

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ENGENHARIA DE ENERGIA

**Comparação entre Geração de Energia Fotovoltaica e Migração para o Mercado
Livre de Energia para uma Indústria de Médio Porte**

por

Bruna Marques da Silva

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Bacharel em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, dezembro de 2018



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
ENGENHARIA DE ENERGIA

**Comparação entre Geração de Energia Fotovoltaica e Migração para o Mercado
Livre de Energia para uma Indústria de Médio Porte**

por

Bruna Marques da Silva

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
BACHAREL EM ENGENHARIA DE ENERGIA.
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Roberto Chouy Leborgne
Coordenador do Curso de Engenharia de Energia

Orientador: Prof^a. Dr^a. Letícia Jenisch Rodrigues

Banca examinadora:

Eng. Jean Menzel – GVEnergy

Prof. Dr. Paulo Smith Schneider– DEMEC / UFRGS

Prof. Dr. Sérgio Luis Haffner – DELAE / UFRGS

Porto Alegre, 12, dezembro de 2018.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Ricardo Marques da Silva e Neidi Marques da Silva por terem me ensinado o valor do conhecimento e por nunca terem medido esforços para que eu atingisse este objetivo, sem eles não seria possível. Agradeço ao meu irmão, Guilherme Merques da Silva, e a minha vó, Gertha Weber, por acreditarem na minha capacidade e serem fiéis torcedores durante esta trajetória. Agradeço ao amor da minha vida, Felipe Dille Benevenuti, por estar sempre ao meu lado mesmo quando não parecia mais possível.

Agradeço à minha orientadora Letícia Jenisch Rodrigues por, antes de tudo, ser exemplo de mulher no meio acadêmico e por me guiar nesta fase decisiva da graduação. Citando ela, incluo também os demais professores e funcionários da UFRGS que lutam diariamente num ambiente muitas vezes não favorável com o objetivo nobre de passar o conhecimento adiante.

Agradeço ainda à Cátia Bairros Caprara, por aceitar o convite e ser minha parceira nesta monografia.

Silva, B. M. **Comparação entre Geração de Energia Fotovoltaica e Migração para o Mercado Livre de Energia para uma Indústria de Médio Porte**. 2018. 41. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 218.

RESUMO

Este trabalho tem por objetivo comparar três alternativas de redução de custos com consumo de energia elétrica para uma indústria de médio porte. A primeira opção é a geração de parte da energia consumida por meio de painéis fotovoltaicos utilizando investimento inicial do próprio consumidor. A segunda utiliza a mesma fonte de geração de energia, porém com o aluguel do sistema fotovoltaico [SFV]. A última consiste na migração para o mercado livre de energia. A indústria, por ser de médio porte e ter pouca margem para assumir riscos financeiros, busca o menor investimento inicial conciliado com o menor período de *payback*, itens esses que são comparados entre os três cenários. O estudo utiliza dados históricos de consumo da indústria, de irradiação, de temperatura e das tarifas praticadas juntamente com especificações do SFV e da atual regulamentação do mercado livre de energia. Primeiramente, é feito um levantamento histórico de faturas de energia elétrica da indústria para adequada identificação da sua demanda contratada e consumo anual. Essas características formam a base para as análises e definem o perfil de consumo de energia elétrica da unidade. O dimensionamento do sistema fotovoltaico utiliza essas informações como um dos parâmetros de entrada e tem a sua geração de energia elétrica estimada com o auxílio do *software System Advisor Model* (SAM). Essa geração de energia elétrica deve suprir parte do consumo da unidade, sendo complementada pela energia proveniente da rede de distribuição da concessionária no cenário com investimento próprio. No contexto no qual o SFV é alugado de uma prestadora de serviços considera-se que o mesmo é capaz de gerar o consumo total de energia elétrica da unidade. Portanto, a tarifa de energia cobrada pela distribuidora é substituída pelo aluguel mensal pago para a prestadora do serviço. A investigação da migração da indústria ao mercado livre de energia é realizada com base nos mecanismos legais que este tipo de mercado apresenta. Os cenários são comparados separadamente com as previsões de custos do mercado cativo, atual fornecedor de energia da unidade. Os resultados encontrados mostram que a migração para o mercado livre não se mostra praticável pela necessidade de elevação da demanda contratada e custo inicial oriundo da adequação do sistema de medição. Expressam também que a aplicação de painéis fotovoltaicos com investimento da unidade consumidora apresenta um *payback* de 9 anos e 11 meses, o que é considerado satisfatório para esse tipo de instalação, porém seu investimento inicial, para os padrões da indústria, é inatingível. Por fim, o cenário no qual o SFV é alugado pela indústria apresenta redução de custos com consumo de energia elétrica garantidas pela prestadora de serviços, entre 10% e 20% do custo atual com este insumo, sem exigir investimento inicial. Portanto, de acordo com o objetivo da indústria, a alternativa de geração de energia através de sistema fotovoltaico alugado se mostra mais vantajosa.

PALAVRAS-CHAVE: Geração de Energia Fotovoltaica, Mercado Livre de Energia, Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede, Geração de Eletricidade em Indústria de Médio Porte

Silva, B. M. **Comparison between Solar Energy Generation and Migration to the Free Energy Market for a Medium-sized Company**. 2018. 41. Monography (under graduation work) - Engineering School, Federal University of Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2018.

ABSTRACT

This final paper has as objective to compare three energy cost reduction alternatives for a medium-sized industry. The first option is a solar system that generates part of electricity energy consumption and has its investment done by the consumer. The second option uses the same source of energy generation; however, the photovoltaic system is rental. The last option is the migration to open energy market. The industry requests the lower initial investment as well as payback period because it has not financial security to admit high risks. The study uses historical data of industry energy consumption, irradiation, temperature and tariffs practiced along with photovoltaic system specifications and the current regulation of the open market. Firstly, a historical survey of the industry's electricity bills is made to properly identify its contracted demand and annual consumption. These characteristics form the basis for the analyzes and define the unit energy consumption profile. The photovoltaic system project uses this information as one of the input parameters and has its electric energy generation estimated using the System Advisor Model (SAM) software. This energy generation must supply part of the unit's consumption, being complemented by the energy coming from the distribution network in the scenario with its own investment. In the context where the photovoltaic system is rented from a service provider, it is considered that it is capable of generating the unit's total electric energy consumption. Therefore, the energy tariff charged by the distributor is replaced by the monthly rent paid to the service provider. The investigation of the industry migration to the open energy market is carried out based on the legal mechanisms that this type of market presents. The scenarios are compared separately with the captive market cost forecasts, the unit's current energy supplier. The results show that the migration to the open market is not feasible due to the need to increase the contracted demand and the initial cost due to the adequacy of the measurement system. They also represent that the application of photovoltaic panels with consumer investment has a payback of 9 years and 11 months, which is satisfactory for this type of installation, but its initial investment is unachievable by industry standards. Finally, the scenario where the photovoltaic system is leased by the industry presents a costs reduction with electric energy consumption guaranteed by the service provider, between 10% and 20% of the current cost with this input, without requiring an initial investment. Therefore, according to the industry objective, the alternative of generating energy through a rented photovoltaic system is more advantageous.

KEYWORDS: Solar Energy Generation, Open Energy Market, Photovoltaic System Connected to the Grid, Generation of Electricity in Medium-sized Companies

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	CONCEITOS IMPORTANTES.....	2
2.1	Conceitos relacionados à energia	2
2.2	Conceitos relacionados ao mercado de energia.....	2
2.2.1	Conceitos relacionados aos ambientes de contratação de energia.....	4
2.3	Conceitos relacionados à energia solar.....	5
2.3.1	Conceitos relacionados ao sistema de compensação de energia elétrica	5
2.3.2	Conceitos relacionados ao aluguel do SFV	6
3	METODOLOGIA	7
3.1	Perfil da Indústria Alvo	7
3.2	Utilização da Energia Solar Fotovoltaica	7
3.2.1	Localização e dados de Irradiação	7
3.2.2	Dimensionamento de um SFV conectado à rede com investimento próprio	8
3.2.3	Sistema de Compensação de Energia Elétrica através do aluguel do SFV	16
3.3	Migração para o Mercado Livre de Energia.....	16
3.3.1	Adequação ao critério de migração	16
3.3.2	Simulação Mercado Cativo	17
3.3.3	Custos com o processo de Migração	17
3.3.4	Simulação Mercado Livre	17
3.3.5	Comparação ACL versus ACR.....	19
3.3.6	Atualização Monetária	19
4	SIMULAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	19
4.1	Energia Solar	20
4.1.1	Sistema com Investimento Próprio	20
4.1.2	Sistema Fotovoltaico alugado	21
4.2	Mercado Livre de Energia.....	21
4.3	Comparação.....	24
5	CONCLUSÃO	25
6	TRABALHOS FUTUROS.....	25

1 INTRODUÇÃO

O setor industrial é responsável por 32,9% do consumo de energia no Brasil (EPE, 2018) mostrando-se, portanto, um interessante alvo para pesquisas com o objetivo de diminuição de custos desse insumo. Atualmente, existem diversos projetos com potencial de redução do custo com energia elétrica de uma unidade industrial. Optou-se pela análise de três desses por mostrarem recente crescimento no setor e apresentarem vantagens econômicas para seus aderentes. São eles: geração de energia através de painéis fotovoltaicos com investimento inicial do próprio consumidor, utilização desta mesma fonte energética através do aluguel do sistema fotovoltaico [SFV] e migração para o mercado livre de energia.

A energia solar vem representando cada vez maior fatia da matriz energética brasileira, entre os anos de 2017 e 2016, por exemplo, sua geração cresceu 875,6%. Parte desse crescimento se deve à geração distribuída [GD], que no seu total cresceu de 104 GWh em 2016 para 359 GWh em 2017, sendo 46,2% representado pela fonte de energia solar (EPE, 2018). A infraestrutura exigida por esse modelo de geração vem sendo financiada, nos últimos anos, pela própria unidade consumidora dessa energia. A realidade é que esse investimento inicial tem inviabilizado muitos projetos principalmente nos casos de pequenas e médias indústrias (SOLAR, 2018a). Partindo desse fato, o mercado inovou criando a opção de aluguel do SFV, no qual a empresa prestadora do serviço possui os painéis, e o consumidor arca com um aluguel mensal. Uma das prestadoras desse tipo de serviço no Brasil totaliza 4,5 mil projetos contratados mesmo sendo uma configuração de investimento recente (SOLAIR, 2018). O mercado livre de energia, ou ambiente de contratação livre [ACL], por sua vez, apresentou um crescimento de 17% no ano de 2017 impulsionado por 1.700 novos consumidores que o aderiram gerando um faturamento de aproximadamente R\$110 bilhões (ABRACEEL, 2018). Em fevereiro de 2018, o ACL representou 30,1% do consumo total do Sistema Interligado Nacional [SIN](CCEE, 2018a). Neste mercado o consumidor tem a permissão de negociar livremente o preço que irá pagar pela energia consumida, diferentemente do ambiente de contratação regulado [ACR], no qual o consumidor paga a tarifa de energia que é definida pela distribuidora da sua região com aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica [ANEEL]. Esta alternativa torna gerenciável ao cliente a possibilidade de economia em relação ao insumo energia, fato que contribui para o aumento da competitividade do mesmo (ABRACEEL, 2017).

Dentro deste cenário, a presente monografia comparou a aplicação destas três opções para uma indústria de médio porte, situada na cidade de Porto Alegre – RS. A comparação foi efetuada com enfoque no investimento inicial e no período de *payback*.

A GD possibilita a geração de energia junto à carga uma vez que utiliza o telhado da fábrica, área atualmente sem uso, como local de instalação dos arranjos. Além do mais, o perfil de consumo desta unidade concentra 88% do seu volume durante o horário fora de ponta, período que coincide com a maior produção de energia por este tipo de fonte, durante a janela solar (PEREIRA ET AL., 2006). No cenário com investimento próprio, estimou-se a energia elétrica gerada por meio do *software System Advisor Model* [SAM]. Este *software* foi escolhido por ser gratuito e já ter sido utilizado em trabalhos anteriores. Análises semelhantes com o auxílio da mesma ferramenta foram feitas por Silva; Souza (2016), Mascarello (2017) e Gasparin et al., (2016). Em todos os trabalhos, o uso deste recurso computacional proporcionou mais abrangência aos estudos. A Resolução Normativa nº 687/2015 da ANEEL (2015), como atualização da RN nº482/2017 (ANEEL, 2017a), que rege as regras de conexão dos consumidores e também geradores em módulos distribuídos à rede de distribuição de energia também compõe a base regulatória dessa alternativa. No cenário no qual o SFV é alugado, considera-se que o consumo de energia elétrica é fornecido na sua totalidade pelo sistema. Além disso, a fatura mensal da concessionária continua complementando o uso do sistema de distribuição e a demanda contratada.

A análise da elegibilidade do cliente para o mercado livre de energia elétrica, que é explicitada na Cartilha do Mercado Livre da Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia [ABRACEEL], foi o primeiro passo para tornar possível a migração. A adequação aos requisitos do ACL possibilitou a realização de uma análise dos seus gastos no mercado livre frente ao mercado regulado, como o trabalho realizado por Scarabelot (2009). O investimento inicial desta opção concentra-se nos meses de migração e possui como fator predominante a adequação do sistema de medição de energia elétrica às exigências operacionais do mercado livre. Os ganhos, como antes já mencionado, são oriundos da economia mensal no pagamento do consumo de energia. Aguiar (2008) fez uma interessante observação sobre os itens que foram também mencionados neste trabalho e que justificam a migração dos potenciais consumidores ao

mercado livre, como a livre escolha do fornecedor, alta previsibilidade de gastos futuros com base em indexadores definidos em contrato e diminuição da influência do reajuste das distribuidoras não gerenciáveis pelo consumidor.

2 CONCEITOS IMPORTANTES

Nesta seção, apresenta-se os principais conceitos utilizados nessa monografia e suas considerações.

2.1 Conceitos relacionados à energia

- Energia elétrica ativa: aquela que pode ser convertida em outra forma de energia. Sua unidade é kWh (ANEEL, 2010a). Este é o tipo de energia que é comercializado no ACL.
- Energia elétrica reativa: aquela que circula entre os diversos campos elétricos e magnéticos de um sistema de corrente alternada, sem produzir trabalho. Sua unidade é kvarh (ANEEL, 2010a). Considera-se, para fins de simulação de custos, que a unidade avaliada não apresenta consumo de energia reativa excedente à norma ativa.
- Carga instalada: soma das potências nominais referente a cada equipamento existente na unidade consumidora. Simula a situação na qual todos estão ligados ao mesmo tempo nas suas respectivas potências nominais (ANEEL, 2010a).
- Demanda de energia elétrica: média das potências elétricas ativas [kW] ou reativas [kvar] que uma parcela de carga exige do sistema elétrico durante um intervalo de tempo determinado (ANEEL, 2010a). Este período para as distribuidoras brasileiras é de 15 minutos.
- Curva de carga: gráfico que mostra a evolução no tempo da quantidade de potência (demanda) solicitada por uma carga para a rede de distribuição (GALDINO, 2014).

