



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

Iberê Carneiro de Oliveira

**Análise Econômica da Inserção de Painéis
Fotovoltaicos no Campus da UNIFEI - Itajubá
com Simulação de Monte Carlo**

Junho de 2019

Itajubá-MG - Brasil

PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Iberê Carneiro de Oliveira

**Análise Econômica da Inserção de Painéis
Fotovoltaicos no Campus da UNIFEI - Itajubá
com Simulação de Monte Carlo**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como um dos pré-requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. PhD. Benedito Donizeti Bonatto

Co orientador: Prof. Ph.D. José Luiz Rezende Pereira

Junho de 2019

Itajubá-MG – Brasil

Dedicatória

Ao meu Pai Marcelo de Oliveira (in memoriam)

“Se apenas houvesse uma única verdade, não poderiam pintar-se cem telas sobre o mesmo tema” – Pablo Picasso.

AGRADECIMENTOS

Eu gostaria de agradecer ao meu orientador Prof. Ph.D. Benedito Donizeti Bonatto por toda a sabedoria compartilhada ao longo desse trabalho, e também gostaria de agradecer ao Prof. Ph.D. José Luiz Pereira Resende Pereira pelo apoio do INERGE para a realização deste trabalho.

Gostaria de citar também os professores que me ajudaram diretamente na conclusão desse trabalho, Prof. Dr. Victor Eduardo de Mello Valério e Prof. Ph.D. Paulo Fernando Ribeiro, e indiretamente o Prof. Dr. Antônio Carlos Zambroni e aos seminários que preenchiam a semana com conhecimento.

Não poderia deixar de citar meus colegas de laboratório no aPTIs SG², que também foram de suma importância na conclusão desse trabalho, seja com ideias, revisões, correções ou mesmo uma boa conversa para acalmar os momentos mais difíceis.

Finalmente, eu gostaria de agradecer minha namorada Leticia, que foi meu equilíbrio durante o tempo que estamos juntos, meus avós por todo suporte e compreensão, minha mãe por toda a ajuda e esforço para qualquer situação e por fim meus amigos de Ouro Fino e Itajubá, pois todos são parte contribuinte do meu trabalho.

Sumário

1. Introdução	1
1.1 Contextualização do Problema de Pesquisa.....	1
1.2 Motivações.....	3
1.2.1 Motivações Gerais	3
1.2.2 Motivações Filosóficas	4
1.3 Objetivos do Trabalho	6
1.4 Organização da Dissertação	6
2. Fundamentação Teórica	8
2.1 Considerações Iniciais	8
2.2 Geração Distribuída	8
2.2.1 O Conceito de Geração Distribuída.....	8
2.2.2 Normas Brasileiras	10
2.3 Energia Solar Fotovoltaica.....	11
2.3.1 Fatores que Influenciam na Produção de Energia Elétrica nos Sistemas de Geração Fotovoltaica.....	13
2.3.2 Critérios de Dimensionamento de Sistemas de Geração Fotovoltaica	19
2.4 Análise Econômica	21
2.4.1 Custo de Capital	21
2.4.2 Viabilidade Econômica.....	21
2.4.3 Análise de Risco	23
2.5 Considerações Finais	26
3. Metodologia.....	27
3.1 Considerações Iniciais	27
3.2 Classificação da Pesquisa	28
3.3 Potencial Energético Solar da UNIFEI.....	28
3.4 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico para UNIFEI	31
3.4.1 Cálculos para Dimensionamento.....	34
3.4.2 Sistema PV Centralizado Construído ao Solo	38
3.4.3 Sistema PV Descentralizado Instalado nos Telhados dos Prédios do Campus da Unifei em Itajubá.....	39
3.5 Considerações Estocásticas.....	41

3.5.1	Custo de Capital	41
3.5.2	Investimento	42
3.5.3	Geração.....	43
3.5.4	Custo de Operação e Manutenção	44
3.5.5	Tarifação.....	44
3.5.6	Confiabilidade	45
3.6	Considerações Finais	46
4.	Resultados	47
4.1	Considerações Iniciais	47
4.2	Sistema Descentralizado	47
4.2.1	IRN	48
4.2.2	BIOMAT	49
4.2.3	BIM.....	50
4.2.4	INCIT	51
4.2.5	EXCEN.....	52
4.2.6	CEDUC.....	53
4.2.7	IESTI	54
4.2.8	PREFEITURA	55
4.2.9	IFQ.....	56
4.2.10	IMC.....	57
4.2.11	IEPG	58
4.2.12	LHCP.....	59
4.2.13	LAT	60
4.2.14	DETON.....	61
4.2.15	NUSEC220	62
4.2.16	OFICINA	63
4.2.17	Demais Prédios	64
4.2.18	Sistema PV descentralizado total	65
4.3	Sistema Centralizado	66
4.4	Discussão de Resultados	67
4.5	Considerações Finais	71
5.	Conclusões	72
5.1	Considerações Iniciais	72
5.2	Conclusões Gerais.....	72

5.3	Recomendações Para Trabalhos Futuros	74
5.4	Publicações	74
5.5	Agradecimentos	74
REFERÊNCIAS		75

LISTA DE FIGURAS

Fig. 1 1- Uso de energia per capita por dia do pelo ser humano[2].....	1
Fig. 1 2 - Custo nivelado de energia[6]	2
Fig. 1 3 - Preço para o cliente final de Sistemas Fotovoltaicos no Brasil [7].....	3
Fig. 2. 1 - Geração Centralizada [28].	9
Fig. 2. 2 - Geração Distribuída [29].	9
Fig. 2. 3 – Respectivamente, silício monocristalino, silício policristalino e silício amorfo [37].	11
Fig. 2. 4 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica [24].....	12
Fig. 2. 5 - Curva I-V, azul, curva P-V, vermelho de uma célula fotovoltaica ou módulo fotovoltaico [Autor].....	13
Fig. 2. 6 - Curva I-V variando com irradiância [41].....	14
Fig. 2. 7 - Curva P-V variando com a irradiância [41].....	14
Fig. 2. 8 - Eficiência do sistema PV ao passar dos anos [Autor].....	16
Fig. 2. 9 - Geração do Sistema PV a 20% de penetração na UNIFEI- Itajubá [Autor].....	18
Fig. 2. 10 - Penetração de Geração PV na UNIFEI – Itajubá [Autor].....	18
Fig. 2. 11 - Histórico dos preços das células de silício [51].....	20
Fig. 2. 12 – Distribuição triangular de probabilidade [59].....	24
Fig. 2. 13 - Distribuição normal de probabilidade.....	25
Fig. 3. 1 - Fluxograma da Metodologia utilizada.	27
Fig. 3. 2- Energia solar de ondas curtas que incide na superfície do solo ao longo do ano em Itajubá [64].	28
Fig. 3. 3- Potência de Saída esperada de Sistemas Fotovoltaicos por ano em Itajubá [62].....	29
Fig. 3. 4- Foto de Satélite da UNIFEI, campus Itajubá [65].....	29
Fig. 3. 5- Planta Baixa da UNIFEI - campus Itajubá.....	30
Fig. 3. 6- Consumo de potência elétrica pelos prédios individualizados pela UNIFEI - Itajubá (kW)/ ano 2017.....	32
Fig. 3. 7- Consumo de potência elétrica geral pela UNIFEI - Itajubá (kW) / ano 2017.....	32
Fig. 3. 8- Consumo de potência elétrica dos prédios sem medições no sistema supervisorio da UNIFEI - Itajubá/ ano 2017 (kW).	32

Fig. 3. 9- Diagrama Unifilar do sistema elétrica da UNIFEI – Itajubá modelado no OpenDSS [68].	34
Fig. 3. 10- Balanço entre Consumo e Geração total da UNIFEI – Itajubá com o Sistema PV de 2.022 kWp (kW)/ ano 2017	38
Fig. 3. 11- Sistema PV dimensionado centralizado ao Solo na UNIFEI – Itajubá.	39
Fig. 3. 12– Sistema PV descentralizado na UNIFEI – Itajubá.	40
Fig. 3. 13- Taxa Selic de 2007 até 2018 [70].	42
Fig. 3. 14- Tarifa da CEMIG [71].	45
Fig. 3. 15- Variação Anual da Tarifa da CEMIG [71].	45
Fig. 4. 1- VPL – Valor Presente Líquido para o Sistema PV instalado no IRN.	48
Fig. 4. 2- IR – Índice de Rentabilidade para o Sistema PV instalado no IRN.	48
Fig. 4. 3- TIR – Taxa Interna de Retorno para o Sistema PV instalado no IRN.	48
Fig. 4. 4- VPL – Valor Presente Líquido do Sistema PV do BIOMAT.	49
Fig. 4. 5 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV do BIOMAT.	49
Fig. 4. 6 - Taxa Interna de Retorno do Sistema PV do BIOMAT.	49
Fig. 4. 7 - Valor Presente Líquido do Sistema PV da BIM.	50
Fig. 4. 8 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV da BIM.	50
Fig. 4. 9 - Taxa Interna de Retorno do Sistema PV da BIM.	50
Fig. 4. 10 - Valor Presente Líquido do Sistema PV da INCIT.	51
Fig. 4. 11 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV da INCIT.	51
Fig. 4. 12 - Taxa Interna de Retorno do Sistema PV da INCIT.	51
Fig. 4. 13 - Valor Presente Líquido do Sistema PV do EXCEN.	52
Fig. 4. 14 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV do EXCEN.	52
Fig. 4. 15 - Taxa Interna de Retorno do Sistema PV do EXCEN.	52
Fig. 4. 16 - Valor Presente Líquido do Sistema PV do CEDUC.	53
Fig. 4. 17 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV do CEDUC.	53
Fig. 4. 18 - Taxa Interna de Retorno do Sistema PV do CEDUC.	53
Fig. 4. 19 - Valor Presente Líquido do Sistema PV do IESTI.	54
Fig. 4. 20 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV do IESTI.	54
Fig. 4. 21- Taxa Interna de Retorno do Sistema PV do IESTI.	54
Fig. 4. 22 - Valor Presente Líquido do Sistema PV da PREFEITURA.	55
Fig. 4. 23 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV da PREFEITURA.	55
Fig. 4. 24 - Taxa Interna de Retorno do Sistema PV da PREFEITURA.	55

Fig. 4. 25 - Valor Presente Líquido do Sistema PV do IFQ.	56
Fig. 4. 26 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV do IFQ.	56
Fig. 4. 27 - Taxa Interna de Retorno do Sistema PV do IFQ.	56
Fig. 4. 28 - Valor Presente Líquido do Sistema PV do IMC.	57
Fig. 4. 29 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV do IMC.	57
Fig. 4. 30 - Taxa Interna de Retorno do Sistema PV do IMC.	57
Fig. 4. 31 - Valor Presente Líquido do Sistema PV do IEPG.	58
Fig. 4. 32 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV do IEPG.	58
Fig. 4. 33 - Taxa Interna de Retorno do Sistema PV do IEPG.	58
Fig. 4. 34 - Valor Presente Líquido do Sistema PV do LHCP.	59
Fig. 4. 35 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV do LHCP.	59
Fig. 4. 36 - Taxa Interna de Retorno do Sistema PV do LHCP.	59
Fig. 4. 37 0 Valor Presente Líquido do Sistema PV do LAT.	60
Fig. 4. 38 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV do LAT.	60
Fig. 4. 39 - Taxa Interna de Retorno do Sistema PV do LAT.	60
Fig. 4. 40 - Valor Presente Líquido DETON.	61
Fig. 4. 41 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV do DETON.	61
Fig. 4. 42 - Taxa Interna de Retorno do Sistema PV do DETON.	61
Fig. 4. 43 - Valor Presente Líquido do Sistema PV do NUSEC220.	62
Fig. 4. 44 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV do NUSEC220.	62
Fig. 4. 45 - Taxa Interna de Retorno do Sistema PV do NUSEC220.	62
Fig. 4. 46 - Valor Presente Líquido do Sistema PV da OFICINA.	63
Fig. 4. 47 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV da OFICINA.	63
Fig. 4. 48 - Taxa Interna de Retorno do Sistema PV da OFICINA.	63
Fig. 4. 49 - Valor Presente Líquido do Sistema PV dos demais prédios.	64
Fig. 4. 50 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV dos demais prédios.	64
Fig. 4. 51 - Taxa Interno de Retorno do Sistema PV dos demais prédios.	64
Fig. 4. 52- CAPEX do Sistema PV descentralizado.	65
Fig. 4. 53 - Valor Presente Líquido do Sistema PV descentralizado.	65
Fig. 4. 54 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV descentralizado.	66
Fig. 4. 55 - Valor Presente Líquido do Sistema PV centralizado.	66
Fig. 4. 56 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV centralizado.	67
Fig. 4. 57- Taxa Interna de Retorno Sistema PV Centralizado.	67
Fig. 4. 58 - Plano de Risco x Retorno (para o IR) – Plano de Markowitz.	70

LITA DE TABELAS

Tabela 1 1- Consumo per capita de energia em perspectiva histórica.....	1
Tabela 3. 1- Consumo per capita de energia em perspectiva histórica.....	30
Tabela 3. 2- Consumo per capita de energia em perspectiva histórica.....	31
Tabela 3. 3- Tarifa Horo-Sazonal Verde A4 - 2017.....	31
Tabela 3. 4–Energia consumida pela UNIFEI – Itajubá em 2017.....	33
Tabela 3. 5- Histórico de Fatura d Energia Elétrica em 2017 da UNIFEI, campus Itajubá.	33
Tabela 3. 6- Preço dos Sistemas Fotovoltaicos para o Cliente Final [69].	38
Tabela 3. 7– Preços Possíveis do Sistema PV Centralizado para UNIFEI – Itajubá.	39
Tabela 3. 8– Dimensionamento dos Sistemas PV para os Prédios da UNIFEI – Itajubá.....	40
Tabela 3. 9– Preços Possíveis do Sistema PV Descentralizado para UNIFEI – Itajubá.	41
Tabela 3. 10– Cenários para a taxa Selic.....	42
Tabela 3. 11- CAPEX dos Sistemas [69].	42
Tabela 3. 12- Valor Residual.....	43
Tabela 3. 13- Geração dos Sistemas Fotovoltaicos.	43
Tabela 3. 14– Perda de Eficiência [44].....	44
Tabela 3. 15– OPEX [45].	44
Tabela 3. 16– Aumento da Tarifa [71].	45
Tabela 3. 17 - Confiabilidade dos Sistemas de Geração Fotovoltaicos.....	46
Tabela 4. 1 - Valor Presente Líquido Médio e Desvio Padrão de cada Sistema PV.	68
Tabela 4. 2 - Índice de Rentabilidade Médio e Desvio Padrão de cada Sistema PV.	69
Tabela 4. 3– Taxa Interna de Retorno Média e Desvio Padrão de cada Sistema PV.....	69

RESUMO

Essa dissertação apresenta uma metodologia para se estimar o retorno econômico e o seu risco associado ao investimento em sistemas de geração fotovoltaica (PV), através de simulação de Monte Carlo. Para isso, foram utilizados dados reais de geração e consumo de energia elétrica da UNIFEI, campus Itajubá, com o uso de um sistema supervisor e dimensionado um sistema de geração PV capaz de suprir a energia elétrica consumida pela UNIFEI junto à concessionária. Com base nesse dimensionamento foram modeladas duas arquiteturas para a implantação desse sistema PV: um sistema centralizado construído ao solo, e um sistema descentralizado espalhado pelos telhados dos prédios do campus da UNIFEI em Itajubá. Foram estabelecidas as principais variáveis estocásticas que influenciam no retorno econômico do sistema PV, tais como custo de capital, geração de energia elétrica, CAPEX, OPEX, valor residual, variação da tarifa de energia e a confiabilidade do sistema. Com esses dados foi realizada a simulação de Monte Carlo para os dois sistemas e calculadas as médias e desvio padrão de Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Índice de Rentabilidade (IR) dos sistemas bem seus desvios padrão.

Palavras-chave: Sistemas de geração fotovoltaica, viabilidade técnico-econômica, risco, geração distribuída, redes elétricas inteligentes, simulação de Monte Carlo.

ABSTRACT

This dissertation presents a methodology to estimate the economic return and its associated risk of investment in photovoltaic generation (PV) systems through Monte Carlo simulation. In order to do so, it was used real electricity generation and consumption data from UNIFEI, Itajubá campus, with the use of a supervisory system, and designed a PV generation system able to supply the consumed electrical energy by UNIFEI from the power utility. Based on this design, two architectures were modeled for the implantation of this PV system: a centralized system built to the ground, and a decentralized system spread over the roofs of the UNIFEI buildings in Itajubá. It was established the main stochastic variables that influence the economic return of the PV system, such as cost of capital, electric power generation, CAPEX, OPEX, residual value, energy tariff variation and system reliability. With these data the Monte Carlo simulation was performed for both systems and calculated the values Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR) and Profitability Index (RI) of the systems as well as their standard deviations.

Keywords: *Photovoltaic generation systems, technical-economic viability, risk, distributed generation, smart grids, Monte Carlo simulation.*

1. Introdução

1.1 Contextualização do Problema de Pesquisa

O consumo de energia está intimamente ligado com aumento da qualidade de vida das pessoas, pois quanto mais energia o ser humano for capaz de gerar, menos dependente do trabalho braçal e mais alimentos e bens ele será capaz de produzir. Em 1500 a humanidade consumia por volta de 13 trilhões de calorias de energia por dia. Atualmente consome 1,5 quatrilhão de calorias por dia, sendo que a população aumentou 14 vezes, e o consumo de energia 115 vezes [1]. O aumento no consumo e a dependência de energia ficam mais evidentes ao se observar a Tabela 1.1 e a Fig. 1.1:

Tabela 1 1- Consumo per capita de energia em perspectiva histórica
(unidades de energia = 1000 calorias por dia) [2].

	Comida (incluindo alimentação animal)	Moradia e comércio	Indústria e Agricultura	Transporte	Total per capita	População Mundial (milhões)	Total
Sociedade Tecnológica (agora)	10	66	91	63	230	6000	1.380.000
Sociedade Industrial (1850 DC)	7	32	24	14	77	1600	123.200
Agrícolas Avançadas (1000 AC)	6	12	7	1	26	250	6.500
Primeiras Agrícolas (5000 AC)	4	4	4	--	12	50	600
Caçadores (10000 AC)	3	3	--	--	6	6	30
Proto-Humanos	2	--	--	--	2	--	--

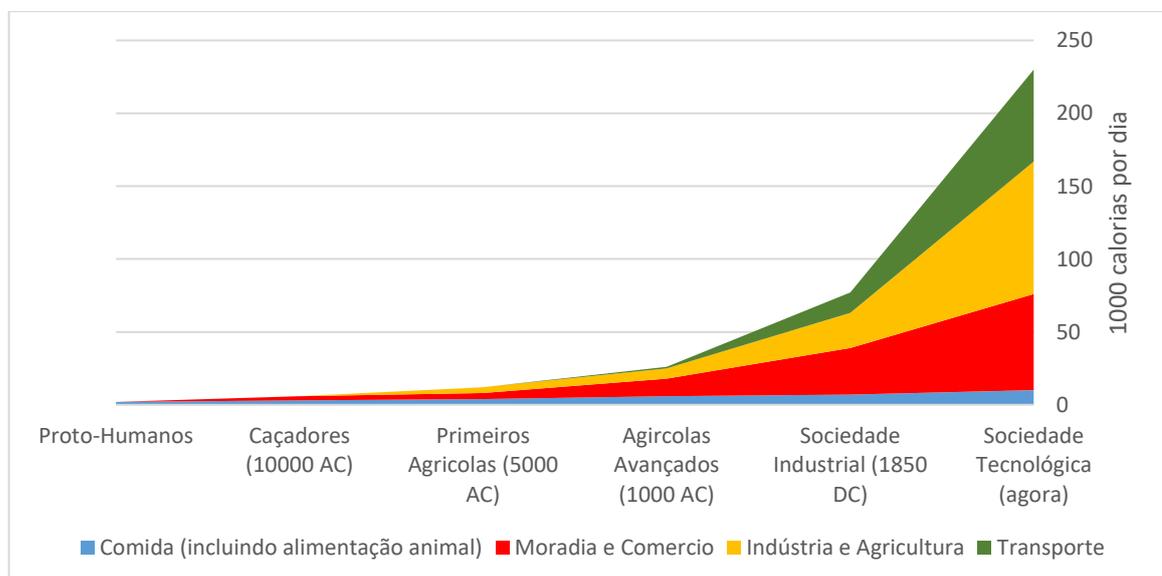


Fig. 1 1- Uso de energia per capita por dia do pelo ser humano [2].

Isso demonstra que o aumento tecnológico e de qualidade de vida do ser humano está intimamente ligado com a capacidade de produzir e utilizar energia, principalmente a energia elétrica. Portanto, a busca de alternativas energéticas é um dos problemas principais que assola a humanidade, e que traz consequências ambientais graves. Tanto o uso de derivados do petróleo quanto o uso de energia hidroelétrica estão associados a uma série de impactos que podem se tornar irreversíveis e prejudiciais para a vida terrestre [3],[4]. Tendo em vista que o fórum econômico mundial em Davos teve 20 de seus 180 eventos ligados diretamente a assuntos ambientais [5], isto indica que a busca por fontes renováveis de energia elétrica com menor agressão ambiental torna-se imperativa nos dias atuais.

Durante muito tempo a energia solar fotovoltaica, embora fosse encarada como uma energia de baixo impacto ambiental, não era vista como uma alternativa viável para inserção na matriz energética, principalmente por causa de seu alto custo por kWh em relação às outras formas de produção energética. Porém, como visto na Fig.1.2, o seu preço de produção tem reduzido consideravelmente nos últimos anos, com perspectiva de ficar mais barato que outras fontes tradicionais. Isso reflete no mercado brasileiro, mostrado na Fig. 1.3, em que tem se tornado cada vez mais interessante o investimento em energia solar fotovoltaica. O custo nivelado de energia ou da sigla em inglês LCOE, é uma medida de fonte de energia que permite a comparação do custo de diferentes formas de conversão de energia em energia elétrica [6].

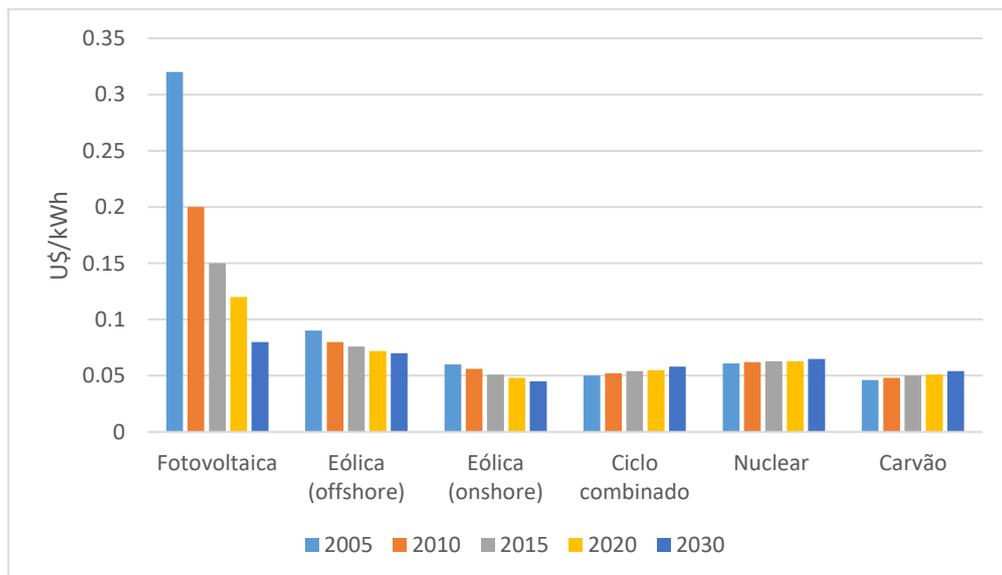


Fig. 1 2- Custo nivelado de energia (*Levelized Cost of Energy* – LCOE) [7].

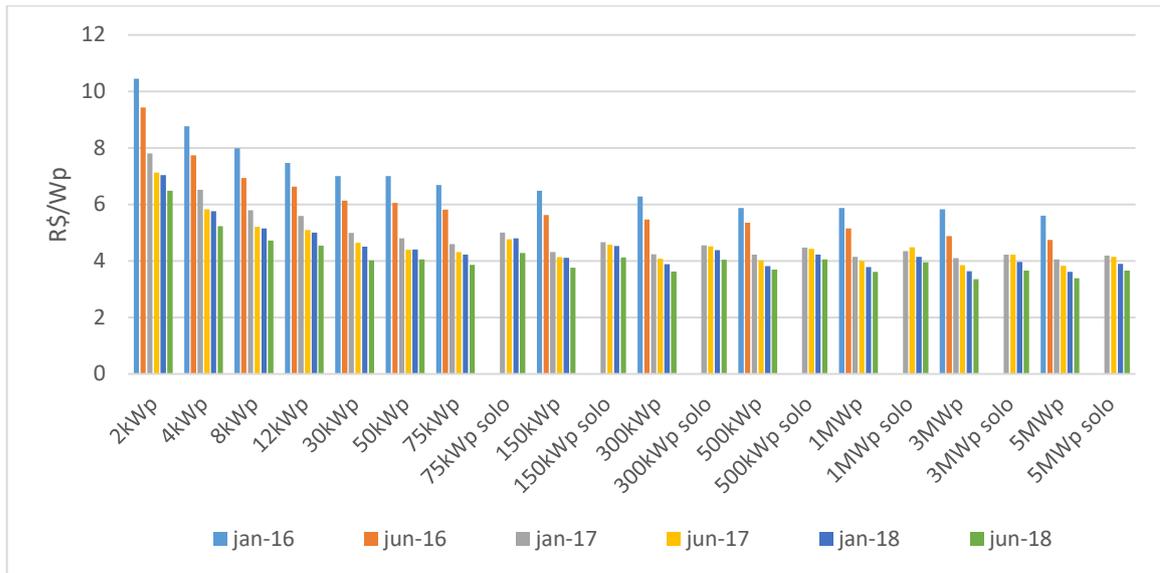


Fig. 1 3-Preço para o cliente final de Sistemas Fotovoltaicos no Brasil [8].

A partir dessa contextualização é possível inferir que uma tecnologia emergente, como a energia solar fotovoltaica, traz consigo uma série de questões sobre sua implantação, demonstrando assim a importância de se estudar alternativas técnicas e econômicas da implantação dessa fonte renovável.

1.2 Motivações

1.2.1 Motivações Gerais

A Constituição Federal do Brasil em seu Art. 37 estabelece 5 princípios para a administração pública: Legalidade, Impessoalidade, Moralidade, Publicidade e Eficiência. O princípio da Eficiência, de acordo com Carvalho Filho, é a busca pela produtividade e pela economicidade; exigência da redução dos desperdícios de dinheiro público, da prestação de serviços com perfeição e rendimento funcional [9] [10].

De acordo com o professor e ex-ministro do STF Eros Roberto Grau, nota-se que a eficiência da Administração Pública adquiriu uma grande valoração para a sociedade, tornando-se um valor cristalizado, pois não é interessante à sociedade a manutenção de uma estrutura ineficiente. Com base nisso, observa-se que a busca pela eficiência passa pela busca de melhor eficiência energética e sustentabilidade econômica das instituições públicas, categoria que inclui as universidades federais.

Tendo isso em vista, qualquer ação que mitigue perdas desnecessárias e apresente uma forma de economizar gastos vêm de encontro ao princípio constitucional. Com a perspectiva de

aumento de preços da energia elétrica [11] e com o atual barateamento dos sistemas fotovoltaicos de geração, cresce o interesse em estudar maneiras que viabilizem a implantação desses sistemas de geração fotovoltaica nas universidades públicas, contabilizando os riscos desses investimentos. Tudo isso somado aos grande gasto com energia elétrica pelo setor público que foi acima de 900 milhões em 2018 [12].

1.2.2 Motivações Filosóficas

O dicionário Aurélio define, em primeiro lugar, filosofia como sendo amor ao saber e, particularmente, das causas e efeitos [13]. Dessa forma, essa pesquisa se motiva principalmente pela investigação das causas e efeitos da implantação de sistemas fotovoltaicos. Para tanto, foram identificados três temas de maior relevância sobre o objeto de estudo: o tema econômico, o ambiental e o acadêmico. Nestes temas a literatura revela que foram observados ganhos consideráveis como efeitos da implantação de sistemas fotovoltaicos [14].

Em relação ao tema econômico, foi observado que atualmente os análises de viabilidade de sistemas fotovoltaicos têm apresentado resultados cada vez mais interessantes aos investidores [15]. Ao utilizar-se dessa tecnologia o ganho com redução de gastos de energia pela UNIFEI pode ser revertido em melhorias para a sociedade ou para a própria universidade, o que indica a possibilidade de um ganho social indireto. Além disso, melhorar a potência instalada das matrizes energéticas é um desafio para qualquer país que busque crescimento econômico sustentável, e ao elevar esse patamar com alternativas energéticas renováveis tem-se mais energia disponível para a indústria, comércio e serviços.

Outra questão que é utilizada como baluarte da energia solar fotovoltaica é o ganho ambiental associado, porém o fato de não produzir gases do efeito estufa no processo de geração de energia não significa que a produção e descarte não possuam impactos ambientais. Peng L. Lu e H. Yang demonstram que nos processos de fabricação, montagem dos sistemas, transporte, manutenção e descarte há muita energia associada, o que inclui energia térmica, que não pode ser ignorada. Porém, considerando outras formas de geração, há um ganho ambiental considerável, mesmo se levar em conta outras fontes renováveis como as hídricas [16].

Mauro Lúcio Pereira Medina Filho apresenta uma metodologia de cálculo para estimar a quantidade de carbono evitada para o caso brasileiro, comparando-se o fator de emissão de CO₂ de hidroelétricas, onde se usa o valor médio de 2016 de 0,0817 KgCO₂/Wh. Para o fator de emissão de CO₂ de sistemas fotovoltaico foi utilizado o valor médio de 0,035 KgCO₂/Wh [17].

Considerando o caso dos painéis fotovoltaicos instalados no prédio do QmaP no campus da UNIFEI de Itajubá, que produzem atualmente 40.325 kWh por ano, e com o cálculo uma produção final média por ano de 1.411.375 Kg de CO₂, considerando toda sua vida útil, se essa energia fosse gerada por uma hidroelétrica produziria 3.396.758 Kg de CO₂ por ano, o que representa uma economia de emissão de 1.985.383 Kg de CO₂ ao ano, ou seja, uma redução de aproximadamente 60%, e isso se excluirmos a emissão de CO₂ gerada pelas usinas térmicas. O uso de sistemas solares fotovoltaicos também não necessita de grande espaço para sua instalação, não interfere no ciclo da água nem desapropriação de terras para alagamento entre outros fatores ambientais favoráveis.

O dióxido de carbono é um dos principais gases associados ao efeito estufa e que, além de tornar o oceano mais ácido, contribui com a poluição do ar que mata mais de 70 mil pessoas por ano só no Brasil. De acordo com um relatório da revista científica *The Lancet*, a poluição é responsável por 7,49% do total de mortes no país durante o período analisado, sendo a poluição do ar o principal vilão, seguida pelo fumo passivo, poluição da água e poluição do solo [18], [19].

