total da fatura de energia em cada mês, já considerando os impostos e adicionais incidentes. O preço da energia contratada no mercado livre para o conjunto de unidades é de R\$ 185,59/MWh, incluindo tarifas PIS e COFINS.

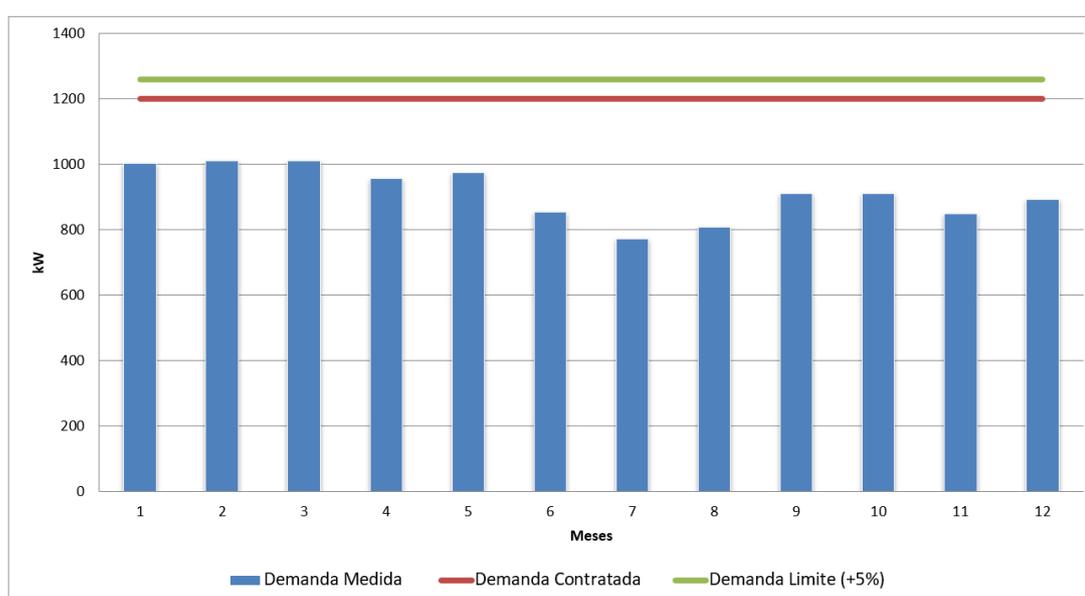
Figura 29 – Valores de consumo e demanda registrados na Corporação

Corporação					
Mês/Ano	Demanda Medida [kW]		Consumo [kWh]		Custo com Energia
	Ponta	Fora de Ponta	Ponta	Fora de Ponta	
jun/18	728	854	37.269	352.680	R\$ 186.117,47
mai/18	880	975	42.665	377.348	R\$ 199.042,90
abr/18	836	958	41.456	393.505	R\$ 207.681,36
mar/18	802	1.010	38.111	355.226	R\$ 186.787,14
fev/18	827	1.012	43.729	406.309	R\$ 211.885,32
jan/18	851	1.003	40.664	406.855	R\$ 208.635,47
dez/17	710	893	36.315	657.372	R\$ 186.679,00
nov/17	765	850	38.643	364.204	R\$ 191.075,08
out/17	786	910	37.456	354.900	R\$ 185.891,91
set/17	750	910	42.200	351.667	R\$ 190.079,03
ago/17	744	808	38.180	345.217	R\$ 187.891,02
jul/17	681	773	37.717	344.575	R\$ 186.742,36
<b>TOTAL</b>					<b>R\$ 2.328.508,06</b>

Fonte: O autor (2018)

Observa-se, novamente, uma quantidade excessiva de demanda contratada. Em nenhum mês a demanda medida chegou próxima ao valor contratado de 1200 kW. Na Figura 30 este fato torna-se evidente.

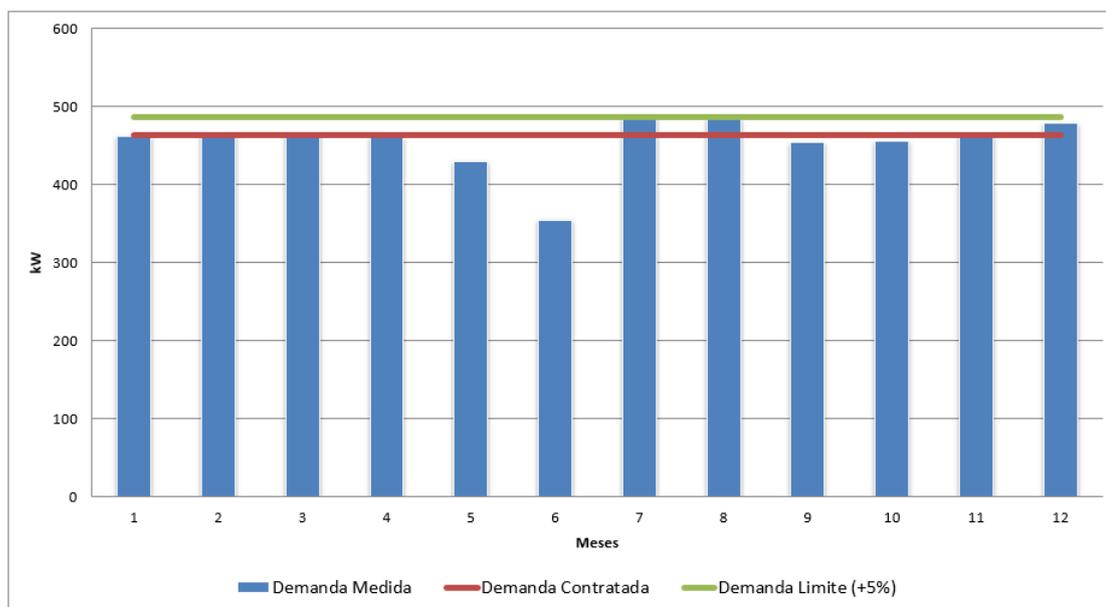
Figura 30 – Análise da demanda contratada atual na Corporação



Fonte: O autor (2018)

Utilizando-se a ferramenta desenvolvida para o ajuste de demanda, tem-se que o valor que melhor se aplica a esta unidade é de 964 kW. As Figuras 31 e 32 ilustram como este valor se enquadra aos valores registrados no período e a economia gerada, respectivamente.

Figura 31 – Análise da demanda contratada ajustada na Corporação



Fonte: O autor (2018)

Figura 32 – Economia com o ajuste da demanda contratada na Corporação

Demanda Atual		TOTAL ANUAL R\$ 218.476,79											
	1200 kW	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Demanda medida (kW)		1003	1012	1010	958	975	854	773	808	910	910	850	893
Demanda contratada (kW)		1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
Demanda Limite (+5%)		1260	1260	1260	1260	1260	1260	1260	1260	1260	1260	1260	1260
Valor Mensal (R\$)		R\$ 18.206,40	R\$ 18.206,40	R\$ 18.206,40	R\$ 18.206,40	R\$ 18.206,40	R\$ 18.206,40	R\$ 18.206,40	R\$ 18.206,40	R\$ 18.206,40	R\$ 18.206,40	R\$ 18.206,40	R\$ 18.206,40
Melhor caso		TOTAL ANUAL R\$ 177.694,46											
	964 kW	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Demanda Medida (kW)		1003	1012	1010	958	975	854	773	808	910	910	850	893
Demanda Contratada (kW)		964	964	964	964	964	964	964	964	964	964	964	964
Demanda Limite (+5%)		1012,2	1012,2	1012,2	1012,2	1012,2	1012,2	1012,2	1012,2	1012,2	1012,2	1012,2	1012,2
Valor Mensal (R\$)		R\$ 15.217,52	R\$ 15.354,06	R\$ 15.323,72	R\$ 14.625,81	R\$ 14.792,70	R\$ 14.625,81						
Diferença Mensal (R\$)		R\$ 2.988,88	R\$ 2.852,34	R\$ 2.882,68	R\$ 3.580,59	R\$ 3.413,70	R\$ 3.580,59						
Economia (R\$)		R\$ 40.782,33											

Fonte: O autor (2018)

Apenas com o ajuste do valor da demanda contratada, estima-se uma economia de aproximadamente R\$ 40.000,00 no período avaliado para essa unidade.

### 5.3.1 Simulação Modalidade Verde

Para comprovar a eficácia da economia com a contratação de energia no mercado livre para esta unidade, deve-se fazer uma comparação com os valores que seriam executados

caso a empresa continuasse contratando energia elétrica no mercado cativo. Para tanto, é realizada a simulação com os valores aplicados no período pela CEEE-D aos clientes convencionais, incluindo-se os adicionais de bandeira, e o resultado da comparação pode ser observado na Figura 33.

Figura 33 – Comparação entre mercado livre e mercado cativo na Corporação

Mês/Ano	Mercado Cativo	Mercado Livre	Diferença	%
jun/18	R\$ 297.210,34	R\$ 186.117,47	R\$ 111.092,87	37,4%
mai/18	R\$ 309.032,42	R\$ 199.042,90	R\$ 109.989,52	35,6%
abr/18	R\$ 328.688,68	R\$ 207.681,36	R\$ 121.007,32	36,8%
mar/18	R\$ 296.766,05	R\$ 186.787,14	R\$ 109.978,91	37,1%
fev/18	R\$ 329.558,78	R\$ 211.885,32	R\$ 117.673,46	35,7%
jan/18	R\$ 343.120,25	R\$ 208.635,47	R\$ 134.484,78	39,2%
dez/17	R\$ 321.073,93	R\$ 186.679,00	R\$ 134.394,93	41,9%
nov/17	R\$ 327.722,43	R\$ 191.075,08	R\$ 136.647,35	41,7%
out/17	R\$ 294.334,26	R\$ 185.891,91	R\$ 108.442,35	36,8%
set/17	R\$ 315.274,37	R\$ 190.079,03	R\$ 125.195,34	39,7%
ago/17	R\$ 307.810,56	R\$ 187.891,02	R\$ 119.919,54	39,0%
jul/17	R\$ 299.011,68	R\$ 186.742,36	R\$ 112.269,32	37,5%
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 3.769.603,75</b>	<b>R\$ 2.328.508,06</b>	<b>R\$ 1.441.095,69</b>	<b>38,2%</b>

Fonte: O autor (2018)

O resultado demonstra a eficácia na economia acumulada com a contratação de energia no mercado livre, com uma diferença estimada de R\$ 1.441.095,69 e uma média de 38,2% mais econômico.

### 5.3.2 Simulação Modalidade Azul

Para a simulação de mudança de modalidade tarifária para a modalidade horosazonal Azul, primeiramente é utilizado o software de ajuste de demanda para se obter o melhor valor de demanda para o período de ponta, visto que não faria sentido manter o mesmo valor contratado atualmente para os dois períodos pois há diferença visível entre as demandas medidas nos dois horários, como se vê na Figura 29. Portanto, os valores de demanda contratada na simulação foram de 811 kW para horário de Ponta e 964 kW para Fora de Ponta.

Ainda inserido no mercado livre com contrato nos mesmos moldes do atual, os valores das tarifas utilizadas são as observadas na Figura 13. A Figura 34 apresenta o resultado da simulação para a contratação da modalidade horosazonal Azul. Para maior

confiabilidade da comparação, a análise é realizada com relação à modalidade verde com a demanda contratada reajustada para 964 kW.

Figura 34 – Simulação com modalidade Azul na Corporação

Mês/Ano	Modalidade Verde	Modalidade Azul	Diferença
jun/18	R\$ 182.536,88	R\$ 179.555,45	R\$ 2.981,43
mai/18	R\$ 195.629,20	R\$ 195.508,54	R\$ 120,66
abr/18	R\$ 204.100,77	R\$ 197.651,56	R\$ 6.449,21
mar/18	R\$ 183.904,46	R\$ 181.365,25	R\$ 2.539,21
fev/18	R\$ 209.032,98	R\$ 200.430,32	R\$ 8.602,66
jan/18	R\$ 205.646,59	R\$ 199.524,05	R\$ 6.122,54
dez/17	R\$ 183.098,41	R\$ 180.853,61	R\$ 2.244,80
nov/17	R\$ 187.494,49	R\$ 183.518,58	R\$ 3.975,91
out/17	R\$ 182.311,32	R\$ 179.289,71	R\$ 3.021,61
set/17	R\$ 186.498,44	R\$ 179.880,53	R\$ 6.617,91
ago/17	R\$ 184.310,43	R\$ 180.443,14	R\$ 3.867,29
jul/17	R\$ 183.161,77	R\$ 179.594,30	R\$ 3.567,47
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 2.287.725,73</b>	<b>R\$ 2.237.615,04</b>	<b>R\$ 50.110,69</b>

Fonte: O autor (2018)

A simulação mostra que a modalidade horosazonal Azul é a mais econômica para os dados de todos os meses analisados. A economia estimada com a troca da modalidade é de aproximadamente R\$ 50.000,00.

#### 5.4 Parque Gráfico

O prédio do Parque Gráfico, onde são confeccionados os conteúdos impressos do Grupo em Porto Alegre, possui uma demanda contratada de 1400 kW, independente de horário, pois está na modalidade horosazonal Verde.

Os valores de consumo e de demanda registrados na unidade no período indicado encontram-se na Figura 35, assim como o valor total da fatura de energia em cada mês, já considerando os impostos e adicionais incidentes. O preço da energia contratada no mercado livre para o conjunto de unidades é de R\$ 185,59/MWh, incluindo tarifas PIS e COFINS.

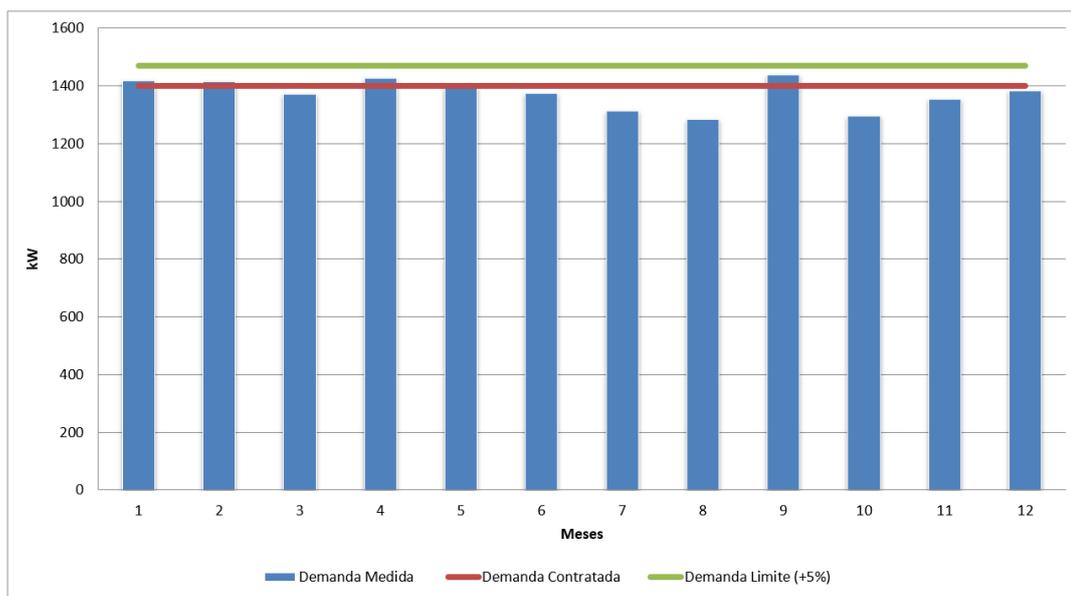
Figura 35 – Valores de consumo e demanda registrados no Parque Gráfico

<b>Parque Gráfico</b>						
<b>Mês/Ano</b>	<b>Demanda Medida [kW]</b>		<b>Consumo [kWh]</b>		<b>Custo com Energia</b>	
	<b>Ponta</b>	<b>Fora de Ponta</b>	<b>Ponta</b>	<b>Fora de Ponta</b>		
jun/18	841	1.376	32.163	314.760	R\$	<b>144.475,49</b>
mai/18	1.002	1.399	39.017	354.790	R\$	<b>161.814,27</b>
abr/18	911	1.428	39.132	384.567	R\$	<b>173.974,23</b>
mar/18	1.040	1.372	37.705	344.698	R\$	<b>157.992,13</b>
fev/18	1.224	1.414	44.690	387.818	R\$	<b>178.167,31</b>
jan/18	1.042	1.418	38.604	379.292	R\$	<b>169.786,61</b>
dez/17	1.022	1.384	33.182	337.714	R\$	<b>152.395,20</b>
nov/17	980	1.353	32.453	323.946	R\$	<b>147.076,38</b>
out/17	829	1.297	29.939	322.190	R\$	<b>143.794,90</b>
set/17	827	1.438	31.194	302.545	R\$	<b>139.066,50</b>
ago/17	751	1.283	28.484	299.087	R\$	<b>138.349,05</b>
jul/17	898	1.313	29.371	306.319	R\$	<b>141.189,72</b>
<b>TOTAL</b>					R\$	<b>1.848.081,79</b>

Fonte: O autor (2018)

O valor de demanda contratada para unidade, diferentemente das outras, parece estar mais adequado à realidade das quantias máximas medidas. Pode-se observar que em três ocasiões a demanda medida ultrapassou a contratada, porém se manteve dentro do limite de 5% e não houve cobrança de multa de ultrapassagem, como se observa na Figura 36.

