



TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E
ECONÔMICA PARA A INSTALAÇÃO DE USINA
SOLAR FOTOVOLTAICA NOS 5 PRINCIPAIS
ATERROS DO BRASIL**

Autor: Gabriel Neiva Pereira

Orientador: Prof. Dr. Rafael Amaral Shayani

Brasília, julho de 2019

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E
ECONÔMICA PARA A INSTALAÇÃO DE USINA
SOLAR FOTOVOLTAICA NOS 5 PRINCIPAIS
ATERROS DO BRASIL**

GABRIEL NEIVA PEREIRA

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO SUBMETIDO AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

APROVADO POR:

Prof. Dr.: Rafael Amaral Shayani, ENE/UnB

(Orientador)

Prof. Dr.: Ivan Marques de Toledo Camargo, ENE/UnB

(Examinador Interno)

Prof. Dr.: Antonio da Silveira Brasil Junior, ENM/UnB

(Examinador Interno)

FICHA CATALOGRÁFICA

PEREIRA, GABRIEL NEIVA

Análise de viabilidade técnica e econômica para a instalação de usina solar fotovoltaica nos 5 aterros principais do Brasil. [Distrito Federal] 2019.

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.

118 p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro Eletricista – Universidade de Brasília).

- | | |
|-------------------------------|---------------------|
| 1. Energia Solar Fotovoltaica | 2. Aterro Sanitário |
| 3. Análise Econômica | 4. Análise Técnica |
| 5. Parceria Público-Privada | |

I. ENE/FT/UnB

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

PEREIRA, N. G. (2019). Análise de viabilidade técnica e econômica para a instalação de usina solar fotovoltaica nos 5 principais do Brasil. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, 2019, Universidade de Brasília, DF, 118p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Gabriel Neiva Pereira

TÍTULO: Análise de viabilidade técnica e econômica para a instalação de usina solar fotovoltaica nos 5 aterros principais do Brasil.

GRAU: Engenheiro Eletricista

ANO: 2019

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste trabalho de conclusão de curso e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desse trabalho de conclusão de curso pode ser reproduzido sem autorização por escrito do autor.

Gabriel Neiva Pereira

AE 02, Lt A/B, Bl. C

71070-612; Brasília – DF – Brasil.

“ Sempre fui sonhador, é isso que me mantém vivo... É necessário sempre acreditar que um sonho é possível, que o céu é o limite e você, truta, é imbatível. ”

Racionais Mc's

AGRADECIMENTOS

Como não refletir no que seria de mim sem o meu Senhor e Salvador Jesus Cristo. Sou muito grato a Ele por me dar saúde e me permitir chegar até aqui, a tão sonhada conclusão do curso. Deus é maravilhoso e me fortaleceu muito em todo esse processo. Graças dou a tudo que tem feito na minha vida e na minha família.

Agradeço imensamente ao meu pai João de Sousa que sempre me incentivou a estudar e me apoiou em todo o processo. Impossível esquecer o dia em que fui aprovado no curso de engenharia elétrica e poder ligar para ele ouvindo seu choro de alegria, pois o primogênito acabava de entrar numa faculdade federal. A minha maravilhosa mãe, Alena Naima, que faz a melhor farofa do mundo, obrigado demais por sempre me ouvir nos momentos difíceis e me dizer para que eu fosse até o final e conquistasse esse mérito. Aos meus irmãos Carol, Thiago e Calebe por serem os melhores irmãos que eu poderia ter. Uma família numerosa e maravilhosa que tenho a sorte de fazer parte. Estes são essenciais em minha vida. Estou realizando um sonho que não é só meu, mas de toda minha família.

Agradeço ao meu professor e orientador Rafael Shayani por ter aceitado esse desafio comigo e por ser um exemplo de profissional, sempre me motivando e incentivando a fazer o trabalho da melhor forma possível e atento a todos os detalhes que por mim passavam despercebidos. Um agradecimento especial também a banca de examinadores formada pelos professores Ivan Camargo e Antônio Brasil por aceitarem esse que para mim é um grande desafio.

A minhas amigas de graduação Caroline Almeida e Isabel que nunca mediram esforços para me auxiliar e incentivar durante todo o período o meu muito obrigado, estas foram parte essencial de toda minha trajetória.

Ao BDB, grupo de amigos mais chegados que irmãos, que sempre estiveram dispostos a me ouvir e me incentivar com palavras de ânimo e encorajamento.

Em especial, agradeço a Vellas Energia Solar e Inovação, em nome do Vitor Villela, Gabriel e Danilo, pelo período em que passei na empresa de muito aprendizado no setor de energia solar fotovoltaica, me permitindo atuar em diversos projetos e sempre me incentivando a dar o meu melhor em tudo que fizer.

Ao ONS em nome do Márleo e do Jamil, que me instruíram e tanto me ensinaram acerca do setor elétrico brasileiro e por tamanha paciência em demonstrar cada detalhe de tudo que acontecia. Graças ao ONS pude entender o quão poderoso estava se tornando as fontes renováveis de energia. A Torres Engenharia em nome do Rodrigo Torres por me permitir fazer projetos elétricos e ampliar meus conhecimentos de instalações elétricas. Sou muito grato por poder ter estagiado em cada uma dessas empresas e aprender tanto com esses profissionais que foram também fatores determinantes no processo de formação como um todo.

A ENETEC Consultoria Junior, meu muito obrigado por ser a porta de entrada para o mercado de trabalho, demonstrando a parte técnica na área de engenharia elétrica e permitindo entender o dia a dia do funcionamento de uma empresa.

RESUMO

O estudo analisou técnica e economicamente a viabilidade de projetos de inserção de usina solar fotovoltaica em locais degradados que, após o fechamento destes locais, não terão mais funcionalidade para a sociedade. Com o propósito de dar uma utilidade a estes terrenos, o estudo projetou uma usina solar fotovoltaica para cada um dos 5 principais aterros definidos pela ABRELPE nas seguintes cidades: Brasília – DF, o maior da América Latina e segundo maior do mundo desativado em 2018, Carpina – PE, Camacan – BA, Divinópolis – MG e Jaú – SP.

Com os dados de irradiação global horizontal e área útil de cada um destes, dimensionou-se a capacidade de potência instalada para cada um dos aterros, com valores de 219,26 MWp para o aterro de Brasília, 5,09 MWp para Carpina – PE, 1,7 MWp para Camacan – BA, 1,17 MWp para Divinópolis e 2,1 MWp para Jaú – SP. Permitindo, portanto, a análise técnica, definiu-se que o estudo analisaria para o caso de locais com capacidade instalada maior que 3 MWp seriam estudados com esse valor de potência, pois é uma capacidade instalada que possui um valor capaz de produzir a forma de contratação de uma empresa para execução do projeto, valor que deve ser acima de 10 milhões de reais, de acordo com a lei de PPP.

Obtendo o valor inicial necessário para o financiamento de cada uma dessas usinas, a tarifa de energia, O&M de 1% a.a., Taxa de Juros de Longo Prazo de 6,26% a.a. e a troca de inversores no 10º e no 20º, mostrou-se que cada um dos projetos é completamente viável de ser realizado. Em destaque, estudou-se com mais afinco o caso de Brasília devido ao mesmo ter sido encerrado em 2018 as suas principais atividades, a ocorrência do início dos trabalhos de pesquisa para o desenvolvimento do Projeto de Remediação Ambiental-Energética e Sustentável para Aterros – RAEESA, o qual busca o aproveitamento dos poluentes provocados pelos resíduos ali despejados ao longo de tantos anos de atividade, inclusive utilizando a área para instalação de usina solar fotovoltaica e devido também ao fato de o trabalho ter sido realizado em Brasília.

Com o destaque a Brasília devido aos motivos supracitados, destaca-se que esta produziu os melhores resultados, com um valor presente líquido de R\$ 35.107.671,94, uma taxa interna de retorno de 36,60% e um tempo de retorno do investimento de aproximadamente 3 anos, mostrando que o projeto técnico também é vantajoso no sentido econômico. Além desses detalhes, destaca-se o custo nivelado de energia da fonte solar igual a 219,30 R\$/MWh, resultado este que foi capaz de comprovar a viabilidade do uso da energia solar fotovoltaica para abastecer Brasília.

Juntamente com esses resultados e mostrando que os demais projetos também são altamente atrativos, analisou-se a forma de contratação por meio de Parceria Público-Privada para efetivar a execução e gestão do empreendimento solar. A partir dos resultados econômicos concomitantemente a análise de sensibilidade apresentada também no trabalho, chegou-se ao resultado de que é viável a PPP para contratação de uma empresa desde que o parceiro público seja um órgão público que seja uma unidade consumidora de energia, em especial aos que se enquadram na tarifa B3. Ao mesmo tempo mostrou-se que não é viável para órgãos distribuidores de energia elétrica, pois o valor de compra de energia é relativamente baixo e além do que este custo é repassado para o cliente final.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	4
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	7
2.1. Energia solar fotovoltaica.....	7
2.1.1. Energia solar no âmbito mundial e nacional	7
2.1.2. Recurso solar	10
2.1.3. Tecnologias de células e módulos fotovoltaicos	13
2.1.4. Componentes de sistemas fotovoltaicos.....	15
2.1.4.1. Gerador solar fotovoltaico.....	15
2.1.4.2. Inversor de frequência e <i>String Box</i>	19
2.1.5. Instrumentos de medição.....	22
2.1.6. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.....	23
2.2. Regulação do setor elétrico e a energia solar fotovoltaica	23
2.2.1. Tarifa de energia.....	24
2.3. Aterros sanitários.....	25
2.3.1. Aterros e geração de energia FV	26
2.3.2. Casos de estudo no mundo	27
2.3.3. O Projeto RAEESA.....	28
2.4. Parceria Público-Privada como forma de financiamento	29
3. MATERIAIS E MÉTODOS	32
3.1. Método	32
3.1.1. Análise de viabilidade técnica.....	35
3.1.1.1. Disponibilidade do recurso solar e infraestrutura.....	35
3.1.1.2. Disposição dos painéis para cada UFV	38
3.1.1.3. Perdas associadas a uma UFV	38
3.1.1.4. Parâmetros de dimensionamento e qualidade de uma UFV	40
3.1.1.5. O projeto elétrico.....	42
3.1.2. Análise de viabilidade econômica.....	43
3.1.2.1. Tarifa de energia B3 – Poder público.....	44
3.1.2.2. Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP.....	44
3.1.2.3. Formação de preço da UFV.....	45
3.1.2.4. Métodos básicos de análise de investimentos	45
3.1.2.5. Custo Nivelado de Energia – LCOE	47
3.1.2.6. Custo da Energia Produzida – CEP	47
3.2. Materiais.....	48

3.2.1.	PVSystem.....	48
3.2.2.	AutoCad	49
3.2.3.	Excel.....	49
3.2.4.	Google Earth Pro.....	49
4.	RESULTADOS E DISCUSSÃO	51
4.1.	Resultado da Análise Técnica	51
4.1.1.	Recurso solar, infraestrutura e disposição dos equipamentos	51
4.1.2.	Definição dos equipamentos e capacidade instalada.....	52
4.1.3.	Projeto elétrico para aterro JCB Brasília – DF.....	57
4.2.	Geração de energia por UFV.....	62
4.3.	Resultado da Análise Econômica	63
4.3.1.	Investimento inicial e fluxo de caixa por UFV	63
4.3.2.	Custo de Energia Produzida e LCOE	67
4.3.3.	Análise de Sensibilidade	70
4.3.4.	UFV em aterros e PPP.....	74
5.	CONCLUSÃO	76
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	79
	APÊNDICE A – Fluxo de Caixa de cada UFV	81
	APÊNDICE B – RESULTADOS DA SIMULAÇÃO COM PVSystem.....	91

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Classificação do mercado global de energia solar fotovoltaica por potência instalada no ano de 2018 e por potência acumulada até o ano de 2018.	7
Figura 2. Mapa do potencial energético solar do Brasil. Irradiação Global horizontal.....	8
Figura 3. Representação das fontes de energia elétrica e novos empreendimentos por fonte da matriz elétrica brasileira.....	9
Figura 4. Representação percentual de novos empreendimentos no setor de energia elétrica brasileiro por fontes de geração.	9
Figura 5. Quantidade de conexões a rede por sistemas de energia solar na forma de geração distribuída.	10
Figura 6. Ilustração dos ângulos azimutal, zenital e altura solar.	12
Figura 7. Movimento da Terra em relação ao sol e o ângulo de declinação solar.....	13
Figura 8. Principais tecnologias de células fotovoltaicas.	14
Figura 9. Circuito elétrico equivalente de uma célula solar de silício.	15
Figura 10. Curvas características de funcionamento de uma célula fotovoltaica: Corrente-Tensão (em azul) e Potência-Tensão (em vermelho).	16
Figura 11. Curva característica I-V de um módulo solar para diferentes valores de irradiância e temperatura.	19
Figura 12. Curva teórica e experimental do Fator de potência pela razão de potência.	20
Figura 13. Porcentagem presente de cada componente harmônica no inversor SMA Sunny Boy 2100 a 10% da potência nominal.....	21
Figura 14. Porcentagem presente de cada componente harmônica no inversor SMA Sunny Boy 2100 a 100% da potência nominal.....	21
Figura 15. Exemplo de um Piranômetro Termoelétrico.....	22
Figura 16. Exemplo de um Piranômetro.	23
Figura 17. Composição geral da tarifa de energia da CEB.....	25
Figura 18. Valor da geração de energia, em R\$/MWh, que compõem a Parcela A da conta de energia.	25
Figura 19. Mapa identificando a localização dos projetos realizados nos Estados Unidos para geração de energia renovável em locais como solo danificado ou aterros que foram fechados.	28
Figura 20. Representação da estratégia para aproveitar os recursos deixados para trás em aterros.	29
Figura 21. Fluxograma para análise técnica de cada UFV para os 5 principais aterros do Brasil.	33
Figura 22. Análise econômica para tomada de decisão em executar ou não o projeto de UFV em aterros.	34
Figura 23. Aterro JCB, Brasília – DF.	36
Figura 24. Aterro em Carpina – PE.	36
Figura 25. Aterro em Camacan – BA.	37
Figura 26. Aterro em Divinópolis – MG.....	37
Figura 27. Aterro em Jaú - SP.	37
Figura 28. Fator de espaçamento para diferentes latitudes geográficas.....	40
Figura 29. Preço para cliente final para diferentes valores de potência.	45
Figura 30. Dados meteorológicos para o aterro de Carpina - PE, a partir da base de dados Meteororm no PVSyst.....	49
Figura 31. Valores de Irradiação Global Horizontal mensal para cada aterro.	52
Figura 32. UFV de 3 MWp localizada no aterro de Brasília – DF.....	56
Figura 33. UFV de 3 MWp localizada no aterro de Carpina - PE.	56

Figura 34. UFV de 1,7 MWp localizada no aterro de Camacan – BA.	56
Figura 35. UFV de 1,176 MWp localizada no aterro de Divinópolis – MG.	57
Figura 36. UFV de 2,101 MWp localizada no aterro de Jaú – SP.	57
Figura 37. Diagrama unifilar da usina solar fotovoltaica para o aterro de Brasília - DF.	61
Figura 38. Geração de energia mensal para o caso da UFV do aterro de Brasília.	63
Figura 39. Custo nivelado de energia para cada um dos aterros com UFV e o valor pago pela CEB para a compra de energia proveniente de fonte térmica e hídrica.	68
Figura 40. Economia para os cofres públicos municipais e/ou estaduais para o 1º ano de produção.	70
Figura 41. Sensibilidade do custo nivelado da fonte de energia fotovoltaica para cada UFV frente ao investimento inicial em R\$/Wp.	71
Figura 42. Comportamento da Taxa Interna de Retorno frente a variação do investimento inicial em R\$/Wp.	72
Figura 43. Sensibilidade do Valor Presente Líquido frente a variações da Taxa de Juros de Longo Prazo.	72
Figura 44. Sensibilidade da Taxa Interna de Retorno com relação a variação da tarifa de energia B3.	73
Figura 45. Sensibilidade do Valor Presente Líquido em função da tarifa de energia.	74

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Quantidade de Unidades Consumidoras (UCs) por fonte de energia: CGH – Central Geradora Hidrelétrica, EOL – Centra Geradora Eólica, UFV – Central Geradora Solar e UTE – Central Geradora Termelétrica.	10
Tabela 2. Valores típicos de albedo para diferentes superfícies de instalação de painel.....	11
Tabela 3. Dados obtidos do estudo de viabilidade para implantação de usinas no estado do Piauí. ...	31
Tabela 4. Informações geográficas e local de estação meteorológica dos 5 principais aterros brasileiros.	35
Tabela 5. Tarifas e distribuidora de energia responsável por cada localidade.	44
Tabela 6. Inclinação adequada dos painéis e Irradiação Global média para a localização de cada aterro.....	51
Tabela 7. Capacidade de potência instalada possível para cada cidade.....	53
Tabela 8. Dados de entrada para a simulação com o <i>Software</i> PVSyst	54
Tabela 9. Especificações técnicas do painel solar selecionado.	55
Tabela 10. Especificações técnicas do inversor selecionado.	55
Tabela 11. Dimensionamento elétrico dos condutores e dispositivos de proteção entre o gerador fotovoltaico e o inversor.	58
Tabela 12. Continuação da Tabela 11 referente ao dimensionamento entre o gerador fotovoltaico e o inversor.	59
Tabela 13. Dimensionamento elétrico dos condutores e dispositivos de proteção referente a conexão entre o inversor e o ponto de acesso à rede elétrica de distribuição.	59
Tabela 14. Continuação da Tabela 13 referente ao dimensionamento elétrico entre o inversor e o ponto de acesso a rede de distribuição.	60
Tabela 15. Continuação da Tabela 13 referente ao dimensionamento dos disjuntores de proteção entre o inversor e o ponto de acesso a rede de distribuição.....	60
Tabela 16. Dados de geração da energia gerada para cada aterro, em MWh.	62
Tabela 17. Dados de entrada para análise financeira para Brasília – DF, Carpina – PE e Camacan – BA.	64
Tabela 18. Dados de entrada para análise financeira para Divinópolis – MG e Jaú – SP.....	64
Tabela 19. Fluxo de caixa para o ano 0 e ano 1 de Brasília - DF.....	65
Tabela 20. Fluxo de caixa para o ano 0 e 1 de Camacan – BA.	65
Tabela 21. Valores de VPL, TIR e PBD para Brasília, Carpina e Camacan, Divinópolis e Jaú.	66
Tabela 22. UFV para Brasília financiada por Parceria Público Privada.....	69
Tabela 23. Valores de CEP e economia com a compensação por créditos de energia.....	69

LISTA DE TERMOS TÉCNICOS E SIGLAS

ABRELPE	Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais
AM	<i>Air Mass</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional do Desenvolvimento
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEB	Companhia Energética de Brasília
CEP	Custo de Energia Produzida
CGP	Conselho Gestor de Parcerias Público-Privadas
c-SI	Silício Cristalino
DHI	<i>Direct Horizontal Irradiation</i>
DPS	Dispositivo de Proteção Contra Surtos
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
FV	Fovoltaica
GD	Geração Distribuída
GHI	<i>Global Horizontal Irradiation</i>
GWp	Giga watt-pico
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEA-PVPS	<i>International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme</i>
ISWA	<i>International Solid Waste Association</i>
JCB	Jockey Club
kWp	Quilo watt-pico
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
MWp	Mega watt-pico
NOCT	<i>Nominal Operation Cell Temperature</i>
ONU	Organização das Nações Unidas
PBD	<i>Payback Descontado</i>
PNRS	Política Nacional de Resíduos Sólidos
PPP	Parceria Público-Privada
RAEESA	Remediação Ambiental-Energética e Sustentável para Aterros
REN	Resolução Normativa
SCE	Sistema de Compensação de Energia
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFV	Sistema Fotovoltaico
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPARTA	Sistema para Processos Automatizados de Revisões/Reajustes Tarifários Anuais
SPMP	Seguidor do Ponto de Máxima Potência
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TIR	Taxa Interna de Retorno
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo

TMA	Taxa Mínima de Atratividade
UC	Unidade Consumidora
UFV	Usina Fotovoltaica
VPL	Valor Presente Líquido
Wp	Watt-pico

1. INTRODUÇÃO

O presente trabalho busca apresentar uma possibilidade de uso de áreas degradadas e inabitáveis ao ser humano no qual possibilite o desenvolvimento social, ambiental e econômico para diversos estados brasileiros, sendo que estes possuem aterros a céu aberto que acarretam sérios problemas locais, no âmbito ambiental, social e econômico.