Com isso, pode-se observar que o ganho ambiental, embora não seja completo com a energia solar fotovoltaica, é um grande avanço da sociedade no sentido de atingir a sustentabilidade ambiental, que reflete em ganhos de saúde da população e também em ganhos econômicos combinados, com vidas produtivas sendo poupadas e menor gastos com saúde por parte dos governos.

Em relação ao tema acadêmico, nota-se que pesquisas científicas, de um modo geral, buscam dois objetivos: qualidade e relevância. A qualidade tem um foco interno à área de pesquisa, normalmente sendo avaliada por especialistas da área em relação à profundidade e abrangência do trabalho. A relevância trata-se do contexto externo à pesquisa, normalmente sendo o interesse principal dos agentes financiadores. Para se conseguir, tanto qualidade quanto relevância são necessários recursos investidos, seja por especialistas capacitados nas pesquisas, laboratórios estruturados, bolsas de auxílio aos pesquisadores, financiamento de projetos, etc. Tendo em vista o aumento considerável da procura por fontes de energia economicamente viáveis, o que inclui a energia solar, demonstra-se a relevância do tema, sendo função das universidades o estudo e aprimoramento dessas tecnologias, com desenvolvimento de trabalhos de qualidade. Fato esse que já se tem observado na UNIFEI, tendo em vista o número de trabalhos que estão sendo publicados com essa temática, o que se deve também à existência de um laboratório com geração solar fotovoltaica no campus da UNIFEI de Itajubá. Portanto, é um

ganho para a sociedade como um todo o desenvolvimento científico de uma metodologia para o uso sustentável de uma tecnologia que precisa ser minuciosamente estudada por pesquisadores de diversos níveis de ensino [20].

1.3 Objetivos do Trabalho

Esse trabalho tem como objetivo geral avaliar técnica e economicamente, de modo estocástico, o investimento em sistemas de energia solar fotovoltaica pela UNIFEI, no seu campus em Itajubá incluindo o impacto econômico da confiabilidade do sistema.

Desse modo, para se atingir o objetivo geral, foram estabelecidos os seguintes objetivos específicos de pesquisa:

- Avaliar o potencial de geração solar ou fotovoltaica no campus da UNIFEI em Itajubá;
- Dimensionar um sistema de geração fotovoltaica que vise atender de forma mais adequada às necessidades energéticas da UNIFEI – Itajubá, considerando duas arquiteturas de sistemas: centralizado, construído no solo e descentralizado, construído nos telhados dos prédios existentes;
- Identificar os principais fatores de risco de investimento em sistemas fotovoltaicos;
- Aplicar uma metodologia que estime a viabilidade técnica e econômica e o risco associado ao investimento em sistemas de geração fotovoltaica utilizando simulação de Monte Carlo e desenvolver uma proxy de confiabilidade assim como seu impacto na viabilidade econômica do projeto;
- Aplicar essa metodologia aos sistemas fotovoltaicos dimensionados para UNIFEI – Itajubá, comparando-os em relação à viabilidade econômica e risco.

1.4 Organização da Dissertação

Para atender os objetivos traçados, está estruturado em mais 4 capítulos.

O capítulo 2 apresenta toda a fundamentação teórica em que se baseia a metodologia proposta, onde primeiramente são explicados os conceitos tecnológicos sobre o tema de pesquisa e as definições econômicas e estatísticas que serviram de base para a elaboração deste trabalho.

O capítulo 3 apresenta a metodologia proposta, onde primeiramente são obtidos os dados de relevância para o dimensionamento do sistema, e em seguida é dimensionado o sistema e são apresentadas as arquiteturas consideradas. Em seguida introduz-se as ponderações estatísticas que foram a base para a simulação de Monte Carlo.

O capítulo 4 expõe e discute os resultados simulados, fazendo as observações pertinentes. O resultado da simulação e avaliação de retorno e risco é apresentado para cada prédio, onde foi considerado instalar um sistema fotovoltaico, bem como para o conjunto total desses prédios e do sistema único centralizado.

O capítulo 5 conclui a dissertação fazendo as últimas observações sobre o tema desta pesquisa e os resultados apresentados e propondo trabalhos futuros que podem se originar a partir deste.

2. Fundamentação Teórica

2.1 Considerações Iniciais

Nesse capítulo serão abordados os conceitos e fundamentos utilizados nesta pesquisa. Basicamente serão exemplificados os temas tecnológicos, científicos e econômicos que aplicados no desenvolvimento da metodologia proposta. Logo, esta dissertação, resumidamente, engloba três temas principais: a tecnologia de geração distribuída, a energia solar fotovoltaica e análise técnico-econômica. Estes três temas estão relacionados diretamente com o conceito de Redes Elétricas Inteligentes ou *Smart Grids*, que se refere a um modelo de rede elétrica com infraestrutura moderna para melhorar a eficiência (energética e econômica), confiabilidade e segurança no sistema elétrico como um todo, permitindo integração de fontes de energias alternativas e renováveis [21],[22],[23]. O conceito de *Smart Grids* está ligado a uma estrutura de telecomunicação e tecnologia da informação, para realizar os controles necessários para garantir a eficiência, confiabilidade e segurança desejada.

Dessa forma, esta dissertação relaciona-se com o conceito de *Smart Grids*, pois utiliza-se de dados reais de consumo e geração adquiridos da infraestrutura de um sistema supervisorado de monitoramento e interpretado através de simulações e modelagens, com base nas premissas normativas que incidem sobre a UNIFEI – Itajubá. Tudo isso, com intuito de mensurar técnica e economicamente a inserção sustentável de energia solar fotovoltaica neste campus universitário.

2.2 Geração Distribuída

2.2.1 O Conceito de Geração Distribuída

A geração distribuída é compreendida pelos setores energéticos de todo o mundo como sendo a produção de energia próxima ao centro de consumo. Esse conceito tem ganhando bastante visibilidade de Estados, empresas, concessionárias e grupos de pesquisa atualmente. Porém, sua origem remete ao início da geração de energia de forma elétrica, antes da viabilização das grandes infraestruturas de geração, transmissão e distribuição a partir da década de 1940. O conceito de geração distribuída se contrapõe ao conceito de geração centralizada, formato esse, adotado por todo o mundo no setor de energia [24].

Na geração centralizada, como visto na Fig. 2.1, a oferta de energia elétrica é formada por grandes unidades de geração, distantes dos grandes centros consumidores, e a energia elétrica

chega ao seu destino através de longas linhas de transmissão e complexos sistemas de distribuição. Por sua vez, a geração distribuída, vista na Fig. 2.2, se refere a pequenas fontes geradoras de energia elétrica, que podem ser turbinas eólicas, motores a diesel, micro geração-hídrica, sistema térmicos, célula combustível, módulos solares com ou sem armazenamento em baterias, e conectados próximo de seu consumidor principal [25]. O excedente de energia gerado por essa fonte pode ser retransmitido pela rede elétrica, e dessa forma a unidade consumidora se torna também uma unidade produtora, sendo este é o conceito de *prosumer* [26][27].

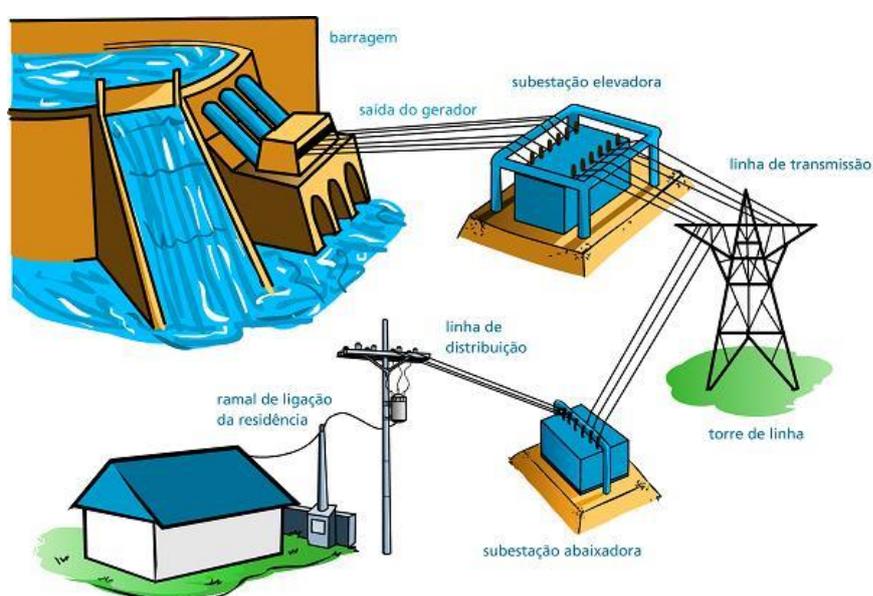


Fig. 2. 1 - Geração Centralizada [28].

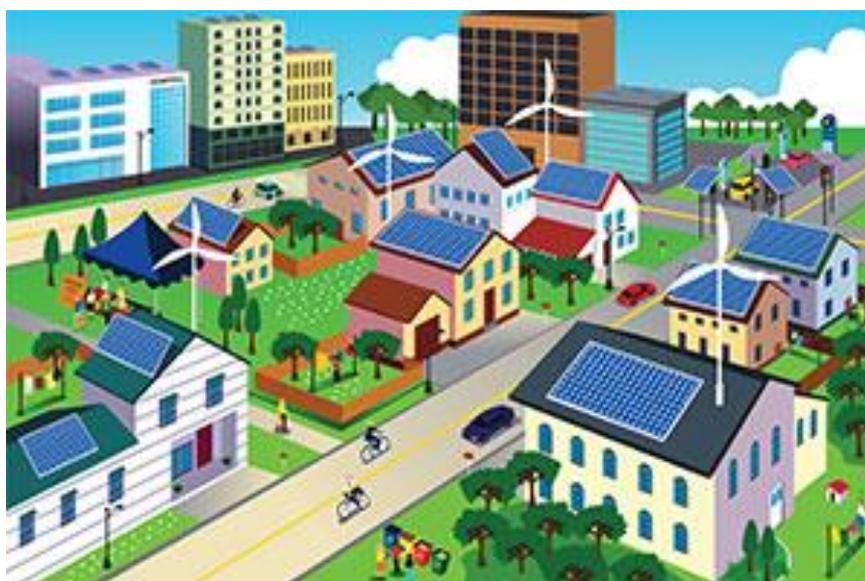


Fig. 2. 2 - Geração Distribuída [29].

Porém, a introdução dessas fontes de energia gera complicações técnicas, econômicas e normativas que devem ser solucionadas. Dentre os problemas técnicos que a inserção de geração distribuída pode-se citar a sobretensão em pontos da rede elétrica, aumento da distorção harmônica no sinal da rede elétrica, dificuldade de se obter uma perfeita coordenação na proteção, entre outros. Entre as complicações econômicas pode se citar o fato de que toda a infraestrutura de rede foi feita com investimento de agentes transmissores e distribuidores que veem sua receita cair devido ao menor volume de venda de energia. Outro problema é o real retorno econômico que essas fontes geram aos seus investidores. Entre os problemas normativos é importante citar a necessidade de uma regulação adequada para que não parem os investimentos em infraestrutura de rede elétrica, nem se torne inviável a compra de sistemas de energia renováveis na forma de geração distribuída.

2.2.2 Normas Brasileiras

A primeira citação oficial da geração distribuída no Brasil foi na Lei nº 10.848/04, a qual a inclui como uma das possíveis fontes de geração de energia [30]. No Decreto nº 5163 a geração distribuída foi considerada a energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador a exceção se faz as hidroelétricas com capacidade instalada superior a 30MW e as termoelétricas, inclusive de cogeração, com eficiência inferior a 75% [31]. A Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL inseriu diversos avanços normativos que permitiu o aumento considerável da geração distribuída no sistema elétrico brasileiro, ao estabelecer as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída à rede elétrica e a introdução do sistema de compensação, definindo microgeração distribuída como sistemas de geração distribuída abaixo de 100kW e minigeração distribuída para sistemas de 100kW à 1MW. Esta resolução foi complementada por outras normas que vieram a seguir como a Resolução nº 517/2012, a Resolução nº 687/2015 que alterou substancialmente a Resolução nº 482/2012 alterando inclusive os limites de microgeração e minigeração que foram para abaixo de 75kW microgeração e entre 75kW e 5MW minigeração, e a resolução nº 676/2015, que trata especificamente de geração solar fotovoltaica estabelecendo critérios de autorização a conexão das mesmas a rede elétrica para centrais geradoras acima de 5MW [32], [33], [34] e [35].

Muitas discussões estão sendo feitas a respeito de qual a melhor forma de conduzir os sistemas de geração distribuída sem que seja penoso para as concessionárias, nem aos

consumidores, nem as empresas do setor, desse modo as formas de compensação, autorização e conexão deve ser alteradas o que cria uma instabilidade normativa que aumenta o risco regulatório do setor. Por difícil mensuração os riscos avaliados no investimento de sistemas fotovoltaicos não contemplaram o risco regulatório.

2.3 Energia Solar Fotovoltaica

A terminologia fotovoltaica é a junção do termo grego *photos*, que significa luz, e o nome do italiano Volta, que em 1800 descobriu a pilha elétrica. O efeito fotovoltaico foi observado primeiramente por Edmond Becquerel, que, observando placas metálicas de platina ou prata, mergulhadas em um eletrólito, produziam diferença de potencial. Em 1877, W. G. Adams e R. E. Day utilizaram propriedades fotocondutoras do selênio para produzir o primeiro dispositivo sólido de produção de eletricidade por exposição luminosa [36].

O efeito fotovoltaico, isso é, a transformação de radiação luminosa em energia elétrica ocorre em determinados materiais semicondutores, que a partir da absorção da energia contida nos fótons, consegue transformá-la em eletricidade. Com a absorção dessa energia há a quebra de ligações químicas e com isso a liberação de elétrons, que podem realizar trabalho. Os elementos semicondutores mais utilizados na fabricação de conversores fotovoltaicos são o silício (Si) monocristalino, policristalino e amorfo, como visto na Fig. 2.3, arseneto de gálio (GaAs), disseleneto de cobre e índio (CuInSe₂), disseleneto de cobre, gálio e índio (CuInGaSe₂) e talureto de cádmio (CdTe) [24].

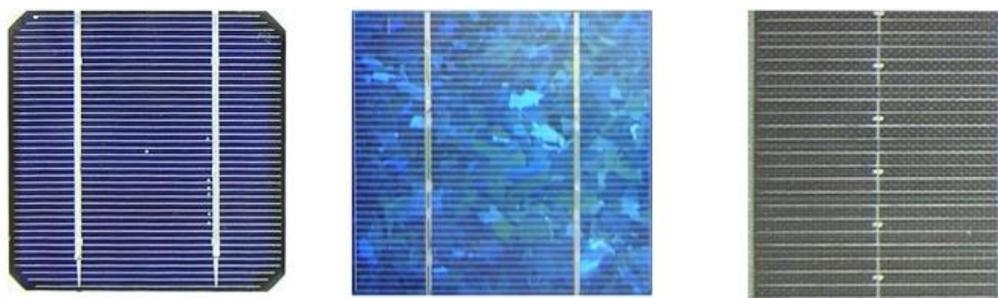


Fig. 2. 3 – Respectivamente, silício monocristalino, silício policristalino e silício amorfo [37].

Dessas tecnologias, o silício em sua forma policristalina e monocristalina é o elemento mais utilizado na fabricação de células fotovoltaicas. Isso se deve ao aperfeiçoamento da utilização do silício na microeletrônica e o mesmo aparecer de forma abundante na crosta terrestre [38]. As células fotovoltaicas são fabricadas em lâminas de silício de área entre 50cm² e 150cm² e espessura entre 0,2mm e 0,3mm. Numa condição solar de 1000W/m² essas células

podem produzir correntes de 1,5A a 4,5A numa tensão entre 0,46V e 0,48V. Essas células são agrupadas em combinações série-paralela para se obter um nível de tensão e corrente adequados para a aplicação [24].

O circuito equivalente de uma célula fotovoltaica pode ser visto na Fig. 2.4:

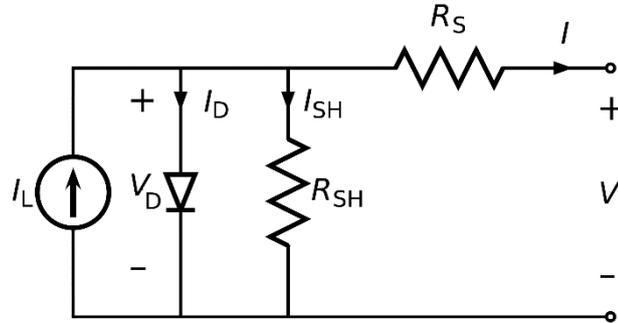


Fig. 2. 4 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica [24].

A equação da corrente no diodo do circuito equivalente da célula fotovoltaica é apresentada em (2.1):

$$I_D = I_0 \left(\exp \left(\frac{e \cdot V}{m \cdot K \cdot T_c} \right) - 1 \right) \quad (2.1)$$

onde:

I_0 = corrente de saturação reversa do diodo no escuro;

V = tensão aplicada aos terminais do diodo;

e = carga do elétron;

m = fator de idealidade do diodo;

k = constante de Boltzmann;

T_c = temperatura equivalente de operação da célula fotovoltaica.

Dessa forma, a corrente de saída da célula fotovoltaica é dada pela lei dos nós do circuito da Fig. 2.4 em (2.2):

$$I = I_L + I_D - I_{SH} \quad (2.2)$$

Fazendo as devidas substituições, a corrente de saída da célula fotovoltaica resulta em (2.3):

$$I = I_L - I_0 \left(\exp \left(\frac{e \cdot V}{m \cdot K \cdot T_c} \right) - 1 \right) - \frac{V + I \cdot R_S}{R_{SH}} \quad (2.3)$$

A Fig. 2.5 mostra a curva I-V genérica e a curva de potência (P-V) genérica, para um mesmo nível de irradiação:

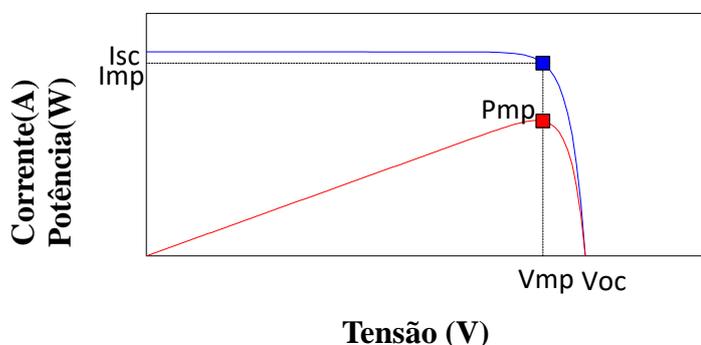


Fig. 2. 5 - Curva I-V, azul, curva P-V, vermelho de uma célula fotovoltaica ou módulo fotovoltaico [Autor].

O ponto Isc se refere à corrente de curto-circuito do módulo ou da célula; o ponto Imp é a corrente de máxima potência, bem como o ponto Vmp é a tensão de máxima potência; o ponto Voc é a tensão de circuito aberto e o ponto Pmp é a máxima potência. A associação de células ou módulos em série ou paralelo pode ser efetuada para se aumentar as características das curvas I-V e P-V. Uma associação em série multiplica a tensão Voc mantendo a corrente Isc, já a associação em paralelo multiplica a corrente Isc mantendo a tensão Voc constante; uma associação série-paralela multiplica ambos os valores, e nota-se que independente da associação, a forma da curva se mantém. O somatório das placas com os condutores para conexão no ponto de interesse, e seus inversores de frequência, equipamento que funciona convertendo a forma e amplitude do sinal de energia elétrica, forma os sistemas de geração fotovoltaica, ou sistemas PV [24].

2.3.1 Fatores que Influenciam na Produção de Energia Elétrica nos Sistemas de Geração Fotovoltaica.

A potência nominal de um painel ou módulo solar é expressa em Wp, ou Watt-pico. Este valor representa o valor máximo que essa placa geraria de energia elétrica nas condições de teste do *Standart Test Conditions*, que normatiza as condições a serem testadas nos painéis solares para se haver um parâmetro de comparação entre dois painéis. Essas condições incluem, irradiância solar de $1000\text{W}/\text{m}^2$, temperatura das placas de 25°C e 1,5 de coeficiente de massa de ar, sendo que esse número representa uma distância de massa de ar que a luz teve que atravessar para incidir no módulo solar. Essas condições ideais de geração são raramente

atingidas na prática, e, portanto, a potência gerada dos sistemas PV fica normalmente abaixo de seu valor nominal [39].

2.3.1.1 Irradiância

A irradiância, ou intensidade luminosa, é a quantidade de potência proveniente do sol que incide em uma determinada área. Esse valor tem relação direta com a produção de energia elétrica de um sistema fotovoltaico e afeta as curvas I-V e P-V como pode ser observado nas Fig. 2.6 e Fig. 2.7 para um sistema PV de exemplo. As correntes de curto-circuito do sistema PV são afetadas linearmente com a irradiância e as tensões de circuito aberto são levemente diminuídas com a mesma, e dessa forma, o ponto de máxima potência do sistema PV pode ser considerado diretamente proporcional à irradiância incidente na mesma [40].

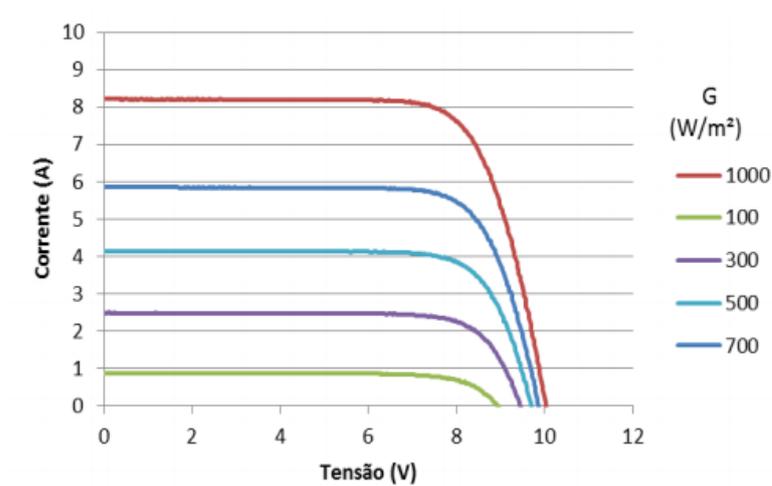


Fig. 2. 6 - Curva I-V variando com irradiância [41].

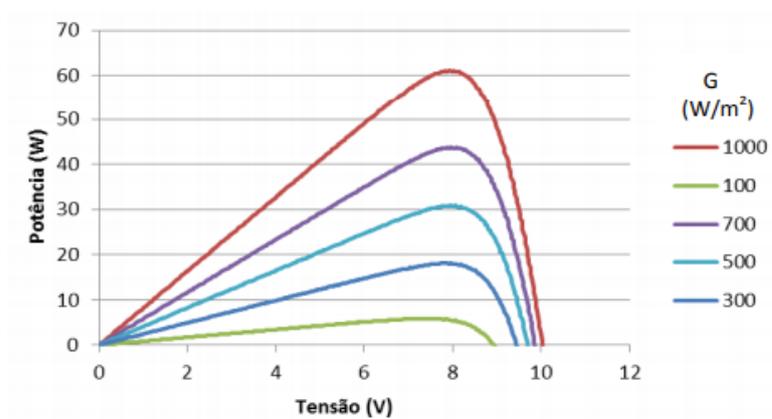


Fig. 2. 7 - Curva P-V variando com a irradiância [41].

Dessa forma, fatores que influenciam indiretamente na irradiância também influenciam na produção energética dos sistemas PV, e dentre esses fatores pode-se citar questões ambientais, como chuva, nuvens ou poeira no ar, sombreamento nas placas causado por árvores, prédios ou quaisquer outros objetos que têm um efeito não somente na célula sombreada, mas no sistema como um todo, como a massa de ar atravessada pelo raio solar que também interfere na irradiância incidente na placa.

Para se estimar a produção de energia por um sistema fotovoltaico pode-se usar o conceito de horas de sol pleno, ou energia normalizada. Para isso calcula-se a produção de um sistema no decorrer de um ano e divide-se pela quantidade de dias no ano e sua potência de pico, desta forma tem-se a produção esperada para aquela região para sistemas semelhantes.

2.3.1.2 Inclinação e Orientação dos Módulos

Dada uma certa irradiância, será a incidência direta desse feixe luminoso no módulo solar que alcançará o maior valor de geração de energia elétrica, pois será essa a inclinação que conseguirá absorver mais raios luminosos provenientes da fonte. Como o Sol está em movimento constante, e segue ciclos diários e anuais, busca-se otimizar a inclinação para que anualmente a placa solar esteja perpendicular ao sol o maior número de horas possíveis. Essa otimização é conseguida orientando as placas para a azimuth 0° para sistemas no hemisfério sul, e inclinação proporcional a latitude de onde se instala o sistema. Existem alguns sistemas PV que podem se mover acompanhando o movimento solar. Para sistemas PV que não possuem esse sistema a inclinação ótima é de um valor próximo à latitude do local de instalação e de orientação ao hemisfério oposto [42].

2.3.1.3 Manutenção

Como os sistemas de geração solar fotovoltaica não necessitam de peças girantes para seu funcionamento, a manutenção é relativamente simples. O principal fator de perdas na geração por falta de manutenção é a condição geral de limpeza das placas, e o acúmulo de poeira, resíduos de animais entre outros fatores relacionados e acumulados nos módulos podem diminuir a potência de geração esperada. Portanto, é importante a limpeza das placas com determinada frequência.

Outro fator importante é a verificação do estado geral de funcionamento dos componentes, como condutores que podem oxidar ou romper, bem como serem danificados por animais. Os conectores em geral são outro foco de problemas que merecem atenção para garantir a eficiência das placas. Os inversores também precisam ser verificados com alguma

frequência, pois, em geral, acúmulo de sujeira, sobreaquecimento, e condição geral dos componentes internos são os tópicos que merecem atenção quando se realiza uma manutenção preventiva de um inversor [43].

Geralmente o custo de manutenção de um sistema PV costuma ser basicamente o custo de limpeza das placas durante o ano. Porém, dependendo do tamanho, importância e condição local onde se situa o sistema PV esse valor pode subir bastante. Locais que necessitam de segurança contra invasões, sistemas de monitoramento, presença de atmosfera corrosiva, acúmulo constante de areia entre outros, são fatores que vão impactar no custo de operação e manutenção, caso se deseje manter uma eficiência adequada do sistema PV [44].

O valor preciso do custo de manutenção é difícil de estimar, pois existe sistemas que simplesmente não realizam manutenção alguma desde um grande sistema de segurança e limpeza e inspeções periódicas. Valores realistas giram em torno de 1% a 6% do CAPEX[8].

2.3.1.4 Eficiência

As células fotovoltaicas perdem eficiência com o passar dos anos, em geral de 0,6% a 0,8% ao ano. No primeiro ano essa perda de eficiência costuma ser maior, variando de 1% a 2%. Considerando 25 anos de uso constante do sistema PV a eficiência máxima e mínima esperada ao longo dos anos pode ser vista na Fig. 2.8. Em geral, a curva de eficiência e a geração máxima esperada para o sistema PV ficará em algum lugar entre essas duas curvas. Passando-se 25 anos os painéis solares trabalham com uma eficiência superior a 80% da inicial [45], [46].

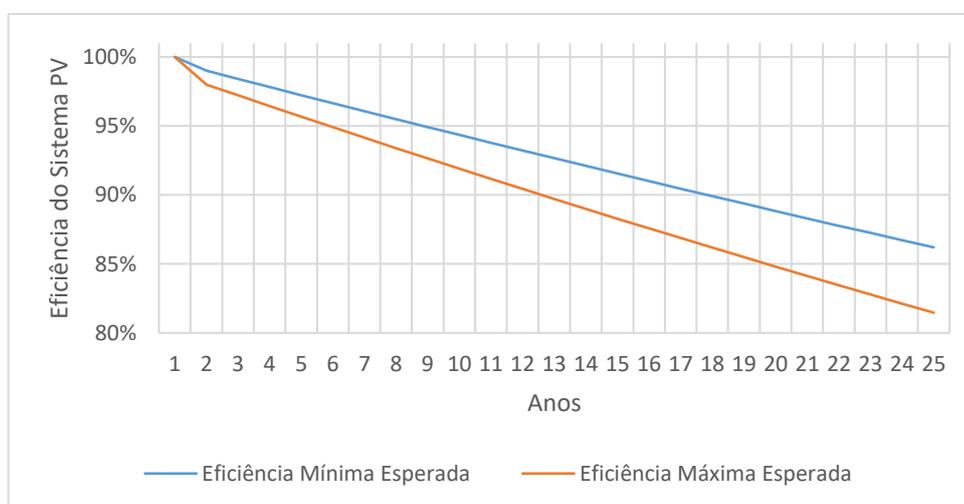


Fig. 2. 8 - Eficiência do sistema PV ao passar dos anos [Autor].

2.3.1.5 Confiabilidade dos Sistemas PV

A confiabilidade de um sistema se refere à chance de falha desse sistema como um todo. Em outras palavras, quanto maior a confiabilidade, maior a disponibilidade de funcionamento de um sistema PV. Essa disponibilidade de funcionamento reflete na produção anual esperada de energia elétrica que um sistema PV é capaz de entregar. A confiabilidade do sistema PV como um todo depende da confiabilidade individual de cada componente, indispensável para o funcionamento do sistema PV, que esteja ligado nesse sistema. Portanto, a confiabilidade depende da topologia da planta de geração de energia. Assumindo a mesma geração de energia para todos os módulos, a arquitetura do sistema influencia bastante na geração final do sistema PV como um todo. Um sistema PV centralizado, com um número menor de inversores, ou mesmo um único inversor (sem inversores de reserva) apresenta uma chance de falha e um tempo de manutenção muito maior do que um sistema descentralizado, com um número maior de inversores [47].

Para se estabelecer o tempo por ano que um sistema PV deixa de gerar energia, são considerados fatores como, a chance de cada componente essencial para o funcionamento do sistema falhar, a quantidade de falhas desses componentes e o tempo que ele fica em falha até ser realizada manutenção. Sistemas PV que apresentam redundâncias de equipamentos, manutenções preventivas e preditivas e uma manutenção corretiva rápida e eficiente apresentam menores chances de falhas e com isso maior disponibilidade da energia gerada pelos painéis solares.

2.3.1.6 Perdas Elétricas

Em sistemas de geração fotovoltaica a principal perda elétrica ocorre nos condutores e transformadores do sistema. Considerando que grande parte dessas perdas já ocorreriam normalmente conforme o consumo habitual de energia elétrica, é importante salientar a diferença das perdas com a introdução da geração distribuída e sem a geração distribuída.