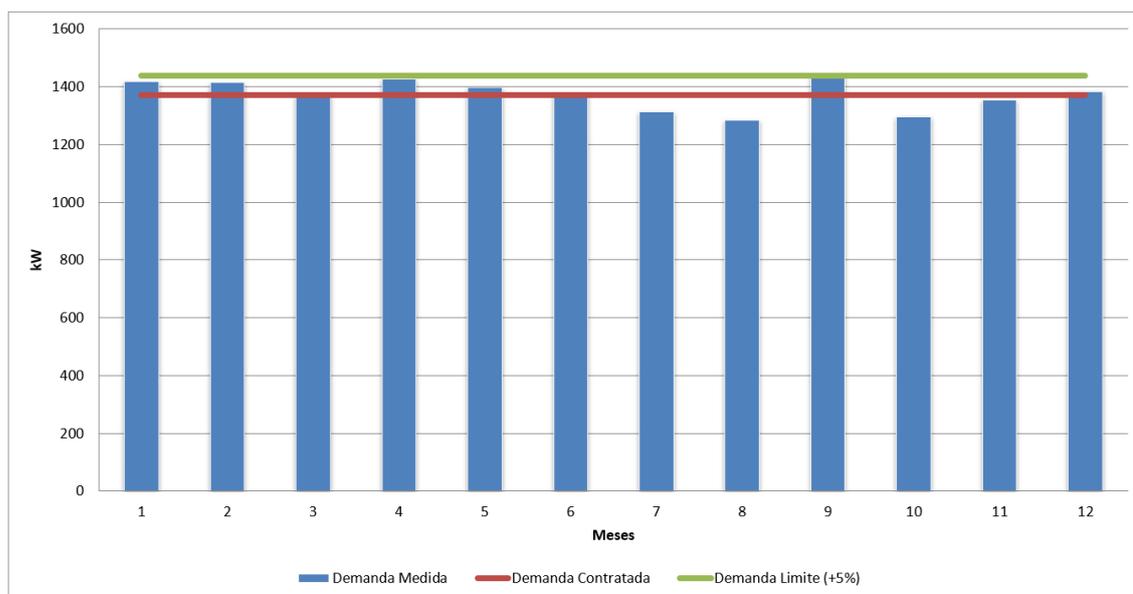
Figura 36 – Análise da demanda contratada atual no Parque Gráfico



Fonte: O autor (2018)

Ainda utilizando-se da ferramenta desenvolvida, é possível ajustar o valor contratado de demanda para 1370 kW. As Figuras 37 e 38 ilustram como este valor se enquadra aos valores registrados no período e a economia gerada, respectivamente.

Figura 37 – Análise da demanda contratada ajustada no Parque Gráfico



Fonte: O autor (2018)

Figura 38 – Economia com o ajuste da demanda contratada no Parque Gráfico

Demanda Atual		1400 kw		TOTAL ANUAL		R\$ 218.807,44						
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Demanda medida (kW)	1418	1414	1372	1428	1399	1376	1313	1283	1438	1297	1353	1384
Demanda contratada (kW)	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400
Demanda Limite (+5%)	1470	1470	1470	1470	1470	1470	1470	1470	1470	1470	1470	1470
Valor Mensal (R\$)	R\$ 18.361,28	R\$ 18.309,49	R\$ 18.128,21	R\$ 18.490,77	R\$ 18.128,21	R\$ 18.128,21	R\$ 18.128,21	R\$ 18.128,21	R\$ 18.620,26	R\$ 18.128,21	R\$ 18.128,21	R\$ 18.128,21
Melhor caso		1370 kw		TOTAL ANUAL		R\$ 216.360,13						
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Demanda Medida (kW)	1418	1414	1372	1428	1399	1376	1313	1283	1438	1297	1353	1384
Demanda Contratada (kW)	1370	1370	1370	1370	1370	1370	1370	1370	1370	1370	1370	1370
Demanda Limite (+5%)	1438,5	1438,5	1438,5	1438,5	1438,5	1438,5	1438,5	1438,5	1438,5	1438,5	1438,5	1438,5
Valor Mensal (R\$)	R\$ 18.361,28	R\$ 18.309,49	R\$ 17.765,64	R\$ 18.490,77	R\$ 18.115,26	R\$ 17.817,44	R\$ 17.739,74	R\$ 17.739,74	R\$ 18.620,26	R\$ 17.739,74	R\$ 17.739,74	R\$ 17.921,03
Diferença Mensal (R\$)	R\$ -	R\$ -	R\$ 362,56	R\$ -	R\$ 12,95	R\$ 310,77	R\$ 388,46	R\$ 388,46	R\$ -	R\$ 388,46	R\$ 388,46	R\$ 207,18
<b>Economia (R\$)</b>	<b>R\$ 2.447,31</b>											

Fonte: O autor (2018)

O ajuste do valor da demanda contratada para o Parque Gráfico gera uma economia estimada de aproximadamente R\$ 2.400,00.

#### 5.4.1 Simulação Modalidade Verde

Para comprovar a eficácia da economia com a contratação de energia no mercado livre para esta unidade, deve-se fazer uma comparação com os valores que seriam executados caso a empresa continuasse contratando energia elétrica no mercado cativo. Para tanto, é realizada a simulação com os valores aplicados no período pela CEEE-D aos clientes convencionais, incluindo-se os adicionais de bandeira, e o resultado da comparação é observado na Figura 39.

Figura 39 – Comparação entre mercado livre e mercado cativo no Parque Gráfico

Mês/Ano	Mercado Cativo	Mercado Livre	Diferença	%
jun/18	R\$ 230.920,51	R\$ 144.475,49	R\$ 86.445,02	37,4%
mai/18	R\$ 251.710,14	R\$ 161.814,27	R\$ 89.895,87	35,7%
abr/18	R\$ 274.137,62	R\$ 173.974,23	R\$ 100.163,39	36,5%
mar/18	R\$ 250.955,94	R\$ 157.992,13	R\$ 92.963,81	37,0%
fev/18	R\$ 278.638,21	R\$ 178.167,31	R\$ 100.470,90	36,1%
jan/18	R\$ 279.597,21	R\$ 169.786,61	R\$ 109.810,60	39,3%
dez/17	R\$ 261.473,20	R\$ 152.395,20	R\$ 109.078,00	41,7%
nov/17	R\$ 251.838,92	R\$ 147.076,38	R\$ 104.762,54	41,6%
out/17	R\$ 226.934,73	R\$ 143.794,90	R\$ 83.139,83	36,6%
set/17	R\$ 229.678,30	R\$ 139.066,50	R\$ 90.611,80	39,5%
ago/17	R\$ 224.890,66	R\$ 138.349,05	R\$ 86.541,61	38,5%
jul/17	R\$ 224.460,73	R\$ 141.189,72	R\$ 83.271,01	37,1%
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 2.985.236,17</b>	<b>R\$ 1.848.081,79</b>	<b>R\$ 1.137.154,38</b>	<b>38,1%</b>

Fonte: O autor (2018)

O resultado demonstra a eficácia na economia acumulada com a contratação de energia no mercado livre, com uma diferença estimada de R\$ 1.137.154,39 e uma média de 38,1% mais econômico.

#### 5.4.2 Simulação Modalidade Azul

Como nos demais casos, para a simulação de mudança de modalidade tarifária para a modalidade horosazonal Azul, primeiramente é utilizado o software de ajuste de demanda para se obter o melhor valor de demanda para o período de ponta. Portanto, os valores de demanda contratada na simulação foram de 993 kW para horário de Ponta e 1370 kW para Fora de Ponta.

Ainda inserido no mercado livre com contrato nos mesmos moldes do atual, os valores das tarifas utilizadas são as observadas na Figura 13. A Figura 40 apresenta o resultado da simulação para a contratação da modalidade horosazonal Azul. Para maior confiabilidade da comparação, a análise é feita com relação à modalidade verde com a demanda contratada reajustada para 1370 kW.

Figura 40 – Simulação com modalidade Azul no Parque Gráfico

Mês/Ano	Modalidade Verde		Modalidade Azul		Diferença
jun/18	R\$	144.164,72	R\$	149.799,44	-R\$ 5.634,72
mai/18	R\$	161.801,32	R\$	163.181,92	-R\$ 1.380,60
abr/18	R\$	173.974,23	R\$	174.779,34	-R\$ 805,11
mar/18	R\$	157.629,57	R\$	161.069,29	-R\$ 3.439,72
fev/18	R\$	178.167,31	R\$	193.847,16	-R\$ 15.679,85
jan/18	R\$	169.786,61	R\$	170.909,03	-R\$ 1.122,42
dez/17	R\$	152.188,02	R\$	157.053,58	-R\$ 4.865,56
nov/17	R\$	146.687,92	R\$	152.175,44	-R\$ 5.487,52
out/17	R\$	143.406,44	R\$	150.485,61	-R\$ 7.079,17
set/17	R\$	139.066,50	R\$	144.958,60	-R\$ 5.892,10
ago/17	R\$	137.960,59	R\$	146.454,58	-R\$ 8.493,99
jul/17	R\$	140.801,26	R\$	148.562,00	-R\$ 7.760,74
<b>TOTAL</b>	<b>R\$</b>	<b>1.845.634,48</b>	<b>R\$</b>	<b>1.913.275,99</b>	<b>-R\$ 67.641,51</b>

Fonte: O autor (2018)

A simulação mostra que, para esta unidade, a modalidade horosazonal Verde, praticada atualmente, é a opção tarifária mais econômica, com uma diferença total aproximada de R\$ 67.000,00 para o período estudado.

## 5.5 Análise de Resultados

Os resultados obtidos com este estudo de caso permitem concluir que, com um correto gerenciamento, é possível reduzir consideravelmente os custos com energia elétrica em uma grande empresa. Mesmo já realizando a contratação do fornecimento de energia elétrica no mercado livre, é importante que se mantenha atualizado quanto aos preços das tarifas vigentes, como também que se faça um acompanhamento da potência demandada registrada ao longo do tempo em suas unidades.

A escolha da modalidade tarifária depende do perfil de consumo de cada unidade, principalmente em horário de Ponta. Para a Emissora de TV, o Site de Transmissão e a Corporação, a mudança de tarifação de Verde para Azul é vantajosa financeiramente, diferentemente do Parque Gráfico, onde em todos os meses analisados a modalidade Verde apresentou-se mais adequada. Nesta última, observa-se a maior diferença entre as demandas medidas em horário de Ponta e de Fora de Ponta.

Na Emissora de TV, observou-se que tanto a mudança de tarifação quanto a utilização dos geradores em horário de Ponta chegavam a valores próximos de economia. Por conta disso, foi calculado um valor limite para o preço do litro de óleo diesel, visto que na atual situação econômica do Brasil estes insumos sofrem com constantes alterações. Para a Emissora de TV, quando o litro de diesel ultrapassar a marca de R\$ 3,23 por litro, a modalidade Azul torna-se mais vantajosa, e como a tendência é de que o preço aumente ao longo do tempo, é indicado que se faça a alteração da modalidade.

Para o Site de Transmissão foi visto que a utilização de geradores em horário de Ponta gera um valor elevado de economia, sendo, portanto, a possibilidade indicada para esta unidade. De mesmo modo, foi calculado o preço do litro do óleo diesel que igualaria esta economia com relação à alternativa de mudança de modalidade tarifária, resultando em R\$ 4,35 como valor limite entre as duas possibilidades. Porém, quando comparada à não utilização dos geradores em horário de Ponta, este valor pode chegar a R\$ 5,20.

A Figura 41 mostra a situação das unidades consumidoras antes dos ajustes e a Figura 42 apresenta o resumo das melhorias indicadas para cada unidade, com a modalidade tarifária que melhor se enquadram, a utilização, ou não, de geradores em horário de Ponta e os valores de demanda contratada reajustados.

Figura 41 – Situação anterior das unidades consumidoras

Unidade	Operação Atual	Demanda Contratada [kW]	Custo Atual
Emissora de TV	Modalidade Verde	650	R\$ 1.254.356,92
Site de Transmissão	Modalidade Verde	550	R\$ 1.587.399,13
Corporação	Modalidade Verde	1200	R\$ 2.328.508,06
Parque Gráfico	Modalidade Verde	1400	R\$ 1.848.081,79

Fonte: O autor (2018)

Figura 42 – Ajustes indicados para as unidades do Grupo estudado

Unidade	Melhor Opção	Demanda Contratada [kW]		Economia Total
		Ponta	Fora de Ponta	
Emissora de TV	Modalidade Azul	383	456	R\$ 67.062,49
Site de Transmissão	Modalidade Verde - gerador	-	463	R\$ 162.633,76
Corporação	Modalidade Azul	811	964	R\$ 90.893,02
Parque Gráfico	Modalidade Verde	-	1370	R\$ 2.447,31

Fonte: O autor (2018)

Com os ajustes indicados, estima-se que o Grupo de comunicação estudado obtenha uma economia de aproximadamente R\$ 323.036,58 no período de um ano.

O presente capítulo apresentou a aplicação da metodologia aqui proposta e seu efeito na redução dos custos com energia elétrica do grupo de comunicação multimídia estudado. Assim, atingindo o objetivo do trabalho.

Caso seja de interesse do leitor, o estudo de caso das maiores unidades do Grupo RBS no interior do estado do Rio Grande do Sul encontra-se no Apêndice I.

## 6 CONCLUSÕES

O sistema de tarifação e de contratação de energia elétrica no Brasil está em constante mudança. Inicialmente, o SEB era comercialmente verticalizado e a tarifa era única, impossibilitando uma gestão eficiente dos custos com energia por parte do consumidor. Com a implementação das tarifas horosazonais para o grupo de tensão “A”, aliado do surgimento e consolidação do mercado livre, o cliente está apto a gerenciar seus gastos. Porém, para que isso seja feito da melhor forma possível, é preciso estar sempre atento e atualizado quanto à legislação vigente e suas possíveis mudanças.

O grupo de comunicação multimídia estudado possui, somente em Porto Alegre – RS, aproximadamente 3800 kW de carga instalada nas suas quatro grandes unidades. Essa quantidade de energia, se não for bem gerenciada, pode gerar gastos desnecessários ao grupo. O estudo comprovou, através de comparações entre diferentes cenários, que atuações simples e sem custo agregado, como ajuste do valor de demanda contratada e mudança de modalidade tarifária, podem gerar grande economia a longo prazo.

O preço cobrado pelas tarifas de transmissão de energia em horário de Ponta, aliado à carga de impostos incidentes, fazem com que, em alguns casos, mesmo inserido no mercado livre, seja mais vantajoso economicamente que se utilize geradores de energia elétrica movidos a óleo diesel para suprir o consumo em horário de Ponta do que utilizar a energia da rede.

Foram, também observadas as vantagens da contratação de energia elétrica no mercado livre, onde se pode negociar livremente seu preço. Somente com as unidades de Porto Alegre inseridas neste mercado, obteve-se uma economia estimada em R\$ 4.287.027,18, acumulados ao longo do período de um ano.

Na continuação do estudo, analisando-se os custos com energia nas grandes unidades do interior do Rio Grande do Sul, conclui-se que todas estão corretamente enquadradas quanto a modalidade tarifária. Porém, ainda se pode obter economia nos custos através da adequação do valor de demanda contratada, com destaque para as Emissoras de Pelotas e Santa Maria, que juntas correspondem a uma economia estimada de R\$ 36.246,49 no período estudado.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA 2.361**. BRASÍLIA, 2017.

\_\_\_\_\_. **RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA 2.385**. BRASÍLIA, 2018.

\_\_\_\_\_. **RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA 2.401**. BRASÍLIA, 2018.

\_\_\_\_\_. **RESOLUÇÃO NORMATIVA 414**. BRASÍLIA, 2010.

\_\_\_\_\_. **RESOLUÇÃO NORMATIVA 479**. BRASÍLIA, 2012.

\_\_\_\_\_. **Tarifa Branca**. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca> > Acesso em: 20 maio 2018.

\_\_\_\_\_. **Como é composta a tarifa**. Disponível em: < [http://www.aneel.gov.br/conteudo-educativo/-/asset\\_publisher/vE6ahPFxsWHt/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false](http://www.aneel.gov.br/conteudo-educativo/-/asset_publisher/vE6ahPFxsWHt/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false) > Acesso em: 22 maio 2018.

\_\_\_\_\_. **Bandeiras Tarifárias**. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias> > Acesso em: 22 maio 2018.

ARION, **Adequação do sistema de medição para faturamento**: a segurança que sua empresa precisa para reduzir seus custos no ACL. Disponível em: < <https://energiaarion.com.br/adequacao-do-sistema-de-medicao-para-faturamento-a-seguranca-que-sua-empresa-precisa-para-reduzir-seus-custos-no-acl/> > Acesso em 5 junho 2018.

ASSMANN JUNIOR, Silvio Pedro. **Análise da contratação de energia de longo prazo no mercado livre**. 2013. 58 f. Projeto de Diplomação (Graduação) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2013.

Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, ABRADE, **Tarifas de Energia**. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/tarifas-de-energia>> Acesso em: 19 maio 2018.

BUTZGE, Cesar Eduardo. **Estudo sobre o modelo do setor elétrico brasileiro e o ambiente de contratação livre**. 2016. 71 f. Projeto de Diplomação (Graduação) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.

