

# ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE CARGA PARA OS CONSUMIDORES RESIDENCIAIS DE BAIXA TENSÃO

Ian Castanho Corrêa \*. Laura Lisiane Callai dos Santos\*\*

\*Universidade Federal de Santa Maria - iancastanhocorrea96@gmail.com

\*\*Universidade Federal de Santa Maria - laura.santos@ufsm.br

---

**Abstract:** The purpose of this work is to analyze the economic feasibility of adhering to the White Tariff and the insertion of Distributed Generation (DG) of photovoltaic (PV) systems with energy storage for low voltage (LV) residential consumers. The consumers can be served by the energy network of the local concessionaire or by DG. For this, it is necessary to use a device called "intelligent circuit breaker", which has the purpose of determining the power supply of the residential circuit. The White Tariff is composed of 3 tariff stations (tip, foraponta and intermediate), so that there are savings for the consumer, at peak and intermediate times the power supply of the residence will be from a PV system. With the new tariff system established by the National Electrical Energy Agency (ANEEL), the power system can reduce its load curve at peak times and the consumer can reduce his electricity bill. Thus, through the case study, it was concluded that, for consumers from 201 to 400 kWh, the proposed system proved viable, because the time for return on investment was short, the Net Present Value had positive values and the Internal Rate of Return had a percentage above the Minimum Rate of Attractiveness.

**Keywords:** Residential Consumers. Intelligent; Circuit Breaker; Distributed Generation; White Rate; Economic Feasibility.

**Resumo:** Este trabalho tem por finalidade a análise da viabilidade econômica da adesão da Tarifa Branca e da inserção de Geração Distribuída (GD) de sistemas fotovoltaicos (PV) com armazenamento de energia para consumidores residenciais de Baixa Tensão (BT). Os consumidores podem ser atendidos pela rede de energia da concessionária local ou pela GD. Para isso, é necessário a utilização de um dispositivo denominado "disjuntor inteligente", o qual tem a finalidade de determinar a fonte de alimentação do circuito da residência. A Tarifa Branca é composta por 3 postos tarifários (ponta, foraponta e intermediário), para que haja economia do consumidor, nos horários de ponta e intermediário a alimentação da residência será a partir de um sistema PV. Com o novo sistema tarifário estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o sistema elétrico de potência poderá reduzir sua curva de carga em horários de pico e o consumidor pode reduzir sua conta de energia elétrica. Desse modo, através do estudo de caso, concluiu-se que, para consumidores de 201 a 400 kWh, o sistema proposto mostrou-se viável, pois o tempo para retorno do investimento foi curto, o Valor Presente Líquido possuiu valores positivos e a Taxa Interna de Retorno teve porcentagem superior a Taxa Mínima de Atratividade.

**Palavras-chaves:** Consumidores Residenciais; Disjuntor Inteligente; Geração Distribuída; Tarifa Branca; Viabilidade econômica.

---

## 1. INTRODUÇÃO

A integração de novas tecnologias ocasiona novos desafios, ao que se refere as *Smart Grids*. O termo *Smart Grid* foi usado pela primeira vez em 2005, em um artigo escrito por S. Massoud Amin e Bruce F. Wollenberg, publicado na revista IEEE P&E, intitulado por "*Toward A Smart Grid*" (AMIN, MASSOUD e WOLLENBERG, 2015). Nesse sentido, o conceito desse termo nada mais é do que uso de elementos digitais e de comunicações nas redes que transportam a energia (MME, 2016).

A inserção de *Smart Grid* no contexto energético é de importância fundamental, impactando tanto nos processos de gestão do sistema de distribuição, quanto nos procedimentos de planejamento, operação e engenharia. Com isso, permite-se que o consumidor adquira uma maior gerência sobre seus hábitos de consumo de energia (Duarte, et al., 2013).

Com a adição da Tarifa Branca, os consumidores de Baixa Tensão (BT) passaram a serem faturados por mais de uma tarifa energética, como os consumidores de média e alta tensão. Segundo Figueiró (2013), o comportamento deste tipo de consumidor de baixa tensão é característico de elevados valores em horários de ponta, resultando em custos de expansão do

sistema de distribuição para atender curtos períodos de tempo. Isso ocorre porque, até 2018, os consumidores residências eram faturados na Tarifa Convencional, que possui um preço de tarifa ao longo do dia.

Por conseguinte, em janeiro de 2018, a Agência Nacional Energia Elétrica (ANEEL) adotou novas resoluções para incentivar que consumidores de BT utilizem a geração distribuída, além disso, que estes optem pela nova modalidade tarifária de consumo denominada Tarifa Branca (ANEEL, 2012). Essa nova tarifa visa incentivar os consumidores do Grupo B, que são atendidos em tensão inferior a 2,3kV (exceto consumidores de baixa renda, beneficiários de descontos previstos em lei e iluminação pública), a utilizar a energia elétrica em horários onde o sistema está menos carregado, que são os correspondentes ao período fora ponta.

Com utilização da Tarifa Branca, as distribuidoras de energia obrigam-se a substituir os medidores eletromecânicos pelos medidores eletrônicos, possibilitando uma medição inteligente, pelo fato de conseguir realizar a leitura de acordo com o horário (ponta, fora-ponta e intermediário).

