

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE GESTÃO E ECONOMIA
ESPECIALIZAÇÃO EM MBA EM GESTÃO EMPRESARIAL

HENRIQUE ROEDER CREPLIVE

**VIABILIDADE DE INVESTIMENTO EM GERAÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA POR FONTES FOTOVOLTAICAS**

MONOGRAFIA DE ESPECIALIZAÇÃO

CURITIBA

2018

HENRIQUE ROEDER CREPLIVE

**VIABILIDADE DE INVESTIMENTO EM GERAÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA POR FONTES FOTOVOLTAICAS**

Monografia apresentada ao Curso de Especialização em Gestão Empresarial, do Departamento Acadêmico Gestão e Economia (Dagee), da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, como requisito parcial para aprovação na disciplina.

Orientador: Prof. Dr. Antônio Barbosa Lemes Júnior

CURITIBA

2018

TERMO DE APROVAÇÃO

VIABILIDADE DE INVESTIMENTO EM GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR FONTES FOTOVOLTAICAS

Esta monografia foi apresentada no dia 26 de novembro de 2018, como requisito parcial para a obtenção do título de Especialista em MBA em Gestão Empresarial – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. O candidato apresentou o trabalho para a Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após a deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho aprovado.

Profª. Dr. Antônio Barbosa Lemes Júnior
Orientador

Esp. Egon Bianchini Calderari
Banca

Prof. Dr. Rodrigo Alves Silva
Banca

Visto da coordenação:

Prof. Dr. Paulo Daniel Batista de Sousa

* A Folha de Aprovação assinada encontra-se na coordenação do curso

RESUMO

CREPLIVE, Henrique Roeder. **VIABILIDADE DE INVESTIMENTO EM GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR FONTES FOTOVOLTAICAS**. 2018. 33 f. Monografia (Especialização em MBA em Gestão Empresarial) – Programa de Pós-Graduação do Departamento de Gestão e Economia, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2018.

Diante da oportunidade de investimento em concessões de energia, é apresentado estudo de viabilidade focando no modal fotovoltaico. Avaliando o potencial mundial e nacional para este tipo de exploração de energia é apresentado o histórico da matriz energética e as mudanças dentre os modais que compõe esta matriz, com o aumento da participação das energias renováveis. Com este histórico e estudos estratégicos de órgãos governamentais, são apresentadas projeções para o futuro das energias renováveis, especialmente para a energia fotovoltaica. Em segundo momento, são apresentados métodos de análise de investimento e é revisado um estudo de caso de uma usina fotovoltaica de 3 MWp durante um período de concessão de 25 anos, considerando um novo contexto econômico.

Palavras chave: Viabilidade econômica. Energia solar fotovoltaica. Decisão de investimento.

ABSTRACT

CREPLIVE, Henrique Roeder. **INVESTMENT FEASIBILITY IN ELECTRICITY GENERATION BY PHOTOVOLTAIC SOURCES.** 2018. 33 f. Monografia (Especialização em MBA em Gestão Empresarial) – Programa de Pós-Graduação do Departamento de Gestão e Economia, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2018.

At the opportunity to invest in energy concessions, a feasibility study focusing on the photovoltaic mode is presented. Evaluating the global and the Brazil's potential for exploration of this kind of energy, the history of the energy mix and the changes among the modalities that make up this combination are presented, as the participation of renewable energies increases. With this background and strategic studies from government agencies, projections are presented for the future of renewable energy, especially for photovoltaic energy. Secondly, investment analysis methods are presented and a case study of a 3 MWp photovoltaic plant over a 25-year concession period is reviewed, considering a new economic context in Brazil.

Keywords: Economic feasibility. Photovoltaic solar energy. Investment decision.

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 01 – Potência acumulada instalada de sistemas fotovoltaicos na Alemanha, Espanha, Japão e EUA, em MW (1992-2007)	13
Gráfico 02 – Evolução da Capacidade Instalada no Mundo.....	15
Gráfico 03 – Acréscimo da Capacidade Instalada no Mundo.....	16
Gráfico 04 – Acréscimo Anual da Capacidade Instalada no Mundo.....	17
Gráfico 05 – Complementabilidade dos sistemas eólico e fotovoltaico	18
Gráfico 06 – Fluxo de caixa livre (Payback simples)	29
Gráfico 07 – Fluxo de caixa livre (Payback descontado).....	30

LISTA DE TABELAS

Tabela 01 – Projeção de economia pela substituição de usinas térmicas por fotovoltaicas.....	11
Tabela 02 – Custos com incentivos à geração fotovoltaica.....	11
Tabela 03 – Capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos e potencial solar na Alemanha, Espanha e Brasil	14
Tabela 04 – Potência acumulada instalada de sistemas fotovoltaicos no Brasil (2016 e 2017).....	14
Tabela 05 – Projeção da geração acumulada instalada de sistemas fotovoltaicos no Brasil (1990 - 2030).....	15
Tabela 06 – Comparação entre métodos de desempenho.....	22
Tabela 07 – Irradiação solar media na região de Campina Grande - PB.....	23
Tabela 08 – Estimativa dos níveis de geração da USF (ano zero).....	25
Tabela 09 – Receita bruta projetada para 25 anos de operação.....	26
Tabela 10 – Depreciação contábil dos equipamentos	27

LISTA DE SIGLAS

ABINEE	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética.
MME	Ministério de Minas e Energia.
USF	Usina Solar Fotovoltaica.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	9
1.1. CONTEXTO DA MATRIZ ENERGÉTICA	9
1.1.1. Distribuição da matriz energética	11
1.1.1.1. No mundo.....	11
1.1.1.2. No Brasil.....	13
1.1.2. Perspectiva de distribuição da matriz energética	15
1.1.2.1. No mundo.....	15
1.1.2.2. No Brasil.....	16
1.2. EXPLORAÇÃO COMERCIAL DA ENERGIA FOTOVOLTÁICA	18
1.2.1. Leilões de energia renovável.....	18
1.3. O PROBLEMA	19
2. DECISÕES DE INVESTIMENTO	19
2.1. MÉTODOS DE ANÁLISE DE INVESTIMENTO	20
2.1.1. Payback simples	20
2.1.2. Valor presente líquido.....	21
2.1.3. Taxa interna de retorno	21
2.1.4. Taxa interna de retorno modificada	22
2.2. COMPARAÇÃO DOS MÉTODOS DE AVALIAÇÃO DE VIABILIDADE	22
3. ESTUDO DE CASO	23
3.1. ORÇAMENTO DE CAPITAL - LEVANTAMENTO DE CUSTOS DE UM SISTEMA	23
.....	23
3.2. ANÁLISE DE VIABILIDADE DO SISTEMA	28
3.2.1. Payback simples.....	28
3.2.2. Payback descontado	29
3.2.3. Taxa interna de retorno	30
4. CONCLUSÃO	31
REFERÊNCIAS.....	32

1 INTRODUÇÃO

O atual modelo de concessões de geração de energia elétrica apresenta uma grande oportunidade ao custo de investimento e alguns riscos assumidos pelos potenciais exploradores deste ramo. Desta forma, a decisão de investimento deve levar em conta a abordagem de retorno de investimento mais realista ao investidor e os riscos característicos inerentes à atividade explorada.

