



Universidade Federal de Sergipe
Centro de Ciências Exatas e Tecnologia
Departamento de Engenharia Mecânica

**ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA INSERÇÃO DE
ARMAZENADORES DE ENERGIA NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

por

JOÃO EUDES LAURIANO DE OLIVEIRA FILHO

Trabalho de Conclusão de Curso

São Cristóvão - SE

Setembro de 2016



Universidade Federal de Sergipe
Centro de Ciências Exatas e Tecnologia
Departamento de Engenharia Mecânica

**ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA INSERÇÃO DE
ARMAZENADORES DE ENERGIA NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Trabalho de Conclusão do Curso de
Engenharia Mecânica, entregue como
requisito parcial para obtenção do grau de
Engenheiro Mecânico.

JOÃO EUDES LAURIANO DE OLIVEIRA FILHO

São Cristóvão - SE
Setembro de 2016

ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA INSERÇÃO DE ARMAZENADORES DE ENERGIA NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

JOÃO EUDES LAURIANO DE OLIVEIRA FILHO

‘Esse documento foi julgado adequado para a obtenção do Título de Engenheiro Mecânico e aprovado em sua forma final pelo colegiado do Curso de Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Sergipe.’

Alessandra Gois Luciano de Azevedo, Prof. Dra.
Coordenadora do Trabalho de Conclusão de Curso

Banca Examinadora:

Nota

Douglas Bressan Riffel, Dr.
Orientador

Wilson Luciano de Souza, Dr.

Jaqueline Dias Altidis, Dra.

Média Final:

AGRADECIMENTOS

A meus pais e a meu irmão pela paciência, esforço e apoio.

A meus sócios, parceiros e amigos, Hugo Monteiro e Fernando Melo.

Ao professor e orientador Dr. Douglas Bressan pelos ensinamentos, paciência e orientação durante a realização do trabalho.

Por fim agradeço a todos os professores e colegas da Universidade Federal de Sergipe pelos importantes ensinamentos em todos os âmbitos durante a minha graduação.

RESUMO

Devido a tributação incidente nos sistemas fotovoltaicos conectado à rede, foi feito neste trabalho uma análise para comparar a viabilidade econômica de um sistema híbrido em relação ao conectado à rede. Foram usadas ferramentas econômicas como o VPL (Valor Presente Líquido), o TIR (Taxa Interna de Retorno) e o Payback para essa análise. O software SAM NREL[®] foi o escolhido para simular a geração e o consumo dos sistemas. Outras variáveis importantes para o trabalho foram o preço do Watt-Pico, a Curva de Carga e Perfil de Consumo, o Autoconsumo, o Modelo Tarifário e o Armazenamento de Energia. Foram feitos diversos cenários baseado em um cenário padrão para obter os resultados da viabilidade econômica. Depois foram analisadas diversas topologias a partir desses cenários. Para então apresentar possíveis soluções.

Palavras-chave: Sistema Fotovoltaico, Sistema Híbrido, Viabilidade Econômica

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Gráfico das Fontes de Geração de Eletricidade no Brasil	1
Figura 2- Configuração de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede	6
Figura 3 – Configuração Básica de um Sistema Fotovoltaico Isolado.....	7
Figura 4 - Configuração Básica de um Sistema Híbrido	7
Figura 5 - Mercado Cativo vs Mercado Livre.....	10
Figura 6 - Custos de um Sistema Fotovoltaico	16
Figura 7 - Taxa de Desempenho (TD) de 527 SFCRs na Europa Ocidental.....	19
Figura 8 - Geração Fotovoltaica ao longo dos anos	20
Figura 9 - Perfil de Consumo Residencial (kWh x hora)	21
Figura 10 - Perfil de Consumo Comercial (kWh x hora)	22
Figura 11 – Fração Solar Residencial	23
Figura 12 – Fração Solar Comercial	23
Figura 13 - Vida Útil de Bateria Estacionária Fotovoltaica de Chumbo Ácido	26
Figura 14 - Viabilidade de um Sistema Residencial sem Bateria	30
Figura 15 -Viabilidade de um Sistema Comercial sem Bateria.....	32
Figura 16 - Viabilidade Econômica de um Sistema Residencial com Bateria	34
Figura 17 - Viabilidade Econômica de um Sistema Comercial com Bateria.....	36
Figura 18 – Fração Solar Mensal.....	37
Figura 19 - Relação entre a autonomia da bateria e a Fração Solar.....	37
Figura 20 - Comportamento de um Sistema com Bateria no Verão.....	38
Figura 21 - Comportamento de um Sistema com Bateria no Inverno	38
Figura 22 - Comportamento Anual de um Sistema com Bateria.....	39
Figura 23 – Variação do TIR em relação à Profundidade de Carga	40
Figura 24 - Variação do TIR em relação à Autonomia da Bateria.....	40
Figura 25 - Variação do TIR em Relação ao Preço da Bateria.....	41
Figura 26 - Evolução do TIR em Relação ao Preço do Inversor.....	42
Figura 27 - Evolução do TIR em Relação ao Preço da Bateria e dos Inversores para Sistemas com 24 horas de Autonomia	43
Figura 28 - Evolução do TIR em Relação ao Preço da Bateria e dos Inversores para Sistemas com 12 horas de Autonomia	43

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Fluxo de Caixa de um Sistema Fotovoltaico	13
Tabela 2 - Custo Nacionalizado de Equipamentos Fotovoltaicos	15
Tabela 3 - Preço do Watt-Pico instalado	15
Tabela 4 - Valores de Equipamentos para Sistema Híbrido	15
Tabela 5 - Radiação Solar de Salvador.....	17
Tabela 6 - Vida Útil de Bateria Estacionária Fotovoltaica de Chumbo Ácido	26
Tabela 7 - Cenário Padrão.....	27
Tabela 8 - Cenário 1	28
Tabela 9 - Fluxo de Caixa de um Sistema Residencial sem Bateria.....	29
Tabela 10 - Resultados Econômicos para o Cenário 1	29
Tabela 11 - Cenário 2.....	30
Tabela 12 - Fluxo de Caixa de um Sistema Comercial sem Bateria	31
Tabela 13 - Resultados Econômicos para o Cenário 2	31
Tabela 14 - Cenário 3.....	32
Tabela 15 - Fluxo de Caixa de um Sistema Residencial com Bateria.....	33
Tabela 16 - Resultados Econômicos para o Cenário 3	34
Tabela 17 - Cenário 4.....	35
Tabela 18 - Fluxo de Caixa de um Sistema Comercial com Bateria	35
Tabela 19 - Resultados Econômicos para o Cenário 4	36

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Cenário Nacional	1
1.2	Objetivo Geral	3
1.3	Objetivos Específicos	3
1.4	Organização do Trabalho	4
2	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	6
2.1	Sistemas	6
2.1.1	Módulo Fotovoltaico	8
2.1.2	Inversor	8
2.1.3	Armazenador de Energia	8
2.1.4	Controlador de Carga	9
2.2	Modelo Tarifário	9
2.2.1	Mercado	9
2.2.2	Classificação dos Consumidores	10
2.3	Ferramentas Econômicas	11
2.3.1	Valor Presente Líquido (VPL)	11
2.3.2	Taxa Interna de Retorno (TIR)	12
2.3.3	Payback	12
3	METODOLOGIA	13
3.1	Preço do Watt-Pico	13
3.2	Recurso Solar	16
3.3	Energia Gerada	18
3.4	SAM NREL	21
3.5	Curva de Carga	21
3.6	Autoconsumo e Fração Solar	22

3.7	Tarifas, Taxas e Impostos.....	23
3.8	Armazenamento de Energia	24
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	27
4.1	Cenário 1 – Residencial sem Bateria	28
4.2	Cenário 2 – Comercial sem Bateria	30
4.3	Cenário 3 – Residencial com Bateria	32
4.4	Cenário 4 – Comercial com Bateria	34
4.5	Diferentes Topologias.....	36
4.6	Soluções Possíveis.....	41
5	CONCLUSÃO	44
6	BIBLIOGRAFIA	45
	APÊNDICE I.....	48
	APÊNDICE II.....	50
	APÊNDICE III	52
	APÊNDICE IV	54
	ANEXO I.....	56
	ANEXO II.....	57
	ANEXO III	58
	ANEXO IV.....	59

1 INTRODUÇÃO

Segundo o relatório de (PEREZ e PEREZ, 2009), a fonte com maior potencial energético de geração é a solar, com a capacidade de produção anual de 23.000 TW, bem acima da demanda anual do planeta que é de 16 TW. Todavia, esse fenômeno não reflete como a energia é gerada atualmente, conforme o (IEA, 2014) os combustíveis fósseis representam 80% da geração de energia mundial.

Portanto, esses dados abrem precedentes para o crescimento da utilização de fontes renováveis e consequentemente a solar, pois se acredita que as fontes de geração a partir de combustíveis fósseis estarão mais escassas e consequentemente mais onerosas com o passar dos anos. Conforme mostra o relatório do (EIA, 2013), o consumo de energia mundial crescerá 56% até 2040, sendo que as fontes de geração renováveis crescerão à uma taxa de 2,5% ao ano nesse período segundo a mesma fonte.

1.1 Cenário Nacional

O cenário energético no Brasil é um pouco diferente do mundial, pois a maioria da energia elétrica consumida é proveniente de fontes hídricas, cerca de 65% segundo o Banco de Informação de Geração da ANEEL, como mostra a **Figura 1**:

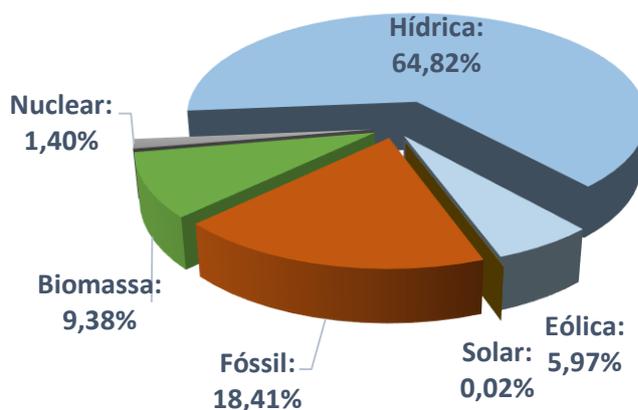


Figura 1 - Gráfico das Fontes de Geração de Eletricidade no Brasil

Fonte: Elaborado pelo autor com dados da (ANEEL, 2016)

Mas esse tipo de geração é um pouco controverso no que se diz respeito aos impactos ambientais, mesmo sendo uma fonte limpa e renovável, a sua implementação impacta profundamente o ecossistema onde é implantado. E se observa no gráfico da **Figura 1** que a energia solar no Brasil representa apenas 0,02% na geração de energia.

Porém, para diversificar a sua matriz energética e reduzir a emissão de combustíveis fósseis, o Brasil vem tomando algumas medidas para incentivar a implementação e desenvolvimento de fontes renováveis de geração de energia, como por exemplo, o PROINFA¹, o ProGD², os leilões de energia alternativa, as Resoluções Normativas da ANEEL e outros programas.

Alguns resultados já são observados no cenário atual, como a participação de 6% da fonte eólica na matriz energética brasileira que cresce a uma taxa de 65% ao ano, assim como a fotovoltaica, que mesmo com pouca participação na matriz energética nacional, cresce a uma taxa de mais de 100% ao ano desde 2012 segundo a (ANEEL, 2016).

Esse crescimento se deu a partir do dia 17 de abril de 2012, onde o Brasil deu um importante passo para a implementação e difusão da geração de energia fotovoltaica, com criação da Resolução Normativa ANEEL nº 482 (ANEEL, 2012), que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia e o sistema de compensação de energia elétrica.

Ela garante o acesso de qualquer consumidor a se tornar pequeno produtor de energia junto com o sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa.

Com esse sistema, gera-se um crédito para o consumidor, válido por 60 meses, que pode ser compensado com débitos de unidades consumidoras do mesmo CPF/CNPJ atendidas pela mesma distribuidora. Caso o excedente não seja compensado no prazo, é canalizado para a redução das tarifas. Porém, não é isso que ocorre com as tarifas.

Porque na contramão do estabelecido pela Resolução, o Convênio Confaz nº 6 (CONFAZ, 2016) determinou que a base de cálculo do ICMS deve considerar o valor

¹ PROINFA é a sigla para Programa de Incentivo às Fontes de Alternativas de Energia Elétrica que iniciou em 2004 com a instalação de um aerogerador na Ilha de Fernando de Noronha e foi o programa responsável pelo crescimento de diversas fontes de geração alternativas no Brasil, principalmente a eólica, com linhas de financiamento subsidiadas e outros incentivos (MME, 2004).

² ProGD é a sigla para Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica que tem como objetivo promover a ampliação da geração distribuída de energia elétrica com base em fontes renováveis e cogeração (MME, 2015).

integral da operação, antes de qualquer compensação, correspondente à quantidade total de energia entregue. Logo, a tributação pelo ICMS do valor integral da operação faz com que o investimento realizado com a instalação do sistema de medição líquida leve mais tempo para se pagar, porque a energia injetada será contabilizada pelo valor sem tributos e a energia consumida pelo seu valor pós-incidência de ICMS. Esse acréscimo de tempo será levado em conta pelos consumidores, o que criaria empecilhos à expansão da microgeração distribuída.

Porém, em 1º de março de 2016, a Resolução Normativa ANEEL nº 482 foi alterada e substituída pela Resolução Normativa ANEEL nº 687, dentre algumas alterações, uma delas foi a inclusão do Item 3.2.4 onde determina que as unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída podem operar em modo de ilha, desde que desconectadas fisicamente da rede de distribuição (ANEEL, 2016).

A inclusão desse item abriu precedentes para a realização deste trabalho, pois com a possibilidade da operação em modo ilha, que garante a utilização de armazenadores de energia, e com o Convênio Confaz nº6 que tributa sobre toda energia trocada com a rede, constatou a possibilidade de estudar a viabilidade técnica e econômica desse sistema.

Na Alemanha por exemplo, o sistema de geração com armazenamento de energia cresceu 35% em 2015, pois o governo federal alemão lançou em 2012 um subsídio para este tipo de sistema, a fim de dar mais independência aos consumidores e aliviar a matriz energética principal (LACEY, 2015). Isto mostra a possível viabilidade da implementação desse sistema no Brasil.

1.2 Objetivo Geral

Estudo de viabilidade e econômica da inserção de armazenadores de energia na geração distribuída de um sistema fotovoltaico.

1.3 Objetivos Específicos

Para que o objetivo geral possa ser atingido com êxito, foram listados alguns tópicos a serem cumpridos:

- Analisar o modelo tarifário aplicado na região;
- Estudar métodos de armazenamento de energia para geração fotovoltaica;

- Estudar topologias com diferentes proporções entre geração e armazenamento;
- Estudar cenários que viabilizem o armazenamento de energia;
- Definir quais serão os métodos de armazenamento de energia que poderá ser utilizado.

1.4 Organização do Trabalho

O primeiro capítulo é o introdutório cujo propósito é mostrar o objetivo do trabalho. Como se trata de um trabalho sobre energia fotovoltaica que está inserida no contexto das energias renováveis, inicialmente se apresentou o cenário energético mundial e o nacional. No nacional, foi apresentado as resoluções normativas, os incentivos e as barreiras da tecnologia. E por fim, apresentar o porquê de chegar a esse tema, o Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica da Inserção de Armazenadores de Energia na Geração Distribuída.

O segundo capítulo é relativo as Referências Bibliográficas, onde foi reunido todo o conhecimento teórico para a realização do trabalho. Nesse caso, foi explicado primeiramente os equipamentos integrados no sistema, que são os módulos fotovoltaicos, inversores, armazenadores de energia e controladores de carga. Para depois mostrar o atual modelo tarifário brasileiro, desde os tipos de mercado à classificação dos consumidores. Para então mostrar as ferramentas econômicas necessárias para a elaboração do trabalho, que são o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Payback simples e descontado.

O terceiro capítulo é sobre a Metodologia, que explica os meios tomados para atingir os resultados. Inicialmente mostrou como foi calculado o preço do Watt-Pico e conseqüentemente o custo do sistema. Para então mostrar os valores de recurso solar. Como também, calcular a energia gerada do sistema e a sua perda de produtividade. Bem como mostrar os perfis de consumo que foram analisados e o seu autoconsumo, que é a energia gerada consumida no ato. E também as tarifas, taxas e impostos incidentes antes e depois da implantação do sistema. E por fim, como dimensionar o armazenamento de energia para sistemas fotovoltaicos.

O quarto capítulo são os Resultados e Discussões do trabalho. Foram analisados quatro cenários diferentes, o residencial sem bateria, o residencial com bateria, o comercial sem bateria e o comercial com bateria. Todos os resultados de todas as ferramentas econômicas desses cenários foram apresentados. Depois disso, tomou-se como referência o cenário comercial, para fazer diferentes suposições com variação de

preço e com diversas topologias para achar uma solução viável que possa comparar o sistema conectado à rede com o sistema híbrido.

O quinto capítulo é a conclusão do trabalho, onde os resultados apresentados foram avaliados, se foram positivos ou não e se o objetivo foi alcançado. Também foram mostradas as principais variáveis que influenciaram no resultado do trabalho e o porquê. Assim como, sugestões de trabalhos futuros com os resultados aqui encontrados.

2 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

2.1 Sistemas

O sistema fotovoltaico pode ser dividido por duas formas; o conectado à rede (on-grid), isolado (off-grid) e suas variações.

