

UNIVERSIDADE DO ESTADO DE SANTA CATARINA – UDESC

CENTRO DE CIÊNCIAS TECNOLÓGICAS – CCT

BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

RENATA PEDRINI

**ANÁLISE TÉCNICO ECONÔMICA DA ADOÇÃO DA TARIFA BRANCA EM
CONJUNTO COM A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA CONSUMIDORES DE
BAIXA TENSÃO**

JOINVILLE, SC

2016

RENATA PEDRINI

**ANÁLISE TÉCNICO ECONÔMICA DA ADOÇÃO DA TARIFA BRANCA EM
CONJUNTO COM A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA CONSUMIDORES DE
BAIXA TENSÃO**

Trabalho de Conclusão apresentado ao Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Tecnológicas, da Universidade do Estado de Santa Catarina, como requisito final para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Dr. Fabiano Ferreira Andrade

JOINVILLE, SC

2016

RENATA PEDRINI

**ANÁLISE TÉCNICO ECONÔMICA DA ADOÇÃO DA TARIFA BRANCA EM
CONJUNTO COM A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA CONSUMIDORES DE
BAIXA TENSÃO**

Trabalho de Conclusão apresentado ao Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Tecnológicas, da Universidade do Estado de Santa Catarina, como requisito final para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Banca Examinadora

Orientador:

Dr. Fabiano Ferreira Andrade
Universidade do Estado de Santa Catarina - UDESC

Membro:

Prof. Laís Hauck de Oliveira
Universidade do Estado de Santa Catarina - UDESC

Membro:

Eng. Jean Eduardo Costanzi
Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC)

Joinville, SC, 23 de junho de 2016.

A Deus, do qual e para qual todas as coisas
foram feitas.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por ter me dado força e clareza para conduzir este TCC mesmo nos momentos mais difíceis.

Ao professor Fabiano, pela orientação e dedicação.

A Ecoa, por ter se disponibilizado a ajudar com os custos dos sistemas fotovoltaicos.

A Felipe Stein e Felipe Zimann pela ajuda com os sistemas fotovoltaicos.

Às amigas que me foram oportunizadas nesses anos de graduação.

Ao grupo PET por ter me proporcionado infinitas experiências que me fizeram amadurecer durante a graduação, em especial ao professor André pela excelente tutoria e à todos os amigos e colegas de grupo com quem convivi durante todos estes anos.

À UDESC, pelo conhecimento.

A todos os professores que me ajudaram a compor meu conhecimento.

Aos colegas de trabalho da Embraco, por muitas vezes terem entendido minhas prioridades da graduação e por terem me ajudado em alguns diálogos sobre o TCC.

À minha família, meus pais, Fátima e Airtom, e minha irmã, Regiane, por terem tentado entender da melhor forma meus momentos de esgotamento, minhas ausências e por terem me ajudado da forma que podiam.

Aos meus amigos, tanto os de perto quanto os de longe que estiveram por perto para me amparar e para me dar conselhos.

"Alice: Isto é impossível.

Chapeleiro: Só se você acreditar que é"

(Alice no país das maravilhas)

RESUMO

PEDRINI, Renata. **Análise Técnico-econômica da adoção da tarifa branca em conjunto com a geração distribuída para consumidores de baixa tensão.**

Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica – Área: Sistemas de Energia) – Universidade do Estado de Santa Catarina. Joinville, 2016.

O presente trabalho apresenta uma análise da implementação da tarifa branca, considerando seus impactos para as faturas de energia de diferentes tipos de consumidores de baixa tensão, bem como as consequências para as concessionárias distribuidoras de energia elétrica.

Sua formulação se iniciou devido a percepção de que os estudos relacionados à tarifa branca ainda são incipientes, dando margem para muitas questões a serem analisadas, como a cogeração em conjunto com a tarifa branca. Desta forma, este trabalho busca contribuir para a formulação da tarifa de forma a esclarecer certas questões importantes.

Para isso, primeiramente, é realizada uma explanação sobre o contexto da tarifa apresentando o cenário energético brasileiro, os tipos de tarifas dinâmicas existentes, as experiências realizadas com estas tarifas, tanto nacional quanto internacionalmente, o conceito da tarifa branca, tendo em vista como ela será implementada, quais são os consumidores que ela abrange e os entraves que impedem que ela entre em vigor, e uma breve explanação sobre a geração distribuída.

A seguir, é descrita a metodologia de trabalho, que norteou todas as análises implementadas. Dentro da metodologia é explicado sobre a análise do impacto para o consumidor, com sua curva de carga específica. Posteriormente, é realizada a análise do impacto para a concessionária, que envolve o sistema como um todo, pois o objetivo da tarifa também é criar um sistema de energia elétrica mais balanceado, sem picos pronunciados em determinados horários, o que impacta diretamente nos custos com energia das concessionárias.

Após o capítulo da metodologia são apresentados os dados de curva de carga utilizados neste trabalho, sendo estes retirados de fontes geradas pelas concessionárias ou pela própria Agência Nacional de Energia Elétrica.

Por fim, são descritos os resultados que puderam ser obtidos a partir do estudo implementado, sendo que estes demonstraram que a tarifa é válida em seu formato opcional. Em relação aos casos limítrofes, com pouca ou muita adesão dos consumidores, percebeu-se que tais casos não causam uma melhoria para o sistema de energia como um todo, pois acabam por não alterar a realidade atual, ou criar picos de consumo consideráveis em horários próximos da ponta atual. Os

casos com uma adesão próxima da metade dos consumidores trazem vantagens ao sistema de energia, gerando maior estabilidade para o mesmo. O trabalho ainda conseguiu analisar os efeitos da aplicação de geração distribuída concomitantemente à tarifa branca o que gerou uma diminuição expressiva da fatura de energia dos consumidores que aderiram à tarifa. Desta forma, a tarifa poderá promover a utilização de energia fotovoltaica baseado nos benefícios financeiros gerados ao consumidor.

Palavras-chave: tarifa branca. geração distribuída. baixa tensão.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 - Comparação de valores entre tarifa branca e tarifa convencional	22
Figura 2.1 – Matriz elétrica brasileira	27
Figura 2.2 - Estrutura tarifa branca	31
Figura 2.3 – Tarifa branca e tarifa convencional.....	31
Figura 2.4 – Modalidades tarifárias do grupo B	32
Figura 2.5 – Exemplo de GD.....	34
Figura 3.1 - Análise da viabilidade econômica para os consumidores da adoção da tarifa branca em relação à tarifa convencional.....	43
Figura 3.2 - Análise da viabilidade econômica para a concessionária.	44
Figura 4.1 - Segregação do mercado de baixa tensão	46
Figura 4.2 – Curvas típicas de consumidores residenciais segregados por faixas de consumo	47
Figura 4.3 – Percentual de unidades consumidoras por faixa de consumo	47
Figura 4.4 – Curva de carga Sul	48
Figura 4.5 – Curva de carga referente à faixa de consumo 220-500kWh.	49
Figura 4.6 – Curva de carga referente à faixa de consumo 80-160kWh.	49
Figura 4.7 – Tipologia consumidor comercial de baixa tensão	50
Figura 4.8 – Curva de carga consumidor comercial 1	50
Figura 4.9 – Tipologias referentes aos consumidores comerciais COPEL	51
Figura 4.10 – Curva de carga comercial 2 referente à tipologia 5 da COPEL.....	52
Figura 4.11 - Curva de carga comercial 3 referente à tipologia 4 da COPEL	52
Figura 4.12 – Tipologia do consumidor industrial de baixa tensão.....	53
Figura 4.13 – Curva de carga consumidor industrial	53
Figura 4.14 - Tipologias referentes aos consumidores industriais COPEL	54
Figura 4.15 – Consumidor comercial 2: Curva de carga referente à tipologia 1 da COPEL	55
Figura 4.16 - Consumidor comercial 3: Curva de carga referente à tipologia 3 da COPEL	55
Figura 4.17 – Diagrama de carga de geração solar.....	57
Figura 4.18 – Geração de energia solar em pu	57
Figura 4.19 – Sistema fotovoltaico adaptado para a tarifa branca	58
Figura 4.20 – Composição do valor a ser pago pelo consumidor.....	60
Figura 5.1 – Menu	67
Figura 5.2 – Composição da subestação.....	67
Figura 5.3 – Relatório referente à subestação 1.....	70
Figura 5.4 – Relatório referente à subestação 2.....	71
Figura 5.5 – Relatório referente à subestação 3.....	73
Figura 5.6 – Relatório referente à subestação 4.....	74
Figura 5.7 – Relatório referente à subestação 5.....	75
Figura 5.8 – Relatório referente à subestação 6.....	77
Figura 5.9 – Relatório referente à subestação 7.....	78
Figura 5.10 – Relatório referente à subestação 8.....	80

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Percentual da composição da ponta instantânea Brasil	42
Tabela 4.1 – Quantidade de módulos fotovoltaicos	58
Tabela 4.2 – Tabela de preços de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.....	59
Tabela 4.3 – Fatores de construção da tarifa branca.....	60
Tabela 4.4 – Valores das tarifa branca dependendo do horário de consumo	60
Tabela 5.1 – Comparação das faturas utilizando tarifa branca ou convencional sem alteração no consumo ou hábitos de consumo.....	62
Tabela 5.2 – Valor da fatura para os consumidores utilizando diferentes alternativas de modificação da curva de carga	63
Tabela 5.3 – Tabela comparativa dos consumidores residenciais para as diferentes alternativas de modificação da curva de carga.....	63
Tabela 5.4 – Valor da fatura para consumidores comerciais e industriais utilizando energia solar + baterias.	65

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa tensão
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CPP	<i>Critical Peak Pricing</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração distribuída
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
PTR	<i>Peak Time Rebates</i>
RTP	<i>Real Time Pricing</i>
SFVCR	Sistema Fotovoltaicos Conectados à Rede
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TCC	Trabalho de conclusão de curso
TOU	<i>Time of Use</i>
TSEE	Tarifa Social de Energia Elétrica

LISTA DE SÍMBOLOS

Unidades de medida

V	Volt (unidade de tensão)
A	Ampère (unidade de corrente)
W	Watt (unidade de potência)
kWh	Quilowatt hora (unidade de energia)
Wp	Watt pico (unidade de potência)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	21
1.1	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	21
1.2	MOTIVAÇÃO	22
1.3	OBJETIVOS.....	23
1.3.1	Objetivo geral.....	23
1.3.2	Objetivos específicos	23
1.4	HIPÓTESE.....	23
1.5	ESTRUTURA DO TRABALHO	24
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	27
2.1	CENÁRIO ELÉTRICO BRASILEIRO	27
2.2	TARIFAS DINÂMICAS.....	28
2.2.1	Experiências Internacionais	28
2.2.2	Experiências Nacionais.....	29
2.3	TARIFA BRANCA	30
2.3.1	Consequências para a concessionária	32
2.3.2	Consequências para o consumidor	33
2.3.3	Entraves para a implementação	34
2.4	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	34
2.4.1	Regulamentação vigente	35
2.4.2	Geração distribuída e tarifa branca.....	36
2.5	TRABALHOS RELACIONADOS.....	36
3	METODOLOGIA.....	41
3.1	INTRODUÇÃO.....	41
3.2	METODOLOGIA PARA CRIAÇÃO DE CURVAS DE CARGA ADAPTADAS À TARIFA BRANCA.....	41
3.2.1	Modulação	41
3.2.2	Aquecimento solar	42
3.2.3	Geração distribuída	42
3.3	METODOLOGIA DE ANÁLISE DOS IMPACTOS.....	43
3.3.1	Análise da viabilidade econômica para os consumidores.....	43
3.3.2	Análise da viabilidade técnico econômica para a concessionária.....	43

4	AQUISIÇÃO DE DADOS	45
4.1	INTRODUÇÃO	45
4.2	CONSUMIDORES RESIDENCIAIS	46
4.2.1	Curva de carga do Sul.....	48
4.2.2	Curva de carga para faixa de consumo 220 - 500kWh	48
4.2.3	Curva de carga para faixa de consumo de 80-160kWh	49
4.3	CONSUMIDORES COMERCIAIS	50
4.4	CONSUMIDORES INDUSTRIAIS	52
4.5	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO.....	55
4.5.1	Custo	59
4.6	TARIFA	59
5	VIABILIDADE TÉCNICO ECONÔMICA DA ADOÇÃO DA TARIFA BRANCA EM RELAÇÃO À TARIFA CONVENCIONAL	61
5.1	INTRODUÇÃO	61
5.2	PARA OS CONSUMIDORES.....	61
5.2.1	Resultados	61
5.3	PARA A CONCESSIONÁRIA.....	65
5.3.1	Composição da subestação	65
5.3.2	Software	66
5.3.3	Indicadores da subestação	68
5.3.4	Subestação 1 - Mista.....	69
5.3.5	Subestação 2 - Mista.....	70
5.3.6	Subestação 3 - Mista.....	72
5.3.7	Subestação 4 – Mista – Caso ótimo.....	73
5.3.8	Subestação 5 - Residencial.....	75
5.3.9	Subestação 6 - Residencial.....	76
5.3.10	Subestação 7 - Residencial.....	77
5.3.11	Subestação 8 – Residencial – Caso ótimo.....	79
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS.....	81
6.1	CONSIDERAÇÕES FINAIS	81
6.2	TRABALHOS FUTUROS	83
	REFERÊNCIAS	85
	ANEXO A – Folha de dados do módulo fotovoltaico.....	87

1 INTRODUÇÃO

De forma a tornar mais claro o entendimento da proposta deste trabalho, a introdução foi dividida em formulação do problema, justificativa, objetivos, sendo estes gerais e específicos, hipótese e por fim uma explanação da estrutura na qual o trabalho foi dividido.

1.1 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

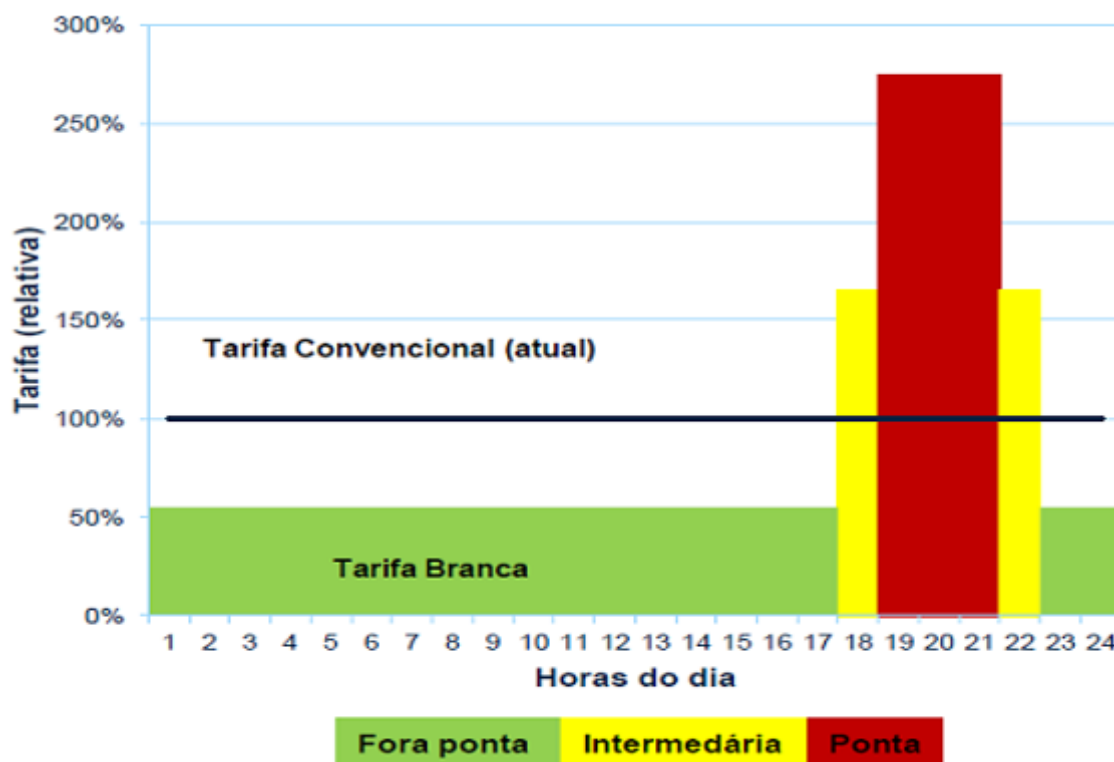
A Tarifa Branca foi primeiro formulada em 2010 e é composta por três postos tarifários: posto intermediário, ponta e fora ponta. Esta tarifa visa diminuir o consumo nos horários nos quais o sistema de energia é mais utilizado (posto tarifário de ponta). A medida adotada para alcançar tal objetivo é a utilização de preços variáveis de tarifa de acordo com o horário do dia. Na Figura 1.1 é exposta a comparação de valores entre a tarifa branca e a tarifa convencional. Por esta figura é possível notar que nos horários de ponta e intermediário a tarifa branca apresenta um valor maior do que o valor da tarifa convencional, enquanto que no restante do dia este valor é menor.

Desta forma, o consumidor pode controlar seu consumo em relação aos horários do dia, podendo vir a economizar no valor da fatura. Uma alternativa para não afetar o consumo é a utilização da mini ou micro geração distribuída (GD) de energias renováveis nos horários em que a tarifa branca apresenta preços elevados, ou seja, durante horário de ponta e intermediário.

No Brasil, fontes alternativas de energias renováveis não recebem grande incentivo devido à grande parte da matriz energética brasileira ser composta por hidrelétricas. Isto ocorre, pois a energia hidrelétrica também é renovável e apresenta um custo benefício mais vantajoso comparado com as outras fontes. Mesmo assim, elas se tornam uma alternativa limpa de suporte ao sistema elétrico.

Frente a nova tarifa proposta é necessário se realizar uma análise detalhada e criteriosa referente aos impactos e possibilidades com ela advindos.

Figura 1.1 - Comparação de valores entre tarifa branca e tarifa convencional



Fonte: ANEEL, 2014, p.14.

1.2 MOTIVAÇÃO

Diante do presente cenário de incertezas que envolvem a aplicação da tarifa branca, sendo estas, as vantagens e desvantagens da aplicação da nova tarifa para os consumidores e para as concessionárias, além dos entraves em relação à sua implementação, surge a necessidade de mais estudos afim de esclarecer as reais consequências decorrentes da tarifa branca.

Em um cenário de aplicação da tarifa de forma opcional, os resultados ainda são incertos e provavelmente causarão um déficit nas receitas das concessionárias, o que aumentaria as tarifas de energia. Os consumidores, por sua vez, apenas iriam aderir à nova tarifa caso já possuíssem um perfil de carga no qual consumissem menos nos horários de ponta e intermediário.

Frente a esta situação a inserção de GD se torna uma alternativa, de forma a contribuir para que os consumidores possam se beneficiar da nova tarifa sem terem que alterar seu perfil de consumo. Esta GD seria focada em fontes de energia renováveis, como solar e eólica principalmente.

Analizando-se o atual cenário brasileiro, não existe demasiado incentivo em relação às energias renováveis (solar, eólica, biomassa), pois a matriz energética brasileira é majoritariamente composta por geração hidrelétrica que já é renovável. No entanto, as GD surgem como forma de complementação da geração ainda sendo alternativas que beneficiariam o meio-ambiente.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo geral

Neste trabalho, pretende-se contribuir com a discussão sobre a validade da implantação da tarifa branca em conjunto com a micro e mini geração distribuída para consumidores de BT.

1.3.2 Objetivos específicos

- Analisar a viabilidade econômica para a concessionária e para os consumidores de BT da adoção da tarifa branca em relação à tarifa convencional.
- Analisar a adoção da tarifa branca em conjunto com a GD.
- Analisar os impactos da adoção da tarifa e da GD na rede de BT.

1.4 HIPÓTESE

A demanda nos horários de pico do sistema é muito maior do que no restante dos horários do dia, portanto é de extrema importância que esta demanda se altere de forma a não sobrecarregar o sistema, ou exigir que o sistema tenha uma capacidade muito maior apenas para cobrir o horário de pico.

Neste trabalho será analisada a tarifa branca, proposta elaborada pela Agência Nacional de Engenharia Elétrica (ANEEL) para contornar este problema. Espera-se chegar a conclusões mais claras a respeito das consequências desta

tarifa tanto para consumidores quanto para a concessionária. Além disso, que se possa avaliar a implementação da tarifa em conjunto com a GD, como forma de incentivo às energias renováveis, além de alternativa para que os consumidores não precisem alterar seus hábitos de consumo para obterem vantagens ao aderir à nova tarifa.

Para realização desta análise, pretende-se utilizar consumidores com perfis de consumo diferentes e adequados à realidade atual. A partir destes consumidores, avaliar as consequências para os mesmos considerando uma adesão opcional da tarifa branca. Tendo sido realizada esta primeira etapa, pretende-se modificar as curvas de carga de forma a adaptar o consumo à tarifa branca. Esta modificação será implementada tanto pela adaptação do consumo aos horários do dia, quanto pela inserção de GD. Por fim, buscar-se-á perceber quais serão as consequências para a concessionária de liberar aos consumidores o uso da tarifa branca, o que envolve perda em receita e melhor balanceamento do sistema.

Com este trabalho, pretende-se contribuir com o conhecimento das em relação às consequências da implementação da tarifa branca, para que se possa estar ciente das implicações que esta acarretará. Além disso, entende-se que a tarifa branca surge como forma de dar maior autonomia ao consumidor, sendo que este poderá analisar em quais horários consome mais energia e controlar este consumo, e, portanto, se mostra como evolução no setor elétrico brasileiro. Assim sendo, busca-se não denegrir a nova modalidade tarifária, mas sim esclarecer seus efeitos e, caso estes se mostrem prejudiciais aos consumidores e/ou à concessionária, possivelmente elaborar medidas que corroborem com a melhoria da tarifa ou ainda incentivar que outros órgãos, como por exemplo, a ANEEL, ou outros pesquisadores pensem em alternativas para a tarifa para que esta se transforme em benefícios ao setor elétrico como um todo.