Neste trabalho, o intuito é que os consumidores não mudem seus hábitos diários de consumo. Para isso será inserido, juntamente com a Tarifa Branca, uma Geração Distribuída (GD) de sistemas PV com armazenamento, com a finalidade de abastecer o consumidor no horário onde a tarifa torna-se mais elevada. Dessa forma, será utilizado um dispositivo denominado “disjuntor inteligente”, que tem a função de selecionar se o consumidor será atendido pela concessionária ou pela GD, a fim de que obtenha-se sempre uma maior redução na conta de energia mensal.

Desse modo, este trabalho tem como objetivo o desenvolvimento de uma metodologia para avaliar a viabilidade econômica de um sistema de gerenciamento de carga com armazenamento para consumidores residências de baixa tensão, utilizando sistemas PV.

## 1.1 Organização do trabalho

Esse trabalho está dividido em 6 seções, onde a primeira consta um introdutório sobre as *Smart Grids* e a adição da Tarifa Branca. Na seção 2, está incluso uma abordagem sobre as estruturas tarifárias do grupo B. A seção 3, está composta pela GD, a partir de sistemas PV, baterias e uma abordagem sobre o “disjuntor inteligente”. Na seção 4, apresenta-se a metodologia proposta dividida em 4 etapas de execução. Na seção 5, realiza-se os estudos de caso e resultados, concluindo o trabalho na seção 6.

## 2. ESTRUTURAS TARIFÁRIAS GRUPO B

Os consumidores de baixa tensão são os maiores responsáveis pelo congestionamento do sistema, na faixa de 60% da utilização. Assim, busca-se formas e modelos que permitam que o sistema elétrico trabalhe de forma eficiente (ANEEL, 2010). Segundo Lamin (2009), com a aplicação de tarifas horárias, os consumidores passariam a modificar seus costumes

e adaptar-se a horários que resultem em redução de valores em suas faturas mensais.

Anteriormente ao ano de 2018, os consumidores residenciais possuíam apenas a Tarifa Convencional, que possui uma cobrança igual para todos os dias e horários do dia. A partir de janeiro de 2018, passou a vigorar uma nova opção de tarifa, com valores de energia conforme o dia e o horário do consumo, denominada Tarifa Branca.

A estrutura tarifária convencional aplicada ao consumidor residencial consiste na soma de duas componentes tarifárias: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Energia (TE). A Tarifa Branca também possui valores de TUSD Branca (Ponta, Fora Ponta e Intermediário) e TE horária (Ponta e Fora Ponta).

- TUSD - Relacionada ao faturamento mensal de consumidores pela utilização do sistema distribuidor, em R\$/MWh.

- TE - Relacionada ao faturamento mensal de consumo de energia da unidade consumidora, dada em R\$/MWh (ANEEL, 2011).

Em 22 de novembro de 2011, por meio da Resolução Normativa (RN) nº 464 e da Nota Técnica nº 311, ficou definida a estrutura tarifária para o Grupo B. A Fig. 1 mostra a composição destas tarifas.

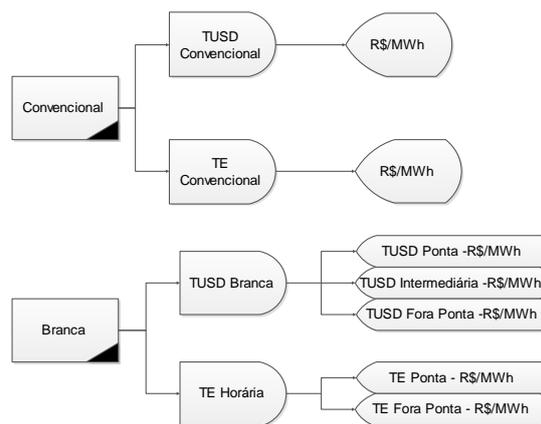


Fig. 1 - Tarifas Convencional e Branca – TUSD e TE. Fonte: Adaptado de ANEEL (2011).

Como observado na Figura 1, tanto a Tarifa convencional quanto a Tarifa Branca, possuem 2 tipos de tarifas que são TUSD e TE, porém, na Tarifa Branca estas estão subdivididas em ponta, fora-ponta e intermediária.

### 2.1 Tarifa Convencional Monômnia

Segundo a ANEEL (2012), a Tarifa Convencional Monômnia aplica-se às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia. Nesta modalidade, não há tarifação da demanda de potência, apenas o consumo da energia elétrica.

Visto que o sistema elétrico brasileiro está passando por mudanças significativas, a partir da integração das novas modalidades tarifárias, a ANEEL criou a denominada Tarifa Branca, aplicada a consumidores de baixa tensão, sendo

caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica através de postos tarifários que mudam com os horários do dia.

## 2.2 Tarifa Branca

A Tarifa Branca entra como alternativa a Tarifa Convencional, proporcionando ao longo do dia três diferentes valores tarifários de energia (FIGUEIRÓ, 2013). Este conceito de modalidades tarifárias específicas proporciona um uso mais racional da energia, a partir da melhoria dos hábitos de consumo (LAMIN, 2009). A Fig. 2 ilustra os postos tarifários da Tarifa Branca.