2.2 Conceitos relacionados ao mercado de energia

- Demanda Contratada: demanda de potência ativa [kW] fixada em contrato que deve, obrigatoriamente, ser continuamente disponibilizada pela distribuidora para a carga. A mesma será integralmente paga pelo consumidor, mesmo que não seja integralmente utilizada durante o período de faturamento (ANEEL, 2010a).
- Ciclo de faturamento: intervalo de tempo dentro do qual as medições da unidade são consideradas para fins de faturamento. Esse está definido na Resolução Normativa N°414/2010 da ANEEL (ANEEL, 2010a). No mercado livre este período é um mês fechado, iniciando no primeiro dia e finalizando no último. Para fins de simulação, considerou-se que o mercado cativo adota o mesmo período de faturamento.
- Consumidor: pessoa física ou jurídica, de direito público ou privado, solicitante do fornecimento, do uso do sistema elétrico ou da contratação de energia para a distribuidora local (ANEEL, 2010a). O consumidor pode ser:
 - Especial: agente da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) da categoria de comercialização que apresente unidade consumidora ou unidades consumidoras reunidas por comunhão de interesses, cuja demanda contratada seja maior ou igual a 500 kW e menor que 3000kW que, portanto, devem adquirir energia incentivada, proveniente de fontes renováveis. (ABRACEEL, 2017).

- Livre: agente da CCEE que possui demanda contratada maior que 3000 kW e, portanto, pode escolher entre consumir energia proveniente de fontes incentivadas ou convencionais (ABRACEEL, 2017).
- Cativo: unidade consumidora que é atendida exclusivamente pela distribuidora local, remunerando essa através das tarifas reguladas.
- Modalidade tarifária: conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativa. Dentre as modalidades existe a modalidade tarifária horária verde, que é aplicada às unidades consumidoras do grupo A e tem como característica uma única tarifa para demanda de potência e tarifas de acordo com a hora de consumo de energia elétrica (ANEEL, 2010a).
- Grupo A: classificam-se neste grupo unidades consumidoras que são atendidas em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistemas subterrâneos. Apresentam a tarifa binômica e são classificados em subgrupos de acordo com a tensão de fornecimento. Incluso nesta classificação está o subgrupo A4, que apresenta tensão de fornecimento entre 2,3 e 25 kV (ANEEL, 2010b).
- Encargos de uso do sistema de distribuição: valor pago pelos consumidores, independentemente do tipo, para custear o uso das instalações de distribuição (ANEEL, 2010a).
- Posto tarifário: período de tempo, em horas, para aplicação das tarifas de forma diferenciada ao longo do dia. O posto tarifário ponta é o período de 3 h consecutivas de maior consumo, definido pela distribuidora, e o fora ponta, o restante das horas do dia (ANEEL, 2010a). A distribuidora CEEE-D utilizada como horário ponta entre 18 h e 20 h 59 min.
- Revisão tarifária periódica: reajuste ordinário dos valores das tarifas aplicadas por uma distribuidora prevista nos contratos de concessão. Seu reajuste considera alterações na estrutura de custos e de mercado da distribuidora, os níveis de tarifas observados em outras empresas do ramo e os investimentos em eficiência e modicidade tarifária (ANEEL, 2010a).
- Sistema de medição para faturamento [SMF]: é composto por dois medidores, um principal e outro de retaguarda, pelos transformadores de instrumentos TI, pelos canais de comunicação entre os agentes e a CCEE e pelo sistema de coleta de dados de faturamento (ANEEL, 2010a). Esta configuração de sistema de medição é exigida a todos os clientes do mercado livre por viabilizar a comunicação da informação sobre a medição do consumo do cliente com a CCEE.
- MW-médio: unidade de energia comumente utilizada na definição contratual do montante de energia. Energia consumida ou produzida pela operação contínua de 1 MW de capacidade durante um período de tempo. Por exemplo, 1 MW-médio em 1 mês representa (1 MW-médio x 720h) 720 MWh (ENERGIA, 2018).
- Tarifa: valor monetário estabelecido pela ANEEL, sendo base para definição do preço que o consumidor irá pagar, sendo:
 - Tarifa de Energia - TE [R\$/MWh]: tarifa utilizada para valorar o faturamento mensal referente ao consumo de energia;
 - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD [R\$/MWh ou R\$/kW]: tarifa utilizada para valorar mensalmente o uso do sistema de distribuição (ANEEL, 2010a). O uso do sistema de distribuição é caracterizado pelo uso da disponibilidade da demanda contratada, o qual utiliza a tarifa em R\$/kW por ser proporcional à potência, e o uso do fio em si para distribuição da energia consumida, que utiliza a tarifa em R\$/MWh por ser proporcional à energia distribuída.

2.2.1 Conceitos relacionados aos ambientes de contratação de energia

Atualmente, dentro da configuração do mercado de energia elétrica brasileiros, existem dois ambientes de contratação de energia elétrica. O Ambiente de Contratação Livre [ACL], também chamado de Mercado Livre de Energia, sendo um ambiente no qual os consumidores exercem seu direito à portabilidade da fatura de energia elétrica escolhendo livremente seu(s) fornecedor(es) de energia. Os contratos de energia são negociados bilateralmente e possuem reajuste indexado por um indicador econômico acordado em contrato. A outra configuração é o Ambiente de Contratação Regulada [ACR], também denominado mercado cativo de energia. Esse é o mercado mais tradicional, apresenta a contratação de energia elétrica compulsória através do serviço da distribuidora. Seus reajustes são menos previsíveis e seguem a homologação de novas tarifas pela ANEEL (ABRACEEL, 2017).

O Mercado livre de energia apresenta os seguintes benefícios para os seus eleitos:

- Poder de escolha: a compra da energia consumida é de livre opção do consumidor, podendo escolher o fornecedor e o tipo de energia que irá consumir (no caso do consumidor livre);
- Competitividade: a concorrência entre geradores e comercializadores para atender o consumo dos clientes do mercado livre mantém o mesmo competitivo controlando preços, uma vez que as estratégias de preços são ferramentas para ganho de participação no mercado. Por outra perspectiva, o mercado livre geralmente apresenta valores mais vantajosos para custear o consumo de energia, o que diminui o investimento que o consumidor precisa fazer neste insumo aumentando a sua competitividade no setor econômico no qual se encaixa;
- Flexibilidade: todas as condições dos contratos de energia são negociadas livremente e de forma bilateral entre o consumidor e o fornecedor escolhido. Isso permite sazonalizações de consumo, por exemplo.
- Previsibilidade: a previsibilidade dos custos com energia é maior, uma vez que os preços de energia são definidos no horizonte de contrato e são reajustados de acordo com índices econômicos de mais garantida previsão.

O ônus deste mercado é a sua operação mensal, que é mais dispendiosa e apresenta mais eventos financeiros quando comparada ao ACR (ABRACEEL, 2017).

No ACL existe uma classificação de energia de acordo com a sua fonte de geração. A energia convencional é gerada principalmente por usinas hidrelétricas de grande porte e usinas termelétricas. Por outro lado, as fontes de energia incentivadas são: eólica, solar, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas [PCH] e usinas de cogeração qualificada, com potência inferior ou igual a 30.000 kW. Os consumidores da energia incentivada possuem 50%, 80%, 100% ou 0% de desconto nas tarifas do uso do sistema de distribuição e transmissão de acordo com o contrato (ABRACEEL, 2017).

As premissas de um contrato de energia no ACL, além do volume de contrato, dado em MW-médio, são:

- Sazonalização: o volume de energia contratado anualmente é distribuído ao longo dos meses do ano, podendo ser variado de acordo com a atividade e consumo da unidade (CELESC, 2017).
- Período de vigência: quando se inicia e se encerra o contrato.
- Flexibilidade: percentual aplicado mensalmente sobre o volume sazonalizado, tanto para cima quanto para baixo, que permite que o unidade fature somente o volume que consumiu (ABRACEEL, 2017).
- Parada programada: artifício contratual que permite que o cliente informe uma redução de consumo ao fornecedor com 30 dias de antecedência não podendo este totalizar mais de 480 horas por ano, e dentro de um mês representar mais do que 50 % do consumo (CELESC, 2017). Esta cláusula pode variar de contrato para contrato, porém para este estudo essas configurações apresentadas serão aplicadas.

Quando o balanço entre o contrato de fornecimento de energia e o consumo da unidade resulta em sobra ou falta de energia, essa energia deve ser revendida ou comprada pois, de acordo com o Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004 (PLANALTO, 2004), o consumidor é obrigado a cobrir 100% do seu consumo

com contratos. Os montantes de sobra ou exposição serão valorados ao valor do Preço Líquido das Diferenças [PLD]. O PLD é baseado no custo marginal de operação do mercado, formando uma baliza no mercado livre de energia de curto prazo (ABRACEEL, 2017). Sua previsão apresenta muita complexidade uma vez que é influenciado pela flutuação da carga do sistema interligado nacional, pelo nível dos reservatórios das principais bacias do SIN e pela exportação de energia entre os submercados do país. Submercados são divisões no SIN regidas pela presença e duração de restrições relevantes de transmissão do fluxo de energia elétrica. Existem 4 submercados no Brasil como demonstrado na Figura A.1 do Anexo A desta monografia.

2.3 Conceitos relacionados à energia solar

- Irradiância solar: Potência radiante [radiação solar] incidente por unidade de área de superfície sobre um dado plano (GALDINO, 2014).
- Janela solar: Período do dia que apresenta a maior porcentagem de irradiação diária sendo esse das 9h da manhã às 3h da tarde (RODRIGUES, 2017).
- Célula fotovoltaica: dispositivo elementar especificamente desenvolvido para realizar a conversão direta da energia solar em energia elétrica (GALDINO, 2014).
- Módulo fotovoltaico: conjunto de células fotovoltaicas que formam a unidade básica do gerador fotovoltaico (GALDINO, 2014), também chamada de painel fotovoltaico ou painel solar.
- Condições padrão de teste: condições de Irradiância [1 kW/m^2], distribuição espectral padrão [AM 1,5] e temperatura de célula [25°C] que devem ser adotadas para determinação dos parâmetros elétricos do módulo (GALDINO, 2014).
- Corrente de curto-circuito: Máxima corrente que a célula [ou módulo] fotovoltaico pode produzir quando a tensão elétrica em seus terminais é igual a zero, considerando as condições padrão de testes (GALDINO, 2014).
- Eficiência: razão entre a potência elétrica produzida pela célula fotovoltaica e a potência da energia solar incidente [irradiância] (GALDINO, 2014).
- Tensão de circuito aberto: máxima tensão entre os terminais da célula [ou módulo] fotovoltaico quando não há corrente circulando, considerando condições padrão de testes (GALDINO, 2014).
- Constante Solar: Irradiância solar incidente num plano perpendicular à direção de propagação no topo da atmosfera terrestre. Seu valor é de 1.367 W/m^2 (GALDINO, 2014).
- Energia solar fotovoltaica: Conversão direta da energia solar radiante em energia elétrica em corrente contínua (GALDINO, 2014).
- Horas de sol pleno: Número de horas por dia em que a radiação solar deve permanecer constante e igual a 1 kW/m^2 (GALDINO, 2014).
- Rastreador solar: característica do suporte mecânico do gerador fotovoltaico que permite o apontamento da superfície do gerador na direção do sol durante o movimento solar diário com o objetivo de maximizar a produção de energia (GALDINO, 2014). Este sistema geralmente está presente em aplicações de células solares com alta eficiência que requerem alto investimento inicial ou em localidades com incidência solar alta, na qual a aplicação deste sistema maximizará a geração.
- watt-pico [Wp]: unidade de potência de saída de uma célula, módulo ou gerador fotovoltaico, considerando as condições padrão de teste (GALDINO, 2014).

2.3.1 Conceitos relacionados ao sistema de compensação de energia elétrica

- Microgeração Distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidade consumidora (ANEEL, 2015).
- Minigeração Distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2015).

- Sistema de compensação de energia elétrica: sistema que permite a injeção na rede de distribuição da energia do montante excedente de energia gerada na micro ou minigeração, por meio de empréstimo gratuito à distribuidora local e, posteriormente, compensado em forma de consumo de energia ativa (ANEEL, 2015).

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL N°687/2015 (ANEEL, 2015) o crédito em quantidade de energia de uma determinada unidade tem 60 meses de validade perante a distribuidora. Além do mais, no Rio Grande do Sul, estado no qual a indústria alvo está situada, só é cobrado ICMS referente à parcela da energia consumida pela unidade, ou seja, quantidade de energia que foi consumida da rede menos a quantidade de energia injetada na rede. Para que essa diferença possa ser calculada é necessária a adaptação do sistema de medição para que ele se torne bilateral. Esta mudança pode ser feita com a adição de um medidor unilateral ao já existente, destinado à contabilização da energia injetada na rede.

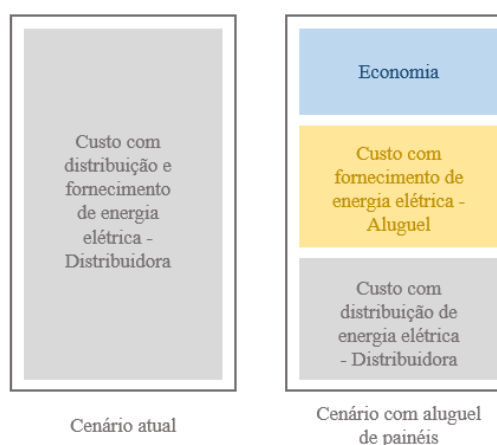
O faturamento de uma unidade com micro ou minigeração distribuída instalada no mesmo local de consumo é estabelecida na Resolução Normativa ANEEL n° 482/2012 (ANEEL, 2017a), da qual os principais pontos são:

- A energia injetada em determinado posto tarifário deve ser utilizada para compensar a energia consumida nesse mesmo posto;
- Se houver excedente, os créditos de energia ativa devem ser utilizados para compensar o consumo em outro posto horário, na mesma unidade consumidora e no mesmo ciclo de faturamento;
- O valor a ser faturado é a diferença positiva entre a energia consumida e a injetada, considerando-se também eventuais créditos de meses anteriores;
- Para os consumidores do Grupo A (alta tensão), não há valor mínimo a ser pago a título de energia. Contudo, os consumidores continuam sendo normalmente faturados pela demanda contratada (ANEEL, 2016).

2.3.2 Conceitos relacionados ao aluguel do SFV

O sistema de aluguel de painéis, recentemente introduzido no mercado brasileiro, fornece uma economia mensal ao seu aderente ao passo que a tarifa de energia oferecida pela distribuidora local é substituída pelo aluguel mensal à prestadora do serviço. A Figura 2.1 mostra a composição dos custos com energia elétrica nos cenários com e sem o aluguel de painéis.

Figura 2.1 – Comparação da composição dos custos com energia elétrica



Fonte: AUTOR

O aluguel possui duas parcelas. Uma dessas é fixa que se refere ao real aluguel dos equipamentos e custos com manutenção e a outra é variável de acordo com o desempenho do gerador fotovoltaico. O custo com a demanda contratada continuam sendo pagos à distribuidora o que justifica o bloco cinza permanecer no cenário com aluguel de painéis na Figura 2.2 (SOLAR, 2018a).

A principal vantagem oferecida pelas empresas do ramo é a não exigência de um investimento inicial ou taxa de adesão, além de, propiciar uma economia mensal garantida.