A equação de perdas no cobre, seja em condutores ou em um transformador, é dada por (2.4):

$$P = R \cdot I^2 \quad (2.4)$$

onde:

P = Perdas no cobre

R = Resistência no ramo avaliado

I = Corrente através do ramo avaliado

Nota-se que as perdas são proporcionais ao quadrado da corrente, e, portanto, se houver um aumento da corrente média passando nos ramos de um sistema elétrico haverá aumento considerável das perdas elétricas. A curva de geração solar para um sistema PV em um dia sem nuvens e sem sombreamento das placas, pode ser visualizado na Fig. 2.9. Na Fig. 2.10 é apresentada a curva de carga da UNIFEI, campus Itajubá e o balanço entre geração e consumo para diversos níveis de penetração de energia solar fotovoltaica. Essas curvas foram traçadas com base nos dados colhidos pelo sistema supervisorado instalado no compus para um dia.



Fig. 2. 9 - Geração do Sistema PV a 20% de penetração na UNIFEI- Itajubá [Autor].

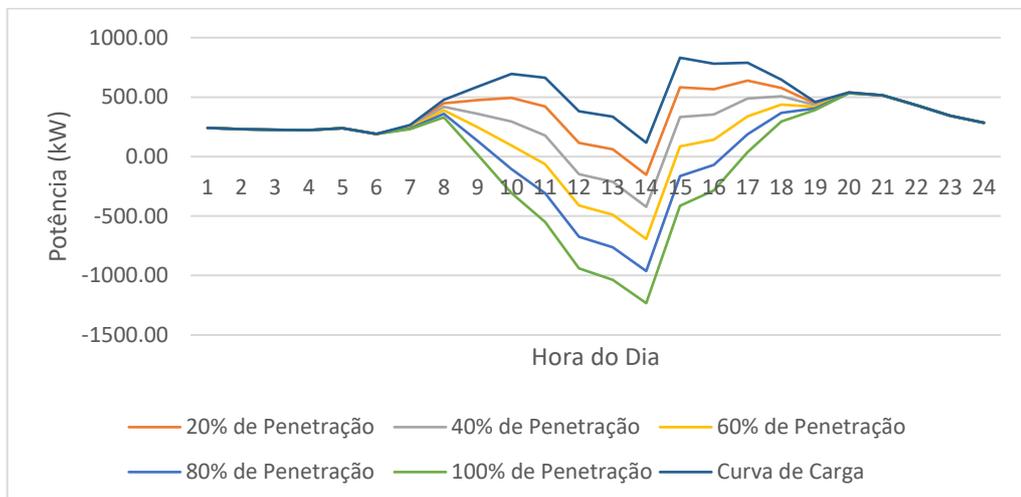


Fig. 2. 10 - Penetração de Geração PV na UNIFEI – Itajubá [Autor].

Nota-se que a 100% de penetração de renováveis há um grande fluxo reverso de potência, o que gera uma corrente reversa. Uma vez que a curva de geração não é coincidente com a curva de consumo, esse fluxo reverso faz aumentar as perdas do sistema com a inserção de geração fotovoltaica. Esse aumento está relacionado com o tamanho e bitola das linhas dentro do sistema elétrico analisado e do desbalanço entre geração e consumo. Em um sistema ideal, onde as curvas de geração e consumo coincidem, as perdas elétricas diminuiriam consideravelmente em relação ao sistema sem inserção de sistema PV [48].

2.3.2 Critérios de Dimensionamento de Sistemas de Geração Fotovoltaica

Os sistemas de geração de energia fotovoltaica isolados não estão conectados a uma rede elétrica para suprir a energia nos horários em que o sistema PV não estiver gerando. Nesse caso, o sistema PV deve ser otimamente dimensionado economicamente e energeticamente, porque a necessidade de banco de baterias encarece o sistema como um todo e também porque se espera que haja o menor número de falta de energia quanto possível [49].

Já os sistemas de geração fotovoltaica conectados à rede elétrica têm uma maior flexibilidade no seu dimensionamento, uma vez que pode contar com a rede elétrica da concessionária de energia para suprir os momentos em que o sistema PV está ocioso. Os critérios de dimensionamento, portanto, depende mais do fator limitante das partes interessadas.

2.3.2.1 Critério de Área Disponível

Esse critério costuma ser o fator limitante em grandes centros urbanos, ou quando se deseja um sistema muito maior que o consumo local. Como os sistemas PV necessitam de luz incidente nas células solares para gerar energia elétrica, quanto mais células solares, maior será a potência gerada pelo sistema PV. Os sistemas PV costumam ocupar de 6 a 7m² por kWp, esse valor pode variar conforme a densidade de células na placa, a eficiência das células, o afastamento entre módulos e corredores de acesso para manutenção [50].

2.3.2.2 Critério do Capital Disponível

Uma vez identificado o retorno econômico trazido pelos sistemas PV, e estabelecido o local de implantação do sistema, outro fator que limita a instalação de sistemas PV é o capital disponível para esse tipo de investimento. Todavia, o preço dos sistemas tem caído

consideravelmente, como demonstra a Fig. 2.11, o que tornou um investimento mais atrativo nos últimos anos, e explica o aumento considerável do interesse por esses sistemas de geração. Porém, o custo ainda é uma barreira para muitas pessoas que preferem outras opções de investimento ou consumo [51].

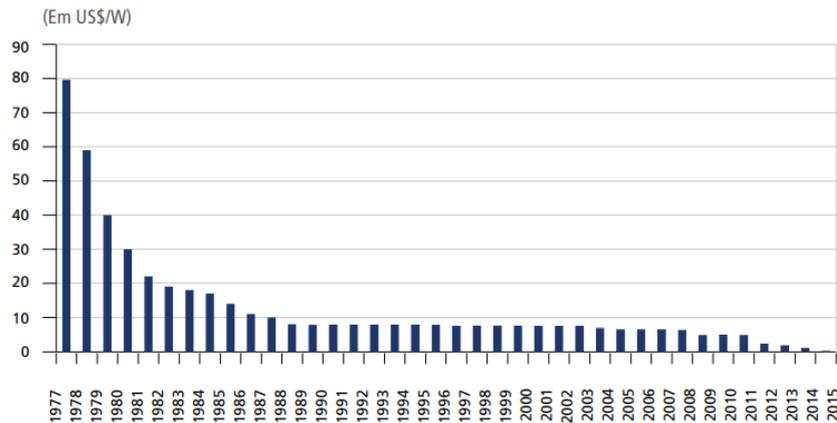


Fig. 2. 11 - Histórico dos preços das células de silício [51].

2.3.2.3 Critério da Receita Gerada

Basicamente, usa-se esse critério quando se dimensiona um sistema PV para gerar uma receita determinada. Como a concessionária cobra um valor de tarifa determinado por kWh fornecido, cada kWh gerado pelo sistema PV abate na mesma proporção esse valor da conta de energia, segundo os critérios da legislação vigente inclusive quando ocorre a compensação de excedente de energia gerada. Esse critério pode ser usado também por comercializadores de energia que desejam ter um certo faturamento. Basicamente, definindo-se uma receita, pode-se utilizar (2.4) para dimensionar o sistema.

$$R_{PV} = E_1 \cdot C_1 + E_2 \cdot C_2 + \dots + E_n \cdot C_n \quad (2.4)$$

onde:

R_{PV} = Receita gerada pelo sistema PV;

E_n = Energia Gerada pelo sistema PV no horário n;

C_n = Custo da energia gerada pelo sistema PV no horário n.

É importante citar que como existe perdas de eficiência nos sistemas a receita tende a diminuir com o passar dos anos, para isso, muitas vezes se sobre dimensiona os sistemas para que na média dos anos ele tenha a receita esperada.

2.3.2.4 Critério da Potência Gerada

Esse critério é aplicado normalmente quando se tem alguma questão técnica limitando a implantação do sistema PV, seja pela infraestrutura da rede elétrica que pode estar sobrecarregada, seja para respeitar contratos de demanda ou de entrega de potência. Basicamente dimensiona-se a potência do sistema PV a ser construído e calcula-se a área, custo e equipamentos necessários para construção desse sistema.

2.3.2.5 Critério da Energia Gerada

Esse critério é parecido com o critério da receita gerada, porém nesse caso não há, a princípio, preocupação com o custo da energia em determinado horário. Para consumidores que adotam a tarifa convencional, na qual não há diferenciação do preço ou tarifa por posto horário, esse critério se torna bastante semelhante com o critério da receita gerada. Porém, para consumidores que adotam tarifa branca, azul ou verde, nas quais há diferenciação do preço de energia por posto horário, é necessária uma diferenciação da energia gerada em cada posto horário para se estipular a receita gerada pelo sistema PV.

2.4 Análise Econômica

2.4.1 Custo de Capital

O custo de capital pode ser definido como o custo de recurso financeiro próprio e/ou de terceiros utilizado em seu ciclo operacional ou empreendimento, o que se refere especificamente à taxa mínima de atratividade. Quando a finalidade é pautada na avaliação do patrimônio líquido, a taxa mínima de atratividade deve representar a taxa de retorno exigido pelo investidor sobre este patrimônio, e, neste sentido, é o custo de capital próprio [52], [53].

A taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia (Selic) é a taxa de juros formada nas negociações com títulos públicos no Brasil e considerada como sem risco [53]. A taxa Selic pode ser adotada, também, como o custo de oportunidade, logo a taxa mínima de atratividade para alguns órgão públicos.

2.4.2 Viabilidade Econômica

A análise de viabilidade econômica é fundamental em qualquer empreendimento que envolva valores relevantes para o investidor, desde a compra de um imóvel ou a escolha de qual aplicação realizar de acordo com o objetivo do investidor. Ao se avaliar um empreendimento com base na viabilidade econômica utiliza-se de métodos que podem classificar um

empreendimento em relação a outros para auxiliar na tomada de decisão. Para tanto, podem ser utilizadas diversas métricas, tais como a taxa interna de retorno (TIR), valor presente líquido (VPL), índice de rentabilidade (IR) entre outros [54]. Estes métodos têm vantagens e desvantagens em relação aos outros e cabe ao tomador de decisão selecionar aquele que engloba melhor as variáveis relevantes para o tipo de empreendimento.

2.4.2.1 VPL

O valor presente líquido (VPL) é definido como a diferença entre o desembolso necessário à realização do investimento e o valor presente do fluxo de caixa líquido futuro. O valor presente, por sua vez, é a soma dos valores líquidos do fluxo de caixa deflacionados para a data zero no período do investimento a partir de uma determinada taxa de desconto, que deve representar o custo de capital. Dessa forma resulta na Equação (2.5). Uma vantagem da adoção do VPL é que pode ser usado para avaliar diferentes empreendimento e fluxos de caixa, uma desvantagem da utilização do VPL é a falta de sensibilidade ao montante investido, uma vez que montantes maiores podem trazer naturalmente retornos maiores, porém sem necessariamente serem mais rentáveis, uma vez que não é visualizado uma relativização do valor investido em relação ao seu retorno [55].

$$VPL = -F_0 + \sum_{i=0}^n \frac{F_i}{(1+r)^i} \quad (2.5)$$

onde:

VPL = Valor presente líquido;

F_0 = Desembolso do investimento na data zero;

F_i = Fluxo de caixa na data i ;

i = Número inteiro referente ao ciclo do investimento;

r = Taxa de desconto, representativa do custo de capital.

2.4.2.2 TIR

A taxa interna de retorno (TIR) é a taxa de desconto que teria um determinado fluxo de caixa para igualar um valor presente líquido a zero, e pode ser calculada com a Equação (2.6):

$$0 = -F_0 + \sum_{i=0}^n \frac{F_i}{(1 + TIR)^i} \quad (2.6)$$

onde:

TIR = Taxa interna de retorno;

Nesse tipo de análise econômica pode-se comparar investimentos de magnitudes diferentes, porém ele só é aplicável em fluxos de caixas onde não há inversão de sinal, isso é, onde se tem um investimento inicial e períodos de retorno sobre o investimento. Para se avaliar a viabilidade com a TIR deve-se compará-la ao custo de capital próprio, que também pode ser variável no período. Em geral, o VPL costuma ser mais utilizado para tomada de decisão [55].

2.4.2.3 Índice de Rentabilidade

O Índice de Rentabilidade (IR) é definido como o valor presente dos fluxos de caixa futuros dividido pelo desembolso de investimento, como visto na Equação (2.7):

$$IR = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{F_i}{(1+r)^i}}{F_0} \quad (2.7)$$

onde:

IR = Índice de rentabilidade.

Neste caso, IR superior ao valor unitário significa viabilidade econômica. Por ser normalizado pelo valor de investimento esse índice fornece um bom parâmetro de comparação perante investimentos com montantes de desembolso variados, porém o índice por si só não carrega informações tão eficazes para tomada de decisão [55].

2.4.3 Análise de Risco

Risco pode ser definido genericamente pela variabilidade intrínseca de uma variável financeira, e como a maior parte das variáveis é estimada para realização dos cálculos financeiros, existe uma gama de valores possíveis, e não considerados, quando se analisa deterministicamente um resultado financeiro [56].

Para diminuir o erro em projeções e estimar de forma mais eficaz os fluxos de caixa é recomendado incorporar a variabilidade das variáveis de interesse na análise de viabilidade econômica. Ao analisar estatisticamente o comportamento das variáveis é possível estipular uma distribuição de probabilidade que represente esse comportamento de forma adequada.

Uma vez obtidas as distribuições de probabilidade de cada variável de interesse calculam-se cada indicador de viabilidade econômica utilizando aleatoriamente os valores das variáveis, e, desse modo, os resultados dos indicadores passam a ser estocásticos com uma grande variabilidade de fluxos de caixa possíveis. O uso desta metodologia é denominado simulação de Monte Carlo [57], [58].

2.4.3.1 Distribuição de Probabilidade

Uma distribuição de probabilidade descreve o comportamento aleatório de uma variável dependendo do acaso ou de outras variáveis de difícil mensuração ou com complexidade elevada. Cada valor correspondente à distribuição de probabilidade de uma variável tem uma chance independente de ocorrer, e desta forma, cada variável probabilística pode ser identificada individualmente [59].

A distribuição de probabilidade triangular é utilizada quando é possível determinar o valor mais provável de ocorrer, bem como seus valores máximos e mínimos. Esta distribuição é bastante usada quando se tem uma experiência empírica, porém poucos dados estatísticos sobre um determinado evento. Numa distribuição triangular a probabilidade de um determinado evento x de ocorrer corresponde à área do triângulo da Fig. 2. 12, sendo “mp” o valor mais provável de ocorrer, “max” o valor máximo possível e “min” o mínimo possível.

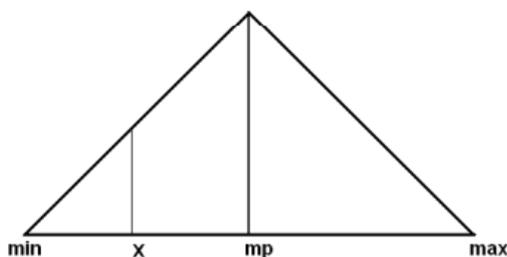


Fig. 2. 12 – Distribuição triangular de probabilidade [59].

O teorema do valor central afirma que a média de uma amostra de n elementos de uma população suficientemente grande tende a uma distribuição normal. A distribuição normal, ou distribuição gaussiana, é visualizada em vários exemplos na natureza, desde a altura das pessoas em um país até a chance de algum número cair jogando-se 5 dados de 6 faces. A curva gaussiana, ou curva de sino, visto na Fig. 2.13, característica da distribuição normal, apresenta

um valor médio bem definido, representado por μ , e um desvio padrão que pode ser de maior ou menor escala, dependendo da variável analisada [60].

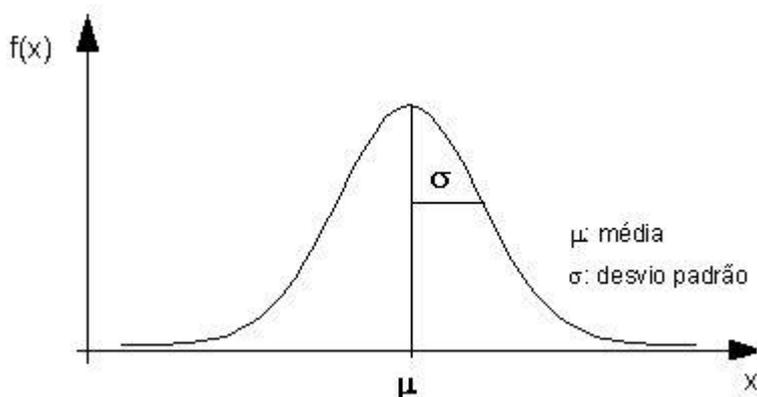


Fig. 2. 13 - Distribuição normal de probabilidade

2.4.3.2 Medidas de Risco

Para se mensurar o risco de uma variável financeira utilizam-se ferramentas matemáticas de mensurar variabilidade, sendo que uma medida bastante utilizada é o desvio padrão, que é uma medida de dispersão em torno da média populacional de uma variável aleatória. O desvio padrão de um indicador de viabilidade econômica indica o quão representativo o valor médio é da realidade. Um desvio padrão grande pode demonstrar que o investimento, por mais que possa parecer atrativo, oferece uma grande chance de falha, e, portanto, pode ser um investimento perigoso para investidores mais cautelosos [61].

Junto com o desvio padrão é possível calcular o coeficiente de variação, também chamado de desvio padrão relativo, expresso na Equação (2.8), sendo definido como a razão entre o desvio padrão pela média.

$$C_V = \frac{\sigma}{\mu} \quad (2.5)$$

onde:

C_V = Coeficiente de variação;

σ = Desvio padrão;

μ = Média.

Outra forma de mensurar a chance de falha de um investimento é a probabilidade de viabilidade. Com o resultado estocástico dos indicadores de viabilidade econômica é calculada a probabilidade de esse valor estar dentro da área viável do investimento.

2.5 Considerações Finais

Neste capítulo foram abordados os principais temas que serão utilizados para o desenvolvimento da metodologia proposta nesta pesquisa, que tem uma característica científica, fundamentada no efeito fotovoltaico, através de uma técnica de aplicação de engenharia, os sistemas PV, atendendo premissas regulatórias, que são as resoluções normativas da ANEEL para a inserção de geração distribuída na rede da CEMIG. Objetiva-se analisar o retorno econômico com um determinado risco, calculado com técnicas computacionais de simulação e modelagem, utilizando-se da estatística. No próximo capítulo serão abordadas as premissas metodológicas e de modelagem que nortearam o trabalho.

3. Metodologia

3.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo será abordada a metodologia empregada para obtenção dos resultados. O trabalho consistiu primeiramente em adquirir os dados necessários para o dimensionamento do sistema, e para isso foram levantados os dados de capacidade de geração solar fotovoltaica no campus da UNIFEI – Itajubá, tanto em relação a área disponível quanto à irradiação solar média [62]. Com base nisso e nos dados de geração dos painéis instalados no prédio do QmaP, foi dimensionado um sistema PV com objetivo de zerar a parcela de energia da conta de eletricidade junto à concessionária considerando valores de consumo base do ano de 2017. Foi, então, efetuado o dimensionamento de dois sistemas com a mesma potência instalada, sendo um sistema centralizado em uma área disponível no campus de Itajubá, e outro sistema distribuído e instalado nos telhados dos prédios da UNIFEI. Paralelamente foram levantados os dados estocásticos que influem no desempenho econômico do sistema PV. Foi então realizada uma simulação de Monte Carlo utilizando os dados estocásticos para os dois sistemas dimensionados. O fluxograma simplificado da metodologia empregada pode ser visto na Fig. 3.1.

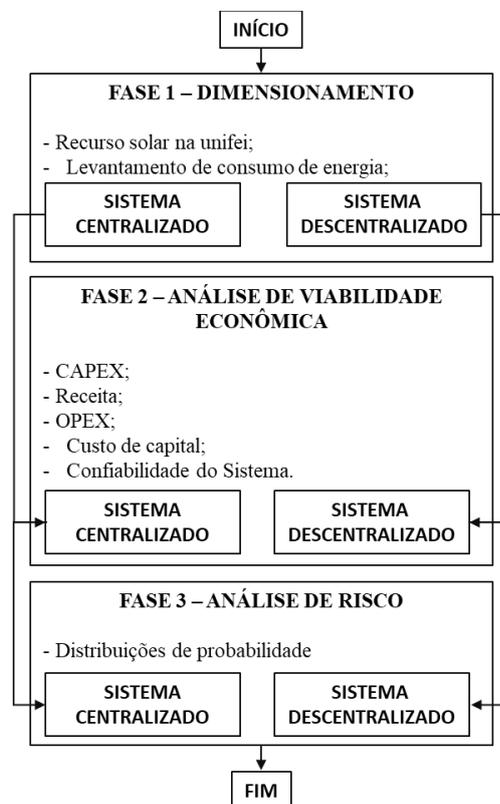


Fig. 3. 1 - Fluxograma da Metodologia utilizada.

3.2 Classificação da Pesquisa

A pesquisa desse trabalho pode ser classificada como de natureza aplicada, pois utiliza conceitos físicos e econômicos para se avaliar um resultado, de abordagem quantitativa, pois o resultado pode ser comparado numericamente com outros resultados, com objetivo descritivo, pois visa descrever o estabelecimento de relações entre variáveis, e o método pode ser classificado como modelagem e simulação, pois se utiliza de técnicas matemáticas para descrever o funcionamento do sistema e a partir disso aplicam-se métodos computacionais para simular o sistema e, assim, obter os resultados.

3.3 Potencial Energético Solar da UNIFEI

A cidade de Itajubá, localizada no estado de Minas Gerais, Brasil, está situada nos limites meridionais do clima temperado, com elevada altitude, com uma amplitude térmica de grande oscilação, e com ventos predominantes na direção NE. A precipitação pluviométrica média é de 1.550 milímetros ao ano, com mais incidência de chuvas em dezembro e janeiro. A temperatura máxima média anual é de 26°C e a mínima é de 13°C, com média de 19,5°C. A cidade está a uma altitude máxima de 1.915m e mínima de 845m e tem 290.450 km² de área total [63]. A energia solar de ondas curtas que incide na superfície do solo sofre moderadas variações ao longo do ano (Fig. 3.2) [64]. A irradiação solar média e, portanto, a potência de saída esperada de um sistema PV sofre pequenas alterações ao longo do território de Itajubá como visto na Fig.3.3 [62].

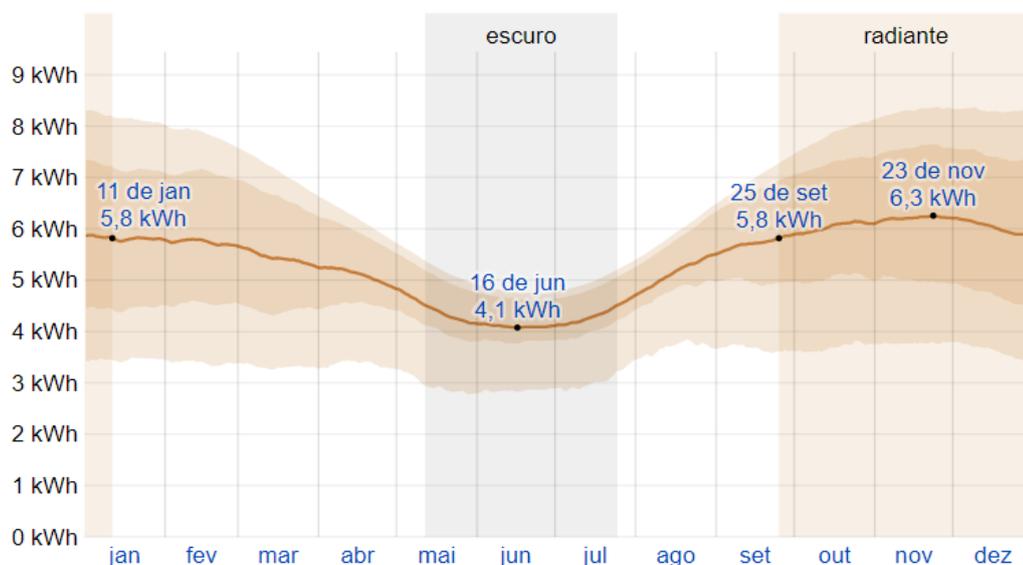


Fig. 3. 2- Energia solar de ondas curtas que incide na superfície do solo ao longo do ano em Itajubá [64].

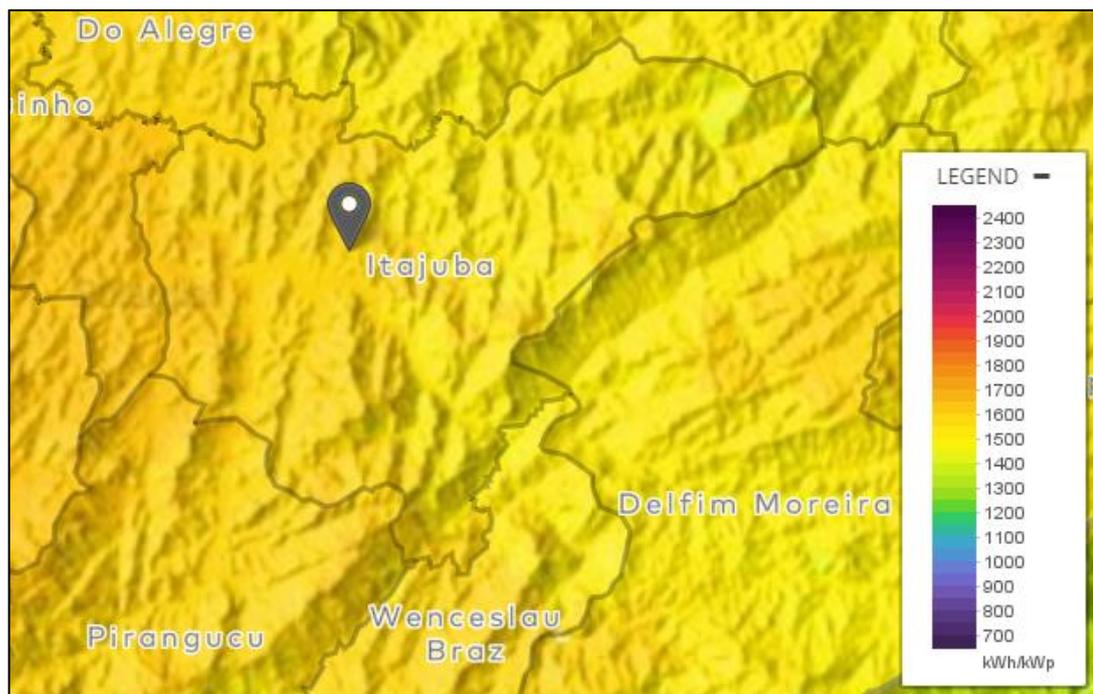


Fig. 3. 3- Potência de Saída esperada de Sistemas Fotovoltaicos por ano em Itajubá [62].

O campus da UNIFEI em Itajubá está localizado na área urbana da cidade de Itajubá conforme pode ser visto pela foto de satélite na Fig. 3.4, sendo que as estruturas e área utilizada ficam melhor exemplificadas na sua planta baixa na Fig. 3.5, e a descrição física do terreno está na Tabela 3.1:



Fig. 3. 4- Foto de Satélite da UNIFEI, campus Itajubá [65].



Fig. 3. 5- Planta Baixa da UNIFEI - campus Itajubá.

Tabela 3. 1- Consumo per capita de energia em perspectiva histórica.

Área Total (m²)	367.193,22
Área Sobre Prédios (m²)	53.599,42
Área Útil sobre Prédios (m²)	42.879,54
Área disponível em Terreno (m²)	53.987,46
Área total disponível (m²)	96.867
Altitude (m)	916,25
PV_{out}- esperado por dia (kWh/kWp)	4,315
Latitude	22° 41' S
Longitude	45° 45' O

Para auxiliar na análise dos dados solares da UNIFEI foram utilizados os dados de geração solar do sistema PV presente no prédio do QmaP, dentro do campus em Itajubá. Os dados foram obtidos com auxílio de um sistema supervisorio, conforme descrito na Tabela 3.2 [15]. Considerando a área total disponível, a UNIFEI tem um potencial de instalação de mais de 14.617,2 kWp, considerando a áreas uteis, em energia solar, sendo 6.470,4 kWp sobre prédios e 8.146,5 kWp no terreno disponível. Esse valor pode ser elevado se considerar o espaçamento entre prédios, construção de estrutura para painéis solares suspensos sobre área de estacionamentos ou módulos solares mais eficientes [50].

Tabela 3. 2- Consumo per capita de energia em perspectiva histórica.

Quantidade de Módulos	112
Quantidade de Inversores	3
Potência Nominal do Módulo (Wp)	245
Potência Instalada (Wp)	27.440
Área Bruta dos módulos (m²)	1,65
Rendimento (%)	15,2
Fabricante dos Módulos	YUNGLI SOLAR
Modelo dos Módulos	YL245P-29P
Fabricante do Inversor	Fronius International
Modelo do Inversor	100 V-3; SYMO 12.5-3-M

3.4 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico para UNIFEI

O sistema de distribuição de energia elétrica da UNIFEI no ano de 2017 tinha demanda contratada de 800 kW, adotando a Tarifa Horó-Sazonal Verde A4 da CEMIG que tem a composição de preços para o ano de 2017 conforme a Tabela 3.3. A rede de distribuição interna da universidade é composta de 5 alimentadores em tensão primária de 13,8 kV que estão ligados a 30 transformadores que alimentam os mais de 30 prédios que compõem o campus de Itajubá. O alimentador de maior comprimento mede 1.626 m do medidor da CEMIG até sua última derivação.

Tabela 3. 3- Tarifa Horó-Sazonal Verde A4 - 2017.

Tarifa Horó-Sazonal Verde A4 2017					
	Bandeira				Média
	Verde	Amarela	Vermelha	Vermelha P2	
Adicional de Bandeira	R\$ 0,00	R\$ 0,01	R\$ 0,03	R\$ 0,05	R\$ 0,0185
Probabilidade	36.59%	14.63%	36.59%	12.20%	100.00%
Sem Imposto					
Demanda Ativa	R\$ 11,0500				
Demanda Ativa Ultrapassada	R\$ 22,1000				
Energia Ativa kWh HFP	R\$ 0,26811	R\$ 0,27811	R\$ 0,29811	R\$ 0,31811	R\$ 0,2866
Energia Ativa kWh HP	R\$ 1,2226	R\$ 1,23264	R\$ 1,25264	R\$ 1,27264	R\$ 1,2412
Com Imposto (Alíquota 11,36%)					
Demanda Ativa	R\$ 12,30512				
Demanda Ativa Ultrapassada	R\$ 24,61025				
Energia Ativa kWh HFP	R\$ 0,29856	R\$ 0,30970	R\$ 0,33197	R\$ 0,35424	R\$ 0,3192
Energia Ativa kWh HP	R\$ 1,36151	R\$ 1,37265	R\$ 1,39492	R\$ 1,41719	R\$ 1,3822

A tarifa média foi estabelecida baseada na média ponderada das bandeiras tarifárias de abril de 2015 até agosto de 2018. Este valor será a base para se fazer o dimensionamento do sistema de painéis fotovoltaicos [66], [67]. Utilizou-se a alíquota do imposto médio cobrado em 6 meses de contas da UNIFEI.

