

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CAMPUS ARARANGUÁ**

TALITA THOMAZ

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE ENERGIA**

ARARANGUÁ

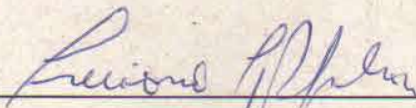
2017

TALITA THOMAZ

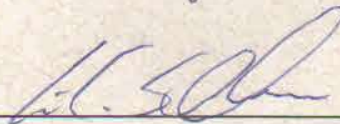
**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE ENERGIA**

Trabalho de conclusão de curso na modalidade de artigo científico para a aprovação na disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso do curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Santa Catarina – Campus Araranguá

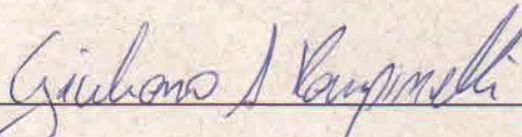
Aprovado em: 08/12/17



Prof. Dr. Luciano Lopes Pfitscher (Orientador)



Prof. Dr. César Cataldo Scharlau (Examinador)



Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli (Examinador)

ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE ADESÃO À TARIFA BRANCA PARA CONSUMIDORES RESIDENCIAIS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

Talita Thomaz*

RESUMO

Os consumidores de Baixa Tensão, ou Grupo B, são caracterizados pela tarifa de energia do tipo monômnia, que considera apenas o consumo de energia, sem diferenciação horária. Em consequência disto, esses consumidores são apontados como os maiores responsáveis pelos custos de expansão dos sistemas de distribuição, em função de ocorrer uma maior concentração de consumo em horários específicos do dia. Visando incentivar os consumidores do referido Grupo a reduzirem o consumo de energia elétrica no horário de maior carregamento do sistema, foi criada a Tarifa Branca, a ser disponibilizada por adesão a partir de 2018. Além disso, em 2012, por meio da Resolução Normativa N° 482, a Agência Nacional de Energia Elétrica tornou mais flexível a inserção de Geração Distribuída no Brasil, onde se destaca o crescente uso de sistemas fotovoltaicos. Entre os diversos benefícios da tecnologia, o gerenciamento da energia por parte do consumidor é um dos mais expressivos. O presente trabalho apresenta um estudo de viabilidade econômica de adesão à Tarifa Branca para consumidores residenciais que possuam sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede, tomando como referência padrões de geração fotovoltaica e consumo de energia da cidade de Florianópolis, Santa Catarina. Para a aplicação da metodologia, que visa também auxiliar os consumidores na tomada de decisão sobre a adesão à Tarifa Branca, foram considerados dados de consumo médio, valores tarifários vigentes, recurso solar e custo de mercado dos dispositivos necessários. O programa HOMER - *Hybrid Optimization Model for Electric Renewables* foi utilizado para executar as simulações. Para as situações avaliadas, a configuração que utiliza a Tarifa Convencional com Geração Distribuída fotovoltaica se mostrou a mais viável economicamente. Para consumidores que aderirem à Tarifa Branca, há um indicativo da necessidade de mudança de hábitos de consumo de energia elétrica.

Palavras-chave: Tarifa Branca. Geração Distribuída Fotovoltaica. Consumidores Residenciais. HOMER.

* Graduanda do Curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá, Rodovia Governador Jorge Lacerda, 3201, Jardim das Avenidas, Araranguá, Santa Catarina, Brasil, CEP 88905-355. E-mail: talitathomaz@hotmail.com.

LISTA DE VARIÁVEIS

$C_{A, INV}$	Custo Anualizado do Investimento Inicial
$C_{A, REP}$	Custo Anualizado da Reposição dos Equipamentos
$C_{ano,tot}$	Custo Total Anualizado
C_{COMB}	Custo Anual de Combustível
COE	Custo Unitário de Energia (R\$/kWh)
$C_{O\&M}$	Custo Anual de Operação e Manutenção
CM	Consumo Medido (kWh)
CM_{FP}	Consumo Medido no Horário Fora Ponta (kWh)
CM_I	Consumo Medido no Horário Intermediário (kWh)
CM_P	Consumo Medido no Horário Ponta (kWh)
CM_T	Consumo Total Medido (kWh)
C_{NPC}	Custo Total em Valor Presente (do inglês, <i>Net Present Cost</i>)
DI	Fator de Disponibilidade
E	Energia (MWh)
EFP	Energia Fora de Ponta (MWh)
EG	Energia Anual Gerada
EI	Energia Intermediária (MWh)
EP	Energia Ponta (MWh)
FC	Fator de Capacidade
FP	Fora de Ponta
FRC	Fator de Recuperação do Capital
i	Taxa de Desconto (%)
I	Intermediário (período horário)
n	Número de Anos
P	Ponta (período horário)
PI	Potência Instalada
R_{proj}	Tempo de Vida do Projeto (anos)
TC	Tarifa Convencional
TE	Tarifa de Energia
TE_C	Tarifa de Energia – Modalidade Convencional (R\$/kWh)
$TE_{H, FP}$	Tarifa de Energia – Horária – Faixa Horária Fora Ponta (R\$/kWh)
$TE_{H, P}$	Tarifa de Energia – Horária – Faixa Horária Ponta (R\$/kWh)

TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUSD _{B, FP}	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – Modalidade Branca – Faixa Horária Fora Ponta (R\$/kWh)
TUSD _{B, I}	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – Modalidade Branca – Faixa Horária Intermediária (R\$/kWh)
TUSD _{B, P}	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – Modalidade Branca – Faixa Horária Ponta (R\$/kWh)
TUSD _{C, B}	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – Modalidade Convencional – Baixa Tensão (R\$/kWh)
TUSD _{CONVENCIONAL}	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – Modalidade Convencional (R\$/kWh)
TUSD _{FP}	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – Faixa Horária Fora Ponta (R\$/kWh)
TUSD _{FP, BRANCA}	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – Faixa Horária Fora Ponta – Modalidade Branca (R\$/kWh)
TUSD _I	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – Faixa Horária Intermediária (R\$/kWh)
TUSD _P	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – Faixa Horária Ponta (R\$/kWh)
V _{B, FP}	Valor Modalidade Branca – Faixa Horária Fora Ponta (R\$)
V _{B, I}	Valor Modalidade Branca – Faixa Horária Intermediária (R\$)
V _{B, P}	Valor Modalidade Branca – Faixa Horária Ponta (R\$)
VF _B	Valor da Fatura – Modalidade Branca (R\$)
VF _C	Valor da Fatura – Modalidade Convencional (R\$)
VPL	Valor Presente Líquido

1 INTRODUÇÃO

Com uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável e com uma geração hidráulica correspondendo a 68,1% da oferta interna, conforme dados apresentados no Balanço Energético Nacional de 2017, pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a disponibilidade e os custos de energia no Brasil tornam-se vulneráveis às condições climáticas. Em vista disso, no ano de 2015, entrou em vigor o Sistema de Bandeiras Tarifárias, indicando acréscimos no

valor da energia repassada ao consumidor final, em função das condições de geração (ANEEL, 2017).

Nesse cenário e com o consumo brasileiro de energia crescendo a uma média aproximada de 4% a.a., segundo dados do Ministério de Minas e Energia (MME), é necessário que se busquem alternativas para atender esta demanda com segurança e sustentabilidade, diversificando a matriz energética (CGEE, 2012). A Geração Distribuída (GD) apresenta-se como uma solução viável e atrativa, proporcionando benefícios tanto para consumidores quanto para concessionárias. No Brasil, a inserção da GD tornou-se mais flexível com a publicação da Resolução Normativa (RN) N° 482, de 17 de abril de 2012, pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A GD é caracterizada como uma geração de menor potência, que se localiza próxima à carga, que independe da tecnologia de geração e proporcionará ao consumidor de energia elétrica uma maior autonomia. Entre os benefícios apontados estão a liberdade de gerenciamento da conta de energia, o qual pode resultar em economias através do sistema de compensação de créditos na tarifa, além da possibilidade de vender energia no mercado de energia, dependendo da quantidade de geração (CGEE, 2012).

As fontes renováveis de energia como solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada são vistas como tecnologias alternativas na implantação de micro (até 75 kW) e mini (superior a 75 kW até 5 MW) sistemas de geração de energia elétrica (ANEEL, 2015). Entretanto, a energia solar fotovoltaica (FV) é a que mais vem sendo discutida e implantada nessa escala, devido à sua maior facilidade de instalação e simplicidade de operação e manutenção (IPEA, 2013).

A energia solar FV é definida como uma fonte de energia renovável obtida pela conversão de energia solar em energia elétrica, realizada através de células fotovoltaicas. Esta produção pode servir para suprir a demanda imediata de energia, sendo que o excedente pode ser injetado na rede em sistemas *on-grid* ou armazenado em bancos de baterias se o sistema for *off-grid* (BARIN, 2007).

De modo geral, o sistema elétrico deve estar preparado para a inserção de fontes intermitentes de energia, bem como, o fluxo bidirecional de informações e energia. Esta nova concepção de rede, que necessitará de controles que permitam a operação harmônica destes elementos, é conhecida mundialmente como *Smart Grid* (SANTOS, 2014).

Em termos gerais, *Smart Grid* ou Rede Elétrica Inteligente (REI) é a aplicação da tecnologia de informação para o Sistema Elétrico de Potência (SEP), integrada aos sistemas de comunicação e infraestrutura de rede automatizada. Assim pode-se assumir que a lógica das

REIs envolve a introdução de uma nova filosofia de operação, com novas tecnologias de obtenção, envio e armazenamento de dados, geração descentralizada, veículos elétricos e automatização das redes com medidores de consumo de energia em tempo real, possibilitando uma mudança na relação do consumidor final com a concessionária de energia (FIGUEIRO, 2013).

Os consumidores de Baixa Tensão (BT), diferentemente dos consumidores de Média e Alta Tensão, não possuem sinalização horária do consumo de energia, ou seja, são faturados por uma tarifa que independe das horas do dia ou do período do ano. Em consequência disto, são os maiores responsáveis pelos custos de expansão do sistema de distribuição, em função de uma maior concentração de consumo em horários específicos (FIGUEIRO, 2013). Diante disso, uma nova opção tarifária, denominada Tarifa Branca (TB), começou a ser discutida na Audiência Pública (AP) nº 120/2010, com o objetivo de incentivar o uso mais racional da energia elétrica pelo grupo de consumidores BT.

A Tarifa Branca tem caráter opcional. Dessa forma, o consumidor de BT pode optar por manter a modalidade convencional ou migrar para a nova modalidade – com exceção das classes de iluminação pública e baixa renda, pelo fato de possuírem tarifação diferenciada. A TB apresenta três distintas tarifações por horários de consumo, uma com o custo menor nos horários em que o sistema é menos demandado, outra mais cara para o horário de maior pico de consumo e um terceiro valor para os horários intermediários (ANEEL, 2011).

O presente trabalho de conclusão de curso propõe-se a realizar um estudo de viabilidade econômica de adesão da Tarifa Branca para consumidores residenciais que possuem sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede, tomando como referência a cidade de Florianópolis – Santa Catarina (SC). Com o auxílio do *software Hybrid Optimization Model for Electric Renewables* (HOMER) para executar as simulações, espera-se obter um panorama do impacto financeiro, retornando à configuração mais vantajosa economicamente sem alteração nos hábitos de consumo. Além disso, espera-se com esse estudo poder auxiliar os consumidores na tomada de decisão sobre a adoção da TB, apresentando uma metodologia de fácil entendimento e aplicação e, igualmente, que se possa contribuir para o estado da arte da temática proposta.

Este artigo será dividido em 5 seções, incluindo esse introdutório. A Seção 2 consiste em uma revisão bibliográfica, abordando os principais tópicos do tema para um melhor entendimento do trabalho. A Seção 3 descreverá a metodologia utilizada, apresentando o *software*, as possíveis configurações, perfil de carga, tarifas, recurso solar, dados técnicos e custos dos dispositivos que compõem um sistema fotovoltaico. Na Seção 4 serão apresentados

os resultados, sendo os mesmos analisados e discutidos; e por fim, na seção 5 são apresentadas as conclusões do trabalho, indicando a alternativa mais viável economicamente.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O objetivo desta seção é apresentar uma síntese da revisão bibliográfica e do estado da arte dos principais tópicos abordados no presente trabalho, para que possam auxiliar no entendimento do contexto em que o consumidor residencial brasileiro está inserido, assim como os efeitos das recentes mudanças sobre os mesmos.

2.1 Sistema tarifário brasileiro para consumidores residenciais

O fornecimento de energia elétrica é um serviço básico que se tornou essencial no dia a dia da sociedade do século XXI. O valor monetário atribuído à tarifa de energia tem por objetivo assegurar que os prestadores de serviços recebam uma receita suficiente para cobrir custos operacionais, de infraestrutura de geração, transmissão, distribuição e remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento com qualidade (ANEEL, 2017a). O valor monetário é calculado pelo órgão regulador, a ANEEL e divulgado por meio de uma Resolução Homologatória (RH), apresentado como Tarifa de Aplicação. Esses custos, que relacionam toda a cadeia produtiva, são distribuídos em duas parcelas, a TE, que representa os custos da energia elétrica para a revenda e a TUSD, que compreende os custos do uso do sistema de distribuição (ANEEL, 2017f).

Para que o cálculo seja justo e para que cada consumidor contribua com um valor que represente adequadamente os custos de seu consumo para o sistema elétrico, são aplicadas formas de classificação dos consumidores. No final dos anos 70, o Decreto N° 62.724 tratou pela primeira vez da estrutura tarifária, estabelecendo divisões pelos níveis de tensão de abastecimento e atividade desenvolvida pelo consumidor (ANEEL, 2010).

Desde aquela época, os consumidores brasileiros de energia elétrica são classificados, fundamentalmente, em dois grupos: Alta (Grupo A) e Baixa Tensão (Grupo B). Após adaptações, atualmente o Grupo A compreende consumidores atendidos com tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou por meio de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, e é caracterizado pela tarifa binômia – que considera o consumo de energia elétrica e a demanda de potência. No Grupo B estão as unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizados pela tarifa monômia – que considera apenas o consumo de energia elétrica (ANEEL, 2010).

O consumidor pode, ainda, ser definido como consumidor cativo ou consumidor livre. De acordo com o artigo 15º da Lei 9.074, “os consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado”, e a esses consumidores é atribuída a classificação de consumidor livre (BRASIL, 1995).

Dessa forma, os consumidores residenciais, foco do presente estudo, pertencem ao Grupo B, subgrupo B1, sendo ainda divididos em residencial e residencial de baixa renda. São definidos como consumidores cativos e, portanto, restritos à compra de energia elétrica da concessionária de distribuição atuante na área de concessão à qual a Unidade Consumidora (UC) pertence. O atual sistema de tarifação da referida classe consumidora será apresentado a seguir.

