

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

**ANÁLISE DA REDUÇÃO DE CUSTOS COM ENERGIA ELÉTRICA DE UMA
EMPRESA CONSIDERANDO MERCADO CATIVO, LIVRE E INSTALAÇÃO SOLAR
FOTOVOLTAICA**

por

Luísa Batista Zefredo de Oliveira

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 2019



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

Análise da redução de custos com energia elétrica de uma empresa considerando mercado cativo, livre e instalação solar fotovoltaica

por

Luísa Batista Zefredo de Oliveira

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

Profa. Letícia Jenisch Rodrigues
Coordenadora do Curso de Engenharia de Energia

Orientador: Prof. Dr. Flávio Antonio Becon Lemos

Banca examinadora:

Prof. Dr. Flávio Antonio Becon Lemos – DELAE / UFRGS

Prof. Dra. Gladis Bordin – DELET/UFRGS

Prof. Dra. Mariana Resener – DELAE / UFRGS

Porto Alegre, 9 de dezembro de 2019.

OLIVEIRA, L. B. Z. **Análise da redução de custos com energia elétrica de uma empresa considerando mercado cativo, livre e instalação solar fotovoltaica.** 2019. 41 folhas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2019.

RESUMO

O presente trabalho tem por objetivo analisar as possibilidades de redução dos custos associados ao consumo de energia elétrica de um centro de distribuição de móveis (CD). São analisadas cinco alternativas: situação atual do consumidor, correção da demanda contratada e tarifa horo-sazonal (THS) da unidade consumidora (UC), migração ao mercado livre de energia, instalação solar fotovoltaica com investimento próprio e instalação solar fotovoltaica através da locação dos módulos. Para tanto, são utilizados dados históricos de consumo da empresa, dados de irradiação média do local e temperatura, e considera-se a atual legislação do setor elétrico brasileiro. O estudo se inicia verificando as condições atuais de contratação da energia consumida pela UC, tais como demanda contratada e modalidade tarifária. A partir dessas condições é possível avaliar a elegibilidade ao mercado livre, de acordo com os requisitos impostos pela ANEEL. O dimensionamento fotovoltaico, por sua vez, é realizado através do modelo em função da demanda, com isso determina-se a potência instalada que a usina deve ter para suprir todo o consumo da UC, dentre outras premissas físicas. Os cálculos financeiros consideram valores e taxas usuais do mercado. O horizonte de estudo de todas as alternativas é de 25 anos, ao final deste período é verificado qual das possibilidades apresenta maior viabilidade financeira para o cliente. Os resultados encontrados mostram que a migração para o mercado livre é a opção mais viável para a empresa, uma vez que apresenta uma economia superior a 47% ao longo de 25 anos, se comparada ao cenário atual.

PALAVRAS-CHAVE: Mercado Livre de Energia, Energia Solar Fotovoltaica, Aluguel de Painéis Solares

OLIVEIRA, L. B. Z. **Electricity cost reduction analysis of a company considering regulated, non-regulated market and solar PV installation.** 2019. 41 folhas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2019.

ABSTRACT

This paper aims to analyze the possibilities of reducing the electric energy consumption costs of a distribution center (DC). Five scenarios are analyzed: current consumer situation, contracted demand and tariff modality correction of the consumer unit (CU), migration to the open energy market, own investment photovoltaic installation, and solar installation through lease of the modules. For this purpose, the company's historical consumption data, average local irradiation and temperature data, as well as the current regulation of the Brazilian electricity sector are used. The study starts by checking the current contract conditions of the energy consumed by the CU, such as contracted demand. Based on these conditions, it is possible to evaluate eligibility to the open market, according to the requirements imposed by ANEEL. Photovoltaic sizing, in turn, is performed through the model as a function of demand. Thus, we discover the installed power that the plant must have to supply all the consumption of the UC, among other physical requirements. The financial calculations consider usual market values and rates. The study horizon of all alternatives is 25 years, at the end of this period it is verified which of the scenarios presents the greatest financial viability for the client. The results show that migration to the open energy market is the most viable option for the company, since it presents savings of over 47% over 25 years, compared to the current scenario.

KEYWORDS: Energy Market, Photovoltaic Solar Energy, Solar Panel Leasing

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	REFERENCIAL TEÓRICO.....	2
2.1	O mercado de energia elétrica	2
2.2	Conceitos relacionados à tarifação	4
2.3	Conceitos relacionados à geração distribuída.....	5
2.4	Conceitos relacionados à energia solar.....	7
2.5	Conceitos relacionados ao aluguel do SFV	8
3	METODOLOGIA DESENVOLVIDA	10
3.1	Premissas do consumidor	11
3.2	Estudo de migração ao ACL.....	12
3.3	Dimensionamento fotovoltaico (SFCR).....	14
3.4	Cálculo dos custos envolvidos nos projetos	15
4	APLICAÇÃO DA METODOLOGIA E RESULTADOS	16
4.1	O consumidor	16
4.2	Análise de migração ao mercado livre de energia.....	18
4.2.1	Análise das premissas físicas e contratuais para migração ao ACL.....	19
4.2.2	Análise financeira para migração ao ACL	20
4.3	Dimensionamento da instalação solar	21
4.3.1	Dimensionamento do Sistema Fotovoltaica conectado à rede (SFCR).....	23
4.3.2	Cálculo financeiro da instalação solar.....	25
4.4	Apresentação dos resultados financeiros.....	26
a)	Análise financeira do cenário atual	26
b)	Análise financeira considerando correção de demanda e THS	26
c)	Análise financeira da migração ao ACL.....	27
d)	Análise financeira da instalação solar a partir de investimento próprio	27
e)	Análise financeira da instalação solar a partir da locação do projeto.....	27
4.5	Comparação das análises.....	28
5	CONCLUSÃO	29
6	BIBLIOGRAFIA.....	30

1 INTRODUÇÃO

De acordo com as projeções realizadas anualmente pela Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), o consumo total de energia no Brasil vem crescendo cerca de 3% ao ano na última década, níveis superiores à média global estimada (EPE, 2026). Considerando que a maior parte da matriz elétrica do país é oriunda de usinas hidrelétricas, o aumento da carga associado à escassez de água são fatores fundamentais no alto impacto tarifário que os consumidores vêm observando em suas faturas de energia. Dentro desta conjuntura, novas alternativas de aquisição de energia e instalação de fontes energéticas intermitentes vêm ganhando espaço e apresentando economia significativa aos consumidores.

Como exemplo disso, a instalação de painéis solares fotovoltaicos nas redes de média e baixa tensão tornou-se uma alternativa mais acessível nos últimos anos. No início de 2019, a capacidade instalada de usinas de geração de energia fotovoltaica no país foi de 2,056 GW, sendo a sétima maior fonte da matriz elétrica brasileira, o equivalente a 1,2% do total. A expectativa da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar) é de que o Brasil tenha um salto de 44% na capacidade instalada de energia solar fotovoltaica, o que levaria o país à marca de 3,3 GW da fonte em operação (ABSOLAR, 2019a). A popularização e o conseqüente avanço no uso da energia solar fotovoltaica verificados até então são facilmente justificados pelo aumento das tarifas de fornecimento das distribuidoras, junto com a queda significativa no preço dos equipamentos solares e os incentivos fiscais oferecidos pelos governos estaduais através da isenção do ICMS, além de diversos tipos de financiamentos bancários. Vale ressaltar que grande parte deste crescimento se deve à geração distribuída (GD), que entre 2017 e 2018 já havia mostrado um ritmo forte, com projetos em expansão de 172%. Para 2019, a estimativa é de 125% em relação a 2018 (ANEEL, 2018a).

Mesmo com o constante crescimento, a energia solar ainda representa uma parcela incipiente da matriz elétrica do Brasil (EPE, 2026a). Essa situação é um reflexo dos altos custos para instalação desses sistemas, que mesmo com incentivos fiscais e redução dos preços, ainda exigem um alto investimento inicial. Neste contexto, modalidades como a locação de painéis solares vêm se tornando bastante atrativas, ao passo que não exigem a aplicação momentânea do capital e ainda garantem segurança ao consumidor. Na locação, todo o sistema instalado é de propriedade do locatário, que além dos equipamentos também presta os serviços de atendimento e manutenção, cobrando um valor fixo pré-estipulado em contrato ou que varie de acordo com a produção do sistema. Atualmente, as Resoluções 482/2012 e sua versão atualizada, a 687/2015, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) regem e regulamentam desde a conexão da geração distribuída até a compensação da energia gerada (ANEEL, 2012a e ANEEL, 2015a).

Além das alternativas ligadas à produção própria de energia, com a reestruturação do setor elétrico brasileiro ocorrida na década de 90, outras possibilidades surgiram para consumidores industriais, comerciais e residenciais. Atualmente, o setor é organizado em quatro atividades: geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia. A nível econômico, a livre concorrência existe nos dois extremos desta linha, geração e comercialização, enquanto o monopólio natural está presente na transmissão e na distribuição (CHAGAS, 2008). Desde 2004, dois ambientes de contratação de energia foram definidos, englobando todos os agentes do setor: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL) (ABRACEEL, 2019a). O Ambiente de Contratação Regulada, também referenciado como mercado cativo, é composto pelos consumidores residenciais, comerciais e as indústrias de pequeno porte, que possuem uma demanda contratada inferior a 500kW conectados em qualquer tensão. Nesse ambiente, os usuários são obrigados a adquirir energia da empresa distribuidora que detém a concessão da distribuição da energia em sua localização geográfica. O Ambiente de Contratação Livre, mais conhecido como mercado livre, pode, por sua vez, contemplar os usuários com demanda de energia contratada superior a 500 kW, tendo esses que adquirir energia provinda de fontes incentivadas, e consumidores com demanda superior a 2.500 kW, adquirindo energia de fontes convencionais. O diferencial desse modelo é haver a livre negociação bilateral, o que faz com que consumidores industriais e comerciais contratem seu fornecimento de energia elétrica diretamente com geradores e comercializadores. A negociação independe da região geográfica de consumo e proporciona ganhos de eficiência na gestão do fornecimento, a partir de contratos customizados segundo as necessidades de cada negócio, o que reflete em valores mais competitivos (ABRACEEL, 2019b).

Dentro deste contexto, o objetivo deste trabalho é analisar as alternativas descritas acima – migração para o mercado livre e utilização de energia solar fotovoltaica – aplicadas a um centro de distribuição de móveis, localizado em Porto Alegre. O estudo se baseia no perfil de consumo atual da unidade, considerando os dados das últimas doze faturas de energia, as tarifas aplicadas pela concessionária local e os dados solares e meteorológicos da região. A primeira análise considera a correção da demanda contratada e da modalidade THS da UC, a fim de verificar se há possibilidade de melhoria comparada à situação atual. Na sequência é verificada a elegibilidade dessa unidade ao ACL, tendo em vista as premissas regulatórias atuais do mercado e os preços indicativos de energia referentes ao segundo semestre de 2019. Por fim, é dimensionada a instalação de painéis fotovoltaicos e analisados os custos envolvendo essa alternativa através do investimento próprio e do aluguel. Para o dimensionamento dos sistemas solares é utilizado o modelo em função da demanda e, para o estudo financeiro, são empregados modelos de negócio de diferentes prestadores de serviços do mercado atual. Para comparação entre as alternativas, além da análise técnica, é realizado também o estudo econômico, a fim de se identificar a alternativa que apresente a maior viabilidade dentro do horizonte de estudo, estipulado em 25 anos.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

O assunto que esta monografia aborda utiliza um grande conjunto de definições, oriundas de leis, regulamentações e normas. Algumas dessas definições sofrem recorrentes atualizações, e podem conduzir a um entendimento incorreto. Portanto, esta seção possui como finalidade apresentar os principais conceitos utilizados nesta monografia e suas considerações.

2.1 O mercado de energia elétrica

No final do século passado, seguindo a lógica de diversos setores da economia, como telecomunicação, gás e petróleo, sentiu-se a necessidade de desonerar o Estado dos altos investimentos envolvidos na construção, operação e manutenção dos diversos sistemas que compõem o sistema elétrico brasileiro. Com o objetivo de atrair capital privado, melhorar a qualidade e confiabilidade do sistema e reduzir preços, a livre concorrência na compra e venda de energia foi surgindo gradativamente. O que antes era tratado com um único bloco, incluindo geração, transmissão e distribuição se desverticalizou a fim de serem executados de forma autônoma e independente (MEDEIROS, 2004). Junto disso, surge também o livre acesso às redes de transmissão e a criação de mercados atacadistas de energia ou mercados *spot* (KRAUSE, 1995).

A indústria de energia elétrica sofreu muitas variações ao longo dos anos, se diversificando em modelos conforme a estrutura de cada país. Segundo (HUNT E SUTTLEWORTH, 1996), a nível de competição de mercado, existem quatro modos fundamentais que regem a industrialização da energia elétrica: monopólio integrado, comprador único, competição no atacado e competição no varejo. Nesse último modelo, todos os consumidores podem escolher seus fornecedores e negociar diretamente com geradores, não existindo monopólio de qualquer tipo.

A recomendação de cada um desses modelos varia de acordo com os diferentes arranjos e estratégias de cada país, não havendo um modelo “certo” ou “errado” a ser utilizado, entretanto, o modelo de competição no varejo é o mais comumente aplicado quando há liberdade total de mercado.

O processo de liberalização do setor elétrico teve sua primeira experiência no Chile, no início da década de 80, apresentando uma competição na geração onde a “força de mercado” determinava os preços e os investimentos no setor (DEL SOL, 2002; MOYA, 2002; HUDNICK, 1999). De maneira geral, a transmissão e a distribuição seguiam a regulamentação de monopólio natural e as geradoras vendiam energia para grandes consumidores sob contrato bilateral.

Em 1990 foi a vez da Inglaterra estabelecer suas políticas de comercialização de energia, através da criação de um mercado atacadista onde qualquer gerador podia vender a qualquer consumidor (*common carrier*) (MEDEIROS, 2004). A experiência no Reino Unido foi tão bem sucedida, gerando quedas de aproximadamente 30% nos preços pagos pelos consumidores finais (GREEN, 1999), que outros países se motivaram a dar início a seus processos de desverticalização no setor de energia.

Estas duas experiências pioneiras deram início a uma revolução no mercado de energia elétrica, ao passo que cada país criou uma estrutura adequada a sua realidade, como, por exemplo, França e Inglaterra (CHEVALIER e PERCEBOIS, 2008).

No Brasil, atualmente, a Associação Brasileira de Distribuição de Energia Elétrica (ABRADEE) caracteriza o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) da seguinte forma (ABRADEE, 2019a):

- desverticalização da indústria de energia elétrica, com segregação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização;
- coexistência de empresas públicas e privadas;
- planejamento e operação centralizados;
- 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.