BRASIL. Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 07 jul. 1995. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/Leis/L9074cons.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9074cons.htm)>.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ, CPFL, **Mercado Livre**. Disponível em:

< <https://www.cpfl.com.br/unidades-de-negocios/comercializacao/cpfl-brasil/mercado-livre/Paginas/default.aspx> > Acesso em: 2 junho 2018.

CUNHA, Edson Luis Barbosa. **Projeção de mercado de energia elétrica da classe industrial considerando consumidores especiais**. 2009. 103 f. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2009.

DURANTE, Guilherme. **Estudo de migração de consumidor especial para o mercado livre de energia elétrica**. 2016. 56 f. Projeto de Diplomação (Graduação) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.

EL HAGE, F. S., DELGADO, M. A. P., FERRAZ, L. P. C. **A Estrutura tarifária de energia elétrica: teoria e aplicação**. Rio de Janeiro: Synergia: ABRADÉE, Brasília: ANEEL 2011.

EL HAGE, F. S. **A Estrutura Tarifária de Uso das redes de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil: Análise Crítica do Modelo Vigente e Nova Proposta Metodológica**. Tese (Doutorado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.

FERRERO, Guilherme da Rocha. **Redução da demanda no critério de qualificação de consumidor especial e seu efeito sobre o atendimento com fontes incentivadas**. 2016. 58 f. Projeto de Diplomação (Graduação) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.

Grupo de Gestão Eficiente de Energia, GRUGEEN, **O que é o PLD – Preço de Liquidação das Diferenças?** Disponível em: < <http://grugeen.eng.br/o-que-e-o-pld-preco-de-liquidacao-das-diferencas/> > Acesso em 9 julho 2018.

INTER ENERGIA, **Mercado Livre de Energia: O que é, e tudo que você precisa saber**. Disponível em: <<https://www.interenergia.com.br/single-post/o-que-e-mercado-livre-energia>> Acesso em: 03 junho 2018a.

INTER ENERGIA, **Contrato de compra e venda de energia no Mercado Livre de Energia**. Disponível em: < <https://www.interenergia.com.br/single-post/2017/07/14/CONTRATO-DE-COMPRA-E-VENDA-DE-ENERGIA-no-Mercado-Livre-de-Energia> > Acesso em 09 julho 2018b.

LEITE, A. D. **A Energia do Brasil**. Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 1997.

PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. PROCEL. **Manual de tarifação da energia elétrica**. Rio de Janeiro, 2011.

SCARABELOT, Álvaro Garske. **Ferramenta de apoio à tomada de decisão de migração ao mercado livre para consumidores potencialmente livres**. 2009. 81 f.

Projeto de Diplomação (Graduação) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2009.

SCHAEDLER, Augusto Müller. **Análise tarifária de estabelecimentos prisionais do grupo A4.** 2017. 74 f. Projeto de Diplomação (Graduação) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2017.

VIVIAN, Carlos Henrique Velho. **Estudo de caso da curva de carga de consumidor comercial.** 2015. 54 f. Projeto de Diplomação (Graduação) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2015.

WEBER, Émerson Henrique. **Estrutura tarifária brasileira: desmodulação da curva de carga no horário de ponta para clientes horosazonais verdes.** 2012. 55 f. Projeto de Diplomação (Graduação) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2012.

## APÊNDICES

## APÊNDICE A – ESTUDO DE CASO - INTERIOR

Neste estudo de caso, a metodologia proposta é aplicada para as quatro maiores unidades do Grupo estudado no interior do estado do Rio Grande do Sul, são elas: Caxias do Sul, Passo Fundo, Pelotas e Santa Maria. Nas cidades de Caxias do Sul e Santa Maria, há duas unidades consumidoras, uma para a geração de sinal, onde localizam-se os estúdios de rádio e TV, e outra onde se localizam seus transmissores. Já em Passo Fundo e Pelotas, os estúdios e os transmissores concentram-se no mesmo local.

Todas as unidades aqui citadas encontram-se enquadradas no grupo A4 de tensão e contratam energia na modalidade horosazonal Verde no mercado cativo. As unidades presentes em Caxias do Sul e Passo Fundo são atendidas pela concessionária de energia RGE (Rio Grande Energia), as unidades de Santa Maria são atendidas pela RGE Sul e em Pelotas a distribuição de energia é feita pela CEEE-D.

As tarifas utilizadas no estudo são as vigentes em agosto de 2018. Os valores aplicados pela RGE encontram-se na Figura 43, retirados da Resolução Homologatória nº 2.401, de 12 de junho de 2018 (ANEEL, 2018). A Figura 44 contém os valores praticados pela RGE Sul, retirado da Resolução Homologatória nº 2.385, de 17 de abril de 2018 (ANEEL, 2018). Os preços das tarifas da CEEE-D foram apresentados no Capítulo 5, através da Figura 12.

Figura 43 – Valores das tarifas da RGE

		VERDE	AZUL
Demanda	TUSD (R\$/KW)	R\$ 13,47	-
	TUSD (R\$/KW) - Ponta	-	R\$ 38,63
	TUSD (R\$/KW) - Fora Ponta	-	R\$ 13,47
Consumo	TUSD (R\$/MWh)	-	R\$ 62,65
	TUSD (R\$/MWh) - Ponta	R\$ 993,30	-
	TUSD (R\$/MWh) - Fora Ponta	R\$ 62,65	-
	TE (R\$/MWh) - Ponta	R\$ 402,05	R\$ 402,05
	TE (R\$/MWh) - Fora Ponta	R\$ 249,92	R\$ 249,92

Fonte: Adaptado de Resolução Homologatória nº 2.401 (ANEEL, 2018)

Figura 44 – Valores das tarifas da RGE Sul

		VERDE	AZUL
Demanda	TUSD (R\$/KW)	R\$ 21,67	-
	TUSD (R\$/KW) - Ponta	-	R\$ 32,28
	TUSD (R\$/KW) - Fora Ponta	-	R\$ 21,67
Consumo	TUSD (R\$/MWh)	-	R\$ 61,67
	TUSD (R\$/MWh) - Ponta	R\$ 840,36	-
	TUSD (R\$/MWh) - Fora Ponta	R\$ 61,67	-
	TE (R\$/MWh) - Ponta	R\$ 452,57	R\$ 452,57
	TE (R\$/MWh) - Fora Ponta	R\$ 282,66	R\$ 282,66

Fonte: Adaptado de Resolução Homologatória nº 2.385 (ANEEL, 2018)

A seguir, são apresentados os dados de demanda e consumo em um ciclo de 12 meses faturados, entre setembro de 2017 e agosto de 2018, são feitas comparações entre as modalidades tarifárias, utilização de gerador em horário do Ponta e ajuste, caso necessário, do valor de demanda contratada. Após a análise são dadas sugestões de ajuste para os custos com energia elétrica em cada unidade.

Para o ajuste do valor de demanda contratada para as unidades, foi utilizada a planilha desenvolvida no *software Microsoft Excel*, apresentada no Capítulo 5 e que está ilustrada na Figura 11.

A Figura 45 contém os valores dos impostos PIS e COFINS aplicados no período estudado, assim como as bandeiras tarifárias vigentes em cada mês. O tributo de ICMS para as empresas do grupo de comunicação multimídia é de 30%.

Figura 45 – PIS, COFINS e bandeiras tarifárias vigentes no período estudado

Mês/Ano	Impostos - CEEE		Impostos - RGE		Impostos - RGE Sul		Bandeira Vigente
	PIS	COFINS	PIS	COFINS	PIS	COFINS	
ago/18	0,5265%	2,3764%	1,11%	5,19%	0,98%	4,50%	Vermelha P2
jul/18	0,7970%	3,5688%	0,92%	4,26%	0,75%	3,45%	Vermelha P2
jun/18	0,8521%	3,0381%	1,20%	6,01%	0,82%	3,81%	Vermelha P2
mai/18	0,3293%	2,0887%	1,59%	7,34%	1,02%	4,73%	Amarela
abr/18	0,8130%	4,7251%	1,03%	4,78%	1,49%	6,81%	Verde
mar/18	0,7814%	3,6321%	0,45%	2,08%	1,51%	6,96%	Verde
fev/18	0,9902%	4,5661%	0,96%	4,44%	1,43%	6,56%	Verde
jan/18	0,6170%	2,8453%	0,92%	4,23%	1,10%	5,11%	Verde
dez/17	0,6766%	3,1848%	0,96%	4,41%	0,33%	1,55%	Vermelha P1
nov/17	0,5952%	2,7429%	0,96%	4,41%	0,78%	3,58%	Vermelha P2
out/17	0,5160%	2,3793%	0,90%	4,12%	0,38%	1,79%	Vermelha P2
set/17	0,5255%	2,4206%	0,85%	3,94%	0,66%	3,01%	Amarela

Fonte: O autor (2018)

## A.1 Emissora Caxias do Sul

A UC em que se encontram os estúdios de rádio e TV do Grupo em Caxias do Sul possui uma demanda contratada de 52 kW, independente de horário pois está na modalidade horosazonal Verde. A empresa possui um GMG instalado de 75 kVA que utiliza óleo diesel como combustível, com consumo estimado de 12 litros de combustível por hora de utilização. Atualmente o gerador opera em horário de Ponta e alimentam toda a carga de propriedade da empresa.

Os valores de consumo e de demanda registrados na unidade no período indicado encontram-se na Figura 46, assim como o valor total dos custos com energia em cada mês, já considerando os impostos e adicionais incidentes. Como há o uso de gerador no horário de Ponta, o custo para este foi calculado multiplicando-se consumo do gerador pelo preço do litro de diesel e pelo número de horas de Ponta por mês. Foi utilizado o valor de R\$ 3,05 para o litro de diesel e 60h mensais para o horário de Ponta.

Figura 46 – Valores de consumo e demanda registrados na Emissora de Caxias do Sul

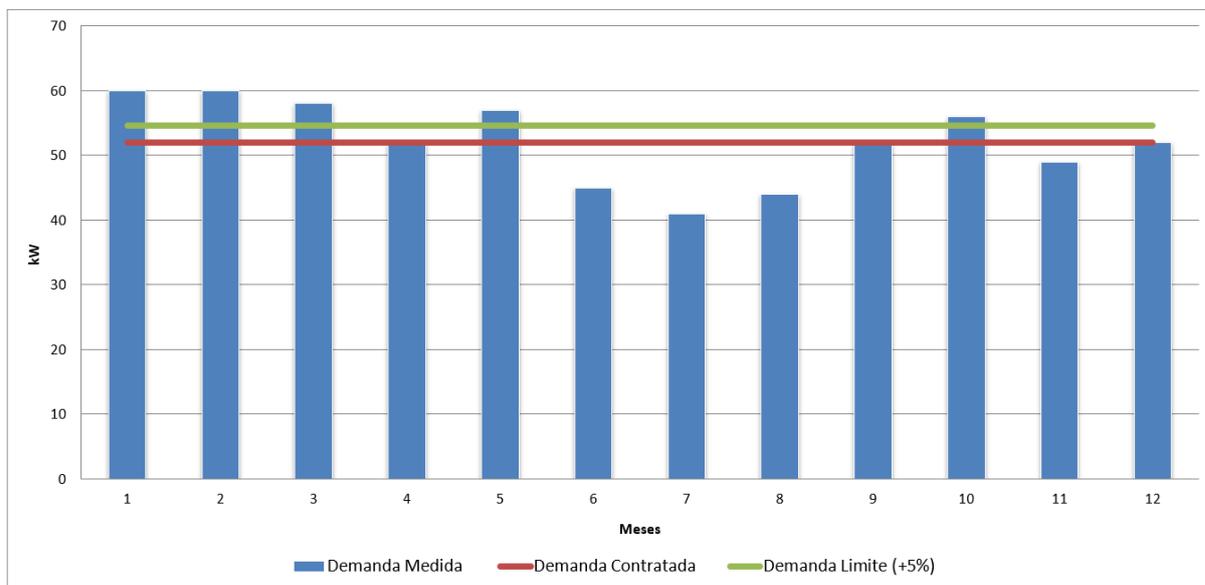
Emissora Caxias do Sul - RGE							
Mês/Ano	Demanda Medida [kW]		Consumo [kWh]		Custo com	Custo com	Custo Total com
	Ponta	F. Ponta	Ponta	F. Ponta	Energia	Gerador	Energia
ago/18		44	38	17.732	R\$ 11.296,46	R\$ 2.196,00	R\$ 13.492,46
jul/18		41	42	16.242	R\$ 10.274,85	R\$ 2.196,00	R\$ 12.470,85
jun/18		45	680	17.928	R\$ 12.140,37	R\$ 2.196,00	R\$ 14.336,37
mai/18		57	280	23.790	R\$ 14.473,79	R\$ 2.196,00	R\$ 16.669,79
abr/18		52	85	21.588	R\$ 11.808,68	R\$ 2.196,00	R\$ 14.004,68
mar/18		58	209	23.731	R\$ 12.852,03	R\$ 2.196,00	R\$ 15.048,03
fev/18		60	242	24.576	R\$ 14.026,09	R\$ 2.196,00	R\$ 16.222,09
jan/18		60	1.630	26.767	R\$ 19.120,31	R\$ 2.196,00	R\$ 21.316,31
dez/17		52	286	20.988	R\$ 13.358,79	R\$ 2.196,00	R\$ 15.554,79
nov/17		49	424	22.380	R\$ 14.203,10	R\$ 2.196,00	R\$ 16.399,10
out/17		56	326	20.297	R\$ 12.550,23	R\$ 2.196,00	R\$ 14.746,23
set/17		52	304	19.173	R\$ 11.788,45	R\$ 2.196,00	R\$ 13.984,45
<b>TOTAL</b>					<b>R\$ 157.893,15</b>	<b>R\$ 26.352,00</b>	<b>R\$ 184.245,15</b>

Fonte: O autor (2018)

O registro de consumo em horário de Ponta, ainda que baixo, justifica-se por conta de empresas terceiras que compartilham a UC e que não estão incluídas na rede do gerador, além de eventuais não utilizações do gerador neste horário. Outro fato a se salientar é que a RGE não inclui na fatura mensal o valor registrado de demanda máxima em horário de Ponta, caso a UC opte pela modalidade Verde.

A Figura 47 ilustra os valores de demanda registrados em comparação com o contratado e seu limite de ultrapassagem.

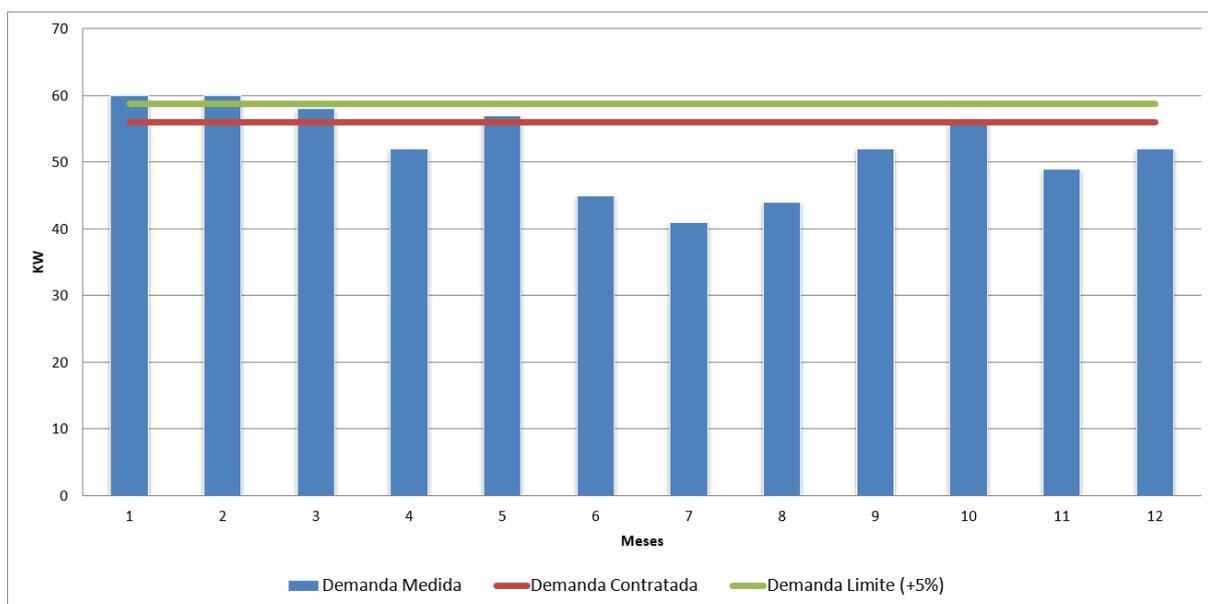
Figura 47 – Análise da demanda contratada atual na Emissora de Caxias do Sul



Fonte: O autor (2018)

Utilizando-se a ferramenta desenvolvida para o ajuste de demanda, tem-se que o valor que melhor se aplica a esta unidade é de 56 kW. As Figuras 48 e 49 ilustram como este valor se enquadra aos valores registrados no período e a economia gerada, respectivamente.