2.1.1 Sistema de tarifação atual

Em 22 de novembro de 2011, por meio da Resolução Normativa Nº 464 e da Nota Técnica (NT) Nº 311, ficou definida a estrutura tarifária para o Grupo B e, assim, dos consumidores residenciais:

- Modalidade Convencional: monômnia, com um preço de consumo de energia em R\$/MWh sem distinção horária;
- Modalidade Branca: monômnia, com três preços de consumo de energia em R\$/MWh de acordo com os postos tarifários.

As Figuras 1 e 2, ilustram as modalidades Convencional e Branca, respectivamente.

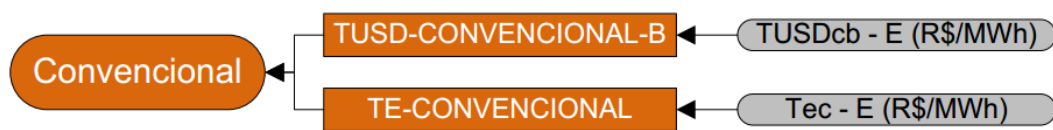


Figura 1 - Modalidade Convencional do Grupo B.

Fonte: (ANEEL, 2011).

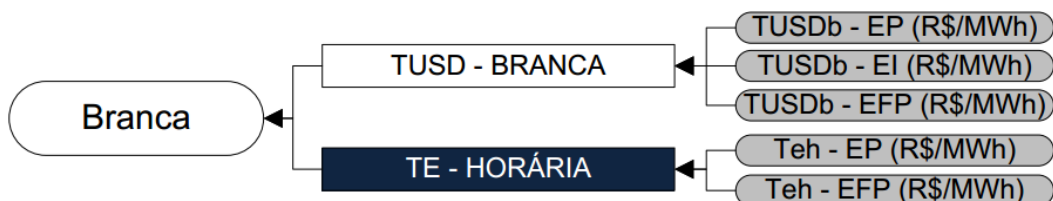


Figura 2 - Modalidade Branca do Grupo B.

Fonte: (ANEEL, 2011).

Sendo:

- E: Energia (MWh);
- EP: Energia de Ponta (MWh);
- EI: Energia Intermediária (MWh);
- EFP: Energia Fora de Ponta (MWh).

Atualmente, apenas a Tarifa Convencional é aplicada aos consumidores de BT. A partir de 2015, todos os consumidores cativos das distribuidoras passaram a ser faturados pelo Sistema de Bandeiras Tarifárias – com exceção daqueles localizados em sistemas isolados. As bandeiras com cores verde, amarela e vermelha têm por objetivo indicar as condições de geração de energia no país. Cada modalidade apresenta as seguintes características, de acordo com os dados fornecidos pela ANEEL (2017), no período de realização deste trabalho:

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

Essa medida foi tomada devido às crises hídricas ocorridas recentemente no país, fazendo com que os níveis dos reservatórios de água baixassem e, portanto, diminuindo a capacidade de geração das usinas hidroelétricas que compõem, majoritariamente, a matriz elétrica brasileira. Para compensar a perda de capacidade, usinas termelétricas são acionadas, aumentando, assim, o custo de geração (LEMOS, 2017).

Portanto, a atual tarifa aplicada ao consumidor de BT, que corresponde à modalidade Convencional, consiste na soma das duas componentes tarifárias: TUSD e TE, conforme apresentado na Figura 1 e pode exibir acréscimos, de acordo com o Sistema de Bandeiras Tarifárias. A Equação 1 demonstra o cálculo para a obtenção do valor da fatura de energia elétrica.

$$VF_C = CM[(TUSD_{C,B} + TE_C) + \text{acrécimo}] \quad (1)$$

Onde:

- VF_C : Valor da Fatura – Modalidade Convencional (R\$);

- *CM*: Consumo medido (kWh);
- *TUSD_{C,B}*: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – Convencional – Baixa Tensão (R\$/kWh);
- *TE_C*: Tarifa de Energia – Convencional (R\$/kWh);
- *Acréscimo*: Acréscimo sobre o quilowatt-hora consumido – Bandeiras (R\$/kWh).

Além das tarifas citadas, ainda são incorporados tributos como PIS/PASEP, COFINS e ICMS na composição final da tarifa de toda fatura de energia elétrica, sendo que o ICMS, varia de estado para estado, podendo chegar a 30% da conta de energia elétrica (ABRADEE, 2017).

Sobre a Tarifa Horária Branca, a ANEEL (2017c) apresenta a seguinte previsão: as unidades consumidoras com média anual de consumo mensal superior a 500 kWh poderão optar pela tarifa horária a partir de janeiro de 2018; as UCs com média anual de consumo mensal superior a 250 kWh poderão optar a partir de janeiro de 2019; e somente a partir de janeiro de 2020 a tarifa estará disponível para todos os consumidores.

2.1.2 Tarifa Branca

A Tarifa Branca foi criada com o intuito de incentivar o gerenciamento de energia pelos consumidores de Baixa Tensão nos horários de maior carregamento do sistema. Por meio de valores diferenciados, espera-se que a TB estimule um deslocamento de carga para horários de menor utilização da rede da concessionária. Assim, o sistema elétrico será beneficiado quanto ao aumento da sua eficiência e, por consequência, postergação de investimentos na expansão de redes e fontes de geração. Além disso, os consumidores serão beneficiados quanto à possibilidade de redução de custos em suas faturas (LEMOS, 2017).

Os postos tarifários da Tarifa Branca são denominados de: Ponta (P), Intermediária (I) e Fora de Ponta (FP). Feriados e finais de semana são considerados período FP durante todas as horas do dia. Essas informações estão ilustradas na Figura 3.

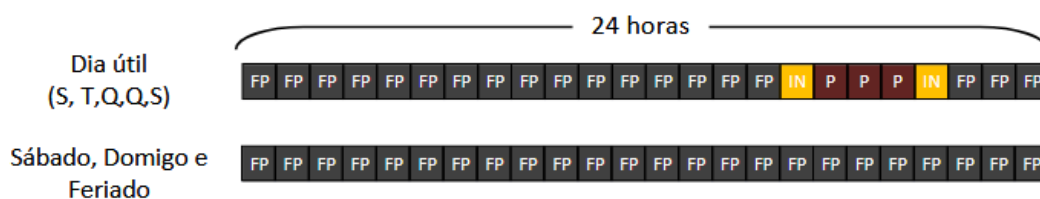
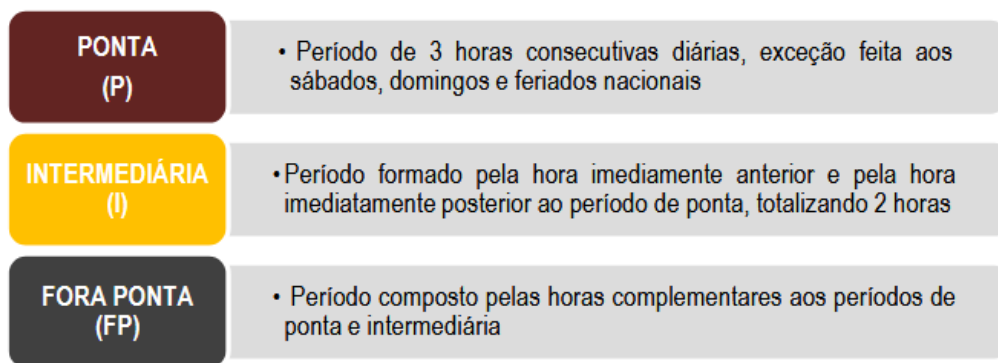


Figura 3 - Postos tarifários da Tarifa Branca.
Fonte: (ANEEL, 2010a).

O posto tarifário intermediário foi instituído com dois objetivos: aumentar de forma gradativa o valor da tarifa, evitando saltos muito grandes entre os postos de ponta e fora ponta, e evitar que o consumo na ponta migre para o horário imediatamente anterior ou posterior ao horário de ponta. Com isso, a ponta do sistema não sofreria uma grande mudança, e sim, um simples deslocamento horário (ANEEL, 2011).

Para a construção das componentes TUSD e TE, que formam a base de cálculo para a formação da tarifa aplicada aos consumidores, são utilizados fatores que relacionam os postos tarifários. As relações entre os postos da TUSD ponta e fora ponta e, intermediário e fora ponta são mostradas nas Equações (2) e (3), respectivamente (ANEEL, 2017g):

$$TUSD_P / TUSD_{FP} = 5 \quad (2)$$

$$TUSD_I / TUSD_{FP} = 3 \quad (3)$$

O fator da TUSD fora ponta da Tarifa Branca é obtido de acordo com a Equação (4) (ANEEL, 2017g):

$$TUSD_{FP, BRANCA} = TUSD_{CONVENCIONAL} * kz \quad (4)$$

O parâmetro kz é um fator baseado no comportamento típico do consumidor, sendo específico de cada distribuidora e subgrupo tarifário. Este parâmetro foi discutido na AP N° 29/2012 após ter sido considerado na AP N° 120/2010 com um valor médio de 0,55 para todas as concessionárias do Brasil.

O incentivo à adesão à Tarifa Branca, que depende do parâmetro kz , tem uma relação direta de como os consumidores utilizam a rede nos horários de ponta. Notadamente, os consumidores de BT utilizam a rede de forma diferenciada devido às diferentes características de consumo das diversas classes. Logo, como supracitado, o parâmetro kz passou a ser definido e estruturado de acordo com cada empresa e região (ANEEL, 2012).

Para a TE será aplicado um fator de 1,72 para ponta e 1,00 para fora ponta e intermediário (ANEEL, 2017f), sendo que para a Tarifa Convencional já é aplicado um fator de 1,06.

O cálculo do valor final da tarifa para as unidades consumidoras que optarem pela modalidade Branca é realizado pela soma das parcelas de consumo de energia de cada posto tarifário (Figura 2) e do acréscimo sobre o consumo total, referente às Bandeiras Tarifárias, conforme a Equação (9). Igualmente, como citado da seção 2.1.1, ainda são incorporados tributos sobre o valor final.

$$V_{B,P} = CM_P(TUSD_{B,P} + TE_{H,P}) \quad (5)$$

$$V_{B,I} = CM_I(TUSD_{B,I} + TE_{H,FP}) \quad (6)$$

$$V_{B,FP} = CM_{FP}(TUSD_{B,FP} + TE_{H,FP}) \quad (7)$$

$$CM_T = CM_P + CM_I + CM_{FP} \quad (8)$$

$$VF_B = VF_{B,P} + VF_{B,I} + VF_{B,FP} + (CM_T * \text{acrécimo}) \quad (9)$$

Onde:

- $V_{B,P}$: Valor Modalidade Branca – Faixa horária Ponta (R\$);
- $V_{B,I}$: Valor Modalidade Branca – Faixa horária Intermediária (R\$);
- $V_{B,FP}$: Valor Modalidade Branca – Faixa horária Fora Ponta (R\$);
- VF_B : Valor da Fatura – Modalidade Branca (R\$);
- CM_P : Consumo medido no horário Ponta (kWh);
- CM_I : Consumo medido no horário Intermediário (kWh);
- CM_{FP} : Consumo medido no horário Fora Ponta (kWh);
- CM_T : Consumo total medido (kWh);
- $TUSD_{B,P}$: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – Branca – Faixa horária Ponta (R\$/kWh);
- $TUSD_{B,I}$: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – Branca – Faixa horária Intermediária (R\$/kWh);

- $TUSD_{B, FP}$: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – Branca – Faixa horária Fora Ponta (R\$/kWh);
- $TE_{H, P}$: Tarifa de Energia – Horária – Faixa horária Ponta (R\$/kWh)
- $TE_{H, FP}$: Tarifa de Energia – Horária – Faixa horária Fora Ponta (R\$/kWh)
- *Acréscimo*: Acréscimo sobre o quilowatt-hora consumido – Bandeiras (R\$/kWh).

Um comparativo, de forma ilustrativa, foi disponibilizado pela ANEEL em seu site, evidenciando as diferenças tarifárias entre as duas modalidades disponíveis para os consumidores de BT. A Figura 4 apresenta a comparação para dias úteis, sábados, domingos e feriados.

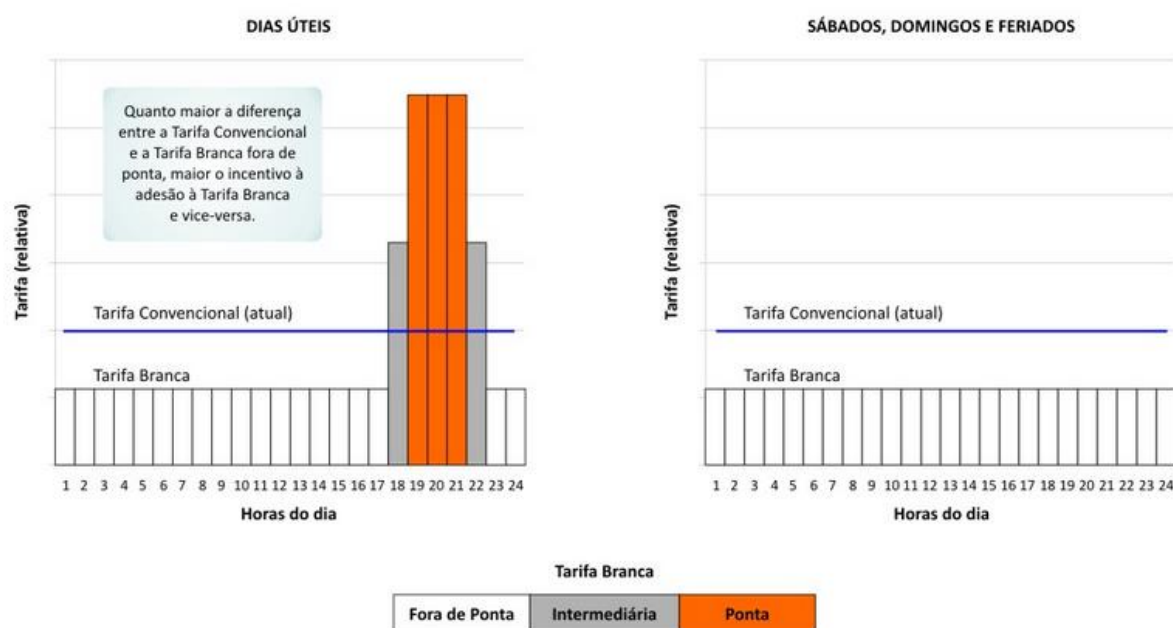


Figura 4 - Comparativo entre a Tarifa Branca e a Tarifa Convencional.
Fonte: (ANEEL, 2017c).

Como pode ser visualizado no comparativo da Figura 4, com a TB, o consumidor passa a ter possibilidade de pagar valores diferentes em função da hora e do dia da semana. Se o consumidor adotar hábitos que priorizem o uso da energia fora do período de ponta, diminuindo fortemente o consumo nos horários com o maior custo, a opção pela nova tarifa mostra-se atrativa, oportunizando a redução do valor final da fatura de energia elétrica.