Dentro desta conjuntura, foram criados no Brasil dois ambientes de contratação de energia (CCEE, 2019a):

- **Ambiente de Contratação Regulada - ACR:** Este ambiente também costuma ser referenciado como “mercado cativo”. Nesse ambiente a contratação de energia por parte do consumidor é realizada através da concessionária local, que por sua vez, adquire energia por meio de leilões promovidos pela CCEE sob delegação da ANEEL. Nesta modalidade, o consumidor paga apenas uma fatura mensal, relativa às tarifas de sua distribuidora, incluindo serviços de distribuição (TUSD Fio A e TUSD Fio B), geração, impostos e bandeiras tarifárias. Nesse ambiente, os reajustes são pouco previsíveis e seguem a homologação da ANEEL baseada nos processos de reajuste e revisão tarifárias.
- **Ambiente de Contratação Livre - ACL:** também conhecido como “mercado livre”. Nesse ambiente, os consumidores adquirem energia direto de geradores ou comercializadores através de contratos bilaterais, os quais possuem condições livremente negociadas, tais como: preço, prazo de pagamento, flexibilidade, índices de correção, etc. O vínculo com a distribuidora permanece, contudo, ela é responsável apenas pela manutenção dos serviços de transporte de energia. Nesta modalidade, o consumidor se torna um agente na CCEE e deve cumprir os compromissos por esta impostos, sujeito à penalidades caso contrário. Aqui, o consumidor paga mensalmente uma fatura referente ao “aluguel” da linha para a distribuidora, uma fatura referente à energia consumida para o fornecedor, e os encargos cobrados pela CCEE. O principal ônus do mercado livre é a previsibilidade de consumo que se faz necessária, uma vez que o cliente realiza contratos anuais e precisa prever o seu consumo ao longo dos meses. A flexibilidade e a sazonalização foram premissas criadas a fim de mitigar os riscos envolvidos nessa previsão, ao passo que representam percentuais de oscilação pré negociados em contrato. Atualmente, 30% da energia comercializada no Sistema Interligado Nacional (SIN) é referente ao ACL (CCEE, 2019b).

Desta forma, surge a figura de três tipos de consumidores (ANEEL, 2019a):

- **Consumidor Cativo:** unidade consumidora que é atendida exclusivamente pela distribuidora local, estando incluídos nesta classe todos os consumidores de baixa tensão.
- **Consumidor Livre:** agente da CCEE que possui demanda contratada maior que 2.500 kW (atualização feita a partir de 1º de julho de 2019) e, portanto, pode escolher entre consumir energia proveniente de fontes incentivadas ou convencionais. É importante salientar que, conforme alterações feitas pela Portaria nº 514 de dezembro de 2018 (MME, 2018b), a partir de 2020 o limite imposto para caracterização do consumidor livre será de 2.000 kW.
- **Consumidor Especial:** agentes CCEE cuja demanda contratada seja maior ou igual a 500 kW e menor que 2.500 kW que, portanto, devem adquirir energia incentivada, proveniente de fontes

renováveis. Os consumidores especiais representam, aproximadamente, 70% dos consumidores do ACL (CCEE, 2019b).

Conforme descrito anteriormente, de acordo com sua classificação, dentro do ACL o consumidor pode adquirir dois tipos de energia:

- **Energia Incentivada:** Energia produzida por meio de fontes alternativas (Pequenas Centrais Hidrelétricas, eólica, biomassa, solar, etc.), para a qual é concedido desconto de 0%, 50% ou 100% no valor da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), nos termos definidos na Lei Nº 9.427/1996 (ANEEL, 2019a) foi regulamentado pela Resolução Normativa Nº 77 de 2004, que estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição para os empreendimentos beneficiados com o desconto (ANEEL, 2004). É importante salientar que a energia incentivada 0% (conhecido como convencional incentivada) é provinda de fontes alternativas, mas não resulta em desconto na TUSD, e pode ser adquirida por qualquer consumidor.
- **Energia Convencional:** Energia oriunda de empreendimentos não enquadrados como de Energia Incentivada, dessa forma, não gera desconto na TUSD (ANEEL, 2019a). De maneira geral, a energia convencional provém de usinas hidrelétricas e térmicas, ou seja, não reconhecidas como “fontes alternativas”.

2.2 Conceitos relacionados à tarifação

De acordo com o Ministério de Minas e Energia (MME), tarifa de energia elétrica é a composição dos valores calculados que representam cada parcela dos investimentos e operações técnicas realizadas pelos agentes da cadeia de produção e da estrutura necessária para que a energia possa ser utilizada pelo consumidor. A tarifa representa, portanto, a soma de todos os componentes do processo industrial de geração, transporte (transmissão e distribuição) e comercialização de energia elétrica (MME, 2018a) e (FERRAZ, 2016).

Três custos distintos compõem as tarifas: o da energia gerada ou adquirida pela distribuidora, o do transporte de energia através da transmissão ou distribuição e o de encargos setoriais. Os custos de energia e transporte compõe, respectivamente, a TE e a TUSD (ou TUST, para os casos em que o consumidor está ligado diretamente na rede de transmissão), enquanto os encargos estão distribuídos entre as duas tarifas (ANEEL, 2019c). A ANEEL calcula a tarifa paga pelo consumidor através de outras duas parcelas:

- **Parcela A:** trata-se dos custos não-gerenciáveis, ou seja, custos envolvendo compra, transporte e encargos de energia. A distribuidora apenas repassa esses valores ao consumidor.
- **Parcela B:** composta pelos custos gerenciáveis, que englobam as despesas operacionais e de capital que a distribuidora possui.

Desde 2015, além das tarifas convencionais, a fatura de energia conta também com a incidência da bandeira tarifária. Criado pela ANEEL, o objetivo deste sistema é repassar ao consumidor as flutuações do preço da geração de energia elétrica, evitando desequilíbrio econômico nas distribuidoras e conscientizando os consumidores para o uso racional e eficiente da energia. Atualmente (dezembro de 2019) o Sistema de Bandeiras Tarifárias está dividido da seguinte forma (ANEEL, 2019d):

- **Bandeira Verde:** condição favorável, não há incidência de custos adicionais na fatura;
- **Bandeira Amarela:** cenário menos favorável, custo extra de 15 R\$/MWh;
- **Bandeira Vermelha Patamar 1:** condição de atenção, incidência de 40 R\$/MWh;
- **Bandeira Vermelha Patamar 2:** condição ruim, custo adicional de 60 R\$/MWh.

As bandeiras são divulgadas mensalmente pela ANEEL e refletem a condição hidrotérmica do sistema naquele momento. Não há incidência de bandeiras tarifárias na fatura dos consumidores que estão no ACL.

Além das tarifas e bandeiras, a fatura de energia é composta também pelos tributos PIS/COFINS, ICMS e Iluminação Pública, pagos respectivamente aos Governos Federal, Estadual e Municipal. Segundo a ANEEL, cerca de 29,5% dos custos do consumidor são referentes aos tributos (ANEEL, 2019c).

No Brasil, os consumidores de energia elétrica são classificados em dois grupos, de acordo com o nível de tensão na qual estão conectados (ANEEL, 2019c):

- **Grupo A:** são os consumidores atendidos em tensão superior a 2,3 kV ou por redes subterrâneas. É o caso, por exemplo, de grandes indústrias ou centros comerciais, como o que será estudado nesta monografia.
- **Grupo B:** unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 2,3 kV. Em geral, estão nessa classe as residências, lojas, edifícios residências, etc.

Também é importante entender a estrutura tarifária básica e como os consumidores são enquadrados de acordo com o seu perfil de utilização, considerando os componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativa (ANEEL, 2019c):

- **Convencional Monômnia:** aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia;
- **Convencional Binômnia:** aplicada às unidades consumidoras do grupo A caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia.
- **Horária Branca:** aplicada às unidades consumidoras do grupo B, exceto para o subgrupo B4 e para as subclasses Baixa Renda do subgrupo B1, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia;
- **Verde:** permitido para os consumidores dos subgrupos A3a, A4 e AS, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência;
- **Azul:** opcional para os consumidores dos subgrupos A3a, A4 e AS e obrigatória para os consumidores dos subgrupos A1, A2 e A3, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo e demanda, de acordo com as horas de utilização do dia.

2.3 Conceitos relacionados à geração distribuída

A Geração Distribuída (GD) se caracteriza pela instalação de geradores de pequeno e médio porte, inferior a 30MW, localizados próximos dos centros de consumo, proporcionando a aproximação entre a fonte de energia e suas cargas (ANEEL, 2019d). As tecnologias empregadas podem utilizar energia renovável ou não, tais como usinas solares, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), cogeração, etc. A vantagem da GD em relação à geração centralizada é a possível redução nos investimentos em ampliação da rede de transmissão, uma vez que diminui as perdas no sistema com a produção local da energia. Outro grande benefício da GD é o alcance às áreas isoladas que, da forma convencional, não teriam acesso à energia. Além disso, esta modalidade de geração de energia diversifica a matriz energética do País, aproveitando os recursos disponíveis em diferentes regiões (INEE, 2001).

Devido às peculiaridades do sistema regulatório brasileiro e como forma de facilitar a injeção na rede do excedente de energia produzido pela GD presente nas instalações consumidoras, optou-se por um sistema de incentivo conhecido como sistema de compensação de energia elétrica, também conhecido pelo termo em inglês *net metering*, conforme descrito na Resolução Normativa da ANEEL N° 687/2015 (ANEEL, 2015a). Neste tipo de procedimento a energia produzida pelo consumidor é abatida do seu próprio consumo, através do mecanismo de compensação de energia. Uma vez que a energia foi gerada e injetada na rede, o consumidor tem o prazo de cinco anos para utilizá-la. Além disso, existe ainda a possibilidade

do consumidor (de mesmo CNPJ ou CPF) utilizar a sua energia produzida em outras unidades consumidoras, basta que estejam sob a mesma área de concessão, é o que se conhece como autoconsumo remoto.

A regra de faturamento para consumidores do Grupo A é estabelecida na Resolução Normativa ANEEL N° 482 de 2012 (ANEEL, 2012a), da qual os principais pontos são:

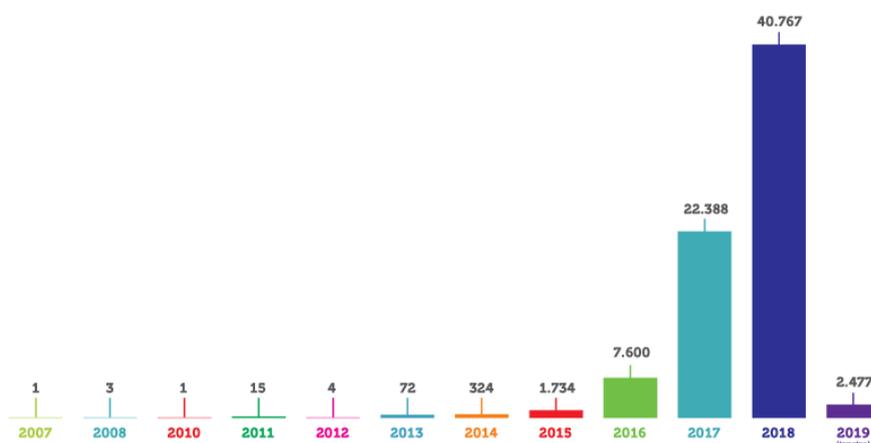
- a energia injetada em determinado posto tarifário deve ser utilizada para compensar a energia consumida nesse mesmo posto;
- se houver excedente, os créditos de energia ativa devem ser utilizados para compensar o consumo em outro posto horário, na mesma unidade consumidora e no mesmo ciclo de faturamento;
- 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, 2019a).

De acordo com a Resolução Normativa 482 de 2012, aperfeiçoada pela Resolução Normativa 687 de 2015, responsável por constituir as condições regulatórias para a inserção da geração distribuída na matriz energética brasileira, são apresentadas as seguintes definições:

- **Microgeração distribuída:** Sistemas de geração de energia renovável ou cogeração qualificada conectados a rede com potência até 75 kW (ANEEL, 2015a);
- **Minigeração distribuída:** Sistemas de geração de energia renovável ou cogeração qualificada conectados a rede com potência superior a 75 kW e inferior a 5 MW (ANEEL, 2017a).

A popularização da GD vem crescendo exponencialmente, conforme mostra a Figura 1, a qual apresenta a quantidade de unidades consumidoras que passaram a ter direito a créditos relativos à geração distribuída a cada ano.

Figura 1 - Número de instalações de GD no Brasil



Fonte: ANEEL (2019).

A expectativa de crescimento da GD é vista também no Plano Decenal de Expansão de Energia de 2026 (PDE), que prevê que a capacidade instalada atinja 12 GW, fazendo com que estes geradores representem 3% da geração total do sistema elétrico nacional em 2027. O PDE estima que, dentre as tecnologias de geração, a fotovoltaica seja a mais representativa, com 82% da capacidade instalada e 55% da energia gerada (EPE, 2026).

A fim de ampliar as ações de estímulo à geração de energia elétrica, em 2015 o MME criou o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), que prevê a expansão das linhas de crédito destinadas à GD. Além do ProGD, o Governo Federal estabelece outros incentivos para os chamados prosumidores (tradução literal do inglês *prosumer*), ou ainda consumidores-geradores, entre eles: isenção do PIS e COFINS a energia injetada na rede, através da Lei nº 13.169, dedução de imposto de renda por amortização de equipamentos, diversas linhas de financiamento, entre outros (CONFAZ, 2019).

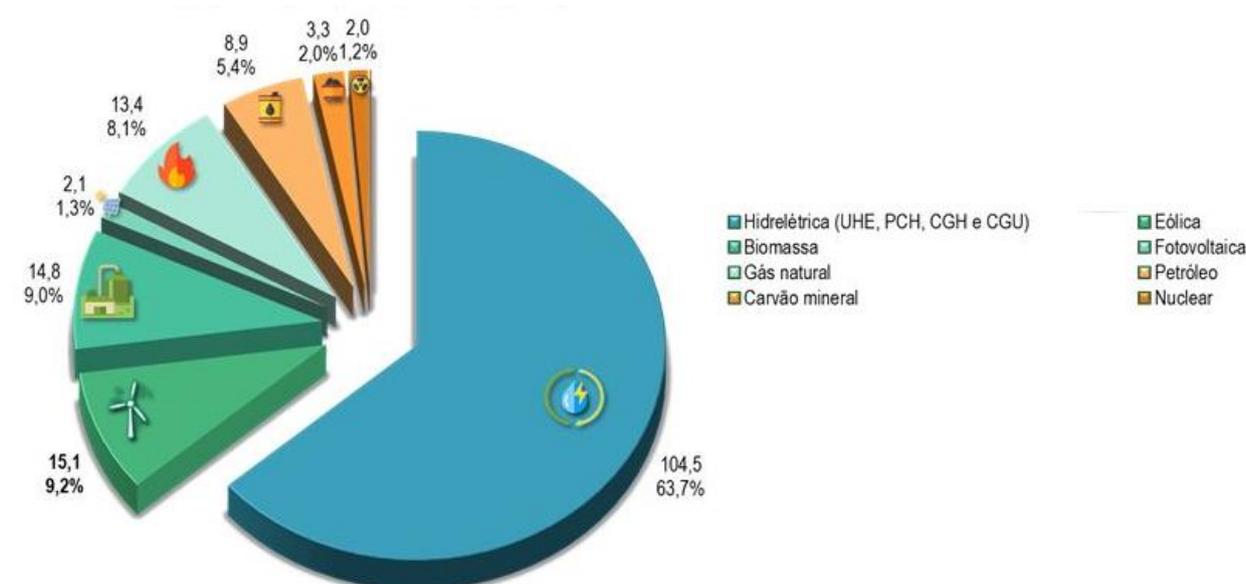
2.4 Conceitos relacionados à energia solar

A energia solar foi descoberta no século XIX, na França, através dos estudos relacionados ao efeito fotovoltaico pelo físico Becquerel. Contudo, somente em 1954, nos EUA, foi confeccionada a primeira célula fotovoltaica e, a partir disso, deu-se início a modernização da utilização da energia solar. No mundo, a energia solar é, hoje, o segmento de energia com maior crescimento, sendo liderado pela China, Japão, Alemanha e EUA, respectivamente (IRENA, 2019). No Brasil, a história da energia solar é mais recente, de acordo com o MME, os estudos na área tiveram início na década de 70, mas somente em 2014 houve a primeira contratação de energia solar de geração pública centralizada, na modalidade de “energia de reserva”, ainda com o objetivo de promover o uso e o desenvolvimento da indústria solar no Brasil (MME, 2016).

