

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PECE – PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA DA ESCOLA
POLITÉCNICA DA USP

DIANE MARTINS CAVALCANTE DA SILVA

Estudo de Caso: Geração Distribuída Associado ao Mercado Livre
de Energia.

São Paulo

2018

DIANE MARTINS CAVALCANTE DA SILVA

Estudo de Caso: Geração Distribuída Associada ao Mercado Livre
de Energia

Trabalho de Conclusão do Curso de especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Área de Concentração: Geração Distribuída e Mercado Livre

Orientador: Prof. Dr. Roberto Castro.

São Paulo

2018

Catalogação-na-publicação

Martins Cavalcante da Silva, Diane
Estudo de Caso: Geração Distribuída Associada ao Mercado Livre/ D. Silva -- São Paulo,
2018.
54 p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1.Geração Distribuída 2. Sistemas Fotovoltaicos 3. Mercado Livre 4. Energia Elétrica 5. Energia Solar I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia II.t.

Dedico este trabalho a Deus e ao meu
esposo por sempre me apoiarem.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Natanael e Hudma, pelo apoio e pelo exemplo de dedicação e de caráter.

Ao meu esposo, Carlos, por todo amor e compreensão por ter me apoiado nesta trajetória principalmente por entender a minha ausência em momentos importantes.

Aos colegas de turma, que foram essenciais nesta trajetória, que sempre estiveram dispostos a ajudar e a tirar dúvidas. Torço pelo sucesso profissional e pessoal de cada um.

Aos professores do PECE, por todo aprendizado e conhecimento compartilhados na área de energias renováveis e eficiência energética.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Roberto Castro por ter acreditado nesse tema e por ter me orientado em todo o desenvolvimento desse projeto.

RESUMO

O mercado livre de energia é um mercado alternativo ao mercado regulado. Nesse mercado, é possível contratar energia com qualquer agente, seja gerador ou comercializador, que participam do Sistema Interligado Nacional (SIN), não mais adquirindo energia diretamente da concessionária local.

A geração distribuída chegou ao Brasil através da resolução 482/2012 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), substituída pela resolução 687/2016, datada em 24 de novembro de 2015, que possibilitou a todos gerarem sua própria energia.

O presente trabalho tem como objetivo demonstrar a viabilidade financeira de migração para o mercado livre de energia, investindo em geração distribuída, através de uma usina solar fotovoltaica, para uma Indústria no interior do Estado de São Paulo. Primeiro, foram estudados separadamente as modalidades: a Indústria migrando todo o consumo para o mercado livre de energia e, depois, construindo uma usina solar fotovoltaica de 1 MWp, que gerará 11% do consumo total da Indústria. Posteriormente foi analisada uma nova modalidade, onde descobrimos um novo valor de MWh onde é possível a que a indústria migre para o mercado livre, investindo em uma usina solar fotovoltaica e tenha os retornos financeiros dentro do período de contrato do Mercado Livre (3 anos).

Esta iniciativa tem objetivo de viabilizar a Geração Distribuída no Grupo tarifário A4, onde a tarifa é relativamente baixa e o payback de uma usina solar fotovoltaica, para esses consumidores, gira em torno de 5 a 6 anos. Os motivos para não investir podem ser os mais variados, mas o principal é o payback alto, diante de um cenário econômico ainda instável. Por este motivo, meu trabalho propõe uma nova modalidade de migração para o Mercado Livre, investido em Geração Distribuída.

ABSTRACT

The free energy market is an alternative to the regulated market, which is the energy contractor, ie the energy system or the equipment that is part of the National Interconnected System (NIS), does not acquire energy from the local utility.

The distributed generation came to Brazil through resolution 482/2012 of ANEEL (National Agency of Electric Energy) replaced by resolution 687/2016 dated November 24, 2015, where it allowed everyone to generate their own energy.

The present work aims to demonstrate the financial viability of migration to the free energy market by investing in distributed generation through a solar photovoltaic power plant for an Industry in the countryside of the State of São Paulo. Firstly, the modalities have been studied separately, the industry migrating all the consumption to the energy free market and then building a solar photovoltaic plant of 1 MWp that will generate 11% of the total consumption of the Industry. Subsequently we analyzed a new way whereby we discovered a new value of MWh where it is possible for the industry to migrate to the free market by investing in a Solar Photovoltaic Plant and start profiting within the 3 year free market contract period.

This initiative aims to enable the Distributed Generation in the A4 tariff group where the tariff is relatively low and the payback of a solar photovoltaic plant for these consumers is around 5 to 6 years, the reasons for not investing might be diversified, but the main one is the high payback, facing a still unstable economic scenario, for this reason this work proposes a New Migration Model for the Free Market invested in Distributed Generation.

LISTA DE FIGURAS

2.1 - Modelo do Setor Elétrico Brasileiro Marcos Regulatórios.....	15
2.2 - Mapeamento das Instituições do Setor Elétrico Brasileiro.....	18
4.1 – Evol. Potência Inst. (MW) em Micro. E Mini Ger. Distrib. Por tipo de Fonte...	22
4.2 – Exemplo de Autoconsumo Remoto.....	23
4.3 – Exemplo de Empreendimentos de Múltiplas Unidades.....	23
4.4 – Exemplo de Geração Compartilhada.....	24
5.1 – Economia do Mercado Livre em Comparaçāo ao Mercado Cativo.....	26
5.2 – Quem pode ser Consumidor Livre.....	27
6.1 – Ger. Distribuída Solar Fotovoltaica no Brasil por Classe de Consumo.....	30
6.2 – Preços MWh Modalidade A4 Azul.....	31
6.3 – Curva Anual de Consumo.....	32
6.4 – Vista Geral das Instalações da Indústria.....	34
6.5 - Perdas do Sistema Fotovoltaico.....	35
6.6 - Estimativa de Geração de Energia Mensal.....	35
6.7 – Consumo de Energia X Geração de Energia SFV.....	36
6.8 – Variação Consumo sem SFV X Variação Consumo com SFV.....	37
6.9 – Payback Simples.....	38
6.10 – Payback Descontado	39
6.11 – Valor Presente Líquido.....	39
6.12 – Taxa Interna de Retorno.....	40
6.13 – Resultado Financeiro – SFV.....	45
6.14 – Resultado Financeiro – Migração ML.....	47
6.15 – R\$ MWh por modalidade.....	47
6.16 – R\$ MWh por modalidade e Nova Tarifa.....	48
6.17 – Resultado Financeiro da Nova Modalidade.....	49
6.18 – Custo MC X Nova Modalidade.....	50

LISTA DE TABELAS

6.1 - Histórico de Consumo da Unidade Consumidora.....	32
6.2 – Percentual de variação de Consumo da Unidade Consumidora.....	33
6.3 - Informações da Usina Fotovoltaica.....	33
6.4 - Histórico de Consumo da Unidade Consumidora desconsiderando SFV.....	36
6.5 - Histórico de Consumo e Custo da Energia da Unidade Consumidora.....	37
6.6 – Custo da Usina Fotovoltaica	41
6.7 – Hist. de Consumo e Custo da Energia dá um. Consumidora e Geração SFV...	43
6.8 – Economia SFV não considerando o reajuste tarifário	44
6.9 – Economia SFV considerando o reajuste tarifário.....	46
6.10 – Histórico da TE e TUSD da Unidade Consumidora.....	45
6.11 – Preço MWh do Mercado Livre.....	46
6.12 – Levantamento para Média Ponderada do MWh da Nova Modalidade.....	49
6.13 – Consumo total para análise da Nova Modalidade.....	50
6.14 – Economia TUSD.....	50
6.15 – Custo Evitado.....	50

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRACEEL	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara Comercializadora de Energia Elétrica
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CMSE	Comitê de monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Políticas Energéticas
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica
CO ₂	Gás Carbono
CONFAZ	Convênio nº 16/2015 do Conselho Nacional de Política Fazendária
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
EOL	Usina Eólica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
GWh	Gigawatt-pico
kV	Quilovolt
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
kWp	Quilowatt-pico
MC	Mercado Cativo
ML	Mercado Livre
MME	Ministério de Minas e Energia
MP	Medida Provisória
MW	Megawatt

MWh	Megawatt-hora
MWp	Megawatt-pico
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCHs	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
REN	Resolução Normativa
RESEB	Reestruturação do Setor Elétrico
SFV	Sistema Fotovoltaico
SIN	Sistema Interligado Nacional
STN	Secretaria do Tesouro Nacional
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
Tusd	Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição
Tust	Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão
UFV	Usina Fotovoltaica
UTE	Usinas Termelétricas
VPL	Valor Presente Liquido
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVAS	13
1.2 OBJETIVO.....	13
2. SETOR ELÉTRICO	194
2.1 HISTÓRIA DO SETOR ELÉTRICO	14
2.2 ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	17
3. Revisão Bibliográfica.....	19
3.1 HISTÓRIA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	19
3.2 ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	21
4. Geração Distribuída	22
4.1 PRINCIPAIS ALTERAÇÕES NA RESOLUÇÃO NORMATIVA 482.....	23
4.2 VANTAGENS E DESVANTAGENS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	25
5. Mercado Livre	26
5.1 QUEM PODE E COMO COMPRAR ENERGIA NO MERCADO LIVRE.....	26
5.2 VANTAGENS E DESVANTAGENS DO MERCADO LIVRE.....	28
6. Desenvolvimento do Projeto	30
6.1 OBJETIVO E ESCOPO DO PROJETO.....	30
6.2 INDUSTRIA ESTUDADA.....	31
6.3 LEVANTAMENTO DO CONSUMO ELÉTRICO.....	31
6.4 DIMENSIONAMENTO DA USINA SOLAR.....	33
6.5 ANÁLISE PARA MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE.....	36
6.6 CONTEXTUALIZAÇÃO DA ANÁLISE FINANCEIRA.....	38
6.6.1 PAYBACK SIMPLES E DESCONTADO.....	38
6.6.2 VPL - VALOR PRESENTE LÍQUIDO.....	39
6.6.3 TIR – TAXA INTERNA DE RETORNO.....	39
6.6.4 ANÁLISE VIABILIDADE FINANCEIRA DA USINA FOTOVOLTAICA.....	41
6.6.5 ANÁLISE VIABILIDADE FINANCEIRA PARA MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE.....	46
6.6.6 ANÁLISE VIABILIDADE FINANCEIRA PARA MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE COM USINA SFV.....	47

7. Conclusões.....	52
Referências.....	53

1. INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVAS

Diante do atual cenário energético do Brasil, há a importância de ampliação da matriz energética brasileira, sendo assim umas das formas que mais tem se materializado no setor de geração de energia é através da popularização das tecnologias de micro e minigeração distribuída, segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2026). (EPE, 2009)

A Geração Distribuída tem se mostrado muito eficiente no Brasil, dando a oportunidade àqueles consumidores que não estão aptos para migrar para o Mercado Livre, tornarem-se independentes das distribuidoras, podendo produzir sua própria energia.

Analizando o crescimento deste segmento, do ponto de vista das Distribuidoras de Energia, representa uma oportunidade de negócio e diminuição das perdas por distribuição. E, investindo neste mercado de GD, contratação de menos energia para consumidores cativos. Para os grandes consumidores de energia elétrica, vemos algumas barreiras para a autoprodução através da geração distribuída, que são: Espaço físico, custo dos equipamentos, geração versus o consumo de energia.

A adesão de agentes ao Ambiente de Contratação Livre (ACL) vem crescendo ano após ano. O grande crescimento de migração de consumidores ao mercado livre de energia deve-se, sobretudo, à falta de previsibilidade de custos no Ambiente de Contratação Regulado (ACR), bem como os crescentes aumentos das tarifas que se dão pelos reajustes ordinários e extraordinários.

1.2 OBJETIVO

Inserido neste contexto, o objetivo principal é analisar a viabilidade financeira de migração para o mercado livre, investindo em geração distribuída através de uma usina solar fotovoltaica.

2. SETOR ELÉTRICO

2.1 HISTÓRIA DO SETOR ELÉTRICO

Fazendo uma ordem cronológica sobre o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro em 5 décadas.

O primeiro se inicia em 1889 na proclamação da república e termina no início da década de 1930, neste período, a economia do Brasil se destacava pela produção de produtos primários para a exportação, tendo a principal fonte energética o com o desenvolvimento da indústria do café, começando o processo de urbanização que acarretou no aumento do consumo de energia elétrica para a iluminação pública, mas ainda de forma embrionário.

O segundo período estendeu – se de 1930 a 1945, e foi caracterizado pelo enfraquecimento do modelo agrário/exportador e pela aceleração do processo de industrialização. O Estado promoveu uma maior regulação do setor, por exemplo, promulgando o Código de Aguas (em 1934), que transmitiu à União a propriedade das quedas d'água e a exclusividade de outorga das concessões para aproveitamento hidráulico. Neste mesmo período, introduziu-se também um sistema tarifário sob o regime de “custo do serviço”.

O terceiro período iniciou – se pós-guerra e se estendeu até o final da década de 1970, sendo representado pela forte e direta presença do Estado no setor elétrico, principalmente por meio da criação de empresas estatais em todos os segmentos da indústria. Para ter uma ideia do nível de investimentos realizados nesta época, a potência instalada no país passou de 1.300 MW para 30.000 MW em pouco mais de 20 anos.