2.1.3 Redes Elétricas Inteligentes e Gerenciamento de Carga

A temática da modernização do setor de energia elétrica tem sido amplamente debatida em âmbito mundial. A implantação de Redes Elétricas Inteligentes mostra-se como o principal instrumento dessa revolução, com grandes mudanças previstas, principalmente, para o sistema de distribuição e para os consumidores de pequeno porte (CGEE, 2012).

O conceito de REI é bastante abrangente, podendo diferenciar de país para país, de acordo com os objetivos de seu desenvolvimento. No Brasil, na caracterização apresentada pelo Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (2012) em uma contextualização nacional sobre o assunto, a REI é conceituada como “*uma rede elétrica que utiliza tecnologia digital avançada, para monitorar e gerenciar o transporte de eletricidade em tempo real, com fluxo de energia e de informações bidirecionais, entre o sistema de fornecimento de energia e o cliente final, possibilitando a integração e ações por todos os usuários a ela conectados, de modo a fornecer, eficientemente, uma energia sustentável, econômica e segura*”. A REI também deve proporcionar ao consumidor, em tempo real, informações sobre o seu consumo, tarifa e qualidade do serviço e do produto recebido. A Figura 5 ilustra esse conceito.

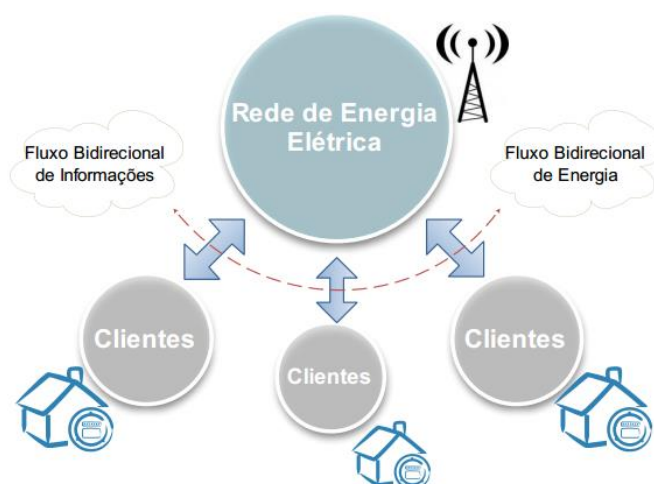


Figura 5 - Novo modelo da rede no contexto das Redes Inteligentes.
Fonte: (FIGUEIRO, 2013).

Um dos primeiros passos para a implantação das redes inteligentes, de acordo Limberger (2014) é a substituição dos medidores eletromecânicos por medidores inteligentes (eletrônicos e digitais) que, inseridos em um sistema de medição avançada (do inglês, *Advanced Metering Infrastructure*), permitirão extrair o máximo potencial da tecnologia.

De forma simplificada, para o consumidor, o medidor inteligente proverá informações e possibilitará o gerenciamento de suas cargas, permitindo que o custo gerado na conta de energia seja menor, pelo fato de um consumo mais consciente ou pelo melhor gerenciamento da demanda, buscando tarifas mais baixas (CGEE, 2012).

Para Cunha (2016), o gerenciamento da demanda pode ser classificado em duas categorias: direto e indireto. O Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GDL) indireto, caracteriza-se pela ação do próprio consumidor para remanejar a sua demanda, influenciado por sinais de preços gerados pela concessionária. O GDL indireto é composto por programas que

não permitem o controle direto da carga pela concessionária, ou seja, interrupções autorizadas no fornecimento de energia. Nesse caso, apenas modifica-se a curva de carga através de mudanças nos hábitos de consumo e controle de carga por parte do consumidor.

Nesse contexto, a criação da Tarifa Branca foi viabilizada, sendo possível medições de consumo por horário proporcionadas pelos medidores eletrônicos e embasada em técnicas de gerenciamento da demanda. A TB é citada como exemplo do GLD indireto, uma vez que possui incentivo por parte da concessionária, estimulando o deslocamento do pico de carga para horários onde o preço da energia é reduzido.

2.2 Geração Distribuída no nível residencial

Geração Distribuída, de acordo com Geraldi (2013), é uma geração conectada próxima aos centros de consumo, em nível de baixa ou média tensão e que, portanto, dispensa a etapa da transmissão e a passagem por subestações. De certa forma, a configuração descentralizada, retorna aos primeiros Sistemas Elétricos de Potência, datados de 1880 e criados por Thomas Alva Edison, onde comumente as unidades geradoras situavam-se próximas às cargas (RIBEIRO, 2015).

Para Camargo (2011), o atual momento nos Sistemas Elétricos de Potência é considerado como um período de transição, onde uma geração predominantemente centralizada passa a integrar um cenário com geração distribuída. Ao mesmo tempo, ocorre a transformação dos consumidores em “prosumidores” (do termo em inglês, *prosumer*), ou seja, além de consumir, as unidades passam também a produzir a sua própria energia.

O modelo proposto no Brasil, que vem sendo inserido e aperfeiçoado, apresenta vantagens e desvantagens. Para a ANEEL (2016), a presença de pequenos geradores próximos às cargas pode proporcionar diversos benefícios para o sistema elétrico, dentre os quais se destacam a postergação de investimentos em novas fontes geradoras de grande porte, bem como a expansão nos sistemas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental, a melhoria do nível de tensão da rede no período de carga elevada e a diversificação da matriz energética.

Por outro lado, há algumas desvantagens também associadas ao aumento da quantidade desses pequenos geradores espalhados na rede de distribuição. Entre elas, cita-se o aumento da complexidade de operação da rede; a dificuldade na cobrança pelo uso do sistema elétrico, a eventual incidência de tributos e a necessidade de alteração dos procedimentos das distribuidoras para operar, controlar e proteger suas redes (ANEEL, 2016).

Dessa forma, com o intuito de regulamentar e facilitar a inserção da GD no país, a ANEEL publicou a RN N° 482/2012, revisada pela RN N° 687/2015, que será melhor detalhada na seção 2.2.1. O efeito das referidas resoluções já pode ser constatado por meio dos relatórios sobre Unidades Consumidoras com Geração Distribuída, apresentados pela ANEEL e disponíveis em seu sítio eletrônico.

De acordo os relatórios citados, o Brasil possui regulamentadas 17.426 usinas geradoras de energia classificadas como GD em novembro de 2017, totalizando uma potência 191.207,21 kW. Quando visualizadas por classe de consumo, observa-se que 77,99% das unidades geradoras pertencem à classe residencial, ou seja, um número de 13.591 residências gerando a própria energia. Do total de usinas, 17.283 são do tipo UFVs (Usinas Fotovoltaicas), representando 99,18%. O restante encontra-se dividido entre as demais fontes geradoras da seguinte forma: 70 UTEs (Usinas Termelétricas), 53 EOLs (Usinas Eólicas) e 20 CGHs (Centrais Geradoras Hidrelétricas) (ANEEL, 2017b).

De fato, a inserção de sistemas de Geração Distribuída é uma realidade para os consumidores residenciais brasileiros, inferindo-se também a maior viabilidade da energia solar fotovoltaica em micro e mini sistemas de geração.

2.2.1 Legislação atual e compensação de energia

A Resolução Normativa N° 482, de 17 de abril de 2012, é considerada um marco regulatório no âmbito de Geração Distribuída, estabelecendo as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição e o sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2012a).

Entretanto, com a necessidade de revisão de alguns artigos, em 24 de novembro de 2015, a ANEEL publicou a Resolução Normativa N° 687. Essa Resolução apresenta a seguinte caracterização:

- *Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;*
- *Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as*

demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

O sistema de compensação de energia elétrica apresentado pelas referidas RN é denominado como *Net Metering* e permite que seja injetada na rede elétrica de distribuição energia ativa proveniente de micro e minigeração distribuída. Atuando como um sistema de armazenamento, a energia elétrica ativa é cedida à distribuidora local, por meio de empréstimo gratuito, sendo posteriormente compensado com o consumo de energia. Ou seja, a unidade consumidora passa a ter um crédito de energia ativa que poderá ser consumido em um prazo de 60 (sessenta) meses. O excedente de energia, que gerará o crédito, é definido como a diferença positiva entre a energia injetada e a consumida.

A adesão ao sistema de compensação de energia elétrica pode ser realizada pelos consumidores responsáveis por UC com micro e minigeração distribuída; integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras; caracterizada como geração compartilhada ou caracterizada como autoconsumo remoto. As especificações de cada empreendimento citado são encontradas na RN N° 687/2015, bem como as condições que possibilitam a compensação do consumo de energia de outras unidades consumidoras em situações em que o excedente de energia não tenha sido compensado na própria UC.

Adicionalmente, é definido pela RN N° 687/2015 que no faturamento da UC integrante do sistema de compensação de energia elétrica será cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do Grupo B ou da demanda contratada para o consumidor do Grupo A. A cobrança das Bandeiras Tarifárias, será efetuada sobre o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado.

O acesso dos sistemas de micro e minigeração às redes de distribuição exige a substituição dos medidores convencionais por bidirecionais, que permitem a medição simultânea de consumo e geração de eletricidade. De acordo com a regulamentação, a distribuidora é responsável técnica e financeiramente pelo sistema de medição para microgeração distribuída. Os custos de adequação do sistema de medição para a conexão de minigeração distribuída e de geração compartilhada, no entanto, são de responsabilidade do interessado (ANEEL, 2015).

2.2.2 Sistemas fotovoltaicos

A radiação solar que chega à atmosfera terrestre pode ser decomposta, para fins de análise, de diferentes formas. Para o aproveitamento fotovoltaico, avalia-se a Irradiação Global

Horizontal, que quantifica a radiação recebida por uma superfície plana horizontal. Essa é composta pela Irradiação Difusa Horizontal – parcela dispersa e atenuada por reflexões em nuvens, poeira, vapor d’água e outros elementos em suspensão na atmosfera – e pela Irradiação Normal Direta – parcela que atinge o solo diretamente, sem reflexões (EPE, 2012).

A transformação de energia solar em elétrica, ocorre por meio do uso de elementos semicondutores fotossensíveis, que convertem a radiação solar em uma diferença de potencial nos terminais da junção P-N do material (região chamada de “zona de depleção”, que é eletricamente neutra, devido à mistura do material tipo P ao N). Sob a incidência solar, a ligação elétrica desses terminais resulta na circulação de uma corrente contínua (GERALDI, 2013).

O Brasil possui um potencial energético solar expressivo, visto que o seu território é cortado pela linha do Equador. Porém, devido às suas extensas proporções, há uma variação da incidência de radiação solar entre as regiões e entre as estações de Inverno e Verão. Apesar dessa variabilidade de irradiação, a média anual de radiação global diária é bastante uniforme, garantindo a viabilidade técnica de sistemas fotovoltaicos (GONÇALVES, 2017).

Em vista disso e em coerência com os dados apresentados na Seção 2.2, a Geração Distribuída fotovoltaica está em crescimento acelerado nos últimos anos, o que pode ser observado na Figura 6, que representa a potência instalada por períodos, a partir da RN 482/2012.

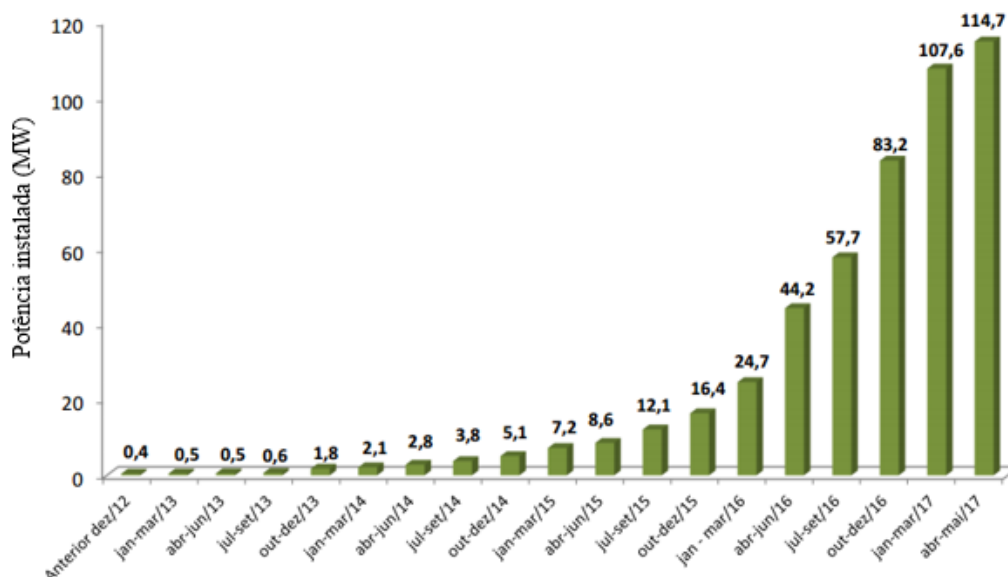


Figura 6 - Potência instalada de GD fotovoltaica por períodos.
Fonte: (ANEEL, 2017d).

Na Figura 7, encontra-se representado, por classe consumidora, a adesão dos sistemas fotovoltaicos, sendo mais comum entre os consumidores residenciais e comerciais.

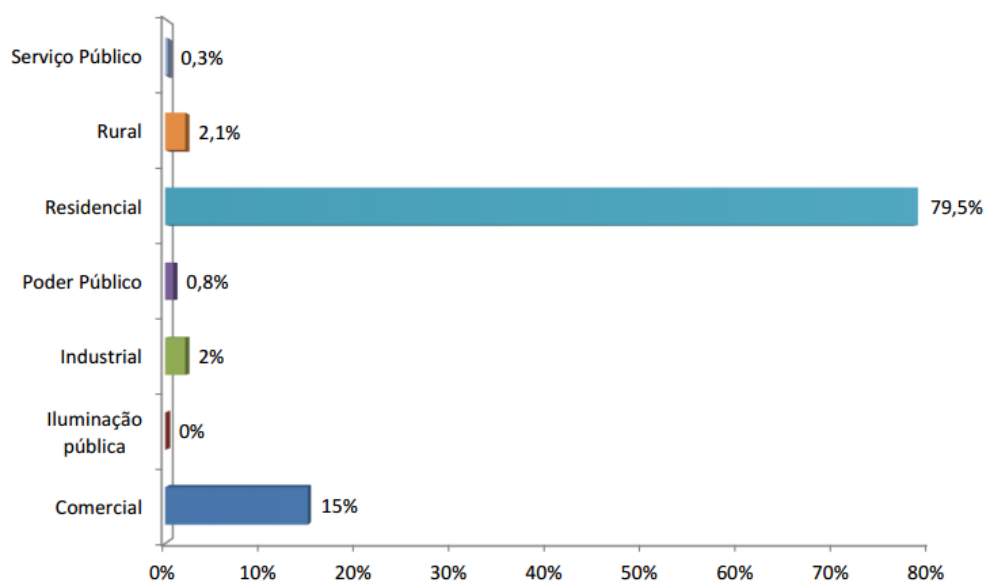


Figura 7 - Adesão dos sistemas fotovoltaicos por classe consumidora.
Fonte: (ANEEL, 2017d).