No contexto nacional, a forma consolidada de parcerias público-privada (PPPs) para atender a demanda por energia elétrica proposta pelo governo federal se baseia na concessão de contrato de compra de energia mediante um preço de energia acordado através de leilões reversos (“pregões”), conforme apresentado por CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2018). Este modelo visa atingir o menor custo de produção de energia viável. Neste cenário, o domínio de metodologias de análise de viabilidade deve ser muito apurado, de forma que seja possível obter êxito nesta concorrência mediante ao cumprimento da rentabilidade mínima exigida pelo investidor.

Porém, com as diversas variáveis técnicas e financeiras, como avaliar a viabilidade de investimento em geração de energia elétrica por fontes fotovoltaicas?

Sendo a decisão pelo investimento em um empreendimento um elemento crucial para o ganho de capital das partes envolvidas, este trabalho visa abordar os aspectos financeiros que envolvem a decisão estratégica de aprovação de empreendimentos de geração de energia elétrica fotovoltaica.

1.1 CONTEXTO DA MATRIZ ENERGÉTICA

A energia solar fotovoltaica tem atributos que a tornam única, vide ABINEE - Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (2012). A rapidez na implementação e a possibilidade de uso de infraestrutura existente permite que este modal energético seja difundido com maior velocidade que os demais conhecidos, além do entusiasmo motivado pelo setor de energia renovável, despertando, assim, um interesse comercial que está motivando constantes inovações na indústria que preveem uma redução significativa no custo por unidade de energia.

Em seu relatório, o MME - Ministério de Minas e Energia (2007) cita que a energia solar fotovoltaica integrada a rede surge como uma grande promessa para a geração distribuída, com técnicas para aplicação consolidadas; porém, na expectativa de custos mais acessíveis, assim como políticas de incentivo. Há uma grande necessidade ainda de revisar e difundir normas para a sua implementação e operação. Ainda segundo o MME (2007), tomando como base de comparação a tarifa de fornecimento, a geração torna-se competitiva a partir de US\$ 3.000/kW. Dentro dessas considerações, o planejamento estratégico nacional desconsidera esta modalidade de geração dentro do horizonte até o ano de 2030.

Conforme Varella (2009), mundialmente os sistemas fotovoltaicos estabeleceram-se entre as quatro principais aplicações. Dois sistemas isolados ou não conectados à rede (sistemas domésticos e sistemas não domésticos) e dois sistemas conectados à rede (sistemas distribuídos e sistemas centralizados). No caso em estudo abordaremos os sistemas centralizados conectados à rede, conforme moldes previstos nos leilões de energia da ANEEL (CCEE, 2018). Os sistemas centralizados convertem energia a partir de estações de geração que, conectadas à rede de transmissão ou distribuição, fornecem energia para os diversos clientes conectados à este mesmo sistema. Por conta das características necessárias para estes empreendimentos, estas instalações localizam-se distantes das unidades consumidoras (BRITO, 2017).

Do ponto de vista econômico e ambiental, o desenvolvimento da geração fotovoltaica se apresenta como solução para outras fontes de energia exploradas, ainda essenciais na matriz energética mundial, que possuem custos elevados, limitações técnicas e críticas por conta do alto impacto ambiental gerado pela sua implantação e operação. No caso de usinas térmicas, ABSOLAR (2018) levanta a economia gerada pela substituição dessas fontes por fontes fotovoltaicas (Tabela 01).

Tabela 01 – Projeção de economia pela substituição de usinas térmicas por fotovoltaicas.

Preço Corte (R\$/MWh)	Economia esperada pela substituição de usinas térmicas por fotovoltaicas (milhões de reais)						
	200	220	240	260	280	300	320
2013	2.117	1.981	1.845	1.708	1.482	1.346	834
2014	2.608	2.473	2.338	2.202	2.060	1.924	1.708
2015	2.193	2.050	1.907	1.765	1.605	1.457	1.202
2016	793	650	508	365	53	- 97	- 716
2017	272	231	191	150	64	21	- 157
Total	7.983	7.385	6.789	6.190	5.264	4.651	2.871

Fonte: Barros (2018).

Estes sistemas, sob o ponto de vista estratégico, podem ser uma alternativa muito viável às usinas térmicas, prevendo economia de R\$ 2,87 a R\$ 7,98 bilhões em quatro anos em contrapartida a R\$ 2 bilhões em incentivos, conforme ABSOLAR (2018).

Tabela 02 – Custos com incentivos à geração fotovoltaica.

Custos com incentivos (milhões de reais)	
Descontos à geração	1.020,00
Descontos ao consumidor	990,32
Descontos Totais	2.010,32

Fonte: Barros (2018).

1.1.1 Distribuição da energia fotovoltaica

1.1.1.1 No mundo

A aplicação de sistemas fotovoltaicos teve considerável aumento na década de 90 (JANNUZZI, 2009). Obteve-se um salto na capacidade instalada de 110 MWp em 1993 para 7.841 MWp em 2007. Neste período, observamos o pioneirismo de

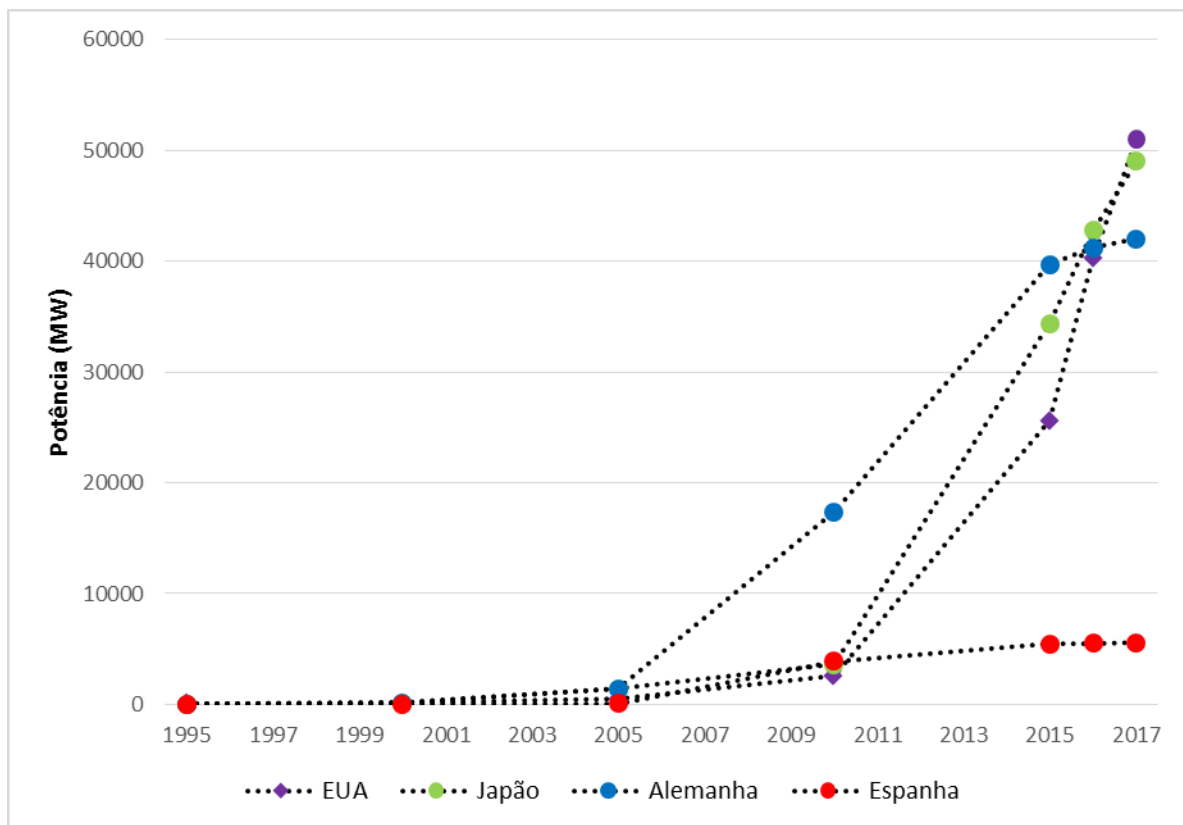
Alemanha, Japão, EUA e Espanha, que concentraram 93% da capacidade mundial instalada.