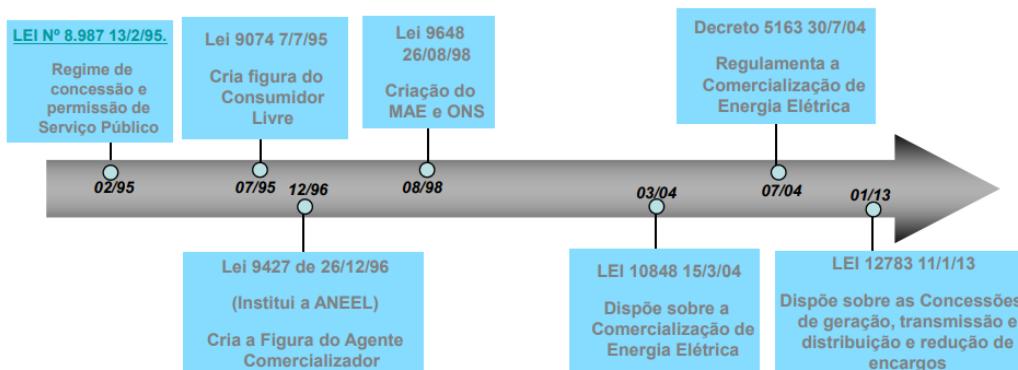
O quarto período iniciou-se na década de 1980 e foi marcado pela crise da dívida externa brasileira, que resultou em altos cortes de gastos de investimentos pelo governo. As tarifas de energia, que eram iguais para todo o país, foram mantidas artificialmente baixas como medida de contenção da inflação, não garantindo as empresas do setor uma remuneração suficiente para o seu equilíbrio econômico. Também vigorava a equalização tarifária entre todos os estados brasileiros, provocando subsídios cruzados entre empresas eficientes e ineficientes. Tal situação adversa criou condições para a proposição

de um novo paradigma para o setor elétrico, assim como ocorreu também para outros setores de infraestrutura no país, como o de telecomunicações.

Neste contexto, iniciou-se o quinto período do desenvolvimento da indústria de eletricidade no Brasil, que perdura até os dias atuais. Em meados da década de 1990, a partir de um projeto de reestruturação do setor elétrico, denominado RESEB, o Ministério de Minas e Energia preparo as mudanças institucionais e operacionais resultaram no modelo atual do setor. Esse baseou-se no consenso político-econômico do estado regulador, o qual deveria direcionar as políticas de desenvolvimento, bem como regular o setor, sem postar-se como executor em última estância. Assim, muitas empresas foram privatizadas e autarquias de caráter público e independente foram criadas, como é o caso da própria agencia reguladora, a ANEEL.

O gráfico abaixo exemplifica a evolução do setor elétrico através dos marcos regulatórios, apesar do grande esforço para implantação do novo modelo não foi possível prever a grande oferta de energia que gerou o racionamento de 2001, isso pode ser atribuído a falta de planejamento. No ano de 2004 foram feitos ajustes pelo governo afim de diminuir o risco de falta de energia ou um possível apagão e melhorar o monitoramento e controle do sistema elétrico, os pilares utilizados para essa adequação foram: a segurança energética, a restrição tarifaria e a universalização do atendimento, mesmo com pontos relevantes como a compra de energia por parte das distribuidoras, pode-se dizer que a estrutura do modelo dos anos 90 foi mantido em 2004.

Figura 2.1 – Modelo do Setor Elétrico Brasileiro Marcos Regulatórios



Fonte: Castro (2017)

Um novo e importante capítulo do setor elétrico nasce com a Medida provisória 579, de setembro de 2012, nessa MP que posteriormente foi revertida na Lei 12.973/2013 onde empresas geradoras e transmissoras puderam renovar antecipadamente seus contratos de concessão desde que seus preços fossem regulados pela ANEEL, devido à regulação dos preços das geradoras que aceitaram os termos da MP, notou-se uma mudança no contexto do setor elétrico: empresas geradoras que atuavam no modelo competitivo passaram a ter seus preços regulados, como já acontecia com as distribuidoras e transmissoras.

Hoje podemos pontuar as principais características do modelo atual, como:

- Desverticalização da indústria de energia elétrica, com segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição.
- Coexistência de empresas públicas e privadas.
- Planejamento e operação centralizados.
- Regulação das atividades de transmissão e distribuição pelo regime de incentivos, ao invés do custo do serviço.
- Regulação da atividade de geração para empreendimentos antigos.
- Concorrência na atividade de geração para empreendimentos novos.
- Coexistência de consumidores cativos e livres.
- Livres negociações entre geradores, comercializadores e consumidores livres.
- Leilões regulados para contratação de energia para as distribuidoras, que fornecem energia aos consumidores cativos.
- Preço da energia elétrica separada dos preços do seu transporte (uso do fio).
- Preços distintos para cada área de concessão, em substituição à equalização tarifária de outrora.
- Mecanismos de regulação contratuais para compartilhamento de ganhos de produtividade nos setores de transmissão.

2.2 ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O novo modelo regulatório, definiu a criação de três novas instituições, de onde nasceu a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, que retomou o planejamento de setor no longo prazo; o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, responsável por avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica do país; e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, com a atribuição de organizar as atividades de comercialização de energia no país.

Outras alterações importantes incluíram a definição do exercício do poder Concedente ao Ministério de Minas e Energia (MME) e a ampliação da autonomia do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), entidade de direito privado sem fins lucrativos, responsável por coordenar e controlar a operação das instalações de geração e de transmissão do Sistema Interligado Nacional, objetivando otimizar a geração conjunto do sistema hidrotérmico, visando a segurança e a minimização dos custos da energia elétrica para os Consumidores.

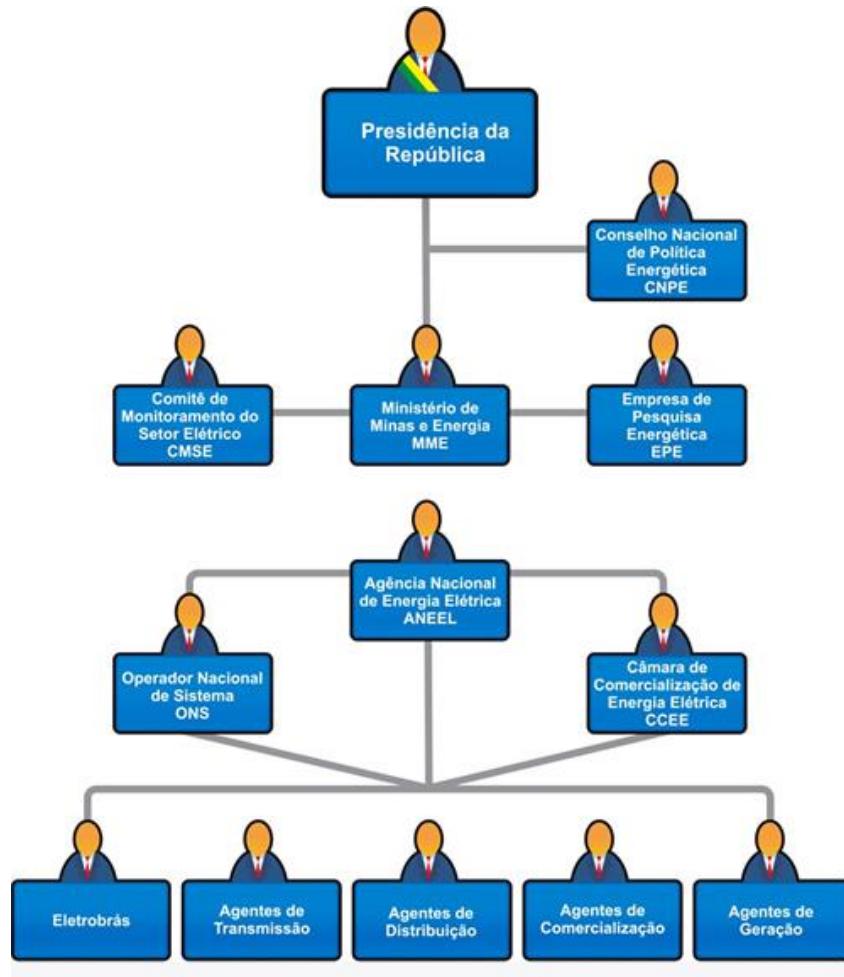
A atuação da ANEEL, agência reguladora independente, foi priorizada nos seus diversos papéis, em especial os de regulação, de fiscalização e do estabelecimento das tarifas, de forma a preservar o equilíbrio econômico-financeiro dos agentes e proteger os Consumidores quanto aos custos da energia fornecidas.

Destaca-se também, a importância do Conselho Nacional de Políticas Energéticas (CNPE), conselho interministerial consultivo da Presidência da República, que tem como principais atribuições a definição de diretrizes e a aprovação das políticas energéticas formuladas e propostas pelo Ministério de Minas e Energia.

A atual estrutura de funcionamento do setor elétrico foi concebida sob um ideal de equilíbrio institucional entre Agentes de Governo, Agentes Públicos e Privados.

Abaixo foto do mapeamento organizacional das Instituições do Setor Elétrico Brasileiro

Figura 2.2 – Mapeamento das Instituições do Setor Elétrico Brasileiro



Fonte: ABRADE (2018)

No setor elétrico brasileiro, existem Agentes de Governo responsáveis pela política energética do setor, sua regulação, operação centralizada e comércio de energia são os de geração, transmissão e distribuição.

As atividades de governo são exercidas pelo CNPE, MME e CMSE. As atividades regulatórias e de fiscalização são exercidas pela ANEEL. As atividades de planejamento, operação e contabilização são exercidas por empresas públicas ou de direito privado SEM fins lucrativos, Como a EPE, ONS e CCEE. As atividades permitidas e reguladas são exercidas pelos demais, Agentes do setor: Geradores, Transmissores, Distribuidores e Comercializadores.

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1 HISTÓRIA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A nível mundial, a partir da década de 90, o setor elétrico passou por reformas, com a ideia, predominante de redução da participação do Estado e aumento da parcela do setor privado, buscando aumento da eficiência e autonomia econômica para realização dos investimentos, com o objetivo de tornar o setor mais competitivo. Desta forma, poderia ser atendido o aumento da demanda dos consumidores, em termos de geração, transmissão e comercialização de energia. No Brasil, a reestruturação fez com que estes setores passassem a ser administrados e operados por entes distintos. (Peris, 2016).

O setor elétrico é altamente regulado, e um dos setores mais modernos do mundo. Dispõe de um sistema que interliga todas as regiões do país, o SIN – Sistema Interligado Nacional – para realização de uma distribuição mais efetiva de energia elétrica, o que possibilita um serviço mais barato através da energia gerada pelas hidrelétricas e fontes renováveis, evitando fontes de energias mais caras como as termoelétricas, por exemplo (Assis, 2013).

Seu funcionamento está baseado em concessões, através das quais o Governo brasileiro cede o direito de prestar serviços públicos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica as empresas privadas por período determinado por contratos. Seu objetivo predominante é a modicidade tarifária, isto é uma tarifa acessível a todos os cidadãos em território nacional. Para isso, são realizados reajustes anuais e revisões tarifárias periódicas, algumas previstas nos contratos de concessão, e outras extraordinárias, a exemplo da edição da Medida Provisória nº 579/2012 (Assis, 2013).

O setor elétrico particularmente relevante para o estudo da infraestrutura no Brasil. Possui grande importância para a construção do desenvolvimento econômico do país e apresenta empresas em diferentes estágios e portes variados. O setor consiste, portanto, em geração de energia, transmissão, distribuição, comercialização e consumo. Para que todas essas partições funcionem adequadamente é necessário estabelecer condutas que sejam, sobretudo, eficazes. (Peris, 2016).

O aparecimento da energia elétrica no Brasil se deu no período da República Velha, a partir de 1880, fruto de iniciativas privadas, através da implantação dos primeiros empreendimentos, em regime de monopólio. Posteriormente, entre 1931 a 1945, no Governo Vargas, o Estado estabeleceu um importante marco regulatório para o setor, que enfrentava aumento na demanda de energia em função da aceleração no desenvolvimento econômico. A partir 1946, com o intuito de elevar a oferta, o Estado aumentou sua participação, realizando investimentos públicos em todas as frentes. Outro

marco, foi a criação, em 1962, da Eletrobrás. Da década de 1960 até o final da década de 1970, ela atuou como no fomento da nacionalização e estatização do setor, consolidando um novo modelo institucional, que se perpetuou até 1979 (Peris, 2016).

A década de 1980, marcada por forte recessão e restrições fiscais e produziu a redução dos investimentos, ocasionando atrasos ao setor e as iniciativas empresariais (Peris, 2016).

A partir de 1993, até 2002, o modelo que se solidificou foi o chamado Modelo Híbrido, com a Lei nº 8.631/93, equacionando os débitos gerados pela alta inadimplência até 1992. Outra mudança ocorrida nesta época foi a privatização das companhias operadoras através da Lei nº 9.427, de dezembro de 1996, que instituiu a Agencia Nacional de Energia Elétrica – Aneel. Ao final desse período, em 2002, as atividades do setor elétrico eram, em sua grande maioria, controladas por empresas estatais. Somente a distribuição era majoritariamente privada (gomes e Vieira, 2009).

É importante ressaltar que especialmente após a década de 1960, as mudanças do modelo privado para o estatal tiveram falhas de planejamento, problemas contratuais e regulatórios, sobretudo devido à falta de coordenação entre os órgãos do Governo. Isto resultou no esgotamento do modelo, gerando sobrecarga de demanda ao setor e dificuldades na expansão de energia. Esses fatores combinados culminaram no racionamento que ocorreu entre 2001 e 2002 e fez o setor entrar em profunda crise (Pires, Giambiagi e Sales, 2002).

No início de 2001, o órgão operador nacional do sistema elétrico – NOS – constatou que era necessário efetuar uma redução de 20% do consumo de energia elétrica no país, como única saída para impedir o esvaziamento dos reservatórios devido à forte estiagem da época. Por isso, o Governo colocou em prática um programa de racionamento estabelecendo metas de redução de consumo. Ainda, foi criado um mecanismo de venda de direitos de consumo de energia entre as empresas, o que gerou diversas transações entre elas, bem como na bolsa de valores. O racionamento foi encerrado em fevereiro de 2002 (Pires, Giambiagi e Sales, 2002).

A partir de 2004, pós racionamento, o Governo Federal estabeleceu diretrizes para o funcionamento de um novo modelo no setor elétrico, a fim de reestruturar este segmento. O Novo Modelo teve como base o projeto RE-SEB – Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – criado em 1996 e encerrado em 1998, cujo propósito era assegurar eficiência econômica e proporcionar investimentos ao setor. O novo modelo alterou toda a regulação vigente e marcou a retomada da responsabilidade do Estado no planejamento do setor (Cuberos, 2008).