Estima-se que no Brasil há 3.000 aterros a céu aberto espalhados pelos mais diversos municípios utilizados no despejo de resíduos sólidos urbanos. Com o encerramento das atividades destes locais, tais terrenos se tornam obsoletos, servindo apenas para o despejo de camadas de terras sobre os resíduos a fim de evitar o mau cheiro e proliferação de doenças.

Como forma de incentivo para o encerramento das atividades de cada local de despejo de resíduos, a Associação Brasileira de Limpeza Pública e Resíduos Especiais (ABRELPE) definiu como forma de incentivar a conclusão das atividades nestes locais, começar com o encerramento dos 5 aterros de maior relevância para o Brasil, tanto no quesito de área utilizada para despejo como na questão de impacto social e ambiental causado. Toda via, ainda assim, após o encerramento, entende-se que há necessidade de propor medidas para utilização da extensa área, do chorume produzido pelos resíduos e do gás metano liberado (CH₄).

Para finalizar essas atividades, nascem projetos a fim de propor soluções sustentáveis e ambientalmente corretas para os problemas de possível contaminação de lençóis freáticos pelo chorume produzido, o gás metano explosivo e entre outras adversidades a serem vencidas que ficarão no local dos aterros após o seu fechamento, propondo a utilização, por exemplo, do gás metano para geração de energia elétrica por fonte térmica e a extensa área para produção de da mesma, em especial, as quais a conversão em energia elétrica seja proveniente radiação solar.

Motivado pela situação apresentada acima, este trabalho visa estudar a viabilidade técnica e econômica de se inserir a fonte de energia solar fotovoltaica em aterros após o seu encerramento, aproveitando as extensas áreas, as quais precisam de uma utilidade que não degrade o meio ambiente e impeça que novamente resíduos sólidos urbanos sejam despejados.

O estudo analisa tecnicamente a possibilidade da inserção de tecnologia fotovoltaica nas áreas degradadas devido ao mau uso, em especial as 5 localidades definidas pela ABRELPE, demonstrando os principais aspectos e métodos para efetivar a inserção da tecnologia fotovoltaica em aterros nacionais após a conclusão das atividades. A análise investigará os cinco principais aterros brasileiros definidos pela ABRELPE, identificando, caso possível, qual a potência possível a ser instalada no local devido aos diversos fatores que incidem sob o assunto, como o terreno, a área disponível, o recurso solar disponível para cada local e simulando a possível geração de energia para cada um dos locais.

Ainda para tal objetivo ser alcançado, investigar-se-á qual a tecnologia adequada e mais difundida no mercado a fim de propiciar um investimento financeiro atraente para o investidor, no caso a pessoa pública. Com os gastos crescentes com energia elétrica devido ao aumento do consumo, o aumento das tarifas tem elevado esse gasto fixo, que nos dias atuais não há como fugir do mesmo, se não o uso consciente e eficiente de energia.

A análise técnica irá avaliar a potência admissível para implementação de cada uma das usinas, o número de painéis possíveis e os fatores limitantes da potência possível, motivando assim a

escolha dos painéis, não considerando apenas custos, mas a produção e eficiência do mesmo caso a área seja um fator limitante no projeto.

Com a prática de tarifas de energia cada vez mais elevadas, cresce o interesse em busca de soluções alternativas a fim de reduzir o consumo por edifícios públicos. Analisar a questão econômica para a viabilidade de implementação da energia solar fotovoltaica é, juntamente com a análise técnica, um ponto importante estudado neste trabalho, buscando saber o quanto deverá ser utilizado para investir nessa tecnologia e o retorno que o mesmo propiciará para o ente público.

Após definição da energia produzida por cada usina solar fotovoltaica demonstrando a viabilidade técnica das usinas solares fotovoltaicas, será analisada o quanto cada usina propiciará de retorno do investimento através de indicadores de análise de investimento, permitindo comparar a inserção de geração de energia elétrica proveniente da energia do sol que atinge o plano terrestre diariamente em detrimento de outros investimentos que se deseja realizar pelos órgãos públicos competentes.

Na parte da análise financeira, os indicadores servirão para entender se o projeto é viável economicamente no seguinte sentido: além de o mesmo recuperar o capital investido, quanto de lucro este propiciará durante a vida útil, qual a taxa mínima de atratividade na qual o investimento torna-se atraente para o mercado e em quanto tempo se recupera o capital investido.

Além destes indicadores básicos, o trabalho permitirá comparar a tarifa de energia elétrica praticada pelas distribuidoras para um determinado tipo de unidade consumidora e uma tarifa fictícia referente ao custo da energia produzida pela fonte solar instalada nos aterros de cada estado. Com esse resultado, será possível entender o quanto de economia no consumo a instalação de usina fotovoltaica é capaz de fornecer.

Um outro indicador financeiro energético será calculado com o objetivo de comparar fontes diferentes de energia, como solar, térmica, hídrica, entre outras, a fim de verificar a possível substituição de uma fonte de geração de energia elétrica pela fonte de geração em análise, já que estas possuem uma vida útil, uma produção anual e custos de instalação, operação e manutenção também diferentes umas das outras.

Ainda no âmbito econômico, entende-se que os preços sofrem variações constantemente, seja na tarifa de energia, no valor do investimento para a execução de uma usina, nos riscos associados a esta que pode elevar os preços e na geração de energia, os quais modificam a formação dos dados de entrada.

Por isso, serão realizadas análises de sensibilidade a fim de verificar como se comportam os indicadores financeiros e o quão sensível estes são a variação dos parâmetros citados, permitindo o entendimento para situações em que o cenário econômico presente e a produção de energia se modifiquem no ato da execução das usinas propostas.

O fluxo de caixa gerado a partir das informações obtidas na análise técnica e de entrada da análise econômica tem como objetivo central analisar a viabilidade da inserção de usinas por meio do Sistema de Compensação de Energia previsto na resolução normativa REN 687/2015 da ANEEL, situação na qual o governo investiria o capital necessário para implementação e operação da usina, considerando a possibilidade de ter corpo técnico habilitado para gerir a

mesma, obtendo economia com o excedente de energia injetada na rede elétrica local em troca de créditos na forma de geração compartilhada por meio de consórcio ou cooperativa, permitindo que esse excedente de energia (crédito) seja distribuído entre unidades consumidoras do poder público pertencentes a cooperativa nas quais se aplicam a tarifa B3 pela distribuidora de energia local.

Com os dados financeiros em mãos, estudar-se-á uma alternativa de investimento por parte do governo a fim de executar e gerir a obra da usina solar, chamada de Parceria Público-Privada (PPP). Nesse formato de contratação, será investigado a viabilidade de contratação por meio de uma PPP, caso o poder público contratante não possua o capital inicial a ser investido, bem como será investigar-se-á a atratividade desse negócio ao parceiro privado, pois o estudo deve ser capaz de saber em quais formatos de PPP será possível atrair empresas privadas para realizar tal empreendimento e com qual tipo de órgão público é mais viável a formação da parceria.

Por fim, entendendo e interpretando os resultados técnicos e financeiros, chegar-se-á a conclusões sobre a viabilidade do projeto técnico em cada um dos 5 aterros, a viabilidade financeira de investimento e a junção dos dois a fim de formar a opinião se é viável de fato ou não a execução de UFV em aterros e por quem essa pode ser feita.

O Capítulo 2 deste trabalho apresenta os principais estudos realizados no âmbito de UFV em aterros e os principais países à frente da inserção da tecnologia em áreas degradadas e em especial as utilizadas para despejo de lixo, o desenvolvimento de tecnologias para painéis fotovoltaicos, bem como o desenvolvimento da energia solar ao redor do mundo e os principais parâmetros a serem observados na análise do recurso solar.

Em sequência, o Capítulo 3 apresenta o método utilizado por este trabalho a fim de alcançar o objetivo final e os materiais utilizados para produzir o conteúdo de resultados apresentados no Capítulo 4 deste, mostrando as principais conclusões e interpretando o que cada uma representa, bem como suas variações. Por fim, o Capítulo 5 apresenta as principais conclusões obtidas com o trabalho, apresenta também sugestões para trabalhos futuros.

Portanto, o presente trabalho visa analisar e atingir esses dos principais pontos, o técnico e o financeiro. Com o trabalho concluído e os resultados apresentados, tornar-se-á possível partir para análises mais a fundo a fim de incentivar projetos que visam a instalação de usinas solares em aterros após o seu encerramento. Contribuindo, portanto, para o desenvolvimento do projeto RAEESA.

O presente trabalho é inspirado pelo convênio realizado entre a CEB Geração S.A., CEB Lajeado S.A. e a Fundação Universidade de Brasília para o desenvolvimento do projeto de pesquisa e desenvolvimento intitulado “Hibridização de fontes de geração de energia elétrica como alternativa tecnológica de remediação ambiental de áreas degradadas por resíduos sólidos urbanos – Estudo de caso: Aterro controlado do Jockey Clube”.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O presente capítulo visa apresentar as principais contribuições já existentes bem como toda a pesquisa desenvolvida ao longo da realização do trabalho de forma mais ampla para entendimento de como o objetivo é alcançado, a fim de propiciar um maior entendimento sobre o problema apresentado e as soluções para a inserção de usina solar fotovoltaica (UFV) em locais degradados. De forma sucinta, será abordado os principais elementos motivadores para a produção da análise técnica e econômica de cada UFV.

2.1. Energia solar fotovoltaica

2.1.1. Energia solar no âmbito mundial e nacional

O mercado de energia solar fotovoltaica encontra-se em constante expansão ao redor do mundo, fomentado cada vez mais por incentivos por parte dos governos, como a redução de preços, e investimentos por parte das empresas. O estudo preliminar da IEA-PVPS (do inglês, *International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme*) para o ano de 2019, que analisa os dados do mercado até o ano anterior, identifica a China como a líder global em potência instalada com um total de 176,1 GWp, volume maior que o dobro do segundo colocado Estados Unidos, com 62,2 GWp. No quesito investimento anual em instalação de usinas fotovoltaicas (UFV), a Índia supera os Estados Unidos em 0,2 GWp de potência instalada. A Figura 1 mostra o ranking de 2018, sendo que a coluna da esquerda demonstra o quanto foi instalado no ano, em GW, e a coluna da direita o quanto se tem acumulado em potência instalada.

TABLE 1: TOP 10 COUNTRIES FOR INSTALLATIONS AND TOTAL INSTALLED CAPACITY IN 2018

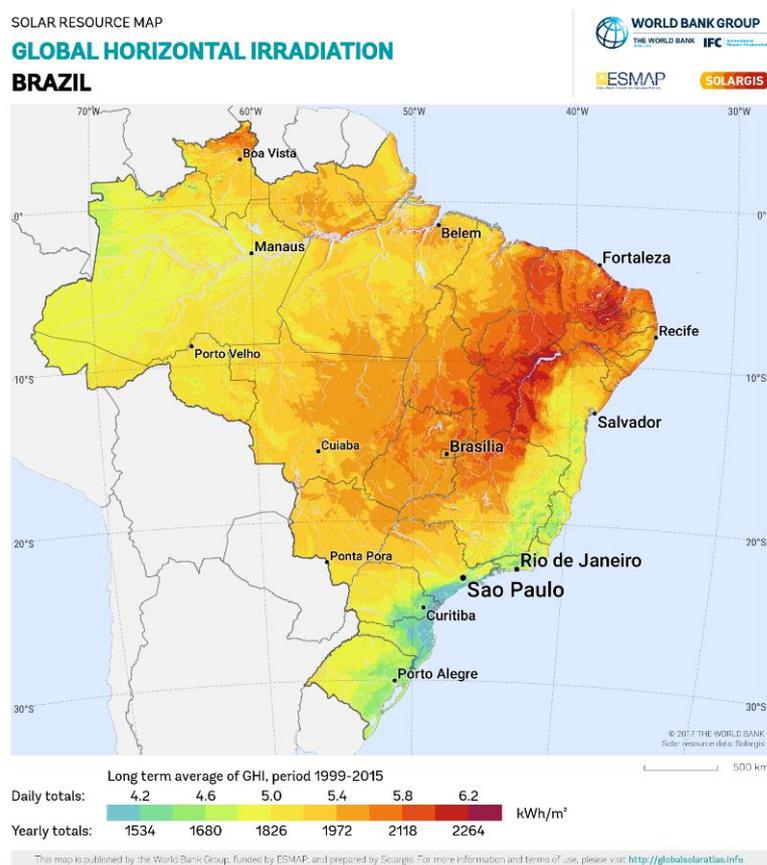
FOR ANNUAL INSTALLED CAPACITY				FOR CUMULATIVE CAPACITY			
1		China	45,0 GW	1		China	176,1 GW
2		India	10,8 GW	2		USA	62,2 GW
3		USA	10,6 GW	3		Japan	56,0 GW
4		Japan	6,5 GW	4		Germany	45,4 GW
5		Australia	3,8 GW	5		India	32,9 GW
6		Germany	3,0 GW	6		Italy	20,1 GW
7		Mexico	2,7 GW	7		UK	13,0 GW
8		Korea	2,0 GW	8		Australia	11,3 GW
9		Turkey	1,6 GW	9		France	9,0 GW
10		Netherlands	1,3 GW	10		Korea	7,9 GW
		EU*	8,3 GW			EU*	115,0 GW

Fonte: IEA PVPS. **Agência Internacional de Energia**. Disponível em: <http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/iea-pvps_t1_35_snapshot2019-report.pdf>. Acesso em: 31 mai. 2019.

Figura 1. Classificação do mercado global de energia solar fotovoltaica por potência instalada no ano de 2018 e por potência acumulada até o ano de 2018.

No Brasil, apenas a forma de geração centralizada (usina com potência instalada superior a 5 MW para o caso de fontes renováveis), a potência instalada atingiu a marca de 2,08 GWp, representando 1,2% da matriz elétrica brasileira.

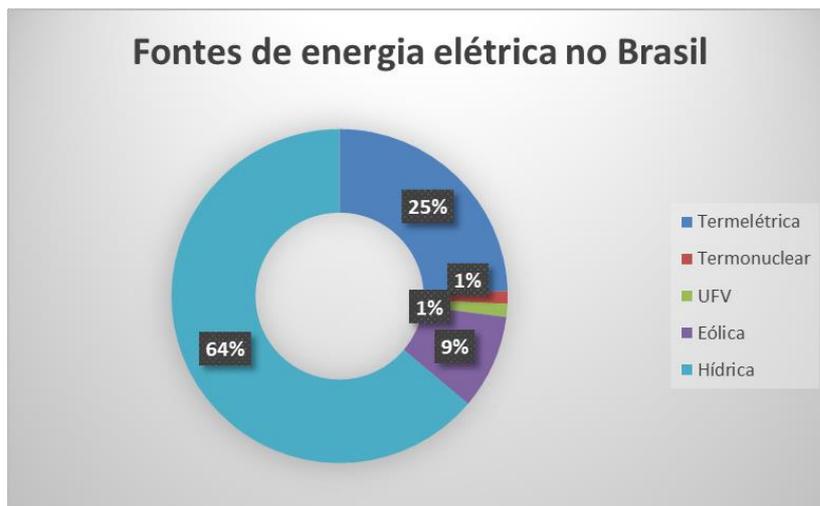
O Brasil, quando comparado com os líderes mundiais, possui bom recurso solar e amplas áreas para instalação dessa fonte de energia, que vem crescendo a sua inserção ao longo dos anos nas suas mais diferentes localizações. A Figura 2 tem como objetivo mostrar o recurso solar disponível no Brasil com base na irradiação global horizontal e o potencial da realização de projetos de UFV nas mais diversas localidades.



Fonte: SOLAR GIS. **Mapas e dados GIS**. Disponível em: <<https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/brazil>>. Acesso em: 31 mai. 2019.