Ainda segundo Jannuzzi (2009), a energia proveniente de sistemas fotovoltaicos, com o tempo, atingirá custos ainda menores e se tornará competitiva comparada aos preços praticados aos usuários e aos sistemas de geração de energia elétrica já consolidados. Conforme projeção da Plataforma Tecnológica Fotovoltaica Europeia (JANNUZZI apud EUROPEAN UNION, 2007), esta competitividade será alcançada, na Europa, entre 2010 e 2020 considerando as tarifas praticadas ao consumo e 2030 quando comparada aos custos médios de geração.

Esta evolução da indústria fornecedora de equipamentos fotovoltaicos e relacionados durante a partir da década de 90 é reflexo de políticas públicas de incentivo dos países precursores deste meio de geração de energia, como observa Jannuzzi (2009).

Notamos a perseverança dos pioneiros Alemanha, Japão, EUA e Espanha, se destacando no mercado mundial. Segundo Jannuzzi (2009), estes 4 países foram responsáveis por aproximadamente 90% do total instalado em 2007, com 50% das instalações somente na Alemanha. Observa-se que estes países continuam expandindo a exploração da energia solar, conforme levantamento representado no Gráfico 01.

Gráfico 01 – Potência acumulada instalada de sistemas fotovoltaicos na Alemanha, Espanha, Japão e EUA, em MW (1995-2017).



Fonte: Adaptado de IEA – PVPS (2018).

1.1.1.2 No Brasil

Ao passo em que se observa o atraso na exploração de energia solar no Brasil, notamos o grande aumento dos parques instalados em países que foram pioneiros na Europa, além dos Estados Unidos e também em países da Ásia que também aderiram a esta tecnologia nos últimos anos. Chama a atenção o notável potencial de captação de energia solar disponível em território brasileiro contrapondo com a capacidade instalada até os últimos anos, conforme a Agência Nacional de Energia Elétrica (VARELLA, 2009 apud ANEEL).

No início da década de 2000, segundo Varella (2009), a presença sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil era muito pequena, na qual se caracterizava muitas vezes como testes de aplicação. A maioria das utilizações de fontes solares fotovoltaicas observadas neste período era predominantemente em sistemas isolados,

como sistemas elétricos rurais, de telecomunicações, abastecimento de água por bombas e serviços públicos.

No entanto, o potencial de irradiação solar do Brasil é muito grande, chegando a superar em mais que duas vezes o potencial da Alemanha, um dos países que lideram a capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos (Tabela 02).

Tabela 03 – Capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos e potencial solar na Alemanha, Espanha e Brasil (até 2017).

	Alemanha	Espanha	Brasil
Capacidade Instalada (MW)	42000	5600	935 *
Potencial (kWh/m2.ano)	900	1800	1950

Fonte: IEA – PVPS (2018), EPE (2018) e Jannuzzi (2009) apud Zilles (2008a) e Varella (2009).

* Nota: Sistemas conectados à rede

Tomando um histórico mais atual, verificamos uma grande mudança estratégica na matriz energética brasileira, com o aumento considerável no último ano da participação da energia fotovoltaica nesta distribuição.

Tabela 04 – Potência acumulada instalada de sistemas fotovoltaicos no Brasil em MW (2016 e 2017).

Fonte	2016	2017	Δ 17/16
Hidrelétrica	96.925	100.275	3,5%
Térmica	41.275	41.628	0,9%
Nuclear	1.990	1.990	0,0%
Eólica	10.124	12.283	21,3%
Solar	24	935	3836%
Capacidade disponível	150.338	157.112	4,5%

Fonte: EPE (2018).

1.1.2 Perspectiva de distribuição da energia fotovoltaica

1.1.2.1 No mundo

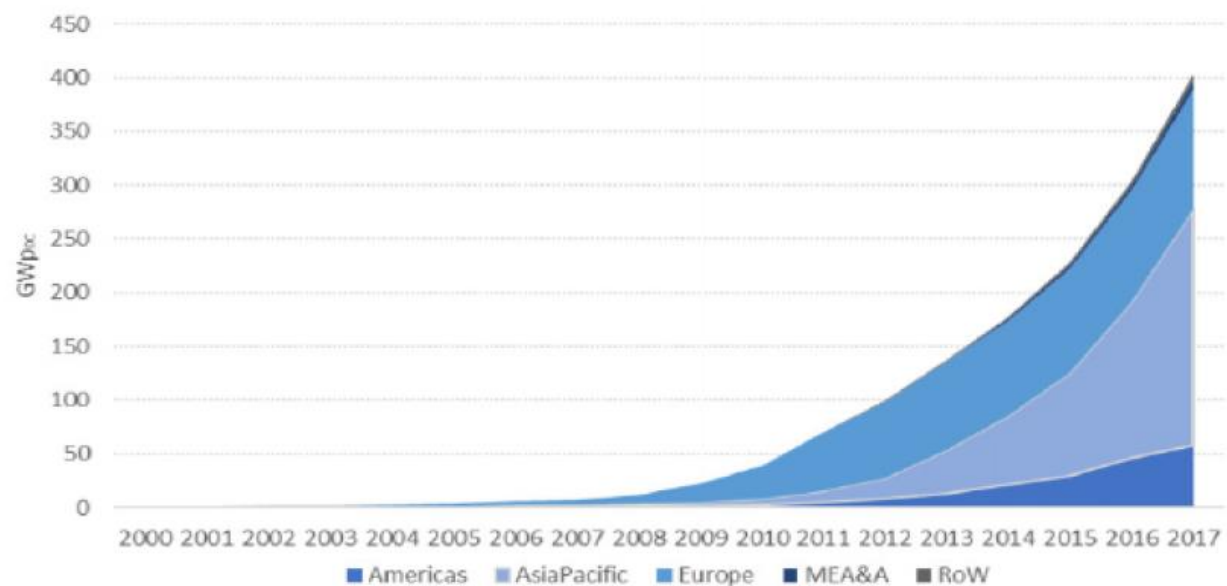
Conforme projeção apresentada por MME (2017), a produção de energia solar mundial esboça crescimento similar à expansão da energia eólica, conforme apresentado a seguir.

