

JOSÉ EDUARDO VIDA DOS SANTOS

**VIABILIDADE DO USO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM UMA
ESTAÇÃO DE TRATAMENTO DE ESGOTO – ETE**

São Paulo
2016

JOSÉ EDUARDO VIDA DOS SANTOS

**VIABILIDADE DO USO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM UMA
ESTAÇÃO DE TRATAMENTO DE ESGOTO – ETE**

Monografia apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo como requisito para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Área de Concentração:
Energia Solar Fotovoltaica

Orientador:
Prof. Daniel Setrak Sowmy

São Paulo
2016

Ficha Catalográfica

Santos, José Eduardo Vida dos
VIABILIDADE DO USO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM
UMA ESTAÇÃO DE TRATAMENTO DE ESGOTO – ETE / J. E. V. Santos – São
Paulo, 2016.
114 p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída
e Eficiência Energética) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1.Energia Solar Fotovoltaica 2.Geração Distribuída 3.Resolução Normativa
482/2012 4.Resolução Normativa 687/2015 5.Análise de Viabilidade Econômica
I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE – Programa de
Educação Continuada em Engenharia II.t.

A minha família e aos meus amigos, que sempre me apoiaram e estiveram ao meu lado durante esses anos, acreditando no meu sucesso.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer a todos que contribuíram para a realização deste trabalho, em especial agradeço:

Ao professor Daniel Setrak Sowmy pela paciência e exaustiva orientação durante toda a elaboração deste trabalho.

Aos engenheiros Hilquias e João que contribuíram com informações fundamentais para execução deste trabalho.

À minha esposa que teve paciência nos momentos em que me dediquei a este trabalho.

A Deus que me deu a oportunidade de estudar ao lado de grandes profissionais e colegas.

RESUMO

Em razão dos constantes problemas com o fornecimento de energia elétrica e, conseqüente aumento de suas tarifas, a empresa proprietária de uma estação de tratamento de esgoto (ETE) demonstrou interesse na realização de um estudo para a implantação de um sistema de energia solar fotovoltaica, tornando-se geradora de sua própria energia. Além da economia financeira, foi considerado, também, o fato de se realizar um projeto de energia renovável.

O estudo considerou a viabilidade econômico-financeira para a redução de consumo de energia elétrica na ETE (Cenário 1) e, alternativamente, a redução do consumo considerando a ETE e a sede da empresa (Cenário 2).

Os painéis serão instalados em um local pertencente à empresa estudada, dentro da área de concessão da distribuidora de energia elétrica. Desta forma, os créditos da geração de energia serão transferidos para a ETE (ou à ETE e SEDE) ao final de cada mês, através do sistema de compensação chamado de auto consumo remoto.

A partir dos valores obtidos do gerador de energia de solar fotovoltaica, foram verificados os fatores econômico-financeiros, utilizando-se os indicadores de Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Prazo de Retorno de Investimento (*Payback*).

Palavras-chave: energia solar fotovoltaica; geração distribuída; sistemas conectados à rede; análise de viabilidade.

ABSTRACT

Due to the constant problems with the electricity supply and consequent increase in its tariffs, the company that owns a Sewage Treatment Plant (STP) has shown interest in carrying out a study for the implementation of a photovoltaic solar energy system, becoming generator of its own energy. Besides the financial economy, it was also considered an execution of a renewable energy project.

The study considered the economic and financial feasibility for the reduction of electricity consumption in the STP (Scenario 1) and, alternatively, the reduction of consumption considering the STP and the company offices (Scenario 2).

The photovoltaic panels will be installed in a location belonging to the company studied, within the concession of the electric power distributor. Hence, the credits of energy generation will be transferred to the STP (or to STP and offices) at the end of each month, through the compensation system called remote self-consumption.

From the values obtained from the photovoltaic solar energy generator, the economic-financial factors were verified, using the indicators of Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR) and Payback Period.

Key words: photovoltaic solar energy; distributed generation; on grid systems; feasibility analysis.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 – Geração de Energia Elétrica Mundial por fonte (%) em 1980	20
Figura 2.2 – Geração de Energia Elétrica Mundial por fonte (%) em 2008	20
Figura 2.3 – Geração de Energia Elétrica Mundial por fonte (%) em 2012	20
Figura 2.4 – Numero de Conexões por UF	22
Figura 2.5 – Retorno de investimento nas capitais brasileiras para sistemas até 75kWp.....	23
Figura 2.6 – Ligação covalente do elemento silício	25
Figura 2.7 – Material Semicondutor	26
Figura 2.8 – Efeito Fotovoltaico.....	26
Figura 2.9 – Componentes radiação solar.....	28
Figura 2.10 – Albedos para alguns tipos de superfície	28
Figura 2.11 – Mapa mundial da irradiação global horizontal.....	29
Figura 2.12 – Atlas Solarimétrico do Brasil – Radiação solar global diária, média anual.....	30
Figura 2.13 – Comparação de fontes de dados de radiação solar média diária	31
Figura 2.14 – Sistema de Energia Solar <i>Off Grid</i>	32
Figura 2.15 - Comparação do controlador com e sem MPPT	33
Figura 2.16 – Controlador de Carga com <i>MPPT</i>	34
Figura 2.17 – Inversor <i>off-grid</i> de Onda Senoidal Pura	34
Figura 2.18 – Sistema Solar Fotovoltaico <i>On Grid</i>	39
Figura 2.19– Painel Fotovoltaico de 60 células	39
Figura 2.20 – Curva $I \times V$	40
Figura 2.21 – Inversor <i>On Grid</i>	41
Figura 2.22 – Caixa de Combinação	41
Figura 2.23 – Medidor Bidirecional.....	42
Figura 2.24 – Procedimentos e Prazos para Acesso.....	44
Figura 2.25 – Sistema de Compensação de Energia	46
Figura 2.26 – Exemplo de perfis de radiação solar diária.....	48
Figura 2.27 – Equação das Horas de Sol Pleno (HSP)	48
Figura 2.28 – Distância entre painéis	49
Figura 2.29 – Exemplo de sombreamento calculado pelo software Solergo.....	50
Figura 3.1 – Área disponível para instalação do sistema	55
Figura 3.2 – Orientação dos módulos fotovoltaicos.....	60
Figura 3.3 – Radiação Solar diária média	62
Figura 3.4 – Disposição dos painéis fotovoltaicos	64
Figura 3.5 – Estrutura para fixação do painel fotovoltaico em solo.....	64
Figura 3.6 – Tela do software Solergo com a distância mínima entre fileiras	66
Figura 3.7 – Distancia entre fileiras	66
Figura 3.8 – Radiação solar diária – média anual	68
Figura 3.9 – Energia produzida no ano	70
Figura 3.10 – Parâmetros térmicos do painel fotovoltaico	72
Figura 3.11 – Configuração dos inversores.....	75
Figura 3.12 – Biblioteca virtual da ANEEL.....	79
Figura 3.13 – Produção mensal estimada.....	82
Figura 3.14 – Produção anual estimada.....	82
Figura 3.15 – Economia mensal estimada	83
Figura 3.16 – Economia anual estimada	83
Figura 3.17 – Economia anual acumulada estimada.....	84

Figura 3.18 – Retorno de Investimento	85
Figura 3.19 – Produção mensal estimada	90
Figura 3.20 – Produção anual estimada	91
Figura 3.21 – Economia mensal estimada	91
Figura 3.22 – Economia anual estimada	92
Figura 3.23 – Economia anual acumulada estimada	92
Figura 3.24 – Retorno de investimento	93

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Eventos ventos chave no desenvolvimento das células fotovoltaicas ..	18
Tabela 2.2 – Capacidade instalada de geração elétrica no Brasil (MW).....	24
Tabela 2.3 – Especificação dos SIGFIs por UC	32
Tabela 2.4 – Potência nominal mínima conforme grupo tarifário	47
Tabela 3.1 – Perfil de Consumo em kWh – Cenário 1.....	59
Tabela 3.2 – Radiação global solar no plano horizontal	61
Tabela 3.3 – Componentes da radiação solar	61
Tabela 3.4 – Características técnicas do painel fotovoltaico	63
Tabela 3.5 – Perdas adotadas para o sistema	69
Tabela 3.6 - Características técnicas do inversor <i>on grid</i>	71
Tabela 3.7 – Quantidade máxima e mínima de painéis em série por inversor.....	73
Tabela 3.8 – Quantidade máxima e mínima de painéis em série por inversor.....	74
Tabela 3.9 – Configuração final do sistema	75
Tabela 3.10 – Tabela de preços.....	78
Tabela 3.11 – Tarifa cliente A4 Verde	80
Tabela 3.12 – Memória de calculo tarifa de energia A4 Verde	80
Tabela 3.13 – Tabela de descontos	81
Tabela 3.14 – Memória de calculo da tarifa de energia com desconto	81
Tabela 3.15 – Compensação de energia do cenário 1	87
Tabela 3.16 - Perfil de Consumo em kWh – Cenário 2 - ETE.....	88
Tabela 3.17 - Perfil de Consumo em kWh – Cenário 2 – SEDE	88
Tabela 3.18 – Tarifa A4 convencional	89
Tabela 3.19 – Memória de cálculo tarifa de energia A4 convencional	89
Tabela 3.20 – Compensação de energia do cenário 2	95

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Caracterização e Conceitos	13
1.2	Objetivo	14
1.3	Motivação	15
1.4	Plano de divisão de trabalho	15
2	A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	18
2.1	Evolução da Energia Fotovoltaica no Mundo e no Brasil	18
2.2	O Efeito Fotovoltaico	24
2.3	Radiação Solar	26
2.4	Tecnologia dos Sistemas Solares Fotovoltaicos	31
2.4.1	Sistemas Isolados – <i>off grid</i>	31
2.4.2	Sistemas Conectados à rede – <i>on grid</i>	38
3	ESTUDO DE CASO	54
3.1	Introdução	54
3.2	Projeto de estudo	55
3.3	Microgeração de Energia	57
3.4	Sistema de Energia Solar Fotovoltaica – Cenário 1	58
3.4.1	Dimensionamento	58
3.4.2	Análise dos Custos de Implantação do Sistema	78
3.4.3	Análise da Conta de Energia Elétrica	78
3.4.4	Análise de Investimento	81
3.4.5	Compensação de Energia	87
3.5	Sistema de Energia Solar Fotovoltaica – Cenário 2	87
3.5.1	Dimensionamento	87
3.5.2	Análise da Conta de Energia Elétrica	88
3.5.3	Análise de Investimento	90
3.5.4	Compensação de Energia	95
3.6	Resultados Esperados	96
4	CONCLUSÃO	97
	REFERÊNCIAS	99
	ANEXO I – Formulário de Solicitação de acesso – Minigeração Distribuída ...	102
	ANEXO II – Produtividade horária mensal média do gerador fotovoltaico	103

ANEXO III – Consulta INMET – normais climatológicas (temperatura máximas)	
.....	104
ANEXO IV – Diagrama elétrico do gerador fotovoltaico.....	106
ANEXO V – Cronograma do projeto de energia solar fotovoltaica.....	107
ANEXO VI – Planilha com a análise financeira do cenário 1 – Capital Próprio	109
ANEXO VII – Simulação de financiamento AgeRio	110
ANEXO VIII – Planilha com a análise financeira do cenário 1 – Financiamento	
.....	112
ANEXO IX – Planilha com a análise financeira do cenário 2 – Capital Próprio	113
ANEXO X – Planilha com a análise financeira do cenário 2 – Financiamento.	114

1 INTRODUÇÃO

1.1 Caracterização e Conceitos

Dentre o grupo das energias consideradas “limpas” e, conseqüentemente, renováveis, a energia solar tem um papel de destaque, principalmente, pela grande capacidade energética. Segundo Pinho e Galdino (2014), o sol é uma fonte inesgotável na escala terrestre de tempo, sendo atualmente uma das alternativas energéticas mais promissoras.

Existem, basicamente, dois tipos de aproveitamento da energia solar: térmica e fotovoltaica.

Nos sistemas de aquecimento solar a energia é captada através de coletores solares, que possuem tubos internos por onde circula a água. Esta água é aquecida e posteriormente armazenada em um reservatório (Villalva e Gazoli, 2012).

Os sistemas fotovoltaicos tem por característica principal a conversão da luz solar em energia elétrica, denominado efeito fotovoltaico. O processo básico do sistema fotovoltaico foi descoberto em 1839 pelo físico francês Edmund Becquerel, de acordo com Regen Power Pty. Ltd. (2011).

Os sistemas fotovoltaicos podem ser isolados ou conectados à rede elétrica da concessionária. Os sistemas isolados atendem o fornecimento de energia elétrica em locais onde não há energia elétrica da concessionária, utilizando um banco de baterias para o armazenamento da energia elétrica durante os períodos sem luz solar. Já os sistemas conectados à rede trabalham em paralelismo com a concessionária com o objetivo de compensar o consumo de energia elétrica (Pinho e Galdino, 2014).

Pela Resolução Normativa 482 de 17 de abril de 2012, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade.

Instalações conectadas à rede vêm se tornando cada vez mais populares em diversos países europeus, no Japão, Estados Unidos e, mais recentemente no Brasil (Pinho e Galdino, 2014).

Hoje as instalações de energia solar fotovoltaica conectadas à rede de distribuição no Brasil já ultrapassam a marca de quatro mil unidades, de acordo com os dados estatísticos da ANEEL¹.

1.2 Objetivo

O objetivo deste estudo é verificar, através de uma análise econômico-financeira, a viabilidade de uma usina solar fotovoltaica com potência de 306,9 kWp², que será instalada em uma área no Estado do Rio de Janeiro para a redução do consumo de energia elétrica de uma Estação de Tratamento de Esgoto e, alternativamente, de sua Sede.

Neste trabalho serão verificados os seguintes documentos:

- Resolução Normativa nº 482/2012;
- Resolução Normativa nº 687/2015;
- Caderno de Micro e Minigeração Distribuída;
- Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST da ANEEL;
- Procedimento de Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema Elétrico da AMPLA/COELCE nº NT-BR-010.

Para o sistema de compensação de energia elétrica, será escolhido o do tipo Autoconsumo Remoto, previsto na REN 687/2015.

A viabilidade econômico-financeira será analisada considerando a utilização de Capital Próprio ou Financiamento Bancário, seguindo os seguintes conceitos de análise de projetos:

- Cálculo da Taxa Interna de Retorno (TIR);
- Cálculo do Valor Presente Líquido;
- Cálculo do Payback Descontado.

¹ ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

² kWp – Quilowatt-pico

1.3 Motivação

Em 2012, com a publicação da REN 482/2012, o Brasil deu um grande passo para a utilização de fontes renováveis através do conceito de Geração Distribuída. Tornou-se possível a qualquer unidade consumidora (Industrial, comercial ou residencial) a geração de sua própria energia para o consumo e injeção na rede de distribuição.

Com isso, foram feitos vários investimentos para a fomentação deste mercado, principalmente no mercado de energia solar fotovoltaica, devido a simplicidade de sua instalação.

Além disso, depois da escassez de energia enfrentada no ano de 2015 em razão da falta de chuva, e consequente aumento nas tarifas de energia elétrica (governo brasileiro implantou o sistema de bandeiras tarifárias, que reajustaram os valores das tarifas de energia em função da utilização das usinas termelétricas), a energia solar fotovoltaica tomou força e atingiu um incrível crescimento em 2015.

Assim, a procura pelo sistema cresceu significativamente entre consumidores, como empresas e residências, uma vez que o sistema traz benefícios financeiros além do conceito de sustentabilidade, cada vez mais difundido no mundo devido ao seu grau de importância.

Desta forma, a energia solar fotovoltaica tornou-se uma realidade, com um futuro promissor dentro do mercado brasileiro.

1.4 Plano de divisão de trabalho

O escopo de trabalho desta monografia consiste na avaliação e análise da viabilidade econômico-financeira para a redução do consumo de energia elétrica através da utilização de energia solar fotovoltaica em uma Estação de Tratamento de Esgoto – ETE.

Esta análise é construída com base nas resoluções normativas ANEEL nº 482/2012 e nº 687/2015, tendo em vista a intenção de uma empresa de Saneamento situada no Estado do Rio de Janeiro, de estabelecer acesso à minigeração distribuída, através do sistema de compensação de energia elétrica – *net*

*meteeering*³, do tipo Autoconsumo Remoto, conforme disposto no capítulo 1, artigo 2º, alínea II, da RN-687/2016, citada abaixo:

“II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras”.

A monografia é dividida em quatro capítulos principais, conforme apresentado abaixo:

O primeiro capítulo, a Introdução, faz uma apresentação inicial sobre o tema do trabalho, descrevendo sua importância, objetivo e motivação do estudo.

Em seguida, o segundo capítulo (Revisão Bibliográfica) apresenta os conceitos da energia solar fotovoltaica mencionando tópicos importantes como a evolução desta tecnologia no Brasil e no mundo e as suas diversas aplicações, dando ênfase ao sistema de energia solar fotovoltaico conectado à rede de distribuição elétrica, atuando como micro e mini gerações distribuídas, que é o tema principal desta monografia.

O terceiro capítulo, Estudo de Caso, trata do tema central da monografia através da realização de um estudo de caso que analisa a viabilidade econômico-financeira da implantação de um sistema de energia solar fotovoltaico conectado à rede de distribuição elétrica em uma Estação de Tratamento de Esgoto – ETE. Além da análise de viabilidade, o estudo de caso também engloba o desenvolvimento técnico da instalação do sistema completo, através de um projeto base de acordo com as condições disponibilizadas no local. São avaliadas as condições de irradiação solar do local, as especificações dos painéis, inversores, caixas de conexões, proteções entre outros equipamentos e materiais pertinentes à execução

³ Net metering é um sistema no qual geradores de energia renovável estão conectados a uma rede elétrica e o excedente de energia é transferido para a rede, permitindo aos clientes a compensação do custo da energia.

completa do sistema. Este estudo tem por objetivos principais a redução do consumo de energia elétrica através do sistema conectado à rede de distribuição e o desenvolvimento de energias sustentáveis. A análise permitirá a tomada de decisão da Direção da empresa pela implantação ou não do sistema, uma vez que será apresentada toda a análise econômica do projeto (retorno de investimento, VPL, TIR, e etc.), bem como as linhas de financiamento disponíveis no mercado.

Finalizando, o quarto capítulo (Conclusão) transcorrerá sobre as conclusões do estudo, levando em conta todos os conceitos abordados.

2 A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

2.1 Evolução da Energia Fotovoltaica no Mundo e no Brasil

Segundo Pinho e Galdino (2014) o primeiro aparato fotovoltaico foi concebido no ano de 1876 e, em 1956, foi realizada a primeira produção de células fotovoltaicas em escala industrial. Em 1973, a crise do petróleo fez com que se aumentasse o interesse na tecnologia solar fotovoltaica, no entanto a produção não era economicamente viável. Em 1978 a produção da indústria fotovoltaica no mundo já ultrapassava 1 MWp⁴ e no ano de 1998, chegou a 150 MWp. Em 2012, com a evolução da tecnologia, a produção de células superou a marca de 36 GWp⁵. A evolução da tecnologia está apresentada na tabela 2.1.

De acordo com a empresa alemã German Solar Industry Association (2015), o cenário mundial de produção de energia através dos módulos solares fotovoltaicos, mostra que, anualmente, é possível alcançar uma capacidade instalada de 100 GWp e, ainda, evitar a emissão de 70 milhões de toneladas de CO₂ na atmosfera. Estes números demonstram a dimensão que os projetos solares fotovoltaicos podem alcançar conforme a tecnologia disponível atualmente.

Tabela 2.1 – Eventos ventos chave no desenvolvimento das células fotovoltaicas

1800	Descoberta do Selênio (Se) (Berzelius)
1820	Preparação do Silício (Si) (Berzelius)
1840	Efeito Fotovoltaico (Becquerel)
1860	Efeito Fotocondutivo no Se (Smith) Retificador de Ponto de Contato (Braun)
1880	Efeito Fotocondutivo no Se (Adams & Day) Célula Fotovoltaica de Se (Fritts/Uljanin)
1900	Fotosensitividade em Cu-Cu ₂ O (Hallwachs)

⁴ MWp – Megawatt-pico.

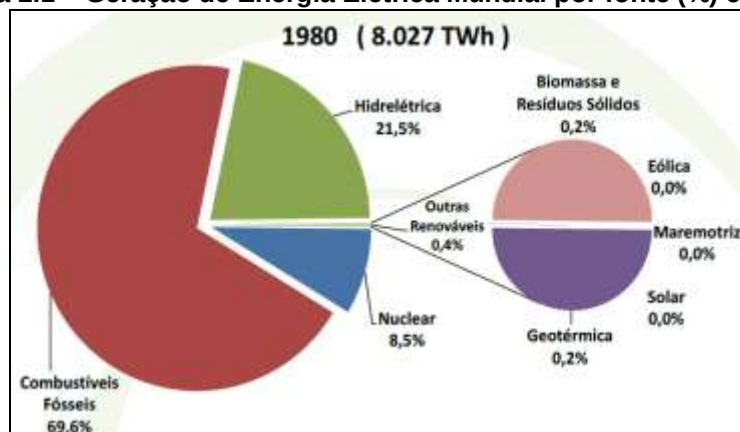
⁵ GWp – Gigawatt-pico.

1920	Monocristal a partir do Si Fundido (Czochralski) Retificador de Cu-Cu ₂ O (Grondahl)
1930	Célula Fotovoltaica de Cu-Cu ₂ O (Grondahl & Geiger) Teorias de Bandas em Sólidos (Strutt/Brillouin/Krönig & P) Teorias de Células com Barreiras V e H (Schottky et al)
1940	Teoria da Difusão Eletrônica (Dember) Aplicações Fotométricas (Lange) 1% de Eficiência em Células de Sulfeto de Tálio (Nix & Treptow)
1950	Crescimento de Células Fotovoltaicas com Junção (Ohl) Teoria da Junções <i>p-n</i> (Schockley)
1954	Célula Solar de Si (Pearson, Fuller & Chapin)
1955	Junções <i>p-n</i> Difundidas (Fuller)
1960	Célula Solar de CdS (Reynolds et al) Teorias de Células Solares (Piann & Roosbroeck/Prince)
1962	O "Bandgap" e a Eficiência das Células (Loferski, R. & W) Teoria da Resposta Espectral, Mecanismo de Perdas (Wolf) Efeitos de Resistência em Série (Wolf & Rauschenbach) Células de Si <i>n/p</i> Resistentes a Radiação (Kesperis & M.) Contatos Evaporados de Ti-Ag (BTL)
1973	Células Violeta com 15,2% de Eficiência
1976	Células de Silício Amorfo (a-Si)
1992	Células Metal-Insulator-Semiconductor (MIS) de 24% de Eficiência
1998	Células de Silício Monocristalino com Eficiência de 24,7%
1999	Potência Instalada Acumulada Atinge o Primeiro GWp
2002	Potência Instalada Acumulada Dobra em Relação a 1999
2005	Eficiência Superior a 20% para Células em Silício Policristalino
2006	Células Multijunção com Rendimentos Superiores a 34% Células de Tripla Junção Superam os 40 % de Eficiência
2008	Módulos de c-Si Dominam 87% do Mercado (John Wiley & Sons, 2011) Expansão de Módulos de Filme Fino (a-Si, CdTe e módulos CIS)
2009	Mais de 23 GWp Instalados (EPIA)
2011	Mais de 70 GWp de Potência Instalada Acumulada (EPIA, 2012)
2012	Potência Instalada Acumulada Supera 100 GWp (EPIA, 2013)

Fonte: Pinho e Galdino (2014)

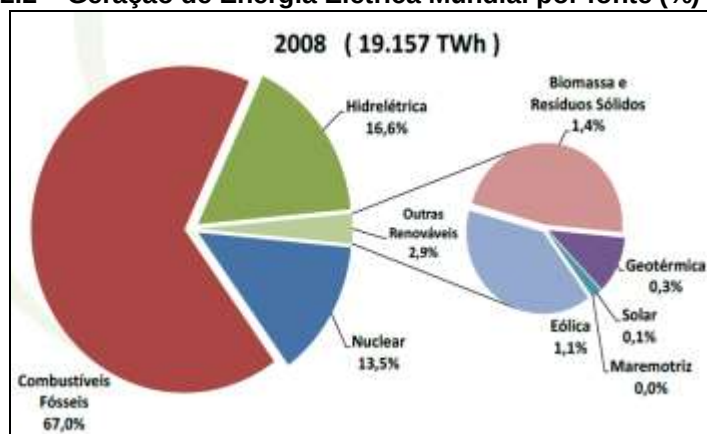
As figuras 2.1, 2.2 e 2.3, retiradas do Anuário Estatístico de Energia Elétrica, Empresa de Pesquisa Energética – EPE (2015) demonstram a comparação da energia solar com outras fontes de energia alternativas, bem como o aumento da matriz solar ao longo dos anos.

Figura 2.1 – Geração de Energia Elétrica Mundial por fonte (%) em 1980



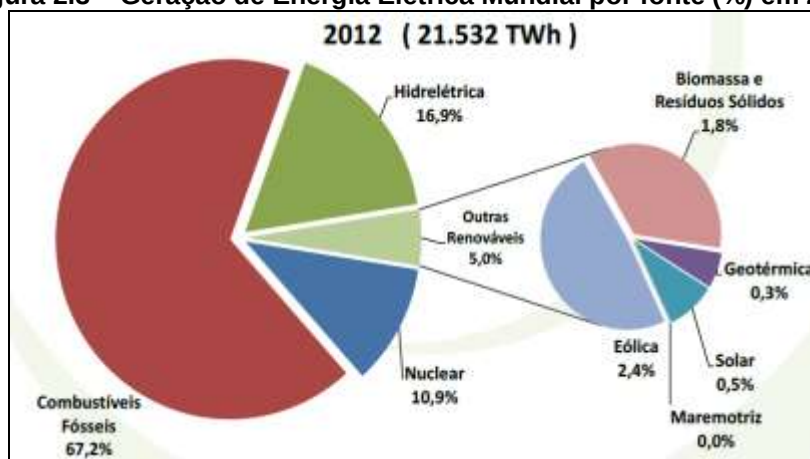
Fonte: EPE (2015)

Figura 2.2 – Geração de Energia Elétrica Mundial por fonte (%) em 2008



Fonte: EPE (2015)

Figura 2.3 – Geração de Energia Elétrica Mundial por fonte (%) em 2012



Fonte: EPE (2015)

Através dos gráficos é possível notar a evolução discreta da energia solar em relação às outras fontes de energia. Em 1980 a representatividade era igual a zero,

28 anos depois, em 2008, representava 0,1% e, recentemente em 2012, a parcela de contribuição chegou a 5% do total.

No Brasil, a energia solar fotovoltaica teve início nos anos 50, no Instituto Nacional de Tecnologia (INT) e no Centro Tecnológico de Aeronáutica (CTA) por meio do Primeiro Simpósio Nacional Brasileiro de Energia Solar. O primeiro desenvolvimento de um painel fotovoltaico no Brasil se deu na Universidade de São Paulo (USP), utilizando-se lingotes de silício monocristalino, resultando em uma eficiência de 12,5% (Pinho e Galdino, 2014).

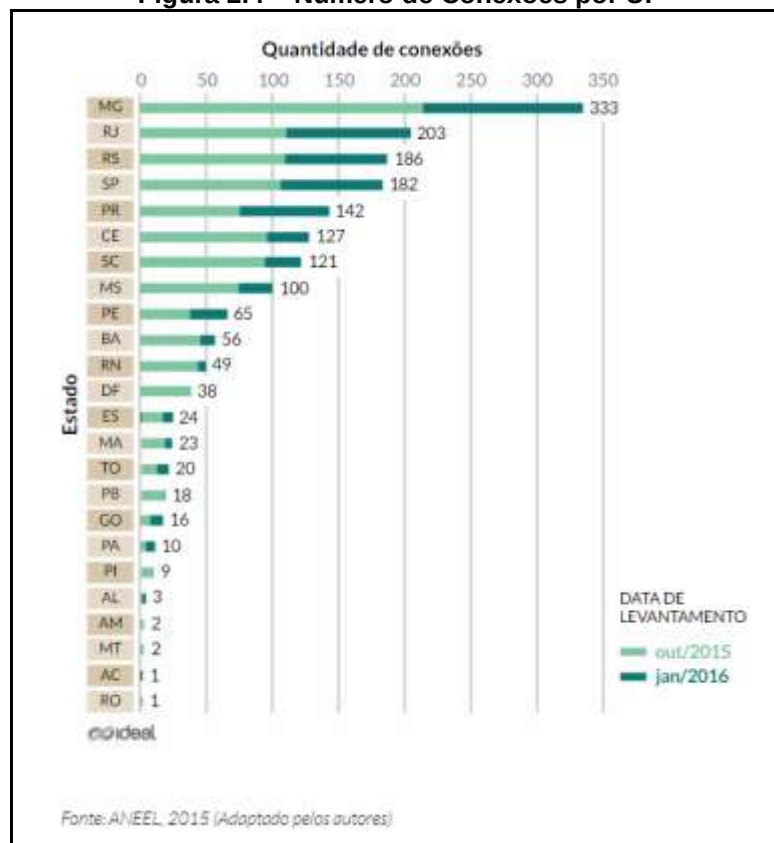
Segundo Pereira et al.(2006) o Brasil, em razão de sua localização geográfica, tem potencial para utilizar a energia solar durante o ano inteiro. Com isso é possível trazer benefícios a curto prazo para regiões onde o custo com a energia elétrica pela rede convencional é muito alto quando comparado ao retorno financeiro do investimento, regulando a oferta de energia em períodos de estiagem, diminuindo a dependência do mercado de petróleo e reduzindo as emissões de gases poluentes à atmosfera como estabelece a Conferência de Kyoto. A médio e longo prazo existem diversas possibilidades para aproveitamento dessa energia renovável, dentre elas o sistema de energia solar fotovoltaico.

Em abril de 2012, foi publicada a Resolução Normativa (REN) 482, alterada pela REN 687/2015, que regulamentou a geração distribuída no país e, desde 2013, permite que consumidores conectados à rede de distribuição produzam energia elétrica no local de consumo a partir de fontes renováveis e participem do sistema de compensação de energia (*net metering*) como um micro ou minigerador. O aumento da preocupação com as questões socioambientais, tem feito com que as empresas para que reduzam os impactos de suas atividades e utilizar a energia solar para a obtenção de eletricidade, além de proteção contra aumento das tarifas de energia, é uma forma de reduzir as emissões de gases do efeito estufa e, outros impactos ambientais ligados à construção de empreendimentos energéticos. (Instituto Ideal, 2016).

Segundo a Associação Brasileira de Geração Distribuída – ABGD, atualmente, são mais de 4 mil os sistemas de energia solar fotovoltaicos conectados à rede (*on grid*) no Brasil.

A figura 2.4 ilustra o gráfico da Aneel, publicado em janeiro de 2016, com o numero de conexões por Estado.