A principal alternativa a ser estudada será a GD como forma de incentivar o uso de energias renováveis no Brasil.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

A estrutura do trabalho é composta por 6 capítulos. O primeiro busca dar uma visão geral sobre o trabalho, como ele foi concebido e suas ideias iniciais.

No capítulo 2 é realizada uma revisão bibliográfica que explica o contexto da criação da tarifa branca. Esta exposição inicia pela explicação do cenário brasileiro, que resultou na necessidade de criação da tarifa, retrata as tarifas dinâmicas, das quais a tarifa branca faz parte, assim como experiências nacionais e internacionais envolvendo estas tarifas, descreve o formato da tarifa branca e por fim, relata a atual situação da geração distribuída.

A metodologia será explicada no capítulo 3, onde consta toda a ideia de como será conduzida a análise dos dados obtidos.

Estes dados são expostos no capítulo 4, de aquisição de dados, assim como estes foram obtidos.

Por fim, no capítulo 5, são expostos os resultados deste trabalho. Este capítulo trata tanto dos resultados para os consumidores como para a concessionária.

Finalmente, no capítulo 6, são listadas as conclusões obtidas com este trabalho, discutindo sobre as contribuições e também sobre os possíveis trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

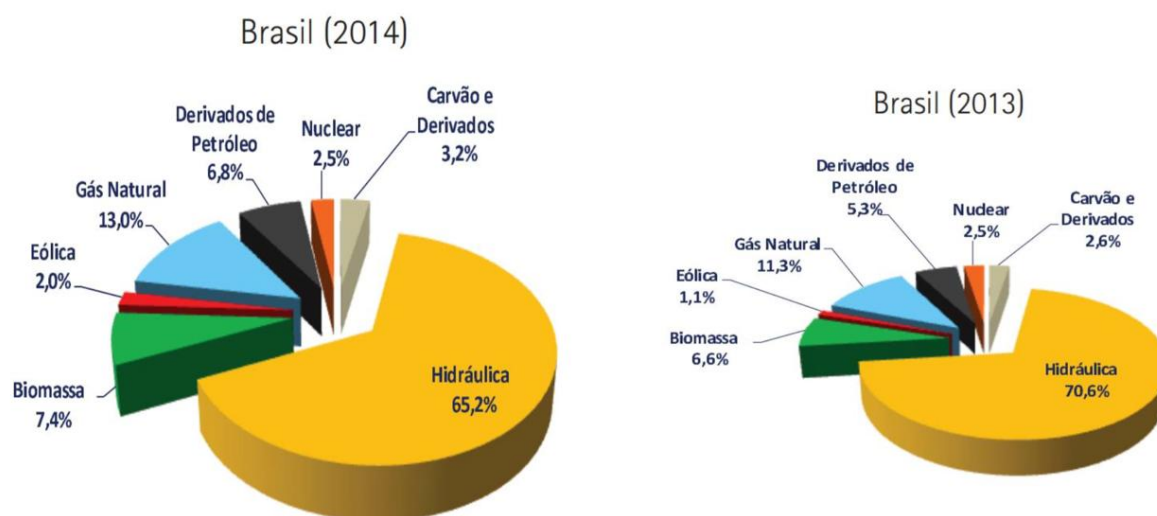
2.1 CENÁRIO ELÉTRICO BRASILEIRO

A matriz elétrica brasileira Figura 2.1 é predominantemente renovável e distinta da realidade de outros países.

A maior parte da eletricidade produzida no Brasil é proveniente de usinas hidroelétricas representando 65,2% da produção total de eletricidade.

Devido à participação massiva de produção de energia hidroelétrica, as renováveis constituem 74,6% da matriz elétrica brasileira. Apesar de um valor ainda muito expressivo, esta participação apresentou queda em relação ao ano passado, devido às condições hidrológicas desfavoráveis e ao consequente aumento da geração térmica (EPE, 2015).

Figura 2.1 – Matriz elétrica brasileira



Fonte: EPE, 2015, 35p.

Esta queda da produção hidroelétrica criou uma crise de energia no país, pois o custo de despacho das usinas termoeletricas é alto acarretando consequentemente no aumento do preço da energia.

2.2 TARIFAS DINÂMICAS

Tarifas dinâmicas tem por objetivo reduzir a demanda no horário de pico, ou deslocar parte da demanda para um horário diferente do pico de consumo. Isto é feito por meio de mudanças no valor pago pela eletricidade em diferentes horários do dia (HU, KIM, *et al.*, 2015).

Existem diversos tipos de tarifas dinâmicas, sendo que quatro delas são descritos abaixo:

- *Time of Use* (TOU): Consiste em uma tarifa diária, onde existe um horário de pico no qual a tarifa é mais cara que a convencional, horário fora de pico onde a tarifa é mais barata e ainda existe a possibilidade de existência de um horário intermediário a esses dois.
- *Critical Peak Pricing* (CPP): É uma tarifa que possui preços definidos para períodos críticos de pico no sistema. No entanto, não existe um aviso prévio de quando este preço será aplicado.
- *Real Time Pricing* (RTP): Alteração de preços numa base horária ou de curto-prazo relacionado com o custo de produção de energia.
- *Peak Time Rebates* (PTR): Refere-se a uma compensação recebida pelos consumidores pela redução da demanda durante picos de carga da rede.

2.2.1 Experiências Internacionais

Afim de avaliar a implementação de tarifas dinâmicas dentro da realidade brasileira, o estudo *Time-of-using pricing: Lessons from international experience* de 2012 e conduzido pelo *Carbon Trust Institute*, foi elaborado para prover à ANEEL as informações referentes a projetos já implementados em diferentes países envolvendo tarifas horárias (SRC/ANEEL, 2013).

Segundo o resumo das conclusões deste artigo presente na Nota Técnica da ANEEL nº1/2013 – SRC/ANEEL, as tarifas horárias apresentam resultados positivos referentes a mudanças no padrão de consumo, sendo sua eficácia influenciada por inúmeros fatores como a relação entre as tarifas de ponta/fora da ponta, fatores climáticos, disponibilidade de tecnologia e a penetração de certas tecnologias aplicações, demografia e informação prestada aos consumidores.

Além disso, alguns pontos devem ser ressaltados, como a provável prejuízo financeiro das concessionárias referente ao custo da compra e instalação dos equipamentos de medição e uma possível estratégia para aumentar a adesão seria uma adesão automática inicial para todos os consumidores com possibilidade de retorno à tarifa convencional (SRC/ANEEL, 2013).

2.2.2 Experiências Nacionais

Como apresentado na Nota Técnica da ANEEL nº1/2013 – SRC/ANEEL ocorreram experiências nacionais classificadas como projetos piloto, que foram conduzidas pelas concessionárias Companhia Paranaense de Energia (COPEL) e Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) e eram focadas no deslocamento de carga pelos consumidores de BT no horário de ponta. A modalidade tarifária foi chamada: tarifa amarela.

COPEL

A tarifa implementada, consistia em uma tarifa diferenciada entre o horário de ponta (18 às 21 horas) e o horário fora de ponta, sendo esta utilizada de segunda a sábado. Esta tarifa entrou em vigor em outubro de 1996 sendo 333 os participantes. Como o projeto gerou resultados negativos ao serem avaliados seus aspectos financeiros, técnicos, comerciais, regulatórios e jurídicos foi declarada sua inviabilidade de adoção (SRC/ANEEL, 2013)..

CEMIG

Na CEMIG a tarifa amarela foi implantada em março de 1998 e sua principal diferença é que esta tarifa era uma tarifa binômia, sendo que possuía diferenciação em três horários distintos tanto para energia quanto para demanda. O número de consumidores analisados era de 500.

As conclusões do projeto piloto para tornar a tarifa viável eram que esta deveria ser implantada de forma compulsória, considerar a depreciação dos equipamentos de medição compatível com a sua vida útil, a necessidade de financiamento de cerca de 75% dos investimentos necessários e a necessidade de constante revisão tarifária (SRC/ANEEL, 2013).

2.3 TARIFA BRANCA

Em 2011 a ANEEL definiu a tarifa branca como opção para os consumidores do grupo B, que são os consumidores com fornecimento em tensão inferior a 2,3kV, exceto iluminação pública e consumidores de baixa renda. Sendo que a tarifa não se aplicaria para os consumidores de baixa renda, pois estes têm um baixo consumo que é composto por equipamentos que dificilmente poderiam sofrer uma modulação, ou seja, serem utilizados em horários diferentes do atual, ou sofrerem uma diminuição na sua utilização, como por exemplo, a geladeira. Além disso, estes consumidores são beneficiados com a Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE), assim pagando uma tarifa menor (SRE-SRD-ANEEL, 2011). No entanto, em 2013, foi definido que estes consumidores poderiam também aderir a nova tarifa, pois a média de consumo de consumidores de baixa renda não se distancia excessivamente da média geral. Além disso, não se poderia excluir tais consumidores pelo fato de que suas tarifas resultariam em valores ainda menores (SRC/ANEEL, 2013).

A tarifa branca é uma opção de tarifa do tipo TOU, monômnia que possui três postos tarifários: ponta, fora de ponta e intermediário.

“O valor da tarifa de ponta seria cinco vezes o de fora de ponta, o valor da tarifa do período intermediário seria 3 vezes o de fora de ponta, e a tarifa fora de ponta 55% do valor da tarifa convencional de baixa tensão”. (SRC/ANEEL, 2013, p. 9)

A relação entre tarifa branca e tarifa convencional é dada pelo fator k_z , que como exposto acima será de 0,55. Este valor poderá ser alterado pela distribuidora desde que devidamente justificado, mas nunca poderá ultrapassar a unidade (SRE-SRD-ANEEL, 2011).

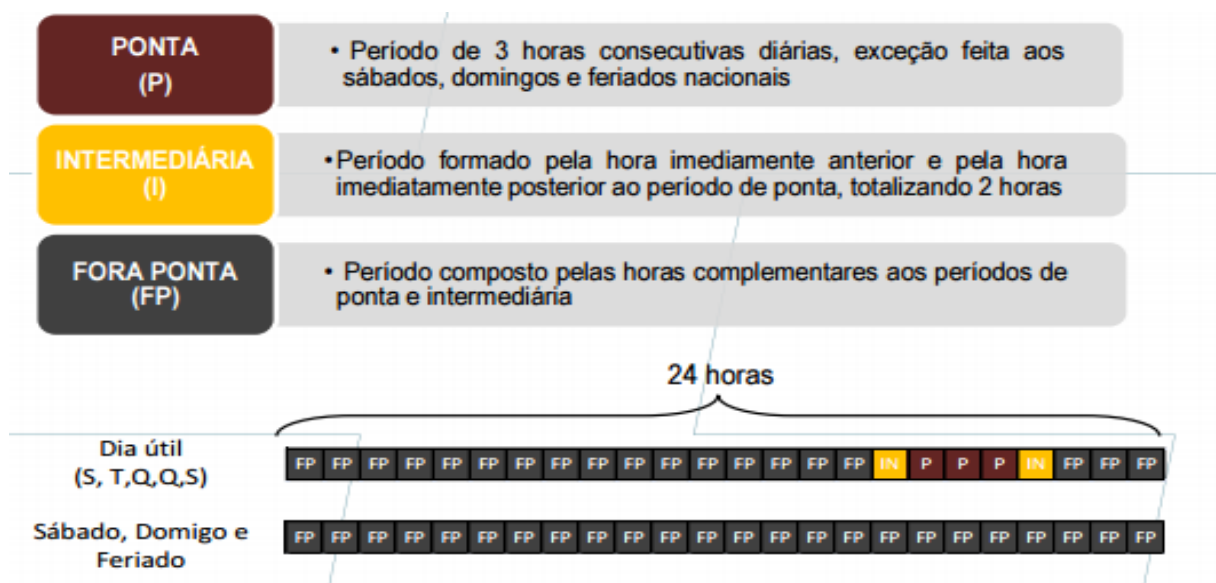
Os postos tarifários são válidos para os dias da semana, sendo que nos feriados e finais de semana a tarifa válida é a fora de ponta, durante toda a duração do dia. A estrutura da tarifa é mostrada na Figura 2.2.

Esta tarifa foi criada com o objetivo de deslocamento de carga durante os horários de maior carregamento do sistema, pois a capacidade do sistema é projetada para atender este pico de carregamento. Com um perfil mais constante seria necessária uma menor capacidade do sistema que resultaria numa menor

necessidade de investimento de expansão dos sistemas de distribuição e transmissão.

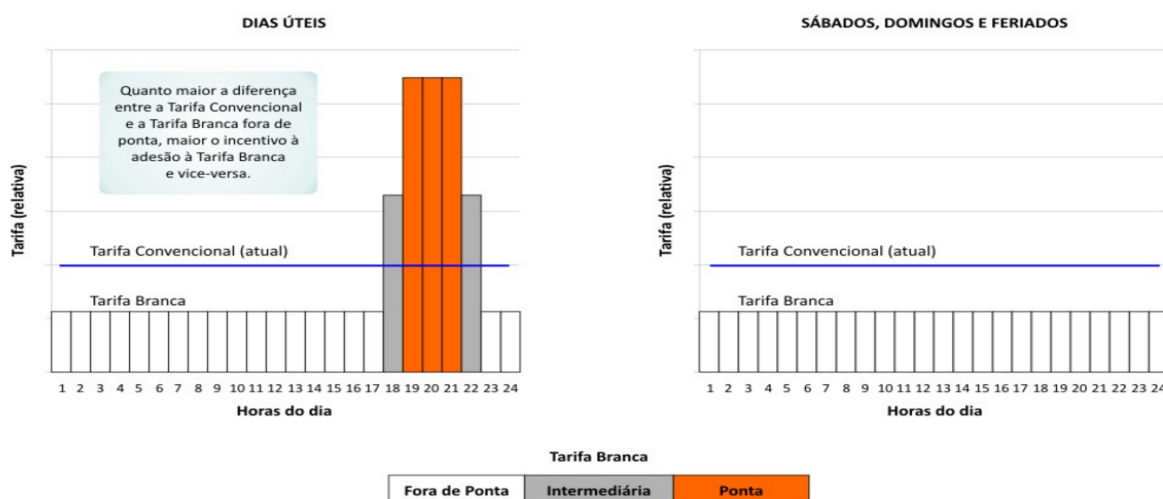
Sendo que a tarifa branca é opcional ainda existiria a tarifa convencional que possui apenas um valor por kWh. A comparação das duas tarifas é mostrada na Figura 2.3.

Figura 2.2. Estrutura tarifa branca



Fonte: SRE-SRD-ANEEL, 2011, 14p.

Figura 2.3 – Tarifa branca e tarifa convencional



Fonte: ANEEL, 2016

Desta forma, as modalidades tarifárias do grupo B são mostradas na Figura 2.4.

Figura 2.4 – Modalidades tarifárias do grupo B



Fonte: SRE-SRD-ANEEL, 2011, 18 p.

EP: Energia de Ponta (MWh)

EI: Energia Intermediária (MWh)

EFP: Energia Fora de Ponta (MWh)

E: Energia

A nova tarifa entraria em vigor em março de 2014, data que foi adiada indeterminadamente devido aos problemas em relação à adequação dos medidores.

2.3.1 Consequências para a concessionária

Como a adesão a tarifa branca não será compulsória, é possível que apenas os consumidores que já tem hábitos de consumo fora dos períodos de ponta venham a aderir à nova modalidade tarifária o que causaria uma diminuição na receita das concessionárias (SRC/ANEEL, 2013).

Segundo Santos et al.

Os programas opcionais estão atrelados a riscos e geram incertezas quanto à arrecadação de receita pelas distribuidoras e implicam na utilização de mecanismos de compensação de receita, cujo objetivo é cobrir os custos e garantir a remuneração dos investimentos da concessionária (SANTOS, MACEDO, *et al.*, 2012, p. 2).

Portanto, para as concessionárias é provável que inicialmente a tarifa branca cause prejuízos. Como isto provavelmente se traduzirá num aumento no valor das tarifas do grupo B, mais consumidores tenderão a aderir à nova tarifa e com o tempo

a receita e gastos da concessionária irão em algum momento encontrar um equilíbrio.

Caso a adesão seja satisfatória e consiga criar um perfil de consumo mais homogêneo, então isso se traduzirá em menores custos de expansão da rede, pois atualmente o sistema elétrico é projetado para atender a demanda no horário de pico que é muito maior do que a demanda durante o restante do dia, diminuindo os gastos em infraestrutura à longo prazo das concessionárias de distribuição de energia.

2.3.2 Consequências para o consumidor

A criação da tarifa branca se traduz em uma maior autonomia de escolha para o consumidor. A ANEEL em sua nota técnica nº311/2011 expõem que

A nova modalidade proposta torna-se vantajosa para consumidores com flexibilidade para alterar seus hábitos de consumo durante os horários de maior carregamento do sistema elétrico. (SRE-SRD-ANEEL, 2011, p. 20)

Esta maior autonomia requer uma postura mais ativa dos consumidores para que estes compreendam melhor seus hábitos de consumo e como resultado analisem as vantagens e desvantagens de aderir a nova tarifa. Uma ferramenta que possibilitará esta maior autonomia é o medidor eletrônico. Este permitirá gerenciamento em tempo real do consumo da unidade consumidora a qual está conectado (LIMBERGER, SOUZA e CALILI, 2014).

O consumidor poderá então analisar se pode deslocar o uso de equipamentos como máquinas de lavar roupas, máquina de lavar louças, que provavelmente não influenciariam em seu conforto, já outros equipamentos como chuveiro elétrico, televisores, ar condicionado causariam uma alteração no conforto do consumidor, mas este pode analisar se é possível tal deslocamento o que resultaria numa menor tarifa a ser paga.

É de extrema importância que exista uma conscientização dos consumidores em relação aos objetivos da tarifa branca, para que estes entendam os benefícios da nova tarifa para o sistema, o que resultará em benefícios para todos os consumidores refletidos principalmente numa diminuição a longo prazo nos valores

da tarifa ou ao menos um aumento reduzido destes valores uma vez que o custo para manter o sistema é menor que o custo para aumentar a infraestrutura.

2.3.3 Entraves para a implementação

O principal entrave para a implementação da tarifa branca eram os medidores eletrônicos, pois não existia um número suficiente de medidores para ser homologado pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO). Devido a isto, a previsão de início de funcionamento da tarifa, que era março de 2014, foi adiado por tempo indeterminado.

2.4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Pela resolução normativa nº 482 da ANEEL (2012) definiu-se micro e mini GD como:

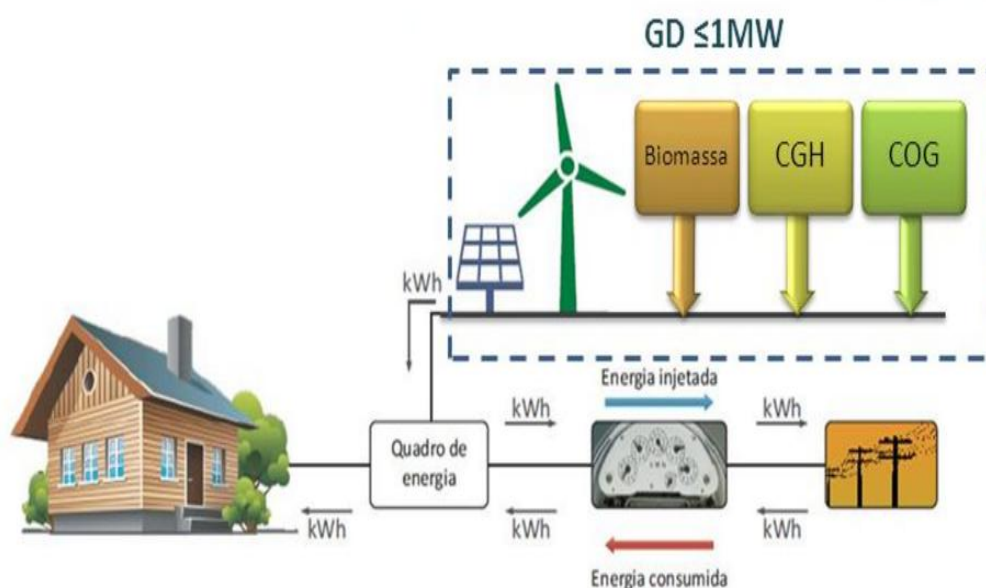
I - micro geração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II - mini geração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

Como exposto por Farhangi (2010) os catalisadores da geração distribuída são o aumento do custo da energia, a constante utilização de eletricidade em grande parte das atividades diárias e as mudanças climáticas. Um exemplo de GD é mostrado na.

Figura 2.5.

Figura 2.5 – Exemplo de GD



Fonte: ANEEL, 2014, p. 30

2.4.1 Regulamentação vigente

O regulamento brasileiro em relação à mini e micro geração distribuída consiste na resolução normativa nº 482 da ANEEL (2012).

Por este regulamento é definido que a energia gerada pela unidade consumidora será cedida como empréstimo à distribuidora e o valor decorrente da geração poderá ser posteriormente abatido do valor de energia consumido pelo consumidor em um prazo de 36 (trinta e seis) meses.

Na fatura de energia recebida pelo consumidor que possui uma mini ou micro geração conectada deverá ser cobrado pelo serviço de distribuição e a diferença entre a energia gerada pelo consumidor e a energia consumida por este, sendo que os excedentes de geração poderão ser abatidos das próximas faturas ou ainda serem utilizados para compensar o consumo de outras unidades consumidoras.

Como no caso da tarifa branca na qual existem outros postos tarifários, deve ser mantido o valor da energia gerada em relação ao posto tarifário em que ela foi gerada.

Para a instalação da mini ou micro geração, será necessária a utilização de medidores inteligentes, que mostrem a geração e consumo de energia em relação às horas do dia. O custo referente a este medidor fica a cargo da unidade consumidora sendo que a instalação do novo equipamento deverá ser realizada pela distribuidora e os gastos sendo posteriormente cobrados do consumidor. Após

instalação o equipamento ficará a cargo da concessionária de distribuição que deverá arcar com os gastos futuros referentes a manutenção e troca do equipamento.