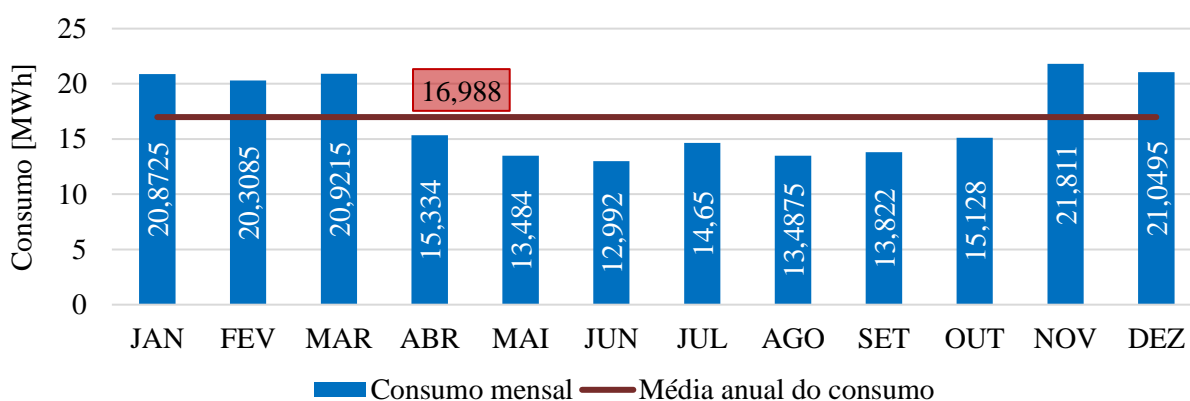
3 METODOLOGIA

Descreveu-se, abaixo, o processo realizado para se atingir os objetivos propostos por este trabalho.

3.1 Perfil da Indústria Alvo

Nesta seção, destacam-se características da indústria relevantes para o estudo em questão. Atualmente a indústria faz parte do mercado cativo de energia e está na área de concessão da distribuidora CEEE – Distribuição (CEEE –D). Pertencente ao subgrupo A4, a modalidade verde, a fábrica está conectada em 13,8 kV possuindo a demanda contratada única de 93kW. O perfil de consumo anual da unidade se encontra retratado na Figura 3.1.

Figura 3.1 – Consumo Anual da Unidade



Fonte: AUTOR

As informações apresentadas acima baseiam-se na análise estatística dos dados históricos (2013 a 2018) de consumo de energia da indústria utilizando a distribuição normal. A partir da pesquisa da projeção de produção da indústria para os próximos anos, assume-se a hipótese de que o comportamento da produção e, portanto, do consumo de energia, visto que existe uma proporcionalidade entre eles, será similar aos anos de 2015 e 2016. Portanto, o consumo anual considerado neste estudo consiste na média mensal entre esses dois anos. Considerou-se como área de instalação dos painéis fotovoltaicos, o telhado da indústria o qual está representado, assim como suas dimensões, Na Figura A1. e na Figura A2 do Apêndice A deste trabalho.

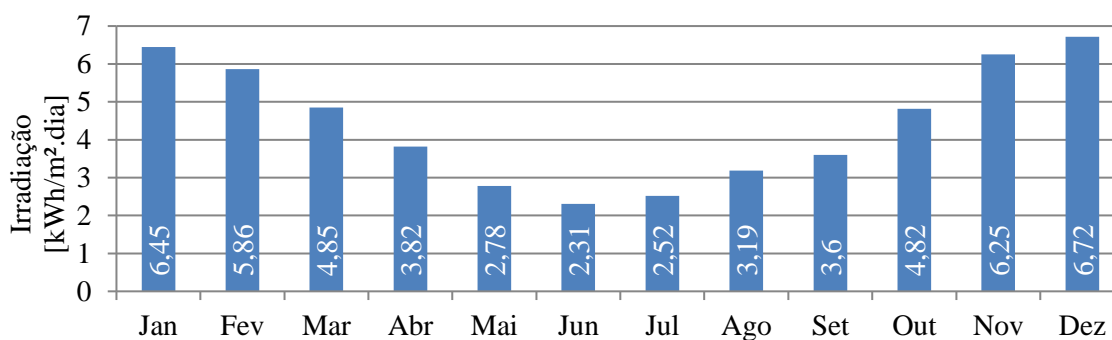
3.2 Utilização da Energia Solar Fotovoltaica

Esta sessão destaca o método de aplicação da geração de energia a partir da fonte solar na indústria.

3.2.1 Localização e dados de Irradiação

A indústria alvo está localizada na cidade de Porto Alegre/RS, que possui as coordenadas de latitude de 30° 1' 40" Sul e longitude de 51° 13' 43" Oeste (ALEGRE,P.DE P., 2018). A partir desses dados de localização é possível obter a irradiação média mensal total através do programa on-line *SunData* do CRESESB (CRESESB, 2018). Desta forma, obteve-se 4,43 kWh/m².dia como a irradiação média mensal total para a cidade. O *SunData* também fornece o perfil de irradiação anual da localidade, Figura 3.2.

Figura 3.2– Perfil de Irradiação Solar de Porto Alegre



Fonte: (Sundata, 2018)

Observa-se que a irradiação apresenta intensidades maiores nos meses de verão e menores nos meses de invernos. Espera-se que este comportamento seja apresentado pelo perfil de geração SFV uma vez que este depende da irradiação. A avaliação da geração de energia mensal, através do SAM, exige a inclusão de um arquivo climático contendo dados como irradiação do local. O arquivo climático utilizado neste trabalho foi obtido através do banco de dados *online Energyplus*.

3.2.2 Dimensionamento de um SFV conectado à rede com investimento próprio

Nesta subseção, descreve-se a metodologia de cálculo para o dimensionamento do sistema fotovoltaico conectado à rede [SFV]. Adota-se a hipótese de que o SFV será custeado inteiramente pela indústria alvo.

3.2.2.1 Determinação da potência

Primeiramente, calcula-se o SFV que supri inteiramente o consumo de energia da unidade. Sendo esse o limite superior, quando analisadas as simulações provenientes do SAM. Seguindo o método em função da demanda, foi calculada a potência necessária do gerador fotovoltaico, representando a potência total que o conjunto de módulos gera, através de

$$P_{FV} = \frac{E * G_{STG}}{TD * H_{TOT}} \quad (3.1)$$

na qual, P_{FV} é a potência do gerador fotovoltaico [W], E é o consumo de energia mensal da indústria [Wh], G_{STG} é a irradiância [W/m^2], H_{TOT} é a irradiação total mensal do local [Wh/m^2] e TD é a taxa de desempenho. Utiliza-se comumente o valor de $1000 W/m^2$ para irradiância e um valor dentro do intervalo entre 0,7 e 0,85 para a taxa de desempenho (RODRIGUES, 2018). Neste trabalho foi utilizado 0,77 para este último parâmetro. A irradiação total mensal do local foi considerada igual à irradiação total mensal média mencionada na seção anterior. Além disso, a média mensal apresentada na descrição do perfil da indústria foi utilizada como consumo de energia mensal. Aplicando estes valores encontra-se 182,61 kWp como potência necessária para atender o consumo total de energia elétrica da indústria alvo.

3.2.2.2 Módulo Selecionado e Número de módulos

Utilizou-se o painel TSM-345 DD14A fabricado pela Trina Solar que se encontra ilustrado na Figura 3.3. Este painel apresenta garantia de 25 anos de funcionamento. Os dados elétricos do mesmo estão na Tabela 3.1. e, mais detalhadamente, no Anexo C deste trabalho.

Figura 3.3 – Painel utilizado no estudo



Fonte: (Trina Solar, 2018)

Tabela 3.1 – Características elétricas do módulo fotovoltaico

Característica elétrica	TSM-345 DD14A
Potência Nominal	345 W
Eficiência	17,7 %
Tensão de Máxima Potência	38,5 V
Corrente de Máxima Potência	8,96 A
Tensão de Circuito Aberto	46,7 V
Corrente de Curto Circuito	9,55 A

Fonte: (Trina Solar, 2018)

O número de módulos, N_{mod} , foi calculado através de

$$N_{mod} = \frac{P_{FV}}{P_{mod}} \quad (3.2)$$

na qual P_{mod} é a potência nominal do módulo [Wp] (RODRIGUES, 2018). Aplicando-se os valores do projeto em estudo encontra-se a necessidade de 530 painéis de 345 kWp.

A próxima etapa consiste na verificação física da instalação desta quantidade de painéis, tendo em vista a área do telhado da unidade consumidora. Na Figura a.3 do Apêndice A, encontra-se a divisão do telhado em 5 regiões. A Tabela 3.2. mostra, para cada região, as dimensões, a inclinação e o número máximo de painéis que podem ser instalados.

Tabela 3. 2 – Características das regiões do telhado da unidade consumidora

Região	Largura [m]	Comprimento [m]	Inclinação [°]	Orientação [°]	Nº máximo de painéis
A	6,4	24	38	74 O	72
B	6,4	24	38	106 L	72
C	14,8	24	28	74 O	168
D	14,8	24	28	106 L	168
E	8	18	30	0	72

Fonte: AUTOR

Portanto, o número máximo de módulos que o telhado comporta é 552, o que atende a estimativa inicial de gerar o consumo total da fábrica.

3.2.2.3 Inversor Selecionado

O inversor utilizado foi o TRIO-27.6-TL-OUTD fabricado pela ABB, produto que está ilustrado na Figura 3.4.

Figura 3. 4 – Inversor utilizado no estudo



Fonte: (ABB, 2018)

As características elétricas no inversor estão especificadas na Tabela 3.3 e mais detalhadamente no Anexo B desta monografia.

Tabela 3.3 – Características elétricas do inversor

Característica elétrica	TRIO-27.6-TL-OUTD
Max. Tensão De Entrada	1000 V
Min. MPP-tensão	500 V
Max. MPP-tensão	800 V
Max. Potência do gerador	16 kW
Nº de entradas MPPT	2
Max. Eficiência	98 %
Máxima corrente por MPPT	40 A

Fonte: (ABB, 2018)

3.2.2.4 Arranjo dos Painéis

O arranjo dos painéis é limitado pela demanda contratada atual da unidade, por características do inversor e delimitações do *software* utilizado para a simulação da geração mensal de energia do SFV. A atual demanda contratada da unidade, junto a concessionária é de 93 kW. Logo, a potência máxima do inversor ou do conjunto de inversores deve ser menor ou igual a este valor. Como o inversor escolhido apresenta uma potência de 27,6 kW, e o software só aceita inserção de um tipo de inversor, foi possível utilizar 3 inversores no sistema resultando em uma potência total de 82,8 kW, o que é menor do que a demanda contratada. Esta potência caracterizou este sistema de geração distribuída como minigeração.

As características do inversor que são limitantes do SFV são o intervalo de tensão dentro do qual o equipamento opera e a tensão e a corrente máxima de operação do inversor. Investiga-se a obediência ao intervalo de tensão do inversor identificando se o mesmo comporta às máximas e mínimas tensões de máxima potências do SFV. A tensão de máxima potência do módulo, V_{mp} , fornecida pelo catálogo do mesmo multiplicada pelo número de módulos que estão em série, N_s , representa a tensão de máxima potência da linha, V_{mps} . Para o caso estudado os valores foram respectivamente 38,5 V e 16 módulos em

série resultando em uma tensão de máxima potência da linha de 616 V. Deve-se corrigir esta tensão, de acordo com o coeficiente de temperatura para tensões do painel informado no catálogo, nas condições de máximas e mínimas temperaturas que o painel pode operar na localidade de instalação do sistema seguindo

$$V_{mps\ min} = V_{mps} * \left[1 - \left(\frac{T_{coefv}}{100} * (25 - T_{máx}) \right) \right] \quad (3.3)$$

$$V_{mps\ máx} = V_{mps} * \left[1 - \left(\frac{T_{coefv}}{100} * (25 - T_{min}) \right) \right] \quad (3.4)$$

(GALDINO, 2014) nas quais, $V_{mps\ min}$ representa a tensão de máxima potência na linha na condição de máxima temperatura do local [V], V_{mps} é a tensão de máxima potência na linha [V], T_{coefv} é o coeficiente de temperatura para tensões do módulo fotovoltaico [%/°C], $T_{máx}$ é a máxima temperatura do local [°C], $V_{mps\ máx}$ representa a tensão de máxima potência na linha na condição de mínima temperatura do local [V] e T_{min} é a mínima temperatura do local [°C].

O coeficiente de temperatura para tensões do painel é - 0,29 %/°C, e as temperaturas máximas e mínimas consideradas foram respectivamente 70 °C e -10 °C, seguindo práticas de estudos. Aplicando os valores nas equações acima encontra-se $V_{mps\ min}$ igual à 535,61 V e $V_{mps\ máx}$,678,52 V. Estas tensões pertencem ao intervalo de operação do inversor que é entre 500 e 800 V.

A tensão de circuito aberto da linha, V_{ocs} , resulta da multiplicação da tensão de circuito aberto do módulo, V_{oc} , pelo número de módulos numa linha, N_s . Para o arranjo sugerido, tem-se respectivamente 46,8 V e 16 módulos em série, totalizando 748,8 V como V_{ocs} . Esta tensão deve sofrer correções semelhantes às já descritas, porém considerando-se somente o extremo de mínima temperatura de acordo com

$$V_{oc\ máx} = V_{ocs} * \left[1 - \left(\frac{T_{coefv}}{100} * (25 - T_{min}) \right) \right] \quad (3.5)$$

(GALDINO, 2014) na qual, $V_{oc\ máx}$ representa a tensão de circuito aberto na linha na condição de mínima temperatura do local [V] e V_{oc} representa a tensão de circuito aberto na linha[V].

Esta tensão corrigida deve ser menor que a tensão máxima de operação do inversor. Aplicando o mesmo coeficiente e a mesma temperatura mínima anteriormente mencionados encontra-se 824,8 V como $V_{oc\ máx}$. Sendo a máxima tensão de operação do inversor 1000 V, este ponto foi atendido.

O último parâmetro analisado foi a corrente máxima do inversor. Sabe-se que os módulos se encontram em série na linha, portanto cada linha exige a corrente demandada pelo módulo, I . Uma entrada MPPT do inversor foi composta por N_p linha de painéis. Logo, a corrente demanda pelo módulo multiplicada pelo número de linhas em paralelo resultou na corrente atendida por uma entrada MPPT, I_{mppt} . A corrente de operação de um painel é 8,96 A e o arranjo exige 4 linhas em paralelo para cada entrada MPPT do inversor, totalizando I_{mppt} de 35,84 A. Este parâmetro também foi corrigido pela máxima temperatura na qual o painel operar no local do sistema, levando em consideração o coeficiente de temperatura para correntes do módulo, seguindo

$$I_{mppt\ máx} = I_{mppt} * \left[1 - \left(\frac{T_{Coefi}}{100} * (25 - T_{máx}) \right) \right] \quad (3.6)$$

(GALDINO, 2014) na qual, $I_{mppt\ máx}$ representa a corrente atendida por uma entrada MPPT na condição de máxima temperatura do local [A], I_{mppt} representa a corrente atendida por uma entrada MPPT [A] e T_{Coefv} é o coeficiente de temperatura para correntes do módulo [%/°C].