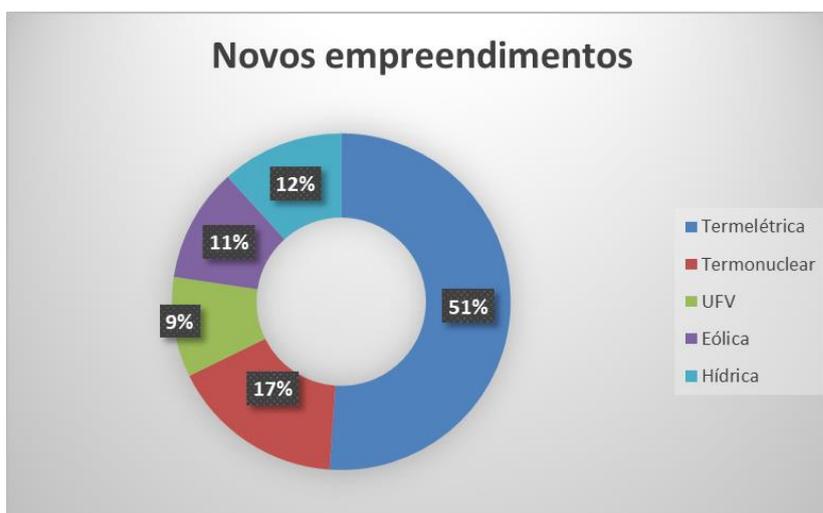
Figura 2. Mapa do potencial energético solar do Brasil. Irradiação Global horizontal

Mesmo não aproveitando ainda o potencial energético solar que possui, o Brasil é caracterizado por ter uma ampla produção de energia a partir de fontes limpas, como eólica, hidrelétrica, biomassa, entre outras. Fontes limpas de energia são aquelas que não emitem gases poluentes para a atmosfera (VILLALVA, 2015). A Figura 3 apresenta as principais origens de energia que formam a matriz elétrica brasileira até maio de 2019, e a Figura 4 potência de novos empreendimentos por tipo de geração.



Fonte: Produzido pelo autor com base nos dados da ANEEL até 1º de maio de 2019.

Figura 3. Representação das fontes de energia elétrica e novos empreendimentos por fonte da matriz elétrica brasileira.



Fonte: Produzido pelo autor com base nos dados da ANEEL até 1º de maio de 2019.

Figura 4. Representação percentual de novos empreendimentos no setor de energia elétrica brasileiro por fontes de geração.

Mesmo ainda com pouca representatividade frente as demais fontes de energias utilizadas, como eólica, termonuclear, hidrelétrica e termelétrica, a energia solar vem crescendo cada vez mais nos estados e no Distrito Federal, tanto em número de instalações como em potência instalada, especialmente com instalações em telhados de casas, comércio e indústria, geração essa que é permitida e chamada de sistema de compensação de energia, a qual é conectada à rede elétrica da distribuidora.

No âmbito da geração distribuída, composta por micro e mini geração (usina com potência inferior a 5 MW), a energia solar fotovoltaica lidera o mercado de fontes de produção de energia elétrica, tanto no quesito de empreendimentos em operação como na potência instalada, como pode ser visto na Tabela 1.

Tabela 1. Quantidade de Unidades Consumidoras (UCs) por fonte de energia: CGH – Central Geradora Hidrelétrica, EOL – Centra Geradora Eólica, UFV – Central Geradora Solar e UTE – Central Geradora Termelétrica.

UNIDADES CONSUMIDORAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA			
Tipo	Quantidade	Quantidade de Ucs que recebem os créditos	Potência Instalada (kW)
CGH	86	7.416	81.343,60
EOL	57	100	10.314,40
UFV	79.866	99.900	839.856,33
UTE	160	3.605	44.244,78

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **Geração distribuída**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/gd_fonte.asp>. Acesso em: 05 jun. 2019.

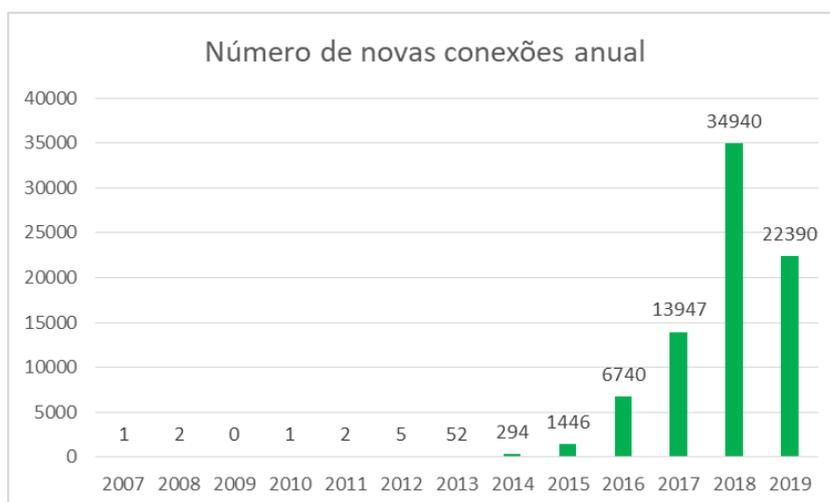


Figura 5. Quantidade de conexões a rede por sistemas de energia solar na forma de geração distribuída.

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **Geração distribuída**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/gd_fonte.asp>. Acesso em: 05 jun. 2019.

Os dados referentes a Figura 5 foram obtidos a partir das conexões até o início do mês de junho, portanto, caso o ritmo de novas conexões continue, espera-se que 2019 atinja um total de 53.736 conexões, 18796 a mais do que no ano de 2018. Tal crescimento acelerado deve-se a uma série de fatores que juntos estão promovendo o crescimento da energia FV no Brasil, tanto do recurso solar, como dos incentivos do governo com novas políticas e o interesse em fontes de energia que poluem cada vez menos o planeta.

2.1.2. Recurso solar

Segundo VILLALVA (2015), a radiação que atinge uma superfície horizontal do solo é composta por raios solares que chegam de todas as direções e que estes são espalhados, absorvidos e refletidos. A radiação direta é aquela que atinge diretamente a superfície terrestre. A radiação difusa é formada pelos raios solares que atingem de forma não direta o plano

horizontal, refletidas por nuvens, árvores, entre outras. A radiação global é caracterizada pelo somatório da componente direta, radiação direta, e a componente indireta, radiação difusa. Normalmente, os painéis encontram-se inclinados em relação ao solo. Segundo PINHO et al. (2014), há uma terceira componente de radiação solar chamada de Albedo, a qual é refletida pelo ambiente ao redor, em especial a superfície a qual se encontra o módulo fotovoltaico. Abaixo alguns valores de albedo para diferentes tipos de superfície.

Tabela 2. Valores típicos de albedo para diferentes superfícies de instalação de painel.

Tipo de superfície	Albedo
Gramado	0,18 – 0,23
Gramma seca	0,28 – 0,32
Solo descampado	0,17
Concreto	0,2
Asfalto	0,15

Fonte: PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2014.

No dimensionamento de um sistema que absorve radiação eletromagnética e transforma a mesma em corrente elétrica, deve-se analisar o movimento da Terra em relação ao sol durante o ano, chamado translação, e em relação ao seu próprio eixo, chamado rotação. Neste intuito, a radiação solar captada pelos modos é quantificada basicamente pelas grandezas de irradiância e irradiação, a saber:

- Irradiância (W/m²): representa a densidade de potência fornecida pelo sol, com a unidade em Watts por metro quadrado;
- Irradiação (Wh/m²/dia): comumente expressa na forma diária, a irradiação representa a energia recebida do sol na superfície terrestre em um metro quadrado.

A maneira com a qual se quantifica tais movimentos para analisar a captação de irradiação se dá por ângulos entre o sol e o planeta durante o ano, a saber (Pinho e Galdino, 2014):

- Declinação Solar (δ)

Ao se deslocar em torno do sol durante o ano, a Terra descreve uma trajetória elíptica. Tal movimento de translação origina as estações do ano, observando que o ângulo formado entre os raios solares e o eixo do equador é chamado de declinação solar e calculado pela equação abaixo:

$$\sin(\delta) = -\sin 23,45 \cos \left[\left(\frac{365}{365,25} \right) (n + 10) \right] \quad (2.1)$$

Em que:

n = número referente ao dia do ano, variando de 1 a 365.

Para o solstício de inverno (21 de junho) e solstício de verão (21 de dezembro) no hemisfério sul, verifica-se que a declinação solar tem o valor de +23,5° e -23,5°, respectivamente.

- Ângulo zenital (θ_z)

Define-se o ângulo zenital como o ângulo formado entre a reta normal ao plano do observador, chamado zênite, e o raio solar. Este é zero quando o sol se encontra exatamente acima do observador.

- Ângulo azimutal (γ_s)

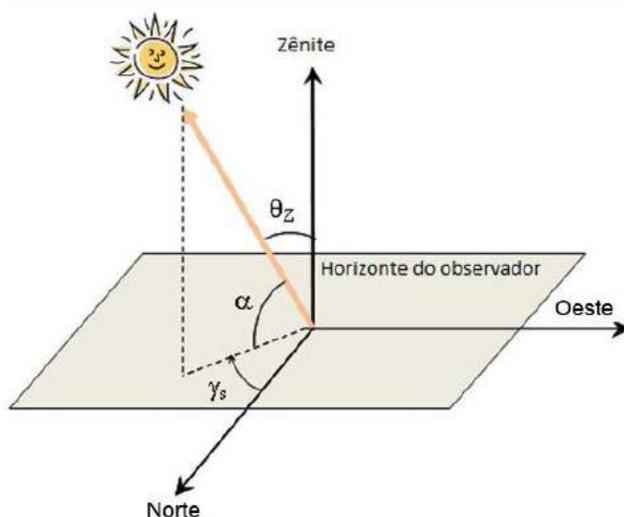
Este ângulo é formado pela orientação do raio solar no plano do observador e o norte geográfico, considerando o Norte geográfico como 0° e, por convenção, é incrementado quando o sol se desloca a Leste e decrementado quando o sol se desloca a Oeste.

$$-180^\circ \leq \gamma_s \leq 180^\circ$$

- Altura solar (α)

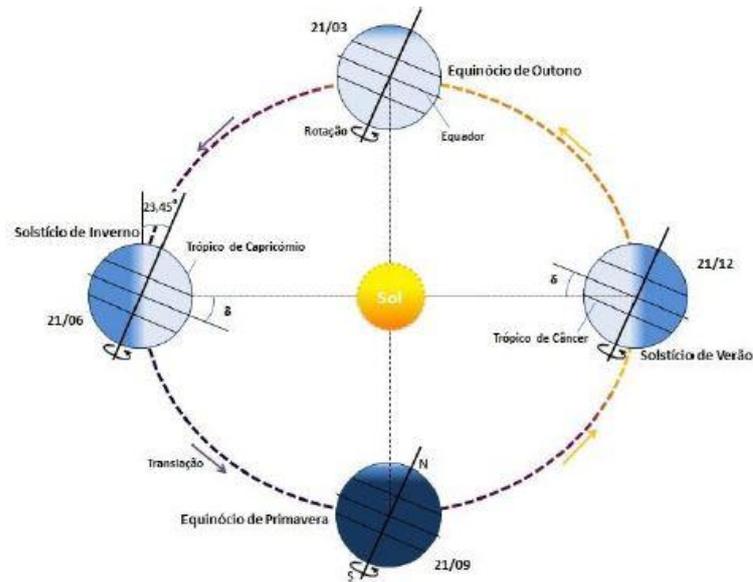
Ângulo formado entre os raios provindos sol e sua respectiva projeção no plano do observador.

A Figura 6 e Figura 7 representam de forma ilustrativa cada ângulo supracitado.



Fonte: PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2014.

Figura 6. Ilustração dos ângulos azimutal, zenital e altura solar.



Fonte: PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2014.

Figura 7. Movimento da Terra em relação ao sol e o ângulo de declinação solar.

A radiação solar provinda do sol e que chega até o plano terrestre possui uma distância diferente no caminho realizado ao longo do dia, por isso tanto no início da manhã como ao entardecer há a sensação amena da intensidade dos raios solares em relação ao meio-dia solar (ângulo zenital igual a zero), mesmo que essa radiação seja praticamente a mesma ao longo de um dia.

Essa sensação diferente no decorrer do dia se deve ao tamanho da massa de ar cruzada pelos raios solares (Frontin et. al, 2017), definida como a razão entre o caminho atravessado pelos raios solares e o caminho percorrido quando o sol se encontra na posição referente ao meio-dia solar, definido como Massa de Ar (do inglês, *Air Mass* -AM) 1.0. De forma aproximada, a Massa de Ar pode ser obtida a partir da equação (2.2), como o inverso do cosseno do ângulo zenital.

$$AM = \frac{1}{\cos(\theta_Z)} \quad (2.2)$$

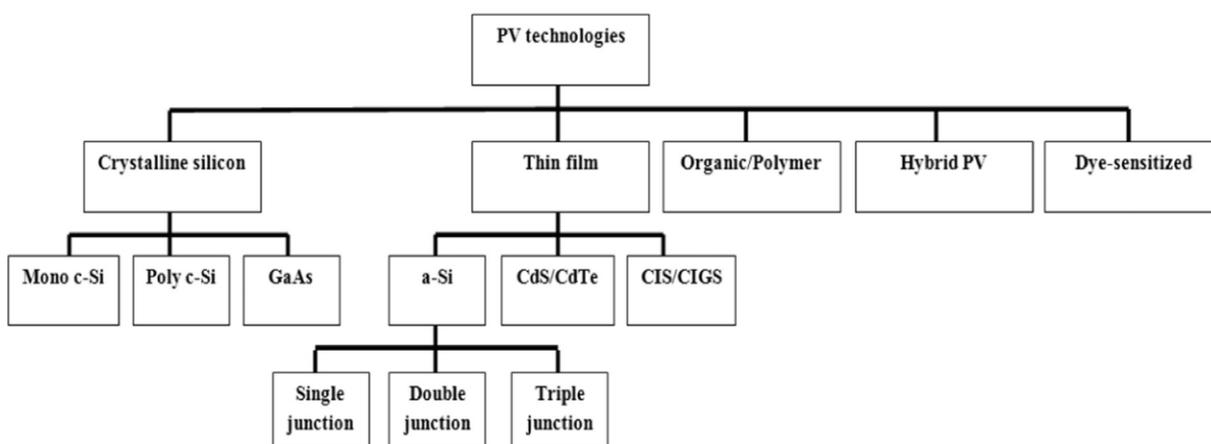
Em que

θ_Z : ângulo zenital.

2.1.3. Tecnologias de células e módulos fotovoltaicos

As tecnologias de painéis fotovoltaicos são classificadas de acordo com o material semicondutor utilizado e o processo de fabricação dos mesmos. A escolha de determinada tecnologia em detrimento de outras está relacionada a fatores como o custo de produção, o qual se reduz quando a produção acontece em maior escala, a eficiência de conversão do módulo da radiação solar em energia elétrica e a quantidade de material consumido na fabricação.

Entre as principais fontes de produção, a que possui maior eficiência (Akinyele et. al. ,2015) é a de silício cristalino (c-Si), quando comparada as demais tecnologias. Conhecida como a tecnologia pioneira, lidera ainda hoje o mercado de energia solar fotovoltaica devido à larga escala de produção ao redor do mundo e a sua eficiência de conversão de energia, que atualmente alcança valores superiores a 24,7% (células de silício cristalino único) nas condições padrões de teste, abreviado em inglês como STC. A Figura 8 apresenta as principais tecnologias de painéis fotovoltaicos:



Fonte: AKINYELE, D.O.; RAYUDU, R.K.; NAIR, N.K.C. Progresso global em tecnologias fotovoltaicas e o cenário de estimativas de desempenho de plantas e módulos solares. **Energia Renovável e Sustentável**, [S.L], n. 48, p. 116, abr. 2015.

Figura 8. Principais tecnologias de células fotovoltaicas.

Dentre estas, cabe destacar o conhecimento de algumas das soluções devido a comercialização mundial e a pesquisas envolvidas:

- **Monocristalino (m-Si)**

Para a produção de silício monocristalino, o processo utiliza blocos de silício ultrapuro que são expostos a altas temperaturas e posteriormente realizado o processamento de formação do cristal, processo que recebe o nome de Czocharlski (VILLALVA, 2015). O lingote produzido é cortado em pequenas fatias finas chamadas de *wafers*. Cada fina fatia passa por um processo no qual ocorre a injeção de impurezas no cristal com o objetivo de formar uma junção P-N. Estas células tem o aspecto uniforme, cor azulada e caracterizada por uma alta eficiência.

- **Policristalino (p-Si)**

A produção de células de silício policristalino é semelhante a confecção de Mono c-Si em relação aos lingotes e a posterior produção das finas fatias. Entretanto, o processo de elaboração possui um custo menor na fabricação quando comparado ao Mono c-Si, pois o lingote é formado por um conjunto de cristais de diferentes tamanhos e orientações, enquanto o Mono c-Si é apenas uma estrutura cristalina. Em ambos os casos tais células produzidas são acopladas em módulos para adquirir resistência mecânica permitindo o uso em diversos locais com diferentes tipos de instalação.

- Filme Fino

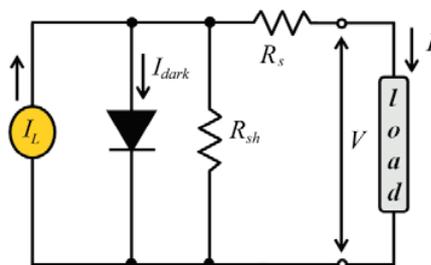
Termo utilizado para caracterizar tecnologias existentes em estudo e aplicação no mercado, que são silício amorfo (aSi), telureto de cádmio (CdTe), tecnologia Cobre-Índio-Gálio-Selênio (CIGS), entre outros. Tal processo de fabricação utiliza menos matéria prima e menos energia quando comparada a células monocristalina e policristalina de silício, possuindo um menor coeficiente de temperatura, o qual indica que a tensão produzida por uma célula de filme fino varia menos com a temperatura do que as demais. Entretanto, por possuírem baixa eficiência na conversão da radiação solar em energia elétrica com relação a tecnologia mono e policristalina e se degradarem mais facilmente ao longo do tempo, esta tecnologia não é tão amplamente difundida como as citadas anteriormente.