O sistema fotovoltaico conectado à rede, como o próprio nome diz, é o conectado à rede de distribuição da concessionária ou permissionária de energia. Ele funciona da seguinte maneira, o sistema gera energia elétrica, porém se a unidade consumidora não consumir aquela energia no momento, ele a envia para a rede, para que ela possa ser utilizada num momento onde não há geração ou que a geração seja insuficiente, como por exemplo à noite. A **Figura 2** demonstra:

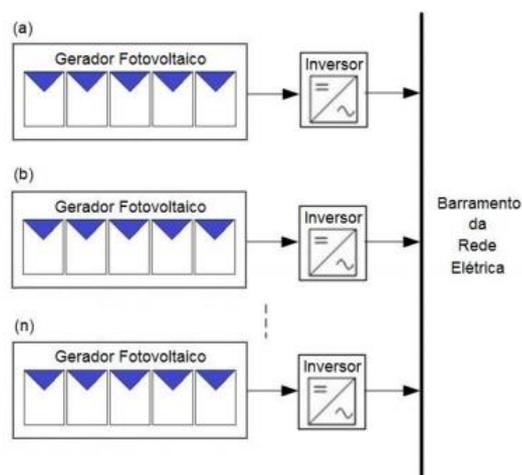


Figura 2- Configuração de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

Fonte: (PINHO, JOÃO TAVARES; GALDINO, MARCO ANTÔNIO;, 2014)

O sistema fotovoltaico isolado é àquele que geralmente é instalado onde não tenha fornecimento de energia elétrica, necessita de uma fonte de armazenamento de energia, que normalmente é feito por baterias, como mostra a **Figura 3**:

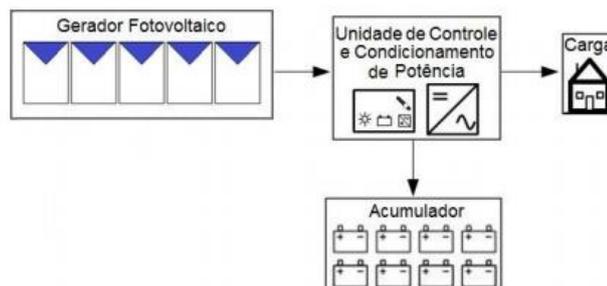


Figura 3 – Configuração Básica de um Sistema Fotovoltaico Isolado

Fonte: (PINHO, JOÃO TAVARES; GALDINO, MARCO ANTÔNIO;, 2014)

Porém existem outras variações do uso do sistema fotovoltaico. Uma delas é o direto, onde o equipamento é conectado diretamente ao painel fotovoltaico, porém a desvantagem é que ela funciona apenas quando há iluminação. E a outra é o sistema conhecido como híbrido, vide **Figura 4**, quando um sistema fotovoltaico conectado à rede possui um armazenador de energia, este sistema será o abordado no trabalho.

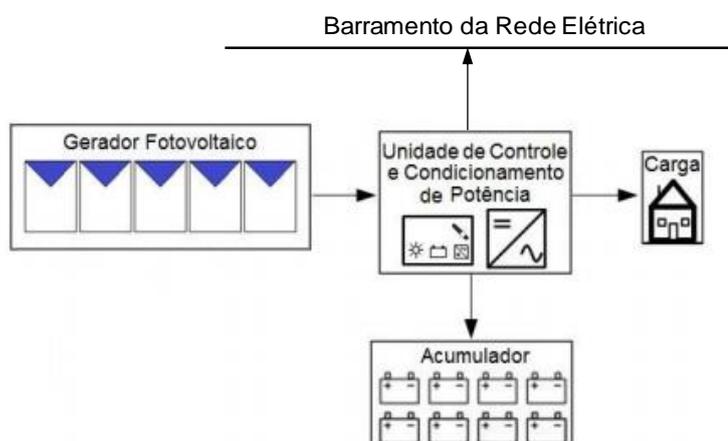


Figura 4 - Configuração Básica de um Sistema Híbrido

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de (PINHO e GALDINO, 2014)

Os equipamentos necessários para montar o sistema é: um bloco gerador, um bloco de condicionamento de potência e, opcionalmente, um bloco de armazenamento (PINHO, JOÃO TAVARES; GALDINO, MARCO ANTÔNIO;, 2014). Esses equipamentos serão mostrados e explicados nos tópicos abaixo:

2.1.1 Módulo Fotovoltaico

A célula fotovoltaica é o componente gerador do sistema, que a partir do efeito fotovoltaico, descoberto por Becquerel em 1839, cria a tensão ou corrente elétrica após a sua exposição à luz (SANDIA, 2016). Logo, o módulo fotovoltaico é composto por células fotovoltaicas conectadas em arranjos para produzir tensão e corrente suficientes para a utilização prática da energia, ao mesmo tempo em que promove a proteção das células (PINHO, JOÃO TAVARES; GALDINO, MARCO ANTÔNIO;, 2014).

O princípio básico de um dispositivo fotovoltaico consiste de dois materiais que diferem em propriedades eletrônicas, um rico em elétrons e outro, deficiente. Esses materiais são colocados entre dois eletrodos formando uma célula com contato em frente e atrás. Quando a luz atinge os dois materiais geram pares de buracos e elétrons. Esses portadores de carga fotogerados são separados na interface entre os dois materiais por um campo elétrico interno, resultando na geração de energia elétrica (GINLEY e CAHEN, 2012).

Existem diversas tecnologias para a geração de energia a partir do efeito fotovoltaico; silício cristalino, silício amorfo hidrogenado, telureto de cádmio e outros. Porém, os mais utilizados comercialmente são os de silício cristalino, que são divididos em dois tipos, silício monocristalino e silício policristalino. Nesse trabalho é utilizado módulo com células de silício monocristalino, pois ele é o mais atrativo financeiramente.

2.1.2 Inversor

O papel principal do inversor solar no sistema fotovoltaico é inverter a energia elétrica gerada pelos painéis, de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA). O Seu papel secundário é garantir a segurança do sistema e medir a energia produzida pelos painéis solares (Portal Solar, 2016).

2.1.3 Armazenador de Energia

Mais conhecido como bateria, ele tem a função de armazenar a energia gerada para usar quando houver necessidade. Eles sempre foram usados em sistemas isolados, porém a partir do Item 3.2.4 da Resolução Normativa ANEEL nº 687 é possível utilizar nos sistemas on-grid, e pode servir também contra ilhamento, no caso de falta de energia da rede elétrica.

Existem diversos tipos de armazenamentos de energia, porém o que geralmente é usado para sistemas fotovoltaicos é o armazenamento por baterias eletroquímicas. E dentre os acumuladores eletroquímicos, a bateria Chumbo-ácido (Pb-ácido) será utilizada neste trabalho pois é a tecnologia mais empregada do mercado nacional.

2.1.4 Controlador de Carga

Controladores de Carga geralmente são incluídos em Sistemas Fotovoltaicos Isolados com o objetivo de proteger a bateria (ou banco de baterias) contra cargas e descargas excessivas, aumentando a sua vida útil. Como também na distribuição da energia gerada (PINHO, JOÃO TAVARES; GALDINO, MARCO ANTÔNIO;, 2014).

2.2 Modelo Tarifário

A resolução que rege atualmente o sistema elétrico brasileiro é a resolução ANEEL nº 414 de 2010. E toda a análise tarifária mostrada nesse trabalho é àquela cobrada pela Energisa Sergipe do Grupo Energisa.

O modelo tarifário brasileiro possui a seguinte disposição, ele é primeiramente dividido em dois tipos de mercados, o mercado livre e o mercado cativo. Dentre o mercado cativo que será o utilizado, classifica-se os grupos por tensão, Grupo A e Grupo B, alta e baixa tensão. E dentro dos grupos, os subgrupos que determinam o tipo de consumidor.

2.2.1 Mercado

O mercado de energia brasileiro está dividido em ACR (Ambiente de Contratação Regulada), onde estão os consumidores cativos, e ACL (Ambiente de Contratação Livre), formado pelos consumidores livres (MLEE, 2016).

2.2.1.1 Mercado Livre

Os consumidores livres são aqueles que compram energia diretamente dos geradores ou fornecedores, através de contratos bilaterais com condições livremente negociadas, como preço, prazo, volume e etc (MLEE, 2016). Ela representa a menor parte no mercado de energia elétrica brasileiro com 25% de participação como mostra a **Figura 5**.

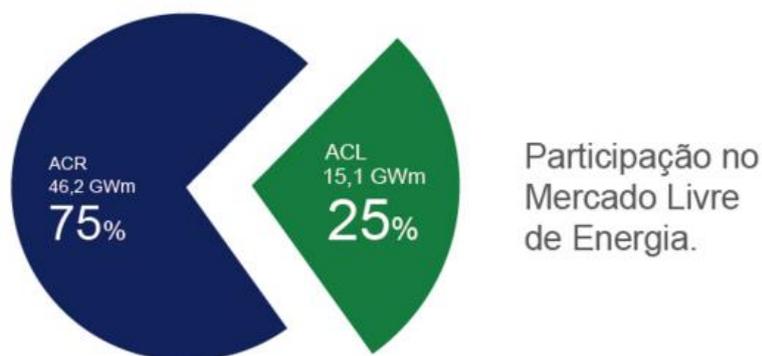


Figura 5 - Mercado Cativo vs Mercado Livre

Fonte: (MLEE, 2016)

2.2.1.2 Mercado Cativo

Os consumidores cativos são os consumidores tradicionais, são aqueles que compram a energia das concessionárias de distribuição às quais estão ligados. Cada unidade consumidora paga apenas uma fatura de energia por mês, incluindo o serviço de distribuição e a geração da energia, e as tarifas são reguladas pelo Governo (MLEE, 2016).

Todo esse trabalho será baseado no Mercado Cativo.

2.2.2 Classificação dos Consumidores

No Brasil, as unidades consumidoras são classificadas em dois grupos tarifários: o Grupo A e o Grupo B. O agrupamento é definido para diferenciar se é tarifa monômnia³ ou tarifa binômnia⁴, a função do nível de tensão em que são atendidos e a função da demanda (kW) (MME, 2011).

2.2.2.1 Grupo A

São os consumidores atendidos em Alta Tensão, acima de 2.300 volts, cuja tarifa aplicada é a binômnia. Geralmente, constituem os consumidores do Grupo A, indústrias, shopping centers, e alguns edifícios comerciais. Esse grupo é subdividido de acordo com a tensão de atendimento, como será mostrado a seguir:

- Subgrupo A1 – tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;

³ Tarifa Monômnia é a tarifa de fornecimento de energia elétrica constituídas por preços aplicáveis unicamente ao consumo de energia elétrica ativa (baixa tensão) (COPEL, 2008)

⁴ Tarifa Binômnia é o conjunto de tarifas de fornecimento constituídos por preços aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda faturável (alta tensão) (COPEL, 2008)

- Subgrupo A2 – tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
- Subgrupo A3 – tensão de fornecimento de 69 kV;
- Subgrupo A3a – tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;
- Subgrupo A4 – tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV;
- Subgrupo AS – tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

2.2.2.2 Grupo B

O Grupo B corresponde as unidades consumidoras atendidas em tensão abaixo de 2.300 volts. Em geral, estão nesta classe as residências, lojas, agências bancárias, pequenas oficinas, edifícios residenciais, grande parte dos edifícios comerciais e a maioria dos prédios públicos federais, uma vez que, na sua maioria são atendidos nas tensões de 127 e 220 volts (MME, 2011). Ele é dividido em Subgrupos, de acordo com a atividade do consumidor, como apresentados a seguir:

- Subgrupo B1 – Residencial;
- Subgrupo B2 – Rural;
- Subgrupo B3 – Demais Classes;
- Subgrupo B4 – Iluminação Pública.

2.3 Ferramentas Econômicas

2.3.1 Valor Presente Líquido (VPL)

É o cálculo de quanto os futuros pagamentos somados a um custo inicial estariam valendo atualmente. Pois, o dinheiro de hoje não valerá a mesma quantia amanhã devido a juros, inflação e outras variáveis. A equação para o cálculo do VPL é:

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{Fc_t}{(1+r)^t} \quad (1)$$

Onde:

I_0 = Investimento Inicial

Fc_t = Fluxo de Caixa do Projeto no Período t

r = Taxa de Desconto

t = período

n = horizonte de análise do fluxo de caixa

Se o VPL for positivo, as receitas do projeto superam o valor investido somado às despesas do projeto, desta forma os casos considerados economicamente viáveis são os que apresentam VPL maior do que zero.

Para este trabalho, servem como direcionadores a remuneração de títulos públicos federais e a taxa de juros SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia), a qual é fixada pelo COPOM (Comitê de Política Monetária).

2.3.2 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno (TIR), em inglês IRR (*Internal Rate of Return*), é uma taxa de desconto hipotética que, quando aplicada a um fluxo de caixa, faz com que os valores das despesas, trazidos ao valor presente, seja igual aos valores dos retornos dos investimentos, também trazidos ao valor presente (KEYNES, 1936).

$$VPL = 0 = \text{Investimento Inicial} + \sum_{t=1}^N \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} \quad (2)$$

Onde:

$$F_t = \text{Fluxo de Caixa de cada período}$$

Seu valor deve ser maior do que a Taxa Média de Atratividade (TMA), que é a taxa que o dinheiro renderia se não estivesse nesse investimento.

2.3.3 Payback

É o tempo decorrido entre o investimento inicial e o momento no qual o lucro líquido acumulado se iguala ao valor desse investimento. Ele pode ser caracterizado em payback simples e descontado.

2.3.3.1 Payback Simples

Quando é calculado com base no fluxo de caixa e investimento, sem considerar a taxa de desconto.

2.3.3.2 Payback Descontado

Quando se considera os valores trazidos ao presente líquido, considerando taxas, inflação e outras variáveis.

3 METODOLOGIA

Esse trabalho tem como objetivo mostrar uma análise de viabilidade econômico-financeira de um sistema fotovoltaico híbrido com armazenadores de energia, e para fazê-la, depende de maneira geral das condições a seguir:

- Investimento necessário para a implementação do sistema;
- Recurso Solar;
- A energia gerada pelo sistema;
- Uso do software SAM NREL;
- Tarifa, taxas e impostos que são incidentes;
- Curva de carga e perfil de consumo;
- Energia injetada na rede, nos armazenadores de energia e o autoconsumo.

Além dessas condições é importante observar o fluxo de caixa do projeto, pois geralmente ele é considerado como uma entrada e que no caso desse trabalho, é a diferença da economia anual do projeto após a instalação do sistema e os impostos e a depreciação. Como mostra a **Tabela 1**:

Tabela 1 - Fluxo de Caixa de um Sistema Fotovoltaico

Ano	0	1	2	3	...	25
		Economia	Economia	Economia		Economia
Fluxo de Caixa	-Investimento	-Impostos	-Impostos	-Impostos	...	-Impostos
		-Depreciação	-Depreciação	-Depreciação		- Depreciação

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de (NAKABAYASHI, 2014)

3.1 Preço do Watt-Pico

Para fazer uma estimativa do investimento necessário para a implantação do sistema, deve-se saber os valores dos equipamentos e dos serviços. Vale ressaltar que boa parte dos equipamentos fotovoltaicos são importados, logo sofrem grande influência do câmbio e da volatilidade do mercado.

Os valores são mostrados em (R\$/Wp), que é o custo em reais, de cada parte do sistema. Seguindo o esquema da (ABINEE, 2012), serão tomadas algumas premissas para chegar ao valor real de instalação do sistema, que são:

- Nacionalização do preço dos equipamentos importados (baseado na cotação atual da moeda);
- Incidência de Imposto de Importação (II), sobre módulos (NCM 8541.40.32) igual a 12% e inversores importados (14%) (FAZENDA, 2011);
- A alíquota do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) incidente sobre módulos fotovoltaicos (NCM 8541.40.32) é 0%, conforme Tabela de Incidência do Imposto sobre Produtos Industrializados (TIPI) anexa ao Decreto nº 7.660, de 23/12/2011. Há, entretanto, incidência de alíquota de IPI de 15% sobre os inversores importados;
- Alíquota de ICMS para módulos é 0%, porém para inversores é variada por Estado;
- Incidência de PIS (1,65%) e COFINS (7,6%) sobre os módulos e inversores “por dentro”, ou seja, com efeito combinado de $1 / (1 - 0,0165 - 0,076) = 10,2\%$;
- Utilização de valores representativos de serviços aduaneiros;
- Aquisição de projetos e demais componentes nacionais (estrutura de fixação de módulos, disjuntores, cabos etc.). Cabe ressaltar que há produção nacional de inversores, com alíquota nula sobre o IPI e, dependendo do Estado, existe também isenção de ICMS para equipamentos fotovoltaicos.