O consumo de potência ativa (valor médio da potência integralizada em intervalos de 15 minutos) em 19 transformadores durante um ano foi coletado pelo sistema supervisorio (Fig.

3.6). Foram coletados também dados da entrada geral de energia (Fig. 3.7) e, com isso, foi inferido o consumo dos demais prédios onde não há dados no sistema supervisorio (Fig. 3.6).

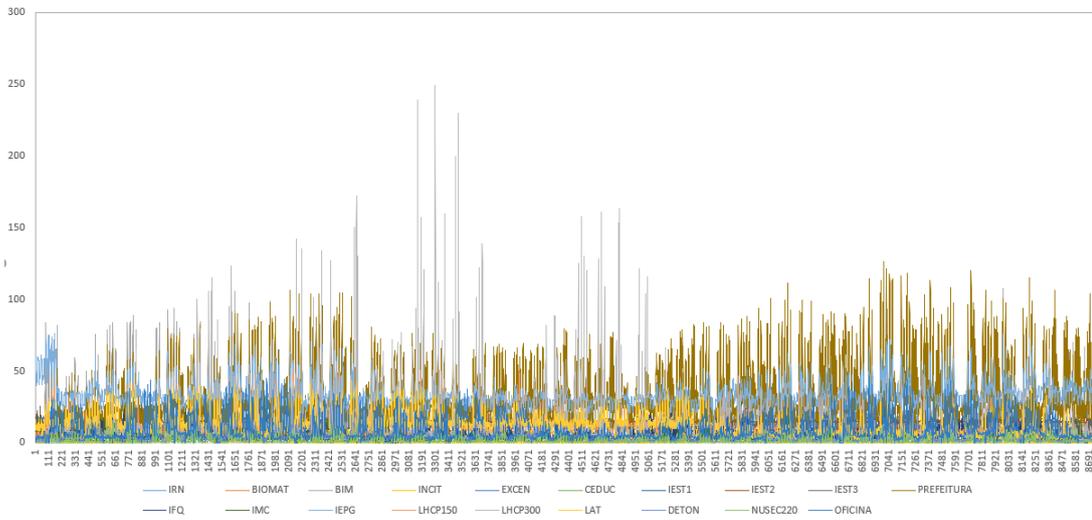


Fig. 3. 6- Consumo de potência elétrica pelos prédios individualizados pela UNIFEI - Itajubá (kW)/ ano 2017.

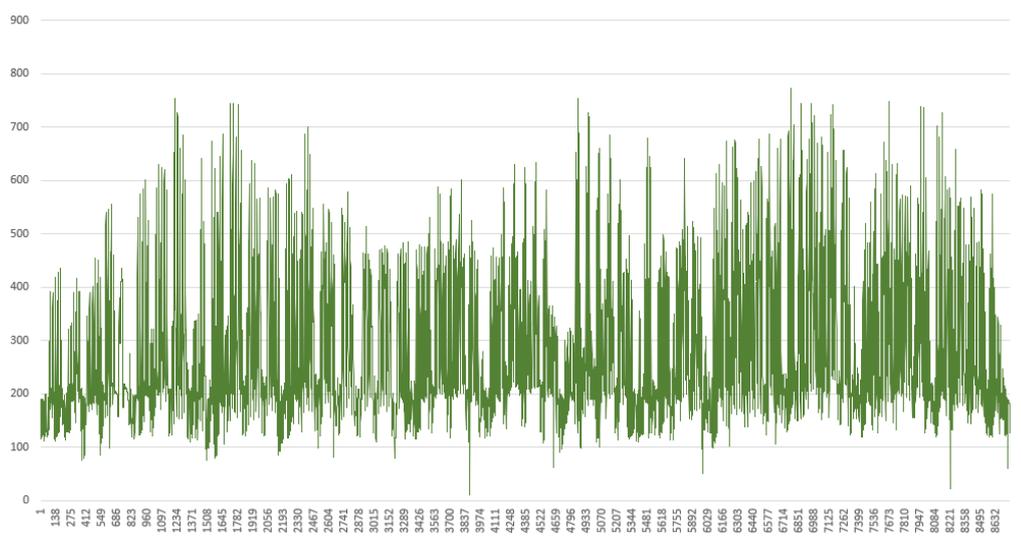


Fig. 3. 7- Consumo de potência elétrica geral pela UNIFEI - Itajubá (kW) / ano 2017.

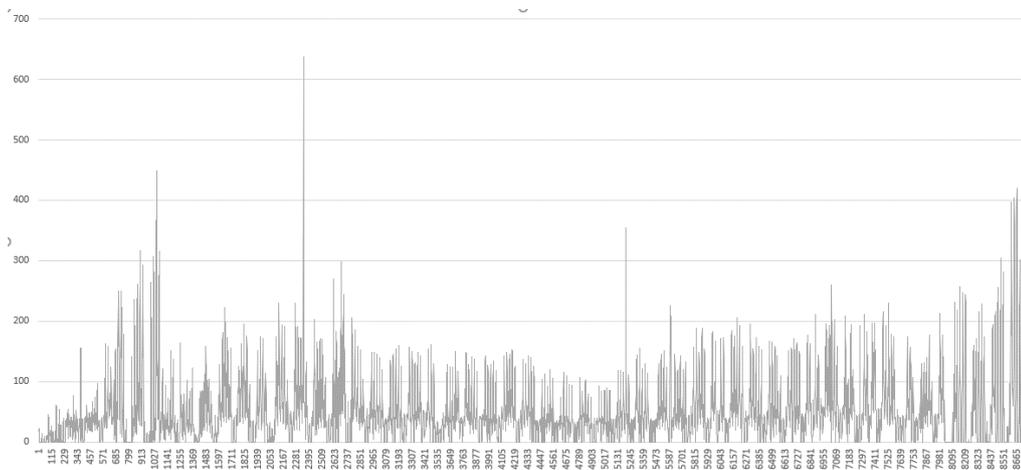


Fig. 3. 8- Consumo de potência elétrica dos prédios sem medições no sistema supervisorio da UNIFEI - Itajubá/ ano 2017 (kW).

O consumo de energia ativa total consumida durante o ano analisado, considerando os prédios com sistema supervisorado integrado, é exposto na Tabela 3.4. Este dado será considerado para realizar o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos por prédios no sistema descentralizado. Os valores da fatura de energia elétrica da UNIFEI estão indicados na Tabela 3.5.

Tabela 3. 4–Energia consumida pela UNIFEI – Itajubá em 2017.

Prédio	Energia Total	Energia HP	Energia HFP
	kWh	kWh	kWh
IRN	163.977,05	15.099,30	148.877,75
BIOMAT	75.464,10	8.462,00	67.002,10
BIM	193.450,10	21.408,20	172.041,90
INCIT	12.884,00	1.018,00	11.866,00
EXCEN	38.942,10	5.306,20	33.635,90
CEDUC	13.196,20	1.172,30	12.023,90
IEST1	62.982,60	8.388,90	54.593,70
IEST2	138.831,80	12.304,15	126.527,65
IEST3	128.608,15	12.105,75	116.502,40
PREFEITURA	297.217,05	29.944,30	267.272,75
IFQ	56.170,25	6.082,60	50.087,65
IMC	48.198,55	5.644,35	42.554,20
IEPG	303.481,50	29.901,65	273.579,85
LHCP150	111.508,45	10.397,65	101.110,80
LHCP300	121.041,41	10.339,52	110.701,89
LAT	120.472,40	10.955,00	109.517,40
DETON	32.146,90	3.570,90	28.576,00
NUSEC220	15.590,16	2.019,88	13.570,28
OFICINA	80.004,40	6.474,45	73.529,95
Demais Prédios	382.500,73	68.187,75	314.312,98
Total	2.396.667,90	268.782,85	2.127.885,05

Tabela 3. 5- Histórico de Fatura d Energia Elétrica em 2017 da UNIFEI, campus Itajubá.

Mês	Consumo				Preço (R\$)			Total
	Demanda (kW)		Energia (kWh)		Demanda (800kW)	Energia		
	HP	HFP	HP	HFP		HP	HFP	
Jan-17	490	777	22.400	189.000	9.844,10	30.497,92	56.428,50	96.770,52
Feb-17	553	777	26.600	210.700	9.844,10	36.216,29	62.907,32	108.967,71
Mar-17	532	689	25.900	189.000	9.844,10	35.551,64	58.533,17	103.928,92
Apr-17	483	539	26.600	178.500	9.844,10	37.104,93	59.256,83	106.205,86
May-17	427	434	18.900	149.800	9.844,10	26.364,03	49.729,26	85.937,39
Jun-17	483	553	25.200	175.700	9.844,10	34.310,17	52.457,60	96.611,87
Jul-17	469	595	26.600	182.000	9.844,10	36.512,50	56.365,28	102.721,88
Aug-17	581	714	23.100	181.300	9.844,10	32.222,70	60.186,35	102.253,15
Sep-17	588	770	28.700	200.200	9.844,10	39.395,06	62.001,81	111.240,97
Oct-17	546	777	15.499	162.400	9.844,10	21.965,09	57.529,03	89.338,21
Nov-17	385	511	12.600	138.600	9.844,10	17.856,64	49.098,05	76.798,79
Dec-17	391	623	16.800	172.900	9.844,10	23.434,69	57.397,79	90.676,58
Total Anual			268.899	2.130.100	118.129,18	371.431,66	681.891,00	1.171.451,83
Total Percentual			11,21%	88,79%	10,08%	31,71%	58,21%	100%

Embora a demanda no horário de ponta não tenha uma precificação diferenciada nessa modalidade tarifária ela é discriminada na fatura considerando para cobrança o valor maior entre as duas. No ano analisado não houve ultrapassagem da demanda contratada de 800kW. Os preços de kWh se alteram entre os meses pela bandeira tarifária vigente naquele mês.

Os históricos de consumo dos prédios da UNIFEI foram introduzidos no programa OpenDSS [68] junto com a modelagem do sistema de distribuição da UNIFEI. Esta modelagem permite simular com certo grau de realismo os eventos elétricos que ocorrem internamente no campus. O diagrama unifilar do sistema pode ser visto na Fig. 3.9. Com a simulação foi possível estimar as perdas elétricas em 2.285 kWh durante o ano simulado, sendo que foram consideradas apenas perdas nas linhas e nos transformadores.

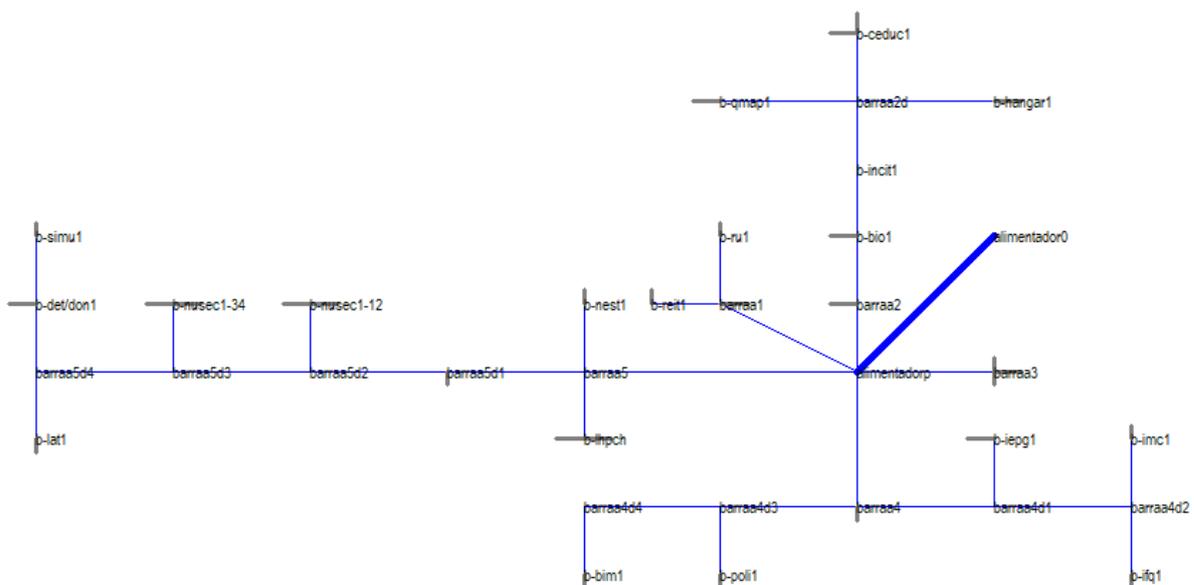


Fig. 3. 9- Diagrama Unifilar do sistema elétrica da UNIFEI – Itajubá modelado no OpenDSS [68].

3.4.1 Cálculos para Dimensionamento

Para fazer o dimensionamento do sistema solar fotovoltaico no campus de Itajubá da UNIFEI foi adotado o método da receita gerada necessária para zerar a parcela da conta de luz referente ao consumo de energia. Isso é, mantém-se apenas a parcela de demanda de potência na conta com a concessionária, que não pode ser abatida por geração distribuída [35]. Não foi considerado sombreamento nos sistemas dimensionados e foi considerado a inclinação e acúmulo de sujeiras equivalente ao sistema implantado no prédio do QmaP que serviu de base de dados para esse dimensionamento.

Considerando o sistema de tarifação adotado pela UNIFEI, a fatura de energia elétrica paga à CEMIG é separada em duas parcelas; a tarifa de demanda, que é um valor fixo pago por mês correspondente à demanda de potência contratada pelo consumidor, acrescido de eventuais multas por ultrapassagem; e a tarifa de energia elétrica que é separada em dois patamares ou postos tarifários: o horário de ponta (HP), que corresponde aos horários de 18h00min até as 21h00min, excluindo-se finais de semanas e feriados, e o horário fora de ponta (HFP) que corresponde dos demais horários do dia. No HP é cobrado um valor mais alto no consumo de energia elétrica. Para utilização de créditos em posto tarifário diferente é utilizado um fator de ajuste correspondente a diferenças das componentes TE da tarifa de energia, porém como o consumo da UNIFEI tende a subir e não será considerado a perda de eficiência das placas para o dimensionamento é existe alguma insegurança regulatória que pode afetar essa forma de cálculo foi considerado a tarifa total para se calcular o fator de ajuste no dimensionamento resultando em um valor um pouco mais alto de potência instalada.

$$C_{CEMIG} = E_{HP} \cdot T_{HP} + E_{HFP} \cdot T_{HFP} + D \cdot T_D + D_O \cdot T_{DO} \quad (3.1)$$

onde:

C_{CEMIG} = Preço da conta de energia paga à CEMIG;

E_{HP} = Energia consumida no horário de ponta;

E_{HFP} = Energia consumida fora do horário de ponta;

T_{HP} = Tarifa de energia no horário de ponta;

T_{HFP} = Tarifa de energia consumida fora do horário de ponta;

D = Demanda de potência contratada;

T_D = Tarifa de demanda contratada;

D_O = Demanda ultrapassada;

T_{DO} = Tarifa de demanda ultrapassada.

A energia gerada por um sistema fotovoltaico em um ano pode ser calculada através da fórmula (3.2):

$$E_{Year} = 365 \cdot P_p \cdot PV_{out} \quad (3.2)$$

onde:

E_{Year} = Energia produzida em um ano pelo sistema fotovoltaico em kWh;

P_p = Potência de pico do sistema fotovoltaico dimensionado em kW_p;

PV_{out} = Relação entre energia de saída do sistema PV pela potência de pico do sistema em kWh/kW_p por dia, sendo que essa característica depende do local de geração e da *performance ratio* do sistema.

Embora a maior parte da energia produzida pelos sistemas de geração fotovoltaica ocorra no HFP, uma pequena parcela da energia total anual é produzida no HP, e, dessa forma, a energia total anual pode ser equacionada como em (4.3):

$$E_{Year} = E_{Year} \cdot E_{PV-HP} + E_{Year} \cdot E_{PV-HFP} \quad (3.3)$$

onde:

E_{PV-HP} = Proporção anual da energia produzida no horário de ponta;

E_{PV-HFP} = Proporção anual da energia produzida no horário fora ponta.

Com isso, a receita C_{PV} gerada pelo sistema solar fotovoltaico pode ser calculada utilizando-se (3.4):

$$C_{PV} = E_{Year} \cdot E_{PV-HP} \cdot T_{HP} + E_{Year} \cdot E_{PV-HFP} \cdot T_{HFP} \quad (3.4)$$

Assim sendo, o dimensionamento ocorre quando a receita gerada pelo sistema PV é igual à tarifa de energia do sistema, como em (3.5):

$$C_{PV} = E_{HP} \cdot T_{HP} + E_{HFP} \cdot T_{HFP} \quad (3.5)$$

Isto corresponde à fração da tarifa que tem relação com a energia. Da Tabela 3.5 tem-se que esse valor é de R\$1.053.322,65, sendo a porção do horário de ponta igual a R\$371.431,66 e a porção no horário fora de ponta de R\$681.891,00.

Colocando (3.5), (3.4) e (3.3) em (3.2) tem-se (3.6):

$$P_p = \frac{\frac{E_{HP} \cdot T_{HP} + E_{HFP} \cdot T_{HFP}}{E_{PV-HP} \cdot T_{HP} + E_{PV-HFP} \cdot T_{HFP}}}{365 \cdot PV_{out}} \quad (3.6)$$

Tem-se assim a potência do sistema necessário para se zerar a parcela da conta de luz referente ao consumo de energia elétrica.

O valor de PV_{out} pode ser encontrado através dos dados de radiação solar como citado na Tabela 3.1, porém, como há disponibilidade de dados reais de um sistema instalado no campus optou-se por calculá-lo. Considerando que a produção anual de energia do sistema instalado no prédio do QmaP é de 40324,73 tem-se:

$$PV_{out} = \frac{E_{year-sample\ system}}{365 P_p - sample\ system} = \frac{40324,73\ kWh}{365 \times 27,44\ kWp} \cong 4,026 \frac{kWh}{kWp} \quad (3.7)$$

Com o sistema supervisorio foi possível constatar também que a proporção de energia gerada pelo sistema de geração fotovoltaica instalado no QmaP no horário fora de ponta foi de 96,86% da energia total gerada e energia gerada no horário de ponta foi de 3,14%, durante o ano analisado. Considerando a tarifa média no horário de ponta e fora de ponta tem-se (4.8):

$$P_p = \frac{\frac{R\$1.053.322,65}{3,14\% \cdot R\$1,38 + 96,86\% \cdot R\$0,32}}{365 \times 4,026\ kWh/kWp} \cong 2022\ kWp \quad (3.8)$$

Esta é a potência de pico dimensionada para zerar a parcela da conta de luz referente ao consumo de energia elétrica da universidade, considerando o ano de 2017 como base de dados. Esse dimensionamento é valido apenas para a modalidade tarifaria horo-sazonal verde A4 da CEMIG, sendo que em outras modalidades os valores das tarifas na ponta e fora de ponta são alterados.

O balanço entre a energia gerada e consumida no campus faz com que eventualmente surjam picos de fluxo de potência reverso, isto é, da UNIFEI para a rede da distribuidora, como visto na fig. 3.10. Com isso faz-se necessário a readequação do contrato de demanda com a concessionária para evitar pagamento de multas ou corte de geração. Para o ano analisado com um sistema de 2.022 kWp o pico de potência reversa chega a 1.511,45 kW, como o contrato de demanda corresponde ao custo de infraestrutura da rede, em caso de geradores se contrata a potência instalada, o que gera uma perda de receita anual, por novo contrato de demanda, de aproximadamente R\$200.000,00, valor esse considerado na simulação de Monte Carlo.

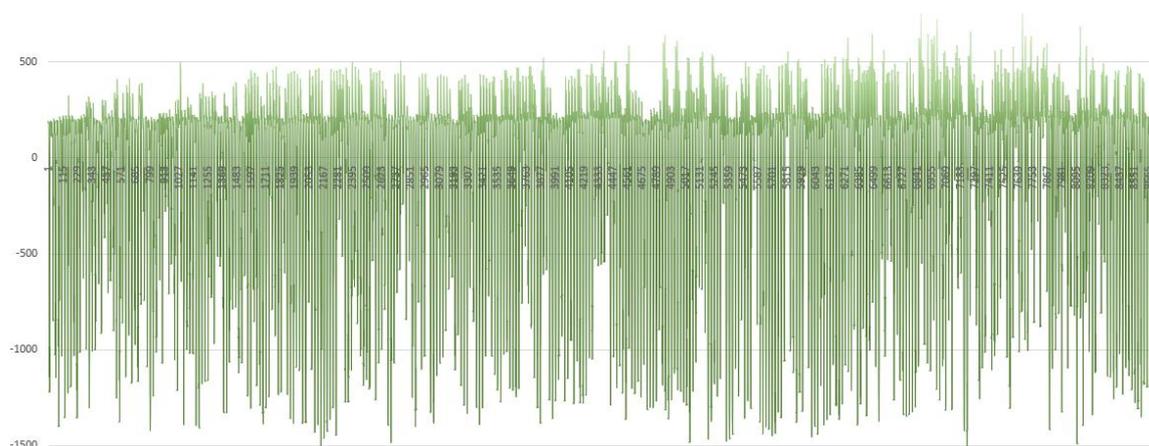


Fig. 3. 10- Balanço entre Consumo e Geração total da UNIFEI – Itajubá com o Sistema PV de 2.022 kWp (kW)/ ano 2017

Para se estimar o preço do sistema PV foram utilizados os dados de pesquisa da empresa Greener para o primeiro semestre de 2018 que pode ser visualizado na Tabela 3.6 [69].

Tabela 3. 6- Preço dos Sistemas Fotovoltaicos para o Cliente Final [69].

Tamanho	Tipo	Menor Preço	Preço Médio Mínimo	Preço Médio	Preço Médio Máximo	Maior Preço
2 kWp	N/A	R\$4,00	R\$6,65	R\$7,13	R\$7,61	R\$10,00
4 kWp	N/A	R\$3,75	R\$5,44	R\$5,83	R\$6,22	R\$8,00
8 kWp	N/A	R\$3,38	R\$4,85	R\$5,21	R\$5,57	R\$7,50
12 kWp	N/A	R\$3,33	R\$4,72	R\$5,09	R\$5,45	R\$7,50
30 kWp	N/A	R\$2,67	R\$4,29	R\$4,64	R\$4,98	R\$7,00
50 kWp	N/A	R\$2,40	R\$3,99	R\$4,39	R\$4,79	R\$6,68
75 kWp	ao teto	R\$2,40	R\$3,88	R\$4,31	R\$4,75	R\$7,33
75 kWp	ao solo	R\$2,93	R\$4,20	R\$4,77	R\$5,34	R\$7,47
150 kWp	ao teto	R\$2,53	R\$3,64	R\$4,13	R\$4,62	R\$6,33
150 kWp	ao solo	R\$2,87	R\$4,00	R\$4,57	R\$5,15	R\$6,67
300 kWp	ao teto	R\$2,33	R\$3,53	R\$4,07	R\$4,62	R\$6,67
300 kWp	ao solo	R\$2,67	R\$3,90	R\$4,52	R\$5,14	R\$6,33
500 kWp	ao teto	R\$2,80	R\$3,44	R\$4,02	R\$4,60	R\$6,00
500 kWp	ao solo	R\$3,10	R\$3,78	R\$4,43	R\$5,07	R\$5,80
1000 kWp	ao teto	R\$2,10	R\$3,39	R\$4,00	R\$4,61	R\$6,00
1000 kWp	ao solo	R\$3,20	R\$3,79	R\$4,47	R\$5,16	R\$6,26
3000 kWp	ao teto	R\$2,73	R\$3,23	R\$3,85	R\$4,48	R\$5,33
3000 kWp	ao solo	R\$2,33	R\$3,53	R\$4,22	R\$4,92	R\$6,33
5000 kWp	ao teto	R\$3,00	R\$3,20	R\$3,82	R\$4,45	R\$5,80
5000 kWp	ao solo	R\$3,00	R\$3,47	R\$4,15	R\$4,83	R\$6,04

3.4.2 Sistema PV Centralizado Construído ao Solo

Para dimensionar a área necessária para instalar uma potência de 2.022 kWp no campus da UNIFEI foi utilizado o software PVSyst que constatou a necessidade de 13.679 m² de área,

foi escolhido parte do terreno com área de 53.987,46 m² para inserir o sistema. A área escolhida para o sistema está disposta na Fig. 3.10:



Fig. 3. 11- Sistema PV dimensionado centralizado ao Solo na UNIFEI – Itajubá.

A simulação desse sistema no OpenDSS constatou que as perdas elétricas anuais foram de 13.121 kWh, 574% das perdas encontradas no sistema sem PV (2.285 kWh), isto é, uma diferença a mais de 10.836 kWh anuais. Isso ocorre porque a curva de consumo de potência da UNIFEI não é coincidente com a curva de geração do sistema PV, ocorrendo assim uma elevação da corrente transitando nas linhas aumentando assim as perdas. O preço do sistema centralizado é exposto na Tabela 3.7:

Tabela 3. 7– Preços Possíveis do Sistema PV Centralizado para UNIFEI – Itajubá.

Menor Preço	Preço Médio Mínimo	Preço Médio	Preço Médio Máximo	Maior Preço
R\$4.2462.00,00	R\$6.955.680,00	R\$8.088.000,00	R\$9.321.420,00	R\$12.132.000,00

3.4.3 Sistema PV Descentralizado Instalado nos Telhados dos Prédios do Campus da Unifei em Itajubá

No sistema de geração fotovoltaica descentralizado a instalação seria feita nos telhados dos prédios do campus da Unifei em Itajubá. O critério de escolha foi o consumo proporcional de energia elétrica de cada prédio que tenha dados de medição coletados, e o restante foi dividido igualmente em outros prédios. O rateio final pode ser verificado na Tabela 3.8 e o local da instalação nos telhados dos prédios está ilustrado na Fig. 3.12:

Tabela 3. 8– Dimensionamento dos Sistemas PV para os Prédios da UNIFEI – Itajubá.

Prédio	Proporção do Consumo	Potência Dimensionada
IRN	6.67%	134.8kWp
BIOMAT	3.07%	62 kWp
BIM	7.86%	159 kWp
INCIT	0.52%	10.6 kWp
EXCEN	1.58%	32 kWp
CEDUC	0.54%	10.9 kWp
UEST	13.43%	271.6 kWp
PREFEITURA	12.08%	244.3 kWp
IFQ	2.28%	46.2 kWp
IMC	1.96%	39.6 kWp
IEPG	12.34%	249.5 kWp
LHCP	9.46%	191.2 kWp
LAT	4.90%	99 kWp
DETON	1.31%	26.4 kWp
NUSEC220	0.64%	12.9 kWp
OFICINA	3,25%	65,8kWp
Demais Prédios	18,11%	366,2kWp



Fig. 3. 12– Sistema PV descentralizado na UNIFEI – Itajubá.

A simulação do sistema de distribuição considerando a geração fotovoltaica distribuída utilizando-se o programa OpenDSS permitiu verificar que as perdas elétricas anuais foram de 3.303 kWh, 44,6% superiores às encontradas no sistema sem PV (2.285 kWh), isto é, uma diferença de 1.018 kWh anuais a mais. Nota-se que essas perdas foram menores a encontradas no sistema centralizado, isso ocorre pois há uma menor necessidade de corrente circulando nas linhas, uma vez que parte do consumo é local. O preço do sistema descentralizado foi calculado considerando em cada prédio um sistema independente, isso é, não há ganho em escala de projeto como acontece no projeto centralizado, encarecendo na média o projeto como visto na Tabela 3.9 [69]:

Tabela 3. 9– Preços Possíveis do Sistema PV Descentralizado para UNIFEI – Itajubá.

Menor Preço	Preço Médio Mínimo	Preço Médio	Preço Médio Máximo	Maior Preço
R\$4.932.555,69	R\$7.671.309,94	R\$8.600.214,13	R\$9.536.021,42	R\$13.557.404,37

Como cada sistema é relativamente pequeno e está distribuído na rede de distribuição do campus universitário, as perdas elétricas não introduzem um impacto significativo perante a ordem de grandeza das contas de energia (vide Tabela 3.5), e essa diferença pode ser situacional, uma vez que as curvas de geração e de consumo podem se aproximar em um ano mais quente pelo uso de ar-condicionado, ou se afastar se aumentar o uso noturno da universidade. Portanto, esses valores não foram considerados na simulação dos resultados.

3.5 Considerações Estocásticas

Para realização da análise econômica foi utilizado a simulação de Monte Carlo com o programa Crystal Ball. Foram realizadas 10.000 simulações de valores com as ponderações de risco no custo de capital, CAPEX, valor residual, geração dos sistemas fotovoltaicos, perda de eficiência das placas, custo de operação e manutenção, aumento da tarifa de eletricidade e confiabilidade do sistema. Para a simulação de cada ano e para cada prédio foi considerado um evento independente sujeito à variação de cada ponderação de risco, e, desta forma, há uma menor propagação do risco, tornando o resultado mais realista, porém se perde a sensibilidade em relação às variáveis.

3.5.1 Custo de Capital

Para se ponderar a distribuição probabilística do custo de capital (que, para UNIFEI foi considerada a taxa Selic que é seu curto de oportunidade [53]) foi estabelecida uma distribuição

triangular a partir do valor médio, máximo e mínimo da série histórica como visto na Tabela 3.10. A série de dados considerada foi o valor da taxa de juros Selic anual de 2007 até 2018, e esses valores podem ser visualizados na Fig. 3.13.

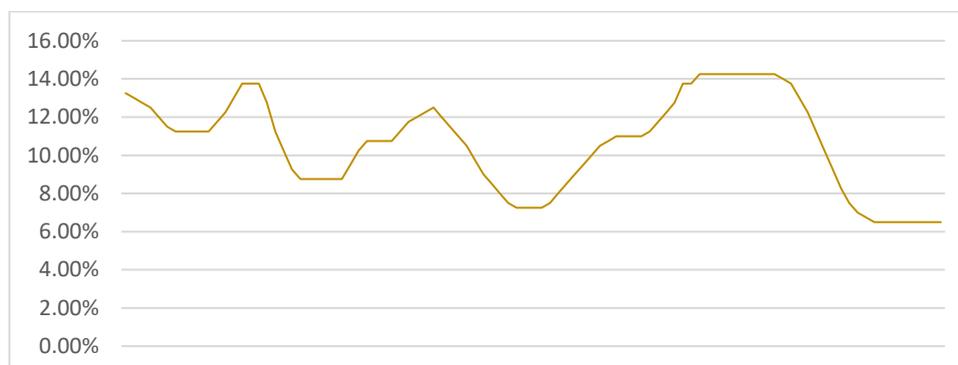


Fig. 3. 13- Taxa Selic de 2007 até 2018 [70].

Tabela 3. 10– Cenários para a taxa Selic.