Este valor deve ser inferior ao máximo valor de corrente que o inversor trabalha sem apresentar falha ou diminuição de desempenho. Utilizando o coeficiente de temperatura para correntes do painel que é 0,05 %/°C e seguindo com a temperatura máxima definida anteriormente encontra-se uma $I_{mppt\ máx}$ de

36,64 A, valor inferior aos 40 A apresentados pelo inversor. Como cada entrada MPPT apresenta 4 linhas, e cada inversor tem 2 entradas MPPT, sabendo-se que este projeto utiliza 3 inversores, tem-se um total de 24 linhas em paralelo.

A última característica do sistema que deve ser avaliada é o Fator de Desempenho do Inversor, *FDI*. Este representa a razão entre a potência máxima do gerador fotovoltaico, P_{gerf} [kWp], e a potência do inversor, P_{inv} [kWp], (COSTA, 2010)

$$FDI = \frac{P_{inv}}{P_{gerf}} \quad (3.7)$$

A máxima potência do gerador fotovoltaico é dada pelo número de módulos multiplicado pela potência nominal do mesmo. O sistema projetado possui 384 módulos com potência nominal de 345 Wp, logo a máxima potência do gerador fotovoltaico é 132,48 kWp. A potência do inversor é dada pela máxima potência aceita para cada entrada MPPT multiplicado pelo número de entradas de cada inversor e, finalmente, multiplicada pelo número de inversores. De acordo com o catálogo do inversor a potência máxima para cada entrada MPPT é de 16 kW, o sistema apresenta 3 inversores com 2 entradas MPPT cada um. Deste modo, tem-se 96 kW como potência do inversor. O FDI do sistema é, portanto, 0,72. Este valor deve ser no máximo 1,2, segundo Zilles et al., 2012. Portanto o dimensionamento atendeu esta necessidade.

Contudo, o sistema apresentou um arranjo com 16 painéis formando uma linha e 24 linhas divididas em 4 linhas para cada entrada MPPT. Totalizando 384 módulos com potência total de 132,480 kWp. Este sistema será conectado a 3 inversores do tipo ilustrado acima. A divisão dos painéis no telhado é dada pela Tabela 3.4. considerando que o SAM só disponibiliza 4 caracterizações de telhado distintas.

Tabela 3.4 – Distribuição de painéis das regiões do telhado

Região	Nº máx. de painéis	Nº de linhas	Nº de painéis
A	72	0	0
B	72	0	0
C	168	10	160
D	168	10	160
E	72	4	64

Fonte: Autor

3.2.2.5 Sombreamento, rastreamento, banco de baterias e perdas

Observando o entorno da fábrica, Figura A.2 do Apêndice A, percebe-se que a unidade é a construção mais alta da região o que elimina a probabilidade de sombreamento de estruturas externas nos módulos. Além disso, como o projeto exigiu menos módulos do que o telhado comporta e os módulos seriam instalados solidários ao telhado, considera-se que a distribuição dos módulos seria feita de forma a não causar sombreamento entre eles.

Adicionalmente, o sistema estaria localizado na região Sul, na qual a irradiação não apresenta valores de destaque para esse tipo de projeto, quando comparado às demais regiões geográficas do país, o que diminui a efetividade de um sistema de rastreamento. Portanto, este não foi aplicado neste estudo.

Para o caso do banco de baterias, seria fundamental o acesso à uma curva de consumo diária da unidade, de na qual poderia ser retirada a informação do percentual de consumo durante a janela solar, momento do dia que o sistema fotovoltaico está gerando energia, e fora desse período. Estes dados viabilizariam o estudo da necessidade, ou não, de baterias a fim de armazenar a energia produzida durante a janela solar para uso nas demais horas do dia. Porém, não foi possível obtê-la, consequentemente considera-se que a geração se concentra no período de consumo.

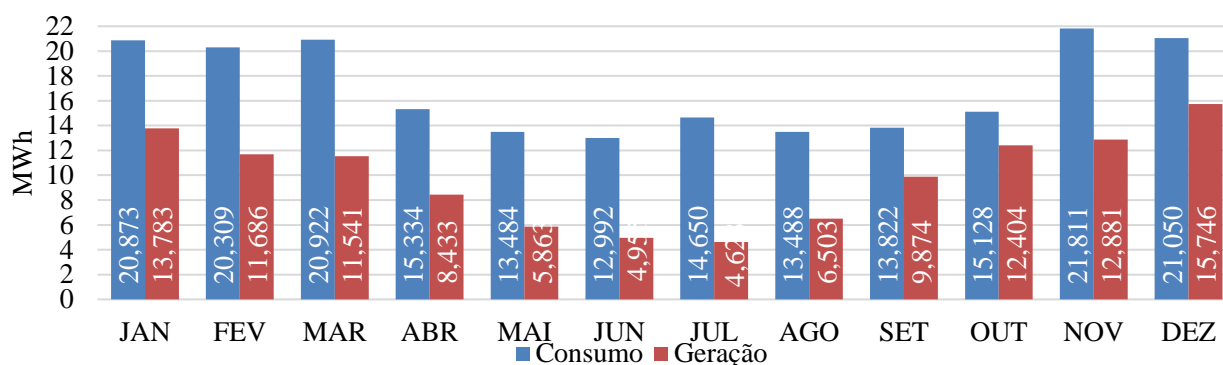
As hipóteses de percentuais de perdas do sistema são 2 % para descasamento (*mismatch*) dos módulos oriundo das incompatibilidades entre as características dos módulos (ARAÚJO, RANK, 2016), 0,5 % de perdas nos diodos e nas conexões pois esses componentes apresentam tanto perdas por efeito Joule como degradação da operação ao longo do tempo e 2 % para efeito Joule nos condutores da parte do

sistema que opera em corrente contínua (MIRANDA, 2014), totalizando 4,5 % de perdas antes do inversor. Além disso, pressupõem-se 1% de perdas nos condutores do lado de corrente alternada. Logo, utilizou-se como percentual de perdas totais do sistema no valor de 5,5 %. Observa-se também que estes valores são os valores sugeridos pelo simulador SAM.

3.2.2.6 Perfil anual de geração do sistema fotovoltaico simulado

Inserindo as características acima listadas no *software* SAM simula-se a geração anual do sistema a qual se encontra explicitada no Figura 3.5 juntamente com o consumo mensal médio da unidade.

Figura 3.5 – Perfil anual de geração do sistema fotovoltaico e consumo da unidade



Fonte: Autor

Observa-se que o perfil de geração segue o perfil de irradiação no local gerando mais energia no período de maior irradiação, como esperado. O SFV gera em média de 56,87 % do consumo da unidade. O mês que apresentou a maior percentagem de suprimento de energia elétrica é outubro com 81,99 % e a menor é julho com 31,59 %. Além disso, em nenhum mês a minigeração ultrapassou o consumo.

3.2.2.7 Premissas do sistema de compensação

Neste cenário a unidade faria uso do sistema de compensação apresentado pela Resolução Normativa ANEEL N°687/2015. Para tanto, considera-se que nenhuma melhoria ou reforço na rede de distribuição se fez necessário. Mensalmente, portanto, o volume gerado de energia foi descontado do volume consumido, não havendo sobras de energia para acúmulo e uso em outro ciclo de faturamento.

3.2.2.8 Investimento Sistema Fotovoltaico

O custo do sistema em questão é de R\$ 596.160,00 considerando a métrica de R\$ 4,5/Wp instalados, de acordo com fontes comerciais, e a característica do sistema de possuir 132,48 kWp instalados. Além deste custo inicial, foi previsto um valor de 0,5 % do investimento inicial ao ano para manutenção, adicionado na modelagem financeira sempre nos meses de dezembro.

3.2.2.9 Simulação Mercado Cativo

A simulação do ambiente de contratação regulado foi feita com base nas quantidades de energia consumida e demanda contratada registradas nas faturas de energia, as quais foram destacadas no perfil da indústria alvo. Adicionalmente, consultou-se as tarifas vigentes de energia elétrica definidas por tarifa da demanda única [TD], tarifa do uso do sistema de distribuição ponta [TUSD P], tarifa do uso do sistema de distribuição fora ponta [TUSD FP], tarifa de energia ponta [TE P] e tarifa de energia fora ponta [TE FP]. Com base na classificação tarifária da indústria, A4, na sua modalidade tarifária, verde, e na distribuidora que a atende, CEEE-D, acessou-se os valores das tarifas através dos Atos Regulatórios – Reajuste tarifário disponíveis no site na ANEEL (SCARABELOT, 2009). Os reajustes tarifários anuais destes valores foram

estimados através da aplicação de uma regressão geométrica disponível no programa computacional Excel sobre o histórico de dez anos de reajustes (2008 – 2017), incluso na Tabela C1 do Apêndice C desta monografia. Aplicou-se esse reajuste somente nos primeiros 5 anos para todos os cenários apresentados por esse artigo devido à pouca previsibilidade que essas estimativas apresentam à longo prazo. As tarifas, desconsiderando impostos, aplicadas ao caso de estudos constam na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Tarifas consideradas no estudo

	TD [R\$/kW]	TUSD P [R\$/kWh]	TUSD FP [R\$/kWh]	TE P [R\$/kWh]	TE FP [R\$/kWh]
2019	17,78	884,71	67,62	440,54	284,85
2020	18,88	894,80	71,94	467,36	303,58
2021	19,98	904,89	76,26	494,18	322,31
2022	21,08	914,98	80,58	521,00	341,04
2023	22,18	925,07	84,89	547,81	359,77

Fonte: AUTOR

Adicionalmente ao custo fixo da energia foram considerados os custos variáveis das bandeiras tarifárias [B] seguindo histórico de acionamento do ano de 2017. O mecanismo de bandeiras tarifárias foi reformulado nesse ano, por isso da sua consideração nesse trabalho. A principal mudança apresentada neste ano foi o ajuste do valor da bandeira vermelha patamar 2 adequando-se à real necessidade de custeio da geração de energia durante a condição de baixa afluências no país representada por essa bandeira. O histórico de acionamento e os adicionais das tarifas se encontram na Tabela 3.6.

Tabela 3.6 – Histórico de Bandeiras de 2017 e adicionais

Bandeira	Adicionais [R\$/MWh]	Meses
Verde	0	Janeiro, Fevereiro e Junho
Amarela	10	Março, Julho e Setembro
Vermelha P1	30	Abril, Maio, Agosto e Dezembro
Vermelha P2	50	Outubro e Novembro

Fonte : (ANEEL, 2018a) e (ANEEL, 2017b)

Estes dados compõem os 3 principais custos da fatura de energia de um consumidor pertencente ao mercado cativo, sendo estes, custo com demanda contratada [CD], custo de energia [E] e custo com impostos considerando PIS/COFINS e ICMS [IMP] (SCARABELOT, 2009).

A alíquota de ICMS cobrada no Rio Grande do Sul é de 30 %. A alíquota do PIS/COFINS, por sua vez, apresenta uma variação mensal, portanto, utilizou-se a média deste valor presente no histórico de faturas da unidade do ano de 2017, sendo esta 4,04 %. O Quadro 3.1 descreve a composição do custo final do consumidor cativo no período de um mês.

Quadro 3.1 – Composição do custo mensal do mercado cativo

Custo Mensal – Mercado Cativo			
	Quantidade	Tarifa	Valor[R\$]
Demanda	D[kW]	TD[R\$/kW]	CD
Energia Ponta	QEP[kWh]	TUSD P + TE P + B [R\$/kWh]	EP
Energia Fora Ponta	QEFP[kWh]	TUSD FP + TE FP + B [R\$/kWh]	EFP
Impostos	CD + E	Alíquota PIS/COFINS + ICMS	IMP
			Total Custo Mensal

Fonte: Autor

3.2.2.10 Simulação Mercado Cativo e Energia Solar

O cenário que utiliza a GD e sua complementação é suprida pela rede da distribuidora segue a linha da simulação acima descrita. A única diferença consiste na quantidade de energia no horário fora ponta. Neste horário considerou-se a quantidade de energia faturada como o consumo deste período decrescido da geração ocorrida naquele mês. Considera-se que a geração se concentra no horário fora ponta (0 h-18 h e 21 h-24 h) pois essa acontece primordialmente durante a janela solar diária que se estende das 9 h às 15 h (RODRIGUES, 2017). O Quadro 3.2 descreve a composição do custo final mensal do consumidor cativo com geração distribuída.

Quadro 3.2 – Composição do custo mensal do mercado cativo com geração distribuída

Custo Mensal – Mercado cativo e SFV			
	Quantidade	Tarifa	Valor[R\$]
Demanda	D[kW]	TD[R\$/kW]	CD
Energia Ponta	QEP[kWh]	TUSD P + TE P + B [R\$/kWh]	EP
Energia Fora Ponta	QEFP (Consumo - Geração) [kWh]	TUSD FP + TE FP + B [R\$/kWh]	EFP
Impostos	CD + E	Alíquota PIS/COFINS + ICMS	IMP
			Total Custo Mensal

Fonte: Autor

3.2.2.11 Comparação Energia Solar versus Mercado Cativo

O horizonte de estudo econômico considerado foi de 25 anos, vida útil do módulo solar. Dentro deste período, o custo mensal do mercado cativo foi comparado com o custo mensal no mercado cativo referente ao complemento da energia gerada pelo SFV, custos com manutenção anuais e a amortização do investimento inicial. O *payback* foi encontrado no mês que a amortização zerou.

3.2.3 Sistema de Compensação de Energia Elétrica através do aluguel do SFV

Esta seção descreve a alternativa de redução de custos gerando energia através de um sistema fotovoltaico alugado.

3.2.3.1 Simulação Mercado Cativo e Energia Solar com aluguel do SFV

Neste cenário adota-se a hipótese de que o SFV instalado pela prestadora de serviços é capaz de suprir toda a energia demandada pela indústria alvo, como é descrito no item 3.2.2.2. Portanto, o consumo de energia [E] foi valorado ao preço do aluguel firmado com a prestadora de serviços. Esse apresenta uma parcela variável [ALUGUEL V] referente ao desempenho do sistema de geração e uma fixa [ALUGUEL F] destinada ao aluguel do sistema fotovoltaico em si e sua manutenção. Obtém-se os demais custos que compõem o custo mensal de uma unidade deste cenário semelhantemente ao cenário do mercado cativo. O Quadro 3.3 descreve a composição do custo final mensal do consumidor cativo com geração distribuída proveniente de SFV alugado.

Quadro 3.3 – Composição do custo mensal do mercado cativo com geração distribuída com SFV alugado

Custo Mensal - Mercado Cativo com aluguel do SFV			
	Quantidade	Tarifa	Valor[R\$]
Demanda	D[kW]	TD[R\$/kW]	CD
	1	ALUGUEL F [R\$]	
Energia	QEP + QEFP [MWh]	ALUGUEL V [R\$/MWh]	E
Impostos	CD + DIST	Alíquota PIS/COFINS + ICMS	IMP
			Total Custo Mensal

Fonte: Autor

3.2.3.2 Comparação Energia Solar com aluguel do SFV *versus* Mercado Cativo

O modelo de negócio oferecido atualmente, segundo fontes comerciais, para as unidades que aderem ao aluguel do sistema fotovoltaico prevê em contrato uma faixa de economia mensal gerada pela adoção do sistema. Cláusulas contratuais também preveem multas para o não acontecimento deste ganho financeiro. Considerou-se um horizonte de estudo de 25 anos, período comumente aplicado para vigência do contrato com a prestadora de serviço e, também, duração da vida útil do módulo fotovoltaico. Além disso, sabe-se que este cenário não exige investimento inicial. Desta forma, o retorno financeiro inicia no primeiro mês de aderência do projeto.