Figura 2.4 – Numero de Conexões por UF



Fonte: Aneel (2015)

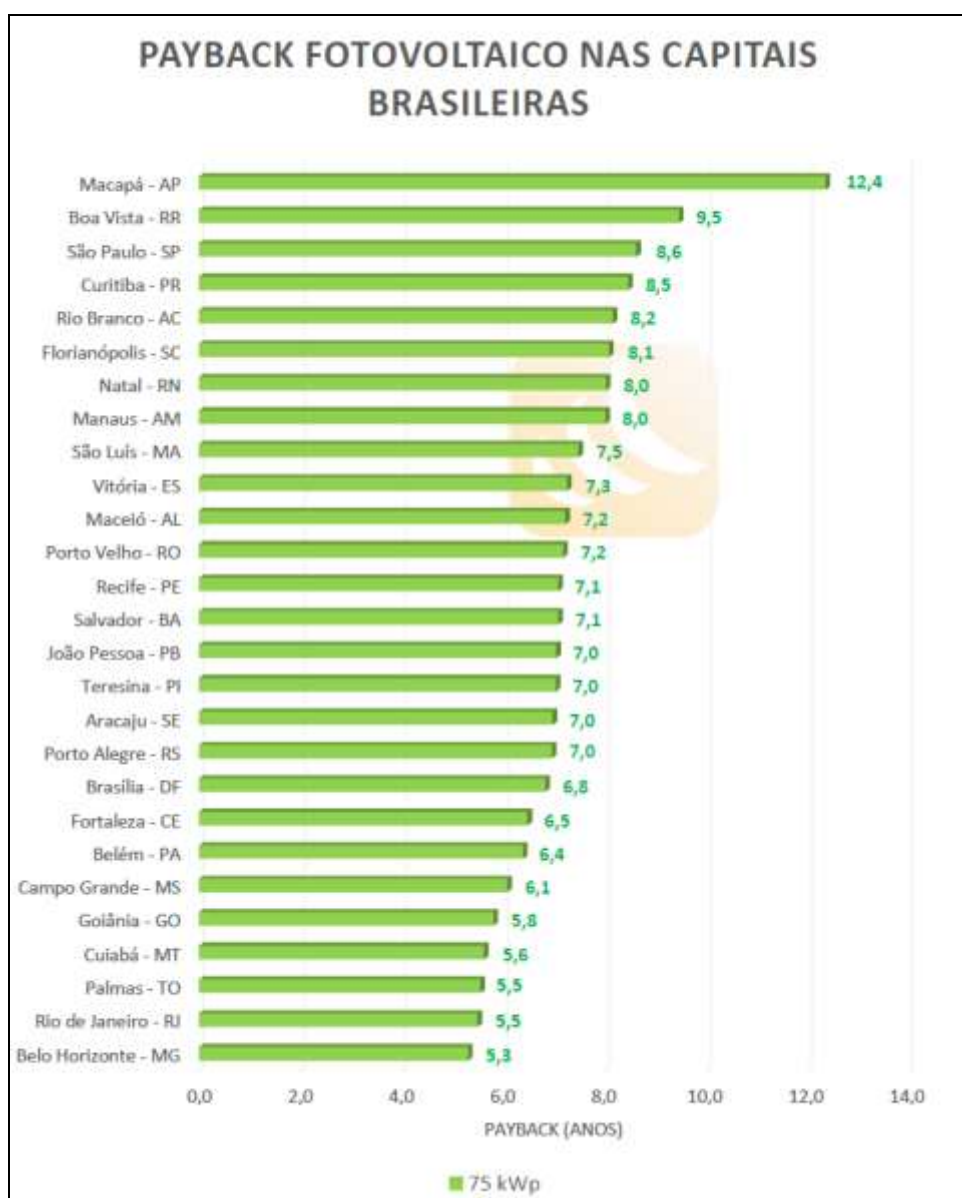
Segundo Romaro et al. (2016), um dos fatores importantes para o desenvolvimento do mercado fotovoltaico conectado à rede, é o retorno de investimento. Para um melhor entendimento é necessário analisar as condições em que será instalado o sistema. Existem quatro fatores fundamentais para a viabilidade dos sistemas fotovoltaicos:

- ✓ Custo ou CAPEX;
- ✓ Localização, que está relacionada com a radiação solar, pois quanto melhor a produtividade mais energia esse sistema será capaz de gerar numa média anual;
- ✓ Custo da tarifa de energia elétrica deste cliente, quanto mais elevada é a tarifa, mais atrativo será o sistema fotovoltaico.

✓ Custo financeiro a que esse sistema poderá estar correlacionado, no caso de um financiamento, por exemplo.

A figura 2.5 apresenta o retorno de investimento (em anos) de sistemas de energia solar fotovoltaicos instalados nas capitais dos estados brasileiros, considerando sistemas até 75 kWp.

Figura 2.5 – Retorno de investimento nas capitais brasileiras para sistemas até 75kWp



Fonte: Romaro et al. (2016)

No que diz respeito às Gerações Centralizadas, nota-se uma evolução a partir do ano de 2012, conforme os dados da tabela 2.2, retirados do Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015 da EPE⁶:

Tabela 2.2 – Capacidade instalada de geração elétrica no Brasil (MW)

	2010	2011	2012	2013	2014	Δ% (2014/2013)	Part. % (2014)	
Total	113.327	117.136	120.974	126.743	133.913	5,7	100	Total
Usinas Hidrelétricas	77.090	78.347	79.956	81.132	84.095	3,7	62,8	Hydropower Plants
Usinas Termelétricas	29.689	31.243	32.778	36.528	37.827	3,6	28,2	Thermoelectric Plants
PCH	3.428	3.896	4.101	4.620	4.790	3,7	3,6	SHP
CGH	185	216	236	266	308	15,8	0,2	CHG
Usinas Nucleares	2.007	2.007	2.007	1.990	1.990	0,0	1,5	Nuclear Power Plants
Usinas Eólicas	927	1.426	1.894	2.202	4.888	122,0	3,7	Wind Power Plants
Solar	1	1	2	5	15	200,0	0,0	Solar Power Plants

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) Potência Fiscalizada; Balanço Energético Nacional 2015; Elaboração: EPE
 Nota: Considera-se a parte nacional de Itaipu (6.300 MW até o ano de 2006, 7.000 MW a partir de 2007)
 PCH: Pequena Central Hidrelétrica; CGH: Central Geradora Hidrelétrica
 Nuclear: Queda de 17 MW observada em 2013, verificar Aneel - Resolução Autorizativa nº 3.334, de 14 de fevereiro de 2012 que estabeleceram a capacidade instalada da Usina Termonuclear Almirante Álvaro Alberto – Unidade I (Angra I).

Fonte: EPE (2015)

2.2 O Efeito Fotovoltaico

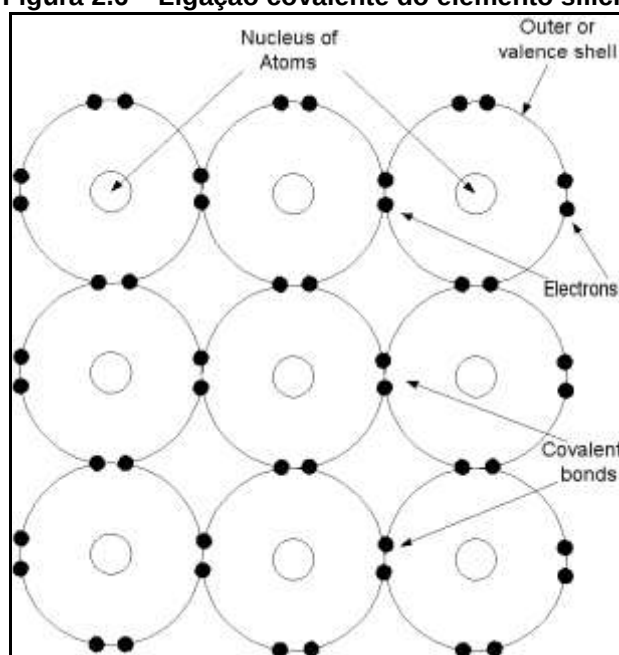
Segundo Zilles et al. (2012), o efeito fotovoltaico é o fenômeno de transformação da energia contida na radiação luminosa em energia elétrica. Tal fenômeno é verificado em alguns materiais semicondutores que tem a característica de absorver a energia dos fótons. Este material semicondutor é utilizado na fabricação dos módulos, que são compostos de células solares. Os materiais semicondutores mais utilizados na indústria para fabricação das células são: o silício (Si), arseneto de gálio (GaAs), disseleneto de cobre e índio (CuInSe₂) e o telureto de cádmio (CdTe).

Os materiais semicondutores, quando encontrados em sua forma pura, são maus condutores de eletricidade, pois estão estáveis. A figura 2.6 ilustra uma cadeia de silício estável. É importante verificar que o silício se combina através de ligações covalentes⁷:

⁶ EPE – Empresa de Pesquisa Energética

⁷ Ligação Covalente é uma ligação química caracterizada pelo compartilhamento de um ou mais pares de elétrons entre átomos, causando uma atração mútua entre eles, que mantêm a molécula resultante unida.

Figura 2.6 – Ligação covalente do elemento silício



Fonte: www.nutvolts.com (2016)

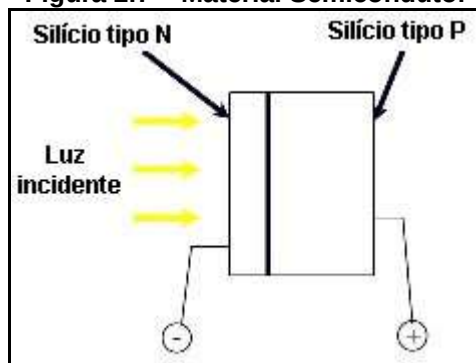
Para se alterar esta condição de equilíbrio, acrescentam-se porcentagens de outros elementos (adição de impurezas químicas). Este processo denomina-se dopagem.

A partir da dopagem do material semiconductor com fósforo, por exemplo, obtém-se um material com elétrons livres (material com portadores de carga negativa - tipo N). Realizando o mesmo processo, mas acrescentando Boro ao invés de fósforo, obtém-se um material com características inversas, ou seja, déficit de elétrons ou material com cargas positivas livres (tipo P).

Cada célula solar compõe-se de uma camada fina de material tipo N e outra com maior espessura de material tipo P.

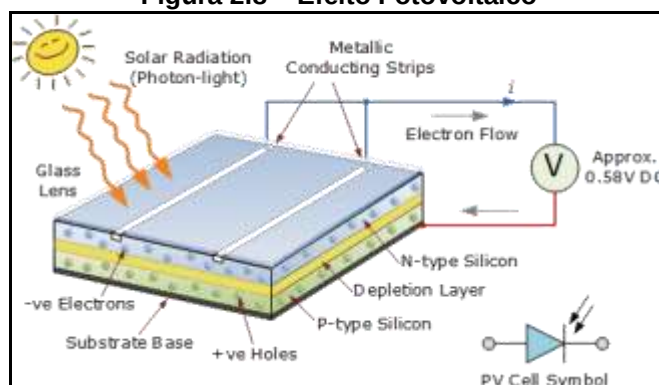
Separadamente, ambas as camadas são eletricamente neutras. Mas ao serem unidas, exatamente na união P-N, gera-se um campo elétrico devido aos elétrons do silício tipo N que ocupam os vazios da estrutura do silício tipo P.

Ao incidir a luz sobre a célula fotovoltaica, os fótons que a integram chocam-se com os elétrons da estrutura do silício dando-lhes energia e transformando-os em condutores. Devido ao campo elétrico gerado na união P-N, os elétrons são orientados e fluem da camada "P" para a camada "N" (figura 2.7).

Figura 2.7 – Material Semicondutor

Fonte: Faculdade de Engenharia, FEUP – Porto (2010).

Por meio de um condutor externo, liga-se a camada negativa à positiva. Gera-se assim um fluxo de elétrons (corrente elétrica) na conexão, conforme ilustrado na figura 2.8. Enquanto a luz continua incidindo na célula, o fluxo de elétrons se mantém. A intensidade da corrente gerada variará proporcionalmente conforme a intensidade da luz incidente (FEUP, 2010).

Figura 2.8 – Efeito Fotovoltaico

Fonte: <http://www.electronics-tutorials.ws> (2016)

2.3 Radiação Solar

De acordo com o Portal Energia (2004), o Sol fornece energia na forma de radiação, que é base de toda a vida na Terra. No centro do Sol, a fusão transforma núcleos de hidrogênio em núcleos de hélio. Durante este processo, parte da massa é transformada em energia.

Em razão da grande distância existente entre o Sol e a Terra, apenas uma parte mínima (aproximadamente duas partes por milhão) da radiação solar emitida

atinge a superfície da Terra. Esta radiação corresponde a uma quantidade de energia de 1×10^{18} KWh/ano.

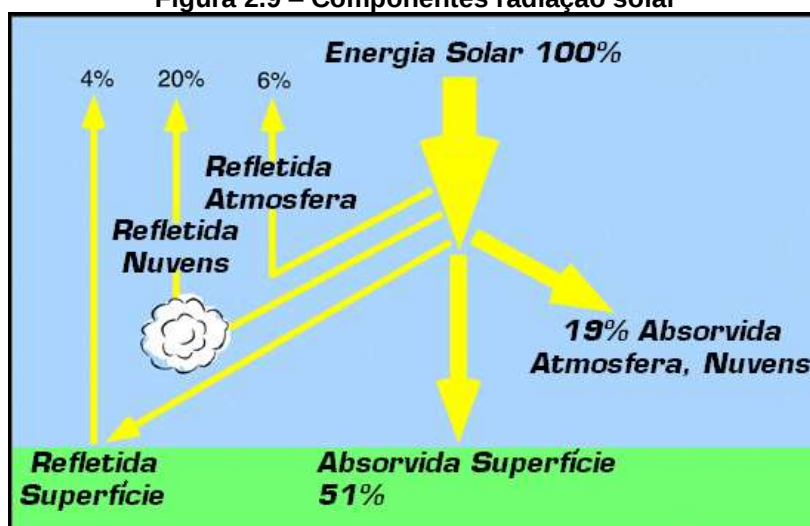
A intensidade da radiação solar fora da atmosfera depende da distância entre o Sol e a Terra. Durante o decorrer do ano, pode variar entre $1,47 \times 10^8$ km e $1,52 \times 10^8$ km. Devido a este fato, a irradiância varia entre 1.325 W/m^2 e 1.412 W/m^2 . Para fins de estudos, adota-se um valor médio de irradiância de 1.367 W/m^2 .

Como a atmosfera reduz a radiação solar através da reflexão, absorção (ozônio, vapor de água, oxigênio, dióxido de carbono) e dispersão (partículas de pó, poluição), apenas uma parte da quantidade total da radiação solar atinge a superfície terrestre. Em boas condições climáticas, o nível de irradiância na Terra atinge um total aproximado de 1.000 W/m^2 ao meio-dia, independentemente da localização. Ao adicionar a quantidade total da radiação solar que incide na superfície terrestre durante o período de um ano, obtém-se a irradiação global anual, medida em kWh/m². Este parâmetro varia de um modo significativo com as regiões.

Segundo Pereira et al. (2015), existem três componentes oriundos da decomposição da radiação solar:

- Radiação direta: composta pelos raios solares absorvidos de forma direta;
- Radiação difusa: composta pelos raios solares absorvidos de forma indireta, ou seja, proveniente da ação da difração das nuvens, nevoeiros, poeiras, entre outros presentes na atmosfera;
- Radiação albedo: esta é a razão entre a radiação refletida e a radiação incidente, provenientes das nuvens, massas de gelo e superfície terrestre (Figuras 2.9 e 2.10).

Figura 2.9 – Componentes radiação solar



Fonte: <http://www.tisst.net/> (2016)

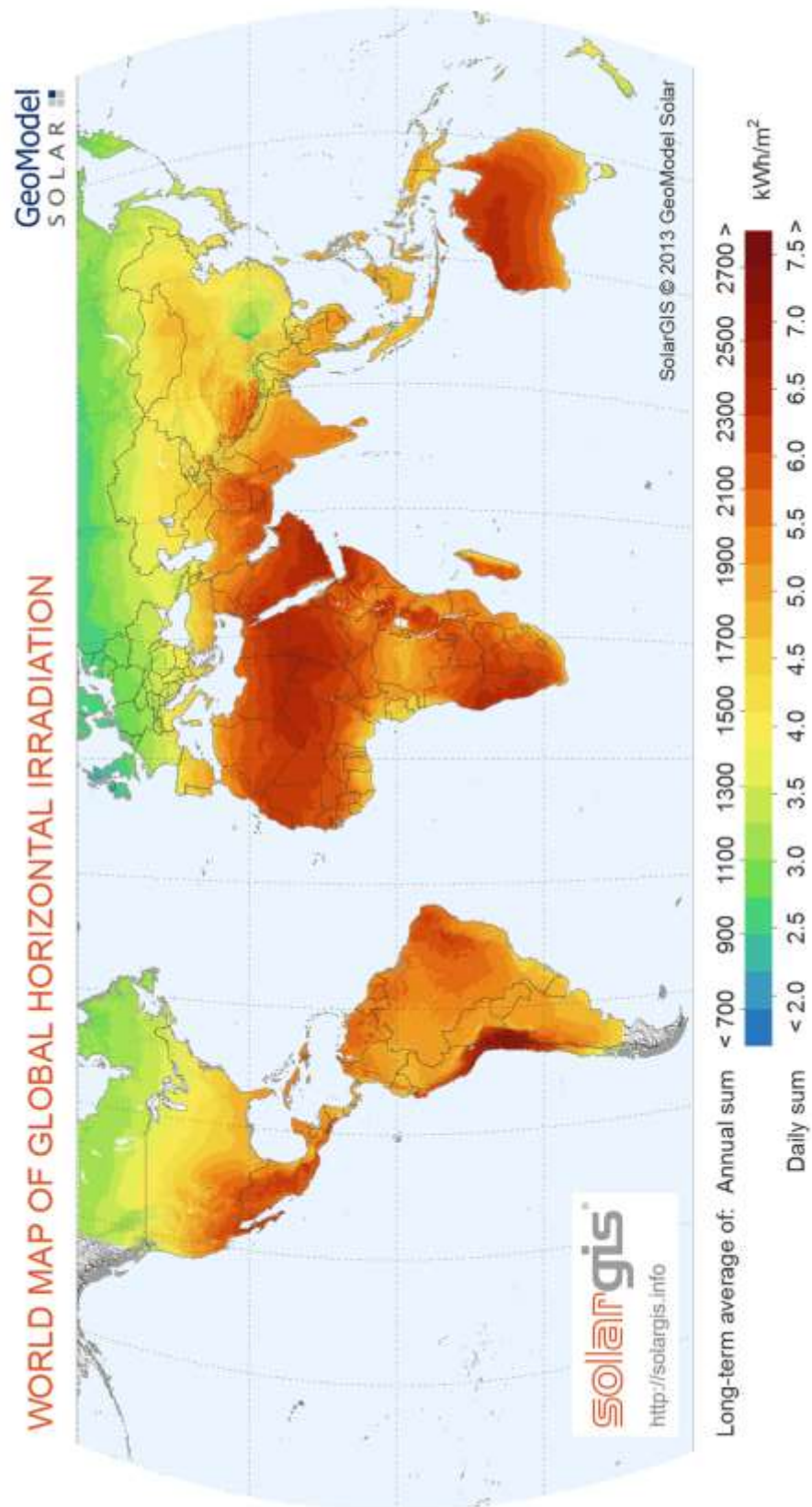
Figura 2.10 – Albedos para alguns tipos de superfície



Fonte: <http://www.nombresuniverso.com> (2016)

O mapa da figura 2.11 mostra a distribuição da irradiação média diária no mundo.

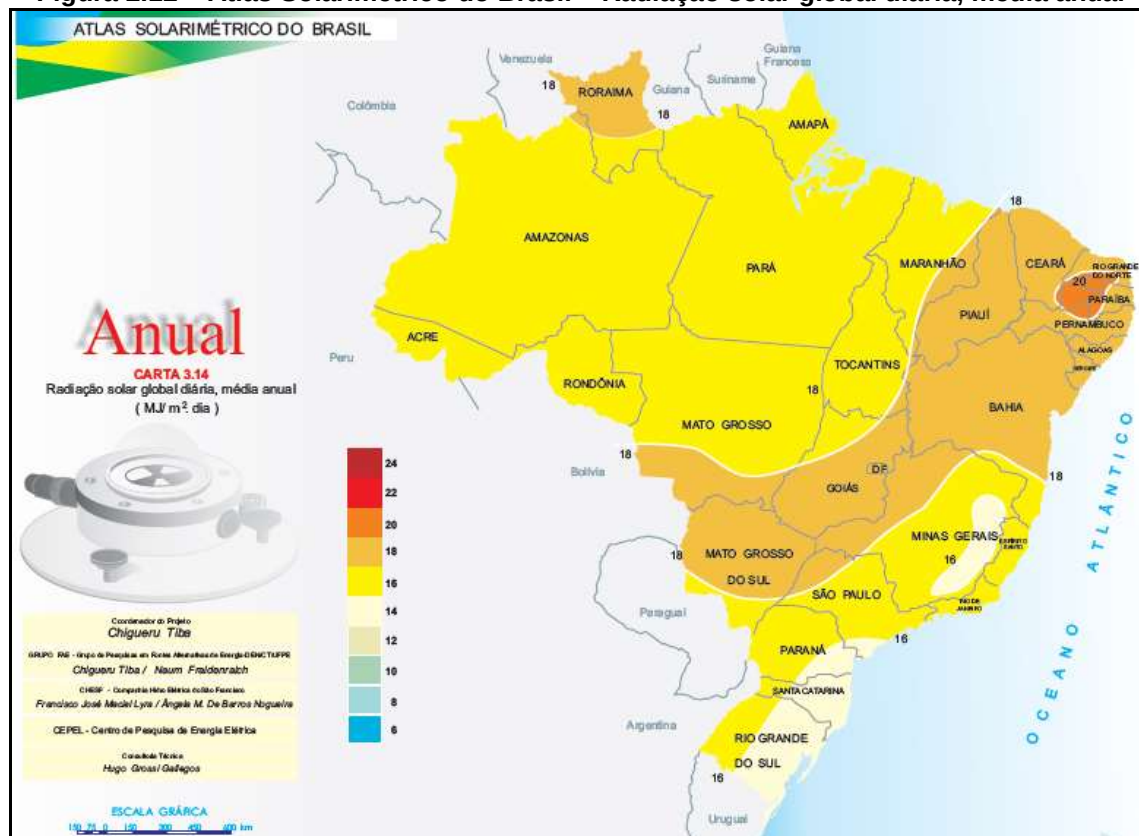
Figura 2.11 – Mapa mundial da irradiação global horizontal



Fonte: <http://solargis.info> (2016)

No Brasil os dados podem ser adquiridos através do Atlas Solarimétrico, em sua última versão do ano de 2000. As informações contidas nos mapas estão expressas em $\text{MJ/m}^2\text{-dia}^8$, correspondentes a radiação solar global diária. Na figura 2.12 encontra-se o mapa da média anual da radiação solar global diária (Tiba et al., 2000).

Figura 2.12 – Atlas Solarimétrico do Brasil – Radiação solar global diária, média anual

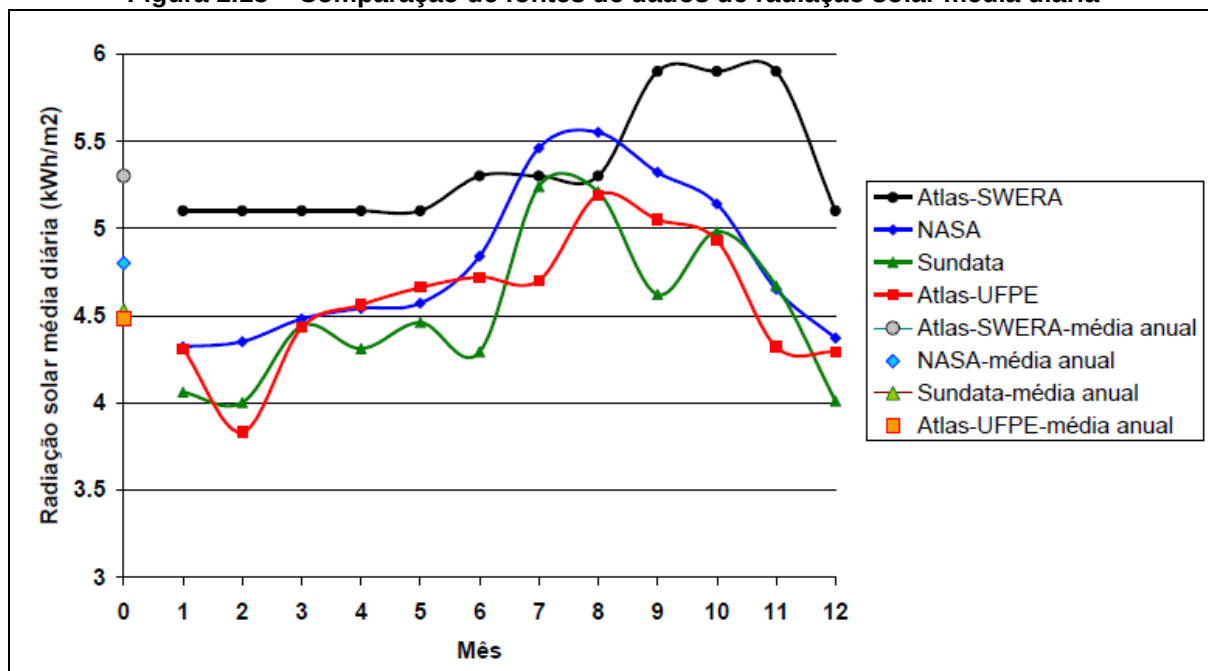


Fonte: Atlas Solarimétrico do Brasil (2000)

Conforme relatado em Pinho e Galdino (2014), existem outros bancos de dados que podem ser utilizados para os projetos de energia solar, no entanto as fontes podem apresentar discrepâncias consideráveis. A figura 2.13 mostra o exemplo da comparação de diferentes fontes de dados de radiação solar média para a cidade de Rio Branco no estado do Acre, considerando um coletor inclinado a 10 graus.

⁸ $\text{MJ/m}^2\text{dia}$ – Megajoule por metro quadrado multiplicado por dia

Figura 2.13 – Comparação de fontes de dados de radiação solar média diária



Fonte: Soares et al. (2010)

2.4 Tecnologia dos Sistemas Solares Fotovoltaicos

Os sistemas solares fotovoltaicos podem ser classificados em dois tipos (Pereira e Oliveira, 2015):

- ✓ Sistemas isolados – *off grid*;
- ✓ Sistemas Conectados à rede – *on grid*;

2.4.1 Sistemas Isolados – *off grid*

Os sistemas isolados têm como principal característica a não conexão com a rede elétrica. São sistemas normalmente instalados em locais onde não há disponibilidade de energia elétrica. Segundo Pinho e Galdino (2004), no Brasil, este sistema foi inicialmente regulamentado através da Resolução Normativa Aneel nº 83/2004 para os programas de eletrificação rural no país. Em junho de 2012, a Aneel publicou a REN nº 493/2012, que substituiu a de nº 83/2004 e estabeleceu o procedimento e as condições de fornecimento de Microssistema Isolado de Geração

e Distribuição de Energia Elétrica (MIGDI) e de Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica (SIGFI). Com isso, as distribuidoras de energia poderiam instalar os sistemas isolados para o atendimento em locais remotos.

A tabela 2.3 descreve os requisitos apresentados na Resolução Normativa Aneel nº 493/2012 para os sistemas isolados instalados pelas distribuidoras de energia.

Tabela 2.3 – Especificação dos SIGFIs por UC⁹

Disponibilidade mensal garantida (kWh/mês/UC)	Consumo diário de referência (Wh/dia/UC)	Potência mínima do inversor (W/UC)	Autonomia mínima da bateria (horas)
13	435	250	48
20	670	250	
30	1.000	500	
45	1.500	700	
60	2.000	1.000	
80	2.650	1.250	

Fonte: Pinho e Galdino (2004)

Os sistemas isolados são constituídos por um conjunto de painéis fotovoltaicos, inversor (opcional) e por um banco de baterias com o respectivo controlador de carga, este último para sistemas isolados dotados de armazenamento de energia (Figura 2.14).

Figura 2.14 – Sistema de Energia Solar Off Grid

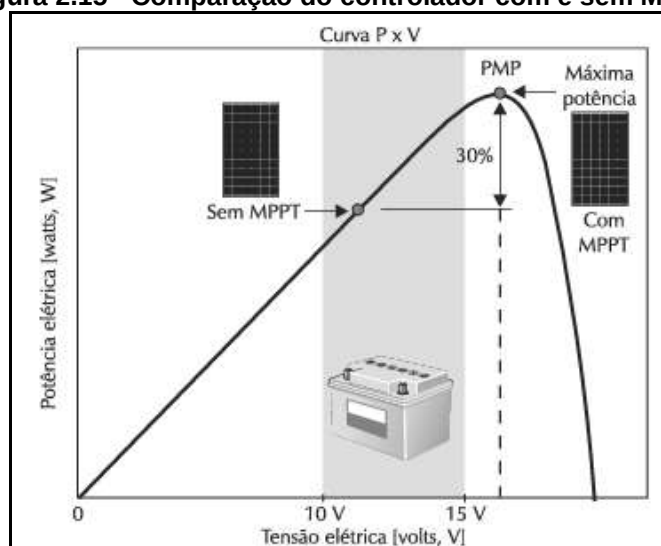


Fonte: <http://www.pioneersolar.com.au> (2016)

⁹ A sigla UC significa Unidade Consumidora, termo utilizado pelas concessionárias de energia elétrica em relação aos seus clientes.

Segundo Villalva e Gazoli (2012), o funcionamento dos sistemas isolados com armazenamento de energia se dá pela captação de energia pelos painéis solares através do efeito fotovoltaico. Os painéis produzem energia elétrica em corrente contínua que é utilizada para a alimentação das cargas, bem como para a alimentação do banco de baterias. A responsabilidade pelo gerenciamento desta energia é do controlador de carga que regula a carga da bateria e prolonga sua vida útil, protegendo-a de sobrecargas ou descargas excessivas. Alguns controladores ainda possuem o seguidor do ponto de máxima potência (*MPPT*¹⁰), que tem a função de maximizar a produção de energia do painel fotovoltaico.

Figura 2.15 - Comparação do controlador com e sem MPPT



Fonte: Villalva e Gazoli (2012)

A figura 2.15 mostra um comparativo entre o controlador com e sem *MPPT*. Note-se que o controlador de carga com *MPPT* em geral produz 30% de energia a mais do que o controlador sem *MPPT*. No entanto, os valores dos controladores com *MPPT* são mais caros e deve-se analisar o custo benefício para a seleção dos mesmos nos projetos (Villalva e Gazoli, 2012).

Exemplo de um controlador de carga com MPPT (figura 2.16):

¹⁰ MPPT é o termo em inglês Maximum Power Point Tracking (Seguidor de Ponto de Máxima Potência)

Figura 2.16 – Controlador de Carga com MPPT



Fonte: <http://www.outbackpower.com/> (2016)

Segundo Pereira e Oliveira (2015), quando as cargas devem ser alimentadas em corrente alternada, deve-se utilizar o equipamento chamado de inversor, que é um aparelho eletrônico com a função de transformar a corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA), com a frequência e tensão eficaz requerida pelas cargas a serem alimentadas. Os inversores para sistemas isolados são classificados em função da onda de tensão de saída:

- ✓ Inversor de onda quadra;
- ✓ Inversor de onda semi-senoidal;
- ✓ Inversor de onda senoidal pura (figura 2.17).

