



**UFPE**

UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO  
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS  
DEPARTAMENTO DE ENERGIA NUCLEAR  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA

JÚLIA MORAES DA COSTA

**AVALIAÇÃO DE ESTRATÉGIAS PARA COMERCIALIZAÇÃO DA PRODUÇÃO DE  
SISTEMAS DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA**

**Recife  
2023**

JÚLIA MORAES DA COSTA

**AVALIAÇÃO DE ESTRATÉGIAS PARA COMERCIALIZAÇÃO DA PRODUÇÃO DE  
SISTEMAS DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia de Energia da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador (a): Profa. Dra. Olga de Castro Vilela

Orientador (a): Prof. Dr. José Filho da Costa Castro

Recife  
2023

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Costa, Júlia Moraes da.

Avaliação de estratégias para comercialização da produção de sistemas de geração solar fotovoltaica / Júlia Moraes da Costa. - Recife, 2023.

45 p. : il., tab.

Orientador(a): Olga de Castro Vilela

Orientador(a): José Filho da Costa Castro

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia de Energia - Bacharelado, 2023.

1. Usina Solar Fotovoltaica. 2. Geração Centralizada. 3. Setor Elétrico Brasileiro. 4. Comercialização de Energia. 5. Energia Renovável. I. Vilela, Olga de Castro. (Orientação). II. Castro, José Filho da Costa. (Orientação). III. Título.

620 CDD (22.ed.)

---

Universidade Federal de Pernambuco  
Centro de Tecnologia e Geociências  
Departamento de Energia Nuclear



---

<p>Curso de Graduação: Engenharia de Energia</p>	<p>Disciplina: EN248 Projeto de Graduação (TCC) Responsável pela Disciplina: Prof. Alexandre Costa Período: 2023.1 Local e Data: Recife, 13 de setembro de 2023</p>
--	---

Monografia

---

**Título: Avaliação de estratégias para comercialização da produção de sistemas de geração solar fotovoltaica**

---

**Aluno: JÚLIA MORAES DA COSTA; Matrícula: 115.270.254-89**

---

**Orientador: OLGA DE CASTRO VILELA, DEPARTAMENTO DE ENERGIA NUCLEAR - DEN, CTG, UFPE**

---

**Orientador: JOSÉ FILHO DA COSTA CASTRO, DEPARTAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA - DEE, CTG, UFPE**

## **Resumo**

Em função do elevado potencial para exploração da energia solar fotovoltaica encontrado no território brasileiro, na última década houve um crescimento significativo da participação das usinas solares centralizadas na Matriz Elétrica do Brasil. O fenômeno da disseminação desta fonte renovável também foi observado em diversos outros países. Este movimento do setor elétrico foi possível também por conta dos incentivos e benefícios concedidos à fonte solar a partir da década de 90. Diante do contexto de uma possível interrupção de subsídios iminente, os valores praticados atualmente por este mercado podem vir a não apresentar mais viabilidade financeira. Sendo assim, faz-se necessária uma análise dos projetos de usinas solares com vistas a entender como a fonte solar pode continuar ocupando um espaço crescente na matriz eletroenergética do país, garantindo retorno financeiro aos seus investidores por meio da adoção das estratégias adequadas para comercialização da eletricidade gerada. Com esta finalidade, este trabalho apresenta uma comparação dos indicadores de retorno financeiro obtidos com a comercialização da energia gerada por uma usina solar fotovoltaica (UFV) centralizada levando em consideração valores reais praticados pelo mercado no primeiro semestre de 2023, considerando o enquadramento do projeto no contexto do ACL (Ambiente de Contratação Livre) e do ACR (Ambiente de Contratação Regulada).

Palavras-chave: Usina Solar Fotovoltaica; Geração Centralizada; Setor Elétrico Brasileiro; Comercialização de Energia; Energia Renovável.

## Índice

1. Introdução.....	5
1.1 Objetivos Gerais .....	6
1.2 Objetivos Específicos .....	6
1.3 Estrutura do Trabalho.....	7
2. Conceitos Preliminares .....	8
2.1 Setor Elétrico Brasileiro.....	8
2.2 Geração Solar Centralizada.....	9
2.3 Mecanismos de venda de Energia Elétrica.....	9
2.3.1 ACR: Leilões de Energia.....	10
2.3.2 ACL: PPA e PLD .....	11
2.4 Análise Financeira – Definições.....	14
2.4.1 CAPEX e OPEX de usinas solares.....	14
2.4.2 Ajuste inflacionário – IPCA.....	16
2.4.3 TMA, TIR, VPL e <i>Payback</i> .....	17
3. Revisão Bibliográfica e Enunciado do Problema .....	19
3.1 Tendência dos valores do mercado de energia solar.....	19
3.2 Incentivos concedidos ao mercado da energia solar.....	20
3.3 Energia solar no âmbito da abertura do mercado de energia elétrica brasileiro.....	24
4. Metodologia.....	26
4.1 Produção Anual de Energia .....	26
4.2 Cálculo do EBITDA .....	28
4.3 Fluxo de Caixa e Retorno Financeiro.....	28
4.4 Definição do Preço de Venda da Energia .....	29
5. Estudo de Caso.....	30
5.1 Usina Solar de Geração Centralizada no estado do Ceará.....	30
5.2 Cálculo do CAPEX e OPEX .....	30
5.3 Cálculo do Preço de Venda de Energia – Preço Base.....	32
5.4 Estratégias de Comercialização da Energia Gerada.....	35
5.4.1 ACR.....	35
5.4.2 ACL.....	36

6. Conclusões e Perspectivas .....	38
6.1 Propostas de Trabalhos Futuros .....	39
Agradecimentos.....	40
Referências .....	41

## 1. Introdução

A Matriz Elétrica Brasileira é predominantemente renovável com elevada participação das fontes hídricas (EPE, 2023), mas frente ao esgotamento dos locais propícios à instalação de novas grandes hidrelétricas e ao alto potencial de irradiação solar do território brasileiro, a partir da década de 90, iniciou-se um movimento de incentivo à inserção de outras fontes renováveis para abastecimento da demanda energética nacional (TOLMASQUIM, 2016).

Foi sob estas condições que o mercado da energia solar fotovoltaica iniciou sua expansão no Brasil, apresentando resultados expressivos principalmente na última década, em concordância com uma tendência mundial do aumento da participação das Usinas Fotovoltaicas na produção de energia renovável mundial, conforme mostrado na Figura 1.

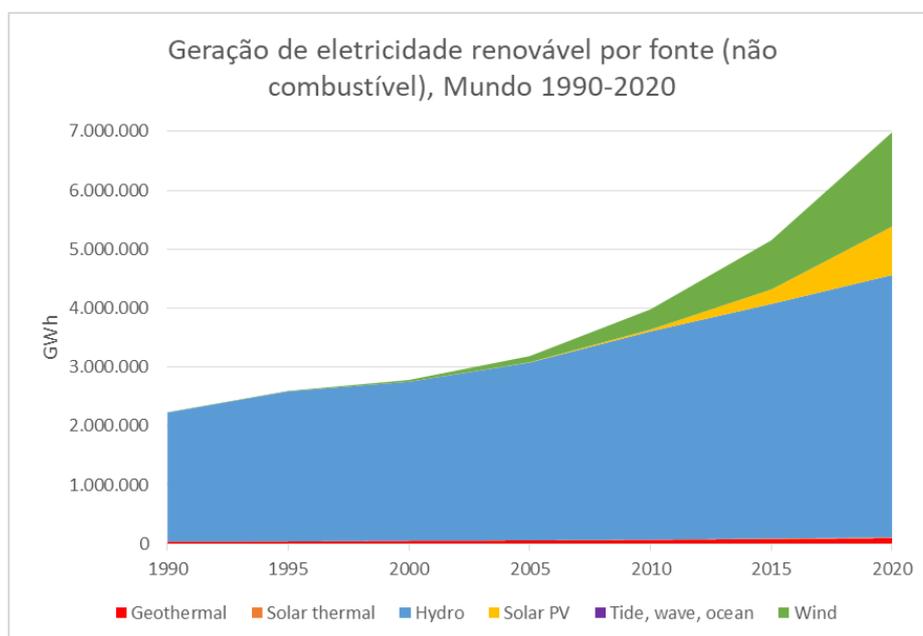


Figura 1: Geração Mundial de Energia Renovável por fonte. (Fonte: IEA, 2022)

No Brasil, apenas entre os anos de 2021 e 2022 a Oferta Interna de Energia proveniente de fonte solar aumentou em 51,5% (EPE, 2023), o que mostra uma grande movimentação do mercado para realizar projetos de usinas solares centralizadas, ou seja, aquelas que se conectam diretamente ao Sistema Integrado Nacional – SIN na Rede Básica de transmissão. Indicadores como este evidenciam o êxito obtido nas ações de incentivo ao aumento da participação da fonte solar na matriz elétrica brasileira. Neste contexto, alguns dos benefícios outrora concedidos estão sendo revisados e até mesmo revogados, visto que geram encargos aos consumidores da população brasileira.

Apesar do desenvolvimento do setor da energia solar no âmbito da realização de projetos em território brasileiro, a indústria nacional de equipamentos para abastecimento destes parques

não acompanhou o mercado com a mesma velocidade. Tem sido observado que grande parte da tecnologia necessária nestes empreendimentos vem de outros países (importação tecnológica), o que acaba sendo uma fragilidade ao processo de viabilização das usinas, visto que as transações estão sujeitas ao câmbio, às dinâmicas do mercado internacional e à cobrança de impostos específicos. Podendo ocorrer, por exemplo, dos valores negociados serem maiores que o previsto devido ao aumento da cotação do dólar, ou da priorização de outros mercados internacionais por parte das fábricas, majoritariamente chinesas.

Outro desafio enfrentado pela geração solar centralizada acontece no momento da comercialização da eletricidade gerada, que, no Brasil, pode ocorrer no ambiente de comercialização Regulado (via ACR – Ambiente de Contratação Regulado) ou Livre (no ACL – Ambiente de Contratação Livre). Na maioria dos casos é preferível que haja um contrato firmado em algum destes ambientes antes mesmo do início das obras de instalação da usina, de forma a garantir a previsibilidade da remuneração necessária à sustentabilidade financeira do empreendimento.

Sendo assim, as constantes mudanças na legislação pertinente ao setor, a dependência da indústria internacional e os desafios enfrentados no momento da comercialização da eletricidade gerada por esses projetos representam desafios aos empreendedores que desejam atuar neste ramo, sendo necessária uma análise minuciosa da viabilidade financeira deste tipo de projeto nas condições encontradas atualmente.

### **1.1 Objetivos Gerais**

Este trabalho objetiva analisar a viabilidade econômica de uma usina fotovoltaica centralizada através de um estudo de caso, considerando os valores de referência praticados no mercado atualmente para equipamentos e serviços necessários à instalação do empreendimento, considerando também os incentivos vigentes para este tipo de projeto.

### **1.2 Objetivos Específicos**

Os objetivos específicos do estudo incluem avaliar os indicadores de retorno financeiro do investimento aportado em uma usina solar e, por meio de uma análise comparativa, identificar em qual modalidade de comercialização é possível obter as melhores condições na venda da energia elétrica gerada. Para isso, algumas etapas serão executadas:

- a) Apresentar o Setor Elétrico Brasileiro e a participação da Geração Solar Centralizada;
- b) Descrever os mecanismos de comercialização da energia elétrica;
- c) Analisar o cenário atual de preços e incentivos pertinentes à energia solar;
- d) Realizar o estudo de caso de retorno financeiro de uma Usina Fotovoltaica Centralizada;

e) Indicar em qual cenário de comercialização o projeto se apresenta mais viável financeiramente.

### **1.3 Estrutura do Trabalho**

Para atingir os objetivos propostos, inicialmente serão apresentados os conceitos preliminares pertinentes à discussão já introduzida, descrevendo os aspectos do setor elétrico brasileiro que interferem na comercialização da energia gerada por usinas solares centralizadas. Logo após será exposto um breve cenário do comportamento dos preços, considerando o mercado internacional, e benefícios concedidos pelo governo brasileiro que interferem na dinâmica financeira deste tipo de projeto.

Por fim, a metodologia utilizada para determinar o preço mínimo de comercialização da energia gerada pelo parque, considerando os valores de CAPEX, OPEX e os incentivos adquiridos pelo projeto, chegando ao retorno financeiro de um empreendimento é demonstrada em um estudo de caso para apreciação dos resultados obtidos.