3.3 Migração para o Mercado Livre de Energia

Esta seção discute as características exigidas para a migração para o mercado livre de energia, assim como sua simulação e comparação com o mercado regulado.

3.3.1 Adequação ao critério de migração

Para que a indústria fosse elegível ao mercado livre a sua demanda contratada, neste ambiente, foi aumentada para 500 kW uma vez que este é o critério mínimo para migração como visto anteriormente.

Considera-se que, para possibilitar o estudo, a distribuidora aprovaria esta alteração de demanda no caso de solicitação.

3.3.2 Simulação Mercado Cativo

A Simulação do Mercado Cativo neste cenário foi feita exatamente como descrito na subseção 3.2.7.

3.3.3 Custos com o processo de Migração

Existem alguns custos referentes à viabilização da migração do consumidor para o mercado livre de energia. Um deles é o emolumento pago para a CCEE que abrange custos referentes a operacionalização da adesão da carga à câmara, no valor de R\$ 5.898,00 (CCEE, 2017).

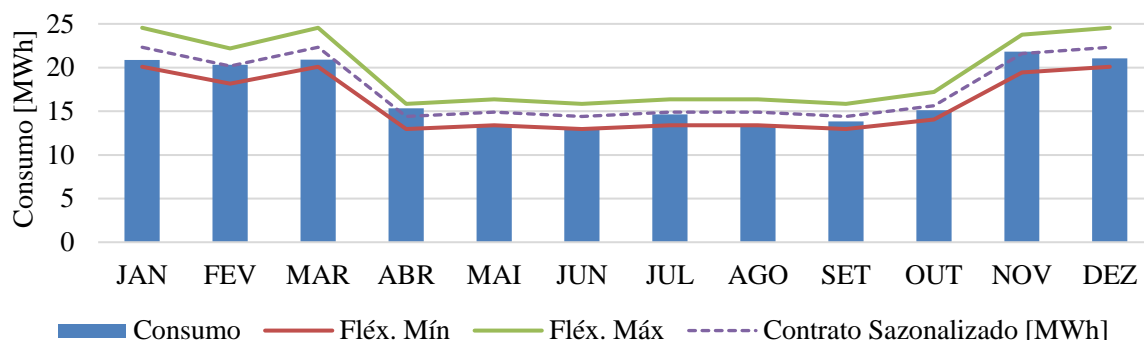
Adicionalmente, existe o custo com adequação do sistema de medição para faturamento (SMF). Este novo sistema de medição objetiva o controle do processo de contabilização de energia elétrica por parte da CCEE e apuração da demanda pelo ONS. Dentre as características desse sistema está o canal de comunicação para acesso direto aos medidores e classe de exatidão dos aparelhos de 0,2 % (ONS, 2015). Este custo foi de R\$ 80 mil no estudo de Scarabelot (2009). Atualizando este valor para o presente, utilizando a Calculadora do Cidadão fornecida pelo Banco Central do Brasil (BCB, 2018), encontra-se R\$ 128.861,92. Sendo assim, considerou-se como investimento inicial total da indústria alvo para este projeto o valor de R\$ 134.759,92.

3.3.4 Simulação Mercado Livre

O perfil de consumo e a demanda contratada da indústria alvo compuseram, como nos estudos anteriores, as informações necessárias para a simulação mensal do custo no ambiente de contratação livre. A valoração destes montantes utilizou a tarifa da demanda (TD) e a tarifa do uso do sistema de distribuição ponta e fora ponta (TUSD P e TUSD FP). Estas duas últimas, multiplicadas pela energia ponta (Q EP) e fora ponta (Q EFP), compuseram o gasto com distribuição de energia (DIST). No caso da tarifa de energia (TE), porém, o preço foi definido pelo contrato de energia de longo prazo, sendo utilizado CONTRATO [R\$/MWh] para representá-lo na simulação. A indústria alvo, por obter demanda contratada maior ou igual a 500 kW e menor que 3000 kW, neste cenário, foi classificada como consumidora especial assim só podendo comprar energia incentivada. Esse tipo de energia é sujeita ao desconto da tarifa da demanda e na tarifa de uso do sistema na ponta proporcional ao tipo de energia incentivada que é adquirida podendo ser incentivada 0%, 50%, 80% ou 100% (ANEEL, 2018b). Adota-se a hipótese de que a energia adquirida por esta indústria foi do tipo incentivada 50% por ser a energia incentivada com maior volume de contratos no mercado (CCEE, 2018b). Neste caso, aplicou-se um desconto deste mesmo percentual nas tarifas anteriormente mencionadas.

O perfil de consumo da unidade é suprido por 0,025 MW-médio e apresenta variação entre os meses o que exige percentuais de sazonalidade e flexibilidade como premissas do contrato. A flexibilidade usual do mercado é 10% o que foi aplicado para viabilizar eventuais variações do consumo não previstas, já para o caso da sazonalidade foi contratado 20%, percentual que atende à variação de consumo da indústria alvo. Adicionalmente, foi considerado, também como cláusula contratual, uma parada programada no mês de outubro de 70% do consumo, reduzindo 30% do consumo estando dentro da porcentagem permitida, 50%. O Figura 3.6 demonstra as premissas de contrato frente ao consumo considerado.

Figura 3.6 – Premissas de Contrato



Fonte: AUTOR

A flexibilidade mínima representa o volume mínimo que deve ser faturado naquele mês segundo o contrato firmado bilateralmente entre o consumidor e o fornecedor. Pode-se observar na Figura 3.6 que a flexibilidade juntamente com a parada programada atende o consumo em todos os meses de modo que nenhum mês apresenta sobra ou falta de energia.

Baseado no Boletim Semanal de Curva *Foward* da empresa de consultoria Dcide, o preço do contrato de longo prazo de energia considerado foi de R\$ 205,15 /MWh já incluso o imposto PIS/COFINS e não apresentando diferenciação entre ponta e fora ponta. O reajuste desse contrato considerou o índice IPCA. Considerou-se também o custo com eventos financeiros relacionado à CCEE. Como hipótese assumiu-se R\$ 5,00/MWh para este gasto, sendo esse uma média resultante da divisão dos encargos gerados pelo total de consumo dos clientes no mercado livre em um mês. O reajuste nas tarifas do mercado livre que também foram utilizadas no mercado regulado segue a mesma metodologia antes apresentada. Um resumo das tarifas do mercado livre está na Tabela 3.7.

Tabela 3.7 – Tarifas aplicadas mercado livre

	TD [R\$/kW]	TUSD P [R\$/kWh]	TUSD FP [R\$/kWh]	CONTRATO [RS/MWh]
2019	8,89	476,16	67,62	205,15
2020	9,44	483,37	71,94	218,58
2021	9,99	490,57	76,25	233,07
2022	10,54	497,77	80,57	248,69
2023	11,09	504,98	84,89	265,55

Fonte: AUTOR

O custo total mensal de um consumidor do mercado livre é formado pela soma do custo da demanda contratada (CD), de distribuição de energia (DIST), de fornecimento energia (E), dos eventos financeiros (C CCEE) e de impostos considerando PIS/COFINS e ICMS (IMP). Destaca-se que a alíquota do PIS/COFINS da distribuição e do fornecimento de energia são diferentes. O fornecimento apresenta um percentual fixo de 9,25 % enquanto que a distribuição possui variações mensais. Foi mantida a alíquota mencionada no caso do mercado cativo para a distribuição. A composição do custo dentro de um mês de um consumidor do mercado livre está representada na Quadro 3.4.

Quadro 3.4 – Composição do custo mensal do mercado livre

Custo Mensal – Mercado Livre			
	Quantidade	Tarifa	Valor[R\$]
Demanda	D [kW]	TD [R\$/kW]	CD
Energia Ponta	QEP [kWh]	TUSD P [R\$/kWh]	DEP
Energia Fora Ponta	QEFP [kWh]	TUSD FP [R\$/kWh]	DEFP
Energia	QEP + QEFP [kWh]	CONTRATO [R\$/MWh]	E
Eventos Financeiros CCEE	QEP + QEFP [kWh]	TC CCEE [R\$/MWh]	C CCEE
Impostos	E	ICMS	IMP F
	DC + DIST	Alíquota PIS/COFINS + ICMS	IMP D
			Total Custo Mensal

Fonte: AUTOR

3.3.5 Comparação ACL versus ACR

O horizonte de estudo econômico considerado foi igual a vida útil do painel solar estudado, 25 anos. Dentro deste período o custo mensal do mercado cativo foi comparado com o custo mensal no mercado livre e a amortização do investimento inicial. Encontra-se o *payback* no mês que a amortização zera.

3.3.6 Atualização Monetária

Os estudos econômicos utilizam o valor presente descontado para a comparação entre os cenários. Para tanto foi utilizada uma projeção do índice de reajuste IPCA definida através da aplicação de uma regressão geométrica disponível no programa computacional Excel com base nos 10 últimos anos de histórico desse índice, Tabela D.1. do Apêndice D (IBGE, 2018). Da mesma forma que o reajuste tarifário, esta projeção constante foi empregada para os primeiros 5 anos e mantém-se constante e igualada ao último ano para o restante do período do estudo. A justificativa para esta ação também se baseia na dificuldade de previsão deste índice à longo prazo. Os índices de IPCA aplicados neste trabalho se encontram na Tabela 3.8.

Tabela 3.8 – Projeção do IPCA

Ano	Índice anual	Índice mensal
2019	0,065488	0,0053
2020	0,066256	0,00536
2021	0,067024	0,005421
2022	0,067793	0,005481
2023	0,068561	0,005541

Fonte: AUTOR

4 SIMULAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Esta seção explicita os resultados encontrados e suas análises.

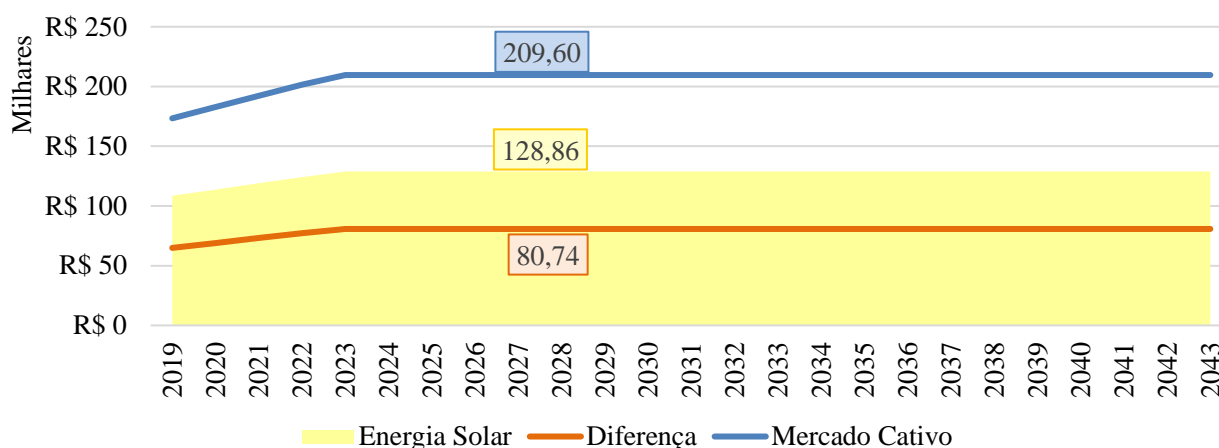
4.1 Energia Solar

Esta seção destaca os resultados referentes às duas possibilidades estudadas com geração de energia através de sistemas fotovoltaicos.

4.1.1 Sistema com Investimento Próprio

A simulação do SFV complementado com o fornecimento da rede de distribuição se mostrou vantajoso em relação a simulação do mercado cativo somente. A Figura 4.1 compara os custos nos dois cenários e expressa a evolução no tempo da diferença entre os mesmos.

Figura 4.1 – Comparação custo com sistema fotovoltaico e somente abastecimento da rede de distribuição

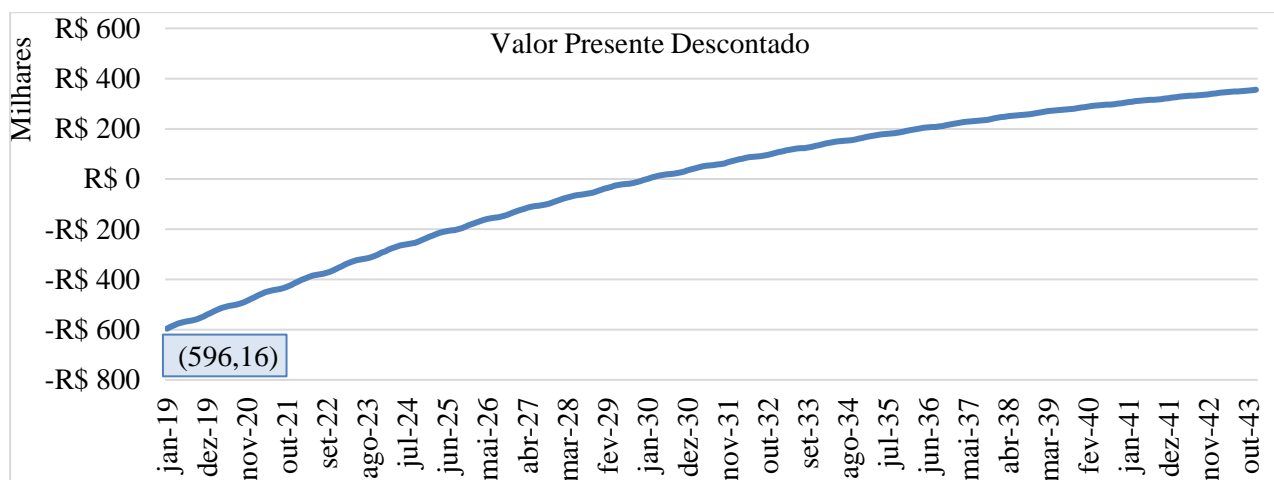


Fonte: Autor

Observa-se que, após o período de reajuste, o custo anual no mercado cativo se mantém aproximadamente 80 mil reais mais caro que o custo anual do cenário com a geração distribuída. Esse valor representa em média R\$ 6,6 mil por mês.

O *payback* do investimento representa o momento no qual o ganho acumulado se iguala ao valor do investimento inicial, ou seja, o valor presente descontado é zero. Além disso, a partir desse momento a indústria começa a lucrar com o investimento. O *payback* deste cenário acontece dentro de 9 anos e 11 meses como está representado na Figura 4.2.