Santa Catarina encontra-se na sexta posição entre os Estados com o maior número de conexões no Brasil, com 546 unidades prosumidoras. Os Estados que lideram são Minas Gerais (2.263), São Paulo (2.116) e Rio Grande do Sul (1.149) (ANEEL, 2017d). A diferença de conexões entre os Estados ocorre, principalmente, por questões econômicas, como poder aquisitivo da população e incentivos governamentais.

Um incentivo relevante vem sendo debatido pelos governos estaduais: a isenção de ICMS. Até maio de 2017, 22 estados brasileiros isentam o pagamento do imposto sobre o excedente de energia elétrica produzida por sistemas de Geração Distribuída, por meio da adesão ao Convênio ICMS 16/2015 do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ). Por meio disso, os governantes autorizam a isentar o ICMS sobre a energia injetada na rede e compensada na micro e minigeração distribuída (IDEAL, 2017). O Estado de Santa Catarina está entre os poucos que não aderiram, até o momento, ao convênio.

3 METODOLOGIA

A possibilidade da Tarifa Branca caracteriza um novo sistema de tarifação para os consumidores do Grupo B, o que pode acarretar em algumas modificações na curva de carga, resultando em possíveis benefícios ao sistema elétrico e ao próprio consumidor. O horário de ponta, estabelecido por cada concessionária de acordo com o horário de maior demanda da sua região, é o período de geração, transmissão e distribuição mais custoso. Assim, com a nova

modalidade tarifária, o consumidor poderá optar, a partir do início de 2018, por um modelo no qual o horário de uso da energia está diretamente relacionado ao custo da mesma para o sistema.

O presente estudo visa avaliar a viabilidade econômica de adesão à Tarifa Branca para a classe residencial, considerando conjuntamente a Geração Distribuída fotovoltaica. Na Figura 8 é apresentado um diagrama esquemático da metodologia utilizada, baseada em Cunha (2016) e Santos (2014).

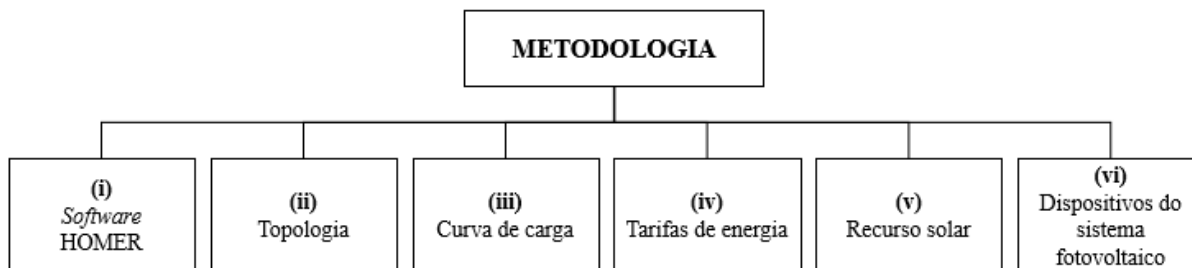


Figura 8 – Etapas abordadas na metodologia.
Fonte: (AUTORA).

Em seu estudo, Cunha (2016) avalia a aplicação de estratégias de GLD para consumidores de BT, considerando a Tarifa Branca e Geração Distribuída, para a cidade de Santa Maria (RS). Entre os resultados, as melhores configurações indicam o uso apenas da rede da concessionária e a TB mostra-se vantajosa quando aplicado a estratégia de GLD de deslocamento de carga do horário de ponta para fora de ponta, de dispositivos como o chuveiro elétrico e o ferro de passar.

No trabalho de Santos (2014), o estudo discorre sobre a Tarifa Branca com Geração Distribuída, avaliando a geração de turbinas eólicas de pequeno porte e painéis fotovoltaicos, e o uso de aquecedor solar de água para as cidades de: Santa Maria (RS), Fortaleza (CE) e Campo Grande (MS). Os resultados indicaram diferentes melhores configurações para cada cidade avaliada e as turbinas eólicas mostraram-se como mais vantajosas quando a configuração indicava o uso de GD.

3.1 *Software* HOMER

O *software* HOMER, utilizado nas simulações em estudo, foi desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), com a proposta de otimizar sistemas híbridos de energia. O programa permite a previsão de topologias de sistemas descentralizados, bem como a avaliação da viabilidade técnica e econômica, garantindo que o consumo de energia de uma determinada carga seja suprido com o menor custo.

A simulação do sistema baseia-se no cálculo do balanço energético para cada hora do ano, realizando uma comparação da demanda de energia com a capacidade de fornecimento do sistema naquela hora. Dessa forma, é definido como os geradores e o sistema de armazenamento de energia irão operar. Os cálculos que avaliam a viabilidade econômica englobam os custos de investimento, de reposição dos equipamentos, de combustível, operação e manutenção. Após a simulação de todas as possíveis configurações, o HOMER fornece uma lista de configurações classificadas de acordo com o custo total em valor presente e do custo específico de energia (SANTOS, 2014).

Segundo Cunha (2016) e Santos (2014), para o cálculo do valor presente o *software* utiliza a Equação (10).

$$C_{NPC} = \frac{C_{ano,tot}}{FRC(i,R_{proj})} \quad (10)$$

Onde:

- C_{NPC} : Custo total em valor presente (do inglês, *net present cost*);
- $C_{ano,tot}$: Custo total anualizado;
- FRC: Fator de recuperação do capital;
- i : Taxa de desconto (%);
- R_{proj} : Tempo de vida do projeto (anos).

Sendo o fator de recuperação do capital calculado pela Equação (11).

$$FRC = i(1 + i)^n \quad (11)$$

Onde:

- i : Taxa de desconto (%);
- n : Número de anos.

O custo total anualizado é estimado a partir da Equação (12).

$$C_{ano,tot} = C_{A,INV} + C_{A,REP} + C_{O\&M} + C_{COMB} \quad (12)$$

Onde:

- $C_{A,INV}$: Custo anualizado do investimento inicial;
- $C_{A,REP}$: Custo anualizado da reposição dos equipamentos;
- $C_{O\&M}$: Custo anual de operação e manutenção;
- C_{COMB} : Custo anual de combustível.

Sendo o custo anualizado do investimento inicial igual à Equação (13).

$$C_{A,INV} = C_{A,INV} * FRC \quad (13)$$

O custo da energia, também chamado de índice custo/benefício é calculado pela Equação (14).

$$COE = \frac{C_{ano,tot}}{EG} \quad (14)$$

Onde:

- COE: Custo unitário de energia (R\$/kWh);
- EG: Energia anual gerada.

A energia anual gerada é obtida pela Equação (15).

$$EG = PI * FC * DI * 8760 \quad (15)$$

Onde:

- PI: Potência instalada;
- FC: Fator de capacidade;
- DI: Fator de disponibilidade.

3.2 Topologia

O sistema em estudo é composto pela rede elétrica (*grid*), carga (*electric load*), inversores CC-CA, representados como conversores CC-CA (*converter*), módulos fotovoltaicos (PV) e baterias (*storage*). O primeiro passo para a simulação, é adicionar esses componentes ao sistema, resultando no diagrama da Figura 9.

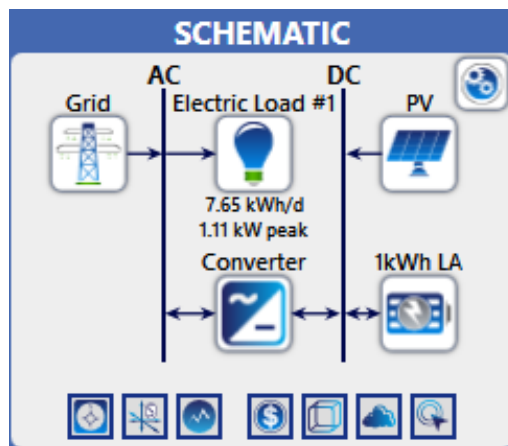


Figura 9 - Diagrama do sistema em estudo.
Fonte: (HOMER).

Com a topologia apresentada, será avaliado o uso da Tarifa Convencional em comparação com a Tarifa Horária Branca. As possíveis configurações estão esquematizadas na Figura 10.

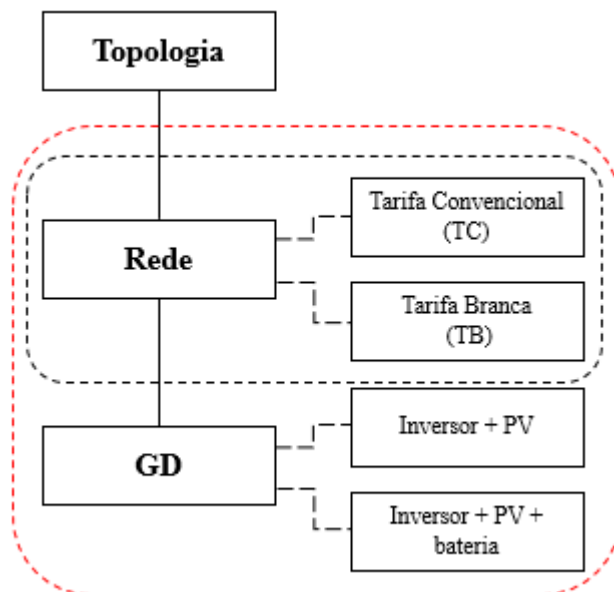


Figura 10 - Possíveis configurações da topologia.
Fonte: (AUTORA).

Portanto, os prováveis resultados da simulação serão:

- Rede: TC;
- Rede: TB;
- Rede + GD: TC + Inversor + PV;
- Rede + GD: TB + Inversor + PV;
- Rede + GD: TC + Inversor + PV + bateria;
- Rede + GD: TB + Inversor + PV + bateria.

3.3 Curva de carga típica para consumidor residencial

As classes consumidoras apresentam perfis de consumo distintos, que refletem a finalidade do uso da energia elétrica em cada uma delas. Os consumidores residenciais demandam energia para realizar as atividades básicas e, de forma geral, exibem uma curva de carga bem previsível. O consumo é relativamente uniforme durante o dia e, durante o período da noite, o consumo cresce consideravelmente. Esse período é denominado de pico do sistema.

Entretanto, apesar do perfil da classe residencial não diferir de forma expressiva entre seus consumidores, o Brasil, devido ao seu extenso tamanho territorial, apresenta perfis de

consumo característico para cada região, que diferem de acordo, principalmente, com as condições climáticas e econômicas.

Segundo estudo realizado e publicado pela ELETROBRAS/ PROCEL (2007), a curva de carga típica do consumidor residencial na região Sul é a ilustrada na Figura 11, a qual também apresenta a participação dos principais equipamentos que a compõe. Como pode ser visualizado, o condicionamento ambiental e o chuveiro representam o maior consumo.

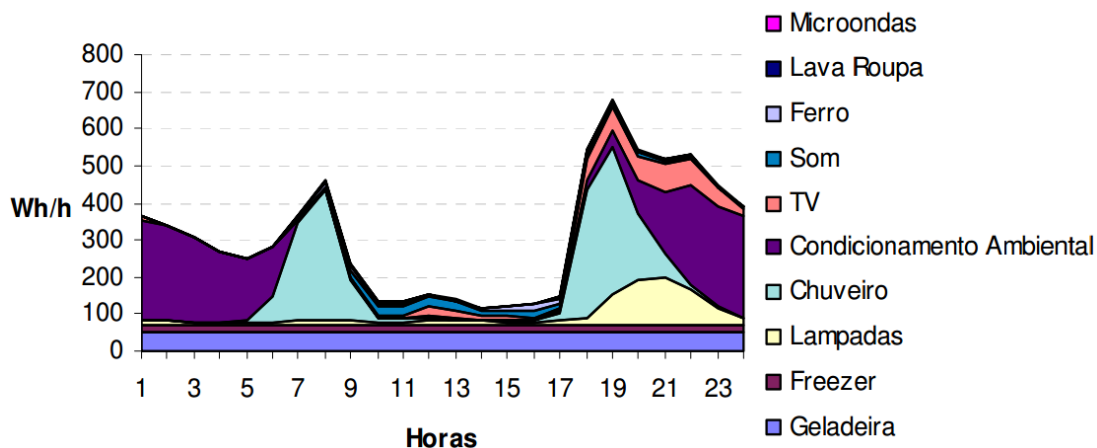


Figura 11 - Curva de carga diária média na região Sul.
Fonte: (ELETROBRAS, 2007).

Os dados da curva indicada foram inseridos para a simulação no *software* HOMER, conforme demonstrado na Figura 12.

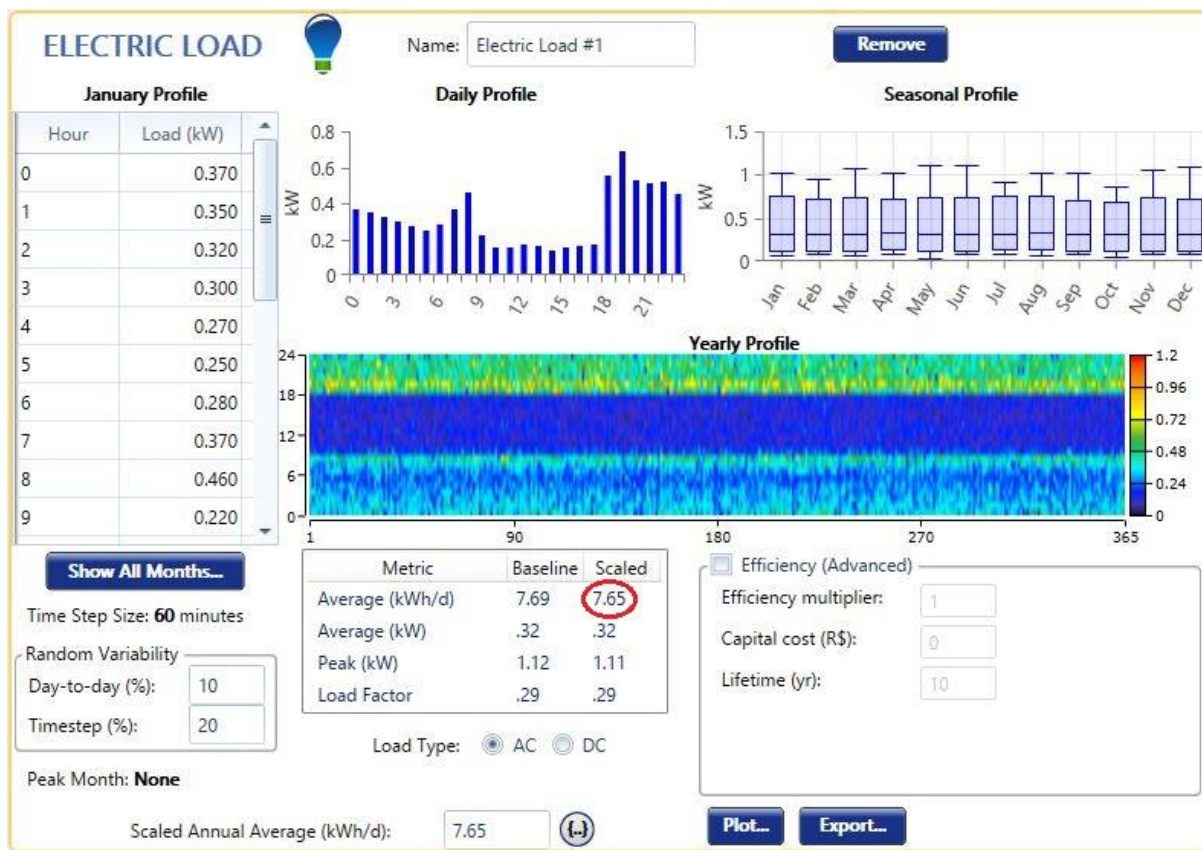


Figura 12 – Inserção do consumo médio de energia por horário da classe residencial na região Sul.
Fonte: (HOMER).