2.1.4. Componentes de sistemas fotovoltaicos

A seguir, descreve-se cada componente necessário para a geração de energia elétrica a partir da irradiância. Três são os principais, a saber: gerador fotovoltaico para captação dos raios solares e posterior transformação em energia elétrica, inversor para conversão das tensões e correntes contínuas em alternadas e a *String Box*, responsável por armazenar dispositivos de proteção e seccionamento do sistema, tanto do lado c.c. (gerador fotovoltaico até o inversor) como do lado c.a. (inversor até a rede elétrica). Para usinas de grande porte, as quais precisam de monitoramento contínuo da sua fonte de energia e análise de produção da mesma para a elaboração de relatórios de geração, utiliza-se instrumentos de medição que serão explicados posteriormente.

2.1.4.1. Gerador solar fotovoltaico

Uma célula solar é o menor componente de um painel solar comercial. Esta tem como função realizar o processo de conversão de radiação eletromagnética proveniente do sol, formado por um material capaz de produzir pares de elétrons-lacunas a partir da absorção da luz (Campesato et. al., 2017), composto por material anti-reflexivo a fim de aumentar a eficiência de conversão. A Figura 9 demonstra o circuito elétrico equivalente de uma célula.



Fonte: FRONTIN, S. D. O. et al. **Jaíba solar**: Planejamento e engenharia. 1 ed. Brasília: Teixeira Gráfica e editora LTDA., 2017.

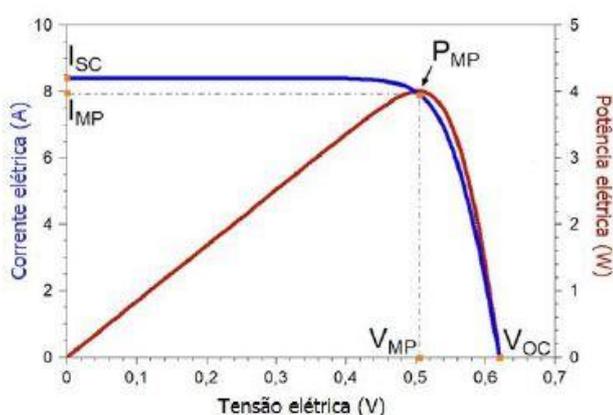
Figura 9. Circuito elétrico equivalente de uma célula solar de silício.

Em que I_L é a corrente gerada na luz, I_{dark} representa a corrente no escuro, R_{sh} é a resistência em paralelo, quantificada por defeitos no processo de fabricação e R_s caracterizada por

(Campeato *et. al.*, 2017): deslocamento dos portadores de carga da célula, junção entre a parte metálica e o silício e a resistência das grades na parte superior da frente da célula.

A associação de células fotovoltaicas em série é realizada para formar um módulo, placa ou painel fotovoltaico, composto de uma estrutura mecânica resistente para permitir o uso comercial em diferentes ambientes. A associação desses módulos solares em série e/ou paralelo com o intuito de obter maiores tensões e correntes, respectivamente, é denominado por arranjo ou conjunto fotovoltaico. *String* é o termo designado para um conjunto de módulos associados em série, provendo, portanto, tensões mais elevadas do que a fornecida por apenas um módulo.

A Figura 10 representa como é a saída de tensão, corrente e potência de uma célula solar, relacionando-os. Observa-se alguns pontos que caracterizam uma célula, que quando associada em série, representa com as mesmas curvas um módulo fotovoltaico, entretanto com tensões maiores, e conseqüentemente, potências mais elevadas para uma mesma corrente, passíveis de se trabalhar de forma comercial.



Fonte: PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2014.

Figura 10. Curvas características de funcionamento de uma célula fotovoltaica: Corrente-Tensão (em azul) e Potência-Tensão (em vermelho).

Cada ponto de operação do módulo fotovoltaico apresentado na Figura 10 pode ser quantificado abaixo, como segue:

- Corrente de curto-circuito (I_{SC}): Máxima corrente obtida por um painel solar, essa ocorre quando o mesmo se encontra em curto-circuito.
- Corrente de máxima potência (I_{MP}): Corrente obtida durante a máxima potência fornecida pelo painel solar.
- Tensão de circuito aberto (V_{OC}): Tensão fornecida pelo módulo quando este se encontra com os terminais em aberto, caracterizada como a maior tensão que pode ser fornecida pelo mesmo.
- Tensão de máxima potência (V_{MP}): Tensão fornecida pelo módulo fotovoltaico quando ocorre o máximo fornecimento de potência.
- Ponto de máxima potência (P_{MP}): Ponto da curva P-V onde a derivada da potência é igual a zero, sendo o produto da corrente de máxima potência com a tensão de máxima potência, resultando na maior potência possível a ser fornecida pelo módulo.

Tais informações de corrente, tensão e potência servem para definir e encontrar demais parâmetros que definem um módulo fotovoltaico, o qual é submetido a testes em laboratório, exposto a uma irradiância de 1000 W/m², a uma temperatura de 25°C e uma massa de ar AM 1,5. Estes parâmetros de ensaio são definidos como Condições Padrões de Teste (STC – *Standard Test Conditions*) e define a potência elétrica de pico – W_p do painel (Pinho et. al., 2014).

Uma ficha técnica de uma placa solar fotovoltaica possui determinados parâmetros que definem as características elétricas e o comportamento para diferentes temperaturas, por exemplo. São estes:

- Eficiência do módulo – η (%)

Identifica o quanto de potência proveniente da radiação solar é convertida em potência elétrica, dada pela equação abaixo.

$$\eta = \frac{P_{MP}}{A \times G} \times 100\% \quad (2.3)$$

Em que

P_{MP}: Ponto de máxima potência.

A: Área do módulo fotovoltaico.

G: Irradiância na STC (1000 W/m²).

Pinho et. al. (2014) enfatiza que a qualidade de um módulo não deve ser definida apenas por sua eficiência, atentando-se também para pontos importantes como custo, durabilidade, reputação da empresa que o fabrica, entre outros.

- Fator de preenchimento ou de forma – FF

Este é um importante parâmetro para entender o quão bom é um módulo em sua operação, em outras palavras, o quanto se aproxima a curva I-V ao formato de um retângulo, podendo ser verificado a partir da Figura 10 e calculada como a razão abaixo.

$$FF = \frac{I_{MP} \times V_{MP}}{I_{SC} \times V_{OC}} \quad (2.4)$$

As condições padrões de teste (1000 W/m², 25°C e AM 1,5) não condizem de fato com a operação real das células quando expostas a radiação fora do ambiente de ensaio devido a locais com diferentes temperaturas, variação da radiação solar ao longo dos dias do ano, entre outros.

Ao dimensionar um sistema de energia solar fotovoltaica, deseja-se encontrar valores mais próximos da operação real do painel, e para isto alguns coeficientes são apresentados na ficha técnica de um módulo solar, que varia de fabricante para fabricante, a saber os três principais:

- Coeficiente de temperatura da tensão – β (%/°C)

Demonstra como varia a tensão de circuito aberto (V_{OC}) com a variação da temperatura. O novo valor de V_{OC} pode ser calculado da seguinte forma, sendo β um coeficiente negativo:

$$V_{OC}(T) = V_{OC(STC)} \times (1 + \beta \times (T - 25)) \quad (2.5)$$

Em que

$V_{OC(STC)}$: Tensão de circuito aberto nas condições STC.

β : Coeficiente de temperatura da tensão, em %/°C.

T : Temperatura de operação da célula, em °C.

- Coeficiente de temperatura da corrente – α (%/°C)

Coeficiente de valor positivo que representa o quanto se altera a corrente de curto circuito – I_{SC} quando a placa fotovoltaica é submetida a diferentes temperaturas.

- Coeficiente de temperatura de potência – γ (%/°C)

Demonstra o quanto varia a potência máxima entregue pelo gerador fotovoltaico para o inversor com a variação da temperatura. Este coeficiente pode ser obtido pela equação (2.6) (Zilles et. al., 2012).

$$\gamma_{MP} = \frac{dV_{MP}}{dT} \times \frac{1}{V_{MP}} + \frac{dI_{MP}}{dT} \times \frac{1}{I_{MP}} \quad (2.6)$$

Em que

γ_{MP} : Coeficiente de temperatura de máxima potência.

$\frac{dV_{MP}}{dT}$: Variação da tensão de máxima potência em relação a temperatura.

V_{MP} : Tensão de máxima potência.

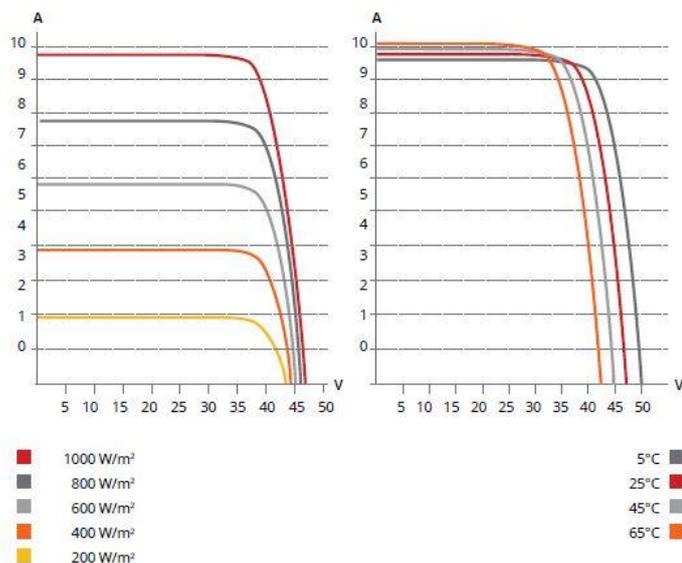
$\frac{dI_{MP}}{dT}$: Variação da corrente de máxima potência em relação a temperatura.

I_{MP} : Corrente de máxima potência.

Analisando o gráfico à direita da Figura 11, referente a ensaios para diferentes valores de temperatura de operação de um módulo que são observados de forma quantitativa nos coeficientes de temperatura, as curvas I-V explicitam que a variação da temperatura interfere mais fortemente na tensão de operação do que na corrente, provocando uma maior queda de tensão para temperaturas mais elevadas. As variações de corrente não são tão evidentes para o caso da temperatura.

Segundo PINHO et. al. (2014), as fichas técnicas de um módulo fotovoltaico apresentam também a temperatura de operação nominal da célula, chamada de NOCT (*Nominal Operation Cell Temperature* em inglês), a qual apresenta uma temperatura de célula mais próxima da que ocorre em seu funcionamento normal, variando entre 40°C e 50°C. Para painéis com mesmos coeficientes de temperatura, permite-se comparar diferentes módulos em relação a NOCT. O que possuir menor temperatura de operação será o mais eficiente, pois, dentre os principais

influenciadores na produção de energia, a temperatura modifica significativamente a curva de operação das células fotovoltaicas.



Fonte: Retirada da ficha técnica do módulo Canadian Solar KuMax – CS3U-370MS

Figura 11. Curva característica I-V de um módulo solar para diferentes valores de irradiância e temperatura.

Com relação à influência da irradiância solar, o gráfico a esquerda da Figura 11 demonstra a partir dos ensaios de funcionamento do painel fotovoltaico que quanto maior a potência emitida do sol e que atinge os painéis, maior será a corrente produzida pelo mesmo.

2.1.4.2. Inversor de frequência e *String Box*

Inversores de frequência são dispositivos eletrônicos capazes de transformar tensão e corrente contínuas geradas pelo arranjo fotovoltaico em correntes e tensões alternadas a partir de circuitos eletrônicos cada vez mais desenvolvidos devido ao avanço da eletrônica de potência.

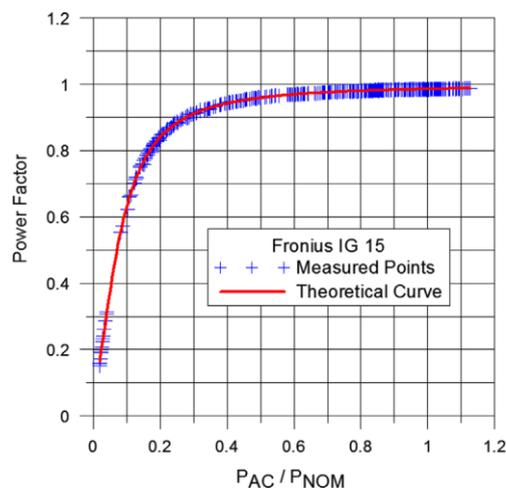
Fundamentalmente, existem no mercado dois tipos de inversores: os que permitem conexão direta com a rede (*on-grid* em inglês) e os que são utilizados para armazenar energia em baterias, pois geralmente encontram-se em locais onde o acesso a rede elétrica não é possível, posteriormente convertendo essa potência c.c. em potência c.a. (*off-grid* em inglês). Há também inversores híbridos, que permitem tanto a conexão à rede como o armazenamento em baterias, geralmente com intuito de evitar que em momentos de falta de energia da rede cesse o abastecimento elétrico a equipamentos de uso crítico, os quais precisam do seu funcionamento de maneira ininterrupta.

Entretanto, devido a maior difusão no mercado de energia solar fotovoltaica, o que proporcionou menores custos devido à larga produção inclusive pelo fato de não usar baterias, pois estas ainda possuem um alto valor e tempo de vida curto, será tratado neste trabalho os inversores para sistemas conectados à rede elétrica.

O inversor conectado à rede deve ser capaz de transmitir a esta uma energia de qualidade, seguindo os parâmetros de anti-ilhamento, fundamental para evitar danos a rede e ao inversor, a partir dos parâmetros de tensão, corrente e frequência de operação da rede, para que não haja distorção na energia provinda da concessionária e evitar a inserção de harmônicos na mesma. Diferentes fabricantes possuem diferentes circuitos lógicos para seu processo de conversão na forma de energia, com suas vantagens e desvantagens.

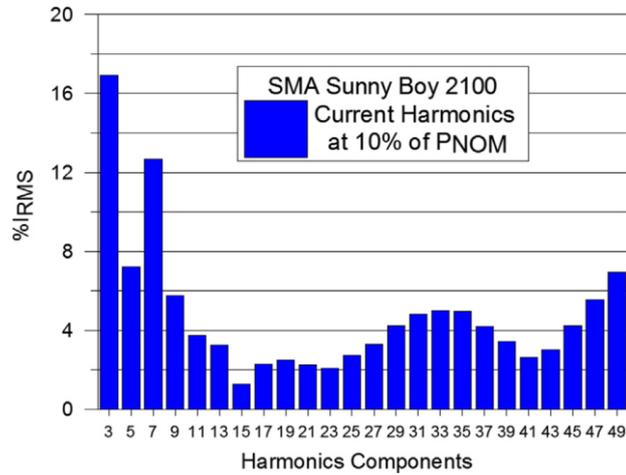
As empresas produzem inversor solar de frequência de diferentes formas, podendo possuir ou não transformadores acoplados, quando presentes no inversor impossibilitam possíveis correntes de fuga devido ao isolamento entre o lado c.c. e o lado c.a., e operação em alta ou baixa tensão. Segundo Rampinelli et. al. (2015), inversores que trabalham com tensões mais elevadas e sem transformadores possuem uma maior fatia do mercado solar global atualmente por serem mais eficiente, mais leve e com menor preço de custo.

Ainda segundo Rampinelli et. al. (2014), o defeito relacionado a qualidade de energia injetada na rede se deve a distúrbios elétricos na tensão, corrente ou frequência possibilitando danos ao equipamento de inversão ou alterando a correta operação do mesmo. A fim de evitar tais danos, os principais fatores estudados danosos do sistema fotovoltaico à rede elétrica são as elevadas componentes harmônicas e o baixo fator de potência quando o inversor está operando com uma potência bem abaixo da sua nominal, em torno de 10% da potência nominal. A Figura 14, a Figura 13 e a Figura 14 exemplificam os parâmetros de fator de potência e porcentagem de componentes harmônicas existentes em inversores a partir de análise experimental.



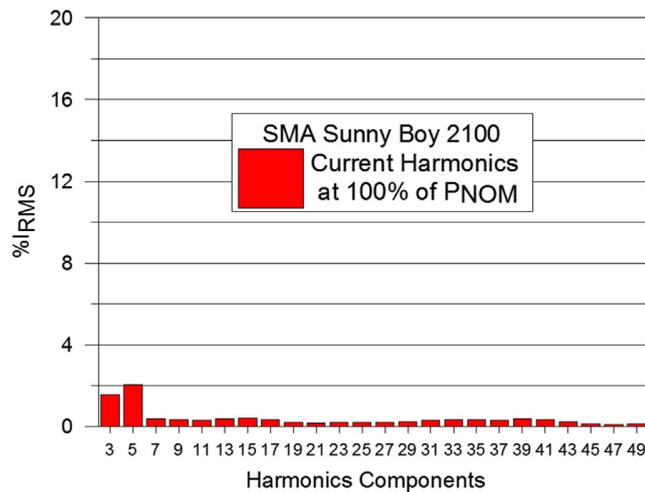
Fonte: RAMPINELLI, G. A. et al. Assessment and mathematical modeling of energy quality parameters of grid connected photovoltaic inverters. **Renewable and Sustainable Energy**, ScienceDirect, n. 52, p. 133-141, jan. 2015.

Figura 12. Curva teórica e experimental do Fator de potência pela razão de potência.



Fonte: RAMPINELLI, G. A. et al. Assessment and mathematical modeling of energy quality parameters of grid connected photovoltaic inverters. **Renewable and Sustainable Energy**, ScienceDirect, n. 52, p. 133-141, jan. 2015.

Figura 13. Porcentagem presente de cada componente harmónica no inversor SMA Sunny Boy 2100 a 10% da potência nominal.



Fonte: RAMPINELLI, G. A. et al. Assessment and mathematical modeling of energy quality parameters of grid connected photovoltaic inverters. **Renewable and Sustainable Energy**, ScienceDirect, n. 52, p. 133-141, jan. 2015.

Figura 14. Porcentagem presente de cada componente harmónica no inversor SMA Sunny Boy 2100 a 100% da potência nominal.