O Novo Modelo teve como objetivos principais garantir a segurança no suprimento de energia elétrica; promover a modicidade tarifária e a inserção social através de programas de universalização (como Luz para Todos). Sua nova estrutura tomou como base muitas características do modelo da década de

1990, como liberalização nas atividades, o que exigiu a cisão das companhias geradoras, transmissoras e distribuidoras, sendo que as atividades de distribuição e transmissão continuaram altamente reguladas, enquanto a atividade de produção das geradoras passou a ser negociada no mercado livre por meio de contratos bilaterais (Aneel, 2015).

3.2 ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Ainda na década de 90, foram constituídas entidades atuantes no novo modelo institucional, como a Aneel, agência reguladora, e a ONS, que é órgão coordenador e supervisor da operação centralizada do sistema. A partir de 2004, através das leis nº 10.847/2004 e nº 10.848/2004 o Governo Federal manteve como atribuição do Poder Executivo Federal a formulação de políticas para o setor através do Ministério de Minas e Energia (MME), com assessoramento do Conselho Nacional de Políticas Energética (CNPE) e do Congresso Nacional (Peris, 2016).

A partir desses arranjos, novos agentes foram criados: a EPE – Empresa de Pesquisa Energética, vinculada ao MME, para realização dos estudos de planejamento de expansão do setor; a CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, que executa as operações no mercado livre. Ainda vinculado ao MME, foi criado o CMSE – Comitê de monitoramento do Setor Elétrico com a função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento de energia no país (Peris, 2016).

A Aneel disponibiliza o Atlas de Energia Elétrica, que produz a atual estrutura institucional do setor elétrico brasileiro, que trata:

- (i) Das Políticas: Congresso Nacional, Presidência da República, Conselho Nacional de Política Energética e Ministério de Minas e Energia.
- (ii) Regulação e Fiscalização: Agência Nacional de Energia Elétrica, Agências Nacional e Energia Elétrica, Agências Estaduais, Agência Nacional de Petróleo, Conselhos de Consumidores, Entidades de Defesa do Consumidor, Secretaria de direito Econômico vinculada ao Ministério da Justiça, Conselho Administrativo de Defesa Econômica, Secretaria de Acompanhamento Econômico, Secretaria Nacional de Recursos Hídricos e Ambiente Urbano, Ministério do Meio Ambiente.
- (iii) Mercado: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, Operador Nacional do Sistema Elétrico.
- (iv) Agentes Institucionais: Empresa de Pesquisa Energética, Centrais Elétricas Brasileiras S.A., Concessionárias e Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.

4. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

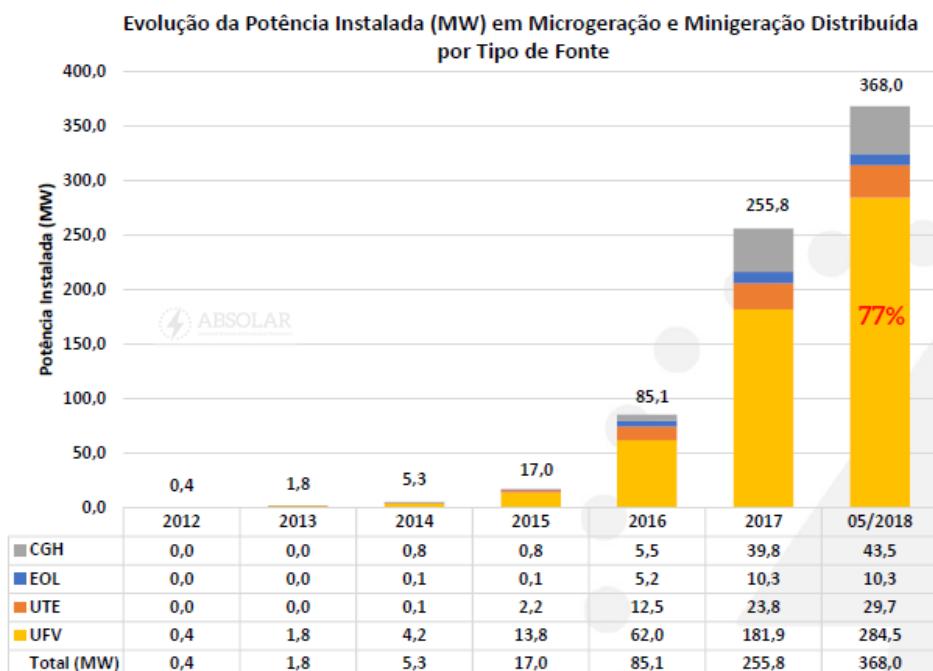
A geração distribuída é caracterizada pela instalação de geradores de pequeno porte, normalmente a partir de fontes renováveis, cogeração qualificada ou mesmo utilizando combustíveis fósseis, localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica.

A ANEEL através da RENº 482, de 17/04/2012, possibilitou ao consumidor brasileiro gerar sua própria energia e inclusive fornecer o excedente para a rede da distribuidora local.

O acompanhamento da implantação da REN nº 482/2012, realizado pela ANEEL, permitiu identificar diversos pontos da regulamentação que necessitavam aprimoramento como reduzir os custos e tempo para a conexão da microgeração e minegeração, aumentar o público alvo, melhorar as informações na fatura então houve a publicação da Resolução Normativa – REN nº 687/2017, que revisou a REN n º 482/2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.

A tabela abaixo mostra o crescimento no Brasil da geração distribuída por fonte de energia.

Figura 4.1 – Evol. Potência Inst. (MW) em Micro. E Mini Ger. Distrib. Por tipo de Fonte



Fonte: ANEEL/ABSOLAR, 2018. Última atualização 19/06/2018.

10

Fonte: ANEEL/ABSOLAR (2018)

4.1 PRINCIPAIS ALTERAÇÕES NA RESOLUÇÃO NORMATIVA 482

Em 1º de março de 2016 as novas regras começaram a valer, permitindo o uso de qualquer fonte renovável, além da cogeração qualificada, denominando -se microgeração distribuída a central geradora com potência instalada até 75 quilowatts (KW) e minegeração distribuída aquela com potência instalada até 75 KW e menor igual a 5 MW, conectadas na rede de distribuição por meio de instalações consumidoras.

Quando a quantidade de energia gerada em determinado mês for superior à energia consumida naquele período, o consumidor fica com créditos que podem ser utilizados para diminuir a fatura dos meses seguintes, de acordo com a nova regra, o prazo de validade dos créditos passou de 36 para 60 meses, sendo que eles podem ser utilizados abater consumo de unidades consumidoras do mesmo titular em outro local, desde que na área de atendimento de uma mesma distribuidora. Esse tipo de utilização dos créditos foi deão dos créditos foi denominado “autoconsumo remoto”

Figura 4.2 – Exemplo de Autoconsumo Remoto



Fonte Blue Sol (2018)

Outra inovação da norma é a possibilidade de instalação de geração distribuída em condomínios (empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras). Nessa modalidade, a energia gerada pode ser repartida entre os condomínios em porcentagens definidas pelos próprios consumidores.

Figura 4.3 – Exemplo de Empreendimentos de Múltiplas Unidades Consumidoras



Fonte: PV3 solar (2018)

A ANEEL criou ainda a figura da “geração compartilhada”, possibilitando que diversos interessados se unam em um consórcio ou em uma cooperativa, instalem um micro ou minigeração distribuída e utilizem a energia gerada para redução das faturas dos consorciados ou cooperados.

Figura 4.4 – Exemplo de Geração Compartilhada



Fonte: Windex (2018)

Referente aos procedimentos necessários para se conectar a micro ou minigeração distribuída a rede da distribuidora, a ANEEL estabeleceu regras que simplificam o processo: foram instituídos formulários padrão para realização da solicitação de acesso pelo consumidor e o prazo total para a distribuidora conectar usinas até 75 KW, que era de 82 dias, foi reduzido para 34 dias. Adicionalmente, a partir de janeiro de 2017, os consumidores poderão fazer a solicitação e acompanhar o andamento de seu pedido junto à distribuidora pela internet.

Caso a energia injetada na rede seja superior à consumida, cria-se um “credito de energia” que não pode ser revertido em dinheiro, mas pode ser utilizado para abater o consumo da unidade consumidora nos meses subsequentes ou em outras unidades consumidora da mesma titularidade (desde que todas as unidades estejam na mesma área de concessão), com validade de 60 meses.

Um exemplo é o da microgeração por fonte solar fotovoltaica: de dia, a “sobra” da energia gerada pela central é passada para a rede; à noite, a rede devolve a energia para a unidade consumidora e super necessidades adicionais. Portanto, a rede funciona como uma bateria, armazenando o excedente até o momento em que a unidade consumidora necessite de energia proveniente da distribuidora

Para as unidades consumidoras conectadas em baixa tensão (grupo B), ainda que a energia injetada na rede seja superior ao consumo, será devido o pagamento referente ao custo de disponibilidade, valor em reais a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico). Já para os consumidores

conectados em alta tensão (grupo A), a parcela de energia da fatura poderá ser zerada (caso a quantidade de energia injetada ao longo do mês seja maior ou igual à quantidade de energia consumida), sendo que a parcela da fatura correspondente à demanda contratada será faturada normalmente.

4.2 VANTAGENS E DESVANTAGENS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

As vantagens que a geração distribuída pode ser aliada: economia financeira no médio e longo prazo de acordo com o custo da energia paga, consciência socioambiental optando por fontes que emitam menos CO₂ na atmosfera, o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, devido ao consumido está próximo a carga evitando perdas de energia, diversificação da matriz elétrica, redução no carregamento das redes.

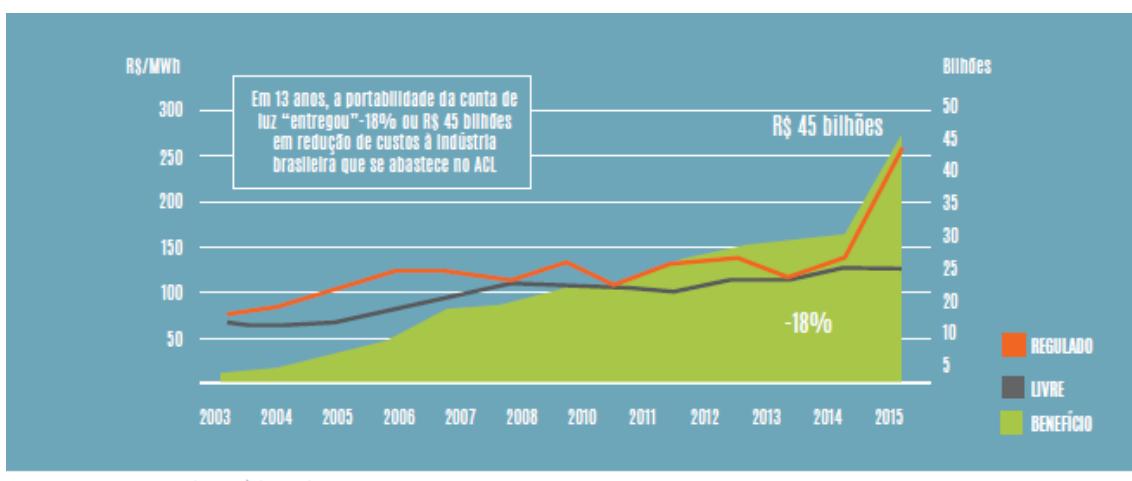
As Desvantagens da geração distribuída, associadas ao aumento da quantidade de pequenos geradores espalhados na rede de distribuição, tais como: o aumento da complexidade de operação da rede, a dificuldade na cobrança pelo uso do sistema elétrico, a eventual incidência de tributos e a necessidade de alteração dos procedimentos das distribuidoras para operar, controlar e proteger suas redes.

5. MERCADO LIVRE

O mercado livre de energia elétrica, ou ambiente de contratação livre (ACL), é um ambiente em que todos os consumidores podem escolher livremente seus fornecedores de energia, exercendo seu direito à portabilidade da conta luz. Nesse ambiente, consumidores e fornecedores negociam as condições de contratação de energia.

Desde 2003 o mercado livre proporcionou, em média, uma economia de 18% em comparação com o mercado cativo. As regras de ambos os mercados são definidas pela Aneel. Todos os contratos de energia são contabilizados mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), através da Lei 10.848/04 e no Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004.

Figura 5.1 – Economia do Mercado Livre em Comparaçao ao Mercado Cativo



Fonte: Abraceel

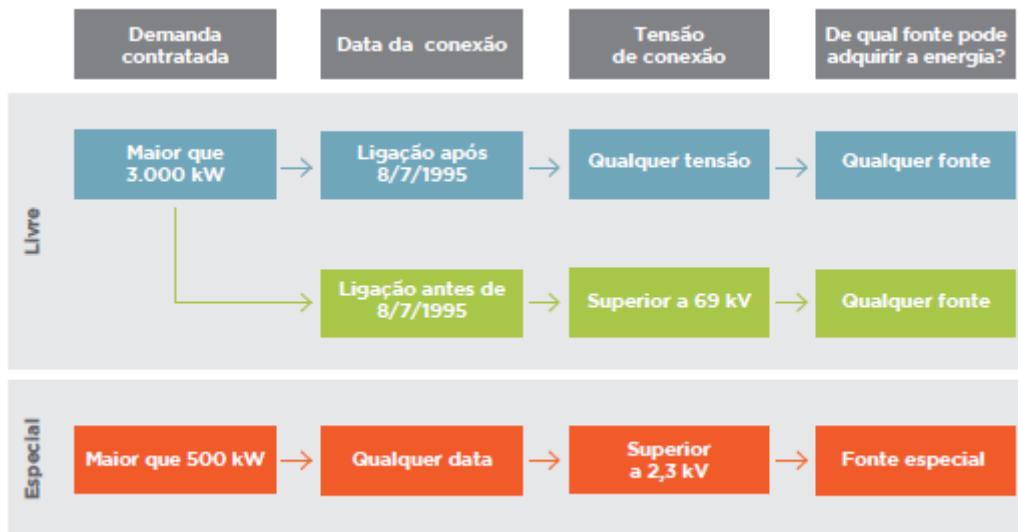
5.1 QUEM PODE E COMO COMPRAR ENERGIA NO MERCADO LIVRE

Existe dois tipos de consumidores livres os consumidores livres “tradicionais” e os consumidores especiais.