Segundo dados publicados pelo MME, em 2017 o Brasil contava com 438,3 MW de potência instalada de energia solar fotovoltaica, o que correspondia a 15,7 mil instalações, representando um crescimento de mais de 800% com relação ao ano anterior. Em 2018 o Brasil ultrapassou a marca de 1 GW de projetos de energia solar fotovoltaica conectados na matriz elétrica, o que colocou o país entre os 30 maiores produtores desta fonte no mundo.

O Brasil possui um ótimo recurso solar – 1.550 a 2.350 kWh/m² por ano (MME, 2018a), entretanto, mesmo com a redução nos custos dos equipamentos utilizados nas instalações fotovoltaicas e os diversos benefícios fiscais oferecidos pelo governo, esse tipo de energia ainda representa uma parcela pequena da matriz elétrica nacional, correspondendo a apenas 1,2% do total no ano de 2019. A Figura 2 apresenta a distribuição total da potência instalada por fonte de energia no Brasil.

Figura 2 - Matriz de energia elétrica no Brasil



Fonte: Canal Energia (2019), adaptado.

O fato fundamental causador da pequena parcela representativa da energia solar na matriz nacional é o custo envolvido na sua instalação. O MME estima que o quilowatt-pico (kWp) instalado pode custar

entre R\$ 7.000,00 e R\$ 13.000,00, ou seja, um valor muito superior à fatura mensal de um consumidor. A exemplo, conforme análise feita em (PIVA, 2018), “utilizando células com eficiência próxima de 16%, é possível gerar, em média, de 192 a 384 kWh/m²/ano. Nestas condições, uma instalação de 4,3 kW de potência nominal, ocuparia 6,25 m² e geraria entre 1.200 e 2.400 kWh/ano, suprimindo um consumo mensal de 100 a 200 kWh. A fatura de energia de um consumidor comercial de baixa tensão antes da instalação da geração com consumo de 200 kWh mensal custa em média R\$ 130 com tributos. Assim, a instalação de um sistema de geração por R\$ 20.000,00 custaria cerca de 150 vezes o custo variável mensal com energia desse consumidor”. Essa divergência de valores exposta na análise faz com que o investimento na energia solar se inviabilize em certos perfis de consumo, a menos que haja o apelo sustentável pela parte do consumidor ou financiamentos acessíveis.

2.5 Conceitos relacionados ao aluguel do SFV

Com o aumento do número de instalações fotovoltaicas ao longo dos últimos anos, o mercado inovou em todos os setores que englobam a comercialização de energia solar, seja nos equipamentos, na manutenção ou na venda dos painéis. Dentro desta nova conjuntura, em 2015 a ANEEL cita o modelo de aluguel solar no Art.6-A da Resolução Normativa 687/2015 (ANEEL, 2015a):

“Não há restrição normativa para que os consumidores cativos exerçam a atividade de autoprodução de energia elétrica (..), podendo os mesmos exercerem a posse do terreno e dos equipamentos de geração por meio de contratos de aluguel e de arrendamento cuja contrapartida não seja, fundamentalmente, o pagamento pela energia produzida. ”

Resumidamente, o parágrafo informa que não há ressalvas quanto ao proprietário dos equipamentos adquiridos para produzir energia. Perante a ANEEL, as parcelas do aluguel só não podem caracterizar comercialização de energia elétrica por parte do consumidor.

A partir disso, o mercado de energia solar no Brasil possui quatro modelos de negócio (ANEEL, 2019e):

- **Autoconsumo remoto:** o excedente da energia gerada em uma UC pode ser utilizado em outra, contanto que ambas estejam sob a mesma área de concessão e tenham o mesmo CPF/CNPJ. Esta modalidade pode incluir também um terreno que abrigue apenas a usina e uma residência que irá consumi-la;
- **Geração compartilhada:** união em consórcio ou cooperativa de pessoas físicas ou jurídicas que investirão juntas no sistema solar. Por exemplo, moradores de um prédio residencial, grupo de lojistas, empresários de um mesmo edifício comercial, etc;
- **Condomínio solar:** a ANEEL estabelece como condomínio o “empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, horizontal ou vertical”. Os condôminos rateiam entre si os custos do investimento no sistema e a fatura mensal da energia, de acordo com premissas estabelecidas entre eles.
- **Locação de usina solar:** pessoa física ou jurídica pode alugar uma usina já instalada na zona de sua distribuidora, pagando ao locatário (que criou um condomínio solar para terceiros) a taxa por ele estabelecida. Além disso, o consumidor pode também alugar de uma prestadora de serviços apenas os equipamentos da usina, que será instalada no seu próprio telhado, pagando, assim, somente a taxa referente ao uso e manutenção do sistema.

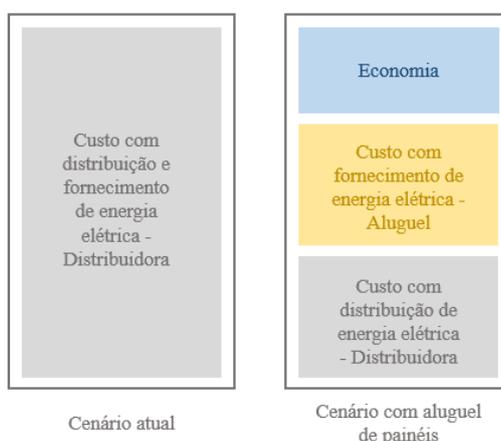
O sistema de aluguel de painéis se torna vantajoso quando comparado às opções mais comuns de mercado por não exigir desembolso imediato do investimento inicial do projeto. Nesta modalidade, o locador dos painéis faz a instalação por completo dos módulos, inversor e estrutura no telhado do locatário e fica responsável pela manutenção do sistema. É definido em contrato o período de prestação de serviços, podendo, ao final deste, o locador adquirir a instalação ou solicitar a retirada da mesma. Conforme pesquisa

de mercado, durante o período do aluguel, as prestações são mensais e podem seguir diferentes regras de mercado:

- **Prestação fixa:** o valor do aluguel é determinado pela locadora e se estende ao longo do contrato, como uma prestação padrão. Pode ser reajustado de acordo com a inflação ou conforme uma taxa de reajuste pré-estabelecida entre as partes;
- **Saving garantido:** o locador calcula um percentual de economia em cima da fatura da distribuição e é esse o desconto aplicado durante todo o contrato, independente da produção da usina naquele mês.

Os contratos que envolvem locação de painéis solares variam muito de acordo com a empresa contratada. O valor do aluguel pode ser reajustado de acordo com a inflação ou quando houver reajuste pela concessionária local (excluindo-se as bandeiras tarifárias). De maneira geral, as empresas estimam uma economia de até 20% em relação a fatura paga à distribuidora local. A Figura 3 apresenta a composição dos custos com energia elétrica nos cenários com e sem o aluguel de painéis.

Figura 3 - Comparação da composição dos custos com energia elétrica



Fonte: SILVA (2018).

Conforme mostrado na Figura 3, o consumidor locador do sistema continua tendo um custo a ser repassado para a distribuidora. Isso ocorre pois, dentro da regulamentação criada para GD no Brasil, o Artigo 98 da Resolução Normativa N° 414/2010 da ANEEL estabelece que, mesmo que a usina tenha gerado 100% ou mais da energia consumida, a distribuidora cobrará um valor mínimo para que o sistema esteja conectado à rede, conforme abaixo:

- 30kWh em R\$ para conexões monofásicas ou bifásicas com 2 condutores;
- 50kWh em R\$ para conexões bifásicas com 3 condutores;
- 100kWh em R\$ para conexões trifásicas.

A taxa referente à iluminação pública também é obrigatória, independente do balanço de energia gerada e consumida no mês.

Ao se analisar o patamar internacional, a modalidade de aluguel de painéis solares já é bastante comum e antiga. Na França, por exemplo, há duas possibilidades de locação: a LOA (locação com opção de compra), onde o consumidor paga uma taxa mensal e se torna dono da instalação a partir do 6º ano de produção de energia; ou opção de locação de telhado, onde o consumidor aluga seu telhado para um empreendimento solar terceiro e recebe por isso (GreenMatch, 2017). De mesma maneira, nos Estados Unidos empresas focadas em locação de módulos fotovoltaicos são facilmente encontradas, inclusive há sites que unificam diversas prestadoras de serviços e é possível realizar uma simulação e descobrir o melhor empreendimento (Renewable Energy World, 2017).

Do ponto de vista nacional, ao passo que aumenta o número de instalações solares e o assunto se torna cada vez mais difundido, as empresas que antes realizavam apenas contratos de venda voltados unicamente para indústrias ou para residências, vêm trazendo novas opções de aluguel e financiamento.

Em função do conjunto de informações e das discussões apresentadas nesta seção, apresenta-se na sequência a proposta de uma metodologia para realizar a análise das possibilidades de redução dos custos associados à eletricidade, através da geração de energia elétrica proveniente do aluguel de módulos fotovoltaicos, instalados no próprio local de consumo.

3 METODOLOGIA DESENVOLVIDA

A partir das considerações feitas anteriormente, esta seção apresenta os processos utilizados para se atingir os objetivos propostos no trabalho.

As análises são feitas para um mesmo consumidor, que tem o seu perfil de consumo submetido a três modelos de negócio de energia: mercado livre e geração solar distribuída utilizando aluguel de módulos fotovoltaicos ou investimento próprio, a fim de encontrar a alternativa mais adequada economicamente.

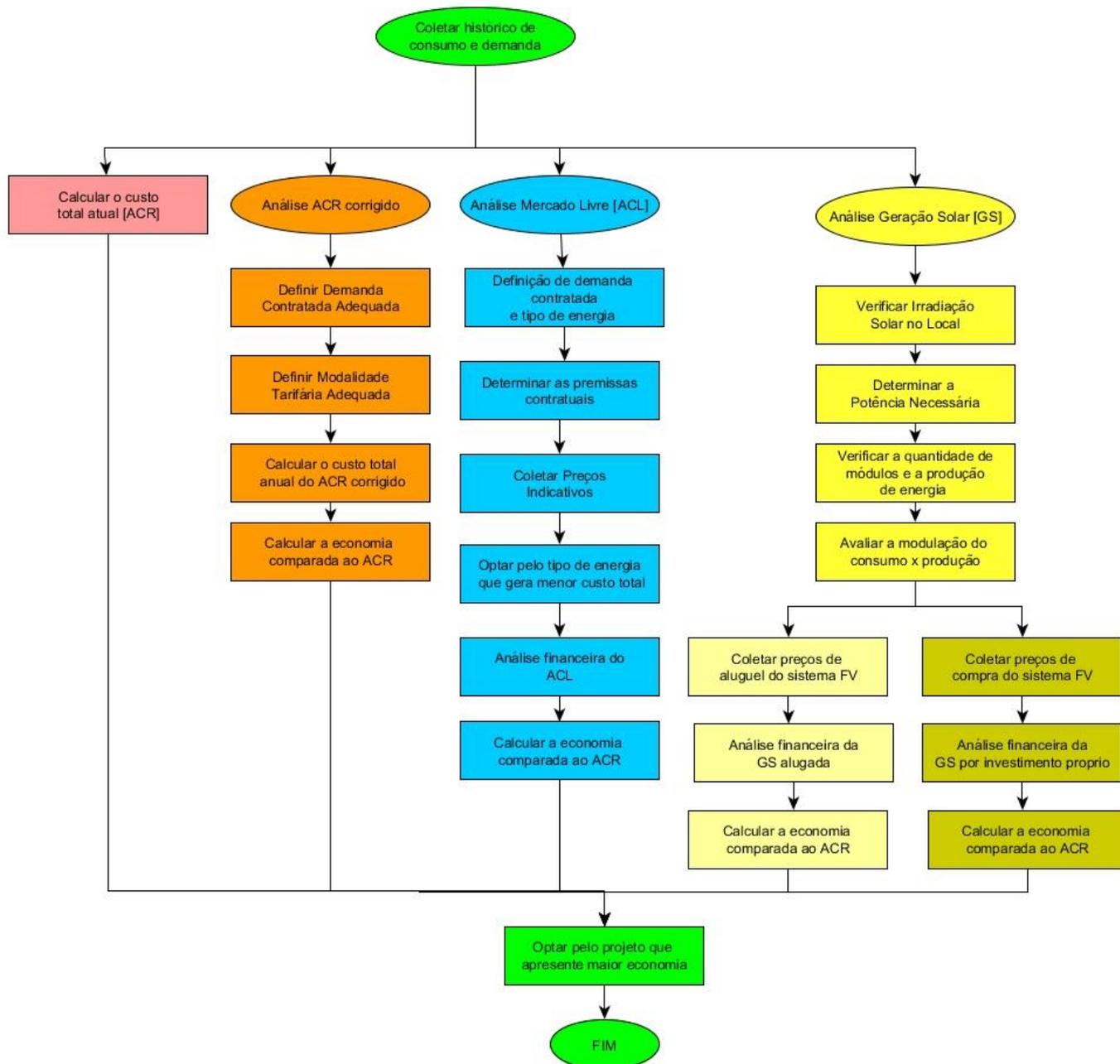
De forma geral, as análises que serão feitas são:

- 1) Calcular os custos envolvidos no cenário atual – “ACR”
- 2) Reavaliar o contrato com a distribuidora e recalculando os custos – “ACR Corrigido”
- 3) Análise de elegibilidade ao ACL e custos envolvidos – “ACL”
- 4) Dimensionamento FV e custos envolvidos com a compra do sistema – “SFCR investindo”
- 5) Analisar os custos da locação do SFCR – “SFCR alugado”

E por fim, verificar qual apresenta a maior economia quando comparada ao cenário 1. Vale ressaltar que, para todas as alternativas, será considerado que o consumo da UC permanecerá o mesmo ao longo do período de análise. Além disso, custos adicionais com adequações exigidas pela distribuidora não serão contabilizados, admite-se como premissa que a concessionária possui capacidade para se adaptar às alterações físicas e contratuais solicitadas pelo consumidor.

O diagrama apresentado na Figura 4 descreve as etapas necessárias para avaliação de cada uma das alternativas que são analisadas.

Figura 4 - Diagrama de estudo



3.1 Premissas do consumidor

Para que as análises envolvendo mercado livre e dimensionamento dos painéis solares possam ser assertivas, é recomendado que haja um histórico de dados de, no mínimo, 12 meses. O histórico de consumo e de demanda pode ser verificado através das faturas de energia do consumidor. Além disso, faz-se necessário conhecer a concessionária local, a classe de consumo e a modalidade tarifária na qual a UC está inserida.