2.4.2 Geração distribuída e tarifa branca

Espera-se que outra consequência da tarifa branca seja o aumento da GD. Seriam utilizadas fontes renováveis conectadas às unidades consumidoras de BT a fim de gerar energia para ser usada nos períodos em que a tarifa é mais cara (horário de ponta e intermediário). Durante o restante dos horários do dia seria utilizada a energia proveniente da rede de distribuição (SANTOS, FIGUEIRÓ, *et al.*, 2013). Esta geração poderia evitar que o consumidor tivesse que alterar seus padrões de consumo.

Atualmente, as fontes de GD ainda possuem preços elevados o que acarreta retorno à longo prazo do investimento. No entanto, como exposto por Santos, Figueiró, *et al.* (2013) as tarifas de energia tendem a ter um aumento significativo em seu valor e, portanto, a GD tende a ficar com um preço mais competitivo.

Para o consumidor, investir em GD em conjunto com a tarifa branca refletirá numa menor tarifa de energia com retorno de investimento à médio prazo, considerando-se a redução dos preços das GDs (SANTOS, FIGUEIRÓ, *et al.*, 2013).

Atualmente, provavelmente as GDs mais utilizadas, por terem mais versatilidade e serem de uso mais comum, seriam a geração eólica e a geração fotovoltaica. Esses tipos de GD poderiam ser facilmente instaladas em ambiente urbano, sem causarem prejuízo excessivo ao meio ambiente ou para os moradores da residência ou outro ambiente onde estejam conectadas.

A tarifa branca dessa forma serviria para abrandar o pico de consumo, assim como incentivo para o uso de energias renováveis como suporte à geração massiva de energia elétrica.

2.5 TRABALHOS RELACIONADOS

Como a tarifa branca ainda não foi implementada comercialmente e em grande escala no Brasil, alguns estudos estão sendo conduzidos para avaliar sua validade, mas ainda não se tem as condições ideais para sua real aplicação e

extração de resultados mais consistentes sobre seu impacto no dia a dia das concessionárias.

O estudo que serviu de base principal para este trabalho, intitulado “Análise do impacto da tarifa branca e da geração distribuída nos sistemas de baixa tensão”, produzido por Santos, Figueiró, *et al.* (2013), realiza a avaliação da tarifa branca em conjunto com a geração distribuída como forma de que os consumidores não tenham que mudar seus hábitos de consumo para terem vantagens em aderir à nova tarifa. Para a análise é utilizado o software Hybrid Optimization Model for Electric Renewables (HOMER). O estudo de caso é realizado com a utilização de pequenos geradores eólicos e painéis fotovoltaicos sendo que os dados foram retirados a partir de medições de velocidade dos ventos e radiação solar média na região Sul do país que é onde se pretende instalar a geração. O HOMER simula a operação do sistema durante o período de um ano considerando a demanda e a capacidade do sistema prevendo quando é vantagem ligar a GD ou não e ainda calculando os custos de cada alternativa. Pelas conclusões obtidas ainda não é vantagem a implantação das GDs, devido ao alto custo das mesmas, mas a médio prazo a utilização das GDs em parceria com a tarifa branca é a alternativa mais vantajosa, considerando que os preços das GDs diminuiriam e que o preço da energia aumentaria. Sem o uso da GD a tarifa convencional ainda apresenta menor custo para o consumidor.

Outro trabalho de relevância, intitulado “Tarifa branca – um estudo da estrutura tarifária do grupo B do setor elétrico - parte II: estudos de casos” de 2014, produzido por Santos, Camacho, *et al.*, 2014(b), analisa três tipos de consumidores: uma família pertencente à subclasse Residencial Comum (B1), outra residencial Agropecuária Rural (B2) e um comércio pertencente a subclasse Comercial Comum (B3). Esses estudos de casos levaram em conta as contas de energia elétrica dos 3 tipos de consumidores durante 12 meses além da estimativa dos hábitos de consumo destes consumidores por meio de visita in loco. Para cada consumidor foi avaliado o impacto da adoção da tarifa branca para o consumo atual sendo realizada uma modulação de carga. As conclusões do artigo foram realizadas com base nos consumidores avaliados, estendendo-se para os outros consumidores do grupo. Para alguns a adoção da tarifa traria benefícios sem mesmo alterar os hábitos de consumo. Para outros consumidores deve ser avaliada a disposição em relação a

mudança de hábitos, cabendo ressaltar para estes consumidores os benefícios para a rede decorrentes da adoção da nova tarifa.

Sendo que o objetivo da nova tarifa é que os consumidores modulem seu consumo, afim de reduzir os investimentos nas redes de distribuição e transmissão, o estudo descrito na dissertação de mestrado “Estudo da tarifa branca para classe residencial pela medição de consumo de energia e de pesquisas de posse e hábitos” de Limberger, Souza e Calili (2014) monitorou 120 unidades consumidoras que foram divididas em três perfis: beneficiados, potenciais beneficiados e não beneficiados. Verificou-se que em curto prazo a adoção da tarifa traria prejuízos para a concessionária, pois muitos consumidores se beneficiariam sem terem que alterar seus hábitos de consumo. Um meio de reverter isso seria adequar a tarifa de forma a encontrar um equilíbrio para a receita da concessionária ou ainda modificar a tarifa de uma maneira que ela só trouxesse benefícios para aqueles consumidores que realizassem algum esforço para alterar seu perfil de consumo. Assim sendo, a concessionária teria redução da demanda no horário de ponta, redução das perdas e uma operação com maior segurança e confiabilidade, além de a longo prazo ter gastos reduzidos com a expansão e reforço do sistema.

Além dos trabalhos acima descritos, o artigo “Simulação do impacto da aplicação das Tarifas Brancas no equilíbrio econômico financeiro das distribuidoras de energia elétrica” de Santos, Macedo, *et al.* (2012) simula a adesão compulsória dos consumidores de três concessionárias mostrando que isto geraria um déficit financeiro para as concessionárias e caso ainda existisse uma modulação de carga pelos consumidores este déficit só aumentaria. O estudo propõe a adoção de um fator k_z para diferentes grupos tarifários com o propósito de reduzir os déficits. Este artigo é mais voltado para as consequências para a concessionária e mostra um cenário alarmante caso a tarifa seja implementada.

Com base nas ideias dos trabalhos apresentados, pode-se notar que a maioria desses ressalta que devido ao caráter compulsório da tarifa, os consumidores que tivessem que modificar seus hábitos de consumo não iriam aderir à nova tarifa, sendo esta utilizada apenas pelos consumidores que apresentariam benefícios instantâneos ao realizarem a troca de tarifas. Isto se mostra alarmante para as concessionárias que sofreriam prejuízos renunciados o que acarretaria aumento nos valores das tarifas pagas pelos consumidores de forma a cobrir o déficit criado. Portanto, este presente trabalho se propõe a reanalisar este cenário,

buscando resultados claros sobre a implementação da tarifa branca além de incentivos e alternativas para a adesão de mais consumidores. Um destes possíveis incentivos sendo a adoção da GD como forma de suprir a energia nos horários em que esta seria mais cara (horário de ponta e intermediário) o que evitaria que o consumidor tivesse que alterar seu consumo para se beneficiar da adoção da tarifa branca.

3 METODOLOGIA

3.1 INTRODUÇÃO

A metodologia a ser empregada neste trabalho é dividida em criação de curvas de carga adaptadas à tarifa branca e de análise dos impactos.

As curvas de carga dos consumidores que optarem por aderir à tarifa branca serão moduladas. Alguns consumidores optarão por deslocar seu consumo dos horários de pico para outras horas do dia e alguns simplesmente continuarão com a mesma curva de carga. Além da modulação alguns consumidores também começarão a utilizar a geração distribuída. Esta etapa de modificação das curvas de carga está contida na metodologia para criação de curvas de carga adaptadas à tarifa branca.

A metodologia de análise dos impactos foi dividida em três fluxogramas que serão explicados abaixo. Os fluxogramas mostram uma visão geral e simplificada da metodologia a ser empregada.

3.2 METODOLOGIA PARA CRIAÇÃO DE CURVAS DE CARGA ADAPTADAS À TARIFA BRANCA

3.2.1 Modulação

Para a criação das curvas de carga moduladas foi utilizada a composição da ponta instantânea brasileira mostrada na tabela 1. Existem equipamentos que não serão modulados como a geladeira/freezer, pois ficam sempre ligados, ar condicionado, pois é ligado nos períodos em que as pessoas estão em casa e, portanto, é de difícil modulação, micro-ondas é relacionado à alimentação e por fim, a televisão que depende da programação desejada.

Em relação à modulação de consumo dos consumidores residenciais esta foi dividida em adaptabilidade baixa e alta.

- **Adaptabilidade baixa:** Numa residência a carga que mais consome energia durante o horário de ponta é o chuveiro, desta forma o consumidor com adaptabilidade baixa apenas modulará seu uso do

chuveiro, sendo que este será usado apenas antes do horário intermediário, ou seja, até as 17:30 horas ou após as 21:30 horas.

- **Adaptabilidade alta:** A adaptabilidade alta além de englobar a adaptabilidade baixa, ainda considera a diminuição do consumo relacionado à iluminação, sendo que o consumidor consciente de seu consumo, reduzirá o número de lâmpadas ligas durante o horário de ponta. Além disso, é considerado que o ferro e a lava-roupas tem seus consumos transferidos pra os horários fora-ponta e o som tem seu consumo retirado do horário de ponta, sendo que este pode ter sua função substituída por notebooks e celulares que podem ser carregados no horário fora-ponta.

Tabela 3.1 – Percentual da composição da ponta instantânea Brasil

Equipamento	Percentual de composição da ponta
Chuveiro	43%
Iluminação	17%
Geladeira/Freezer	14%
Televisor	13%
Ar condicionado	7%
Som	2%
Ferro	2%
Micro-ondas	1%
Lava-roupas	5%

Fonte: ANEEL, 2010, p. 24

3.2.2 Aquecimento solar

A criação das curvas de carga utilizando aquecimento solar ocorreu por meio da supressão do consumo do chuveiro, pois com o aquecimento solar é dispensado o uso do chuveiro elétrico. Em certas situações, de falta de sol, se necessitará ligar o chuveiro ou aderir ao aquecimento à gás. Estas situações não serão consideradas neste trabalho.

3.2.3 Geração distribuída

Será utilizada geração de energia fotovoltaica para gerar a energia a ser consumida na ponta. Os detalhes de cálculo são mostrados na seção 4.5.

3.3 METODOLOGIA DE ANÁLISE DOS IMPACTOS

3.3.1 Análise da viabilidade econômica para os consumidores

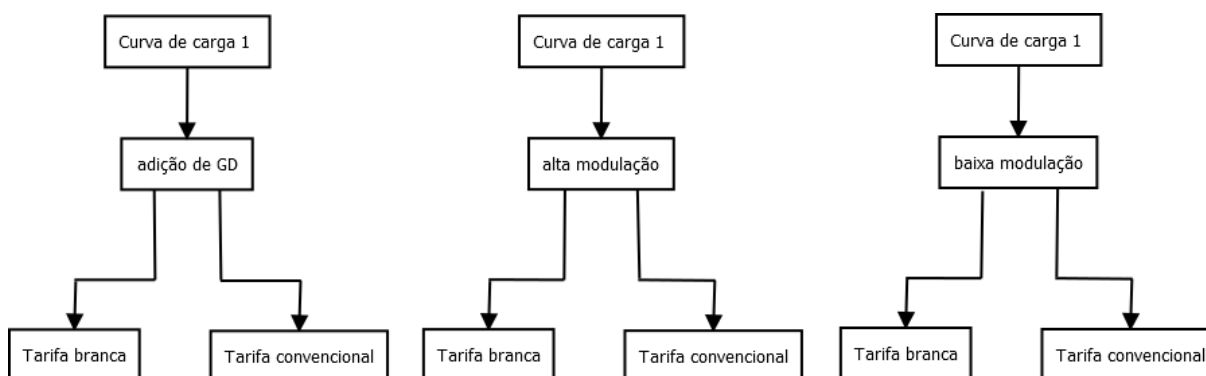
Esta análise será implementada seguindo os moldes expostos na Figura 3.1. Nela apenas uma curva de carga é considerada, mas para a real análise outras curvas também serão analisadas separadamente.

Este método se foca em realizar uma análise voltada para as consequências para o consumidor, os benefícios e malefícios para este ao aderir ou não à nova tarifa e também reflete estas mesmas consequências em relação à GD e ao aquecimento solar de água.

É importante esta análise econômica, pois as GDs ainda apresentam um valor elevado o que pode gerar um retorno de investimento à longo prazo de mais de 10 anos.

Apenas as curvas de carga residenciais irão sofrer os três tipos de modificação exposto na Figura 3.1 – Método de análise da viabilidade econômica para os consumidores da adoção da tarifa branca em relação à tarifa convencional. As curvas de carga dos demais segmentos (comercial e industrial) apenas terão inserção de GD.

Figura 3.1 – Método de análise da viabilidade econômica para os consumidores da adoção da tarifa branca em relação à tarifa convencional

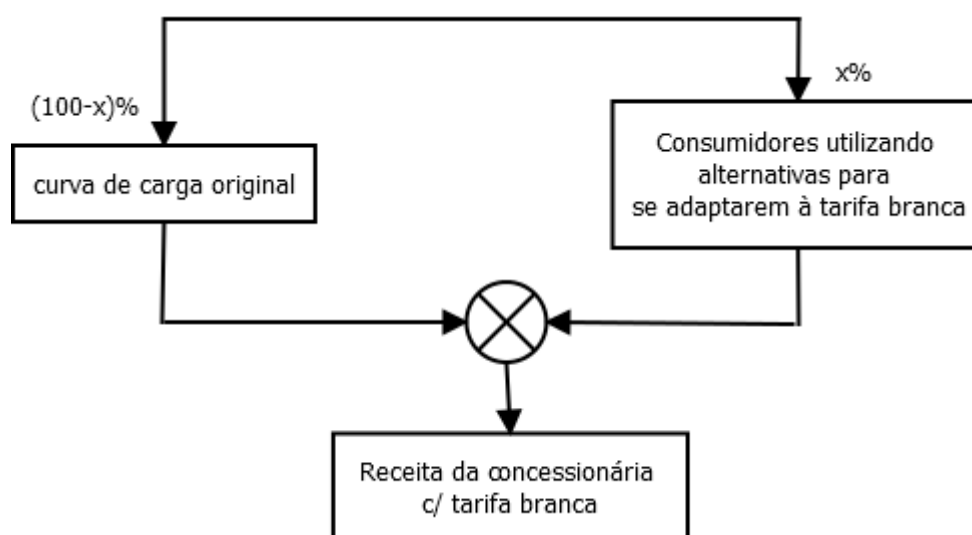


Fonte: Produção do autor

3.3.2 Análise da viabilidade técnico econômica para a concessionária

Para se analisar a viabilidade técnico econômica para a concessionária, serão criados casos em que só são utilizadas as curvas de carga originais dos consumidores e casos onde parte dos consumidores se adaptaram à tarifa branca, ou seja, realizaram modificações na sua curva de carga de forma a obterem lucro ao migrarem para a nova tarifa. A Figura 3.2 - Análise da viabilidade econômica para a concessionária. expõem tal modelo. A receita obtida com parte dos consumidores aderindo à tarifa branca será comparada com a receita da concessionária com os mesmos consumidores utilizando somente a tarifa convencional.

Figura 3.2 - Análise da viabilidade econômica para a concessionária.



Fonte: Produção do autor

Este conjunto de consumidores pertencerá a um transformador de BT. A soma de todas as curvas de carga será a curva de carga resultante que o transformador deve alimentar. Neste ponto será realizada uma análise do impacto para o sistema elétrico de BT. Utilizando alguns indicadores do sistema, os quais são descritos na seção 5.3.3.

Os impactos no sistema de BT geram consequências na receita da concessionária. Por exemplo, caso haja uma distribuição mais balanceada do consumo, o transformador precisará fornecer menos energia nos horários de pico. Desta forma, a concessionária terá que comprar menos energia para suprir o pico de demanda de energia do sistema atual do que teria que comprar para suprir o pico de energia existente anteriormente e não terá que trocar ou aumentar o transformador, devido a necessidade de ampliação do sistema de alimentação.

4 AQUISIÇÃO DE DADOS

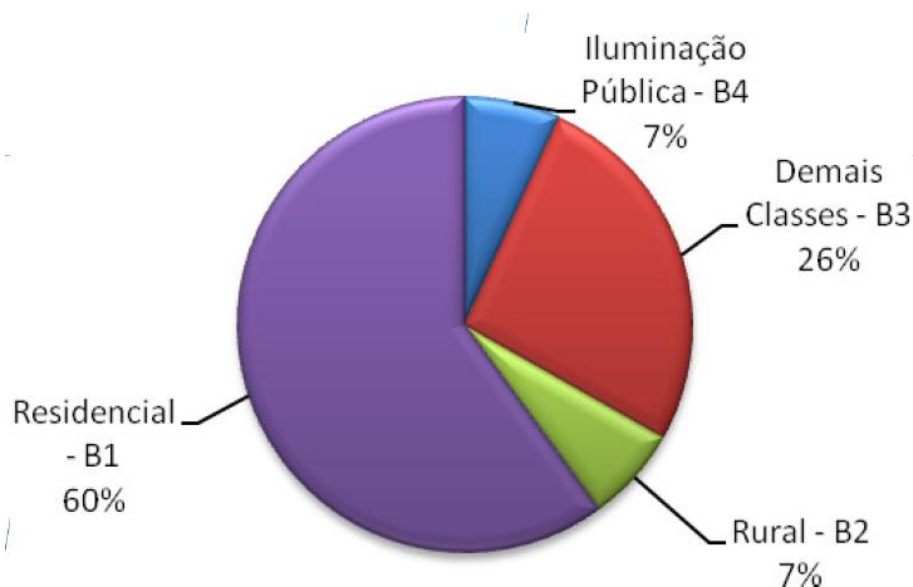
4.1 INTRODUÇÃO

Inicialmente, pretendia-se utilizar dados provenientes diretamente de concessionárias de energia. No entanto, tal aquisição se mostrou deverás complicada e devido ao tempo para o desenvolvimento deste trabalho, optou-se por obter as curvas necessárias por outras alternativas. Apenas serão analisadas as curvas de carga dos dias úteis, já que em finais de semana e feriados a tarifa branca não possui horário de ponta e intermediário. No entanto, nestes dias existe queda na receita da concessionária, o que deve ser considerado numa análise mais aprofundada.

Com base na Figura 4.1 é possível perceber que o mercado de BT é composto principalmente por consumidores residenciais, totalizando 60% e demais classes, que totalizam 26%, nas quais se enquadram principalmente indústria e comércio.

Para efeitos de análise, somente serão estudados os consumidores residenciais, comerciais e industriais acima, pois optou-se por realizar a análise de subestações urbanas, onde os consumidores rurais não se enquadram, e, segundo o escopo da modalidade tarifária branca, iluminação pública não será abrangida pela modalidade, pois não responde ao sinal do preço, já que o consumo está atrelado ao ciclo de iluminação natural.

Figura 4.1 - Segregação do mercado de baixa tensão



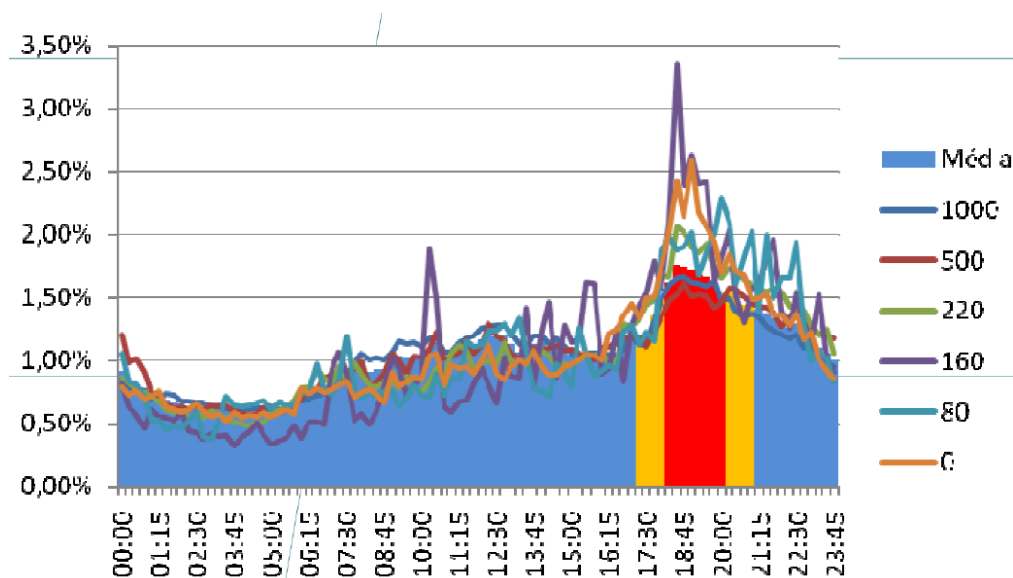
Fonte: ANEEL, 2010, p. 20

4.2 CONSUMIDORES RESIDENCIAIS

Cada tipo de consumidor apresenta um certo perfil de consumo, ou vários perfis de consumo. Consumidores residenciais tendem a ter um perfil relativamente uniforme de consumo, sendo que o pico de utilização de energia se concentra nos horário de ponta e intermediários.

A primeira curva de carga residencial utilizada é a do Sul do país, região onde está sendo desenvolvido este trabalho. As outras duas correspondem a curvas de carga típicas a certas faixas de consumo. Estas foram retiradas da Figura 4.2, a qual foi obtida por meio do 2º ciclo de revisões tarifárias.