Figura 2.17 – Inversor *off-grid* de Onda Senoidal Pura



Fonte: <http://www.samlexamerica.com> (2016)

Para Pinho e Galdino (2014) o dimensionamento de um sistema fotovoltaico isolado pode ser realizado utilizando várias metodologias. O método do mês crítico é o mais indicado, pois o mesmo otimiza energeticamente a instalação fazendo um balanço de energia das médias mais desfavoráveis durante todo o ano. Desta forma, este método considera que quando atendido adequadamente o mês de pior irradiação solar, também serão atendidos os outros meses do ano. Para o

dimensionamento do sistema isolado através do método do mês crítico, devem-se seguir os seguintes passos:

Passo nº 1 – Dimensionamento dos Módulos Fotovoltaicos

Abaixo a equação utilizada para se obter a quantidade de energia mensal consumida:

$$L = (L_{cc} / \eta_{bat}) + (L_{ca} / \eta_{bat} * \eta_{inv}) \quad (2.1)$$

Onde:

L_{cc} (Wh/dia) – quantidade de energia consumida diariamente em corrente contínua em determinado mês;

L_{ca} (Wh/doa) – quantidade de energia consumida diariamente em corrente alternada no mesmo mês;

η_{bat} (%) – eficiência global da bateria;

η_{inv} (%) – eficiência do inversor.

Tendo como base a equação 2.1, pode-se calcular a potência do painel fotovoltaico utilizando a equação a seguir:

$$P_m = \max_{i=1}^{12} [(L_i / (HSP_i * Red_1 * Red_2))] \quad (2.2)$$

Onde:

P_m (Wp) – Potência do painel fotovoltaico;

L_i (Wh/dia) – quantidade de energia consumida diariamente no mês, valor encontrado na equação anterior;

HSP_i (h/dia) – Horas de sol pleno do painel fotovoltaico no mês i ;

Red_1 (%) – fator de redução (*derating*) da potência dos módulos fotovoltaicos em relação ao seu valor nominal, englobando os efeitos de: a) sujeidade, b) desgaste físico ao longo do tempo, c) tolerância de fabricação, d) perdas por temperatura. A este fator atribui-se o valor padrão de 0,75, considerando-se módulos de e-Si;

Red_2 (%) – fator de *derating* da potência devido às perdas no sistema. A este fator atribui-se o valor padrão de 0,9.

Logo, a potência do painel (P_m) correspondente ao mês crítico será a combinação entre o consumo mensal (L_i) e a irradiação mensal (HSP_i).

Obtido o mês crítico, pode-se calcular a quantidade de módulos necessários para o sistema. Será adotado o dimensionamento considerando um controlador de carga com *MPPT*.

Para determinar a quantidade de módulos em série pode-se utilizar a equação abaixo:

$$V_{SPPMmin} / V_{mpTmax} < N^\circ \text{ módulos série} < V_{SPPMmax} / V_{mpTmin} \quad (2.3)$$

Onde:

$V_{SPPMmin}$ – Máxima tensão de operação em *MPPT*;

$V_{SPPMmin}$ – Mínima tensão de operação em *MPPT*;

V_{mpTmax} – Tensão de máxima potência a temperatura máxima;

V_{mpTmin} – Tensão de máxima potência a temperatura mínima.

Para determinar a quantidade de módulos em série pode-se utilizar a equação abaixo:

$$N^\circ \text{ módulos paralelo} = P_m / N^\circ \text{ módulos série} * P_{mod} \quad (2.4)$$

Onde:

P_{mod} é a potencia nominal do modulo adotado.

Passo nº 2 – Dimensionamento do Banco de Baterias

Para o dimensionamento do banco de baterias, inicia-se pelo cálculo de sua capacidade. Pode-se calcular a capacidade em Wh e Ah, conforme equações abaixo:

$$CB_{C20} \text{ (Wh)} = (L_m * N) / P_d \quad (2.5)$$

$$CBI_{C20} \text{ (Ah)} = CB_{C20} / V_{sist} \quad (2.6)$$

Onde:

CB_{C20} (Wh) – Capacidade do banco de baterias em Wh para um regime de descarga de 20 horas (C20);

CBI_{C20} (Ah) – Capacidade do banco de baterias em Ah para um regime de descarga de 20 horas (C20);

N (dias) – número de dias de autonomia do banco de baterias;

P_d (%) – Máxima profundidade de descarga da bateria;

V_{sist} (V) – Tensão do sistema;

L_m (Wh/dia) – Valor máximo de energia consumida.

Na maioria dos casos, não é possível encontrar no catálogo do fabricante de baterias a capacidade para um regime de descarga de 20 horas (C20) e, sim para regimes C10 e C100. Neste caso podem-se adotar as equações abaixo para a conversão:

$$CBC20 \text{ (Wh)} = 1,1 * CBC10 \quad (2.7)$$

$$CBC20 \text{ (Wh)} = 0,9 * CBC100 \quad (2.8)$$

Determinada a capacidade do banco de baterias, deve-se verificar a quantidade de baterias em paralelo, bem como em série, de acordo com as equações descritas a seguir:

$$N^\circ \text{ baterias paralelo} = CBI / CBI_{bat} \quad (2.9)$$

$$N^\circ \text{ baterias série} = V_{sist} / V_{bat} \quad (2.10)$$

Onde:

CBI_{bat} (Ah) – Capacidade da bateria selecionada;

V_{bat} (V) – Tensão nominal da bateria selecionada.

Passo nº 3 – Dimensionamento do Controlador de Carga

Para o dimensionamento da corrente máxima do controlador de carga adota-se a corrente de curto circuito do painel fotovoltaico multiplicada por um fator mínimo de segurança de 25%. Desta forma utiliza-se a seguinte equação:

$$I_c = 1,25 * N^{\circ} \text{ módulos paralelo} * I_{SC} \quad (2.11)$$

Onde:

I_{SC} (A) – Corrente de curto circuito do painel fotovoltaico.

Passo nº 4 – Dimensionamento do Inversor

O último passo para a especificação de um sistema isolado é o dimensionamento do inversor *off grid*.

A potência máxima do inversor será especificada em função dos equipamentos a serem alimentados, ou seja, deve ser igual ou superior a potência máxima instalada.

2.4.2 Sistemas Conectados à rede – *on grid*

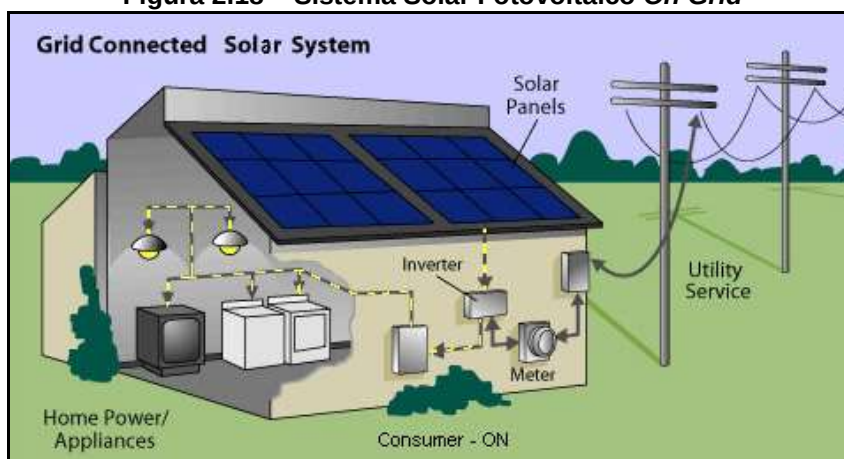
De acordo com Pinho e Galdino (2004), os sistemas conectados à rede (*on grid*) dispensam a utilização das baterias, uma vez que a energia produzida pode ser consumida pela carga ou injetada na rede elétrica.

Neste caso, o sistema opera em paralelismo com a rede da concessionária de energia elétrica. O objetivo desse sistema é utilizar a energia para o próprio consumo, reduzindo a conta de energia elétrica ou gerar o excedente de energia.

Os principais componentes desses sistemas são (figura 2.18):

- ✓ Módulo (painel) fotovoltaico;
- ✓ Inversor *on grid*;
- ✓ Caixa de combinação (string box);
- ✓ Medidor (relógio da concessionária).

Figura 2.18 – Sistema Solar Fotovoltaico On Grid



Fonte: <http://www.fundysolar.com> (2016)

a) Painel Fotovoltaico: Os painéis fotovoltaicos (figura 2.19) são similares aos utilizados para sistemas isolados, porém utilizando-se um número maior de células (60 e 72 células), ou seja, com maior potência (Villalva e Gazoli, 2012).

Figura 2.19– Painel Fotovoltaico de 60 células

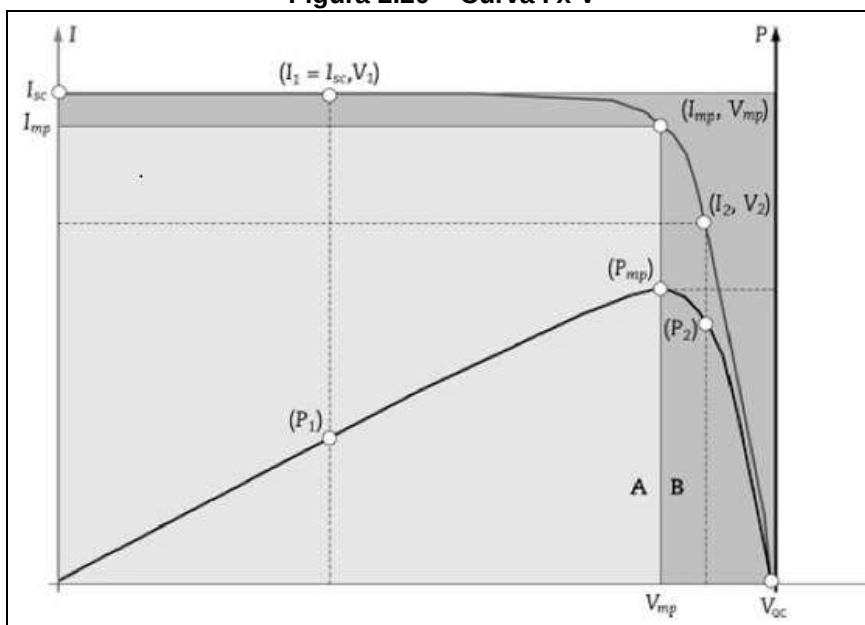


Fonte: <http://www.canadiansolar.com> (2016)

Para Zilles et al. (2012), uma das características mais importantes para um profissional da área fotovoltaica é a curva I-V (figura 2.20), a qual contém uma parte útil que se produz a energia elétrica. A partir desta curva pode-se retirar os principais parâmetros que determinam a qualidade e desempenho do sistema:

- ✓ Tensão em circuito aberto V_{oc} – tensão formada quando não há carga conectada à célula.
- ✓ Corrente de curto circuito I_{sc} – corrente medida quando os terminais das células estão no mesmo nível de referência.
- ✓ Ponto de máxima potência P_{mp} – ponto da curva I-V onde ocorre a máxima potência, ou seja, $I_{mp} \times V_{mp}$.

Figura 2.20 – Curva I x V



Fonte: Zilles et al (2012)

b) Inversor: Igualmente ao inversor *off grid*, o inversor *on grid* tem como principal função a conversão da corrente contínua em corrente alternada. No entanto o inversor *on grid* se difere pela capacidade de interação com a rede elétrica, isto é, fornecendo a energia de acordo com os parâmetros estabelecidos pela concessionária de energia elétrica (sincronia com a rede). Ressalte-se que todo inversor *on grid* possui o recurso de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT).

Cumprir informar, ainda, que o inversor *on grid* (figura 2.21) funciona somente quando há fornecimento de energia elétrica pela Concessionária. Na falha ou

ausência de energia o inversor é desligado para a segurança dos equipamentos que estão ligados na rede e para segurança das profissionais que realizam a manutenção da rede elétrica (Villalva e Gazoli, 2012).

Figura 2.21 – Inversor On Grid



Fonte: <http://www.fronius.com> (2016)

c) Caixa de Combinação (*Strings*): Quando conectados entre si, os módulos fotovoltaicos precisam ser interligados através de um dispositivo chamado caixa de combinação ou *string box* (figura 2.22). Além da interligação entre os módulos (fileiras – sistema em paralelo), as *string box* possuem os sistemas de proteção (DPS, fusível e etc.)

Figura 2.22 – Caixa de Combinação



Fonte: <http://www.abb.com.br> (2016)

d) Medidor: O medidor é o elemento que faz o monitoramento da produção e consumo da energia elétrica. Este dispositivo é instalado entre o disjuntor de entrada do quadro de proteção CA do sistema fotovoltaico e o ponto de conexão com a rede. Os medidores (figura 2.23) podem ser unidirecionais e bidirecionais (Pinho e Galdino, 2014).

Figura 2.23 – Medidor Bidirecional



Fonte: <http://www.ecilenergia.com.br> (2016)

2.4.2.1 Geração Distribuída

Ao se conectar na rede de energia elétrica, faz-se necessário o entendimento do conceito de geração distribuída. Segundo Ziles et al. (2012), a geração distribuída é entendida mundialmente como a produção energética próxima ao consumo. Este conceito foi considerado regra no início da industrialização até a metade do século XX em razão de problemas de abastecimento de energia elétrica da época. No Brasil, a geração distribuída teve início a partir da Lei nº10.848/04, como uma das possíveis fontes de geração de energia.

A regulamentação para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica foi definida somente a partir do ano de 2012 com a publicação da REN nº 482/2012, já mencionada nos capítulos anteriores.

Para Villalva e Gazoli (2012) esta Resolução possibilitou que micro e minissistemas fotovoltaicos sejam adquiridos por usuários residenciais e empresas com o objetivo de gerar sua própria energia.

Durante os anos seguintes, com a RN nº 482/2012 em vigor, foi possível identificar diversos pontos que necessitavam de aprimoramento. Assim sendo, visando a redução do tempo de conexão e a melhora de outros pontos importantes (Contratos, Sistema de Compensação, Sistema de Medição e etc.), a Aneel publicou em 24/11/2015 a Resolução Normativa - REN nº 687/2015, a qual revisou a REN nº 482/2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST (ANEEL, 2016).

Conforme disposto na resolução normativa 482/2012 revisada:

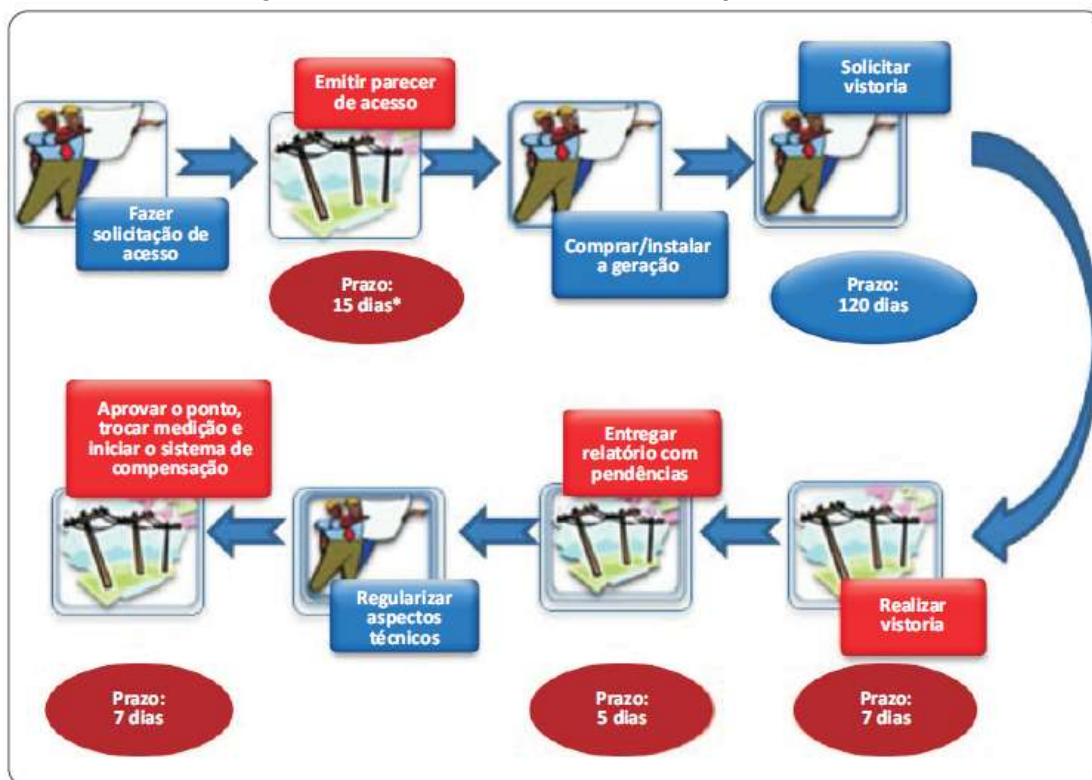
A micro e a minigeração distribuída consistem na produção de energia elétrica a partir de pequenas centrais geradoras que utilizam fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Para efeitos de diferenciação, a microgeração distribuída refere-se a uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 quilowatts (kW), enquanto que a minigeração distribuída diz respeito às centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 megawatt (MW), para a fonte hídrica, ou 5 MW para as demais fontes. (CADERNO TEMÁTICO ANEEL, 2015, p.09).

Segundo o módulo 3, seção 3.7 do PRODIST, o acesso à rede de distribuição, para os sistemas de micro e minigeração distribuída, ocorre por meio de sete etapas, conforme descritas a seguir:

- 1ª Consulta de acesso (facultativo): realizada pelo acessante à acessada.
- 2ª Informação de Acesso: resposta à consulta de acesso, se esta for realizada. Este passo é obrigatório caso seja realizada a Consulta de acesso.
- 3ª Solicitação de Acesso: pedido formal de conexão realizado pelo acessante.
- 4ª Contratos: assinatura do contrato ou acordo operativo entre o acessante e a acessada.
- 5ª Parecer de acesso: documento formal apresentado pela acessada em resposta a solicitação de acesso.
- 6ª Implantação da conexão: execução das obras de conexão pela acessante, solicitação da vistoria, realização da vistoria e entrega do relatório de vistoria (executado pela acessada).
- 7ª Aprovação da conexão: após atendimento das condicionantes do relatório de vistoria, a conexão de acesso é aprovada.

A figura 2.24 ilustra o procedimento e os prazos estabelecidos para conexão junto à rede elétrica:

Figura 2.24 – Procedimentos e Prazos para Acesso



Fonte: ANEEL (2015).

A revisão da REN 482/2012 ainda estabelece mudanças importantes para o sistema de compensação de energia. Este assunto será tratado no item 2.4.2.2.

2.4.2.2 Sistemas de Compensação de Energia

O sistema utilizado no Brasil para compensação de energia é o do tipo *net metering* através de créditos. Neste sistema o medidor registra a energia que o estabelecimento consome e a energia que o mesmo injeta na rede elétrica. Ao final do mês o consumidor só paga a diferença entre o que consumiu e o que gerou. Se a diferença for positiva, o consumidor pode utilizar como crédito na próxima fatura. Desta forma a rede elétrica funciona como se fosse uma bateria armazenando a energia gerada (Vilava e Gazoli, 2012).

O Sistema de Compensação de Energia Elétrica permite que a energia excedente gerada pela unidade consumidora com micro ou minigeração seja injetada na rede elétrica. Quando a energia injetada na rede for maior que a consumida, o consumidor receberá um crédito em energia (kWh) a ser utilizado para

abater o consumo em outro posto tarifário (para consumidores com tarifa horária) ou na fatura dos meses subsequentes. Os créditos têm validade de 60 meses.

O consumidor ainda tem a possibilidade de utilizar os créditos em outras unidades dentro da mesma área de concessão e caracterizada como autoconsumo remoto, geração compartilhada ou integrante de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras (condomínios), em local diferente do ponto de consumo. A ANEEL define da seguinte forma:

- ✓ Geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada;
- ✓ Autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada;
- ✓ Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (condomínios): caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento (CADERNO TEMÁTICO ANEEL, 2015, p.15).

Para o correto dimensionamento do sistema de micro e minigeração distribuída deve-se levar em consideração o pagamento mínimo relativo ao custo de disponibilidade da rede. Este custo é cobrado da seguinte forma:

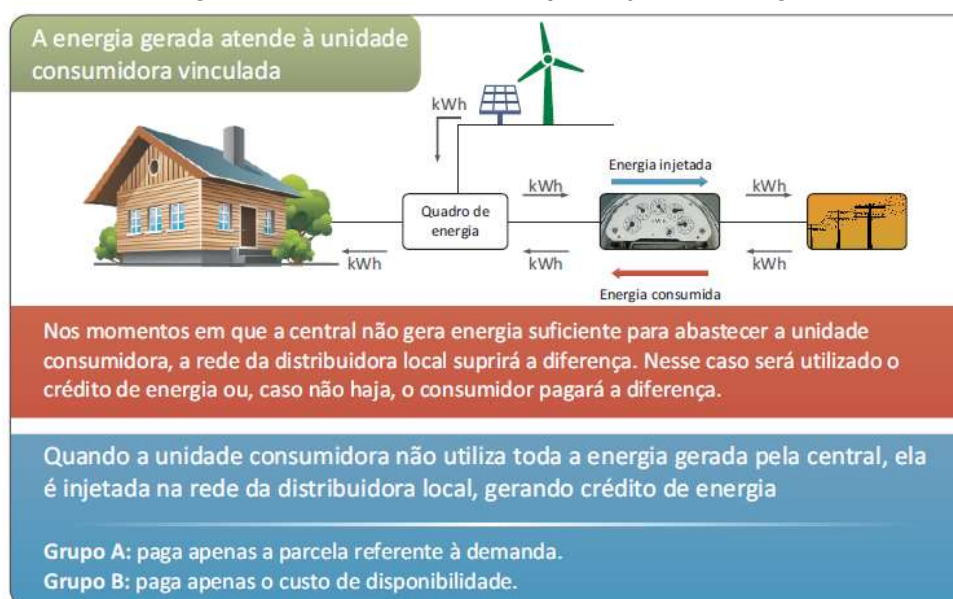
- ✓ Baixa tensão (grupo B) - 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico);

- ✓ Média e alta tensão (grupo A) - parcela da fatura correspondente à demanda contratada.

O consumidor que desejar se tornar um micro ou minigerador de energia precisa entrar com o processo junto à concessionária de energia elétrica em sua região. Neste processo devem ser seguidas normas e exigências técnicas, estabelecidas pela ANEEL e pela Concessionária. Toda a burocracia tem o objetivo de manter a segurança da rede pública (Vilalva e Gazoli, 2012).

A figura 2.25 representa os processos para a conexão à rede elétrica, bem como o seu período de duração.

Figura 2.25 – Sistema de Compensação de Energia



Fonte: ANEEL (2015)

2.4.2.3 Selo Solar

De acordo com o Instituto Ideal (2016), o Selo Solar é uma certificação que foi criada pelo Instituto Ideal em parceria com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e com o apoio da WWF-Brasil (uma organização não governamental brasileira dedicada à conservação da natureza com os objetivos de harmonizar a atividade humana com a conservação da biodiversidade e promover o uso racional dos recursos naturais em benefício dos cidadãos de hoje e das futuras gerações)

com o objetivo de reconhecer publicamente os consumidores de energia solar fotovoltaica.

O Selo Solar é concedido para empresas, instituições públicas e privadas e proprietários de edificações que atendem os requisitos mínimos quanto ao consumo anual de eletricidade solar/potência mínima por meio da utilização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (micro ou minigeradores) ou através da contratação de energia no mercado livre.

Para os micro e minigeradores de energia, o solicitante terá que atender aos dois critérios:

- ✓ Critério 1 - O gerador FV deve estar operando regularmente por, no mínimo, 06 meses;
- ✓ Critério 2 – Atender aos requisitos da tabela 2.4 abaixo.

Tabela 2.4 – Potência nominal mínima conforme grupo tarifário

Subgrupo tarifário		Potência nominal mínima
A1		2 MWp
A2		1 MWp
A3		200 kWp
A3a		75 kWp
A4		40 kWp
AS - B3	Industrial	10 kWp
	Comercial	5 kWp
	Poder Público	5 kWp
B2	Rural	5 kWp
B1	Residencial	3 kWp

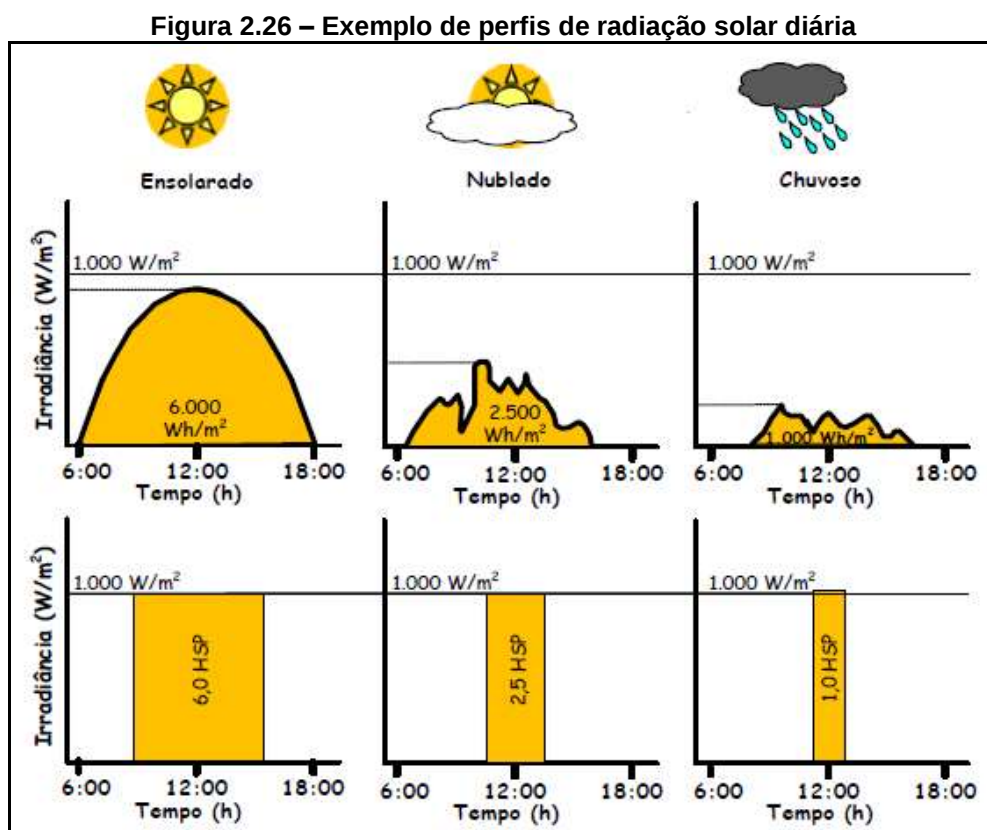
Fonte: Instituto Ideal (2016).

O Selo Solar é uma poderosa ferramenta de marketing que permite a empresas apresentar-se como pioneiras em termos de sustentabilidade. Sua aquisição é gratuita através do site <http://www.selosolar.com.br/>.

2.4.2.4 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

Segundo Pinho e Galdino (2014), o primeiro passo para o dimensionamento de um sistema de energia solar é a verificação do aproveitamento solar, ou seja, quantificar a radiação solar global incidente sobre o painel solar no local em que será realizada a instalação. A maneira mais usual dos dados de radiação é através

dos valores médios mensais para energia acumulada ao longo de um dia, comumente chamado de HSP – Horas de Sol Pleno. Portanto, o HSP significa dizer o número de horas por dia que se consegue manter uma irradiância igual a 1 kW/m^2 em uma determinada região. A figura 2.26 exemplifica como se obtém o valor do HSP:



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

Figura 2.27 – Equação das Horas de Sol Pleno (HSP)

$$HSP = \frac{6 \text{ [kWh/m}^2\text{]}}{1 \text{ [kW/m}^2\text{]}} = 6 \text{ [h/dia]}$$

Fonte: Pinho e Galdino (2014)

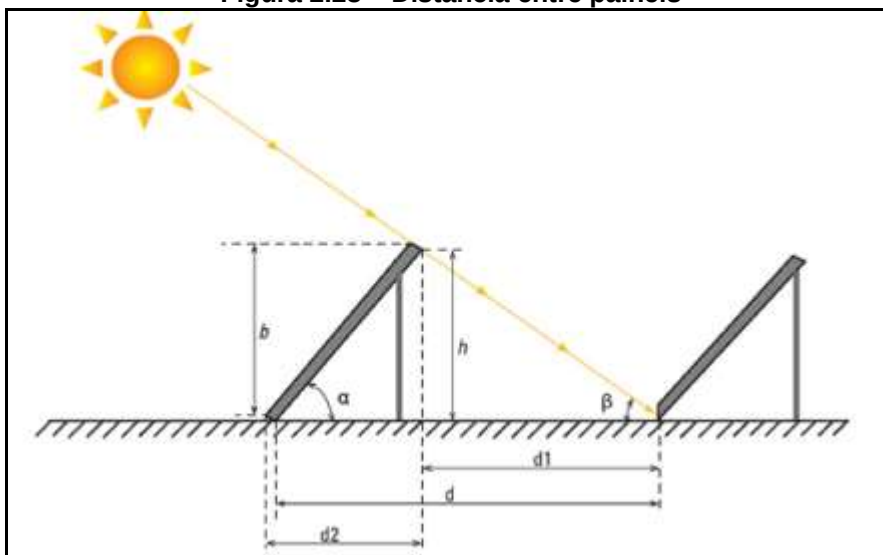
Como se pode verificar na figura 2.27, o HSP é a energia diária dividida pela irradiação (potência) de 1.000 W/m^2 . O valor é dado em horas/dia. Conforme já mencionado no item 2.3, existem diversos bancos de dados disponíveis para a obtenção do HSP em função do local de instalação.

Após análise da disponibilidade solar, deve ser realizado um estudo de sombreamento, que pode ocorrer nas seguintes condições (Pereira e Oliveira, 2015):

- ✓ Distância mínima entre as fileiras de módulos fotovoltaicos (FV). Os próprios módulos podem causar sombra uns nos outros;
- ✓ Perdas por sombreamento devido às edificações/objetos ao redor.

Em relação às instalações em que há a necessidade do cálculo entre as fileiras (normalmente estruturas em instaladas diretamente em lajes e solos), deve-se calcular a distância mínima para evitar que os painéis causem sombras uns nos outros, conforme ilustra a figura 2.28.

Figura 2.28 – Distância entre painéis



Fonte: Pereira e Oliveira (2015)

$$d = b * [\cos(\alpha) + \sin(\alpha) / \tan(\beta)] \quad (2.12)$$

A Eq. 2.12 determina a correta distância (d) entre os painéis fotovoltaicos, onde:

- d – Distância mínima entre painéis;
- b – Comprimento do módulo FV;
- β – Ângulo a que corresponde a altura mínima do sol;
- α – Inclinação dos módulos FV;

h – Altura.