Tabela 05 – Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração para a Expansão de Referência.

FORTE ^(a)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
RENOVÁVEIS	118.445	127.711	136.886	141.212	143.548	146.974	150.687	154.477	158.383	162.489	166.690
HIDRO ^(b)	89.698	94.846	99.846	102.008	102.008	102.008	102.150	102.268	102.501	102.937	103.466
OUTRAS RENOVÁVEIS	28.747	32.865	37.040	39.204	41.540	44.966	48.538	52.209	55.882	59.552	63.223
PCH e CGH	5.820	6.052	6.270	6.393	6.658	6.658	6.958	7.258	7.558	7.858	8.158
EÓLICA	10.025	12.843	15.598	16.645	17.645	19.450	21.254	23.058	24.862	26.666	28.470
BIOMASSA ^(c)	12.881	13.010	13.182	13.506	13.577	14.199	14.666	15.234	15.802	16.368	16.936
SOLAR CENTRALIZADA	21	960	1.990	2.660	3.660	4.660	5.660	6.660	7.660	8.660	9.660

Fonte: MME (2017).

Gráfico 02– Evolução da Capacidade Instalada no Mundo.

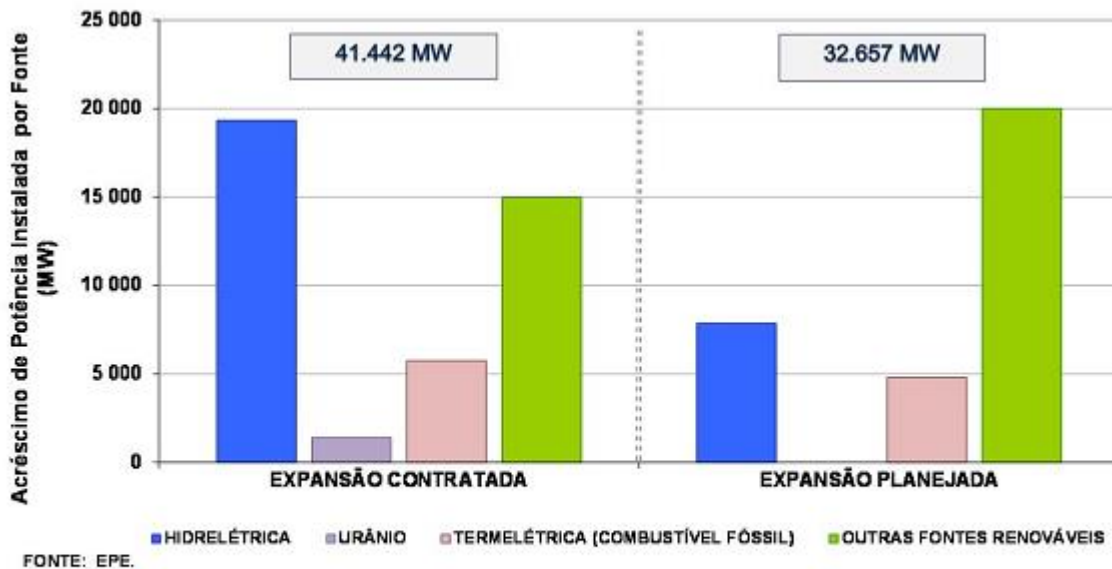


Fonte: EPE (2018) apud IEA – PVPS (2018).

1.1.2.2 No Brasil

No âmbito nacional, a expansão planejada pelo governo e órgãos reguladores, segundo o Relatório Final do PDE 2024 (MME, 2015), de fontes renováveis (eólicas, PCH, termelétricas a biomassa e solar) prevalece sobre as demais fontes, como podemos observar abaixo.

Gráfico 03 – Acréscimo da Capacidade Instalada no Mundo.

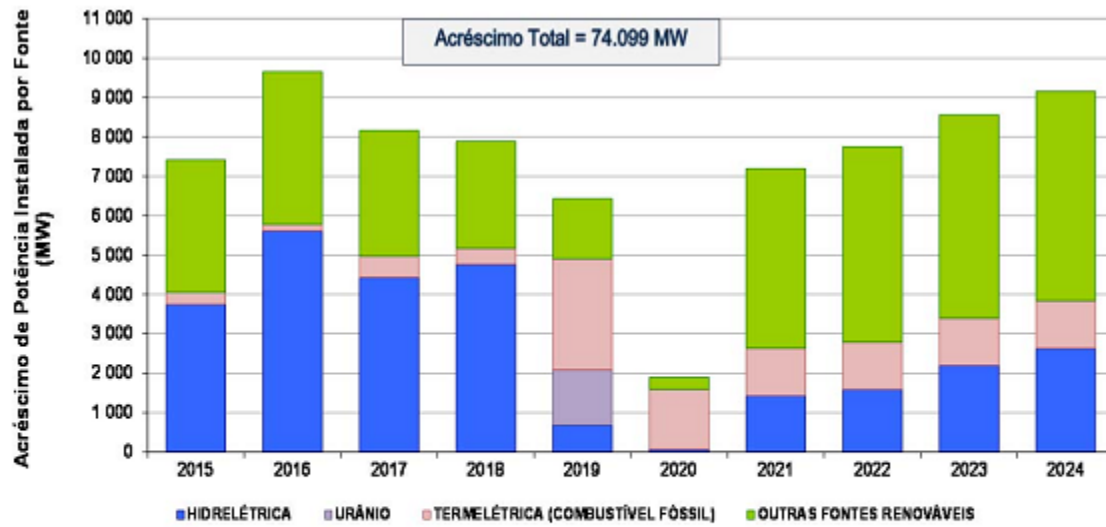


Nota: Neste gráfico são apresentados apenas os acréscimos de potência devido à expansão do sistema, não contemplando eventuais saídas de usinas ou redução de potência. Essa informação, entretanto, está considerada nos gráficos e tabelas referentes à evolução de capacidade instalada do SIN.

Fonte: EPE (2018) apud IEA – PVPS (2018).

Observamos a carência na oferta de energia renovável, uma vez que é a única fonte contratada abaixo da expansão planejada. Assim, destaca-se a importância no investimento na matriz renovável para viabilizar a redução da exploração de fontes de energia através de combustíveis fósseis ou nucleares.

Gráfico 04 – Acréscimo Anual da Capacidade Instalada no Mundo.



FORNTE: EPE.

Nota: Neste gráfico são apresentados apenas os acréscimos de potência devido à expansão do sistema, não contemplando eventuais saídas de usinas ou redução de potência. Essa informação, entretanto, está considerada nos gráficos e tabelas referentes à evolução de capacidade instalada do SIN.