O cálculo da demanda a ser contratada é realizado de maneira iterativa. Tendo como ponto de partida a menor demanda lida do consumidor no intervalo de um mês, calcula-se o custo do ciclo de um

ano, considerando ultrapassagens e também a isenção de ICMS sobre a parcela de demanda contratada e não utilizada. O processo iterativo repete-se incrementando a demanda de 1 em 1 kW até a maior leitura de demanda do consumidor no histórico considerado. O menor custo anual dentre todas iterações indica a demanda ótima a ser contratada. Uma vez que o consumidor possui as leituras de demanda segregadas entre ponta e fora ponta, é possível realizar as iterações para os dois postos tarifários, identificando o valor ótimo para ambos. Com isto, é possível comparar se o consumidor está enquadrado na modalidade tarifária correta, através da Equação (1).

$$F_C = \frac{C_P}{D_P * H_P} \quad (1)$$

Onde:

F_C : Fator de Carga (adimensional)

C_P : Consumo Ponta (kWh)

D_P : Demanda contratada na Ponta (kW)

H_P : Horas na Ponta (h)

Quando o fator de carga resultante for superior a 0,65, a Tarifa Horó Sazonal (THS) azul apresenta o menor custo financeiro. Caso contrário, a THS verde será mais vantajosa.

A fatura de um cliente que está no mercado cativo é composta, basicamente, pelos custos envolvendo demanda (C_D), energia (C_E), bandeiras tarifárias (B) e os impostos (C_i) PIS/COFINS e ICMS. As Equações (2), (3) e (4) expressam como esses valores são calculados.

$$C_D = (D_P * T_{DP}) + (D_{FP} * T_{DFP}) \quad (2)$$

$$C_E = (E_P * (TUSD_P + TE_P + B)) + (E_{FP} * (TUSD_{FP} + TE_{FP} + B)) \quad (3)$$

$$C_i = (C_D + C_E) / (1 - (\%PIS, COFINS - \%ICMS)) \quad (4)$$

onde D_P é a demanda contratada/registrada no horário de ponta, T_{DP} é a tarifa da demanda na ponta, D_{FP} é a demanda contratada/registrada no horário de fora ponta e T_{DFP} é a tarifa da demanda fora ponta. Já o E_P é o consumo de energia na ponta, TE_P é a tarifa de energia na ponta, $TUSD_P$ é a TUSD na ponta, E_{FP} é o consumo fora ponta, $TUSD_{FP}$ é a TUSD fora de ponta e TE_{FP} é a tarifa de energia na fora ponta. Vale lembrar que, caso haja ultrapassagem de demanda, e o mesmo for superior a 5% da demanda contratada, o excedente será cobrado por uma tarifa equivalente ao dobro da T_{DP} ou T_{DFP} .

O custo total (CT_{ACR}) da fatura de uma UC no ACR é, então, indicado pela Equação (5).

$$CT_{ACR} = C_D + C_E + C_i \quad (5)$$

3.2 Estudo de migração ao ACL

Sob demanda e modalidade tarifária adequadas, a análise de viabilidade da migração ao mercado livre consiste na comparação do preço de contratação da energia com a tarifa de energia da distribuidora, acrescentando à comparação os custos e os descontos provenientes da aquisição de energia no ACL.

O custo total mensal de um consumidor do mercado livre é formado pela soma das parcelas advindas da distribuidora local, do fornecedor de energia e da CCEE.

Pela distribuidora local a UC é faturada pela sua demanda contratada (TUSD), pelos encargos da energia consumida (TE) e pelos tributos PIS/COFINS, ICMS e iluminação pública. O faturamento perante o fornecedor ocorre de acordo com o consumo da UC no mês, balizado pelo preço firmado no contrato. Todo o agente no ACL tem, ainda as obrigações junto à CCEE, sendo elas: o pagamento de Contribuição

Associativa, Encargos de Energia de Reserva (EER) e Encargos de Segurança do Sistema (ESS). Os dois últimos, antes embutidos na tarifa de energia da distribuidora, são calculados mensalmente (CCEE, 2018). Por padrão, são considerados os custos de R\$ 5,00 por MWh para representar a ocorrência destas despesas.

Além dos custos, a fonte geradora da energia adquirida pelo consumidor livre pode dar o direito de descontos na tarifa de uso do sistema de distribuição de sua fatura de distribuição. As energias chamadas de convencional ou incentivada 0% são aquelas que não proporcionam descontos, enquanto as fontes incentivadas (ou cogeração qualificada) proporcionam descontos de 50% e 100% nas tarifas de demanda e, quando o consumidor pertence à modalidade tarifária verde, na diferença entre a tarifa de uso do sistema ponta e a tarifa fora ponta (ANEEL, 2019a).

Tendo em vista que a maior parte da matriz elétrica nacional é formada por hidrelétricas, é factível concluir que o preço da energia possui uma forte relação com o nível de chuvas e acumulação de água, esta é, inclusive, uma das justificativas para a criação da sistemática de bandeiras tarifárias. De acordo com o Decreto nº 5.163 de julho de 2004 (MME, 2004), o consumidor deve garantir a 100% da sua carga, por intermédio de geração própria ou contratos registrados na CCEE (CCEE, 2019b). Desta maneira, é necessário que a UC tenha uma previsão do consumo que será exercido nos próximos ciclos (meses ou anos) e efetuar o contrato de compra de energia junto a um fornecedor ou comercializador, chamado de contrato de longo prazo. No ACL, o momento da contratação de energia é fator fundamental de negociação, pois a tendência é de que nos períodos úmidos do ano (de dezembro a abril), onde há maior incidência de chuvas e aumento de água nos reservatórios das hidrelétricas, o preço da energia seja reduzido. Em contrapartida, no período seco do ano, onde ocorre, muitas vezes, o acionamento das usinas térmicas devido à queda nas afluições, o preço da energia seja maior, visto que o custo de geração deste tipo de energia é superior ao custo proveniente das hidrelétricas.

Caso a previsão de consumo estimada pela UC não se concretize, a energia utilizada pode superar àquela definida em contrato, havendo exposição de energia, ou pode ficar abaixo da mesma, havendo sobra de energia. Em ambos os casos, este “delta” no contrato pode ser vendido ou adquirido no chamado Mercado de Curto Prazo (MCP) ou *spot*. Neste tipo de contrato, o preço da energia é valorado ao Preço Líquido das Diferenças (PLD), o qual é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga (pesada, média e leve) com base no Custo Marginal de Operação (CMO), limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada submercado. Assim como o preço da energia no contrato de longo prazo, o PLD é balizado, dentre outros fatores, pelas oscilações de demanda e afluição de chuvas nas principais bacias do país, uma vez que a matriz elétrica brasileira é majoritariamente hídrica (CCEE, 2019b).

Desta forma, o consumidor que esteja no ACL será faturado pela concessionária (C_C), pelo fornecedor (C_F) e pela CCEE (C_{CCEE}), conforme Equações (6), (7) e (8).

$$C_C = C_D + (E_P * TUSD_P) + (E_{FP} * TUSD_{FP}) + ((C_D + (E_P * TUSD_P) + (E_{FP} * TUSD_{FP})) * \%PIS, COFINS, ICMS) \quad (6)$$

$$C_F = ((E_P + E_{FP}) * P_C) + ((E_P + E_{FP}) * \%ICMS) \quad (7)$$

$$C_{CCEE} = (E_P + E_{FP}) * T_{CCEE} \quad (8)$$

onde P_C é o preço de contrato firmado com o fornecedor, o qual já inclui o PIS/COFINS de 9,25% e T_{CCEE} são os custos envolvidos nos eventos financeiros da CCEE.

O custo total (CT_{ACL}) da UC no mercado livre é, então, indicado pela Equação (9).

$$CT_{ACL} = C_C + C_F + C_{CCEE} \quad (9)$$

A análise da economia obtida pela migração ao mercado livre consiste na diferença dos custos envolvidos nas alternativas de ACL e ACR.

3.3 Dimensionamento fotovoltaico (SFCR)

Para o dimensionamento do sistema solar fotovoltaico conectado à rede (SFCR) é necessário ter conhecimento da irradiação solar média no local (H_{TOT}), premissa básica para os cálculos. Esta informação é mapeada e disponibilizada pelo programa online SunData do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB), onde a entrada de dados se dá pelas coordenadas de latitude e longitude do local (CRESESB, 2019).

Para determinação da potência da geração necessária, o consumo médio anual da UC é utilizado como parâmetro principal, dessa forma, a instalação suprirá toda a necessidade energética do empreendimento no horário em que houver a geração solar (ainda haverá a dependência da distribuidora para os períodos em que os módulos fotovoltaicos não produzem energia), contudo, terá excedente de energia em alguns meses e *déficit* em outros, essa diferença será compensada de acordo com o mecanismo de compensação de energia descrito no item 2.3 deste trabalho.

De acordo com (RODRIGUES, 2018) e (VILLALVA, 2012), a potência total requerida pelo sistema é obtida através da Equação (10):

$$P_{FV} = \frac{E * G_{STG}}{T_{DE} * H_{TOT}} \quad (10)$$

onde,

P_{FV} – potência do gerador FV em W;

E – energia que deve ser gerada (Wh), ou seja, o consumo de energia mensal da UC;

G_{STG} – irradiância, comumente utiliza-se o valor de 1000 W/m²;

H_{TOT} – irradiação total média do local, em Wh/m²;

T_{DE} – taxa de desempenho (de 0,7 a 0,85), comumente utiliza-se o valor de 0,77.

A quantidade de módulos necessários é obtida através da Equação (11) (GALDINO, 2014).

$$N_{mod} = \frac{P_{FV}}{P_{mod}} \quad (11)$$

onde,

N_{mod} - quantidade de módulos;

P_{FV} - potência do sistema, calculada através da Equação 3;

P_{mod} - potência referente a um painel, fornecida pelo *datasheet* do módulo (ANEXO B).

A quantidade de painéis deve ser o inteiro mais próximo ao valor de N_{mod} encontrado.

Devido a diferença nas tarifas de ponta e fora ponta, é necessário verificar a produção do SFCR de acordo com as horas diárias. Sabe-se que eficiência produtiva dos módulos é diretamente influenciada pela irradiação solar média.

De acordo com a Resolução Normativa Nº 687/2015 da ANEEL, o sistema a ser instalado fica limitado à demanda contratada pelo consumidor (regra válida para consumidores do grupo A), ou seja, a demanda contratada não pode ser inferior à potência de geração instalada no local (ANEEL, 2015a). Dessa maneira, o consumidor sempre pagará a demanda contratada, independente da sua produção mensal. Essa regra resguarda o consumidor e a distribuidora para os casos em que a produção do SFCR não atinja o consumo utilizado e seja necessário o uso da energia da rede. De mesmo modo, caso a potência calculada no projeto ultrapasse a demanda contratada, o consumidor deve solicitar o aumento da mesma junto à concessionária. Essa solicitação de aumento de demanda deve ocorrer antes da instalação do SFCR.

O orçamento do SFCR é feito consultando empresas especializadas, onde deverá ser estimado os valores de módulos, inversores e estrutura metálica caso seja necessária.

Neste estudo, o sistema fotovoltaico é dimensionado de maneira a atender todo o consumo da UC. Como a geração se dá, sobretudo no horário fora de ponta, no qual há a maior intensidade de irradiação solar, a previsão de compensação deve ser feita aplicando-se primeiramente um ajuste nos valores de consumo no horário de ponta, através da divisão destes pelo fator de correção (F_c), calculado através da Equação (12) (ANEEL, 2019e).

$$F_c = \frac{TE_{FP}}{TE_P} \quad (12)$$

Outro ponto importante a ser avaliado durante o estudo de dimensionamento dos painéis é a inclinação na qual eles serão submetidos. No Brasil, assim como em todos os locais situados ao sul do Equador, os painéis fotovoltaicos devem ser orientados ao norte, para maximizar a energia coletada ao longo do ano. A inclinação ótima dos módulos costuma ser aproximada à latitude do local, contudo, ela também pode ser determinada através de cálculos ou utilizando informações obtidas no CRESESB, que fornece os valores ótimos de inclinação e a radiação a partir da inserção das coordenadas geográficas do local de estudo.

Após o dimensionamento do SFCR deve-se, então, verificar como ficará a fatura a ser cobrada pela distribuidora. A metodologia de cálculo é a mesma apresentada nas Equações (2), (3) e (4), a principal diferença se dá na parcela C_E , que será mensurada conforme Equação (13).

$$C_E = (E_P * (TUSD_P + TE_P + B)) + (E_{FPG} * (TUSD_{FP} + TE_{FP} + B)) \quad (13)$$

onde E_{FPG} é a energia consumida no período fora ponta subtraída da geração injetada na rede no período fora ponta, pois considera-se que é quando os módulos fotovoltaicos estarão produzindo energia (RODRIGUES, 2017). No horário de ponta, que no caso da CEEE-D é das 18h às 21h (CEEE, 2019), a UC utilizará a energia na rede.

Caso o cliente opte pela locação dos painéis fotovoltaicos, a fatura composta pelos custos das Equações (2), (4) e (13) continuarão e serão acrescidos do valor do aluguel imposto pela empresa prestadora de serviços.

3.4 Cálculo dos custos envolvidos nos projetos

O custo total resultante de cada uma das alternativas é parâmetro decisório na escolha. Para tanto, os custos serão calculados tomando como horizonte o período de 25 anos, visto que equivale à vida útil dos painéis fotovoltaicos. As tarifas da distribuidora e o preço da energia contratada no ACL são reajustadas de acordo com a inflação. Os indicadores utilizados serão:

- **Fluxo de Caixa:** considera as entradas e saídas, ou seja, lucros e despesas ao longo do horizonte considerado;
- **Valor Presente Líquido (VPL):** calculado através da Equação (14), onde I representa o investimento inicial, k o período de planejamento em anos, Ik os fluxos de caixa referente a cada ano no horizonte de planejamento e i a Taxa Mínima de Atratividade do projeto. Se positivo, o VPL indica rentabilidade, tendo um investimento menor que o ganho futuro trazido para valor presente. Se negativo, o projeto não é rentável.

$$VPL = -I + \sum_{k=1}^N \frac{Ik}{(1+i)^k} \quad (14)$$

- **Taxa Interna de Retorno (TIR):** representa a taxa necessária para que o VPL seja zero. De acordo com o que é praticado no mercado;

- **Juros composto:** cálculo que considera os juros gerados a cada período, sendo, então, incorporados ao principal para o cálculo dos juros do período seguinte.
- **Taxa de retorno:** A taxa de retorno indica de maneira direta o percentual do resultado de um investimento durante um intervalo de tempo específico.
- **Payback:** método utilizado para verificar o período que o investimento será recuperado;
- **Economia:** a economia de cada alternativa será estimada em % através da Equação (15).

$$Economia = 1 - \left(\frac{\text{Custo alternativa em análise}}{CT_{ACR}} \right) \quad (15)$$

4 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA E RESULTADOS

Nesta seção são apresentados os dados do consumidor e os cálculos desenvolvidos acerca das alternativas de migração ao ACL e instalação dos painéis fotovoltaicos. Todas as simulações e análises realizadas a partir de agora estão amparadas pelas regras, procedimento e legislação previstas na fundamentação teórica deste trabalho.