## 2. Conceitos Preliminares

Neste capítulo, o cenário atual do setor elétrico brasileiro, bem como os mecanismos de comercialização de energia e os conceitos do mercado financeiro utilizados neste trabalho serão apresentados visando a fundamentação teórica necessária ao entendimento das discussões apresentadas nas seções posteriores.

### 2.1 Setor Elétrico Brasileiro

O Setor Elétrico no Brasil pode ser dividido em duas esferas principais, a da energia física e a da energia contratual. Na esfera da energia física está ocorrendo a geração e o consumo de eletricidade simultaneamente, através do Sistema Interligado Nacional – SIN, mostrado na Figura 2, que é operado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, e tem sua capacidade instalada composta, principalmente, por usinas hidrelétricas, mas com uma participação crescente de usinas eólicas e solares (ONS, 2023a).

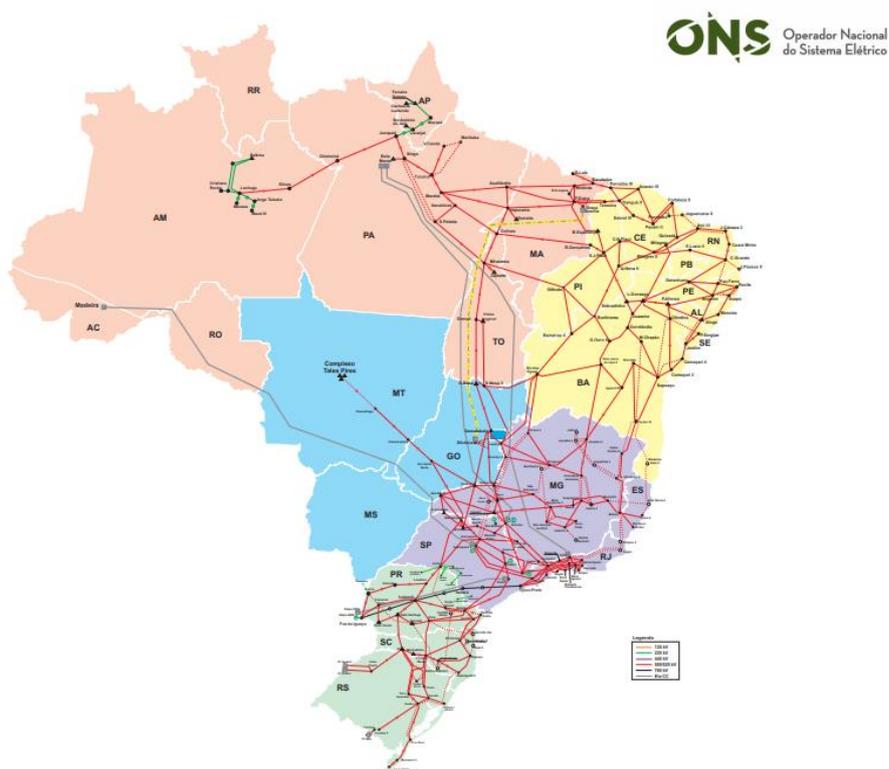


Figura 2: Mapa do Sistema de Transmissão - Horizonte 2027. ( Fonte: ONS, 2023b)

O ONS atua na ampliação e reforços da rede, integração de novas instalações, planejamento e programação da operação eletroenergética, operação do sistema, avaliação da operação e administração da transmissão (ONS, 2023c).

Na esfera contábil contratos são firmados através dos Leilões de Energia e Transmissão subsidiados pelos estudos de expansão da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, relativos ao Ambiente de Contratação Regulado – ACR, e que, assim como os contratos firmados no Ambiente de Contratação Livre – ACL são registrados na Câmara Comercializadora de Energia Elétrica – CCEE, responsável por intermediar todas as transações energéticas e financeiras que ocorrem no SIN. Na prática, esses contratos representam as formalizações comerciais da operação física, que ocorre em tempo real e ininterruptamente.

## **2.2 Geração Solar Centralizada**

Uma usina solar no Brasil é considerada de geração centralizada quando sua potência instalada é superior à 3 MW, ou seja, aquelas que não são definidas pelo Marco Legal da Geração Distribuída, instituído pela Lei 14.300 de 06 de janeiro de 2022 (BRASIL, 2022a).

Segundo dados da ABSOLAR, em agosto de 2023 a geração solar fotovoltaica já representava 15% da Matriz Elétrica Brasileira (ABSOLAR, 2023) e entre 2021 e 2022 a Oferta Interna de Energia proveniente de fonte solar aumentou em 51,5% (EPE, 2023), mostrando que o Brasil está investido fortemente nesta fonte de energia renovável, que não emite gases poluentes durante sua operação.

Este crescimento é resultado principalmente dos incentivos dados aos empreendimentos de fonte solar concedidos pelo governo brasileiro a partir de 2012, com a resolução 482 da ANEEL e na sequência com a realização de Leilões de Energia de Reserva de fonte solar fotovoltaica, visando a inserção da fonte solar na matriz elétrica nacional (ROSA; GASPARIN, 2016).

Atualmente os desafios para o desenvolvimento de projetos de usinas fotovoltaicas são inúmeros, mas as estratégias para vencê-los vêm se aprimorando com o passar dos anos e a dedicação dos profissionais da área, de forma de que, a cada ano, mais e mais usinas solares de grande porte saem do papel.

## **2.3 Mecanismos de venda de Energia Elétrica**

Com a finalização da obra de uma usina solar de geração centralizada e após os devidos testes elétricos, a UFV estará pronta para se conectar ao SIN, desde que todas as autorizações regulatórias e ambientais estejam em conformidade com a legislação vigente.

A partir deste momento, na esfera física, a energia elétrica gerada pela usina estará abastecendo os consumidores brasileiros, já na esfera contratual é necessário que a remuneração pela eletricidade esteja firmada através dos Leilões de Energia, que ocorrem no âmbito do ACR, ou contratos de Power Purchase Agreement – PPA, como são chamados os contratos firmados para

fornecimento de energia num período longo de tempo, que pode variar entre 10 e 25 anos, em média.

Do ponto de vista do gerador, o valor de venda estabelecido em ambos os casos deve garantir o retorno financeiro do projeto, e ainda, ser competitivo de forma que seja possível vencer um leilão ou firmar um PPA. Como parte da estratégia para viabilizar projetos de usinas centralizadas, por se tratarem de grandes potências, pode ser difícil negociar todo o montante gerado em um só contrato, por isso, muitas vezes os geradores asseguram a venda da energia da usina solar mesclando as modalidades apresentadas.

Caso nenhuma dessas opções esteja assegurada, podemos dizer que a usina está descontratada, ou seja, a remuneração da eletricidade gerada será valorada pelo Preço de Liquidação das Diferenças – PLD no ACL.

### **2.3.1 ACR: Leilões de Energia**

Os leilões de energia realizados pela EPE são a principal forma de comercializar energia no ACR e acontecem a cada ano dependendo da necessidade do país, que é sinalizada nos estudos para expansão da geração elaborados pelo órgão antes de cada leilão. Este mecanismo foi criado há quase 20 anos, pela Lei Nº 10.848, de 15 de março de 2004, que estabeleceu como deve ocorrer a comercialização da energia elétrica no Brasil (BRASIL, 2004).

O Leilão de Energia de Reserva – LER 2014 foi o primeiro da história brasileira a negociar energia solar de forma separada, ou seja, sem competir com outras fontes. Foram cadastrados 31 projetos solares, sendo 889,6 MW vendidos com preço médio de R\$ 215,12 por MWh (EPE, 2014).

O movimento de incentivo ao crescimento da participação da energia solar na matriz elétrica brasileira continuou no 1º LER 2015, onde foram cadastrados 382 projetos de energia fotovoltaica (EPE, 2015), ou seja, um crescimento de mais de 12 vezes com relação ao leilão anterior. O sucesso da iniciativa foi remetido à alta irradiação encontrada no Brasil, possibilitando um preço competitivo e beneficiando os consumidores brasileiros.

A partir daí a participação da energia solar nos leilões realizados pela EPE tornou-se constante, sendo igualmente expressivo no último leilão realizado até o momento, o Leilão de Energia Nova – LEN A5 2022, onde foram negociados 200 MW, o que representa 36% de toda a potência contratada. O valor médio da energia solar ficou em R\$ 171,51 por MWh (EPE, 2022), de forma que podemos perceber uma queda de 20% no custo da energia solar, se comparado com o primeiro leilão realizado nestas condições, aumentando a competitividade da fonte e diminuindo os custos da eletricidade para a população.

### 2.3.2 ACL: PPA e PLD

Para os consumidores que pertencem ao mercado livre de energia existe a possibilidade de assinar um contrato do tipo Power Purchase Agreement – PPA com um desenvolvedor ou proprietário de uma usina solar. Este contrato deve ser firmado e registrado na CCEE para abatimento do consumo do cliente em questão e remuneração do gerador.

O PPA é um acordo financeiro de venda de energia gerada por uma fonte renovável, chamada de incentivada, ou convencional a uma taxa fixa, que normalmente é inferior à tarifa cobrada no ACR, para que o negócio seja vantajoso ao consumidor. Além disso, os prazos de contratação em geral variam entre 10 e 25 anos, e o valor da venda é ajustado a cada ano segundo à inflação (SEIA, 2023).

O baixo custo de capital inicial, o valor reduzido da energia elétrica e o risco limitado são alguns dos benefícios que os clientes encontram neste tipo de contrato, visto que os valores são acordados previamente e toda a operação e manutenção da usina ficam a cargo do gerador (SEIA, 2023). Os valores praticados nos PPAs são de responsabilidade dos geradores e consumidores, sendo estabelecidos por meio de negociações privadas entre os interessados.

De acordo com o Dcide, a energia solar incentivada está sendo comercializada no Brasil ao custo de R\$ 128,18 por MWh, para contratos de longo prazo, entre 2024 e 2027. A tendência dos preços nessa modalidade é de diminuição dos valores negociados e já acumula uma queda de 33,72% no último ano, conforme é possível observar na Figura 3 (DCIDE, 2023).

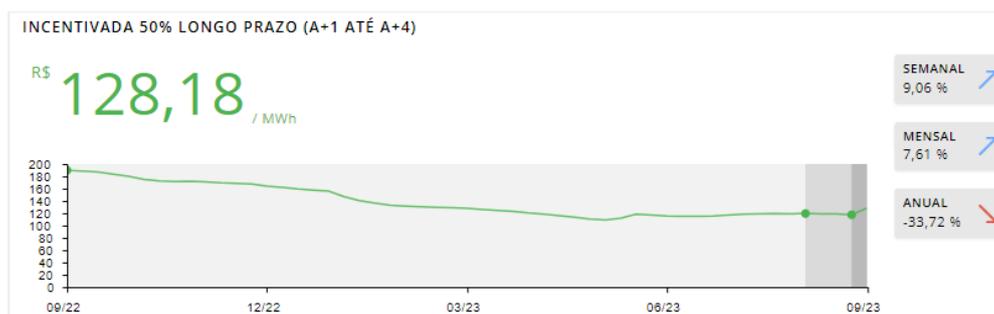


Figura 3: Valor dos PPAs de Energia Incentivada no último ano. (Fonte: DCIDE, 2023)

Uma outra forma de venda de energia no ACL se dá através do PLD e ocorre no caso de usinas descontratadas, ou seja, aquelas que não venceram leilões e não têm PPAs firmados com relação à sua geração total ou parcial.

O Preço de Liquidação das Diferenças – PLD é o resultado de um cálculo realizado pela CCEE que determina os valores de toda a energia elétrica que foi produzida, mas não foi contratada

pelos agentes do mercado, ou seja, valora a diferença entre o recurso e o requisito. Como a maior parte da energia brasileira é gerada por usinas hidrelétricas, o cálculo deve levar em consideração o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, e da economia que essa reserva proporcionará em combustíveis das usinas termelétricas (CCEE, 2023).

O PLD é calculado pela CCEE diariamente para cada hora do dia seguinte, considerando a aplicação dos limites máximos e mínimos vigentes, que constam na Tabela 1, para cada período e cada submercado através de modelos computacionais como o *Newave*, o *Decomp* e o *Dessem*, com base no Custo Marginal de Operação – CMO (CCEE, 2023).