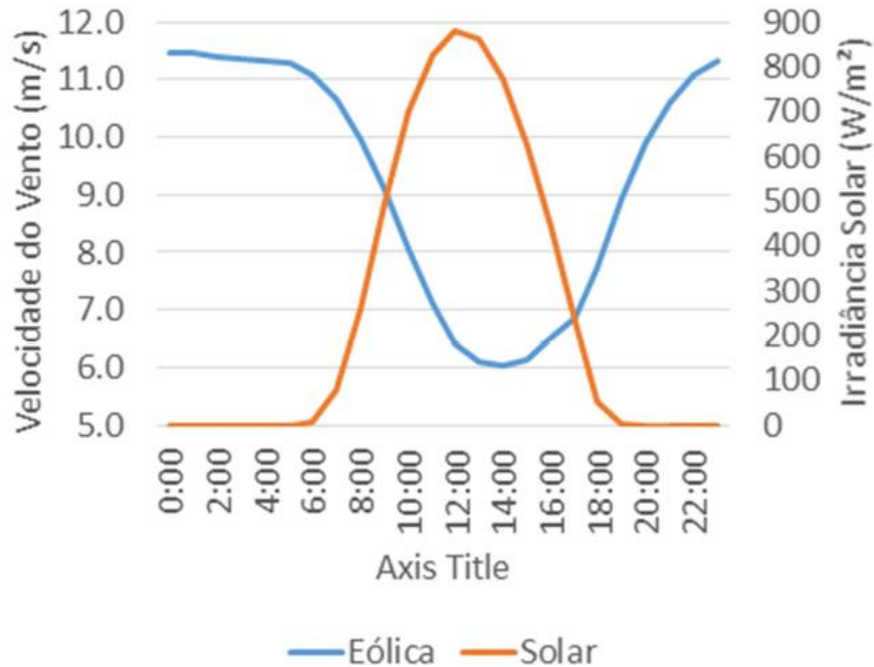
Fonte: EPE (2018) apud IEA – PVPS (2018).

Notamos, entre 2021 e 2024, uma projeção de expansão média anual de cerca de 10%, em percentual da capacidade instalada total dessas fontes. Neste período ainda observamos a expectativa de ampliação constante da participação de fontes renováveis na capacidade instalada mundial (Gráfico 04).

Analisando ainda de forma técnica, as fontes solar e eólica possuem particularidades, uma vez que possuem características intermitentes. Segundo o Relatório Final do PDE 2024, esta intermitência se refere às condições climáticas que influenciam a radiação solar e disponibilidade de vento.

A operação do sistema, nestas características se torna mais complexa, carecendo de uma análise destas singularidades para a manutenção e segurança no suprimento de energia. Neste contexto, a diversificação da matriz elétrica requer mais cuidado. Segundo ABSOLAR (2018), estas características dos sistemas fotovoltaicos e eólicos os tornam complementares (vide Gráfico 05), sugerindo um equilíbrio entre as suas potências instaladas.

Gráfico 05 – Complementabilidade dos sistemas eólico e fotovoltaico.



Fonte: ABSOLAR (2018).

1.1.3 EXPLORAÇÃO COMERCIAL DA ENERGIA FOTOVOLTÁICA

1.1.3.1 Leilões de Energia Renovável

O governo federal promove a contratação de energia elétrica através de leilões reversos. Neles são definidos os tipos de energia a ser contratada e condições de contratação. Nos leilões mais recentes em que foi contratado fornecimento de energia proveniente de fontes solares, o prazo determinado para início do fornecimento foi de no máximo 4 ou 6 anos (leilões A-4 e A-6). O processo de participação envolve o cadastro do empreendimento proposto para geração de energia, análise e aprovação técnica do EPE e posterior leilão através de deságio promovido pelo Ministério de Minas e Energia.

1.1.4 O PROBLEMA

A oportunidade de investimento neste tipo de energia se mostra muito atrativa; porém, o orçamento de capital, definição de grau de atratividade e a decisão de investimento são determinantes para a satisfação dos investidores. Com as diversas variáveis técnicas e financeiras, deve-se avaliar a viabilidade de investimento em geração de energia elétrica por fontes fotovoltaicas identificando a metodologia de análise mais adequada.

1.1.5 OBJETIVO

Pesquisar e avaliar as ferramentas de análise de viabilidade de investimento aplicadas em geração de energia elétrica por fontes fotovoltaicas.

1.1.6 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Pesquisar literatura sobre o tema;
- Identificar particularidades deste perfil de investimento;
- Aplicar metodologias existentes de avaliação de viabilidade;
- Avaliar os resultados, comparando com estudos anteriores.

2 DECISÕES DE INVESTIMENTO

A bibliografia disponível lista diversas formas de análise de projetos, cada uma com sua particularidade e, dentro de sua característica, simples ou arrojada, pode ser mais vantajosa de acordo com cada perfil de projeto.

Segundo Cherobim (2016), o instrumento recomendável para decisão de investimento de capital é o orçamento de capital devido aos seguintes fatores:

- 1- Impacto de a decisão ser de longo prazo;
- 2- Risco envolvido ser alto;
- 3- Percepção do momento adequado para investimento;

4- Racionalidade na decisão de investimento;

5- Decisão de financiamento;

Nesta análise a estimativa dos fluxos de caixa livres de cada projeto e a definição do custo de capital a ser considerado nos descontos previstos são essenciais para o orçamento de capital. Ainda segundo Cherobim (2016), o custo de capital é proporcional ao grau de risco do projeto.

2.1.1 MÉTODOS DE ANÁLISE DE INVESTIMENTO

Segundo Souza (2003), o processo de execução e avaliação de projetos de investimento de capital compreende as seguintes fases:

- 1- Desenvolvimento do fluxo de caixa;
- 2- Determinação do custo da oportunidade do capital;
- 3- Cálculo da viabilidade econômico-financeira;
- 4- Decisão de aceitação ou rejeição do investimento; e
- 5- Consideração no orçamento de capital.

2.1.1.1 Payback simples

Payback é o período de tempo necessário para que o fluxo de caixa operacional do projeto recupere o valor a ser investido. Segundo Souza (2003), é um dos métodos mais utilizados nas decisões de investimento de longo prazo, principalmente como uma medida de risco. Ao estabelecer o período máximo para o retorno do projeto, procura-se reduzir o risco e valorizar a liquidez. Embora seja considerado deficiente por não considerar o valor do dinheiro no tempo, é mais simples, objetivo e mais utilizado.

2.1.1.2 Valor presente líquido

Valor presente líquido é o valor presente do fluxo de caixa operacional do projeto descontado ao custo de capital da empresa. Neste caso, quanto maior o valor presente líquido, melhor o projeto.

Fórmula VPL:

$$VPL = FC_0 + \frac{FC_1}{(1+k)^1} + \frac{FC_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1+k)^n}$$

Dado por:

VPL= Valor Presente Líquido

FC₀ = Valor do Investimento Líquido

FC_{1...n} = Fluxo de caixa livre de cada ano

k = Custo de capital

2.1.2 Taxa interna de retorno

É a taxa de retorno que iguala o fluxo de caixa operacional ao valor a ser investido no projeto. A TIR é a maior taxa de desconto possível para tornar o VPL igual à zero. Se o projeto está oferecendo um retorno igual ou superior ao custo de capital da empresa, ele estará gerando caixa suficiente para pagar os juros e para remunerar os acionistas de acordo com suas exigências. Se a TIR do projeto for maior que o custo de capital, significa que a empresa estará aumentando sua riqueza ao aceita-lo.