Consumidores livres “tradicionais”: Possuem, no mínimo, 3.000 KW de demanda contratada e podem contratar energia proveniente de qualquer fonte de geração. A única restrição é que, além do nível de demanda contratada, as empresas que se conectaram ao sistema antes de 7 de julho de 1995 tem de receber a energia em tensão superior a 69 KV.

Consumidores especiais: Possuem demanda contratada igual ou maior que 500 e menor que 3.000 kW, independentemente do nível de tensão. Podem contratar energia proveniente apenas de usinas eólicas, solares, a biomassa, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) ou hidráulica de empreendimentos com potência inferior ou igual a 50.0000 kW, as chamadas fontes especiais de energia.

Figura 5.2 – Quem pode ser Consumidor Livre



Fonte: Abraceel

Consumidores com o mesmo CNPJ ou localizados em área contígua (sem separação por vias públicas podem agregar suas cargas para atingir o nível de demanda de 500 kW para se tornar consumidor especial.

Por exemplo, uma rede de supermercados, com dez unidades consumidoras (todas com o mesmo CNPJ) cada uma com 50 kW de demanda contratada, poderá se tornar um consumidor especial por comunhão de cargas, atingindo a demanda requisitada de 500 kW.

A energia pode ser disponibilizada aos consumidores do mercado livre por agentes comercializadores, importadores, autoprodutores, geradores e até mesmo por cessão de excedente com outros consumidores livres e especiais, desde que cadastrados como agentes da CCEE. Os consumidores podem comprar energia por meio de contratos de energia incentivada e/ou convencional.

Energia convencional: usinas hidrelétricas de grande porte e usinas termelétricas são as fontes mais comuns de energia convencional, porém, no mercado livre, os consumidores podem adquirir eletricidade de fontes provenientes de energia incentivada.

Energia incentivada: os consumidores que adquirem de fontes incentivadas têm direito à redução, entre 50% e 100%, nas tarifas de uso do sistema de distribuição e transmissão (Tusd e Tust). De acordo com regulamentação vigente, as fontes incentivadas são usinas eólicas, solares, a biomassa, hidráulicas ou cogeração qualificada com potência inferior ou igual a 30.000 kW. O percentual do desconto depende da data de homologação da outorga ou do registro do empreendimento na Aneel e do tipo de fonte de geração. Essa média é um incentivo econômico para o desenvolvimento das fontes renováveis no país.

Compra de energia de comercializadores: diferentemente dos agentes de geração, os comercializadores não possuem usinas para gerar energia elétrica, eles adquirem a energia de diferentes fornecedores, criando um portfólio diversificado de produtos a serem ofertados aos consumidores e outros agentes compradores, mesmo que não possuem ativos de geração, os comercializadores estão sob forte regulação e, para obterem autorização da Aneel, devem possuir capital social integralizado de no mínimo um milhão de reais e comprovar aptidão para o desempenho da atividade. O papel do comercializador é gerir riscos de volume e preço para os geradores e consumidores do mercado livre. A resolução nº 678 da Aneel de 1º de dezembro de 2015, que regulamenta a atividade.

5.2 VANTAGENS E DESVANTAGENS DO MERCADO LIVRE

Uma das vantagens de ser consumidor do mercado livre, é poder definir sua estratégia de contratação de energia e tomar suas próprias decisões de compra, porém é fundamental que cada consumidor tenha uma estratégia de longo prazo, apenas a energia contratada protege o consumidor de variações de preços, que são muito voláteis no setor elétrico brasileiro, essa volatilidade se deve principalmente as características do parque gerador predominantemente hidroelétrico e, portanto, dependente do regime de chuvas. Existem algumas possibilidades de contratar energia que está associada ao perfil de consumo e ao risco que se quer correr.

Perfil conservador: a estratégia contempla contratos de longo prazo, que dão alta previsibilidade a empresa, os custos são previamente negociados e conhecidos durante todo o período contratado.

Perfil arrojado: o mercado oferece oportunidades diferenciadas de compra que podem contribuir para maiores vantagens econômicas, diminuindo os valores pagos pela eletricidade, uma possibilidade é a contratação de volumes inferiores a necessidade, no longo prazo e o complemento do montante total em contratos de curto prazo, porém, o risco associado a esse tipo de estratégia é alto.

Alternativas contratuais: os consumidores também podem utilizar mecanismos derivativos de compra futura, opções de compra, ou ainda, contratos de compra de energia com descontos garantidos em relação a tarifa regulada.

Consumo flexível: o contrato pode prever consumo flexível (por exemplo, 10% acima ou abaixo do total contratado), reduzindo o risco de déficits ou superávits, as margens de flexibilidade podem ser precificadas pelos vendedores.

O consumidor livre tem o poder de escolha para tomar as decisões referentes a compra de energia, podendo escolher a fonte desejada e seu parceiro comercial, devido à concorrência entre geradores e comercializadores torna o ACL mais competitivo, reduzindo preços e promovendo aumento de

eficiência, assim tornando possível aos consumidores diminuir os gastos com energia e tornando seus ramos de atividade mais competitivo.

Outro ponto é a flexibilidade de contratação entre fornecedor tais como, preço, volume, prazo, fonte de geração, forma de reajuste etc. ..., mas o que atrai muitos consumidores é a previsibilidade uma vez que o contrato foi firmado, estar protegido de mudanças repentinhas nas revisões de tarifas de energia, principalmente para contratos de longo prazo.

Como em todo mercado temos desvantagens e a exposição à preços voláteis, nem sempre o preço de energia no mercado livre de energia é mais barato que o mercado cativo, ou seja, mesmo que no longo prazo, a energia no mercado livre tem se mostrado muito mais vantajosa que no mercado cativo, existe a possibilidade de que o valor seja desvantajoso em relação ao cativo em momentos de estresse de geração ou de alta demanda do setor.

Desvantagem: montantes de energia contratados maiores ou menores que o consumo, o volume de energia a ser contratado pelo consumidor, que será um montante referente a projeções e seu perfil de consumo, podendo gerar sobras ou faltas de energia que não existem no mercado regulado, isso porque o consumidor passa a ser responsável pela determinação do volume de energia que será contratado e pelo seu consumo, como uma indústria pode sofrer diferenças de volume de produção, o consumidor pode ficar exposto em alguns momentos a preços de energia mais caros na reposição de energia consumida maior que o contratado.

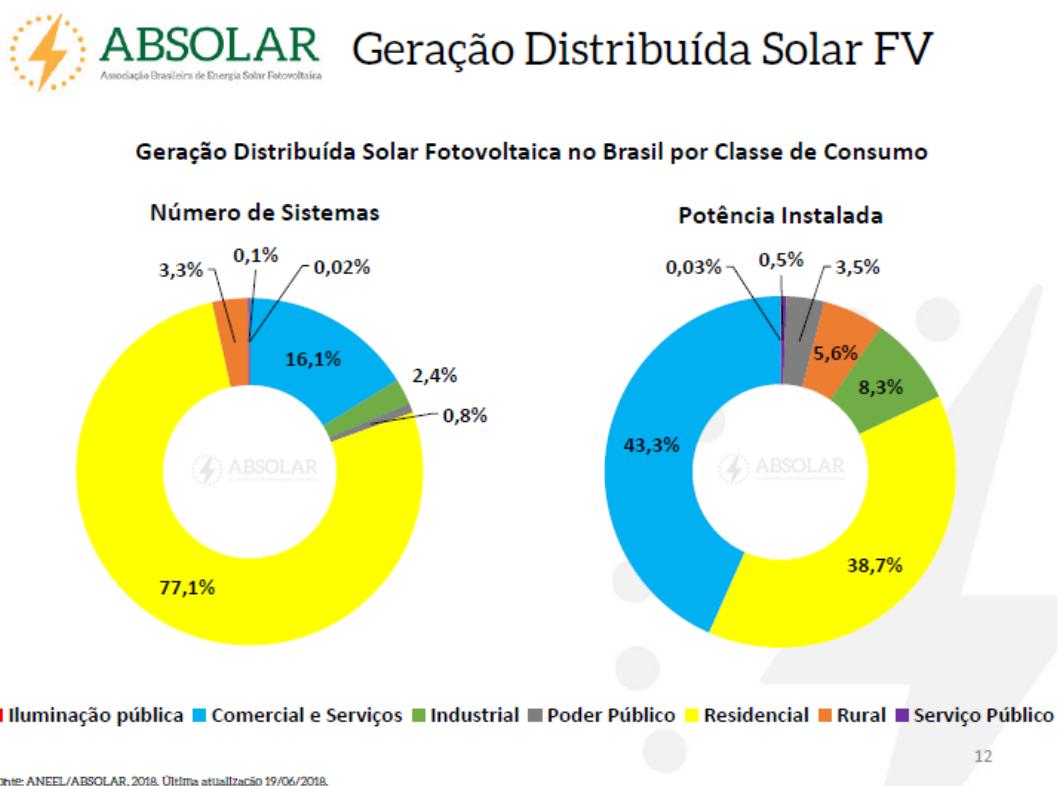
6. DESENVOLVIMENTO DO PROJETO

6.1 Objetivo e Escopo do Projeto

O objetivo desse projeto é analisar a possibilidade de investimento em Geração Distribuída através da Energia Solar Fotovoltaica em um consumidor apto para a migração ao Mercado Livre no estado de São Paulo, temos algumas barreiras para esse estudo a ser vencida:

1. Preço da usina solar fotovoltaica;
2. Tamanho da usina kWp versus geração de energia;
3. Não onerar o custo do MWh negociado para a migração ao Mercado Livre;
4. Obter os retornos financeiros da Usina Solar Fotovoltaica no período contratual do Mercado Livre;
5. Conforme gráfico abaixo, a maior concentração de mini e micro geração está no grupo tarifário B (baixa tensão) e iremos estudar uma indústria do grupo tarifário A (alta tensão).

Figura 6.1 – Geração Distribuída Solar Fotovoltaica no Brasil por Classe de Consumo



Fonte: ANEEL/ABSOLAR (2018)

No Estudo a SFV será limitada na potência de 1MWp já que o Convênio nº 16/2015 do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) “Autoriza a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a Resolução Normativa nº 482, de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.”

6.2 Industria Estudada

A indústria estudada está localizada no interior de São Paulo e atua no setor farmacêutico atendendo demanda no Brasil inteiro, já existe uma área definida pela a indústria para geração de energia solar fotovoltaica com potencial de geração de 3 MWp em solo.

A Figura 6.2 abaixo, exibe as tarifas vigentes da CPFL para a modalidade do consumidor estudado.

Figura 6.2 – Preços MWh Modalidade A4 Azul

● Tarifa Azul

Sub Grupo	TUSD				TE (R\$/MWh)				Ultrapassagem(R\$/KW)			
	Ponta		Fora Ponta		Ponta		Fora Ponta		Ponta		Fora Ponta	
	R\$ KW	R\$ KW	R\$ MWh	TE	Bandeira Verde	Bandeira Amarela	Bandeira Vermelha	TE	Bandeira Verde	Bandeira Amarela	Bandeira Vermelha	TE
A3a (30 a 44 kV)	30,75	13,72	48,60	350,24	350,24	360,24	400,24	217,42	217,42	227,42	267,42	61,50
A4 (2,3 a 25 kV)	30,75	13,72	48,60	350,24	350,24	360,24	400,24	217,42	217,42	227,42	267,42	61,50
												27,44

Fonte: CPFL (2018)

6.3 Levantamento do consumo elétrico

Foi analisado as 12 ultimas contas de energia elétrica da unidade consumidora, as informações extraídas e discriminadas em consumo no horário de ponta e consumo fora de ponta a intenção é analisar o perfil de consumo e as variações no decorrer dos meses.

Tabela 6.1 – Histórico de Consumo da Unidade Consumidora

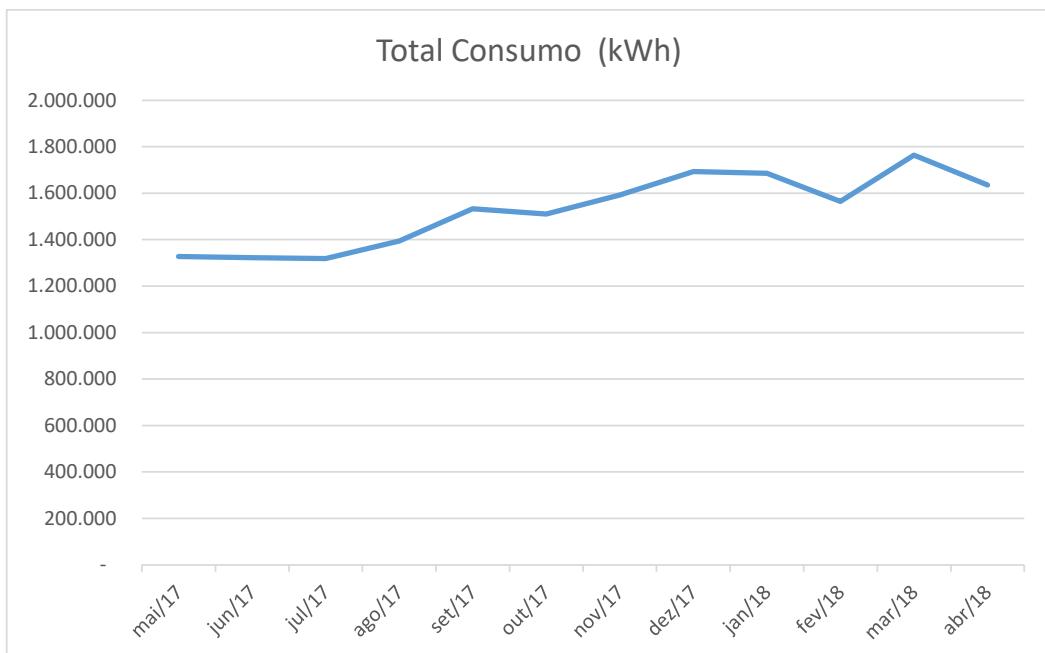
Mês	Consumo Fora de Ponta (kWh)	Consumo Ponta (kWh)	Total Consumo (kWh)	Demandada Contratada Fora de Ponta (kW)	Demandada Contratada Ponta (kW)	Total Demandada Contratada (kW)
mai/17	1.202.080	125.120	1.327.200	3.000	2.700	5.700
jun/17	1.211.160	111.640	1.322.800	3.000	2.700	5.700
jul/17	1.194.240	124.660	1.318.900	3.000	2.700	5.700
ago/17	1.259.760	134.520	1.394.280	3.000	2.700	5.700
set/17	1.396.920	135.600	1.532.520	3.000	2.700	5.700
out/17	1.370.640	139.600	1.510.240	3.000	2.700	5.700
nov/17	1.454.640	137.640	1.592.280	3.000	2.700	5.700
dez/17	1.546.840	146.880	1.693.720	3.000	2.700	5.700
jan/18	1.528.560	156.720	1.685.280	3.000	2.700	5.700
fev/18	1.423.440	141.120	1.564.560	3.000	2.700	5.700
mar/18	1.602.160	161.160	1.763.320	3.000	2.700	5.700
abr/18	1.501.640	133.000	1.634.640	3.000	2.700	5.700
Média	1.391.007	137.305	1.528.312	3.000	2.700	5.700

Fonte: Elaboração Própria (2018)

Com relação a demanda contratada como o consumidor enquadra –se na modalidade tarifa azul que é opcional para fornecimento abaixo de 69 kV e obrigatória quando a tensão é superior a 69 kV, nessa modalidade temos tarifa e demandas diferenciadas entre ponta e fora de ponta, para a indústria analisada temos de demanda contratada 3.700 kW fora de ponta e 2.700 kW na ponta.