Com relação às perdas por sombreamento, pode-se utilizar o diagrama da trajetória do Sol que relaciona as sombras produzidas com os ângulos dos objetos que as produzem. A maioria dos softwares já realiza o cálculo do sombreamento a partir de fotos (Pereira e Oliveira, 2015).

Figura 2.29 – Exemplo de sombreamento calculado pelo software Solergo



Fonte: Autor (2016).

A figura 2.29 representa o diagrama solar, que indica o ângulo de elevação do sol acima do horizonte durante as horas do dia ao longo do seu percurso (fictício) de leste a oeste, no solstício de verão (21 de dezembro), no de inverno (21 de junho) e nos equinócios (20-21 de março e 22-23 setembro). A posição de um obstáculo mostrado no diagrama solar ocorre mediante a orientação Leste-Oeste (Azimute, em abscissa) e o ângulo de elevação em relação ao horizonte (Zênite, em ordenada), permitindo estabelecer quanto tal obstáculo no horizonte sombreia o campo fotovoltaico, em qual período do ano e em quais horários. O perfil correspondente aos obstáculos no horizonte, denominado diagrama de sombreamento, pode ser obtido pelo software:

- ✓ definindo uma série de vértices indicadores dos valores de altura solar dos obstáculos identificados no campo utilizando a bússola e o clinômetro.
- ✓ utilizando a composição do panorama com foto digital.

Esta figura foi produzida através de simulação por uma foto panorâmica que possui um campo visual de 360°. A linha de horizonte (linha que separa a terra do céu) e a posição do ponto cardeal Norte foram ajustadas e em seguida o software detectou os locais dos obstáculos. Posteriormente o software calculou suas respectivas projeções de sombreamento no sistema (Software Solergo, 2015).

a) Dimensionamento do Gerador FV

Determinado o aproveitamento solar e verificado o sombreamento do sistema, deve-se partir para o dimensionamento do gerador fotovoltaico. Diferentemente do que ocorre nos sistemas isolados, deve-se levantar o consumo médio anual da edificação em kWh/dia, descontado o valor da disponibilidade. Desta forma o sistema fotovoltaico é otimizado para abater o total da conta de energia anual. A potência do Gerador fotovoltaico pode ser calculada de acordo com a equação abaixo (Pinho e Galdino, 2014):

$$P_{FV} (Wp) = (E / TD) / HSP_{MA} \quad (2.13)$$

Onde:

$P_{FV} (Wp)$ – Potência de pico do painel FV;

$E (Wh/dia)$ – Consumo diário médio anual da edificação;

$HSP_{MA} (h)$ – Média diária anual das HSP incidente no plano do painel FV;

TD (adimensional) – Taxa de desempenho ou *Performance Ratio (PR)*.

Segundo Zilles et al (2012), a taxa de desempenho (na língua inglesa *Performance Ratio – PR*) é o rendimento global do sistema. A taxa de desempenho considera todas as perdas envolvidas do sistema.

b) Dimensionamento do Inversor

O Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI) representa a relação entre a potência nominal (c.a.) e a potência de pico do gerador, de acordo com a equação abaixo:

$$FDI = P_{INV}^0 (W) / P_{FV}^0 (Wp) \quad (2.14)$$

Onde:

FDI (adimensional) – Fator de dimensionamento do inversor;

$P_{INV}^0 (W)$ – Potência nominal em corrente alternada do inversor;

P_{FV}^0 (Wp) – Potência pico do painel fotovoltaico.

Para Pinho e Galdino (2014), valores de FDI inferiores aos recomendados pelos fabricantes estão entre 0,75 e 0,85, enquanto que o limite superior é de 1,05.

c) Ligação dos Módulos FV

Para o cálculo do número máximo e mínimo de módulos em série, deve-se adotar a equação 2.15:

$$V_{\min} < V_{oc} \times N^{\circ} \text{ de módulos em série} < V_{\max} \quad (2.15)$$

Onde:

$V_{\min}$ (V) – Mínima tensão c.c. de operação do SPPM do inversor;

$V_{\max}$ (V) – Máxima tensão c.c. de operação do SPPM do inversor;

Para o cálculo do número máximo de módulos em paralelo, deve-se adotar a equação 2.16:

$$I_{sc} \times N^{\circ} \text{ de módulos em paralelo} = I_{\max} \quad (2.16)$$

Onde:

$I_{\max}$ (A) – Corrente máxima c.c. admitida na entrada do inversor;

I_{sc} (A) – Corrente de curto circuito do módulo FV nas STC.

Segundo Zilles et al. (2012), os cálculos devem levar em consideração a temperatura de operação das células em função da região em que será realizada a instalação. Os fabricantes dos painéis normalmente informam os coeficientes de temperatura relacionados a tensão de circuito aberto (V_{oc}), corrente de curto circuito (I_{sc}), potência máxima do sistema ($P_{\max}$) e a temperatura nominal de operação da célula.

Para o cálculo da temperatura de operação da célula deve-se utilizar a Eq. 2.17 abaixo:

$$T_c = T_a + G_T / 800 * (T_{NOC} - 20) * 0,9 \quad (2.17)$$

Onde:

T_c – Temperatura de operação da célula

T_a – Temperatura ambiente

T_{NOC} – Temperatura nominal de operação da célula

G_T – Radiação solar média no plano de célula

As equações 2.18 e 2.19 são utilizadas para correção dos valores de V_{oc} e I_{sc} , respectivamente:

$$V_{OC}(T_c) = V_{OC}(T_{c_{ref}}) [1 + \gamma_{V_{OC}} (T_c - T_{c_{ref}})] \quad (2.18)$$

$$I_{SC}(T_c) = I_{sc}(T_{c_{ref}}) * [1 + \gamma_{I_{sc}} * (T_c - T_{c_{ref}})] \quad (2.19)$$

3 ESTUDO DE CASO

3.1 Introdução

O estudo de caso foi baseado na análise de viabilidade econômico-financeira de um projeto de energia solar fotovoltaica conectado à rede de distribuição para uma estação de tratamento de esgoto (ETE) localizada no Estado do Rio de Janeiro. Foi selecionada uma unidade dentre várias que a empresa possui.

Tal estudo tem por objetivo a redução do consumo de energia elétrica, uma vez que a empresa sinalizou a preocupação com a escassez de energia, bem como os aumentos inesperados das tarifas de energia nos últimos anos, em razão do sistema de bandeiras tarifárias.

O projeto foi construído com base nas resoluções normativas ANEEL nº 482/2012 e nº 687/2015, tendo em vista intenção da empresa de estabelecer acesso à minigeração distribuída, através do sistema de compensação de energia elétrica – *net metering*, conforme disposto no capítulo 1, artigo 2º, alínea II, da RN-687/2016, citada abaixo:

“II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras”.

O resultado da análise, bem como as etapas e informações necessárias à execução e fundamentação do trabalho estão apresentados em itens específicos, distribuídos no corpo do texto e seus anexos.

Algumas das considerações e premissas descritas neste texto estão baseadas em eventos futuros que poderão sofrer alterações em função da variação do dólar, dado que grande parte dos equipamentos é de origem estrangeira.

3.2 Projeto de estudo

Este estudo de caso foi baseado em um projeto para geração de energia elétrica através do sistema solar Fotovoltaico conectado à rede da Concessionária AMPLA, no Estado do Rio de Janeiro.

Os módulos fotovoltaicos serão instalados em uma área pertencente à empresa, onde não há consumo de energia elétrica. Neste local será necessária a solicitação de um novo ponto de energia (nova Unidade Consumidora – UC) à Concessionária. A figura 3.1 mostra o local de instalação do sistema fotovoltaico (indicado pelo retângulo vermelho), no município de Cabo Frio – RJ.

Figura 3.1 – Área disponível para instalação do sistema



Fonte: Imagem Google (2016).

Para este projeto foi estabelecido que neste local somente poderá ser ocupada, no máximo, a área do retângulo vermelho, que tem aproximadamente 2.700 m^2 (retângulo de $60 \text{ m} \times 45 \text{ m}$).

Coordenadas do Local: - 22,820522; - 42,023080.

A análise de viabilidade econômico-financeira foi realizada considerando dois possíveis cenários para a compensação da energia gerada pelo sistema fotovoltaico:

- ✓ Cenário 1 – A energia injetada na rede pela geração fotovoltaica somente será compensada na ETE, que está situada em local próximo a área designada para instalação, pertencente à mesma região de atendimento da concessionária de energia – AMPLA;
- ✓ Cenário 2 – A energia injetada na rede pela geração fotovoltaica será compensada na ETE e também da Sede da empresa, ambas situadas em local próximo a área designada para instalação, pertencentes à mesma região de atendimento da concessionária de energia – AMPLA.

Como o limitante deste projeto é o espaço físico para instalação dos painéis (área máxima de 2.700m²), no caso do cenário 1 o atendimento à ETE será parcial, ou seja, não será possível abater em 100% o consumo de energia elétrica. Para o caso do cenário 2, o atendimento à Sede será de 100% e o restante do sistema atenderá parcialmente o consumo da ETE. Ressalta-se que o custo da disponibilidade da rede (neste caso a Demanda Contratada – Grupo A) será normalmente cobrado pela concessionária AMPLA.

De acordo com a Resolução Normativa 687 de 24/11/2015, o projeto se enquadra no sistema de compensação chamado Autoconsumo Remoto, caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada. Conforme já mencionado acima, a ETE, SEDE e nova UC (local da geração) estão na mesma área de concessão da concessionária de energia – AMPLA.

Foram adotadas as seguintes premissas/restrições para elaboração deste estudo:

- ✓ Foram consideradas as tarifas de energia da AMPLA de acordo com a Resolução Homologatória nº 2023 de 08/03/2016, que estarão em vigor até 14/03/2017;

- ✓ As melhorias ou reforços na rede elétrica, caso necessário, não estão incluídos neste estudo. No caso da minigeração, as melhorias ou reforços são de responsabilidade do consumidor;
- ✓ Não estão incluídos custos para adaptação do local, como a melhoria do terreno, instalação do ponto de entrada de energia e outras obras civis que venham a ser necessárias;
- ✓ O método de compensação de energia será o *Net Metering* de Autoconsumo Remoto caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada;
- ✓ Existe uma limitação quanto à área para instalação dos painéis. Poderá ser utilizada apenas 2.700 m² (60 m x 45 m);
- ✓ O cliente solicitou dois cenários para compensação da energia elétrica produzida: Cenário 1 que atenderá parcialmente ao consumo da ETE e o Cenário 2 que atenderá o consumo total da Sede e o consumo parcial da ETE.

3.3 Microgeração de Energia

Conforme já definido no capítulo 2.6, os sistemas conectados na rede de distribuição da concessionária podem ser caracterizados como micro ou mini geração distribuída, de acordo com a potência do gerador de energia instalado. No caso deste estudo, a potência instalada está entre 75 kW e 5 MW, portando, enquadrado como Mini Geração Distribuída.

A seguir são apresentados os procedimentos para a conexão de Mini Gerador, após publicação da Resolução Normativa nº 687/2015:

- ✓ Emitir a Solicitação de Acesso;
- ✓ Receber Parecer de Acesso;

- ✓ Solicitar Vistoria no local;
- ✓ Aprovação do acesso pela Concessionária.

A Solicitação de Acesso contém todos os documentos necessários (técnicos e comerciais) ao acesso junto à Concessionária de Energia Elétrica. A Norma Técnica nº NT-BR-010, da COELCE / AMPLA descreve todos os detalhes.

No anexo I encontra-se o formulário padrão para minigeração criado pela ANEEL que é parte integrante da Solicitação de Acesso.

3.4 Sistema de Energia Solar Fotovoltaica – Cenário 1

3.4.1 Dimensionamento

Para o dimensionamento do projeto foi utilizado o software Solergo como ferramenta de apoio. O Solergo é um software de origem italiana, pertencente à empresa Electro Graphics e específico para projetos fotovoltaicos conectados à rede ou isolados. Abaixo as características principais do produto:

- ✓ Gerenciamento do sistema;
- ✓ Relatório técnico do projeto;
- ✓ Relatório econômico com a avaliação de rentabilidade;
- ✓ Ficha técnica final do sistema;
- ✓ Layout topográfico do sistema;
- ✓ Diagramas elétricos.

No Solergo existe a opção de utilizar o banco de dados climáticos da NASA - SSE-NASA (*Surface Meteorology and Solar Energy*) ou a base de dados do INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais). No presente caso serão utilizados os dados da NASA por serem mais conservadores.

Antes do dimensionamento do sistema, deve-se verificar o Perfil de Consumo do cliente. No Cenário 1 será considerado apenas o consumo da ETE.

a) Perfil de Consumo da ETE

A empresa proprietária da ETE enviou o histórico de consumo de energia de doze meses (tabela 3.1). Os valores estão expressos em kWh e os mesmos correspondem a energia consumida no horário **fora de ponta**, uma vez que o consumo no horário de ponta não é significativo e, desta forma, não será objeto deste estudo.

Tabela 3.1 – Perfil de Consumo em kWh – Cenário 1

Jun/15	Jul/15	Ago/15	Set/15	Out/15	Nov/15	Dez/15	Jan/16	Fev/16	Mar/16	Abr/16	Mai/16	Média
69.942	78.528	62.302	66.780	75.420	66.646	73.851	60.869	63.133	64.372	59.387	65.338	67.214

Fonte: autor (2016)

b) Posicionamento do Sistema

Os painéis fotovoltaicos serão posicionados na área estabelecida pelo cliente com sua face voltada para o Norte geográfico (ou verdadeiro). Portanto, o desvio azimutal considerado neste estudo é de zero grau.

Com relação à inclinação dos painéis, foi calculada a inclinação ótima ($\beta_{\text{ótimo}}$), baseando-se na fórmula:

$$\beta_{\text{ótimo}} = 3,7 + 0,69\phi \quad (3.1)$$

Onde:

$\beta_{\text{ótimo}}$ = Inclinação ótima dos painéis fotovoltaicos;

ϕ = Latitude do local da instalação.

Logo temos o seguinte cálculo:

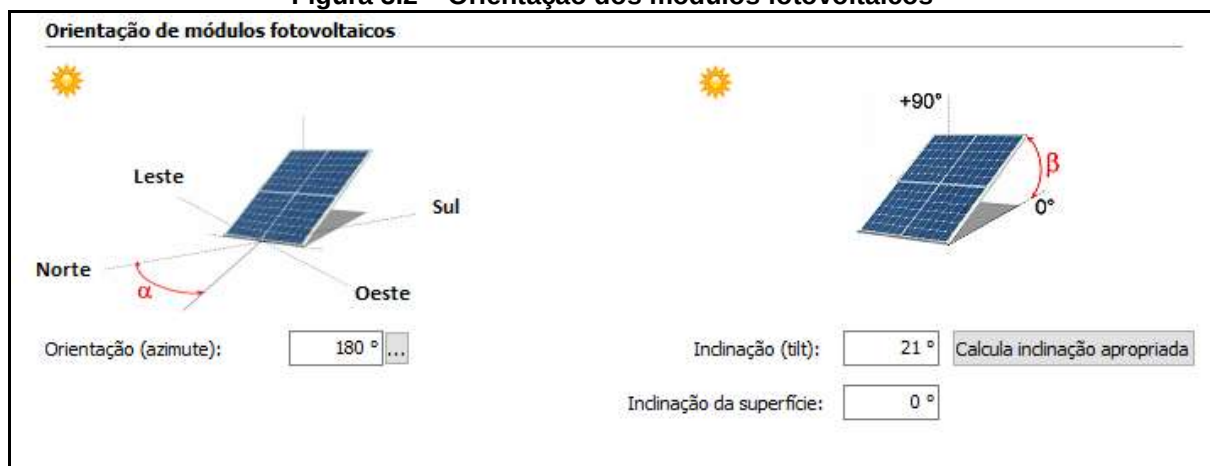
$$\phi = 22,820522^{\circ}\text{S}$$

$$\beta_{\text{ótimo}} = 3,7 + 0,69 * 22,820522$$

$$\beta_{\text{ótimo}} = 19,45^{\circ}$$

Em alternativa a esta equação, já existem vários programas que, através da indicação das coordenadas do local de implementação, calculam a inclinação e indicam a direção mais adequada. O software Solergo encontrou a inclinação ótima ($\beta_{\text{ótimo}}$) igual a 21° , conforme figura 3.2 abaixo:

Figura 3.2 – Orientação dos módulos fotovoltaicos



Fonte: Software Solergo (2016)

Fazendo uma simulação simples no software Solergo, verificou-se que a inclinação de 21 graus, realmente, indicava um valor de produção anual de energia ligeiramente maior quando comparada a inclinação de $19,45^\circ$. Assim sendo, foi adotado o valor encontrado pelo software Solergo:

$$\beta_{\text{ótimo}} = 21^\circ$$

c) Cálculo da Radiação Solar

O primeiro passo para o dimensionamento do sistema é estimar a radiação solar no local de estudo. As informações são adquiridas através das coordenadas geográficas (- 22,820522; - 42,023080).

Para estimativa da radiação solar média anual, foi adotado o banco de dados da NASA - SSE-NASA (Surface Meteorology and Solar Energy), que é administrada pela Web de Recursos em Energias Renováveis, patrocinada pela NASA através do programa Earth Science Enterprise Program. Os dados têm procedência de estimações a partir de satélite, com cobertura mundial.

A tabela 3.2 abaixo apresenta os valores de radiação solar global no plano horizontal, ou seja, considerando a inclinação dos painéis igual a zero.

Tabela 3.2 – Radiação global solar no plano horizontal

Mês	Total diário [MJ/m ²]	Total mensal [MJ/m ²]
Janeiro	20,63	639,53
Fevereiro	21,1	611,9
Março	18,22	564,82
Abril	16,09	482,7
Maio	13,43	416,33
Junho	13	390
Julho	12,85	398,35
Agosto	14,83	459,73
Setembro	14,72	441,6
Outubro	17,42	540,02
Novembro	18,47	554,1
Dezembro	18,79	582,49

Fonte: software Solergo (2016)

Como os painéis estão inclinados a 21°, as radiações no plano horizontal devem ser corrigidas. Na tabela 3.3 abaixo são calculadas os três componentes da radiação sobre uma superfície coletora (direta, difusa e albedo) inclinada a 21°.

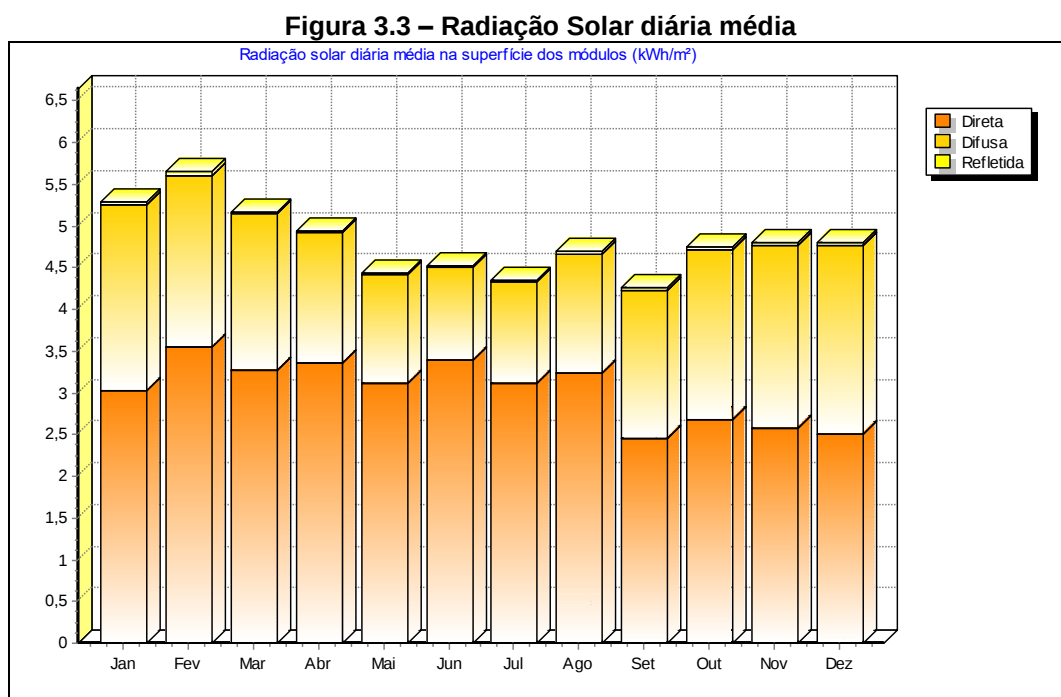
Tabela 3.3 – Componentes da radiação solar

Mês	Radiação direta [kWh/m ²]	Radiação difusa [kWh/m ²]	Radiação refletida [kWh/m ²]	Total das diárias [kWh/m ²]	Total mensal [kWh/m ²]
Janeiro	3,032	2,225	0,038	5,295	164,145
Fevereiro	3,552	2,053	0,039	5,644	163,662
Março	3,267	1,873	0,033	5,173	160,37
Abril	3,361	1,552	0,029	4,943	148,284
Maio	3,122	1,289	0,025	4,435	137,473
Junho	3,39	1,111	0,024	4,525	135,737
Julho	3,121	1,202	0,024	4,346	134,733
Agosto	3,239	1,428	0,027	4,694	145,5
Setembro	2,458	1,774	0,027	4,259	127,756
Outubro	2,676	2,036	0,032	4,744	147,078
Novembro	2,573	2,2	0,034	4,807	144,215
Dezembro	2,5	2,262	0,035	4,796	148,681

Fonte: software Solergo (2016)

Ressalte-se que foi adotada a superfície correspondente a grama seca (reflexão média de 20%), para a radiação refletida.

A figura 3.3 abaixo ilustra graficamente os valores obtidos na tabela 6.



Fonte: Software Solergo (2016)

d) Especificação e Dimensionamento dos Painéis Fotovoltaicos

Determinado os valores de radiação solar, deve-se verificar o modelo de painel fotovoltaico a ser utilizado no projeto. Procurando o melhor custo benefício, foram selecionados os painéis fotovoltaicos policristalinos com potência de 310 Wp, que possuem eficiência de 16%. A tabela 3.4 reporta as características técnicas do painel fotovoltaico:

Tabela 3.4 – Características técnicas do painel fotovoltaico

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DOS MÓDULOS	
Fabricante:	
Sigla:	
Tecnologia de const.:	Silício policristalino
Características elétricas	
Potência máxima:	310 Wp
Rendimento:	16,0 %
Tensão nominal:	37 V
Tensão em aberto:	45 V
Corrente nominal:	8,4 A
Corr. de curto-circuito:	8,8 A
Dimensões	
Dimensões:	992 mm x 1956 mm
Peso:	27 kg

Fonte: Software Solergo (2016)

De acordo com as premissas/restrições apresentadas no capítulo 3.2, o projeto possui uma limitação quanto à área de instalações dos painéis. Desta forma o dimensionamento será realizado em função da quantidade total de painéis de 310 Wp que poderão ser acomodados no espaço definido pelo cliente, uma vez que já foi constatado que o espaço disponível não comporta um número de painéis fotovoltaicos suficientes para o total de consumo de energia da ETE.

Com auxílio das ferramentas AutoCAD e Solergo, foi possível acomodar um total de 990 painéis, conforme ilustra a figura 3.4:

Figura 3.4 – Disposição dos painéis fotovoltaicos

Fonte: Autor (2016)

Cumpra-se informar que o limite estabelecido de 2700 m^2 foi respeitado, uma vez que a área total é de 2.432 m^2 ($54,56 \text{ m} \times 44,59 \text{ m}$). Ressalte-se, ainda, que o projeto considerou o cálculo da distância mínima entre as fileiras. Os painéis foram projetados para estrutura em solo com capacidade de instalação de painéis duplos na posição vertical. A figura 3.5 exemplifica como foi projetado:

Figura 3.5 – Estrutura para fixação do painel fotovoltaico em solo

Fonte: www.portalsolar.com.br (2016)

Apresenta-se a seguir o cálculo realizado para a distância mínima entre fileiras:

$$d = b * (\cos \alpha + \sin \alpha / \tan \beta) \quad (3.2)$$

Onde,

d – Distância mínima entre fileiras

b – Comprimento do módulo FV;

β – Ângulo a que corresponde a altura mínima do sol;

α – Inclinação dos módulos FV;

h – Altura.

Para o cálculo de β deve ser considerada a altura solar correspondente ao solstício de inverno (22 de junho), ao meio dia solar. Portanto, tem-se a seguinte equação:

$$\beta = 90^\circ + \phi + \delta \quad (3.3)$$

Onde,

ϕ - Latitude do local de instalação, que corresponde a $-22,82^\circ$;

δ – Declinação solar¹¹, que corresponde a $-23,45^\circ$.

$$\beta = 90^\circ - 22,82 - 23,45$$

$$\boxed{\beta = 43,73^\circ}$$

Com o valor de β obtido, pode-se finalmente calcular o valor d na Eq. 3.2. Lembrando que são painéis duplos, ou seja, deve-se multiplicar o comprimento do painel por 2:

$$d = 2 * 1,956 \text{ [m]} * (\cos 21^\circ + \sin 21^\circ / \tan 43,73^\circ)$$

$$\boxed{d = 5,11767 \text{ m}}$$

Para fins de verificação, o software Solergo apresentou o mesmo valor de distanciamento entre fileiras, de acordo com as figuras 3.6 e 3.7:

¹¹ A Declinação solar resultante da fórmula $\delta = 23,45 * \sin(360/365 * (284 + n))$, onde n corresponde ao dia do ano. O valor de δ é negativo no hemisfério Sul e positivo no hemisfério Norte.

Figura 3.6 – Tela do software Solergo com a distância mínima entre fileiras

Posicionamento dos módulos

Conjunto	Cor	Inversor	MPPT	Entrada	Número de ...	Exposição
✓ 1		1	1	1	15 / 15	Exposição 1
✓ 2		1	1	1	15 / 15	Exposição 1
✓ 3		1	1	1	15 / 15	Exposição 1
✓ 4		1	2	1	15 / 15	Exposição 1
✓ 5		1	2	1	15 / 15	Exposição 1
✓ 6		1	2	1	15 / 15	Exposição 1
✓ 7		2	1	1	15 / 15	Exposição 1
✓ 8		2	1	1	15 / 15	Exposição 1
✓ 9		2	1	1	15 / 15	Exposição 1

Posicionamento

Selecionar

O ponto de partida da primeira linha:

X: 62,1 m Y: 65,4 m

Comprimento da linha: 55,1 m

Módulos por linha: 55

☐ Progressão linhas para o alto

☐ Alterar direção de inserimento módulos

Linhas para a estrutura: 2

Espaçamento entre linhas: 0 m

☐ Dispor conjuntos em sentido horizontal

☐ Alterna a direção vertical

Alinhamento

☐ Horizontal ☒ Vertical

Exposições

Orientação módulos: 0 °

Indinação do módulo: 0 °

Marcadores para conexão

☒ Inserir marcadores de conjunto

Dimensão: 0,5 m

Avançadas

☐ Personalizar orientação linha

Orientação linha: 0 °

Espaçamento

Afastamento lateral: 0 m

Espaçamento entre módulos: 0 m

Espaçamento entre conjuntos: 0 m

Distância entre estruturas: 5,1177 m

☒ Distância automática entre as estruturas

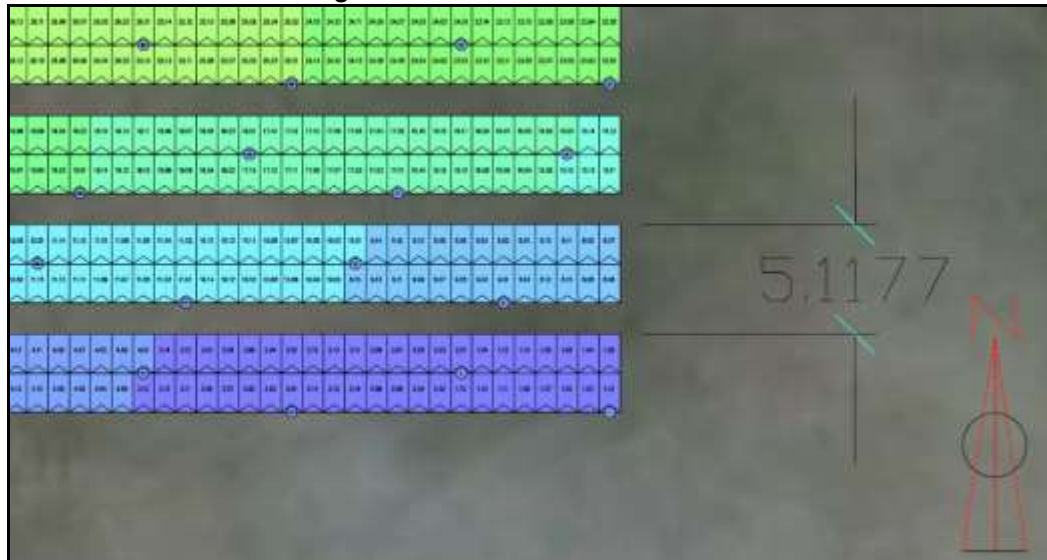
Indinação da superfície: 0 °

Distância em planta: 5,1177 m

☐ Considere sombreamento recíproco

Fonte: Software Solergo (2016)

Figura 3.7 – Distancia entre fileiras



Fonte: Autor (2016)

Definidos o posicionamento e o modelo dos painéis, deve-se realizar o cálculo da potência do sistema através da equação 3.4:

$$P_{GFV}^0 = P_{FV}^0 * n^{\circ} \text{ de módulos} \quad (3.4)$$

Onde,

P_{GFV}^0 – Potência nominal do gerador fotovoltaico (Sistema);

P_{FV}^0 – Potência nominal do painel fotovoltaico.

A partir da especificação técnica dos painéis temos:

$$P_{FV}^0 = 310 \text{ Wp}$$

$$n^{\circ} \text{ de módulos} = 990 \text{ unidades}$$

Logo,

$$P_{GFV}^0 = 310 * 990$$

$$\boxed{P_{GFV}^0 = 306.900 \text{ Wp ou } P_{GFV}^0 = 306,9 \text{ kWp}}$$

Conforme informado anteriormente, a limitação do espaço é o gargalo para a definição do tamanho do sistema. Portanto a potência nominal de 306,9 kWp não poderá ser modificada, independente do cenário apresentado.