Para que houvesse uma melhor caracterização do consumo da classe residencial da cidade de Florianópolis, buscou-se com a concessionária local (Celesc Distribuição S.A.) um histórico de dados (ANEXO A). Pelo fato dos atuais medidores dessa classe ainda não permitirem a medição por horário, não é possível a obtenção da própria curva e, sim apenas, dados de consumo total e médio (Tabela 1).

Tabela 1 - Dados da classe residencial da cidade de Florianópolis (SC).
Fonte: Adaptado Anexo A (CELESC, 2016).

Consumo total (kWh)	572.332.434
Total de Unidades Consumidoras	207.597
Consumo médio diário (kWh)	7,65

O *software* utilizado permite que sejam feitos ajustes na curva. Como pode ser observado na Figura 12, em destaque, o valor de 7,65 kWh/dia foi ajustado de acordo com o consumo médio diário da cidade de Florianópolis, apresentado na Tabela 1. Os dados inseridos da curva diária média da região Sul resultaram em um consumo médio de 7,69 kWh/dia, valor muito próximo do ajustado, indicando a coerência no perfil utilizado.

3.4 Tarifas de energia

A tarifa de energia, conforme apresentado na Seção 2.1, é formada pelas componentes TUSD e TE, que são definidas pela ANEEL. As tarifas aplicadas pela concessionária Celesc, de acordo com a Resolução Homologatória N° 2.286, de 15 de agosto de 2017, estão expressas na Tabela 2.

Tabela 2 - Valor das tarifas de energia elétrica da concessionária CELESC.
Fonte: Adaptado (ANEEL, 2017e).

Tarifa	TUSD (R\$/kWh)	TE (R\$/kWh)	Valor tarifa (R\$/kWh)
Convencional	0,18307	0,27678	0,45985
Branca (P)	0,38729	0,40981	0,7971
Branca (I)	0,25755	0,26468	0,52223
Branca (FP)	0,12781	0,26468	0,39249

Como pode ser observado na Tabela 2, o valor das tarifas das duas modalidades apresenta uma diferença significativa. Para a comparação, a tarifa horária Branca é 73,34% maior que a Convencional no horário de ponta (P) e 13,57% maior no horário intermediário (I). Nos demais horários do dia (fora ponta, FP) o valor da Tarifa Branca é 14,65% menor que o valor da Tarifa Convencional.

Dessa forma, pode-se inferir que o consumidor que puder realizar as atividades que demandam maior quantidade de energia nos horários Fora Ponta, e que evite, necessariamente, o consumo nos horários de Ponta, terá uma redução no valor total da fatura de energia elétrica. Para consumidores que não podem alterar o perfil de consumo, uma alternativa proposta é o uso de GD nos horários de Ponta e Intermediário. No caso específico de sistemas fotovoltaicos, que são incapazes de gerar energia nesse período, um sistema de armazenamento é necessário, suprimindo a demanda e evitando a compra de energia da rede.

A inserção dos valores tarifários no *software* está ilustrada na Figura 13, para a simulação com a Tarifa Branca. Para a Tarifa Convencional, o procedimento é semelhante, selecionando a opção *Simple Rates*. Os tributos PIS/PASEP, COFINS e ICMS não foram considerados na simulação.

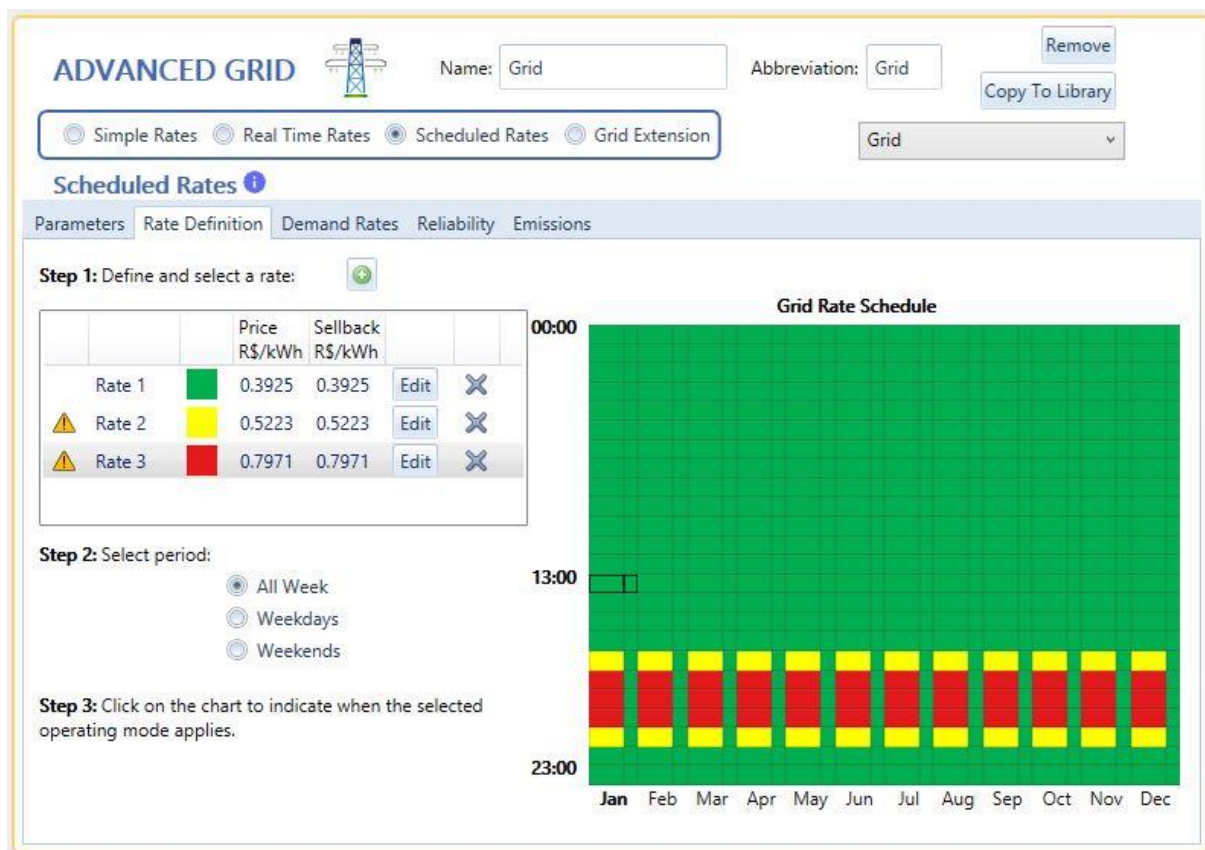


Figura 13 - Inserção da tarifa horária para a simulação.
Fonte: (HOMER).

As sinalizações observadas na Figura 13, ao lado de *Taxa 2* e *Taxa 3* (*Rate 2* e *Rate 3*) indicam restrições. Devido ao custo mais elevado da energia nessas faixas horárias (Intermediária e Ponta), foi selecionada a opção que não permite o carregamento da bateria pela rede de energia elétrica durante esses períodos.

3.5 Recurso solar

O cálculo da intensidade da radiação solar em superfícies inclinadas, é um procedimento trabalhoso, devido ao elevado número de operações aritméticas envolvidas. Além de cálculos trigonométricos, são necessários modelos de distribuição temporal e espacial da radiação solar.

No *software* HOMER, o usuário pode selecionar a localidade em estudo e baixar diretamente no programa o modelo de distribuição da radiação solar, obtido da base de dados da NASA *Surface Meteorology and Solar Energy*. Outras formas também são permitidas pelo programa, como importar dados de uma biblioteca, ou então adicioná-los manualmente para cada mês do ano.

Como já citado, a localidade escolhida para a realização do presente estudo é a cidade de Florianópolis (SC), localizada nas seguintes coordenadas: 27°35'36.9"S 48°30'09.4"O. A

Figura 14 apresenta a interface do *software*, expondo os dados e um gráfico de barras da radiação média para cada mês do ano.

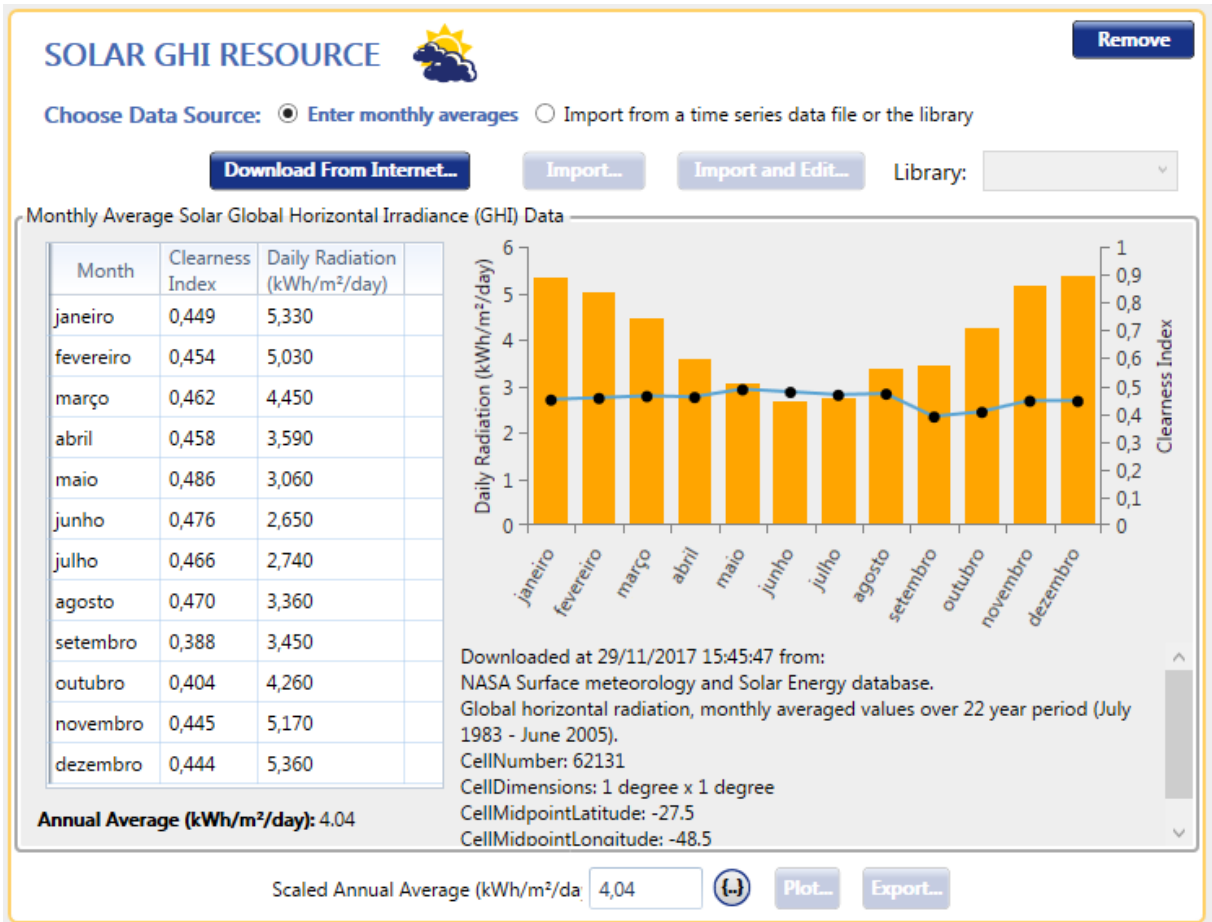


Figura 14 - Interface do *software* para o recurso solar.
 Fonte: (HOMER).

3.6 Dispositivos do sistema fotovoltaico

Um sistema de GD fotovoltaico é composto, necessariamente, por um conjunto de módulos fotovoltaicos e por um inversor. Se o sistema é conectado à rede elétrica de energia, o banco de baterias é opcional. Conforme apresentado na Seção 3.2, no presente estudo os componentes considerados são: PV, inversor e bateria. Os mesmos estão descritos nas subseções seguintes.

3.6.1 Módulo fotovoltaico

A geração de energia por meio dos módulos fotovoltaicos requer uma base de dados complementar como a radiação solar média (Seção 3.6). As características específicas de cada tecnologia implicam na capacidade de geração do sistema. O modelo utilizado nas simulações

foi o Canadian CSI CS6P-265P, com potência máxima de 265 Wp, tipo de célula policristalino, eficiência de 16,47% e vida útil de 25 anos, custando R\$ 623,00 (NEOSOLAR, 2017a).

A Figura 15 apresenta a inserção dos dados do modelo escolhido no *software*.

Figura 15 - Inserção dos dados do módulo fotovoltaico escolhido.
Fonte: (HOMER).

O arranjo fotovoltaico está sendo simulado de forma a otimizar a geração, ou seja, com a inclinação do módulo próxima a latitude do local ($27,59^\circ$) e o ângulo azimutal de 180° (sistema voltado para o norte), visto que Florianópolis está localizada no hemisfério Sul. Além disso, o sistema proposto tem potência de 0 a 5,3 kWp, que seria suficiente para suprir a demanda de energia para a classe residencial em estudo.

3.6.2 Inversor

Com base nos valores de mercado e potência nominal, o inversor escolhido para a análise foi o *Grid-Tie ECOSOLYS S1000*, com potência nominal de 1000 W na saída e conexão monofásica em 220 V_{CA}. Sua eficiência é de 93%. Esse inversor é próprio para conexão de arranjos de módulos fotovoltaicos com potência nominal de até 1000 W e tensão máxima de 200 V_{CC}. Em projetos, a vida útil de um de sistema de conversão é considerada,

aproximadamente, 10 anos. O preço de mercado para cada inversor é R\$ 2149,00 (MINHA CASA SOLAR, 2017).

Na Figura 16, encontram-se as características do inversor escolhido, adicionadas ao HOMER para a simulação.