Outra análise realizada foi a curva de consumo total, para identificar as variações mensais.

Figura 6.3 – Curva Anual de Consumo



Fonte: Elaboração Própria (2018)

Observa -se uma variação no consumo no consumo de energia, os maiores picos estão em set/17 e mar/18 conforme tabela abaixo:

Tabela 6.2 – Percentual de variação de Consumo da Unidade Consumidora

jun/17	jul/17	ago/17	set/17	out/17	nov/17	dez/17	jan/18	fev/18	mar/18	abr/18
-0,33%	-0,29%	5,72%	9,91%	-1,45%	5,43%	6,37%	-0,50%	-7,16%	12,70%	-7,30%

Fonte: Elaboração Própria (2018)

A sazonalidade demonstrada acima é uma característica do setor pois fábrica tem que manter temperatura de 18°C a 22°C e com humidade relativa em torno de 55% a 60% nas áreas produtivas.

6.4 Dimensionamento da Usina Solar

O sistema fotovoltaico, objeto deste estudo, possui potência pico (potência total do conjunto de módulos fotovoltaicos em condições de laboratório) de 1,19 MWp, e será interligado à rede através de inversores que atendem as condições de frequência e tensão da rede de distribuição, os inversores juntos possuem potência máxima de 1,00 MWp.

O sistema fotovoltaico foi dimensionado no sistema HELIOSCOPE, a tabela abaixo apresenta as principais informações do projeto.

Tabela 6.3 - Informações da Usina Fotovoltaica

Potência-Pico Instalada no Circuito C.C.	1,19 MWp
Potência Disponível no Circuito C.A.	1,00 MWp
Estimativa de Geração Anual de Energia	2.974 GWh
Fabricante e Modelo dos Módulos Fotovoltaicos	Canadian Solar / CS6X-310P
Tecnologia dos Módulos Fotovoltaicos	Silício Policristalino
Quantidade Total de Módulos Fotovoltaicos	3.840
Área Total dos Módulos Fotovoltaicos	19.125 m ²
Fabricante e Modelo dos Inversores	ABB / TRIO-TM-50.0-400
Quantidade Total de Inversores	20
Modelo das Estruturas de Fixação	Solo
Local de Montagem dos Módulos Fotovoltaicos	Industria Interior de São Paulo

Fonte: Elaboração Própria (2018)

O objetivo desse dimensionamento do sistema fotovoltaico apresentado na tabela acima através do potencial energético é unicamente coletar dados de geração de energia para análise de viabilidade financeira.

A indústria já possui uma área de aproximadamente 57.546 m² para designada para geração de energia através de uma usina fotovoltaica, o presente trabalho limitará a potência do sistema fotovoltaico em 1,00 MWp conforme CONFAZ,16.

A figura a seguir apresenta uma vista geral do terreno da Indústria, destacando a área da instalação da usina fotovoltaica.

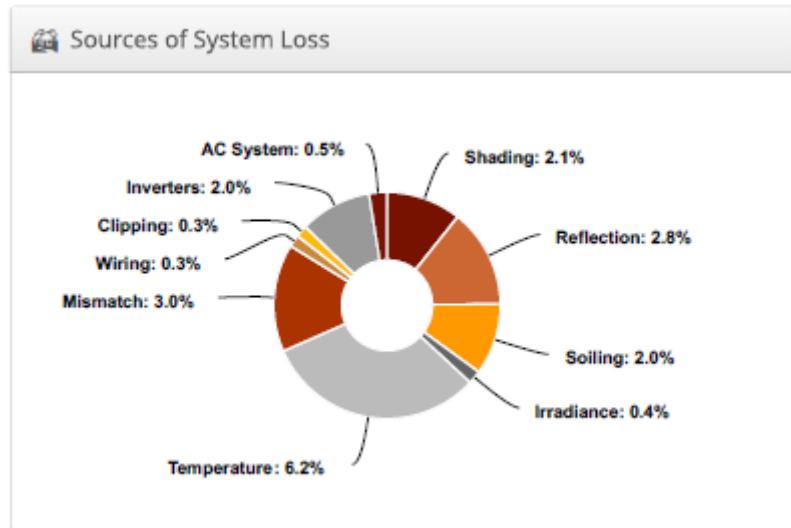
Figura 6.4 – Vista Geral das Instalações da Indústria



Fonte: Google Earth (2018)

A energia produzida pelo sistema fotovoltaico depende de vários fatores, tais como: incidência solar da região, ângulo de inclinação dos módulos, ângulo de orientação do módulo com relação ao Norte, eficiência do módulo fotovoltaico e do inversor eletrônico empregado no sistema entre outros. Abaixo um gráfico de perdas do sistema fotovoltaico extraído do software HELIOSCOPE.

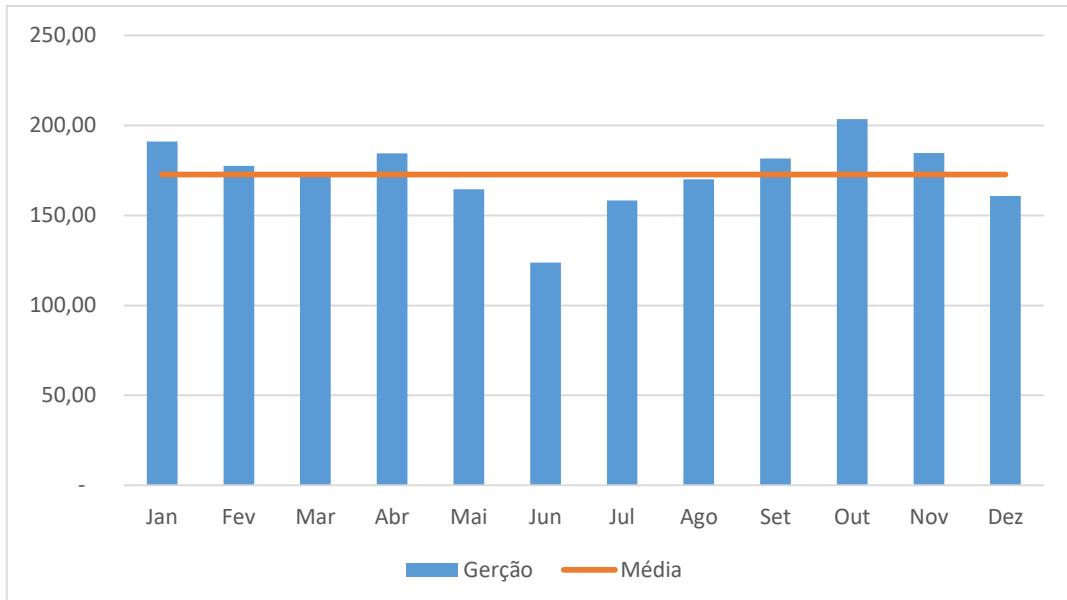
Figura 6.5 - Perdas do Sistema Fotovoltaico



Fonte: HELIOSCOPE (2018)

Com os dados relativos à eficiência dos equipamentos, valores de irradiação incidente da região de estudo e as perdas causadas por alta temperatura nos painéis, pelo cabeamento, conexões elétricas e conversão de energia, foi estimado a geração de energia média mensal, conforme gráfico a seguir.

Figura 6.6 - Estimativa de Geração de Energia Mensal



Fonte: Elaboração Própria (2018)

6.5 Análise para migração para o Mercado Livre

Visando atender o objetivo do projeto, foi analisado o consumo de energia elétrica da unidade consumidora, com base nos dados obtidos e identificado o perfil de consumo. Para a análise de migração do mercado livre será desconsiderado do consumo mensal a geração de energia da usina fotovoltaica, conforme demonstrado na tabela abaixo.

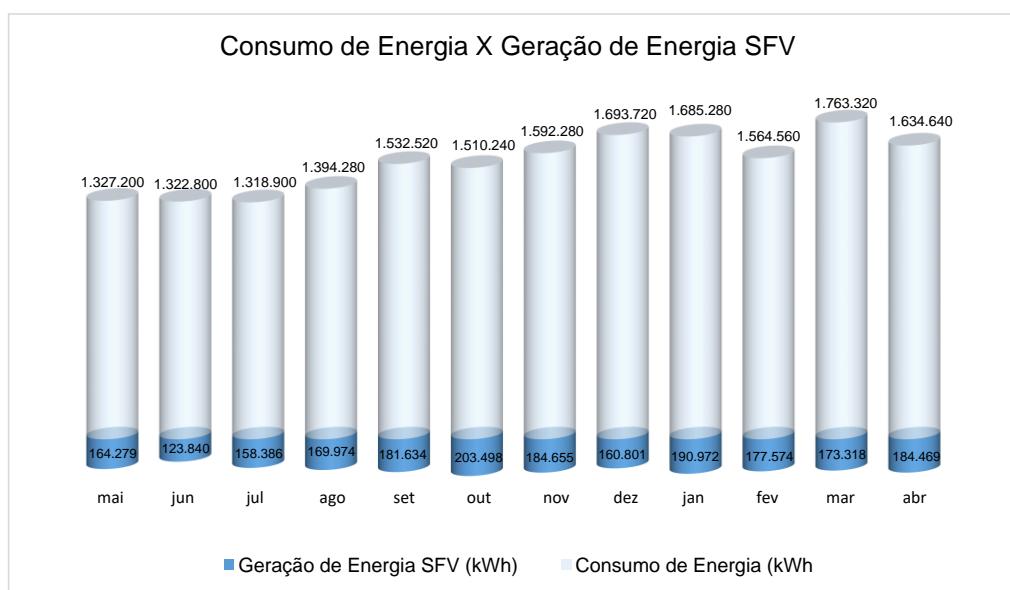
Tabela 6.4 - Histórico de Consumo da Unidade Consumidora desconsiderando SFV

Mês	Consumo Fora de Ponta (kWh)	Consumo Ponta (kWh)	Total Consumo (kWh)	Geração Mensal SFV (kWh)	Total Consumo menos geração SFV (kWh)
mai/17	1.202.080	125.120	1.327.200	164.479	1.162.721
jun/17	1.211.160	111.640	1.322.800	123.840	1.198.960
jul/17	1.194.240	124.660	1.318.900	158.386	1.160.514
ago/17	1.259.760	134.520	1.394.280	169.974	1.224.306
set/17	1.396.920	135.600	1.532.520	181.634	1.350.886
out/17	1.370.640	139.600	1.510.240	203.498	1.306.743
nov/17	1.454.640	137.640	1.592.280	184.655	1.407.625
dez/17	1.546.840	146.880	1.693.720	160.801	1.532.919
jan/18	1.528.560	156.720	1.685.280	190.972	1.494.308
fev/18	1.423.440	141.120	1.564.560	177.574	1.386.986
mar/18	1.602.160	161.160	1.763.320	173.318	1.590.002
abr/18	1.501.640	133.000	1.634.640	184.469	1.450.171
Média	1.391.007	137.305	1.528.312	172.800	1.355.512

Fonte: Elaboração Própria (2018)

A geração do SFV produzira em média 11% do consumo mensal, a seguir apresentam graficamente.

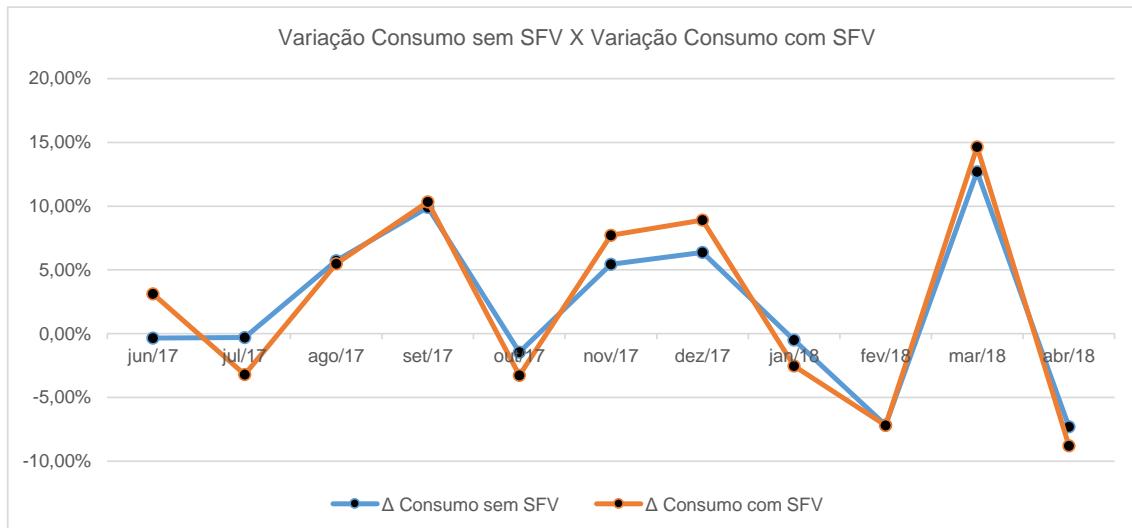
Figura 6.7 – Consumo de Energia X Geração de Energia SFV



Fonte: Elaboração Própria (2018)

Devido a intermitência do SFV, observa – se uma alteração na curva nos meses de junho e julho quando estamos no inverno, essa perda se dá por conta da duração dos dias que são menores, e da angulação do sol em relação à Terra, que faz que a sua luz chegue de maneira mais amena a superfície terrestre no hemisfério em questão

Figura 6.8 – Variação Consumo sem SFV X Variação Consumo com SFV



Fonte: Elaboração Própria (2018)

As variações mensais não representam grande volatilidade o que possivelmente pode evitar o consumidor de possuir sobras ou falta de energia mês a mês.