Tabela 1: PLD mínimo e máximo. (Fonte: CCEE, 2023)

	PLD mínimo (R\$/MWh)	PLD máximo horário (R\$/MWh)	PLD máximo estrutural (R\$/MWh)
2017	33,68	-	533,82
2018	40,16	-	505,18
2019	42,35	-	513,89
2020	39,68	1.148,36	559,75
2021	49,77	1.197,87	583,88
2022	55,70	1.326,50	646,58
2023	69,04	1.404,77	684,73

Os submercados são as divisões do SIN que fazem a transmissão e a distribuição de energia elétrica do Brasil e foram definidos levando em consideração as restrições físicas existentes no Sistema de Transmissão do SIN, não seguindo necessariamente a divisão geográfica do Brasil (MERCADO LIVRE DE ENERGIA, 2023), conforme mostrado na Figura 4. As usinas descontratadas serão remuneradas pelo preço do PLD do seu submercado, ou seja, do submercado onde acontece a sua conexão com o SIN. Os valores médios mensais em R\$/MWh dos últimos 10 anos do PLD para cada submercado estão apresentados na Figura 5.



Figura 4: Divisão dos Submercados do Sistema Elétrico. (Fonte: MERCADO LIVRE DE ENERGIA, 2023)

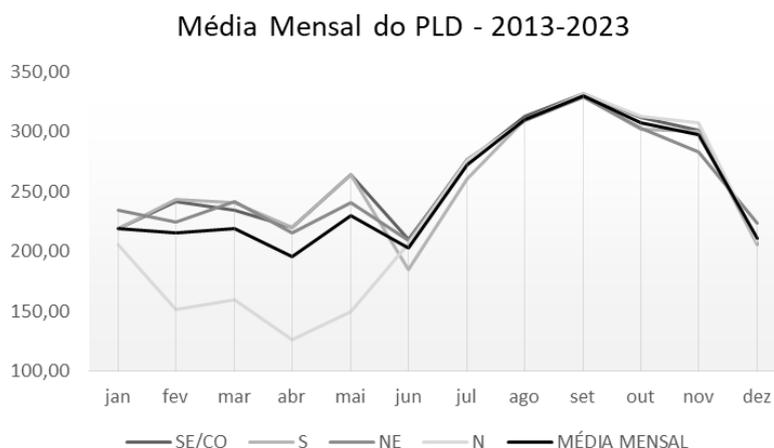


Figura 5: PLD em R\$/MWh - últimos 10 anos. (Fonte: CCEE, 2023)

Nos últimos 2 anos o PLD tem se mantido no valor mínimo grande parte do tempo e o “*spread*”, ou seja, a diferença de preços entre os submercados, está em zero, como podemos observar na Tabela 2. Esse cenário está acontecendo principalmente em decorrência da recuperação dos reservatórios das hidrelétricas e da abundante oferta de energia de fontes não despacháveis, como eólica e solar, causando dificuldade para geradores que se encontram parcial ou totalmente descontratados devido aos baixos preços.

Tabela 2: Valores do PLD 2022 e 2023. (Fonte: CCEE, 2023)

PLD Mensal	SE/CO	S	NE	N
jan/22	62,91	62,92	57,22	55,71
fev/22	<b>55,70</b>	<b>55,70</b>	<b>55,70</b>	<b>55,70</b>
mar/22	<b>55,70</b>	<b>55,70</b>	<b>55,70</b>	<b>55,70</b>
abr/22	<b>55,70</b>	<b>55,70</b>	<b>55,70</b>	<b>55,70</b>
mai/22	<b>55,70</b>	<b>55,70</b>	<b>55,70</b>	<b>55,70</b>
jun/22	55,71	55,71	55,71	55,71
jul/22	66,32	66,32	66,30	66,32
ago/22	76,90	76,90	76,90	76,90
set/22	56,08	56,08	56,08	56,08
out/22	<b>55,70</b>	<b>55,70</b>	<b>55,70</b>	<b>55,70</b>
nov/22	<b>55,70</b>	<b>55,70</b>	<b>55,70</b>	<b>55,70</b>
dez/22	<b>55,70</b>	<b>55,70</b>	<b>55,70</b>	<b>55,70</b>
jan/23	<b>69,04</b>	<b>69,04</b>	<b>69,04</b>	<b>69,04</b>
fev/23	<b>69,04</b>	<b>69,04</b>	<b>69,04</b>	<b>69,04</b>
mar/23	<b>69,04</b>	<b>69,04</b>	<b>69,04</b>	<b>69,04</b>
abr/23	<b>69,04</b>	<b>69,04</b>	<b>69,04</b>	<b>69,04</b>
mai/23	<b>69,04</b>	<b>69,04</b>	<b>69,04</b>	<b>69,04</b>
jun/23	<b>69,04</b>	<b>69,04</b>	<b>69,04</b>	<b>69,04</b>

## 2.4 Análise Financeira – Definições

Este trabalho conta com o estudo de caso de uma usina solar onde será calculado o preço de venda da energia gerada a partir do CAPEX, sigla em inglês que significa *CAPital EXpenditure*, ou seja, Despesas de Capital ou Investimento em Bens de Capitais, e do OPEX, que significa *OPerational EXpenditure*, ou seja, Despesas Operacionais (DARONCO, 2018).

Além disso, a variação do preço devido à inflação ao longo da vida útil do projeto será considerada, a partir do Índice de Preços no Consumidor Amplo – IPCA, e finalmente, o retorno e consequente viabilidade financeira do projeto será avaliado através o Valor Presente Líquido – VPL, da Taxa Interna de Retorno – TIR e do *Payback*. Esses conceitos e sua importância serão detalhados nas próximas seções.

### 2.4.1 CAPEX e OPEX de usinas solares

Na contabilidade, uma despesa faz parte do CAPEX, ou seja, é considerada um gasto de capital quando o ativo começa a apresentar as suas despesas com depreciação e amortização, pois toda empresa deve descontar os seus custos fixos com depreciação e amortização durante a vida útil do ativo (DARONCO, 2018).

No caso de usinas solares, os gastos que fazem parte do CAPEX estão relacionados na Figura 6 e representam todos aqueles relacionados à aquisição dos equipamentos que irão compor o empreendimento, como os módulos fotovoltaicos, os inversores de corrente, os cabos de baixa tensão e os rastreadores, ou *trackers*; este grupo é comumente chamado de UFV, remetendo à sigla utilizada para Usina Fotovoltaica. Além disso, toda a infraestrutura responsável pela conexão do projeto com o SIN, como a subestação elevadora de tensão, os cabos de alta tensão da linha de transmissão e o *bay* de conexão na subestação do SIN; este grupo é comumente chamado de HV, remetendo à sigla utilizada para *High Voltage*, do inglês, alta tensão.

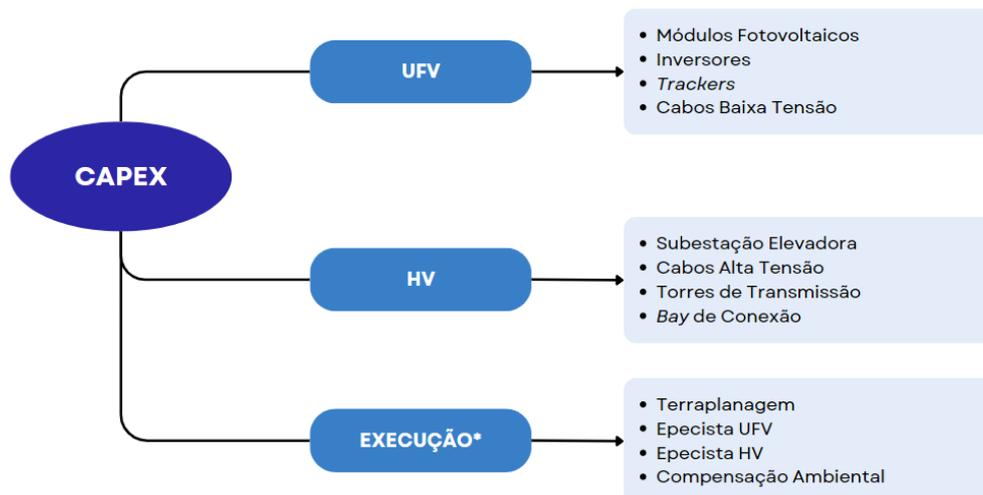


Figura 6: Descrição do CAPEX de Usinas Solares. (Fonte: Própria)

Apesar de não se enquadrarem na definição literal de CAPEX, algumas outras despesas relacionadas à instalação do projeto entram na composição deste montante, como o custo da construção em si, representado neste caso, por empreiteiras e empresas especializadas na montagem de parques solares e linhas de transmissão. Isso acontece porque nos modelos de negócio atuais as empresas do setor elétrico apresentam um alto grau de especialização, e raramente a empresa que desenvolve e detém o projeto da usina solar é a mesma que executa as obras. Sendo assim, os valores relacionados a estes serviços são incorporados ao CAPEX a fim de facilitar a mensuração do montante necessário para tornar o projeto da usina solar uma realidade.

Ao contrário do CAPEX, o OPEX está focado nas despesas operacionais, ou seja, os gastos das atividades rotineiras da empresa, como despesas tributárias, com funcionários, contas, manutenção de equipamentos e outros (DARONCO, 2018). As despesas operacionais de uma usina solar de geração centralizada giram em torno dos seguintes fatores:

- Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST: é determinada pelo ponto de conexão da usina no SIN através do Programa NODAL, disponibilizado pela ANEEL (ONS, 2022), e tem seu pagamento fixado através do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST entre o gerador e o ONS (ONS, 2023d);
- Custo de Operação e Manutenção – O&M da usina;
- Arrendamento do terreno: refere-se ao custo do “aluguel” do terreno onde a usina está instalada, pois geralmente o local pertence a um terceiro, sendo necessário a celebração de um contrato de arrendamento com a determinação da remuneração devida, que gira em torno de 1 a 2% da Receita Operacional Líquida – RLO da usina;

- *Asset Management*: representa a gestão de ativos da usina, um serviço oferecido por instituições financeiras especializadas em gerir o patrimônio de outras instituições (REIS, 2022); e
- Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE: encargo instituído pela Lei Nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, é cobrada pela ANEEL e tem como fator gerador o exercício regular do poder de polícia deste Órgão Regulador (ANEEL, 2013).

Segundo o Parâmetro de Custos – Geração e Transmissão que faz parte dos Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2023, elaborado pela EPE (2021), a faixa de CAPEX para usinas fotovoltaicas centralizadas é de 3.000 a 5.000 R\$/kW. Além disso, também são disponibilizados valores de referência para o O&M, que seria de 50.000 R\$/MW/ano, e para os encargos/impostos, que ficam em cerca de 150 R\$/kW/ano, considerando o regime tributário de Lucro Real conforme detalhado no gráfico da Figura 7.

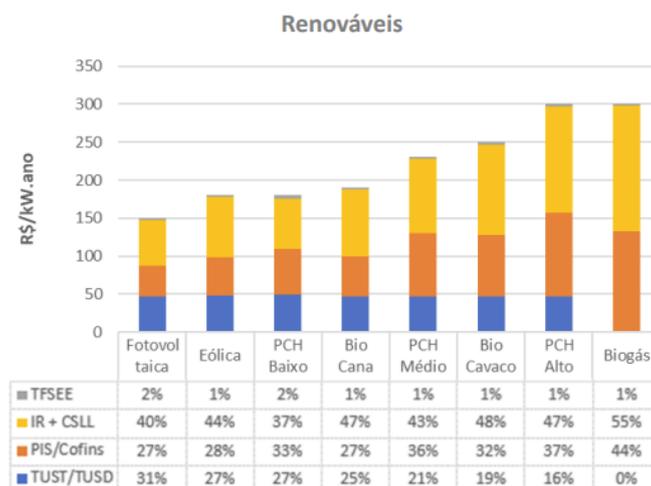


Figura 7: Estratificação dos Encargos e Tributos das Fontes Renováveis. (Fonte: EPE, 2021a)

#### 2.4.2 Ajuste inflacionário – IPCA

O IPCA é o Índice de Preços ao Consumidor Amplo e representa o indicador de referência para o sistema de metas da inflação brasileira, criado em 1999. Com relação aos investimentos financeiros, ele influencia na determinação da Rentabilidade Real, que na prática significa o quanto o investidor ganha de fato com uma aplicação, por ser obtida calculando-se a rentabilidade do investimento descontada a inflação (INFOMONEY, 2022).