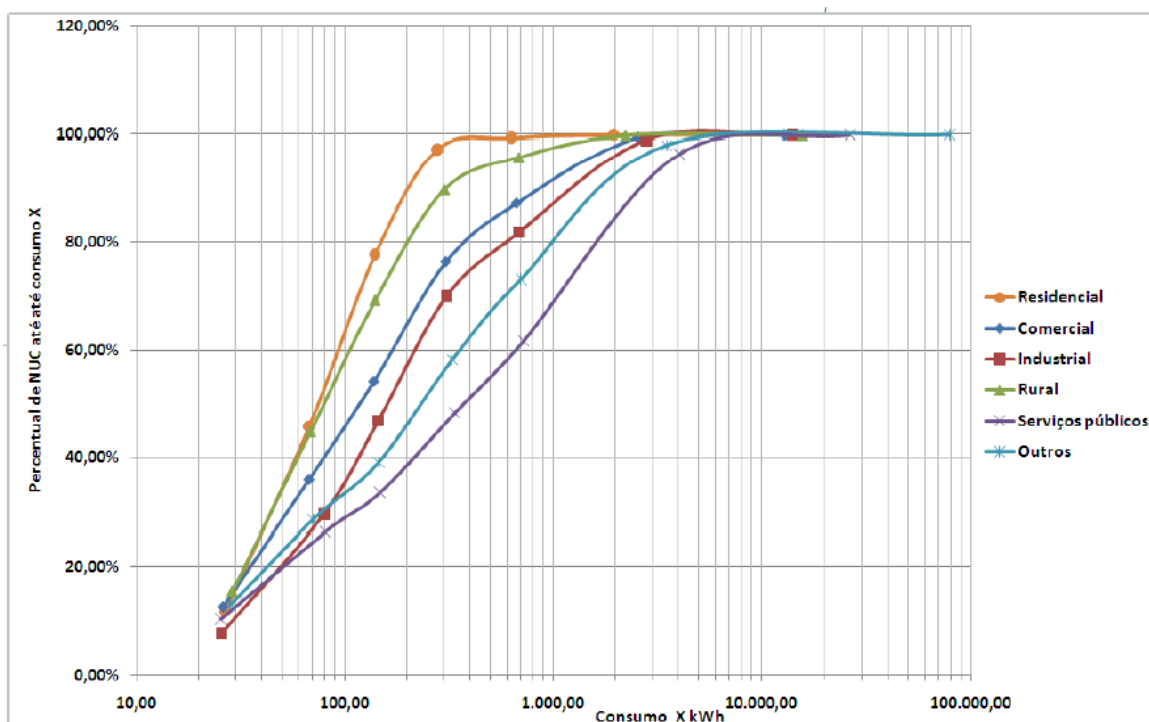
Figura 4.2 – Curvas típicas de consumidores residenciais segregados por faixas de consumo



Fonte: ANEEL, 2010

A distribuição de unidades consumidoras por faixa de consumo é dada pela Figura 4.3, nota-se que 80% dos consumidores residenciais possuem consumo abaixo de 200kWh/mês. Portanto, buscou-se curvas de carga que retratassem tal realidade.

Figura 4.3 – Percentual de unidades consumidoras por faixa de consumo



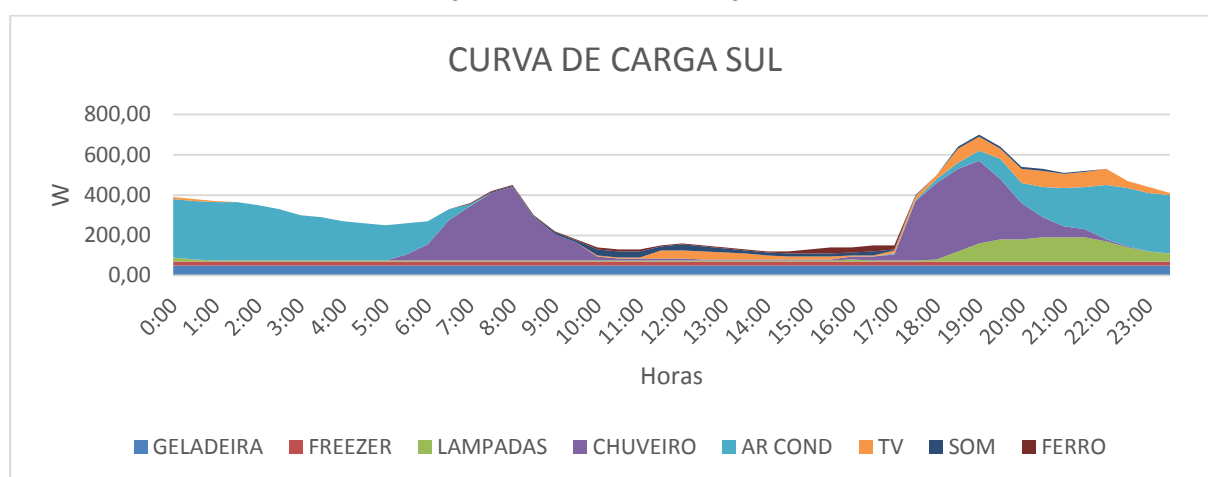
Fonte: ANEEL, 2010

Sendo que a curva de carga sul se encontra na faixa de consumo de 160-220kWh, as outras duas faixas selecionadas foram de 80-160kWh e de 220-500kWh.

4.2.1 Curva de carga do Sul

Segundo a (ANEEL, 2010) a curva de carga do Sul do país é dada pela Figura 4.4.

Figura 4.4 – Curva de carga Sul



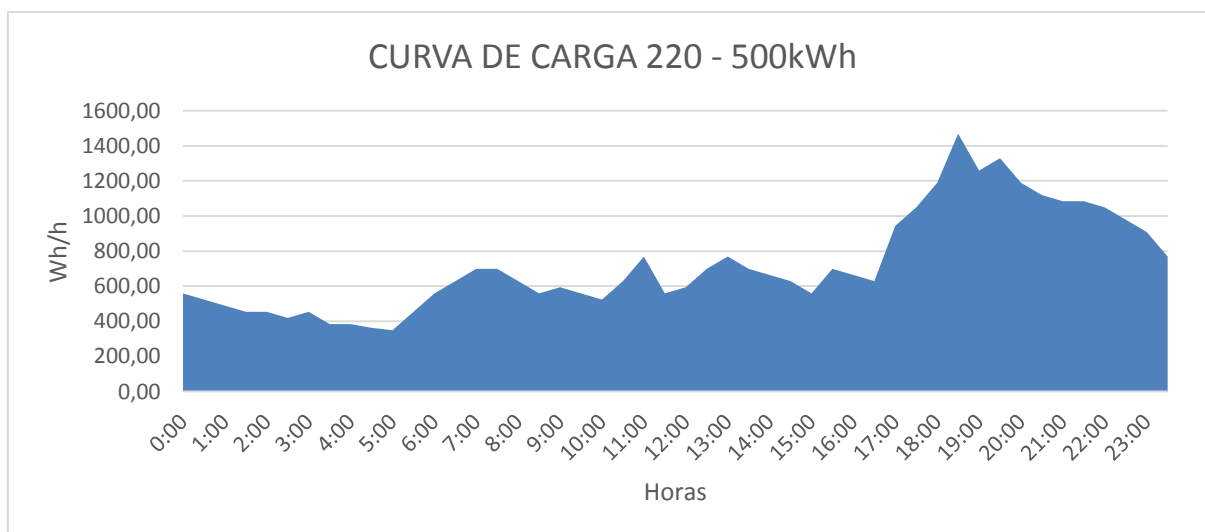
Fonte: ANEEL, 2010

Por esta curva de carga é possível se verificar a parcela de consumo de cada equipamento. Assim sendo, percebe-se que o maior responsável pela ponta é o chuveiro, como esperado.

4.2.2 Curva de carga para faixa de consumo 220 - 500kWh

A curva de carga da faixa de consumo 220-500kWh, apresentada na Figura 4.5 apresenta um formato na ponta muito parecido com a curva de carga sul, corroborando o fato de que a hora de maior consumo residencial é o período de ponta.

Figura 4.5 – Curva de carga referente à faixa de consumo 220-500kWh.

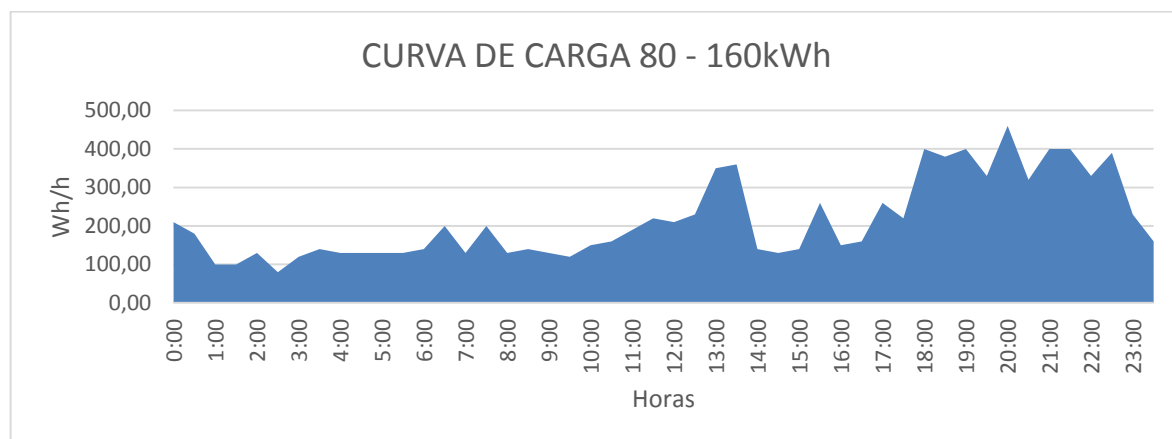


Fonte: Adaptado de ANEEL, 2010.

4.2.3 Curva de carga para faixa de consumo de 80-160kWh

Como as demais curvas, a curva de carga da faixa de consumo 80-160kWh, Figura 4.6, também apresenta seu maior consumo no período de ponta.

Figura 4.6 – Curva de carga referente à faixa de consumo 80-160kWh.



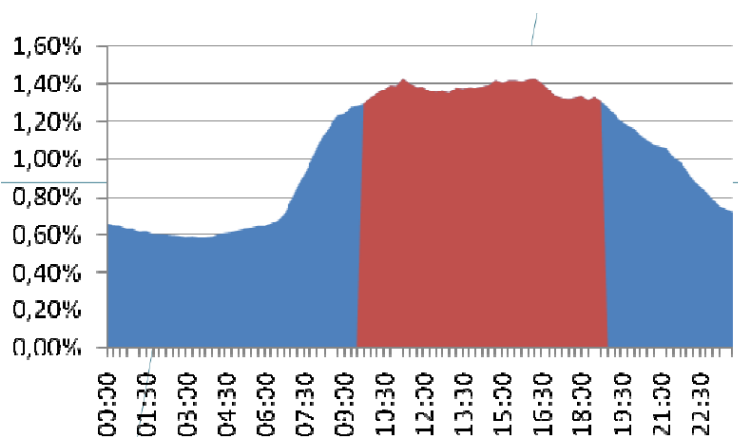
Fonte: Adaptado de ANEEL, 2010.

4.3 CONSUMIDORES COMERCIAIS

Os consumidores comerciais se caracterizam por sua variedade, podendo ser lojas, mercados, padarias, e conseqüentemente por possuírem perfis de consumo distintos.

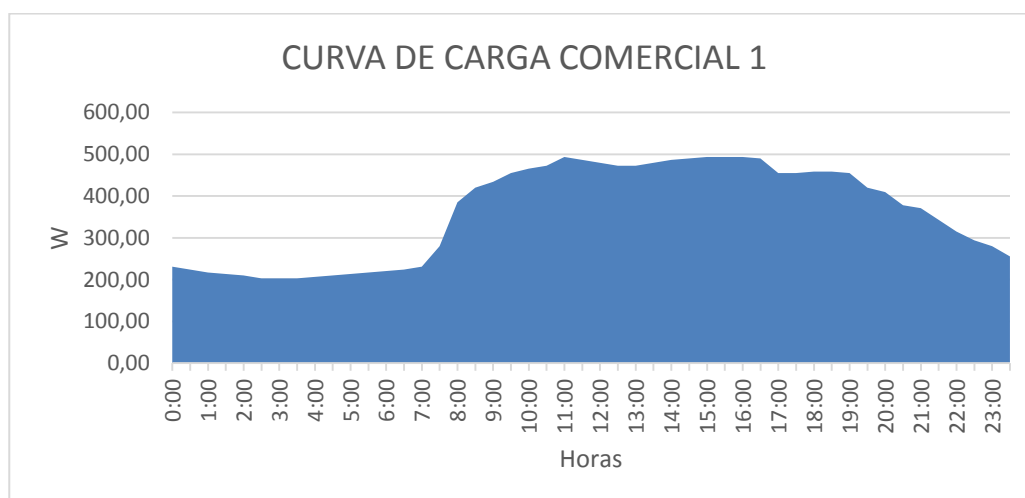
Segundo a ANEEL (2010) o perfil de consumo comercial típico brasileiro é dado pela Figura 4.7. Como os valores são dados em pu e sabendo pela Figura 4.3 que 80% dos consumidores comerciais apresentam consumo abaixo de 400kWh, construiu-se a curva de carga da Figura 4.8 que apresenta um consumo total, da média de 22 dias úteis do mês, de 190kWh aproximadamente.

Figura 4.7 – Tipologia consumidor comercial de baixa tensão



Fonte: ANEEL, 2010, p.29

Figura 4.8 – Curva de carga consumidor comercial 1



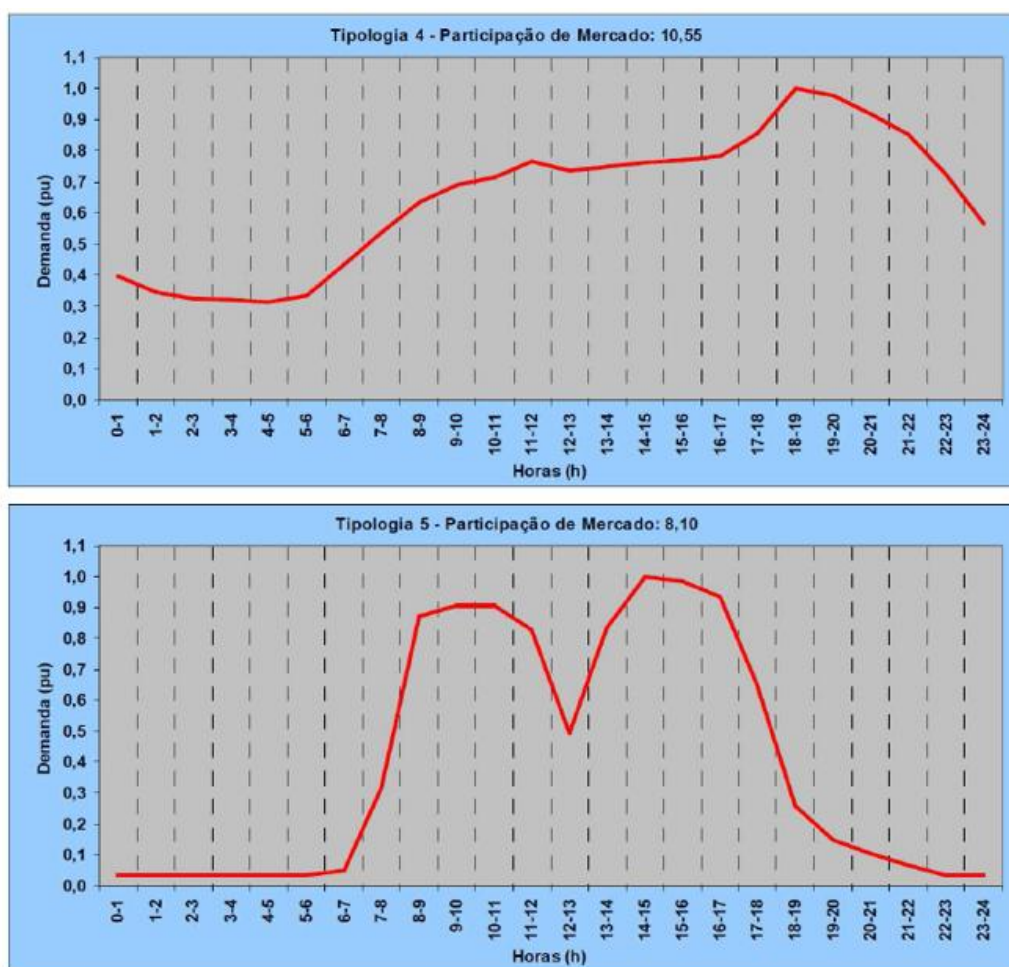
Fonte: Adaptado de ANEEL, 2010, p.29

As duas outras curvas de carga comerciais utilizadas foram retiradas de uma contribuição formulada pela COPEL à audiência pública 043/2010 referente à tarifa branca a qual mostrava as curvas de carga comerciais e industriais de baixa tensão além da porcentagem de consumidores que possuíam tais perfis de consumo.

Foram utilizadas as curvas da Figura 4.9 por representarem uma quantidade considerável do mercado e por apresentarem formato diferente da outra curva de carga utilizada.

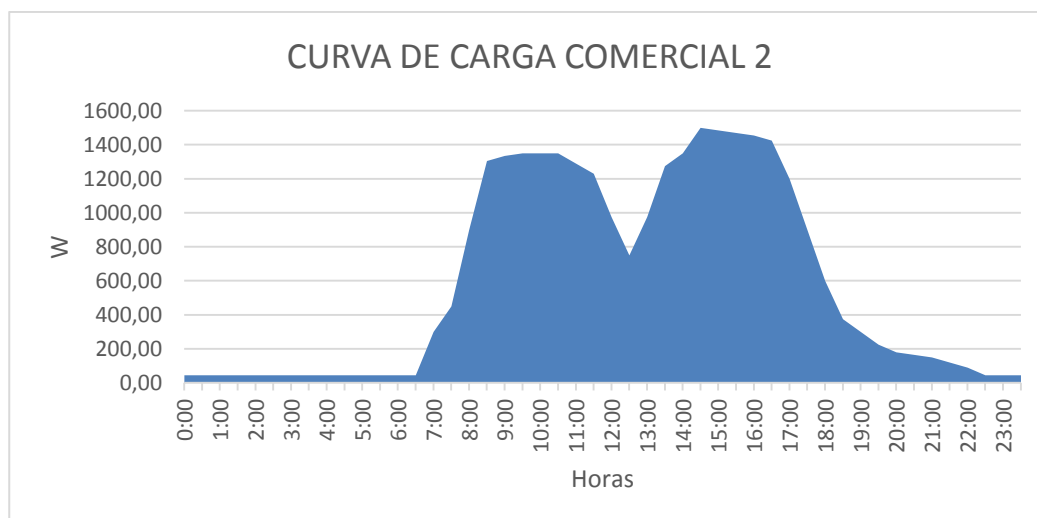
As curvas possuíam valores em pu e, por isso, fora, atribuído valores de 1pu que resultassem em consumos condizentes com a quantidade de unidades consumidoras por consumo em kWh. As curvas de carga obtidas são expostas na Figura 4.10 e Figura 4.11.

Figura 4.9 – Tipologias referentes aos consumidores comerciais COPEL



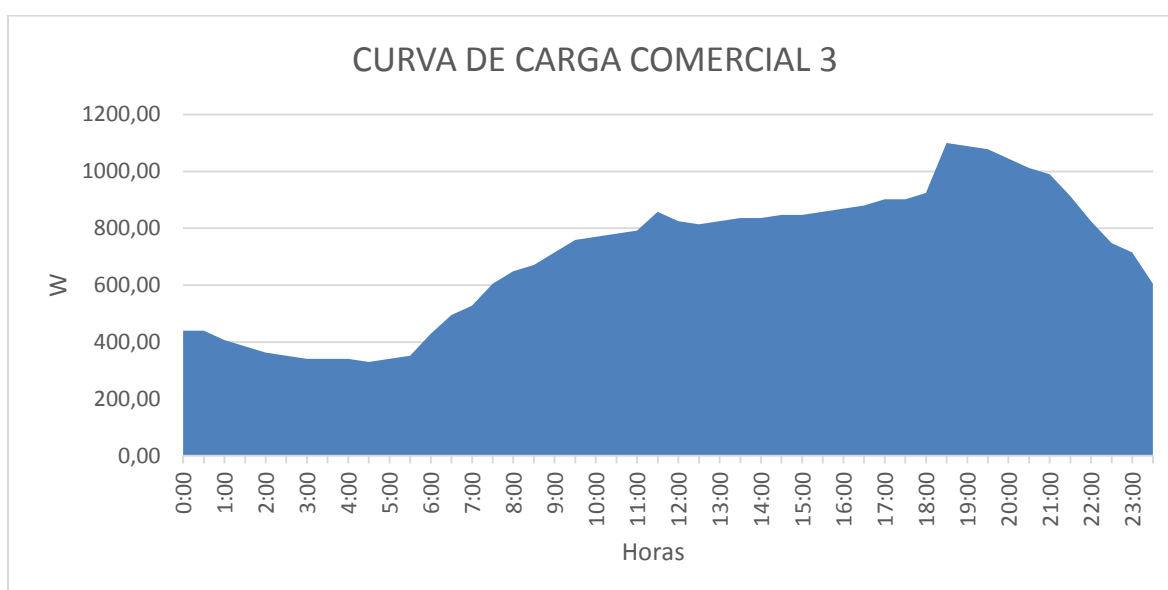
Fonte: COPEL, 2013, p.5

Figura 4.10 – Curva de carga comercial 2 referente à tipologia 5 da COPEL



Fonte: Adaptado de COPEL, 2013, p.5

Figura 4.11 - Curva de carga comercial 3 referente à tipologia 4 da COPEL



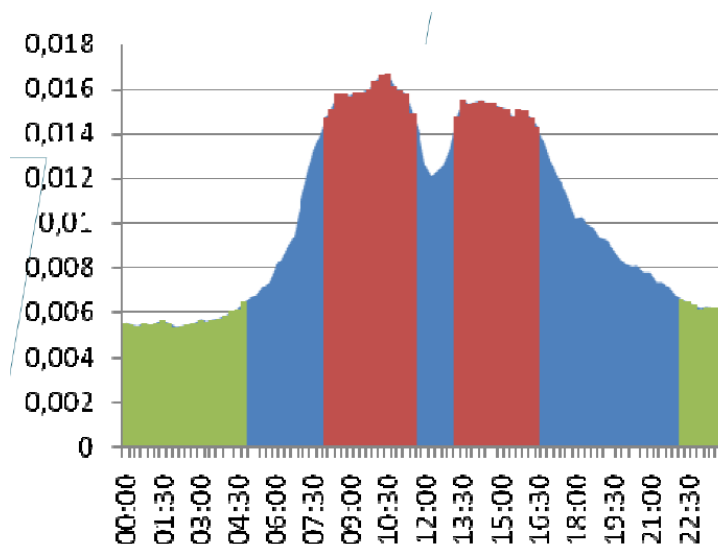
Fonte: Adaptado de COPEL, 2013, p.5

4.4 CONSUMIDORES INDUSTRIAIS

Para compor as curvas de carga referentes aos consumidores industriais, foi utilizado o mesmo método empregado para se obter as curvas de carga comerciais. Desta forma a primeira curva de carga representa a tipologia da unidade de consumo industrial brasileira de BT que é mostrada na Figura 4.12. A partir desta tipologia obtemos a curva de carga da Figura 4.13. Os valores de consumo foram

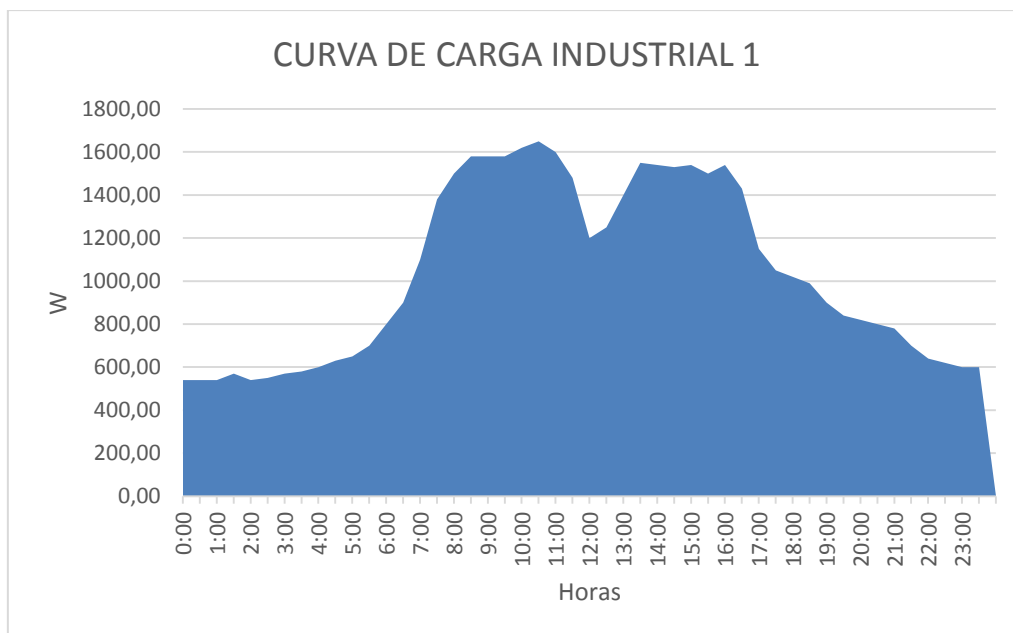
estimados, levando-se em conta que segundo a Figura 4.3 80% dos consumidores industriais de BT possuem consumo inferior a 600kWh mês.