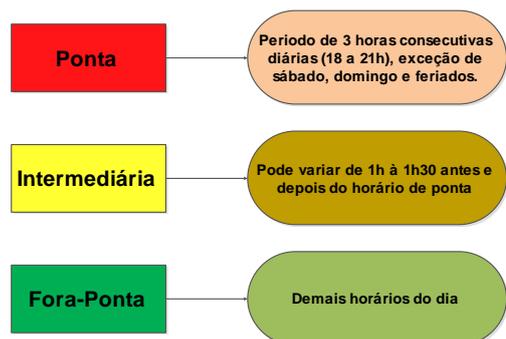


Fig. 2 - Postos Tarifários de Consumo. Adaptado de ANEEL (2011).

Conforme a Fig.2, pode-se concluir que o posto intermediário tem a finalidade de barrar o deslocamento do consumo do sistema para horários de picos de potência (SANTOS, 2014).

## 3 Geração Distribuída

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA), a geração distribuída é definida como a produção de energia localizada próxima à unidade consumidora, independente do seu tamanho.

Nesse contexto, passou a vigorar normas regulamentadoras para a GD no Brasil como, por exemplo, a Resolução Normativa (RN) nº 482 da ANEEL, de 17 de Abril de 2012, que estabelece as condições gerais para o acesso de micro e mini geração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. Essa RN foi alterada para a RN nº 687 de Novembro de 2015 que vigora até os dias atuais.

Além disso, para as aplicações de micro e mini geração distribuída, a fonte solar através dos painéis PV apresenta-se como uma opção relevante para geração de pequeno porte, pois trata-se de uma solução renovável, com impacto reduzido (SANTOS, 2014).

### 3.1 Sistemas Fotovoltaicos

O funcionamento da energia solar fotovoltaica se dá quando partículas de luz solar (fótons) colidem com os átomos de silício presentes no painel solar. As células fotovoltaicas, convertem diretamente energia luminosa em eletricidade (Kagan e Gouvea, 2013). Porém, essa colisão gera um deslocamento de elétrons em corrente elétrica contínua. Assim,

além dos painéis PV, o sistema de geração distribuída é composto por um inversor de tensão, para conversão da corrente CC em corrente CA, para que se possa usar a energia fotovoltaica para alimentar os utensílios elétricos usados no dia a dia. Além do inversor, necessita-se de uma fonte de armazenamento, que no caso são as baterias.

#### 3.1.1 Baterias

A bateria é um elemento que armazena energia elétrica na forma eletroquímica. Uma bateria não produz energia, somente armazena (COELHO, 2001). Em baterias recarregáveis, o processo de carga e descarga pode ser repetido por algumas centenas de vezes. Nesse trabalho escolheu-se utilizar baterias do tipo chumbo-ácido, devido a sua robustez, adequação ao sistema e principalmente, baixo custo de aquisição. Nesse tipo de bateria, o número de ciclos de carga e descarga é inversamente proporcional à profundidade de descarga, ou seja, o quanto a bateria é descarregada antes de ser carregada novamente, como mostra a Fig.3.

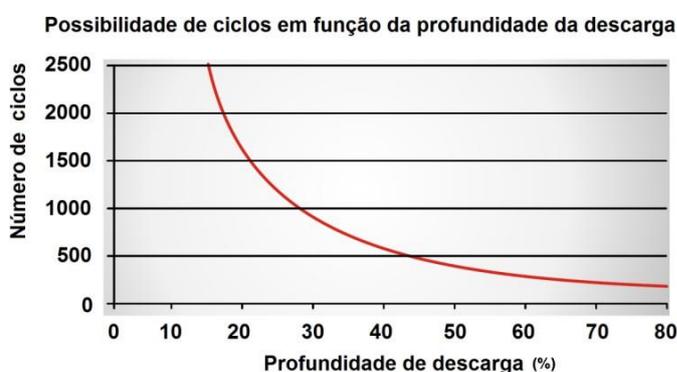


Fig.3 – Desgaste de uma bateria chumbo-ácido em função da profundidade da carga. Fonte: (MOURA, 2011).

Atualmente, o surgimento de novas tecnologias de baterias de chumbo-ácido vem crescendo para atender a nova gama de aplicações, como os sistemas PV. Para o presente trabalho, a função será armazenar energia durante o dia, provinda dos painéis, para utilização em horários onde a tarifa de energia torna-se mais elevada.

Para gerenciamento do sistema, será utilizado um dispositivo denominado “disjuntor inteligente” o qual avalia as necessidades do usuário em determinado tempo.

#### 3.1.2 Disjuntor Inteligente

Disjuntores inteligentes, possuem as mais recentes tecnologias digitais e de comunicação, mostrando-se componentes-chave para sistemas PV. Com dados mais exatos, pode-se tomar decisões melhor fundamentadas, reduzindo-se gastos e evitando-se desperdícios energéticos.