Figura 48 – Análise da demanda contratada ajustada na Emissora de Caxias do Sul



Fonte: O autor (2018)

Figura 49 – Economia com o ajuste da demanda contratada na Emissora de Caxias do Sul

Demanda Atual	52 kW		TOTAL ANUAL		R\$ 14.858,45									
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro		
Demanda Medida (kW)	60	60	58	52	57	45	41	44	52	56	49	52		
Demanda Contratada (kW)	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52		
Demanda Limite (+5%)	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6		
Valor Mensal (R\$)	R\$ 1.574,95	R\$ 1.574,95	R\$ 1.450,62	R\$ 1.077,60	R\$ 1.388,45	R\$ 1.077,60	R\$ 1.077,60	R\$ 1.077,60	R\$ 1.077,60	R\$ 1.326,28	R\$ 1.077,60	R\$ 1.077,60		
Melhor caso	56 kW		TOTAL ANUAL		R\$ 14.485,43									
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro		
Demanda Medida (kW)	60	60	58	52	57	45	41	44	52	56	49	52		
Demanda Contratada (kW)	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56		
Demanda Limite (+5%)	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8		
Valor Mensal (R\$)	R\$ 1.409,17	R\$ 1.409,17	R\$ 1.201,94	R\$ 1.160,49	R\$ 1.181,22	R\$ 1.160,49								
Diferença Mensal (R\$)	R\$ 165,78	R\$ 165,78	R\$ 248,68	-R\$ 82,89	R\$ 207,23	-R\$ 82,89	-R\$ 82,89	-R\$ 82,89	-R\$ 82,89	R\$ 165,78	-R\$ 82,89	-R\$ 82,89		
Economia (R\$)	R\$ 373,02													

Fonte: O autor (2018)

Através do ajuste do valor da demanda contratada, estima-se uma economia de R\$ 373,02 no período avaliado. A seguir são feitas simulações para diferentes cenários, envolvendo troca de modalidade tarifária e mudança no regime de utilização do gerador.

#### A.1.1 Simulação Modalidade Verde

A fim de verificar se a utilização do gerador em horário de Ponta é realmente vantajosa para esta unidade, ainda na modalidade Verde, deve-se fazer um comparativo entre a soma das tarifas TUSD e TE (RGE) no horário de Ponta aplicadas ao consumo da unidade, e o custo de operação do GMG. Como não há registro do consumo total em kWh em horário de Ponta, foi estimado para este período o consumo equivalente ao produto da demanda registrada no mês pelo número de horas de Ponta (60h). O resultado da comparação é mostrado na Figura 50.

Figura 50 – Comparativo para a utilização de gerador na Emissora de Caxias do Sul

Emissora Caxias do Sul					
Mês/Ano	Custo Atual		Custo sem Gerador		Diferença
ago/18	R\$	13.492,46	R\$	17.304,58	-R\$ 3.812,12
jul/18	R\$	12.470,85	R\$	15.760,14	-R\$ 3.289,29
jun/18	R\$	14.336,37	R\$	18.358,76	-R\$ 4.022,39
mai/18	R\$	16.669,79	R\$	22.435,70	-R\$ 5.765,91
abr/18	R\$	14.004,68	R\$	18.664,57	-R\$ 4.659,89
mar/18	R\$	15.048,03	R\$	20.079,31	-R\$ 5.031,28
fev/18	R\$	16.222,09	R\$	21.829,51	-R\$ 5.607,42
jan/18	R\$	21.316,31	R\$	27.050,14	-R\$ 5.733,83
dez/17	R\$	15.554,79	R\$	20.420,66	-R\$ 4.865,87
nov/17	R\$	16.399,10	R\$	20.830,24	-R\$ 4.431,14
out/17	R\$	14.746,23	R\$	19.947,14	-R\$ 5.200,91
set/17	R\$	13.984,45	R\$	18.631,60	-R\$ 4.647,15
<b>TOTAL</b>	<b>R\$</b>	<b>184.245,15</b>	<b>R\$</b>	<b>241.312,35</b>	<b>-R\$ 57.067,20</b>

Fonte: O autor (2018)

Obviamente há um exagero na estimativa, visto que o valor da demanda utilizado é o valor máximo registrado no mês, não considerando as variações ocorridas na carga. Porém, visto a dimensão da diferença dos valores resultantes, fica claro que não se faz necessária uma comparação mais precisa. A utilização do gerador em horário de ponta prova-se vantajosa economicamente.

#### A.1.2 Simulação Modalidade Azul

Para a simulação de mudança de modalidade tarifária para a modalidade horosazonal Azul, primeiramente, como não há informação dos valores de demanda máxima em Ponta, foi estimado, baseando-se no estudo de caso para as unidades de Porto Alegre com o mesmo perfil de consumo, como a Emissora e a Corporação, que a demanda em horário de Ponta é em média 85% do valor para Fora de Ponta. Sendo assim, para essa simulação, os valores de demanda contratada foram de 48 kW para horário de Ponta e 56 kW para Fora de Ponta, e o valor de demanda executada na Ponta foi de 85% o valor executado em Fora de Ponta.

Para a simulação da modalidade Azul, não é utilizado gerador em horário de Ponta, deixando este apenas para casos de emergência. Assim, o consumo em Ponta de cada mês é resultado do produto da demanda executada na Ponta pelo número de horas do período (60h).

A Figura 51 apresenta o resultado da simulação para a contratação de energia na modalidade horosazonal Azul. Para maior confiabilidade da comparação, a análise foi

realizada com relação à modalidade verde com a demanda contratada reajustada para 56 kW.

Figura 51 – Simulação com modalidade Azul na Emissora de Caxias do Sul

Emissora Caxias do Sul					
Mês/Ano	Modalidade Verde		Modalidade Azul		Diferença
ago/18	R\$	13.575,35	R\$	15.992,93	-R\$ 2.417,58
jul/18	R\$	12.553,74	R\$	14.759,08	-R\$ 2.205,34
jun/18	R\$	14.419,26	R\$	15.388,89	-R\$ 969,63
mai/18	R\$	16.462,56	R\$	18.757,00	-R\$ 2.294,44
abr/18	R\$	14.087,57	R\$	16.485,12	-R\$ 2.397,55
mar/18	R\$	14.799,35	R\$	16.887,91	-R\$ 2.088,56
fev/18	R\$	16.056,31	R\$	18.979,99	-R\$ 2.923,68
jan/18	R\$	21.150,53	R\$	21.112,76	R\$ 37,77
dez/17	R\$	15.637,68	R\$	17.740,42	-R\$ 2.102,74
nov/17	R\$	16.481,99	R\$	18.133,90	-R\$ 1.651,91
out/17	R\$	14.580,45	R\$	16.610,88	-R\$ 2.030,43
set/17	R\$	14.067,34	R\$	16.031,56	-R\$ 1.964,22
<b>TOTAL</b>	<b>R\$</b>	<b>183.872,13</b>	<b>R\$</b>	<b>206.880,44</b>	<b>-R\$ 23.008,31</b>

Fonte: O autor (2018)

A simulação mostra que a modalidade horosazonal Verde utilizando-se gerador no horário de ponta é a opção mais econômica para os dados dos meses analisados.

## A.2 Caxias do Sul Transmissão

A UC em que se encontram transmissores de rádio e TV do Grupo em Caxias do Sul possui uma demanda contratada de 80 kW, independente de horário pois está na modalidade horosazonal Verde. A empresa possui um GMG de 112 kVA instalado que utiliza óleo diesel como combustível, com consumo estimado de 15 litros de combustível por hora de utilização. Atualmente o gerador opera em horário de Ponta e alimentam toda a carga de propriedade da empresa.

Os valores de consumo e de demanda registrados na unidade no período indicado encontram-se na Figura 52, assim como o valor total dos custos com energia em cada mês, já considerando os impostos e adicionais incidentes. O custo com a utilização do gerador foi estimado da mesma forma que anteriormente.

Figura 52 – Valores de consumo e demanda registrados em Caxias do Sul Transmissão

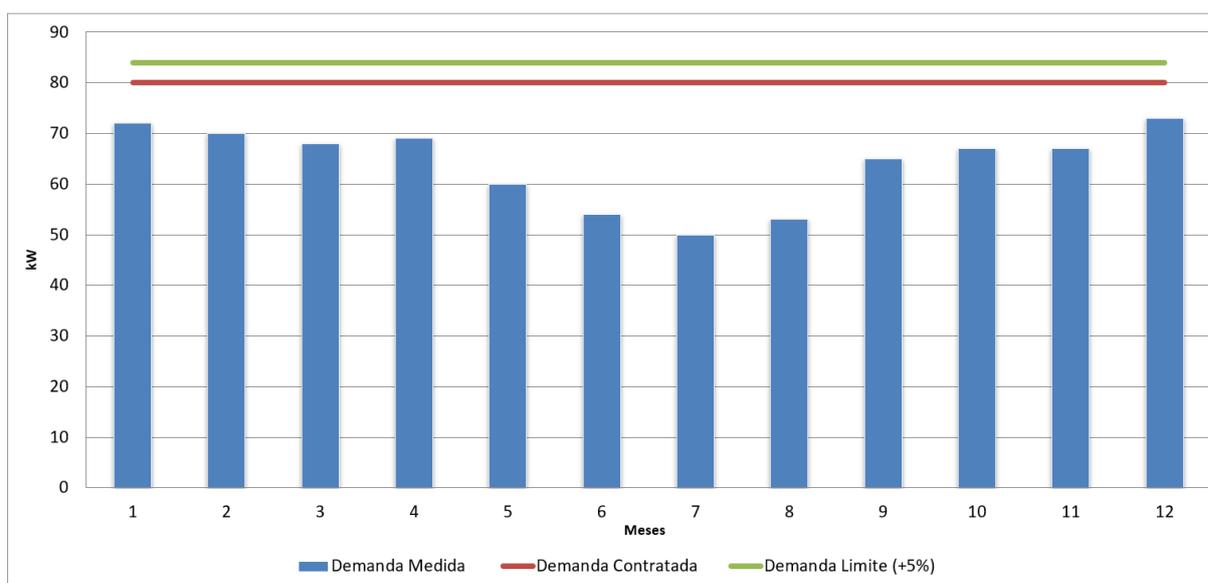
Transmissão Caxias do Sul - RGE							
Mês/Ano	Demanda Medida [kW]		Consumo [kWh]		Custo com	Custo com	Custo Total com
	Ponta	Fora de	Ponta	Fora de	Energia	Gerador	Energia
ago/18		53	410	33.762	R\$ 21.855,01	R\$ 2.745,00	R\$ 24.600,01
jul/18		50	382	29.034	R\$ 18.766,85	R\$ 2.745,00	R\$ 21.511,85
jun/18		54	1.352	30.059	R\$ 20.664,91	R\$ 2.745,00	R\$ 23.409,91
mai/18		60	645	36.365	R\$ 22.015,63	R\$ 2.745,00	R\$ 24.760,63
abr/18		69	749	37.441	R\$ 21.552,65	R\$ 2.745,00	R\$ 24.297,65
mar/18		68	634	38.030	R\$ 20.993,28	R\$ 2.745,00	R\$ 23.738,28
fev/18		70	1.916	39.001	R\$ 24.690,29	R\$ 2.745,00	R\$ 27.435,29
jan/18		72	2.712	44.488	R\$ 30.772,09	R\$ 2.745,00	R\$ 33.517,09
dez/17		73	784	40.303	R\$ 25.746,86	R\$ 2.745,00	R\$ 28.491,86
nov/17		67	615	43.225	R\$ 26.535,76	R\$ 2.745,00	R\$ 29.280,76
out/17		67	584	37.608	R\$ 22.339,13	R\$ 2.745,00	R\$ 25.084,13
set/17		65	661	39.518	R\$ 23.792,44	R\$ 2.745,00	R\$ 26.537,44
<b>TOTAL</b>					<b>R\$ 279.724,90</b>	<b>R\$ 32.940,00</b>	<b>R\$ 312.664,90</b>

Fonte: O autor (2018)

Da mesma forma que na emissora, o consumo em horário de Ponta se dá por conta de empresas terceiras que compartilham a UC e que não estão incluídas na rede do gerador, além de eventuais não utilizações do gerador neste horário.

A Figura 53 ilustra os valores de demanda registrados em comparação com o contratado e seu limite de ultrapassagem.

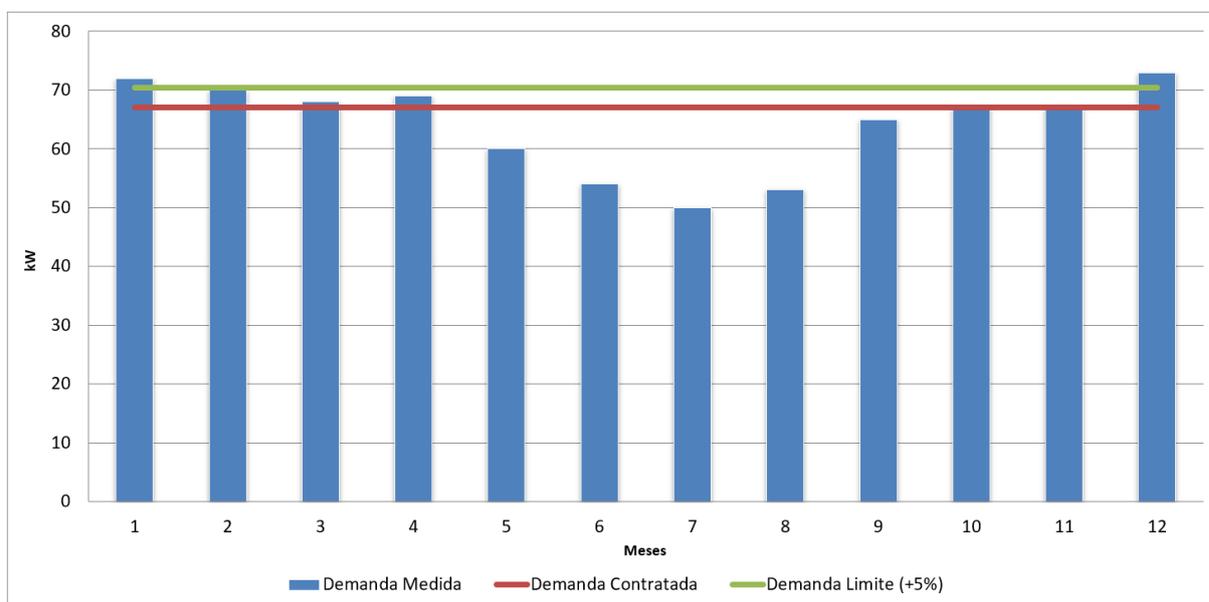
Figura 53 – Análise da demanda contratada atual em Caxias do Sul Transmissão



Fonte: O autor (2018)

Utilizando-se a ferramenta desenvolvida para o ajuste de demanda, tem-se que o valor que melhor se aplica a esta unidade é de 67 kW. As Figuras 54 e 55 ilustram como este valor se enquadra aos valores registrados no período e a economia gerada, respectivamente.

Figura 54 – Análise da demanda contratada ajustada em Caxias do Sul Transmissão



Fonte: O autor (2018)

Figura 55 – Economia com o ajuste da demanda contratada em Caxias do Sul Transmissão

Demanda Atual		TOTAL ANUAL											
	80 kW	R\$ 19.894,15											
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	
Demanda Medida (kW)	72	70	68	69	60	54	50	53	65	67	67	73	
Demanda Contratada (kW)	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	
Demanda Limite (+5%)	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	
Valor Mensal (R\$)	R\$ 1.699,29	R\$ 1.450,62	R\$ 1.409,17	R\$ 1.429,89	R\$ 1.388,45	R\$ 1.761,46							
Melhor caso		TOTAL ANUAL											
	67 kW	R\$ 17.469,55											
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	
Demanda Medida (kW)	72	70	68	69	60	54	50	53	65	67	67	73	
Demanda Contratada (kW)	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	
Demanda Limite (+5%)	70,35	70,35	70,35	70,35	70,35	70,35	70,35	70,35	70,35	70,35	70,35	70,35	
Valor Mensal (R\$)	R\$ 1.699,29	R\$ 1.450,62	R\$ 1.409,17	R\$ 1.429,89	R\$ 1.388,45	R\$ 1.761,46							
Diferença Mensal (R\$)	-R\$ 41,45	R\$ 207,23	R\$ 248,68	R\$ 227,95	R\$ 269,40	-R\$ 103,62							
Economia (R\$)	R\$ 2.424,60												

Fonte: O autor (2018)

Através do ajuste do valor da demanda contratada, estima-se uma economia de R\$ 2.424,60 no período avaliado. A seguir são feitas simulações para diferentes cenários, envolvendo troca de modalidade tarifária e mudança no regime de utilização do gerador.

### A.2.1 Simulação Modalidade Verde

A fim de verificar se a utilização do gerador em horário de Ponta é realmente vantajosa para esta unidade, ainda na modalidade Verde, deve-se fazer um comparativo entre a soma das tarifas TUSD e TE (RGE) no horário de Ponta aplicadas ao consumo da unidade, e o custo de operação do GMG. Como não há registro do consumo total em kWh em horário de Ponta, foi estimado para este período o consumo equivalente ao produto da demanda registrada no mês pelo número de horas de Ponta (60h). O resultado da comparação está presente na Figura 56.