Cenário	Pessimista	Provável	Otimista
Selic	14,15% ao ano	10,83% ao ano	6,65% ao ano

3.5.2 Investimento

Para se estimar o preço do sistema de geração fotovoltaica foram utilizados os dados de precificação divulgados pela empresa GREENER, apresentados na Tabela 3.6 [69], para o ano de 2017. Foi utilizado uma distribuição de probabilidade triangular para a simulação estocástica dos valores para cada prédio e para o sistema centralizado conforme a Tabela 3.11:

Tabela 3. 11- CAPEX dos Sistemas [69].

Sistema	Potência (kWp)	Pessimista	Provável	Otimista
IRN	134.8	R\$853.284	R\$556.724	R\$341.044
BIOMAT	62	R\$414.160	R\$272.180	R\$148.800
BIM	159	R\$1.006.470	R\$656.670	R\$402.270
INCIT	10.6	R\$79.500	R\$53.954	R\$35.298
EXCEN	32	R\$224.000	R\$148.480	R\$85.440
CEDUC	10.9	R\$81.750	R\$55.481	R\$36.297
IEST	271.6	R\$1.814.288	R\$1.192.324	R\$651.840
PREFEITURA	244.3	R\$1.629.481	R\$994.301	R\$569.219
IFQ	46.2	R\$308.616	R\$202.818	R\$110.880
IMC	39.6	R\$264.528	R\$173.844	R\$95.040
IEPG	249.5	R\$1.664.165	R\$1.015.465	R\$581.335
LHCP	191.2	R\$1.401.496	R\$824.072	R\$458.880
LAT	99	R\$725.670	R\$426.690	R\$237.600
DETON	26.4	R\$184.800	R\$122.496	R\$70.488
NUSEC220	12.9	R\$96.750	R\$65.661	R\$42.957
OFICINA	65.8	R\$439.544	R\$288.862	R\$157.920
Demais Prédios	366.2	R\$2.446.216	R\$1.607.618	R\$878.880
Sistema Único	2.022	R\$12.132.000	R\$8.088.000	R\$4.246.200

Foi considerado que no décimo terceiro ano haverá um reinvestimento de 15% do CAPEX, referente à compra de novos inversores [44]. Foi considerado também que ao final dos 25 anos de utilização do sistema ele terá um valor residual que segue uma distribuição de probabilidade triangular de acordo com a Tabela 3.12, isso pode ser entendido também, como o valor de perpetuidade do sistema, uma vez que findando-se os 25 anos as placas apresentam uma eficiência superior a 80% do seu valor inicial:

Tabela 3. 12- Valor Residual.

Cenário	Pessimista	Provável	Otimista
Valor Residual	10% do CAPEX	15% do CAPEX	20% do CAPEX

Foi considerado também um reinvestimento de 15% do CAPEX no décimo terceiro ano referente à compra de novos inversores.

3.5.3 Geração

Para se estimar a geração de energia elétrica pela placas fotovoltaicas foi utilizado o valor médio de aproximadamente 3,95 kWh/kWp por dia para o horário fora da ponta e de aproximadamente 0,13 kWh/kWp por dia para o horário de ponta, sendo que esses dados foram obtidos a partir da média dos dados medidos pelo sistema supervisorio e é compatível com os dados meteorológicos de Itajubá aplicado a sistemas de geração fotovoltaicos. Foi utilizada a distribuição normal para geração das placas com um desvio padrão de 10% do valor médio. Dessa forma, as distribuições probabilísticas da geração ficariam conforme a Tabela 3.13:

Tabela 3. 13- Geração dos Sistemas Fotovoltaicos.

Sistema	Média de Geração - HFP (kWh)	Média de Geração - HP (kWh)	Desvio Padrão - HFP (kWh)	Desvio Padrão - HP (kWh)
IRN	194541	6307	19454	631
BIOMAT	89477	2901	8948	290
BIM	229465	7440	22947	744
INCIT	15298	496	1530	50
EXCEN	46182	1497	4618	150
CEDUC	15731	510	1573	51
IEST	391967	12709	39197	1271
PREFEITURA	352569	11431	35257	1143
IFQ	66675	2162	6667	216
IMC	57150	1853	5715	185
IEPG	360073	11674	36007	1167
LHCP	275936	8947	27594	895
LAT	142875	4632	14287	463
DETON	38100	1235	3810	124
NUSEC220	18617	604	1862	60
OFICINA	94961	3079	9496	308

Demais Prédios	528492	17135	52849	1714
Sistema Único	2918108	94612	291811	9461

A receita gerada pelos sistemas é o valor do kWh no horário de ponta e fora do horário de ponta, considerando a média ponderada das bandeiras tarifárias desde a implantação desse sistema.

Para a perda anual de eficiência das placas foi considerada uma distribuição triangular de probabilidade com valores conforme a Tabela 3.14:

Tabela 3. 14– Perda de Eficiência [44].

Cenário	Pessimista	Provável	Otimista
Perda de Eficiência	0,8% ao ano	0,7% ao ano	0,6% ao ano

3.5.4 Custo de Operação e Manutenção

Para o OPEX foi considerada uma distribuição triangular de probabilidade, que em sistemas fotovoltaicos pequenos esse custo trata-se apenas o custo de limpeza das placas periodicamente para se manter um valor esperado de eficiência. Para sistemas maiores existem outros custos associados, como o monitoramento elétrico, segurança, refrigeração dos inversores, entre outros. Os valores utilizados para a distribuição estocástica podem ser vistos na Tabela 3.15:

Tabela 3. 15– OPEX [45].

Cenário	Pessimista	Provável	Otimista
OPEX	6% do CAPEX	3% do CAPEX	1% do CAPEX

3.5.5 Tarifação

A tarifação da CEMIG tem um histórico de crescimento dos últimos 15 anos, com algumas pequenas variações, conforme se pode observar na Fig. 3.14:

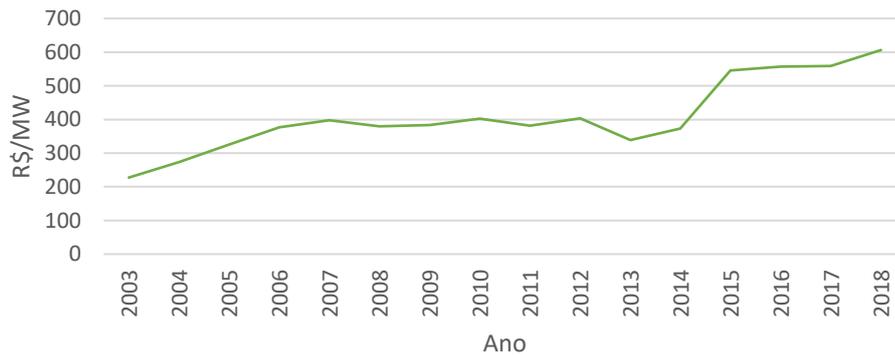


Fig. 3. 14- Tarifa da CEMIG [71].

Com isso é possível verificar a variação da tarifa de energia conforme a Fig. 3.15:

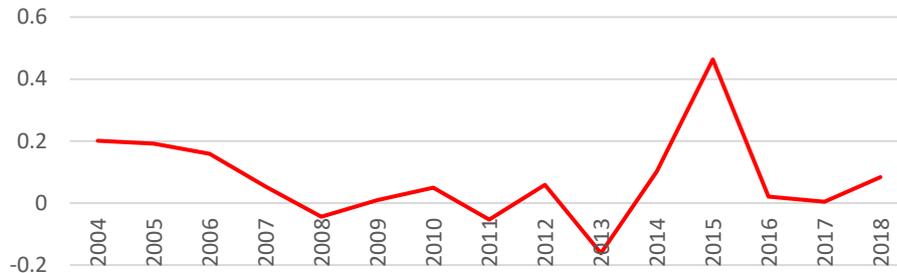


Fig. 3. 15- Variação Anual da Tarifa da CEMIG [71].

Desta forma, foram estabelecidos valores médios dessas variações para se estabelecer uma distribuição triangular conforme a Tabela 3.16:

Tabela 3. 16– Aumento da Tarifa [71].

Cenário	Conservador	Provável	Agressivo
Aumento Anual	2%	7%	12%

3.5.6 Confiabilidade

A confiabilidade foi inserida como um tempo anual em que o sistema, por alguma razão, não esteja funcionando. Algumas empresas que oferecem a serviço de instalação de painéis fotovoltaicos, chamadas empresas integradoras, oferecem também o serviço de monitoramento da geração, e com isso é possível acompanhar em tempo real o funcionamento do sistema e acionar a manutenção, muitas vezes feita pelo sistema de pós-venda da própria integradora. Em casos de não funcionamento, evita-se assim, a perda de receita pelos painéis. A eficiência de

um sistema de geração fotovoltaica depende tanto da atenção dos clientes, da qualidade dos componentes e instalações e do serviço prestado pela integradora. Nesse contexto, para a confiabilidade foi adotada uma distribuição triangular de probabilidade, considerando os dias do ano em que o sistema parou de funcionar, conforme Tabela 3.17:

Tabela 3. 17 - Confiabilidade dos Sistemas de Geração Fotovoltaicos.

Cenário	Pessimista	Provável	Otimista
Dias Ociosos	15 dias no ano	10 dias no ano	5 dias no ano

3.6 Considerações Finais

Neste capítulo foram abordadas todas as características da modelagem econômica do sistema de geração fotovoltaica no campus da UNIFEI. Foram consideradas duas arquiteturas de construção: o sistema centralizado em um terreno disponível no campus da UNIFEI em Itajubá, onde a obra tem ganhos de escala, demonstrando-se mais econômica, e a arquitetura distribuída com instalação nos telhados dos prédios da universidade, baseando-se no histórico de consumo de energia de cada prédio. As ponderações estocásticas serão aplicadas em cada prédio e a cada ano individualmente, com isso pode-se obter os indicadores TIR, VPL e Índice de Rentabilidade para cada prédio, ou para o sistema centralizado, bem como o risco implícito no desvio padrão desses valores.

4. Resultados

4.1 Considerações Iniciais

Foram feitas simulações distintas para os 16 prédios da UNIFEI descritos nesse trabalho, bem como para o equivalente dos prédios não citados. Foram realizadas também simulações para o sistema centralizado.

Para cada situação foi considerado o horizonte de 25 anos, com as ponderações de custo de capital baseado na taxa Selic, CAPEX, valor residual, perda de eficiência das placas, OPEX, aumento da tarifa, geração de energia e confiabilidade e suas respectivas funções de distribuição de probabilidades. Foi considerado também a perda de receita de R\$200.000,00 referente ao novo contrato de demanda por causa do dimensionamento do sistema bem como o reinvestimento de 15% do CAPEX no décimo terceiro ano referente à compra de novos inversores.

As simulações calcularam 3 indicadores de viabilidade financeira: o valor presente líquido (VPL), o índice de rentabilidade (IR) e a taxa interna de retorno (TIR). Esses indicadores serão os critérios utilizados para avaliar se o sistema é viável ou não, bem como sua perspectiva de benefício. A partir dos dados resultantes da simulação é possível fazer estimativa do risco desse investimento, considerado pelo desvio padrão dos indicadores e também a probabilidade de viabilidade.

4.2 Sistema Descentralizado

Foram dimensionados sistemas de geração fotovoltaica para 16 prédios da UNIFEI no campus de Itajubá, baseado na proporção de consumo de energia elétrica, considerando que a energia que não foi medida pelo sistema supervisorio individualizado dos prédios foi dividida em 6 outros prédios da UNIFEI. Os resultados das simulações de Monte Carlo para os sistemas PV dimensionados para os prédios são apresentados nas Fig. 4.1 a Fig. 4.51 junto com os dados estatísticos. Em seguida são apresentados os resultados das simulações de Monte Carlo para o somatório dos prédios, na Fig. 4.52 e Fig. 4.53, sendo que, neste caso, foi simulado somente o IR e o VPL.

4.2.1 IRN

Para o prédio do IRN foi dimensionado um sistema de 134,8 kWp, com instalação no telhado a um custo provável de R\$4.130,00 por kWp, um custo pessimista de R\$6.330,00 por kWp e otimista de R\$2.530,00 por kWp.

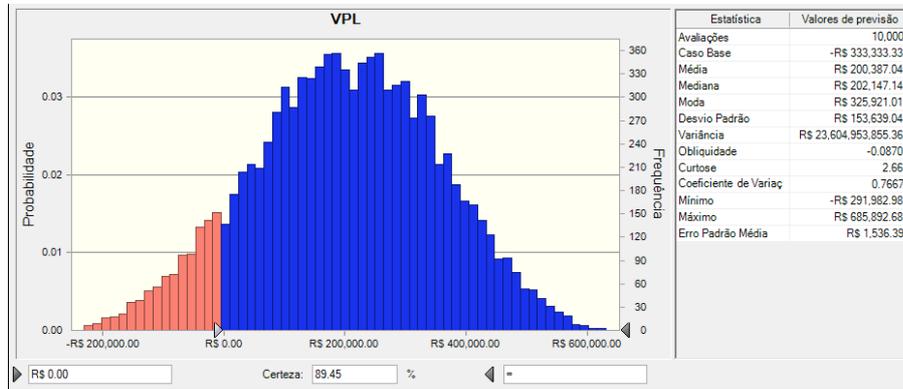


Fig. 4. 1- VPL – Valor Presente Líquido para o Sistema PV instalado no IRN.

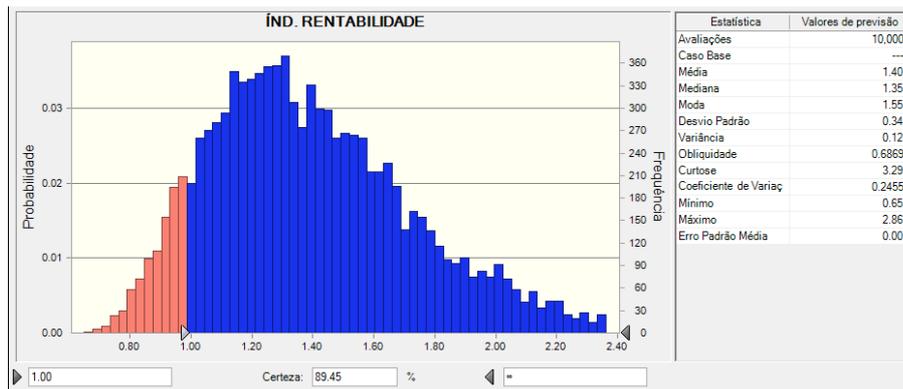


Fig. 4. 2- IR – Índice de Rentabilidade para o Sistema PV instalado no IRN.

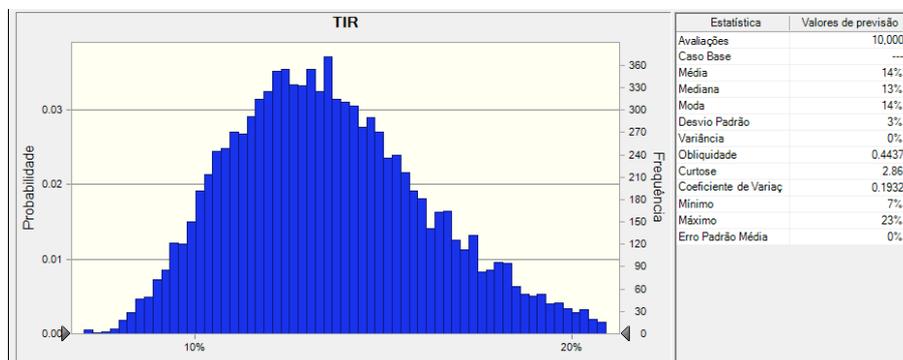


Fig. 4. 3- TIR – Taxa Interna de Retorno para o Sistema PV instalado no IRN.

Nas Fig 4.1 à Fig. 4.3 nota-se que a probabilidade de viabilidade foi de 89,45%.

4.2.2 BIOMAT

Para o prédio do BIOMAT foi dimensionado um sistema de 62 kWp, com instalação no telhado a um custo provável de R\$4.390,00 por kWp, um custo pessimista de R\$6.680,00 por kWp e otimista de R\$2.400,00 por kWp.

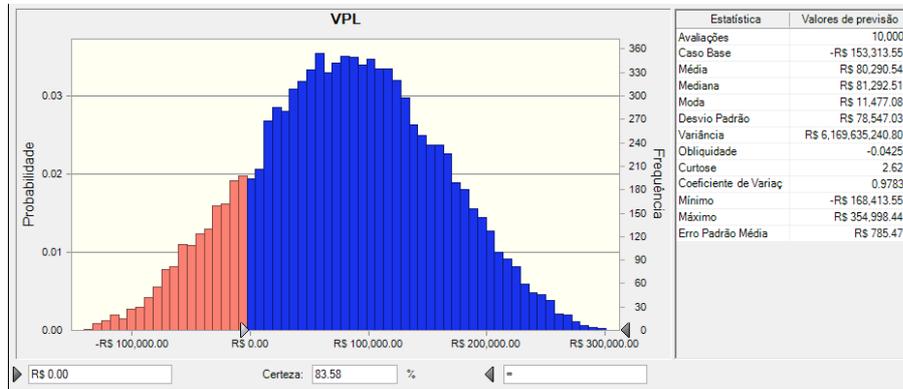


Fig. 4- VPL – Valor Presente Líquido do Sistema PV do BIOMAT.

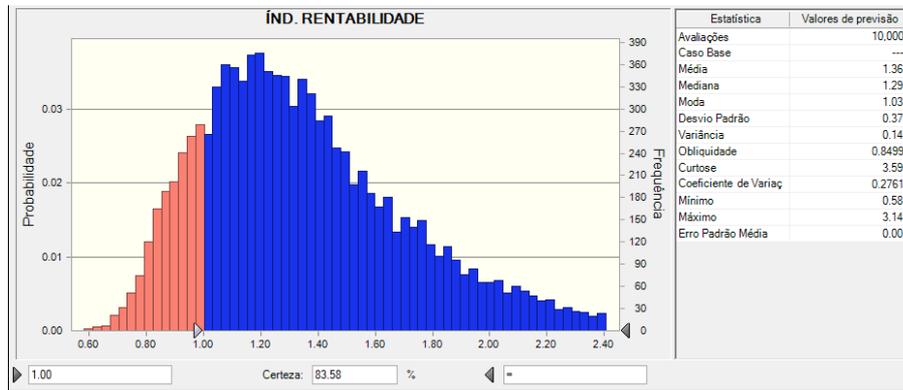


Fig. 4. 5 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV do BIOMAT.

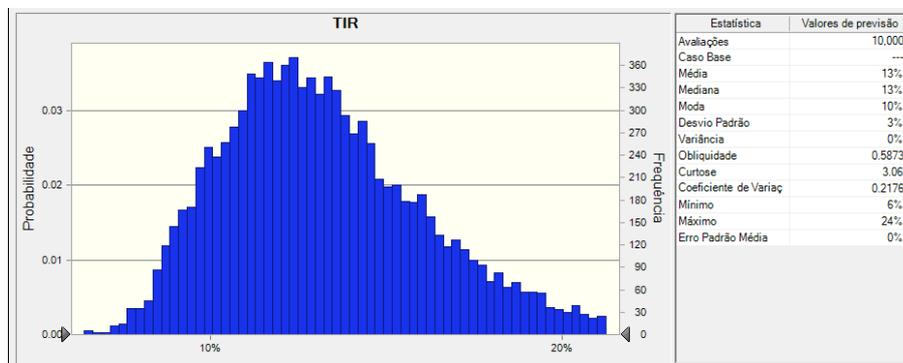


Fig. 4. 6 - Taxa Interna de Retorno do Sistema PV do BIOMAT.

Nas Fig 4.4 à Fig. 4.6 nota-se que a probabilidade de viabilidade foi de 83,58%

4.2.3 BIM

Para o prédio da BIM foi dimensionado um sistema de 159 kWp, com instalação no telhado a um custo provável de R\$4.130,00 por kWp, um custo pessimista de R\$6.330,00 por kWp e otimista de R\$2.530,00 por kWp.

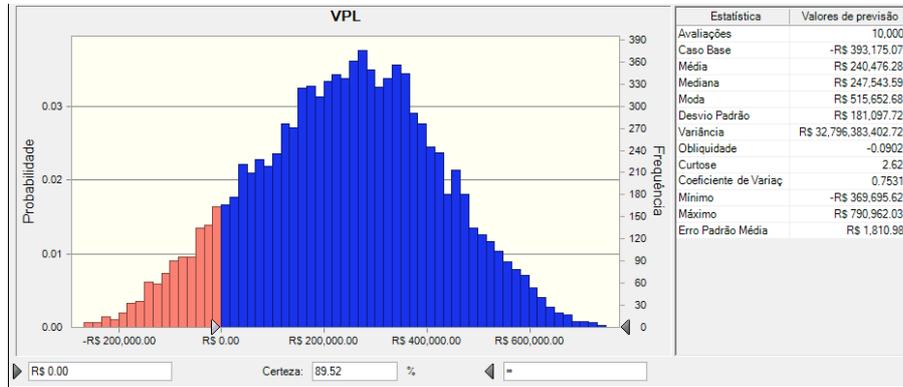


Fig. 4. 7 - Valor Presente Líquido do Sistema PV da BIM.

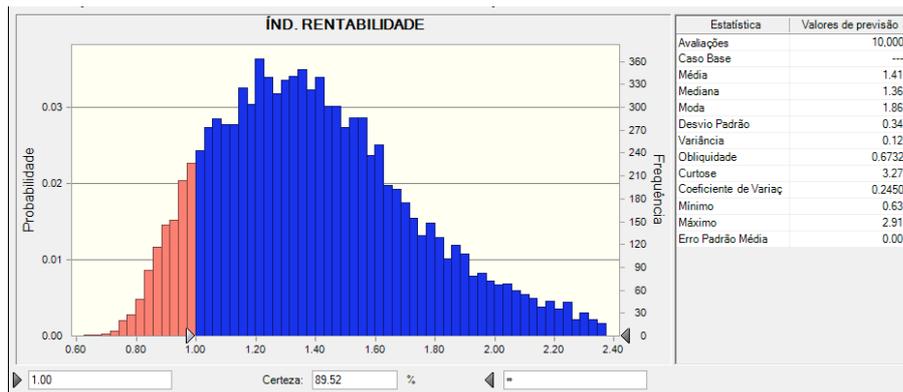


Fig. 4. 8 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV da BIM.

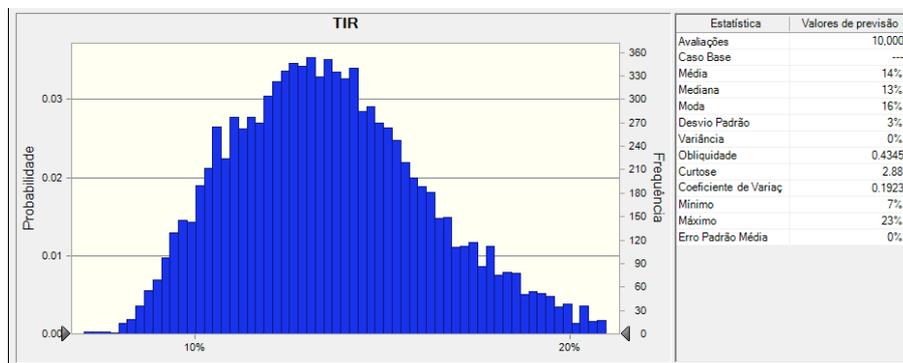


Fig. 4. 9 - Taxa Interna de Retorno do Sistema PV da BIM.

Nas Fig 4.7 à Fig. 4.9 nota-se que a probabilidade de viabilidade foi de 89,52%

4.2.4 INCIT

Para o prédio do INCIT foi dimensionado um sistema de 10,6 kWp, com instalação no telhado a um custo provável de R\$5.090,00 por kWp, um custo pessimista de R\$7.500,00 por kWp e otimista de R\$2.670,00 por kWp.

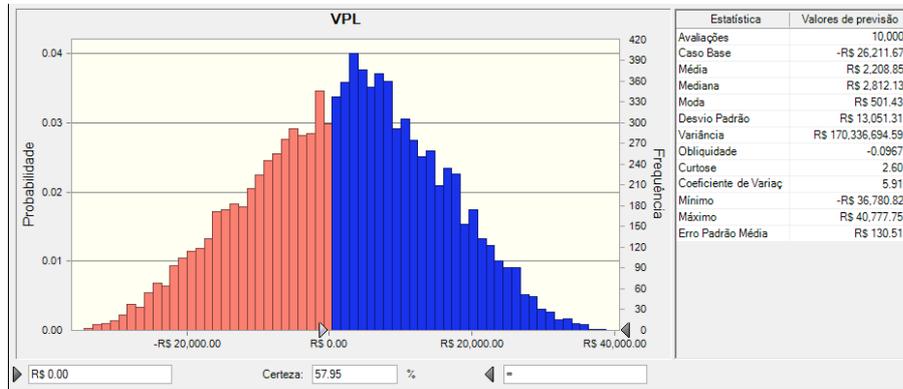


Fig. 4. 10 - Valor Presente Líquido do Sistema PV da INCIT.

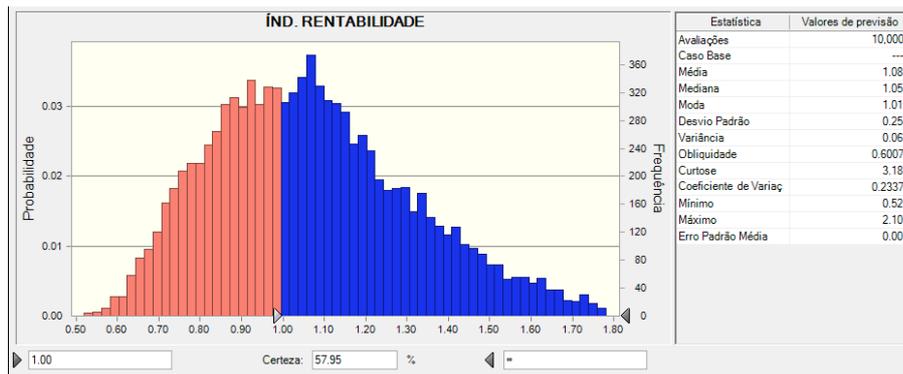


Fig. 4. 11 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV da INCIT.

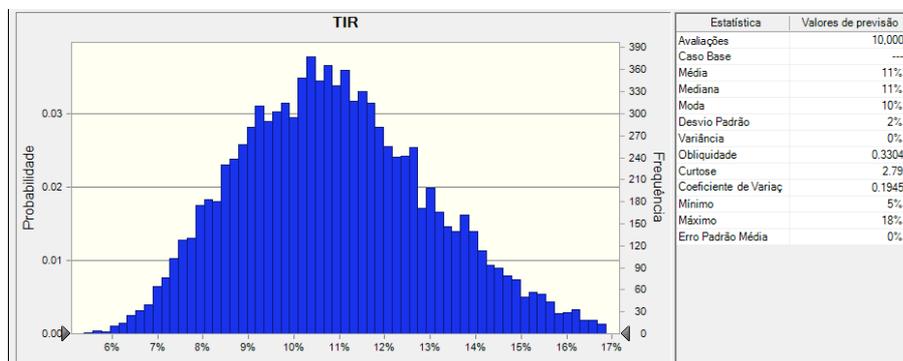


Fig. 4. 12 - Taxa Interna de Retorno do Sistema PV da INCIT.

Nas Fig 4.10 à Fig. 4.12 nota-se que a probabilidade de viabilidade foi de 57,95%

4.2.5 EXCEN

Para o prédio do EXCEN foi dimensionado um sistema de 32 kWp, com instalação no telhado a um custo provável de R\$4.640,00 por kWp, um custo pessimista de R\$7.000,00 por kWp e otimista de R\$2.670,00 por kWp.

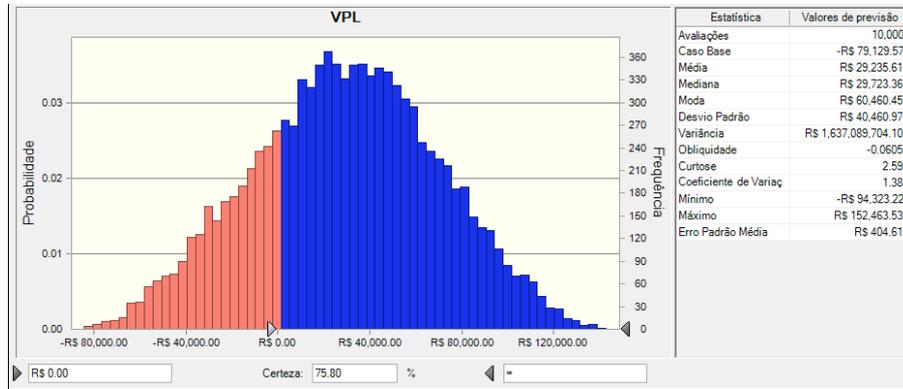


Fig. 4. 13 - Valor Presente Líquido do Sistema PV do EXCEN.

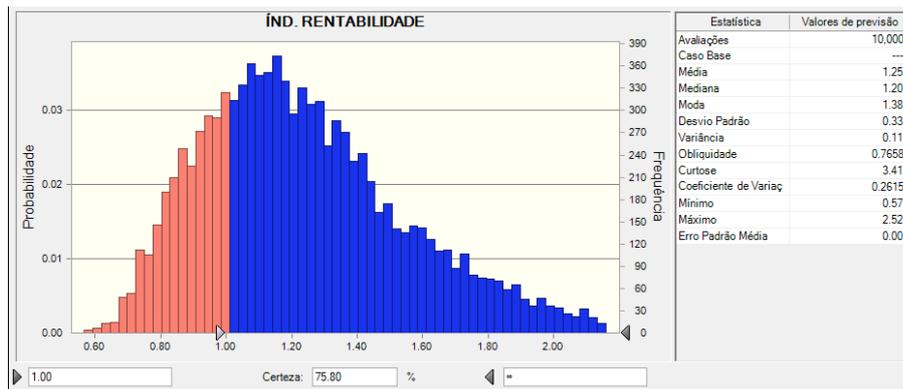


Fig. 4. 14 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV do EXCEN.

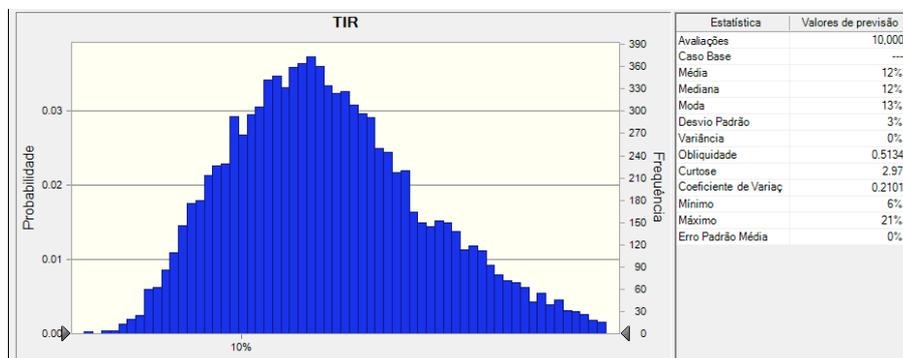


Fig. 4. 15 - Taxa Interna de Retorno do Sistema PV do EXCEN.