Nesse trabalho, o disjuntor usado é monofásico e funciona avaliando quanto de energia o usuário irá necessitar no instante de tempo analisado. Logo em seguida, manda os dados de leituras provenientes da entrada da concessionária, do banco de baterias e da geração fotovoltaica a um servidor elaborado em linguagem de programação, Python. O servidor organiza os dados e salva em um banco de dados, posteriormente é enviado

uma resposta para o disjuntor a respeito de ligar ou desligar os relés. Serão utilizados no projeto 2 relés, sendo um para entrada de energia proveniente da concessionária e um para a geração fotovoltaica.

Ao fim, o disjuntor irá selecionar a melhor opção de acordo com a necessidade energética do usuário e visando a maior economia. A Tabela 1 apresenta a lista de materiais, quantidade utilizados e os preços de projeto do disjuntor inteligente.

Tabela 1 - Lista de componentes

Componente	Especificação	Nº de Componentes	Preço Total Componente
ESP 32	Microcontrolador IOT	1	R\$ 66,41
ACS 758	Sensor de corrente 100A invasivo	1	R\$ 24,00
SSR-40	Relé de estado sólido 40 <sup>a</sup>	2	R\$ 89,92
TIL 111	Optoacoplador	1	R\$ 1,20
LM 1117	Regulador de Tensão para 3.3V	1	R\$ 3,99
CONECTOR BORNE	Conector tipo KRE 2 vias	7	R\$ 11,27
TP	Transformador de potencial 12V,200mA	2	R\$ 28,48
TC	Transformador de Corrente tipo toroidal	2	R\$ 73,96
RESISTOR	Resistor 1/4 W	24	R\$ 2,40
CAPACITOR	Capacitor 16V, 1000uF	2	R\$ 2,02
FONTE CHAVEADA	Fonte Chaveada 12V, 2 <sup>a</sup>	1	R\$ 31,26
TL074	CI com 4 amplificadores operacionais	1	R\$ 3,47
TL 072	CI com 2 amplificadores operacionais	1	R\$ 2,26
TRIMPOT	Trimpot com 100k ohm	4	R\$ 9,52
DHT11	Sensor de Umidade e temperatura	1	R\$ 15,11
<b>Total (R\$)</b>	-	-	R\$ 365,27

Fonte: USINAINFO.com

Como visto na Tabela 1, o custo para a montagem do disjuntor é de R\$ 365,27, segundo o site de compras de equipamentos USINAINFO.com, este que foi o local onde os componentes tiveram um menor custo de compra. É importante ressaltar que esse trabalho está analisando apenas a viabilidade econômica da inserção desse sistema proposto. Dessa forma, a análise econômica é o assunto principal para chegar nos objetivos estabelecidos.

### 3.2 Análise Econômica

Para analisar a viabilidade econômica, necessita-se estabelecer critérios objetivos para segregar os fluxos de caixa, tomando a melhor decisão (BORDEUX-RÊGO et al., 2008; NUNES,

2012). Logo, surgem critérios com o propósito de indicar se um projeto é viável economicamente ou não, com o objetivo de confrontar os fluxos de caixa dos projetos e, através dos resultados obtidos, determinar a melhor opção.

Logo, existem alguns indicadores essenciais que servem para subsidiar a tomada de decisão acerca de investimentos em novos projetos, que são o *payback*, Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR).

#### 3.2.1 Payback

O “*payback*” é o tempo necessário para a recuperação de um investimento. Para um projeto tornar-se viável, compara-se o tempo máximo de recuperação do capital desejado pelo investidor e analisa-se se é inferior ao período em que foi submetido (BORDEUX-RÊGO et al., 2008; GUIDUCCI; FILHO; MOTA, 2012). A Equação (1) mostra a relação do *payback*.

$$PB = \frac{INV(0)}{RFC} \quad (1)$$

PB = Payback (meses).

INV(0) = Investimento Inicial.

RFC = Resultado do Fluxo de Caixa com ganho do investimento.

#### 3.2.2 VPL

O VPL corresponde a riqueza em valores monetários do investimento, sendo a diferença entre o valor presente das entradas de caixa e o valor presente das saídas de caixa, a uma determinada taxa, frequentemente chamada de taxa de desconto, custo de oportunidade ou custo do capital (REBELATTO, 2004, p.214). Segundo Casarotto Filho (1994), pode-se fazer a seguinte analogia:

- Se  $VP > 0$ , então o valor investido será recuperado e haverá um ganho.
- Se  $VP = 0$ , significa que a aplicação não resultará diferença.
- Se  $VP < 0$ , significa que o investidor estará resgatando um valor menor que o valor investido, tornando-se não viável.

Além disso, o cálculo do VPL, pode ser obtido por (2).

$$VPL = I_0 + \sum_{t=1}^N \frac{Ft}{((1 + TMA)^t)} \quad (2)$$

IO = Investimento Inicial

Ft = Fluxo de Caixa no período t

TMA = Taxa Mínima de Atratividade.