Figura 56 – Comparativo para a utilização de gerador em Caxias do Sul Transmissão

Transmissão Caxias do Sul					
Mês/Ano	Custo Atual		Custo sem Gerador		Diferença
ago/18	R\$	24.600,01	R\$	29.072,19	-R\$ 4.472,18
jul/18	R\$	21.511,85	R\$	25.556,57	-R\$ 4.044,72
jun/18	R\$	23.409,91	R\$	28.072,91	-R\$ 4.663,00
mai/18	R\$	24.760,63	R\$	30.353,56	-R\$ 5.592,93
abr/18	R\$	24.297,65	R\$	30.591,23	-R\$ 6.293,58
mar/18	R\$	23.738,28	R\$	29.473,09	-R\$ 5.734,81
fev/18	R\$	27.435,29	R\$	33.762,23	-R\$ 6.326,94
jan/18	R\$	33.517,09	R\$	40.233,79	-R\$ 6.716,70
dez/17	R\$	28.491,86	R\$	35.521,93	-R\$ 7.030,07
nov/17	R\$	29.280,76	R\$	35.551,63	-R\$ 6.270,87
out/17	R\$	25.084,13	R\$	31.149,97	-R\$ 6.065,84
set/17	R\$	26.537,44	R\$	32.421,42	-R\$ 5.883,98
<b>TOTAL</b>	<b>R\$</b>	<b>312.664,90</b>	<b>R\$</b>	<b>381.760,52</b>	<b>-R\$ 69.095,62</b>

Fonte: O autor (2018)

Assim como na emissora, fica claro que não se faz necessária uma comparação mais precisa para o consumo no horário de ponta observando-se tamanha diferença de valores. A utilização do gerador em horário de ponta prova-se vantajosa economicamente.

### A.2.2 Simulação Modalidade Azul

Para a simulação de mudança de modalidade tarifária para a modalidade horosazonal Azul, primeiramente, como não há informação dos valores de demanda máxima em Ponta, foi estimado, baseando-se no estudo de caso do Site de Transmissão de Porto Alegre, uma vez que possui o mesmo perfil de consumo, como a Emissora e a Corporação, que a demanda em horário de Ponta é em média 97% do valor para Fora de Ponta. Sendo assim, para essa simulação, os valores de demanda contratada foram de 65 kW para horário

de Ponta e 67 kW para Fora de Ponta, e o valor de demanda executada na Ponta foi de 97% o valor executado em Fora de Ponta.

Para a simulação da modalidade Azul, não é utilizado gerador em horário de Ponta, deixando este apenas para casos de emergência. Assim, o consumo em Ponta de cada mês é resultado do produto da demanda executada na Ponta pelo número de horas do período (60h).

A Figura 57 apresenta o resultado da simulação para a contratação de energia na modalidade horosazonal Azul. Para maior confiabilidade da comparação, a análise foi feita com relação à modalidade verde com a demanda contratada reajustada para 67 kW.

Figura 57 – Simulação com modalidade Azul em Caxias do Sul Transmissão

Transmissão Caxias do Sul					
Mês/Ano	Modalidade Verde		Modalidade Azul		Diferença
ago/18	R\$	24.330,61	R\$	27.083,36	-R\$ 2.752,75
jul/18	R\$	21.242,45	R\$	23.829,55	-R\$ 2.587,10
jun/18	R\$	23.140,51	R\$	23.760,65	-R\$ 620,14
mai/18	R\$	24.491,23	R\$	27.034,82	-R\$ 2.543,59
abr/18	R\$	24.069,70	R\$	26.469,35	-R\$ 2.399,65
mar/18	R\$	23.489,60	R\$	25.415,99	-R\$ 1.926,39
fev/18	R\$	27.228,06	R\$	27.098,12	R\$ 129,94
jan/18	R\$	33.558,54	R\$	32.776,65	R\$ 781,89
dez/17	R\$	28.595,48	R\$	32.383,94	-R\$ 3.788,46
nov/17	R\$	29.011,36	R\$	31.821,64	-R\$ 2.810,28
out/17	R\$	24.814,73	R\$	27.581,47	-R\$ 2.766,74
set/17	R\$	26.268,04	R\$	28.793,70	-R\$ 2.525,66
<b>TOTAL</b>	<b>R\$</b>	<b>310.240,30</b>	<b>R\$</b>	<b>334.049,24</b>	<b>-R\$ 23.808,94</b>

Fonte: O autor (2018)

A simulação mostra que a modalidade horosazonal Verde utilizando-se gerador no horário de ponta é a opção mais econômica para os dados dos meses analisados.

### A.3 Passo Fundo

Na cidade de Passo Fundo, tanto os estúdios quanto os transmissores localizam-se na mesma UC em que se encontram transmissores de rádio e TV do Grupo. A instalação possui demanda contratada de 175 kW, independente de horário pois está na modalidade horosazonal Verde. A empresa possui um GMG de 260 kVA instalado que utiliza óleo diesel como combustível, com consumo estimado de 22,5 litros de combustível por hora de

utilização. Atualmente o gerador opera em horário de Ponta e alimentam toda a carga de propriedade da empresa. .

Os valores de consumo e de demanda registrados na unidade no período indicado encontram-se na Figura 58, assim como o valor total dos custos com energia em cada mês, já considerando os impostos e adicionais incidentes. O custo com a utilização do gerador foi estimado da mesma forma que anteriormente.

Figura 58 – Valores de consumo e demanda registrados em Passo Fundo

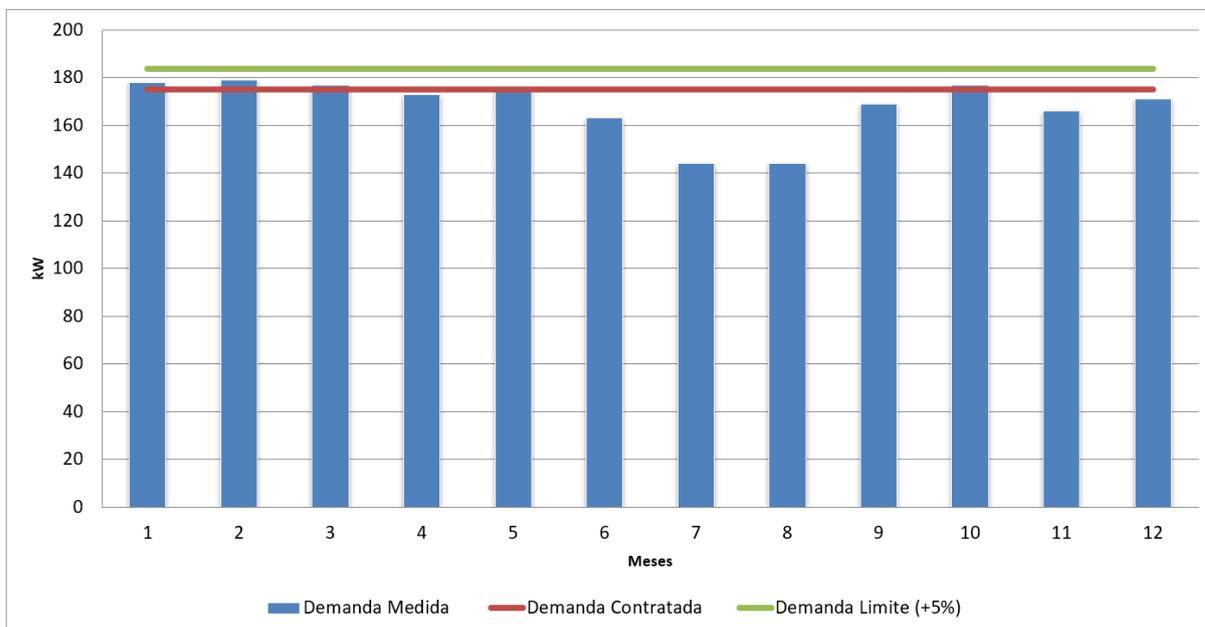
Emissora Passo Fundo - RGE							
Mês/Ano	Demanda Medida [kW]		Consumo [kWh]		Custo com Energia	Custo com Gerador	Custo Total com Energia
	Ponta	Fora de	Ponta	Fora de			
ago/18		144	3.665	87.294	R\$ 61.772,58	R\$ 4.117,50	R\$ 65.890,08
jul/18		144	3.422	79.274	R\$ 55.681,98	R\$ 4.117,50	R\$ 59.799,48
jun/18		163	4.751	84.402	R\$ 58.956,30	R\$ 4.117,50	R\$ 63.073,80
mai/18		175	3.628	99.224	R\$ 63.373,83	R\$ 4.117,50	R\$ 67.491,33
abr/18		173	3.379	87.903	R\$ 53.891,98	R\$ 4.117,50	R\$ 58.009,48
mar/18		177	3.610	95.273	R\$ 55.167,72	R\$ 4.117,50	R\$ 59.285,22
fev/18		179	3.835	99.202	R\$ 60.000,87	R\$ 4.117,50	R\$ 64.118,37
jan/18		178	3.444	95.430	R\$ 60.924,78	R\$ 4.117,50	R\$ 65.042,28
dez/17		171	3.439	91.925	R\$ 61.305,43	R\$ 4.117,50	R\$ 65.422,93
nov/17		166	3.408	98.913	R\$ 65.034,06	R\$ 4.117,50	R\$ 69.151,56
out/17		177	3.299	89.535	R\$ 57.065,30	R\$ 4.117,50	R\$ 61.182,80
set/17		169	3.502	93.408	R\$ 60.222,13	R\$ 4.117,50	R\$ 64.339,63
<b>TOTAL</b>					<b>R\$ 713.396,96</b>	<b>R\$ 49.410,00</b>	<b>R\$ 762.806,96</b>

Fonte: O autor (2018)

Da mesma forma que nas unidades anteriores, o consumo em horário de Ponta se dá por conta de empresas terceiras que compartilham a UC e que não estão incluídas na rede do gerador, além de eventuais não utilizações do gerador neste horário

A Figura 59 ilustra os valores de demanda registrados em comparação com o contratado e seu limite de ultrapassagem.

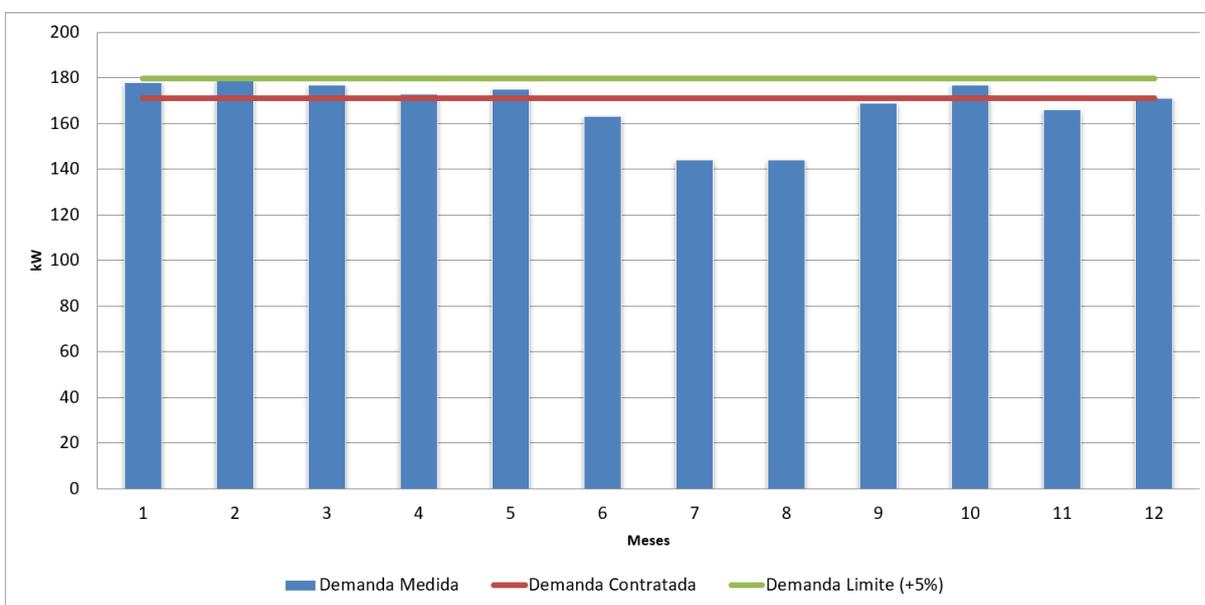
Figura 59 – Análise da demanda contratada atual em Passo Fundo



Fonte: O autor (2018)

Utilizando-se a ferramenta desenvolvida para o ajuste de demanda, tem-se que o valor que melhor se aplica a esta unidade é de 171 kW. As Figuras 60 e 61 ilustram como este valor se enquadra aos valores registrados no período e a economia gerada, respectivamente.

Figura 60 – Análise da demanda contratada ajustada em Passo Fundo



Fonte: O autor (2018)

Figura 61 – Economia com o ajuste da demanda contratada em Passo Fundo

Demanda Atual	175 kW		TOTAL ANUAL		R\$ 43.746,42							
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Demanda Medida (kW)	178	179	177	173	175	163	144	144	169	177	166	171
Demanda Contratada (kW)	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175
Demanda Limite (+5%)	183,75	183,75	183,75	183,75	183,75	183,75	183,75	183,75	183,75	183,75	183,75	183,75
Valor Mensal (R\$)	R\$ 3.688,71	R\$ 3.709,43	R\$ 3.667,98	R\$ 3.626,54	R\$ 3.626,54	R\$ 3.626,54	R\$ 3.626,54	R\$ 3.626,54	R\$ 3.626,54	R\$ 3.667,98	R\$ 3.626,54	R\$ 3.626,54
Melhor caso	171 kW		TOTAL ANUAL		R\$ 43.207,62							
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Demanda Medida (kW)	178	179	177	173	175	163	144	144	169	177	166	171
Demanda Contratada (kW)	171	171	171	171	171	171	171	171	171	171	171	171
Demanda Limite (+5%)	179,55	179,55	179,55	179,55	179,55	179,55	179,55	179,55	179,55	179,55	179,55	179,55
Valor Mensal (R\$)	R\$ 3.688,71	R\$ 3.709,43	R\$ 3.667,98	R\$ 3.585,09	R\$ 3.626,54	R\$ 3.543,65	R\$ 3.543,65	R\$ 3.543,65	R\$ 3.543,65	R\$ 3.667,98	R\$ 3.543,65	R\$ 3.543,65
Diferença Mensal (R\$)	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 41,45	R\$ -	R\$ 82,89	R\$ 82,89	R\$ 82,89	R\$ 82,89	R\$ -	R\$ 82,89	R\$ 82,89
Economia (R\$)	R\$ 538,80											

Fonte: O autor (2018)

Através do ajuste do valor da demanda contratada, estima-se uma economia de R\$ 538,80 no período avaliado. A seguir são feitas as simulações envolvendo troca de modalidade tarifária e mudança no regime de utilização do gerador.

### A.3.1 Simulação Modalidade Verde

A fim de verificar se a utilização do gerador em horário de Ponta é realmente vantajosa para esta unidade, ainda na modalidade Verde, deve-se fazer um comparativo entre a soma das tarifas TUSD e TE (RGE) no horário de Ponta aplicadas ao consumo da unidade, e o custo de operação do GMG. Como não há registro do consumo total em kWh em horário de Ponta, foi estimado para este período o consumo equivalente ao produto da demanda registrada no mês pelo número de horas de Ponta (60h). O resultado da comparação é mostrado na Figura 62.

Figura 62 – Comparativo para a utilização de gerador em Passo Fundo

Emissora Passo Fundo						
Mês/Ano	Custo Atual		Custo sem Gerador		Diferença	
ago/18	R\$	65.890,08	R\$	81.455,12	-R\$	<b>15.565,04</b>
jul/18	R\$	59.799,48	R\$	74.985,90	-R\$	<b>15.186,42</b>
jun/18	R\$	63.073,80	R\$	81.088,02	-R\$	<b>18.014,22</b>
mai/18	R\$	67.491,33	R\$	87.535,14	-R\$	<b>20.043,81</b>
abr/18	R\$	58.009,48	R\$	76.579,99	-R\$	<b>18.570,51</b>
mar/18	R\$	59.285,22	R\$	77.181,62	-R\$	<b>17.896,40</b>
fev/18	R\$	64.118,37	R\$	83.230,21	-R\$	<b>19.111,84</b>
jan/18	R\$	65.042,28	R\$	84.427,64	-R\$	<b>19.385,36</b>
dez/17	R\$	65.422,93	R\$	84.070,42	-R\$	<b>18.647,49</b>
nov/17	R\$	69.151,56	R\$	87.156,03	-R\$	<b>18.004,47</b>
out/17	R\$	61.182,80	R\$	80.366,21	-R\$	<b>19.183,41</b>
set/17	R\$	64.339,63	R\$	82.445,16	-R\$	<b>18.105,53</b>
<b>TOTAL</b>	<b>R\$</b>	<b>762.806,96</b>	<b>R\$</b>	<b>980.521,46</b>	<b>-R\$</b>	<b>217.714,50</b>

Fonte: O autor (2018)

Assim como anteriormente, fica comprovado que não se faz necessária uma comparação mais precisa para o consumo no horário de ponta observando-se tamanha diferença de valores. A utilização do gerador em horário de ponta prova-se vantajosa economicamente.