Nas Fig 4.13 à Fig. 4.15 nota-se que a probabilidade de viabilidade foi de 75,80%

4.2.6 CEDUC

Para o prédio do CEDUC foi dimensionado um sistema de 10,9 kWp, com instalação no telhado a um custo provável de R\$5.090,00 por kWp, um custo pessimista de R\$7.500,00 por kWp e otimista de R\$3.330,00 por kWp.

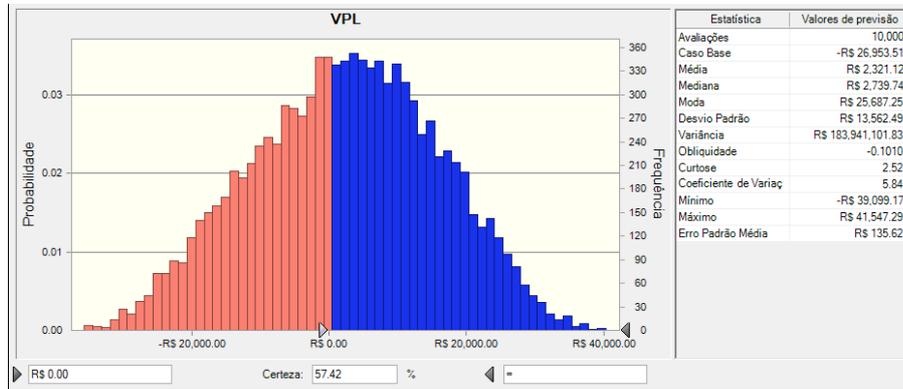


Fig. 4. 16 - Valor Presente Líquido do Sistema PV do CEDUC.

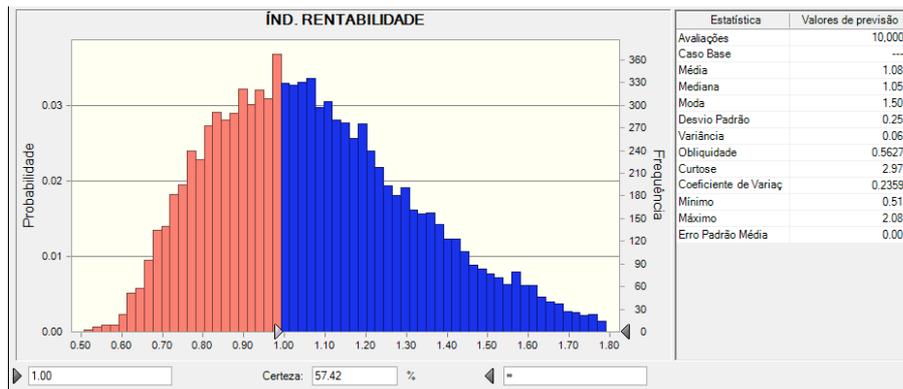


Fig. 4. 17 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV do CEDUC.

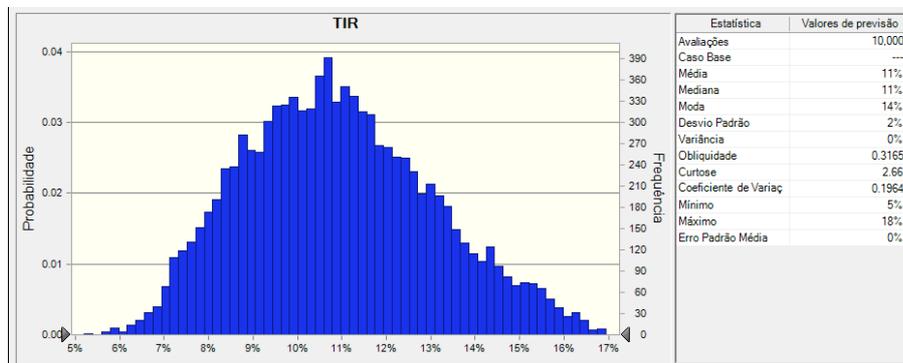


Fig. 4. 18 - Taxa Interna de Retorno do Sistema PV do CEDUC.

Nas Fig 4.16 à Fig. 4.18 nota-se que a probabilidade de viabilidade foi de 57,42,45%

4.2.7 IESTI

Para o prédio do IESTI foi dimensionado um sistema de 271,6 kWp, ao teto a um custo provável de R\$4.390,00 por kWp, um custo pessimista de R\$6.680,00 por kWp e otimista de R\$2.400,00 por kWp.

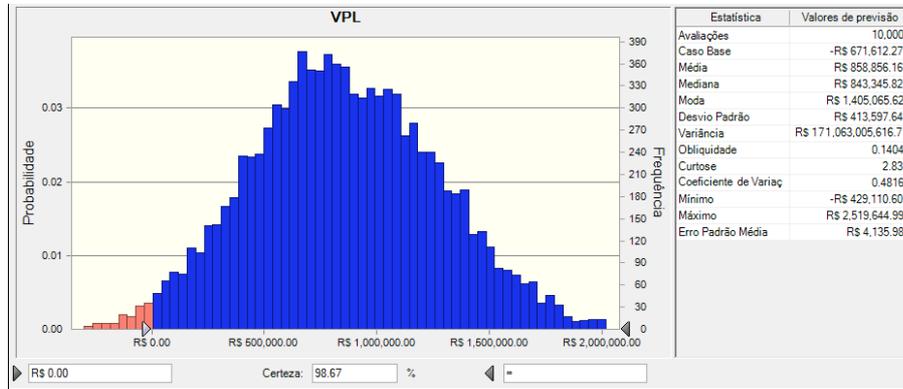


Fig. 4. 19 - Valor Presente Líquido do Sistema PV do IESTI.

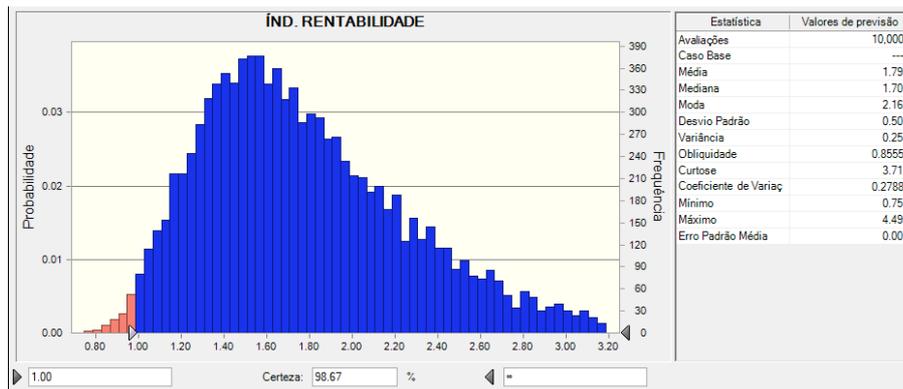


Fig. 4. 20 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV do IESTI.

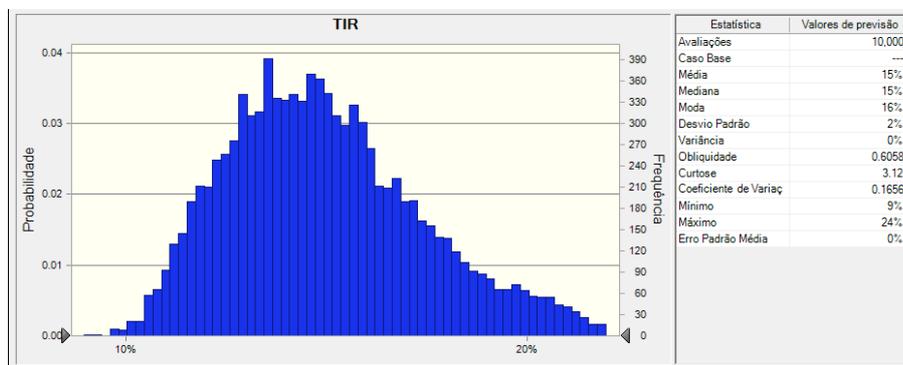


Fig. 4. 21- Taxa Interna de Retorno do Sistema PV do IESTI.

Nas Fig 4.19 à Fig. 4.21 nota-se que a probabilidade de viabilidade foi de 98,67%

4.2.8 PREFEITURA

Para o prédio da PREFEITURA do campus de Itajubá foi dimensionado um sistema de 244,3 kWp, com instalação no telhado a um custo provável de R\$4.070,00 por kWp, um custo pessimista de R\$6.670,00 por kWp e otimista de R\$2.330,00 por kWp.

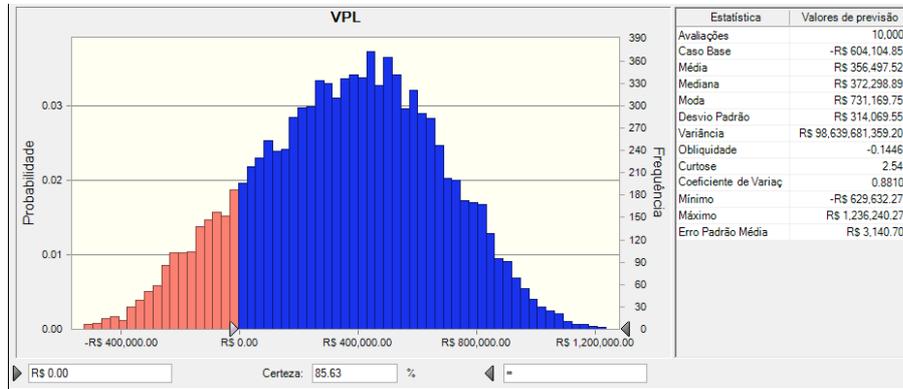


Fig. 4. 22 - Valor Presente Líquido do Sistema PV da PREFEITURA.

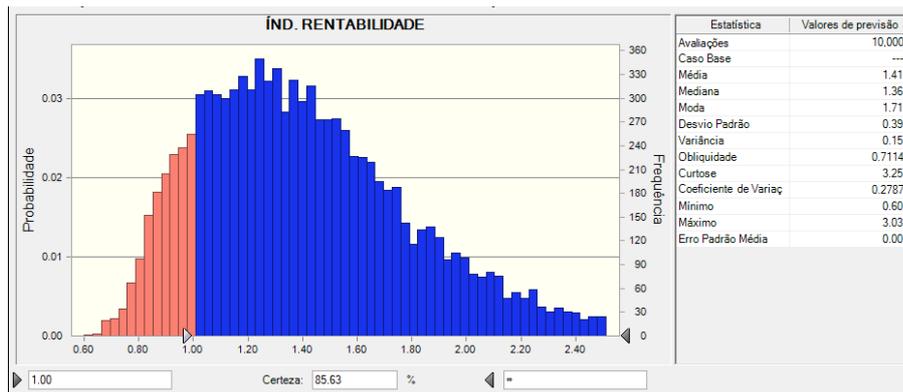


Fig. 4. 23 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV da PREFEITURA.

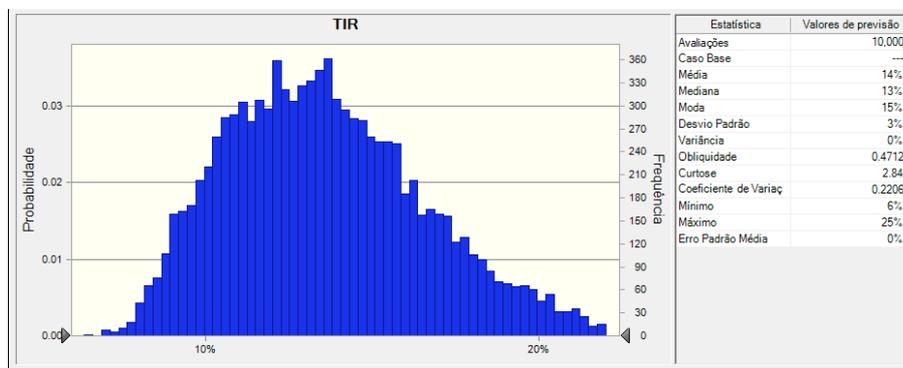


Fig. 4. 24 - Taxa Interna de Retorno do Sistema PV da PREFEITURA.

Nas Fig 4.22 à Fig. 4.24 nota-se que a probabilidade de viabilidade foi de 85,63%

4.2.9 IFQ

Para o prédio do IFQ foi dimensionado um sistema de 46,2 kWp, com instalação no telhado a um custo provável de R\$4.390,00 por kWp, um custo pessimista de R\$6.680,00 por kWp e otimista de R\$2.400,00 por kWp.

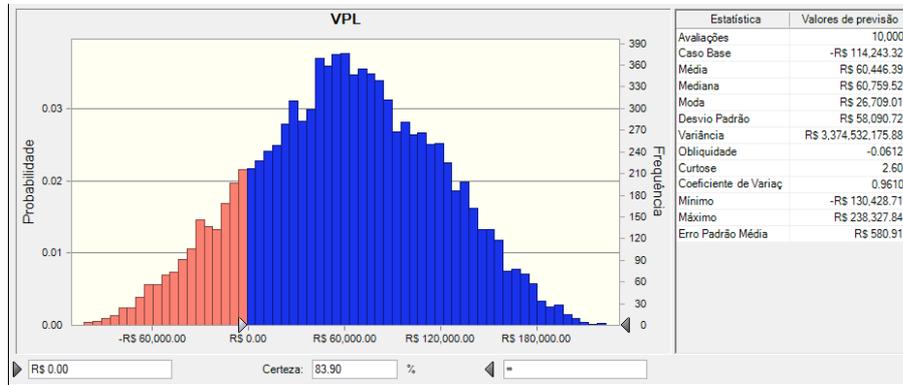


Fig. 4. 25 - Valor Presente Líquido do Sistema PV do IFQ.

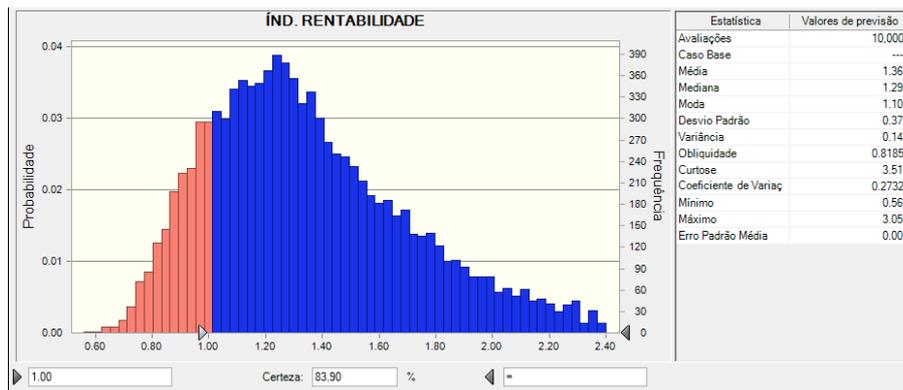


Fig. 4. 26 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV do IFQ.

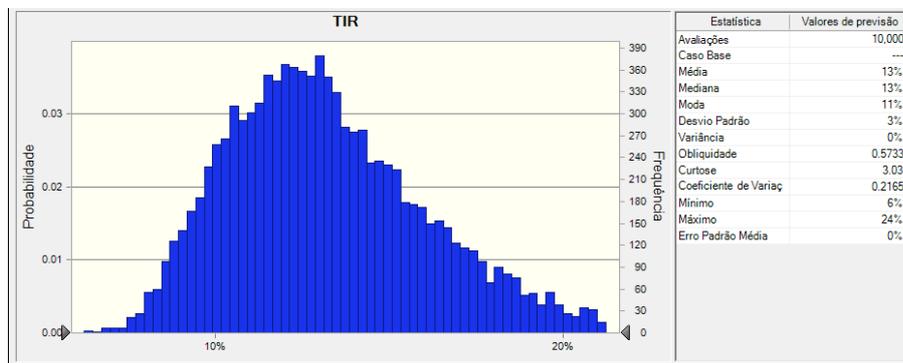


Fig. 4. 27 - Taxa Interna de Retorno do Sistema PV do IFQ.

Nas Fig 4.25 à Fig. 4.27 nota-se que a probabilidade de viabilidade foi de 83,90%.

4.2.10 IMC

Para o prédio do IMC foi dimensionado um sistema de 39,6 kWp, com instalação no telhado a um custo provável de R\$4.390,00 por kWp, um custo pessimista de R\$6.680,00 por kWp e otimista de R\$2.400,00 por kWp.

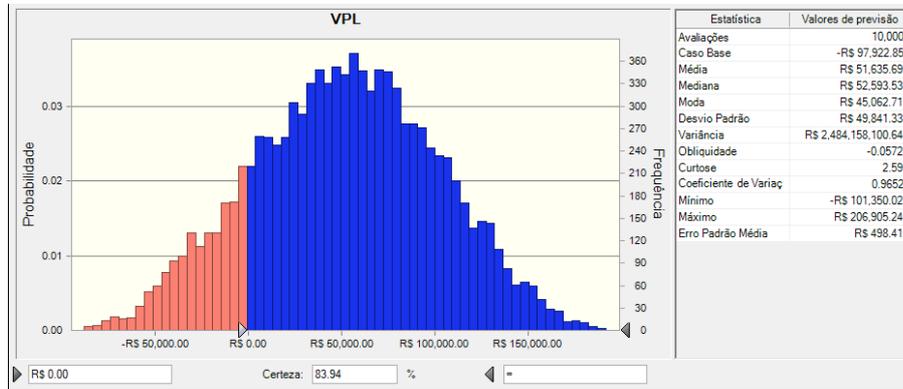


Fig. 4. 28 - Valor Presente Líquido do Sistema PV do IMC.

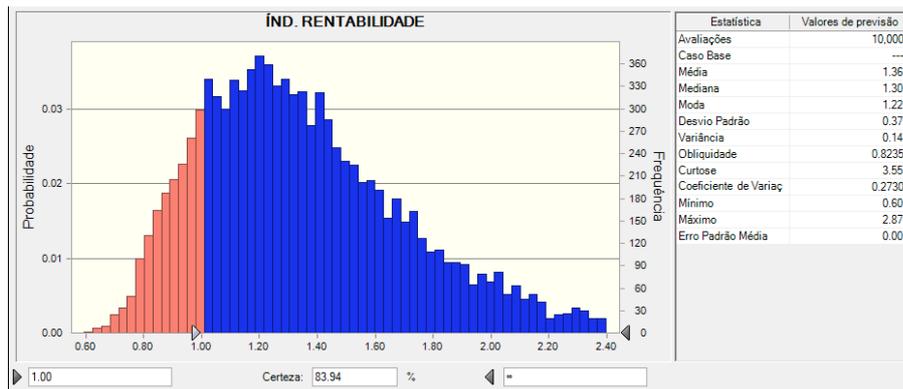


Fig. 4. 29 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV do IMC.

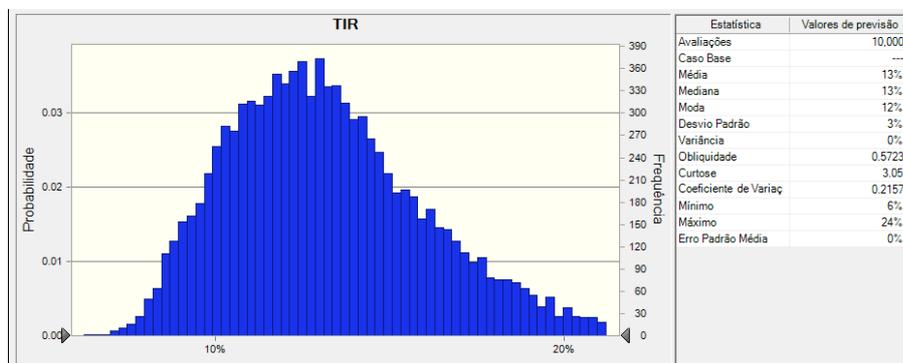


Fig. 4. 30 - Taxa Interna de Retorno do Sistema PV do IMC.

Nas Fig 4.28 à Fig. 4.30 nota-se que a probabilidade de viabilidade foi de 83,94%.

4.2.11 IEPG

Para o prédio do IEPG foi dimensionado um sistema de 249,5 kWp, com instalação no telhado a um custo provável de R\$4.070,00 por kWp, um custo pessimista de R\$6.670,00 por kWp e otimista de R\$2.330,00 por kWp.

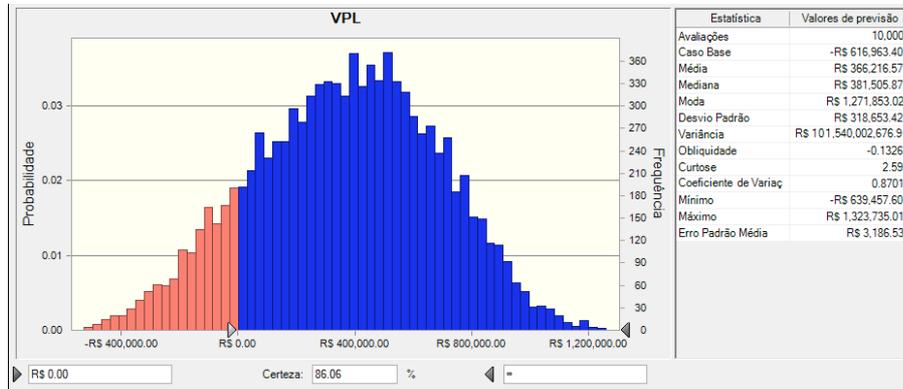


Fig. 4. 31 - Valor Presente Líquido do Sistema PV do IEPG.

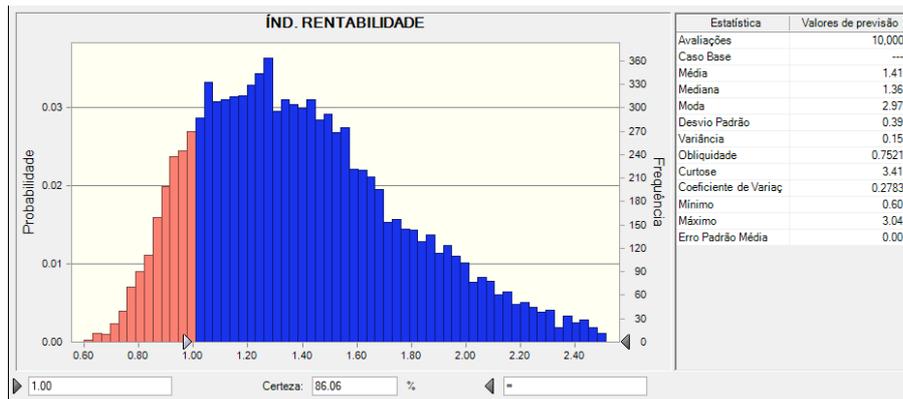


Fig. 4. 32 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV do IEPG.

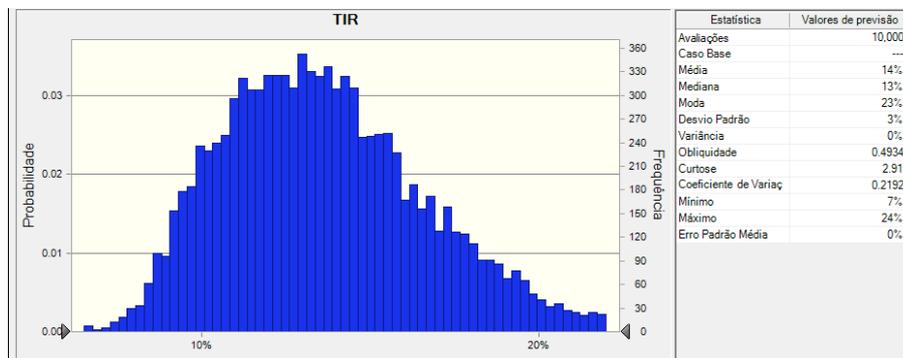


Fig. 4. 33 - Taxa Interna de Retorno do Sistema PV do IEPG.

Nas Fig 4.31 à Fig. 4.33 nota-se que a probabilidade de viabilidade foi de 86,06%.

4.2.12 LHCP

Para o prédio do LHCP foi dimensionado um sistema de 191,2 kWp, com instalação no telhado a um custo provável de R\$4.310,00 por kWp, um custo pessimista de R\$7.330,00 por kWp e otimista de R\$2.400,00 por kWp.

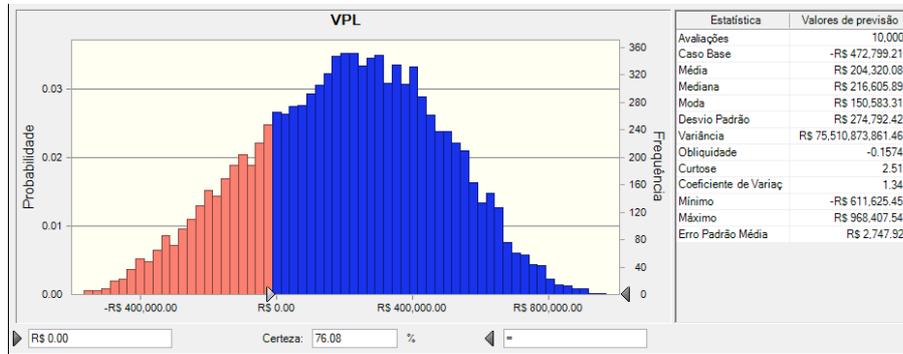


Fig. 4. 34 - Valor Presente Líquido do Sistema PV do LHCP.

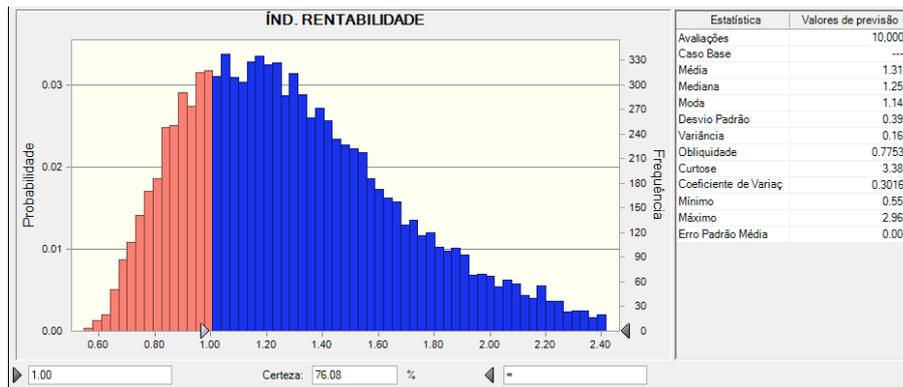


Fig. 4. 35 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV do LHCP.

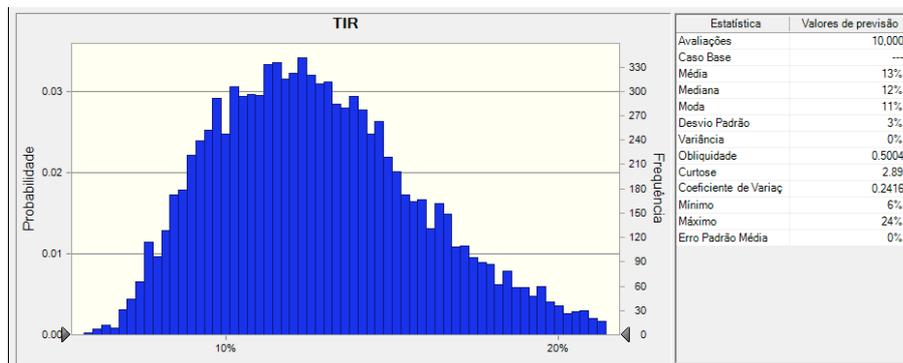


Fig. 4. 36 - Taxa Interna de Retorno do Sistema PV do LHCP.

Nas Fig 4.34 à Fig. 4.36 nota-se que a probabilidade de viabilidade foi de 76,08%.

4.2.13 LAT

Para o prédio do LAT foi dimensionado um sistema de 99 kWp, com instalação no telhado a um custo provável de R\$4.310,00 por kWp, um custo pessimista de R\$7.330,00 por kWp e otimista de R\$2.400,00 por kWp.

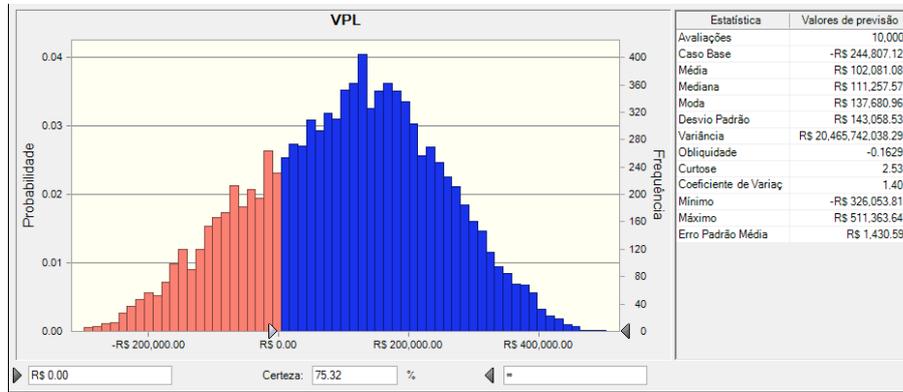


Fig. 4. 37 O Valor Presente Líquido do Sistema PV do LAT.

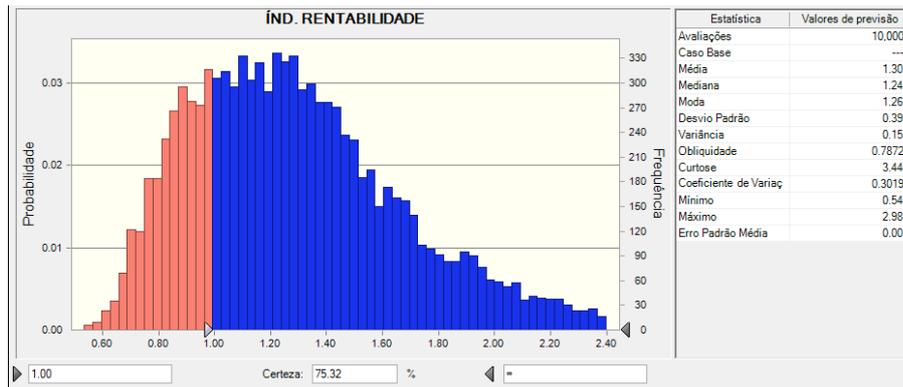


Fig. 4. 38 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV do LAT.

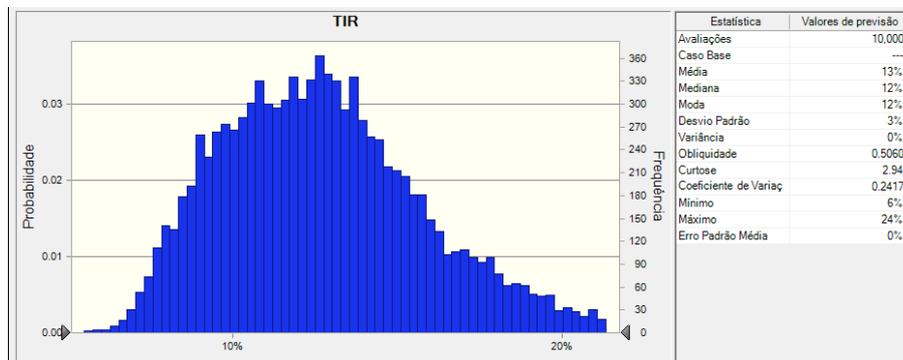


Fig. 4. 39 - Taxa Interna de Retorno do Sistema PV do LAT.