#### 3.2.3 TIR

A TIR é a taxa que remunera o investimento realizado no projeto. Assim, a soma das saídas deve ser igual à soma das entradas, em uma determinada data de análise, para se

anularem (HOJI, 2006). Logo, para um projeto tornar-se vantajoso, necessita-se analisar a seguinte relação:

Se a TIR for maior que o custo do capital (TMA), aceita-se o projeto; Se a TIR for menor, rejeita-se o projeto.

Portanto, para realizar o cálculo da TIR, utiliza-se (3).

$$0 = \sum_{t=1}^N \frac{Ft}{((1 + TIR)^t)} \quad (3)$$

Ft = Fluxo de Caixa no período t.

TIR = Taxa Interna de Retorno.

Portanto, através dessa revisão, propõe-se uma metodologia de trabalho que servirá como um passo a passo da realização dos objetivos.

#### 4. METODOLOGIA PROPOSTA

A metodologia proposta nesse trabalho pode ser observada na Fig. 4.

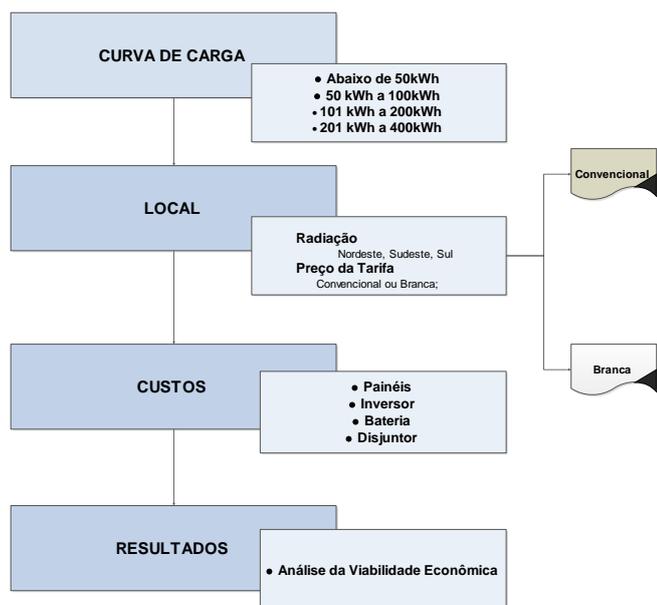


Fig. 4 - Metodologia Proposta. Fonte: o Autor.

Pode ser observado através da Fig. 4 que a metodologia está dividida em 4 etapas. Na primeira etapa, analisou-se modelos de curvas de cargas de consumidores divididos em 4 faixas de consumo em kWh diário e mensal.

A segunda etapa, consiste no local, pois as regiões do Brasil possuem valores diferentes em relação a incidência de raios solares que influenciam na maior ou menor produção de energia através dos módulos PV. Estes valores servirão de base para realizar os cálculos de determinação do número de módulos necessários para abastecer os consumidores das faixas da etapa 1.

Ainda na etapa 2, como mostra a Fig. 4, é necessário analisar os preços de tarifas destas três regiões. Cada concessionária

possui valores diferentes do custo do kWh. Estes valores são fundamentais para os cálculos econômicos de comparação do custo do kWh com Tarifa Branca quando comparada com a Tarifa Convencional.

A terceira etapa da metodologia proposta, consiste no custo e quantidade de painéis PV, baterias, inversor e “disjuntor inteligente”. Essa quantidade depende da curva de carga do consumidor, a qual é definida na etapa 1.

A última etapa consiste nos resultados, no qual determina a viabilidade econômica do estudo caso, que é a etapa final do trabalho. Sendo assim, com todas informações anteriores, é possível analisar se é viável utilizar o sistema de GD com armazenamento e Tarifa Branca ou utilizar a energia da rede através da Tarifa Convencional. Logo, alguns indicadores foram essenciais para chegar nos resultados, estes são: payback, VPL e TIR, respectivamente representados em (1), (2) e (3). Com esses indicadores, ao longo dos anos, é possível determinar os valores mensais e anuais (R\$) de quanto economiza-se quando aplicado o sistema, para as 4 faixas de consumidores e as 3 regiões estabelecidas na Fig. 4.

Aplicando o sistema com Tarifa Branca no período do dia onde o custo de energia é mais caro que a Tarifa Convencional que são os períodos ponta e intermediário e, conseguindo suprir a demanda do consumidor, obtém-se um montante econômico do quanto está economizando mensalmente quando comparado aos gastos normais de utilização sem o sistema proposto (utilizando a tarifa convencional), para que consiga-se recuperar em menor tempo o investimento inicial.

A partir disso, elaborou-se estudos de caso para os tipos de consumidores utilizando o software Excel, ferramenta usada para o desenvolvimento desse trabalho.

#### 5. ESTUDO DE CASO

Para validação da metodologia proposta, Fig. 4, são realizados estudos de caso para análise da viabilidade econômica da adesão da Tarifa Branca e da inserção de Geração Distribuída (GD) de sistemas PV com armazenamento de energia para consumidores residenciais de Baixa Tensão (BT).

Primeiramente será analisado as curvas de carga dos consumidores no qual serão classificados em faixas de consumo. A seguir, a partir do local, tem-se a influência dos raios solares sobre os módulos e os preços das tarifas das concessionárias locais, comparando a Tarifa Convencional com a Tarifa Branca.