### A.3.2 Simulação Modalidade Azul

Para a simulação de mudança de modalidade tarifária para a modalidade horosazonal Azul, primeiramente, como não há informação dos valores de demanda máxima em Ponta, foi estimado, baseando-se no estudo de caso para as unidades de Porto Alegre com o mesmo perfil de consumo, como a Emissora e a Corporação, que a demanda em horário de Ponta é em média 85% do valor para Fora de Ponta. Sendo assim, para essa simulação, os valores de demanda contratada foram de 146 kW para horário de Ponta e 171 kW para Fora de Ponta, e o valor de demanda executada na Ponta foi de 85% o valor executado em Fora de Ponta.

Para a simulação da modalidade Azul, não é utilizado gerador em horário de Ponta, deixando este apenas para casos de emergência. Assim, o consumo em Ponta de cada mês é resultado do produto da demanda executada na Ponta pelo número de horas do período (60h).

A Figura 63 apresenta o resultado da simulação para a contratação de energia na modalidade horosazonal Azul. Para maior confiabilidade da comparação, a análise foi feita com relação à modalidade verde com a demanda contratada reajustada para 171 kW.

Figura 63 – Simulação com modalidade Azul em Passo Fundo

<b>Emissora Passo Fundo</b>					
<b>Mês/Ano</b>	<b>Modalidade Verde</b>		<b>Modalidade Azul</b>		<b>Diferença</b>
ago/18	R\$	65.807,19	R\$	68.067,03	-R\$ 2.259,84
jul/18	R\$	59.716,59	R\$	62.402,34	-R\$ 2.685,75
jun/18	R\$	62.990,91	R\$	63.646,56	-R\$ 655,65
mai/18	R\$	67.491,33	R\$	70.998,26	-R\$ 3.506,93
abr/18	R\$	57.968,03	R\$	61.540,23	-R\$ 3.572,20
mar/18	R\$	59.285,22	R\$	62.103,97	-R\$ 2.818,75
fev/18	R\$	64.118,37	R\$	66.836,93	-R\$ 2.718,56
jan/18	R\$	65.042,28	R\$	68.753,54	-R\$ 3.711,26
dez/17	R\$	65.340,04	R\$	70.052,21	-R\$ 4.712,17
nov/17	R\$	69.068,67	R\$	72.613,11	-R\$ 3.544,44
out/17	R\$	61.182,80	R\$	65.135,38	-R\$ 3.952,58
set/17	R\$	64.256,74	R\$	67.568,81	-R\$ 3.312,07
<b>TOTAL</b>	<b>R\$</b>	<b>762.268,16</b>	<b>R\$</b>	<b>799.718,37</b>	<b>-R\$ 37.450,21</b>

Fonte: O autor (2018)

A simulação mostra que a modalidade horosazonal Verde utilizando-se gerador no horário de ponta é a opção mais econômica para os dados dos meses analisados.

#### A.4 Pelotas

Assim como em Passo Fundo, na cidade de Pelotas os estúdios e os transmissores localizam-se na mesma UC, que possui demanda contratada de 150 kW. A empresa possui um GMG de 260 kVA instalado que utiliza óleo diesel como combustível, com consumo estimado de 22,5 litros de combustível por hora de utilização. Atualmente o gerador opera em horário de Ponta e alimentam toda a carga de propriedade da empresa.

Os valores de consumo e de demanda registrados na unidade no período indicado encontram-se na Figura 64, assim como o valor total dos custos com energia em cada mês, já considerando os impostos e adicionais incidentes. O custo com a utilização do gerador é estimado da mesma forma que anteriormente.

Figura 64 – Valores de consumo e demanda registrados em Pelotas

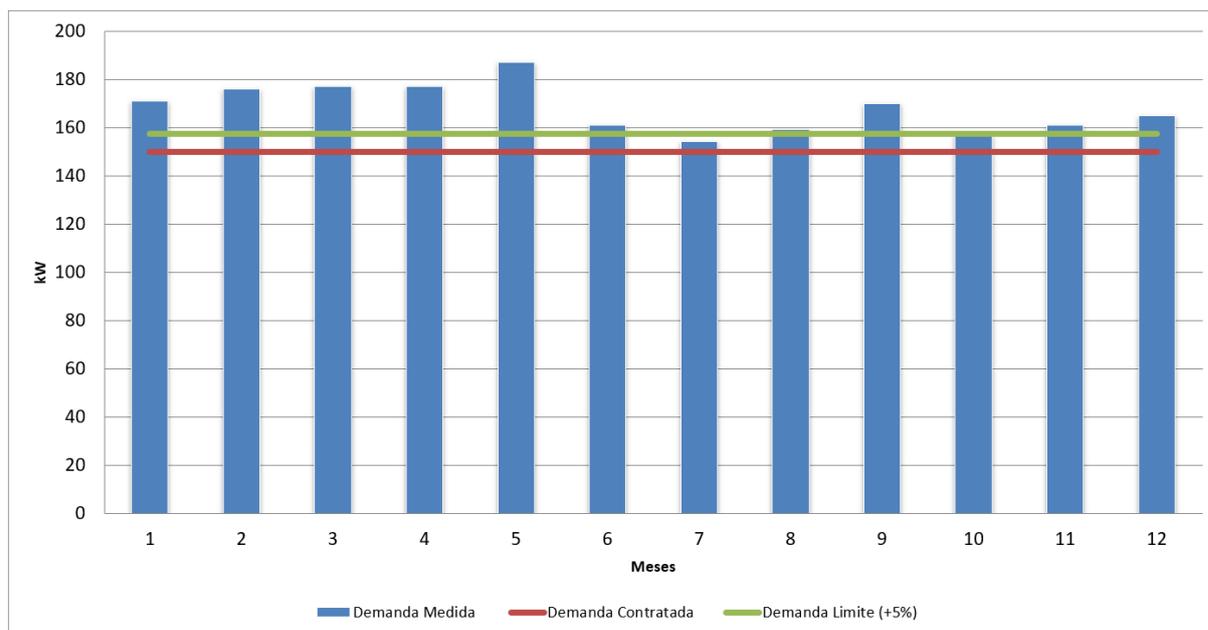
Emissora Pelotas - CEEE							
Mês/Ano	Demanda Medida [kW]		Consumo [kWh]		Fatura Energia	Custo com Gerador	Custo Total com Energia
	Ponta	Fora de	Ponta	Fora de			
ago/18	138	159	4.041	92.435	R\$ 67.134,72	R\$ 4.117,50	R\$ 71.252,22
jul/18	142	154	4.973	84.225	R\$ 64.611,88	R\$ 4.117,50	R\$ 68.729,38
jun/18	153	161	5.563	98.365	R\$ 67.972,78	R\$ 4.117,50	R\$ 72.090,28
mai/18	75	187	3.771	95.373	R\$ 61.456,88	R\$ 4.117,50	R\$ 65.574,38
abr/18	151	177	3.710	104.367	R\$ 67.686,23	R\$ 4.117,50	R\$ 71.803,73
mar/18	152	177	3.269	81.934	R\$ 54.502,43	R\$ 4.117,50	R\$ 58.619,93
fev/18	159	176	4.447	109.344	R\$ 71.706,30	R\$ 4.117,50	R\$ 75.823,80
jan/18	121	171	1.836	60.646	R\$ 42.253,88	R\$ 4.117,50	R\$ 46.371,38
dez/17	100	165	2.970	84.762	R\$ 59.934,18	R\$ 4.117,50	R\$ 64.051,68
nov/17	145	161	3.487	91.713	R\$ 61.702,48	R\$ 4.117,50	R\$ 65.819,98
out/17	148	157	4.241	89.171	R\$ 58.164,53	R\$ 4.117,50	R\$ 62.282,03
set/17	148	170	5.093	98.671	R\$ 69.018,51	R\$ 4.117,50	R\$ 73.136,01
<b>TOTAL</b>					<b>R\$ 746.144,80</b>	<b>R\$ 49.410,00</b>	<b>R\$ 795.554,80</b>

Fonte: O autor (2018)

Assim como nas unidades anteriores, o consumo em horário de Ponta se dá por conta de empresas terceiras que compartilham a UC e que não estão incluídas na rede do gerador, além de eventuais não utilizações do gerador neste horário.

A Figura 65 ilustra os valores de demanda registrados em comparação com o contratado e seu limite de ultrapassagem.

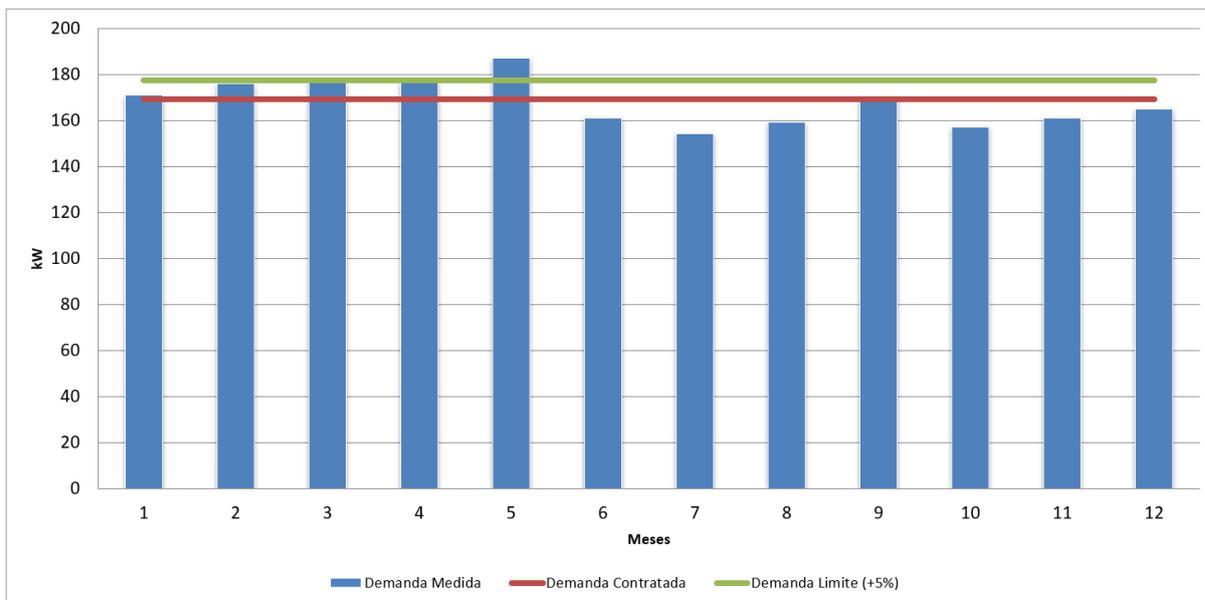
Figura 65 – Análise da demanda contratada atual em Pelotas



Fonte: O autor (2018)

Utilizando-se a ferramenta desenvolvida para o ajuste de demanda, tem-se que o valor que melhor se aplica a esta unidade é de 169 kW. As Figuras 66 e 67 ilustram como este valor se enquadra aos valores registrados no período e a economia gerada, respectivamente.

Figura 66 – Análise da demanda contratada ajustada em Pelotas



Fonte: O autor (2018)

Figura 67 – Economia com o ajuste da demanda contratada em Pelotas

Demanda Atual	150 kW		TOTAL ANUAL	R\$ 76.051,78								
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Demanda Medida (kW)	171	176	177	177	187	161	154	159	170	157	161	165
Demanda Contratada (kW)	150	150	150	150	150	150	177	177	150	150	150	150
Demanda Limite (+5%)	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	185,85	185,85	157,5	157,5	157,5	157,5
Valor Mensal (R\$)	R\$ 6.622,66	R\$ 7.089,05	R\$ 7.182,32	R\$ 7.182,32	R\$ 8.115,09	R\$ 5.689,89	R\$ 5.503,34	R\$ 5.503,34	R\$ 6.529,38	R\$ 4.881,49	R\$ 5.689,89	R\$ 6.063,00

Melhor caso	169 kW		TOTAL ANUAL	R\$ 65.542,58								
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Demanda Medida (kW)	171	176	177	177	187	161	154	159	170	157	161	165
Demanda Contratada (kW)	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169
Demanda Limite (+5%)	177,45	177,45	177,45	177,45	177,45	177,45	177,45	177,45	177,45	177,45	177,45	177,45
Valor Mensal (R\$)	R\$ 5.316,78	R\$ 5.472,25	R\$ 5.503,34	R\$ 5.503,34	R\$ 6.933,58	R\$ 5.254,60	R\$ 5.254,60	R\$ 5.254,60	R\$ 5.285,69	R\$ 5.254,60	R\$ 5.254,60	R\$ 5.254,60
Diferença Mensal (R\$)	R\$ 1.305,88	R\$ 1.616,80	R\$ 1.678,98	R\$ 1.678,98	R\$ 1.181,51	R\$ 435,29	R\$ 248,74	R\$ 248,74	R\$ 1.243,69	-R\$ 373,11	R\$ 435,29	R\$ 808,40
Economia (R\$)	R\$ 10.509,20											

Fonte: O autor (2018)

Apenas com o ajuste do valor da demanda contratada, estima-se uma economia de R\$ 10.509,20 no período avaliado. A seguir são feitas as simulações envolvendo troca de modalidade tarifária e mudança no regime de utilização do gerador.

#### A.4.1 Simulação Modalidade Verde

A fim de verificar se a utilização do gerador em horário de Ponta é realmente vantajosa para esta unidade, ainda na modalidade Verde, deve-se fazer um comparativo entre a soma das tarifas TUSD e TE (CEEE-D) no horário de Ponta aplicadas ao consumo da unidade, e o custo de operação do GMG. Como não há registro do consumo total em kWh em horário de Ponta, foi estimado para este período o consumo equivalente ao produto da demanda registrada no mês pelo número de horas de Ponta (60h). O resultado da comparação está mostrado na Figura 68.

Figura 68 – Comparativo para a utilização de gerador em Pelotas

Emissora Pelotas					
Mês/Ano	Custo Atual		Custo sem Gerador		Diferença
ago/18	R\$	71.252,22	R\$	88.896,44	-R\$ 17.644,22
jul/18	R\$	68.729,38	R\$	86.202,08	-R\$ 17.472,70
jun/18	R\$	72.090,28	R\$	89.863,26	-R\$ 17.772,98
mai/18	R\$	65.574,38	R\$	86.104,45	-R\$ 20.530,07
abr/18	R\$	71.803,73	R\$	92.152,68	-R\$ 20.348,95
mar/18	R\$	58.619,93	R\$	78.460,50	-R\$ 19.840,57
fev/18	R\$	75.823,80	R\$	95.938,98	-R\$ 20.115,18
jan/18	R\$	46.371,38	R\$	65.472,10	-R\$ 19.100,72
dez/17	R\$	64.051,68	R\$	82.778,78	-R\$ 18.727,10
nov/17	R\$	65.819,98	R\$	83.661,41	-R\$ 17.841,43
out/17	R\$	62.282,03	R\$	79.214,15	-R\$ 16.932,12
set/17	R\$	73.136,01	R\$	91.992,59	-R\$ 18.856,58
<b>TOTAL</b>	<b>R\$</b>	<b>795.554,80</b>	<b>R\$</b>	<b>1.020.737,42</b>	<b>-R\$ 225.182,62</b>

Fonte: O autor (2018)

Assim como anteriormente, fica terminante que não se faz necessária uma comparação mais precisa para o consumo no horário de ponta observando-se tamanha diferença de valores. A utilização do gerador em horário de ponta prova-se vantajosa economicamente.

#### A.4.2 Simulação Modalidade Azul

Para a simulação de mudança de modalidade tarifária para a modalidade horosazonal Azul, como sabido, deve-se estipular uma demanda contratada para o período de Ponta. Neste caso, tem-se as demandas medidas nos horários de Ponta, e utilizando-os na ferramenta desenvolvida obtém-se o valor de 146 kW. Embora os valores medidos possam não representar a realidade da instalação, visto que teoricamente o gerador deveria entrar em operação em todo o período de Ponta, restando apenas a potência demandada pela carga das empresas terceiras, aplicando-se a mesma lógica utilizada para Passo Fundo

em que o valor para ponta é considerado 85% do valor para Fora de Ponta, tem-se que a demanda para Ponta seria também de 146 kW. Sendo assim, para essa simulação, os valores de demanda contratada foram de 146 kW para horário de Ponta e 169 kW para Fora de Ponta.

Para a simulação da modalidade Azul, não é utilizado gerador em horário de Ponta, deixando este apenas para casos de emergência. Assim, o consumo em Ponta de cada mês é resultado do produto da demanda executada na Ponta pelo número de horas do período (60h).

A Figura 69 apresenta o resultado da simulação para a contratação de energia na modalidade horosazonal Azul. Para maior confiabilidade da comparação, a análise foi feita com relação à modalidade verde com a demanda contratada reajustada para 169 kW.