Figura 4.12 – Tipologia do consumidor industrial de baixa tensão



Fonte: ANEEL, 2010, p.28

Figura 4.13 – Curva de carga consumidor industrial

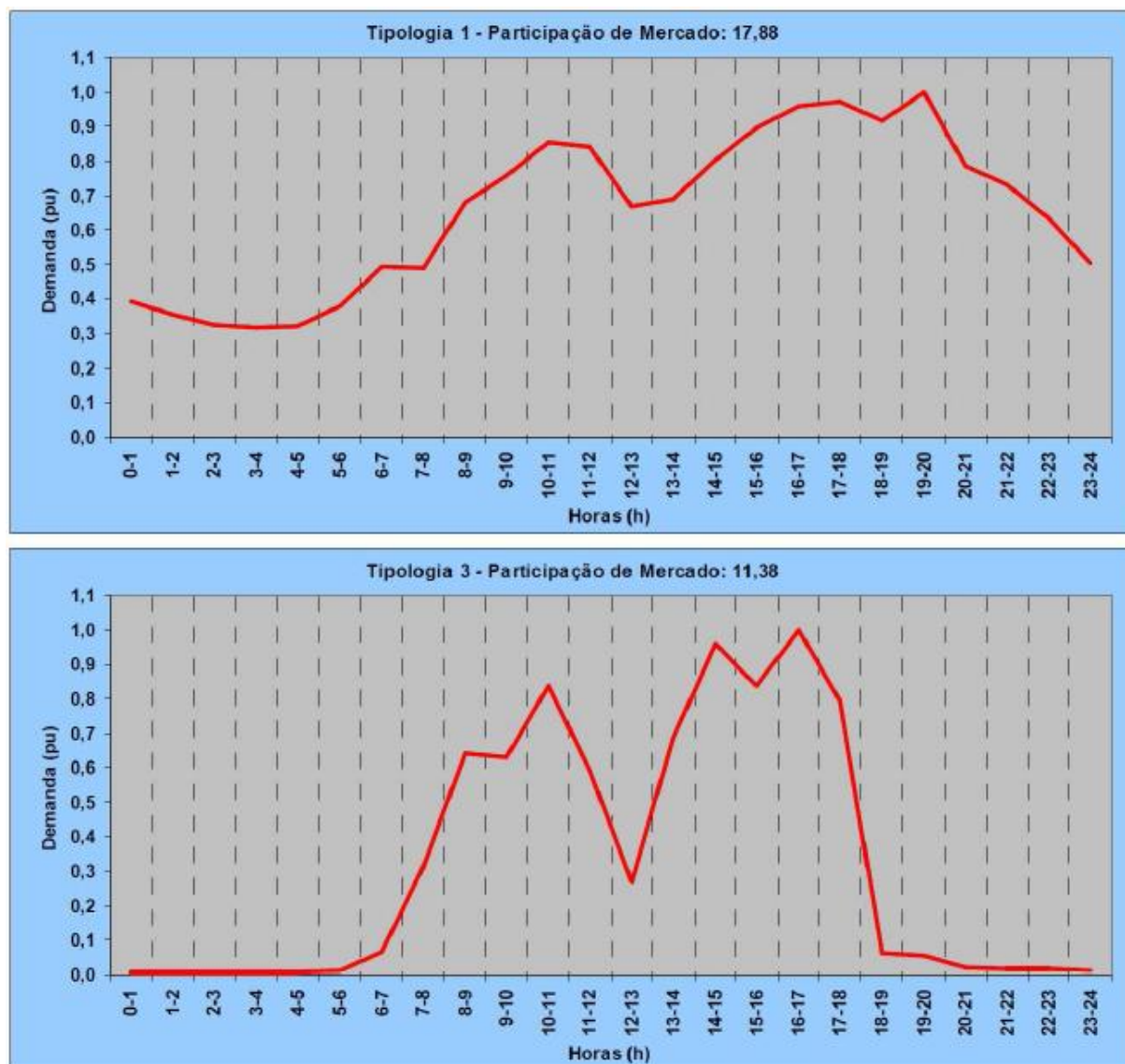


Fonte: Adaptado de ANEEL, 2010, p.28

As duas outras curvas serão também provenientes da COPEL e são apresentadas na Figura 4.14. Ambas as tipologias foram escolhidas por

representarem uma porcentagem grande do mercado industrial de BT e ainda por serem perfis distintos do da Figura 4.12.

Figura 4.14 - Tipologias referentes aos consumidores industriais COPEL

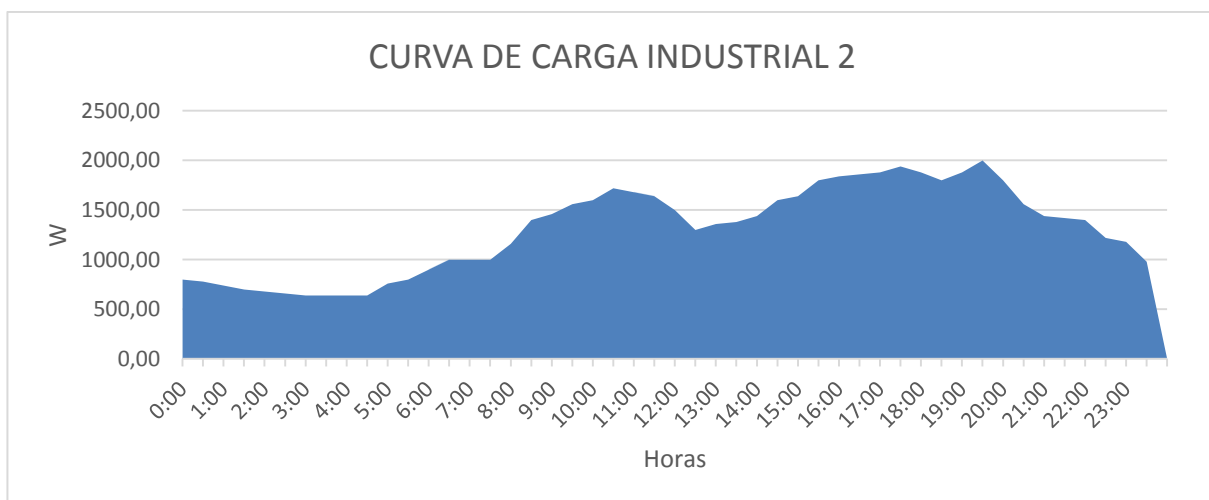


Fonte: COPEL, 2013, p.6

Como os valores de demanda são dados em pu estes precisam ser transformados em W para se obter os valores de consumo. Da mesma forma que na primeira tipologia estudada, foram escolhidos valores que condissessem com a maior parcela de consumidores industriais, ou seja, o consumo deveria ser abaixo de 600kWh mês.

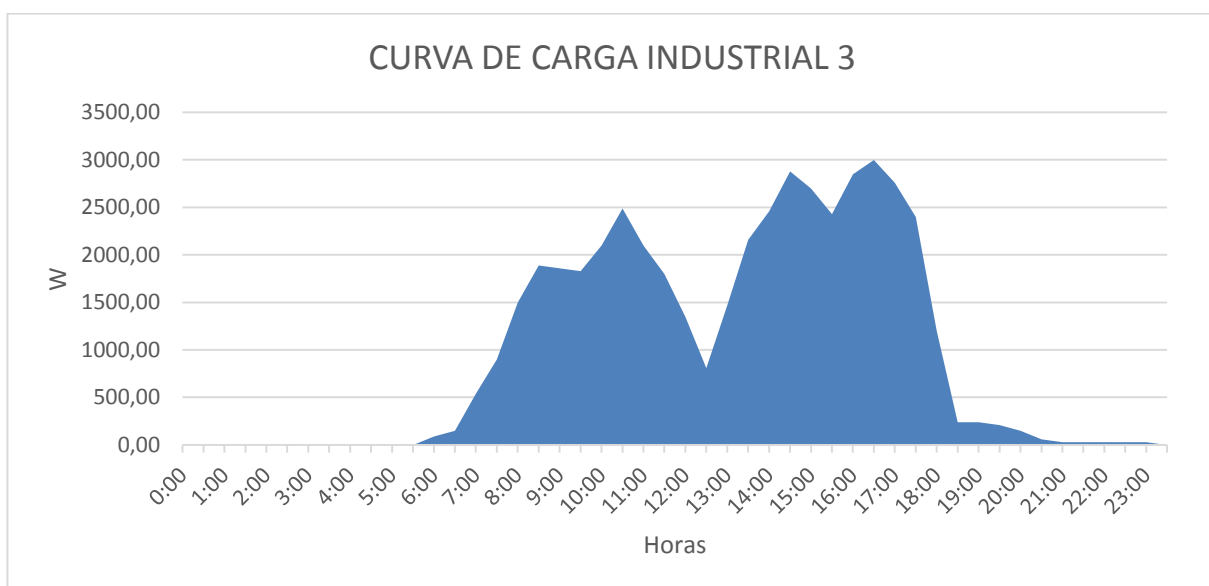
Desta forma, as curvas de carga 2 e 3 industriais são mostradas na Figura 4.15 e Figura 4.16.

Figura 4.15 – Consumidor comercial 2: Curva de carga referente à tipologia 1 da COPEL



Fonte: Adaptado de COPEL, 2013, p.6

Figura 4.16 - Consumidor comercial 3: Curva de carga referente à tipologia 3 da COPEL



Fonte: Adaptado de COPEL, 2013, p.6

4.5 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

Para o dimensionamento dos consumidores usando parte de sua eletricidade proveniente de painéis fotovoltaicos, foi utilizada a Equação 4.1 retirada de um curso da WEG sobre fundamentos dos sistemas fotovoltaicos (VIANA, 2012).

$$P_{FV} = \frac{E_{G_{STC}}}{H_{TOT.TD}} \quad (4. \text{Erro! Indicador não definido.})$$

Onde:

P_{FV} – potência instalada (Wp)

E – energia a ser gerada (Wh)

G_{STC} – irradiância nas STC (1000W/m²)

H_{TOT} – irradiação total (Wh/m²)

TD – taxa de desempenho (PR, *performance ratio*)

Para obter a potência instalada precisamos da definição dos parâmetros da equação. Segundo Viana (2012), normalmente utiliza-se o valor de $TD = 0,8$ no dimensionamento preliminar de um Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Rede (SFVCR), pois os valores de TD de SFVCR operando em boas condições varia de 0,75 à 0,85.

A energia a ser gerada é obtida a partir da demanda dos consumidores. Para este trabalho optou-se por gerar metade da energia consumida pelo respectivo consumidor a quem se projetou o sistema fotovoltaico.

A irradiância nas condições de teste padrão (G_{STC}) é fixa e igual a 1000 W/m². Este valor é fixo, pois esta é a condição na qual a célula fotovoltaica é submetida para a determinação dos seus parâmetros. Outra condição é a temperatura de 25°C, mas como este estudo é superficial, as variações de temperatura não serão levadas em consideração.

A irradiação total (H_{TOT}) é dada pela irradiação no local onde se deseja instalar os painéis. Neste caso será utilizado o valor de 4,10 kWh/m².dia que é a média anual em relação ao plano horizontal para a cidade de São Francisco do Sul, que é a cidade mais próxima de Joinville, onde o presente trabalho está sendo desenvolvido, que possui dados na plataforma CRECESB.

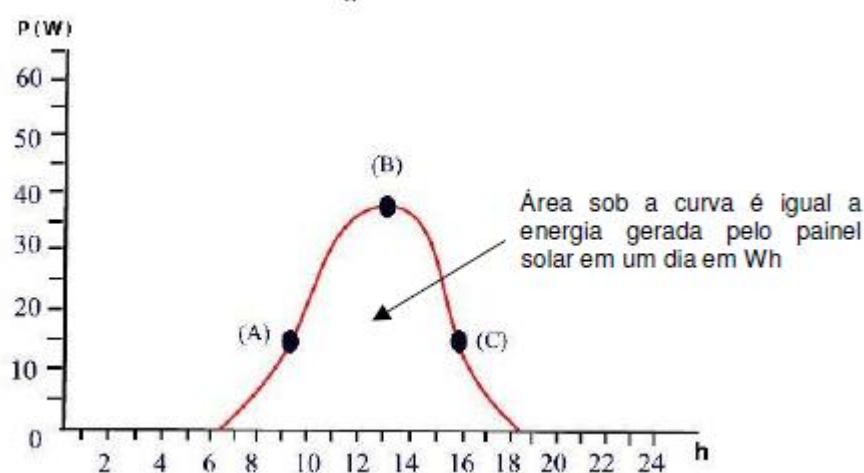
Ao realizar os cálculos se obtém os valores de potência instalada para cada perfil de consumidor. Agora é necessário descobrir a potência do módulo fotovoltaico a ser utilizado para se descobrir quantos painéis serão necessários.

Escolheu-se utilizar o módulo da Canadian Solar INC., uma empresa comum no mercado de módulos fotovoltaicos, com uma potência instalada de 255Wp (Canadian Solar INC., 2015). A folha de dados deste módulo está contida no ANEXO A – **Folha de dados do módulo fotovoltaico** deste TCC.

Para calcular o número de módulos utilizados divide-se a potência instala pela potência do módulo.

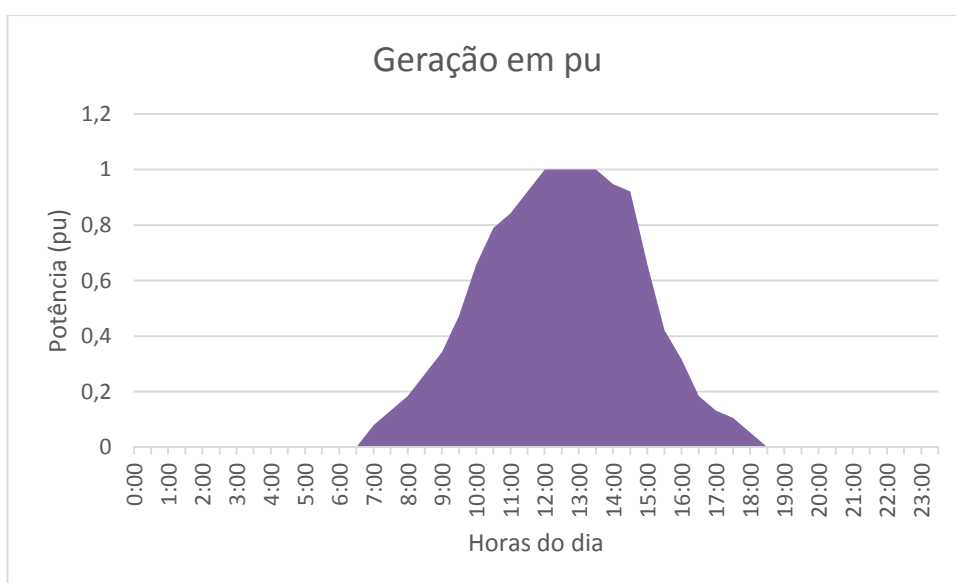
No entanto, é necessário analisar quanto de energia o módulo solar pode gerar por hora do dia. Sabendo que a curva de potência em função da hora do dia tem a forma indicada pelo diagrama de carga da Figura 4.17 – Diagrama de carga de geração solar montou-se uma curva com o mesmo formato mais em pu no Excel®, como mostra a Figura 4.18.

Figura 4.17 – Diagrama de carga de geração solar



Fonte: SOLARTERRA

Figura 4.18 – Geração de energia solar em pu

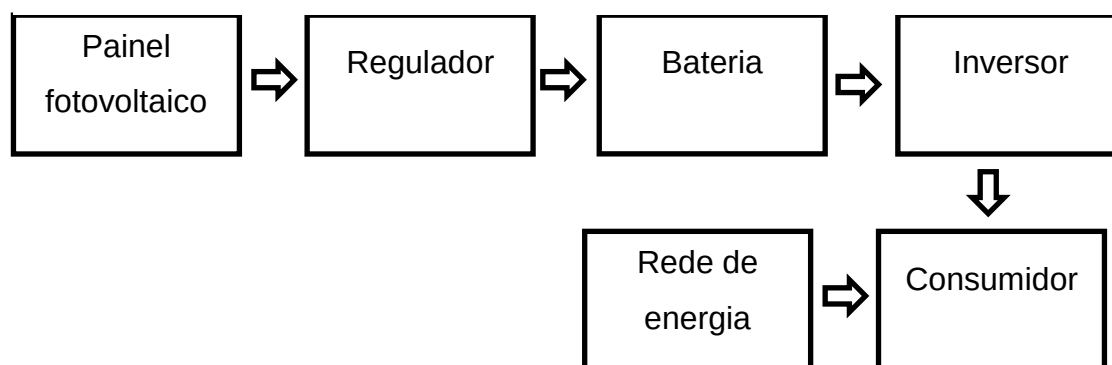


Fonte: Produção do autor

Sabendo que a potência total diária gerada e tendo a curva de geração em pu, foi estimado um valor de potência máxima, ou seja, equivalente à 1 pu que resultasse na potência total diária gerada.

Como a tarifa branca é mais cara durante os horários de ponta e intermediário e a geração de energia solar ocorre durante o dia, optou-se por gerar a energia e armazenar em baterias para ser usada no horário de ponta e intermediário. Este sistema é demonstrado na Figura 4.19.

Figura 4.19 – Sistema fotovoltaico adaptado para a tarifa branca



Fonte: Produção do autor

Este sistema tem o mesmo formato de um sistema de geração de energia isolado, mas ao mesmo tempo é conectada à rede para receber energia no período de fora ponta, quando a energia é mais barata.

As potências instaladas dos sistemas projetados são mostrados na Tabela 4.1 assim como o número de módulos a serem utilizados em cada caso.

Tabela 4.1 – Quantidade de módulos fotovoltaicos

n° de módulos	Potência instalada (Wp)	Consumidor
3	765	Residencial 3
5	1275	Residencial 1, Comercial 1
9	2295	Comercial 2
10	2550	Residencial 2, Comercial 3
14	3570	Industrial 3
15	3825	Industrial 1
19	4845	Industrial 2

Fonte: Produção do autor

4.5.1 Custo

Os preços de mercado dos SFVCR são um pouco diferentes do preço do sistema com a arquitetura da Figura 4.19, pois não utilizam baterias. No entanto, estes preços são mais facilmente obtidos e são expostos na Tabela 4.2.

O formato do sistema proposto utiliza alguns equipamentos com preços que variam dependendo da potência instalada e da aplicação do sistema. Sistemas que utilizam baterias são mais caros, geram manutenção e são mais complexos de projetar e instalar, por isso, os preços para este tipo de sistema não são fixos, mas estimados caso a caso. (Informação verbal)¹

Portanto, para se analisar o retorno do investimento, usar-se-á os valores da Tabela 4.2, mas deve-se ter em mente que estes não são os valores reais para a proposta do sistema a ser utilizado.