Segundo o IBGE (2023), nos últimos 10 anos o IPCA foi, em média, de 6%, conforme podemos ver na Tabela 3, para os cálculos realizados neste trabalho o IPCA considerado foi de 5%, visando um cenário mais otimista para a economia do país.

Tabela 3: IPCA 2013 a 2022. (IBGE, 2023)

Ano	IPCA Acumulado
2013	5,91%
2014	6,41%
2015	10,67%
2016	6,29%
2017	2,95%
2018	3,75%
2019	4,31%
2020	4,52%
2021	10,06%
2022	5,79%
<b>Média</b>	<b>6,07%</b>

### 2.4.3 TMA, TIR, VPL e Payback

Por fim, temos os indicadores de rentabilidade do investimento que serão utilizados neste trabalho para determinar se a usina solar é um empreendimento viável financeiramente, principalmente dependendo do preço de venda da energia, do CAPEX e do OPEX.

A Taxa Interna de Retorno – TIR procura avaliar qual o retorno mensal de um investimento, ou seja, qual o retorno que o capital aplicado está gerando, considerando seu fluxo de caixa negativo e positivo (WAINBERG, 2018). Para entender se a TIR representa um valor atrativo ao investidor é necessário conhecer a Taxa Mínima de Atratividade – TMA praticada por ele. Este valor é subjetivo e depende do ramo econômico do investimento, bem como do perfil do investidor em questão.

Como mencionado na seção anterior, o IPCA influencia diretamente na Rentabilidade Real dos investimentos, sendo assim, podemos dizer que a TMA é a Rentabilidade Real mínima que um determinado investidor aceitaria receber para aportar capital em um empreendimento.

Neste trabalho, estaremos utilizando a TIR para expressar a rentabilidade, então podemos dizer que a TIR deve ser, no mínimo, o IPCA mais a TMA, conforme o esquema da Figura 8. Por exemplo, se um investidor considera uma TMA de 10% para investir em uma usina solar e o IPCA médio do período é de 5%, a TIR deve ser de, no mínimo, 15% para que ele possa demonstrar interesse em realizar o negócio.

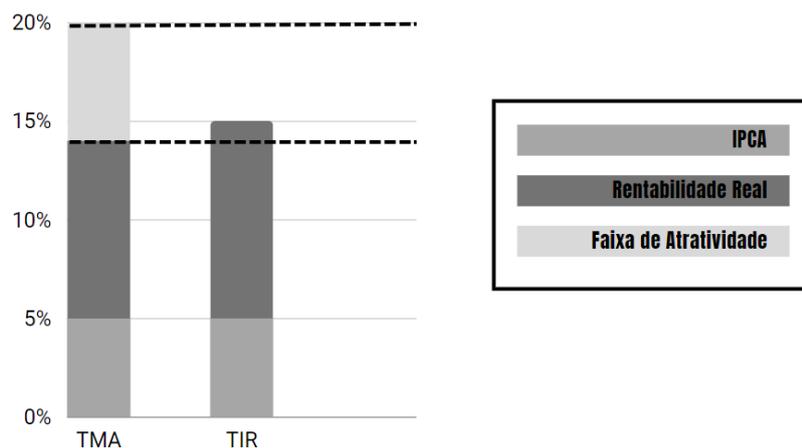


Figura 8: Esquemático da TIR. (Fonte: Própria)

Para uma usina solar de geração centralizada, a faixa da TMA está entre 9% e 15%, ou seja, considerando a inflação, a TIR do projeto deve estar entre 14% e 20%, no total.

O Valor Presente Líquido – VPL é um método que consiste em trazer para a data zero todos os fluxos de caixa de um projeto e somá-los ao valor do investimento inicial, usando como taxa de desconto a TMA. Para o investimento ser considerado rentável, o VPL deve apresentar o valor positivo, caso o valor encontrado seja igual a zero, a decisão de investir é neutra, e caso o VPL seja negativo, o projeto é inviável (CAMARGO, 2017).

Finalmente, temos o *Payback*, que é uma das técnicas mais comuns para avaliar o retorno de um determinado investimento. Trata-se da mensuração do tempo que um projeto retorna ao investidor o recurso inicialmente aportado (WAINBERG, 2018).

### 3. Revisão Bibliográfica e Enunciado do Problema

#### 3.1 Tendência dos valores do mercado de energia solar

Um dos fatores mais importantes na viabilização de usinas solares é o custo dos equipamentos que irão compor o valor do CAPEX. Sendo assim, os desenvolvedores buscam sempre realizar boas negociações, contatando diretamente às fábricas dos módulos fotovoltaicos, inversores e *trackers*, que geralmente se encontram na Ásia, a fim de buscar os melhores preços.

Segundo o relatório da Clean Energy Associates (2023), os preços de painéis solares chineses deverão cair mais do que 15% até o início de 2024, devido à queda nos custos do silício policristalino, que é a principal matéria prima deste equipamento e já representa 16% do seu custo total de produção, percentual que até o fim de 2022 era de 22%, conforme é observado na Figura 9.

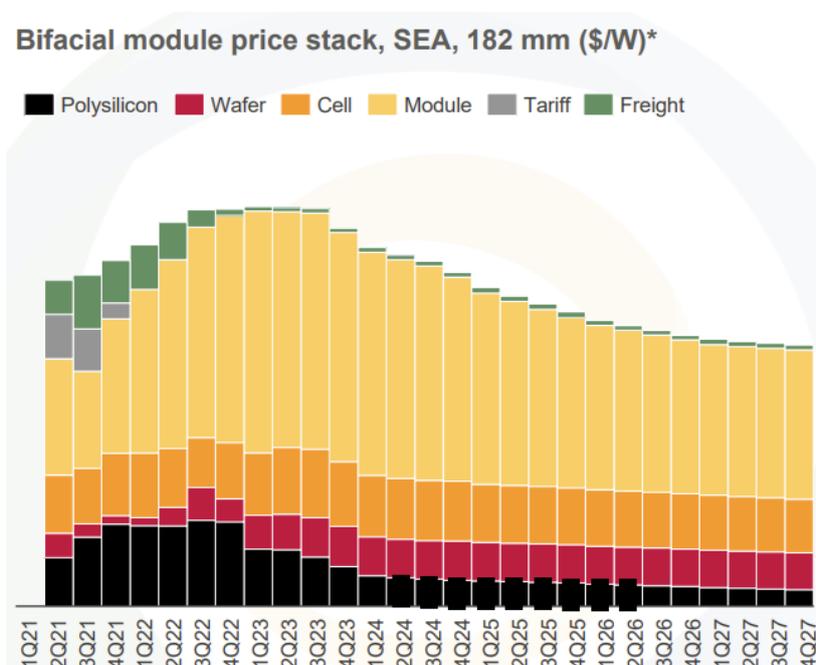


Figura 9: Preço normalizado do módulo bifacial, 182 mm, em \$/W. (Fonte: CEA, 2023)

Outro fator que vem cooperando para a queda nos preços dos módulos fotovoltaicos é o aumento da capacidade de produção das fábricas, que poderá dobrar até 2027, fazendo com que a oferta supere a demanda em determinado momento (CEA, 2023).

A queda do custo dos equipamentos que compõem uma usina solar é uma boa notícia, mas por outro lado, o preço negociado da energia incentivada de fontes renováveis, incluindo a solar, também está caindo no Brasil, seguindo uma tendência mundial. Os países europeus vêm registrando quedas de até 9,5% no preço fechado em PPAs, como aconteceu na Holanda, dentre eles o menor valor encontrado está em Portugal, com 39,60 €/MWh. No Brasil, em junho de 2023,

o preço médio registrado na venda de energia incentivada por meio de PPAs era de 115,00 R\$/MWh, ou seja, cerca de 22 €/MWh (MOLINA, 2023).

Com uma das energias renováveis mais baratas do mundo e ainda com a possível diminuição do CAPEX dos projetos, o que pode ajudar a diminuir ainda mais o valor cobrado por MWh, o mercado brasileiro pode acabar se tornando pouco atrativo para investidores estrangeiros, que podem buscar retornos mais altos em outros mercados ao redor do globo.

### **3.2 Incentivos concedidos ao mercado da energia solar**

Desde a década de 90 uma série de medidas foram tomadas, por parte do governo brasileiro, para incentivar a disseminação das energias renováveis no país. Mas, se tratando de um mercado altamente dinamizado, as regras e condições mudam frequentemente, abalando a viabilidade financeira deste tipo de empreendimento, o que requer dos investidores uma rápida tomada de decisão e alta capacidade de adaptação. Nesta perspectiva, nos últimos anos aconteceram diversas modificações no cenário dos incentivos concedidos à energia solar centralizada, nesta seção são apresentados e comentados os incentivos mais relevantes.

Segundo a Lei Federal Nº 9.427/1996, projetos eólicos e solares fotovoltaicos podem usufruir de 50% de desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão ou Distribuição – TUST/D. Esta medida foi tomada a fim de incentivar a expansão do mercado de energias renováveis no Brasil, no entanto, com a ampla popularização destas fontes energéticas, visto que, somadas, as fontes solar e eólicas já representam cerca de 27% da Matriz Elétrica Brasileira (ABSOLAR, 2023), algumas medidas estão sendo tomadas para encerrar os incentivos dados a estas fontes.

Foi nesse cenário que ocorreu a aprovação da Lei Nº 14.120, de 01 de março de 2021, que extinguiu o desconto na TUST/D para os projetos de energia incentivada que solicitassem a outorga após o dia 01/03/2022 e iniciassem sua operação em até 48 meses a partir da outorga, prazo que foi estabelecido como uma forma de período de transição (BRASIL, 2021).

Mesmo o desconto sendo extinto igualmente para todos os projetos de energia incentivada, a fonte solar deve ser uma das mais afetadas devido ao seu baixo fator de capacidade. Sendo assim, a TUST/D pode ter um impacto de cerca de 11,41% na Receita Bruta de uma Usina Solar de Geração Centralizada, contra cerca de 5,71% no caso de uma Usina Eólica (RUIZ, 2020).

Outro incentivo que vem dando indícios de perda da concessão é o Ex-Tarifário, que basicamente consiste em um mecanismo de redução da alíquota do imposto de importação para produtos sem equivalentes de fabricação nacional, como os painéis solares e inversores. Em 24 de julho de 2023 mais de 200 Ex-Tarifários de equipamentos solares foram revogados e outros 345 equipamentos ainda estão em processo de análise e podem ser revogados ainda este ano

(HEIN, 2023). Esta medida pode ser encarada como um incentivo à indústria brasileira para o desenvolvimento destas tecnologias em nosso país.

Por outro lado, o mercado de energia solar ainda pode contar com outros incentivos tributários, como a concessão da isenção de impostos federais sobre os painéis solares, que foi concedida até dezembro de 2026. A isenção das alíquotas agora valerá sobre o Imposto de Importação – II, Imposto sobre Produtos Industrializados – IPI, PIS e COFINS, para painéis fabricados por empresas habilitadas no Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico – PADIS (MARTELLO, 2023).

Dentre os incentivos dados às Usinas Solares Centralizadas elencados por Silva (2015), alguns foram revogados, enquanto outros permanecem em vigor, conforme detalhado na Tabela 4.