Com esses 2 passos concluídos, no terceiro passo relacionou-se os custos de implementação do sistema, o qual é composto por painéis PV, inversor, baterias e o disjuntor inteligente.

No quarto passo, analisou-se três fatores econômicos propostos que são *payback* para encontrar o prazo para retorno do investimento inicial, o Valor Presente Líquido e TIR quando comparado à Taxa Mínima de Atratividade.

## 5.1 Curva de Carga

Para a primeira etapa, a curva de carga típica da faixa de 201 a 400 kWh é resultante da média horária de amostras reais (SANTOS, 2014), na qual esse consumidor teve um consumo mensal de 399,9 kWh, representada na Fig.5.

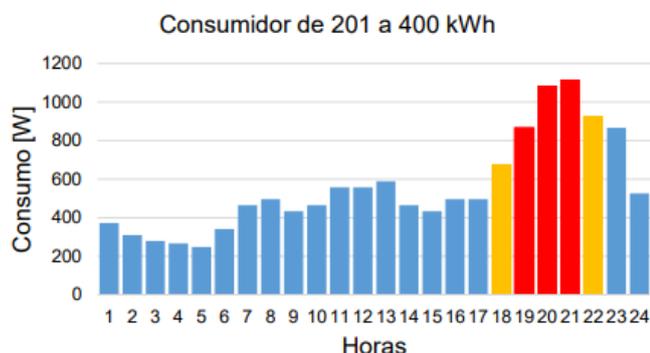


Fig. 5 – Curva de Carga.

Ademais, é necessário estabelecer os valores tarifários do custo do kWh nas 3 regiões estudadas.

## 5.2 Local

Nesse estudo, são utilizados 3 locais diferentes, de forma que consiga-se comparar os preços das tarifas e a radiação solar. As simulações da metodologia proposta são feitas para as cidades de Cachoeira do Sul (RS), Salvador (NE) e Santos (SP). As tarifas utilizadas nas simulações da cidade de Cachoeira do Sul, Rio Grande do Sul são da RGE SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. conforme a Tabela 2.

Tabela 2 – Preço das Tarifas RGE SUL, CPFL e COELBA

	Cachoeira do Sul	Salvador	Santos
<b>Tarifas</b>	<b>Preço (R\$/kWh)</b>		
Convencional	0,8809	0,9871	1,0027
Branca Fora Ponta	0,7741	0,8214	0,8851
Branca Intermediária	0,9592	1,1945	1,2219
Branca Ponta	1,3148	1,7234	1,8466

Fonte: (RGE SUL, 2020), (COELBA, 2018) e (CPFL Energia, 2020).

Analisando a Tabela 2, em Cachoeira do Sul, o preço da Tarifa Branca no horário de ponta é 49,25% mais cara que a Convencional, a intermediária é 8,9% mais cara que a Convencional e fora Ponta é 13,8% mais barata que a Convencional. Em Salvador, o preço da Tarifa Branca no horário de ponta é 74,57% mais cara que a Convencional, a intermediária é 21,0% mais cara que a Convencional e a fora ponta é 17,0% mais barata que a Convencional. Em Santos, o preço da Tarifa Branca no horário de ponta é 84,16% mais cara que a Convencional, a intermediária é 21,9% mais cara que a Convencional e a fora ponta é 12,0% mais barata que a Convencional. Dessa forma, conclui-se que é mais econômico utilizar a Tarifa Branca em horário fora ponta. Nos horários de ponta e intermediária, mostra-se favorável utilizar outra forma

de geração de energia, onde é proposto a utilização da GD com armazenamento para suprir a demanda do consumidor.

A partir dos valores tarifários nas regiões, pode-se realizar o comparativo dos gastos quando optar pela Tarifa Branca ou Tarifa Convencional, para descobrir se é viável ou não adquirir a nova modalidade tarifária, que pode ser observado na Tabela 3.

Tabela 3 - Custo mensal nas Tarifa Convencional e Tarifa Branca

RGE SUL	CPFL SP	COELBA
Custo na Tarifa Convencional [R\$]		
352,36	401,08	306,18
Custo total na Tarifa Branca [R\$]		
323,72	397,71	310,25
Fora Ponta [R\$]		
201,07	229,89	160,42
Intermediária [R\$]		
33,98	43,28	37,07
Ponta [R\$]		
88,67	124,53	112,75

Fonte: o autor

Com a Tabela 3, percebe-se que os custos utilizando a Tarifa Branca são satisfatórios em relação a Tarifa Convencional.

Além das tarifas nos locais, deve-se analisar a incidência dos raios solares nos painéis PV, que variam sua intensidade nas regiões do Brasil. Desse modo, a Tabela 4, mostra a radiação as horas diárias de radiação em kWh/m<sup>2</sup>dia das três regiões citadas.

Tabela 4- Radiação média dos locais

Região	Horas diárias de radiação
Sul	4,69
Nordeste	5,4
Sudeste	4,28

Fonte: (CRESESB, 2014).