A partir da Energy Trend, uma organização norte-americana que estima os valores de equipamentos fotovoltaicos, pôde-se conhecer os valores dos produtos que são importados. Na última atualização em 10 de julho de 2016, os módulos monocristalinos estavam custando 0,536 US\$/Wp e os inversores grid-tie 0,25 US\$/Wp para aqueles com capacidade menor que 5 kW e 0,13 US\$/Wp para os maiores de 10 kW (ENERGYTREND, 2016). A partir desses dados, foi possível confeccionar a **Tabela 2** que mostra o custo nacionalizado dos equipamentos fotovoltaicos:

Tabela 2 - Custo Nacionalizado de Equipamentos Fotovoltaicos

	Módulo	Inversor (<5kW)	Inversor (>10kW)
Preços Internacionais dos Equipamentos (US\$/Wp)	0,536	0,25	0,13
Equipamentos + Frete + Seguro (US\$/Wp)	0,08	0,015	0,012
Impostos + Taxas + Importação (US\$/Wp)	0,10	0,02	0,02
Custo Nacionalizado (US\$/Wp)	0,636	0,285	0,162
Câmbio (US\$/R\$)		3,25	
Custo Nacionalizado (R\$/Wp)	2,33	0,93	0,53

Fonte: Elaborado pelo autor com dados da (ENERGYTREND, 2016), (ABINEE, 2012) e (FAZENDA, 2011)

E a partir dos preços de mercado, é possível concluir o preço final de instalação de um sistema fotovoltaico, vide **Tabela 3**:

Tabela 3 - Preço do Watt-Pico instalado

Instalação	Até 5kW	A partir de 10 kW
Cabos e proteções	0,75	0,60
Sistema de fixação	1,25	0,80
Demais Custos	1,25	1,00
Equipamentos	3,25	2,85
Custo do Sistema (R\$/Wp)	6,50	5,25

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de (NAKABAYASHI, 2014) e (ABINEE, 2012)

Porém, como o objetivo deste trabalho é também fazer uma análise de um sistema híbrido com armazenadores de energia, logo também foi feito um estudo de custo para este caso.

Segundo pesquisas de mercado, o inversor habilitado para este tipo de sistema é geralmente 2,2 vezes mais caro que o inversor grid-tie convencional, pois ele também funciona como controlador de carga. E os valores das baterias são medidas em (R\$/Ah) e também foram obtidas a partir de pesquisa de mercado, já que boa parte é fruto da indústria nacional. A **Tabela 4** mostra os valores de mercado para este tipo de sistema:

Tabela 4 - Valores de Equipamentos para Sistema Híbrido

Custo com Bateria	Inversor (<5kW) (R\$/Wp)	Bateria (>100Ah) (R\$/Ah)
Equipamentos	2,26	4,68

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de pesquisas de mercado

Como o inversor para sistemas híbridos custa 2,26 (R\$/Wp), logo o preço de instalação deste sistema completo é de 7,71 (R\$/Wp) para sistemas residenciais e 6,86 (R\$/Wp) para sistemas comerciais, sem contar o custo adicional de 4,68 (R\$/Ah) dos armazenadores de energia. A **Figura 6** mostra mais detalhado a distribuição de preço do Sistema.

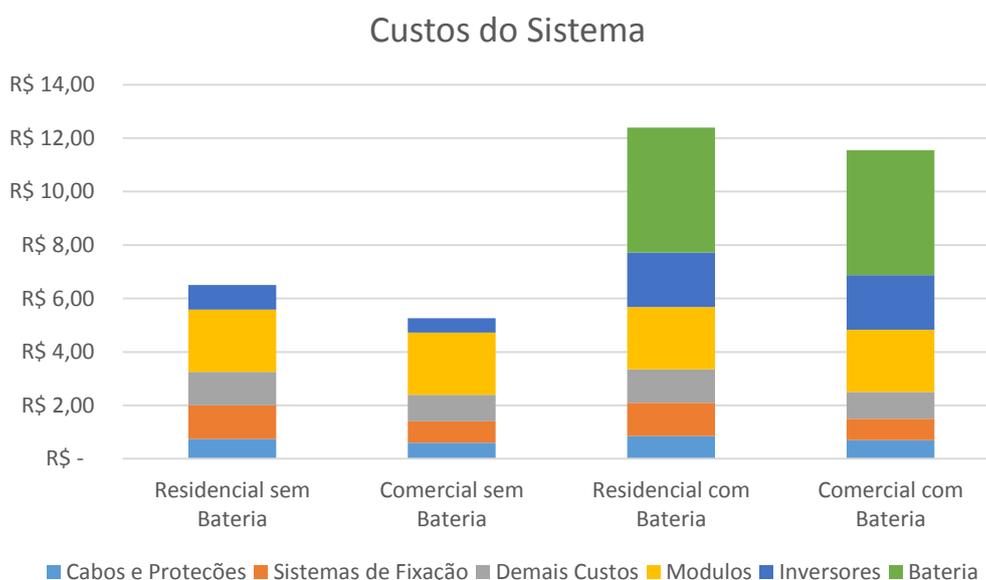


Figura 6 - Custos de um Sistema Fotovoltaico

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de (NAKABAYASHI, 2014) e (ABINEE, 2012)

3.2 Recurso Solar

A primeira avaliação a ser feita antes de iniciar um projeto fotovoltaico é avaliar a disponibilidade de matéria prima da fonte geradora, a radiação solar local.

A medição de recurso solar demanda uma aparelhagem sofisticada e tempo para garantir mais segurança nos resultados. Porém, existem banco de dados de literaturas já publicadas com resultados seguros de algumas localidades.

A análise desse trabalho será feita a partir do software SAM NREL, e a cidade mais próxima de Aracaju que ele possui no seu banco de dados, é a cidade de Salvador, logo os valores utilizados estão na **Tabela 5**.

A unidade utilizada para a Média Mensal da Irradiação Solar Diária é kWh/m²dia.

Tabela 5 - Radiação Solar de Salvador

Estação: Salvador
Município: Salvador – BA, Brasil
Latitude: 13° S
Longitude: 38,51° O
Distância do ponto de ref. (13° S; 38° O):55,4 km

ÂNGULO	INCLINAÇÃO	IRRADIAÇÃO SOLAR DIÁRIA, MÉDIA MENSAL (KWH/M²DIA)							
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	
Plano horizontal	0°	6,50	6,33	5,50	4,25	3,97	3,53	4,03	
Ângulo igual à latitude	13°	6,03	6,09	5,53	4,46	4,36	3,94	4,49	
Maior média anual	8°	6,24	6,21	5,54	4,40	4,23	3,80	4,33	
Maior mínimo mensal	33°	4,95	5,29	5,17	4,48	4,63	4,28	4,86	
		Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta	
Plano horizontal	0°	5,14	5,06	5,67	6,53	6,75	5,27	3,22	
Ângulo igual à latitude	13°	5,56	5,18	5,53	6,11	6,19	5,29	2,25	
Maior média anual	8°	5,42	5,16	5,61	6,30	6,43	5,31	2,63	
Maior mínimo mensal	33°	5,78	4,99	4,94	5,08	4,98	4,95	1,50	

Fonte: (CRESESB, 2016)

O plano Horizontal é quando o instrumento de medição é colocado paralelo ao solo, com nenhuma inclinação. O ângulo igual à latitude, é quando o instrumento é colocado no mesmo ângulo da latitude, perpendicular à radiação. A maior média anual é o ângulo que garante a maior radiação durante o ano, usado para projetos conectados à rede. E o maior mínimo mensal é o ângulo que vai obter o maior valor mínimo mensal, esse dado pode ser útil num dimensionamento de sistemas isolados.

Para um projeto de um SFCR é usual utilizar ou os Dados do Ângulo Igual à Latitude ou o da Maior Média Anual, isso quer dizer que a instalação de um sistema fotovoltaico na cidade de Salvador deve ser entre 8° e 13° apontado para o norte. É importante observar a inclinação do local onde será instalado e somar ou fazer a diferença com os ângulos citados.

Porém o valor de maior mínimo mensal não pode ser descartado na circunstância de um sistema híbrido. Porque devido a existência de armazenadores de energia, o sistema fica mais suscetível às variações climáticas, e esse ângulo implica as menores variações durante o ano. O capítulo 4.5, nas Figura 18, Figura 20 e Figura 21, explica melhor esse comportamento.

3.3 Energia Gerada

Para a estimativa da energia fotovoltaica gerada, adotam-se algumas premissas do ponto de vista do desempenho do sistema, que é chamada de eficiência global. Ela é a taxa de desempenho (*PR – Performance Ratio*), que é a relação entre o desempenho real do sistema sobre o desempenho máximo teórico possível. Essa relação é um parâmetro para avaliar a geração de energia elétrica por levar em consideração todas as possíveis perdas como, queda de tensão devido à resistência de conectores e cabeamentos, sujeira na superfície do painel, sombreamento, eficiência do inversor, carregamento do inversor, descasamento (*mismatch*) entre módulos de mesmo modelo (diferenças entre as suas potências máximas), resposta espectral, temperatura operacional e outros (PINHO e GALDINO, 2014).

Uma relação interessante para se mensurar a Taxa de Desempenho é entre a produtividade do sistema Y_f (*final yield*) e a produtividade de referência Y_r (*reference yield*).

Onde a produtividade do sistema significa a relação da energia gerada de fato e a potência nominal do gerador fotovoltaico. Como está expressa na fórmula abaixo segundo (MARION, ADELSTEIN e BOYLE, 2005):

$$Y_f = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P(t) dt}{P_o} = \frac{E}{P_o} \quad (3)$$

$P(t)$ = Potência Instatânea do Sistema

P_o = Potência Nominal da Unidade Geradora

E = Energia entregue pelo sistema em um período de tempo ($t_2 - t_1$)

Já a produtividade de referência representa o número de horas equivalentes de irradiância igual a 1000 W/m^2 , esta grandeza depende do local, orientação, inclinação do módulo e de condições de tempo (MARION, ADELSTEIN e BOYLE, 2005). Ela está expressa na fórmula abaixo:

$$Y_r = \frac{\int_{t_1}^{t_2} H(t) dt}{H_{ref}} \quad (4)$$

Onde:

$$H(t) = \text{Irradiância Solar Incidente no Plano Gerador} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right)$$

$$H_{\text{ref}} = \text{Irradiância considera em } 1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}, \text{ para um período de 24 horas}$$

Logo, segundo (MARION, ADELSTEIN e BOYLE, 2005), a Taxa de Desempenho (*PR – Performance Ratio*) pode ser calculada com a relação das duas produtividades, como mostra a fórmula abaixo:

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (5)$$

A **Figura 7** mostra os resultados de avaliação de Taxa de Desempenho de 527 SFCRs situados em sua maioria na Alemanha e com potência menor que 10 kWp.

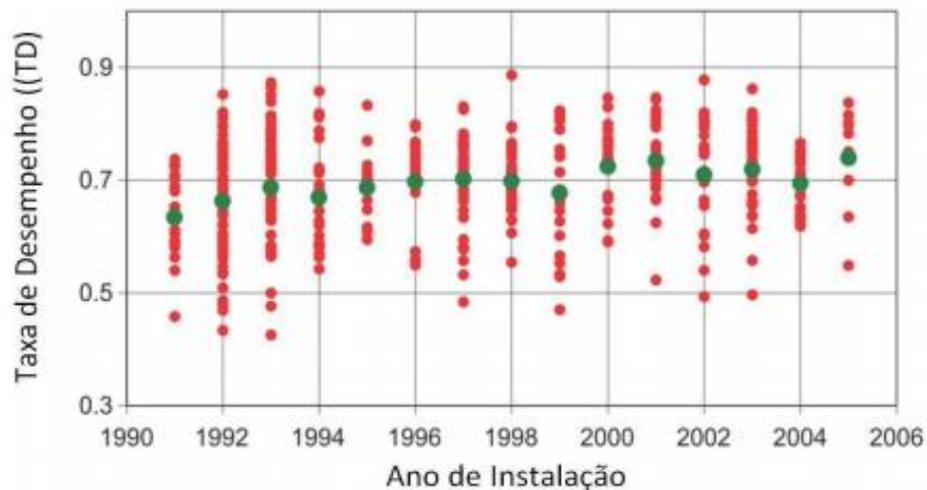


Figura 7 - Taxa de Desempenho (TD) de 527 SFCRs na Europa Ocidental

Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

Pode-se observar uma tendência média entre 70 e 75% para os anos mais recentes. No Brasil, para ambientes bem ventilados e não sombreados é aconselhável usar em projetos uma eficiência entre 70 e 80%.

Para este trabalho será considerado o valor de 75% para a eficiência global.

Outra figura de mérito, geralmente utilizada em usinas de geração de energia elétrica, é o Fator de Capacidade (FC), que representa a disponibilidade de uma usina em um determinado período, ou seja, é a energia efetivamente produzida por uma usina dividida pela produção que teria funcionando em sua capacidade nominal durante o

período. Por exemplo, dizer que uma usina possui um fator de capacidade de 50% é o equivalente a dizer que esta usina gera em um ano a quantidade de energia que geraria trabalhando em sua capacidade nominal durante seis meses (NAKABAYASHI, 2014). O fator de capacidade pode ser expresso pela equação abaixo:

$$FC = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P(t) dt}{P_o(t_2 - t_1)} \quad (6)$$

Onde:

$P(t)$ = Potência Instantânea

P_o = Potência Nominal da Unidade Geradora

A cidade de Salvador, que é a base de estudo deste trabalho, possui um índice de Fator de Capacidade de 17,2%.

Logo, a equação de Energia Gerada considerando o Fator de Capacidade é:

$$E = P_o * FC * (t_2 - t_1) \quad (7)$$

Outro fator importante para considerar na geração é a redução de produtividade de um sistema fotovoltaico, o valor adotado deste trabalho será 0,5% a.a. seguindo a premissa do trabalho de (NAKABAYASHI, 2014). Na **Figura 8** é possível observar a geração de um sistema residencial e sua redução de produtividade ao longo dos anos.

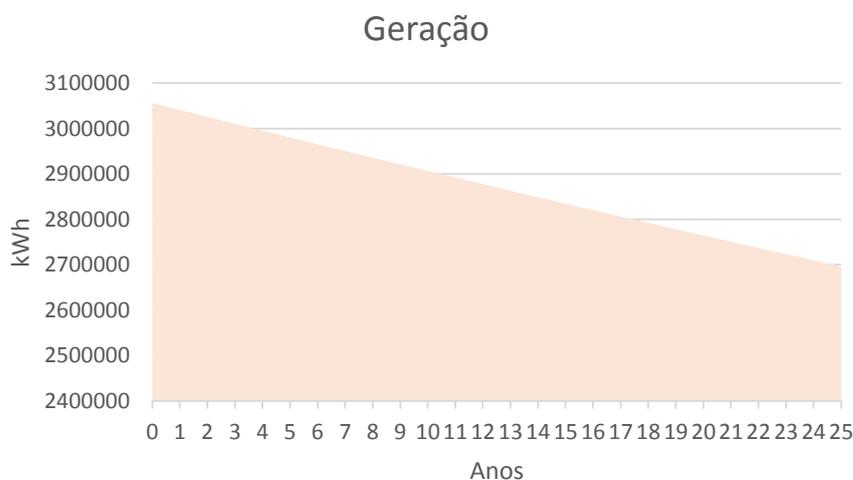


Figura 8 - Geração Fotovoltaica ao longo dos anos

Fonte: Elaborado pelo autor

3.4 SAM NREL

O SAM (*System Advisor Model*) é um software norte-americano desenvolvido pelo NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) que é um órgão estatal vinculado ao Departamento de Energia Norte-Americano.

Ele é capaz de fazer análises técnicas e econômicas de sistemas fotovoltaicos. A partir dele foram recolhidos os dados de geração e de consumo para este trabalho e ele disponibilizou todos os dados horários durante um ano. Porém, por ser norte-americano, a realidade tarifária e tributária não se encaixou na realidade do trabalho, por isso este trabalho foi realizado em uma planilha de cálculo.

3.5 Curva de Carga

Curva de carga é o perfil de consumo de um tipo de cenário. Neste trabalho são analisados dois tipos de perfis, o primeiro é um perfil residencial com consumo médio de 600kWh/mês e o segundo é um perfil comercial de pequeno porte com consumo médio de 2.600kWh/mês.

O perfil residencial se caracteriza pelo baixo consumo durante o dia e o alto consumo nos horários de pico, que são das 18 às 22 horas. No entanto, o perfil comercial é caracterizado pelo alto consumo durante o dia e com uma curva descendente nos horários de pico.

A **Figura 9** e a **Figura 10** mostram o comportamento dos perfis médio residencial e comercial. Essas curvas foram feitas com auxílio do software SAM NREL.