Figura 4.2 – Representação do período de *payback*



Fonte: AUTOR

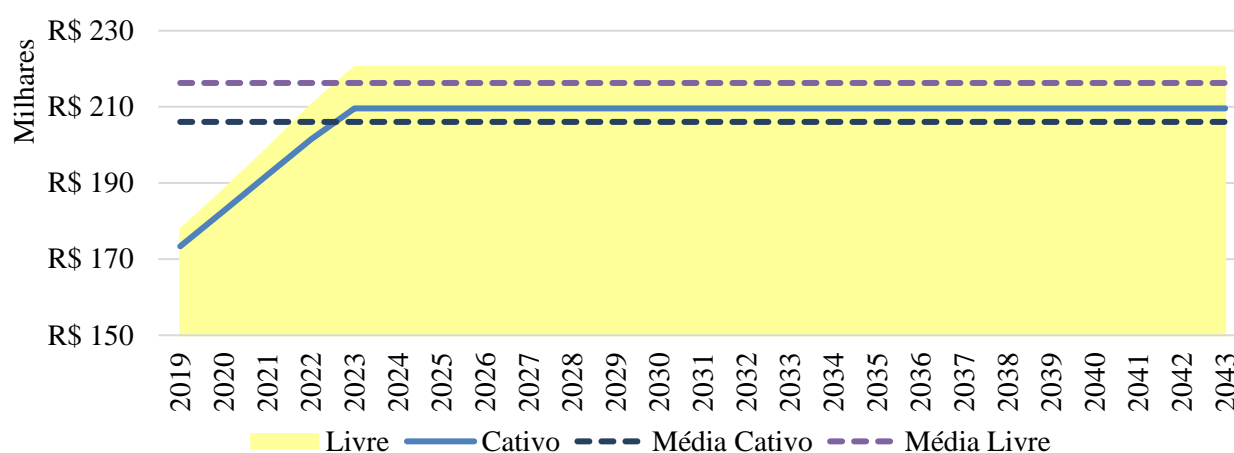
4.1.2 Sistema Fotovoltaico alugado

O cenário com geração de energia através do aluguel do SFV apresenta, segundo fontes comerciais, uma economia mensal entre 10 % e 20 % do custo atual da unidade consumidora com o mercado cativo. Considerando-se que o custo mensal médio da unidade com a fatura de distribuição é de R\$ 14 mil, a economia mensal apresentada por esse projeto foi no mínimo de R\$ 1,4 mil e no máximo de R\$2,8 mil. Uma análise mais precisa da prestadora de serviços poderia indicar uma economia mensal mais precisa.

4.2 Mercado Livre de Energia

O mercado livre de energia não apresenta custo menor que o mercado cativo de energia em nenhum mês, e, portanto, em nenhum ano, como pode ser visto na Figura 4.3.

Figura 4.3 – Comparação dos custos totais anuais entre mercado livre e mercado cativo

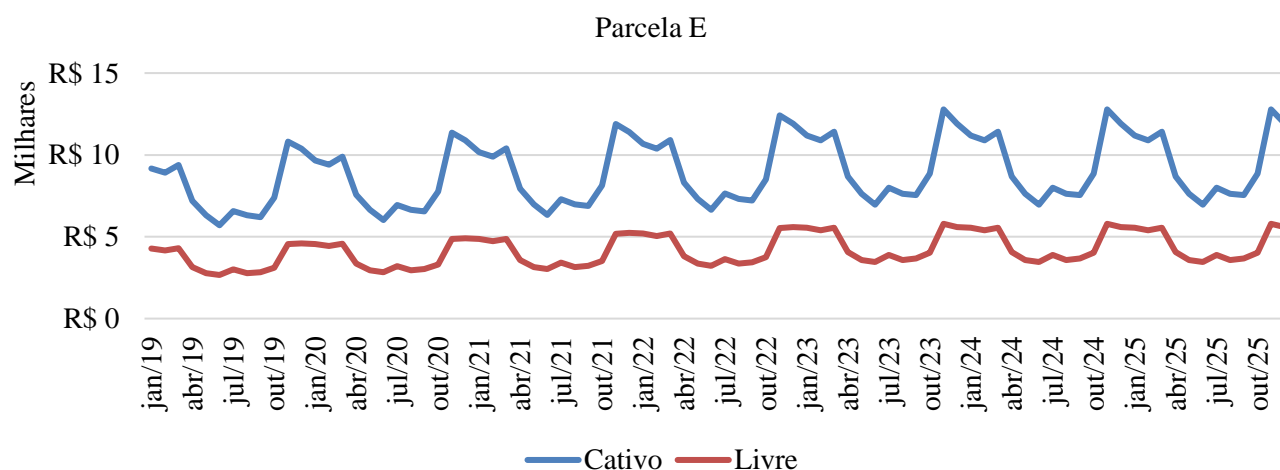


Fonte: AUTOR

Considerou-se, para as análises a seguir, aos primeiros 5 anos do estudo pois somente neste período há variação de custos devido à aplicação dos reajustes tarifários e da atualização do preço de contrato de fornecimento de energia. A partir de 2023, os dados se repetem como pode ser observado na Figura 4.3.

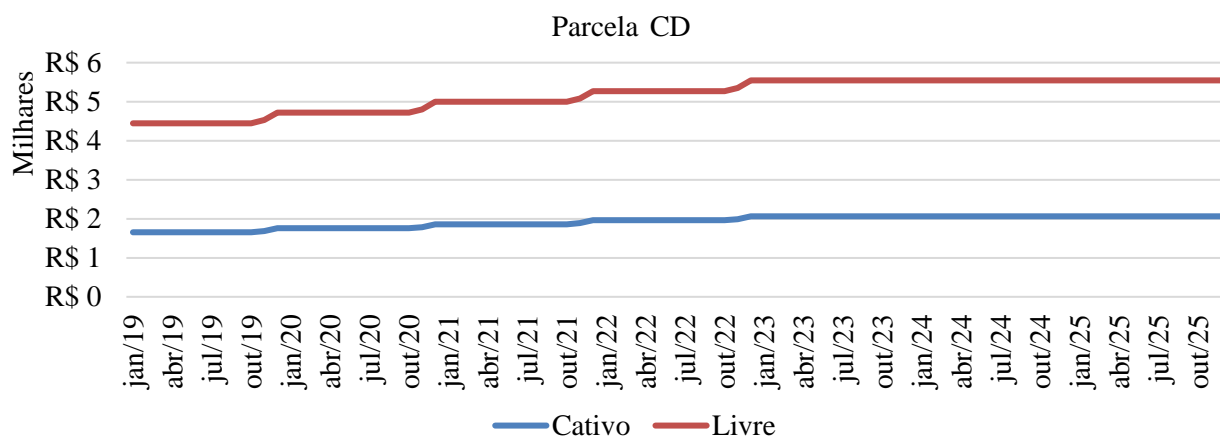
O mercado livre apresenta custos médios mais elevados que o mercado cativo pois, mesmo proporcionando custos com fornecimento de energia menores (Figura 4.4), o custo com demanda é muito maior pela necessidade de seguir o critério de migração para o mercado livre (Figura 4.5).

Figura 4.4 – Evolução no tempo da parcela E nos dois cenários



Fonte: AUTOR

Figura 4.5 – Evolução no tempo da parcela CD nos dois cenários

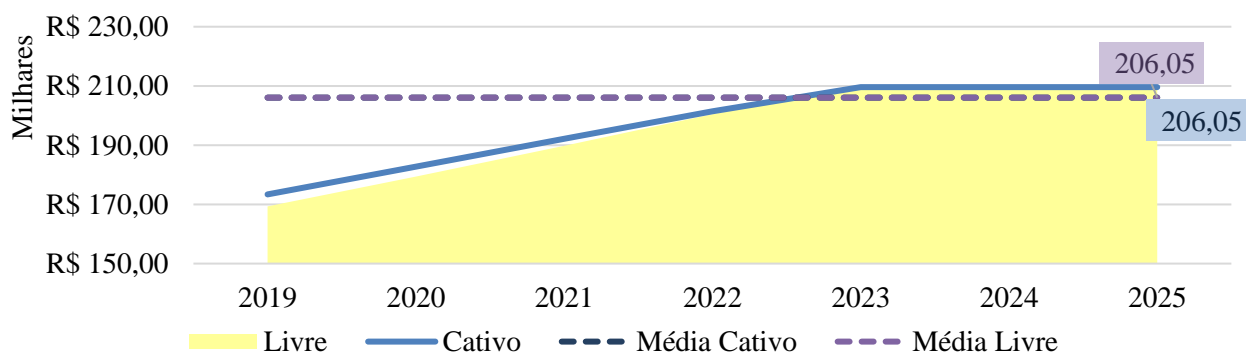


Fonte: AUTOR

Observa-se que a demanda é o fator decisivo para este investimento não ter viabilidade no caso estudado. Portanto buscou-se encontrar o maior valor de demanda contratada para a qual a migração da unidade ao mercado livre seria praticável. Esta demanda equaliza o custo médio dos dois cenários. Acima deste valor, o mercado cativo sempre seria mais vantajoso. Destaca-se que esta demanda só é adequada para as condições de contratação e premissas de análise feitas nesta monografia.

Buscou-se, portanto, na análise econômica o valor de demanda que igualasse o custo médio do mercado cativo com o do mercado livre. A demanda encontrada é de 448,35 kW na qual o custo médio do mercado livre e do mercado cativo é de R\$206 mil por MWh como está ilustrado na Figura 4.6.

Figura 4.6 – Comparação dos custos totais entre mercado livre e mercado cativo



Fonte: AUTOR

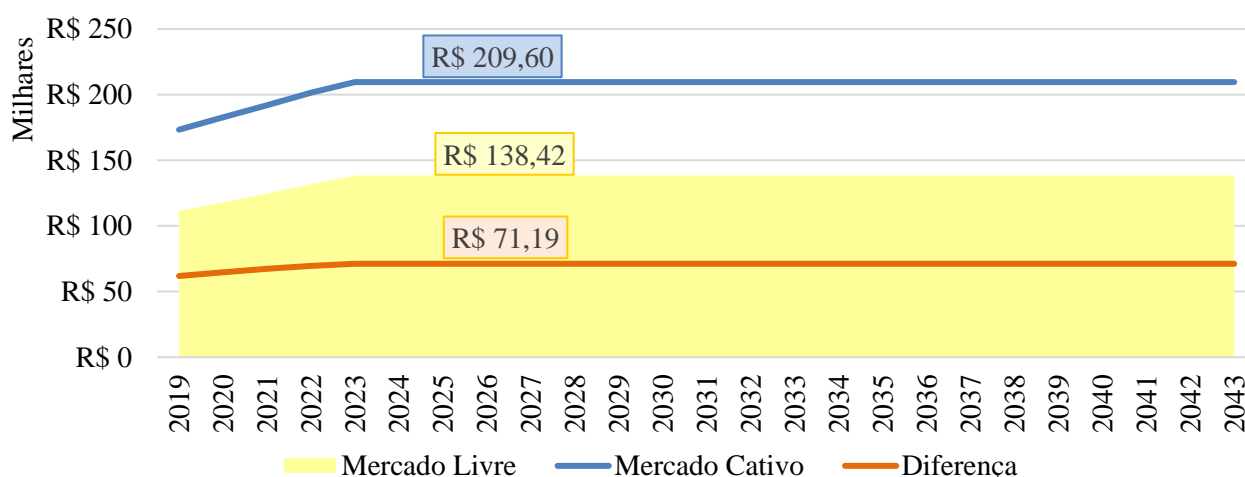
A demanda que iguala os custos médios entre os dois ambientes de contratação apresenta somente 50kW de diferença da demanda mínima exigida pelo mercado livre. Esta diferença pode ser reduzida ou até eliminada num cenário de preços de contratos de longo prazo mais favorável. Observa-se que, dentro das configurações apresentadas, o preço de contrato de longo prazo que viabilizaria a migração da unidade para o mercado livre é de R\$200,00/MWh.

Por outro lado, em 2017 o Ministério de Minas e Energia lançou a consulta pública nº 33 que teve duração de aproximadamente um mês. O objetivo dessa foi analisar propostas de medidas legais que

possibilitem o crescimento sustentável do setor elétrico à longo prazo. Dentre as propostas existe a intenção de reduzir a demanda mínima para migração ao mercado, alteração que poderia viabilizar a migração da indústria alvo. De acordo com a consulta, a intenção seria tornar possível a inclusão de todos os consumidores do grupo A no mercado livre até o ano de 2028.

Considerando essa proposta, a indústria alvo poderia migrar com a demanda contratada atual de 93 kW. Analisou-se, então, o *payback* que o investimento apresentaria mantendo as demais premissas do estudo. Neste novo cenário o custo mensal no mercado livre foi, para todo o período, menor do que no mercado cativo como pode ser observado no Figura 4.7.

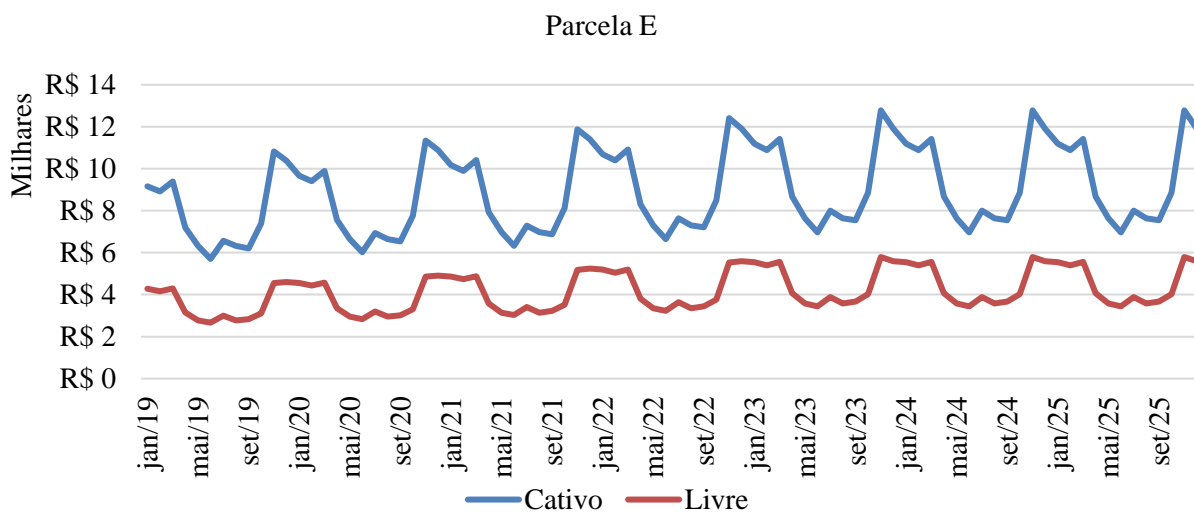
Figura 4.7 – Comparação dos custos totais anuais entre mercado livre e mercado cativo considerado consulta pública N°33



Fonte: AUTOR

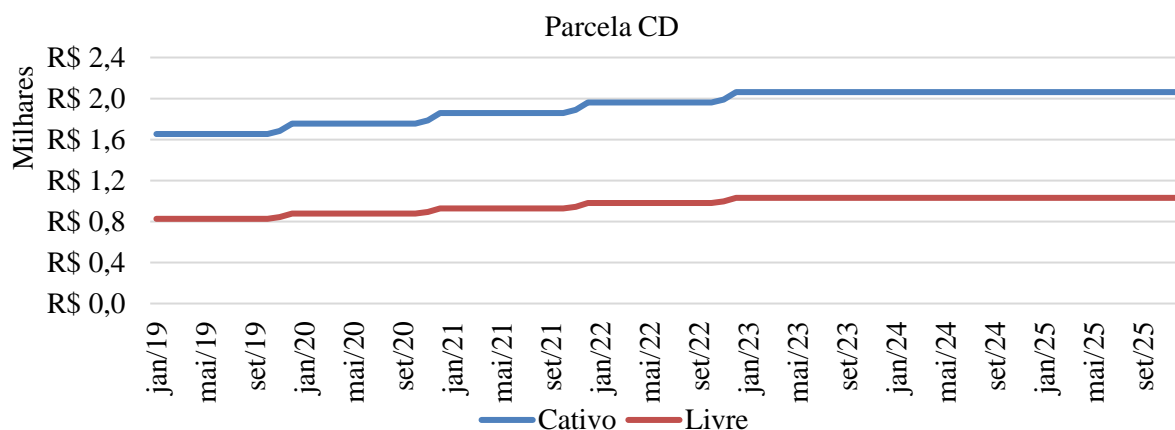
Esse fato é consequência do custo com energia ser decrescido de aproximadamente 52% e, diferentemente do cenário anterior, o custo com demanda ser reduzido pela metade, como pode ser observado nos Figura 4.8 e 4.9 respectivamente.