Tabela 4: Resumo dos Incentivos para energia solar centralizada. (Fonte: Própria)

Incentivos e benefícios:	Descrição:	Status atual:
Programa Luz para Todos (LPT)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Democratização do acesso e uso da energia elétrica por meio da utilização de sistemas de geração de energia limpa e renovável;</li> <li>- A Resolução Normativa nº 488, de 15 de maio de 2012, da Aneel, estabelece as condições para revisão dos planos de universalização dos serviços de distribuição de energia elétrica na área rural (ANEEL, 2012);</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Renovado até 2026 através do Decreto Nº 11.628, de 04 de agosto de 2023 (BRASIL, 2023).</li> </ul>
Descontos na Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) e na Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Desconto de 80% na Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) e na Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD) para empreendimentos, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja, menor ou igual a 30.000 kW e que entrem em operação até 31 de dezembro de 2017 (BRASIL, 1996b);</li> <li>- O desconto passa a ser de 50% a partir do 11º ano de operação da usina solar e para empreendimentos que comecem a operar a partir de 1º de janeiro de 2018.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Revogado pela Lei Nº 14.120, de 01 de março de 2021 (BRASIL, 2021), para projetos que solicitarem outorga até 01/03/2022.</li> </ul>
Venda Direta a Consumidores	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Permissão para que geradores de energia de fonte solar, e de outras fontes alternativas, com potência injetada inferior a 50.000 kW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mantido. Atualmente qualquer carga pode ser modelada como especial, sendo necessária a comunhão</li> </ul>

Incentivos e benefícios:	Descrição:	Status atual:
	<p>comercializem energia elétrica, sem intermediação das distribuidoras, com consumidores especiais, com carga entre 500 kW e 3.000 kW (BRASIL, 1996a);</p> <p>- Na aquisição da energia, os consumidores livres e especiais são beneficiados com desconto na TUSD, o que estimula a substituição, como fornecedor da energia, da distribuidora pelo gerador da fonte alternativa.</p>	<p>de cargas caso alguma delas esteja abaixo de 500 kW.</p>
<p>Convênio nº 101, de 1997, do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ, 1997)</p>	<p>- Isenta do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) as operações envolvendo vários equipamentos destinados à geração de energia elétrica por células fotovoltaicas;</p> <p>- Não abrange todos os equipamentos utilizados pela geração solar, como inversores e medidores.</p>	<p>- Renovado até 2028 para células fotovoltaicas pelo Convênio nº 94, de 2022 (CONFAZ, 2022).</p>
<p>Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI)</p>	<p>- Suspensão da Contribuição para o Programa de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/PASEP) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), no caso de venda ou de importação de máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos novos, de materiais de construção e de serviços utilizados e destinados a obras de infraestrutura, entre as quais as usinas geradoras de energia solar, destinadas ao ativo imobilizado (BRASIL, 2007b);</p> <p>- O projeto deve ser aprovado pelo Ministério de Minas e Energia (MME);</p> <p>- O benefício é válido por cinco anos, a contar da habilitação do titular do projeto.</p>	<p>- Mantido.</p>
<p>Debêntures Incentivadas</p>	<p>- Isenção de Imposto de Renda dos rendimentos de pessoa física relacionados à emissão de debêntures por sociedade de propósito específico, dos certificados de recebíveis imobiliários e de cotas de emissão de fundo de investimento em direitos creditórios, relacionados à captação de recursos com vistas a</p>	<p>- Mantido.</p>

Incentivos e benefícios:	Descrição:	Status atual:
	<p>implementar projetos de investimento na área de infraestrutura, ou de produção econômica intensiva em pesquisa, desenvolvimento e inovação, considerados como prioritários na forma regulamentada pelo Poder Executivo (BRASIL, 2011);</p> <p>- Entre os projetos mencionados, estão aqueles destinados à geração de energia elétrica por fonte solar.</p>	
<p>Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores (PADIS)</p>	<p>- Redução a zero das alíquotas de PIS/PASEP e COFINS incidentes na venda no mercado interno ou de importação de máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos, para incorporação ao ativo imobilizado da pessoa jurídica adquirente no mercado interno ou de importadora, e da contribuição de intervenção no domínio econômico incidente nas remessas destinadas ao exterior para pagamento de contratos relativos à exploração de patentes ou de uso de marcas e os de fornecimento de tecnologia e prestação de assistência técnica (BRASIL, 2007a);</p> <p>- Até mesmo o Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) e o Imposto de Renda podem ser objeto de alíquota zero;</p> <p>- Por alcançar os semicondutores e a produção de células de filme fino, a geração de energia elétrica por fonte solar é beneficiada.</p>	<p>- Renovado até 2026 através da Lei Nº 14.302, de 07 de janeiro de 2022 (BRASIL, 2022).</p>
<p>Redução de Imposto de Renda</p>	<p>- Projetos de setores prioritários implantados nas áreas de atuação da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE), da Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia (SUDAM) e da Superintendência do Desenvolvimento do Centro-Oeste (SUDECO) tem redução de imposto de renda;</p> <p>- O setor de energia é um dos setores prioritários;</p>	<p>- Mantido.</p>

Incentivos e benefícios:	Descrição:	Status atual:
	- A Sudene e a Sudam abrangem as principais regiões brasileiras em termos de radiação solar.	
Condições Diferenciadas de Financiamento		- De forma geral, ainda vigentes em diversas entidades bancárias e fundos de financiamento com condições especiais.

Mesmo com as recentes alterações na dinâmica dos incentivos concedidos ao setor de energias renováveis, o impacto dessas mudanças recai sobre cada fonte de maneira diversa. Segundo Reis (2023), diferentemente da geração eólica, por exemplo, a geração solar já é competitiva em termos de mercado, não se associando à necessidade de mecanismos de incentivos associados ao ambiente regulado.

### 3.3 Energia solar no âmbito da abertura do mercado de energia elétrica brasileiro

A abertura de mercado de energia elétrica já é considerada uma realidade em vários países ao redor do mundo, além de ser algo previsto desde a instituição do próprio mercado elétrico brasileiro, através da Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995. Esta lei cria o consumidor livre de energia e possibilita ao poder concedente a redução dos limites de carga e tensão para o exercício da opção de contratação livre do fornecimento elétrico (BRASIL, 1995). Aproximadamente 10 anos depois, através da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, o governo instituiu o novo funcionamento do setor, com a criação da CCEE, e, juntamente com o Decreto nº. 5.163, definiu e regulamentou o “novo modelo do setor elétrico”, sendo esse modelo a base para a vigente comercialização de energia elétrica no país (BRASIL, 2004).

Foi seguindo este movimento que o Ministério de Minas e Energia aprovou a Portaria 50/2022, permitindo a todos os consumidores do mercado de alta tensão saírem do mercado cativo a partir de janeiro de 2024 (MME, 2022), e a Portaria 690/2022, que estabelece as regras para abertura do mercado aos clientes conectados em baixa tensão, a partir de 2026 (BRASIL, 2022b).

Estas medidas podem beneficiar o setor de energia solar, visto que, a demanda por energia proveniente de fonte solar fotovoltaica é mais expressiva no ACL que no ACR, por se tratar de uma tecnologia que permite a geração mais descentralizada, com usinas de menor potência instalada e conseqüentemente investimentos menores que aqueles praticados para a instalação das grandes hidrelétricas que comumente abastecem o mercado regulado (REIS, 2023).

Ainda segundo Reis (2023), considerando os padrões observados atualmente para a participação de usinas solares no leilões regulados, o crescimento que vem sendo observado pela escolha de geração a partir de fonte solar no ACL, e respeitando o limite de inserção de

15% da fonte solar na matriz eletroenergética, a geração solar tende a saltar de uma potência instalada de 1 MW, observados em 2010, para 41 GW em 2040, sendo 83% desta energia destinada ao atendimento de clientes no ACL.

Frente a este cenário tão dinâmico e com tamanha possibilidade de crescimento observado no mercado da energia solar, envolvendo indústrias e investidores ao redor do mundo, regulações e incentivos governamentais e agentes de toda a sociedade, além de se tratar de uma questão de alto interesse da população por representar uma saída sustentável ao nosso desenvolvimento econômico, faz-se necessário acompanhar a viabilidade financeira de projetos de geração solar centralizada e traçar mecanismos de manutenção da sua competitividade a fim de manter o crescimento da sua participação na Matriz Energética Brasileira.

#### 4. Metodologia

Neste trabalho é desenvolvida uma análise do valor mínimo que poderá ser cobrado na venda da energia proveniente de uma usina solar fotovoltaica centralizada a partir de orçamentos para determinação dos custos para instalação, operação e manutenção da usina, garantindo uma Taxa Interna de Retorno – TIR adequada, de forma que o empreendimento ainda seja viável financeiramente. Para isto, será realizado o estudo de caso de um Complexo Solar Fotovoltaico a ser instalado no nordeste brasileiro e posterior investigação sobre a melhor estratégia de comercialização desta energia.

A determinação da TIR é baseada nas componentes do Fluxo de Caixa Operacional do projeto, que é o resultado das entradas e saídas financeiras de um negócio levando em consideração apenas as movimentações necessárias à operação daquele empreendimento (REIS, 2018), visando obter esta informação, é necessário calcular o EBITDA do inglês, *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*, que significa “Lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização” (DARONCO, 2022).

Nas próximas seções serão mostrados os métodos de cálculos adotados no estudo de caso do próximo capítulo.

##### 4.1 Produção Anual de Energia

Um dos primeiros passos para determinar o faturamento de um projeto solar é entender quanta energia elétrica a usina pode gerar, para isso, uma fonte confiável de informações é a Certificação de Dados Solarimétricos e de Produção Anual de Energia elaborada conforme as determinações da EPE para habilitação de empreendimentos para participação de Leilões do ACR.

Neste trabalho foi utilizada a disponibilidade de energia gerada, em MW-médio, definida como Garantia Física, calculada conforme a Equação (1) (EPE, 2021b). A Garantia Física do projeto alvo do estudo de caso está apresentada na Tabela 5.

$$GF = \frac{[P50_{ac} * (1 - TEIF) * (1 - IP) - \Delta P]}{8760} \quad (1)$$

Onde:

- GF = Garantia Física de Energia, em MW médios;

- P50ac = Produção média anual de energia certificada, em MWh, referente ao valor de energia anual média que é excedido com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a cinquenta por cento (50%) para um período de variabilidade futura de 20 anos e constante da Certificação da Produção de Energia;

- TEIF = Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada;

- IP = Indisponibilidade Programada;

-  $\otimes$ P = Estimativa Anual de Consumo Interno e Perdas Elétricas até o Ponto de Medição Individual do empreendimento com o Sistema Elétrico, em MWh; e

- 8760 = número de horas no ano.

Tabela 5: Garantia Física da UfV. (Fonte: Própria)

Garantia Física [MWmed]		
2024	Ano 1	64,73
2025	Ano 2	64,73
2026	Ano 3	64,63
2027	Ano 4	64,52
2028	Ano 5	64,41
2029	Ano 6	64,30
2030	Ano 7	64,19
2031	Ano 8	64,08
2032	Ano 9	63,97
2033	Ano 10	63,86
2034	Ano 11	63,74
2035	Ano 12	63,63
2036	Ano 13	63,51
2037	Ano 14	63,39
2038	Ano 15	63,27
2039	Ano 16	63,15
2040	Ano 17	63,03
2041	Ano 18	62,91
2042	Ano 19	62,79
2043	Ano 20	62,66
2044	Ano 21	62,54
2045	Ano 22	62,41
2046	Ano 23	62,29

Garantia Física [MWmed]		
2047	Ano 24	62,16
2048	Ano 25	62,04
2049	Ano 26	61,91
2050	Ano 27	61,79
2051	Ano 28	61,66
2052	Ano 29	61,54
2053	Ano 30	61,41

#### 4.2 Cálculo do EBITDA

Para obtenção do EBITDA ao longo da vida útil da usina solar, foi calculada a Receita Bruta Operacional – RBO e deduzidos os impostos devidos, que no caso são o PIS e o COFINS, chegando assim na Receita Líquida Operacional – RLO anual, conforme as Equações abaixo.

$$RBO = GF * PE_{aj} * 8760 \quad (2)$$

$$RLO = RBO - PIS - COFINS \quad (3)$$

Sendo o  $P_{50}$  a energia gerada em MWm,  $PE_{aj}$  o preço de venda da energia ajustado pelo IPCA e 8760 as horas do ano.

Como o EBITDA representa os lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização, ainda é necessário abater os custos operacionais do empreendimento, ou seja, o OPEX, conforme a Equação (4).

$$EBITDA = RLO - OPEX \quad (4)$$

#### 4.3 Fluxo de Caixa e Retorno Financeiro

A partir do EBITDA podemos montar o Fluxo de Caixa do empreendimento, que nada mais é do que o balanço de todos os investimentos (saídas) e receitas (entradas). Sendo assim, temos que:

$$FC = EBITDA - Inv. \quad (5)$$

Onde FC representa o Fluxo de Caixa e “Inv.” representa os investimentos realizados ao longo da vida da usina, a partir do “Ano 0”, ou seja, do momento em que os equipamentos serão comprados.

Para entender se o Preço de Venda da Energia viabiliza o projeto precisamos entender seu retorno financeiro, para isso usaremos do Valor Presente Líquido – VPL, segundo a Equação (6) (CAMARGO, 2017) e da Taxa Interna de Retorno – TIR, que deve ser maior ou igual à Taxa Mínima de Atratividade – TMA somada com o IPCA do período considerado.

$$VPL = \sum_{n=1}^{n=N} \frac{FC_t}{(1+i)^n} \quad (6)$$

Onde t é o momento em que o fluxo de caixa ocorreu, i é a taxa de desconto, representada pela TMA e n é o período de tempo, que neste caso será equivalente à vida útil estimada do projeto.