Tabela 4.2 – Tabela de preços de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Potência instalada (Wp)	Preço (R\$)
1000	R\$ 14.129,00
750	R\$ 13.000,00
2000	R\$ 21.132,00
2500	R\$ 27.000,00
3500	R\$ 32.304,00
4000	R\$ 35.166,00
5000	R\$ 42.349,00

Fonte: (Informação verbal)²

4.6 TARIFA

Foi utilizado o valor de tarifa das Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC) para o cálculo das faturas de energia. Sendo que o valor encontrado em CELESC DISTRIBUIÇÃO (2015), para a tarifa convencional é de 0.44436 R\$/kWh. Tendo em vista que os fatores de construção da tarifa branca expostos na Tabela 4.3, obtemos a Tabela 4.4 com o valor da tarifa branca dependendo do horário de consumo.

¹ Informação fornecida pela empresa Ecoa – Energias renováveis, em Junho de 2016.

² Informação fornecida pela empresa Ecoa – Energias renováveis, em Junho de 2016.

Tabela 4.3 – Fatores de construção da tarifa branca

Relação	Fatores de construção
Fora ponta/ convencional (fator kz)	0.55
Ponta/ fora ponta	5
Intermediário/ fora ponta	3

Fonte: SRC/ANEEL, 2013, p. 9

Tabela 4.4 – Valores das tarifa branca dependendo do horário de consumo

Período	Valor (R\$/kWh)
Fora ponta	0.24
Ponta	1.22
Intermediário	0.73

Fonte: Produção do autor

A tarifa não é composta apenas pelo valor do kWh, mas leva em conta também os impostos, como mostra a Figura 4.20.

Figura 4.20 – Composição do valor a ser pago pelo consumidor



Fonte: ANEEL, 2016.

Sendo que os valores do PIS e do COFINS do mês de maio de 2016 são de 1,15% e 5,28% (CELESC DISTRIBUIÇÃO, 2016) e o valor do ICMS é de 25% (CELESC DISTRIBUIÇÃO, 2015), tem-se que o fator, dado pelos impostos, que multiplica a fatura é 1,4583.

O período de ponta foi definido conforme horário de ponta da CELESC que é das 18:30 às 21:30 horas.

5 VIABILIDADE TÉCNICO ECONÔMICA DA ADOÇÃO DA TARIFA BRANCA EM RELAÇÃO À TARIFA CONVENCIONAL

5.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo serão analisados os resultados obtidos da implementação da tarifa branca para os consumidores, sendo que para os consumidores residenciais foram propostas algumas alterações das curvas de carga, tanto em relação à modulação de consumo, quanto em relação a utilização de aquecimento solar para os chuveiros. Estas propostas foram implementadas apenas para os consumidores residenciais, pois para os consumidores comerciais e industriais a vantagem de aderir à tarifa branca não dependerá apenas do perfil de cada consumidor, mas também da capacidade destes consumidores de alterarem seu consumo frente ao seu tipo de comércio ou indústria (ANEEL, 2016).

Além disso, neste capítulo serão apresentados os resultados para as concessionárias de energia, considerando subestações com distribuição parecida com a distribuição do mercado de BT. Estes resultados levam em consideração tanto a receita das concessionárias, quanto a capacidade do sistema de distribuição, ou seja, se a tarifa branca irá provocar um melhor balanceamento do sistema de distribuição como um todo.

5.2 PARA OS CONSUMIDORES

5.2.1 Resultados

Considerando-se os consumidores sem realizar qualquer alteração nos hábitos ou consumos os resultados para a utilização da tarifa branca e convencional podem ser visto na Tabela 5.1. A variação da fatura é obtida a partir da Equação 5.1, na qual são utilizados os valores da fatura para as modalidades tarifárias convencional e branca calculados com base nas curvas de carga de cada consumidor

$$\Delta fatura = \frac{fatura \text{ com tarifa branca}}{fatura \text{ com tarifa convencional}} \cdot 100 \quad (5. \text{Erro! Indicador não definido.})$$

Os consumidores cujas faturas de energia passaram a apresentar um valor mais baixo a partir da adesão da tarifa branca já apresentavam um consumo menor durante o horário de ponta, portanto, não precisariam realizar qualquer mudança para obterem vantagem com a nova modalidade tarifária. Como foi-se optado por utilizar curvas de carga comerciais e industriais com formatos variados para representar os diferentes tipos de comércio e indústria e como estes estabelecimentos tendem a funcionar em horário comercial, é notável a diminuição da tarifa ao se empregar a modalidade tarifária branca sem necessidade de alteração no consumo.

Cabe lembrar que os valores das faturas expostos na Tabela 5.1 não consideram os consumos de finais de semana, que é quando a tarifa branca considera horário fora-ponta independente do horário do dia. Para tanto a tarifa é calculada para o consumo do total de 22 dias do mês.

Tabela 5.1 – Comparação percentual das faturas utilizando tarifa branca ou convencional sem alteração no consumo ou hábitos de consumo.

Consumidor	Consumo (kWh)	Fatura		Variação da fatura	
		Convencional	Branca		
Residencial 1	167.86	R\$ 108.77	R\$ 130.98	↑	20.42
Residencial 2	382.46	R\$ 247.84	R\$ 287.52	↑	16.01
Residencial 3	113.30	R\$ 73.42	R\$ 86.88	↑	18.33
Comercial 1	190.498	R\$ 123.44	R\$ 119.30	↓	3.36
Comercial 2	314.49	R\$ 203.79	R\$ 147.37	↓	27.69
Comercial 3	371.47	R\$ 240.72	R\$ 259.35	↑	7.74
Industrial 1	547.47	R\$ 354.77	R\$ 302.31	↓	14.79
Industrial 2	689.7	R\$ 446.93	R\$ 462.22	↑	3.42
Industrial 3	514.47	R\$ 228.61	R\$ 155.42	↓	32.02

Fonte: Produção do autor

Na Tabela 5.3 são mostrados os diferentes valores de fatura para os consumidores utilizando alternativas de modificação da curva de carga. A comparação entre os valores da fatura convencional e branca para estas alternativas é mostrada na Tabela 5.3

Tabela 5.2 – Valor da fatura para os consumidores utilizando diferentes alternativas de modificação da curva de carga

Consumidor	Valor da fatura com tarifa branca (R\$)				Valor da fatura com tarifa convencional (R\$)			
	Adaptabilidade		Aquecimento solar	Energia solar + Bateria	Adaptabilidade		Aquecimento solar	Energia solar + Bateria
	ALTA	BAIXA			ALTA	BAIXA		
Residencial 1	97.54	103.74	86.56	27.03	106.28	108.77	79.83	49.15
Residencial 2	148.06	237.25	231.59	70.73	243.05	247.84	226.17	128.59
Residencial 3	64.88	71.44	62.85	20.70	71.95	73.42	64.03	37.63

Fonte: Produção do autor

Tabela 5.3 – Tabela comparativa dos consumidores residenciais para as diferentes alternativas de modificação da curva de carga

	Variação da fatura (%)							
Consumidor	Adaptabilidade				Aquecimento solar	Energia solar + bateria		
	ALTA		BAIXA					
Residencial 1	↓	8.22	↓	4.63	↑	8.43	↓	45,00
Residencial 2	↓	11.17	↓	4.27	↑	2.40	↓	45,00
Residencial 3	↓	9.82	↓	2.70	↓	1.84	↓	45.00

Fonte: Produção do autor

Por meio da tabela, é possível perceber que a maior variação em relação ao valor da fatura convencional é obtido empregando-se energia solar + baterias, o que reduziria a zero a energia consumida durante o horário de ponta e intermediário. No entanto, esta alternativa é acompanhada de um grande investimento o que pode tornar os custos maiores do que os ganhos. Nota-se que o percentual de redução é o mesmo para todas as curvas de carga utilizando energia solar, isto se deve ao fato de que com a geração de energia solar o consumidor consegue consumir energia apenas no período fora ponta, que representa 55% do valor da tarifa convencional. Como tanto a fatura da tarifa branca quanto a fatura da tarifa convencional estão sendo calculadas com base na mesma curva de carga, tem-se que a redução para todos os casos se torna de 55%.

Em relação ao uso do aquecimento solar, os resultados para os consumidores residenciais 2 e 3 poderiam ter sido melhores, se não tivesse sido considerado apenas o consumo do chuveiro no horário de ponta, dado pela Tabela 3.1, mas também o consumo deste equipamento no horário intermediário. Entretanto, como não se teve acesso a uma tabela de composição do horário intermediário não seria possível uma aproximação confiável para o consumo do chuveiro no horário intermediário. O resultado desta alternativa para os consumidores residenciais 1 e 2

apresentou-se com um aumento no valor da fatura. Para o consumidor residencial 2 a variação se mostrou positiva, mas igual a um valor menor que 2%.

No tocante à adaptabilidade deve-se ressaltar que o consumidor terá que perder o conforto de desfrutar de seus equipamentos na hora desejada e passar a possuir uma rotina rígida, na qual, no caso da adaptabilidade baixa, este só poderá ligar o chuveiro fora dos horários intermediário e de ponta e, no caso de adaptabilidade alta, a rigidez é ainda maior, pois abrange esta limitação para a máquina de lavar e o ferro, além da diminuição do consumo de lâmpadas e som.

Observando o acima citado nota-se que com um nível de adaptabilidade baixa a modificação do valor da fatura é pequena para as limitações que serão impostas ao consumidor. Já para o nível de adaptabilidade alta, estes valores aumentam, mas com eles a limitação também aumenta, cabe ao consumidor avaliar se o ganho na fatura de energia é suficiente para justificar sua perda de liberdade de consumo. Da mesma forma como a falta dos dados de composição do horário intermediário para as curvas residencial 2 e 3 pode ter afetado o ganho relacionado ao uso de aquecedor solar, também pode ter afetado o ganho relacionado à adaptabilidade.

Constata-se por uma análise geral da Tabela 5.3 que mesmo que a curva de carga residencial apresente para os três casos o horário de pico concentrado na ponta, pequenas variações nos horários de consumo resultam em variações significativas nos ganhos do emprego da tarifa branca em detrimento da tarifa convencional. Portanto, o consumidor deve se atentar a analisar a sua curva de carga, com os seus hábitos para avaliar sua real vantagem ao aderir à tarifa branca. Lembrando que o consumidor pode desistir a qualquer momento da tarifa branca o que pode dar margem para que os consumidores façam testes caso não saibam mensurar seus ganhos.

Para os consumidores comerciais e industriais a única modificação empregada foi a utilização da geração de energia solar para suprir o horário de ponta. A diminuição é de 45% para todas as curvas analisadas, pelo mesmo motivo citado anteriormente para esta diminuição relacionada aos consumidores residenciais. Os valores das faturas para os consumidores comerciais e industriais utilizando energia solar mais baterias é mostrado na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Valor da fatura para consumidores comerciais e industriais utilizando energia solar + baterias.

	Valor da fatura (R\$)	
	Energia solar + Bateria	
Consumidor	tarifa branca	tarifa convencional
Comercial 1	35.10	63.82
Comercial 2	53.06	96.47
Comercial 3	66.81	121.48
Industrial 1	96.71	175.83
Industrial 2	121.20	151.12
Industrial 3	62.77	114.13

Fonte: Produção do autor.

Para todos os consumidores que utilizam energia solar o retorno do investimento foi calculado com base na Equação 5.2.

$$anos = \frac{\text{valor da fatura atual} - \text{valor da fatura com tarifa branca utilizando energia fotovoltaica}}{\text{custo do sistema fotovoltaico}} \quad (5.1)$$

Desta forma, o retorno do investimento realizado pelos consumidores é de 10 a 20 anos dependendo do consumidor.

5.3 PARA A CONCESSIONÁRIA

Para se avaliar as consequências da tarifa branca para a concessionária, deve-se analisar tanto financeiramente, quanto em relação às características do sistema, pois existem diversos fatores que podem aumentar a estabilidade e a segurança do sistema afetando diretamente nos investimentos da concessionária.

Para ambas as análises o primeiro passo é montar subestações que retratem possíveis realidades que podem ocorrer a partir da implantação da tarifa branca.

5.3.1 Composição da subestação

Neste sentido, é importante ressaltar que a tarifa branca tem caráter opcional, ou seja, somente os consumidores que tiverem vantagem irão migrar para a nova

tarifa. Portanto, os consumidores que teriam vantagem em aderir à nova tarifa seguem abaixo:

- Comercial 1,2
- Industrial 1,3
- Residencial 1, 2, 3 com solar + baterias
- Comercial 1, 2, 3 com solar + baterias
- Industrial 1, 2, 3 com solar + baterias
- Residencial 1,2,3 com adaptabilidade alta
- Residencial 1,2,3 com adaptabilidade baixa
- Residencial 3 com aquecedor solar

Além destes consumidores ainda existirão os que não fizeram qualquer alteração no consumo e que não se beneficiariam naturalmente da troca para a tarifa branca, estes seguem abaixo:

- Residencial 1,2 e 3
- Comercial 3
- Industrial 2

5.3.2 Software

Para realizar a análise das consequências para a concessionária da adoção da tarifa branca pelos consumidores, desenvolveu-se um software em Excel®.

O software consiste em um tela de menu, como mostra a Figura 5.1 – Menu. Nesta tela o usuário deve clicar no botão para criar uma subestação.

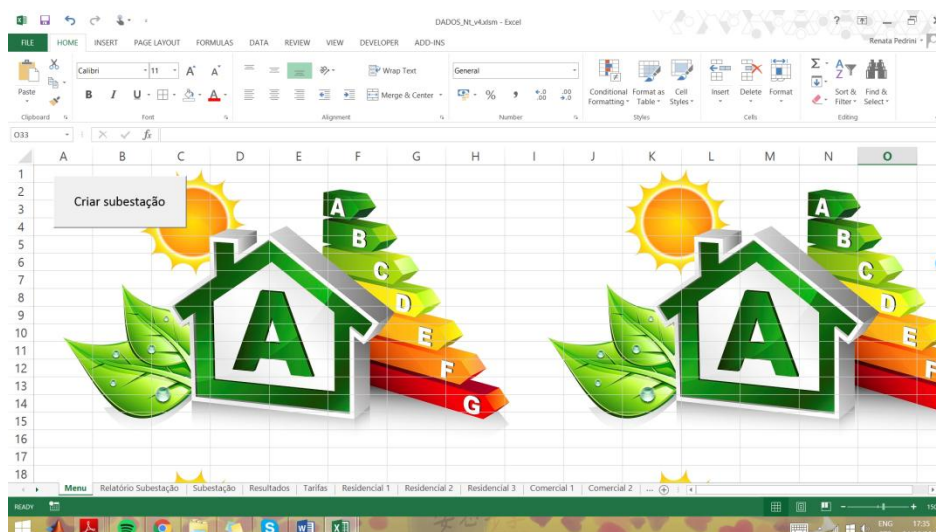
Nesta tela, é colocada a quantidade respectiva a cada tipo de consumidor, sendo que os campos referentes aos consumidores que não comporão a subestação podem ficar em branco. A partir destes dados de entrada o software gerará um relatório referente à subestação criada.

Este relatório é composto por:

- Gráfico de composição da subestação, que apresenta a contribuição de cada consumidor para a curva de carga final.

- Arrecadação da subestação, que simula o caso em que todos os consumidores usam a tarifa convencional e o caso em que parte dos consumidores mudam para a tarifa branca.
- Indicadores da subestação.

Figura 5.1 – Menu



Fonte: Produção do autor

A partir disto é aberta a tela da Figura 5.2.

Figura 5.2 – Composição da subestação

subestação

Composição da subestação:

Residencial 1 ☐	Residencial 1 c/ solar ☐
Residencial 2 ☐	Residencial 2 c/ solar ☐
Residencial 3 ☐	Residencial 3 c/ solar ☐
Comercial 1 ☐	Comercial 1 c/ solar ☐
Comercial 2 ☐	Comercial 2 c/ solar ☐
Comercial 3 ☐	Comercial 3 c/ solar ☐
Industrial 1 ☐	Industrial 1 c/ solar ☐
Industrial 2 ☐	Industrial 2 c/ solar ☐
Industrial 3 ☐	Industrial 3 c/ solar ☐
Residencial 1 c/ adaptabilidade alta ☐	Residencial 1 c/ adaptabilidade baixa ☐
Residencial 2 c/ adaptabilidade alta ☐	Residencial 2 c/ adaptabilidade baixa ☐
Residencial 3 c/ adaptabilidade alta ☐	Residencial 3 c/ adaptabilidade baixa ☐

Montar subestação

Fonte: Produção do autor

5.3.3 Indicadores da subestação

Os indicadores da subestação servirão para entender os ganhos ou prejuízos da adoção de parte dos consumidores à tarifa branca. Estes indicadores, descritos por Bayliss e Hardy (2007) são mostrados a seguir:

Primeiramente introduziremos o conceito de demanda a qual é dada pela Equação 5.3. Sendo que os intervalos dos valores da curva de carga são de 30 minutos, o período de consumo é igual a 0,5.

$$Demanda[kW] = \frac{\text{energia consumida [kWh]}}{\text{período de consumo[h]}} \quad (5.2)$$

- Demanda máxima

A demanda máxima é a maior de todas as demandas que ocorreram durante um determinado período de tempo, que neste caso equivale a um dia. A demanda máxima que aparece no relatório é a demanda máxima da subestação como um todo, ou seja a máxima demanda de um sistema composto por todas as cargas da subestação.

- Demanda média

A demanda média é a média das demandas do sistema no período de um dia.

- Fator de carga

O fator de carga é a relação da demanda média e da demanda máxima do sistema em um dia, como exposto na Equação 5.4.

$$f_{carga} = \frac{\text{demanda média(kW)}}{\text{demanda máxima(kW)}} \quad (5.3)$$

- Fator de diversidade

O fator de diversidade é a relação entre a soma das máximas demandas individuais do conjunto de cargas e a máxima demanda do conjunto. O fator de diversidade é exposto na Equação 5.5.

$$f_{div} = \frac{\sum \text{máximas demandas individuais}}{\text{máxima demanda do sistema}} \quad (5.4)$$

- Fator de coincidência

O fator de coincidência é dado pelo inverso do fator de diversidade. Este indicador retrata se as cargas possuem sua demanda máxima no mesmo horário ou em horários distintos.

Além dos indicadores descritos acima, ainda aparece no relatório o horário onde ocorreu a máxima demanda do sistema. Este horário será útil para verificar se o horário de ponta sofreria alguma alteração ao se inserir a tarifa branca.

5.3.4 Subestação 1 - Mista

Para o modelo da primeira subestação criada, será utilizada a proporção do sistema de baixa tensão, que já foi exposta na Figura 4.1. Dado que a parcela de consumidores residenciais totaliza 60% e a parcela de demais classes é de 26%, nas quais são englobadas as classe comercial, serviços e outros, industrial, poderes públicos e serviço público. Uma subestação com 100 consumidores terá proporcionalmente 70% dos consumidores pertencentes à classe residencial e 30% dos consumidores divididos entre as classes comercial e industrial, sendo 15% para cada classe.

Somente utilizando as curvas de carga originais, sem qualquer tipo de modulação, e dividindo as classes igualmente entre as curvas de carga respectivas de cada classe, temos a subestação e os resultados dados na Figura 5.3 onde primeiramente percebe-se a partir do gráfico que devido aos consumidores comerciais e industriais, que já possuíam uma curva de carga com maior consumo durante o período de fora ponta, temos uma subestação sem um pico tão pronunciado no período de ponta.

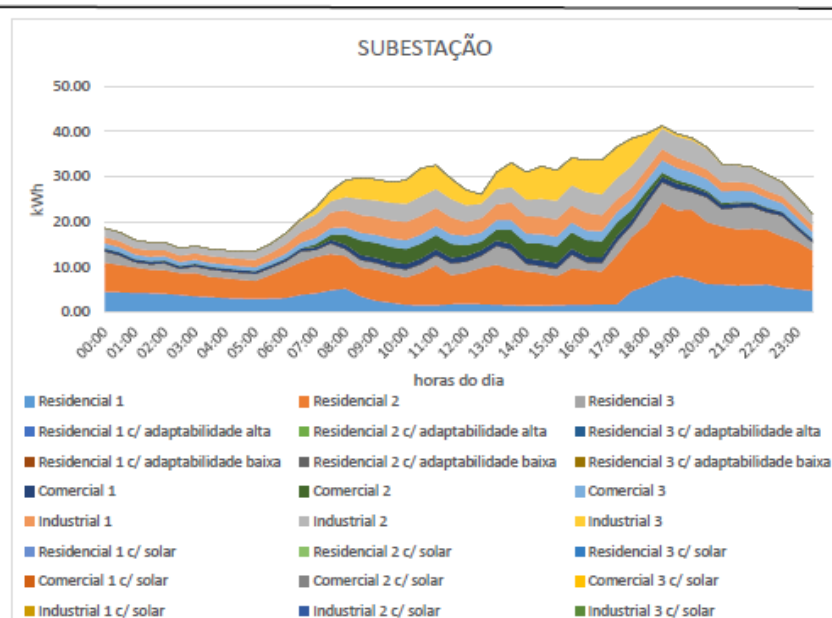
Devido aos consumidores que já se beneficiariam da tarifa branca sem terem que alterar seu consumo, temos uma queda na receita da concessionária de 6%.

Figura 5.3 – Relatório referente à subestação 1

Desenvolvido por: Renata Pedrini

04/06/2016

RELATÓRIO SUBESTAÇÃO



COMPOSIÇÃO SUBESTAÇÃO					
Residencial 1	23	Industrial 1	5	Comercial 1 c/solar	
Residencial 2	23	Industrial 2	5	Comercial 2 c/solar	
Residencial 3	24	Industrial 3	5	Comercial 3 c/solar	
Comercial 1	5	Residencial 1 c/solar		Industrial 1 c/solar	
Comercial 2	5	Residencial 2 c/solar		Industrial 2 c/solar	
Comercial 3	5	Residencial 3 c/solar		Industrial 3 c/solar	
Residencial 1 c/ adaptabilidade alta		Residencial 1 c/ adaptabilidade baixa			
Residencial 2 c/ adaptabilidade alta		Residencial 2 c/ adaptabilidade baixa			
Residencial 3 c/ adaptabilidade alta		Residencial 3 c/ adaptabilidade baixa			

ARRECADAÇÃO SUBESTAÇÃO	
Todos os consumidores usando tarifa convencional	R\$ 12,671.83
Parte dos consumidores aderindo à tarifa branca	R\$ 11,918.31
Porcentagem de queda na receita	6%

INDICADORES SUBESTAÇÃO					
fdiv	1.35	fcarga	0.65	máxima demanda (kW)	82.47
fcoinc	0.74	t(máx_dem)	18:30	demanda média (kW)	54.01

Fonte: Produção do autor.