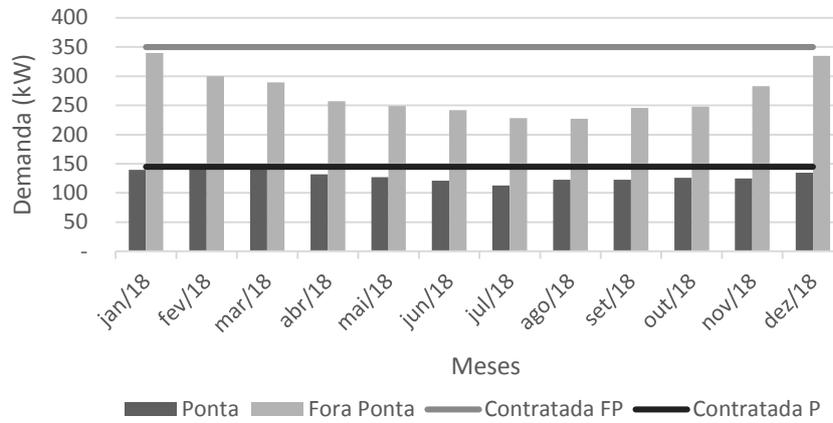
4.1 O consumidor

O consumidor escolhido para ser estudado é um centro de distribuição de móveis (CD), localizado na cidade de Porto Alegre. Esse CD possui um depósito, dois escritórios e um refeitório que dividem a área total de 4.400 m². A empresa responsável pela administração do condomínio permitiu a utilização dos dados da UC, mas solicitou confidencialidade quanto ao nome e endereço do edifício. As premissas técnicas necessárias para dar-se início aos estudos de migração ao mercado livre são:

- Distribuidora: Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D)
- Classe de tensão: A4 (13,8 kV) comercial
- Modalidade tarifária (THS): Azul
- Demanda contratada: 350 kW na fora ponta e 145 kW ponta

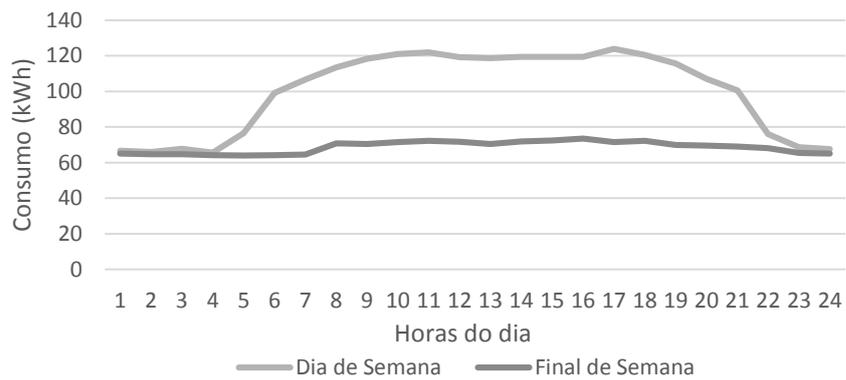
A partir dos dados disponibilizados pelo Sistema de Coleta de Dados de Energia Elétrica (SCDE), traçou-se o perfil de consumo da unidade, diário e ao longo do ano, conforme mostram os gráficos das Figura 5, 6 e 7 a seguir.

Figura 5 - Perfil de demanda registrada e contratada (kW)



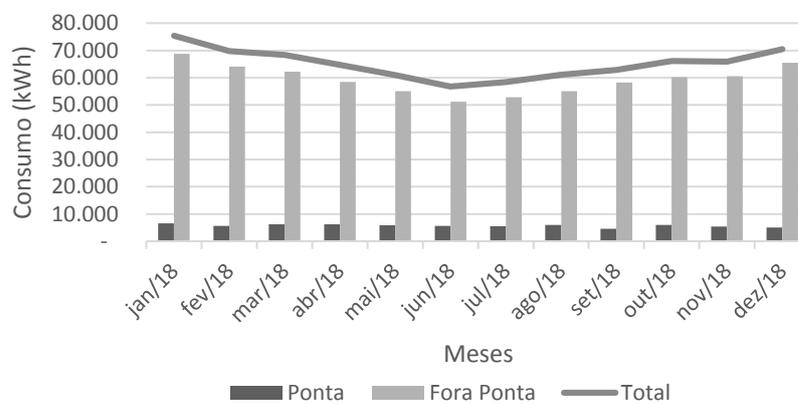
Fonte: a autora (2019).

Figura 6 - Perfil de consumo diário (kWh)



Fonte: a autora (2019).

Figura 7 - Perfil de consumo anual (kWh)



Fonte: a autora (2019).

Com esses dados é possível estimar o valor médio da fatura mensal paga pelo consumidor atualmente, através da Equação (5) e utilizando as tarifas do Subgrupo A4 extraídas da Resolução Homologatória ANEEL N° 2.484/2018 para THS azul (ANEEL, 2018), conforme Quadro 1.

Quadro 1 – Tarifas vigentes CEEE THS azul

TD_P	TD_{FP}	$TUSD_P/TUSD_{FP}$	TE_P	TE_{FP}
R\$ 38,43/kW	R\$ 16,94/kW	R\$ 70,28/MWh	R\$ 478,64MWh	R\$ 301,81MWh

Com isso, estima-se que a fatura atual deste consumidor seja em torno de R\$ 57.000,00 (inclusos PIS/COFINS de 5%, ICMS de 30%, iluminação pública e incidência de bandeiras tarifárias).

A partir dos resultados apresentados na Figura 5, é possível verificar que, ao se tratar da demanda contratada, o perfil do cliente é bastante conservador, ao passo que essa diz respeito ao maior valor lido durante o ano.

Assim sendo, é importante verificar se, tanto a demanda contratada quanto a modalidade tarifária do consumidor estão adequadas. Para isso, utiliza-se as tarifas vigentes da distribuidora (apresentadas no Quadro 1) e as tarifas apresentadas no Quadro 2, extraídas da Resolução Homologatória ANEEL n° 2.484/2018 para Subgrupo A4, THS verde (ANEEL, 2018).

Quadro 2 – Tarifas vigentes CEEE THS verde

TD_P/TD_{FP}	$TUSD_P$	$TUSD_{FP}$	TE_P	TE_{FP}
R\$ 16,94/kW	R\$ 996,06/MWh	R\$ 70,28/MWh	R\$ 478,64MWh	R\$ 301,81MWh

A partir disso, simula-se alguns cenários hipotéticos, até encontrar a demanda contratada e a modalidade tarifária que apresentem o menor custo anual, conforme descrito no item 3.1.

O Quadro 3 apresenta o compilado dos resultados obtidos a partir desta metodologia de tentativa e erro em busca da maior economia. Vale ressaltar que as tarifas da Resolução Homologatória ANEEL N° 2.484/2018 (ANEEL, 2018) não estão com incidência de impostos.

Quadro 3 - Resultado da análise de demanda e THS

Parâmetros	Situação atual	Alternativa proposta
Modalidade	Azul	Verde
Demanda Ponta	145 kW	286 kW
Demanda Fora Ponta	350 kW	
Custos mensais - Demanda	R\$ 11.501,35	R\$ 4.844,84
Custos mensais - Energia	R\$ 25.454,24	R\$ 30.731,19
Custo com impostos	R\$ 19.899,17	R\$ 19.156,32
Custo com ultrapassagem	-	R\$ 6.359,02
Total	R\$ 56.854,76	R\$ 55.262,27

A partir desses resultados, conclui-se que a melhor alternativa de contratação para este cliente seria possuir uma demanda contratada única de 286 kW e estar inserido na modalidade tarifária verde. Neste ajuste, o consumidor teria uma pequena ultrapassagem de demanda nos meses de janeiro (54 kW) e dezembro (49 kW), mas ainda assim a fatura anual seria mais econômica quando comparada ao contexto atual. A economia total anual seria de R\$ 19.109,86.

4.2 Análise de migração ao mercado livre de energia

Em posse dessas informações, pode-se iniciar a análise de migração ao mercado livre. Todas as regras para elegibilidade ao ACL e demais condições discutidas nesta seção estão contidas na Resolução Normativa N° 725/2016 da ANEEL (ANEEL, 2016).

4.2.1 Análise das premissas físicas e contratuais para migração ao ACL

O critério básico para aderir ao ACL é que o consumidor tenha uma demanda mínima contratada de 500 kW, seja ela ponta ou fora ponta. De acordo com a Figura 5, a demanda ponta permanecerá em 145 kW (cenário atual) e a demanda fora ponta passará de 350 kW para 500 kW, a fim de atender as regras de elegibilidade do ACL.

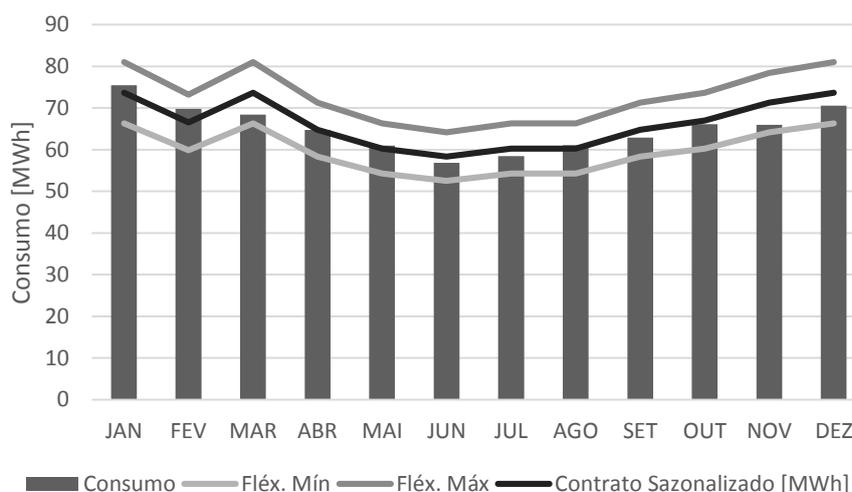
Para que o cliente inicie seu processo de migração é necessário verificar o seu Contrato do uso do sistema de distribuição (CUSD), firmado com a distribuidora local. A UC deve denunciar esse contrato com 180 dias antes da renovação do mesmo, informando a concessionária que fará a migração. No cliente em questão, a migração será considerada para 1º de janeiro de 2021, visto que a renovação do contrato da UC é em janeiro. Além disso, faz-se necessário uma visita técnica na subestação da UC, a fim de verificar se há necessidade de alguma adequação na mesma, conforme regras estabelecidas pela CCEE, uma vez que é exigida a instalação de um medidor bidirecional, para permitir a coleta diária dos dados de medição de geração e consumo do cliente. Essas adequações variam de acordo com o consumidor e distribuidora local. Nesse estudo esses aspectos não são considerados. De qualquer maneira, vale ressaltar que todos os gastos aqui envolvidos são de responsabilidade da UC.

Adicionalmente, há a taxa de emolumento, exigida pela CCEE para cobrir os custos referentes a operacionalização da adesão da carga à câmara, no valor de R\$ 6.321,00 (CCEE, 2019c).

O próximo passo é, então, definir a estratégia de compra de energia do cliente em estudo, definindo o montante, a flexibilidade, a sazonalidade e o período de suprimento. No mercado livre, por padrão, os montantes de energia são tratados na unidade MW-médio (MWm), obtido dividindo-se o consumo (MWh) pelas horas do período. Como pode ser observado na Figura 7, o cliente consome um total de 781,024 MWh/ano, ou seja, 0,0892 MWm. A flexibilidade e a sazonalidade servem para fazer um “ajuste fino” no contrato, visto que é muito difícil haver uma previsibilidade de consumo totalmente assertiva. O mercado costuma operar com 10% de flexibilidade e sazonalidade, valores acima disso (recomendados para clientes mais conservadores ou com safra, por exemplo) são precificados. O período de suprimento a ser contratado varia de acordo com a estratégia e perfil de cada consumidor, para este estudo será considerado o período de 5 anos (2021 a 2025), por trazer uma maior aderência de fornecedores e preços mais atrativos que intervalos menores.

A Figura 8 mostra as premissas estabelecidas anteriormente. É possível notar que há a possibilidade de haver uma exposição de energia em janeiro e fevereiro, contudo, esses meses são caracterizados pelo período úmido, onde o PLD, historicamente, costuma ser baixo.

Figura 8 - Resumo de contratação



Fonte: a autora (2019)

Visto que a UC deverá aumentar sua demanda contratada para 500 kW, ela passa a se enquadrar na modalidade de consumidor especial, conforme descrito no item 2.1 deste trabalho. Com isso, este cliente deve adquirir energia do tipo incentivada. A energia incentivada 50% (I50%) é a que possui maior oferta no mercado, portanto, será a escolhida. Deve-se salientar que esse tipo energia proporciona o desconto de 50% na TUSD.

4.2.2 Análise financeira para migração ao ACL

O cálculo de custo total do mercado livre é subdividido em três partes: demanda, energia e CCEE. A demanda engloba os custos referentes à distribuidora, sendo obtido pelo cálculo direto da TUSD multiplicada pela demanda contratada. As demais despesas contidas na fatura, tais como iluminação pública, impostos, ultrapassagem de demanda (se houver), energia reativa (se houver), entre outros, continuarão sendo cobrados, com exceção das bandeiras tarifárias (não há incidência das bandeiras no ACL) e energia, que, por sua vez, é adquirida com o fornecedor.

Em operações no mercado livre de energia, o cliente divulga seu interesse em adquirir energia, informando o volume e demais condições contratuais desejadas, e as empresas geradoras e comercializadoras indicam seus preços. Para fins de estudo, foram cotados 5 grandes fornecedores do mercado (Engie, CPFL, Copel, Cemig e Enel), e o preço apresentado no Quadro 4 é resultado de uma média simples entre eles (já incluso PIS/COFINS).

Quadro 4 - Preço da energia no ACL – I50%

Ano	Preço (R\$/MWh)
2021	229
2022	209
2023	191
2024	186
2025	182

Por fim, usualmente utiliza-se o valor de R\$ 5/MWh para cobrir os eventos financeiros referentes à CCEE. Esse valor resulta da média da divisão dos encargos gerados pelo total de consumo dos clientes do ACL em um mês.

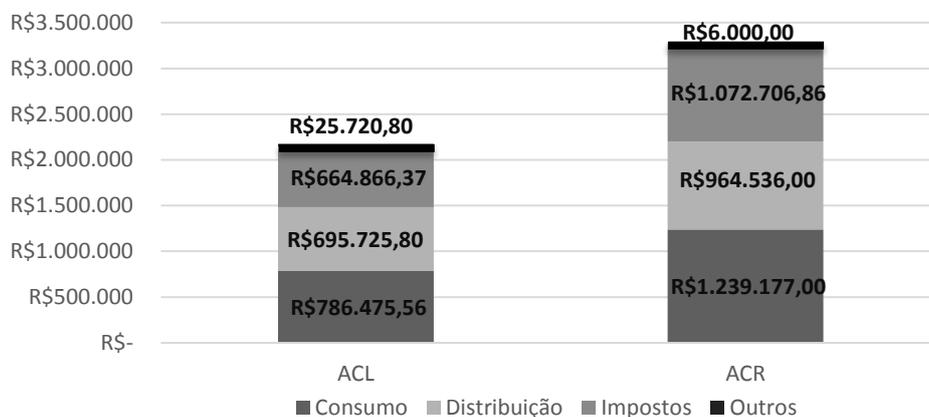
Como definido no item 3.2, os custos totais englobados no ACL resultam da soma das parcelas de demanda, energia e CCEE. O Quadro 5 traz o compilado destes valores, calculados a partir das Equações (6), (7) e (8).