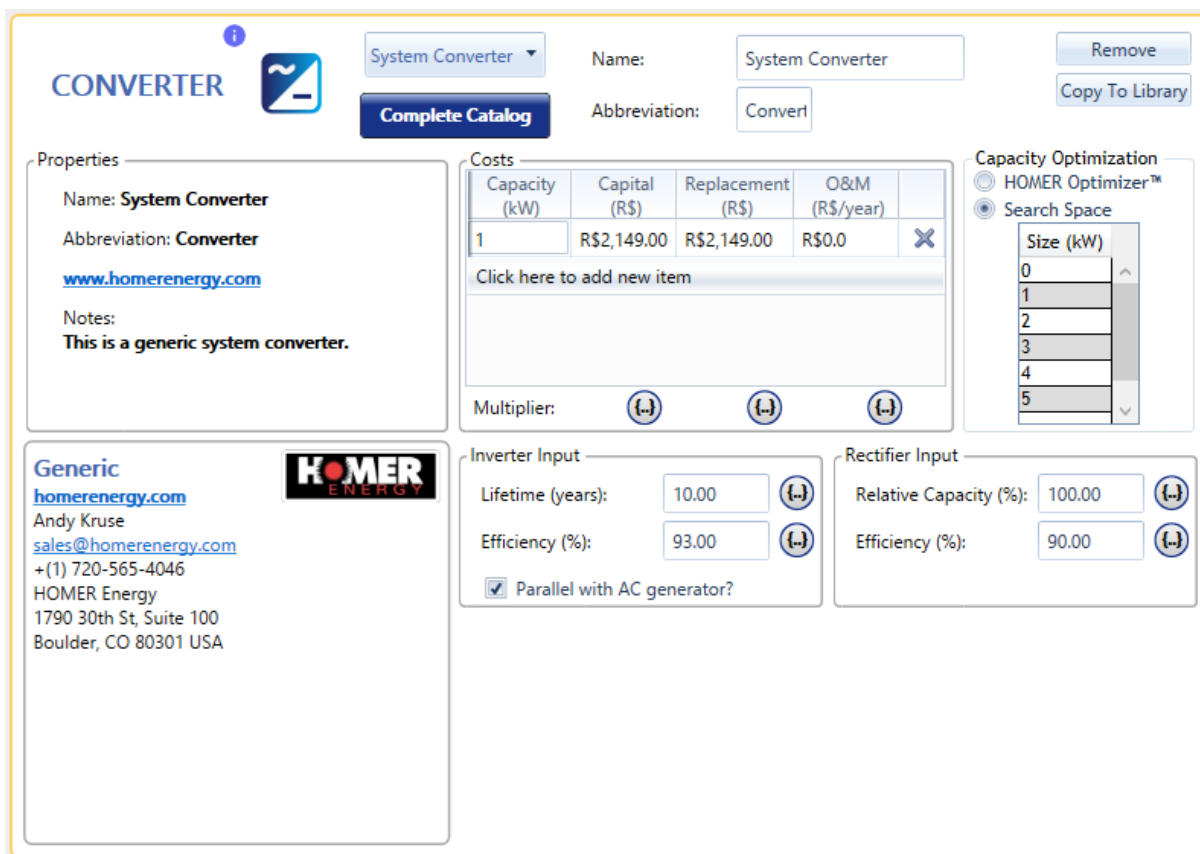


Figura 16 - Características do inversor escolhido, adicionadas ao HOMER para a simulação.
Fonte: (HOMER).

3.6.2 Bateria

O *software* HOMER propicia uma modelagem adequada da bateria, permitindo o ajuste das propriedades técnicas e econômicas. Nas simulações, foi considerado o uso de 0 a 5 baterias devido à potência máxima do sistema proposto e da necessidade do uso de energia no horário de pico, bem como a autonomia da bateria. De acordo com os requisitos, foi escolhido para o armazenamento de energia a bateria Estacionária Moura Clean 12MF45 (45Ah), de chumbo ácido, e vida útil de aproximadamente 5 anos. Para a descarga da bateria, foi determinado um limite de 40%. O valor de mercado da bateria é de R\$ 449,00 (NEOSOLAR, 2017).

As propriedades citadas foram adicionadas ao *software*, como pode ser visualizado na Figura 17.

STORAGE

Name: Generic 1kWh Lead Acid

Abbreviation: 1kWh L

Remove

Copy To Library

Properties

Kinetic Battery Model

Nominal Voltage (V): 12
 Nominal Capacity (kWh): 1
 Maximum Capacity (Ah): 83.4
 Capacity Ratio: 0.403
 Rate Constant (1/hr): 0.827
 Roundtrip efficiency (%): 80
 Maximum Charge Current (A): 16.7
 Maximum Discharge Current (A): 24.3
 Maximum Charge Rate (A/Ah): 1

www.homerenergy.com

This is a generic 12 volt lead acid battery with 1 kWh of energy storage.

Generic
homerenergy.com
 Andy Kruse
sales@homerenergy.com
 +(1) 720-565-4046
 HOMER Energy
 1790 30th St, Suite 100
 Boulder, CO 80301 USA

Batteries

Quantity	Capital (R\$)	Replacement (R\$)	O&M (R\$/year)
1	449.00	449.00	0.00

Lifetime

time (years): More...

throughput (kWh):

Site Specific Input

String Size: Voltage: 12 V

Initial State of Charge (%):

Minimum State of Charge (%):

Minimum storage life (yrs): Maintenance Schedule...

Quantity Optimization

HOMER Optimizer™

Search Space

#
0
1
2
3
4
5

Figura 17 - Propriedades da bateria adicionadas ao *software*.
 Fonte: (HOMER).

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Com o intuito de analisar a viabilidade econômica de adesão à Tarifa Branca para a classe residencial, juntamente com Geração Distribuída fotovoltaica, a metodologia apresentada ao longo da Seção 3 foi aplicada. Os dados utilizados na simulação com o *software* HOMER compreendem: a) médias de consumo de energia da classe residencial, caracterizados por um perfil típico de consumidor dessa classe; b) tarifa atualmente vigente da distribuidora local de energia; c) estimativa do recurso solar a partir de dados da NASA, e; d) custos dos equipamentos conforme valores praticados atualmente no mercado. Deste modo, com os resultados que serão apresentados a seguir, espera-se obter um panorama sobre as vantagens econômicas das possíveis configurações, e que esses dados, juntamente com todos os aspectos abordados ao longo desse estudo, sejam capazes de auxiliar o consumidor residencial na tomada de decisão sobre a adesão da Tarifa Branca e a instalação de sistemas fotovoltaicos em suas residências.

4.1 Configurações para a Tarifa Convencional

Com a inserção dos dados apresentados na metodologia, o *software* HOMER faz simulações para todas as quantidades de equipamentos e ordena os melhores resultados. Na Figura 18 e na Tabela 3, encontram-se as melhores configurações para a Tarifa Convencional calculadas pelo programa.

	PV (kW)	1kWh LA	Grid (kW)	Converter (kW)	Dispatch	SOE (R\$)	NPC (R\$)	Operating cost (R\$)	Initial capital (R\$)
	2.12		999,999	2.00	LF	R\$0.264	R\$15,094	R\$456.76	R\$9,190
	2.12		999,999	2.00	CC	R\$0.264	R\$15,094	R\$456.76	R\$9,190
	2.12	1	999,999	2.00	LF	R\$0.288	R\$16,468	R\$528.28	R\$9,639
	2.12	1	999,999	2.00	CC	R\$0.288	R\$16,468	R\$528.28	R\$9,639
	2.12	2	999,999	2.00	LF	R\$0.312	R\$17,842	R\$599.80	R\$10,088
	2.12	2	999,999	2.00	CC	R\$0.312	R\$17,842	R\$599.80	R\$10,088

Figura 18 - Melhor configuração da simulação para a Tarifa Convencional.

Fonte: (HOMER).

O primeiro resultado encontrado na Figura 18, é a configuração Rede + GD: TC + Inversor + PV, que apresenta o menor Valor Presente Líquido (VPL) e, dessa forma, é a configuração mais viável economicamente. Considerando um tempo de 25 anos para a análise do projeto, que é o tempo estimado da vida útil dos módulos fotovoltaicos, tem-se um valor total de R\$ 15.094,00, com um investimento inicial de R\$ 9.190,00, que compreende o custo de oito módulos FV (2,12 kW) e dois inversores (2 kW). Também foi estimado um valor de R\$ 456,76 como custos de operação.

Com a configuração ideal indicada pelo *software*, que apresentou o dimensionamento do sistema PV em 2,12 kW, o segundo resultado visível na Figura 18, foi condicionado ao sistema ideal com a presença de uma bateria, e o terceiro com duas. Para essas configurações os valores de VPL são R\$ 16.468,00 e R\$ 17.842,00, para uma e duas baterias, respectivamente. Os custos iniciais ficaram R\$ 9.639,00 e R\$ 10.088,00, correspondendo ao custo adicional das baterias ao sistema ótimo.

Tabela 3 - Melhores configurações encontradas para a Tarifa Convencional.

Fonte: Adaptado (HOMER).

Tarifa Convencional			
Configuração	Componentes	VPL (R\$)	Inv. Inicial (R\$)
Cenário I: Rede + GD	8 módulos - 2 inversores	15.094,00	9.190,00
Cenário II: Rede + GD	4 módulos - 1 inversor	15.539,00	4.595,00
Cenário III: Rede	-	16.063,00	0,00

O valor de 999.999 (kW) da rede, indica que a compra de energia da rede elétrica não foi limitada.

O despacho de bateria é decidido de forma a encontrar a solução mais econômica. O carregamento da bateria é feito de duas possíveis maneiras, *Load Following* (LF) e *Cycle Charging* (CC). A cada passo, o HOMER calcula o custo de descarregamento das baterias, compara-os com o custo de cada fonte de energia disponível e escolhe a combinação de menor custo que atende a carga. O custo de descarregar as baterias é a soma do "custo da energia da bateria" e do "custo do desgaste da bateria". A estratégia de despacho CC considera os geradores em carga total sempre que eles estão ligados; o excedente de energia carrega as baterias. Já no modo LF, o sistema considera os geradores conforme necessário para atender a demanda, sendo que as baterias também são carregadas apenas em caso de excedente de energia.

A Figura 19, apresenta as frações de energia fornecidas pelo sistema PV e pela rede elétrica, para as três melhores configurações da Tarifa Convencional.

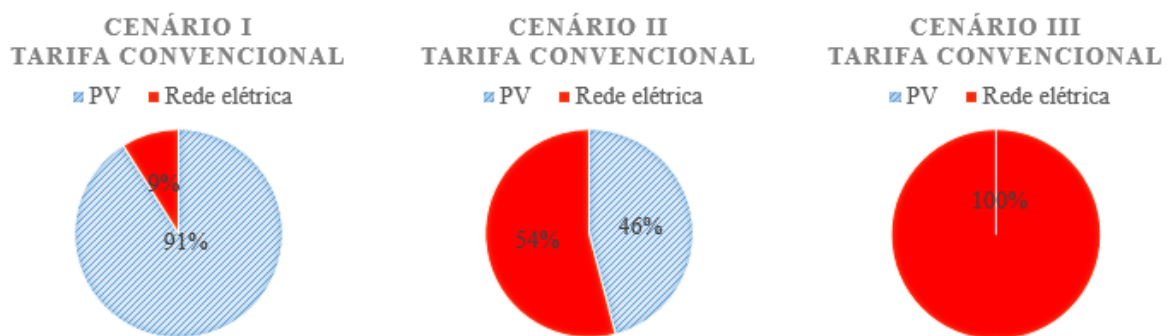


Figura 19 - Frações de energia fornecidas pelo sistema PV e pela rede, para as melhores configurações da Tarifa Convencional. Fonte: Adaptado (HOMER).

As frações de energia foram determinadas utilizando a geração de energia pelo sistema PV em cada caso, ao longo de um ano, dividido pela demanda anual (2.754kW), com dados obtidos pela simulação.

4.2 Configurações para a Tarifa Branca

Da mesma forma como apresentado na Seção 4.1 para a Tarifa Convencional, realizou-se a simulação com a Tarifa Branca. As melhores configurações calculadas pelo programa encontram-se visíveis na Figura 20 e na Tabela 4.

	PV (kW)	1kWh LA	Grid (kW)	Converter (kW)	Dispatch	COE (R\$)	NPC (R\$)	Operating cost (R\$)	Initial capital (R\$)
			999,999		CC	R\$0.467	R\$16,873	R\$1,305	R\$0.00
	0.530		999,999	1.00	CC	R\$0.516	R\$19,681	R\$1,262	R\$3,372
	0.795	1	999,999	1.00	LF	R\$0.515	R\$20,280	R\$1,226	R\$4,432

Figura 20 - Melhor configuração da simulação para a Tarifa Branca.

Fonte: (HOMER).

A configuração mais viável economicamente, indicada na simulação com a Tarifa Branca, com o menor Valor Presente Líquido R\$ 16.873,00, consiste na compra de energia somente da rede elétrica.

O segundo resultado observado na Figura 20 corresponde ao melhor VPL, de R\$ 19.681,00 para a configuração Rede + GD: TB + Inversor + PV, com um investimento inicial necessário de R\$ 3.372,00 (dois módulos FV e um inversor CC-CA). O terceiro resultado, com VPL de R\$ 20.280,00 e capital inicial de R\$ 4432,00 (três módulos FV, um inversor CC-CA e uma bateria), é para a configuração Rede + GD: TB + Inversor + PV + bateria.

Tabela 4 - Melhores resultados para cada configuração possível da Tarifa Branca.

Fonte: Adaptado (HOMER).

Tarifa Branca			
Configuração	Componentes	VPL (R\$)	Inv. Inicial (R\$)
Cenário I: Rede	-	16.873,00	0,00
Cenário II: Rede + GD	2 módulos - 1 inversor	19.681,00	3.372,00
Cenário III: Rede + GD	3 módulos - 1 inversor - 1 bateria	20.280,00	4.432,00

As Figuras 21 e 22 ilustram o uso da bateria no sistema para o cenário III (Rede + GD: TB + Inversor + PV + bateria).

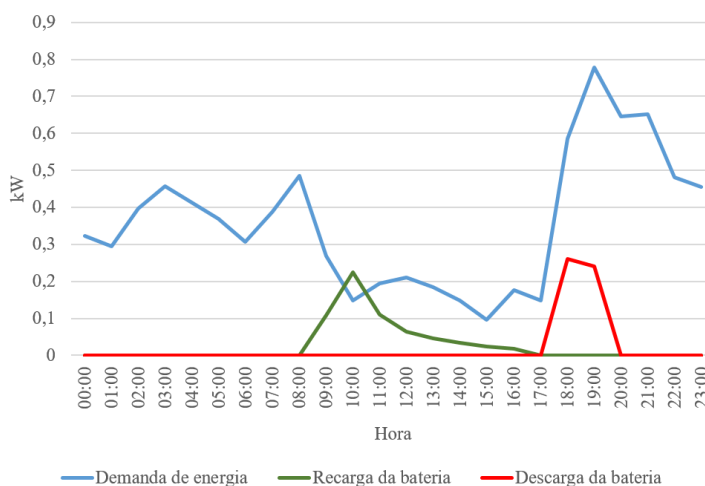


Figura 21 - Atuação da bateria no sistema, ao longo do dia.