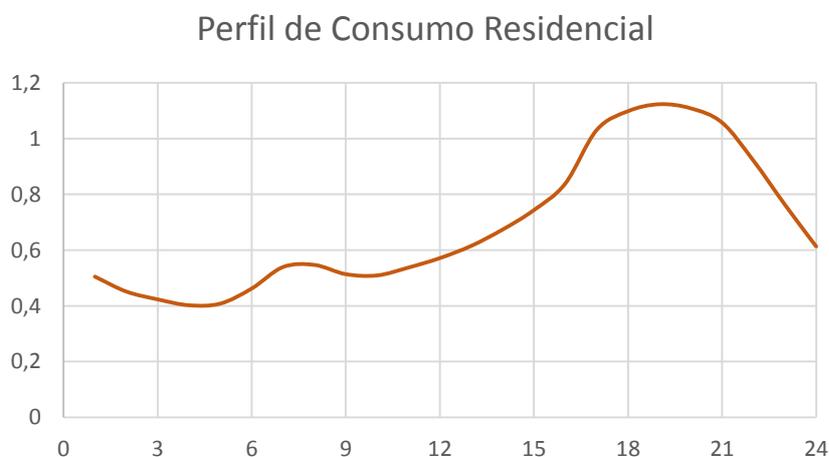


Figura 9 - Perfil de Consumo Residencial (kWh x hora)

Fonte: Adaptada pelo autor a partir do SAM NREL

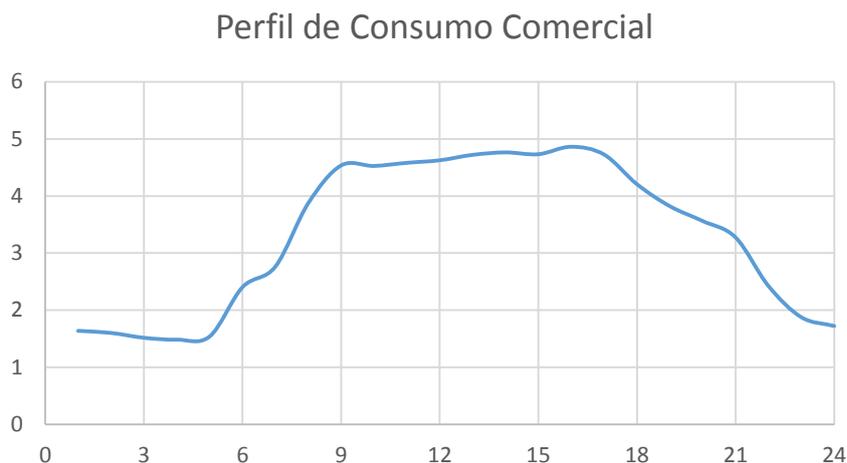


Figura 10 - Perfil de Consumo Comercial (kWh x hora)

Fonte: Adaptada pelo autor a partir do SAM NREL

3.6 Autoconsumo e Fração Solar

Outra figura importante na análise da viabilidade da microgeração fotovoltaica é o autoconsumo (vide Convênio ICMS/CONFAZ 6/2013), que é a parcela da energia gerada pelo sistema fotovoltaico que é consumida no próprio local, ou seja, a parcela de energia que não é injetada na rede elétrica. O autoconsumo depende basicamente de dois fatores: a curva de geração fotovoltaica e a curva de carga do consumidor-produtor (NAKABAYASHI, 2014).

Assim como a Fração Solar, que é a porcentagem de energia fotovoltaica consumida num dia, como mostra as **Figura 11** e **Figura 12** onde têm as regiões I e II. Define-se a área da região I como a energia fotovoltaica gerada que é entregue à rede e a área II, que não é injetada na rede elétrica. Graficamente, o percentual de fração solar é dado pela divisão da área [II] pela área [I + II] (NAKABAYASHI, 2014).

Como o software ofereceu valores horários de geração e consumo, o autoconsumo foi feito instantaneamente. E os valores médios de Fração Solar para o perfil residencial é de 59,6% e o perfil comercial tem 67,9%, essa porcentagem indica a quantidade de energia que não é tributada.

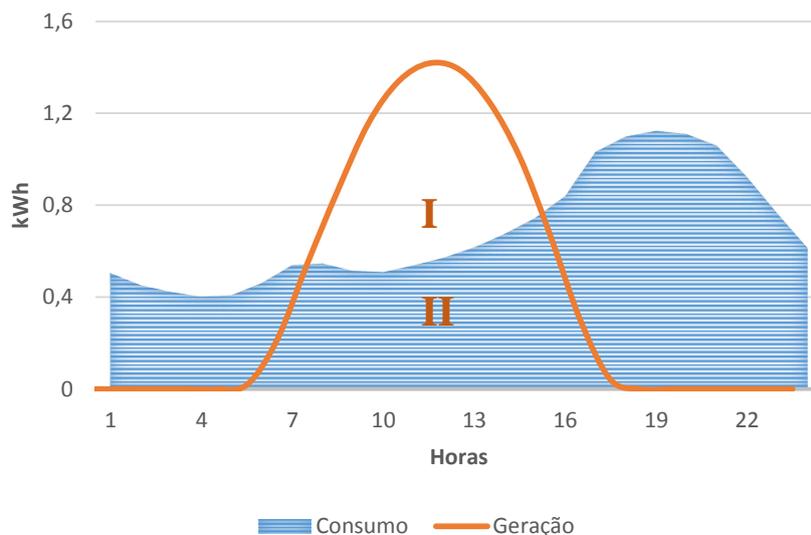


Figura 11 – Fração Solar Residencial

Fonte: Elaborado pelo autor a partir do SAM NREL

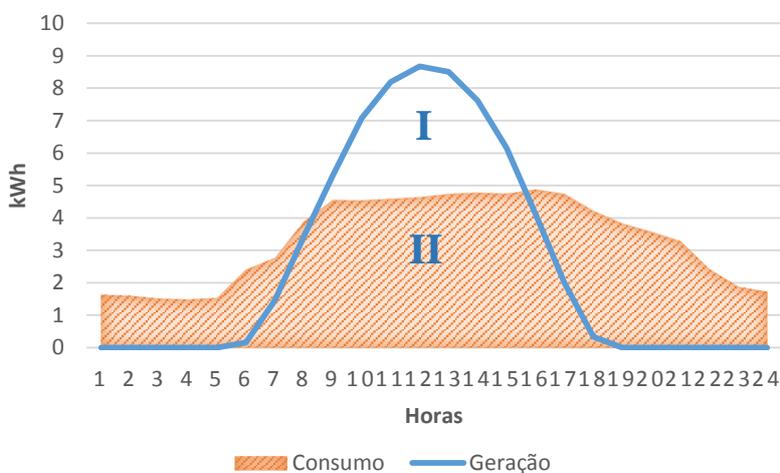


Figura 12 – Fração Solar Comercial

Fonte: Elaborado pelo autor a partir do SAM NREL

3.7 Tarifas, Taxas e Impostos

Com o percentual de autoconsumo é possível saber a quantidade de impostos que será incidente na tarifa. A tarifa tradicional contém a taxa de disponibilidade, o PIS e COFINS, o ICMS e a contribuição de iluminação pública. Após a instalação de um sistema fotovoltaico, o PIS e COFINS é isento, porém a taxa de disponibilidade, o ICMS

e a contribuição de iluminação pública continuam a ser cobradas. Sendo que, apenas o ICMS é cobrado conforme o consumo segundo o (CONFAZ, 2016).

Como já temos os valores de fração solar, 59,6% para um perfil residencial e 67,9% para um perfil comercial, isso quer dizer que: apenas 40,4% do consumo da unidade residencial é tributada e 32,1% da unidade comercial. O ICMS em ambos os casos é 27%, vide ANEXO III, porém como ele é cobrado "por dentro", considerando uma base de cálculo com outros impostos, logo seu valor real é em torno de 33%.

Porém vale ressaltar que os valores de fração solar variam bastante durante o ano, que conseqüentemente influencia a sua tributação.

3.8 Armazenamento de Energia

O armazenamento de energia para sistemas fotovoltaicos geralmente é utilizado para sistemas isolados da rede elétrica, porém no caso deste trabalho, a sua função é reduzir a utilização da rede e conseqüentemente a tributação incidente na conta de energia.

O uso de dispositivos de armazenamento de energia se faz necessário para atender a demanda em períodos nos períodos os quais a geração é nula ou insuficiente (à noite ou em dias chuvosos ou nublados, com baixos nível de irradiância solar). Assim, parte da energia solar convertida em energia elétrica pelos módulos fotovoltaicos durante o dia é armazenada para ser usada em outros momentos para atender a demanda (PINHO e GALDINO, 2014).

Em um mesmo modelo de bateria, há uma variável que os distingue, que é a capacidade de carga ou taxa de carga. Ele é o valor de corrente elétrica aplicado a uma célula ou bateria durante o processo de carga (PINHO e GALDINO, 2014). Por exemplo, uma bateria de 500 Ah de capacidade nominal com um intervalo de carga de 10 horas a corrente constante, tem sua taxa de descarga expressa da seguinte forma:

$$\frac{\text{Capacidade Nominal}}{\text{Intervalo de Carga}} = \frac{500 \text{ Ah}}{20 \text{ h}} = 25 \text{ A} = \text{taxa } C/20 \quad (8)$$

A taxa C/20 é a mais usual para projetos fotovoltaicos, porém existem outras também usuais, que são a C/10 e a C/100, a relação entre elas estão apresentadas nas fórmulas abaixo:

$$C/20 \text{ (Ah)} = 1,1 \times C/10 \text{ (Ah)} \quad (9)$$

$$C/20 \text{ (Ah)} = 0,9 \times C/100 \text{ (Ah)} \quad (10)$$

Então, para dimensionar o banco de baterias que será utilizado, devemos levar em consideração o valor de consumo corrigido e as seguintes equações:

$$CB_{C20}(\text{Wh}) = \frac{C_{ATIVO} \times \text{Dias de Autonomia}}{P_D} \quad (11)$$

$$CBI_{C20}(\text{Ah}) = \frac{CB_{C20}(\text{Wh})}{V_{\text{Sistema}}} \quad (12)$$

Onde:

$CB_{C20}(\text{Wh})$ = Capacidade do banco de bateria em descarga de 20h

$CBI_{C20}(\text{Ah})$ = Capacidade do banco de bateria em descarga de 20h (corrente)

Dias de Autonomia = Dias que o banco de bateria fornecerá ao sistema sem geração

P_D = Profundidade de descarga de bateria

V_{Sistema} = Tensão do Sistema

A profundidade de descarga de uma bateria indica em termos percentuais, quanto da capacidade nominal da bateria foi retirado a partir do estado de plena carga. Por exemplo, a remoção de 25 Ah de uma bateria de capacidade nominal de 100 Ah resulta em uma profundidade de descarga de 25% (PINHO e GALDINO, 2014). Quanto maior for a profundidade de descarga, menor serão os ciclos de funcionamento, chamados de ciclos rasos, no caso das baterias de Chumbo-ácido são de 10% a 40%.

Existem diversos tipos de armazenadores de energia e os de Chumbo-ácido serão utilizados nessa análise.

A profundidade de descarga de uma bateria é relacionada diretamente aos seus números de ciclos e à sua vida útil, como mostra a **Tabela 6** e a **Figura 13**.

Tabela 6 - Vida Útil de Bateria Estacionária Fotovoltaica de Chumbo Ácido

Vida útil em função da descarga**		
Profundidade da descarga	Número de ciclos	Vida útil em Anos
10%	2500	6,84
20%	1500	4,10
30%	900	2,46
40%	600	1,64
50%	440	1,20
60%	360	0,98
70%	220	0,60
80%	140	0,38

Fonte: (BOSCH, 2015)

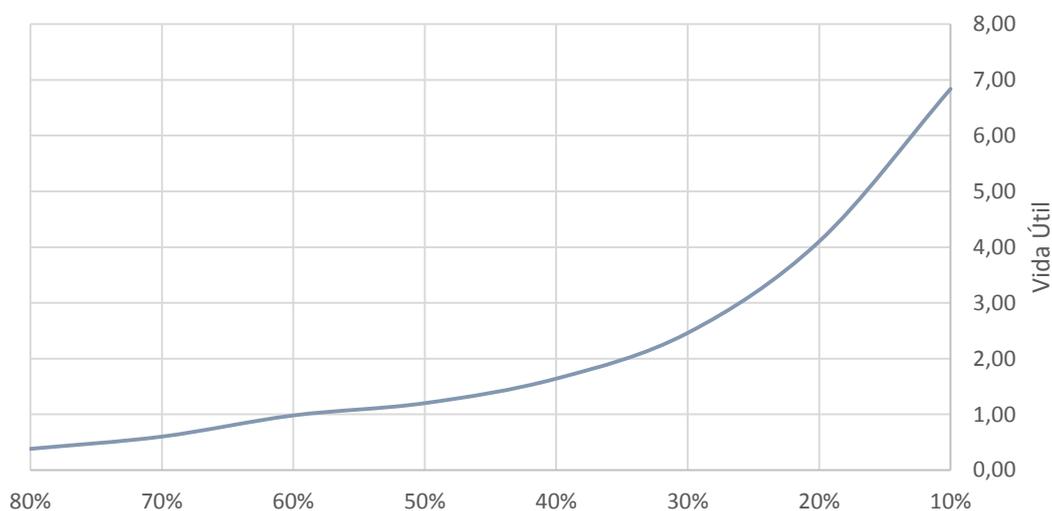


Figura 13 - Vida Útil de Bateria Estacionária Fotovoltaica de Chumbo Ácido

Fonte: (BOSCH, 2015)

Como se observa na **Figura 13**, quanto menor a profundidade de carga e maiores os números de ciclos, maior vida útil tem a bateria.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Para obter os resultados necessários foram criados diversos tipos de cenários para mérito de comparação. Os dois primeiros cenários são os cenários residencial e comercial com sistema fotovoltaico conectado, porém sem armazenamento de energia, e os demais são os sistemas híbridos com armazenamento de energia.

Porém antes de definir os cenários específicos, foi feito um cenário padrão, **Tabela 7**, com os dados que serão usados em todas as topologias:

Tabela 7 - Cenário Padrão

Taxa de Desempenho (TD)	75,0%
O&M	0,5% a.a.
Vida Útil Estimada (N)	25 anos
Redução de Produtividade	0,5% a.a.
Reajuste Tarifa de Energia Elétrica	8,0% a.A
Taxa SELIC	14,25%
ICMS	27,0%
Radiação Solar (h/dia)	5,31 h/dia
Taxa de Câmbio	3,25 R\$/US\$

Fonte: Elaborado pelo autor

Como foi explicado no Capítulo 3, em energia gerada, ver **Figura 7**, o TD significa Taxa de Desempenho e o valor utilizado no trabalho é de 75%.

O&M significa operação e manutenção, que no sistema fotovoltaico é muito pouco utilizado, apenas limpeza e raras intervenções, pois o sistema não tem componentes mecânicos, foi considerado um valor de 0,5% a.a.

N é a vida útil estimada do sistema, que é estimada em 25 anos. E foi considerada uma redução de produtividade de 0,5% a.a.

A radiação solar foi considerada a da cidade de Salvador, o local padrão para o estudo, onde tem 5,31 h/dia horas de sol pleno (CRESESB, 2016).

O reajuste de Tarifa de Energia Elétrica seguiu o Reajuste Tarifário Anual (RTA) da Energisa, que é de 8% ao ano.

A taxa de desconto (nominal) adotada no cenário padrão é de 14,25%, o valor é a taxa SELIC apontada pelo Comitê de Política Monetária (COPOM, 2016).

O valor do ICMS cobrado na tarifa de energia é 27% (ENERGISA, 2016), porém ele é calculado "por dentro", considerando uma base de cálculo com outros impostos, logo seu valor real é em torno de 33%.

E a cotação do dólar é a do dia 18 de julho de 2016, onde US\$1,00 equivale R\$3,25.

Para o cálculo de viabilidade é mais adequado utilizar a taxa de desconto real, isto é, a taxa nominal descontada da inflação. Visto que o uso da taxa de desconto nominal, de 14,25%, acarretaria em uma distorção na comparação do custo nivelado da energia com a tarifa de energia elétrica convencional atual. Para isso, as premissas adotadas para o cálculo do custo nivelado da energia são (demais condições similares ao cenário padrão):

- Taxa de desconto: 6,25%, isto é, a taxa de 14,25% descontada de 8,0% (inflação da tarifa).
- Reajuste de tarifa: 0% real, ou seja, reajuste igual à inflação da tarifa (8,0%).

4.1 Cenário 1 – Residencial sem Bateria

O primeiro cenário é um sistema fotovoltaico conectado à rede sem armazenamento de energia de um perfil residencial com consumo médio de energia de 600kWh mês. A **Tabela 8** mostra as características do primeiro cenário:

Tabela 8 - Cenário 1

Classe	Residencial
Consumo	600 kWh
Capacidade Instalada	4,12 kWp
Fração Solar	58,20%
Custo do Sistema	6,57 R\$/Wp
Custo Total do Projeto	R\$ 27.096,19
Valor da Tarifa	0,409325 R\$/kWh

Fonte: Elaborado pelo autor

Essa unidade sem a implantação desse sistema fotovoltaico, tinha uma conta de energia em torno de R\$ 475,00 por mês. A capacidade instalada foi dimensionada para suprir toda o consumo mensal, porém mesmo assim, a conta nunca é zerada devido às taxas e impostos.