Para seguirmos o estudo a tabela abaixo conta demonstra o valor do MWh para no período do estudado.

Tabela 6.5 - Histórico de Consumo e Custo da Energia da Unidade Consumidora

Mês	Consumo Fora de Ponta (kWh)	Consumo Ponta (kWh)	Total Consumo (kWh)	Preço de energia (R\$/MWh)
mai/17	1.202.080	125.120	1.327.200	R\$ 379,61
jun/17	1.211.160	111.640	1.322.800	R\$ 378,09
jul/17	1.194.240	124.660	1.318.900	R\$ 379,65
ago/17	1.259.760	134.520	1.394.280	R\$ 379,95
set/17	1.396.920	135.600	1.532.520	R\$ 378,72
out/17	1.370.640	139.600	1.510.240	R\$ 379,33
nov/17	1.454.640	137.640	1.592.280	R\$ 378,40
dez/17	1.546.840	146.880	1.693.720	R\$ 378,45
jan/18	1.528.560	156.720	1.685.280	R\$ 379,41
fev/18	1.423.440	141.120	1.564.560	R\$ 378,98
mar/18	1.602.160	161.160	1.763.320	R\$ 379,17
abr/18	1.501.640	133.000	1.634.640	R\$ 377,62
Média	1.391.007	137.305	1.528.312	R\$ 378,95

Fonte: Elaboração Própria (2018)

O preço médio mensal pago pela energia para o período de estudo é de R\$ 378,95, referente a TE e TUSD.

De acordo com a condição atual do consumidor estudado, pela regra enquadra-se na categoria consumidor especial, assim, devendo contratar energias de fontes incentivadas, produtos incentivados podem ser de 50% de desconto ou de 100% de desconto na TUSD ou TUST.

6.6 Contextualização da Análise Financeira

Visando atingir o objetivo do trabalho, analisaremos a viabilidade financeira em três etapas:

- (i) Viabilidade financeira da Usina Fotovoltaica
- (ii) Viabilidade financeira para Migração para o Mercado Livre
- (iii) Viabilidade financeira da SFV com o Mercado Livre

Entre todos os diversos conceitos da engenharia econômica de um projeto, iremos utilizar alguns conceitos básicos de viabilidade financeira de projetos, sendo os principais: “Payback” simples e descontado, VPL (Valor Presente Líquido) e TIR (Taxa Interna de Retorno):

6.6.1 Payback Simples e Descontado

Contextualmente podemos definir Payback simples como o período no espaço de tempo necessário para que todas as entradas financeiras do projeto se igualem ao valor a ser investido no período inicial do projeto, ou seja, o tempo de recuperação do investimento feito, conforme, enunciado abaixo.

Figura 6.9 – Payback Simples

$$\text{Payback Simples} = \frac{\text{Investimento Inicial}}{\text{Fluxo de Caixa Anual}}$$

Fonte: Elaboração Própria (2018)

Conforme Giosa, 1997, em uma análise financeira, quanto maior o período, as incertezas são maiores, sendo natural que as empresas ou investidores procurem projetos com espaço menor de tempo como forma de mitigar os riscos, buscando o capital investido no menor tempo possível.

Logo, Payback descontado é o período de tempo necessário para recuperar o investimento feito no momento zero do projeto, avaliando todos os fluxos de caixa descontados no tempo, ou seja, considerando – se o valor do dinheiro no tempo, conforme ilustrado abaixo.

Figura 6.10 – Payback Descontado

$$PV = \frac{FV}{(1 + i)^n}$$

Fonte: Elaboração Própria (2018)

6.6.2 VPL - Valor Presente Líquido

Para calcular o Valor Presente Líquido, leva – se em consideração o valor do dinheiro no tempo, portanto, todas as entradas e saídas de caixa são tratadas no tempo presente. Assim, podemos dizer que o VPL, conforme figura abaixo, de um projeto ou investimento é igual ao valor presente atual do fluxo de caixa líquido do projeto em análise total, descontado pelo custo médio ponderado de capital, sempre observando a taxa de juros que será aplicada no projeto.

Figura 6.11 – Valor Presente Líquido

$$VPL = \sum_{n=1}^p \frac{FC_n}{(1 + i)^n} - I$$

Fonte: Elaboração Própria (2018)

6.6.3 TIR – Taxa Interna de Retorno

A Taxa Interna de Retorno – TIR é a taxa “i” que se igualam as entradas de caixa ao valor a ser investido em um projeto. Em outras palavras, é a taxa que iguala o VPL de um projeto a zero.

Figura 6.12 – Taxa Interna de Retorno

$$\sum_{n=1}^p \frac{FC_n}{(1 + TIR)^n} - I = 0$$

Fonte: Elaboração Própria (2018)

Podemos concluir que o projeto é viável, se a TIR encontrada for maior que a taxa mínima atratividade (TMA). A taxa mínima de atratividade é normalmente representada pela sigla em inglês “Weighted Average Cost of Capital” (WACC). Esta taxa mínima de atratividade geralmente é determinada pelo investidor, baseado em taxas de mercado com índices conservadores, como Fundo de Tesouro Direto – STN – Secretaria do Tesouro Nacional, hoje na taxa 9,15% ao ano.

6.6.4 Análise Viabilidade financeira da Usina Fotovoltaica

O projeto analisado será na modalidade Turn Key, todos os preços de material e serviços são praticados pelo mercado, o custo estimado do projeto de 1,19 MWp resultou em R\$ 4.783.426,12 com todos os impostos, segue tabela abaixo com as demonstrações dos valores.

Tabela 6.6 – Custo da Usina Fotovoltaica

ITEM	DESCRÍÇÃO	CUSTO TOTAL	% do SFV
1.0	Serviços Preliminares	R\$ 327.105,17	
1.1	Limpeza e Retiradas	R\$ 9.237,38	0,19%
1.2	Locação da Obra	R\$ 11.604,88	0,24%
1.3	Placa da Obra	R\$ 520,03	0,01%
1.4	Projetos	R\$ 305.742,89	6,39%
2.0	Movimento de Terra	R\$ 4.981,34	
2.1	Escavações, Aterro e Compactação	R\$ 4.981,34	0,10%
3.0	Infraestrutura	R\$ 4.871,86	
3.1	Fundações Diretas	R\$ 4.871,86	0,10%
4.0	Superestrutura	R\$ 221.642,26	
4.1	Estrutura de Concreto	R\$ 2.682,26	0,06%
4.2	Estrutura de Metálica	R\$ 218.960,00	4,58%
5.0	Alvenarias e Divisórias	R\$ 465,29	
5.1	Alvenaria de Bloco de Concreto	R\$ 465,29	0,01%
6.0	Esquadrias	R\$ 643,20	
6.1	Esquadrias de Alumínio	R\$ 643,20	0,01%
7.0	Revestimentos Internos	R\$ 1.395,87	
7.1	Revestimentos internos	R\$ 1.395,87	0,03%
8.0	Revestimentos Externos	R\$ 465,29	
8.1	Revestimentos Externos	R\$ 465,29	0,01%
9.0	Pavimentação	R\$ 369,50	
9.1	Pavimentação Interna	R\$ 369,50	0,01%
10.0	Impermeabilização	R\$ 191,59	
10.1	Impermeabilização	R\$ 191,59	0,004%
11.0	Cobertura	R\$ 82,11	
11.1	Cobertura Cerâmica	R\$ 82,11	0,002%
12.0	Pintura	R\$ 82,11	
12.1	Pintura	R\$ 82,11	0,002%
13.0	Louças, Metais e Acessórios	R\$ 82,11	
13.1	Louças, Metais e Acessórios	R\$ 82,11	0,002%

ITEM	DESCRÍÇÃO	CUSTO TOTAL	% do SFV
14.0	Instalações Elétrica, CFTV, Telefônica e Lógica	R\$ 576.163,03	
14.1	Instalações Elétricas da Guarita e Cabine de Entrada	R\$ 1.395,87	0,03%
14.2	Instalações Elétricas de Média Tensão	R\$ 134.113,00	2,80%
14.3	Instalação de Iluminação Externa	R\$ 684,25	0,01%
14.4	Instalações Elétricas Externa de Baixa Tensão	R\$ 191,59	0,004%
14.5	Aterramento	R\$ 219.923,57	4,60%
14.6	Instalação Eletrica do Sistema em CC e AC	R\$ 171.352,10	3,58%
14.7	Sistema de Telefonia e Lógica	R\$ 2.271,71	0,05%
14.8	Sistema de CCTV	R\$ 27.274,21	0,57%
14.9	Sistema de Automação	R\$ 18.956,74	0,40%
15.0	Instalações Hidrossanitárias e Pluviais	R\$ 4.347,84	
15.1	Rede de Distribuição de Água Potável Interna	R\$ 681,98	0,01%
15.3	Rede de Esgoto	R\$ 2.078,41	0,04%
15.4	Sistema de Proteção contra Incêndio	R\$ 1.587,46	0,03%
16.0	Diversos	R\$ 168.987,66	
16.1	Limpeza	R\$ 25.905,71	0,54%
16.2	Locação de Equipamentos e veículos	R\$ 6.815,13	0,14%
16.3	Topografia	R\$ 20.445,39	0,43%
16.4	Gerenciamento	R\$ 108.250,54	2,26%
16.5	Projetos para Autorizações	R\$ 2.052,75	0,04%
16.6	Testes e Comissionamento	R\$ 5.518,15	0,12%
17.0	Seguros	R\$ 14.114,96	
17.1	Seguros	R\$ 14.114,96	0,30%
18.0	Serviços nas Áreas Externas	R\$ 74.528,51	
18.1	Cerca Externa de Fechamento	R\$ 66.687,01	1,39%
18.2	Cerca Externa de Fechamento	R\$ 1.026,38	0,02%
18.3	Cerca Externa de Fechamento	R\$ 6.815,13	0,14%
19.0	Equipamentos Principais	R\$ 2.638.652,78	
19.1	Módulos Fotovoltaicos	R\$ 1.950.760,18	40,78%
19.2	Inversores	R\$ 687.892,60	14,38%
20.0	Despesas Diretas	R\$ 744.253,64	
20.1	Despesas Correntes de Obra	R\$ 20.034,84	0,42%
20.2	Despesa com Pessoal Alocado na Obra	R\$ 460.839,50	9,63%
20.3	Provisão Alocada na Obra	R\$ 263.379,30	5,51%
Custo Total - 1,19 MWp		R\$ 4.783.426,12	

Fonte: Elaboração Própria (2018)

Pode-se observar na tabela acima que os gastos mais relevantes são os equipamentos fotovoltaicos, módulos e inversores que representam 55,16% do custo total, mão de obra representa 15,14%.

Com base na produção estimada do SFV 2.974 GWh/ano que representa em média 11% do consumo total da Industria.

Tabela 6.7 – Hist. de Consumo e Custo da Energia dā um. Consumidora e Geração SFV

Mês	Consumo Fora de Ponta (kWh)	Consumo Ponta (kWh)	Total Consumo (kWh)	Preço de FP energia (R\$/MWh)	Geração Mensal SFV (kWh)	% Geração SFV / Consumo Total (kWh)
mai/17	1.202.080	125.120	1.327.200	R\$ 377,16	164.479	12%
jun/17	1.211.160	111.640	1.322.800	R\$ 369,65	123.840	9%
jul/17	1.194.240	124.660	1.318.900	R\$ 366,42	158.386	12%
ago/17	1.259.760	134.520	1.394.280	R\$ 369,17	169.974	12%
set/17	1.396.920	135.600	1.532.520	R\$ 365,86	181.634	12%
out/17	1.370.640	139.600	1.510.240	R\$ 370,46	203.498	13%
nov/17	1.454.640	137.640	1.592.280	R\$ 366,33	184.655	12%
dez/17	1.546.840	146.880	1.693.720	R\$ 367,93	160.801	9%
jan/18	1.528.560	156.720	1.685.280	R\$ 376,12	190.972	11%
fev/18	1.423.440	141.120	1.564.560	R\$ 373,66	177.574	11%
mar/18	1.602.160	161.160	1.763.320	R\$ 364,67	173.318	10%
abr/18	1.501.640	133.000	1.634.640	R\$ 343,06	184.469	11%
Média	1.391.007	137.305	1.528.312	R\$ 367,54	172.800	11%

Fonte: Elaboração Própria (2018)

Foi considerado em todas as análises do SFV 20% de perda na geração de energia ao longo da vida útil de 25 anos, a tarifa utilizada é do horário de fora de ponta de R\$ 367,54 já que o SFV não suprirá o consumo total da Industria.

No primeiro cenário analisado não foi considerado reajuste tarifário da concessionaria CPFL conforme tabela abaixo.