Figura 69 – Simulação com modalidade Azul em Pelotas

Emissora Pelotas					
Mês/Ano	Modalidade Verde		Modalidade Azul		Diferença
ago/18	R\$	71.003,48	R\$	73.153,17	-R\$ 2.149,69
jul/18	R\$	68.480,64	R\$	68.756,90	-R\$ 276,26
jun/18	R\$	71.654,99	R\$	70.822,84	R\$ 832,15
mai/18	R\$	64.392,87	R\$	64.218,22	R\$ 174,65
abr/18	R\$	70.124,75	R\$	73.256,64	-R\$ 3.131,89
mar/18	R\$	56.940,95	R\$	61.059,13	-R\$ 4.118,18
fev/18	R\$	74.207,00	R\$	78.586,69	-R\$ 4.379,69
jan/18	R\$	45.065,50	R\$	51.396,65	-R\$ 6.331,15
dez/17	R\$	63.243,28	R\$	66.243,69	-R\$ 3.000,41
nov/17	R\$	65.384,69	R\$	69.014,70	-R\$ 3.630,01
out/17	R\$	62.655,14	R\$	64.755,53	-R\$ 2.100,39
set/17	R\$	71.892,32	R\$	71.990,20	-R\$ 97,88
<b>TOTAL</b>	<b>R\$</b>	<b>785.045,60</b>	<b>R\$</b>	<b>813.254,36</b>	<b>-R\$ 28.208,76</b>

Fonte: O autor (2018)

A simulação mostra que a modalidade horosazonal Verde utilizando-se gerador no horário de ponta é a opção mais econômica para essa unidade com os dados analisados.

## A.5 Emissora Santa Maria

O prédio em que se encontram os estúdios de rádio e TV do Grupo em Santa Maria possui uma demanda contratada de 140 kW, independente de horário pois está na modalidade horosazonal Verde. A empresa possui um GMG instalado de 260 kVA que utiliza óleo diesel como combustível, com consumo estimado de 15 litros de combustível

por hora de utilização. Atualmente o gerador opera em horário de Ponta e supre a energia de toda a instalação.

Os valores de consumo e de demanda registrados na unidade no período indicado encontram-se na Figura 70, assim como o valor total dos custos com energia em cada mês, já considerando os impostos e adicionais incidentes. Como há o uso de gerador no horário de Ponta, o custo para este foi calculado multiplicando-se consumo do gerador pelo preço do litro de diesel e pelo número de horas de Ponta por mês. Foi utilizado o valor de R\$ 3,05 para o litro de diesel e 60h mensais para o horário de Ponta.

Figura 70 – Valores de consumo e demanda registrados na Emissora de Santa Maria

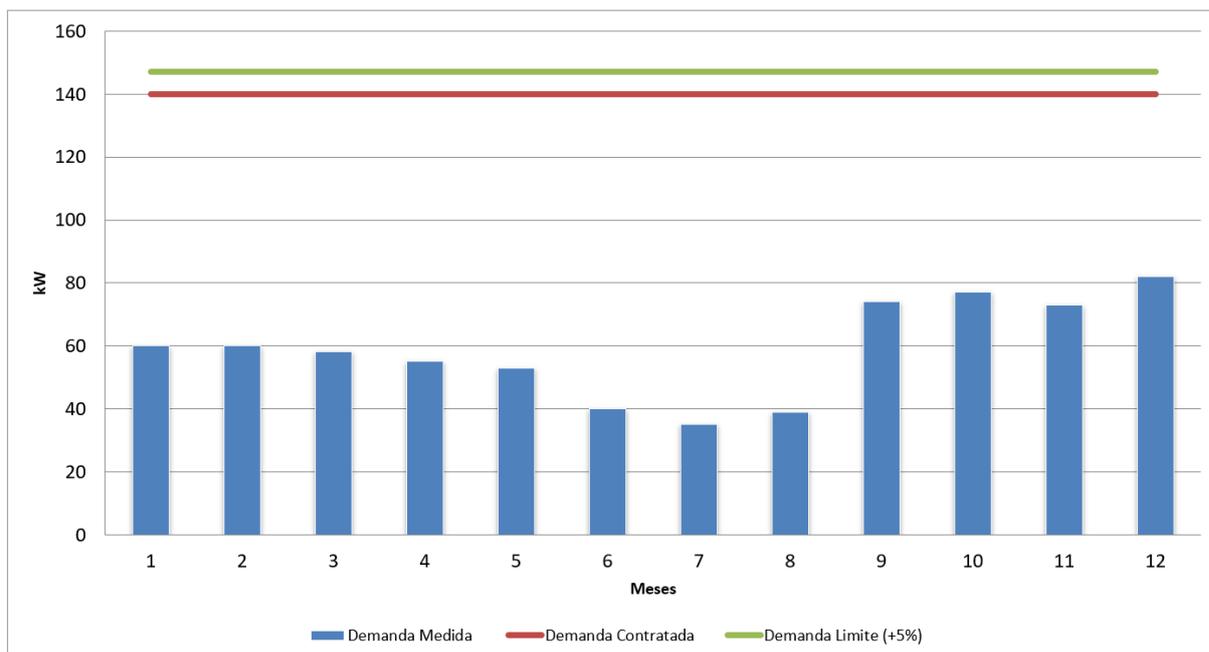
Emissora Santa Maria - RGE Sul							
Mês/Ano	Demanda Medida [kW]		Consumo [kWh]		Custo com Energia	Custo com Gerador	Custo Total com Energia
	Ponta	Fora de	Ponta	Fora de			
ago/18		39	1	17.050	R\$ 15.187,48	R\$ 2.745,00	R\$ 17.932,48
jul/18		35	0	15.441	R\$ 13.929,01	R\$ 2.745,00	R\$ 16.674,01
jun/18		40	665	16.661	R\$ 15.522,71	R\$ 2.745,00	R\$ 18.267,71
mai/18		53	0	20.722	R\$ 16.044,22	R\$ 2.745,00	R\$ 18.789,22
abr/18		55	0	19.815	R\$ 16.040,06	R\$ 2.745,00	R\$ 18.785,06
mar/18		58	1	23.980	R\$ 18.426,39	R\$ 2.745,00	R\$ 21.171,39
fev/18		60	1	21.535	R\$ 16.923,95	R\$ 2.745,00	R\$ 19.668,95
jan/18		60	0	22.666	R\$ 17.720,28	R\$ 2.745,00	R\$ 20.465,28
dez/17		82	1	26.418	R\$ 19.975,87	R\$ 2.745,00	R\$ 22.720,87
nov/17		73	2	21.289	R\$ 17.021,43	R\$ 2.745,00	R\$ 19.766,43
out/17		77	0	24.460	R\$ 18.470,56	R\$ 2.745,00	R\$ 21.215,56
set/17		74	22	22.022	R\$ 16.636,06	R\$ 2.745,00	R\$ 19.381,06
<b>TOTAL</b>					<b>R\$ 201.898,02</b>	<b>R\$ 32.940,00</b>	<b>R\$ 234.838,02</b>

Fonte: O autor (2018)

Como a totalidade da energia em Ponta é fornecida pelo GMG, os registros de consumo neste período na fatura ocorrem como esperado, com exceção do mês de junho de 2018, que, por conta da greve dos caminhoneiros ocorrida na Brasil, houve racionamento do combustível do gerador, deixando seu uso apenas para emergência.

A Figura 71 ilustra os valores de demanda registrados em comparação com o contratado e seu limite de ultrapassagem.

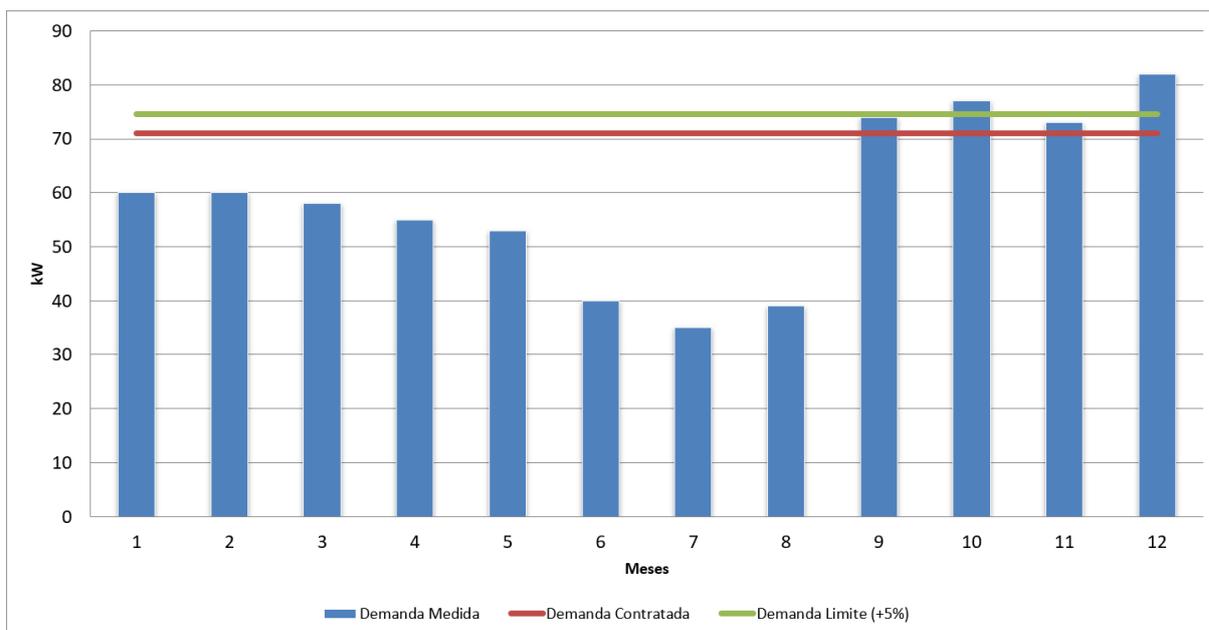
Figura 71 – Análise da demanda contratada atual na Emissora de Santa Maria



Fonte: O autor (2018)

Utilizando-se a ferramenta desenvolvida para o ajuste de demanda, tem-se que o valor que melhor se aplica a esta unidade é de 71 kW. As Figuras 72 e 73 ilustram como este valor se enquadra aos valores registrados no período e a economia gerada, respectivamente.

Figura 72 – Análise da demanda contratada ajustada na Emissora de Santa Maria



Fonte: O autor (2018)

Figura 73 – Economia com o ajuste da demanda contratada na Emissora de Santa Maria

Demanda Atual		140 kW		TOTAL ANUAL		R\$ 56.008,62						
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maião	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Demanda Medida (kW)	60	60	58	55	53	40	35	39	74	77	73	82
Demanda Contratada (kW)	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
Demanda Limite (+5%)	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147
Valor Mensal (R\$)	R\$ 4.667,38	R\$ 4.667,38	R\$ 4.667,38	R\$ 4.667,38	R\$ 4.667,38	R\$ 4.667,38	R\$ 4.667,38	R\$ 4.667,38	R\$ 4.667,38	R\$ 4.667,38	R\$ 4.667,38	R\$ 4.667,38
Melhor caso		71 kW		TOTAL ANUAL		R\$ 30.271,32						
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maião	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Demanda Medida (kW)	60	60	58	55	53	40	35	39	74	77	73	82
Demanda Contratada (kW)	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71
Demanda Limite (+5%)	74,55	74,55	74,55	74,55	74,55	74,55	74,55	74,55	74,55	74,55	74,55	74,55
Valor Mensal (R\$)	R\$ 2.367,03	R\$ 2.367,03	R\$ 2.367,03	R\$ 2.367,03	R\$ 2.367,03	R\$ 2.367,03	R\$ 2.367,03	R\$ 2.367,03	R\$ 2.467,05	R\$ 2.967,12	R\$ 2.433,71	R\$ 3.467,20
Diferença Mensal (R\$)	R\$ 2.300,35	R\$ 2.300,35	R\$ 2.300,35	R\$ 2.300,35	R\$ 2.300,35	R\$ 2.300,35	R\$ 2.300,35	R\$ 2.300,35	R\$ 2.200,34	R\$ 1.700,26	R\$ 2.233,68	R\$ 1.200,18
Economia (R\$)	R\$ 25.737,29											

Fonte: O autor (2018)

Apenas com o ajuste do valor da demanda contratada, estima-se uma economia de R\$ 25.737,29 no período avaliado. A seguir são feitas simulações para os cenários envolvendo troca de modalidade tarifária e mudança no regime de utilização do gerador.

#### A.5.1 Simulação Modalidade Verde

A fim de verificar se a utilização do gerador em horário de Ponta é realmente vantajosa para esta unidade, ainda na modalidade Verde, deve-se fazer um comparativo entre a soma das tarifas TUSD e TE (RGE Sul) no horário de Ponta aplicadas ao consumo da unidade, e o custo de operação do GMG. Como não há registro do consumo total em kWh em horário de Ponta, foi estimado para este período o consumo equivalente ao produto da demanda registrada no mês pelo número de horas de Ponta (60h). O resultado da comparação é mostrado na Figura 74.

Figura 74 – Comparativo para a utilização de gerador na Emissora de Santa Maria

Emissora Santa Maria					
Mês/Ano	Custo Atual		Custo sem Gerador		Diferença
ago/18	R\$	17.932,48	R\$	20.090,59	-R\$ 2.158,11
jul/18	R\$	16.674,01	R\$	18.303,13	-R\$ 1.629,12
jun/18	R\$	18.267,71	R\$	20.399,62	-R\$ 2.131,91
mai/18	R\$	18.789,22	R\$	22.517,33	-R\$ 3.728,11
abr/18	R\$	18.785,06	R\$	22.968,32	-R\$ 4.183,26
mar/18	R\$	21.171,39	R\$	25.738,91	-R\$ 4.567,52
fev/18	R\$	19.668,95	R\$	24.428,86	-R\$ 4.759,91
jan/18	R\$	20.465,28	R\$	25.120,72	-R\$ 4.655,44
dez/17	R\$	22.720,87	R\$	29.998,69	-R\$ 7.277,82
nov/17	R\$	19.766,43	R\$	25.944,18	-R\$ 6.177,75
out/17	R\$	21.215,56	R\$	27.811,09	-R\$ 6.595,53
set/17	R\$	19.381,06	R\$	25.510,11	-R\$ 6.129,05
<b>TOTAL</b>	<b>R\$</b>	<b>234.838,02</b>	<b>R\$</b>	<b>288.831,55</b>	<b>-R\$ 53.993,53</b>

Fonte: O autor (2018)

Obviamente há um exagero na estimativa, visto que o valor da demanda utilizado é o valor máximo registrado no mês, não considerando as variações ocorridas na carga. Porém, visto a dimensão da diferença dos valores resultantes, fica claro que não se faz necessária uma comparação mais precisa. A utilização do gerador em horário de ponta prova-se vantajosa economicamente.

#### A.5.2 Simulação Modalidade Azul

Para a simulação de mudança de modalidade tarifária para a modalidade horosazonal Azul, do mesmo modo que no estudo para a Emissora de Caxias do Sul, foi estimado que a demanda em horário de Ponta é em média 85% do valor para Fora de Ponta. Sendo assim, para essa simulação, os valores de demanda contratada foram de 61 kW para horário de Ponta e 71 kW para Fora de Ponta, e o valor de demanda executada na Ponta foi de 85% o valor executado em Fora de Ponta.

Para a simulação da modalidade Azul, não é utilizado gerador em horário de Ponta, deixando este apenas para casos de emergência. Assim, o consumo em Ponta de cada mês é resultado do produto da demanda executada na Ponta pelo número de horas do período (60h).

A Figura 75 apresenta o resultado da simulação para a contratação de energia na modalidade horosazonal Azul. Para maior confiabilidade da comparação, a análise foi feita com relação à modalidade verde com a demanda contratada reajustada para 71 kW.

Figura 75 – Simulação com modalidade Azul na Emissora de Santa Maria

Emissora Santa Maria					
Mês/Ano	Modalidade Verde		Modalidade Azul		Diferença
ago/18	R\$	15.632,13	R\$	17.839,19	-R\$ 2.207,06
jul/18	R\$	14.373,66	R\$	16.371,95	-R\$ 1.998,29
jun/18	R\$	15.967,36	R\$	16.982,79	-R\$ 1.015,43
mai/18	R\$	16.488,87	R\$	19.812,57	-R\$ 3.323,70
abr/18	R\$	16.484,71	R\$	18.354,16	-R\$ 1.869,45
mar/18	R\$	18.871,04	R\$	19.704,74	-R\$ 833,70
fev/18	R\$	17.368,60	R\$	19.357,54	-R\$ 1.988,94
jan/18	R\$	18.164,93	R\$	20.875,23	-R\$ 2.710,30
dez/17	R\$	21.520,69	R\$	27.398,68	-R\$ 5.877,99
nov/17	R\$	17.532,75	R\$	21.240,88	-R\$ 3.708,13
out/17	R\$	19.515,30	R\$	23.726,34	-R\$ 4.211,04
set/17	R\$	17.180,72	R\$	21.133,53	-R\$ 3.952,81
<b>TOTAL</b>	<b>R\$</b>	<b>209.100,73</b>	<b>R\$</b>	<b>242.797,60</b>	<b>-R\$ 33.696,87</b>

Fonte: O autor (2018)

A simulação mostra que a modalidade horosazonal Verde utilizando-se gerador no horário de ponta é a opção mais econômica para os dados dos meses analisados.

## A.6 Santa Maria Transmissão

A UC em que se encontram transmissores de rádio e TV do Grupo em Santa Maria possui uma demanda contratada de 60 kW, independente de horário pois está na modalidade horosazonal Verde. A empresa possui um GMG de 115 kVA instalado que utiliza óleo diesel como combustível, com consumo estimado de 15 litros de combustível por hora de utilização. Atualmente o gerador opera em horário de Ponta e alimentam toda a carga de propriedade da empresa.