A fim de entregar a rede elétrica a maior quantidade de energia possível em sua saída c.a., os inversores são munidos de um recurso capaz de fazer com que as placas solares operem injetando a maior quantidade possível de potência, chamado de Seguidor do Ponto de Máxima Potência (SPMP), presente na maioria dos inversores conectados à rede. O SPMP consiste em um código capaz de variar a operação dos módulos a fim de encontrar o ponto de máxima potência – P_{MP} , exemplificado na Figura 10, melhorando assim a eficiência do sistema e a qualidade da energia entregue para a rede.

Um sistema fotovoltaico precisa estar munido de dispositivos proteção contra surtos (DPS) tanto do lado c.c. (gerador fotovoltaico) como do lado c.a. (cargas abastecidas e rede elétrica) do inversor, assim como chaves seccionadoras para testes de comissionamento de obra ou por

necessidade de interromper a geração, por exemplo. Estes dispositivos de proteção e seccionamento/chaveamento encontram-se todos dentro de uma *string box*.

2.1.5. Instrumentos de medição

Para tomar conhecimento do melhor local a se instalar um sistema de energia solar fotovoltaica ou saber se um sistema em operação está funcionando de acordo com o projetado, alguns equipamentos são necessários para medir as principais variáveis de forma instantânea ou intervalada que compõem o sistema. É de fundamental importância em usinas que utilizam o sol como fonte de energia a medição de irradiância ou irradiação das componentes de radiação direta, difusa e a global (soma da radiação direta com a difusa), assim como as condições climáticas do local onde se deseja instalar, a saber os principais:

- Piranômetro

Utilizado para mensurar a radiação global que atinge um plano horizontal (Pinho e Galdino, 2014). Os dois principais tipos são o termoeletrico, considerado de melhor qualidade (erro máximo de 5%), e o fotovoltaico, considerado de qualidade moderada (erro máximo de 10%).

- Pireliômetro

Instrumento de medição da quantidade de irradiância direta que incide na superfície em análise. O formato do instrumento permite captar em sua maior parte raios solares que não são refletidos no percurso até a superfície (Pinho e Galdino, 2014).

A Figura 15 e a Figura 16 exemplificam estes instrumentos.



Fonte: WIKIPÉDIA. **Piranômetro**. Disponível em: <<https://pt.wikipedia.org/wiki/piran%C3%B3metro>>. Acesso em: 21 mai. 2019.

Figura 15. Exemplo de um Piranômetro Termoeletrico.



Fonte: WIKIPÉDIA. **Pireliômetro**. Disponível em: <[https://pt.wikipedia.org/wiki/pireli%**c3%b4**metro](https://pt.wikipedia.org/wiki/pireli%c3%b4metro)>. Acesso em: 21 mai. 2019.

Figura 16. Exemplo de um Piranômetro.

2.1.6. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica

O gerador fotovoltaico, o inversor e a *string box* juntamente com a estrutura de fixação dos painéis formam um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR). Tais sistemas são caracterizados por se conectarem diretamente à rede elétrica sem o armazenamento de energia para utilização posterior. Devido ao não uso em especial de banco de baterias e controladores de carga, os SFCRs dominam atualmente o mercado de energia solar, em especial no Brasil devido ao seu custo de instalação (R\$/Wp) ser menor do que sistemas não conectados à rede (*off-grid*).

O dimensionamento de um SFCR deve levar em consideração todos os pontos discutidos neste capítulo para analisar qual será a potência instalada, quantidade de painéis e inversores, bem como o dimensionamento dos condutores e a seleção da estrutura adequada para instalação dos mesmos.

2.2. Regulação do setor elétrico e a energia solar fotovoltaica

Ao reconhecer os benefícios que a instalação de fontes renováveis de energia pode trazer para todos os lados (consumidor, distribuidora e governo) na comercialização de energia, a ANEEL em 2012, por meio da Resolução Normativa 482 estabeleceu e regularizou a produção de energia diretamente das unidades consumidoras, chamada de geração distribuída (GD), por se localizar a geração próxima ao local de consumo.

Ao permitir a geração de energia renovável ou cogeração qualificada, o sistema elétrico nacional se beneficia com a postergação de investimentos em melhoria e reforço nas áreas de transmissão e distribuição de energia, reduzindo também o carregamento da rede e minimizando perdas relacionadas a transmissão de energia (ANEEL, 2018). Para o consumidor, o sistema trouxe inúmeras vantagens, como a economia financeira na conta de energia, a possibilidade de gerar a própria energia em grande parte do dia e a consciência ambiental por saber que a energia que se utiliza é limpa e renovável.

Também chamado de Sistema de Compensação de Energia (SCE), atualizada pela Resolução Normativa (REN) 687/2015, permite que sistemas de até 5 MW para fontes renováveis sejam inseridos no sistema de compensação de energia, na qual a energia injetada na rede é

compensada na forma de crédito de consumo para a unidade consumidora, em uma relação “1 para 1” com relação ao mesmo posto tarifário. A REN 687/2015 estabelece como microgeração distribuída uma central geradora que possua potência instalada inferior ou igual a 75 kW e como minigeração distribuída com potência superior a 75 kW e inferior a 5 MW, apenas para o caso de fonte hídrica a potência instalada deve ser inferior a 3 MW.

Os créditos de energia são contabilizados quando a Unidade Consumidora (UC) gera mais energia do que consome. Estes são quantificados pelo medidor de energia bidirecional e permite que tais créditos tenham uma validade de até 60 meses para uso. A REN 687 permite três tipos de utilização do excedente de energia:

- Empreendimento com múltiplas UC

Permite que condomínios, edifícios comerciais, entre outros, possam instalar uma UFV e ratear a geração produzida pela usina entre os condôminos (UC distintas), desde que se encontrem numa mesma propriedade;

- Geração compartilhada

Quando diferentes UCs se reúnem, por meio de consórcio ou cooperativa, dentro de uma mesma área de concessão ou permissão de uma distribuidora de energia, no qual a energia produzida encontra-se em unidade consumidora diferente da que irá receber os créditos de energia;

- Autoconsumo remoto

Ocorre quando uma mesma pessoa, física ou jurídica, quer produzir a energia em uma de suas UCs e abater o consumo das demais UCs em seu nome.

A resolução normativa também estabelece o valor mínimo a ser pago por cada UC quando a geração excede o consumo. Para o caso de unidade consumidora do grupo B, referente ao fornecimento de tensão menor que 2,3 kV, paga-se ainda o valor referente ao custo de disponibilidade, relativo a 30 kWh, para UC em atendimento monofásico, 50 kWh para bifásico e 100 kWh para UC trifásico. Consumidores do grupo A, atendidos com tensão igual ou maior que 2,3 kV, devem pagar o valor referente a demanda disponível, em kW.

2.2.1. Tarifa de energia

A tarifa de energia elétrica nacional, a fim de cumprir o fornecimento de energia elétrica com qualidade, é composta basicamente por três partes: a Parcela A, a Parcela B e os tributos. A parcela A é composta por custos não administrados pela distribuidora de energia, compõem o somatório da compra de energia da distribuidora basicamente por leilão, os custos com a transmissão da energia do ponto de geração até o local da distribuidora e encargos setoriais. A Parcela B, gerida pela própria distribuidora, está relacionada aos custos de distribuição de energia. Por fim, os tributos, composto por ICMS e PIS/COFINS, são gerenciáveis pelos municípios e União.

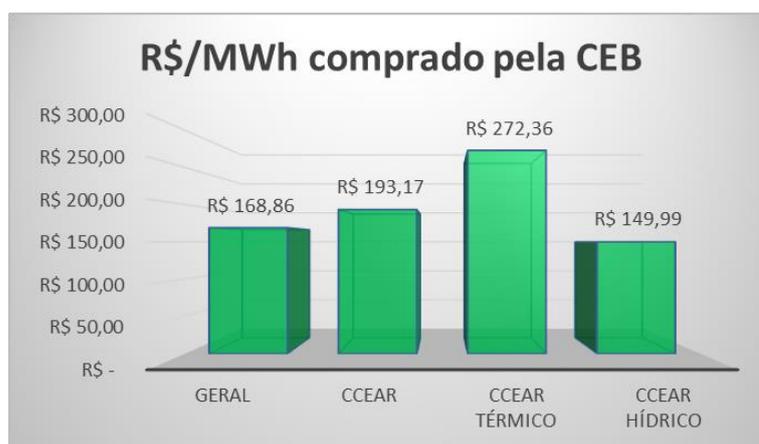
A Figura 17 mostra a composição da tarifa de energia para o caso da Companhia Energética de Brasília (CEB):



Fonte: COMPANHIA ENERGETICA DE BRASÍLIA. **Tudo sobre a conta de luz.** Disponível em: <<http://www.ceb.com.br>>. Acesso em: 01 jun. 2019.

Figura 17. Composição geral da tarifa de energia da CEB.

A ANEEL, através do sistema para Processos Automatizados de Revisões/Reajustes Tarifários anuais (SPARTA) divulga tais informações das tarifas referentes as distribuidoras de energia (NUNES, 2019). A Figura 18 mostra o valor pago, em R\$/MWh, na compra da energia pela CEB para cada fonte de geração por meio dos Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado (CCEAR).



Fonte: Produzido pelo autor com base nos dados da ANEEL, 2016.

Figura 18. Valor da geração de energia, em R\$/MWh, que compõem a Parcela A da conta de energia.

2.3. Aterros sanitários

No mundo inteiro, a disposição errônea de resíduos sólidos das mais diversas origens tem causado um enorme impacto ambiental, social e financeiro para cidades e municípios que os hospedam. Estes impactos ocorrem das mais variadas formas, desde a contaminação do solo e ar a contaminação da fauna e flora local. Como mostrou Franco (1996), o chorume gerado pelo lixiviamento de metais pesados, conseguiu contaminar o lençol freático em Brasília, no aterro controlado Jockey Club (JCB).

O impacto social e financeiro ocorre em cadeia, pois muitas famílias tiram seu sustento destes locais com a separação do lixo ali depositado. Estas, ao não tomarem cuidado algum com o manuseio dos rejeitos acabam se ferindo e adoecendo, devido inclusive por trabalharem horas em baixo do sol, muitas veem a óbito devido as péssimas condições de higiene no local. De

acordo com o Panorama dos Resíduos Sólidos no Brasil, realizado pela ABRELPE em relação ao ano de 2017, 80 mil toneladas diárias de RSU são despejados em locais inadequados para destinação como aterros controlados e lixões representando cerca de 40% da destinação final dos resíduos sólidos urbanos.

A fim de melhorar a qualidade de vida e atender a Lei nº 12.305/10, que cria a Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS), a Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais (ABRELPE) propõe um plano a seguir com a finalidade de fechar os lixões do Brasil, que são aproximadamente cerca de 3.000 espalhados por todo o território brasileiro. Nesse plano¹, o objetivo é começar por aqueles aterros que são considerados os mais simbólicos, devido a série de danos que causam a sociedade e ao meio ambiente. Abaixo estão os aterros em sequência de importância:

1º: Estrutural – Distrito Federal (JCB)

2º: Carpina – Pernambuco

3º: Camacan – Bahia

4º: Divinópolis – Minas Gerais

5º: Jaú – São Paulo

Considerado o maior aterro da América Latina e o segundo maior do mundo, que já chegou em até 55 metros de altura de rejeitos, apenas o aterro JCB da lista acima foi fechado, em 20 de janeiro de 2018 pelo governo local.

2.3.1. Aterros e geração de energia FV

O fechamento dos aterros em diversos locais do mundo ocasionou pesquisas relacionadas ao reaproveitamento dessas extensas áreas, pois estas são caracterizadas por não serem adequadas a construção de edifícios e outras construções pesadas, devido a quantidade de resíduos armazenados em camadas de terra no local.

Todavia, uma finalidade que é estudada para essas extensas áreas inutilizadas é a instalação de geradores de energia renováveis, em especial a energia solar fotovoltaica.

Szabó et. al. (2017) estabelece um método para tomada de decisão na instalação de parque solar em aterros. Primeiro, escolher a tecnologia adequada para implementação do sistema fotovoltaico, pois é necessário verificar a estabilidade do terreno, para evitar riscos com fundação da estrutura de fixação dos módulos por conta da maneira como o lixo foi compactado no solo, verificar se a estrutura de montagem não vai interferir na impermeabilidade do mesmo, podendo assim escolher o painel mais adequado para o local, sendo no estudo realizado por Szabó et. al. (2017) a utilização de painel de silício cristalino convencional e painel de filme-fino de geomembrana. Após a escolha da tecnologia FV adequada, estima-se a capacidade de

¹ Como fechar os maiores lixões a céu aberto do Brasil. **ÉPOCA**, São Paulo, 27 de jan. de 2017. Disponível em: <<https://epoca.globo.com/ciencia-e-meio-ambiente/blog-do-planeta/noticia/2017/01/como-fechar-os-5-maiores-lixoes-ceu-aberto-do-brasil.html>>. Acesso em: 20 de fev. de 2019.

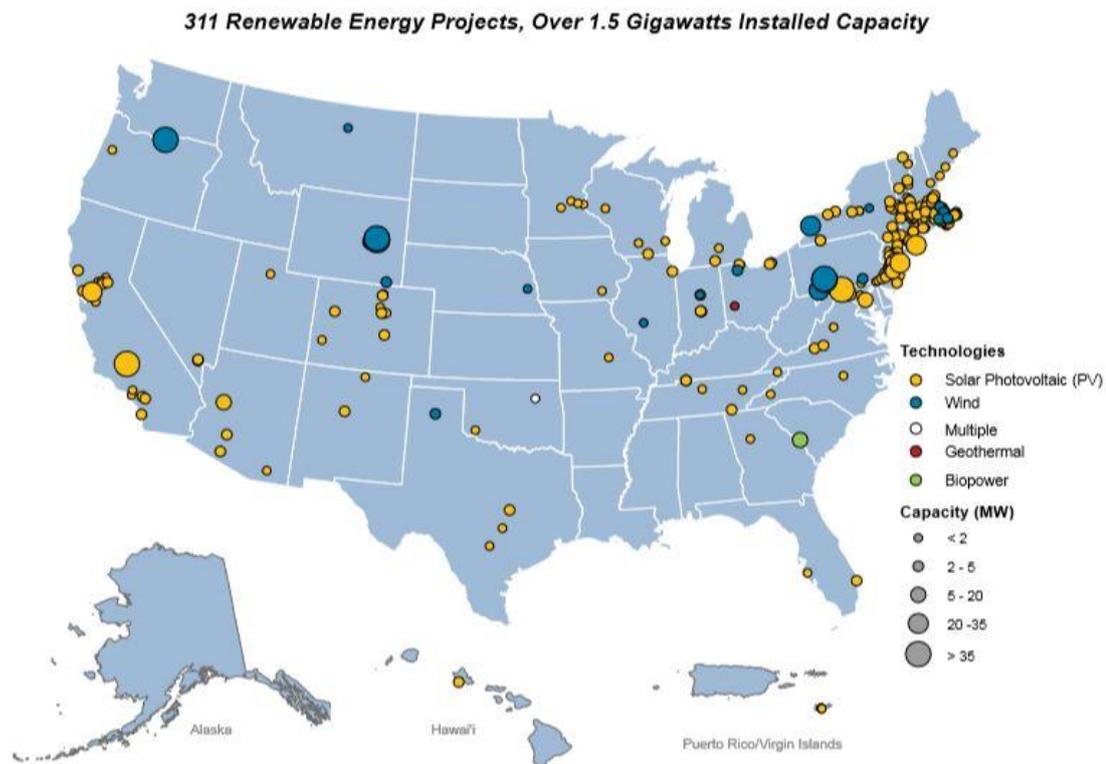
potência a partir da área disponível do aterro e a distância que este se encontra da rede elétrica local ou de uma subestação.

Sangiorgio et. al. (2015) estudou uma triagem semelhante a definida por Szabó et. al. (2017), a qual propõem três passos em sua metodologia para escolha do local adequado. O primeiro se define pela análise do recurso solar local, a distância do aterro a área com infraestrutura e a topográfica do local. O segundo passo é o tipo de sistema a ser instalado, capacidade de geração do mesmo, a tarifa de energia local e o nível de contaminação local. Por fim, o terceiro e último passo para decisão é a questão financeira, a regulação do setor energético, a política de incentivos fiscais e o custo da instalação.

2.3.2. Casos de estudo no mundo

Atualmente os Estados Unidos estão à frente na implantação de usinas solares em aterros e locais fechados e que não podem ser utilizados para outros fins. O parque solar mais antigo instalado pelos norte-americanos está localizado em Paulsboro, NJ, com capacidade instalada de 276 kWp. Em meados de 2012, 15 projetos estavam gerando energia elétrica em aterros, totalizando 17,5 MWp (Szabó et. al., 2017). Manosque, na França, iniciou em 2009 a operação de uma usina fotovoltaica (UFV) com 4,1 MWp, composta por 54.600 painéis fotovoltaicos. A Alemanha em 2009 também iniciou a operação de uma UFV com 800 kWp e 10.400 módulos.

Até janeiro de 2019, a *RE-Powering Initiative*, organização americana de incentivo ao uso de aterros e terrenos contaminados para geração de energias renováveis como a solar e a eólica, identificou 311 projetos de energia renovável em 289 locais espalhados pelos Estados Unidos, com capacidade instalada de 1,5 GW. A Figura 19 identifica locais a partir do tipo de energia e capacidade instalada, podendo observar a predominância pela tecnologia solar fotovoltaica e que é viável a utilização desses espaços para reuso de fontes limpas e/ou renováveis de energia.



Fonte: EPA. **Acompanhamento de projetos concluídos em terras contaminadas, aterros sanitários e minas.**
Disponível em: <https://www.epa.gov/sites/production/files/2019-02/documents/re_tracking_matrix_508_final_013119a.pdf>. Acesso em: 31 mai. 2019.