Quadro 5 - Custos no ACL (em R\$)

	2021	2022	2023	2024	2025
Consumo P	15.842,40	14.458,80	13.213,56	12.867,60	12.590,88
Consumo FP	164.802,48	150.409,20	137.455,32	133.857,00	130.978,32
Demanda P	33.434,16	33.434,16	33.434,16	33.434,16	33.434,16
Demanda FP	50.820,00	50.820,00	50.820,00	50.820,00	50.820,00
TUSD Encargos P	4.813,92	4.813,92	4.813,92	4.813,92	4.813,92
TUSD Encargos FP	50.077,08	50.077,08	50.077,08	50.077,08	50.077,08
PIS/COFINS Demanda	8.098,40	8.098,40	8.098,40	8.098,40	8.098,40
ICMS	137.052,87	130.291,35	124.206,02	121.163,30	126.248,28
Iluminação Pública	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00
Custo CCEE	3.944,16	3.944,16	3.944,16	3.944,16	3.944,16
Total	470.085,47	447.547,07	422.400,14	415.413,14	417.342,72

Com isso, a fim de analisar a viabilidade da migração ao ACL, deve-se comparar os resultados obtidos no Quadro 5 com o cenário atual do cliente (mercado cativo e THS azul). A Figura 9 traz esses valores para o período de 5 anos.

Figura 9 – Comparação ACL x ACR



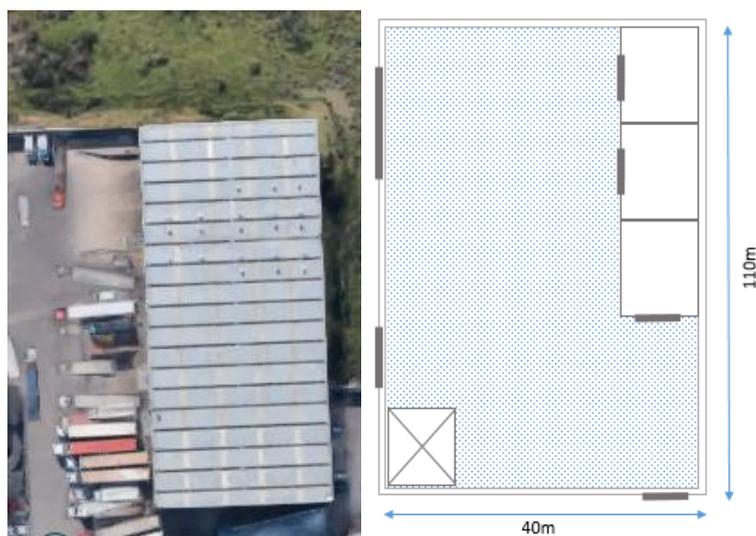
Assim, conclui-se que a migração para o mercado livre se mostra interessante quando comparada ao cenário atual do consumidor, apresentando uma economia média de 34% (28,4% em 2021, 31,8% em 2022, 35,7% em 2023, 36,7% em 2024 e 36,4% em 2025), o equivalente a mais de R\$ 18.000,00/mês, a contar já do primeiro ano de migração. Vale ressaltar que todas essas análises foram realizadas utilizando como base a bandeira verde (cenário conservador). Considerando a bandeira vermelha patamar 2 a economia média pode chegar a 39%, aproximadamente R\$ 23.000,00/mês.

4.3 Dimensionamento da instalação solar

A outra opção a ser analisada é a instalação de painéis fotovoltaicos. Para dar início ao dimensionamento da usina solar, algumas premissas são necessárias:

- Coordenadas geográficas: 30° 1' 40" Sul e 51° 13' 43" Oeste
- Rede trifásica
- Inclinação do telhado: 15° fixo
- Azimute: Leste/Oeste (90°/-90°)
- Área do telhado: 4.400 m², como mostra a Figura 10, cabendo ressaltar que toda a área pode ser utilizada para a instalação dos painéis, conforme informado pelo proprietário.

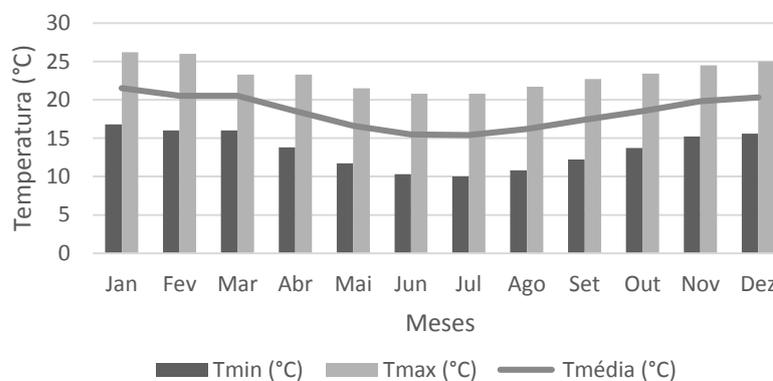
Figura 10 - Vista superior do CD



Fonte: a autora (2019)

- Temperatura média anual: A Figura 11 apresenta os dados de temperatura máxima, mínima e média da cidade de Porto Alegre, conforme dados disponibilizados pelo *Climate Data* (Climate-Data.org). A temperatura média anual fica em torno de 18,4°C.

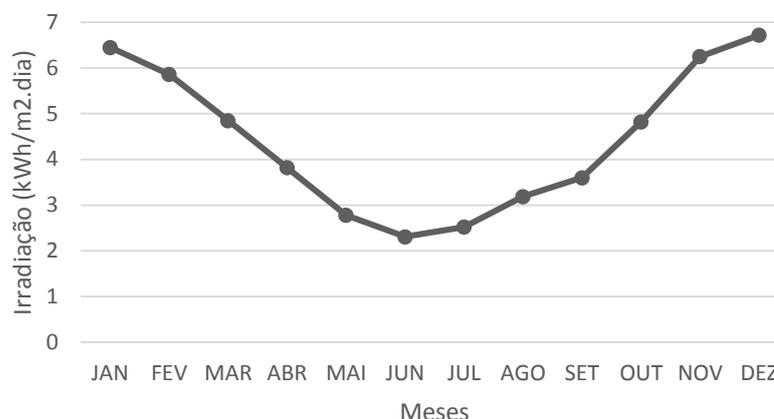
Figura 11 - Temperaturas mensais de Porto Alegre



Fonte: Climate-Data.org, 2019.

- Irradiação média mensal: A partir dos dados de latitude e longitude da cidade de Porto Alegre é possível obter a irradiação média mensal total do local através do programa on-line SunData do CRESESB (CRESESB, 2019). Desta forma, obteve-se 4,45 kWh/m².dia como a irradiação média mensal total para a cidade. O SunData também fornece o perfil de irradiação anual da localidade, apresentado na Figura 12.

Figura 12 - Perfil de Irradiação Solar de Porto Alegre



Fonte: (CRESESB, 2019)

Observa-se uma maior intensidade de radiação nos meses do verão e menores no inverno. Desta forma, já se espera uma eficiência de conversão de energia dos painéis que acompanhe esta curva, visto que a mesma depende da irradiação média local.

A Figura 7, que apresenta o perfil de consumo da UC, mostra que no mesmo período em que a irradiação é menor, e, portanto, a geração própria também, a condição de consumo e produção de energia é coincidente.

4.3.1 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico conectado à rede (SFCR)

Esta seção apresenta a metodologia de cálculo utilizada no dimensionamento do SFCR, conhecida como dimensionamento em função da demanda, conforme descrito em (GALDINO, 2014) e (VILLALVA 2012).

Assim sendo, inicialmente deve-se calcular a potência necessária do gerador FV, ou seja, a potência requerida pelo sistema, obtida através da Equação (10), onde:

P_{FV} – potência do gerador FV, o que se quer descobrir;

E – o consumo de energia mensal fora ponta da UC, calculado através da média dos dados apresentados na Figura 7, que resulta em 65.000 kWh. Contudo, espera-se que a usina atenda todo o consumo da UC (ponta e fora ponta). Como a maior produção dos painéis se dá no período de fora ponta, é necessário fazer um ajuste, conforme descrito na Equação (12). Neste caso de estudo, o fator de correção será equivalente a 1,59. Com isso, o consumo total é obtido através do consumo no horário de ponta multiplicado por esse fator e o total somado ao consumo fora ponta, o que resulta em um consumo anual médio de 68.000 kWh;

G_{STG} – Irradiância, comumente utiliza-se o valor de 1.000 W/m²;

H_{TOT} – 4,45 kWh/m².dia conforme descrito anteriormente;

TD – taxa de desempenho (de 0,7 a 0,85), comumente utiliza-se o valor de 0,77 (RODRIGUES, 2018).

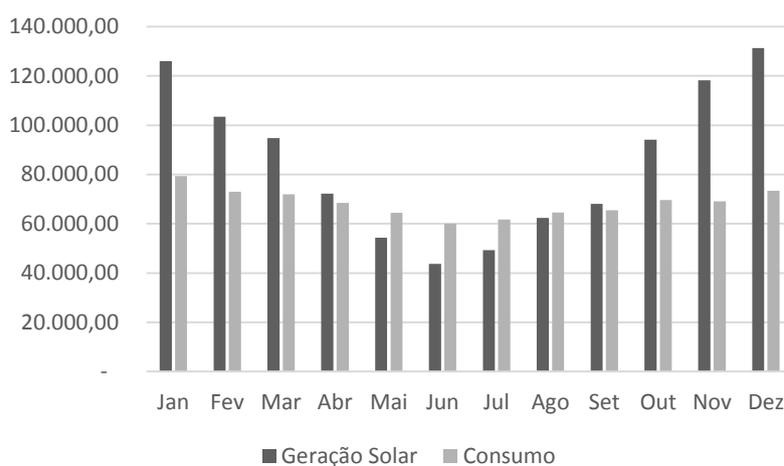
Aplicando esses valores, a potência necessária para atender o consumo total de energia elétrica da UC é de 661 kWp. Para definir a nova demanda contratada da UC deve-se levar em consideração o inversor que será utilizado no projeto. Neste caso o modelo escolhido é um inversor de 100 kW da marca Ingecon (o *datasheet* encontra-se no ANEXO A deste estudo). Usualmente utiliza-se uma taxa de carregamento do inversor de 25%, com isso, a potência do inversor e, conseqüentemente, a nova demanda contratada da UC, será de 496 kW. Portanto, serão utilizados, então, 5 inversores de 100 kW cada.

Na sequência, deve-se calcular o número de módulos exigidos por essa potência, de acordo com a Equação (11). Para tanto, o modelo de painel solar escolhido foi um CanadianSolar KuMax CS3U de 345 W (o *datasheet* encontra-se no ANEXO B deste estudo), o que resulta em um total de 1.918 módulos.

O próximo passo é verificar se a área disponível de telhado da UC contempla o número de módulos necessários. De acordo com o *datasheet*, as dimensões do módulo são 2m x 0,95m, resultando em uma área de 3.640 m². Como o telhado da UC possui 4.400 m², a instalação pode ser comportada.

Em posse dessas informações é possível traçar o perfil de geração anual do sistema. A Figura 13 apresenta esses dados confrontando-os com o consumo da unidade.

Figura 13 - Perfil anual de geração solar x consumo da UC

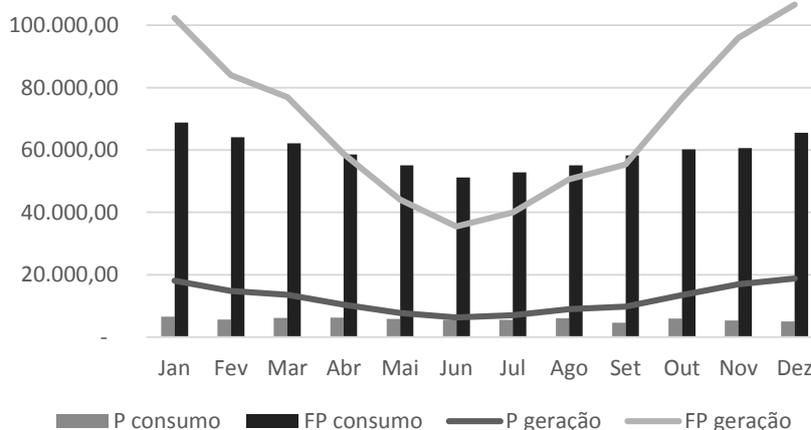


Fonte: a autora (2019)

Como pode-se notar, devido à grande área disponível, a instalação solar possui uma alta produção de energia ao longo do ano, seguindo o perfil da irradiação local. Nos meses de maio a agosto haverá a necessidade de utilizar a energia da rede, nos demais meses a UC utilizará o sistema de compensação de energia, repassando o excedente para outra unidade (desde que estejam sob mesma zona de concessão) ou cedendo-o para a rede e recebendo em forma de créditos, que podem ser utilizados dentro de 60 meses, auxiliando na redução do valor da fatura. Com isso, conclui-se que a usina opera 50% do ano superestimada, 25% subestimada e 25% em conformidade com o seu consumo.

De acordo com os dados do INMET Estação A801 de Porto Alegre, 15% da radiação solar total é concentrada no período de ponta e 85% no período de fora de ponta (INMET, 2019). A Figura 14 mostra que, mesmo nos períodos de ponta, o sistema supre o consumo da unidade (quando analisado mensalmente).

Figura 14 - Perfil de geração mensal de consumo P e FP



Fonte: a autora (2019)

Nos casos em que a instalação FV supre todo o consumo da UC, a fatura do cliente será composta apenas pelo valor dos impostos e da demanda contratada, que na fora ponta será os 496 kW referentes a potência instalada e na ponta continuará sendo 145 kW.

4.3.2 Cálculo financeiro da instalação solar

Pesquisando as maiores empresas que prestam o serviço de instalação solar – Engie, EDP e CPFL Energia, foi possível verificar que a maioria dos projetos se encaixa em três modalidades contratuais:

- **BOT – build operate and transfer:** a empresa prestadora do serviço projeta e constrói a usina, ao final da instalação ela a transfere para o contratante, que pagará uma mensalidade previamente acordada até a amortização do investimento. Durante este período, a operação e a manutenção da usina é de responsabilidade da prestadora;
- **BOO – build operate and own:** a empresa contratada projeta, constrói e opera a usina, mas assume a posse da mesma ao final da instalação. O contratante paga uma mensalidade estipulada em contrato (menor que no modelo BOT);
- **Turn key:** a prestadora de serviços projeta e constrói a usina, cobra um preço global (a ser pago no início ou no final da construção), estipula um prazo determinado, de forma que o empreendimento seja entregue com a “chave na mão” para o consumidor, que ficará responsável pela operação e manutenção da usina.