Os valores de consumo e de demanda registrados na unidade no período indicado encontram-se na Figura 76, assim como o valor total dos custos com energia em cada mês, já considerando os impostos e adicionais incidentes. O custo com a utilização do gerador foi estimado da mesma forma que nas unidades já estudadas.

Figura 76 – Valores de consumo e demanda registrados em Santa Maria Transmissão

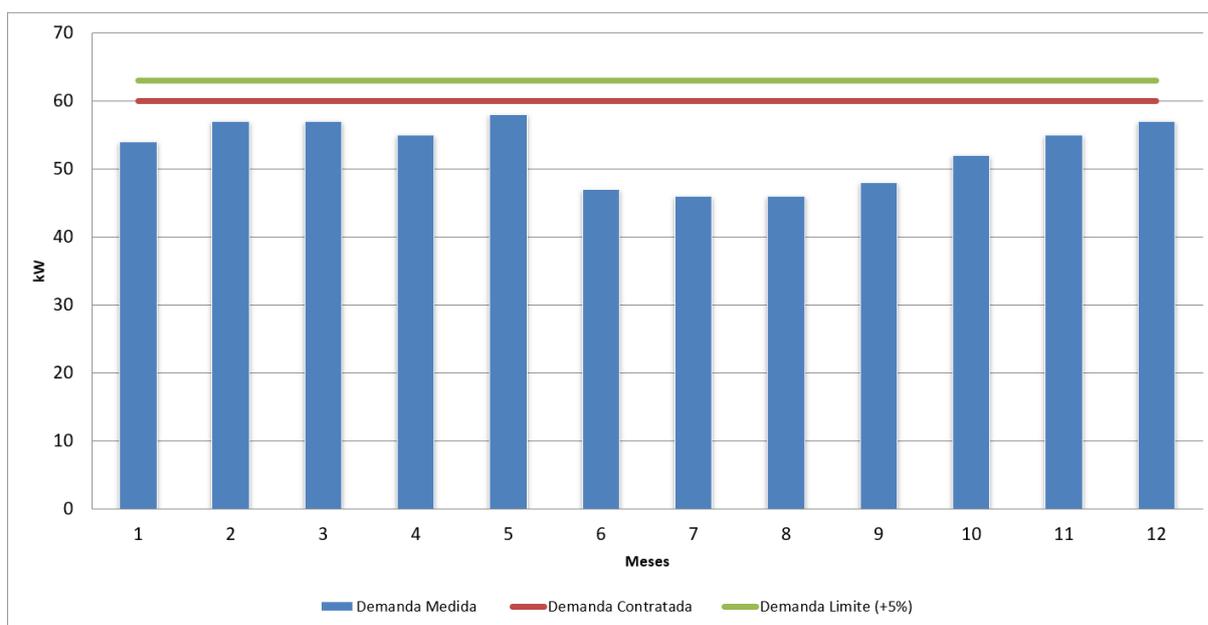
Transmissão Santa Maria - RGE Sul							
Mês/Ano	Demanda Medida [kW]		Consumo [kWh]		Custo com Energia	Custo com Gerador	Custo Total com Energia
	Ponta	Fora de	Ponta	Fora de			
ago/18		46	13	25.922	R\$ 17.958,61	R\$ 2.745,00	R\$ 20.703,61
jul/18		46	13	25.642	R\$ 17.445,70	R\$ 2.745,00	R\$ 20.190,70
jun/18		47	1.217	28.407	R\$ 20.966,20	R\$ 2.745,00	R\$ 23.711,20
mai/18		58	84	29.501	R\$ 18.355,04	R\$ 2.745,00	R\$ 21.100,04
abr/18		55	73	27.445	R\$ 17.653,16	R\$ 2.745,00	R\$ 20.398,16
mar/18		57	27	33.830	R\$ 21.175,73	R\$ 2.745,00	R\$ 23.920,73
fev/18		57	7	30.327	R\$ 19.022,48	R\$ 2.745,00	R\$ 21.767,48
jan/18		54	6	30.953	R\$ 19.443,16	R\$ 2.745,00	R\$ 22.188,16
dez/17		57	130	29.626	R\$ 19.418,30	R\$ 2.745,00	R\$ 22.163,30
nov/17		55	112	30.581	R\$ 19.932,11	R\$ 2.745,00	R\$ 22.677,11
out/17		52	127	29.220	R\$ 18.726,25	R\$ 2.745,00	R\$ 21.471,25
set/17		48	103	27.436	R\$ 17.040,75	R\$ 2.745,00	R\$ 19.785,75
<b>TOTAL</b>					<b>R\$ 227.137,49</b>	<b>R\$ 32.940,00</b>	<b>R\$ 260.077,49</b>

Fonte: O autor (2018)

Da mesma forma que na emissora, o consumo em horário de Ponta se dá por conta de empresas terceiras que compartilham a UC e que não estão incluídas na rede do gerador, além de eventuais não utilizações do gerador neste horário.

A Figura 77 ilustra os valores de demanda registrados em comparação com o contratado e seu limite de ultrapassagem.

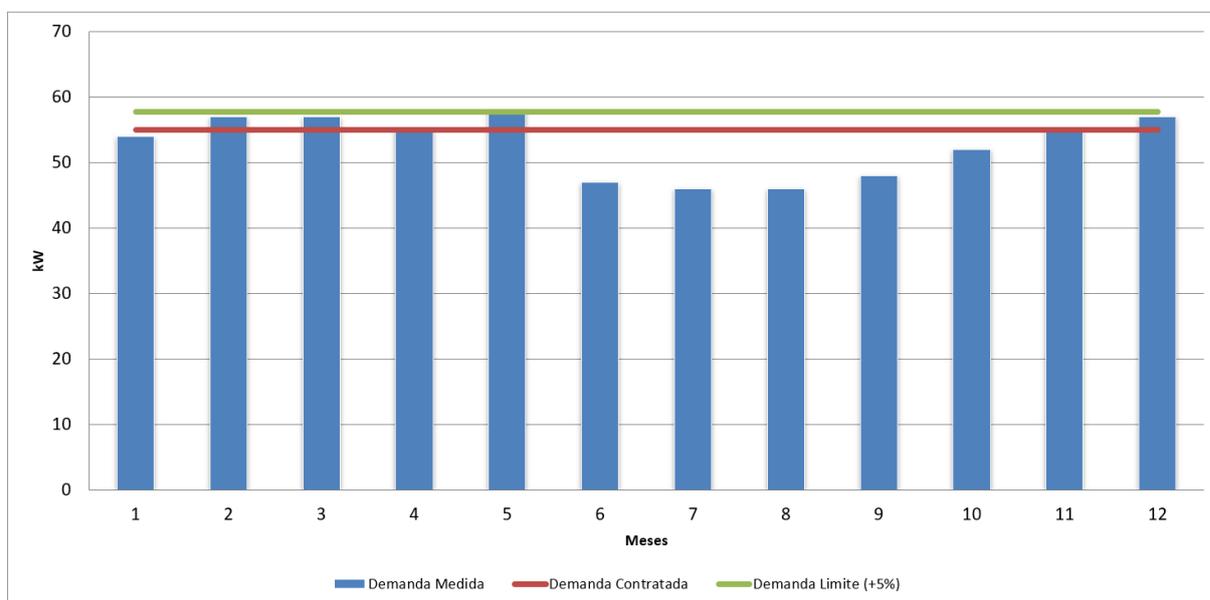
Figura 77 – Análise da demanda contratada atual em Santa Maria Transmissão



Fonte: O autor (2018)

Utilizando-se a ferramenta desenvolvida para o ajuste de demanda, tem-se que o valor que melhor se aplica a esta unidade é de 55 kW. As Figuras 78 e 79 ilustram como este valor se enquadra aos valores registrados no período e a economia gerada, respectivamente.

Figura 78 – Análise da demanda contratada ajustada em Santa Maria Transmissão



Fonte: O autor (2018)

Figura 79 – Economia com o ajuste da demanda contratada em Santa Maria Transmissão

Demanda Atual		60 kW		TOTAL ANUAL		R\$ 24.077,78						
Demanda Medida (kW)	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
	54	57	57	55	58	47	46	46	48	52	55	57
Demanda Contratada (kW)	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Demanda Limite (+5%)	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
Valor Mensal (R\$)	R\$ 2.006,48	R\$ 2.006,48	R\$ 2.006,48	R\$ 2.006,48	R\$ 2.006,48	R\$ 2.006,48	R\$ 2.006,48					
Melhor caso		55 kW		TOTAL ANUAL		R\$ 22.572,92						
Demanda Medida (kW)	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
	54	57	57	55	58	47	46	46	48	52	55	57
Demanda Contratada (kW)	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
Demanda Limite (+5%)	57,75	57,75	57,75	57,75	57,75	57,75	57,75	57,75	57,75	57,75	57,75	57,75
Valor Mensal (R\$)	R\$ 1.839,27	R\$ 1.906,16	R\$ 1.906,16	R\$ 1.839,27	R\$ 2.140,25	R\$ 1.839,27	R\$ 1.839,27	R\$ 1.839,27	R\$ 1.839,27	R\$ 1.839,27	R\$ 1.839,27	R\$ 1.906,16
Diferença Mensal (R\$)	R\$ 167,21	R\$ 100,32	R\$ 100,32	R\$ 167,21	-R\$ 133,77	R\$ 167,21	R\$ 167,21	R\$ 167,21	R\$ 167,21	R\$ 167,21	R\$ 167,21	R\$ 100,32
Economia (R\$)	R\$ 1.504,86											

Fonte: O autor (2018)

Através do ajuste do valor da demanda contratada, estima-se uma economia de R\$ 1.504,86 no período avaliado. A seguir são feitas simulações para diferentes cenários, envolvendo troca de modalidade tarifária e mudança no regime de utilização do gerador.

### A.6.1 Simulação Modalidade Verde

A fim de verificar se a utilização do gerador em horário de Ponta é realmente vantajosa para esta unidade, ainda na modalidade Verde, deve-se fazer um comparativo entre a soma das tarifas TUSD e TE (RGE Sul) no horário de Ponta aplicadas ao consumo da unidade, e o custo de operação do GMG. Como não há registro do consumo total em kWh em horário de Ponta, foi estimado para este período o consumo equivalente ao produto da demanda registrada no mês pelo número de horas de Ponta (60h). O resultado da comparação está presente na Figura 80.

Figura 80 – Comparativo para a utilização de gerador em Santa Maria Transmissão

Transmissão Santa Maria						
Mês/Ano	Custo Atual		Custo sem Gerador		Diferença	
ago/18	R\$	20.703,61	R\$	23.736,28	-R\$	<b>3.032,67</b>
jul/18	R\$	20.190,70	R\$	23.152,13	-R\$	<b>2.961,43</b>
jun/18	R\$	23.711,20	R\$	26.755,49	-R\$	<b>3.044,29</b>
mai/18	R\$	21.100,04	R\$	25.452,96	-R\$	<b>4.352,92</b>
abr/18	R\$	20.398,16	R\$	24.612,36	-R\$	<b>4.214,20</b>
mar/18	R\$	23.920,73	R\$	28.362,17	-R\$	<b>4.441,44</b>
fev/18	R\$	21.767,48	R\$	26.152,15	-R\$	<b>4.384,67</b>
jan/18	R\$	22.188,16	R\$	26.074,07	-R\$	<b>3.885,91</b>
dez/17	R\$	22.163,30	R\$	26.385,37	-R\$	<b>4.222,07</b>
nov/17	R\$	22.677,11	R\$	26.654,73	-R\$	<b>3.977,62</b>
out/17	R\$	21.471,25	R\$	25.034,13	-R\$	<b>3.562,88</b>
set/17	R\$	19.785,75	R\$	22.796,89	-R\$	<b>3.011,14</b>
<b>TOTAL</b>	<b>R\$</b>	<b>260.077,49</b>	<b>R\$</b>	<b>305.168,73</b>	<b>-R\$</b>	<b>45.091,24</b>

Fonte: O autor (2018)

Assim como na emissora, fica terminante que não se faz necessária uma comparação mais precisa para o consumo no horário de ponta observando-se tamanha diferença de valores. A utilização do gerador em horário de ponta prova-se vantajosa economicamente.

### A.6.2 Simulação Modalidade Azul

Para a simulação de mudança de modalidade tarifária para a modalidade horosazonal Azul, do mesmo modo que no estudo para a unidade de Santa Maria Transmissão, foi estimado que a demanda em horário de Ponta é em média 97% do valor para Fora de Ponta. Sendo assim, para essa simulação, os valores de demanda contratada foram de 53 kW para horário de Ponta e 55 kW para Fora de Ponta, e o valor de demanda executada na Ponta foi de 97% o valor executado em Fora de Ponta.

Para a simulação da modalidade Azul, não é utilizado gerador em horário de Ponta, deixando este apenas para casos de emergência. Assim, o consumo em Ponta de cada mês é resultado do produto da demanda executada na Ponta pelo número de horas do período (60h).

A Figura 81 apresenta o resultado da simulação para a contratação de energia na modalidade horosazonal Azul. Para maior confiabilidade da comparação, a análise é feita com relação à modalidade verde com a demanda contratada reajustada para 55 kW.

Figura 81 – Simulação com modalidade Azul em Santa Maria Transmissão

Transmissão Santa Maria					
Mês/Ano	Modalidade Verde		Modalidade Azul		Diferença
ago/18	R\$	20.536,40	R\$	23.008,96	-R\$ 2.472,56
jul/18	R\$	20.023,49	R\$	22.438,46	-R\$ 2.414,97
jun/18	R\$	23.543,99	R\$	23.431,22	R\$ 112,77
mai/18	R\$	21.233,81	R\$	25.176,18	-R\$ 3.942,37
abr/18	R\$	20.230,95	R\$	21.839,46	-R\$ 1.608,51
mar/18	R\$	23.820,41	R\$	24.125,67	-R\$ 305,26
fev/18	R\$	21.667,16	R\$	23.329,76	-R\$ 1.662,60
jan/18	R\$	22.020,95	R\$	24.748,21	-R\$ 2.727,26
dez/17	R\$	22.062,98	R\$	25.255,64	-R\$ 3.192,66
nov/17	R\$	22.509,90	R\$	25.382,18	-R\$ 2.872,28
out/17	R\$	21.304,04	R\$	23.492,51	-R\$ 2.188,47
set/17	R\$	19.618,54	R\$	22.504,25	-R\$ 2.885,71
<b>TOTAL</b>	<b>R\$</b>	<b>258.572,63</b>	<b>R\$</b>	<b>284.732,50</b>	<b>-R\$ 26.159,87</b>

Fonte: O autor (2018)

A simulação mostra que a modalidade horosazonal Verde utilizando-se gerador no horário de ponta é a opção mais econômica para os dados dos meses analisados.

## A.7 Análise de Resultados

A partir dos resultados obtidos com os dados das unidades do interior do estado do grupo de comunicação estudado, é possível, mais uma vez, afirmar que a correta gestão e acompanhamento dos consumos é capaz de reduzir os custos com energia elétrica.

Para todas as unidades estudadas neste apêndice, o enquadramento tarifário mostrou-se correto. A contratação de energia na modalidade Verde com o uso de grupos geradores nos horários de Ponta é, sem dúvida, a de maior vantagem econômica.

Entretanto, os ajustes dos valores de demanda contratada podem gerar um resultado expressivo nas unidades, em especial na Emissora de Santa Maria. Nesta unidade, quando

do desligamento do jornal do Grupo na cidade, que dividia o mesmo prédio com os estúdios de rádio e TV, não foi efetuado o reajuste na contratação de demanda, permanecendo no valor de 140 kW.

A Figura 82 mostra a situação das unidades consumidoras antes dos ajustes e a Figura 83 apresenta o resumo das melhorias indicadas para cada unidade, com os seus valores de demanda contratada reajustados.

Figura 82 – Situação anterior das unidades consumidoras

Unidade	Operação Atual	Demanda Contratada [kW]	Custo Atual
Emissora Pelotas	Modalidade Verde - Gerador	150	R\$ 795.554,80
Emissora Passo Fundo	Modalidade Verde - Gerador	175	R\$ 762.806,96
Emissora Caxias do Sul	Modalidade Verde - Gerador	52	R\$ 184.245,15
Transmissão Caxias do Sul	Modalidade Verde - Gerador	80	R\$ 312.664,90
Emissora Santa Maria	Modalidade Verde - Gerador	140	R\$ 234.838,02
Transmissão Santa Maria	Modalidade Verde - Gerador	60	R\$ 260.077,49

Fonte: O autor (2018)

Figura 83 – Ajustes indicados para as unidades do interior do Grupo estudado

Unidade	Melhor Opção	Demanda Contratada [kW]	Economia Total
Emissora Pelotas	Modalidade Verde - Gerador	169	R\$ 10.509,20
Emissora Passo Fundo	Modalidade Verde - Gerador	171	R\$ 538,80
Emissora Caxias do Sul	Modalidade Verde - Gerador	56	R\$ 373,02
Transmissão Caxias do Sul	Modalidade Verde - Gerador	67	R\$ 2.424,60
Emissora Santa Maria	Modalidade Verde - Gerador	71	R\$ 25.737,29
Transmissão Santa Maria	Modalidade Verde - Gerador	55	R\$ 1.504,86

Fonte: O autor (2018)

Com os ajustes indicados, estima-se que o Grupo de comunicação estudado obtenha uma economia de aproximadamente R\$ 41.087,77 no período de um ano.