Então, após a implementação do sistema, a unidade consumidora economiza em torno de R\$ 4.500,00 ao ano. Logo, esse será o fluxo de caixa anual considerando a taxa de desconto. A **Tabela 9** mostra o fluxo de caixa do sistema residencial sem bateria:

Tabela 9 - Fluxo de Caixa de um Sistema Residencial sem Bateria

Ano	0	1	2	3	...	25
		R\$ 4 682,17	R\$ 4 658,76	R\$ 4 635,47		R\$ 4 151,47
Fluxo de Caixa	-R\$27.096,19	-6,25%	-6,25%	-6,25%	...	-6,25%
		-0,5%	-0,5%	-0,5%		-0,5%
Fluxo de Caixa Descontado		R\$ 4 406,75	R\$ 4 126,79	R\$ 3 864,62	...	R\$ 911,96

Fonte: Elaborado pelo autor

Conhecendo o fluxo de caixa é possível utilizar as ferramentas econômicas para descobrir a viabilidade do sistema. Os resultados estão na **Tabela 10**:

Tabela 10 - Resultados Econômicos para o Cenário 1

Valor Presente Líquido (VPL)	R\$ 28 826,32
Taxa Interna de Retorno (TIR)	16,4%
Payback Simples	6 anos e 2 meses
Payback Descontado	7 anos e 5 meses

Fonte: Elaborado pelo autor

A **Figura 14** ilustra melhor o fluxo de caixa descontado desse cenário, observem que a curva corta a abscissa entre o ano 7 e 8, ratificando o valor do payback descontado:

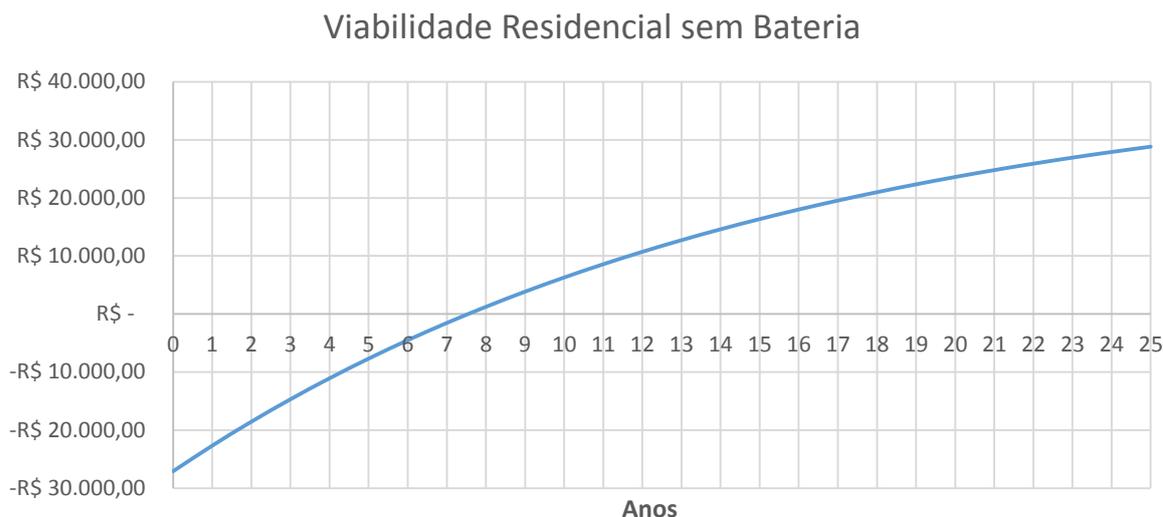


Figura 14 - Viabilidade de um Sistema Residencial sem Bateria

Fonte: Elaborado pelo autor

4.2 Cenário 2 – Comercial sem Bateria

O segundo cenário é um sistema fotovoltaico conectado à rede sem armazenamento de energia em um perfil comercial com consumo médio de energia de 2600 kWh/mês.

Tabela 11 - Cenário 2

Classe	Comercial
Consumo	2600 kWh
Capacidade Instalada	20,28 kWp
Fração Solar	71,64%
Custo do Sistema	5,28 R\$/Wp
Custo Total do Projeto	R\$ 107 093,33
Valor da Tarifa	0,409325 R\$/kWh

Fonte: Elaborado pelo autor

Seguindo a mesma lógica do cenário residencial, essa unidade sem a implantação do sistema fotovoltaico, tinha uma conta de energia em torno de R\$ 2.200,00 por mês. A capacidade instalada também foi dimensionada para suprir toda o consumo mensal.

No entanto, isso garante uma economia anual em torno de R\$ 23.000,00. A **Tabela 12** mostra o fluxo de caixa desse sistema:

Tabela 12 - Fluxo de Caixa de um Sistema Comercial sem Bateria

Ano	0	1	2	3	...	25
		R\$ 23 442,81	R\$ 23 325,59	R\$ 23 208,96		R\$ 20 785,65
Fluxo de Caixa	-R\$ 107 093,33	-6,25%	-6,25%	-6,25%	...	-6,25%
		-0,5%	-0,5%	-0,5%		-0,5%
Fluxo de Caixa Descontado		R\$ 22 063,82	R\$ 20 662,12	R\$ 19 349,46	...	R\$ 4 566,04

Fonte: Elaborado pelo autor

A partir do fluxo de caixa, segue-se a metodologia e encontra os resultados econômicos para esse sistema. Observem na **Tabela 13**:

Tabela 13 - Resultados Econômicos para o Cenário 2

Valor Presente Líquido (VPL)	R\$ 172 900,63
Taxa Interna de Retorno (TIR)	21,2%
Payback Simples	4 anos e 7 meses
Payback Descontado	5 anos e 7 meses

Fonte: Elaborado pelo autor

Observem a curva do Payback Descontado na **Figura 15**:

Viabilidade Comercial sem Bateria

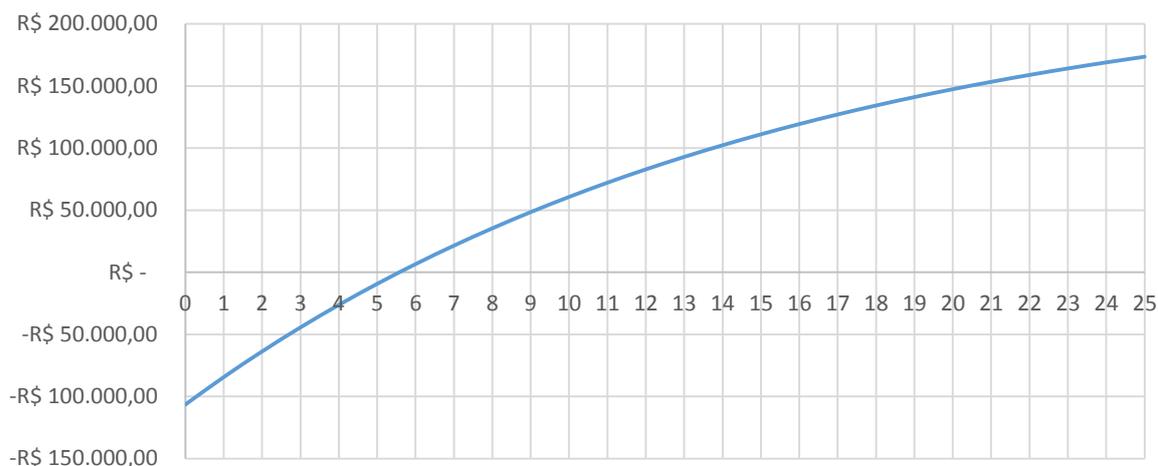


Figura 15 -Viabilidade de um Sistema Comercial sem Bateria

Fonte: Elaborado pelo autor

4.3 Cenário 3 – Residencial com Bateria

Esse cenário corresponde a um sistema fotovoltaico instalado em uma unidade residencial conectado à rede e com armazenamento de energia. Ver **Tabela 14**.

Tabela 14 - Cenário 3

Classe	Residencial
Consumo	600 kWh
Capacidade Instalada (kWp)	4,12 kWp
Fração Solar	58,20%
Custo do Sistema (R\$/Wp)	7,71 R\$/Wp
Custo da Bateria (R\$/Ah)	4,68 R\$/Ah
Autonomia da Bateria (horas)	24 horas
Profundidade de Descarga	10%
Custo Total do Projeto	R\$ 35 892,95
Valor da Tarifa (R\$/kWh)	0,409325 R\$/kWh

Fonte: Elaborado pelo autor

Os parâmetros de geração de energia desse cenário é o mesmo do cenário 1. Porém, o custo do sistema e conseqüentemente o custo total do projeto é diferente,

devido ao armazenamento de energia. Primeiro, devido a inclusão dos armazenadores de energia, que adiciona um custo R\$ 4,68 para cada Ah instalado. Como também, devido ao inversor, que no modelo convencional custa R\$ 1,03 por Wp, enquanto o inversor para sistemas com bateria custa R\$ 2,26 por Wp, por possuir o sistema de controle de carga.

Mas em contrapartida, tem algumas vantagens, principalmente no quesito tributário, já que com a instalação desse sistema, ele ficará isento da contribuição de iluminação pública, pois consumirá menos que 150 kWh mês da rede pública, como também na redução do ICMS.

Para o dimensionar o banco de baterias para esse cenário, inicialmente deve-se determinar a sua autonomia, que nesse caso será suficiente para suprir 24 horas contínuas, isso significa que ele sustentará a alimentação da unidade durante à noite e em períodos nublados. Como também, deve-se determinar a profundidade de carga da bateria, pois quanto menor a profundidade, maior é a sua vida útil, logo, a profundidade escolhida foi 10%, que garante que este sistema de armazenamento tenha uma vida útil entre 6 e 7 anos.

Para suprir essas considerações, é necessário um banco de bateria de 883,02Ah, mas foi considerado para esse trabalho 880Ah, em virtude da viabilidade dos produtos existentes no mercado. Logo, o custo do banco de bateria é de R\$ 4.118,40.

Outra variável que tem que ser considerada é a substituição do banco de baterias, já que sua vida útil é menor do que a do sistema. Então, foi incluída no fluxo de caixa a razão do preço do banco de bateria com o seu tempo. Como mostra a **Tabela 15**:

Tabela 15 - Fluxo de Caixa de um Sistema Residencial com Bateria

Ano	0	1	2	3	...	25
		R\$ 4 821,51	R\$ 4 797,41	R\$ 4 773,42		R\$ 4 275,01
Fluxo de Caixa	-R\$ 35 892,95	-6,25%	-6,25%	-6,25%	...	-6,25%
		-0,5%	-0,5%	-0,5%		-0,5%
		-R\$ 602,11*	-R\$ 602,11*	-R\$ 602,11*		-R\$ 602,11*
Fluxo de Caixa Descontado		R\$ 3 971,21	R\$ 3 716,25	R\$ 3 477,65	...	R\$ 806,84

*Valor Anual referente a substituição das baterias

Fonte: Elaborado pelo autor

Com o fluxo de caixa definido, foi possível encontrar os resultados econômicos, como mostra a **Tabela 16**:

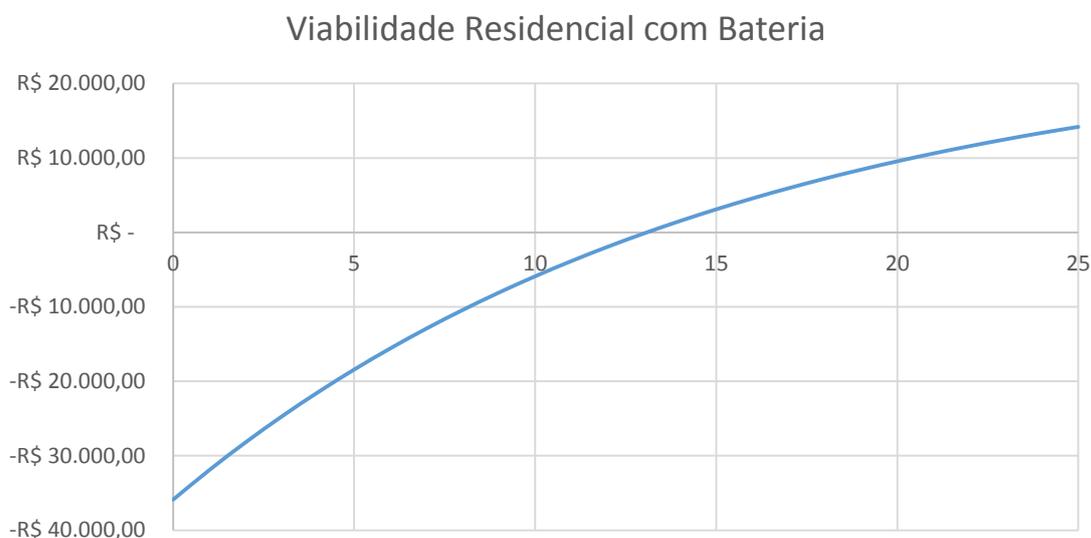
Tabela 16 - Resultados Econômicos para o Cenário 3

Valor Presente Líquido (VPL)	R\$ 14 176,38
Taxa Interna de Retorno (TIR)	10,3%
Payback Simples	8 anos e 8 meses
Payback Descontado	13 anos e 1 mês

Fonte: Elaborado pelo autor

Mesmo com a economia anual maior do que o sistema sem bateria, os valores desse cenário foram menos atrativos economicamente, por causa dos custos adicionais de implantação de novos equipamentos e da necessidade de reposição da bateria.

Mas mesmo assim, o Valor Presente Líquido é positivo, como mostra a **Figura 16:**

**Figura 16 - Viabilidade Econômica de um Sistema Residencial com Bateria**

Fonte: Elaborado pelo autor

4.4 Cenário 4 – Comercial com Bateria

Esse cenário corresponde a um sistema fotovoltaico instalado em uma unidade comercial conectado à rede e com armazenamento de energia. Os dados deste cenário estão na **Tabela 17:**

Tabela 17 - Cenário 4

Classe	Comercial
Consumo	2600 kWh
Capacidade Instalada	20,3 kWp
Autoconsumo	71,60%
Custo do Sistema	6,86 R\$/Wp
Custo da Bateria	4,68 R\$/Ah
Autonomia da Bateria	24 horas
Profundidade de Descarga	10%
Custo Total do Projeto	R\$ 152 525,00
Valor da Tarifa	0,409325 R\$/kWh

Fonte: Elaborado pelo autor

As premissas desse sistema são as mesmas do Cenário 3, porém como é uma unidade com capacidade maior, os custos de cabos, proteção e fixação ficam mais baratos, logo o custo do sistema passa de R\$ 7,71 por Wp instalado para R\$ 6,86.

As reduções tributárias são as mesmas do cenário 3, porém com suas devidas proporções.

Assim como para o banco de bateria, que também foi considerada uma autonomia de 24 horas e uma profundidade de carga de 10%. Então, é necessário um banco de bateria com uma capacidade de 2.950,86 Ah. Portanto, pelos mesmos motivos do cenário 3, é usada uma capacidade de 2.860 Ah. Observem a **Tabela 18**:

Tabela 18 - Fluxo de Caixa de um Sistema Comercial com Bateria

Ano	0	1	2	3	...	25
		R\$ 24 281,37	R\$ 24 159,96	R\$ 24 039,16		R\$ 21 529,16
Fluxo de Caixa	-R\$ 152 525,00	-6,25%	-6,25%	-6,25%	...	-6,25%
		-0,5%	-0,5%	-0,5%		-0,5%
		-R\$ 1 956,84*	-R\$ 1 956,84*	-R\$ 1 956,84*		-R\$ 1 956,84*
Fluxo de Caixa Descontado		R\$ 21 011,32	R\$ 19 667,81	R\$ 18 410,17	...	R\$ 4 299,51

* Valor Anual referente a substituição das baterias

Fonte: Elaborado pelo autor

Com os valores do Fluxo de Caixa, segue-se a metodologia e encontra os seguintes resultados, como mostra a **Tabela 19**:

Tabela 19 - Resultados Econômicos para o Cenário 4

Valor Presente Líquido (VPL)	R\$ 113 052,84
Taxa Interna de Retorno (TIR)	13,56%
Payback Simples	6 anos e 11 meses
Payback Descontado	9 anos e 5 meses

Fonte: Elaborado pelo autor

Diferente do cenário 3, esse sistema é viável em todas as ferramentas econômicas, porém, ele é menos viável que o sistema sem bateria. Observem a **Figura 17**:

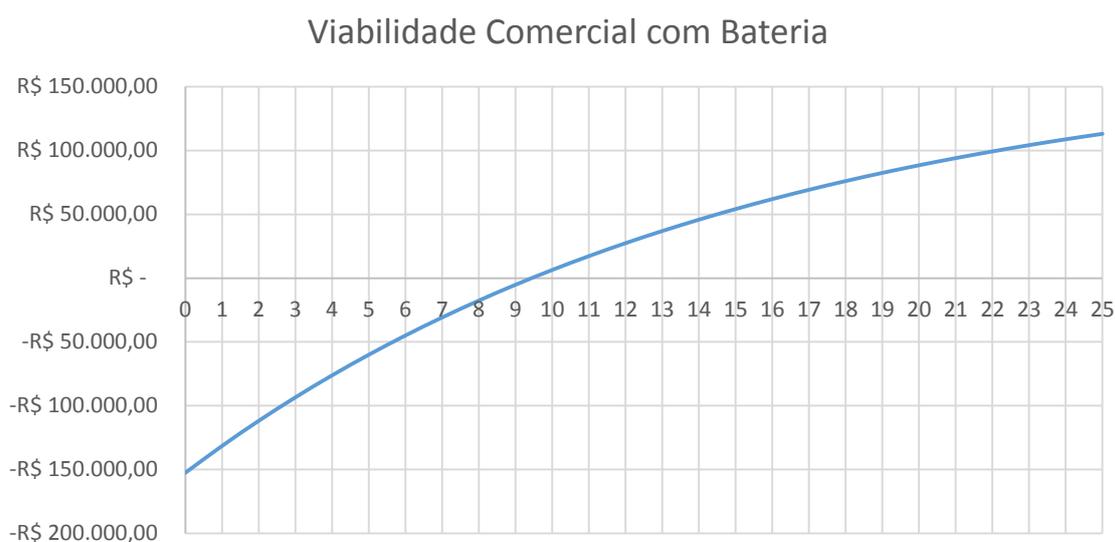


Figura 17 - Viabilidade Econômica de um Sistema Comercial com Bateria

Fonte: Elaborado pelo autor

4.5 Diferentes Topologias

Foram analisados os outros cenários com outros valores de autonomia da bateria, profundidade de carga, número de ciclos e autoconsumo para observar a topologia mais interessante economicamente.

Uma figura interessante é a da Fração Solar, porque ele relaciona diretamente o quanto será consumido no ato e quanto será tributado. Ele varia durante o ano devido a variação da radiação solar, como se observa na **Figura 18**.