Caso o objetivo do consumidor seja instalar o sistema a partir de investimento próprio (*turn key*), estima-se que o mesmo seja de, aproximadamente, R\$ 2.580.000,00. Esse valor é obtido a partir de uma estimativa de mercado em que, para instalações superiores a 500 kWp, o valor do kWp instalado é de R\$ 3.900 (média simples dos valores cotados com três prestadores de serviço do mercado). Nesse valor está incluso o custo dos painéis, dos inversores e da instalação, custos com a estrutura metálica do telhado (caso haja necessidade) não estão inclusos. Além desse custo, é previsto um valor de 0,5% do investimento inicial ao ano para manutenção da usina, que inclui o conserto de possíveis problemas nos equipamentos e a limpeza dos módulos fotovoltaicos (ponto importante, visto que a eficiência do sistema pode ser fortemente afetada pelo acúmulo de poeira nos painéis.)

Caso o consumidor opte pela modalidade de locação do sistema, o valor da mensalidade do aluguel pode variar bastante de acordo com o mercado. Para este estudo será considerado que a empresa prestadora de serviços firmará um contrato de 10 anos, entrando com todo o investimento inicial e a manutenção e operação do projeto (modelo BOO). Este modelo foi o escolhido por trazer menos riscos ao

consumidor, uma vez que, ao final do contrato, ele ainda pode optar pela opção de BOT negociando o preço total da usina naquele momento.

Foram feitas cotações com as três maiores prestadoras de serviço do mercado. A média da mensalidade encontrada é de R\$ 34.000,00 referentes à parcela de locação e R\$ 4.000,00 referente à parcela de manutenção, totalizando R\$ 38.000,00/mês.

Além do custo da instalação, o cliente continuará recebendo uma fatura mensal por parte da distribuidora. Aqui vale ressaltar as premissas impostas pela Resolução Normativa ANEEL Nº 482/2012 (ANEEL, 2012a), que tem como principais pontos:

- Para os consumidores do Grupo A não há um valor mínimo de energia a ser pago, o consumidor é faturado pela sua demanda contratada, ou seja, o custo de disponibilidade descrito no Item 2.5 deste trabalho não é considerado para a classe de tensão deste consumidor;
- A energia injetada em um determinado posto tarifário deve ser utilizada para compensar o consumo no mesmo posto;
- Havendo excedente os créditos devem ser utilizados para compensar o consumo em outro posto tarifário seguindo a lógica discutida na Equação (1);
- O valor a ser faturado é obtido através da diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada na rede, devendo-se considerar também, caso haja, os créditos dos meses anteriores;
- Em algumas distribuidoras do Brasil, caso o consumo instantâneo da UC seja de 100%, ou seja, no instante em que a energia é produzida ela também é consumida, não há incidência do ICMS. Esse imposto é cobrado somente sobre o consumo de créditos de energia. A CEEE, por sua vez, proporciona a isenção completa do ICMS, de acordo com o Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015, do Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz), que autoriza os estados a promoverem isenção nas operações internas à circulação de energia elétrica (CONFAZ, 2019).

4.4 Apresentação dos resultados financeiros

Nesta seção são apresentados os resultados financeiros obtidos em cada uma das análises feitas anteriormente: cenário atual da UC, alternativa com a demanda e THS redimensionados, alternativa de migração ao ACL, alternativa de instalação FV com investimento próprio e alternativa de instalação FV alugada. A título de comparação, é analisado o período de 25 anos para todos os projetos (a contar de 2021). Além disso, a projeção financeira será calculada através do índice de reajuste IPCA, obtida através do relatório de mercado do Banco Central. A expectativa para 2021 é de 3,75% e 3,50% para 2022 e anos posteriores (BCB, 2019).

a) Análise financeira do cenário atual

Considerando o ciclo tarifário atual da CEEE-D (Resolução Homologatória Nº 2.484/2018) (ANEEL, 2018), a fatura do cliente custa, em média, R\$ 57.000,00/mês. Como é difícil prever de maneira assertiva os reajustes tarifários das distribuidoras, aplica-se a expectativa do IPCA para analisar o custo total no horizonte de 25 anos deste cenário. Dessa maneira, conclui-se que o cliente gastará R\$ 27.574.161,55 se continuar como consumidor cativo.

b) Análise financeira considerando correção de demanda e THS

Nesta alternativa, é considerado que o cliente seguirá com a proposta de adequação de demanda e THS, passando de azul com demanda contratada de 145kW na ponta e 350kW na fora ponta, para verde com demanda contratada única de 286kW. Com isso, a fatura da UC reduziria aproximadamente R\$ 19.000,00/ano. Ao período de 25 anos, considerando a expectativa do IPCA, o custo total desta alternativa será de R\$ 26.606.647,11, gerando uma economia de 4% se comparado a situação atual.

c) Análise financeira da migração ao ACL

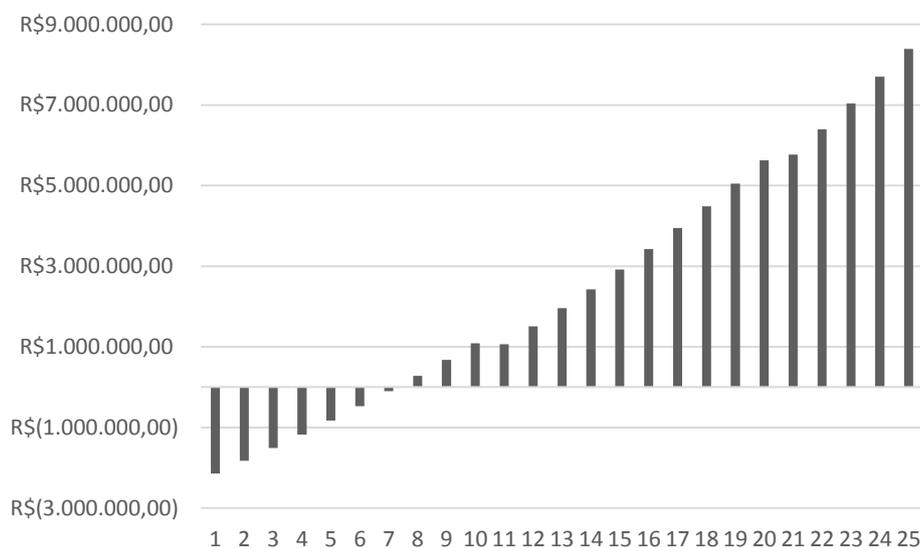
Caso o cliente opte por migrar ao mercado livre de energia, a metodologia de cálculo considera que, para os 5 primeiros anos, o preço da energia é aquele estabelecido em contrato, conforme descrito no item 4.2.2 deste estudo e, para os demais anos, utiliza-se a estimativa do IPCA aplicada ao preço de contrato do último ano. Estando no ACL, o custo mensal do consumidor seria de, aproximadamente, R\$ 37.000 e o custo total da UC será de R\$ 14.388,189,04. Uma economia de 47% se comparado ao cenário atual, no período de 25 anos.

d) Análise financeira da instalação solar a partir de investimento próprio

Nesta alternativa, é considerado que todo o investimento será feito por parte do consumidor e ocorrerá no ano 1 da análise. É importante salientar que, como os inversores possuem uma vida útil de aproximadamente 10 anos (o *datasheet* do inversor não traz essa informação, portanto, foi adotada a vida útil média dos equipamentos deste tipo no mercado), 2 trocas são consideradas no estudo. Além disso, considera-se como custo de manutenção da usina o equivalente a 5% do investimento inicial. Um ponto importante que deve ser destacado é que, neste estudo, não houve a aplicação da compensação através dos créditos da energia excedente injetada na rede, uma vez que a usina opera superestimada durante 60% do ano, contudo, essas “sobras” poderiam ser utilizadas em outra unidade, desde que pertença à mesma distribuidora e possua a mesma raiz CNPJ da UC em que a planta está instalada. Por fim, o custo total da instalação resultaria em R\$ 18.240.697,21. Uma economia de 33% se comparado ao cenário atual e um *payback* de 7 anos, para um horizonte de 25 anos.

A Figura 15 traz o fluxo de caixa da alternativa estudada, conforme descrito na Equação (14). O VPL encontrado é de R\$ 3.604.812,61. A TIR é calculada igualando a Equação 14 a zero, para isso foi utilizada uma taxa de retorno de 6%, por ser o usual do mercado, dessa forma, a TIR encontrada para o investimento é de 19%.

Figura 15 - Fluxo de caixa do investimento solar



e) Análise financeira da instalação solar a partir da locação do projeto

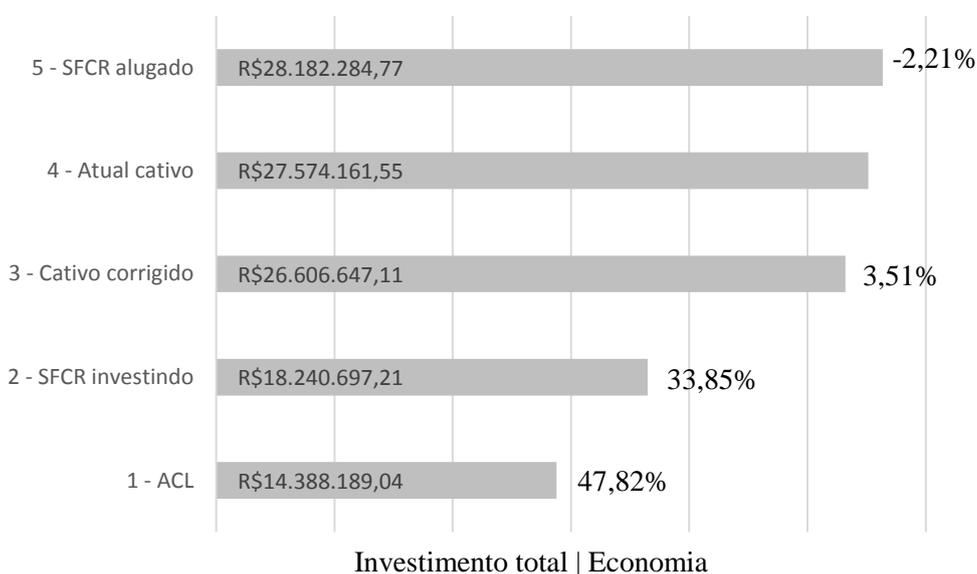
Caso o proprietário da UC opte por seguir com a instalação solar, mas adquirida através do aluguel dos painéis, a análise deve considerar o contrato firmado com a prestadora do serviço. Neste caso, é considerado que o contrato é renovado automaticamente após 10 anos, sendo corrigido apenas pela inflação

e que, ao final dos 25 anos, toda a instalação deverá ser substituída. Com isso, o gasto mensal do cliente, considerando a fatura com a distribuidora mais o aluguel da usina será de, aproximadamente, R\$ 60.000,00. Ao longo do período de análise, o investimento total chega a R\$ 28.182.284,77. Essa alternativa é 2% mais cara do que o cenário atual. O alto custo envolvido nessa alternativa é explicado pelas taxas de juros exigidas pelas empresas prestadoras do serviço, que pode chegar a 13% ao ano.

4.5 Comparação das análises

Por fim, todas as análises anteriores foram comparadas e a Figura 16 apresenta o ranking dos custos envolvidos em cada uma delas e o percentual de economia, sendo o cenário atual tomado como base.

Figura 16 - Resultado financeiro das 5 alternativas



Fonte: a autora (2019)

A partir da Figura 16 conclui-se que a migração para o mercado livre (ACL) é a opção que apresenta a maior viabilidade financeira, seguida pela instalação solar a partir de investimento próprio e correção do contrato atual com a distribuidora. A alternativa de locação dos módulos fotovoltaicos foi a única a apresentar um prejuízo em relação a situação atual do cliente.

5 CONCLUSÃO

O objetivo do presente estudo foi encontrar, dentre cinco alternativas, qual traria a maior economia para um centro de distribuição localizado em Porto Alegre/RS, observando o período de 25 anos. A opção de migração ao mercado livre mostrou-se a mais viável financeiramente, com uma economia total de mais de 47% se comparada ao cenário atual do cliente (ACR). Esse resultado já era esperado, devido às altas tarifas aplicadas pela distribuidora e os preços atrativos do ACL durante o período úmido (onde a cotação foi feita). A alternativa de instalação solar a partir de investimento próprio também apresentou uma boa economia (superior a 33%). Um dos principais motivos para este resultado é, sem dúvidas, a redução dos preços envolvidos nesse tipo de serviço, devido a sua popularização e também o benefício de isenção de ICMS concedido pela distribuidora local. A permanência no mercado cativo considerando correções contratuais apresentou uma pequena economia, podendo ser facilmente escolhida pelo cliente, uma vez que não envolve alterações físicas nem dispêndios extraorçamentários. A alternativa que considera a locação dos painéis, como esperado, foi a menos viável. Isso ocorre devido a prestadora de serviços cobrar na mensalidade todo o risco envolvido no projeto, como, por exemplo, a substituição de placas devido a acidentes, problemas nos inversores, etc.

Considerações como a utilização da geração solar excedente em outra unidade consumidora, ou estudos baseados na autoprodução de energia (geração solar e mercado livre) são alternativas interessantes e seguem como sugestão para trabalhos futuros.

6 BIBLIOGRAFIA

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA (ABRACEEL). **Sobre o mercado livre**, 2019a. Disponível em <<https://abraceel.com.br/mercado-livre/>>. Acesso em: abril 2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA (ABRACEEL). **Cartilha do Mercado Livre de Energia Elétrica**, 2019b.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (ABSOLAR). **Crescimento da Geração Distribuída até 2027**, 2019a. Disponível em <<http://www.absolar.org.br/noticia/noticias-externas>>. Acesso em: junho 2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA (ABRADEE). **O Setor Elétrico**, 2019a. Disponível em <<https://www.abradee.org.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia/>>. Acesso em: abril 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), Resolução Normativa nº 77/2004, 2004. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: maio 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), Resolução Normativa nº 482/2012, 2012a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: junho 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), Resolução Normativa nº 482/2012, 2012a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: maio 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), Resolução Normativa nº 687/2015, 2015a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: julho 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), Resolução Normativa Nº 725/2016, 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: março 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), Resolução Homologatória Nº 2.484/2018, 2018a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: maio 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), **Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída**, 2018b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: setembro 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), **Glossário, tipos de consumidores no ACR e ACL**, 2019a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: maio 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), **Breve histórico da regulação antes da ANEEL**, 2019b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: julho 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), **Conteúdo educativo: Como é composta a tarifa**, 2019c. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: março 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), **Bandeiras Tarifárias**, 2019d. Disponível em <<https://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>>. Acesso em abril de 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), **Geração Distribuída**, 2019e. Disponível em < <https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acesso em maio de 2019.

BANCO CENTRAL DO BRASIL, **Focus Relatório de Mercado**. Disponível em < <https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus>>. Acesso em: outubro 2019.

CANAL ENERGIA, 2019. Disponível em < <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53096013/energia-eolica-atinge-15-gw-em-capacidade-instalada-no-brasil>>. Acesso em julho de 2019.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE), **Encargos do sistema**, 2018. Disponível em: <<http://www.ccee.gov.br/>>. Acesso em: março 2019.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE), **Cartilha de regras de Comercialização**, 2019b. Disponível em: <<http://www.ccee.gov.br/>>. Acesso em: junho 2019.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE), **Emolumentos de adesão e desligamento com sucessão têm nova opção de pagamento**, 2019c. Disponível em: <<http://www.ccee.gov.br/>>. Acesso em: novembro 2019.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE), **Comercialização, ambiente livre e regulado**, 2019a. Disponível em <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao>. Acesso em: abril 2019.