Fonte: Adaptado (HOMER).

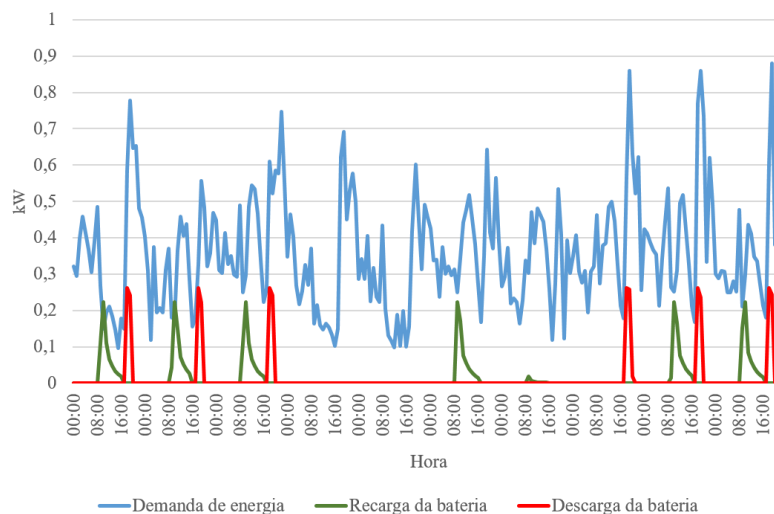


Figura 22 - Atuação da bateria no sistema, no decorrer de dias sequentes.
 Fonte: (HOMER).

Como pode ser observado na Figura 21, a bateria entra em atuação (suprindo energia) no início do horário de pico (18h) e tem uma autonomia de 1,88h. Seu carregamento acontece anteriormente a esse horário, ou seja, em torno das 15h, no período da tarde, onde há uma menor demanda de energia pelo consumidor e há suficiente geração de energia pelo sistema fotovoltaico. Na Figura 22, podem-se constatar lacunas onde não há a atuação da bateria. Esses períodos correspondem aos finais de semana, que são tarifados em todos os horários como Fora de Ponta, não havendo a necessidade de fornecimento de energia pela bateria, já que a compra de energia da rede se torna mais vantajosa economicamente.

A Figura 23 apresenta as frações de energia fornecidas pelo sistema PV e pela rede elétrica, para os melhores resultados de cada configuração possível com a Tarifa Branca.

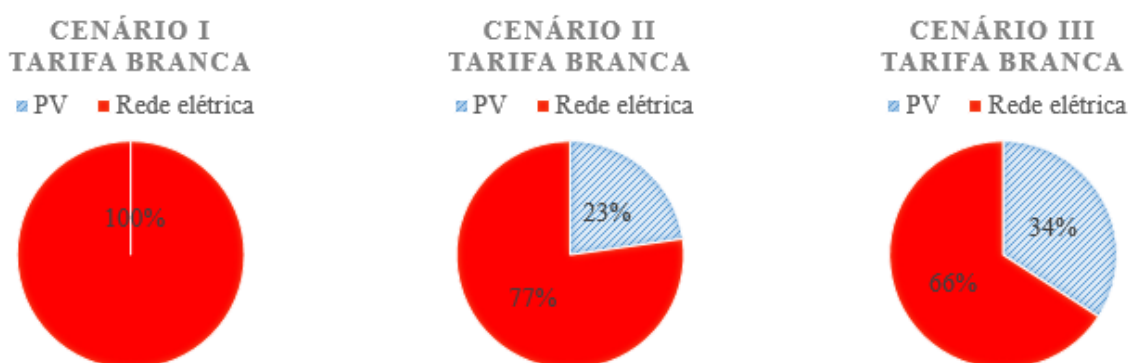


Figura 23 - Frações de energia fornecidas pelo sistema PV e pela rede, para as melhores configurações da Tarifa Branca. Fonte: Adaptado (HOMER).

4.3 Comparação das melhores configurações: Tarifa Convencional x Tarifa Branca

Com base nos dados expostos nas Seções 4.1 e 4.2, um comparativo entre as duas modalidades tarifárias foi efetuado, para obter-se então o resultado mais viável economicamente.

As Figuras 22 e 23 exibem graficamente a viabilidade das possíveis configurações simuladas para a Tarifa Convencional e para a Tarifa Branca, respectivamente.

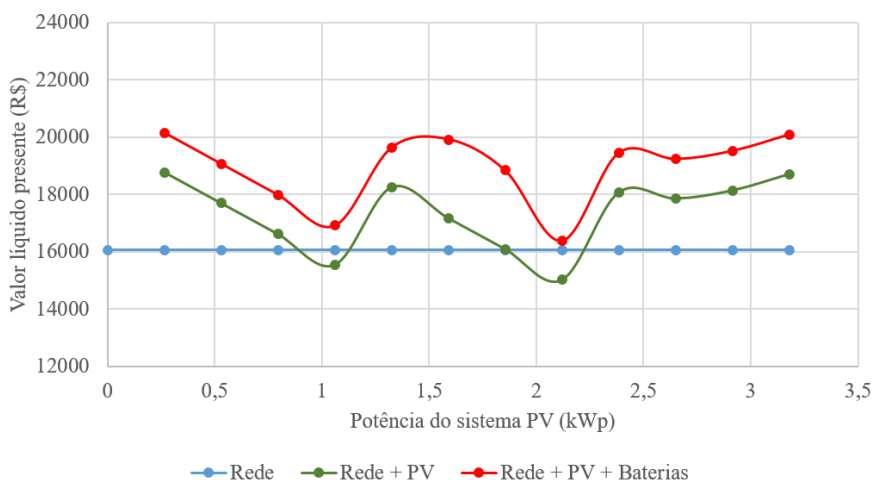


Figura 24 - Comparação da viabilidade entre as possíveis configurações da simulação para a Tarifa Convencional. Fonte: Adaptado (HOMER).

Para a modalidade Convencional, apenas dois dimensionamentos de PV apresentaram valores com alguma redução de custo quando comparado ao uso da rede elétrica. As curvas com características semelhantes ilustram a descendente dos valores de VPL nos momentos em que a potência do arranjo PV se aproxima da potência do inversor, porém o VPL aumenta ligeiramente quando há a necessidade do uso de outro inversor ou bateria. Esta necessidade de compatibilidade se deve às características técnicas, visto que não é possível dimensionar um sistema fotovoltaico com capacidade nominal muito acima da capacidade do inversor.

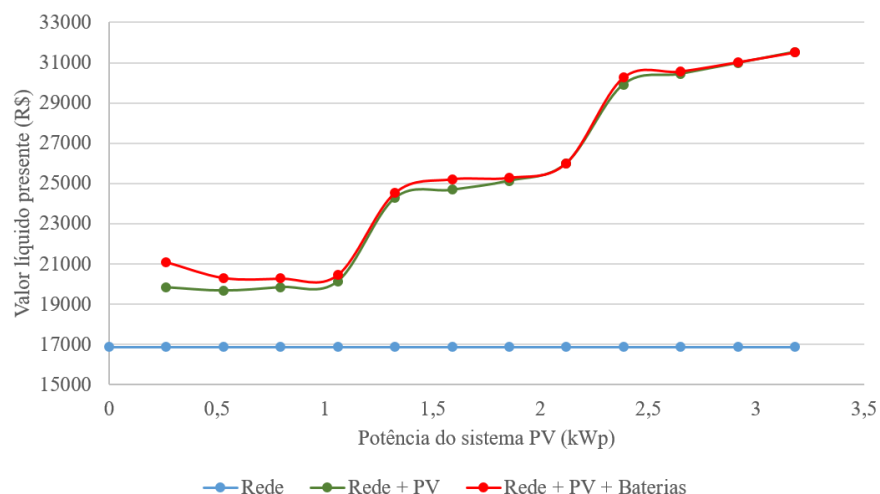


Figura 25 - Comparação da viabilidade entre as possíveis configurações da simulação para a Tarifa Branca. Fonte: Adaptado (HOMER).

Para a Tarifa Branca não há pontos abaixo da curva em azul, ou seja, a configuração mais viável economicamente é a demanda de energia sendo suprida completamente pela rede elétrica. Observa-se também que quanto maior o sistema PV ou PV + bateria, maior o VLP e mais inviável se torna o investimento.

A Tabela 5 apresenta as três melhores configurações, com seus respectivos VPLs para cada tarifa.

Tabela 5 - Comparativo de VPLs das duas modalidades tarifárias. Fonte: Adaptado (HOMER).

Tarifa Convencional		Tarifa Branca	
Configuração	VPL (R\$)	Configuração	VPL (R\$)
Rede + GD	15.094,00	Rede	16.873,00
Rede + GD	15.539,00	Rede + GD	18.691,00
Rede	16.063,00	Rede + GD	19.681,00

De acordo com os resultados expressos na Tabela 5, a configuração mais viável economicamente, que apresenta o menor Valor Presente Líquido, corresponde a Rede + GD: TC + Inversor + PV. Para a Tarifa Branca, a configuração indicada como a mais vantajosa é a que considera apenas o uso da rede elétrica (Rede: TB).

As soluções apresentadas pelo *software* não avaliaram a viabilidade técnica das configurações, sendo analisado nesse estudo, apenas os resultados pelo ponto de vista econômico. Ou seja, admite-se que as composições mostradas funcionem quando submetidas as condições reais de instalação e operação.

5 CONCLUSÕES

Esse trabalho apresentou um estudo de viabilidade econômica sobre a adesão à Tarifa Branca para a classe residencial (consumidores de Baixa Tensão), em conjunto com a utilização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição – considerando o padrão de geração fotovoltaica e o perfil de consumidores da cidade de Florianópolis (SC). Além disso, o programa HOMER foi utilizado para a simulação de diferentes cenários que compreendem o uso da tarifa Convencional ou Branca, com ou sem geração distribuída conectada à rede elétrica.

Entre todas as simulações realizadas, a configuração que se mostrou a mais vantajosa economicamente consiste em utilizar a energia da rede da concessionária em conjunto com a Geração Distribuída, com a Tarifa Convencional (Rede + GD: TC + Inversor + PV), com Valor Presente Líquido de R\$ 15.094,00. O segundo melhor resultado também apresentou essa configuração, porém com um dimensionamento menor do sistema PV, o que determina um menor valor de investimento inicial. A terceira opção mais viável também é indicada pelo uso da TC, havendo o suprimento da demanda de energia, exclusivamente, pela rede elétrica.

Como pode ser notado, a Tarifa Branca não se mostrou economicamente viável no estudo realizado. Quando em comparação de VPLs da configuração Rede, a Tarifa Convencional (R\$ 16.063,00) ainda é mais vantajosa que a Tarifa Branca (R\$ 16.873,00). Devido a isso, constata-se uma forte indicação de que a viabilidade de adesão à TB está diretamente relacionada à mudança de hábitos do consumidor, restringindo o consumo no horário de Ponta e Intermediário e, descolando parte da carga para a faixa de horário Fora de Ponta.

Entretanto, destaca-se que a abordagem do estudo é local e os resultados podem apresentar configurações diferentes para situações distintas. Por exemplo, conforme indicado na curva de carga típica dos consumidores, um dos equipamentos mais expressivos no horário de pico do sistema é o chuveiro elétrico. A instalação de um sistema de aquecimento de água solar, evitando o gasto de energia para esse fim no horário mais custoso, pode modificar de forma significativa o resultado apresentado. Além disso, o recurso solar, como apresentado na metodologia, exibe variações de acordo com a região do país. Dessa forma, simulações para demais regiões, que também implicam em um perfil de consumo distinto, podem resultar em configurações não elencadas no presente trabalho.

A viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos descentralizados está diretamente ligada aos custos da implantação da tecnologia (investimento inicial), bem como, ao valor da tarifa de energia elétrica. Incentivos governamentais, como isenção fiscal ou redução de tributos

sobre os equipamentos, financiamentos com menores taxas de juros, ou a compra de energia pela concessionária, como ocorre em alguns países europeus, são formas de diminuir o tempo de retorno do investimento, tornando-o mais atrativo e competitivo com demais projetos.

O consumidor residencial brasileiro vem sendo inserido em um novo contexto regulatório e tarifário desde 2010. As recentes mudanças acompanham, ainda que com algum atraso, uma tendência mundial, que busca a modernização dos Sistemas Elétricos de Potência e o desenvolvimento sustentável.

A implantação de sistemas que permitem o controle do consumo e geração de energia elétrica, de forma bidirecional e em tempo real, aliada à disseminação da tecnologia de Geração Distribuída e a criação de uma tarifa horária para os consumidores residenciais, são exemplos que corroboram para a implementação do conceito das Redes Elétricas Inteligentes no Brasil.

ECONOMIC FEASIBILITY STUDY OF THE ADHESION TO THE WHITE RATE FOR RESIDENTIAL CONSUMERS WITH DISTRIBUTED PHOTOVOLTAIC GENERATION

ABSTRACT

Low voltage consumers, also known as “Group B” in Brazil, are characterized by the monomial energy rate, which considers only the energy consumption, regardless of the period of the day. As a consequence, these consumers are considered the main responsible for the costs of expansion of the distribution systems, due to a higher concentration of energy consumption at specific times of the day. Aiming to encourage these consumers to reduce consumption during the system's higher loading period, an hourly rate called “White Rate” was created in Brazil, available by adhesion from 2018 on. In addition, in 2012, through the Normative Resolution No. 482, the National Electric Energy Agency made the insertion of Distributed Generation more flexible, highlighting the growing use of photovoltaic systems. Among the benefits of this technology, the management of energy by the consumers is one of the most expressive. This present work presents an economic viability study of compliance to the White Rate for residential consumers with photovoltaic solar systems connected to the grid, taking as reference the solar generation pattern of the city of Florianópolis, Santa Catarina. For the application of the methodology, which also aims to assist consumers in making the decision on the adhesion to the White Rate, average consumption, current rates, solar resource and equipment costs were considered. It was used the HOMER software - Hybrid Optimization Model for Electric Renewables - to perform the simulations. For the situations evaluated, the configuration that uses the conventional rate with photovoltaic distributed generation has proven to be the most economically viable option. For consumers who adhere to the White Rate, there is an indication of the need to change consumption habits.

Keywords: Hourly Rate. Distributed Photovoltaic Generation. Residential Consumers. Homer.

REFERÊNCIAS

ABRADEE – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA.