Os dados Tabela 4, são resultados da média anual de radiação solar das cidades em estudo. A representação da Tabela 4, se dá para informar que quanto maior o número de horas diárias de radiação solar sobre os módulos, maior a produção de energia e menor a quantidade de painéis para abastecer o consumidor. Com isso, adentra-se nos custos de instalação.

## 5.3 Custos

Para determinar os equipamentos necessários para abastecer esse perfil de consumidor, utilizou-se painéis solar, inversor, baterias e disjuntor, que obtiveram melhor custo-benefício e indicados para aplicação. Para abastecer esse consumidor em Tarifa Branca nos horários de ponta e intermediário, segue a Tabela 5.

Tabela 5 – Custos dos equipamentos

Item	Qtd	Modelo	Potência	Preço Unit.	Preço Total
Módulo	4	CSEKU	345 W	800	3200
Bateria	1	Heliar Freedom DF300		238	238
Inversor	1	Tech One	1000	499	499
Disjuntor	3	Pessoal		365,27	1095,81
<b>Total</b>					<b>5032,81</b>

Fonte: o autor

Com a Tabela 5, o consumidor consegue obter os custos do material necessário para abastecer sua demanda em ponta e intermediária, que tem o valor total de investimento material de R\$ 5032,81. Pode ser observado na Tabela 5 que foram utilizados 3 disjuntores. Isso se dá pois o disjuntor utilizado é monofásico e para este perfil de consumidor necessita-se utilização de um dispositivo trifásico. Outro fator pertinente nos custos, é que os valores correspondentes à mão de obra não estão inclusos.

A última etapa da metodologia proposta, Fig.4, são os resultados, os quais são determinados pela análise da viabilidade econômica utilizando os indicadores de investimento.

#### 5.4 Resultados

A partir dos custos das tarifas e dos equipamentos, obtém-se os dados necessários para analisar quanto o consumidor economizará quando utilizar o sistema proposto de abastecimento através do sistema PV juntamente com a Tarifa Branca. Somando-se anualmente a economia quando suprido o consumo em ponta e intermediário, tem-se os resultados apresentados na Tabela 6 para cada região.

Tabela 6 – Economia anual do consumidor por região para perfil 201 a 400 kWh

RGE SUL	CPF SUDESTE	COELBRA NORDESTE
R\$ 1815,53	2054,30	1749,09

Analisando a Tabela 5, que informa os custos de investimento material, pode-se analisar se torna-se viável ou não a aplicação desse sistema proposto. A Tabela 6 demonstra ao longo dos anos, valores econômicos para consumidores nas regiões, que são dados base para os cálculos de (1), (2) e (3).

A durabilidade da bateria escolhida é de 5 anos, do inversor é 10 anos e dos painéis são 25 anos. Com isso, ao longo de 5 anos deve-se inserir o custo da troca do componente no sistema.

A Tabela 7 informa o fluxo de caixa ao longo de 20 anos escolhidos para análise que servirão de dados base para os cálculos do *payback*, VPL e TIR.

Tabela 7 – Fluxo de Caixa

RGE	Fluxo de Caixa (R\$)	CPFL	Fluxo de Caixa (R\$)	COELBA	Fluxo de Caixa (R\$)
Ano 0	-5032,8	Ano 0	-5032,8	Ano 0	-5032,8
Ano 1	1815,53	Ano 1	2054,30	Ano 1	1749,09
Ano 5	1577,53	Ano 5	1816,30	Ano 5	1511,09
Ano 10	1078,53	Ano 10	1317,30	Ano 10	1012,09
Ano 15	1577,53	Ano 15	1816,30	Ano 15	1511,09
Ano 20	1815,53	Ano 20	2054,30	Ano 20	1749,09

A partir da Tabela 7, deve-se ressaltar que no ano 1 ao ano 4 os valores econômicos são os mesmos, assim como do ano 6 ao ano 9. Também, do ano 11 ao 14 e ano 16 ao ano 20.

Com as equações (1), (2) e (3) e a Tabela 7, obteve-se os seguintes resultados para *payback*, VPL e TIR, conforme a Tabela 8.

Tabela 8 - Resultados

	SUL	SUDESTE	NORDESTE
PAYBACK	3 ANOS	3 ANOS	3 ANOS
VPL	R\$ 6001,46	R\$ 7495,99	R\$ 5585,59
TIR	35%	40%	34%
TMA	15%	15%	15%

Fonte: o autor

Com a Tabela 8, observou-se dados satisfatória para implantação do sistema proposto, pois os 3 fatores econômicos apresentaram respostas positivas. O *payback* não foi longo para recuperação do investimento, o VPL teve valores positivos, então o projeto é viável e a TIR comportou-se com porcentagem superior à Taxa Mínima de Atratividade, então aceita-se o projeto.

## 6. CONCLUSÕES

Através dos estudos propostos na metodologia apresentada, a aplicação da modalidade tarifária branca em conjunto com a inserção de GD nos consumidores residenciais de BT, sem haver a mudança de hábitos de consumo por parte destes teve comportamento positivo, mostrando uma opção válida de aplicação. O disjuntor é chave fundamental do trabalho para realizar o gerenciamento de carga, onde o mesmo realiza as leituras de energia, controlando e selecionando a melhor opção para atender o consumidor. Os resultados obtidos variam de região para região, havendo um melhor resultado para regiões do país onde o valor da tarifa é mais alto.