5.3.5 Subestação 2 - Mista

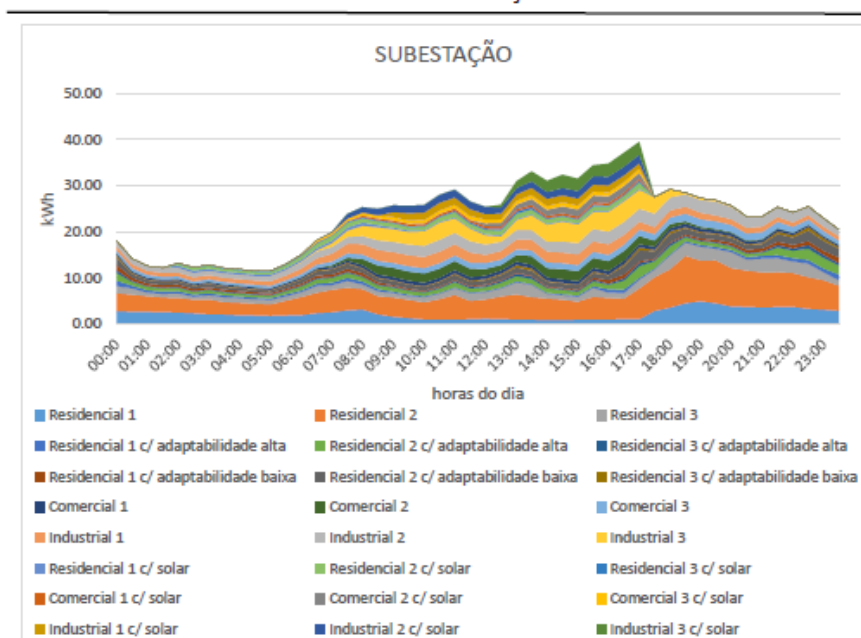
Considerando a mesma divisão da subestação entre consumidores residenciais, comerciais e industriais, mas agora com 40% destes consumidores aderindo à mudanças na curva de carga, temos uma subestação composta como mostra a Figura 5.4.

Figura 5.4 – Relatório referente à subestação 2

Desenvolvido por: Renata Pedrini

04/06/2016

RELATÓRIO SUBESTAÇÃO



COMPOSIÇÃO SUBESTAÇÃO					
Residencial 1	14	Industrial 1	3	Comercial 1 c/solar	2
Residencial 2	14	Industrial 2	3	Comercial 2 c/solar	2
Residencial 3	15	Industrial 3	3	Comercial 3 c/solar	2
Comercial 1	3	Residencial 1 c/solar	3	Industrial 1 c/solar	2
Comercial 2	3	Residencial 2 c/solar	3	Industrial 2 c/solar	2
Comercial 3	3	Residencial 3 c/solar	3	Industrial 3 c/solar	2
Residencial 1 c/ adaptabilidade alta		3	Residencial 1 c/ adaptabilidade baixa		3
Residencial 2 c/ adaptabilidade alta		3	Residencial 2 c/ adaptabilidade baixa		3
Residencial 3 c/ adaptabilidade alta		3	Residencial 3 c/ adaptabilidade baixa		3

ARRECADAÇÃO SUBESTAÇÃO	
Todos os consumidores usando tarifa convencional	R\$ 11,034.69
Parte dos consumidores aderindo à tarifa branca	R\$ 9,737.48
Porcentagem de queda na receita	12%

INDICADORES SUBESTAÇÃO					
fdiv	1.44	fcarga	0.60	máxima demanda (kW)	78.98
fcoinc	0.70	t(máx_dem)	17:00	demanda média (kW)	47.03

Fonte: Produção do autor.

Nota-se por este relatório que a demanda máxima fica próxima da demanda máxima da subestação 1, no entanto, o horário de máxima demanda é transferido das 18:30 para as 17:00 horas.

Caso isto ocorresse em algumas das subestações do sistema de BT como um todo, poder-se-ia criar um sistema mais estável, pois se cada subestação tivesse picos em horários diferentes o pico do sistema seria aliviado. Caso contrário, se esta característica de troca do horário de ponta para as 17:00 horas se transferisse para

todo o sistema, apenas estar-se-ia trocando o problema de carregamento excessivo do sistema para outro horário.

A subestação 2 apesar de ter indicadores muito próximos da subestação 1, apresenta certa melhora no fator de coincidência, que reduz, o que é traduzido na diminuição de aproximadamente 4kW na demanda de ponta o que reduziria a capacidade de necessária de geração para suprir a ponta. No entanto, a demanda no pico continuaria muito alta e próxima da demanda já existente no pico da subestação 1.

É importante notar que a receita da concessionária é reduzida em 12%.

5.3.6 Subestação 3 - Mista

A subestação 3 também irá considerar a mesma divisão entre residencial, comercial e industrial, mas com 80% dos consumidores aderindo à mudanças na curva de carga para se adequarem à tarifa branca. Este modelo de subestação é mostrado na Figura 5.5. Como um número expressivo de consumidores desta subestação aderiu à tarifa branca a redução na receita da concessionária também é expressiva, sendo que esta se reduz em 20%.

Em relação às outras subestações já apresentadas esta é a que apresenta o menor fator de carga, pois possui a maior demanda na ponta e a menor demanda média, ou seja, a demanda solicitada à subestação não é balanceada, pois possui um pico muito pronunciado, mas a demanda nos demais períodos é baixa se comparada a este pico.

Outro fator a ser observado é o fator de coincidência, que neste caso é igual ao fator de coincidência da subestação 1, ou seja, o sistema onde 80% dos consumidores aderem à tarifa branca possuiu os mesmos problemas do sistema atual.

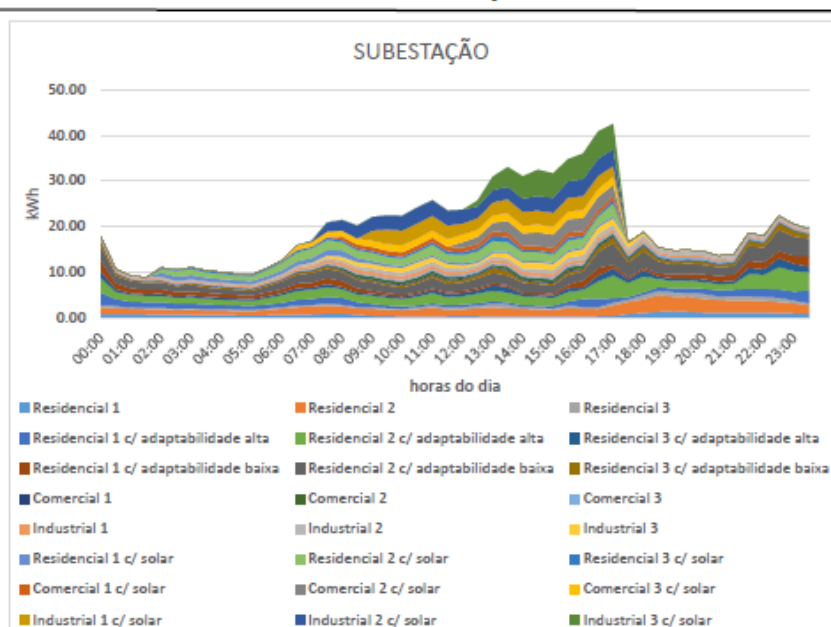
Isto ocorre, pois os consumidores que adaptam seu consumo aos horários da tarifa branca, tendem a transferir seu consumo do período da ponta para os horários próximos a ela, o que causa a formação do pico em outro horário, sendo que este horário já tinha um consumo específico que foi ainda acrescido do consumo referente à ponta.

Figura 5.5 – Relatório referente à subestação 3

Desenvolvido por: Renata Pedrini

05/06/2016

RELATÓRIO SUBESTAÇÃO



COMPOSIÇÃO SUBESTAÇÃO					
Residencial 1	4	Industrial 1	1	Comercial 1 c/solar	4
Residencial 2	5	Industrial 2	1	Comercial 2 c/solar	4
Residencial 3	5	Industrial 3	1	Comercial 3 c/solar	4
Comercial 1	1	Residencial 1 c/solar	6	Industrial 1 c/solar	4
Comercial 2	1	Residencial 2 c/solar	6	Industrial 2 c/solar	4
Comercial 3	1	Residencial 3 c/solar	6	Industrial 3 c/solar	4
Residencial 1 c/ adaptabilidade alta		7	Residencial 1 c/ adaptabilidade baixa		6
Residencial 2 c/ adaptabilidade alta		6	Residencial 2 c/ adaptabilidade baixa		6
Residencial 3 c/ adaptabilidade alta		7	Residencial 3 c/ adaptabilidade baixa		6

ARRECADAÇÃO SUBESTAÇÃO	
Todos os consumidores usando tarifa convencional	R\$ 9,394.83
Parte dos consumidores aderindo à tarifa branca	R\$ 7,543.10
Porcentagem de queda na receita	20%

INDICADORES SUBESTAÇÃO					
fdiv	1.36	fcarga	0.47	máxima demanda (kW)	85.10
fcoinc	0.74	t(máx dem)	17:00	demanda média (kW)	40.04

Fonte: Produção do autor.

5.3.7 Subestação 4 – Mista – Caso ótimo

Baseado nos casos já apresentados para uma subestação mista, foi-se estimado o caso ótimo, ou seja, no qual os indicadores do sistema apresentariam os melhores valores.

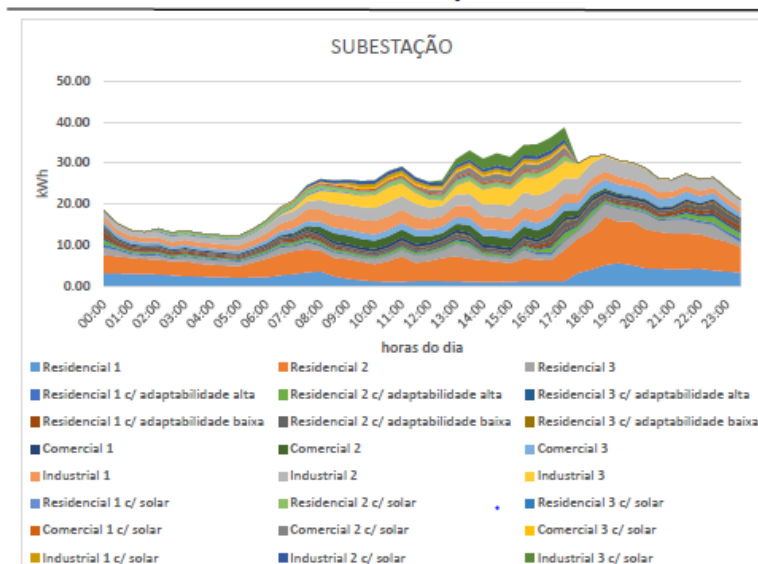
Este caso apresenta 30% dos consumidores aderindo à formas de adaptação à tarifa branca e está mostrado na Figura 5.6.

Figura 5.6 – Relatório referente à subestação 4

Desenvolvido por: Renata Pedrini

10/06/2016

RELATÓRIO SUBESTAÇÃO



COMPOSIÇÃO SUBESTAÇÃO					
Residencial 1	16	Industrial 1	4	Comercial 1 c/solar	2
Residencial 2	16	Industrial 2	4	Comercial 2 c/solar	2
Residencial 3	17	Industrial 3	3	Comercial 3 c/solar	1
Comercial 1	3	Residencial 1 c/solar	2	Industrial 1 c/solar	1
Comercial 2	3	Residencial 2 c/solar	3	Industrial 2 c/solar	1
Comercial 3	4	Residencial 3 c/solar	2	Industrial 3 c/solar	2
Residencial 1 c/ adaptabilidade alta		2	Residencial 1 c/ adaptabilidade baixa		3
Residencial 2 c/ adaptabilidade alta		2	Residencial 2 c/ adaptabilidade baixa		2
Residencial 3 c/ adaptabilidade alta		3	Residencial 3 c/ adaptabilidade baixa		2

ARRECADAÇÃO SUBESTAÇÃO	
Todos os consumidores usando tarifa convencional	R\$ 11,464.93
Parte dos consumidores aderindo à tarifa branca	R\$ 10,351.50
Porcentagem de queda na receita	10%

INDICADORES SUBESTAÇÃO					
fdiv	1.46	fcarga	0.63	máxima demanda (kW)	77.34
fcoinc	0.68	t(máx_dem)	17:00	demanda média (kW)	48.87

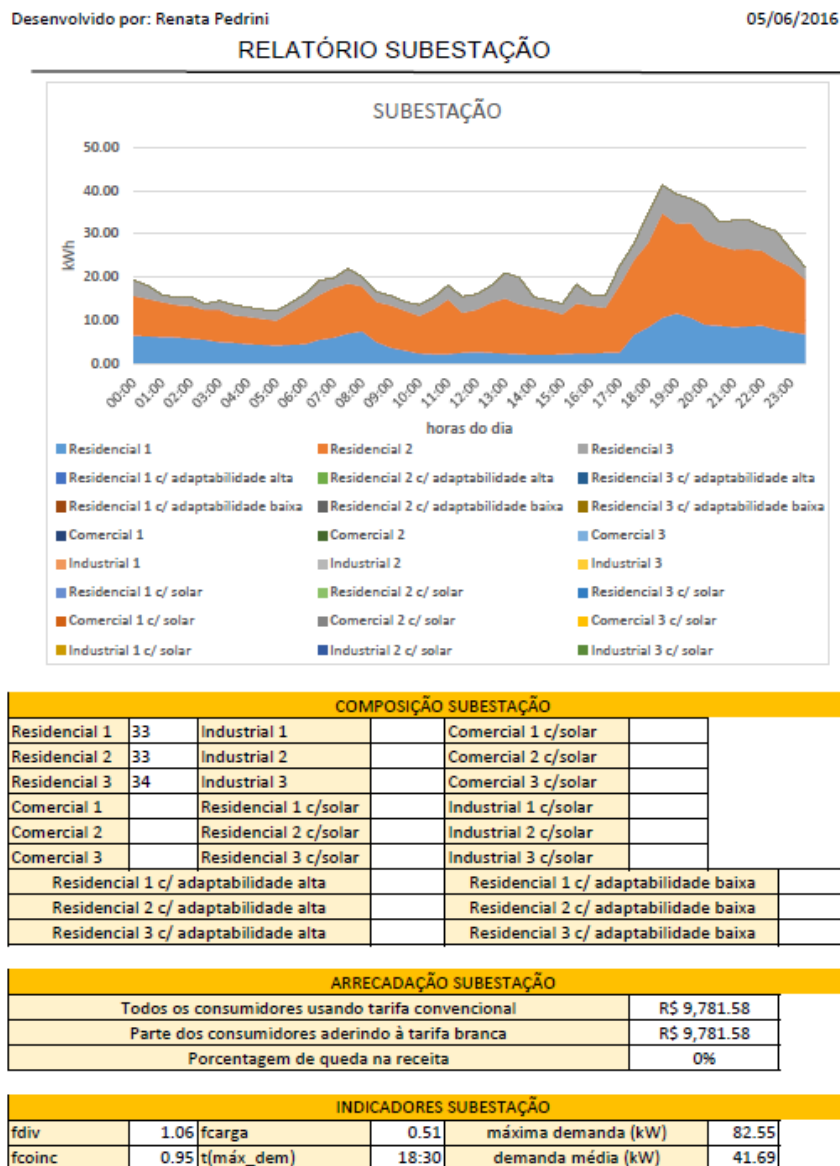
Fonte: Produção do autor.

Pelo relatório, é possível se perceber que comparado às subestações de consumidores mistos já mostradas, esta composição apresenta o menor fator de coincidência, ou seja, as curvas de carga apresentam horário de pico diversificado. Além disso, é a subestação que apresenta menor demanda máxima e maior demanda média, criando um sistema mais equilibrado, onde a demanda média equivale a 63% da demanda máxima, como mostra o fator de carga.

A perda de receita da concessionária para este caso se torna 10%.

5.3.8 Subestação 5 - Residencial

Figura 5.7 – Relatório referente à subestação 5.



Fonte: Produção do autor.

A subestação 5 será uma subestação composta apenas por consumidores residenciais sem qualquer adaptação do consumo ou adoção de energia fotovoltaica para complementar o consumo.

Esta subestação é a subestação que apresenta o maior fator de coincidência, ou seja, a demanda máxima ocorre no mesmo horário para praticamente todos os consumidores. Além disso, é uma subestação pouco balanceada, pois o fator de

carga indica que a demanda média da subestação é equivalente à metade da demanda máxima do conjunto de cargas.

O horário de máxima demanda é as 18:30 horas o que reflete a demanda do sistema atual.

5.3.9 Subestação 6 - Residencial

A subestação 6 retrata a mesma composição da subestação 5, mas com 40% dos consumidores aderindo à alternativas de alteração no consumo para se adequarem à tarifa branca. Esta alteração melhora significativamente os indicadores desta subestação em relação à subestação 4.

Primeiramente, a demanda máxima do conjunto de cargas apresenta expressiva redução. Na subestação 5 a demanda máxima era 82,55 kW e na subestação 6 este valor se alterou para 60,68 kW, sendo a diferença cerca de 22kW. Estes 22kW representam a redução na capacidade do sistema, que não mais precisaria ter capacidade de suprir 82,55 kW, mas apenas 60,68 kW. Isto se reflete em menores investimentos em geração de energia, além de menores gastos com construção de infraestrutura de distribuição, como linhas de transmissão e subestações de elevado porte.

Para este caso a concessionária conseguiria abater a queda na receita de 5% em investimentos que esta deixaria de realizar.

O fator de coincidência desta subestação é 0.67, bem menor do que o 0,95 da subestação 5, ou seja, as cargas apresentam melhor distribuição de seus picos, sendo que estes não ocorrem mais concentrados em apenas um horário.

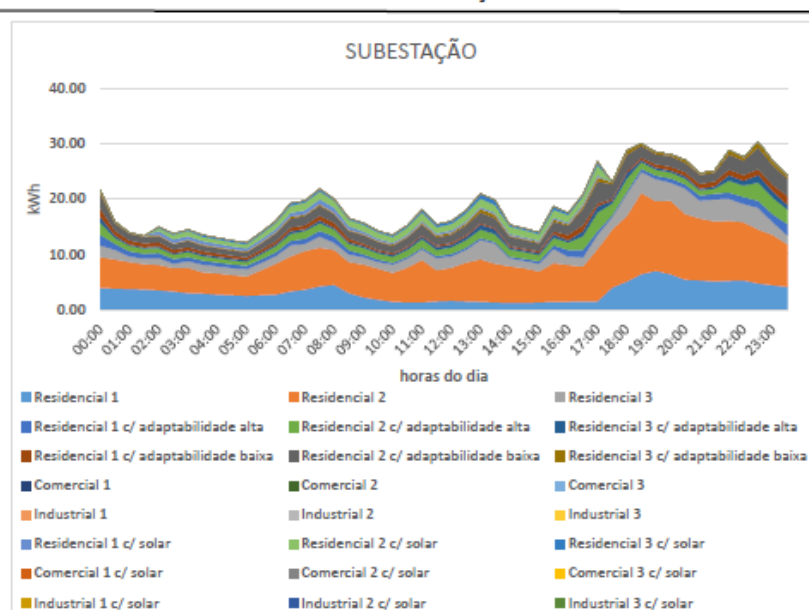
O pico de máxima demanda da subestação foi transferido das 18:30 para às 22:30. Pelo gráfico pode-se perceber que o pico das 22:30 e das 18:30 horas possuem valores muito próximos, o que representa a diminuição do pico concentrado às 18:30 e a formação de uma curva mais homogênea. A homogeneidade da curva total pode ser observada pelo fator de carga que apresentou valor de 0,64.

Figura 5.8 – Relatório referente à subestação 6.

Desenvolvido por: Renata Pedrini

05/06/2016

RELATÓRIO SUBESTAÇÃO



COMPOSIÇÃO SUBESTAÇÃO

Residencial 1	20	Industrial 1		Comercial 1 c/solar	
Residencial 2	20	Industrial 2		Comercial 2 c/solar	
Residencial 3	20	Industrial 3		Comercial 3 c/solar	
Comercial 1		Residencial 1 c/solar	4	Industrial 1 c/solar	
Comercial 2		Residencial 2 c/solar	4	Industrial 2 c/solar	
Comercial 3		Residencial 3 c/solar	5	Industrial 3 c/solar	
Residencial 1 c/ adaptabilidade alta		5	Residencial 1 c/ adaptabilidade baixa	4	
Residencial 2 c/ adaptabilidade alta		4	Residencial 2 c/ adaptabilidade baixa	5	
Residencial 3 c/ adaptabilidade alta		5	Residencial 3 c/ adaptabilidade baixa	4	

ARRECADAÇÃO SUBESTAÇÃO

Todos os consumidores usando tarifa convencional	R\$ 9,141.55
Parte dos consumidores aderindo à tarifa branca	R\$ 8,679.90
Porcentagem de queda na receita	5%

INDICADORES SUBESTAÇÃO

fdiv	1.49	fcarga	0.64	máxima demanda (kW)	60.68
fcoinc	0.67	t(máx_dem)	22:30	demanda média (kW)	38.96

Fonte: Produção do autor.