Fórmula TIR:

$$TIR = FC_0 + \sum_{j=1}^n \frac{F_n}{(1+TIR)^n}$$

Dado por:

TIR= Taxa Interna de Retorno

FC₀ = Valor do Investimento Líquido em valor negativo

FC_{1...n} = Fluxo de caixa livre de cada ano

2.1.3 Taxa interna de retorno modificada

É a taxa de desconto a qual o valor presente do custo de um projeto; e igual ao valor presente de seu valor final, em que o valor final é encontrado pela soma dos valores futuros das entradas de caixa capitalizadas ao custo de capital da empresa.

Calcula-se similar à TIR, considerando a taxa de desconto do valor presente.

2.2 COMPARAÇÃO DOS MÉTODOS DE AVALIAÇÃO DE VIABILIDADE

Conforme descrito em Cherobim (2016), observamos a tabela de comparação resumida dos métodos de avaliação métodos de investimentos.

Tabela 06 – Comparação entre métodos de desempenho.

Método	Sigla	Observação	Restrições
Payback	PB	Período de tempo em que o investimento inicial retornará.	Desconsidera o período restante do projeto.
Payback descontado	PBD	Período de tempo em que o investimento inicial retornará; Descontado o custo de capital.	Desconsidera o período restante do projeto.
Valor presente líquido	VPL	É o valor no presente dos valores a serem obtidos no futuro, descontados à taxa média de atratividade da empresa.	Depende da determinação do custo de capital. É um conceito de mais difícil assimilação pelos empresários do que uma taxa de retorno. [próprio livro]
Índice de rentabilidade	IR	Mede o número de vezes que a soma das entradas de caixa descontadas ao custo de capital cobre o investimento realizado no projeto.	É um método que conduz às mesmas decisões do VPL, com a diferença de que indica a solução em forma de um indicador de proporcionalidade.
Taxa interna de retorno	TIR	É a taxa de desconto que iguala os fluxos de entrada e saída ou a taxa que iguala o valor líquido presente a zero.	É menos consistente com a maximização da riqueza do acionista, pode aceitar projetos com taxas altas, mas abaixo da TMA.
Taxa interna de retorno modificada	TIRM	É a taxa de desconto à qual o valor presente do custo de um projeto é igual ao valor presente de seu valor final, em que o valor final é encontrado como a soma dos valores futuros das entradas de caixa, capitalizados ao custo da empresa.	É menos consistente com a maximização da riqueza do acionista, pode aceitar projetos com taxas altas, mas abaixo da TMA.

Fonte: Adaptado de Cherobim (2016, p. 184)

3 ESTUDO DE CASO

Tomando o modelo apresentado por Brito et al. (2017), estudou-se o investimento para implantação de uma Usina Solar Fotovoltaica de 3 MWp considerando os custos necessários no intervalo de 25 anos.

3.1 ORÇAMENTO DE CAPITAL - LEVANTAMENTO DE CUSTOS DE UM SISTEMA

Conforme modelo apresentado por Brito et al. (2017), o levantamento de custos deste sistema pode ser realizado pelas seguintes etapas:

- 1 - Estudo da irradiação solar na região
- 2 – Cálculo do investimento inicial
- 3 - Simulação da USF ao longo da vida útil
- 4 – Cálculo de despesas anuais operacionais e administrativas ao longo da vida útil

3.1.1 Etapa 1 - Estudo da irradiação solar na região

Tomando os dados levantados por Brito et al. (2017), através do software RADIASOL 2 obteve-se os dados de irradiação média incidente na região da instalação da usina solar fotovoltaica em estudo, conforme tabela abaixo.

Tabela 07 – Irradiação solar media na região de Campina Grande - PB.

Mês	Irradiação [kWh/m ² /dia	Mês	Irradiação [kWh/m ² /dia
Jan	5,46	Jul	3,82
Fev	5,38	Ago	5,07
Mar	5,3	Set	5,21
Abr	4,82	Out	5,88
Mai	4,41	Nov	6,07
Jun	3,85	Dez	5,68

Fonte: Brito et al. (2017).

3.1.2 Etapa 2 – Cálculo do investimento inicial

A estimativa do valor de investimento inicial da usina foi realizada com base nos custos dos equipamentos importados. Brito et al. (2017) em levantamento chegaram ao custo de 0,78 €/Wp. Com a nacionalização dos custos à taxa de câmbio de 3,94 R\$/€, chega-se ao valor inicial de investimento da instalação de R\$ 21.993.393,64, ou seja, 7,33 R\$/Wp.

3.1.3 Etapa 3 - Simulação da USF ao longo da vida útil

Nessa etapa projetamos a geração de energia elétrica ao longo da vida útil da instalação e a receita bruta anual obtida da venda. Inicialmente é calculada a energia gerada no primeiro ano de funcionamento do empreendimento, por meio da seguinte equação.

$$P_{FV} = \frac{E \times G}{H_{TOT} \times PR}$$

Dado por:

P_{FV} = potência instalada total (em kWp)

E = energia elétrica média diária gerada pela USF (em kWh/dia)

G = irradiação em condições de teste padrão = 1 (em kW/m²)

H_{TOT} = irradiação solar incidente no plano dos módulos (em kWh/m².dia)

PR = taxa de desempenho da USF = 75% (valor padrão)

Os dados da geração mensal são ilustrados na Tabela 06.

Tabela 08 – Estimativa dos níveis de geração da USF (ano zero).

Mês	Geração diária [kWh/dia]	Geração mensal [MWh]
Jan	12.285,00	368,55
Fev	12.105,00	363,15
Mar	11.925,00	357,75
Abr	10.845,00	325,35
Mai	9.922,50	297,68
Jun	8.662,50	259,88
Jul	8.595,00	257,85
Ago	11.407,50	342,23
Set	11.722,50	351,68
Out	13.230,00	396,90
Nov	13.657,50	409,73
Dez	12.780,00	383,40

Fonte: Brito et al. (2017).

Na Tabela 06, a energia gerada nesse ano é estimada em 4.114,15 MWh. No estudo de Brito et al. (2017) considerou-se como perda de eficiência dos módulos solares a taxa de 0,576% ao ano.

Neste cálculo manteve-se o valor de venda com base no PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) médio no ano de 2015 extraídos de Câmara de comercialização de Energia elétrica (CCEE) calculados para o submercado Nordeste (NE), relacionando faixa de R\$ 145,09 a R\$ 388,48 (CCEE, 2016).

Da mesma forma que o estudo original adotou-se o valor máximo da faixa como preço fixo de venda, fez-se projeção da receita bruta anual ao longo dos 25 anos de vida útil da instalação, conforme ilustrado na Tabela 07.

Tabela 09 – Receita bruta projetada para 25 anos de operação.