Tarifas de Energia. Disponível em: < <http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/tarifas-de-energia> >. Acesso em: 11 de nov. de 2017.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Bandeiras Tarifárias.**

Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>>. Acesso em: 11 de nov. de 2017.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Micro e Minigeração Distribuída.** Sistema de Compensação de Energia Elétrica (2ed) – Cadernos Temáticos ANEEL. Brasília/ 2016.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Entendendo a Tarifa.**

Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa>>. Acesso em: 11 de nov. de 2017a.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Outorgas e Registros de Geração.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/>-

[/asset_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Foutorgas%2Fgeracao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_mJhnKli7qcJG%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2](http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/)>. Acesso em: 25 de nov. de 2017b.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Tarifa Branca.** Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>. Acesso em: 11 de nov. de 2017c.

____. **Nota Técnica Nº 360/2010 - SRE-SRD/ANEEL.** Proposta geral do projeto (Audiência Pública). ANEEL, 2010. Disponível em:

<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/120/documento/nota_tecnica_n%C2%BA_360_2010_sre-srd-aneel.pdf>. Acesso em: 11 de nov. de 2017.

____. **Nota Técnica Nº 311/2011 - SRE-SRD/ANEEL.** Proposta geral (Audiência Pública 120/2010). ANEEL, 2011. Disponível em:

<<http://www.aneel.gov.br/cedoc/nren2011464.pdf>>. Acesso em: 11 de nov. de 2017.

____. **Nota Técnica Nº 197/2012 - SRE-SRD/ANEEL.** Tarifa horária branca – Baixa tensão parâmetro kz (Audiência Pública 29/2012) ANEEL, 2012. Disponível em:

<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/029/resultado/nota_tecnica_-_tarifa_branca_-_resultado_ap_29.pdf>. Acesso em: 11 de nov. de 2017.

____. **Nota Técnica N° 0056/2017-SRD/ANEEL**. Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024. ANEEL, 2017d. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9>. Acesso em: 25 de nov. de 2017.

____. **Resolução Homologatória N° 2.286/2017**. Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2017, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Celesc Distribuição S.A. ANEEL, 2017e. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20172286ti.pdf>>. Acesso em: 11 de nov. de 2017.

____. **Resolução Normativa N° 482/2012**. Condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. ANEEL, 2012a. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 11 de nov. de 2017.

____. **Resolução Normativa N° 687/2015**. Altera a resolução normativa nº 482/2012 e os módulos 1 e 3 do PRODIST. ANEEL, 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 11 de nov. de 2017.

____. **Submódulo 7.1 - Revisão 2.3**. Procedimentos gerais (PRORET). ANEEL, 2017f. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>. Acesso em: 11 de nov. de 2017.

____. **Submódulo 7.2 - Revisão 2.2**. Tarifas de referência (PRORET). ANEEL, 2017g. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>. Acesso em: 11 de nov. de 2017.

____. **Sumário Executivo - Ótica do consumidor**. Estrutura tarifária para o serviço de distribuição de energia elétrica. ANEEL, 2010a. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/120/documento/sumario_executivo.pdf>. Acesso em: 11 de nov. de 2017

BARIN, A. **Metodologia para a Análise dos Efeitos da Geração Distribuída Sobre as Características Operacionais dos Sistemas de Distribuição Utilizando Técnicas**

Multicriteriais. 2007. 113 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2007.

BRASIL. **LEI N° 9.074, DE 7 DE JULHO DE 1995.** Disponível em:
<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19074cons.htm>. Acesso em: 11 de nov. de 2017.

CAMARGO, V. G. O. **Medidores Inteligentes – O Primeiro Passo em Direção às Redes Inteligentes.** 2011. 55 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2011.

CGEE – CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS. **Redes Elétricas Inteligentes: Contexto Nacional.** Brasília, 2012.

CUNHA, M. V. **Estratégias de Gerenciamento pelo Lado da Demanda Aplicadas aos Consumidores de BT Considerando a Tarifa Branca e a Geração Distribuída.** 2016. 99 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2016.

ELETOBRAS/ PROCEL. **Avaliação do Mercado de Eficiência Energética no Brasil.** Pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de uso – Ano base 2005 – Classe residencial. Rio de Janeiro, 2007.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2017: Ano base 2016.** Rio de Janeiro, 2017.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota Técnica: Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira.** Rio de Janeiro, 2012.

FIGUEIRO, I. C. **A Tarifa Horária para os Consumidores Residenciais Sob o Foco das Redes Elétricas Inteligentes – Rei.** 2013. 127 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2013.

GERALDI, D. **Estudo da Microgeração Distribuída no Contexto de Redes Inteligentes.** 2013. 108 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2013.

GONÇALVES, S. R. S. **Metodologia para Mensuração do Impacto do Potencial de Geração Fotovoltaica no Planejamento da Operação Energética de Médio Prazo.** 2017.

141 f. Dissertação (Mestrado em Metrologia para Qualidade e Inovação) – Programa de Pós-Graduação em Metrologia, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

IDEAL – INSTITUTO PARA O DESENVOLVIMENTO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS NA AMÉRICA LATINA. **O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica – 2017**. Disponível em: <<http://institutoideal.org/o-mercado-brasileiro-de-geracao-distribuida-fotovoltaica-edicao-2017/>>. Acesso em: 25 de nov. de 2017

IPEA – INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA. **Energia Fotovoltaica Ligada à Rede Elétrica: Atratividade para o Consumidor Final e Possíveis Impactos no Sistema Elétrico**. Brasília, 2013.

LEMONS, I. P. **Medidor de Energia para Avaliação da Adesão à Tarifa Branca em Smart Grids**. 2017. 64 f. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Infraestrutura Urbana) – Centro de Ciências Exatas, Ambientais e de Tecnologias, Pontifícia Universidade Católica de Campinas, Campinas, 2017.

LIMBERGER, M. A. **Estudo da Tarifa Branca para a Classe Residencial pela Medição de Consumo de Energia e de Pesquisa de Posses e Hábitos**. 2014. 161 f. Dissertação (Mestrado em Metrologia para Qualidade e Inovação) – Programa de Pós-Graduação em Metrologia, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

MINHA CASA SOLAR. **Inversor Grid-Tie 1,0Kw Ecosolys – ECOS1000**. Disponível em: <<https://www.minhacasasolar.com.br/produto/inversor-grid-tie-1-0kw-sem-wifi-ecosolys-ecos1000-79065>>. Acesso em: 26 de nov. de 2017.

NEOSOLAR. **Bateria Estacionária Moura Clean 12MF45 (45Ah)**. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/loja/bateria-estacionaria-moura-clean-12mf45-45ah.html>>. Acesso em: 26 de nov. de 2017.

NEOSOLAR. **Painel Solar Fotovoltaico 265Wp - Canadian CSI CS6P-265P**. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/loja/painel-solar-fotovoltaico-265wp-canadian-csi-cs6p-265p.html>>. Acesso em: 26 de nov. de 2017a.

RIBEIRO, B. P. M. **Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída: Estudo de Caso e Análise Econômica**. 2015. 90 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Energia) – Faculdade UnB Gama, Universidade de Brasília, Brasília, 2015.

SANTOS, L. L. C. Metodologia para Análise da Tarifa Branca e da Geração Distribuída de Pequeno Porte nos Consumidores Residenciais de Baixa Tensão. 2014. 91 f.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2014.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, primeiramente, pelas oportunidades que me foram concedidas, pela força nos momentos difíceis, pelas pessoas que conheci e as amizades que fiz durante esse período. Sou imensamente grata por tudo ter ocorrido dessa forma.

São tantas as pessoas que poderiam ser citadas, que levam minha gratidão e reconhecimento, entretanto, gostaria de agradecer em especial aos meus pais, Paulo e Gelli; a minha irmã e meu cunhado, Taísa e Adriano; o meu namorado Lucas; e principalmente a minha nona Dileta, que aos 93 anos, luta diariamente para viver um dia a mais. A sua força e vontade de viver são o que me movem nesse momento.

Agradeço aos amigos da “faculdade” que se tornaram uma verdadeira família e, sempre estiveram dispostos a me ajudar. Sem vocês o caminho teria sido muito mais árduo, e com certeza, com mais tropeços.

Agradeço também a todos os professores que colaboraram para a minha formação, em especial o Professor Luciano Lopes Pfitcher, orientador deste trabalho e, um exemplo de pessoa e profissional para mim. A Professora Maria Ángeles Lobo Recio, minha orientadora de Iniciação Científica, que muito me ensinou. E igualmente, agradeço aos professores que compõem a minha banca examinadora, o Professor César Cataldo Scharlau e o Professor Giuliano Arns Rampinelli.

ANEXO A

DADOS CELESC – FLORIANÓPOLIS (SC)

		Consumo por Classe - kWh					Comp. % 2016	Taxa Cresc. Médio %		
		2011	2012	2013	2014	2015		16/11	16/15	15/14
Município: Florianópolis Mercado Cativo + Livre										
Dezembro										
RESIDENCIAL	37.244,241	42.173,464	42.111,544	46.028,935	42.075,642	40,4%	1,78	-3,32	-8,59	
INDUSTRIAL	3.593,092	4.073,536	4.142,484	3.821,889	3.692,965	3,3%	-1,30	-8,86	-5,84	
COMERCIAL	37.432,214	42.964,132	42.656,610	46.293,863	42.156,643	41,3%	2,14	-1,27	-8,94	
RURAL	48,304	60,820	58,472	49,419	49,404	0,0%	-0,15	-2,93	-0,03	
DEMAIS CLASSES	13.659,776	15.623,545	15.520,068	16.173,586	15.035,142	14,9%	1,86	-0,39	-7,04	
PODER PÚBLICO	8.362,461	9.929,968	9.706,422	10.651,087	8.941,540	8,7%	1,02	-1,62	-16,05	
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	2.720,649	3.174,286	3.114,497	2.967,253	3.003,863	3,2%	3,27	6,38	1,23	
SERVIÇO PÚBLICO	2.072,191	1.995,387	2.231,874	2.119,719	2.617,502	2,5%	4,30	-2,28	23,48	
PRÓPRIO	504,475	529,904	467,275	435,527	472,237	0,4%	-3,30	-9,67	8,43	
REVENDA	0	0	0	0	0	0,0%	-	-	-	
TOTAL	91.977,627	104.895,497	104.489,178	112.467,692	103.009,796	100%	1,8	-2,3	-8,4	
Acumulado Janeiro até Dezembro										
Consumo por Classe - kWh										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Comp. % 2016	16/11	16/15	15/14
RESIDENCIAL	510.487,955	513.083,324	526.313,055	568.392,770	551.480,660	572.332,434	44,6%	2,31	3,78	-2,98
INDUSTRIAL	40.576,787	48.706,586	46.719,791	48.316,876	44.775,469	43.846,881	3,4%	1,56	-2,07	-7,33
COMERCIAL	416.480,895	470.792,718	472.135,789	511.920,544	495.687,355	486.715,413	37,9%	3,17	-1,81	-3,17
RURAL	602,796	658,582	716,963	656,103	603,535	635,372	0,0%	1,06	5,28	-8,01
DEMAIS CLASSES	155.152,385	154.054,140	168.399,871	183.067,100	181.396,137	181.133,400	14,1%	3,14	-0,14	-0,91
PODER PÚBLICO	92.406,438	87.300,758	100.014,713	111.012,922	107.561,351	105.645,600	8,2%	2,71	-1,78	-3,11
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	32.336,018	36.294,259	36.678,775	37.315,722	37.991,931	38.580,348	3,0%	3,59	1,55	1,81
SERVIÇO PÚBLICO	25.129,495	25.088,023	26.582,091	29.501,031	30.671,600	31.643,476	2,5%	4,72	3,17	3,97
PRÓPRIO	5.280,434	5.371,100	5.124,292	5.237,425	5.171,255	5.263,976	0,4%	-0,06	1,79	-1,26
REVENDA	0	0	0	0	0	0	0,0%	-	-	-
TOTAL	1.123.300,818	1.185.295,350	1.214.285,469	1.312.353,393	1.273.943,156	1.284.663,601	100%	2,7	0,8	-2,9
Últimos 12 Meses Até Dezembro										
Consumo por Classe - kWh										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Comp. % 2016	16/11	16/15	15/14
RESIDENCIAL	510.487,955	513.083,324	526.313,055	568.392,770	551.480,660	572.332,434	44,6%	2,31	3,78	-2,98
INDUSTRIAL	40.576,787	48.706,586	46.719,791	48.316,876	44.775,469	43.846,881	3,4%	1,56	-2,07	-7,33
COMERCIAL	416.480,895	470.792,718	472.135,789	511.920,544	495.687,355	486.715,413	37,9%	3,17	-1,81	-3,17
RURAL	602,796	658,582	716,963	656,103	603,535	635,372	0,0%	1,06	5,28	-8,01
DEMAIS CLASSES	155.152,385	154.054,140	168.399,871	183.067,100	181.396,137	181.133,400	14,1%	3,14	-0,14	-0,91
PODER PÚBLICO	92.406,438	87.300,758	100.014,713	111.012,922	107.561,351	105.645,600	8,2%	2,71	-1,78	-3,11
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	32.336,018	36.294,259	36.678,775	37.315,722	37.991,931	38.580,348	3,0%	3,59	1,55	1,81
SERVIÇO PÚBLICO	25.129,495	25.088,023	26.582,091	29.501,031	30.671,600	31.643,476	2,5%	4,72	3,17	3,97
PRÓPRIO	5.280,434	5.371,100	5.124,292	5.237,425	5.171,255	5.263,976	0,4%	-0,06	1,79	-1,26
REVENDA	0	0	0	0	0	0	0,0%	-	-	-
TOTAL	1.123.300,818	1.185.295,350	1.214.285,469	1.312.353,393	1.273.943,156	1.284.663,601	100%	2,7	0,8	-2,9
NÚMERO DE CONSUMIDORES										
Nº de Consumidores por Classe										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Comp. % 2016	16/11	16/15	15/14
RESIDENCIAL	180.646	186.194	191.700	198.028	203.840	207.597	85,7%	2,82	1,84	2,93
INDUSTRIAL	2.993	3.260	3.457	3.553	3.576	3.538	1,5%	3,40	-1,06	0,65
COMERCIAL	25.644	26.300	27.145	27.972	28.798	29.125	12,0%	2,58	1,14	2,95
RURAL	120	120	119	114	115	115	0,0%	-0,85	0,00	0,88
DEMAIS CLASSES	1.425	1.570	1.785	1.830	1.867	1.905	0,8%	5,98	2,04	2,02
PODER PÚBLICO	1.215	1.344	1.556	1.592	1.623	1.694	0,7%	6,49	2,53	1,95
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	1	2	1	2	1	2	0,0%	14,87	100,00	-60,00
SERVIÇO PÚBLICO	191	205	209	215	224	224	0,1%	3,24	0,00	4,19
PRÓPRIO	18	19	19	21	19	15	0,0%	-3,58	-21,05	-9,52
REVENDA	0	0	0	0	0	0	0,0%	-	-	-
TOTAL	216.833	217.444	224.296	231.497	238.196	242.260	100%	2,8	1,7	2,9
Consumo Residencial Médio	235,49	229,54	228,79	239,19	225,45	229,74		-0,49	1,60	