5.3.10 Subestação 7 - Residencial

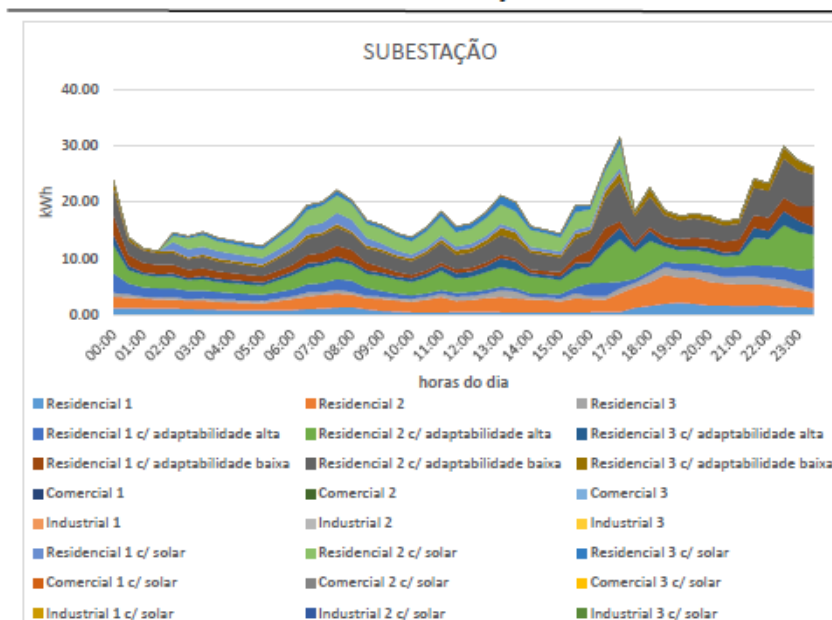
A subestação 7 também é uma subestação apenas residencial, mas que possui 80% dos seus consumidores utilizando alternativas para se adequarem aos horários da tarifa branca.

Figura 5.9 – Relatório referente à subestação 7.

Desenvolvido por: Renata Pedrini

05/06/2016

RELATÓRIO SUBESTAÇÃO



COMPOSIÇÃO SUBESTAÇÃO					
Residencial 1	6	Industrial 1		Comercial 1 c/solar	
Residencial 2	7	Industrial 2		Comercial 2 c/solar	
Residencial 3	7	Industrial 3		Comercial 3 c/solar	
Comercial 1		Residencial 1 c/solar	9	Industrial 1 c/solar	
Comercial 2		Residencial 2 c/solar	9	Industrial 2 c/solar	
Comercial 3		Residencial 3 c/solar	9	Industrial 3 c/solar	
Residencial 1 c/ adaptabilidade alta		9	Residencial 1 c/ adaptabilidade baixa		9
Residencial 2 c/ adaptabilidade alta		9	Residencial 2 c/ adaptabilidade baixa		9
Residencial 3 c/ adaptabilidade alta		9	Residencial 3 c/ adaptabilidade baixa		8

ARRECADAÇÃO SUBESTAÇÃO	
Todos os consumidores usando tarifa convencional	R\$ 8,522.45
Parte dos consumidores aderindo à tarifa branca	R\$ 7,551.94
Porcentagem de queda na receita	11%

INDICADORES SUBESTAÇÃO					
fdiv	1.49	fcarga	0.58	máxima demanda (kW)	62.96
fcoinc	0.67	t(máx_dem)	17:00	demanda média (kW)	36.32

Fonte: Produção do autor.

Pelo relatório referente à subestação 7 (Figura 5.9) pode-se perceber que da mesma forma que na subestação 6, também houve uma diminuição significativa na demanda máxima de aproximadamente 20 kW. Vale ressaltar que esta diminuição da demanda máxima é causada não apenas pela espalhamento do pico, mas também pelos consumidores que diminuíram seu consumo na ponta e pela adição de alguns consumidores que geram energia solar durante o dia para consumir no período de ponta.

O fator de coincidência ficou o mesmo da subestação 5 e reflete a diminuição da quantidade de cargas com pico no mesmo horário. O fator de carga teve uma diminuição em relação à subestação 5, o que reflete a quantidade expressiva de consumidores migrando seu consumo do horário de ponta e criando picos em horários diferentes, mas iguais entre si.

5.3.11 Subestação 8 – Residencial – Caso ótimo

Da mesma forma como foi estimado o caso ótimo para a subestação mista, também foi estimado o caso ótimo para a subestação residencial. Este caso ocorre para 50% dos consumidores tendo aderido à formas para adequar seu consumo à tarifa branca buscando lucratividade.

Percebe-se pelo relatório referente à esta subestação () que ela apresenta o maior fator de diversidade, ou seja, possui menos cargas com pico no mesmo horário. O fator de carga é o mesmo que o da subestação 6, mas observando-se os valores de demanda máxima e média nota-se que a demanda máxima apresenta um valor menor, resultando em uma menor capacidade a ser fornecida para o sistema.

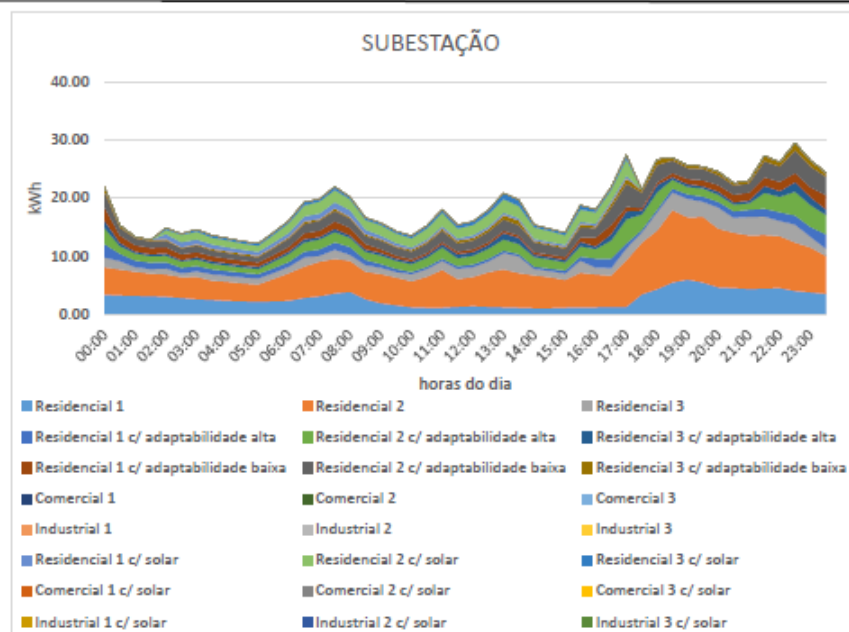
O valor de redução da receita da concessionária é de 7%, sendo 2% maior do que o da subestação 5. Como não se pode mensurar os ganhos do da concessionária pela criação de um sistema mais estável, não pode-se afirmar com certeza que este é mesmo o caso ótimo em relação aos benefícios para a concessionária, apenas para o sistema.

Figura 5.10 – Relatório referente à subestação 8.

Desenvolvido por: Renata Pedrini

10/06/2016

RELATÓRIO SUBESTAÇÃO



COMPOSIÇÃO SUBESTAÇÃO					
Residencial 1	17	Industrial 1		Comercial 1 c/solar	
Residencial 2	17	Industrial 2		Comercial 2 c/solar	
Residencial 3	16	Industrial 3		Comercial 3 c/solar	
Comercial 1		Residencial 1 c/solar	5	Industrial 1 c/solar	
Comercial 2		Residencial 2 c/solar	6	Industrial 2 c/solar	
Comercial 3		Residencial 3 c/solar	6	Industrial 3 c/solar	
Residencial 1 c/ adaptabilidade alta		6	Residencial 1 c/ adaptabilidade baixa		6
Residencial 2 c/ adaptabilidade alta		5	Residencial 2 c/ adaptabilidade baixa		5
Residencial 3 c/ adaptabilidade alta		6	Residencial 3 c/ adaptabilidade baixa		5

ARRECADAÇÃO SUBESTAÇÃO		
Todos os consumidores usando tarifa convencional		R\$ 8.930.83
Parte dos consumidores aderindo à tarifa branca		R\$ 8.325.32
Porcentagem de queda na receita		7%

INDICADORES SUBESTAÇÃO					
fdiv	1.55	fcarga	0.64	máxima demanda (kW)	59.04
fcoinc	0.65	t(máx_dem)	22:30	demanda média (kW)	38.06

Fonte: Produção do autor.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS

6.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Em virtude das análises realizadas é possível se concluir alguns aspectos em relação aos **impactos para os consumidores**:

- Os consumidores residenciais que não alterarem seu consumo não deverão migrar para a tarifa branca, pois sofrerão prejuízos financeiros.
- Os consumidores comerciais e industriais devem avaliar o seu consumo, pois dependendo dos horários de funcionamento podem apresentar vantagens ao migrar para a tarifa branca sem ter que realizar quaisquer mudanças em sua curva de carga.
- Caso os consumidores residenciais optem por adaptarem seu consumo aos horários da nova modalidade tarifária, estes devem mensurar se os ganhos são suficientes para compensar a perda de liberdade por não poderem usar os equipamentos na hora que quiserem. Cabe ainda ressaltar que para os consumidores com adaptabilidade baixa os ganhos são menores que 5%, ou seja, se refletem em pequenos ganhos financeiros.
- Para o uso do aquecimento dólár da água, não foram calculados os gastos para implementação desta alternativa, pois ela se mostrou inviável para ser usada em parceria com a tarifa branca. O uso de aquecedores diminui o consumo de uma residência se traduzindo em supressão de gastos, mas a utilização de aquecedor solar com a tarifa branca não representou vantagens em relação à utilização do aquecedor solar com a tarifa convencional.
- A implantação de um sistema de geração fotovoltaica para geração de energia durante o dia, armazenamento e utilização desta energia no horário de ponta, representou 45% de redução na fatura de energia ao se utilizar esta alternativa em parceria com a tarifa branca. No entanto, esta alternativa vem acompanhada de um alto custo de implementação, gerando um tempo de retorno de investimento

variando de 10 a 20 anos dependendo do consumidor. Este fato, reduz a atratividade desta alternativa.

Em relação aos **impactos para a concessionária**, é possível se obter as seguintes conclusões:

- As subestações que possuem tanto consumidores residenciais como consumidores industriais e comerciais já apresentam uma característica mais balanceada, pois os consumidores comerciais e industriais possuem horários de utilização de energia distintos, sendo que alguns destes consumidores já lucram com a adoção da tarifa branca sem terem que alterarem o consumo.
- Para a subestação mista, se o número de consumidores que aderem à tarifa branca se torna a maioria da subestação apenas existe uma troca no horário de ponta e os problemas do sistema de energia pioram, além de a receita da concessionária diminuir em 20%.
- Para uma subestação que possui apenas consumidores residenciais a tarifa branca representou significativa melhora nos indicadores do sistema para os casos em que 40% ou 80% dos consumidores aderiram à alternativas para adequar seu consumo à tarifa branca. A demanda máxima reduziu em 20kW aproximadamente e o fator de coincidência reduziu de 0.95 para 0.67, o que se traduz em menos cargas possuindo demanda máxima no mesmo horário. Isto representaria uma queda nos investimentos que a concessionária teria que realizar para suprir a demanda de energia do sistema. Além disso, a queda na receita da concessionária é pequena, sendo 5% para o caso de 40% e 11% para o caso de 80%. Para o caso ótimo os indicadores da subestação melhoraram ainda mais e a queda na receita é de 7%, valor no intervalo entre as demais alternativas apresentadas.

Ao se colocar todas as conclusões acima citadas em conjunto, é possível se obter algumas **conclusões globais**:

- Sendo a tarifa branca uma tarifa de característica opcional e sendo que as adaptações para se adequar aos horários da tarifa branca requerem

uma significativa perda no conforto ou grandes investimentos iniciais, considera-se que o caso mais provável é que apenas parte dos consumidores realizarão a adesão à nova modalidade tarifária e esta parte será a menor parte dos consumidores. Desta forma, as subestações que contemplaram tal situação foram as subestações 2, 4 e 6 sendo que estas subestações apresentarem os ótimos indicadores comparadas as outras realidades criadas no mesmo contexto de divisão da subestação. Para tanto a discussão entre opcionalidade ou fixação da tarifa branca para todos os consumidores resulta que a melhor opção de implantação da tarifa seria de forma opcional, como da sua proposta.

6.2 TRABALHOS FUTUROS

Como proposições para a continuação deste trabalho, são propostas as algumas atividades.

Por ser uma análise que contempla várias variáveis, necessitar-se-ia focar em peculiaridades do sistema, estudos de caso, pois a análise avalia situações generalistas.

Além disso, a parceria com distribuidoras de energia de diferentes regiões do país é fundamental para se conseguir uma base de dados mais condizente com a realidade atual e que permita tirar conclusões mais precisas e de acordo com as dúvidas das concessionárias a respeito das vantagens e desvantagens da adoção da tarifa branca.

A utilização de energia eólica também pode ser colocada como geração distribuída em pareceria com a tarifa branca. Este tipo de fonte gera mais energia durante a noite, quando a velocidade do vento tende a aumentar, portanto, se torna uma opção mais vantajosa do que a energia fotovoltaica.

Na análise da associação de sistemas fotovoltaicos à tarifa branca, também precisam ser analisados o custo das baterias e o espaço físico ocupado pela infraestrutura necessária.

Para mitigar as desvantagens financeiras das concessionárias, poder-se-ia alterar os preços de forma que se alcançasse o ponto ótimo para não causar

prejuízos. Referente ao mesmo prejuízo é necessário considerar os finais de semana onde o faturamento das concessionárias cairia 45% devido á tarifa branca.

Para finalizar, o ponto ótimo da tarifa poderia ser aprimorado por meio de processamento numérico o que iria requerer a utilização de algum software para realizar este processamento.

REFERÊNCIAS

ANEEL. **Nota técnica n. 362/2010-SRE-SRD/ANEEL. Estrutura tarifária para o serviço de distribuição de energia elétrica..** Brasília. 2010.

ANEEL. **Resolução Normativa n.482.** [S.l.]. 2012.

ANEEL. **Prognósticos para o Setor Elétrico 2015-2018.** XVI Encontro Nacional dos Conselhos de Consumidores de Energia Elétrica. Brasília: [s.n.]. 2014.

ANEEL. **Setor elétrico brasileiro - Perspectivas do regulador.** VII Conferência Anual da Relop - Associação de Reguladores de Energia dos Países de Língua Oficial Portuguesa. Cidade da Praia: RELOP. 2014.

ANEEL. **Por dentro da conta de luz:** Informação de utilidade pública. 7. ed. Brasília - DF: ANEEL, 2016.

ANEEL. **Tarifa Branca.** [S.l.]. 2016.

BAYLISS, C.; HARDY, B. **Transmission and Distribution Electrical Engineering.** 3. ed. [S.l.]: Elsevier Ltd., 2007.

CELESC DISTRIBUIÇÃO. Tarifas. **CELESC Distribuição**, 2015. Disponível em: <<http://novoportal.celesc.com.br/portal/index.php/duvidas-mais-frequentes/1140-tarifa>>. Acesso em: 12 Março 2016.

CELESC DISTRIBUIÇÃO. Alíquotas. **CELESC Distribuição**, 2016. Disponível em: <<http://novoportal.celesc.com.br/portal/index.php/duvidas-mais-frequentes/pis-cofins>>. Acesso em: 04 Maio 2016.

COPEL. **Contribuições referentes à audiência pública 043;2013 - tarifa branca.** [S.l.]. 2013.

CRECESB. **Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito.** Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/>>. Acesso em: 06 maio 2016.

EPE. **Balanço Energético Nacional 2015: Relatório Síntese - Ano Base 2014.** EPE. Rio de Janeiro, p. 35. 2015.

FARHANGI, H. The Path of the Smart Grid. **IEEE power & energy magazine**, janeiro/fevereiro 2010. 18-28.

HU, Z. et al. Review of dynamic pricing programs in the U.S. and Europe: Status quo and the policy recommendations. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 42, p. 743-751, 2015.

INC., C. S. Quartech CS6P-255|260P. **PV Module Product Datasheet**, v. 5, Março 2015.

LIMBERGER, M. A. C.; SOUZA, R. C.; CALILI, R. F. **Estudo da tarifa branca para classe residencial pela medição de consumo de energia e de pesquisas de posse e hábitos**. Simpósio brasileiro de pesquisa operacional. Salvador/BA: [s.n.]. 2014.

MATOS, D. M.; CATALÃO, J. P. S. **Geração Distribuída e os seus Impactes no Funcionamento da Rede Elétrica**. International Conference on Engineering UBI2013. Covilhã: University of Beira Interior. 2013.

SANTOS, A. B. D. S. et al. **Tarifa branca - Um estudo da estrutura da estrutura tarifária do grupo B do setor elétrico - Parte I: Regulação**. XII Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica. Uberlândia: [s.n.]. 2014(a).

SANTOS, A. B. D. S. et al. **Tarifa Branca - Um estudo da estrutura tarifária do grupo B do setor elétrico - Parte II: Estudos de Casos**. XII Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica. Uberlândia: [s.n.]. 2014(b).

SANTOS, L. L. C. D. **Metodologia para análise da tarifa branca e da geração distribuída de pequeno porte nos consumidores residenciais de baixa tensão**. Universidade Federal de Santa Maria. Santa Maria. 2014.

SANTOS, L. L. C. D. et al. **Análise do Impacto da tarifa branca e geração distribuída nos sistemas de baixa tensão**. VIII CIERTEC - Gestão de ativos como sustentabilidade para as distribuidoras de energia elétrica. Fortaleza: [s.n.]. 2013.

SANTOS, P. E. S. et al. **Simulação do impacto da aplicação das tarifas brancas no equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras de energia elétrica**. XX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica. Rio de Janeiro-RJ: [s.n.]. 2012.

SOLARTERRA. **Energia solar fotovoltaica - Guia Prático**. São Paulo.

SRC/ANEEL. **Nota técnica n. 1/2013 - SRC/ANEEL. Proposta de regulamentação acerca das disposições comerciais para a aplicação da modalidade tarifária branca**. [S.I.]. 2013.

SRE-SRD-ANEEL. **Nota técnica n.311/2011 - Estrutura tarifária para o serviço de distribuição de energia elétrica**. Brasília. 2011.

VIANA, T. D. S. **Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede - SFVCR**. Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Florianópolis. 2012.

ANEXO A – Folha de dados do módulo fotovoltaico





QUARTECH CS6P-255 | 260P

Canadian Solar's new Quartech modules have significantly raised the standard of module efficiency in the solar industry. They introduced innovative four busbar cell technology, which demonstrates higher power output and higher system reliability. Worldwide, our customers have embraced this next generation of modules for their excellent performance, superior reliability and enhanced value.

NEW TECHNOLOGY

- Reduces cell series resistance
- Reduces stress between cell interconnectors
- Improves module conversion efficiency
- Improves product reliability

KEY FEATURES



Higher energy yield

- Outstanding performance at low irradiance
- Maximum energy yield at low NOCT
- Improved energy production through reduced cell series resistance



Increased system reliability

- Long term system reliability with IP67 junction box
- Enhanced system reliability in extreme temperature environment with special cell level stress release technology



Extra value to customers

- Positive power tolerance up to 5 W
- Stronger 40 mm robust frame to hold snow load up to 5400 Pa and wind load up to 2400 Pa
- Anti-glare project evaluation
- Salt mist, ammonia and blowing sand resistance apply to seaside, farm and desert environments

25 years insurance-backed warranty
non-cancellable, immediate warranty insurance
linear power output warranty

10 years product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001: 2008 / Quality management system
ISO/TS 16949: 2009 / The automotive industry quality management system
ISO 14001: 2004 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001: 2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE/MCS/CE / JET/SII/CEC AU/INMETRO/CQC
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / FSEC (US Florida)
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: TUV / IEC 60068-2-68: SGS
PV CYCLE (EU) / UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1









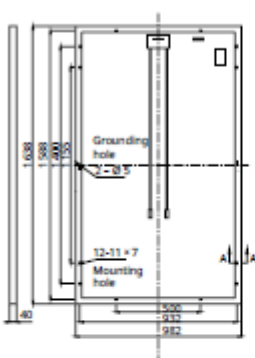

* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading manufacturer of solar modules and PV project developer with about 9 GW of premium quality modules deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

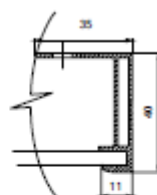
CANADIAN SOLAR INC.
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

MODULE / ENGINEERING DRAWING (mm)

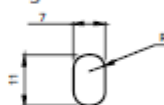
Rear View



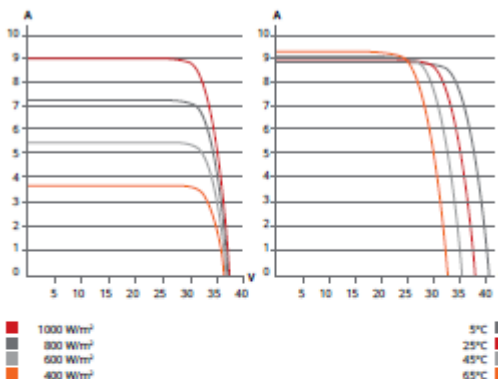
Frame Cross Section A-A



Mounting Hole



CS6P-255P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA / STC*

Electrical Data CS6P	255P	260P
Nominal Max. Power (Pmax)	255 W	260 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	30.2 V	30.4 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.43 A	8.56 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.4 V	37.5 V
Short Circuit Current (Isc)	9.00 A	9.12 A
Module Efficiency	15.85 %	16.16 %
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C	
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000V (UL)	
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)	
Max. Series Fuse Rating	15 A	
Application Classification	Class A	
Power Tolerance	0 ~ + 5 W	

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA / NOCT*

Electrical Data CS6P	255P	260P
Nominal Max. Power (Pmax)	185 W	189 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	27.5 V	27.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.71 A	6.80 V
Open Circuit Voltage (Voc)	34.4 V	34.5 V
Short Circuit Current (Isc)	7.29 A	7.39 A

* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Industry leading performance at low irradiation, +96.5 % module efficiency from an irradiance of 1000 W/m² to 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this Datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

MODULE / MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	60 (6 × 10)
Dimensions	1638×982 × 40 mm (64.5×38.7×1.57 in)
Weight	18 kg (39.7 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-BOX	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm² (IEC) or 4 mm² & 12 AWG 1000 V (UL), 1000 mm (39.4 in) (650 mm (25.6 in) is optional)
Connectors	MC4 or MC4 comparable
Stand. Packaging	24 pcs, 480 kg (quantity & weight per pallet)
Module Pieces per Container	672 pcs (40' HQ)

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.43% / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.34% / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.065% / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C

PARTNER SECTION