Ano	Geração total anual [MWh]	Valor PLD [R\$/MWh]	Receita bruta total (R\$)
0	-	-	-
1	4.114,13	388,48	1.598.255,28
2	4.090,43	388,48	1.589.049,33
3	4.066,87	388,48	1.579.896,41
4	4.043,44	388,48	1.570.796,20
5	4.020,15	388,48	1.561.748,42
6	3.997,00	388,48	1.552.752,75
7	3.973,97	388,48	1.543.808,89
8	3.951,08	388,48	1.534.916,55
9	3.928,32	388,48	1.526.075,43
10	3.905,70	388,48	1.517.285,24
11	3.883,20	388,48	1.508.545,67
12	3.860,83	388,48	1.499.856,45

Fonte: Brito et al. (2017).

3.1.4 Etapa 4 – Cálculo de despesas anuais operacionais e administrativas ao longo da vida útil

A USF está sujeita ao pagamento de taxas e contribuições específicas do setor elétrico, vistas como despesas operacionais por estarem ligadas diretamente à capacidade de geração e à quantidade de energia entregue. Estando definida no grupo A4 (2,3 a 25 kV), geração, incidem as seguintes taxas:

- a) TUSD – Tarifa de Utilização do Sistema de Distribuição; e
- b) TFSEE – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica.

Segundo Ikuta Júnior e Goya (2014), os custos operacionais e administrativos são estimados em 1% do investimento inicial, totalizando R\$ 219.933,94 ao ano. Entretanto, mantendo-se a premissa do estudo inicial, considera-se que o custo com a troca de inversores a cada 10 anos como reinvestimento do próprio acionista.

A Resolução do Conselho Federal de Contabilidade nº. 1.136/08 define a depreciação como a redução do valor dos bens tangíveis pelo desgaste ou perda de utilidade por uso, ação da natureza ou obsolescência, levando em conta o tempo de

vida útil do equipamento (Brito et al. (2017) apud CFC). Ela aplica-se a partir do momento em que o ativo entra em funcionamento, até o final de sua vida útil.

No trabalho de (Brito et al. (2017) apud CFC) utilizou-se o método linear de cálculo de depreciação, ilustrado na Tabela 08, haja visto ser o método mais aceito pela Receita Federal do Brasil.

Tabela 10 – Depreciação contábil dos equipamentos.

Equipamento	Vida útil (anos)	Taxa de depreciação (% a.a.)	Depreciação anual (R\$)
Módulos fotovoltaicos	25	4%	407.855,44
Inversores	10	10%	384.175,24
BOS	10	10%	561.525,53

Fonte: Brito et al. (2017).

Avaliando a complexidade da obra, valor orçado para o projeto e, conseqüentemente, a indisponibilidade de recursos para iniciar e financiar integralmente um projeto desta magnitude, entende-se como essencial avaliar a captação de recursos de terceiros, neste caso foi considerada a captação de recursos de instituições bancárias. Em pesquisa pelas opções de financiamento apontadas por Brito et al. (2017) o Fundo Clima se apresenta como a melhor. Esta modalidade de crédito, disponibilizado pelo BNDES, é aderente aos projetos de geração de energia fotovoltaica, apresenta taxa de juros anuais de 4,9%, permite o financiamento de até 80% do custo total da obra e concede prazo de pagamento de até 16 anos incluindo o período de carência (BNDES, 2018).

Considerando que a dinâmica de análise prevê a receita descontada do custo financeiro decorrente do financiamento assumido, é de extrema importância buscar a melhor condição ofertada pelas instituições bancárias ou buscar um maior montante junto aos investidores para reduzir a proporção do capital da obra de origem financiada. Porém, para este estudo, tomaremos a condição de financiamentos disponibilizada pelo fundo apresentado considerando o maior percentual permitido dentro dos limites de faturamento estipulados no prospecto.

Considerando a usina em questão financeiramente autônoma, sem dependência de outra instituição, devemos também prever suas obrigações tributárias junto aos órgãos governamentais. Mantemos, desta forma, o mesmo modelo tributário optado por Brito et al. (2017), o qual classifica o empreendimento, por conta de se encaixar no critério de faturamento anual de até R\$ 2.400.000,00, elegível ao Simples Nacional. Recolhendo impostos federais, estaduais e municipais de forma unificada com alíquotas que variam segundo seu faturamento.

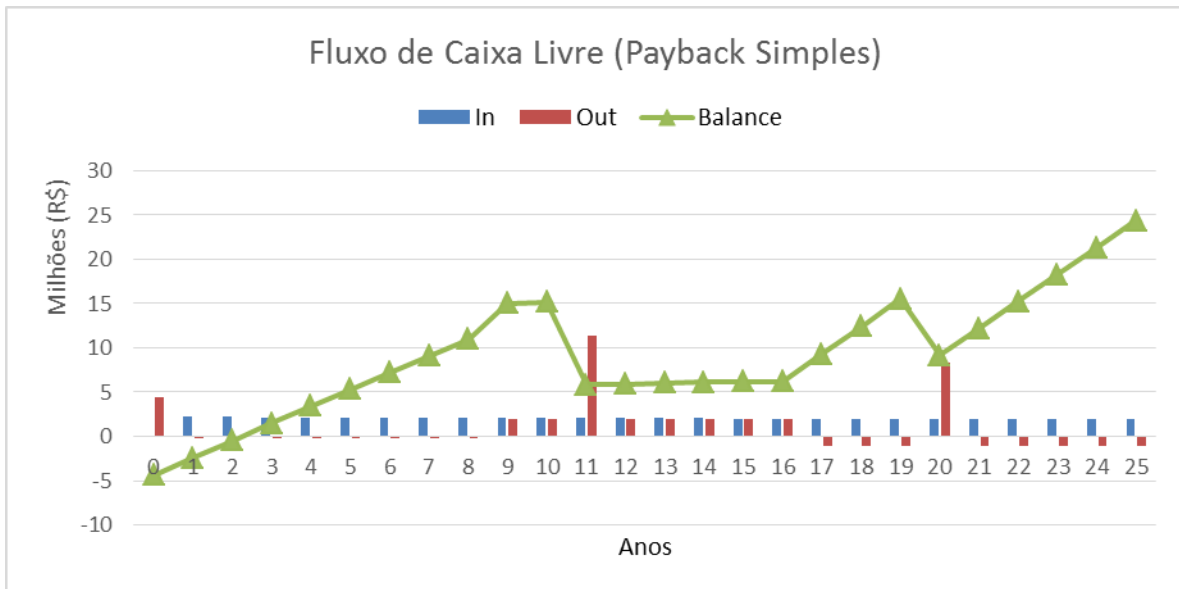
Segundo a tabela de tributação pelo Simples Nacional, as taxas anuais de impostos variam entre 10,2% e 9,4% da receita bruta anual.

3.2 ANÁLISE DE VIABILIDADE DO SISTEMA

3.2.1 Payback simples

Consideramos as condições de financiamento oferecidas no início do projeto e assumimos os custos de reinvestimento com o próprio caixa gerado. Tomando os lançamentos de entradas e saídas de valores do projeto na abordagem de Payback Simples, chegamos ao seguinte fluxo de caixa a seguir (Gráfico 06).

Gráfico 06 – Fluxo de caixa livre (Payback simples).