Para que seja definida a produção de energia do sistema, deve-se levar em consideração a irradiação média mensal do local de instalação dos painéis. Desta forma, são apresentados os seguintes cálculos:

$$E = P_{GFV}^0 * HSP * TD \quad (3.5)$$

Onde,

E – Energia diária média anual;

P_{GFV}^0 – Potência nominal do gerador fotovoltaico (Sistema);

HSP – Horas de sol pleno;

TD – Taxa de desempenho

Para solução da Eq.3.5, temos que encontrar os valores de HSP e TD. O HSP pode ser retirado da tabela 6, calculando-se a média dos doze meses, ou seja, 4,8 horas. Este é o valor também informado pelo software Solergo, conforme figura 3.8 abaixo:

Figura 3.8 – Radiação solar diária – média anual

Orientação Sombreamento Radiação solar

Radiação solar anual : 1757,6 kWh/m²a

Dispersão para sombreamento: 0 %

Radiação solar anual líquida: 1757,6 kWh/m²a

Radiação solar diária: 4,8 kWh/m²d

Radiação solar

☒ Diário ☐ Mensal

Gráfico 3D ☒

Fonte: Software Solergo (2016)

O valor da Taxa de Desempenho deve ser obtido em função do percentual de perdas que são inerentes ao sistema, como por exemplo:

- ✓ Perdas por diferença de parâmetros entre módulos (mismatch);
- ✓ Perdas por sujeira ou pó;
- ✓ Perdas angulares e espectrais;
- ✓ Perdas ôhmicas em corrente contínua, devidas às quedas ôhmicas nos cabos;
- ✓ Perdas por não cumprimento da potência nominal. Se refere à possibilidade de os fabricantes fornecerem módulos com potências próximas ao limite inferior à gama considerada válida para sua potência nominal, o que, em um número suficiente de módulos, produziria uma redução da potência do sistema;
- ✓ Perdas por rendimento do rastreamento do ponto de máxima potência;
- ✓ Perdas por sombreamento;
- ✓ Perdas por temperatura;
- ✓ Perdas por rendimento AC/DC do inversor;
- ✓ Perdas ôhmicas em alternada;
- ✓ Perdas por outros aspectos não considerados, como paradas por manutenção, funcionamento a baixa irradiância, etc.

Neste caso foi adotado um valor total de 20,8%, que é razoável para esse tipo de sistema em operação. A tabela 3.5 apresenta os valores de perdas adotados:

Tabela 3.5 – Perdas adotadas para o sistema

Perda por sombreamento totais	1,8 %
Perda por aumento de temperatura	7,6 %
Perdas por descasamento	5,0 %
Perdas de corrente continua	1,5 %
Outras perdas	5,0 %
Perdas na conversão	1,8 %
Perdas totais	20,8 %

Fonte: Autor (2006)

Desta forma, a equação de TD será:

$$TD = (1 - \text{perdas}) \quad (3.6)$$

Substituindo o valor das perdas na Eq. 3.6,

$$TD = (1 - 20,8\%)$$

$$\boxed{TD = 79,20\%}$$

Substituindo os valores de HSP e TD na Eq. 3.5, encontra-se o valor de E:

$$E = 306,9 * 4,8 * 0,792$$

$$\boxed{E = 1.166,71 \text{ kWh/dia}}$$

Portanto a energia produzida em um ano será aproximadamente de:

$$E_{\text{ano}} = 1.166,71 \text{ [kWh]} * 366 \text{ [dias]}$$

$$\boxed{E_{\text{ano}} = 427.015,86 \text{ kWh/ano}}$$

De acordo com a figura 3.9, o software Solergo calculou o total de energia equivalente a 427.375,10 kWh/ano, ou seja, somente 0,08% maior do que o valor calculado pelas médias mensais. Isso se deve ao fato de que o Solergo calcula a **produtividade horária mensal média** (Dados foram exportados no anexo II). Diante dos resultados obtidos, foi adotada a produção informada pelo software Solergo. Estes valores serão utilizados nos cálculos de viabilidade econômico-financeiros.

$$\boxed{E_{\text{ano}} = 427.375,10 \text{ kWh/ano}}$$

Figura 3.9 – Energia produzida no ano

Resumo

Número de geradores:

Descrição	Potência [kWp]	Energia anual [kWh]
Gerador	306,9	427375,1

Potência nominal:

Energia produzida:

Rendimento:

Performance Ratio:

 Definir o número de geradores do sistema. A produção anual de energia é calculada ao final do processo de inserção de dados.

Fonte: Software Solergo (2016)

e) Especificação e Dimensionamento dos Inversores *On Grid*

Uma vez definidos e quantificados os painéis fotovoltaicos, deve-se selecionar o inversor interativo com a rede (*on grid*) que será utilizado no projeto. Considerando a potência de 306,9 kWp do projeto, foram dimensionados 11 inversores com potência de 27 kW cada. Os inversores possuem dois rastreadores de ponto de máxima potência (*MPPT*).

Tabela 3.6 - Características técnicas do inversor *on grid*

DADOS TÉCNICOS DO INVERSOR	
Fabricante:	████████
Modelo	████████████████████ ████████████████
Tracker	2
Entrada para rastreador	5
Características elétricas	
Potência nominal	27,6 kW
Potência máxima	28,6 kW
Potência máxima por rastreador	16 kW
Tensão nominal	620 V
Tensão máxima	1000 V
Tensão mínima por rastreador	252 V
Tensão máxima por rastreador	950 V
Tensão máxima de saída	400 Vac
Corrente nominal	64 A
Corrente máxima	64 A
Corrente máxima por rastreador	32 A
Rendimento	0,98

Fonte: Autor (2006)

Deve-se, portanto, configurar a quantidade de painéis em série e paralelo para cada inversor, de acordo com as características técnicas apresentadas na tabela 3.6. Foram consideradas as conexões de 90 painéis por inversor.

O cálculo da quantidade de painéis em série foi realizado a partir das Eq. 3.7 e Eq. 3.8 abaixo:

$$V_{oc} \times n^{\circ} \text{ módulos em série} = (252 \text{ V a } 950\text{V}) \quad (3.7)$$

Onde:

V_{oc} = Tensão em circuito aberto do painel fotovoltaico;

Para o cálculo de V_{oc} , deve-se levar em consideração a temperatura da célula. O fabricante informa o percentual de queda da tensão em circuito aberto em função da temperatura, conforme figura 39 abaixo:

Figura 3.10 – Parâmetros térmicos do painel fotovoltaico

Temperature Coefficient of V_{oc}	-0.30%/°C
Temperature Coefficient of I_{sc}	0.04%/°C
Temperature Coefficient of P_{max}	-0.40%/°C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C±2°C

Fonte: Fabricante do painel (2016)

Tendo a informação do coeficiente de temperatura de V_{oc} , pode-se calcular a temperatura da célula (T_c), através da Eq. 3.8 abaixo:

$$T_c = T_a + G_T / 800 * (T_{NOC} - 20) * 0,9 \quad (3.8)$$

Onde:

T_c – Temperatura de operação da célula

T_a – Temperatura ambiente

T_{NOC} – Temperatura nominal de operação da célula

G_T – Radiação solar média no plano de célula

Considerando $T_{NOC} = 45^\circ\text{C}$ (figura 38), $G_T = 1000\text{W/m}^2$ (adotado), $T_a = 26,5^\circ\text{C}$ (temperaturas máximas da cidade de Cabo Frio/RJ – consulta site INMET anexo III), encontra-se o valor de T_c :

$$T_c = 26,5 + 1000/800 * (45 - 20) * 0,9$$

$$\boxed{T_c = 54,62^\circ\text{C}}$$

Encontrada a temperatura T_c , deve-se corrigir o valor de V_{oc} , conforme Eq. 3.9:

$$V_{oc}(T_c) = V_{oc}(T_{cref}) [1 + \gamma_{V_{oc}} (T_c - T_{cref})] \quad (3.9)$$

Onde:

$V_{oc}(T_c)$ – Tensão de circuito aberto à temperatura da célula;

$V_{oc}(T_{cref})$ – Tensão de circuito aberto à temperatura de referência;

γV_{oc} – Coeficiente de tensão em circuito aberto em função da temperatura;

T_c – Temperatura de operação da célula;

T_{cref} – Temperatura de referência.

$$V_{oc} (54,62^\circ\text{C}) = 45 * [1 - 0,003 * (54,62 - 25)]$$

$$\boxed{V_{oc} = 41 \text{ V}}$$

Tendo novo valor de V_{oc} , calcula-se a quantidade máxima e mínima de módulos em série, de acordo com a Eq. 3.7:

$$41 \text{ V} \times n^\circ \text{ módulos em série} = 950 \text{ V}$$

$$n^\circ \text{ módulos em série} = 950 \text{ V} / 41 \text{ V}$$

$$\boxed{n^\circ \text{ módulos em série} = 23 \text{ (máximo)}}$$

$$41 \text{ V} \times n^\circ \text{ módulos em série} = 252 \text{ V}$$

$$n^\circ \text{ módulos em série} = 252 \text{ V} / 41 \text{ V}$$

$$\boxed{n^\circ \text{ módulos em série} = 7 \text{ (mínimo)}}$$

Portanto, foram determinados nas equações acima os números máximo e mínimo de painéis para cada inversor, por *MPPT*, de acordo com a tabela 3.7:

Tabela 3.7 – Quantidade máxima e mínima de painéis em série por inversor

Painéis em Série por Inversor		
Rastreador	Máximo	Mínimo
MPPT 1	23	7
MPPT 2	23	7

Fonte: Autor (2016)

Da mesma forma, foi realizado o cálculo da quantidade máxima de painéis em paralelo utilizando a equação Eq. 3.10:

$$I_{sc} \times n^\circ \text{ módulos em série} = (0 \text{ A a } 32 \text{ A}) \quad \textbf{(3.10)}$$

Onde:

I_{sc} = Corrente de curto circuito do painel fotovoltaico;

A correção da temperatura também deve ser feita através da Eq. 3.11:

$$I_{sc}(T_c) = I_{sc}(T_{ref}) * [1 + \gamma I_{sc} * (T_c - T_{ref})] \quad (3.11)$$

Onde:

$I_{sc}(T_c)$ – Corrente de curto circuito à temperatura da célula;

$I_{sc}(T_{ref})$ – Corrente de curto circuito à temperatura de referência;

γI_{sc} – Coeficiente de corrente de curto circuito em função da temperatura;

T_c – Temperatura de operação da célula;

T_{ref} – Temperatura de referencia.

$$I_{sc}(54,62^\circ\text{C}) = 8,8 * [1 + 0,0004 (54,62 - 25)]$$

$$I_{sc}(54,62^\circ\text{C}) = 8,90 \text{ A}$$

Tendo novo valor de I_{sc} , calcula-se a quantidade máxima de módulos em paralelo, de acordo com a Eq. 3.10:

$$8,9 \times n^\circ \text{ módulos em paralelo} = 32 \text{ A}$$

$$n^\circ \text{ módulos em paralelo} = 32 / 8,9$$

$$\boxed{n^\circ \text{ módulos em paralelo} = 3}$$

Considerando os rastreadores MPPT1 e MPPT2, tem-se na tabela 3.8 a quantidade de painéis em paralelo por inversor:

Tabela 3.8 – Quantidade máxima e mínima de painéis em série por inversor

Painéis em Paralelo por Inversor	
Rastreador	Máximo
MPPT 1	3
MPPT 2	3

Fonte: Autor (2016)

Com o objetivo de manter todas as fileiras (*strings*) iguais, foi decidido utilizar a seguinte configuração do gerador Fotovoltaico de acordo com a tabela 3.9, já atendendo os critérios das tabelas 3.7 e 3.8:

Tabela 3.9 – Configuração final do sistema

Configuração Final do Gerador FV	
Nº de painéis em série por rastreador	15
Nº de painéis em paralelo por rastreador	3
Total de painéis por inversor	15 * 3 * 2 = 90
Nº de inversores	11
Total de painéis do sistema	11 * 90 = 990

Fonte: Autor (2016)

A configuração pode ser confirmada pelo software Solergo, de acordo com a tela do sistema ilustrada pela figura 3.11. Cada inversor foi dimensionado para atender 90 painéis (45 painéis por rastreador – MPPT1 e MPPT2).

Figura 3.11 – Configuração dos inversores

Rastreadores simétricos:	Todos os inversores		
Verificações elétricas			
Tensão: ✓			
Corrente: ✓			
Potência: ✓			
	Número de rastreadores	MPPT 1	MPPT 2
	Módulos em série	15	15
	Conjunto de módulos paralelos	3	3
	Exposição	Exposição 1 ...	Exposição 1 ...
	Tensão de MPP (STC)	555,0 V	555,0 V
	Número de módulos	45	45

Fonte: Software Solergo (2016)

Concluindo o dimensionamento do inversor, calcula-se o Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI), de acordo com a Eq. 3.12 abaixo:

$$FDI = P_{inv}^0 / P_{GFV}^0 \quad (3.12)$$

Substituindo os valores, temos:

$$FDI = 27.600 \text{ W} / (90 \text{ módulos} \times 310 \text{ Wp})$$

$$FDI = 27.600 \text{ W} / 27.900$$

$$\boxed{FDI = 0,9892 \text{ ou } 98,92 \%}$$

O valor do FDI está dentro dos limites aceitáveis, de acordo com as literaturas consultadas e, também, pela folha técnica do fabricante.

O diagrama elétrico final do projeto encontra-se no anexo IV.

f) Recursos Necessários

O planejamento deste projeto está dividido em 3 fases: Engenharia, Execução e Comissionamento.

f1) Para a fase de Engenharia, estima-se a utilização dos seguintes recursos:

- Equipe especializada para o Gerenciamento do Projeto;

f2) Para a fase de Execução, estima-se a utilização dos seguintes recursos principais:

- Equipe especializada para o Gerenciamento do Projeto (execução da gestão, incluindo todo processo de acesso a rede de minigeração de energia);
- Mão de obra especializada para instalação de sistemas FV;
- 990 unidades de painéis fotovoltaicos com potência nominal de 310 Wp;
- 11 unidades de inversores grid-tie com potência nominal de 27 kW;
- Caixas de conexão (string box) com proteção, para conexão das strings;
- Cabos elétricos especiais para sistemas FV;
- Execução de sapatas para fixação das estruturas em solo – Obra Civil;
- Estrutura de solo própria para instalação de painéis com proteção contra corrosão;
- Acessórios de conexões de estruturas;
- Demais materiais elétricos sobressalentes;

f3) Para a fase de Comissionamento, estima-se a utilização dos seguintes recursos:

- Equipe especializada para o Gerenciamento do Projeto;
- Equipe com Engenheiros e Eletricistas.

g) Cronograma de Implantação do Projeto

A elaboração do cronograma do projeto foi baseada nos conceitos de gerenciamento do projeto através do guia PMBoK – *Project Management Book of Knowledge*.

De acordo com o PMBoK, o gerenciamento de tempo é responsável pela finalização do projeto dentro do prazo estipulado. Para a realização do gerenciamento de tempo do projeto, algumas etapas são necessárias:

- ✓ Definição da atividade: identificação das atividades e documentação das mesmas, com o intuito de programar suas execuções;
- ✓ Sequenciamento de atividades: verificação da sequência de atividades, para que seja analisada a dependência entre elas;
- ✓ Estimativa de recursos da atividade: estimativa dos recursos necessários para a realização das atividades, determinando quantidade e quais os tipos;
- ✓ Estimativa de duração da atividade: estimativa do tempo necessário para a execução das atividades e o número de vezes que serão realizadas;
- ✓ Desenvolvimento do cronograma: realização do cronograma, que contém as informações para o desenvolvimento das atividades ao longo do projeto;
- ✓ Controle do cronograma: verificam-se as atividades estão dentro do tempo a quais foram planejadas. Além de controlar as possíveis mudanças que podem ocorrer no cronograma durante o projeto.

As atividades foram definidas de acordo com a atividade de instalação de energia solar fotovoltaica, considerando primeiramente as áreas de conhecimento do gerenciamento de projeto (Integração, Escopo, Tempo, Custo, Aquisição e Comunicação).

Em seguida, definiram-se as etapas e durações para o processo de conexão à rede junto à concessionária AMPLA.

Posteriormente, através de pesquisas no mercado, foram definidas as estimativas de tempo de cada atividade de instalação, considerando uma margem de contingência.

Ressalte-se que o cronograma também incluiu as atividades de aquisição dos equipamentos e suas respectivas durações.

O cronograma do projeto encontra-se disponível no anexo V.

3.4.2 Análise dos Custos de Implantação do Sistema

Os custos para a execução do projeto estão apresentados de acordo com a tabela 3.10 abaixo:

Tabela 3.10 – Tabela de preços

ITEM	QUANTIDADE	UNIDADE	EQUIPAMENTOS / SERVIÇOS	VALOR UNITÁRIO	VALOR TOTAL
1	11	peças	Inversor 27.0 kW	R\$ 16.500,00	R\$ 181.500,00
2	990	peças	Painel Fotovoltaico de 310W	R\$ 700,00	R\$ 693.000,00
3	11	peças	String Box	R\$ 4.500,00	R\$ 49.500,00
4	306	kWp instalado	Estrutura solo	R\$ 1.100,00	R\$ 336.600,00
5	1	preço global	Instalação completa (Instalação das sapatas de concreto, montagem das estruturas dos painéis, instalação dos painéis e materiais elétricos necessários).	R\$ 350.000,00	R\$ 350.000,00
6	3	viagens	Frete	R\$ 7.500,00	R\$ 22.500,00
7	1	preço global	Projeto de Mini-Geração Acesso à rede – AMPLA Gestão do Projeto Supervisão da Instalação Start-up do Sistema	R\$ 300.000,00	R\$ 300.000,00
TOTAL – EQUIPAMENTOS / SERVIÇOS					R\$ 1.933.100,00

Fonte: Autor (2016)

3.4.3 Análise da Conta de Energia Elétrica

Com o objetivo de preparar os dados para a análise de viabilidade, faz-se necessária a obtenção dos custos da energia elétrica. Dessa forma, foi realizada uma pesquisa no site da ANEEL a fim de verificar quais são as tarifas atualizadas do cliente. As informações iniciais foram informadas abaixo:

Concessionária: AMPLA Energia e Serviços S/A.

Unidade Consumidora: ETE

Modalidade Tarifária: Horo Sazonal Verde A4

Classe: Serviço Público

Tensão de Fornecimento: 13,80 kV

Com base nas informações iniciais, é possível consultar as resoluções homologatórias no site da biblioteca da ANEEL, através do banco de dados chamado Sophia.

Deve-se iniciar a busca pela guia Legislação e preencher com as opções “resolução homologatória” e no campo ementa a palavra “AMPLA”, conforme mostra a figura 3.12 abaixo:

Figura 3.12 – Biblioteca virtual da ANEEL

The screenshot displays the ANEEL Virtual Library search interface. The top navigation bar includes links for Home, Pesquisa, Vocabulário controlado, Minha seleção, Serviços, and Login. The search results are categorized by 'Busca rápida', 'Busca combinada', and 'Legislação'. The search criteria are: 'Todos os campos' (Todos os campos), 'Norma' (RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA), 'Órgão de origem' (Todos os órgãos de origem), 'Ementa' (AMPLA), 'Texto integral', 'Assuntos', and 'Resp. intelectual'. The search results show 31 records found, with 4 pages. The first record is 'RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA 2023/2016' under the 'Legislação' category. The search criteria are: 'Todos os campos' (Todos os campos), 'Norma' (RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA), 'Órgão de origem' (Todos os órgãos de origem), 'Ementa' (AMPLA), 'Texto integral', 'Assuntos', and 'Resp. intelectual'. The search results show 31 records found, with 4 pages. The first record is 'RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA 2023/2016' under the 'Legislação' category.

Fonte: Biblioteca ANEEL (2016)

Após busca no site, foi verificada que as tarifas vigentes da concessionária AMPLA estão contidas Resolução Homologatória nº 2023 de 8 de março de 2016. Os valores foram extraídos da REH nº 2023/2016 de acordo com a tabela 3.11:

Tabela 3.11 – Tarifa cliente A4 Verde

MODALIDADE	ACESSANTE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO		
			TUSD		TE
			R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
AZUL APE	NA	P	46,08	33,22	0,00
		FP	17,36	33,22	0,00
VERDE	NA	NA	17,36	0,00	0,00
		P	0,00	1.212,81	382,19
		FP	0,00	92,93	248,83
VERDE APE	NA	NA	17,36	0,00	0,00
		P	0,00	1.153,11	0,00
		FP	0,00	33,22	0,00
CONVENCIONAL	NA	NA	50,53	92,93	259,95
DISTRIBUIÇÃO	Elektro	P	46,08	12,49	0,00
		FP	17,36	12,49	0,00
		NA	0,00	0,00	0,00
GERAÇÃO	NA	NA	7,33	0,00	0,00

Fonte ANEEL, TABELA 1 – TARIFAS DE APLICAÇÃO E BASE ECONÔMICA PARA O GRUPO A – AMPLA (2016).

Com a informação dos valores de energia (TE) e transmissão (TUSD), é possível determinar o valor final da tarifa com os impostos aplicáveis. Esta memória de cálculo está descrita na tabela 3.12:

Tabela 3.12 – Memória de cálculo tarifa de energia A4 Verde

FORA DE PONTA	
TE	R\$ 248,83/MWh
TUSD	R\$ 92,93/MWh
TOTAL S/IMPOSTOS	R\$ 341,76/MWh
PIS	1,60%
COFINS	7,41%
ICMS	29%
TOTAL C/IMPOSTOS	R\$ 551,31/MWh

Fonte: Autor (2016)

No entanto a este valor de 551,31/MWh, deve ser aplicado um desconto de 15% referente a empresas que prestam serviços no setor de água, esgoto e saneamento, conforme tabela 3.13:

Tabela 3.13 – Tabela de descontos

	TUSD R\$/kW	TUSD R\$/MWh	TE R\$/MWh
B1 – RESIDENCIAL BAIXA RENDA			
Parcela do consumo mensal de energia elétrica inferior ou igual a 30 (trinta) kWh		65%	65%
Parcela do consumo mensal superior a 30 (trinta) kWh e inferior ou igual a 100 (cem) kWh		40%	40%
Parcela do consumo mensal superior a 100 (cem) kWh e inferior ou igual a 220 (duzentos e vinte) kWh		10%	10%
Parcela do consumo mensal superior a 220 (duzentos e vinte) kWh		0%	0%
RURAL - GRUPO A	10%	10%	10%
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO A	15%	15%	15%

Fonte ANEEL, TABELA 3 – BENEFÍCIOS TARIFÁRIOS – PERCENTUAIS DE DESCONTO – Ampla (2016).

Desta forma, a tabela 3.14 reporta o valor final da tarifa de energia elétrica para um cliente tipo Horo Sazonal Verde A4, enquadrado no ramo de saneamento básico:

Tabela 3.14 – Memória de calculo da tarifa de energia com desconto

FORA DE PONTA	
Tarifa Total	R\$ 551,31/MWh
Desconto	15%
TOTAL C/IMPOSTOS	R\$ 468,61/MWh

Fonte: Autor (2016)

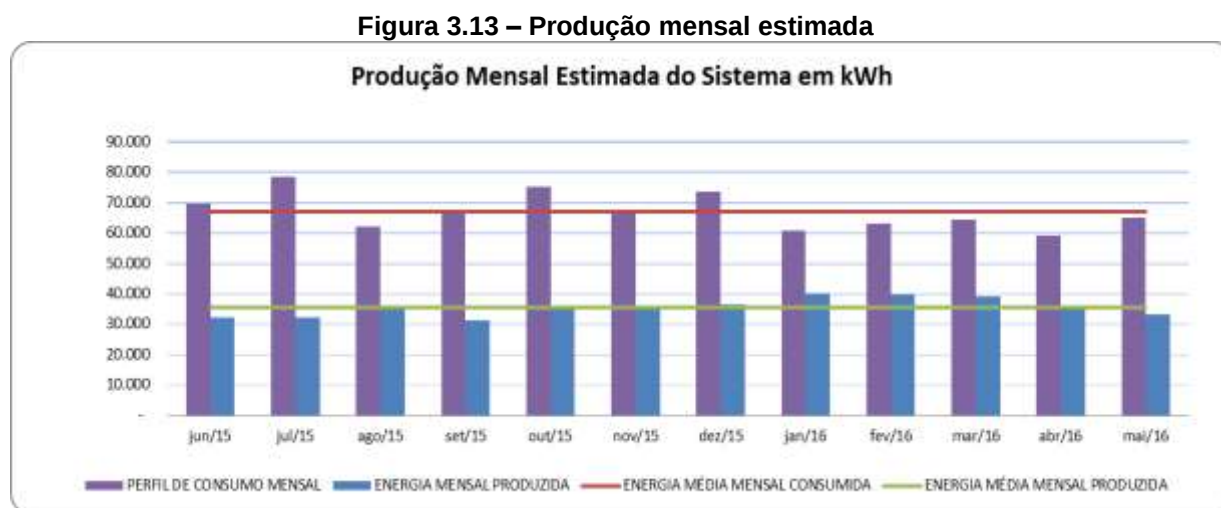
3.4.4 Análise de Investimento

Considerando os valores estimados de produção de energia do projeto, bem como a definição das tarifas de energia elétrica, é possível iniciar a análise econômico-financeira do projeto.

Os próximos tópicos apresentarão a produção de energia estimada e, também, a economia esperada após instalação do gerador fotovoltaico conectado à rede.

a) Produção Mensal Estimada

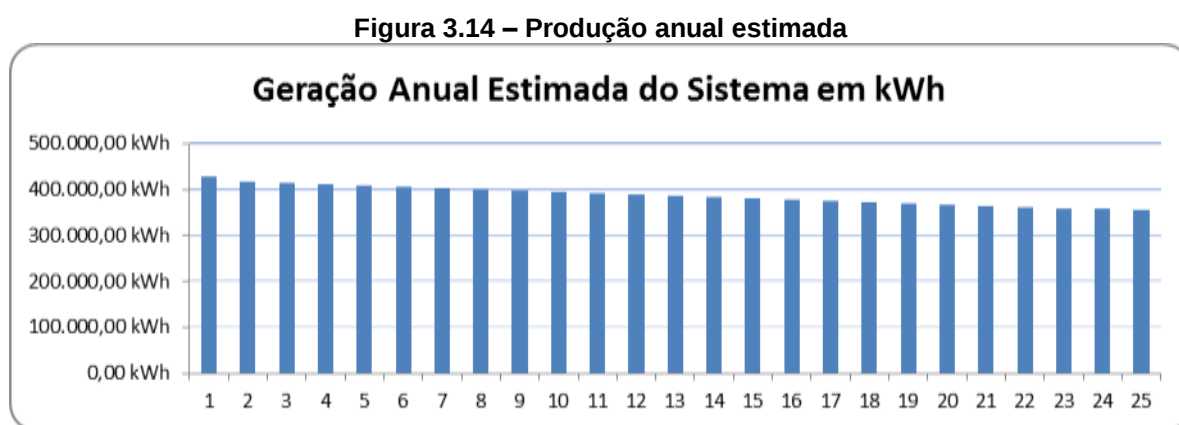
Estima-se que o sistema fornecerá uma energia média mensal de 35.614 kWh, equivalente a 53% do total médio consumido de 67.214 kWh (figura 3.13).



Fonte: Autor (2016)

b) Produção Anual Estimada

Estima-se que o sistema fornecerá um total de 427.375 kWh de energia durante o primeiro ano de funcionamento (figura 3.14).

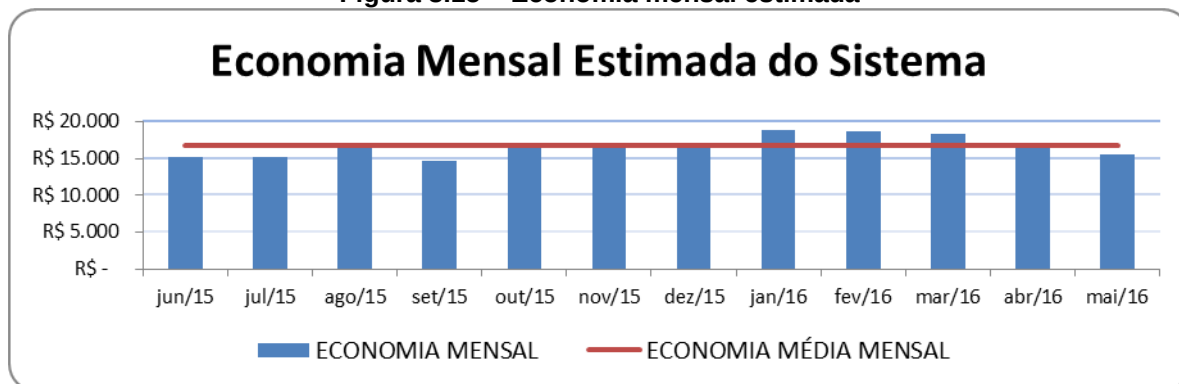


Fonte: Autor (2016)

c) Economia Mensal Estimada

Estima-se que o sistema economizará mensalmente (média) o valor de R\$16.689,19 considerando a tarifa de energia de R\$ 0,46861/kWh (figura 3.15).

Figura 3.15 – Economia mensal estimada

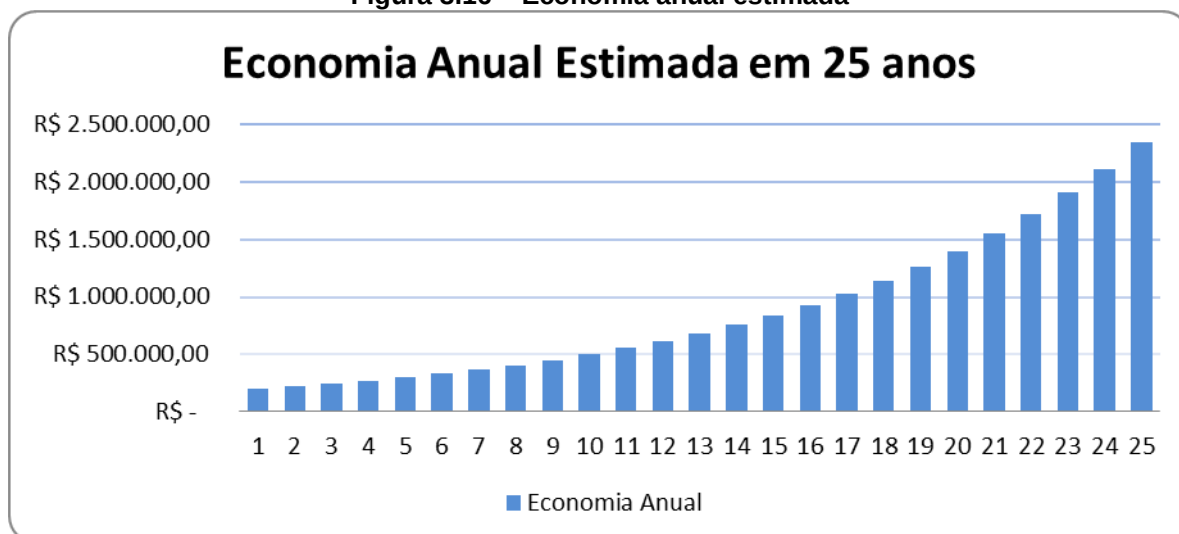


Fonte: Autor (2016)

d) Economia Anual Estimada

Estima-se que o sistema economizará o valor total de R\$200.275,46 durante o primeiro ano de funcionamento, considerando a correção da tarifa de energia elétrica pelo índice de 11,65% a.a. do IGP-M (figura 3.16).

Figura 3.16 – Economia anual estimada



Fonte: Autor (2016)

e) Economia Anual Acumulada Estimada

Estima-se que o sistema economizará o valor total de R\$ 22.056.752,09 ao longo de 25 anos, considerando a correção da tarifa de energia elétrica pelo índice de 11,65% a.a. do IGP-M (figura 3.17).