Figura 4.8 – Evolução no tempo da parcela E nos dois cenários considerado consulta pública N°33



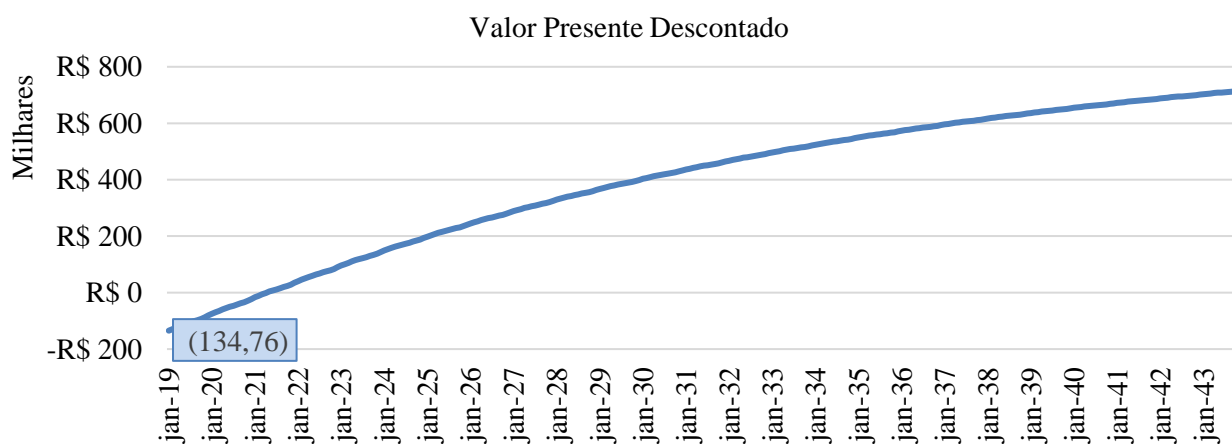
Fonte: AUTOR

Figura 4.9 – Evolução no tempo da parcela CD considerado consulta pública N°33



Fonte: AUTOR

O *payback* deste cenário foi atingido em 2 anos e 4 meses. O gráfico 4.10 ilustra esse parâmetro.

Gráfico 4.10 – Representação do período de *payback*

Fonte: AUTOR

4.3 Comparação

O cenário de migração para o mercado livre, nas condições atuais, não se mostra vantajoso uma vez que o custo mensal nesse ambiente de contratação é maior do que o mercado cativo. A inclusão de todas as unidades consumidoras do Grupo A no mercado livre de energia traria grande vantagem para a unidade neste tipo de investimento. Porém ainda não existe uma previsão de as ideias discutidas através da consulta pública N°33 entrarem em vigor gerando o novo marco do setor elétrico.

Por outro lado, o investimento em painéis solares pode ser considerado atrativo quando analisado seu *payback* de 9 anos e 11 meses. A unidade teria 16 anos, aproximadamente, para usufruir de uma economia mensal referente ao consumo de energia elétrica. Porém, seu investimento inicial não é viável para a indústria alvo.

O aluguel do SFV mitiga esse empecilho e torna viável uma opção de redução de custos com o insumo energia elétrica.

5 CONCLUSÃO

O presente estudo propôs a comparação entre três tipos de investimentos com o objetivo de reduzir os custos com energia elétrica de uma indústria de médio porte localizada na cidade de Porto Alegre e consumidora do mercado cativo de energia. A primeira opção de investimento estudada foi a utilização da energia solar disponível no local para gerar parte do consumo da unidade no horário fora de ponta. Para esse caso, considerou-se que a infraestrutura necessária foi paga pela própria unidade consumidora. A segunda opção manteve a utilização da energia solar, porém gerando 100% da energia consumida pela unidade através de um sistema fotovoltaico alugado. Sugeriu-se a migração para o mercado livre de energia como terceira opção de redução de custos.

Conclui-se que o mercado livre de energia não se mostrou atrativo mesmo tendo o segundo menor investimento inicial dentre as três alternativas. A inviabilidade desta opção se concentrou na não existência de um retorno financeiro, uma vez que, os custos mensais do mercado livre foram maiores em relação ao mercado cativo durante todo o período. O mercado livre apresentou custos maiores por exigir o aumento da demanda contratada de 93 kW para 500 kW, atendendo, assim, o atual critério de elegibilidade do ambiente de contratação livre. Este custo adicional mensal se mostrou muito alto, de modo que a redução no custo com fornecimento de energia elétrica não foi suficiente para tornar o investimento vantajoso.

Os órgãos públicos reguladores do mercado livre de energia estão estudando, através da consulta pública N°33, a viabilidade de instalação de um novo marco neste ambiente de contratação que, dentre demais propostas, tornaria todos os consumidores do grupo A elegíveis ao ACL até o ano de 2028. Considerando que esta mudança tornaria possível a manutenção da demanda contratada, mantendo os demais parâmetros sem alteração, a unidade apresentaria um *payback* de 2 anos e 11 meses para o estudo de migração.

Por outro lado, a utilização de painéis solares para geração de parte do consumo da unidade apresentou um *payback* de 9 anos e 11 meses. Porém, neste cenário no qual a unidade investe na infraestrutura do projeto, o investimento inicial necessário foi inviável para a indústria alvo.

Mitigando este empecilho, o aluguel do sistema fotovoltaico se mostra atrativo com economia garantida em contrato de 10% a 20% do custo médio atual com energia elétrica. Uma economia mensal mais precisa pode ser fornecida pela prestadora de serviços. Outra vantagem dessa opção são a inexistência de custos adicionais com manutenção, pois esses já estão previstos na parcela fixa do aluguel mensal.

6 TRABALHOS FUTUROS

Trabalhos futuros poderiam aprofundar o estudo do dimensionamento do sistema através de programas que não apresentem a limitação de 4 áreas para instalações de painéis com configurações diferenciadas. Além disso, a alternativa de aluguel de um sistema fotovoltaico na configuração autoconsumo remoto também poderia ser avaliada.

Em relação ao mercado livre, sugere-se um estudo com o objetivo de definir a demanda mínima que poderia ser exigida num período de transição entre a atual configuração e a abertura total do mercado livre. Este estudo consideraria as faixas de preços para fornecimento de energia praticados no mercado livre. Esta informação auxiliaria a gradual abertura do mercado livre favorecendo a adaptação dos órgãos regulatórios e consumidores às consequências desta mudança.

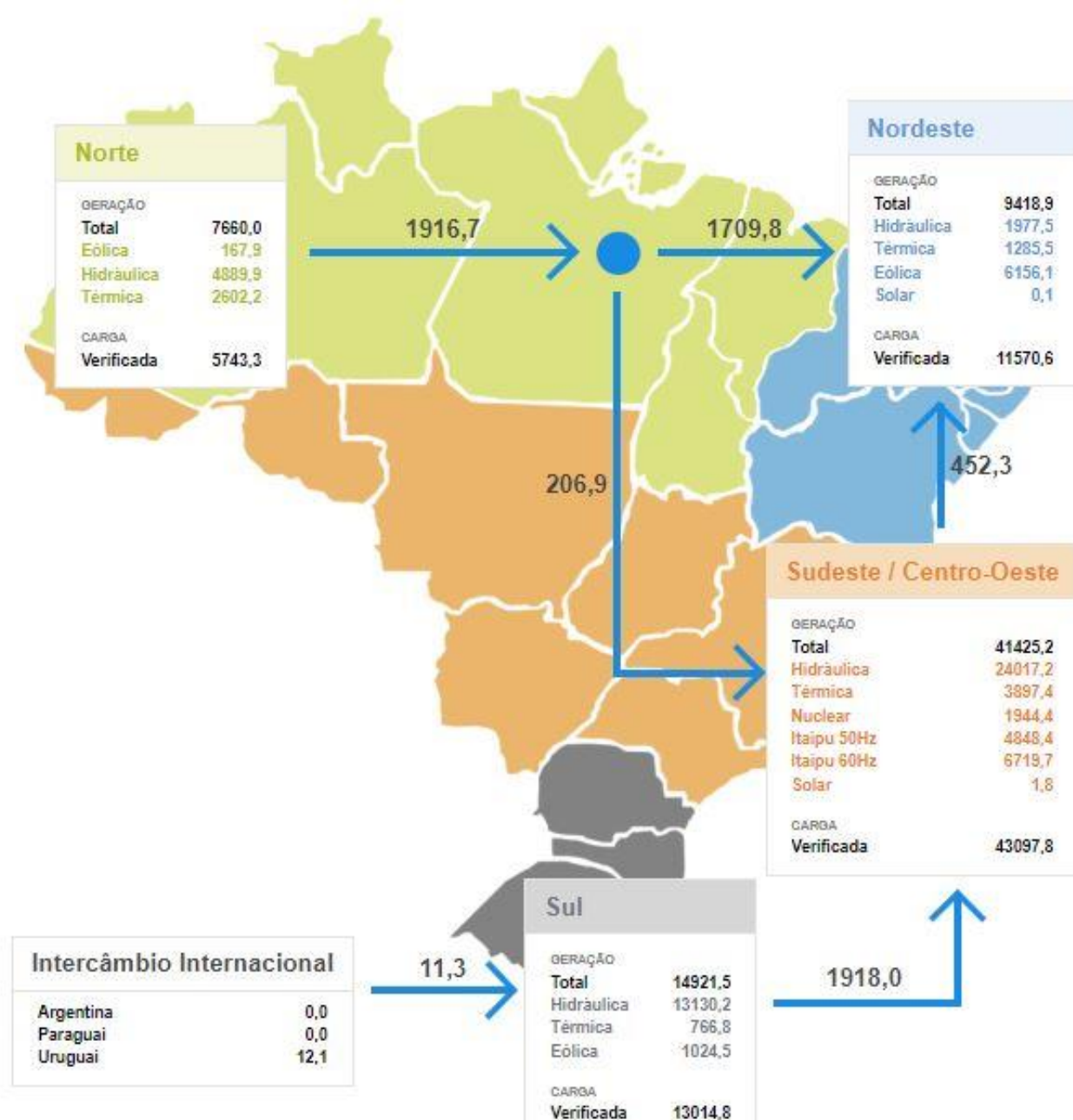
REFERÊNCIAS

- ABB. ABB string inverters. v. 485, p. 700, 2018.
- ABRACEEL. Mercado Livre. 2017.
- ABRACEEL. **Mercado livre de energia faturou R \$ 110 bilhões em 2017**, 2018. Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/noticias/53057722/mercado-livre-de-energia-faturou-r-110-bilhoes-em-2017>> Acesso em : 13 novembro 2018
- AGUIAR, O. DE S. O Mercado Brasileiro de Energia Elétrica: Critérios de decisão na migração de consumidores para o ambiente de contratação livre. p. 2012, 2008.
- ALEGRE, P. DE P. Município de Porto Alegre. p. 1–10, 2018.
- ANA ARAÚJO, NARAH RANK, T. B. Análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em curitiba. 2016.
- ANEEL. Resolução Normativa 414. p. 205, 2010a.
- ANEEL. Resolução Normativa nr 418, de 23 de novembro. 2010b.
- ANEEL. Resolução Normativa 687. p. 6–7, 2015.
- ANEEL. Micro e minigeração distribuídas. **Cadernos Temáticos ANEEL**, p. 34, 2016.
- ANEEL. Resolução Normativa 482. 2017a.
- ANEEL. RELATÓRIO DO ACIONAMENTO DAS BANDERIAS TARIFÁRIAS - Maio de 2016. p. 0, 2017b.
- ANEEL. Quadro de Acionamento. 2018a.
- ANEEL. Descontos Consumidores - Descontos. p. 7–9, 2018b.
- BCB. Calculadora do Cidadão. p. 2018, 2018.
- CCEE. Novos emolumentos de quatro serviços serão cobrados a partir desta segunda-feira. p. 2017–2018, 2017.
- CCEE. Informercado. 2018a.
- CCEE. **InfoMercado Dados Gerais 2018**, 2018b. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?_afzLoop=98247567831957&_adf.ctrl-state=1dn3oamwsw_1#!%40%40%3F_afzLoop%3D98247567831957%26_adf.ctrl-state%3D1dn3oamwsw_5> Acesso em : 05 junho 2018
- CELESC. Minuta Contrato de Energia no Ambiente de Contratação Livre. v. 6034, n. 48, p. 1–19, 2017.