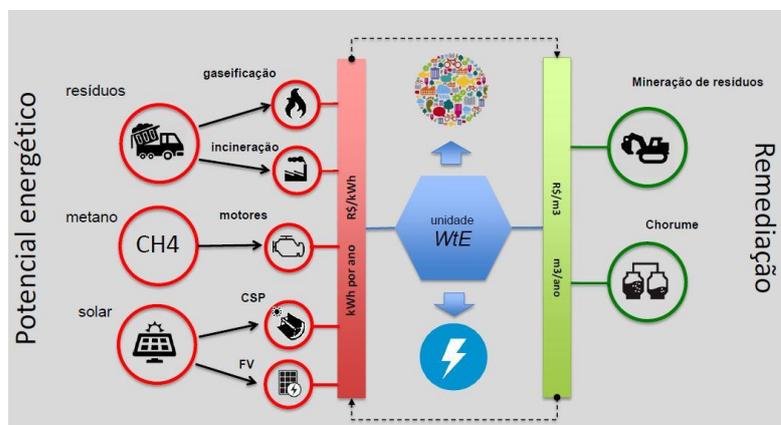
Figura 19. Mapa identificando a localização dos projetos realizados nos Estados Unidos para geração de energia renovável em locais como solo danificado ou aterros que foram fechados.

2.3.3. O Projeto RAEESA

Tendo ciência dos problemas ambientais, sociais e econômicos causados pelos aterros e a necessidade de dar um novo sentido a estes terrenos após serem fechados pelas autoridades que os controlam, originou-se o projeto de Remediação Ambiental-Energética e Sustentável para Aterros (RAEESA), uma iniciativa de pesquisa para analisar a viabilidade técnica e econômica de projetos para o caso aterro JCB, aproveitando o potencial energético do lixo já existente no local, do gás metano liberado pelos mais de 300 pontos de escape do gás metano e do uso da extensa área inabitável para produção de energia por meio da radiação solar.

O projeto de pesquisa poderá contribuir para a sociedade, evitando a contaminação do lençol freático, mal cheiro, risco de explosões devido ao gás metano e impedindo pessoas de trabalharem de forma irregular e de se contaminarem com o lixo, contribuindo também para os objetivos de desenvolvimento sustentável da Organização das Nações Unidas (ONU) contribuindo de forma direta e indireta diversos objetivos, como 3 – Saúde e bem-estar, 7 – Energia limpa e acessível, 11- Cidades e comunidades sustentáveis e 13 – Ação contra a mudança global do clima.

A Figura 20 ilustra a forma de aproveitamento do potencial energético e a maneira de remediar aquilo que não se consegue gerar energia, promovendo um positivo impacto energético local e consequentemente melhorando a vida da sociedade local.



Fonte: Retirada da apresentação do projeto RAEESA por Antonio C. P. Brasil Junior e Sergio Frontin em outubro de 2018, página 11.

Figura 20. Representação da estratégia para aproveitar os recursos deixados para trás em aterros.

2.4. Parceria Público-Privada como forma de financiamento

O poder público possui diferentes formas de contratação de obras e serviços e a Parceria Público-Privada (PPP) é uma delas. Instituída pela Lei Federal 11.079 de 2004, esta é um contrato de concessão, comumente utilizada na administração e execução de serviços que não conseguem se auto sustentar. Quando um serviço público, ou seja, prestado ao público, não consegue se manter ou quando o valor pago pelo cidadão usuário do mesmo não é suficiente para arcar com as despesas, há uma abertura para a possibilidade de uma PPP, na qual a prestação do serviço é passada por meio de uma concorrência a uma empresa privada a fim de gerir os recursos de forma mais eficiente.

Esta pode ser realizada por duas formas de pagamento: patrocinada ou administrativa. Na concessão patrocinada o valor do serviço prestado é dividido entre o parceiro público e a pessoa que utiliza o serviço. Na forma administrativa o pagamento do serviço é pago integralmente pelo parceiro público ao parceiro privado, chamada formalmente de contraprestação pecuniária.

Para que o poder público possa contratar no formato de uma PPP, o compromisso que a empresa privada tem com o poder público é que esta deva agir com eficiência o cumprimento dos objetivos do Estado e gerir bem a aplicação dos recursos provindos da sociedade, bem como o cumprimento por ambas as partes a repartição objetiva dos riscos inerentes a execução e a gestão continuada do serviço ou obra prestada.

Dentre os principais requisitos previstos em lei, deve-se observar os seguintes

- I – Valor do contrato não deve ser inferior a R\$ 10.000.000,00;
- II – Período da prestação do serviço não pode ser inferior a 5 anos e superior a 35 anos;

III – Não podendo ter como objetivo único apenas o fornecimento de mão-de-obra, instalação de equipamentos ou execução da obra somente.

Deve estar clara as garantias que serão dadas ao parceiro privado no sentido de protegê-lo e diminuir os riscos da gestão e execução do serviço prestado. Os estados e municípios também podem criar suas próprias leis referentes aos contratos efetuados por PPP, mas sempre obedecendo por mínimo a legislação que já se encontra para o âmbito nacional.

Para o caso particular do Distrito Federal, a Lei Nº 4.828 de 2012 não altera significativamente aquilo que já foi exposto acima, não elevando nem o valor mínimo nem o período mínimo para validação do contrato. Todavia, é criado o Conselho Gestor de Parcerias Público-Privadas (CGP) com as seguintes responsabilidades: autorizar a liberação de edital para processo licitatório, definir os serviços que carecem de atenção para execução de contratação, elaborando inclusive o regimento interno e averiguação de relatórios dos serviços prestados.

Existem diversos contratos de PPP já realizados no Brasil, cabe mencionar o Complexo Datacenter, firmado entre a empresa GBT S.A (parceiro privado) e o Consórcio Datacenter, composto pelo Banco do Brasil S.A. e a Caixa Econômica Federal (parceiros públicos), no qual a empresa privada ficou responsável pelo serviço de gerenciamento, manutenção e operação da infraestrutura predial do Complexo Datacenter, com a finalidade de armazenar a infraestrutura de TI dos parceiros públicos. O contrato celebrado entre as partes possui prazo de 15 anos e valor de R\$ 978.116.680,80.

Dentre os mais diversos setores para implementação de PPP, o estado do Piauí produziu estudos de viabilidade para implementação de usinas de minigeração no estado a fim de aproveitar o potencial energético provindo do sol que a região possui, no qual se encontra o Parque Nova Olinda, usina solar fotovoltaica com capacidade instalada de 292 MWp.

O objetivo de realizar PPP no Piauí em contratos de geração de energia limpa e renovável provém do fato que o serviço público possui um gasto considerável com o consumo de energia por parte dos edifícios, principalmente as unidades consumidoras que se enquadram na tarifa B3, referente ao poder público. Com a implementação dessas usinas que produzirão a energia a ser injetada na rede e posteriormente abatendo o consumo de energia por meio do sistema de compensação de energia da geração distribuída (ANEEL REN 687/2015), os gastos com a conta de energia elétrica serão reduzidos com os créditos de energia gerados.

O estudo de viabilidade analisa a implantação de 8 usinas fotovoltaicas de 5 MWp cada, situadas em diferentes localidades do estado. Os terrenos seriam cedidos pelo estado em sua maioria e estimasse que a produção de cada uma será de 650 MWh/mês, com uma área necessária mínima de 50.000 m² e um investimento inicial de R\$ 23.783.287,60. O modelo proposto no estudo ainda produz os seguintes indicadores financeiros do investimento apresentados na Tabela 3.

Tabela 3. Dados obtidos do estudo de viabilidade para implantação de usinas no estado do Piauí.

Indicador	Definição	Valor
Lucratividade	Corresponde a razão do lucro líquido e a receita total em % durante a concessão em valores presentes de 2018.	24,56%
Taxa Mínima de Atratividade – TMA	Corresponde ao ganho mínimo esperado por um investidor anualmente, considerando o risco do investimento e incluindo a taxa de inflação.	9,53% a.a.
Valor Presente Líquido – VPL	É um método que consiste em trazer para a data zero todos os fluxos de caixa (1) de um projeto de investimento e somá-los ao valor do investimento inicial, descontando a TMA. Ou seja, mostrará o lucro total do investimento durante a CONCESSÃO considerando os fluxos de caixa do período, o investimento feito e a taxa de desconto (TMA).	R\$ 4.486.851,69
Taxa Interna de Retorno – TIR	Identifica o rendimento do investimento, ao igualar o VPL a zero.	11,53%
Tempo de Retorno do Investimento	Corresponde ao tempo que o investimento irá se pagar, descontando a inflação do período.	10 anos

Fonte: PPP PIAUI. **Mini usinas de energia solar**. Disponível em: <<http://www.ppp.pi.gov.br>>. Acesso em: 05 jun. 2019.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

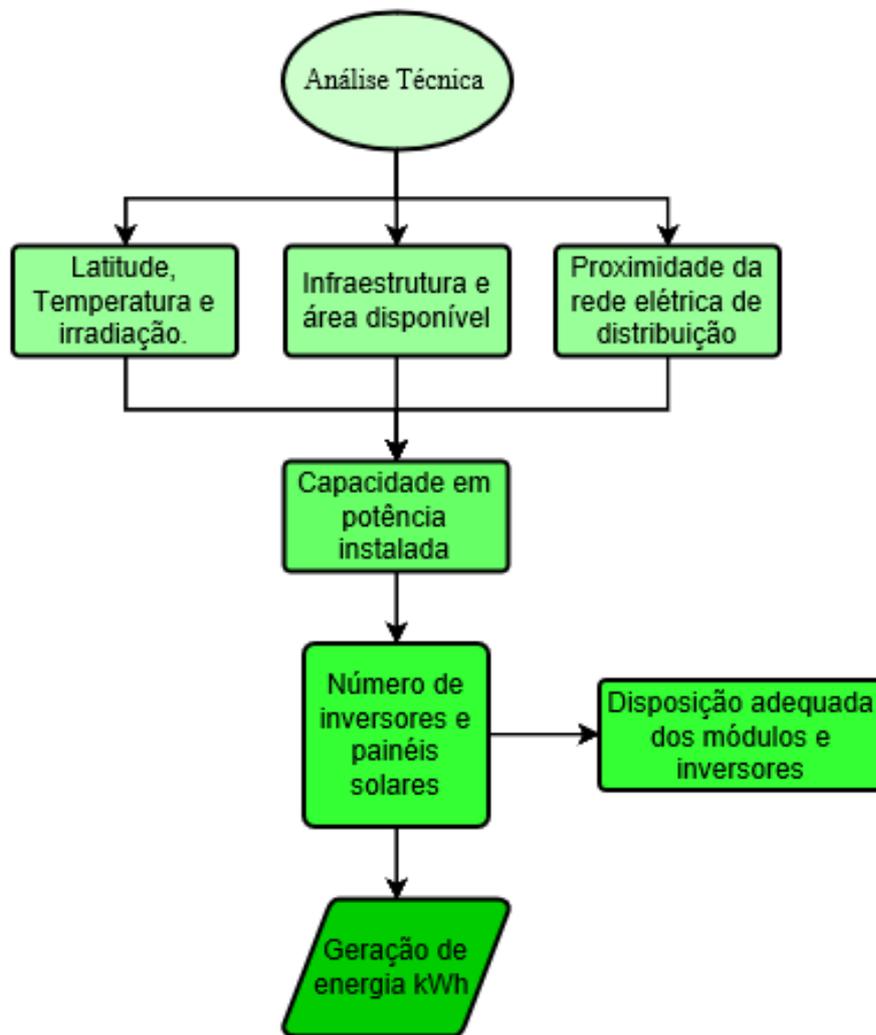
3.1. Método

Esta seção tem como finalidade traçar um caminho para alcançar o objetivo de nortear empresas do setor de energia FV e autoridades governamentais brasileiras na tomada de decisão se é viável ou não instalar UFV em aterros espalhados pelo Brasil, dando uma solução alternativa para esses locais que por muito tempo geraram e ainda geram problemas econômicos, sociais e ambientais, para que possam gerar energia elétrica limpa e renovável.

O fluxograma da Figura 21 e Figura 22 com o processo a ser utilizado concilia os estudos citados por Szabó et. al. (2017) e Sangiorgio et. al. (2015) para implementar no Brasil a instalação de usina fotovoltaica em aterros brasileiros, algo que já acontece nos Estados Unidos e alguns países europeus há aproximadamente 10 anos.

Primeiramente, será realizada uma análise técnica da usina para cada um dos aterros do objetivo da ABRELPE para encerramento no Brasil, a saber a localização: Brasília – DF, Carpina – PE, Camacan – BA, Divinópolis – MG e Jaú – SP, analisando a latitude do local, a temperatura ambiente e qual a radiação global incidente no plano do gerador para a inclinação escolhida, obtendo assim a máxima energia produzida pelo sistema.

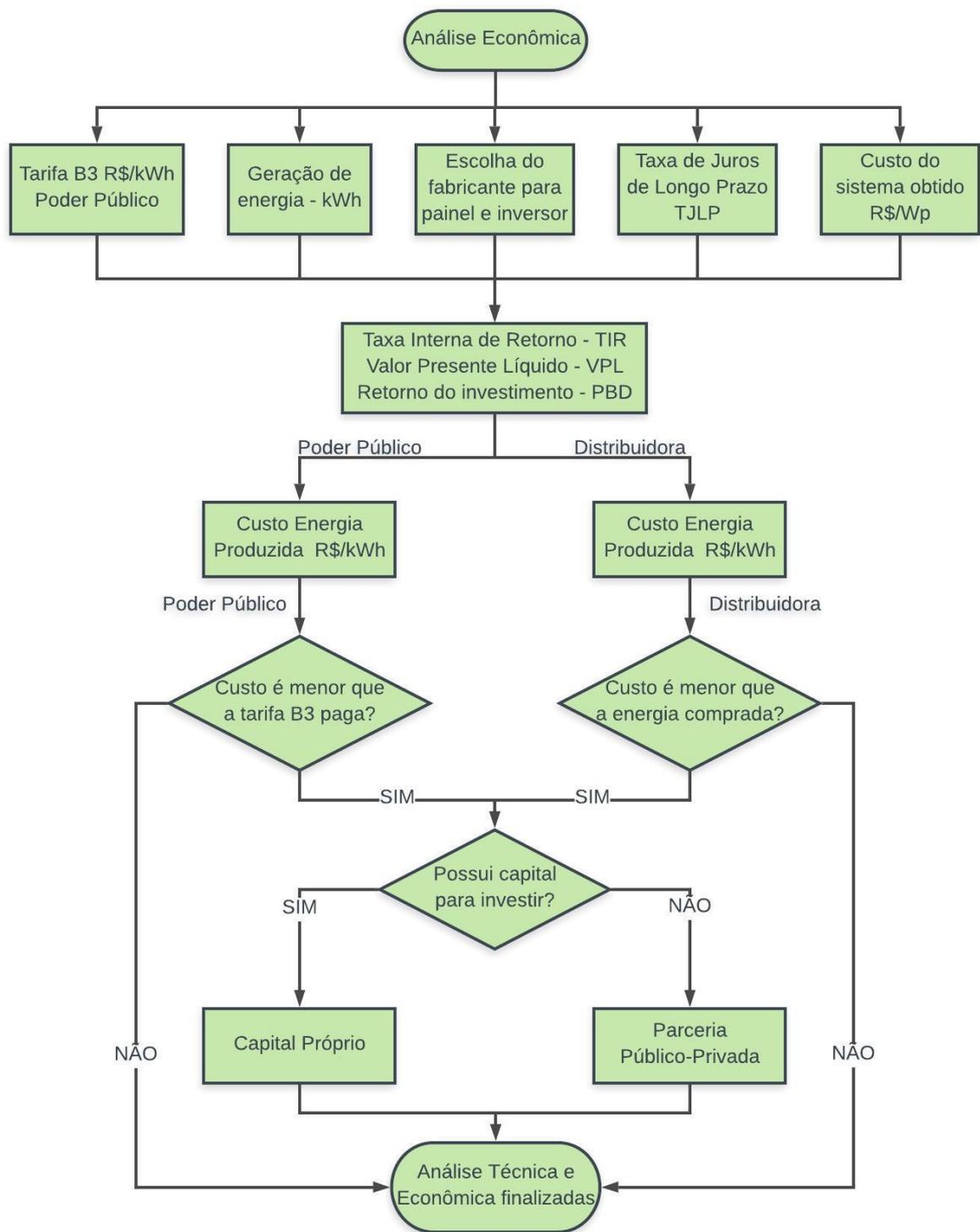
Após obtido os resultados de potência, será dado início a análise econômica, envolvendo diversos parâmetros financeiros capazes de comparar investimentos e também comparar o custo do sistema com outras fontes de energia.



Fonte: elaborada pelo autor.

Figura 21. Fluxograma para análise técnica de cada UFV para os 5 principais aterros do Brasil.

Após obter dados de geração do UFV para cada um dos 5 aterros, dá-se início a análise econômica, como se observa na Figura 22. Esta terá como entradas dados da geração de energia produzida na parte de análise técnica do trabalho, dados referentes as tarifas praticadas por cada uma das distribuidoras locais de energia, a escolha do painel e do inversor que serão responsáveis pela formação do investimento inicial de cada um dos aterros, bem como a taxa de juros aplicada no longo prazo, referente ao Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES).



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 22. Análise econômica para tomada de decisão em executar ou não o projeto de UFV em aterros.

3.1.1. Análise de viabilidade técnica

3.1.1.1. Disponibilidade do recurso solar e infraestrutura

Cada um dos 5 principais aterros expostos pela ABRELPE para alcançar o encerramento da utilização de aterros na forma de despejo de resíduos sólidos encontra-se em uma região diferente e, por isso, recebem uma irradiação global no plano do painel diferente entre si e diferente ao longo do ano.

Os dados meteorológicos de forma geral são obtidos por estações meteorológicas espalhadas pelo Brasil, e são utilizados pelos softwares de dimensionamento em seu código para poder obter dados mais confiáveis. Como será explicitado mais adiante na seção de materiais utilizados neste trabalho, o software de dimensionamento UFV PVSyst possui diversas bases de dados meteorológicos disponíveis em seu banco de dados e também permite importação de outras, cada uma se diferenciando das demais por região de dados coletados, se os valores obtidos são de hora em hora, qual a fonte de obtenção desses dados, estações meteorológicas e/ou satélites, período de dados coletados, quais as variáveis disponíveis, como Irradiação Global Horizontal (do inglês *GHI*), Irradiação Direta Horizontal (do inglês *DHI*), a fonte desses arquivos e se os mesmos estão disponíveis no PVSyst ou precisa comprar separadamente.