Tabela 6.8 – Economia SFV não considerando o reajuste tarifário

Ano	Prod Anual kWh	Tarifa R\$/ kWh	Economia Mensal R\$	Economia Anual R\$	Economia Acumulada
1	2.073.600	0,3675	R\$63.510,82	R\$762.129,87	R\$762.129,87
2	2.055.145	0,3675	R\$62.945,58	R\$755.346,91	R\$1.517.476,78
3	2.036.854	0,3675	R\$62.385,36	R\$748.624,32	R\$2.266.101,10
4	2.018.726	0,3675	R\$61.830,13	R\$741.961,57	R\$3.008.062,67
5	2.000.759	0,3675	R\$61.279,84	R\$735.358,11	R\$3.743.420,78
6	1.982.953	0,3675	R\$60.734,45	R\$728.813,42	R\$4.472.234,20
7	1.965.304	0,3675	R\$60.193,92	R\$722.326,98	R\$5.194.561,19
8	1.947.813	0,3675	R\$59.658,19	R\$715.898,27	R\$5.910.459,46
9	1.930.478	0,3675	R\$59.127,23	R\$709.526,78	R\$6.619.986,24
10	1.913.296	0,3675	R\$58.601,00	R\$703.211,99	R\$7.323.198,23
11	1.896.268	0,3675	R\$58.079,45	R\$696.953,40	R\$8.020.151,63
12	1.879.391	0,3675	R\$57.562,54	R\$690.750,52	R\$8.710.902,15
13	1.862.665	0,3675	R\$57.050,24	R\$684.602,84	R\$9.395.504,99
14	1.846.087	0,3675	R\$56.542,49	R\$678.509,87	R\$10.074.014,86
15	1.829.657	0,3675	R\$56.039,26	R\$672.471,14	R\$10.746.486,00
16	1.813.373	0,3675	R\$55.540,51	R\$666.486,14	R\$11.412.972,14
17	1.797.234	0,3675	R\$55.046,20	R\$660.554,42	R\$12.073.526,55
18	1.781.238	0,3675	R\$54.556,29	R\$654.675,48	R\$12.728.202,04
19	1.765.385	0,3675	R\$54.070,74	R\$648.848,87	R\$13.377.050,91
20	1.749.673	0,3675	R\$53.589,51	R\$643.074,11	R\$14.020.125,02
21	1.734.101	0,3675	R\$53.112,56	R\$637.350,75	R\$14.657.475,77
22	1.718.668	0,3675	R\$52.639,86	R\$631.678,33	R\$15.289.154,11
23	1.703.372	0,3675	R\$52.171,37	R\$626.056,40	R\$15.915.210,50
24	1.688.212	0,3675	R\$51.707,04	R\$620.484,49	R\$16.535.695,00
25	1.673.187	0,3675	R\$51.246,85	R\$614.962,18	R\$17.150.657,18

Fonte: Elaboração Própria (2018)

O segundo cenário analisado é considerando um reajuste tarifário de 8% a.a. conforme tabela abaixo.

Tabela 6.9 – Economia SFV considerando o reajuste tarifário

Ano	Prod Anual kWh	Tarifa R\$/ kWh	Economia Mensal R\$	Economia Anual R\$	Economia Acumulada
1	2.073.600	0,3675	R\$63.510,82	R\$762.129,87	R\$762.129,87
2	2.055.145	0,4287	R\$73.419,72	R\$881.036,64	R\$1.643.166,51
3	2.036.854	0,4630	R\$78.587,59	R\$943.051,04	R\$2.586.217,55
4	2.018.726	0,5000	R\$84.119,21	R\$1.009.430,52	R\$3.595.648,07
5	2.000.759	0,5400	R\$90.040,19	R\$1.080.482,32	R\$4.676.130,39
6	1.982.953	0,5832	R\$96.377,94	R\$1.156.535,31	R\$5.832.665,70
7	1.965.304	0,6299	R\$103.161,79	R\$1.237.941,51	R\$7.070.607,21
8	1.947.813	0,6803	R\$110.423,15	R\$1.325.077,74	R\$8.395.684,95
9	1.930.478	0,7347	R\$118.195,61	R\$1.418.347,31	R\$9.814.032,26
10	1.913.296	0,7935	R\$126.515,16	R\$1.518.181,94	R\$11.332.214,21
11	1.896.268	0,8570	R\$135.420,31	R\$1.625.043,73	R\$12.957.257,94
12	1.879.391	0,9255	R\$144.952,28	R\$1.739.427,31	R\$14.696.685,25
13	1.862.665	0,9996	R\$155.155,18	R\$1.861.862,12	R\$16.558.547,38
14	1.846.087	1,0795	R\$166.076,24	R\$1.992.914,87	R\$18.551.462,25
15	1.829.657	1,1659	R\$177.766,01	R\$2.133.192,17	R\$20.684.654,42
16	1.813.373	1,2592	R\$190.278,61	R\$2.283.343,30	R\$22.967.997,71
17	1.797.234	1,3599	R\$203.671,94	R\$2.444.063,26	R\$25.412.060,98
18	1.781.238	1,4687	R\$218.008,00	R\$2.616.095,99	R\$28.028.156,96
19	1.765.385	1,5862	R\$233.353,15	R\$2.800.237,75	R\$30.828.394,72
20	1.749.673	1,7131	R\$249.778,41	R\$2.997.340,89	R\$33.825.735,61
21	1.734.101	1,8501	R\$267.359,81	R\$3.208.317,72	R\$37.034.053,32
22	1.718.668	1,9981	R\$286.178,73	R\$3.434.144,79	R\$40.468.198,11
23	1.703.372	2,1580	R\$306.322,28	R\$3.675.867,37	R\$44.144.065,48
24	1.688.212	2,3306	R\$327.883,69	R\$3.934.604,32	R\$48.078.669,80
25	1.673.187	2,5171	R\$350.962,77	R\$4.211.553,25	R\$52.290.223,05

Fonte: Elaboração Própria (2018)

Abaixo os resultados financeiros dos dois cenários, para chegar nesse resultado foi utilizado a taxa de desconto de 10%

Figura 6.13 – Resultado Financeiro - SFV

Descrição	Resultado Cenário 1	Resultado Cenário 2
Economia em 25 anos	R\$ 17.150.657,18	R\$ 52.290.223,05
Payback Simples	6 anos e 5 meses	5 anos e 1 meses
Payback Descontado	6 anos e 8 meses	5 anos e 10 meses
TIR	14,62%	23,60%
VPL	R\$1.698.451,48	R\$8.906.596,10

Fonte: Elaboração Própria (2018)

6.6.5 Análise Viabilidade financeira para Migração para o Mercado Livre

O preço total médio pago no período estudado da TE é R\$ 290,24 e o valor médio da TUSD é de R\$ 89,37

Tabela 6.10 – Histórico da TE e TUSD da Unidade Consumidora

Mês	Consumo Fora de Ponta (kWh)	Consumo Ponta (kWh)	Total Consumo (kWh)	Preço de energia (R\$/MWh)	Preço do Fio (R\$/MWh)
mai/17	1.202.080	125.120	1.327.200	R\$ 287,30	R\$ 92,31
jun/17	1.211.160	111.640	1.322.800	R\$ 289,14	R\$ 90,47
jul/17	1.194.240	124.660	1.318.900	R\$ 289,93	R\$ 89,68
ago/17	1.259.760	134.520	1.394.280	R\$ 289,26	R\$ 90,35
set/17	1.396.920	135.600	1.532.520	R\$ 290,07	R\$ 89,54
out/17	1.370.640	139.600	1.510.240	R\$ 288,94	R\$ 90,67
nov/17	1.454.640	137.640	1.592.280	R\$ 289,95	R\$ 89,66
dez/17	1.546.840	146.880	1.693.720	R\$ 289,56	R\$ 90,05
jan/18	1.528.560	156.720	1.685.280	R\$ 287,56	R\$ 92,05
fev/18	1.423.440	141.120	1.564.560	R\$ 288,16	R\$ 91,45
mar/18	1.602.160	161.160	1.763.320	R\$ 293,97	R\$ 85,64
abr/18	1.501.640	133.000	1.634.640	R\$ 299,05	R\$ 80,56
Média	1.391.007	137.305	1.528.312	R\$ 290,24	R\$ 89,37

Fonte: Elaboração Própria (2018)

O valor para análise do MWh para a migração da indústria para o Mercado livre foi levantado no mercado, o estudo será feito com contrato de duração de 3 anos comprando energia incentivada.

Tabela 6.11 – Preço MWh do Mercado Livre

	Ano 1	Ano 2	Ano 3
R\$ / MWh	R\$ 245,00	R\$ 227,00	R\$ 199,00

Fonte: Elaboração Própria (2018)

Para a migração há um custo de R\$ 50.000,00 para adequação ao sistema de medição para o faturamento.

Tabela 6.12 – Simulação de Economia Mercado Livre X Mercado Cativo

Ano	Cons Anual kWh	Tarifa MC R\$/ kWh	Fatura R\$ / MC	Tarifa ML / R\$ kWh	Fatura R\$ / ML	Economia Mensal R\$	Economia Anual R\$	Economia Acumulada
1	18.339.744	R\$ 0,3675	R\$ 6.740.580,31	R\$ 0,2450	R\$ 4.493.237,28	R\$ 187.278,59	R\$ 2.247.343,03	R\$ 2.247.343,03
2	18.339.744	R\$ 0,4287	R\$ 7.862.212,88	R\$ 0,2270	R\$ 4.163.121,89	R\$ 308.257,58	R\$ 3.699.090,99	R\$ 5.946.434,03
3	18.339.744	R\$ 0,4630	R\$ 8.491.189,91	R\$ 0,1990	R\$ 3.649.609,06	R\$ 403.465,07	R\$ 4.841.580,85	R\$ 10.788.014,88

Fonte: Elaboração Própria (2018)

Abaixo os resultados financeiros, para chegar nesse resultado foi utilizado a taxa de desconto de 10%

Figura 6.14 – Resultado Financeiro – Migração ML

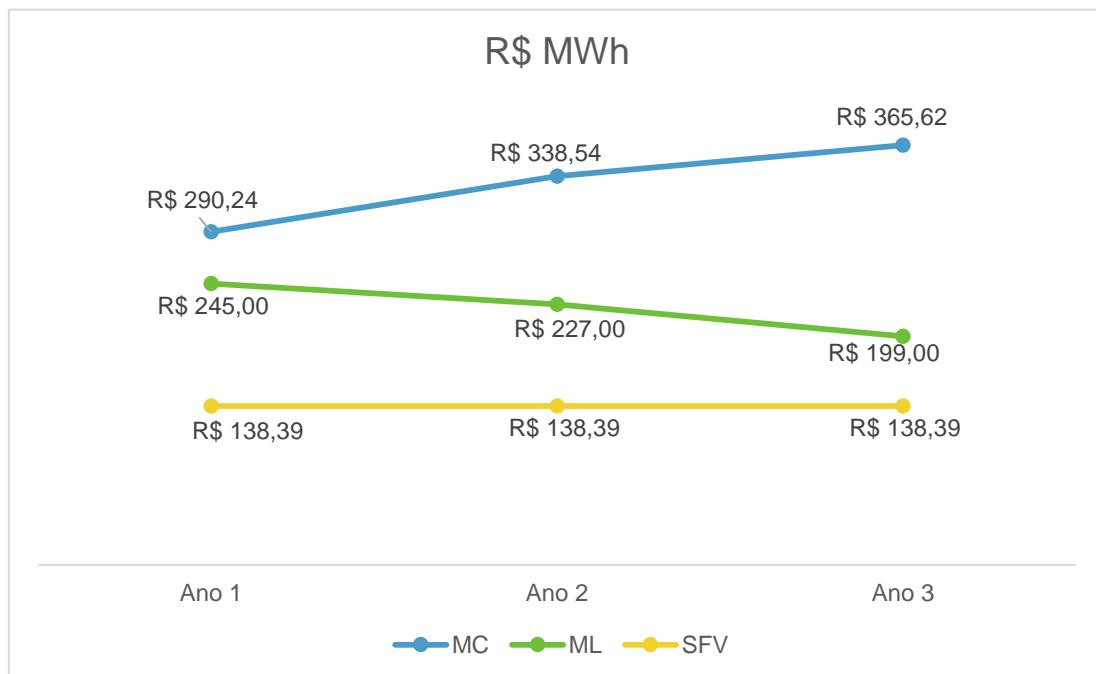
Descrição	Resultados
Economomia em 3 anos	R\$ 10.738.014,88
Payback Simples	1 Mês
TIR	4.557,98%
VPL	R\$ 8.687.690,47

Fonte: Elaboração Própria (2018)

6.6.6 Análise Viabilidade financeira para Migração para o Mercado Livre com Usina SFV

Para obter o objetivo principal desse projeto, analisar a viabilidade financeira, migrando uma Industria para o mercado livre de energia investindo dentro do valor do MWh praticado pelo mercado para a migração, incluir a Geração Distribuída através da construção de uma usina solar fotovoltaica, para isso usaremos as mesmas premissas dos estudos individuais.

Figura 6.15 – R\$ MWh por modalidade



Fonte: Elaboração Própria (2018)

O gráfico acima refere-se aos valores MWh dos 3 mercados estudado, o período de 3 anos é devido ao tempo de contrato do Mercado Livre.

- O valor do MWh do Mercado Cativo foi considerado um reajuste tarifário de 8%.
- O valor do MWh do Mercado Livre foi obtido no mercado.
- O valor do MWh da SFV foi considerado a manutenção na vida útil do sistema de 35% do valor total do investimento, além da queda de produção de energia de 20%.

Para realizar as análises financeiras, foi necessário descobrir o valor do MWh da Nova Modalidade que estamos estudando, para isso foi realizado uma média ponderada de acordo com a geração da usina SFV e consumo do ML.