Figura 3.17 – Economia anual acumulada estimada



Fonte: Autor (2016)

Análise considerando Capital Próprio

Esta análise considera a utilização de capital próprio para a realização do investimento.

Parâmetros Adotados:

- **Investimento:** R\$ 1.933.100,00;
- **TMA¹²:** 9% a.a.(*);
- **Taxa aumento energia elétrica:** 11,65% (**);
- **Tarifa de Energia AMPLA:** R\$ 0,46862/kWh (***);
- **Geração de Energia Anual:** 427.375 kWh;
- **Taxas de Perdas de Eficiência Paineis:** 2,5% 1º ano / 0,7% a.a.;
- **Manutenção do Sistema:** 0,2% do valor do projeto ao ano;

¹² TMA – Taxa Mínima de Atratividade

- **Substituição dos inversores:** 15º ano;
- **Vida útil do Sistema:** 25 anos.

(*) Considerada a TMA correspondente a poupança.

(**) Considerado o IGP-M – JULHO/2016 acumulado 12 meses, de acordo com a ANEEL o índice de reajuste pode se basear no IGP-M ou IPCA.

(***) Tarifas A4 – Reajuste AMPLA conforme Resolução Homologatória nº 2023 de 08/03/2016.

Resultados em 25 anos:

- **TIR = 19,28%**
- **VPL = R\$ 3.554.686,07**
- **Payback = 10 anos (figura 3.18)**

Figura 3.18 – Retorno de Investimento



Fonte: Autor (2016)

Foi criada uma planilha para o cálculo da análise de investimento, considerando a utilização de capital próprio para o cenário 1. O documento encontra-se disponível no anexo VI.

Considerando Financiamento Bancário

Para a simulação do financiamento bancário, elegemos a **Agência Estadual de Fomento do Rio de Janeiro – AgeRio**, que possui uma linha especial chamada Ecoeficiencia a qual apoia investimentos que promovem a redução de impactos ambientais e que incluem a sustentabilidade no processo de produção.

Esta linha de financiamento possui taxas a partir de 1,24% a.m., carência de 18 meses e um prazo de 60 meses.

A simulação de financiamento realizada através do site AgeRio encontra-se no anexo VII.

Parâmetros Adotados:

- **TMA:** 9% a.a.(*);
- **Taxa aumento energia elétrica:** 11,65% (**);
- **Tarifa de Energia AMPLA:** R\$ 0,46862/kWh (***);
- **Geração de Energia Anual:** 427.375 kWh;
- **Taxas de Perdas de Eficiência Pannel:** 2,5% 1º ano / 0,7% a.a;
- **Manutenção do Sistema:** 0,2% do valor do projeto ao ano;
- **Substituição dos inversores:** 15º ano;
- **Vida útil do Sistema:** 25 anos.

(*) Considerada a TMA correspondente a poupança.

(**) Considerado o IGP-M – JULHO/2016 acumulado 12 meses, de acordo com a ANEEL o índice de reajuste pode se basear no IGP-M ou IPCA.

(***) Tarifas A4 – Reajuste AMPLA conforme Resolução Homologatória nº 2023 de 08/03/2016.

Resultados em 25 anos:

- **TIR = 22,50%**
- **VPL = R\$ 3.327.016,02**
- Payback = 11 anos**

Foi criada uma planilha para o cálculo da análise de investimento, considerando financiamento bancário para o cenário 1. O documento encontra-se disponível no anexo VII.

3.4.5 Compensação de Energia

O sistema de compensação de energia que melhor se define para o Cenário 2 é do tipo Autoconsumo Remoto que, segundo o Caderno Temático da ANEEL, é caracterizada por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.

No local de geração, propriedade do cliente, será solicitada uma nova Unidade Consumidora (UC) onde não haverá consumo de energia, apenas injeção na rede.

No Cenário 1, o cliente estabeleceu que 100% da energia gerada pelo sistema seja transferido como créditos para a ETE.

A tabela abaixo exemplifica os percentuais do excedente de energia produzido pela minigeração (créditos) que serão informados pelo cliente à Concessionária de energia (tabela 3.15).

Tabela 3.15 – Compensação de energia do cenário 1

NOVA UC (GERADORA)	UC ETE
Consumo zero	100%

Fonte: Autor (2016)

3.5 Sistema de Energia Solar Fotovoltaica – Cenário 2

3.5.1 Dimensionamento

Uma vez que a área disponível para os cenários 1 e 2 é a mesma, o dimensionamento calculado no item 3.4.1 (correspondentes as letras b, c, d, e, f e g) e no item 3.4.2 será o mesmo e, portanto, não haverá alteração no gerador fotovoltaico de potência nominal de 306,9 kWp.

Desta forma, será apresentado somente o perfil de consumo do cenário 2 para o cálculo da análise de viabilidade econômico-financeira.

a) Perfil de Consumo da ETE e Sede (escritórios)

Igualmente para o cenário 2, a empresa proprietária da ETE e da SEDE enviou o histórico de consumo de energia de doze meses (tabelas 3.16 e 3.17). Os valores estão expressos em kWh e os mesmos correspondem a energia consumida no horário **fora de ponta**, uma vez que o consumo no horário de ponta não é significativo e, desta forma, não será objeto deste estudo.

ETE

Tabela 3.16 - Perfil de Consumo em kWh – Cenário 2 - ETE

Jun/15	Jul/15	Ago/15	Set/15	Out/15	Nov/15	Dez/15	Jan/16	Fev/16	Mar/16	Abr/16	Mai/16	Média
69.942	78.528	62.302	66.780	75.420	66.646	73.851	60.869	63.133	64.372	59.387	65.338	67.214

Fonte: Autor (2016)

SEDE

Tabela 3.17 - Perfil de Consumo em kWh – Cenário 2 – SEDE

Jun/15	Jul/15	Ago/15	Set/15	Out/15	Nov/15	Dez/15	Jan/16	Fev/16	Mar/16	Abr/16	Mai/16	Média
19.851	19.423	18.736	20.135	22.478	23.921	29.988	23.953	28.904	30.864	27.033	27.942	24.436

Fonte: Autor (2016)

3.5.2 Análise da Conta de Energia Elétrica

As análises das contas neste cenário levarão em consideração a ETE e a Sede. Como a ETE já foi verificada no item 3.4.3, somente será apresentado aqui a análise correspondente a Sede.

Como trata-se da mesma concessionária de energia, AMPLA, não foi necessário realizar uma nova pesquisa, uma vez que a Resolução Homologatória é a mesma. Abaixo as informações básicas da unidade consumidora da SEDE para identificação da tarifa:

Concessionária: AMPLA Energia e Serviços S/A.

Unidade Consumidora: SEDE

Modalidade Tarifária: Convencional A4

Classe: Serviço Público

Tensão de Fornecimento: 13,80 kV

De acordo com os dados acima, a tarifa foi identificada na tabela 3.18:

Tabela 3.18 – Tarifa A4 convencional

MODALIDADE	ACESSANTE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO		
			TUSD		TE
			R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
AZUL APE	NA	P	46,08	33,22	0,00
		FP	17,36	33,22	0,00
VERDE	NA	NA	17,36	0,00	0,00
		P	0,00	1.212,81	382,19
		FP	0,00	92,93	248,83
VERDE APE	NA	NA	17,36	0,00	0,00
		P	0,00	1.153,11	0,00
		FP	0,00	33,22	0,00
CONVENCIONAL	NA	NA	50,53	92,93	259,95
DISTRIBUIÇÃO	Elektro	P	46,08	12,49	0,00
		FP	17,36	12,49	0,00
		NA	0,00	0,00	0,00
GERAÇÃO	NA	NA	7,33	0,00	0,00

Fonte Aneel: TABELA 1 – TARIFAS DE APLICAÇÃO E BASE ECONÔMICA PARA O GRUPO A – AMPLA (2016).

Com a informação dos valores de energia (TE) e transmissão (TUSD), é possível determinar o valor final da tarifa com os impostos aplicáveis. Esta memória de cálculo está descrita na tabela 3.19:

Tabela 3.19 – Memória de cálculo tarifa de energia A4 convencional

TE	R\$ 259,95/MWh
TUSD	R\$ 92,93/MWh
TOTAL S/IMPOSTOS	R\$ 352,88/MWh
PIS	1,60%
COFINS	7,41%
ICMS	29%
TOTAL C/IMPOSTOS	R\$ 569,25/MWh

Fonte: Autor (2016)

Cumprir informar que para a Sede não se aplica o desconto especial referente aos serviços de água, esgoto e saneamento.

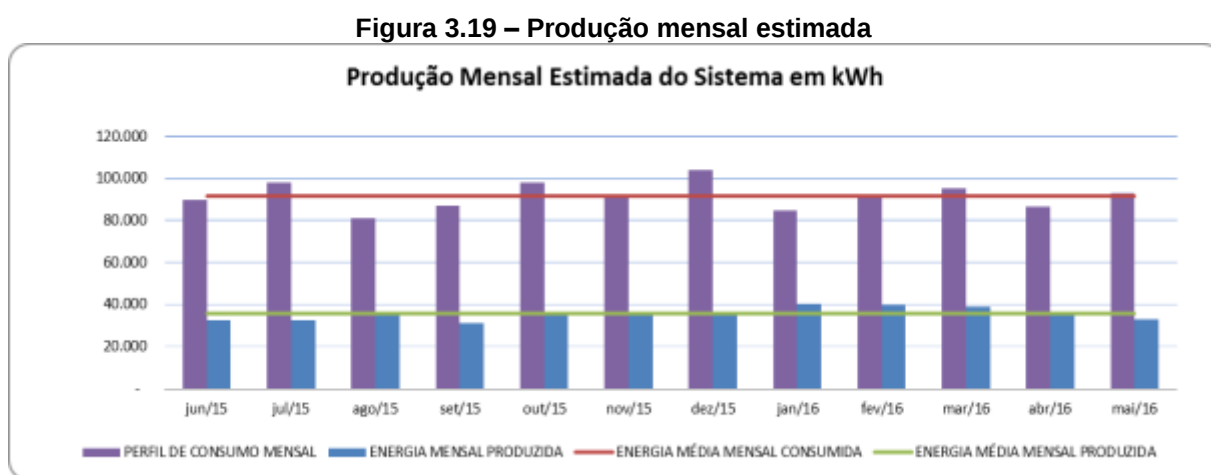
3.5.3 Análise de Investimento

Considerando os valores estimados de produção de energia do projeto, bem como a definição das tarifas de energia elétrica, é possível iniciar a análise econômico-financeira do projeto.

Os próximos tópicos apresentarão a produção de energia estimada e, também, a economia esperada após instalação do gerador fotovoltaico conectado à rede.

Produção Mensal Estimada

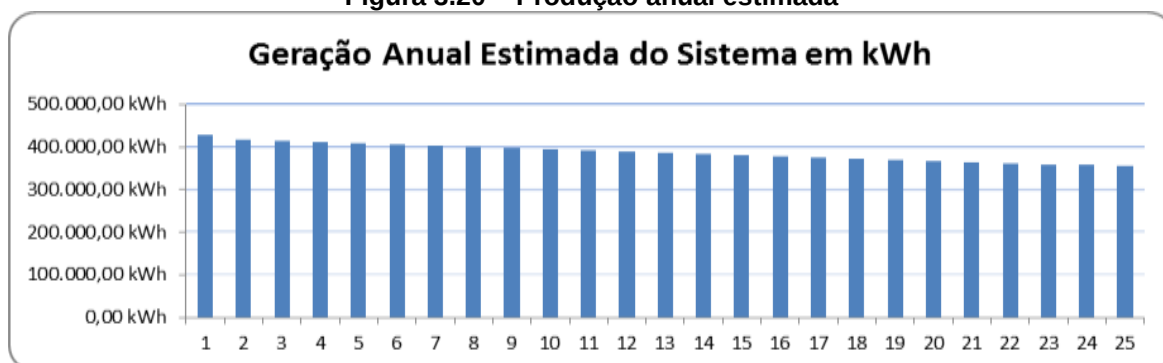
Estima-se que o sistema fornecerá uma energia média mensal de 35.614 kWh, equivalente a 39% do total médio consumido de 67.214 kWh + 24.436 kWh = 91.650 kWh (figura 3.19).



Produção Anual Estimada

Estima-se que o sistema fornecerá uma energia anual de 427.375 kWh durante o primeiro ano de funcionamento (figura 3.20).

Figura 3.20 – Produção anual estimada

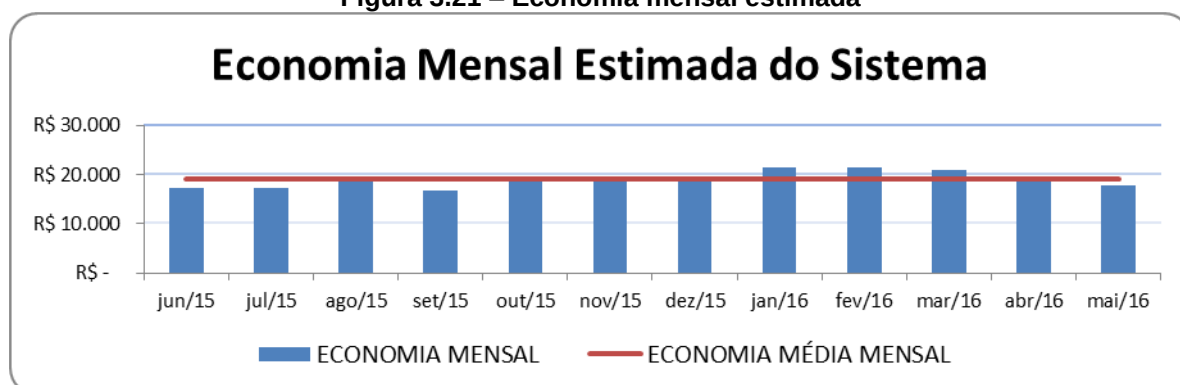


Fonte: Autor (2016)

Economia Mensal Estimada

Estima-se que o sistema economizará mensalmente (média) o valor total de R\$19.126,46 considerando a tarifa de energia de R\$ 0,46861/kWh para a ETE e de R\$ 0,56925 para a Sede (figura 3.21).

Figura 3.21 – Economia mensal estimada

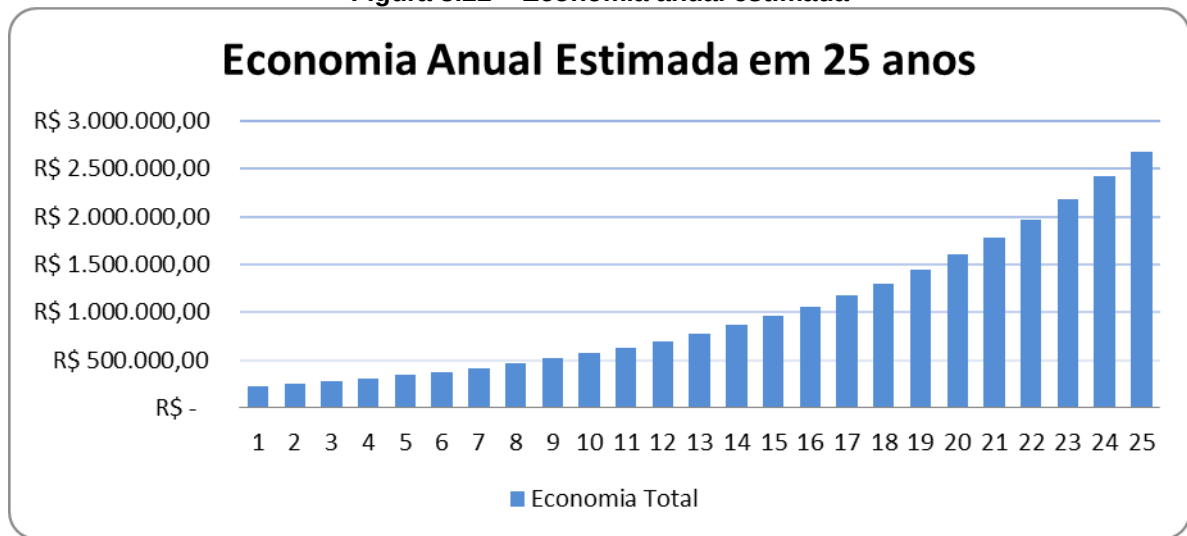


Fonte: Autor (2016)

Economia Anual Estimada

Estima-se que o sistema economizará o valor total de R\$ 229.519,75 durante o primeiro ano de funcionamento, considerando a correção da tarifa de energia elétrica pelo índice de 11,65% a.a. do IGP-M (figura 3.22).

Figura 3.22 – Economia anual estimada



Fonte: Autor (2016)

Economia Anual Acumulada Estimada

Estima-se que o sistema proposto economizará o valor total de R\$ 25.277.486,13 ao longo de 25 anos, considerando a correção da tarifa de energia elétrica pelo índice de 11,65% a.a. do IGP-M (figura 3.23).

Figura 3.23 – Economia anual acumulada estimada



Fonte: Autor (2016)

Considerando Capital Próprio

Esta análise considera a utilização de capital próprio para a realização do investimento.

Parâmetros Adotados:

- **Investimento:** R\$ 1.933.100,00;
- **TMA:** 9% a.a.(*);
- **Taxa aumento energia elétrica:** 11,65% (**);
- **Tarifa de Energia AMPLA:** R\$ 0,56925/kWh da Sede e R\$ 0,46862/kWh da ETE (***);
- **Geração de Energia Anual:** 427.375 kWh;
- **Taxas de Perdas de Eficiência Pannel:** 2,5% 1º ano / 0,7% a.a;
- **Manutenção do Sistema:** 0,2% do valor do projeto ao ano;
- **Substituição dos inversores:** 15º ano.
- **Vida útil do Sistema:** 25 anos.

(*) Considerada a TMA correspondente a poupança.

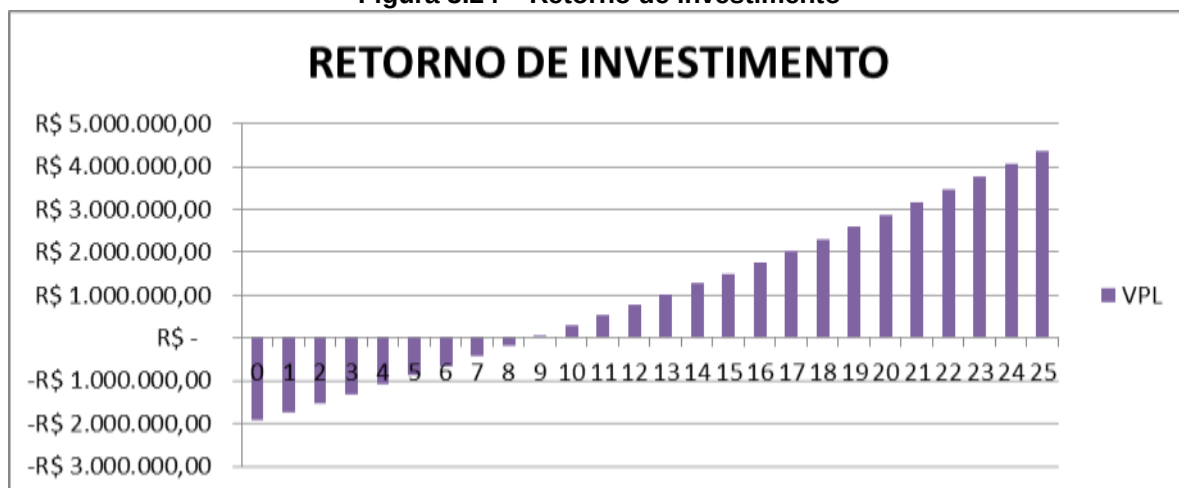
(**) IGP-M – JULHO/2016 acumulado 12 meses.

(***) Tarifas A4 – Reajuste AMPLA conforme Resolução Homologatória nº 2023 de 08/03/2016.

Resultados em 25 anos:

- **TIR = 21,11%**
- **VPL = R\$ 4.368.835,64**
- **Payback = 8 anos (figura 3.24)**

Figura 3.24 – Retorno de investimento



Fonte: Autor (2016)

Foi criada uma planilha para o cálculo da análise de investimento considerando a utilização de capital próprio para o cenário 2. O documento encontra-se disponível no anexo IX.

Considerando Financiamento Bancário

Para a simulação do financiamento bancário, elegemos a **Agência Estadual de Fomento do Rio de Janeiro – AgeRio**, que possui uma linha especial chamada Ecoeficiencia a qual apoia investimentos que promovem a redução de impactos ambientais e que incluem a sustentabilidade no processo de produção.

Esta linha de financiamento possui taxas a partir de 1,24% a.m., carência de 18 meses e um prazo de 60 meses.

A simulação de financiamento realizada através do site AgeRio encontra-se no anexo VII.

Parâmetros Adotados:

- **TMA:** 9% a.a.(*);
- **Taxa aumento energia elétrica:** 11,65% (**);
- **Tarifa de Energia AMPLA:** R\$ 0,56925/kWh da Sede e R\$ 0,46862/kWh da ETE (***);
- **Geração de Energia Anual:** 427.375 kWh;
- **Taxas de Perdas de Eficiência Pannel:** 2,5% 1º ano / 0,7% a.a;
- **Manutenção do Sistema:** 0,2% do valor do projeto ao ano;
- **Substituição dos inversores:** 15º ano.
- **Vida útil do Sistema:** 25 anos.

(*) Considerada a TMA correspondente a poupança.

(**) IGP-M – JULHO/2016 acumulado 12 meses.

(***) Tarifas A4 – Reajuste AMPLA conforme Resolução Homologatória nº 2023 de 08/03/2016.

Resultados em 25 anos:

- **TIR = 26,05%**
- **VPL = R\$ 4.141.165,58**
- **Payback = 9 anos**

Foi criada uma planilha para o cálculo da análise de investimento considerando financiamento bancário para o cenário 2. O documento encontra-se disponível no anexo X.

3.5.4 Compensação de Energia

O sistema de compensação de energia que melhor se define para o Cenário 2 é do tipo Autoconsumo Remoto que, segundo o Caderno Temático da ANEEL, é caracterizada por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.

No local de geração, propriedade do cliente, será solicitada uma nova Unidade Consumidora (UC) onde não haverá consumo de energia, apenas injeção na rede.

No Cenário 2, o cliente estabeleceu que a SEDE seja atendida em aproximadamente 100% e o restante da energia gerada pelo sistema seja transferido como créditos para a ETE. Portanto, como o consumo médio mensal de energia da UC SEDE é de 24.436 kWh e a geração média mensal prevista é de 35.614 kWh, o percentual de transferência para a UC SEDE será de 68%.

A tabela abaixo exemplifica os percentuais do excedente de energia produzido pela minigeração (créditos) que serão informados pelo cliente à Concessionária de energia (tabela 3.20).

Tabela 3.20 – Compensação de energia do cenário 2

NOVA UC (GERADORA)	UC SEDE	UC ETE
Consumo zero	68%	32%

Fonte: Autor (2016)

3.6 Resultados Esperados

Com a implementação das propostas, espera-se obter os seguintes benefícios para a empresa:

- a) Utilização de uma energia limpa e sustentável. Compromisso com o meio ambiente e para com a comunidade local, considerando uma empresa que possui interface direta com o público;
- b) Redução dos riscos de variação do preço de energia, uma vez que grande parte da energia consumida será compensada através da geração própria;
- c) Melhoria do controle e verificação do consumo de energia, com a utilização do sistema de monitoramento integrado aos inversores e, também, através do detalhamento da nova fatura para minigerador de energia.
- d) Conscientização dos funcionários para a utilização de fontes renováveis de energia;
- e) Aquisição da Certificação do Selo Solar, que trará o reconhecimento no mercado.

4 CONCLUSÃO

Utilizar a energia solar para a obtenção de eletricidade é uma forma de reduzir as emissões de gases do efeito estufa e, em muitos casos, outros impactos ambientais ligados à construção de empreendimentos energéticos.

O caso estudado apresentou uma grande empresa prestadora de serviços de sistema de saneamento básico que foi motivada, com o seu viés sustentável (uma vez que tem a preocupação constante com o abastecimento de água), a avaliar a possibilidade de se tornar uma geradora de sua própria energia. Considerando que a região tem boa irradiação solar, uma das alternativas selecionadas foi a energia solar fotovoltaica.

Após a análise dos resultados obtidos no estudo, foi constatado que a implantação do sistema de energia solar fotovoltaica é viável para ambos cenários solicitados, uma vez que os indicadores de VPL foram positivos e o retorno de investimento em um prazo aceitável considerando a vida útil do sistema.

Para o cenário 1, foi encontrado um retorno financeiro (*payback*) de 10 anos, com uma taxa interna de retorno (TIR) de 19,28% e o valor presente líquido (VPL) positivo no montante de R\$ 3.554.686,07 para o investimento utilizando recursos próprios.

No caso do o cenário 2, foi encontrado um retorno financeiro (*payback*) de 8 anos, com uma taxa interna de retorno (TIR) de 21,11% e o valor presente líquido (VPL) positivo no montante de R\$ 4.368.835,63 para o investimento utilizando recursos próprios.

Tendo em vista os dois cenários solicitados, conclui-se que o cenário 2 é mais atrativo, por conta do fato que a tarifa de energia elétrica da Sede é maior do que a tarifa de energia elétrica aplicada à ETE. Logo, o sistema no cenário 2 atenderá em sua maioria (68%) o consumo de energia da Sede, tornando a diferença entre os dois cenários ainda mais significativa.

Como alternativa, existe a possibilidade de se utilizar a linha de financiamento do AgeRio com tarifas mais atrativas de mercado. Esta linha de financiamento concede uma carência de 18 meses e um prazo de pagamento máximo de 60 meses. As análises de financiamento considerando uma taxa de atratividade de 9% resultaram em VPLs menores, demonstrando que o investimento ainda através de

capital proprio é mais vantajoso economicamente. No entanto, a medida em que essa TMA é elevada a percentuais acima do juros cobrados pelo banco, o financiamento pode se tornar a opção mais adequada.

Ainda, como fator positivo, enfatiza-se que a empresa poderá se beneficiar da certificação do Selo Solar. Esta certificação faz com que as empresas que hoje apostam em energias renováveis possam ser reconhecidas no mercado.

REFERÊNCIAS

ABB. Caixa de combinação (*String box*). Disponível em <<http://www.abb.com.br/product/seitp329/3f91ff58436c683a83257980005cfd2f.aspx?tabKey=2&qid=ABB.SACE1SL0610A00&cid=9AAC100280>>. Acesso em 20 out. 2016.

AGÊNCIA ESTADUAL DE FOMENTO DO RIO DE JANEIRO – AGERIO. Simulação de financiamento para Ecoeficiencia. Disponível em <<http://www.agerio.com.br/index.php/credito-para-sua-empresa/ecoefficiencia>>. Acesso em 08. Nov. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Biblioteca ANEEL. Disponível em <<http://biblioteca.aneel.gov.br/>>. Acesso em 10 nov. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Entendendo a tarifa de energia elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/reajuste-tarifario-anual/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em 10 nov. 2016.

Agência Nacional de Energia Elétrica. **Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. 2ª edição. Brasília: ANEEL, 2016. 34 p.

Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Seção 3.6** – Acesso ao Sistema de Distribuição. Revisão 6. Brasília: ANEEL, 2015. 16 p.

Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória nº 2023/2016**, Brasília, 2016. 11p.

Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 482/2012**, Brasília, 2012. 5 p.

Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 687/2015**, Brasília, 2015. 25 p.

Agência Nacional de Energia Elétrica. **Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica**. Brasília: ANEEL, 2005. 30 p.

AMPLA/COELCE. **Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema Elétrico da AMPLA/COELCE nº NT-BR-010**. Revisão 1. Rio de Janeiro, 2016. 41 p. Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão**, Rio de Janeiro, 2004. 209 p.

ATMOSPHERIC SCIENCE DATA CENTER – NASA. Fonte de dados. Disponível em: <<https://eosweb.larc.nasa.gov>>. Acesso em 09 nov. 2016.

CANADIAN SOLAR. Painéis fotovoltaicos *on grid*. Disponível em <<http://www.canadiansolar.com/solar-panels/standard.html>>. Acesso em 20 out. 2016.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Process**. Fourth Edition. Wisconsin: John Wiley & Sons, 2013. 928 p.

ECIL ENERGIA. Medidor de energia bi-direcional. Disponível em <<http://www.ecilenergia.com.br/medidores.html>>. Acesso em 20 out. 2016.

Empresa de Pesquisa Energética. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2013**. Rio de Janeiro, 2013. 253 p.

ERWES, H.; FORLI, C.; FILHO, R. D. **Condições de Importação de Equipamentos de Mini & Micro-geração Distribuída Fotovoltaica no Brasil**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2012. 47 p.

FRONIUS INTERNATIONAL. Inversor on grid. Disponível em <http://www.fronius.com/cps/rde/xchg/SID-D756C35A-D8A03945/fronius_international/hs.xsl/83_318_ENG_HTML.htm#.WDLeufkrLIV>. Acesso em 20 out. 2016.

GEOSUN AFRICA. Mapa de irradiação solar mundial. Disponível em <<http://geosun.co.za/wp-content/uploads/2014/10/GHI-Solar-map-World.png>>. Acesso em 08. Nov. 2016.

HYPER ENERGY. Informações Software Solergo. Disponível em <<http://hiperenergy.com.br/>>. Acesso em 08. Nov. 2016.

INSTITUTO IDEAL. Informações sobre o Selo Solar. Disponível em: <<http://www.selosolar.com.br>>. Acesso em 19 ago. 2016.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA. Normais climatológicas. Disponível em <http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=clima/normaisClimatologicas>. Acesso em 08. Nov. 2016.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA. Normais Climatológicas. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br>>. Acesso em 19 ago. 2016.

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA. Relação de equipamentos homologados. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br>>. Acesso em 19 ago. 2016.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS. Banco de dados. Disponível em: <<http://www.inpe.br>>. Acesso em 19 ago. 2016.

Ministério do Trabalho. **NR10 – Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade**. Brasília, 2004. 13 p.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. Fonte de Dados. Disponível em <<http://www.nrel.gov/gis/mapsearch.html>>. Acesso em 09 nov. 2016.

OUTBACK POWER. Controlador de Carga *off grid*. Disponível em <<http://www.outbackpower.com/outback-products/make-the-power/flexmax-series-charge-controllers>>. Acesso em 20 out. 2016.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 1ª edição. São José dos Campos: INPE, 2006. 60 p.

PEREIRA, F. **Guia de Manutenção de Instalações Fotovoltaicas**. Porto: Publindústria, 2012, 113 p.

PEREIRA, F.; OLIVEIRA, M. A. S. **Curso técnico instalador de energia solar fotovoltaica**. Porto: Publindústria, 2015, 395 p.

Pinho, J.T.; Galdino M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2014. 530 p.

PORTAL SOLAR. Estrutura para solo. Disponível em <<http://www.portalsolar.com.br/guia-rapido-estrutura-de-suporte-para-fixacao-de-painel-solar-fotovoltaico.html>>. Acesso em 08 nov. 2016.

PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE. **A Guide to the Project Management Body Knowledge: PMBoK 2004**. 3 ed. Pennsylvania, 2004. Tradução livre 2004.

ROMARO, L. C. et al. **Guia para empreendedores fotovoltaicos: Parte 2**. São Paulo: Enova Solar, 2016, 27 p.

SAMLEX AMERICA. Inversor *off grid*. Disponível em <<http://www.samlexamerica.com/products/SubCategory.aspx?cid=S7>>. Acesso em 20 out. 2016.

SOLAR AND WIND ENERGY RESOURCE ASSESSMENT. Banco de dados. Disponível em: <[http:// maps.nrel.gov](http://maps.nrel.gov)>. Acesso em 19 ago. 2016.

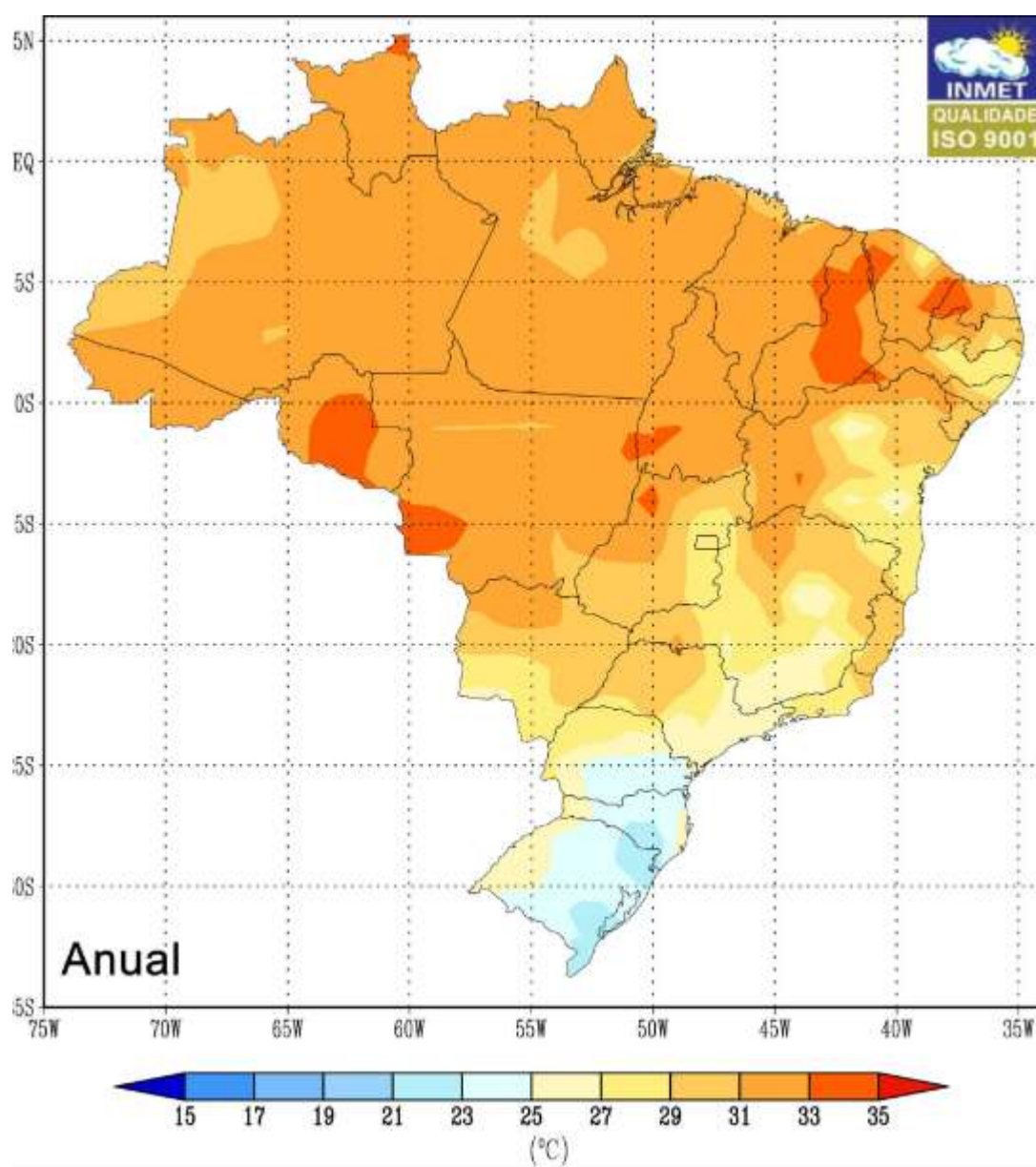
TIBA, C. et al. **Atlas Solarimétrico do Brasil**: Banco de dados solarimétrico. Recife: Ed. Universitária da UFPE, 2000. 111 p.

VILLALVA, M.G.; GAZOLI, J.R. **Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações – Sistemas Isolados e Conectados à Rede**. São Paulo: Érica, 2012, 224 p.

ZILLES, R. et al. **Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012, 208 p.

ANEXO I – Formulário de Solicitação de acesso – Minigeração Distribuída

1 - Identificação da Unidade Consumidora - UC		
Código da UC:	Grupo B ☐	Grupo A ☐ Classe:
Titular da UC :		
Rua/Av.:	Nº:	CEP:
Bairro:	Cidade:	
E-mail:		
Telefone: ()	Celular: ()	
CNPJ/CPF:		
2 - Dados da Unidade Consumidora		
Localização em coordenadas: Latitude:		Longitude:
Potência instalada (kW):	Tensão de atendimento (V):	
Tipo de conexão:	monofásica ☐	bifásica ☐ trifásica ☐
Transformador particular (kVA):	75 ☐ 112,5 ☐ 225 ☐	outro:
Tipo de instalação:	Posto de transformação ☐	cabine ☐ subestação ☐
Tipo de ligação do transformador:		
Impedância percentual do transformador:		
Tipo de ramal:	aéreo ☐	subterrâneo ☐
3 - Dados da Geração		
Potência instalada de geração (kW):		
Tipo da Fonte de Geração:		
Hidráulica ☐	Solar ☐	Eólica ☐ Biomassa ☐ Cogeração Qualificada ☐
Outra (especificar):		
4 - Documentação a Ser Anexada		
1. ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de minigeração	☐	
2. Projeto elétrico das instalações de conexão, memorial descritivo	☐	
3. Estágio atual do empreendimento, cronograma de implantação e expansão	☐	
4. Diagrama unifilar e de blocos do sistema de geração, carga e proteção	☐	
5. Certificado de conformidade do(s) Inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) Inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede.	☐	
6. Dados necessários ao registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: www.aneel.gov.br/scg	☐	
7. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme Incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012	☐	
8. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver)	☐	
9. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver)	☐	
5 - Contato na Distribuidora (preenchido pela Distribuidora)		
Responsável/Área:		
Endereço:		
Telefone:		
E-mail:		
6 - Solicitante		
Nome/Procurador Legal:		
Telefone:		
E-mail:		
_____	_____/_____/_____	_____
Local	Data	Assinatura do Responsável

ANEXO III – Consulta INMET – normais climatológicas (temperatura máximas)

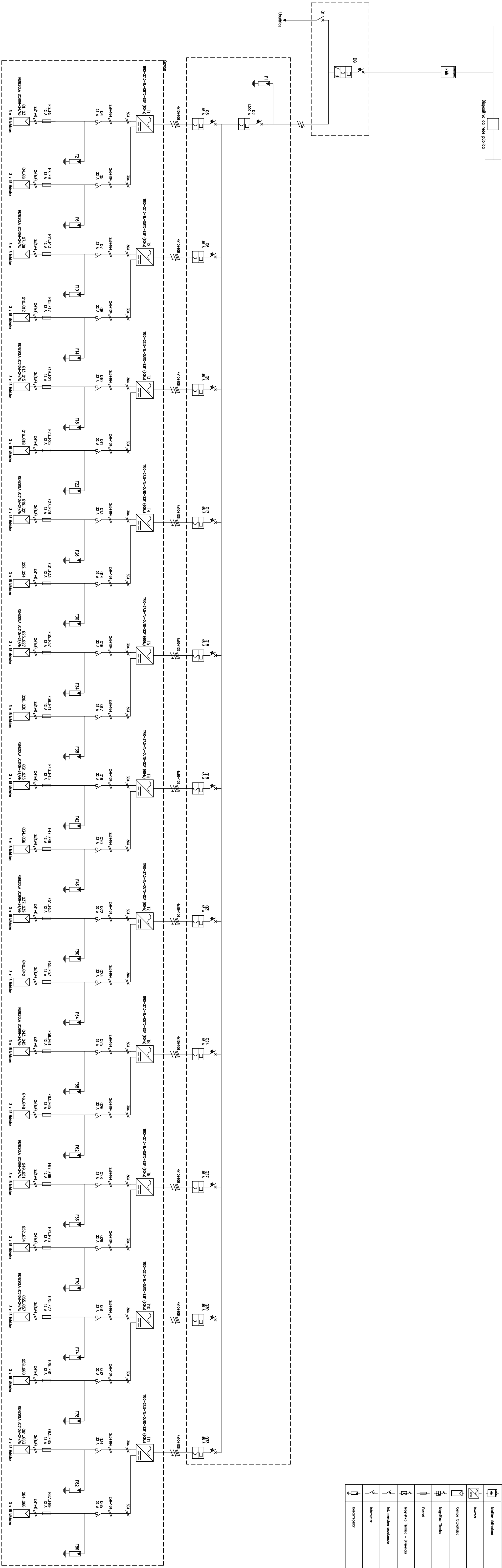
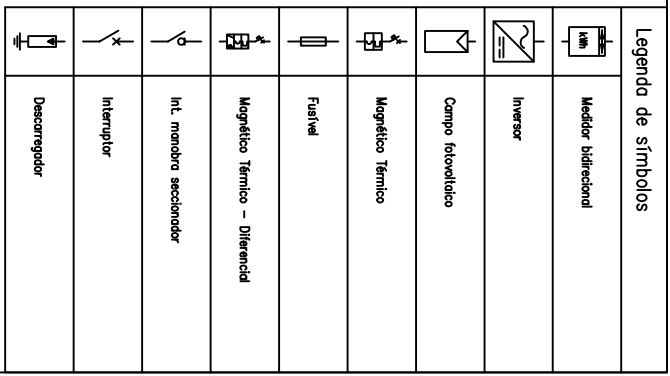
INMET

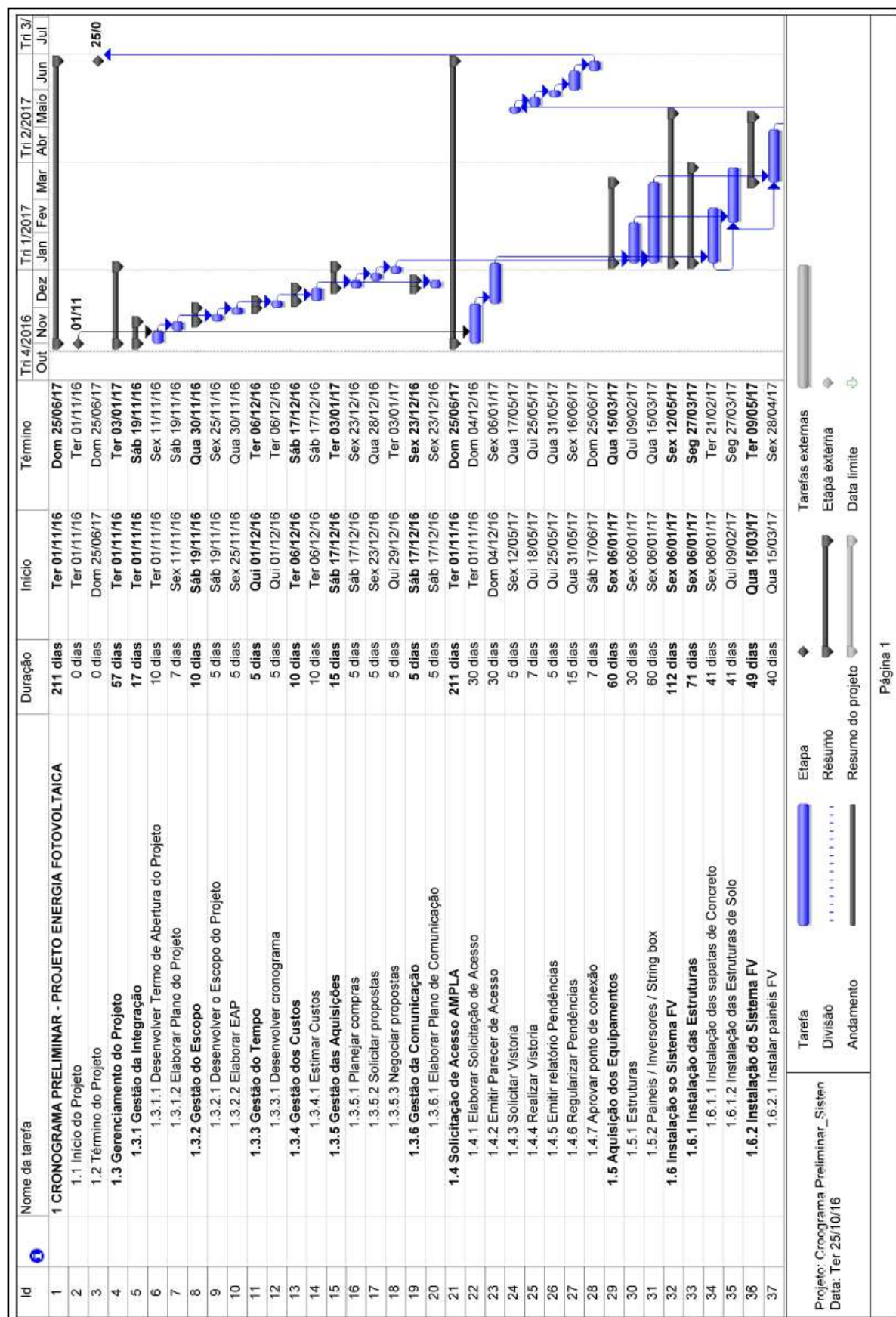
Normalis Climatológicas do Brasil 1961-1990

Temperatura Máxima (°C)

Código	Nome da Estação	UF	Janeir	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Seteml	Outub	Noveml	Dezeml	Ano
83719	Cabo Frio (Alcalis)	RJ	28,7	29,1	28,8	27,5	26,1	24,9	24,7	24,3	24,3	25,2	26,5	27,9	26,5

ANEXO IV – Diagrama elétrico do gerador fotovoltaico

[illegible]



Id	Nome da tarefa	Duração	Início	Término	Tr 4/2016			Tr 1/2017			Tr 2/2017			Tr 3/
					Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	
38	1.6.2.2 Instalar Inversores	2 dias	Sex 28/04/17	Seg 01/05/17										
39	1.6.2.3 Instalar Caixas de Conexão	2 dias	Sex 28/04/17	Seg 01/05/17										
40	1.6.2.4 Interligar Sistema	7 dias	Seg 01/05/17	Ter 09/05/17										
41	1.6.3 Comissionamento do Sistema FV	3 dias	Ter 09/05/17	Sex 12/05/17										
42	1.6.3.1 Realizar Start-Up do Sistema FV	3 dias	Ter 09/05/17	Sex 12/05/17										

Tarefa

Divisão

Andamento

Etapa

Resumo

Resumo do projeto

Tarefas externas

Etapa externa

Data limite

Projeto: Croograma Preliminar_Sisten

Data: Ter 25/10/16

Página 2

ANEXO VI – Planilha com a análise financeira do cenário 1 – Capital Próprio

ANÁLISE RETORNO INVEST.									
TMA (a.a.)		9,00%							
TIR		19,28%							
PAYBACK		10 anos							

SISTEMA PV ON GRID									
TAMANHO DO SISTEMA		306,90 kWp							
TX. DE AUMENTO ENERGIA ELÉTRICA (a.a.)		11,65%							
TX. PERDA EFICIÊNCIA DO SISTEMA (a.a.) 1º ano		2,50%							
TX. PERDA EFICIÊNCIA DO SISTEMA (a.a.)		0,70%							
GERAÇÃO ANUAL ESTIMADA DO SISTEMA FV		427.375,10 kWh							

CUSTO PARA O ACESSANTE									
PREÇO DO SISTEMA		R\$ 1.933.100,00							
PREÇO ESTIMADO DO MEDIDOR		R\$ -							
PREÇO ESTIMADO DO MEDIDOR		R\$ 1.933.100,00							

RETORNO FINANCEIRO														
ANO	INVEST.	MANUT.	TOTAL DÉBITO	GER. SISTEMA	TE + TUSD	COFINS	PIS/PASEP	ICMS	TARIFA	Economia Anual	FC	FC (VP)	VPL	Economia Acumulada em 25 Anos
0	R\$ 1.933.100,00	R\$ -	R\$ 1.933.100,00	0,00 kWh	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	#DIV/0!	R\$ -	R\$ 1.933.100,00	R\$ 1.933.100,00	R\$ 1.933.100,00	
1	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	427.375,10 kWh	R\$ 124.150,76	R\$ 14.840,41	R\$ 3.204,41	R\$ 58.079,88	0,4686kWh	R\$ 200.275,46	R\$ 196.409,26	R\$ 180.191,98	R\$ 1.752.968,02	R\$ 200.275,46
2	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	416.690,72 kWh	R\$ 135.148,96	R\$ 16.155,09	R\$ 3.488,28	R\$ 63.225,03	0,5232kWh	R\$ 218.017,36	R\$ 214.151,16	R\$ 180.246,75	R\$ 1.572.661,27	R\$ 418.292,82
3	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	413.773,89 kWh	R\$ 149.837,56	R\$ 17.910,89	R\$ 3.867,40	R\$ 70.096,62	0,5842kWh	R\$ 241.712,47	R\$ 237.846,27	R\$ 183.690,96	R\$ 1.386.000,31	R\$ 660.005,29
4	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	410.877,47 kWh	R\$ 166.122,58	R\$ 19.857,53	R\$ 4.287,73	R\$ 77.715,03	0,6522kWh	R\$ 267.982,87	R\$ 264.116,67	R\$ 187.106,91	R\$ 1.201.893,41	R\$ 927.688,16
5	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	408.001,33 kWh	R\$ 184.177,53	R\$ 22.016,74	R\$ 4.763,74	R\$ 86.161,45	0,7282kWh	R\$ 297.108,45	R\$ 293.242,25	R\$ 190.587,34	R\$ 1.011.306,08	R\$ 1.225.066,61
6	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	405.145,32 kWh	R\$ 204.194,77	R\$ 24.408,51	R\$ 5.270,39	R\$ 95.525,87	0,8130kWh	R\$ 329.399,54	R\$ 325.533,34	R\$ 194.104,89	R\$ 817.201,17	R\$ 1.554.496,15
7	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	402.309,30 kWh	R\$ 226.387,58	R\$ 27.061,33	R\$ 5.843,20	R\$ 105.908,05	0,9078kWh	R\$ 365.200,16	R\$ 361.333,96	R\$ 197.662,05	R\$ 619.539,12	R\$ 1.919.866,30
8	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	399.493,14 kWh	R\$ 250.662,40	R\$ 30.002,48	R\$ 6.478,27	R\$ 117.418,61	1,0135kWh	R\$ 404.891,76	R\$ 401.025,56	R\$ 201.261,20	R\$ 418.277,92	R\$ 2.324.589,06
9	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	396.696,68 kWh	R\$ 278.271,38	R\$ 33.263,28	R\$ 7.182,36	R\$ 130.180,19	1,1316kWh	R\$ 448.897,21	R\$ 445.031,01	R\$ 204.904,64	R\$ 213.373,27	R\$ 2.773.485,27
10	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	393.919,81 kWh	R\$ 308.515,17	R\$ 36.878,49	R\$ 7.962,97	R\$ 144.328,76	1,2634kWh	R\$ 497.685,36	R\$ 493.819,18	R\$ 208.584,56	R\$ 4.179,72	R\$ 3.271.170,66
11	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	391.162,37 kWh	R\$ 342.045,69	R\$ 40.888,61	R\$ 8.828,42	R\$ 160.015,06	1,4106kWh	R\$ 551.776,07	R\$ 547.909,87	R\$ 212.333,07	R\$ 207.554,36	R\$ 3.822.946,73
12	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	388.424,23 kWh	R\$ 379.221,08	R\$ 45.330,35	R\$ 9.787,93	R\$ 177.408,22	1,5749kWh	R\$ 611.745,58	R\$ 607.879,38	R\$ 216.122,23	R\$ 423.676,59	R\$ 4.434.892,31
13	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	385.705,26 kWh	R\$ 420.436,54	R\$ 50.257,05	R\$ 10.851,73	R\$ 198.687,52	1,7584kWh	R\$ 679.232,84	R\$ 674.366,64	R\$ 219.984,00	R\$ 643.640,58	R\$ 5.112.925,14
14	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	383.005,33 kWh	R\$ 466.131,47	R\$ 55.719,22	R\$ 12.031,14	R\$ 218.064,41	1,9633kWh	R\$ 751.946,24	R\$ 748.080,04	R\$ 223.860,31	R\$ 867.500,89	R\$ 5.864.871,39
15	R\$ 181.500,00	R\$ 3.866,20	R\$ 185.366,20	380.324,29 kWh	R\$ 516.792,74	R\$ 61.775,03	R\$ 13.338,74	R\$ 241.784,63	2,1620kWh	R\$ 833.671,14	R\$ 848.304,94	R\$ 177.984,37	R\$ 1.045.485,28	R\$ 6.688.542,52
16	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	377.662,02 kWh	R\$ 572.960,10	R\$ 68.489,02	R\$ 14.788,45	R\$ 268.040,70	2,4474kWh	R\$ 924.278,27	R\$ 920.412,07	R\$ 231.823,97	R\$ 1.277.309,23	R\$ 7.622.820,78
17	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	375.018,38 kWh	R\$ 635.231,98	R\$ 75.932,71	R\$ 16.385,73	R\$ 287.172,57	2,7325kWh	R\$ 1.024.732,99	R\$ 1.020.868,79	R\$ 235.894,93	R\$ 1.513.204,16	R\$ 8.647.553,77
18	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	372.363,26 kWh	R\$ 704.271,85	R\$ 84.185,42	R\$ 18.177,86	R\$ 329.470,62	3,0508kWh	R\$ 1.136.105,58	R\$ 1.132.239,38	R\$ 240.027,66	R\$ 1.753.231,82	R\$ 9.783.659,35
19	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	369.796,50 kWh	R\$ 780.815,28	R\$ 93.335,07	R\$ 20.153,32	R\$ 365.278,97	3,4062kWh	R\$ 1.259.582,85	R\$ 1.255.716,45	R\$ 244.223,88	R\$ 1.997.455,70	R\$ 11.043.242,00
20	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	367.198,00 kWh	R\$ 865.677,80	R\$ 103.479,15	R\$ 22.343,68	R\$ 404.979,13	3,8031kWh	R\$ 1.396.479,76	R\$ 1.392.613,56	R\$ 248.485,28	R\$ 2.245.940,97	R\$ 12.439.721,76
21	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	364.627,61 kWh	R\$ 950.763,56	R\$ 114.725,73	R\$ 24.772,09	R\$ 448.994,08	4,2461kWh	R\$ 1.548.255,46	R\$ 1.544.389,26	R\$ 252.813,53	R\$ 2.488.754,51	R\$ 13.987.977,72
22	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	362.075,22 kWh	R\$ 1.064.074,98	R\$ 127.184,94	R\$ 27.464,43	R\$ 497.782,78	4,7408kWh	R\$ 1.716.526,83	R\$ 1.712.660,63	R\$ 257.210,30	R\$ 2.756.964,81	R\$ 15.704.504,06
23	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	359.540,69 kWh	R\$ 1.179.723,44	R\$ 141.018,72	R\$ 30.449,39	R\$ 551.895,14	5,2931kWh	R\$ 1.903.086,89	R\$ 1.899.220,49	R\$ 261.677,23	R\$ 3.017.642,04	R\$ 17.607.590,75
24	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	357.023,91 kWh	R\$ 1.307.941,09	R\$ 156.345,27	R\$ 33.758,76	R\$ 611.877,59	5,9008kWh	R\$ 2.109.822,72	R\$ 2.106.056,52	R\$ 266.215,95	R\$ 3.283.857,98	R\$ 19.717.513,47
25	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	354.524,74 kWh	R\$ 1.450.004,02	R\$ 173.337,58	R\$ 37.427,82	R\$ 678.379,20	6,5962kWh	R\$ 2.339.238,62	R\$ 2.335.372,42	R\$ 270.828,08	R\$ 3.554.886,07	R\$ 22.066.752,09

ANEXO VII – Simulação de financiamento AgeRio



AGERIO
Agência Estadual de Fomento

Simulação de Financiamento

16/11/2016

Valor:

R\$ 1.933.100,00

CET: 18,14 %

Pessoa Jurídica

Taxa:

1,240000 % (ao mês)

Ecoeficiência

Prestações:

60

Ecoeficiência

Carência:

18 meses

Qtde	Tipo	Data	Principal	Juros	Prestação	Saldo
1	Carência	16/12/2016	0,00	23.970,44	23.970,44	1.933.100,00
2	Carência	16/01/2017	0,00	24.774,55	24.774,55	1.933.100,00
3	Carência	16/02/2017	0,00	24.774,55	24.774,55	1.933.100,00
4	Carência	16/03/2017	0,00	22.363,20	22.363,20	1.933.100,00
5	Carência	16/04/2017	0,00	24.774,55	24.774,55	1.933.100,00
6	Carência	16/05/2017	0,00	23.970,44	23.970,44	1.933.100,00
7	Carência	16/06/2017	0,00	24.774,55	24.774,55	1.933.100,00
8	Carência	16/07/2017	0,00	23.970,44	23.970,44	1.933.100,00
9	Carência	16/08/2017	0,00	24.774,55	24.774,55	1.933.100,00
10	Carência	16/09/2017	0,00	24.774,55	24.774,55	1.933.100,00
11	Carência	16/10/2017	0,00	23.970,44	23.970,44	1.933.100,00
12	Carência	16/11/2017	0,00	24.774,55	24.774,55	1.933.100,00
13	Carência	16/12/2017	0,00	23.970,44	23.970,44	1.933.100,00
14	Carência	16/01/2018	0,00	24.774,55	24.774,55	1.933.100,00
15	Carência	16/02/2018	0,00	24.774,55	24.774,55	1.933.100,00
16	Carência	16/03/2018	0,00	22.363,20	22.363,20	1.933.100,00
17	Carência	16/04/2018	0,00	24.774,55	24.774,55	1.933.100,00
18	Carência	16/05/2018	0,00	23.970,44	23.970,44	1.933.100,00
19	Amortização	16/06/2018	46.026,19	24.774,55	70.800,74	1.887.073,81
20	Amortização	16/07/2018	46.026,19	23.399,72	69.425,91	1.841.047,62
21	Amortização	16/08/2018	46.026,19	23.594,81	69.621,00	1.795.021,43
22	Amortização	16/09/2018	46.026,19	23.004,94	69.031,13	1.748.995,24
23	Amortização	16/10/2018	46.026,19	21.687,54	67.713,73	1.702.969,05
24	Amortização	16/11/2018	46.026,19	21.825,20	67.851,39	1.656.942,86
25	Amortização	16/12/2018	46.026,19	20.546,09	66.572,28	1.610.916,67
26	Amortização	16/01/2019	46.026,19	20.645,46	66.671,65	1.564.890,48
27	Amortização	16/02/2019	46.026,19	20.055,59	66.081,78	1.518.864,29
28	Amortização	16/03/2019	46.026,19	17.571,09	63.597,28	1.472.838,10
29	Amortização	16/04/2019	46.026,19	18.875,85	64.902,04	1.426.811,91
30	Amortização	16/05/2019	46.026,19	17.692,47	63.718,66	1.380.785,72
31	Amortização	16/06/2019	46.026,19	17.696,11	63.722,30	1.334.759,53
32	Amortização	16/07/2019	46.026,19	16.551,02	62.577,21	1.288.733,34
33	Amortização	16/08/2019	46.026,19	16.516,37	62.542,56	1.242.707,15
34	Amortização	16/09/2019	46.026,19	15.926,50	61.952,69	1.196.680,96
35	Amortização	16/10/2019	46.026,19	14.838,84	60.865,03	1.150.654,77
36	Amortização	16/11/2019	46.026,19	14.746,76	60.772,95	1.104.628,58
37	Amortização	16/12/2019	46.026,19	13.697,39	59.723,58	1.058.602,39
38	Amortização	16/01/2020	46.026,19	13.567,02	59.593,21	1.012.576,20
39	Amortização	16/02/2020	46.026,19	12.977,15	59.003,34	966.550,01
40	Amortização	16/03/2020	46.026,19	11.583,33	57.609,52	920.523,82
41	Amortização	16/04/2020	46.026,19	11.797,41	57.823,60	874.497,63
42	Amortização	16/05/2020	46.026,19	10.843,77	56.869,96	828.471,44
43	Amortização	16/06/2020	46.026,19	10.617,67	56.643,86	782.445,25
44	Amortização	16/07/2020	46.026,19	9.702,32	55.728,51	736.419,06

Simulação de Financiamento

45 Amortização	16/08/2020	46.026,19	9.437,93	55.464,12	690.392,87
46 Amortização	16/09/2020	46.026,19	8.848,05	54.874,24	644.366,68
47 Amortização	16/10/2020	46.026,19	7.990,15	54.016,34	598.340,49
48 Amortização	16/11/2020	46.026,19	7.668,31	53.694,50	552.314,30
49 Amortização	16/12/2020	46.026,19	6.848,70	52.874,89	506.288,11
50 Amortização	16/01/2021	46.026,19	6.488,57	52.514,76	460.261,92
51 Amortização	16/02/2021	46.026,19	5.898,70	51.924,89	414.235,73
52 Amortização	16/03/2021	46.026,19	4.792,12	50.818,31	368.209,54
53 Amortização	16/04/2021	46.026,19	4.718,96	50.745,15	322.183,35
54 Amortização	16/05/2021	46.026,19	3.995,07	50.021,26	276.157,16
55 Amortização	16/06/2021	46.026,19	3.539,22	49.565,41	230.130,97
56 Amortização	16/07/2021	46.026,19	2.853,62	48.879,81	184.104,78
57 Amortização	16/08/2021	46.026,19	2.359,48	48.385,67	138.078,59
58 Amortização	16/09/2021	46.026,19	1.769,61	47.795,80	92.052,40
59 Amortização	16/10/2021	46.026,19	1.141,45	47.167,64	46.026,21
60 Amortização	16/11/2021	46.026,21	589,85	46.616,06	0,00