Nas Fig 4.37 à Fig. 4.39 nota-se que a probabilidade de viabilidade foi de 75,32%.

4.2.14 DETON

Para o prédio do DETON foi dimensionado um sistema de 26,4 kWp, com instalação no telhado a um custo provável de R\$4.640,00 por kWp, um custo pessimista de R\$7.000,00 por kWp e otimista de R\$2.670,00 por kWp.

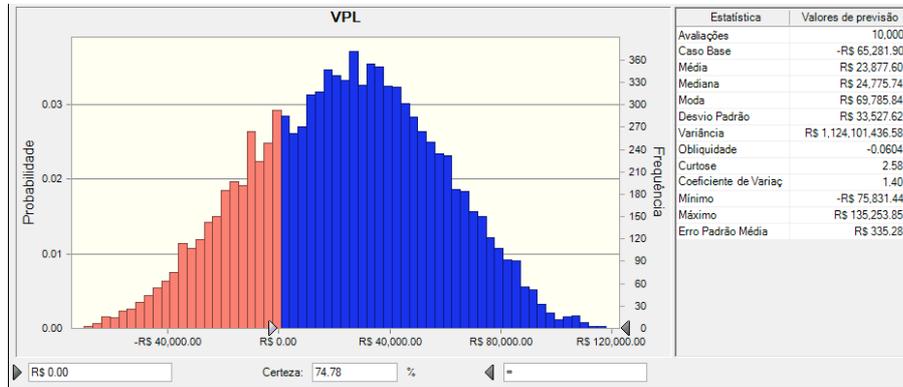


Fig. 4. 40 - Valor Presente Líquido DETON.

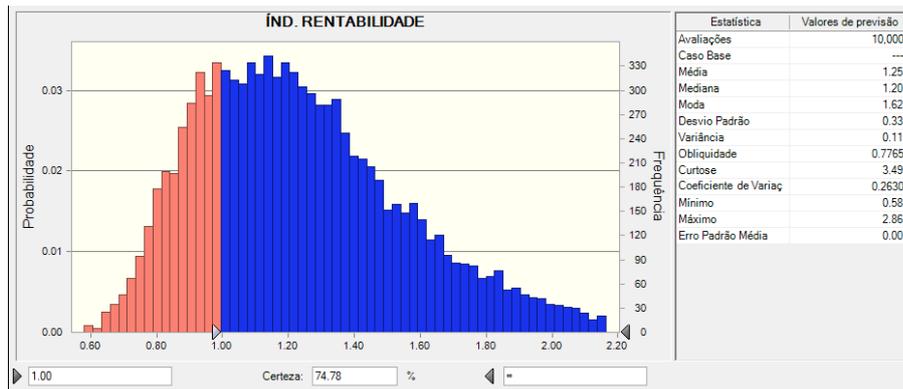


Fig. 4. 41 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV do DETON.

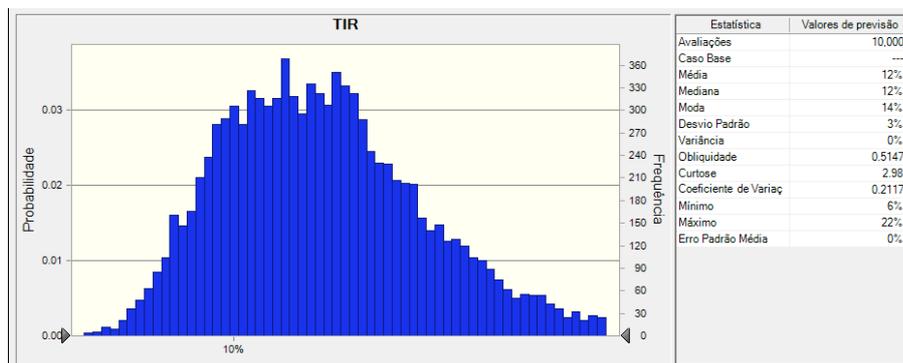


Fig. 4. 42 - Taxa Interna de Retorno do Sistema PV do DETON.

Nas Fig 4.40 à Fig. 4.42 nota-se que a probabilidade de viabilidade foi de 74,78%.

4.2.15 NUSEC220

Para o prédio do NUSEC220 foi dimensionado um sistema de 12,9 kWp, ao teto a um custo provável de R\$5.090,00 por kWp, um custo pessimista de R\$7.500,00 por kWp e otimista de R\$3.330,00 por kWp.

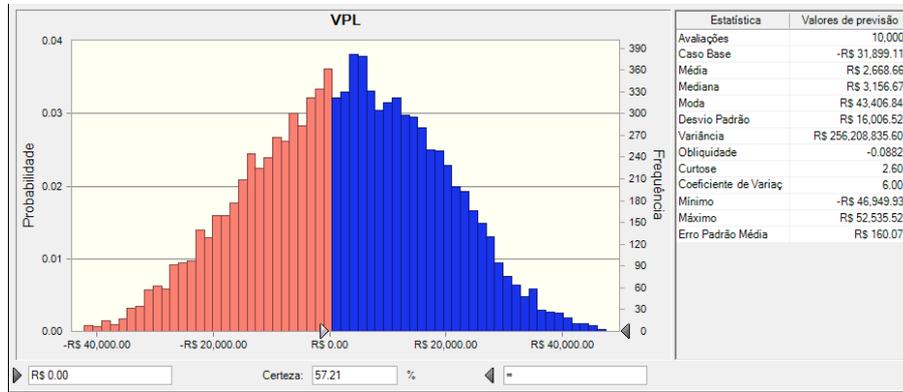


Fig. 4. 43 - Valor Presente Líquido do Sistema PV do NUSEC220.

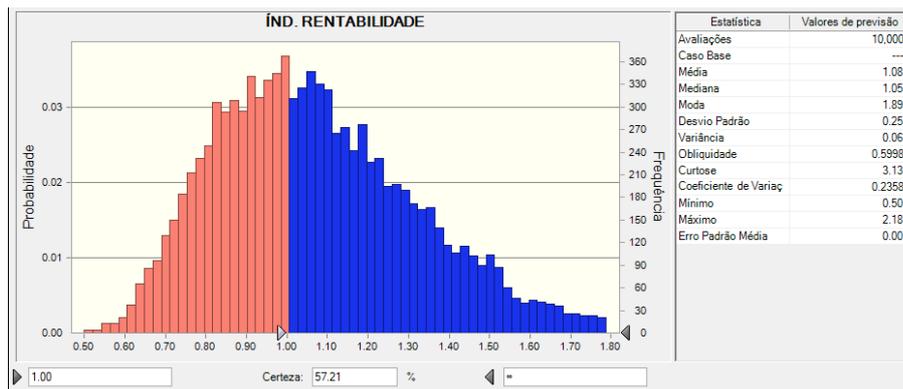


Fig. 4. 44 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV do NUSEC220.

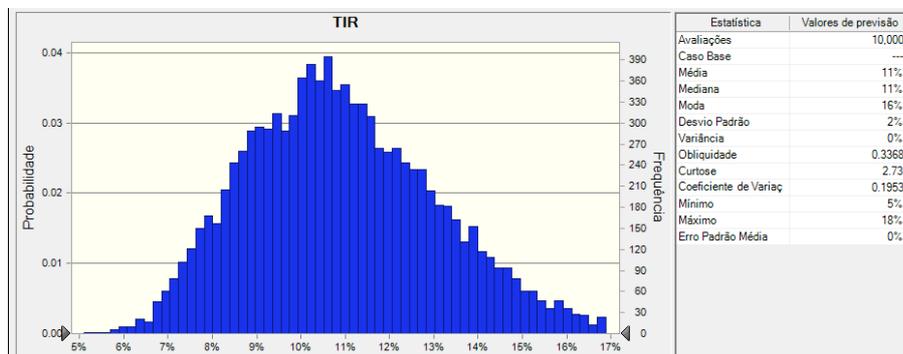


Fig. 4. 45 - Taxa Interna de Retorno do Sistema PV do NUSEC220.

Nas Fig 4.43 à Fig. 4.45 nota-se que a probabilidade de viabilidade foi de 57,21%.

4.2.16 OFICINA

Para o prédio da OFICINA foi dimensionado um sistema de 65,8 kWp, com instalação no telhado a um custo provável de R\$4.390,00 por kWp, um custo pessimista de R\$6.680,00 por kWp e otimista de R\$2.400,00 por kWp.

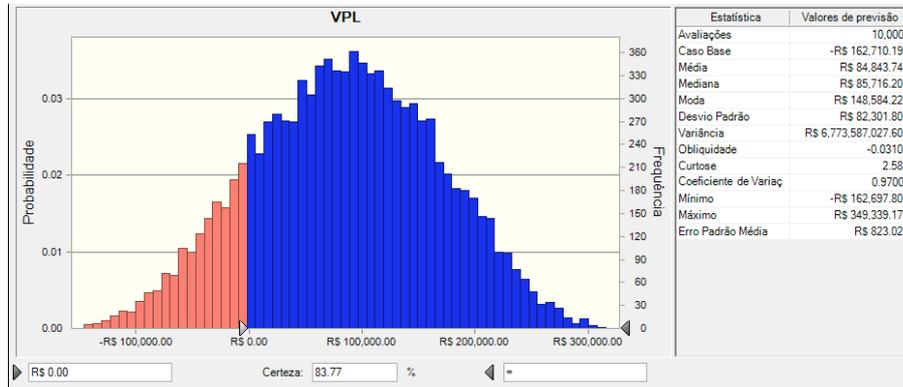


Fig. 4. 46 - Valor Presente Líquido do Sistema PV da OFICINA.

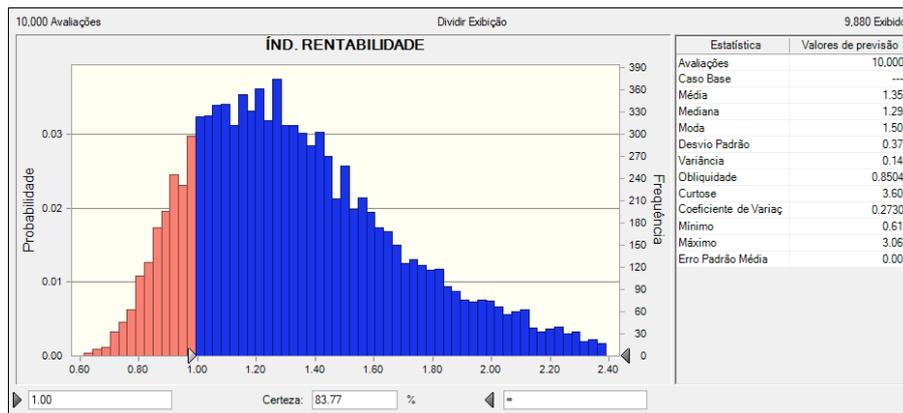


Fig. 4. 47 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV da OFICINA.

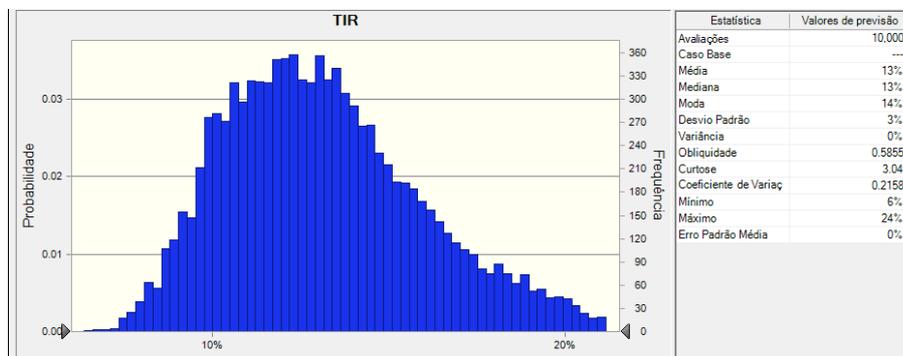


Fig. 4. 48 - Taxa Interna de Retorno do Sistema PV da OFICINA.

Nas Fig 4.25 à Fig. 4.27 nota-se que a probabilidade de viabilidade foi de 83,77%.

4.2.17 Demais Prédios

Para os demais prédios foram dimensionados 6 sistemas de 61 kWp, com instalação no telhado a um custo provável de R\$4.390,00 por kWp, um custo pessimista de R\$6.680,00 por kWp e otimista de R\$2.400,00 por kWp.

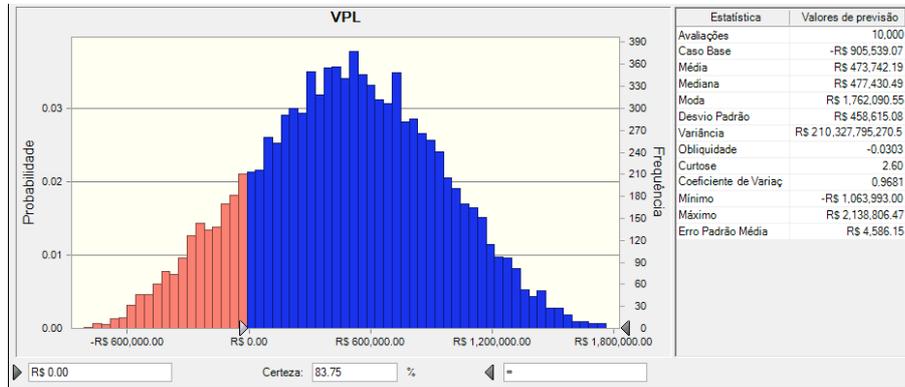


Fig. 4. 49 - Valor Presente Líquido do Sistema PV dos demais prédios.

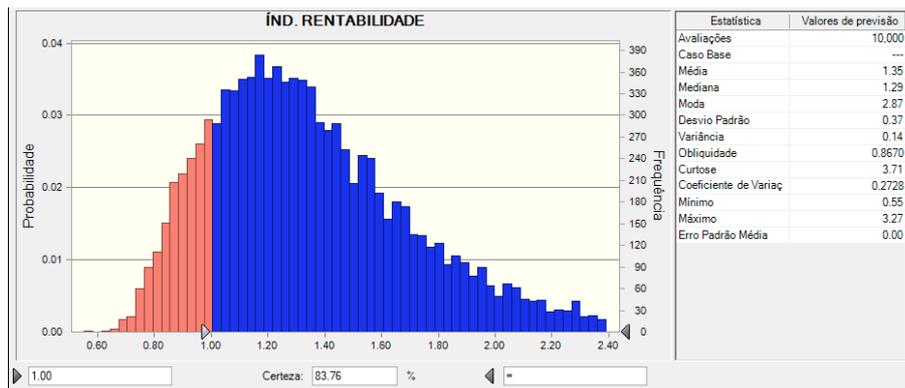


Fig. 4. 50 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV dos demais prédios.

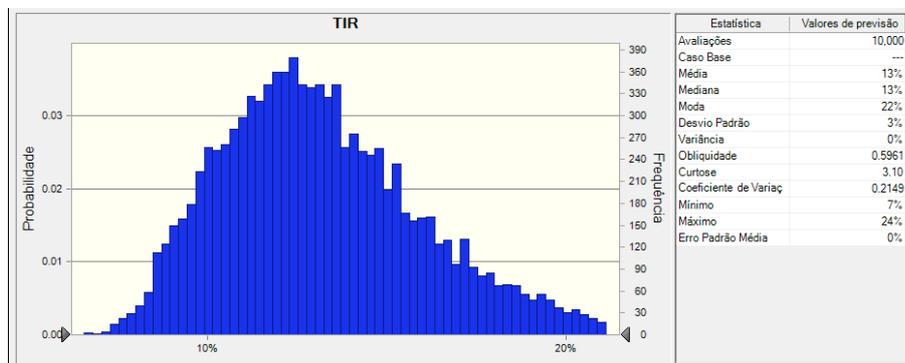


Fig. 4. 51 - Taxa Interna de Retorno do Sistema PV dos demais prédios.

Nas Fig 4.49 à Fig. 4.51 nota-se que a probabilidade de viabilidade foi de 83,76%.

4.2.18 Sistema PV descentralizado total

A potência total do sistema descentralizado foi de 2.022 kWp e a estimativa do CAPEX foi calculada com base nos dados de simulação como visto na Fig. 4.52:

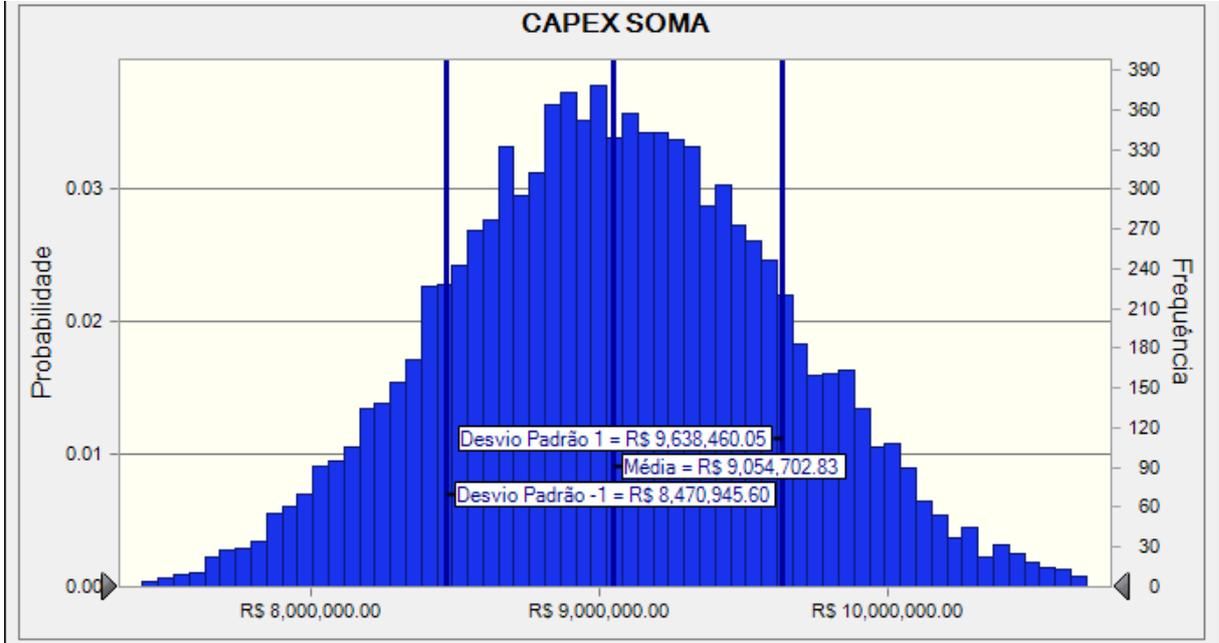


Fig. 4. 52– CAPEX do Sistema PV descentralizado.

Para se avaliar os indicadores de viabilidade econômica e risco do sistema descentralizado como um todo foram simulados o VPL e o IR da soma dos prédios vistos nas Fig. 4.53 e 4.54:

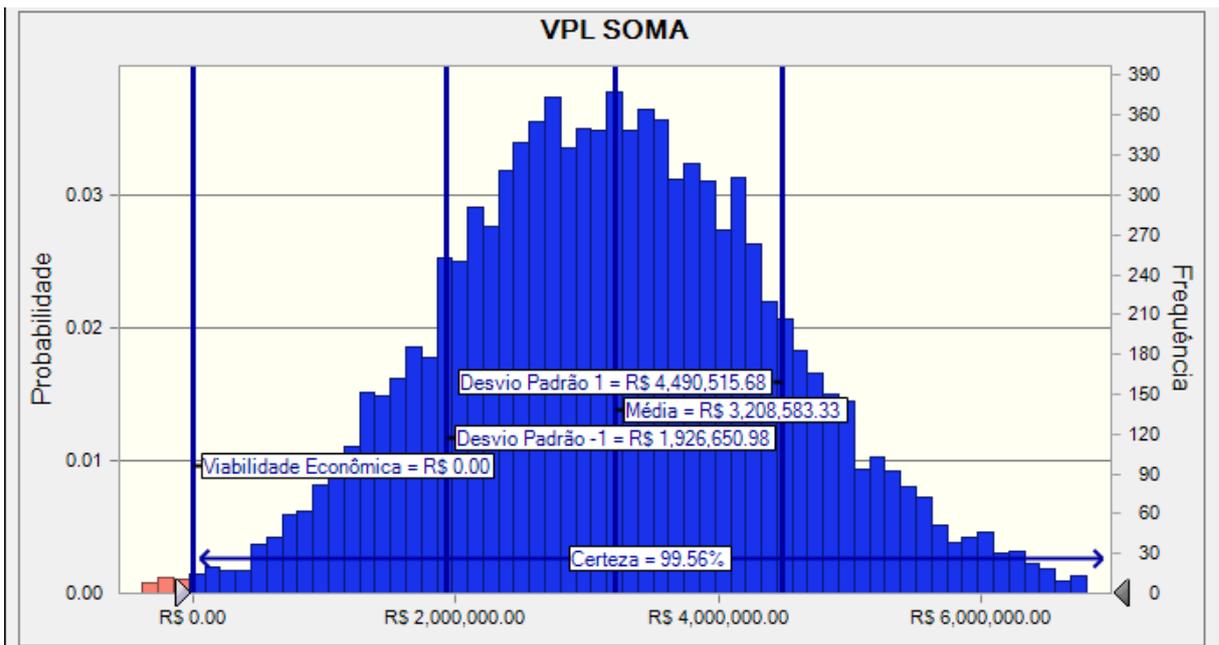


Fig. 4. 53 - Valor Presente Líquido do Sistema PV descentralizado.

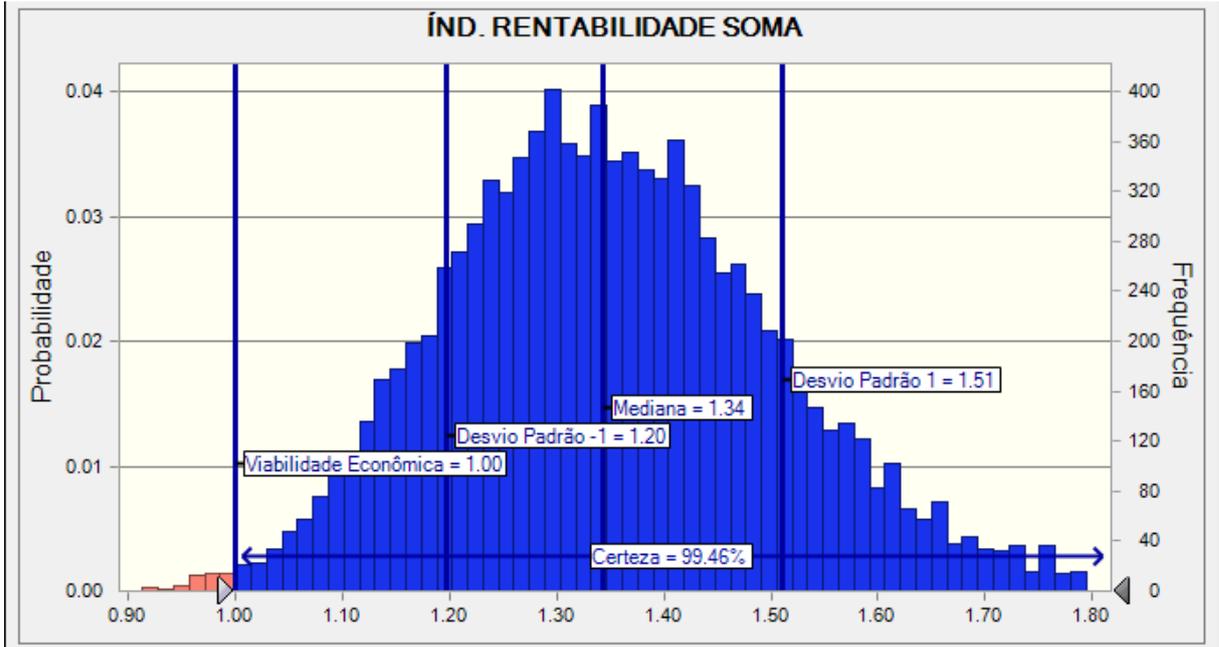


Fig. 4. 54 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV descentralizado.

4.3 Sistema Centralizado

O sistema centralizado foi dimensionado em 2.022 kWp com instalação no solo a um custo provável de R\$4.000,00 por kWp, um custo pessimista de R\$6.000,00 por kWp e otimista de R\$2.100,00 por kWp. Foram calculados os indicadores TIR, VPL e IR apresentados nas Fig. 4.55 a 4.57:

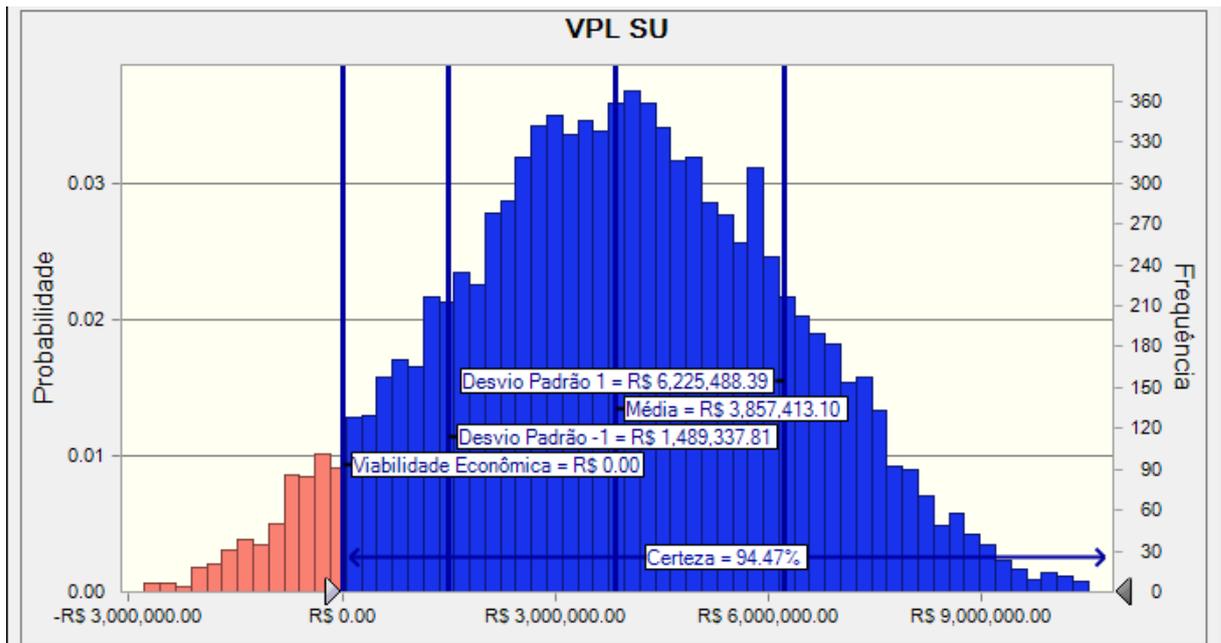


Fig. 4. 55 - Valor Presente Líquido do Sistema PV centralizado.

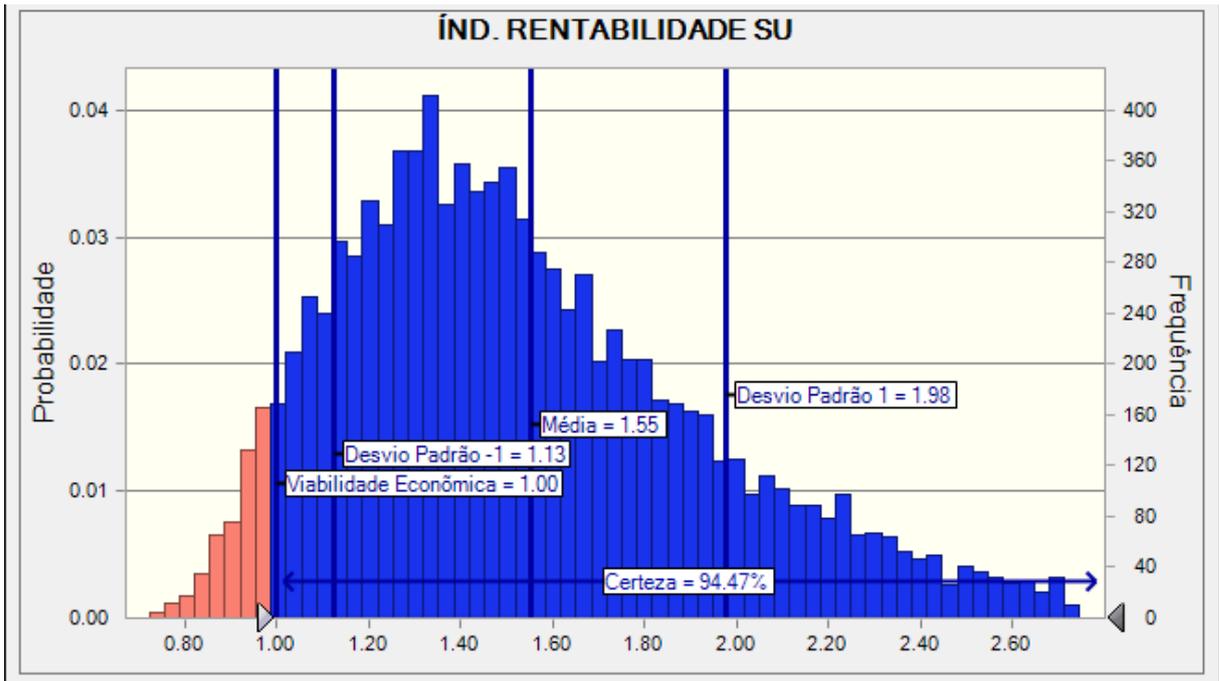


Fig. 4. 56 - Índice de Rentabilidade do Sistema PV centralizado.