Com os dados apresentados na Tabela 8, concluiu-se que para esse tipo de consumidor analisado, em 3 regiões do Brasil, o projeto mostrou-se positivo, onde constatou-se que a Taxa Interna de Retorno teve uma porcentagem superior a Taxa Mínima de Atratividade, o Valor Presente Líquido foi positivo e o *payback* teve um tempo de retorno bem pequeno. Com isso, o sistema proposto deve ser utilizado devido ao comportamento estudado.

## REFERÊNCIAS

- Amin, S. Massoud e Wollenberg, Bruce F. Toward a Smart Grid. 2005, IEEE Power & Energy Magazine, pp. 34-41.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Tarifa Branca é nova opção para os consumidores a partir de 2018. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset\\_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/tarifa-branca-e-nova-opcao-para-os-consumidores-a-partir-de-20-1/656877?inheritRedirect=false](http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/tarifa-branca-e-nova-opcao-para-os-consumidores-a-partir-de-20-1/656877?inheritRedirect=false)>. Acesso em: 4 de Nov 2019.
- BORDEUX-RÊGO, R. et al. Viabilidade econômica-financeira de projetos. 2. ed. Rio de Janeiro: FGV, 2008. 158 p..
- CASAROTTO FILHO, Nelson et KOPITTKKE, Bruno Hartmut. Análise de Investimentos. São Paulo: Editora Atlas S/A, 1994.
- COELHO, K. D. Estudo de uma Fonte Ininterrupta de Corrente contínua de Baixa Potência Gerenciada por um Microcontrolador. Dissertação de Mestrado, UFSC. Florianópolis. 2001.
- CRESESB – CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. Potencial Solar. Rio de Janeiro, RJ, 2014.
- Duarte, D. P., et al. Brazilian Smart Grid Roadmap - An innovative methodology for proposition and evaluation of Smart Grid functionalities for highly heterogeneous distribution networks. Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA), 2013 IEEE PES Conference On , vol., no., pp.1,8, 15-17 April 2013.
- FIGUEIRÓ, I. C.; ABAIDE, A. R.; BERNARDON, D. P. Smart Grid and the Challenges of the Application of an Hourly Rate for Residential Consumer in Brazil. Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA), 2013 IEEE PES Conference On, vol., no., pp. 1,5, 15-17 April 2013.
- Kagan, N. and Gouvea, M. (2013). Redes Elétrica Inteligentes no Brasil - Análise de custo e benefícios de um plano nacional de implantação. SYNERGIA, Brasil.
- LAMIN, H. Medição Eletrônica em Baixa Tensão: Aspectos Regulatórios e Recomendações para implantação. 2009. 184 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de Brasília, Brasília, 2009. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/biblioteca/trabalhos/trabalhos/Dissertacao\\_Hugo\\_Lamin.pdf](http://www.aneel.gov.br/biblioteca/trabalhos/trabalhos/Dissertacao_Hugo_Lamin.pdf). Acesso em: 21 de ago. 2013.
- MME - Ministérios de Minas e Energia. Disponível em: [http://www.mme.gov.br/documents/10584/1256641/Relatorio\\_GT\\_Smart\\_Grid\\_Portaria\\_440-2010.pdf/3661c46c-5f86-4274-b8d7-72d72e7e1157?](http://www.mme.gov.br/documents/10584/1256641/Relatorio_GT_Smart_Grid_Portaria_440-2010.pdf/3661c46c-5f86-4274-b8d7-72d72e7e1157?) . Acesso em 22 out 2019.
- MOURA. Manual Técnico Moura Acumuladores. [S.l.]. 2011.
- Nota Técnica nº 311/2011. SRE-SRD/ANEEL - Estrutura tarifária para o serviço de distribuição de energia elétrica. ANEEL, 2011. Disponível em:< <http://www.aneel.gov.br/cedoc/nren2011464.pdf>>. Acesso em: 3/ de ago. de 2019.
- REBELATTO, D. A. N. Projeto de Investimento. 1. ed. Barueri - SP: Editora Manole, 2004. v. 01. 329p.
- Resolução Normativa Nº479, de 3 de abril de 2012. ANEEL, 2012. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012479.pdf>>. Acesso em: 20 ago. 2019.
- Resolução Normativa Nº414, de 15 de setembro de 2010. ANEEL, 2010. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: 20 ago. 2019
- Brown, F., Harris, M.G., and Other, A.N. (1998). Name of paper. In Name(s) of editor(s) (ed.), *Name of book in italics*, page numbers. Publisher, Place of publication.
- SANTOS, L. L. C. Metodologia para análise da tarifa branca e da geração distribuída de pequeno porte nos consumidores residenciais de baixa tensão. Dissertação de Mestrado apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), Santa Maria, 2014.
- USINAINFO Eletrônica & Robótica. Componente Eletrônicos. Disponível em: <<https://www.usinainfo.com.br/componentes-eletronicos-373>>. Acesso em: 22 ago 2020.