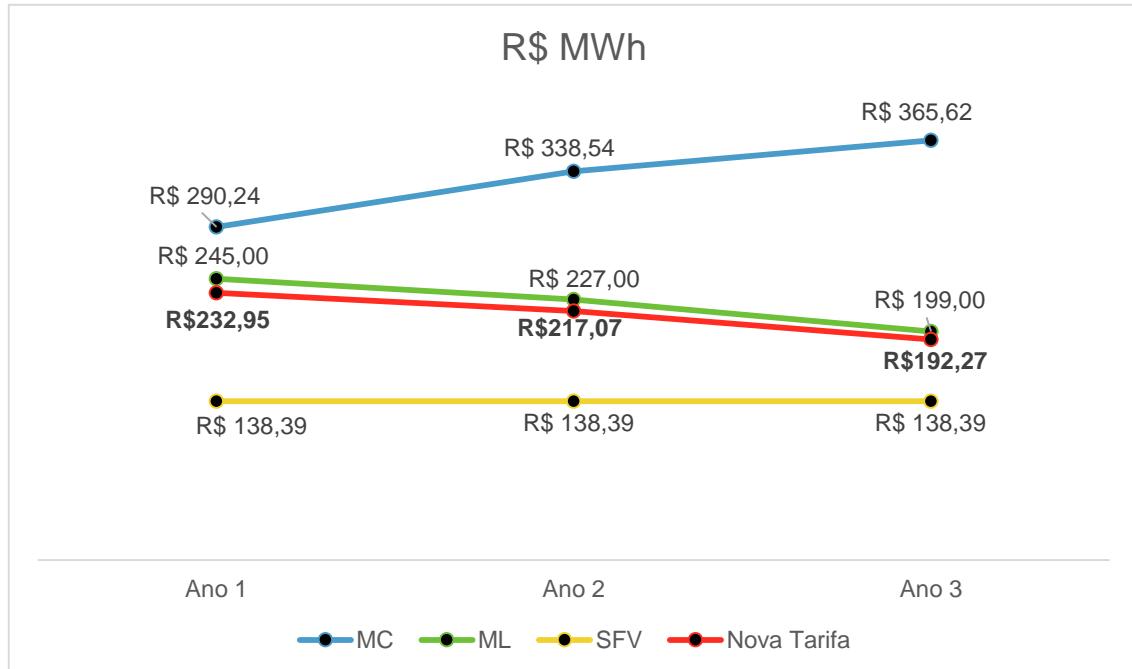
Tabela 6.12 – Levantamento para Média Ponderada do MWh da Nova Modalidade

Ano	Consumo Total	Geração SFV	R\$ kWh SFV	Consumo Energia ML	R\$ kWh ML
1	18.339.744	2.073.600	R\$ 0,1384	16.266.144	R\$ 0,2450
2	18.339.744	2.055.145	R\$ 0,1384	16.284.599	R\$ 0,2270
3	18.339.744	2.036.854	R\$ 0,1384	16.302.890	R\$ 0,1990

Fonte: Elaboração Própria (2018)

Assim temos o que chamamos nesse estudo de a Nova Tarifa, conforme gráfico abaixo.

Figura 6.16 – R\$ MWh por modalidade e Nova Tarifa



Fonte: Elaboração Própria (2018)

Já com o valor da Nova Tarifa, analisaremos a nova modalidade no período de vigência do contrato do mercado livre, na tabela 6.14 temos a descrição anual em kWh por modalidade.

Tabela 6.13 – Consumo total para análise da Nova Modalidade

Ano	Geração SFV kWh	Consumo ML kWh	Consumo Total kWh
1	2.073.600	16.266.144	18.339.744
2	2.055.145	16.284.599	18.339.744
3	2.036.854	16.302.890	18.339.744

Fonte: Elaboração Própria (2018)

Para os estudos de viabilidade financeira utilizaremos o custo total de R\$4.883.426,12 sendo que R\$ 50.000,00 é referente a adequação para medição do faturamento do ML e R\$ 4.783.426,12 é referente a SFV.

Figura 6.17 – Resultado Financeiro da Nova Modalidade

Descrição	Resultado
Payback Simples	1 ano e 1 mês
Payback Descontado	1 ano e 1 mês
TIR	65,06%
VPL	R\$ 4.989.699,62

Fonte: Elaboração Própria (2018)

A taxa de desconto utilizada para a simulação acima é 10%, o estudo refere-se a energia consumida através do mercado livre e a energia produzida através da SFV, os dados da TUSD não estão contemplados pois a indústria continuará pagando essa parcela para a concessionaria CPFL, porém os consumidores do mercado livre que adquirem energia de fontes incentivadas tem o direito a redução, entre 50% e 100%, nas tarifas de uso do sistema distribuição e transmissão, de acordo com a regulamentação vigente, o percentual do desconto depende da data de homologação da licença ou registro do empreendimento na Aneel e do tipo de fonte de geração.

Abaixo segue tabela considerando o desconto de 50% da TUSD referente a energia negociada no ML, o total economizado referente a TUSD é equivalente a 54% do investimento total de R\$ 4.783.426,12 da Usina SFV.

Tabela 6.14 – Economia TUSD

Ano	Consumo Anual ML kWh	TUSD R\$ / kWh Atual	TUSD R\$ / kWh ML	Economia Anual - TUSD
1	16.266.144	R\$ 0,0894	R\$ 0,0447	R\$ 726.842,02
2	16.284.599	R\$ 0,0894	R\$ 0,0447	R\$ 727.666,67
3	16.302.890	R\$ 0,0894	R\$ 0,0447	R\$ 728.483,98
Total				R\$ 2.182.992,68

Fonte: Elaboração Própria (2018)

Além de todas as análises demonstradas como:

- TIR de 65,06%;
- VPL R\$ 4.989.699,62;
- Payback descontado de 1 ano e 1 mês
- Economia de R\$2.182.992,68 referente a TUSD do ML

Entende – se que há possibilidade de ter um custo evitado de R\$6.457.727,58 considerando um reajuste tarifário de 8% a.a. referente ao kWh a ser pago a concessionaria CPFL conforme tabela abaixo.

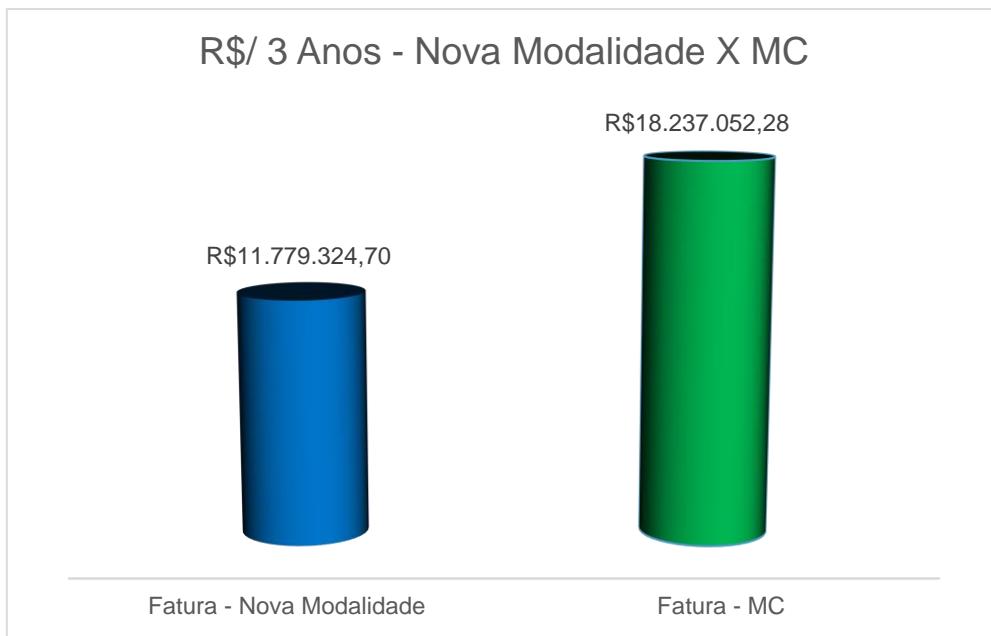
Tabela 6.15 – Custo Evitado

Ano	Consumo Total kWh	Nova Tarifa R\$ / kWh	R\$ kWh Anual - Nova Modalidade	MC Tarifa R\$ / kWh	R\$ kWh Anual - MC	Economia
1	18.339.744	R\$ 0,2329	R\$4.272.165,10	R\$ 0,29024	R\$5.322.958,58	R\$1.050.793,48
2	18.339.744	R\$ 0,2171	R\$3.981.009,86	R\$ 0,33854	R\$6.208.698,89	R\$2.227.689,03
3	18.339.744	R\$ 0,1923	R\$3.526.149,74	R\$ 0,36562	R\$6.705.394,80	R\$3.179.245,07
Total			R\$11.779.324,70		R\$18.237.052,28	R\$6.457.727,58

Fonte: Elaboração Própria (2018)

Abaixo representamos graficamente o custo a ser pago para a distribuidora de energia CPFL e o custo da Nova Modalidade.

Figura 6.18 – Custo MC X Nova Modalidade



Fonte: Elaboração Própria (2018)

7. CONCLUSÕES

Este estudo exibe as conclusões finais sobre o tema pesquisado, bem como as contribuições para futuros trabalhos, ao analisar a viabilidade financeira de Migração de uma Industria localizada no Interior de São Paulo para o Mercado Livre investimento em Geração Distribuída, a pesquisa bibliográfica sobre o setor elétrico, mercado livre e sobre a geração distribuída propiciou consistência na elaboração do estudo de viabilidade financeira.

A pesquisa demonstra que o Ambiente de Contratação Livre (ACL) é um ambiente alternativo ao monopólio das concessionárias, sendo possível realizar uma contratação de energia a preços pré-fixados e ao incluir o investimento da Geração Distribuída não ultrapassamos o valor do MWh negociado no Mercado Livre (ML) quebrando o paradigma que Geração Distribuída é viável somente para o grupo tarifário B.

Essa nova modalidade garante um custo evitado de aproximadamente R\$8.640.720,26 sendo que R\$ 2.182.992,68 é referente ao desconto da TUSD devido a contratação de energia incentivada ACL e R\$ 6.457.727,58 caso a Industria permaneça consumindo energia do MC considerando um reajuste tarifário de 8%a.a.

O estudo apresentado demonstra que uma migração para o ACL com o investimento em GD, considerando o período contratual de 3 anos e adquirindo um contrato de energia incentivada, exibe viabilidade financeira para os investimentos de adequação do sistema de medição e investimentos para a construção da SFV totalizando R\$ 4.833.426,12 com o payback descontado de 1 ano e 1 mês, TIR de 65,06% e VPL R\$ 4.989.699,62.

Após as análises de viabilidade chega – se a conclusão que o projeto com os valores de MWh negociados pelo o mercado atualmente o investimento é viável, após o período contratual ACL a usina fotovoltaica continuará gerando energia por 22 anos.

Caso os valores do MWh do ACL disparem o projeto tem que ser analisando novamente, já que esse valor é o mais sensível para esse estudo.

Referências

- ANEEL. 2018.** Agência Nacional de Energia Elétrica. *Geração Distribuída*. [Online] agosto de 2018. <http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>.
- . 2018. Agência Nacional de Energia Elétrica. [Online] agosto de 2018 . Setor Elétrico www.aneel.gov.br/documents/656835/.../d997ce00-7c36-4c8f-82d9-020a58f6902b
- . 2017. Agência Nacional de Energia Elétrica. [Online] agosto de 2018 . *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST* http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/PRODIST-M%C3%B3dulo3_Revis%C3%A3o7/ebfa9546-09c2-4fe5-a5a2-ac8430cbca99
- . 2017. Agência Nacional de Energia Elétrica. [Online] agosto de 2018 . *Outorgas e Registros de Geração*. http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao-/asset_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Foutorgas%2Fgeracao%3Fp_id%3D101_INSTANCE_mJhnKli7qcJG%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2
- . 2016. Agência Nacional de Energia Elétrica. [Online] agosto de 2018 . *Cadernos Temáticos ANEEL Micro e Minigeração Distribuída Sistema de Compensação de Energia Elétrica* <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>
- . 2007. Agência Nacional de Energia Elétrica. [Online] agosto de 2018. *A Energia no Brasil e no Mundo*. http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_par1_cap1.pdf
- . 2005. Agência Nacional de Energia Elétrica. [Online] agosto de 2018. *Atlas de Energia Eletrica do Brasil, 2ª Edição*. http://www.aneel.gov.br/documents/656835/14876406/2005_AtlasEnergiaEletricaBrasil2ed/06b7ec52-e2de-48e7-f8be-1a39c785fc8b
- . 2001. Agência Nacional de Energia Elétrica. [Online] agosto de 2018. *A Estrutura do Mercado de Energia Eletrica*. <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/ANEELMercadoFiesp.pdf>
- ABRACEEL.2015.** Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia. [Online] agosto de 2018. *Cartilha do Mercado Livre de Energia*. http://www.abraceel.com.br/archives/files/Abraceel_Cartilha_MercadoLivre_V9.pdf

ABRADEE.2018 Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. [Online] agosto 2018. Setor Elétrico <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>

IEE.2018 Instituto Nacional de Eficiência Energética. [Online] agosto 2018. Geração Distribuída http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp

CONFAC. 2015. Convênio ICMS 16. s.l. : Conselho Nacional de Política Fazendária , 2015.

EPE. 2017. Empresa de Pesquisa Energética. [Online] agosto 2018. *PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2026*. http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/topicos-75/Cap9_Texto.pdf

Gigo, Natasha. 2016. *ESTUDO PRELIMINAR PARA UTILIZAÇÃO DE ENERGIA SOLAR EM UM SHOPPING CENTER NA CIDADE DE VÁRZEA GRANDE/MT*. São Paulo : Monografia (Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.) - Departamento de Engenharia Elétrica, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2016.

Darwiche, Talita. 2016. *Déficit da Geração Hídrica e a Repactuação do Risco Hidrológico no Setor Elétrico Brasileiro: Uma Análise sob a Perspectiva Teórica do Grupos de Interesse*. São Paulo : Dissertação (Mestre em Ciências). Departamento de Energia e Ambiente, da Universidade de São Paulo, 2016.

Folha Uol. 2001. Folha de São Paulo Mercado. [Online] agosto 2018. CRONOLOGIA DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL. <https://www1.folha.uol.com.br/fsp/dinheiro/fi2005200134.htm>

SEMSP. 2018. Secretaria de Energia e Mineração do Estado de São Paulo . [Online] agosto 2018. *Dados de produção de Energia a partir de Fontes Renováveis*.

http://dadosenergeticos.energia.sp.gov.br/portalcev2/intranet/BiblioVirtual/renovaveis/resumo_executivoRE.pdf