Outro indicador utilizado para entender a rentabilidade da usina foi o *Payback*, que foi calculado somando o Fluxo de Caixa de cada ano ao valor “negativo” do investimento inicial, conforme a Equação (7), onde n é o ano que está sendo analisado. Segundo a definição de *Payback*, o retorno do projeto acontece quando o resultado se torna positivo.

$$Payback = FC_n - FC_{n-1} \quad (7)$$

#### 4.4 Definição do Preço de Venda da Energia

Neste ponto é importante observar que o cálculo se torna iterativo, ou seja, o preço da energia influencia diretamente no resultado da VPL e da TIR, ao mesmo tempo em que eles são os fatores determinantes para guiar se devemos aumentar ou abaixar o valor negociado a fim de viabilizar financeiramente o projeto.

O preço mínimo de venda da energia foi estabelecido visando uma maior competitividade do projeto frente ao mercado e, ao mesmo tempo, respeitando o retorno financeiro esperado pelos investidores do setor.

## 5. Estudo de Caso

### 5.1 Usina Solar de Geração Centralizada no estado do Ceará

Para este estudo de caso, estaremos analisando a viabilidade financeira de uma usina solar de 199,8 MWac e 250,3 MWp de potência instalada que será construída no interior do estado do Ceará a partir do ano de 2024, e que conta com o desconto de 50% na TUSDg. O valor do CAPEX foi determinado a partir dos orçamentos obtidos e da configuração técnica da usina, apresentada na Tabela 6.

Tabela 6: Configuração Física da Usina. (Fonte: Própria)

Configuração Física		
<i>Trackers</i>	1.998	un
Módulos por <i>Tracker</i>	54	un
<i>Pitch</i> (distância de mesa para mesa / eixo para eixo)	6,5	m
Potência do Módulo	570	Wp
Módulos por Inversor	486	un
Total de Inversores	222	un
Total de módulos	107.892	un
Potência total de módulos (pico)	250,30	MWp
Potência total de inversores	199,80	MWac

Após a determinação do CAPEX, OPEX e consequentemente, do preço de venda da energia gerada conforme a metodologia apresentada na seção anterior, será realizada uma análise da competitividade deste projeto frente aos valores negociados atualmente no mercado de energia brasileiro, tanto no ACL quanto no ACR.

### 5.2 Cálculo do CAPEX e OPEX

Conforme mencionado anteriormente, os custos de implantação, CAPEX, e de manutenção e operação, OPEX, são determinantes para a competitividade de um projeto de usina solar centralizada. Os valores utilizados neste trabalho foram cedidos juntamente com as demais informações do projeto alvo deste estudo de caso, representam com exatidão os preços praticados no mercado atual e podem ser encontrados na Tabela 7.

Tabela 7: CAPEX da Usina. (Fonte: Própria)

CAPEX	R\$/Wp	Valor Total [R\$]
Módulo Fotovoltaico	0,87	R\$218.319.945,90

CAPEX	R\$/Wp	Valor Total [R\$]
Inversor	0,24	R\$60.074.280,00
Tracker	0,55	R\$137.670.225,00
Logística	0,04	R\$9.957.311,91
EPC PV	0,75	R\$187.732.125,00
EPC HV	0,40	R\$100.123.800,00
Compensação ambiental	0,02	R\$4.405.447,20
Despesas ESG	0,01	R\$2.503.095,00
<b>TOTAL</b>	<b>2,88</b>	<b>R\$720.786.230,01</b>

Para composição do CAPEX foram utilizados valores obtidos a partir da realização de cotações para os equipamentos e serviços listados, com preços praticados no ano de 2023. Considerando que a instalação da usina deverá iniciar no primeiro trimestre de 2024, acredita-se que não haverá mudanças consideráveis nos valores apresentados, além das negociações que são possíveis de serem realizadas para tornar um projeto deste porte realidade.

Dos custos presentes no OPEX da usina que constam na Tabela 8, apenas o valor de O&M e *Asset Management* são provenientes de orçamentos adquiridos pela empresa desenvolvedora do projeto, e como é possível observar, encontram-se bem abaixo do valor de referência informado pela EPE, de 50.000 R\$/MW/ano. O valor do O&M apresentado não leva em consideração a troca programada dos inversores, que deve ocorrer a cada 10 anos, ou seja, mais duas vezes ao longo da vida útil do projeto, após sua instalação. Este custo foi projetado a partir do preço dos inversores informado no CAPEX, com a devida correção inflacionária decorrente dos anos.

O arrendamento do terreno onde a usina será instalada é remunerado com o valor 1,5% da RLO, mediante um contrato firmado entre o proprietário do imóvel e a empresa. Convencionalmente este valor flutua entre 1% e 2% da RLO e varia de acordo com a negociação feita entre as partes.

Tabela 8: OPEX da Usina. (Fonte: Própria)

Custos de Operação (OPEX)	Valor Anual	Porcentagem	R\$/Wp
TUSDg 230,0 kV (R\$ 6,5/kW)	R\$7.792.200,00	47%	R\$31,13
O&M (20.000 R\$/MWp/ano)	R\$5.006.190,00	30%	R\$20,00
Arrendamento do Terreno	R\$1.312.240,68	8%	R\$5,24
<i>Asset Management</i> (7.000 R\$/MWp/ano)	R\$1.752.166,50	11%	R\$7,00
Aneel (TFSEE)	R\$757.377,86	5%	R\$3,03
<b>TOTAL</b>	<b>R\$16.620.175,04</b>	<b>100%</b>	<b>R\$66,40</b>

A Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para geradores – TUSDg é obtida através de simulação no Programa NODAL, disponibilizado pela ANEEL. No entanto, a formatação das informações necessárias à simulação da TUSDg é de responsabilidade do ONS, e para isso são observados os regulamentos, orientações, critérios e parâmetros definidos pela ANEEL para o cálculo da TUSDg e os valores da Receita Anual Permitida – RAP das instalações de transmissão e das interligações internacionais, orçamento econômico do ONS e índices inflacionários definidos pela ANEEL (ONS, 2022).

O valor encontrado através das simulações no NODAL e cedido para este trabalho foi de R\$ 6,50 por kW, mas conforme informado anteriormente, o projeto alvo deste estudo de caso conta, até o momento, com o desconto de 50% na tarifa, pagando apenas R\$ 3,25 por kW, pois a outorga em questão foi solicitada antes da data limite para assegurar o desconto, conforme determinado na Lei Nº 14.120, de 01 de março de 2021.

Já a Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE é cobrada de todos os agentes do setor elétrico e representa um tributo de competência federal. Sua existência é inerente ao modelo de regulação adotado a partir da década de 90 e seu valor é fixado pela ANEEL a cada ano (MONTALVÃO, 2009). Segundo a Nota Técnica da ANEEL Nº 03/2023, publicada em 12 de janeiro de 2023, para o ano de 2023 a TFSEE é de R\$ 947,67 por kW, no entanto, para agentes com perfil de Autoprodutor ou Produtor Independente de Energia a alíquota é de 0,4% do valor do benefício econômico anual auferido pelo concessionário, permissionário ou autorizado em função das atividades desenvolvidas, segundo o Submódulo 5.5, do Módulo 5: Encargos Setoriais da ANEEL (ANEEL, 2013).

### 5.3 Cálculo do Preço de Venda de Energia – Preço Base

Seguindo a metodologia descrita no capítulo anterior, considerando a média do IPCA de 5% e uma vida útil de 30 anos para a usina, alguns valores iniciais de venda de energia foram testados no modelo, a fim de se determinar qual o menor preço poderia ser praticado de forma que o investimento ainda fizesse sentido.

A partir de um valor nominal de R\$ 160,00 por MWh, foram obtidos os valores apresentados na Tabela 9 para o RBO, RLO e EBITDA. A evolução do preço de venda da energia ajustada pelo IPCA pode ser observada na Figura 10.

Tabela 9: Resultados do EBITDA. (Fonte: Própria)

Ano		Preço Ajustado	RBO	RLO	EBITDA
0	2024	R\$168,00	-	-	-

Ano		Preço Ajustado	RBO	RLO	EBITDA
1	2025	R\$176,40	R\$95.265.568,61	R\$86.453.503,51	R\$69.056.193,01
2	2026	R\$185,22	R\$105.030.289,39	R\$95.314.987,62	R\$77.369.339,47
3	2027	R\$194,48	R\$110.102.684,06	R\$99.918.185,78	R\$81.467.303,49
4	2028	R\$204,21	R\$115.416.997,71	R\$104.740.925,42	R\$85.759.706,55
5	2029	R\$214,42	R\$120.984.854,62	R\$109.793.755,57	R\$90.255.849,00
6	2030	R\$225,14	R\$126.819.068,91	R\$115.088.305,03	R\$94.966.040,21
7	2031	R\$236,39	R\$132.932.262,36	R\$120.636.028,09	R\$99.900.360,41
8	2032	R\$248,21	R\$139.336.584,62	R\$126.447.950,54	R\$105.068.407,66
9	2033	R\$260,62	R\$146.045.962,28	R\$132.536.710,77	R\$110.481.305,31
10	2034	R\$273,65	R\$153.075.430,79	R\$138.915.953,44	R\$116.151.101,59
11	2035	R\$287,34	R\$160.440.212,43	R\$154.584.144,68	R\$130.939.824,34
12	2036	R\$301,70	R\$168.157.138,06	R\$162.019.402,52	R\$137.586.885,40
13	2037	R\$316,79	R\$176.241.014,79	R\$169.808.217,75	R\$144.548.367,11
14	2038	R\$332,63	R\$184.710.683,29	R\$177.968.743,35	R\$151.840.458,45
15	2039	R\$349,26	R\$193.584.062,71	R\$186.518.244,42	R\$159.478.389,31
16	2040	R\$366,72	R\$202.877.931,28	R\$195.472.886,79	R\$167.476.217,98
17	2041	R\$385,06	R\$212.614.826,25	R\$204.854.385,10	R\$175.853.375,03
18	2042	R\$404,31	R\$222.813.490,30	R\$214.680.797,90	R\$184.625.591,93
19	2043	R\$424,53	R\$233.496.514,17	R\$224.973.891,41	R\$193.812.149,34
20	2044	R\$445,75	R\$244.685.075,74	R\$235.754.070,48	R\$203.430.879,04
21	2045	R\$468,04	R\$256.405.925,77	R\$247.047.109,48	R\$213.504.788,44
22	2046	R\$491,44	R\$268.687.148,12	R\$258.880.067,21	R\$224.058.031,08
23	2047	R\$516,02	R\$281.555.477,88	R\$271.278.702,94	R\$235.113.355,52
24	2048	R\$541,82	R\$295.038.922,75	R\$284.270.002,07	R\$246.694.586,82
25	2049	R\$568,91	R\$309.166.823,42	R\$297.882.234,36	R\$258.826.677,36
26	2050	R\$597,35	R\$323.969.916,84	R\$312.145.014,87	R\$271.535.759,99
27	2051	R\$627,22	R\$339.480.402,54	R\$327.089.367,85	R\$284.849.203,69
28	2052	R\$658,58	R\$355.732.012,03	R\$342.747.793,59	R\$298.795.671,86
29	2053	R\$691,51	R\$372.760.081,46	R\$359.154.338,48	R\$313.405.183,34
30	2054	R\$726,09	R\$390.601.627,79	R\$376.344.668,38	R\$328.709.176,29

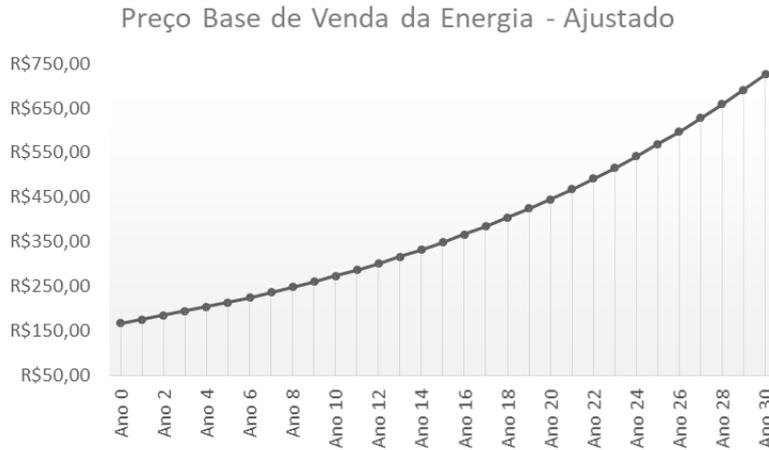


Figura 10: Preço Base da Energia ajustado pelo IPCA. (Fonte: Própria)

Da mesma forma calculou-se o Fluxo de Caixa e o *Payback*, que acontece no Ano 9, como pode ser observado na Figura 11.