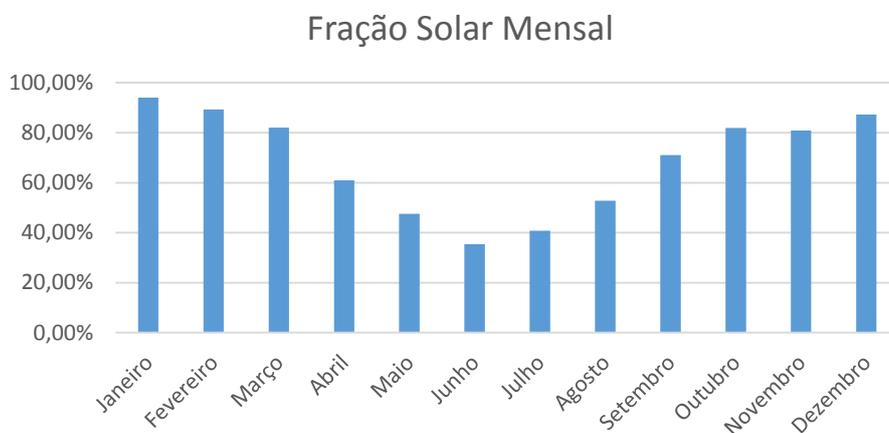


Figura 18 – Fração Solar Mensal

Fonte: Elaborado pelo Autor

Outra relação importante que influencia na Fração Solar é o perfil de consumo. O gráfico da **Figura 19** mostra a relação da autonomia da bateria e a fração solar com os perfis de consumo. Observa que a fração solar residencial é sempre menor que o comercial devido ao perfil de consumo e a quantidade de energia que é consumida na rede.

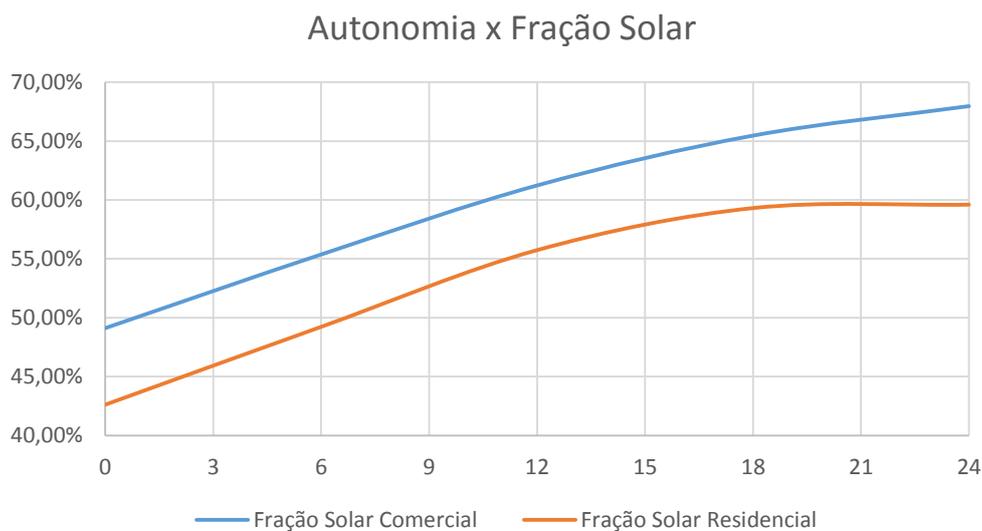


Figura 19 - Relação entre a autonomia da bateria e a Fração Solar

Fonte: Elaborado pelo autor

Mesmo com bancos de baterias com autonomia de até 24 horas, observa que a curva do autoconsumo tende a se estabilizar. Isso se deve a sazonalidade que a energia fotovoltaica possui, com a diferença de radiação durante o ano, pois mesmo dimensionando a bateria para um cenário padrão, ela fica subdimensionada num período de menor geração e superdimensionada num período de maior geração.

As **Figura 20** e **Figura 21** mostram a diferença de comportamento.

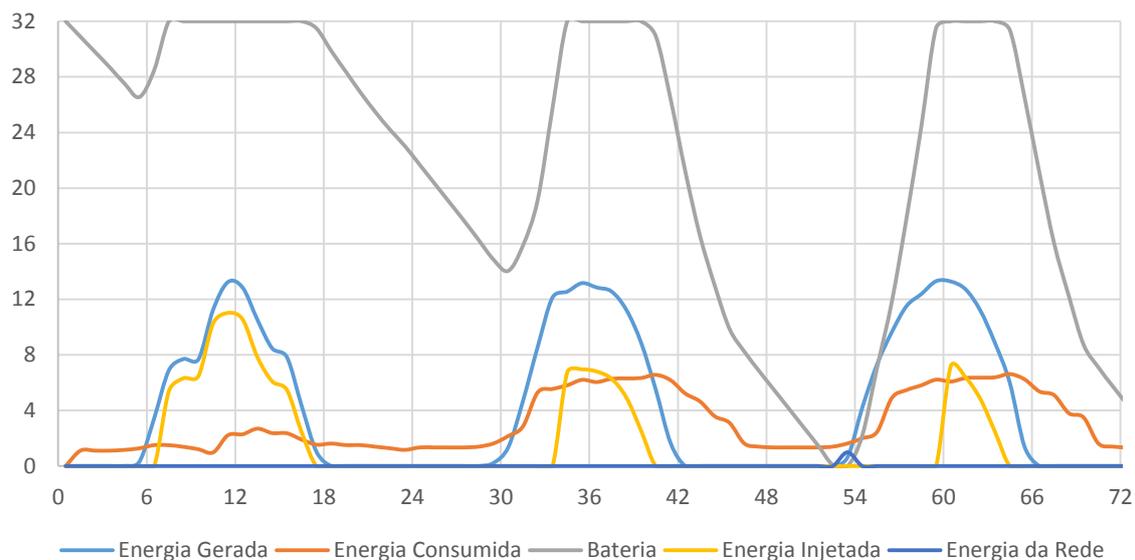


Figura 20 - Comportamento de um Sistema com Bateria no Verão

Fonte: Elaborado pelo autor

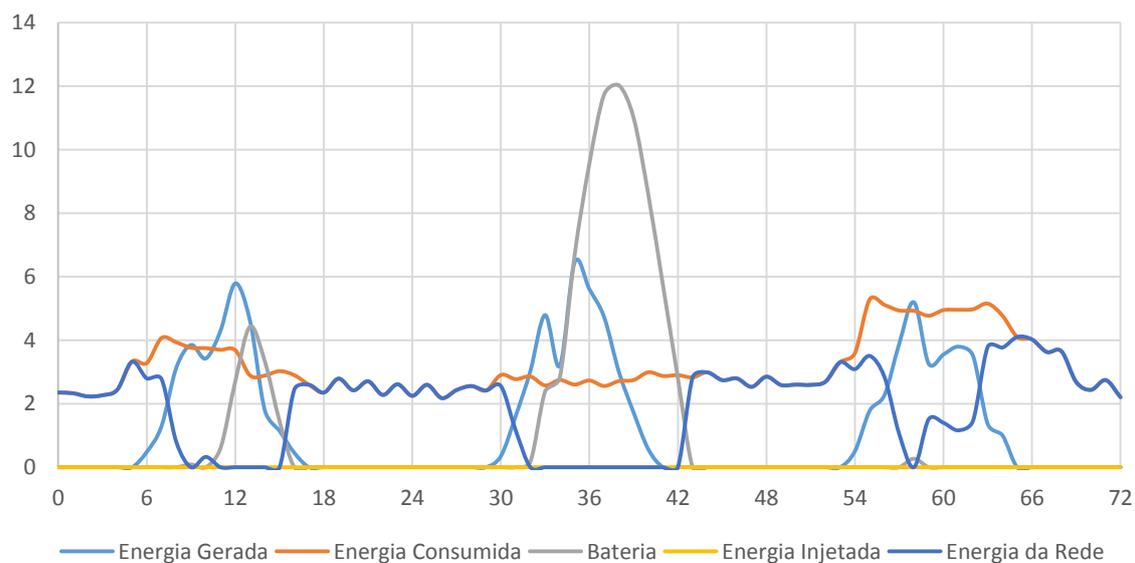


Figura 21 - Comportamento de um Sistema com Bateria no Inverno

Fonte: Elaborado pelo autor

A **Figura 20** remete ao comportamento de um sistema fotovoltaico com bateria nos dias 1, 2 e 3 de janeiro, período do verão no hemisfério Sul. Por ter mais intensidade de radiação nesse período, foi pouco demandada a energia da rede e, contudo, menos impostos são cobrados.

Já a **Figura 21** mostra o mesmo comportamento, mas nos dias 1, 2 e 3 de julho, no período de inverno do hemisfério Sul. Observa que se utiliza menos a bateria e mais a energia da rede, que tem um comportamento similar ao consumo, em compensação, quase não se injeta a energia na rede.

Outro gráfico interessante que explica melhor esse comportamento, é o que mostra a média mensal durante o ano, como se evidencia na **Figura 22**:

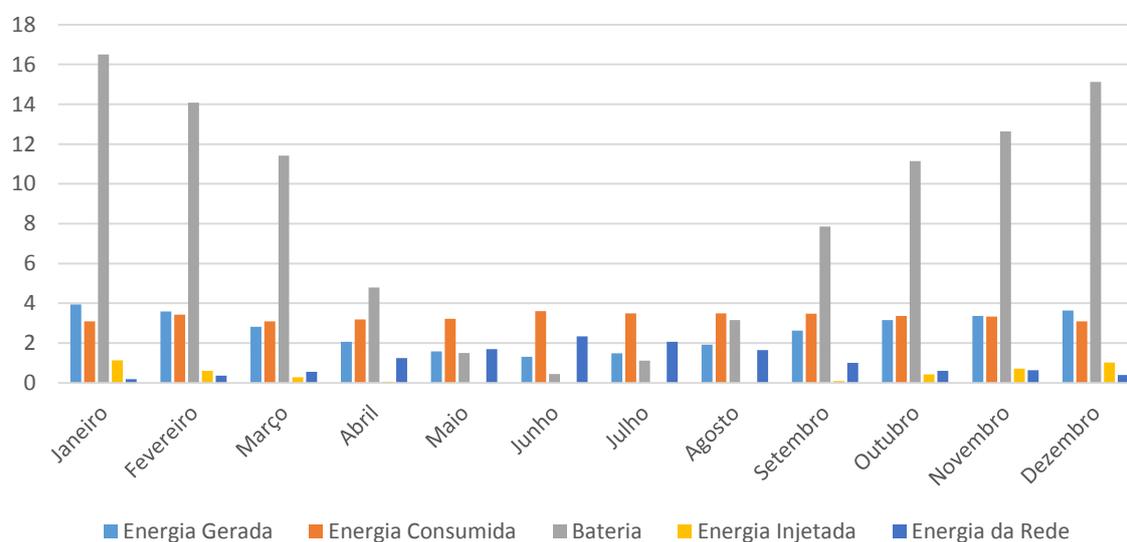


Figura 22 - Comportamento Anual de um Sistema com Bateria

Fonte: Elaborado pelo autor

Como se pôde observar, nos meses de menor radiação e conseqüentemente menor geração, o uso da bateria foi menor, portanto aumentou o consumo de energia da rede.

Outra análise é a profundidade de carga da bateria, que é relacionada diretamente com a vida útil da bateria como foi mostrada no capítulo anterior na **Tabela 6** e **Figura 12**. Logo, quanto maior a profundidade de carga, menor a vida útil da bateria, a **Figura 23** mostra a relação da profundidade de carga e a viabilidade econômica a partir do TIR.

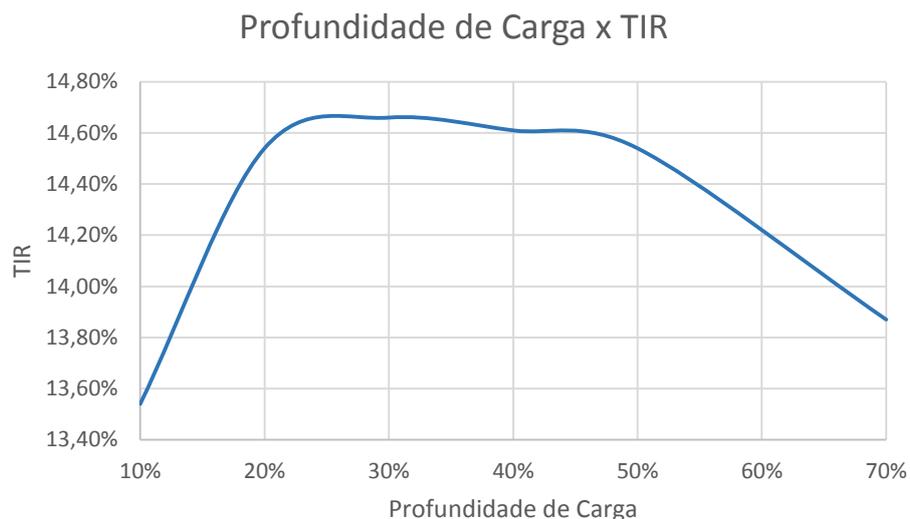


Figura 23 – Variação do TIR em relação à Profundidade de Carga

Fonte: Elaborado pelo Autor

A **Figura 23** mostra que os valores entre 20% e 50% são os mais viáveis economicamente, melhor até que o valor utilizado no trabalho de 10%. Porém, quanto a maior a profundidade de carga, maior a frequência de trocas da bateria. Logo, os valores entre e 20% e 30% seriam os mais aconselháveis.

E outra relação é a da autonomia, a **Figura 24** mostra que quanto menor a autonomia do banco de baterias, maior o TIR. Por consequência, mostra a vantagem do sistema conectado à rede perante o híbrido.

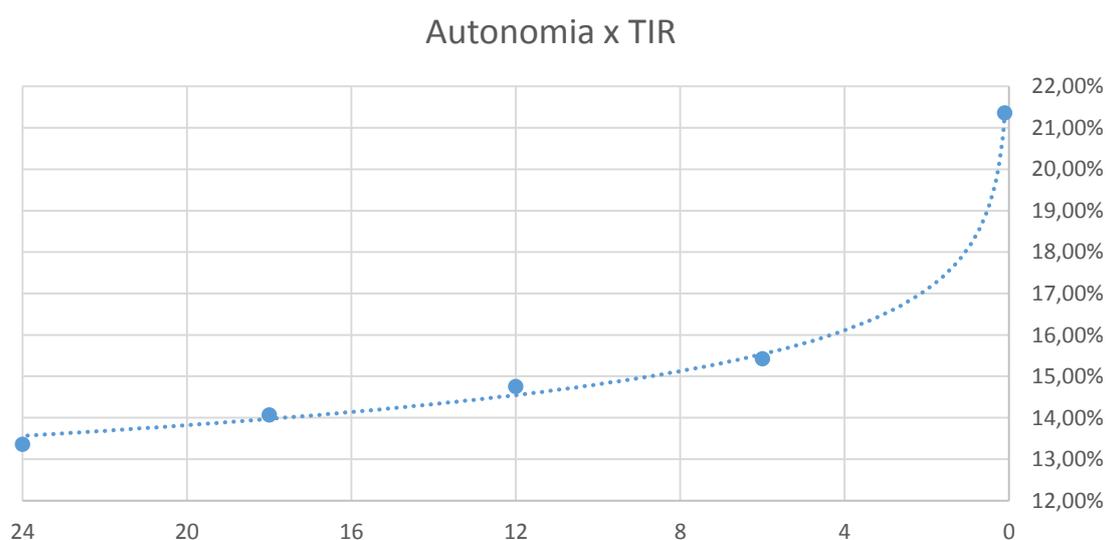


Figura 24 - Variação do TIR em relação à Autonomia da Bateria

Fonte: Elaborado pelo Autor

4.6 Soluções Possíveis

A solução encontrada em outros países para incentivar o sistema híbrido, como a Alemanha por exemplo, foi subsidiar o preço das baterias (LACEY, 2015). Logo, foi feita uma análise de qual seria o valor ideal do Ah para que o sistema fosse então viável.

Como a diferença de resultados do sistema residencial entre os cenários 1 e 2 foram muito grandes, esse estudo foi feito somente com o caso comercial.