ANEXO VIII – Planilha com a análise financeira do cenário 1 – Financiamento

ANÁLISE DE INVESTIMENTO														
SISTEMA PV ON GRID														
TAMANHO DO SISTEMA		306,90 kWp												
TX. DE AUMENTO ENERGIA ELÉTRICA (a.a.)		11,65%												
TX. PERDA EFICIENCIA DO SISTEMA (a.a.) 1º ano		2,50%												
TX. PERDA EFICIENCIA DO SISTEMA (a.a.)		0,70%												
GERAÇÃO ANUAL ESTIMADA DO SISTEMA FV		427.375,10 kWh												
CUSTO PARA O ACESSANTE														
PREÇO DO SISTEMA		R\$ 1.933.100,00												
PREÇO ESTIMADO DO MEDIDOR		R\$ -												
PREÇO ESTIMADO DO MEDIDOR		R\$ 1.933.100,00												
RETORNO FINANCEIRO														
ANO	INVEST.	MANUT.	TOTAL DÉBITO	GER. SISTEMA	TE + TUSD	COFINS	PIS/PASEP	ICMS	TARIFA	Economia Anual	FC	FC (VP)	VPL	Economia Acumulada em 25 Anos
0	R\$ -	R\$ -	R\$ -	0,00 kWh	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	#DIV/0!	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	
1	R\$ 291.666,81	R\$ -	R\$ 291.666,81	427.375,10 kWh	R\$ 124.150,76	R\$ 14.840,41	R\$ 3.204,41	R\$ 58.079,88	0,4686kWh	R\$ 200.275,46	-R\$ 91.391,35	-R\$ 83.845,28	-R\$ 83.845,28	R\$ 200.275,46
2	R\$ 559.071,63	R\$ -	R\$ 559.071,63	416.890,72 kWh	R\$ 135.148,96	R\$ 16.155,09	R\$ 3.488,28	R\$ 63.225,03	0,5232kWh	R\$ 218.017,36	-R\$ 341.054,27	-R\$ 287.059,55	-R\$ 370.903,83	R\$ 418.292,82
3	R\$ 763.976,43	R\$ -	R\$ 763.976,43	413.773,89 kWh	R\$ 149.837,56	R\$ 17.910,89	R\$ 3.867,40	R\$ 70.096,62	0,5842kWh	R\$ 241.712,47	-R\$ 522.263,96	-R\$ 403.283,60	-R\$ 774.187,43	R\$ 660.005,29
4	R\$ 681.034,78	R\$ -	R\$ 681.034,78	410.877,47 kWh	R\$ 166.122,58	R\$ 19.857,53	R\$ 4.287,73	R\$ 77.715,03	0,6522kWh	R\$ 267.982,87	-R\$ 413.051,91	-R\$ 292.616,39	-R\$ 1.066.803,82	R\$ 927.988,16
5	R\$ 597.309,65	R\$ -	R\$ 597.309,65	408.001,33 kWh	R\$ 184.177,53	R\$ 22.015,74	R\$ 4.753,74	R\$ 86.161,45	0,7282kWh	R\$ 297.108,45	-R\$ 300.201,20	-R\$ 195.110,18	-R\$ 1.261.914,00	R\$ 1.225.066,61
6	R\$ -	R\$ -	R\$ -	405.145,32 kWh	R\$ 204.194,77	R\$ 24.408,51	R\$ 5.270,39	R\$ 95.525,87	0,8130kWh	R\$ 329.399,54	R\$ 329.399,54	R\$ 196.410,18	-R\$ 1.065.503,82	R\$ 1.554.496,15
7	R\$ -	R\$ -	R\$ -	402.309,30 kWh	R\$ 226.387,58	R\$ 27.061,33	R\$ 5.843,20	R\$ 105.908,05	0,9078kWh	R\$ 365.200,16	R\$ 365.200,16	R\$ 199.776,99	-R\$ 865.726,83	R\$ 1.919.696,30
8	R\$ -	R\$ -	R\$ -	399.493,14 kWh	R\$ 250.992,40	R\$ 30.002,48	R\$ 6.478,27	R\$ 117.418,61	1,0135kWh	R\$ 404.891,76	R\$ 404.891,76	R\$ 203.201,52	-R\$ 662.525,31	R\$ 2.324.588,06
9	R\$ -	R\$ -	R\$ -	396.696,68 kWh	R\$ 278.271,38	R\$ 33.263,28	R\$ 7.182,36	R\$ 130.180,19	1,1316kWh	R\$ 448.897,21	R\$ 448.897,21	R\$ 208.684,75	-R\$ 455.840,56	R\$ 2.773.485,27
10	R\$ -	R\$ -	R\$ -	393.919,81 kWh	R\$ 308.515,17	R\$ 36.878,49	R\$ 7.962,97	R\$ 144.328,76	1,2634kWh	R\$ 497.685,38	R\$ 497.685,38	R\$ 210.227,68	-R\$ 245.612,88	R\$ 3.271.170,66
11	R\$ -	R\$ -	R\$ -	391.162,37 kWh	R\$ 342.045,99	R\$ 40.886,61	R\$ 8.828,42	R\$ 160.015,06	1,4106kWh	R\$ 551.776,07	R\$ 551.776,07	R\$ 213.831,35	-R\$ 31.781,52	R\$ 3.822.946,73
12	R\$ -	R\$ -	R\$ -	388.424,23 kWh	R\$ 379.221,08	R\$ 45.330,35	R\$ 9.787,93	R\$ 177.406,22	1,5749kWh	R\$ 611.745,58	R\$ 611.745,58	R\$ 217.496,80	R\$ 185.715,27	R\$ 4.434.692,31
13	R\$ -	R\$ -	R\$ -	385.705,26 kWh	R\$ 420.436,54	R\$ 50.257,05	R\$ 10.851,73	R\$ 198.687,52	1,7584kWh	R\$ 678.232,84	R\$ 678.232,84	R\$ 221.225,07	R\$ 408.940,34	R\$ 5.112.925,14
14	R\$ -	R\$ -	R\$ -	383.005,33 kWh	R\$ 466.131,47	R\$ 55.719,22	R\$ 12.031,14	R\$ 218.064,41	1,9633kWh	R\$ 751.946,24	R\$ 751.946,24	R\$ 225.017,25	R\$ 631.957,59	R\$ 5.864.871,38
15	R\$ 181.500,00	R\$ -	R\$ 181.500,00	380.324,29 kWh	R\$ 516.792,74	R\$ 61.775,03	R\$ 13.338,74	R\$ 241.764,63	2,1920kWh	R\$ 833.671,14	R\$ 652.171,14	R\$ 179.045,79	R\$ 811.003,38	R\$ 6.688.542,52
16	R\$ -	R\$ -	R\$ -	377.662,02 kWh	R\$ 572.980,10	R\$ 68.489,02	R\$ 14.788,45	R\$ 268.040,70	2,4474kWh	R\$ 924.278,27	R\$ 924.278,27	R\$ 232.797,75	R\$ 1.043.801,13	R\$ 7.622.820,78
17	R\$ -	R\$ -	R\$ -	375.018,38 kWh	R\$ 635.231,98	R\$ 75.932,71	R\$ 16.395,73	R\$ 297.172,57	2,7325kWh	R\$ 1.024.732,99	R\$ 1.024.732,99	R\$ 236.788,31	R\$ 1.280.589,44	R\$ 8.647.553,77
18	R\$ -	R\$ -	R\$ -	372.393,26 kWh	R\$ 704.271,85	R\$ 84.185,42	R\$ 18.177,69	R\$ 329.470,62	3,0508kWh	R\$ 1.136.105,58	R\$ 1.136.105,58	R\$ 240.847,27	R\$ 1.521.436,71	R\$ 9.783.659,35
19	R\$ -	R\$ -	R\$ -	369.786,50 kWh	R\$ 780.815,28	R\$ 93.335,07	R\$ 20.153,32	R\$ 365.278,97	3,4062kWh	R\$ 1.259.582,65	R\$ 1.259.582,65	R\$ 244.975,81	R\$ 1.766.412,52	R\$ 11.043.242,00
20	R\$ -	R\$ -	R\$ -	367.198,00 kWh	R\$ 865.677,80	R\$ 103.479,15	R\$ 22.343,68	R\$ 404.979,13	3,8031kWh	R\$ 1.396.479,76	R\$ 1.396.479,76	R\$ 249.175,13	R\$ 2.015.587,65	R\$ 12.439.721,76
21	R\$ -	R\$ -	R\$ -	364.627,61 kWh	R\$ 959.763,56	R\$ 114.725,73	R\$ 24.772,09	R\$ 448.994,08	4,2461kWh	R\$ 1.548.255,46	R\$ 1.548.255,46	R\$ 253.446,42	R\$ 2.269.034,07	R\$ 13.987.977,22
22	R\$ -	R\$ -	R\$ -	362.075,22 kWh	R\$ 1.064.074,98	R\$ 127.194,64	R\$ 27.464,43	R\$ 497.792,78	4,7408kWh	R\$ 1.716.526,93	R\$ 1.716.526,93	R\$ 257.790,94	R\$ 2.528.825,00	R\$ 15.704.504,06
23	R\$ -	R\$ -	R\$ -	359.540,69 kWh	R\$ 1.179.723,44	R\$ 141.018,72	R\$ 30.449,39	R\$ 551.895,14	5,2931kWh	R\$ 1.903.086,69	R\$ 1.903.086,69	R\$ 262.209,92	R\$ 2.789.034,93	R\$ 17.607.590,75
24	R\$ -	R\$ -	R\$ -	357.023,91 kWh	R\$ 1.307.941,09	R\$ 156.345,27	R\$ 33.758,76	R\$ 611.877,59	5,9088kWh	R\$ 2.109.922,72	R\$ 2.109.922,72	R\$ 266.704,66	R\$ 3.055.739,58	R\$ 19.717.513,47
25	R\$ -	R\$ -	R\$ -	354.524,74 kWh	R\$ 1.450.094,02	R\$ 173.337,58	R\$ 37.427,82	R\$ 678.379,20	6,5982kWh	R\$ 2.339.238,82	R\$ 2.339.238,82	R\$ 271.276,44	R\$ 3.327.016,02	R\$ 22.056.752,09

ANEXO IX – Planilha com a análise financeira do cenário 2 – Capital Próprio

ANÁLISE DE INVESTIMENTO																
SISTEMA PV ON GRID				ANÁLISE RETORNO INVEST.												
TAMANHO DO SISTEMA		306,90 kWp		TMA (a.a.)		9,00%										
TX. DE AUMENTO ENERGIA ELÉTRICA (a.a.)		11,65%		TIR		21,11%										
TX. PERDA EFICIENCIA DO SISTEMA (a.a.) 1º ano		2,50%		PAYBACK		8 anos										
TX. PERDA EFICIENCIA DO SISTEMA (a.a.)		0,70%														
GERAÇÃO ANUAL ESTIMADA DO SISTEMA FV		427 375,10 kWh														
CUSTO PARA O ACESSANTE																
PREÇO DO SISTEMA				R\$ 1.933.100,00												
PREÇO ESTIMADO DO MEDIDOR				R\$ -												
PREÇO ESTIMADO DO MEDIDOR				R\$ 1.933.100,00		PERCETUAIS P/COMPENSAÇÃO										
				SEDE		ETE										
				68,00%		32,00%										
RETORNO FINANCEIRO																
ANO	INVEST.	MANUT.	TOTAL DÉBITO	GER. TOTAL DO SISTEMA	COMPENSAÇÃO SEDE	COMPENSAÇÃO ETE	TARIFA SEDE	TARIFA ETE	Economia Anual SEDE	Economia Anual ETE	Economia Total	FC	FC (NP)	VPL	Economia Acumulada em 25 Anos	
0	R\$ 1.933.100,00	R\$ -	R\$ 1.933.100,00	0,00 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh	0,5963kWh	0,4868kWh	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 1.933.100,00	-R\$ 1.933.100,00	-R\$ 1.933.100,00	R\$ 1.933.100,00	R\$ -
1	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	427 375,10 kWh	290.615,07 kWh	136.760,03 kWh	0,5963kWh	0,4868kWh	R\$ 165.432,63	R\$ 64.087,12	R\$ 229 519,75	R\$ 225.653,55	R\$ 207.021,60	-R\$ 1.933.100,00	-R\$ 1.726.078,40	R\$ 229 519,75
2	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	416.690,72 kWh	283.349,69 kWh	133.341,03 kWh	0,6356kWh	0,5232kWh	R\$ 180.087,89	R\$ 69.764,44	R\$ 249.852,33	R\$ 245.986,13	R\$ 207.041,60	R\$ -	R\$ 1.519.036,80	R\$ 479.372,07
3	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	413.773,89 kWh	281.366,24 kWh	132.407,64 kWh	0,7096kWh	0,5942kWh	R\$ 199.860,65	R\$ 77.346,75	R\$ 277.007,40	R\$ 273.141,20	R\$ 210.915,12	-R\$ 1.308.121,67	-R\$ 1.308.121,67	R\$ 756.379,47
4	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	410.877,47 kWh	279.396,68 kWh	131.480,79 kWh	0,7923kWh	0,6522kWh	R\$ 221.360,67	R\$ 85.753,14	R\$ 307.113,81	R\$ 303.247,61	R\$ 214.828,25	-R\$ 1.093.293,42	-R\$ 1.093.293,42	R\$ 1.063.493,29
5	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	408.001,33 kWh	277.440,90 kWh	130.560,42 kWh	0,8946kWh	0,7282kWh	R\$ 245.419,14	R\$ 95.073,18	R\$ 340.492,32	R\$ 336.626,12	R\$ 218.783,88	-R\$ 874.509,54	-R\$ 874.509,54	R\$ 1.403.985,61
6	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	405.145,32 kWh	275.498,82 kWh	129.646,50 kWh	0,9876kWh	0,8130kWh	R\$ 272.092,40	R\$ 105.406,16	R\$ 377.498,56	R\$ 373.632,36	R\$ 222.784,77	-R\$ 651.724,77	-R\$ 651.724,77	R\$ 1.791.484,17
7	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	402.309,30 kWh	273.570,32 kWh	128.738,98 kWh	1,1027kWh	0,9077kWh	R\$ 301.864,63	R\$ 116.862,18	R\$ 418.528,80	R\$ 414.660,60	R\$ 226.833,55	-R\$ 424.891,22	-R\$ 424.891,22	R\$ 2.200.010,98
8	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	399.493,14 kWh	271.655,33 kWh	127.837,80 kWh	1,2312kWh	1,0135kWh	R\$ 334.450,90	R\$ 129.563,28	R\$ 464.014,18	R\$ 460.147,98	R\$ 230.932,76	-R\$ 193.958,46	-R\$ 193.958,46	R\$ 2.664.025,16
9	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	396.696,88 kWh	269.753,75 kWh	126.942,94 kWh	1,3746kWh	1,1316kWh	R\$ 370.800,53	R\$ 143.644,80	R\$ 514.445,33	R\$ 510.579,13	R\$ 235.084,82	-R\$ 41.126,35	-R\$ 41.126,35	R\$ 3.178.470,49
10	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	393.919,81 kWh	267.865,47 kWh	126.054,34 kWh	1,5347kWh	1,2634kWh	R\$ 411.100,80	R\$ 159.256,77	R\$ 570.357,56	R\$ 566.491,36	R\$ 239.292,07	R\$ 280.418,43	R\$ 280.418,43	R\$ 3.748.828,05
11	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	391.162,37 kWh	265.990,41 kWh	125.171,96 kWh	1,7135kWh	1,4106kWh	R\$ 455.781,08	R\$ 176.565,51	R\$ 632.346,59	R\$ 628.490,39	R\$ 243.556,80	R\$ 523.975,23	R\$ 523.975,23	R\$ 4.381.174,64
12	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	388.424,23 kWh	264.128,48 kWh	124.295,75 kWh	1,9132kWh	1,5749kWh	R\$ 505.317,42	R\$ 195.755,44	R\$ 701.072,86	R\$ 697.206,66	R\$ 247.881,18	R\$ 771.856,40	R\$ 771.856,40	R\$ 5.082.247,50
13	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	385.705,26 kWh	262.279,58 kWh	123.425,68 kWh	2,1360kWh	1,7584kWh	R\$ 560.237,59	R\$ 217.031,03	R\$ 777.268,62	R\$ 773.402,42	R\$ 252.267,35	R\$ 1.024.123,76	R\$ 1.024.123,76	R\$ 5.859.516,12
14	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	383.005,33 kWh	260.443,62 kWh	122.561,70 kWh	2,3849kWh	1,9632kWh	R\$ 621.126,73	R\$ 240.618,93	R\$ 861.745,67	R\$ 857.879,47	R\$ 256.717,40	R\$ 1.280.841,16	R\$ 1.280.841,16	R\$ 6.721.261,79
15	R\$ 181.500,00	R\$ 3.866,20	R\$ 185.366,20	380.324,29 kWh	258.620,52 kWh	121.703,77 kWh	2,6627kWh	2,1920kWh	R\$ 688.633,58	R\$ 266.770,48	R\$ 955.404,06	R\$ 950.037,86	R\$ 261.404,69	R\$ 1.492.245,84	R\$ 1.492.245,84	R\$ 7.676.665,85
16	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	377.662,02 kWh	256.810,17 kWh	120.851,85 kWh	2,9729kWh	2,4473kWh	R\$ 763.477,38	R\$ 295.764,30	R\$ 1.059.241,68	R\$ 1.055.375,48	R\$ 265.817,17	R\$ 1.758.063,01	R\$ 1.758.063,01	R\$ 8.735.907,53
17	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	375.018,38 kWh	255.012,50 kWh	120.005,88 kWh	3,3193kWh	2,7324kWh	R\$ 846.455,53	R\$ 327.909,30	R\$ 1.174.364,83	R\$ 1.170.498,63	R\$ 270.470,84	R\$ 2.028.533,85	R\$ 2.028.533,85	R\$ 9.910.272,36
18	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	372.393,26 kWh	253.227,41 kWh	119.165,84 kWh	3,7060kWh	3,0508kWh	R\$ 938.452,13	R\$ 363.547,95	R\$ 1.302.000,08	R\$ 1.298.133,88	R\$ 275.962,26	R\$ 2.303.730,11	R\$ 2.303.730,11	R\$ 11.212.272,44
19	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	369.796,50 kWh	251.454,82 kWh	118.331,66 kWh	4,1377kWh	3,4062kWh	R\$ 1.040.457,31	R\$ 403.659,98	R\$ 1.443.507,31	R\$ 1.439.641,11	R\$ 279.995,32	R\$ 2.583.725,43	R\$ 2.583.725,43	R\$ 12.655.779,76
20	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	367.198,00 kWh	249.694,64 kWh	117.503,36 kWh	4,6198kWh	3,8030kWh	R\$ 1.153.527,83	R\$ 446.866,35	R\$ 1.600.394,18	R\$ 1.596.527,98	R\$ 284.869,91	R\$ 2.868.595,34	R\$ 2.868.595,34	R\$ 14.256.173,94
21	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	364.627,61 kWh	247.946,78 kWh	116.680,84 kWh	5,1580kWh	4,2461kWh	R\$ 1.278.896,43	R\$ 495.433,80	R\$ 1.774.332,22	R\$ 1.770.466,02	R\$ 289.821,86	R\$ 3.158.417,20	R\$ 3.158.417,20	R\$ 16.030.506,16
22	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	362.075,22 kWh	246.211,15 kWh	115.864,07 kWh	5,7589kWh	4,7407kWh	R\$ 1.417.894,86	R\$ 549.779,77	R\$ 1.967.174,63	R\$ 1.963.308,43	R\$ 294.853,02	R\$ 3.453.270,22	R\$ 3.453.270,22	R\$ 17.997.880,80
23	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	359.540,69 kWh	244.487,67 kWh	115.053,02 kWh	6,4299kWh	5,2930kWh	R\$ 1.571.998,06	R\$ 608.977,97	R\$ 2.180.978,03	R\$ 2.177.109,83	R\$ 299.995,21	R\$ 3.753.235,43	R\$ 3.753.235,43	R\$ 20.178.656,83
24	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	357.023,91 kWh	242.776,26 kWh	114.247,65 kWh	7,1789kWh	5,9097kWh	R\$ 1.742.494,88	R\$ 675.164,44	R\$ 2.418.014,32	R\$ 2.414.148,12	R\$ 305.160,25	R\$ 4.058.395,68	R\$ 4.058.395,68	R\$ 22.596.671,14
25	R\$ -	R\$ 3.866,20	R\$ 3.866,20	354.524,74 kWh	241.076,82 kWh	113.447,92 kWh	8,0152kWh	6,5981kWh	R\$ 1.932.270,65	R\$ 748.544,35	R\$ 2.680.814,99	R\$ 2.676.948,79	R\$ 310.439,96	R\$ 4.388.835,64	R\$ 4.388.835,64	R\$ 25.277.486,13

ANEXO X – Planilha com a análise financeira do cenário 2 – Financiamento

ANÁLISE DE INVESTIMENTO															
SISTEMA PV ON GRID															
TAMANHO DO SISTEMA		306,90 kWp	ANÁLISE RETORNO INVEST.												
TX. DE AUMENTO ENERGIA ELÉTRICA (a.a.)		11,85%	TMA (a.a.)		9,00%										
			TIR		26,05%										
TX. PERDA EFICIENCIA DO SISTEMA (a.a.) 1º ano		2,50%	PAYBACK		9 anos										
TX. PERDA EFICIENCIA DO SISTEMA (a.a.)		0,70%													
GERAÇÃO ANUAL ESTIMADA DO SISTEMA FV		427.375,10 kWh													
CUSTO PARA O ACESSANTE															
PREÇO DO SISTEMA			R\$ 1.933.100,00												
PREÇO ESTIMADO DO MEDIDOR			R\$ -												
PREÇO ESTIMADO DO MEDIDOR			R\$ 1.933.100,00												
PERCUTUAIS P/COMPENSAÇÃO			SEDE		ETE										
			68,00%		32,00%										
RETORNO FINANCEIRO															
ANO	INVEST.	MANUT.	TOTAL DÉBITO	GER. TOTAL DO SISTEMA	COMPENSAÇÃO SEDE	COMPENSAÇÃO ETE	TARIFA SEDE	TARIFA ETE	Economia Anual SEDE	Economia Anual ETE	Economia Total	FC	FC (NP)	VPL	Economia Acumulada em 25 Anos
0	R\$ -	R\$ -	R\$ -	0,00 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh	0,5693 kWh	0,4686 kWh	R\$ -	-	R\$ -	-	R\$ -	-	R\$ -
1	R\$ 291.666,81	R\$ -	R\$ 291.666,81	427.375,10 kWh	290.615,07 kWh	136.760,03 kWh	0,5693 kWh	0,4686 kWh	R\$ 165.432,63	R\$ 64.087,12	R\$ 229.519,75	R\$ 62.147,06	R\$ 57.015,65	R\$ -	R\$ 229.519,75
2	R\$ 559.071,63	R\$ -	R\$ 559.071,63	416.690,72 kWh	283.349,69 kWh	133.341,03 kWh	0,6356 kWh	0,5232 kWh	R\$ 180.087,89	R\$ 69.764,44	R\$ 249.852,33	R\$ 309.219,30	R\$ 260.263,70	R\$ 317.279,38	R\$ 479.372,07
3	R\$ 763.976,43	R\$ -	R\$ 763.976,43	413.773,89 kWh	281.366,24 kWh	132.407,64 kWh	0,7096 kWh	0,5842 kWh	R\$ 199.680,65	R\$ 77.346,75	R\$ 277.027,40	R\$ 486.969,03	R\$ 376.029,44	R\$ 693.308,80	R\$ 756.379,47
4	R\$ 681.034,78	R\$ -	R\$ 681.034,78	410.877,47 kWh	279.396,88 kWh	131.480,79 kWh	0,7923 kWh	0,6522 kWh	R\$ 221.380,67	R\$ 85.753,14	R\$ 307.113,81	R\$ 373.920,97	R\$ 264.895,04	R\$ 958.203,64	R\$ 1.063.493,29
5	R\$ 597.309,65	R\$ -	R\$ 597.309,65	408.001,33 kWh	277.440,90 kWh	130.560,42 kWh	0,8846 kWh	0,7282 kWh	R\$ 245.419,14	R\$ 95.073,18	R\$ 340.492,32	R\$ 256.817,33	R\$ 166.913,64	R\$ 1.125.117,48	R\$ 1.403.985,61
6	R\$ -	R\$ -	R\$ -	405.145,32 kWh	275.498,82 kWh	129.646,50 kWh	0,9876 kWh	0,8130 kWh	R\$ 272.092,40	R\$ 105.406,16	R\$ 377.498,56	R\$ 377.498,56	R\$ 225.090,06	R\$ 900.027,42	R\$ 1.781.484,17
7	R\$ -	R\$ -	R\$ -	402.309,30 kWh	273.570,32 kWh	128.738,98 kWh	1,1027 kWh	0,9077 kWh	R\$ 301.684,63	R\$ 116.862,18	R\$ 418.526,80	R\$ 418.526,80	R\$ 228.948,49	R\$ 671.078,92	R\$ 2.200.010,98
8	R\$ -	R\$ -	R\$ -	399.493,14 kWh	271.655,33 kWh	127.837,80 kWh	1,2312 kWh	1,0135 kWh	R\$ 334.450,90	R\$ 129.563,28	R\$ 464.014,18	R\$ 464.014,18	R\$ 232.873,07	R\$ 438.205,85	R\$ 2.684.025,16
9	R\$ -	R\$ -	R\$ -	396.696,68 kWh	269.753,75 kWh	126.942,94 kWh	1,3746 kWh	1,1316 kWh	R\$ 370.800,53	R\$ 143.644,80	R\$ 514.445,33	R\$ 514.445,33	R\$ 236.864,92	R\$ 201.340,93	R\$ 3.178.470,49
10	R\$ -	R\$ -	R\$ -	393.919,81 kWh	267.865,47 kWh	126.054,34 kWh	1,5347 kWh	1,2634 kWh	R\$ 411.100,80	R\$ 159.256,77	R\$ 570.357,56	R\$ 570.357,56	R\$ 240.925,20	R\$ 39.584,27	R\$ 3.748.828,05
11	R\$ -	R\$ -	R\$ -	391.162,37 kWh	265.990,41 kWh	125.171,96 kWh	1,7135 kWh	1,4106 kWh	R\$ 455.781,08	R\$ 176.565,51	R\$ 632.346,59	R\$ 632.346,59	R\$ 245.055,08	R\$ 284.639,34	R\$ 4.381.174,64
12	R\$ -	R\$ -	R\$ -	388.424,23 kWh	264.128,48 kWh	124.295,75 kWh	1,9132 kWh	1,5749 kWh	R\$ 505.317,42	R\$ 195.755,44	R\$ 701.072,86	R\$ 701.072,86	R\$ 249.255,75	R\$ 533.895,09	R\$ 5.082.247,50
13	R\$ -	R\$ -	R\$ -	385.705,26 kWh	262.279,58 kWh	123.425,68 kWh	2,1360 kWh	1,7584 kWh	R\$ 560.237,59	R\$ 217.031,03	R\$ 777.268,62	R\$ 777.268,62	R\$ 253.528,43	R\$ 787.423,52	R\$ 5.859.516,12
14	R\$ -	R\$ -	R\$ -	383.005,33 kWh	260.443,62 kWh	122.561,70 kWh	2,3849 kWh	1,9632 kWh	R\$ 621.126,73	R\$ 240.618,93	R\$ 861.745,67	R\$ 861.745,67	R\$ 257.874,34	R\$ 1.045.297,86	R\$ 6.721.261,79
15	R\$ 181.500,00	R\$ -	R\$ 181.500,00	380.324,29 kWh	258.620,52 kWh	121.703,77 kWh	2,6627 kWh	2,1920 kWh	R\$ 688.633,58	R\$ 266.770,48	R\$ 955.404,06	R\$ 773.904,06	R\$ 212.466,11	R\$ 1.257.763,97	R\$ 7.676.865,85
16	R\$ -	R\$ -	R\$ -	377.662,02 kWh	256.810,17 kWh	120.851,85 kWh	2,9729 kWh	2,4473 kWh	R\$ 763.477,38	R\$ 295.764,30	R\$ 1.059.241,68	R\$ 1.059.241,68	R\$ 266.790,95	R\$ 1.524.554,92	R\$ 8.735.907,53
17	R\$ -	R\$ -	R\$ -	375.018,38 kWh	255.012,50 kWh	120.005,88 kWh	3,3193 kWh	2,7324 kWh	R\$ 846.455,53	R\$ 327.909,30	R\$ 1.174.364,83	R\$ 1.174.364,83	R\$ 271.364,21	R\$ 1.705.919,13	R\$ 9.910.272,36
18	R\$ -	R\$ -	R\$ -	372.393,26 kWh	253.227,41 kWh	119.165,84 kWh	3,7060 kWh	3,0508 kWh	R\$ 938.452,13	R\$ 363.547,95	R\$ 1.302.000,08	R\$ 1.302.000,08	R\$ 276.015,87	R\$ 2.071.935,00	R\$ 11.212.272,44
19	R\$ -	R\$ -	R\$ -	369.788,50 kWh	251.454,82 kWh	118.331,88 kWh	4,1377 kWh	3,4062 kWh	R\$ 1.040.447,33	R\$ 403.659,98	R\$ 1.443.507,31	R\$ 1.443.507,31	R\$ 280.747,26	R\$ 2.352.682,26	R\$ 12.655.779,76
20	R\$ -	R\$ -	R\$ -	367.198,00 kWh	249.694,64 kWh	117.503,36 kWh	4,6198 kWh	3,8030 kWh	R\$ 1.153.527,83	R\$ 446.866,35	R\$ 1.600.394,18	R\$ 1.600.394,18	R\$ 285.559,76	R\$ 2.638.242,02	R\$ 14.256.173,94
21	R\$ -	R\$ -	R\$ -	364.627,61 kWh	247.946,78 kWh	116.680,84 kWh	5,1580 kWh	4,2461 kWh	R\$ 1.278.898,43	R\$ 495.433,80	R\$ 1.774.332,22	R\$ 1.774.332,22	R\$ 290.454,75	R\$ 2.928.686,77	R\$ 16.030.506,16
22	R\$ -	R\$ -	R\$ -	362.075,22 kWh	246.211,15 kWh	115.864,07 kWh	5,7589 kWh	4,7407 kWh	R\$ 1.417.894,86	R\$ 549.279,77	R\$ 1.967.174,63	R\$ 1.967.174,63	R\$ 295.433,65	R\$ 3.324.130,42	R\$ 17.967.680,80
23	R\$ -	R\$ -	R\$ -	359.540,69 kWh	244.497,67 kWh	115.053,02 kWh	6,4298 kWh	5,2930 kWh	R\$ 1.571.998,06	R\$ 608.977,97	R\$ 2.180.976,03	R\$ 2.180.976,03	R\$ 300.497,90	R\$ 3.624.628,31	R\$ 20.178.656,83
24	R\$ -	R\$ -	R\$ -	357.023,91 kWh	242.776,26 kWh	114.247,65 kWh	7,1788 kWh	5,9097 kWh	R\$ 1.742.849,88	R\$ 675.164,44	R\$ 2.418.014,32	R\$ 2.418.014,32	R\$ 305.648,96	R\$ 3.930.277,27	R\$ 22.596.671,14
25	R\$ -	R\$ -	R\$ -	354.524,74 kWh	241.076,62 kWh	113.447,92 kWh	8,0152 kWh	6,5981 kWh	R\$ 1.932.270,65	R\$ 748.544,35	R\$ 2.680.814,99	R\$ 2.680.814,99	R\$ 310.888,31	R\$ 4.141.165,58	R\$ 25.277.486,13