Os dados meteorológicos que contemplam a região do Brasil são: 3Tier-Vaisala, Meteororm, PVGIS v5, Solargis e Vortex Solar. A base de dados do Meteororm será a escolhida devido a essa base de dados já está inclusa na versão *Trial* do *software* PVSyst, composta por 5 satélites geostacionários para aquisição dos dados além de estações terrestres.

Há a necessidade de saber quão preciso são esses dados como forma de validação dos resultados a serem obtidos no Capítulo 4 do presente trabalho, para isso será verificado também se há estações meteorológicas próximas a cada aterro.

A Tabela 4 identifica a localização de cada aterro com sua respectiva latitude, área disponível e proximidade de uma estação meteorológica.

Tabela 4. Informações geográficas e local de estação meteorológica dos 5 principais aterros brasileiros.

Localização	Latitude do aterro	Área (ha)	Cidade possui estação meteorológica própria? Se não, qual a distância da estação mais próxima?
Brasília – DF	15° 46' 04" S	200 ha	Sim.
Carpina – PE	07° 52' 29" S	4,06 ha	Não, a mais próxima fica a 10 km, localizada em Recife – PE.
Camacan – BA	15° 26' 17" S	1,55 ha	Não, rodeada por 3 estações, a mais próxima está a 64 km, em Una – BA.
Divinópolis – MG	20° 09' 39" S	1,2 ha	Sim.
Jaú – SP	22° 16' 00" S	2,5 ha	Não, a mais próxima fica a 24 km, localizada em Barra Bonita – SP.

Fonte: elaborada pelo autor.

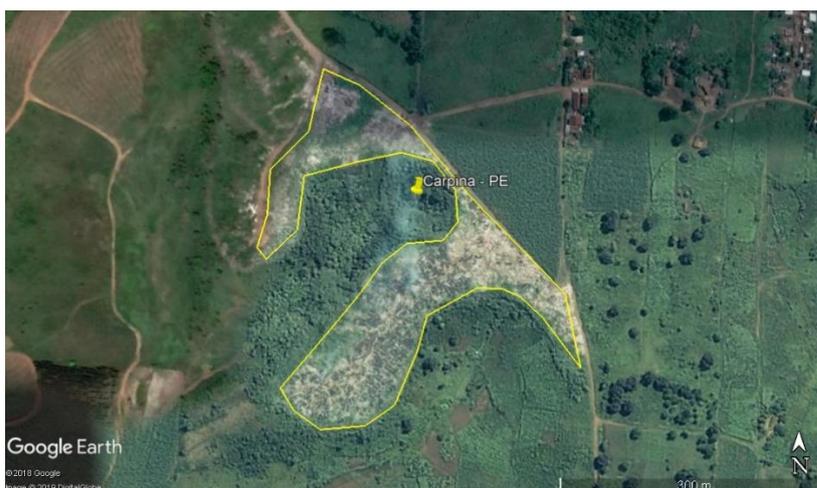
Com exceção da área do aterro JCB, localizado em Brasília, o qual a sua área foi estimada a partir de outros estudos e do Projeto RAEESA, as demais áreas foram estimadas com o uso do *software Google Earth*, bem como a latitude de cada uma delas, inclusive a do aterro JCB.

Abaixo, da Figura 23 a Figura 27, mostra-se imagens de cada um dos aterros definidos pela ABRELPE, identificando uma disposição desregular do terreno para cada local. No quesito infraestrutura, observa-se também que todos eles possuem rodovias bem próximas, as vezes com o lixo até posto em cima da própria rodovia como é o caso de Camacan – BA (Figura 25). O quesito de infraestrutura de rede elétrica, com linhas de distribuição e subestações elétricas será adotado considerando que todos necessitem receber esses reforços da estrutura da rede elétrica. Todavia, não será averiguado o valor para o reforço ou instalação da rede elétrica, pois perderia o foco do trabalho, devido a cada local possuir um sistema diferente e as distâncias a ponto de rede de distribuição.



Fonte: *Google Earth Pro*.

Figura 23. Aterro JCB, Brasília – DF.



Fonte: *Google Earth Pro*.

Figura 24. Aterro em Carpina – PE.



Fonte: *Google Earth Pro.*

Figura 25. Aterro em Camacan – BA.



Fonte: *Google Earth Pro.*

Figura 26. Aterro em Divinópolis – MG.



Fonte: *Google Earth Pro.*

Figura 27. Aterro em Jaú - SP.

3.1.1.2. Disposição dos painéis para cada UFV

Independente de como está disposta a área de cada um dos aterros, a orientação e a inclinação dos painéis (VILLALVA, 2015) deve ser a que permita a maior captação dos raios solares a fim de maximizar a produção de energia por cada um deles.

Para todas as usinas, será utilizada estrutura de montagem fixa, sem eixos de rotação, já que esta encontra-se mais difundida no mercado e evita manutenções preventivas e corretivas nos mesmos, já que estruturas de 1 ou 2 eixos de rotação possuem mecanismos de movimentação dos painéis que acompanham o movimento do sol ao longo do dia ou do ano, os quais se desgastam mais rapidamente e necessitam de um maior controle e acompanhamento da sua movimentação.

A melhor maneira de captar a maior quantidade de raios solares é incliná-los com a mesma angulação que a sua latitude. Nos casos em que a latitude for menor que 10° , utiliza-se o valor de 10° , pois inclinações muito pequenas promovem o acúmulo de poeira sobre os módulos, diminuindo sua produção. A orientação dos mesmos, devido ao Brasil encontrar-se no hemisfério sul, deve ser apontada para o Norte Geográfico, pois assim é levada em consideração o movimento diário do sol, o qual encontra-se mais próximo da linha do equador, recebendo, portanto, uma maior incidência de raios solares ao meio-dia solar. Como a estrutura de fixação dos painéis é fixada ao solo, a inclinação adequada pode ser obedecida a partir da latitude local, pois tais equipamentos permitem a variação da inclinação e o posicionamento orientado para o Norte Geográfico.

3.1.1.3. Perdas associadas a uma UFV

Como todo e qualquer sistema de geração de eletricidade, UFV possuem diversos tipos de perdas relacionadas a produção de energia que são essenciais para o cálculo de geração de energia e para o entendimento da escolha do local e dos equipamentos. Os principais tipos de perda e suas definições são:

- Térmica

São caracterizadas em relação ao tipo de instalação e fixação dos painéis, pois essa perda varia com a maior possibilidade de correr vento por esses painéis. Dentre os tipos de instalação, pode-se ter aquelas na qual há uma liberdade de circulação de ar por trás dos painéis, há também aqueles que utilizam dutos de ar na parte inferior do painel e, por fim, aqueles que são inteiramente integrados à construção, dificultando a livre circulação de ar, como é o caso de painéis instalados em telhados de residência ou comércio e indústria.

- Ôhmica

Quantifica as perdas causadas nos cabos elétricos devido ao aquecimento por conta da corrente que circula nos mesmos e da resistência do material utilizado, perdas também no inversor relacionada ao processo de conversão da forma de onda da corrente e da tensão em alternada, juntamente com seus componentes eletrônicos.

- Acúmulo de sujeira

Devido a circulação de ar, sujeiras e outros tipos de partículas são movidas pelo ar e acabam ficando na face do painel virada para o sol, impedindo a captação dos raios provindo do mesmo, diminuindo assim a produção.

- Degradação pela luz

Silva (2016) afirma que este parâmetro não é informado nas fichas técnicas dos módulos, mas tal perda ocorre devido aos primeiros instantes de exposição ao sol, podendo variar de 1% a 3% segundo THEVENARD e POISSANT (2010). Por definição, verificar-se-á que o PVSyst adota tal parâmetro como 2%.

- Mismatch ou incompatibilidade

Essa perda está associada ao processo de fabricação dos módulos. Como estes possuem pequenas diferenças relativa aos parâmetros de corrente e tensão, mesmo que definidos por um mesmo valor de potência, caso estejam associados em um arranjo, a corrente de saída será dada pelo módulo de menor corrente, ou seja, a produção acarretará perdas por conta desse fator. Por padrão, inversores com MPPT possuem essa perda igual a 2,5%.

- Sombreamento

Fonte de perda por sombreamento dos módulos é uma das principais pelo fato de poder diminuir drasticamente a produção de energia e podendo ainda danificar um módulo, pois a obstrução da passagem de luz em uma célula do módulo pode fazer com que o mesmo sobreaqueça e danifique o painel. Para minimizar esse efeito, os painéis estão equipados internamente com diodos de *by-pass*, os quais permitem o fluxo de corrente por determinada série de células solares de um mesmo módulo quando as demais estão impedidas de produzir energia elétrica por conta do sombreamento, que pode ser causado por nuvens, árvores, edifícios, entre outros.

Devido a esse fato ser tão importante na simulação de geração de energia para o conhecimento real da produção, principalmente para usinas de grande porte, opta-se por áreas abertas a fim de reduzir esse fator preponderante.

Além do sombreamento causado por fatores externos, como edifícios e árvores ao redor, os quais geralmente não se pode controlar, existe também o sombreamento causado entre fileiras de módulos fotovoltaicos quando uma está muito próximo da outra. Esse sombreamento deve ser evitado sempre que possível, maximizando a produção individual dos painéis.

A potência do gerador FV deve levar em conta inicialmente a área disponível e espaçamento dos obstáculos ao redor e das fileiras de painéis. Uma forma simples e conservadora de evitar o sombreamento devido a estes obstáculos é dada pela equação (3.1) (Pinho, J. T. e Galdino, 2014).

$$d = Fe \times (h_{ob} - h_i) \tag{3.1}$$

Em que

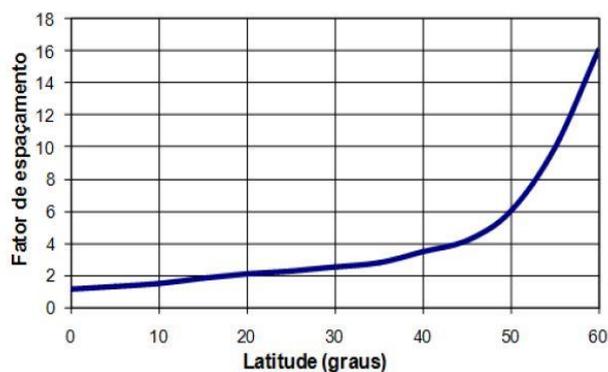
d : distância entre o painel FV e o obstáculo, em metros;

F_e : Fator de espaçamento entre o gerador e o obstáculo, obtido pela Figura 28

h_{ob} : Elevação do obstáculo, em metros;

h_i : Elevação do painel, em metros.

A Figura 28 apresenta o Fator de Espaçamento – F_e utilizado na equação (3.1) para definição da distância entre fileiras consecutivas, observando a partir do gráfico que até 30° de inclinação dos módulos, o F_e possui pouca variação.



Fonte: Pinho et. al., 2008.

Figura 28. Fator de espaçamento para diferentes latitudes geográficas.

3.1.1.4. Parâmetros de dimensionamento e qualidade de uma UFV

Na etapa de projeto, muitos parâmetros são utilizados no dimensionamento de uma usina solar fotovoltaica para escolha tanto do fabricante do inversor como para a escolha do módulo, avaliando simultaneamente a qualidade do dimensionamento realizado a fim de aproveitar a maior disponibilidade possível do recurso solar e o processo de produção de energia em corrente alternada por meio do Seguidor do Ponto de Máxima Potência (SPMP).

Para o painel solar, características como tensão e corrente de máxima potência, tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito, coeficientes de temperatura e eficiência do módulo são informadas na ficha técnica do fabricante.

Com o valor dos coeficientes de temperatura, é possível ajustar parâmetros de tensão e corrente para valores de operação em campo. Para saber quão bom é um painel em detrimento do outro, utiliza-se o Fator de Preenchimento (FF) discutido na seção 2.1.4.1 do presente trabalho, indicando o quão próximo o retângulo definido pelo ponto de máxima potência se aproxima da potência produzida caso o valor da corrente fosse a de curto-circuito e a tensão de circuito aberto. Quanto maior for FF, melhor será a produção de energia pelo módulo.

A escolha do inversor deve ser criteriosa, pois a eficiência desse conversor de forma de onda interfere na produção final de energia elétrica. Os parâmetros a serem observados são os seguintes:

- Tensão de operação de entrada

Cada entrada do SPMP contida em um inversor possui uma faixa de operação de trabalho, na qual o inversor não opera sobre ou subcarregado e sua eficiência de conversão c.c./c.a é aumentada. A escolha da disposição do gerador FV com seus módulos conectados em série e/ou paralelo deve respeitar essa faixa de tensão, sendo que a primeira análise (Frontin et. al., 2017) deve ser a seguinte:

$$U_{OC} \leq U_{MÁX} \quad (3.2)$$

Em que

U_{OC} : Tensão de circuito-aberto.

$U_{MÁX}$: Limite superior de tensão de operação do inversor.

Ou seja, a tensão de circuito-aberto – U_{oc} do arranjo fotovoltaico (conjunto de módulos conectados em série) não deve ser maior que o limite superior da tensão de operação do inversor FV.

Após este requisito, o segundo a ser analisado é que a tensão dos painéis, após a adequação para o local de uso com os coeficientes de temperatura, deva atender o seguinte pressuposto:

$$U_{min} \geq U_{MPPTmin} \quad (3.3)$$

$$U_{max} \geq U_{MPPTmáx} \quad (3.4)$$

Em que

U_{min} : Tensão mínima, a qual ocorre em dias de temperaturas mais elevadas.

U_{max} : Tensão máxima do gerador FV, a qual ocorre em dias de temperatura mais amenas.

$U_{MPPTmin}$: Tensão mínima de entrada de operação do inversor, disposto em sua ficha técnica.

$U_{MPPTmáx}$: Tensão máxima de entrada de operação do inversor, disposto em sua ficha técnica.

- Eficiência de conversão c.c./c.a.

A eficiência de um inversor está relacionada a quantidade de energia que o mesmo utiliza no processo de conversão (VILLALVA, 2015) e com isso, quanto menor for o dispêndio de energia neste processo, maior será a eficiência do mesmo. Schmidt, Jantsch e Schmidt (1992) concluíram que o processo de conversão da forma de onda é afetado por 3 fatores: o autoconsumo do equipamento, portanto, não depende da potência de saída do sistema, o carregamento linear, variando com a potência de saída referente a queda de tensão nos equipamentos eletrônicos e dispositivos de chaveamento interno, e o carregamento variando com a potência, em especial a perda ôhmica. Geralmente a eficiência de bons inversores encontra-se perto de 98%.

- Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI)

Devido ao fato da potência de pico especificada pelo fabricante a partir da STC não ser a real potência de saída de cada módulo fotovoltaico, em especial pelo fato de que as condições padrões de teste não coincidam com a real operação em campo, a potência do gerador FV pode ser maior ou menor do que a potência nominal do inversor. Portanto, define-se FDI pela equação (3.5) como a razão entre a potência nominal do inversor e a potência nominal do gerador fotovoltaico.

$$FDI = \frac{P_{c.a.}}{P_{c.c.}} \quad (3.5)$$

Em que

$P_{c.a.}$: Potência nominal do inversor (kW).

$P_{c.c.}$: Potência nominal do gerador fotovoltaico (kWp).

A partir da equação (3.5), para evitar perdas significativas (Zilles et. al., 2012), é importante ter um Sistema Fotovoltaico (SFV) com FDI superior a 0,6. Abaixo desse valor, a potência de saída torna-se mais limitada.

Por fim, com o painel e inversor selecionados, os arranjos fotovoltaicos definidos de forma a atender a faixa de tensão de operação do inversor e o posicionamento dos mesmos, obtém-se a capacidade de potência instalada em kWp para cada um dos aterros mencionados pela ABRELPE, observando também o fator limitante da área disponível em função da área ocupada pelos painéis juntamente com o espaçamento entre as fileiras a fim de evitar o sombreamento entre fileiras consecutivas. Com a potência da UFV quantificada, a energia produzida será quantificada pelo dimensionamento a partir da utilização do *software* PVSyst, que será apresentado na seção de materiais utilizados para a produção dos resultados.

3.1.1.5. O projeto elétrico

Uma usina fotovoltaica deve possuir um dimensionamento dos cabos, disjuntores e dispositivos de proteção contra surtos de acordo com as normas, a fim de evitar perda de energia por aquecimento ou por conta de queda de tensão devido as distâncias relativas entre o gerador FV e o inversor e entre o inversor e a rede elétrica, evitando também que sobrecorrentes providas de algum curto-circuito que possa ocorrer ou até mesmo evitar que descargas atmosféricas danifiquem os equipamentos.

A queda de tensão nos condutores torna-se um fator elementar para o projeto elétrico, pois esta deve atender não somente requisitos técnicos, mas também obedecer às normas vigentes do setor elétrico com o intuito de não causar distorções nos níveis de tensão e corrente delimitadas pela distribuidora de energia.

A queda de tensão, segundo a Norma Técnica de Distribuição 6.05 da Companhia Energética de Brasília (CEB) no item 10.9, acerca do fornecimento de energia elétrica em tensão primária, é definida pelo valor máximo de 5% para os casos de tensão primária, iniciando nos terminais de saída do dispositivo geral de comando e proteção.

A equação (3.6) permite realizar o cálculo da seção do condutor a partir da queda de tensão admissível.

$$S(mm^2) = \rho \left(\frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \right) \times \frac{d(m) \times I(A)}{\Delta V(\%) \times V} \quad (3.6)$$

Em que

$S(mm^2)$: Seção transversal do condutor.

$\rho \left(\frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \right)$: Resistividade do cobre ou alumínio, materiais utilizados como condutores de eletricidade permitidos por norma.

$d(m)$: Distância percorrida pelo cabo entre dois pontos de conexão, podendo um ser a carga e o outro um dispositivo de proteção, por exemplo.

$I(A)$: Corrente de projeto que atravessa o condutor.

$\Delta V(\%)$: Queda de tensão, em porcentagem, admissível para o circuito.

V : Tensão nominal.