- COSTA, H. AVALIAÇÃO DO FATOR DE DIMENSIONAMENTO DO. 2010.
- CRESESB. **Principal O Cresesb**, 2018. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?lang=en>> Acesso em: 24 março 2018
- ENERGIA, M. Glossário. p. 1–10, 2018.
- EPE. Balanço Energético Nacional Relatório Síntese | ano base 2017 |. 2018.
- GALDINO, J. T. P. E M. A. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. 2014.
- GASPARIN, F. P. et al. Desempenho De Um Sistema Fotovoltaico Em Dez Cidades Brasileiras Com Diferentes Orientações Do Painel. v. VIII, n. 2008, p. 10–17, 2016.
- IBGE. Séries Históricas IPCA, INPC, IPCA-15 e IPCA-E. p. 1–2, 2018.
- MASCARELLO, M. C. Análise da Viabilidade Técnica e Financeira de Instalação Fotovoltaica em Indústria. 2017.
- MIRANDA, A. Análise da Viabilidade Econômica de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede. 2014.
- ONS. Cartilha Do Sistema De Medição Para Faturamento. 2015.
- PEREIRA ET AL. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. [s.l: s.n.].
- PLANALTO. DECRETO Nº 5.163 DE 30 DE JULHO DE 2004. p. 1–27, 2004.
- RODRIGUES, L. Apostila de Energia Solar Térmica. 2017.
- RODRIGUES, L. **SFV Conectado à Rede**, 2018.
- SCARABELLOT, Á. G. Ferramenta de Apoio à Tomada de Decisão de Migração ao Mercado Livre para Consumidores Potencialmente Livres. 2009.
- SILVA, G.; SOUZA, M. Análise De Variáveis De Projeto De Sistema Solar Fotovoltaico Utilizando O Modelo Sam: Uma Comparação Entre Belém, Fortaleza E Brasília. **Revista Brasileira de Energias Renováveis**, v. 5, n. 2, 2016.
- SOLAIR, B. Brasil Solair é pioneira no mercado de aluguel de painéis solares Consumo. v. 215, p. 1–3, 2018.
- SOLAR, A. A SOLUÇÃO EM ENERGIA PARA O SEU BOLSO E PARA O PLANETA Geração Distribuída de Energia. p. 1–5, 2018a.
- SOLAR, T. FRAMED 72 LAYOUT MODULE. n. mm, p. 2018, 2018b.
- ZILLES, R., MACÊDO, W.N., GALHARDO, M.A.B., OLIVEIRA, S.H.F. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. 1ª Ed. São Paulo. Ed. Oficina de Textos. 2012

ANEXO A – Divisão de submercado do SIN

Figura A.1 – Submercados do SIN



Fonte: (ONS, 2018)

ANEXO B – Datasheet do inversor utilizado

PRODUCT FLYER FOR TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD ABB SOLAR INVERTERS

ABB string inverters

TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD

20 to 27.6 kW



Technical data and types

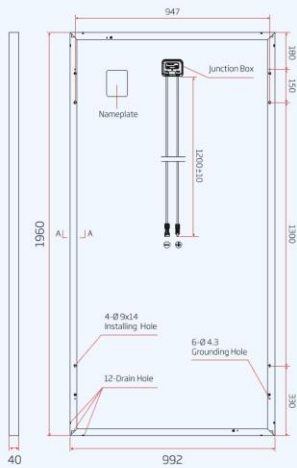
Type code	TRIO-20.0-TL-OUTD	TRIO-27.6-TL-OUTD
Input side		
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)	1000 V	
Start-up DC input voltage (V_{start})	430 V (adj. 250...500 V)	
Operating DC input voltage range ($V_{dcmin}...V_{dcmax}$)	0.7 x $V_{start}...950$ V (min 200 V)	
Rated DC input voltage ($V_{dc,r}$)	620 V	
Rated DC input power ($P_{dc,r}$)	20750 W	28600 W
Number of independent MPPT	2	
Maximum DC input power for each MPPT ($P_{MPPT,max}$)	12000 W	16000 W
DC input voltage range with parallel configuration of MPPT at $P_{dc,r}$	440...800 V	500...800 V
DC power limitation with parallel configuration of MPPT	Linear derating from max to null [800 V ≤ V_{MPPT} ≤ 950 V]	
DC power limitation for each MPPT with independent configuration of MPPT at $P_{dc,r}$, max unbalance example	12000 W [480 V ≤ V_{MPPT} ≤ 800 V] the other channel: $P_{dc,r}$ -12000 W [350 V ≤ V_{MPPT} ≤ 800 V]	16000 W [500 V ≤ V_{MPPT} ≤ 800 V] the other channel: $P_{dc,r}$ -16000 W [400 V ≤ V_{MPPT} ≤ 800 V]
Maximum DC input current ($I_{dc,max}$) / for each MPPT ($I_{MPPT,max}$)	50.0 A / 25.0 A	64.0 A / 32.0 A
Maximum input short circuit current for each MPPT	30.0 A	
Number of DC input pairs for each MPPT	1 (4 in -S2X, -S2F, -S1J, -S2J versions)	1 (5 in -S2X and -S2F versions, 4 in -S1J and -S2J)
DC connection type	PV quick fit connector ³⁾ / Screw terminal block on Standard and -S2 versions	
Input protection		
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source	
Input over voltage protection for each MPPT - varistor	Yes, 4	
Input over voltage protection for each MPPT - plug in modular surge arrester (-S2X, -S1J and -S2J versions)	-S2X: Type 2; -S1J, -S1J: Type 1+2	
Photovoltaic array isolation control	According to local standard	
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	40 A / 1000 V	
Fuse rating (versions with fuses)	15 A / 1000 V	
Output side		
AC grid connection type	Three-phase 3W+PE or 4W+PE	
Rated AC power ($P_{ac,r}$ @ $\cos\phi=1$)	20000 W	27600 W
Maximum AC output power ($P_{ac,max}$ @ $\cos\phi=1$)	22000 W ⁴⁾	30000 W ⁵⁾
Maximum apparent power (S_{max})	22200 VA	30670 VA
Rated AC grid voltage ($V_{ac,r}$)	400 V	
AC voltage range	320...480 V ³⁾	
Maximum AC output current ($I_{ac,max}$)	33.0 A	45.0 A
Contributory fault current	35.0 A	
Rated output frequency (f_r)	50 Hz / 60 Hz	
Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$)	47...53 Hz / 57...63 Hz ²⁾	
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, adj. ± 0.9 with $P_{ac,r}=20.0$ kW, ± 0.8 with max 22.2 kVA	> 0.995, adj. ± 0.9 with $P_{ac,r}=27.6$ kW, ± 0.8 with max 30 kVA
Total current harmonic distortion	< 3%	
AC connection type	Screw terminal block, cable gland PG36	
Output protection		
Anti-islanding protection	According to local standard	
Maximum external AC overcurrent protection	50.0 A	63.0 A
Output overvoltage protection - varistor	4	
Output overvoltage protection - plug in modular surge arrester (-S2X version)	4 (Type 2)	
Operating performance		
Maximum efficiency (η_{max})	98.2%	
Weighted efficiency (EURO/CEC)	98.0% / 98.0%	
Feed in power threshold	40 W	
Night consumption	< 0.6 W	
Communication		
Wired local monitoring	PVI-USB-RS232_485 (opt.)	
Remote monitoring	VSN300 Wifi Logger Card (opt.), VSN700 Data Logger (opt.)	
Wireless local monitoring	VSN300 Wifi Logger Card (opt.)	
User interface	Graphic display	

ANEXO C – Datasheet do módulo fotovoltaico utilizado

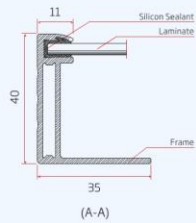


FRAMED 72 LAYOUT MODULE

DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)

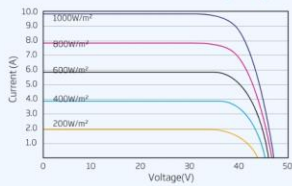


Back View(Portrait/Landscape)

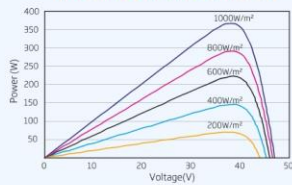


(A-A)

I-V CURVES OF PV MODULE(365W)



P-V CURVES OF PV MODULE(365W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	340	345	350	355	360	365	370	375
Power Output Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5							
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	38.2	38.5	38.7	38.8	39.0	39.3	39.7	40.0
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	8.90	8.96	9.04	9.14	9.24	9.30	9.33	9.37
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	46.2	46.7	47.0	47.4	47.7	48.0	48.3	48.5
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	9.50	9.55	9.60	9.65	9.70	9.77	9.83	9.88
Module Efficiency η_m (%)	17.5	17.7	18.0	18.3	18.5	18.8	19.0	19.3

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.
*Measuring tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	253	257	261	264	268	272	276	279
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	35.4	35.7	35.9	36.0	36.2	36.4	36.8	37.1
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	7.15	7.20	7.26	7.34	7.42	7.47	7.50	7.53
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	42.9	43.4	43.7	44.1	44.3	44.6	44.9	45.1
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	7.67	7.71	7.75	7.79	7.83	7.89	7.94	7.98

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline 156.75 × 156.75 mm (6.17 inches)
Cell Orientation	72 cells (6 × 12)
Module Dimensions	1960 × 992 × 40 mm (77.17× 39.06 × 1.57 inches)
Weight	22.5 kg (49.6 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches) High Transmission, AR Coated Tempered Glass
Backsheet	White
Frame	40mm (1.57 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 67 or IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait/Landscape: N 1200 mm /P 1200 mm (47.24/47.24 inches)
Connector	MC4/UTX/TS4/QC4/MC4 EVO2*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	44°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.39%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.29%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.05%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1000V DC (IEC) 1000V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	20A

(DO NOT connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

WARRANTY

10 year Product Workmanship Warranty

25 year Linear Power Warranty

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 27 pieces

Modules per 40' container: 648 pieces

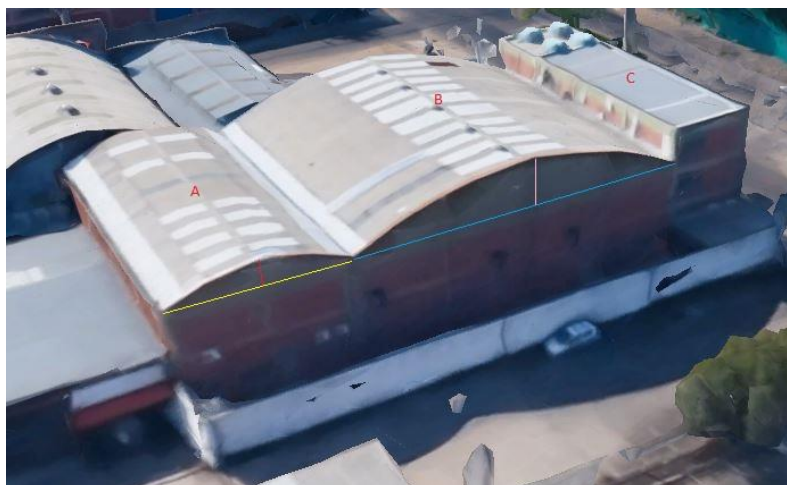


CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2018 Trina Solar Limited. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.
Version number: TSM_EN_2018_A www.trinasolar.com

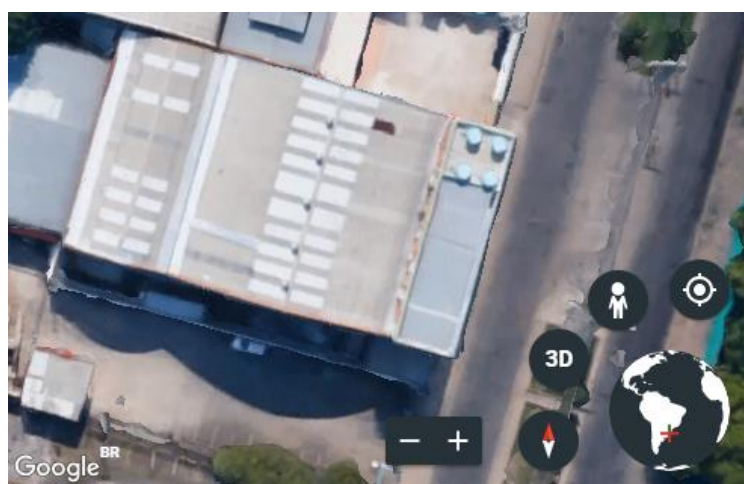
APÊNDICE A – Telhado da indústria alvo

Figura A.1 – Imagem do telhado da indústria alvo, perspectiva lateral e superior



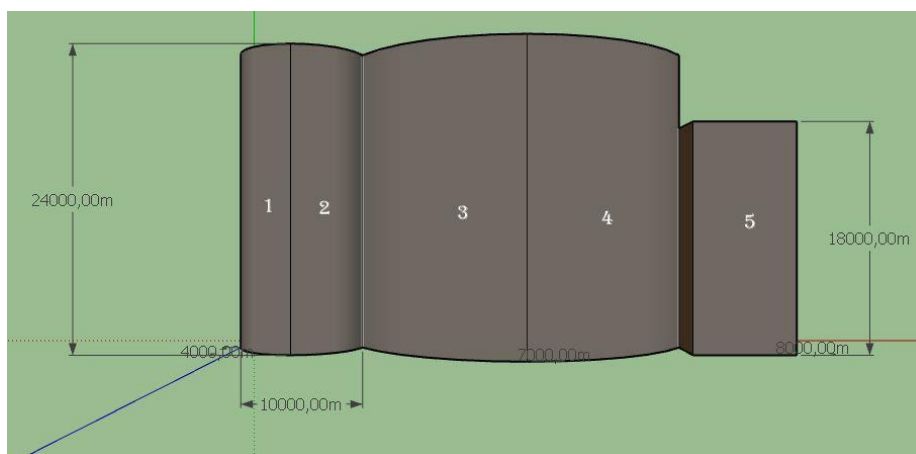
Fonte: (GOOGLE MAPS, 2018)

Figura A.2 – Imagem do telhado da indústria alvo, perspectiva superior



Fonte: (GOOGLE MAPS, 2018)

Figura A.3 – Imagem do telhado da indústria alvo, perspectiva superior



Fonte: Autor

APÊNDICE B – Detalhamento do contrato de fornecimento de energia da unidade

Tabela B.1 – Balanço de energia mensal da unidade consumidora considerando o contrato de fornecimento

mês	Horas / mês	Contrato [MWh]	Sazonal-ização [%]	Contrato Sazonalizado [MWh]	Flex Mín [MWh]	Flex Máx [MWh]	Consumo [MWh]	Faturamento [MWh]	Sobra / Falta [MWh]
1	744	18,6	120%	22,32	20,088	24,552	20,8725	20,8725	0
2	672	16,8	120%	20,16	18,144	22,176	20,3085	20,3085	0
3	744	18,6	120%	22,32	20,088	24,552	20,9215	20,9215	0
4	720	18	80%	14,4	12,96	15,84	15,334	15,334	0
5	744	18,6	80%	14,88	13,392	16,368	13,484	13,484	0
6	720	18	80%	14,4	12,96	15,84	12,992	12,992	0
7	744	18,6	80%	14,88	13,392	16,368	14,65	14,65	0
8	744	18,6	80%	14,88	13,392	16,368	13,4875	13,4875	0
9	720	18	80%	14,4	12,96	15,84	13,822	13,822	0
10	744	13,02	120%	15,624	14,0616	17,1864	15,128	15,128	0
11	720	18	120%	21,6	19,44	23,76	21,811	21,811	0
12	744	18,6	120%	22,32	20,088	24,552	21,0495	21,0495	0

Fonte: AUTOR

APÊNDICE C – Histórico de tarifas de distribuição

Tabela C.1 – Histórico das tarifas de distribuição

	Tusd [R\$/kW]	Tusd P [R\$/kWh]	Tusd FP [R\$/kWh]	Te P [R\$/kWh]	Te FP [R\$/kWh]
2018	20,21	1077,57	60,16	406,04	260,32
2017	20,21	1077,57	60,16	406,04	260,32
2016	13,03	879,60	47,98	304,78	206,37
2015	9,15	649,79	88,35	387,88	244,39
2014	9,13	563,28	27,33	346,17	206,15
2013	7,21	558,01	21,22	263,03	159,44
2012	8,68	727,89	41,30	235,73	143,29
2011	11,36	900,39	30,66	190,21	110,36
2010	8,42	872,67	33,38	174,06	100,99
2009	7,71	865,97	27,33	175,84	102,02
2008	8,00	895,86	20,49	179,81	104,33

Fonte: AUTOR

APÊNDICE D – Histórico de índices IPCA

Tabela D.1 – Histórico de índices do IPCA

IPCA	ANO	MÊS
2008	5,90%	0,479%
2009	4,31%	0,352%
2010	5,91%	0,480%
2011	6,50%	0,526%
2012	5,84%	0,474%
2013	5,91%	0,480%
2014	6,41%	0,519%
2015	10,67%	0,848%
2016	6,29%	0,510%
2017	2,95%	0,243%

Fonte: (IBGE, 2018)