A primeira análise foi em relação a variação do preço da bateria. Foram utilizados diferentes bancos com diferentes autonomias. E foram feitas diversas simulações reduzindo o preço do Ah da bateria, a **Figura 25** mostra essa evolução:

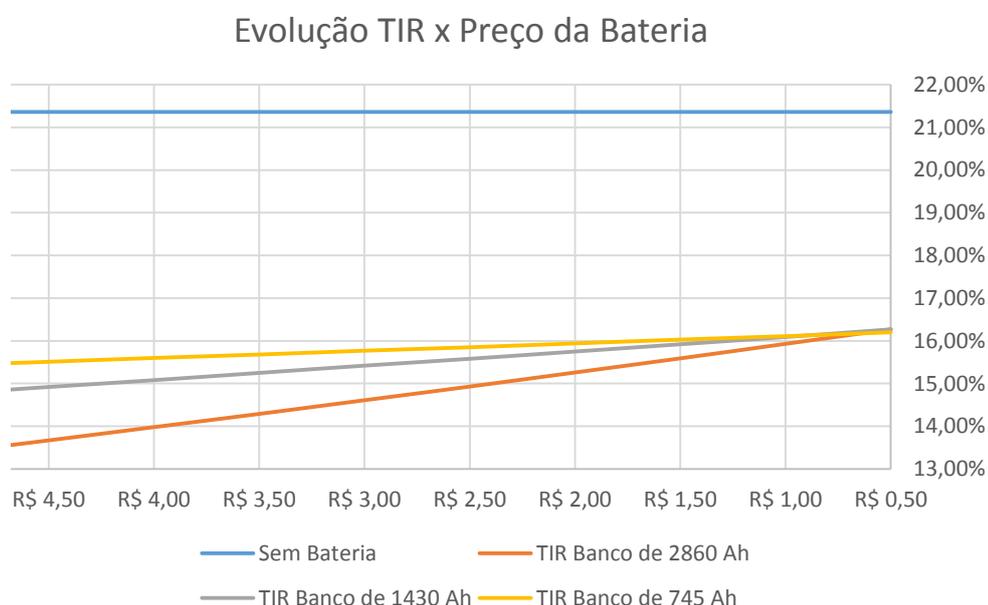


Figura 25 - Variação do TIR em Relação ao Preço da Bateria

Fonte: Elaborado pelo autor

Quanto maior o banco de bateria, maior a sensibilidade à alteração dos preços. Porém, mesmo com a redução do preço do banco de baterias, em relação ao sistema sem bateria que tem um TIR de 21,4%, eles não são tão viáveis, pois na melhor das hipóteses chegaria a um TIR de 16%, isso devido ao alto custo dos inversores.

Por essa razão foi feita essa mesma análise, mantendo o preço de mercado da bateria e alterando apenas os preços dos inversores, como mostra a **Figura 26**:

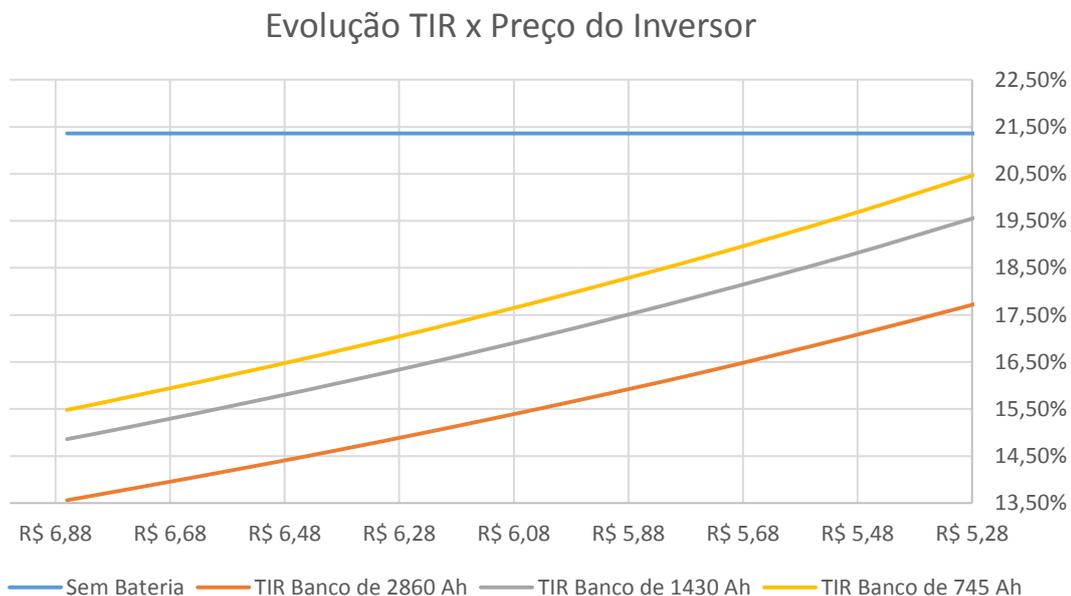


Figura 26 - Evolução do TIR em Relação ao Preço do Inversor

Fonte: Elaborado pelo Autor

Os valores máximos e mínimos expressos na tabela são os valores de um sistema completo instalado, onde R\$ 6,88 corresponde ao valor de um sistema híbrido e R\$ 5,28 considera o inversor de um sistema híbrido tenha o mesmo valor de um sistema conectado à rede tradicional.

O valor mínimo para o inversor considerado nessa análise é o valor de mercado de um inversor tradicional. Observa-se que o comportamento gráfico na evolução do preço do inversor não sofre a influência que ocorre com o preço da bateria. Como também, a influência da variação de valor nos inversores é maior do que no banco de bateria, pois na melhor situação os TIRs foram maiores que 17,5%, porém ainda menores que a situação sem bateria.

E para tentar chegar a algum valor hipotético em que o sistema híbrido fosse similar ao sistema conectado à rede, as duas últimas análises foram feitas simultaneamente, como mostram as **Figura 27** e **Figura 28**:

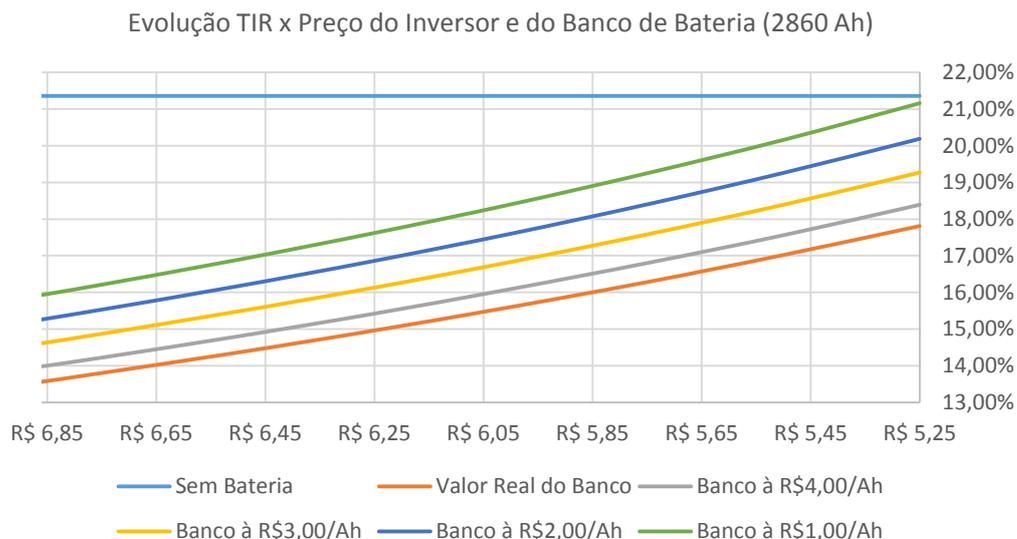


Figura 27 - Evolução do TIR em Relação ao Preço da Bateria e dos Inversores para Sistemas com 24 horas de Autonomia

Fonte: Elaborado pelo Autor

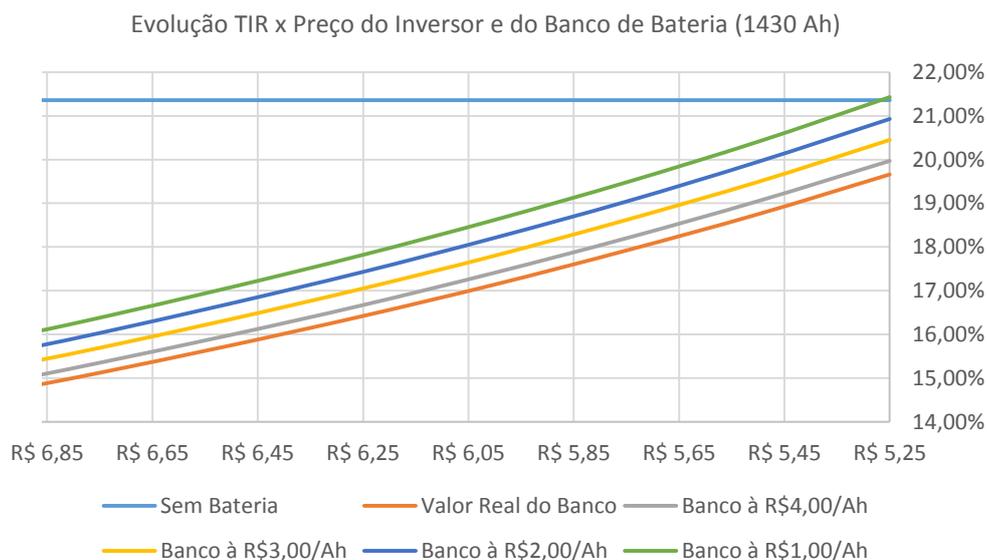


Figura 28 - Evolução do TIR em Relação ao Preço da Bateria e dos Inversores para Sistemas com 12 horas de Autonomia

Fonte: Elaborado pelo Autor

Na **Figura 28** foi alcançado o valor hipotético no qual o sistema híbrido tem a mesma viabilidade econômica do conectado à rede e na **Figura 27** com valores muito próximos. Onde mostra que esse tipo de sistema híbrido, um comercial de pequeno à médio porte, pode ser viável sob essas circunstâncias. E com a vantagem de ser menos dependente da rede elétrica e das alterações dos valores das tarifas.

5 CONCLUSÃO

O sistema híbrido se mostrou viável economicamente, porém não tão viável quanto o sistema conectado à rede, ainda muito suscetível à evolução. Neste trabalho, foram feitas algumas simulações de resultados tentando reproduzir experiências praticadas no mercado internacional, principalmente o mercado alemão onde o sistema híbrido é bastante empregado, porém voltado à realidade brasileira. Os resultados não são tão otimistas porque o custo de implantação dos armazenadores e sua curta vida útil onera demais o investimento inicial.

E outra variável interessante que inviabiliza a implantação desse sistema no Brasil, é o modelo de cobrança aqui implantado. Comparando com outros mercados, como o mercado alemão e o norte-americano, o mercado brasileiro de baixa tensão, que é o grande mercado consumidor em potencial, a tarifa é monômnia, ou seja, é o mesmo valor tarifário implantado em todos os dias da semana e todos os horários. Entretanto, o mercado norte-americano por exemplo, os valores das tarifas são distintos, sendo geralmente os valores de compra mais baratos durante o dia e mais caros durante à noite, e dependendo do perfil de consumo da instalação e a capacidade de geração, a venda do excedente no período noturno pode ficar mais rentável para a unidade produtora, o que melhoraria a viabilidade do sistema.

6 BIBLIOGRAFIA

ABINEE. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. [S.l.]: ABINEE, 2012.

ANEEL. Resolução Normativa Nº 482. **Site da ANEEL**, Brasília, 17 Abril 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>.

ANEEL. Banco de Informações de Geração. **Site da ANEEL**, 24 Março 2016. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/Combustivel.cfm>>.

ANEEL. Resolução Normativa Nº 687. **Site da ANEEL**, 1 Março 2016. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>.

ARACAJU, P. M. D. Contribuição de Iluminação Pública, Aracaju, 31 Outubro 2013.

BOSCH. **Manual Bateria Estacionária**. [S.l.]: [s.n.], 2015.

CONFAZ. Ministério da Fazenda. **Site do Ministério da Fazenda**, 10 Fevereiro 2016. Disponível em: <https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2016/cv06_16>.

COPEL. **Site da Copel**, 12 agosto 2008. Disponível em: <www.copel.com>.

COPOM. Comitê de Política Monetária. **Site do Banco Central do Brasil**, 2 Março 2016.

CRESESB. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito. **Site do Cresesb**, 15 Fevereiro 2016. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/>>.

EIA. U.S. Energy Information Administration. **Site do EIA**, 25 Julho 2013. Disponível em: <<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=12251#>>.

ENERGISA. Impostos e Outros Encargos. **Site da Energisa**, 21 janeiro 2016. Disponível em: <www.energisa.com.br>.

ENERGISA. Tipos de Tarifas. **Site da Energisa**, 25 janeiro 2016. Disponível em: <www.energisa.com.br>.

ENERGYTREND. **Site da Organização Energy Trend**, 16 Abril 2016. Disponível em: <<http://pv.energytrend.com/pricequotes.html>>.

FAZENDA, M. D. **Secretaria da Receita Federal do Brasil**. Brasília: Ministério da Fazenda, 2011.

GINLEY, D.; CAHEN, D. **Fundamentals of Materials for Energy and Environmental Sustainability**. New York. 2012.

IEA. Trends in Photovoltaic Applications. **Site do IEA**, Dezembro 2010.

IEA. **Key World Energy Statistics**. Paris Cedex 15. 2014.

KEYNES, J. M. **The General Theory of Employment, Interest and Money**. Londres. 1936.

LACEY, S. Green Tech Media. **Site da Green Tech Media**, 27 Agosto 2015. Disponível em: <<http://www.greentechmedia.com/articles/read/german-battery-systems-installed-with-solar-grew-35-already-this-year>>.

MARION, B.; ADELSTEIN, J.; BOYLE, K. **Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems**. Lake Buena Vista: NREL, 2005.

MLEE. Mercado Livre de Energia Elétrica. **Site do Mercado Livre de Energia Elétrica**, 19 janeiro 2016. Disponível em: <<http://www.mercadolivredeenergia.com.br/>>.

MME. Ministério de Minas e Energia. **Site do Ministério de Minas e Energia**, 30 Março 2004. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>>.

MME. **Manual de Tarifação da Energia Elétrica**. Rio de Janeiro. 2011.

MME. Ministério de Minas e Energia. **Site do Ministério de Minas e Energia**, 16

Dezembro 2015. Disponível em:

<<http://pesquisa.in.gov.br/imprensa/jsp/visualiza/index.jsp?jornal=1&pagina=96&data=16/12/2015>>.

NAKABAYASHI, R. K. **Microgeração Fotovoltaica no Brasil: Condições Atuais e Perspectivas Futuras**. São Paulo: Universidade de São Paulo, 2014.

PEREZ, R.; PEREZ, M. **A Fundamental Look At Energy Reserves For The Planet**. Cedar. 2009.

PINHO, JOÃO TAVARES; GALDINO, MARCO ANTÔNIO. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Cresesb - CEPEL, 2014.

PINHO, T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Cresesb - CEPEL, 2014.

SANDIA. **The Photovoltaic Effect**. [S.l.]. 2016.

SOLAR, P. Portal Solar. **Site do Portal Solar**, 02 Abril 2016. Disponível em:

<<http://www.portalsolar.com.br/o-inversor-solar.html>>.

APÊNDICE I

Fluxo de Caixa Residencial sem Bateria

Período (ano)	Fluxo de Caixa	Fluxo de Caixa Acumulado
0	-R\$ 27 096,19	-R\$ 27 096,19
1	R\$ 4 682,17	-R\$ 22 414,01
2	R\$ 4 658,76	-R\$ 17 755,25
3	R\$ 4 635,47	-R\$ 13 119,78
4	R\$ 4 612,29	-R\$ 8 507,49
5	R\$ 4 589,23	-R\$ 3 918,26
6	R\$ 4 566,28	R\$ 648,03
7	R\$ 4 543,45	R\$ 5 191,48
8	R\$ 4 520,74	R\$ 9 712,21
9	R\$ 4 498,13	R\$ 14 210,35
10	R\$ 4 475,64	R\$ 18 685,99
11	R\$ 4 453,26	R\$ 23 139,25
12	R\$ 4 431,00	R\$ 27 570,25
13	R\$ 4 408,84	R\$ 31 979,09
14	R\$ 4 386,80	R\$ 36 365,89
15	R\$ 4 364,86	R\$ 40 730,75
16	R\$ 4 343,04	R\$ 45 073,79
17	R\$ 4 321,32	R\$ 49 395,11
18	R\$ 4 299,72	R\$ 53 694,83
19	R\$ 4 278,22	R\$57 973,05
20	R\$ 4 256,83	R\$ 62 229,88
21	R\$ 4 235,54	R\$ 66 465,42
22	R\$ 4 214,37	R\$ 70 679,79
23	R\$ 4 193,29	R\$ 74 873,08
24	R\$ 4 172,33	R\$ 79 045,41
25	R\$ 4 151,47	R\$ 83 196,87

Período (ano)	Fluxo de Caixa Descontado	Fluxo de Caixa Acumulado Descontado
0	-R\$ 27 096,19	-R\$ 27 096,19
1	R\$ 4 406,75	-R\$ 22 689,43
2	R\$ 4 126,79	-R\$ 18 562,64
3	R\$ 3 864,62	-R\$ 14 698,02
4	R\$ 3 619,10	-R\$ 11 078,92
5	R\$ 3 389,18	-R\$ 7 689,73
6	R\$ 3 173,87	-R\$ 4 515,86
7	R\$ 2 972,24	-R\$ 1 543,62
8	R\$ 2 783,41	R\$ 1 239,79
9	R\$ 2 606,58	R\$ 3 846,37
10	R\$ 2 440,99	R\$ 6 287,36
11	R\$ 2 285,91	R\$ 8 573,28
12	R\$ 2 140,69	R\$ 10 713,97
13	R\$ 2 004,69	R\$ 12 718,66
14	R\$ 1 877,34	R\$ 14 596,00
15	R\$ 1 758,07	R\$ 16 354,07
16	R\$ 1 646,38	R\$ 18 000,46
17	R\$ 1 541,79	R\$ 19 542,24
18	R\$ 1 443,84	R\$ 20 986,08
19	R\$ 1 352,11	R\$ 22 338,20
20	R\$ 1 266,21	R\$ 23 604,41
21	R\$ 1 185,77	R\$ 24 790,18
22	R\$ 1 110,44	R\$ 25 900,63
23	R\$ 1 039,90	R\$ 26 940,52
24	R\$ 973,83	R\$ 27 914,35
25	R\$ 911,96	R\$ 28 826,32