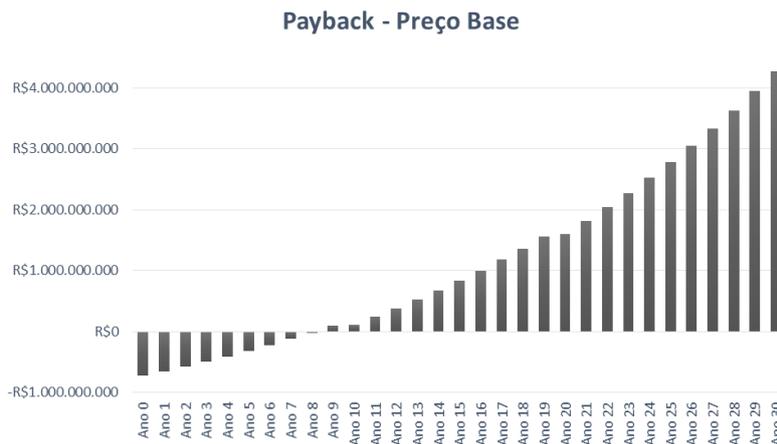


Figura 11: *Payback* do Preço Base. (Fonte: Própria)

A partir destas informações foi calculado um VPL de R\$ 64.596.131,50 positivo, e uma TIR de 14%, que está dentro do intervalo desejado da TMA, que é de 9% a 15%. Ou seja, considerando que o IPCA foi fixado em 5% para o período, e que a TIR deve apresentar um valor maior que o IPCA somado à TMA mínima, o valor encontrado está dentro do intervalo desejado, indicando que o investimento deve ser realizado.

É importante observar que a TIR encontrada a partir do valor da venda de energia de R\$ 160,00 por MWh, de 14%, é a mínima possível para viabilizar o projeto, assim como foi determinado no início deste estudo de caso, que tem a finalidade de apresentar o menor valor possível a ser praticado pela usina em questão.

## 5.4 Estratégias de Comercialização da Energia Gerada

Como explicitado nas seções anteriores, o preço base de R\$ 160,00 por MWh para a venda de energia é viável do ponto de vista do investidor, por garantir um retorno financeiro atrativo e capaz de manter a saúde do negócio, a competitividade deste resultado no âmbito das modalidades de comercialização existentes no Brasil será analisada nas seções a seguir.

### 5.4.1 ACR

No Ambiente de Comercialização Regulado a venda de energia acontece no formato de Leilões, que podem ser de Energia Nova ou de Reserva. Apesar da considerável regularidade dos Leilões de Energia, nenhum deles foi ou será realizado no ano de 2023, portanto, usaremos o último Leilão A-5, ocorrido em setembro de 2022, como base de comparação.

No LEN A-5 2022 foram comercializados 51,8 MWmed provenientes de Usinas Fotovoltaicas a um preço médio de 171,55 R\$/MWh, conforme os resultados apresentados na Figura 12, retirados do Informe de Vencedores do leilão (EPE, 2022).



# RESULTADOS

Fonte	Qtd de Projetos	Potência (MW)	GF Vendida (MWmed)	Preço Médio (R\$/MWh)	Deságio (%)
 EOL	3	115,29	23,5	176,00	26,90
 UFV	4	200,00	51,8	171,51	38,78
 Hidro	12	175,46	87,3	277,99	20,46
 Biomassa	2	46,70	13,0	211,65	40,06
 RSU	1	20,00	1,2	603,56	0,01
<b>TOTAL</b>	<b>22</b>	<b>557,45</b>	<b>176,8</b>	<b>237,48</b>	<b>26,38</b>

Figura 12: Resultado do LEN A-5 2022. (Fonte: EPE)

Aplicando o preço médio do leilão no modelo de comercialização da usina, obtemos uma TIR de 15% e um VPL de R\$ 71.182.691,81 com Payback no Ano 8, como podemos ver na Figura 13.

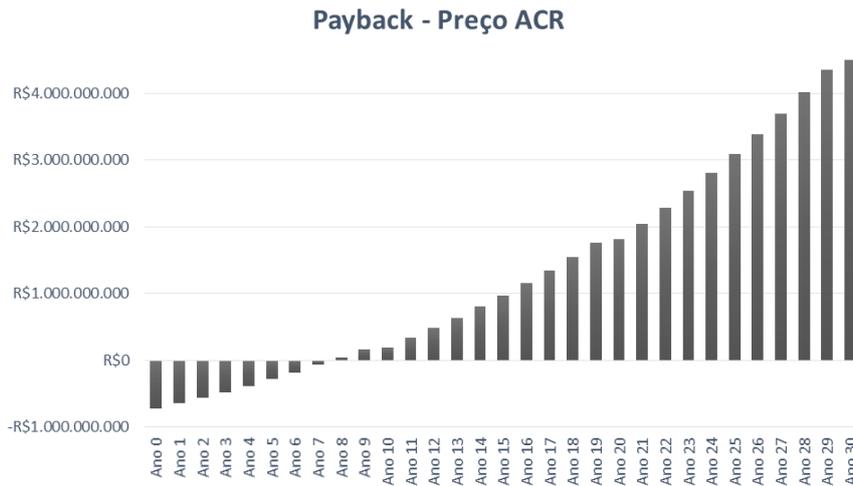


Figura 13: *Payback* do Preço no ACR. (Fonte: Própria)

Isso nos mostra que os levantamentos realizados neste estudo de caso apontam para um horizonte competitivo com relação à comercialização em ambiente regulado, visto que o valor calculado de 160,00 R\$/MWh para a venda de energia foi o menor possível para a viabilização do projeto e ficou abaixo da média do que foi praticado no Leilão, apresentando margem para melhorar seus resultados neste cenário.

#### 5.4.2 ACL

Como definido anteriormente, o valor de venda de energia por meio de PPAs é negociado privadamente entre os agentes interessados. Segundo o Dcide (2023), o preço médio dos PPAs firmados entre setembro de 2022 e setembro de 2023 no Brasil é de R\$ 158,96 por MWh, para contratos vigentes entre 2024 e 2027.

Considerando este dado isoladamente, o projeto precisaria flexibilizar minimamente o valor de venda da energia para atingir o patamar esperado, mas sem apresentar grandes mudanças em seus resultados financeiros. No entanto, este preço é extremamente dinâmico e apresenta uma certa elasticidade, por isso, a proximidade do valor médio dos PPAs com o valor calculado de R\$ 160,00 por MWh aponta um resultado competitivo no cenário atual, que conta com preços de mercado bem baixos.

Para analisar o horizonte onde não existam Leilões ou PPAs a serem supridos pela energia da usina na sua data de entrada em operação, ou seja, para uma usina descontratada, temos que acatar o valor do PLD do submercado onde o projeto estará conectado. Como mencionado nas seções anteriores, o *spread* do PLD está em zero e seu valor encontra-se no patamar mínimo durante todo o ano de 2023 e em grande parte do ano de 2022, atualmente apresentando uma remuneração de R\$ 69,04 por MWh (CCEE, 2023).

Caso este valor seja considerado no modelo, a TIR chega a apenas 4%, ficando abaixo até mesmo do IPCA, representando uma remuneração inferior à inflação e sem retorno real ao investidor, com VPL de R\$ 12.724.830,51 e Payback ocorrendo apenas no Ano 22, como mostrado na Figura 14. Desta forma, não seria indicado prosseguir com o projeto.

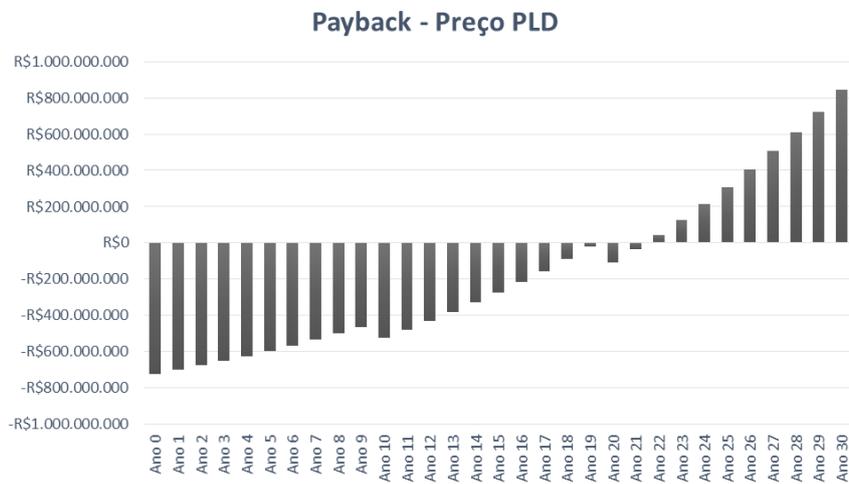


Figura 14: *Payback* do Preço do PLD. (Fonte: Própria)

## 6. Conclusões e Perspectivas

Neste trabalho foi apresentado um breve cenário do Setor Elétrico Brasileiro e seus mecanismos para a comercialização da geração de energia elétrica advinda de projetos de fonte solar centralizada, além da revisão dos benefícios concedidos para este tipo de empreendimento, provenientes de uma estratégia nacional de incentivo ao aumento da participação de fontes renováveis diferentes da hidráulica na matriz elétrica nacional. A partir da discussão desenvolvida foi possível avaliar quais aspectos são desafiadores para os empreendedores deste setor, no sentido da viabilização econômica de suas usinas.

A partir de valores de CAPEX e OPEX provenientes de interações recentes e reais com agentes do mercado, a metodologia apresentada possibilitou encontrar um valor de referência para a venda da energia gerada pela usina alvo do estudo de caso, de forma que coincidissem com o mínimo retorno financeiro aceitável para um empreendimento deste porte, além de analisar o desempenho financeiro do projeto frente à diferentes cenários de venda de energia tanto no ACR quanto no ACL, mostrando que a usina apresenta-se competitiva na maioria dos casos, principalmente considerando sua participação no leilões do ambiente regulado.

No entanto, é importante observar que, para que a venda de energia no ACL traga o retorno financeiro necessário à saúde do empreendimento, é imprescindível que a comercialização aconteça por meio de um PPA, pois mesmo com a tendência de queda nos valores negociados, essa modalidade ainda apresenta possibilidade de negociação em patamares aceitáveis. O que não ocorre no caso de a usina permanecer descontratada, pois o valor o PLD atual se mostra insuficiente para remunerar o projeto de maneira financeiramente sustentável.

É importante comentar também que, para o caso de uma usina descontratada, é possível que a venda da energia seja realizada no mercado *spot*, ou seja, no curto prazo, que acontece nos primeiros dias úteis de cada mês, sendo vendida de acordo com os valores do mercado no momento da negociação. Esta modalidade, atualmente, pode ser considerada a mais volátil de todas, não sendo possível utilizar seus valores para este estudo devido à rápida mudança no cenário. Pela alta incerteza associada à estas negociações, usualmente os investidores não contam com esta modalidade para comercializar a maior parte do montante de energia gerado pelas usinas, de forma que apenas as “sobras” são vendidas no curto prazo.

Sendo assim, ficam evidentes os desafios enfrentados para a concretização deste tipo de operação e a importância dos incentivos ao setor, mesmo com a atual maturidade do mercado de energia solar.

O objetivo do trabalho foi atingido não apenas pela apresentação dos resultados, mas também pela desmistificação dos patamares de preços utilizados atualmente nas transações analisadas e das estratégias de viabilização financeira de projetos de grande porte, auxiliando no acompanhamento destes valores que fazem parte de um mercado extremamente dinâmico e explicitando as melhores opções para negociação da energia proveniente da geração solar centralizada.

### **6.1 Propostas de Trabalhos Futuros**

Considerando os resultados apresentados, se faz importante continuar o acompanhamento dos fatores que interferem na viabilidade financeira deste tipo de projeto, a fim de compreender o futuro da participação da fonte solar na matriz elétrica brasileira. Outro ponto digno de atenção neste tema são os benefícios e incentivos concedidos ao setor, que estão passando por constantes mudanças e atualizações, se fazendo necessária uma análise dos impactos sofridos pelos projetos com a retirada destas iniciativas.