CHAGAS, M.E., **Setor Elétrico Brasileiro: o modelo após a reforma de 2004**. Trabalho de Conclusão de Curso (Ciências Econômicas) – UFSC, 2008.

CHEVALIER, J.M., PERCEBOIS, J., 2008. **Gaz et Electricité: Un Enjeu pour l'Europe et Pour la France**, Paris.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA (CONFAZ), **Convênio ICMS 16, de 13 de março de 2019**. Disponível em: < https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2019/CV016_19> Acesso em: junho 2019.

CLIMATE-DATA.ORG, **Dados climáticos para cidades mundiais**, 2019. Disponível em < <https://pt.climate-data.org/>>. Acesso em: julho 2019

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA (CRESESB), **SunData 3.0**. Disponível em <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>. Acesso em: julho 2019.

DEL SOL, P. **Responses to Electricity Liberalization: The Regional Strategy of a Chilean Generator**. Energy Policy, no.30, 2002, p. 437–446.

EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS (EPE), **Plano Decenal de Expansão de Energia**, 2026. Disponível em < <http://www.mme.gov.br/documents>>. Acesso em: abril 2019.

FERRAZ, B. M. P. **Programa de resposta à demanda baseado em Preços aplicado a consumidores de baixa tensão**, 2016. Dissertação – (Mestrado em Engenharia). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, UFRGS, 2016.

Galdino, J. T. P. E M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Grupo de Trabalho de Energia solar** – GTES. CEPEL – DTE – CRESESB. Março 2014.

GREEN, R. **Draining the Pool: The Reform of Electricity Trading in England and Wales. Energy Policy**, no. 27, 1999, p. 515-525.

GREENMATCH, **Compare prices of solar energy**. Disponível em <<https://www.greenmatch.co.uk/blog/2014/08/6-tips-about-choosing-installers-for-solar-panels>>. Acesso em abril de 2019.

HUDNICK, H. **Competitive Generation Arrangements in Chile**. In: Hammons, T.J. et al. “Competitive Generation Agreements in Latin American Systems with Significant Hydro Generation”. IEEE Power Engineering Review, vol.19, no. 9, 1999, p. 12-14.

HUNT, S. & SHUTTLEWORTH, G. **Competition and Choice in Electricity**. New York: Wiley, 1996.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA (INMET), **Gráficos climatológicos**, 2019. Disponível em <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=clima/graficosClimaticos>>. Acesso em agosto: 2019.

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (INEE), **Geração Distribuída**, 2001. Disponível em <http://www.inee.org.br/down_loads/forum/Notas%20sobre%20GD.pdf>. Acesso em agosto: 2019.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA), **Solar Energy**. Disponível em <<https://www.irena.org/solar>>. Acesso em: junho 2019.

INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO DE LISBOA (IST), **Breve História da Energia Solar**, 2004. Disponível em <<http://web.ist.utl.pt/palmira/solar.html>>. Acesso em: julho 2019.

KRAUSE, G.G. **Mercado Spot e Energia Elétrica: Uma Commodity Como Outra Qualquer?** Revista Brasileira de Energia, vol. 4, no 1, 1995.

MEDEIROS, L., **Previsão do preço spot no mercado de energia elétrica**, PUC-RIO, 2004.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME), Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm>. Acesso em: julho 2019.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME), **Energia Solar no Brasil e Mundo**, 2016. Disponível em <<http://www.mme.gov.br/documents>>. Acesso em: julho 2019.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME), **Novos empreendimentos solares devem gerar investimentos de 8 bilhões de reais**, 2018a. Disponível em <<http://www.mme.gov.br/documents>>. Acesso em: julho 2019.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME), Portaria nº 514, de 27 de dezembro de 2018b. Disponível em <http://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/57219064/do1-2018-12-28-portaria-n-514-de-27-de-dezembro-de-2018-57218754>. Acesso em setembro de 2019.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME), **Tarifa de Energia Elétrica**. Disponível em <<http://www.mme.gov.br/web/guest/5-tarifa-de-energia-eletrica>>. Acesso em maio de 2019.

MOYA, O.E. **Experience and New Challenges in the Chilean Generation and Transmission Sector.** *Energy Policy*, no. 30, 2002, p. 575–582.

PIVA, V. M., **Análise de viabilidade da implementação de sistema combinado de armazenamento de energia e geração distribuída sob tarifa branca**, 2018. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2018.

RENEWABLE ENERGY WORLD, **Solar Leasing Continues to Lose Share to Loans.** Disponível em <<https://www.renewableenergyworld.com/2017/02/24/solar-leasing-continues-to-lose-share-to-loans/#gref>>. Acesso em: junho 2019.

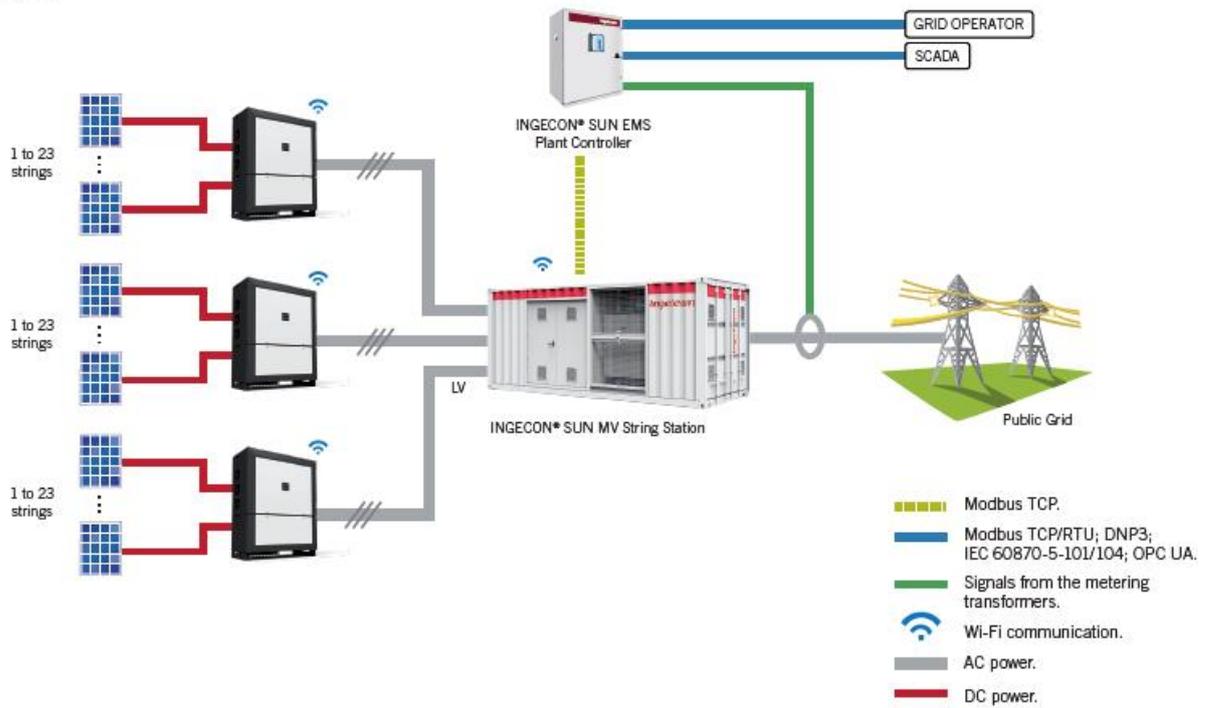
RODRIGUES, L. **Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede**, 2018.

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

VILLALVA, M.G e Gazoli, J.R. **Energia Solar Fotovoltaica – conceitos e aplicações**. 1ª Ed. São Paulo: Ed. Erica. 2012.

ANEXO A – Datasheet do inversor utilizado

Schema

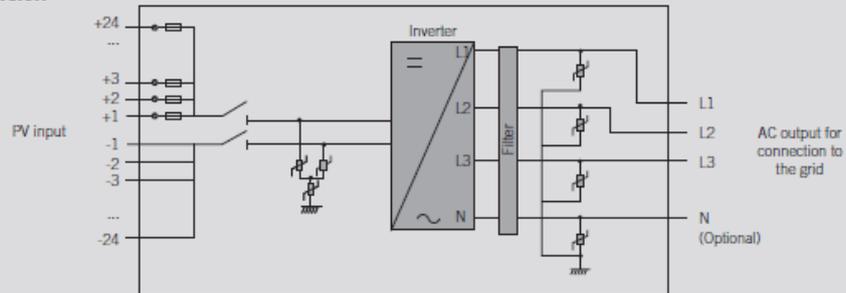


INGECON SUN 3Play TL Series

	100TL				
Input (DC)					
Recommended PV array power range	92.7 - 160 kWp	97.9 - 160 kWp	103 - 160 kWp	108.2 - 160 kWp	113.3 - 160 kWp
Voltage range MPP ⁽¹⁾	513 - 850 V	541.5 - 850 V	570 - 850 V	598.5 - 850 V	627 - 850 V
Maximum voltage ⁽²⁾	1,100 V				
Maximum current ⁽³⁾	185 A				
Short-circuit current	240 A				
Inputs (STD / PRO)	1 / 24				
MPPT	1				
Output (AC)					
Rated power at rated Vac	90 kW	95 kW	100 kW	105 kW	110 kW
Max. temperature at rated power	50 °C				
Maximum current	145 A				
Rated voltage	360 V	380 V	400 V	420 V	440 V
Frequency	50 / 60 Hz				
Power Factor	1				
Power Factor adjustable	Yes. Smax=90 kVA Qmax=54 kVAR	Yes. Smax=95 kVA Qmax=57 kVAR	Yes. Smax=100 kVA Qmax=60 kVAR	Yes. Smax=105 kVA Qmax=63 kVAR	Yes. Smax=110 kVA Qmax=66 kVAR
THD	<3%				
Efficiency					

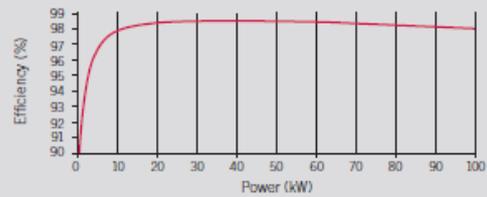
Maximum efficiency	98.8%
Euroefficiency	98.1%
General Information	
Refrigeration system	Forced ventilation
Air flow	570 m ³ /h
Stand-by consumption	20 W
Consumption at night	1 W
Ambient temperature	-25 °C to 60 °C
Relative humidity (non-condensing)	0 - 100%
Protection class	IP65 / NEMA 4
RCD	1,000 mA
Max. operating altitude	3,000 m (>2,000 m derating)
Connection	AC: Max. Cross section: 240 mm ² (one wire)
	DC connection (STD): Max. Cross section: 300 mm ² (one wire)
	DC connection (PRO): 6 mm ² (24 pairs of PV-Stick connectors) Copper and Aluminium cabling permitted for DC and AC
Marking	CE
EMC and safety standards	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, IEC60068-2-1:2007, IEC60068-2-2:20007, IEC60068-2-14:2009, IEC60068-2-30:2005, IEC62116, IEC61683 y EN50530
Grid connection standards	IEC61727, CEI 0-21:2016-07, CEI0-16:2012-12 + V1:2'013-12 + V2:2016-07, EN50438:2013, BDEW Guideline, AS4777.2:2015, NDU-015:2012, ABNT NBR 16149:2013, ABNT NBR 16150:2013, DEWA

3Play TL PRO version



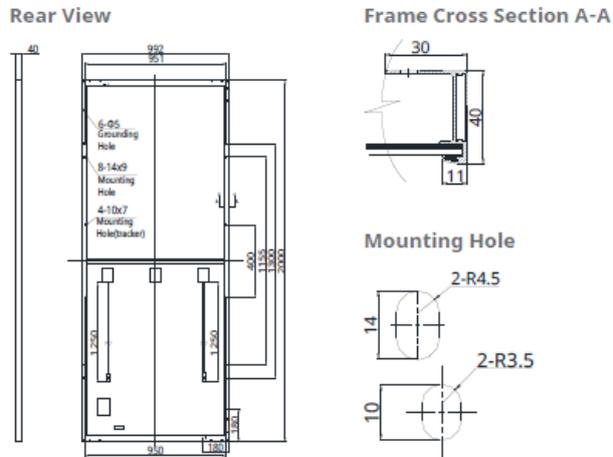
Notes: ⁽¹⁾ $V_{mpp,min}$ is for rated conditions ($V_{ac}=1$ p.u. and Power Factor=1). $V_{mpp,min}$ will depend on the grid voltage (V_{ac}), according to this relation: $V_{mpp,min}=1.425 \cdot V_{ac}$ ⁽²⁾ The inverter does not start operating until $V_{dc} < 1,000$ V ⁽³⁾ The maximum current per PV connector is 11 A for the PRO version.

Efficiency INGECON® SUN 100TL $V_{dc} = 570$ V



ANEXO B – Datasheet do módulo utilizado

ENGINEERING DRAWING (mm)



ELECTRICAL DATA | STC*

CS3U	345P	350P	355P	360P
Nominal Max. Power (Pmax)	345 W	350 W	355 W	360 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	39.0 V	39.2 V	39.4 V	39.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.86 A	8.94 A	9.02 A	9.10 A
Open Circuit Voltage (Voc)	46.4 V	46.6 V	46.8 V	47.0 V
Short Circuit Current (Isc)	9.43 A	9.51 A	9.59 A	9.67 A
Module Efficiency	17.39%	17.64%	17.89%	18.15%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC / UL) or 1500 V (IEC / UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	30 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

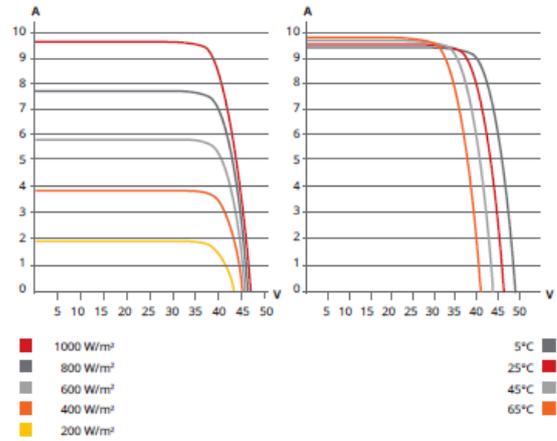
* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3U	345P	350P	355P	360P
Nominal Max. Power (Pmax)	255 W	259 W	263 W	266 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	35.6 V	35.8 V	36.0 V	36.1 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.17 A	7.24 A	7.29 A	7.37 A
Open Circuit Voltage (Voc)	43.3 V	43.5 V	43.7 V	43.9 V
Short Circuit Current (Isc)	7.61 A	7.68 A	7.74 A	7.80 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

CS3U-355P / I-V CURVES



MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 156.75 × 78.38 mm
Cell Arrangement	144 [2 × (12 × 6)]
Dimensions	2000 × 992 × 40 mm (78.7 × 39.1 × 1.57 in)
Weight	22.6 kg (49.8 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4.0 mm ² & 12 AWG
Cable Length	1670 mm (65.7 in)
Connector	T4 (IEC / UL)
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.38 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	43±2 °C

PARTNER SECTION