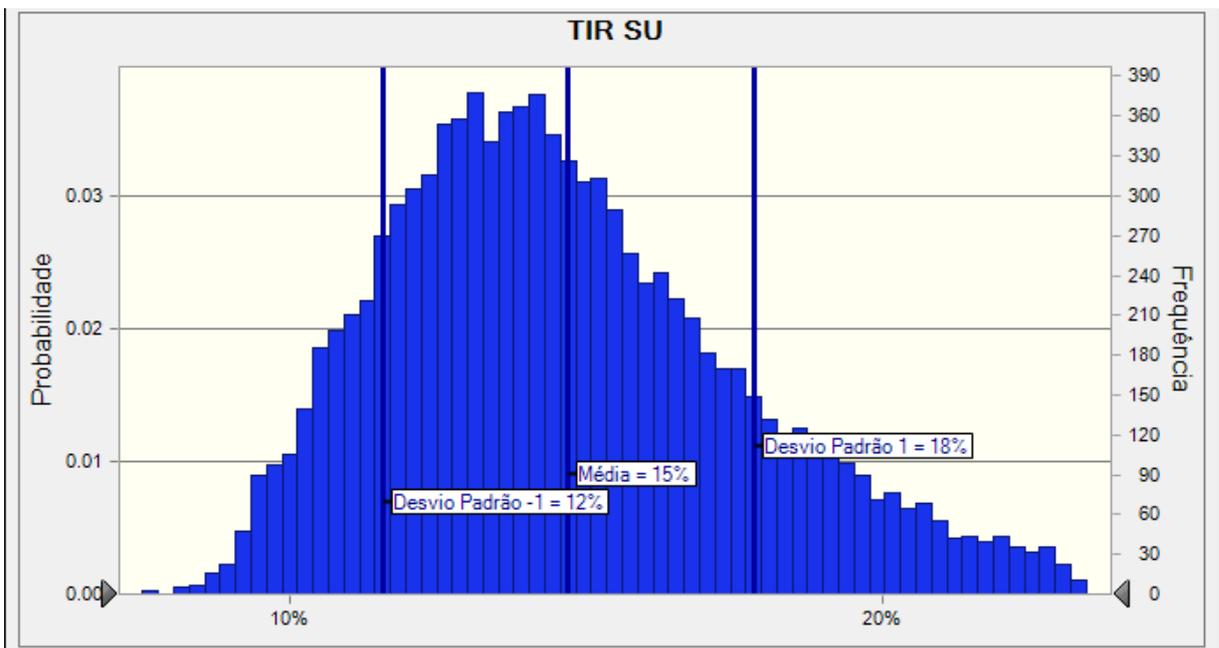


Fig. 4. 57- Taxa Interna de Retorno Sistema PV Centralizado.

4.4 Discussão de Resultados

Nas Tabelas 4.1 a 4.3 pode-se observar os valores médios dos indicadores de viabilidade simulados, seu desvio padrão e o coeficiente de variação. Na Fig. 4.58 é apresentado o plano de Markowitz que mostra as relações de risco e retorno esperados para cada um dos resultados.

Para se traçar o plano foi utilizado o Índice de Rentabilidade como variável de retorno, pois ela traz um valor normalizado para todos os níveis de investimento, e para a variável de risco foi utilizado o desvio padrão do Índice de Rentabilidade.

Tabela 4. 1 - Valor Presente Líquido Médio e Desvio Padrão de cada Sistema PV.

Sistema PV	VPL médio	Desvio Padrão	Coefficiente de Variação
IRN	R\$ 200.387,04	R\$ 153.639,04	76,67%
BIOMAT	R\$80.290,54	R\$ 78.547,03	97,83%
BIM	R\$ 240.476,28	R\$ 181.097,72	75,31%
INCIT	R\$2.208,85	R\$13.051,31	590,86%
EXCEN	R\$29.235,61	R\$ 40.460,97	138,40%
CEDUC	R\$ 2.321,12	R\$13.562,49	584,31%
IESTI	R 858.856,16	R\$ 413.597,64	48,16%
PREFEITURA	R\$356.497,52	R\$314.069,55	88,10%
IFQ	R\$60.446,39	R\$ 58.090,72	96,10%
IMC	R\$51.635,69	R\$ 49.841,33	96,52%
IEPG	R\$366.216,57	R\$318.653,42	87,01%
LHCP	R\$204.320,08	R\$274.792,42	134,49%
LAT	R\$102.081,08	R\$143.058,53	140,14%
DETON	R\$23.877,60	R\$33.527,62	140,41%
NUSEC220	R\$2.668,66	R\$ 16.006,52	599,80%
OFICINA	R\$84.843,74	R\$ 82.301,80	97,00%
Demais Prédios	R\$ 473.742,19	R\$ 458.615,08	96,81%
Sistema Desc.	R\$3.208.583,33	R\$1.281.932,35	39,95%
Sistema Único	R\$3.857.413,10	R\$2.368.075,29	61,39%

O sistema PV que obteve o maior VPL esperado foi o sistema único centralizado. Isso é esperado uma vez que ele é o que se obtêm o menor investimento proporcional, isso é ganho em escala, porém pode-se observar que esse sistema apresenta um coeficiente de variação de 61,39%, valor bastante superior comparado aos 39,95% do sistema descentralizado. Nota-se também que os sistemas de menor escala obtiveram um coeficiente de variação bastante elevado, chegando próximo de 600%.

Tabela 4. 2 - Índice de Rentabilidade Médio e Desvio Padrão de cada Sistema PV.

Sistema PV	IR médio	Desvio Padrão	Coefficiente de Variação
IRN	1,40	0,34	24,55%
BIOMAT	1,36	0,37	27,61%
BIM	1,41	0,34	24,50%
INCIT	1,08	0,25	23,37%
EXCEN	1,25	0,33	26,15%
CEDUC	1,08	0,25	23,59%
IESTI	1,79	0,50	27,88%
PREFEITURA	1,41	0,39	27,87%
IFQ	1,36	0,37	27,32%
IMC	1,36	0,37	27,30%
IEPG	1,41	0,39	27,83%
LHCP	1,31	0,39	30,16%
LAT	1,30	0,39	30,19%
DETON	1,25	0,33	26,30%
NUSEC220	1,08	0,25	23,58%
OFICINA	1,35	0,37	27,30%
Demais Prédios	1,35	0,37	27,28%
SOMA	1,35	0,16	11,62%
Sistema Único	1,55	0,43	27,49%

Para o índice de rentabilidade pode-se notar que o coeficiente de variação não é tão afetado pelo tamanho do sistema. Isso se justifica pelo fato do investimento ser normalizado, o que reduz o impacto da escala do projeto. Nesse caso, é possível verificar que o sistema com menor desvio padrão e menor coeficiente de variação continua sendo o sistema descentralizado.

Tabela 4. 3- Taxa Interna de Retorno Média e Desvio Padrão de cada Sistema PV.

Sistema PV	TIR média	Desvio Padrão	Coefficiente de Variação
IRN	13,59%	2,66%	19,32%
BIOMAT	13,15%	2,86%	21,76%
BIM	13,60%	2,63%	19,23%
INCIT	10,92%	2,14%	19,45%
EXCEN	12,37%	2,61%	21,01%
CEDUC	10,91%	2,12%	19,64%
IESTI	14,94%	2,48%	16,56%
PREFEITURA	13,61%	2,98%	22,06%
IFQ	13,11%	2,83%	21,65%
IMC	13,20%	2,84%	21,57%
IEPG	13,60%	2,99%	21,92%
LHCP	12,70%	3,05%	24,16%
LAT	12,70%	3,06%	24,17%
DETON	12,37%	2,63%	21,17%
NUSEC220	10,90%	2,13%	19,53%
OFICINA	13,14%	2,84%	21,58%
Demais Prédios	13,14%	2,80%	21,49%
Sistema Único	14,67%	3,15%	21,20%

Para os valores simulados da taxa interna de retorno nota-se que o sistema centralizado obteve o maior desvio padrão, diferente do que ocorreu com o índice de rentabilidade, o qual obteve um maior desvio padrão para o IESTI, porém o prédio do IESTI continua apresentando a maior TIR média, e o sistema centralizado a segunda maior TIR média. O menor valor esperado de TIR foi encontrado para os prédios menores (NUSEC220 e CEDUC). O sistema PV simulado para o prédio do IESTI obteve também, o menor desvio padrão e o menor coeficiente de variação para a TIR.

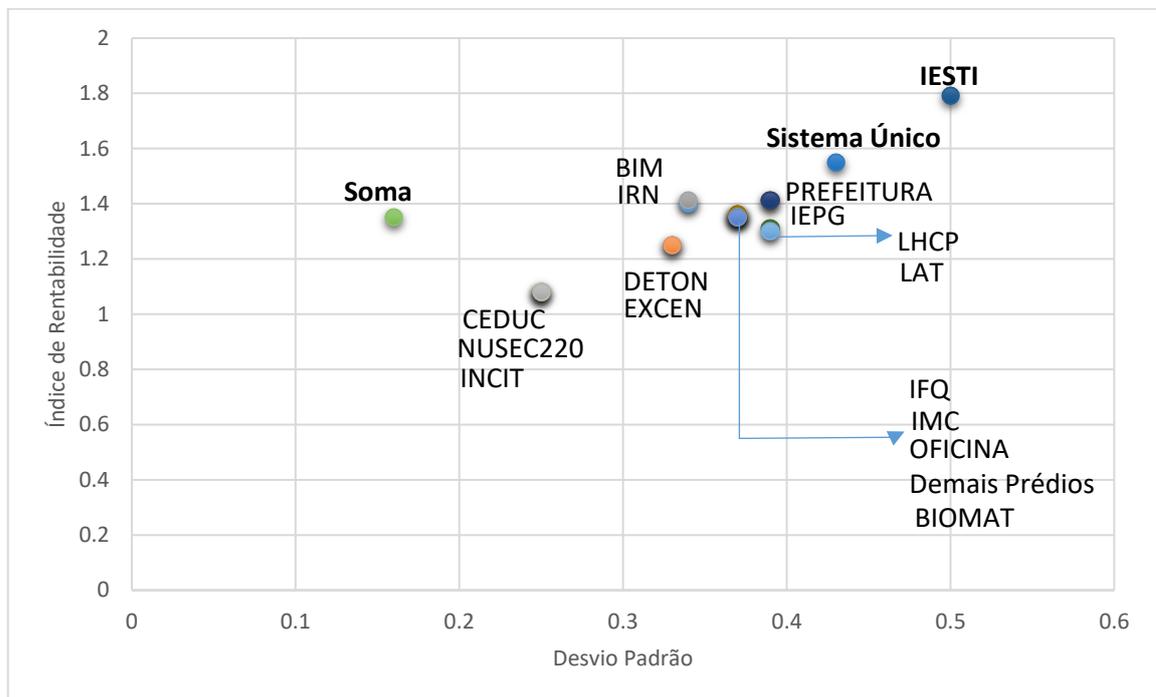


Fig. 4. 58 - Plano de Risco x Retorno (para o IR) – Plano de Markowitz.

Observando-se o plano de Markowitz para os sistemas PV simulados nota-se que o investimento de menor risco é justamente o sistemas descentralizado total. Isso deve-se ao fato do risco de cada sistema se diluir quando se somam. O sistema centralizado obteve o segundo maior risco perdendo apenas para o prédio do IESTI, o qual obteve também o maior retorno esperado, isto pode ser explicado pelo fato por ser um dos maiores sistemas dimensionados no sistema descentralizado. Os demais sistemas PV obtiveram níveis intermediários de risco e retorno, porém é possível observar que a proximidade de IR entre dois prédios está diretamente relacionada com o tamanho do sistema PV dimensionado, o que demonstra uma grande dependência do investimento inicial e da geração elétrica para se definir a viabilidade econômica.

4.5 Considerações Finais

Nesse capítulo foram apresentados os resultados das simulações de Monte Carlo para o sistema modelado, e com isso foi possível observar as características econômicas para cada sistema PV. Pode-se notar que há uma relação quase linear entre risco e retorno em relação ao tamanho do sistema PV dimensionado, excetuando-se o sistema único centralizado e o sistema descentralizado como um todo, obtido pelo conjunto dos sistemas PV situados em cada prédio. Para esses casos observou-se uma relevante diminuição do risco para o sistema descentralizado e um retorno maior para o sistema centralizado, que obteve valor menor apenas que o sistema PV simulado para o prédio do IESTI.

5. Conclusões

5.1 Considerações Iniciais

Esse capítulo visa encerrar a discussão acerca do tema de pesquisa proposto pontuando as suas principais contribuições, de forma a apontar se os objetivos foram concluídos, a melhor identificar as informações contidas nos resultados apresentados, identificar os possíveis interessados em tal tema de pesquisa e propor trabalhos futuros que venham a continuar esse trabalho, de forma complementar ou suplementar.

5.2 Conclusões Gerais

Este trabalho teve o objetivo principal de avaliar de maneira estocástica o desempenho econômico da implantação de sistemas de geração fotovoltaica no campus da UNIFEI – Itajubá. Este objetivo foi cumprido utilizando-se a seguinte organização de pesquisa. Primeiramente foi dimensionado um sistema para se realizar a análise econômica; em seguida foram estipuladas duas arquiteturas para esse sistema dimensionado e posteriormente, feitas as ponderações estocásticas, foi realizado uma simulação de Monte Carlo com as duas topologias para se obter os resultados estocásticos de viabilidade econômica.

Os resultados obtidos podem servir como base para investidores em sistemas de geração distribuída, bem como para qualquer investidor que vislumbre alguma alternativa para desembolso de capital em busca de um retorno financeiro. Outros agentes que podem ter interesse em trabalhos como este são os responsáveis pelas políticas públicas, principalmente ligadas às questões energéticas, tanto agências reguladoras, quando o governo, uma vez que, este trabalho conseguiu avaliar a performance econômica de uma tecnologia de alcance popular identificando seus principais fatores de risco.

Este trabalho também pode servir para consulta pelas concessionárias, tanto pela questão econômica, uma vez que a geração distribuída possa significar perda de receita pelas mesmas, quanto por questões técnicas. Nesta questão pode-se citar o fluxo reverso de potência, uma vez que a instalação de painéis fotovoltaicos com o intuito de gerar a energia elétrica equivalente à consumida e faturada pela concessionária, para a curva de carga da UNIFEI – Itajubá, geraria um fluxo de potência a montante, injetada pelos painéis, que chegaria a aproximadamente o dobro da demanda máxima consumida no mesmo ano. A concessionária costuma resolver esta questão impedindo o aumento de carga, e, conseqüentemente, a instalação de sistemas PV com potência acima da previamente contratada, porém, mesmo com essa

limitação ainda pode haver problemas, uma vez que o sistema elétrico de distribuição está todo projetado para um único fluxo de potência.

Outra contribuição deste trabalho é a introdução da confiabilidade na análise de Monte Carlo para sistemas de geração fotovoltaica, pois a confiabilidade tem um reflexo econômico direto em sistemas de geração PV e também é um risco de investimento que deveria ser considerado nessas análises, mas normalmente esquecido.

Em relação aos resultados obtidos pode-se observar que não há uma linearidade absoluta entre risco e retorno nos sistemas PV analisados em relação à sua potência dimensionada, o que denota que deve existir um sistema ótimo a ser dimensionado, considerando a mesma base de preços, em que se obtenha o menor risco possível para um maior retorno, isso considerando um perfil de aversão ao risco de um investidor ou atribuindo ponderações para o risco e o retorno.

Outra observação que pode ser inferida é o fato do sistema PV centralizado ter resultado em um valor de VPL médio aproximadamente 20% superior ao sistema PV descentralizado. Porém, seu investimento foi na média, aproximadamente 12% inferior ao do sistema PV descentralizado, todavia o coeficiente de variação do VPL foi mais de 50% maior, ao do sistema PV descentralizado. Isso demonstra uma volatilidade grande na análise do sistema PV centralizado, o que reflete numa menor probabilidade de viabilidade.

O sistema descentralizado obteve uma probabilidade de viabilidade econômica acima de 99%, o que demonstra ser um investimento bastante seguro. Isto também se comprova ao se observar que esse sistema PV obteve o menor desvio padrão para o IR. O sistema centralizado obteve uma probabilidade de viabilidade econômica de 94,47%, o que pode ser considerado um investimento seguro para um grande número de investidores, porém ainda apresenta um risco que pode afastar outros.

A TIR ficou acima de 10% para qualquer sistema PV dimensionado, chegando a aproximadamente 15% para o sistema PV localizado no prédio do IESTI, e tanto o desvio padrão quanto o coeficiente de variação da TIR foram baixos comparados aos outros indicadores. Isto provavelmente se deve à independência que a TIR tem em relação à taxa mínima de atratividade, e dessa forma, a TIR não é influenciada pela volatilidade da taxa Selic. Neste caso, o sistema PV do IESTI também se tornou um investimento pouco arriscado.

Dessa forma, perante os resultados apresentados e analisados, bem como as discussões apresentadas, pode-se dizer que o presente trabalho cumpriu todos os objetivos propostos de maneira a fundamentar investidores, pesquisadores e governantes em seus estudos.

5.3 Recomendações Para Trabalhos Futuros

Em relação a possíveis futuras contribuições que sejam fruto de desdobramentos desta pesquisa pode-se citar:

- O desenvolvimento de um modelo de otimização de retorno econômico e risco, com foco na potência instalada ótima;
- A introdução da análise de sensibilidade para identificar quais variáveis estocásticas tem o maior impacto no investimento.
- A inclusão do modelo de alto consumo remoto na análise;
- A aplicação deste modelo em outros contextos e outras modalidades tarifárias;
- A comparação do retorno e risco neste modelo com outras fontes de geração distribuída.
- Realizar o dimensionamento considerando apenas a parcela TE da tarifa de energia na conversão de energia do HP e energia do HFP.

5.4 Publicações

Durante o período de estudos para realização deste trabalho de pesquisa em nível de mestrado em Engenharia Elétrica na UNIFEI, resultaram as seguintes publicações:

- I. C. Oliveira; A. C. C. F. Rosa ; B. D. Bonatto; H. Arango ; J. L. R. Pereira; P. F. Ribeiro, “**Analysis of economic return of the installation of photovoltaic panels at the campus of the Federal University of Itajubá**”, In: 2018 Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), 12-16 May 2018, DOI: 10.1109/SBSE.2018.8395702.
- Mateus D. Braga; Samir D. Machado; I. C. Oliveira; Tiago E. C. de Oliveira; Paulo F. Ribeiro; B. Isaias Lima Lopes, “**Harmonic Hosting Capacity Approach in a Radial Distribution System due to PV Integration Using OpenDSS**”, In: 2018 13th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON), Pag. 222-228, 2018, DOI: 10.1109/INDUSCON.2018.8627342.

5.5 Agradecimentos

Agradecimentos ao INERGE, CNPq, FAPEMIG, CAPES, UNIFEI, UFJF pelo apoio financeiro a este projeto de pesquisa científica e tecnológica. Registra-se aqui um agradecimento especial ao Prof. Paulo Fernando Ribeiro, Coordenador pelo INERGE na UNIFEI.

REFERÊNCIAS

- [1] Y. N. Harari, Y. N. Harari, J. (Translator) Purcell, and H. Watzman, *Sapiens : a brief history of humankind*. Israel: Harper, 2011.
- [2] D. Christian, *Maps Of Time an Introduction to Big History*. California, LA: University of California Press, 2004.
- [3] C. Gonçalves, R. Nova, and P. Almeida Junior, “Impactos ambientais da indústria do petróleo em produção offshore,” *Congr. Bras. Pesqui. E Desenvolv. Em Petróleo E Gás*, pp. 372–385, 2011.
- [4] Union of Concerned Scientists, “Environmental Impacts of Hydroelectric Power,” *UCSUSA*, 2012. [Online]. Available: https://www.ucsusa.org/clean_energy/our-energy-choices/renewable-energy/environmental-impacts-hydroelectric-power.html.
- [5] A. Trigueiro, “O lado verde de Davos: sustentabilidade no mundo dos negócios,” *G1*, 2019. [Online]. Available: <https://g1.globo.com/natureza/blog/andre-trigueiro/post/2019/01/22/o-lado-verde-de-davos-sustentabilidade-no-mundo-dos-negocios.ghtml>.
- [6] DOE Office of Indian Energy, “Upfront Capital Costs for Renewables.”
- [7] R. Tidball, J. Bluestein, N. Rodriguez, and S. Knoke, “Cost and Performance Assumptions for Modeling Electricity Generation Technologies,” in *ICF International Fairfax*, 2010, no. November.
- [8] Greener, “Estudo Estratégico Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída 1º Semestre de 2019,” *Greener*, 2019. [Online]. Available: <https://www.greener.com.br/pesquisas-de-mercado/estudo-estrategico-mercado-fotovoltaico-de-geracao-distribuida-1o-semester-de-2019/>. [Accessed: 04-Apr-2019].
- [9] República Federativa Do Brasil, *Constituição Federal*, vol. 45. 2019.
- [10] J. dos S. C. Filho, *Manual do Direito Administrativo*. Atlas, 2012.
- [11] C. Cortez, “Desenvolvimento Do Modelo Econômico Tarot Estocástico Para Análise Econômica Dd Uma Distribuidora De Energia Elétrica Regulada,” 2018.
- [12] Controladoria-Geral Da União, “Energia 2018,” 2018. [Online]. Available: <http://www.portaltransparencia.gov.br/funcoes/25-energia?ano=2018>. [Accessed: 07-Feb-2019].

- [13] Aurelio Buarque De Holanda Ferreira, *Dicionário Aurelio da Lingua Portuguesa*. Rio de Janeiro, 2002.
- [14] P. F. Ribeiro, A. C. Z. De Souza, and B. D. Bonatto, “Reflections about the Philosophy of Technology in the Emerging Smart Power Systems,” *IEEE Green Technol. Conf.*, pp. 195–202, 2017.
- [15] I. C. Oliveira, A. C. C. F. Rosa, B. D. Bonatto, H. Arango, J. L. R. Pereira, and P. F. Ribeiro, “Analysis of economic return of the installation of photovoltaic panels at the campus of the Federal University of Itajubá,” *SBSE 2018 - 7th Brazilian Electr. Syst. Symp.*, pp. 1–6, 2018.
- [16] J. Peng, L. Lu, and H. Yang, “Review on life cycle assessment of energy payback and greenhouse gas emission of solar photovoltaic systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 19, pp. 255–274, 2013.
- [17] M. R. De Souza and F. I. C. Unis, “Potencial de Redução de CO₂ Pelo Uso de Energia Elétrica em Motobombas Utilizadas no Processo de Irrigação no Município de Dona Euzébia - MG : Um Estudo Comparativo das Matrizes Hidroelétricas” in *Simposio de Engenharia de Produção*, 2007.
- [18] B. C. de Viena, “Excesso de CO₂ na atmosfera torna o oceano mais ácido,” *Época*, 2013. [Online]. Available: <https://epoca.globo.com/colunas-e-blogs/blog-do-planeta/noticia/2013/09/excesso-de-co2-na-atmosfera-torna-o-boceano-mais-acidob.html>. [Accessed: 06-Jun-2018].
- [19] Equipe eCycle, “Dióxido de carbono: o que é o CO₂?,” 2017.
- [20] F. D. R. U. – Unicamp, “Desafios da pesquisa no Brasil: uma contribuição ao debate,” *São Paulo em Perspect.*, vol. 16, no. 4, pp. 15–23, 2002.
- [21] V. C. Gungor, B. Lu, and G. P. Hancke, “Opportunities and challenges of wireless sensor networks in smart grid,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 57, no. 10, pp. 3557–3564, 2010.
- [22] V. C. Gungor *et al.*, “Smart Grid Technologies : Communication Technologies and Standards,” *Ind. Informatics*, vol. 7, no. 4, pp. 529–539, 2011.
- [23] I. P. & Energy, “The path of the smart grid,” *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 8, no. 1, pp. 18–28, 2010.
- [24] R. Zilles, W. N. Macêdo, M. A. B. Galhardo, and S. H. F. de Oliveira, *Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica*. São Paulo, 2017.
- [25] T. Ackermann, “Distributed generation- a definition,” *Elsevier*, vol. 57, pp. 195–204, 2001.

- [26] G. Ritzer and N. Jurgenson, “Production, Consumption, Prosumption,” *J. Consum. Cult.*, vol. 10, no. 1, pp. 13–36, 2010.
- [27] G. Ritzer, P. Dean, and N. Jurgenson, “The Coming of Age of the Prosumer,” *Am. Behav. Sci.*, vol. 56, no. 4, pp. 379–398, 2012.
- [28] H. Mattede, “Um pouco mais sobre o sistema elétrico de potência (SEP),” *Mundo da Elétrica*. [Online]. Available: <https://www.mundodaeletrica.com.br/um-pouco-mais-sobre-o-sistema-eletrico-de-potencia-sep/>.
- [29] Portal Solar, “O que é Geração Distribuída - GD,” 2018. [Online]. Available: <https://www.portalsolar.com.br/o-que-e-geracao-distribuida.html>.
- [30] Presidência da República, *LEI No 10.848*. Brasil, 2004.
- [31] Presidência da República, *DECRETO Nº 5.163*. 2004.
- [32] O. D. D. A. Agência, N. D. E. Energia, and E. Aneel, “Resolução Normativa Nº 482, DE 17 de Abril de 2012,” pp. 1–4, 2012.
- [33] Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel, Resolução Normativa Nº 517. 2012.
- [34] A. nacional de energia elétrica – aneel resolução Normativa, “Resolução Normativa Nº 687, de 24 Dde Novembro DE 2015,”.
- [35] Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel, Resolução Normativa Nº 687. .
- [36] A. M. Vallêra and M. C. BRITO, “Meio Século De História Fotovoltaica,” 2004.
- [37] B. Montezano, “As energias solar e eólica no Brasil,” p. 69, 2013.
- [38] T. Grau, M. Huo, and K. Neuhoff, “Survey of photovoltaic industry and policy in Germany and China,” *Energy Policy*, vol. 51, no. March, pp. 20–37, 2012.
- [39] S. Winter, “Standards for PV metrology IEC 60904 and IEC 61853.” 2016.
- [40] A. . Andrade, L. H. Vera, C. W. M. Prieb, and A. Krenzinger, “Efeito de atenuadores de irradiância solar nos ensaios de dispositivos fotovoltaicos.” Disponível em <<http://www.ger-unne.com.ar/articulos/2003fot02.pdf>> Acso em 10/02/2019
- [41] A. P. Rosso, M. C. Ludke, G. A. Rampinelli, R. Marcelino, and V. Gruber, “Desenvolvimento e ensaios de módulos fotovoltaicos ntegrados em revestimentos cerâmicos,” *VII Congr. Bras. Energ. Sol.*, 2018.
- [42] Ma. G. Villalva, *Energia Solar Fotovoltaica: Coneito e Aplicações*. Editora Érica 2015
- [43] Eco Planet Energy, “Manutenção de Sistemas Fotovoltaicos,” 2018. [Online]. Available: <http://www.ecoplanetenergy.com/pt-br/servicos/manutencao-sistemas->

- fotovoltaicos/. [Accessed: 02-Feb-2019].
- [44] C. Holdermann, J. Kissel, and J. Beigel, “Distributed photovoltaic generation in Brazil : An economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors,” *Energy Policy*, pp. 1–6, 2013.
- [45] M. Mitscher and R. Ricardo, “Economic performance and policies for grid-connected residential solar photovoltaic systems in Brazil,” vol. 49, pp. 688–694, 2012.
- [46] G. C. Feijóo, “Fatores que Influenciam a Geração de Energia Solar,” 2017. [Online]. Disponível em:< <https://medium.com/@guilhermefeijoo/fatores-que-influenciam-a-geracao-de-energia-solar-parte-2-b0310f02f7c7>> Acesso em: 03/08/2018
- [47] Z. Moradi-shahrbabak, S. Member, and A. Tabesh, “Economical Design of Utility-Scale Photovoltaic Power Plants With Optimum Availability,” vol. 61, no. 7, pp. 3399–3406, 2014.
- [48] M. R. B. Alencar, J. S. Souza, B. A. Souza, and W. A. Neves, “Optimal Allocation of Photovoltaic Panels in Distribution Network Applying Genetic Algorithm,” *2018 Simp. Bras. Sist. Eletr.*, pp. 1–6.
- [49] T. Khatib, I. A. Ibrahim, and A. Mohamed, “A review on sizing methodologies of photovoltaic array and storage battery in a standalone photovoltaic system,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 120, no. July, pp. 430–448, 2016.
- [50] A. Mermoud, “PVSyst.” University of Geneva, Salgny, Switzzeland, 2011.
- [51] S. G. Dantas and F. M. Pompermayer, “Viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos no brasil e possíveis efeitos no setor elétrico.”
- [52] Associação Franciscana de Ensino Senhor Bom Jesus - AFESBJ, *Finanças Empresariais*. 1993.
- [53] A. Maria and P. De Araújo, “Uma proposta metodológica para o cálculo do custo de capital no Brasil Alexandre Assaf Neto Fabiano Guasti Lima Adriana Maria Procópio de Araújo,” pp. 1–27, 2008.
- [54] J. Pasqual, E. Padilla, and E. Jadotte, “Technical note : Equivalence of different profitability criteria with the net present value,” *Intern. J. Prod. Econ.*, vol. 142, no. 1, pp. 205–210, 2013.
- [55] G. Hawawini and C. Viallet, *Finance for executives: Managing for value creation*, 4ed ed. 2010.
- [56] E. Drury, T. Jenkin, D. Jordan, and R. Margolis, “Photovoltaic Investment Risk

- and Uncertainty for Residential Customers,” vol. 4, no. 1, pp. 278–284, 2014.
- [57] U. Arnold and Ö. Yildiz, “Economic risk analysis of decentralized renewable energy infrastructures - A Monte Carlo Simulation approach,” *Renew. Energy*, vol. 77, no. 1, pp. 227–239, 2015.
- [58] “Sensitivity Analysis , Monte Carlo Risk Analysis , and Bayesian Uncertainty Assessment,” vol. 21, no. 4, 2001.
- [59] A. Educacional, M. Carlo, A. O. Ferreira, and F. A. De Valinhos, “Método de Simulação de Monte Carlo em Desenvolvimento de uma ferramenta versátil para,” vol. 16, pp. 223–244, 2012.
- [60] C. Kipnis and S. R. S. Varadhan, “Central Limit Theorem for Additive Functionals of Reversible Markov Processes and Applications to Simple Exclusions,” vol. 19, pp. 1–19, 1986.
- [61] P. Noothout, D. De Jager, S. Van Rooijen, and D. Angelopoulos, “The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies,” no. February, 2016.
- [62] The World Bank Group, “Global Solar Atlas,” 2019. [Online]. Available: <https://globalsolaratlas.info/>. [Accessed: 08-Oct-2018].
- [63] Prefeitura de Itajubá, “Aspectos Físicos e Geográficos.” [Online]. Available: http://www.itajuba.mg.gov.br/cidade/fis_geo.php. [Accessed: 09-Nov-2018].
- [64] Weather Spark, “Condições Meteorológicas Médias de Itajubá.” [Online]. Available: <https://pt.weatherspark.com/y/30405/Clima-característico-em-Itajubá-Brasil-durante-o-ano>.
- [65] Google, “Google Maps,” 2018. [Online]. Available: <https://www.google.com/maps>. [Accessed: 10-Nov-2018].
- [66] Agência Nacional de Energia Elétrica– Aneel, *Resolução Normativa N° 547*. 2013.
- [67] Sulgipe, “Histórico das Bandeiras Tarifárias,” 2018. [Online]. Available: <http://www.sulgipe.com.br/Home/HistoricoBandeiras>. [Accessed: 10-Oct-2018].
- [68] E. P. R. I.- Epri, “OpenDSS.” 2016.
- [69] Greener, “Estudo Estratégico Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída 2º Semestre 2018,” *Greener*, 2018.
- [70] Banco Central do Brasil, “Taxas de juros básicas – Histórico,” 2018. [Online]. Available: <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicotaxasjuros>. [Accessed: 02-Feb-2019].

- [71] Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, “Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição,” 2018. [Online]. Disponível em:
<<http://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>> Acesso: 01/02/2019