Com relação à análise realizada, um aspecto não avaliado foi a possibilidade de considerar parte do capital para execução da usina advindo de financiamentos bancários com condições especiais para projetos solares, uma prática bastante comum dentre os detentores deste tipo de empreendimento. Tendo em vista que a tomada de qualquer proporção do valor necessário para construção do parque poderia alterar o Fluxo de Caixa e, conseqüentemente, os indicadores analisados, se faz interessante a comparação desses resultados com os apresentados neste trabalho.

## **Agradecimentos**

Não haveria outra forma de iniciar este texto que não fosse agradecendo à minha família, não só por seu apoio, mas por acreditar na minha capacidade e por investir no meu futuro de forma incondicional e irrestrita. O fim do ciclo da graduação marca um grande passo em minha vida e na de vocês com uma sensação de vitória que recompensa o esforço de gerações, e por isso, devemos nos alegrar juntos por termos todos chegado até aqui.

Agradeço também aos meus amigos, que me lembraram da minha força quando eu duvidei que conseguiria. Minha trajetória na Universidade não estaria recheada de tantas boas memórias se não fossem por vocês.

Também gostaria de agradecer a todos aqueles que lutaram para que o caminho da mobilidade social se tornasse possível em nosso país, especialmente ao Presidente Luís Inácio Lula da Silva e à ex-presidenta Dilma Vana Rousseff, por terem fomentado a base da estrutura pública que me trouxe até aqui e que me dará a oportunidade de retribuir todos os investimentos dedicados à minha formação.

Agradeço à Comunidade Global Shapers que sem dúvidas mudou a minha história e me mostrou a real missão da nossa geração no mundo, com vocês pude entender onde, com quem e como quero viver a vida.

Por fim, agradeço ao Grupo Kroma Energia por auxiliar meu desenvolvimento profissional e por me conceder a oportunidade de integrar sua equipe, proporcionando a oportunidade de realizar um trabalho que ajuda a construir o futuro do Brasil.

*“A única luta que se perde é a que se abandona.*

*Não se pode viver sem esperança. ”*

*- Pepe Mujica, 2015*

## Referências

ABSOLAR. **Infográfico. ABSOLAR**, 7 jul. 2023. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 3 ago. 2023

ANEEL. RN Nº 488. Estabelece as condições para revisão dos planos de universalização dos serviços de distribuição de energia elétrica na área rural. Brasília. 15 maio 2012.

ANEEL. **Submódulo 5.5 - Taxa de eFiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE:** Módulo 5: Encargos Setoriais. Brasília: ANEEL, 2013. Disponível em: <[https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2013591\\_2.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2013591_2.pdf)>. Acesso em: 29 ago. 2023.

BRASIL. Lei Nº 9.074. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Brasília. 7 jun. 1995.

BRASIL. Decreto Nº 2.003. Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências. Brasília. 10 set. 1996 a.

BRASIL. Lei Nº 9.427. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Brasília. 26 dez. 1996 b.

BRASIL. Lei Nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Brasília. 15 mar. 2004.

BRASIL. Lei Nº 11.484. Dispõe sobre os incentivos às indústrias de equipamentos para TV Digital e de componentes eletrônicos semicondutores e sobre a proteção à propriedade intelectual das topografias de circuitos integrados, instituindo o Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores – PADIS. Brasília. 31 maio 2007 a.

BRASIL. Lei Nº 11.488. Cria o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-estrutura - REIDI. Brasília. 15 jun. 2007 b.

BRASIL. Lei Nº 12.431. Dispõe sobre a incidência do imposto sobre a renda nas operações que especifica. Brasília. 24 jun. 2011.

BRASIL. Lei Nº 14.120. Altera a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, e o Decreto-Lei nº 1.383, de 26 de dezembro de 1974; transfere para a União as ações de titularidade da Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) representativas do capital social da Indústrias Nucleares do Brasil S.A. (INB) e da Nuclebrás Equipamentos Pesados S.A. (Nuclep); e dá outras providências. Brasília. 1 mar. 2021.

BRASIL. Lei Nº 14.300. Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída. Brasília. 6 jan. 2022 a.

BRASIL. Portaria Nº 690/2022. PORTARIA Nº 690/GM/MME, DE 29 DE SETEMBRO DE 2022. Brasília. 29 set. 2022 b.

CAMARGO, R. F. DE. **Valor Presente Líquido (VPL): o guia mais completo da internet!** Treasy | Planejamento e Controladoria, 29 jan. 2017. Disponível em: <<https://www.treasy.com.br/blog/valor-presente-liquido-vpl/>>. Acesso em: 7 set. 2023

CCEE. **Conceitos de Preços - CCEE.** Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/conceitos-precos>>. Acesso em: 7 set. 2023.

CEA. **PV Price Forecasting Report Q4 2022 - Report Sample.** Denver, EUA: CLEAN ENERGY ASSOCIATES, 2023. Disponível em: <<https://info.cea3.com/hubfs/Price%20Forecasting%20Reports/CEA%20PV%20PFR%202022%20Q4%20Executive%20Summary.pdf>>. Acesso em: 1 set. 2023.

CONFAZ. **CONVÊNIO ICMS 101/97.** Disponível em: <[https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/1997/CV101\\_97](https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/1997/CV101_97)>. Acesso em: 12 set. 2023.

DARONCO, J. **Ebitda: o que é e como calcular?** Disponível em: <<https://www.sun0.com.br/guias/ebitda/>>. Acesso em: 27 ago. 2023.

DARONCO, J. E. **CAPEX e OPEX: o que é e quais as diferenças?** Disponível em: <<https://www.sun0.com.br/artigos/capex/>>. Acesso em: 14 ago. 2023.

DCIDE. **Boletim Semanal da Curva Forward - Semana 36 2023.** Campinas, SP: Dcide, 6 set. 2023. Disponível em: <<https://www.dcide.com.br/wp-content/uploads/2023/09/Boletim-S36.pdf>>. Acesso em: 7 set. 2023.

EPE. **6º Leilão de Energia de Reserva tem deságio de 9,94%.** São Paulo: EPE, 31 out. 2014. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-94/Leilao%20de%20Reserva%202014.pdf>>. Acesso em: 7 set. 2023.

EPE. **1º LER 2015: EPE cadastra 382 projetos de energia fotovoltaica.** Rio de Janeiro: EPE, 29 maio 2015. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-73/1o%20LER%202015%20\(3\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-73/1o%20LER%202015%20(3).pdf)>. Acesso em: 7 set. 2023.

EPE. **Caderno de Parâmetros de Custos - PDE 2030.** Rio de Janeiro. Em: ESTUDOS DO PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2030. Rio de Janeiro, jan. 2021a. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-522/Caderno%20de%20Par%C3%A2metros%20de%20Custos%20-%20PDE%202030.pdf>>. Acesso em: 30 ago. 2023

EPE. **Empreendimentos Fotovoltaicos: Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à Participação nos Leilões de Energia Elétrica.** Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, dez. 2021b. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/leiloes-de-energia/Documents/EPE-DEE-RE-065\\_2013\\_R8\\_UFV.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/leiloes-de-energia/Documents/EPE-DEE-RE-065_2013_R8_UFV.pdf)>. Acesso em: 29 ago. 2023.

EPE. **Informe Vencedores LEN A5 2022.** . Em: LEN A-5 2022. Rio de Janeiro, set. 2022. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-665/Informe%20Vencedores%20LEN%20A5\\_2022.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-665/Informe%20Vencedores%20LEN%20A5_2022.pdf)>. Acesso em: 29 ago. 2023

EPE. **Balanco Energético Nacional - Relatório Síntese 2023.** Rio de Janeiro: EPE, 2023.

HEIN, H. **GECEX revoga mais de 200 ex-tarifários de equipamentos fotovoltaicos. Canal Solar,** 25 jul. 2023. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/gecex-revoga-mais-de-200-ex-tarifarios-de-equipamentos-fotovoltaicos/>>. Acesso em: 7 set. 2023

IBGE. **IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo | IBGE**. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidoramplo.html?edicao=20932&t=series-historicas>>. Acesso em: 7 set. 2023.

IEA. **Energy Statistics Data Browser – Data Tools**. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser>>. Acesso em: 9 set. 2023.

INFOMONEY. **IPCA: Conheça o principal índice brasileiro de inflação**. InfoMoney, 6 nov. 2022. Disponível em: <<https://www.infomoney.com.br/guias/ipca/>>. Acesso em: 7 set. 2023

MARTELLO, A. **Governo zera impostos federais sobre painéis solares até dezembro de 2026**. Disponível em: <<https://g1.globo.com/economia/noticia/2023/03/29/governo-zera-impostos-federais-sobre-paineis-solares-ate-dezembro-de-2026.ghtml>>. Acesso em: 14 ago. 2023.

MERCADO LIVRE DE ENERGIA. **Conceito - Como funciona o Mercado de Energia?** Disponível em: <<https://www.mercadolivredeenergia.com.br/consumidores-livres-e-especiais/conceito/>>. Acesso em: 7 set. 2023.

MME. **Portaria do MME permite que consumidores tenham liberdade de escolha e melhores preços**. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/portaria-do-mme-permite-que-consumidores-tenham-liberdade-de-escolha-e-melhores-precos>>. Acesso em: 13 set. 2023.

MOLINA, P. S. Preços de PPA caem na Europa, diz Pexapark. **PV Magazine Brasil**, 13 jun. 2023.

MONTALVÃO, E. **IMPACTO DE TRIBUTOS, ENCARGOS E SUBSÍDIOS SETORIAIS SOBRE AS CONTAS DE LUZ DOS CONSUMIDORES**. Brasília: Centro de Estudos da Consultoria do Senado Federal, set. 2009. Brasília. Acesso em: 29 ago. 2023.

ONS. **Submódulo 8.2 - Disponibilização de dados para cálculo tarifário**. Brasília: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 18 out. 2022. Brasília. Acesso em: 29 ago. 2023.

ONS. **ONS - O Sistema Interligado Nacional**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br:80/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 1 set. 2023a.

ONS. **ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico - Mapas**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br:80/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em: 13 set. 2023b.

ONS. **ONS - Atuação**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br:80/paginas/sobre-o-ons/atuacao>>. Acesso em: 1 set. 2023c.

ONS. **A Contratação do Sistema de Transmissão**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br:80/paginas/energia-no-futuro/transmissao/contratacoes>>. Acesso em: 7 set. 2023d.

REIS, C. C. C. DOS. **Relação entre a abertura do mercado de energia elétrica e a geração centralizada solar fotovoltaica**. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 2023.

REIS, T. **Fluxo de caixa operacional: um dado que deve sempre ser analisado**. Disponível em: <<https://www.sun.com.br/artigos/fluxo-caixa-operacional/>>. Acesso em: 27 ago. 2023.

REIS, T. **Asset: o que é? Entenda para que serve uma gestora de recursos**. Disponível em: <<https://www.sun.com.br/guias/asset/>>. Acesso em: 7 set. 2023.

ROSA, A. R. O. DA; GASPARIN, F. P. Panorama da energia solar fotovoltaica no Brasil. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 7, n. 2, p. 140–147, 2016.

RUIZ, E. T. **Fim do desconto na TUST beneficiará a fonte eólica no médio prazo. Cenários Energia - Eólica**, 29 out. 2020. Disponível em: <<https://cenarioseolica.editorabrasilenergia.com.br/2020/10/29/fim-do-desconto-na-tust-beneficiara-a-fonte-eolica-no-medio-prazo/>>. Acesso em: 14 ago. 2023

SEIA. **Solar Power Purchase Agreements**. Disponível em: <<https://www.seia.org/research-resources/solar-power-purchase-agreements>>. Acesso em: 14 ago. 2023.

SILVA, R. M. DA. **Energia Solar no Brasil: dos incentivos aos desafios**. Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado, fev. 2015. Disponível em: <<https://www12.senado.leg.br/publicacoes/estudos-legislativos/tipos-de-estudos/textos-para-discussao/td166>>.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. Rio de Janeiro: [s.n.].

WAINBERG, R. **Análise de investimentos: entenda qual estratégia é a melhor**. Disponível em: <<https://www.sunos.com.br/artigos/analise-de-investimentos/>>. Acesso em: 7 set. 2023.