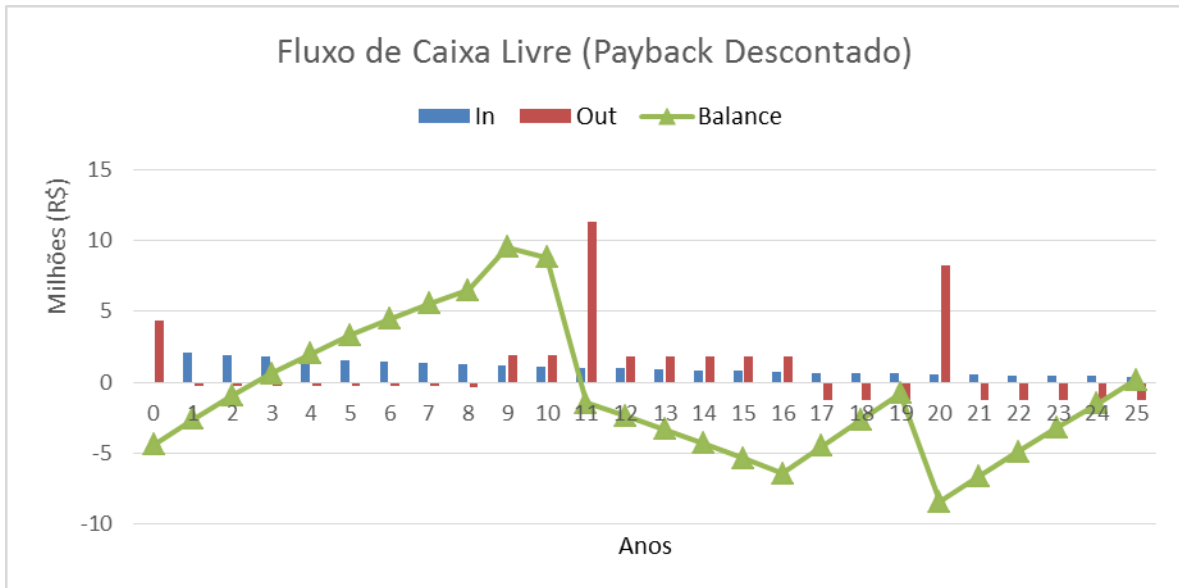
Fonte: Elaboração própria.

Nesta análise o tempo de payback é de 03 anos e 03 meses e o saldo ao final do projeto é de R\$ 24,4 milhões.

3.2.2 Payback descontado

Tomando os lançamentos de entradas e saídas de valores do projeto na abordagem de Payback Descontado com base na taxa SELIC atual (6,5% ao ano) chegamos ao seguinte fluxo de caixa abaixo.

Gráfico 07 – Fluxo de caixa livre (Payback descontado).



Fonte: Elaboração própria.

Nesta análise o tempo de payback é de 03 anos e 06 meses; porém os custos de reinvestimentos afetam consideravelmente o saldo anual.

3.2.3 Taxa interna de retorno

Considerando os custos de reinvestimentos e o desconto do investimento no tempo, chegamos ao saldo final do projeto é de R\$ 178.660,64. A Taxa interna de retorno – TIR é de 41%.

4 CONCLUSÃO

Pela análise realizada, nas condições atuais de atratividade de investimento e considerações realizadas, o investimento em parques solares a partir de 3 MW se mostra atrativo pela avaliação de Payback simples; porém, quando consideramos Payback com valor presente, este cenário se mostra muito menos atrativo em função de uma taxa de desconto bastante alta no longo prazo.

Levando em conta a redução expressiva da taxa de juros dos anos de 2017 e 2018, houve grande aumento na atratividade de investimentos. Notamos que a análise de Brito et al. (2017) levou em consideração a taxa Selic em vigência naquele momento em que estava em seu maior valor histórico dos últimos 10 anos.

Além da análise financeira, a exploração deste nicho também se mostra estratégica à medida que os combustíveis fósseis se esgotam e se apresentam menos viáveis. Em contrapartida, novas tecnologias tornam este modal de geração de energia mais acessível. A partir desta visão observamos a assertividade da proposta de aplicação de leilões específicos para fontes fotovoltaicas, conforme resultados apresentados nos relatórios da ANEEL.

REFERÊNCIAS

ABINEE. **Propostas para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira. Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos da ABINEE.** 2012. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>>. Acesso em: 08 mai. 2018.

ABSOLAR. **Energia Solar Fotovoltaica: Leilões A-6 e Realização de LER 2018.** Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos da ABINEE. 2018. Disponível em: <<https://goo.gl/XmNSHd>>. Acesso em: 11 set. 2018.

BRITO, Núbia Silva Dantas; RIBEIRO, Renata Guedes Almeida; MEDEIROS, Marcos Vinícius Bezerra; OLIVEIRA, Selma Alves de; SIMÕES, Melyna Candice Silva. Proposição de uma metodologia para análise de viabilidade econômica de uma usina fotovoltaica. **Revista Principia**, 01 de junho de 2017, Vol.1(34), pp.84-92.

BRUNI, Adriano L.; FAMÁ, Rubens. **As decisões de investimentos:** com aplicações na HP12C e Excel. 4ª Edição, Curitiba: Atlas, 2017;

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento; Fundo Clima. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/fundo-clima>>. Acesso em: 05 set. de 2018.

CCEE. **Leilão nº 022 – 27º Leilão de Energia Nova (A-4).** Disponível em: <<https://goo.gl/RtTL1h>> Acesso em: 08 de abr. de 2018.

CHEROBIM, Ana Paula Mussi Szabo; LEMES JR, Antônio Barbosa; RIGO, Cláudio Miessa. **Administração financeira:** princípios, fundamentos e práticas brasileiras. 4ª Edição, Rio de Janeiro: Editora Elsevier, 2016.

IEA. International Energy Agency. **PVPS Annual Report 2018**. 2018. Disponível em: <<https://goo.gl/dzqLYN>>. Acesso em: 25 de nov. de 2018.

JANNUZZI, Dr. Gilberto de Martino. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica no Brasil: Panorama da Atual Legislação**. 2009. Relatório Final.

GOYA, Fernando Takeo; IKUTA JR, Emerson Shinji. **Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica de Sistemas Fotovoltaicos Interligados à Rede Elétrica em Diferentes Cenários de Geração**. 2014. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Curso Superior de Engenharia Industrial Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba. 2014.

MME - Ministério de Minas e Energia; Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. Edição 2015. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-2024>>. Acesso em: 5 mai. 2018.

MME - Ministério de Minas e Energia; Plano Nacional de Energia 2030. Edição 2007b. Disponível em: < http://www.epe.gov.br/PNE/20080512_7.pdf >. Acesso em: 5 mai. 2018.

MME - Ministério de Minas e Energia; Plano Nacional de Energia 2026. Edição 2017. Disponível em: < <https://goo.gl/abXLyx> >. Acesso em: 25 nov. 2018.

SOUZA, Acilon Batista de. **Projetos de investimentos de capital: elaboração, análise e tomada de decisão**. São Paulo, SP: Atlas, 2003. 216 p. ISBN 85-224-3395-X.

VARELLA, Fabiana Karla de Oliveira Martins. **Estimativa do índice de nacionalização dos sistemas fotovoltaicos no Brasil**. Campinas, SP: [s.n.], 2009.