APÊNDICE II

Fluxo de Caixa Residencial com Bateria

Período (ano)	Fluxo de Caixa	Depreciação	Fluxo de Caixa Acumulado
0	-R\$ 35 892,95		-R\$ 35 892,95
1	R\$ 4 821,51	-R\$ 602,11	-R\$ 31 673,54
2	R\$ 4 797,41	-R\$ 602,11	-R\$ 27 478,23
3	R\$ 4 773,42	-R\$ 602,11	-R\$ 23 306,92
4	R\$ 4 749,55	-R\$ 602,11	-R\$ 19 159,47
5	R\$ 4 725,80	-R\$ 602,11	-R\$ 15 035,77
6	R\$ 4 702,18	-R\$ 602,11	-R\$ 10 935,70
7	R\$ 4 678,66	-R\$ 602,11	-R\$ 6 859,14
8	R\$ 4 655,27	-R\$ 602,11	-R\$ 2 805,98
9	R\$ 4 632,00	-R\$ 602,11	R\$ 1 223,91
10	R\$ 4 608,84	-R\$ 602,11	R\$ 5 230,64
11	R\$ 4 585,79	-R\$ 602,11	R\$ 9 214,33
12	R\$ 4 562,86	-R\$ 602,11	R\$ 13 175,09
13	R\$ 4 540,05	-R\$ 602,11	R\$ 17 113,03
14	R\$ 4 517,35	-R\$ 602,11	R\$ 21 028,27
15	R\$ 4 494,76	-R\$ 602,11	R\$ 24 920,93
16	R\$ 4 472,29	-R\$ 602,11	R\$ 28 791,11
17	R\$ 4 449,93	-R\$ 602,11	R\$ 32 638,93
18	R\$ 4 427,68	-R\$ 602,11	R\$ 36 464,50
19	R\$ 4 405,54	-R\$ 602,11	R\$ 40 267,93
20	R\$ 4 383,51	-R\$ 602,11	R\$ 44 049,34
21	R\$ 4 361,59	-R\$ 602,11	R\$ 47 808,82
22	R\$ 4 339,78	-R\$ 602,11	R\$ 51 546,50
23	R\$ 4 318,09	-R\$ 602,11	R\$ 55 262,48
24	R\$ 4 296,50	-R\$ 602,11	R\$ 58 956,87
25	R\$ 4 275,01	-R\$ 602,11	R\$ 62 629,78

Período (ano)	Fluxo de Caixa Descontado	Fluxo de Caixa Acumulado Descontado
0	-R\$ 35 892,95	-R\$ 35 892,95
1	R\$ 3 971,21	-R\$ 31 921,74
2	R\$ 3 716,25	-R\$ 28 205,48
3	R\$ 3 477,65	-R\$ 24 727,83
4	R\$ 3 254,36	-R\$ 21 473,48
5	R\$ 3 045,39	-R\$ 18 428,09
6	R\$ 2 849,82	-R\$ 15 578,27
7	R\$ 2 666,80	-R\$ 12 911,46
8	R\$ 2 495,53	-R\$ 10 415,93
9	R\$ 2 335,25	-R\$ 8 080,69
10	R\$ 2 185,25	-R\$ 5 895,44
11	R\$ 2 044,87	-R\$ 3 850,56
12	R\$ 1 913,51	-R\$ 1 937,05
13	R\$ 1 790,58	-R\$ 146,47
14	R\$ 1 675,54	R\$ 1 529,06
15	R\$ 1 567,88	R\$ 3 096,94
16	R\$ 1 467,13	R\$ 4 564,07
17	R\$ 1 372,85	R\$ 5 936,92
18	R\$ 1 284,62	R\$ 7 221,54
19	R\$ 1 202,06	R\$ 8 423,60
20	R\$ 1 124,80	R\$ 9 548,40
21	R\$ 1 052,50	R\$ 10 600,89
22	R\$ 984,84	R\$ 11 585,73
23	R\$ 921,53	R\$ 12 507,26
24	R\$ 862,28	R\$ 13 369,54
25	R\$ 806,84	R\$ 14 176,38

APÊNDICE III

Fluxo de Caixa Comercial sem Bateria

Período (ano)	Fluxo de Caixa	Fluxo de Caixa Acumulado
0	-R\$ 106 484,85	-R\$ 106 484,85
1	R\$ 23 442,81	-R\$ 83 042,04
2	R\$ 23 325,59	-R\$ 59 716,45
3	R\$ 23 208,96	-R\$ 36 507,49
4	R\$ 23 092,92	-R\$ 13 414,57
5	R\$ 22 977,45	R\$ 9 562,89
6	R\$ 22 862,57	R\$ 32 425,45
7	R\$ 22 748,25	R\$ 55 173,71
8	R\$ 22 634,51	R\$ 77 808,22
9	R\$ 22 521,34	R\$ 100 329,56
10	R\$ 22 408,73	R\$ 122 738,29
11	R\$ 22 296,69	R\$ 145 034,98
12	R\$ 22 185,21	R\$ 167 220,19
13	R\$ 22 074,28	R\$ 189 294,47
14	R\$ 21 963,91	R\$ 211 258,38
15	R\$ 21 854,09	R\$ 233 112,47
16	R\$ 21 744,82	R\$ 254 857,29
17	R\$ 21 636,10	R\$ 276 493,38
18	R\$ 21 527,91	R\$ 298 021,30
19	R\$ 21 420,27	R\$ 319 441,57
20	R\$ 21 313,17	R\$ 340 754,75
21	R\$ 21 206,61	R\$ 361 961,36
22	R\$ 21 100,57	R\$ 383 061,93
23	R\$ 20 995,07	R\$ 404 057,00
24	R\$ 20 890,10	R\$ 424 947,10
25	R\$ 20 785,65	R\$ 445 732,74

Período (ano)	Fluxo de Caixa Descontado	Fluxo de Caixa Acumulado Descontado
0	-R\$ 106 484,85	-R\$ 106 484,85
1	R\$ 22 063,82	-R\$ 84 421,03
2	R\$ 20 662,12	-R\$ 63 758,92
3	R\$ 19 349,46	-R\$ 44 409,45
4	R\$ 18 120,20	-R\$ 26 289,25
5	R\$ 16 969,04	-R\$ 9 320,21
6	R\$ 15 891,00	R\$ 6 570,79
7	R\$ 14 881,46	R\$ 21 452,25
8	R\$ 13 936,05	R\$ 35 388,30
9	R\$ 13 050,70	R\$ 48 439,00
10	R\$ 12 221,60	R\$ 60 660,60
11	R\$ 11 445,17	R\$ 72 105,76
12	R\$ 10 718,06	R\$ 82 823,82
13	R\$ 10 037,15	R\$ 92 860,97
14	R\$ 9 399,49	R\$ 102 260,47
15	R\$ 8 802,35	R\$ 111 062,82
16	R\$ 8 243,14	R\$ 119 305,96
17	R\$ 7 719,46	R\$ 127 025,42
18	R\$ 7 229,05	R\$ 134 254,47
19	R\$ 6 769,79	R\$ 141 024,26
20	R\$ 6 339,71	R\$ 147 363,97
21	R\$ 5 936,95	R\$ 153 300,92
22	R\$ 5 559,78	R\$ 158 860,70
23	R\$ 5 206,57	R\$ 164 067,27
24	R\$ 4 875,80	R\$ 168 943,07
25	R\$ 4 566,04	R\$ 173 509,11

APÊNDICE IV

Fluxo de Caixa Comercial com Bateria

Período (ano)	Fluxo de Caixa	Depreciação	Fluxo de Caixa Acumulado
0	-R\$ 152 525,00		-R\$ 152 525,00
1	R\$ 24 281,37	-R\$ 1 956,84	-R\$ 130 200,48
2	R\$ 24 159,96	-R\$ 1 956,84	-R\$ 107 997,36
3	R\$ 24 039,16	-R\$ 1 956,84	-R\$ 85 915,05
4	R\$ 23 918,96	-R\$ 1 956,84	-R\$ 63 952,93
5	R\$ 23 799,37	-R\$ 1 956,84	-R\$ 42 110,40
6	R\$ 23 680,37	-R\$ 1 956,84	-R\$ 20 386,87
7	R\$ 23 561,97	-R\$ 1 956,84	R\$ 1 218,26
8	R\$ 23 444,16	-R\$ 1 956,84	R\$ 22 705,57
9	R\$ 23 326,94	-R\$ 1 956,84	R\$ 44 075,67
10	R\$ 23 210,30	-R\$ 1 956,84	R\$ 65 329,13
11	R\$ 23 094,25	-R\$ 1 956,84	R\$ 86 466,54
12	R\$ 22 978,78	-R\$ 1 956,84	R\$ 107 488,48
13	R\$ 22 863,89	-R\$ 1 956,84	R\$ 128 395,53
14	R\$ 22 749,57	-R\$ 1 956,84	R\$ 149 188,25
15	R\$ 22 635,82	-R\$ 1 956,84	R\$ 169 867,23
16	R\$ 22 522,64	-R\$ 1 956,84	R\$ 190 433,03
17	R\$ 22 410,03	-R\$ 1 956,84	R\$ 210 886,22
18	R\$ 22 297,98	-R\$ 1 956,84	R\$ 231 227,35
19	R\$ 22 186,49	-R\$ 1 956,84	R\$ 251 457,00
20	R\$ 22 075,56	-R\$ 1 956,84	R\$ 271 575,71
21	R\$ 21 965,18	-R\$ 1 956,84	R\$ 291 584,04
22	R\$ 21 855,35	-R\$ 1 956,84	R\$ 311 482,55
23	R\$ 21 746,07	-R\$ 1 956,84	R\$ 331 271,79
24	R\$ 21 637,34	-R\$ 1 956,84	R\$ 350 952,29
25	R\$ 21 529,16	-R\$ 1 956,84	R\$ 370 524,61

Período (ano)	Fluxo de Caixa Descontado	Fluxo de Caixa Acumulado Descontado
0	-R\$ 152 525,00	-R\$ 152 525,00
1	R\$ 21 011,32	-R\$ 131 513,69
2	R\$ 19 667,81	-R\$ 111 845,87
3	R\$ 18 410,17	-R\$ 93 435,70
4	R\$ 17 232,91	-R\$ 76 202,80
5	R\$ 16 130,88	-R\$ 60 071,91
6	R\$ 15 099,30	-R\$ 44 972,62
7	R\$ 14 133,65	-R\$ 30 838,97
8	R\$ 13 229,72	-R\$ 17 609,25
9	R\$ 12 383,57	-R\$ 5 225,67
10	R\$ 11 591,52	R\$ 6 365,85
11	R\$ 10 850,09	R\$ 17 215,94
12	R\$ 10 156,07	R\$ 27 372,00
13	R\$ 9 506,41	R\$ 36 878,41
14	R\$ 8 898,28	R\$ 45 776,70
15	R\$ 8 329,04	R\$ 54 105,74
16	R\$ 7 796,19	R\$ 61 901,93
17	R\$ 7 297,41	R\$ 69 199,34
18	R\$ 6 830,53	R\$ 76 029,87
19	R\$ 6 393,50	R\$ 82 423,37
20	R\$ 5 984,41	R\$ 88 407,78
21	R\$ 5 601,49	R\$ 94 009,27
22	R\$ 5 243,05	R\$ 99 252,32
23	R\$ 4 907,53	R\$ 104 159,85
24	R\$ 4 593,48	R\$ 108 753,33
25	R\$ 4 299,51	R\$ 113 052,84

ANEXO I

Valores da Modalidade Tarifária Convencional de Baixa Tensão

Modalidade Tarifária Convencional – Baixa Tensão		
Tarifa	Classes	TUSD + TE Consumo (R\$/ kWh)
B1	Residencial sem Benefício	0,40935
	Residencial BR - Consumo até 30 kWh	0,14134
	Residencial BR - Consumo de 31 a 100 kWh	0,24231
	Residencial BR - Consumo de 101 a 220 kWh	0,36347
	Residencial BR - Consumo acima de 220 kWh	0,40386
B2	Rural	0,28654
	Rural Irrigação	0,07736
	Cooperativa de Irrigação Rural	0,28654
	Serviço de Irrigação	0,24562
B3	Comercial, Serviços e Outros	0,40935
	Industrial	0,40935
	Poderes Públicos	0,40935
	Serviço Público	0,34794
B4	Iluminação Pública	-
	B4A - Rede de Distribuição	0,22515
	B4B - Bulbo da Lâmpada	0,24562

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

TE – Tarifa de Energia

Fonte: (ENERGISA, 2016)

ANEXO II

Valores do PIS e COFINS (últimos meses)

PIS COFINS			
ANO	MÊS	ALÍQUOTA DE PIS	ALÍQUOTA COFINS
2016	JANEIRO	1,08	4,97
2015	DEZEMBRO	1,23	5,62
2015	NOVEMBRO	0,39	1,80
2015	OUTUBRO	1,13	5,33
2015	SETEMBRO	1,65	7,60
2015	AGOSTO	1,65	7,60
2015	JULHO	1,65	7,60
2015	JUNHO	1,65	7,60
2015	MAIO	1,59	7,31
2015	ABRIL	1,23	5,71
2015	MARÇO	1,12	5,11
2015	FEVEREIRO	0,76	3,53

Fonte: (ENERGISA, 2016)

ANEXO III

Valores do ICMS

ALÍQUOTAS DE ICMS INCIDENTES SOBRE O CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA		
CLASSE	FAIXA (KWH)	ALÍQUOTA
RESIDENCIAL	ATÉ 50	ISENTO
	DE 51 A 300	25%
	ACIMA DE 300	27%
RESIDENCIAL BAIXA RENDA	ATÉ 50	ISENTO
	DE 51 A 220	18%
	ACIMA DE 220	27%
INDUSTRIAL	TODAS	17%
COMERCIAL	ATÉ 220	25%
	ACIMA 220	27%
RURAL	ATÉ 1000	ISENTO
	ACIMA 1000	17%
RURAL IRRIGAÇÃO	TODAS	ISENTO
PODER PÚBLICO MUNICIPAL	TODAS	17%
PODER PÚBLICO FEDERAL	TODAS	17%
PODER PÚBLICO ESTADUAL	TODAS	ISENTO
SERVIÇO PÚBLICO	TODAS	ISENTO
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	TODAS	ISENTO
CONSUMO PRÓPRIO	TODOS	25%
SUPRIMENTO	TODAS	ISENTO

Fonte: (ENERGISA, 2016)

ANEXO IV

Contribuição de Iluminação Pública

LEI N.º 4.423
DE 31 DE OUTUBRO DE 2013

ANEXO ÚNICO
CONTRIBUIÇÃO PARA O CUSTEIO DO SERVIÇO
DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA - COCIP

TABELA DE CLASSIFICAÇÃO, FAIXAS DE CONSUMO E VALORES

CLASSIFICAÇÃO DAS UNIDADES	FAIXA DE CONSUMO (KWh)	VALOR COCIP (R\$)
RESIDENCIAL BAIXA RENDA	TODAS	ISENTO
RESIDENCIAL	Até 150 Kwh	ISENTO
RESIDENCIAL	151 a 200 Kwh	3,33
RESIDENCIAL	201 a 250 Kwh	4,16
RESIDENCIAL	251 a 300 Kwh	4,99
RESIDENCIAL	301 a 350 Kwh	6,66
RESIDENCIAL	351 a 400 Kwh	9,99
RESIDENCIAL	401 a 450 Kwh	13,32
RESIDENCIAL	451 a 500 Kwh	16,65
RESIDENCIAL	501 a 600 Kwh	33,30
RESIDENCIAL	601 a 700 Kwh	41,62
RESIDENCIAL	701 a 800 Kwh	49,94
RESIDENCIAL	801 a 900 Kwh	58,27
RESIDENCIAL	901 a 1100 Kwh	66,59
RESIDENCIAL	1101 a 1500Kwh	74,92
RESIDENCIAL	Acima de 1500 KWh	116,54
RURAL	TODAS	ISENTO
INDUSTRIAL	Até 150 Kwh	ISENTO
INDUSTRIAL	151 a 200 Kwh	4,99
INDUSTRIAL	201 a 250 Kwh	8,32
INDUSTRIAL	251 a 300 Kwh	11,65
INDUSTRIAL	301 a 350 Kwh	16,65
INDUSTRIAL	351 a 400 Kwh	21,64
INDUSTRIAL	401 a 450 Kwh	26,64
INDUSTRIAL	451 a 500 Kwh	29,97
INDUSTRIAL	501 a 600 Kwh	33,30
INDUSTRIAL	601 a 700 Kwh	41,62
INDUSTRIAL	701 a 800 Kwh	49,94
INDUSTRIAL	801 a 900 Kwh	66,59
INDUSTRIAL	901 a 1100 Kwh	83,24
INDUSTRIAL	1101 a 1500Kwh	99,89
INDUSTRIAL	Acima de 1500 KWh	166,48
COMERCIAL	Até 150 Kwh	ISENTO
COMERCIAL	151 a 200 Kwh	4,99
COMERCIAL	201 a 250 Kwh	8,32
COMERCIAL	251 a 300 Kwh	11,65
COMERCIAL	301 a 350 Kwh	16,65
COMERCIAL	351 a 400 Kwh	21,64
COMERCIAL	401 a 450 Kwh	26,64

Fonte: (ARACAJU, 2013)