3.1.2. Análise de viabilidade econômica

Com a simulação concluída da energia gerada pelo SFCR de cada sistema para os aterros, dá-se início a avaliação econômica do mesmo, verificando se o negócio de uma UFV instalada em aterro se sustenta e, caso positivo, o quanto esta é atrativa em detrimento de outros negócios.

Para a comparação de investimentos, faz necessário a utilização de parâmetros financeiros capazes de quantificar o interesse, sendo os básicos de qualquer investimento, como Taxa Interna de Retorno (TIR), Valor Presente Líquido (VPL) e Payback Descontado (PBD).

O ponto da análise de comparação no âmbito da distribuidora de energia, em especial a CEB, devido ao interesse no estudo de viabilidade da UFV no aterro JCB em Brasília, o qual pode determinar na execução ou não do projeto, é identificar se o custo energia gerada pelo UFV, em R\$/MWh, é inferior ao valor pago na compra de energia pela mesma distribuidora por outras fontes. Para isso, será utilizado o parâmetro de Custo Nivelado de Energia (do inglês, *Levelized Cost of Energy* – LCOE).

No âmbito do poder público na forma de unidade consumidora, no qual aplica-se a tarifa B3, em R\$/kWh, e que será analisado para os aterros definidos pela ABRELPE (Brasília, Carpina, Camacan, Divinópolis e Jaú), o ponto crucial da análise será identificar se o custo da energia gerada por cada UFV é inferior a tarifa B3 paga a distribuidora de energia local. Para isso, será analisado o Custo de Energia Produzida, em R\$/kWh.

É importante esclarecer que os fluxos de caixa e seus resultados são independentes entre si, ou seja, não está sendo apresentada uma comparação para escolha do aterro com maiores condições técnicas e financeiras para se instalar a usina solar, até porque cada um encontra-se em um estado diferente, regido por governantes diferentes.

A finalidade é incentivar cada um destes a encerrar tais aterros e aproveitar a área degradada para torná-la útil e rentável após o fim de suas atividades, gerando, além da energia elétrica,

benefício para o meio ambiente e para a sociedade com o encerramento desses locais de despejo e obtendo um melhor aproveitamento das extensas áreas expostas pela ABRELPE.

3.1.2.1. Tarifa de energia B3 – Poder público

As áreas dos locais de despejo de resíduos sólidos urbanos são de propriedade do poder público local. Com isso, para produzir os parâmetros financeiros, deve-se saber qual a tarifa comumente paga por cada UC pública. Como a Parcela A da tarifa de energia não é gerenciável pelas distribuidoras de energia, mas a Parcela B sim, a tarifa não é a mesma para diferentes locais atendidos por diferentes distribuidoras de energia.

De forma a facilitar o entendimento e a análise, considerou-se, portanto, a Tarifa B3 convencional, relativa a edifícios públicos atendidos pelo grupo B, com consumo médio mensal acima de 500 kWh sem levar em consideração a Tarifa Branca, a qual possui preço flexível de acordo com a hora do dia.

A Tarifa Branca possui três valores, um para o período chamado Fora de Ponta, período caracterizado por um menor carregamento da rede elétrica de distribuição e transmissão, uma tarifa para o período Intermediário, definido como uma hora antes e uma hora depois do período de Ponta, e o período de Ponta, que são 3 horas consecutivas, geralmente de 18 as 21 horas, pois é o intervalo de tempo considerado com um maior carregamento das linhas de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) e das linhas de distribuição das distribuidoras. A tabela abaixo informa a tarifa paga pelo consumidor, em R\$/kWh, para cada localidade dos aterros.

Tabela 5. Tarifas e distribuidora de energia responsável por cada localidade.

Localização do Aterro	Distribuidora de Energia Responsável	Tarifa – B3 (R\$/kWh)
Brasília – DF	CEB-DIS	0,7977
Carpina – PE	CELPE (NEOENERGIA)	0,7525
Camacan – BA	COELBA (NEOENERGIA)	0,5588
Divinópolis – MG	CEMIG	0,8925
Jaú – SP	CPFL	0,7189

Fonte: Elaborada pelo autor.

3.1.2.2. Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP

Instituída em 1994 por Medida Provisória, a Taxa de Juros de Longo Prazo é utilizada como o custo básico de financiamentos realizados pelo Bando Nacional do Desenvolvimento – BNDES. Seu cálculo é composto por dois parâmetros: prêmio de risco e a meta de inflação *pro rata* para o ano seguinte a vigência da mesma, sendo calculada trimestralmente. Portanto, essa será a taxa utilizada para os cálculos do fluxo de caixa de cada uma das UFV em análise.

A TJLP para os meses de abril a junho de 2019 é de 6,26% a.a., valor esse que será considerado no presente estudo. De 2016 até 2019, para este mesmo período, a TJLP encontra-se em queda, sendo que em 2016 o valor da mesma era de 7,5%.

3.1.2.3. Formação de preço da UFV

Para saber qual será o valor do investimento para cada UFV, é necessário tomar valores-base aplicados comercialmente para cada potência considerada, a fim de aproximar o máximo possível do valor real. A Greener, empresa especializada no mercado de energia solar fotovoltaica, realiza estudos semestrais coletando inúmeros dados do setor, dentre eles: Dados Gerais do Mercado Fotovoltaico, Dados relativos a ANEEL, Empresas atuantes (chamadas de integradoras), Produtos e Serviços, Comercial e Vendas do setor, Preços e uma Análise Estratégica do Mercado de Integração.

A pesquisa será utilizada para obter o preço médio de venda de sistemas de energia solar fotovoltaica. A pesquisa para o primeiro semestre de 2019 obteve entrevista com 790 empresas integradoras no período de 03 de dezembro de 2018 a 09 de janeiro de 2019, com uma validação dos dados de 90,78% de aproveitamento das respostas. O gráfico abaixo retirado do estudo mostra o valor final, em R\$/Wp, para diferentes valores de potência instalada.



Fonte: GREENER. **Estudo estratégico - mercado fotovoltaico de geração distribuída**. Disponível em: <https://www.greener.com.br/>. Acesso em: 03 jun. 2019.

Figura 29. Preço para cliente final para diferentes valores de potência.

3.1.2.4. Métodos básicos de análise de investimentos

Toda análise básica de investimentos na matemática financeira a fim de avaliar o quanto cada investimento trará de retorno ao capital investido, utiliza parâmetros que avaliam o dinheiro ao longo do tempo, quantificando em valor monetário, em taxa de atratividade e o tempo para obter o capital investido. São estes:

- Valor Presente Líquido – VPL

Puccini (2017) mostra que em um fluxo de caixa, a alternativa correta de comparação entre diferentes análises de investimentos é fazer com que cada valor em seu respectivo

ano ser levado ao ponto 0, em outras palavras, substituir os valores por seu valor presente.

Sabendo disso, o valor presente líquido é o somatório do valor presente de cada parcela presente em um fluxo de caixa, a saber pela seguinte equação (3.7).

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} \quad (3.7)$$

Em que

VPL : Valor Presente Líquido, em valor monetário \$.

CF_t : Parcela do fluxo de caixa, em valor monetário, no período t .

i : taxa de desconto.

n : número de períodos do fluxo de caixa.

Após obtido o VPL, deve-se interpretar seu resultado a fim de entender o que está acontecendo com o valor investido, tendo como convenção os valores de saída negativos e os valores de entrada positivos do fluxo de caixa.

Quando VPL é igual a zero, significa que o investimento a uma taxa de juros i igualou o investimento inicial, ou seja, a aplicação não obteve lucro nem prejuízo. Quando o VPL é maior que zero, significa que além de recuperar o valor investido no ponto zero, a aplicação ainda obtém um lucro de valor igual ao VPL. Por fim, quando VPL é menor que zero, implica que há um prejuízo com a aplicação realizada de valor igual ao VPL.

- Taxa Interna de Retorno – TIR

A TIR definida como a taxa de desconto, em porcentagem, no qual o VPL se torna igual a zero, ou seja, quando as parcelas futuras do fluxo de caixa produzem um valor presente (VP) igual ao investimento inicial.

Matematicamente falando, a TIR corresponde a uma das raízes da equação (3.7) quando o VPL é igual a zero. Em concordância com a regra de Descartes, a quantidade de mudança do sinal nos coeficientes tem apenas uma raiz real positiva, a qual possui significado econômico. A TIR é calculada a partir de um processo iterativo de cálculo número.

A TIR calculada por um investimento base, serve como limitante inferior na análise de investimento, sendo chamada de Taxa Mínima de Atratividade – TMA. Portanto, quanto maior for a TIR em relação a TMA, mais interessante se torna o investimento realizado em comparação com um referencial, favorecendo a tomada de decisão na aplicação do investimento em UFV.

- Payback Descontado – PBD

O período em que o capital investido é recuperado após as entradas no fluxo de caixa é considerado como PBD, ou seja, no momento em que o VPL acumulado ao longo de cada período deixa de ser negativo e se torna positivo. Com isso, é possível dizer em

quanto tempo o investimento realizado em cada UFV irá recuperar seu capital investido, servindo de base para comparação de investimentos quando há o interesse em recuperar o capital mais rapidamente em detrimento dos demais parâmetros de comparação.

3.1.2.5. Custo Nivelado de Energia – LCOE

O LCOE (do inglês, *Levelized Cost of Energy*) é um parâmetro utilizado em análises financeiras de empreendimentos de geração de energia, permitindo a comparação do valor da energia produzida, em R\$/MWh, para diferentes fontes de energia, pois muitas delas, como eólica, gás natural, variam em relação aos riscos, ao capital inicial investido, a operação e manutenção (O&M), entre outras despesas.

Tal medida avalia os custos ocorridos por conta da geração ao longo da vida útil da usina em razão da sua produção (MWh), calculando o valor presente de todos os custos ocorridos no projeto e na execução do sistema juntamente com os custos de O&M. O LCOE é definido pela equação (3.8).

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (3.8)$$

Em que

n : Vida útil do sistema fotovoltaico.

I_t : Investimento realizado no ano t .

M_t : O&M realizado no período t .

F_t : Consumo do combustível utilizado no ano t .

r : Taxa de desconto anual.

E_t : Energia elétrica gerada no ano t .

t : período em anos.

3.1.2.6. Custo da Energia Produzida – CEP

Uma outra forma de compreender o real custo de energia para cada UFV, semelhante ao LCOE, será chamada de Custo de Energia Produzida – CEP. De maneira geral, o CEP servirá para comparar a tarifa paga por consumidor B3 (Poder Público) e o CEP, que seria caso este realizasse o investimento em energia solar por meio do sistema de compensação de energia, regularizado pela ANEEL na REN 687/2015. Idealizada a partir teoria de série uniforme de pagamentos postecipados (pagamentos realizados no final de cada período) – PMT desenvolvido pela matemática financeira, o PMT é dado pela equação (3.9)

$$PMT = VP \times \left[\frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (3.9)$$

Em que

VP: Valor Presente;

i: Taxa de juros;

n: Período.

Após o cálculo de *PMT*, divide-se o mesmo por 90% da energia produzida, já que o funcionamento de uma UFV considerada é de 80% da sua geração ao final do 25º ano, ano final da análise financeira. A seguir é calculado o *CEP*, em R\$/MWh

$$CEP = \frac{PMT}{E_{ano\ 1} * 0,9} \quad (3.8)$$

Em que

E_{ano 1}: Energia produzida no primeiro ano de funcionamento do sistema, em MWh.

CEP: Custo de Energia Produzida, em R\$/MWh.

3.2. Materiais

Esta seção avalia as ferramentas computacionais utilizadas para dimensionamento do sistema, análise financeira e desenho do diagrama elétrico unifilar do projeto executivo da UFV, a fim de obter dados precisos.

3.2.1. PVSyst

Ferramenta utilizada no dimensionamento do sistema FV. Após a análise da capacidade de potência instalada em cada um dos cinco aterros e selecionado os equipamentos necessários e os respectivos fabricantes, utiliza-se o PVSyst e seu banco de dados tanto de equipamentos como de dados meteorológicos, para estimar a geração mês a mês, inserindo no mesmo a inclinação ideal, a localização geográfica do aterro, a potência que se deseja dimensionar, entre outros fatores.

A figura abaixo ilustra os dados meteorológicos obtidos pelo PVSyst após ser colocado a localização do aterro de Carpina – PE, gerando informações mês a mês da irradiação global horizontal (kWh/m².dia), difusa (kWh/m².dia), variação da temperatura ambiente, velocidade do vento e umidade relativa, necessários para simular o sistema de maneira mais realística.

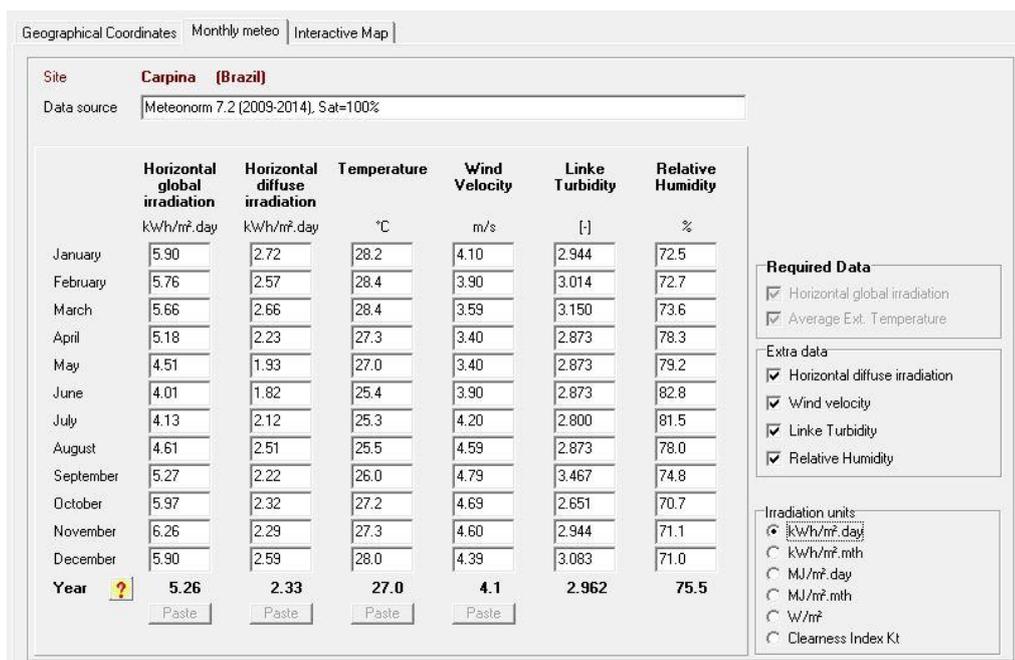


Figura 30. Dados meteorológicos para o aterro de Carpina - PE, a partir da base de dados Meteororm no PVSyst.

3.2.2. AutoCad

Ferramenta difundida no mercado de projetos para diversos campos da engenharia, o AutoCad será utilizado para desenhar o projeto elétrico executivo da UFV para o caso do aterro JCB, localizado em Brasília – DF devido ao mesmo ser o único que já se encontra encerrado.

3.2.3. Excel

Desenvolvido pela Microsoft, o Excel, planilha eletrônica de uso difundido em todo o mundo, será utilizada na criação de gráficos e criação do fluxo de caixa para cada uma das usinas instaladas nos aterros.

Por possuir fórmulas para obter alguns dos parâmetros da análise de investimentos, como TIR, VPL e PMT, será possível entender mais facilmente a tomada de decisão entre investimentos financeiros. Neste trabalho não será dado nenhum investimento base, contudo, a principal análise de investimento a ser feita será investigar se vale mais a pena instalar a usina e usar a energia em detrimento da energia comprada pela CEB-DIS.

3.2.4. Google Earth Pro

Desenvolvido pela *Google*, essa ferramenta será utilizada no presente trabalho a fim de identificar a localização de cada um dos aterros. Por serem, na maioria das vezes, locais de despejos irregulares de resíduos, estes não possuem um fácil acesso ao seu endereço de localização, por isso foi utilizado esta ferramenta para encontrar cada um deles e sua situação mais atual.

Além da localização, tal ferramenta possibilitou estimar a área e a latitude de cada um deles, aspectos essenciais para o projeto de dimensionamento da capacidade de potência que pode ser instalada nos aterros.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1. Resultado da Análise Técnica

A presente seção tem como intuito apresentar os principais resultados obtidos na análise para cada um dos aterros, sempre nessa ordem: Brasília – DF, Carpina – PE, Camacan – BA, Divinópolis – MG e Jaú – SP. A cada um desses aterros será apresentada uma capacidade de potência a ser instalada na área degradada e valores de fluxo de caixa, parâmetros financeiros, entre outros.

Pelo fato de o aterro JCB, em Brasília – DF, fazer parte do Projeto RAEESA, de fazer parte do local onde o estudo está sendo realizado, estar fechado há pouco mais de um ano, recebendo apenas restos da construção civil, e seu amplo espaço inutilizado após o encerramento do mesmo, será dado enfoque ao mesmo na interpretação dos resultados em detrimento dos demais, analisando se é viável a construção de UFV e qual método de desembolso do capital lhe é mais conveniente, podendo ser por capital próprio ou por meio de uma Parceria Público-Privada.

4.1.1. Recurso solar, infraestrutura e disposição dos equipamentos

Com a Tabela 4, identificou-se a localização dos 5 principais aterros definidos pela ABRELPE. A partir do banco de dados do Meteororm que se encontra no PVSyst, foi possível obter os parâmetros de irradiação para cada uma das 5 localidades mês a mês. A latitude obtida pelo programa computacional *Google Earth* permitiu identificar a inclinação ideal dos painéis com intuito de maximizar a produção de energia elétrica, já que a área disponível é um dos fatores limitantes da potência instalada.

A Tabela 6 abaixo compila os dados de inclinação ideal dos painéis e a irradiação global horizontal, em kWh/m²/dia, para cada uma das localizações. A Figura 31 ilustra graficamente o resultado da irradiação global horizontal mensal de cada aterro, observando-se valores inferiores para os meses de abril a julho e um crescimento nos meses posteriores.

Tabela 6. Inclinação adequada dos painéis e Irradiação Global média para a localização de cada aterro.

Cidade	Inclinação dos painéis	Irradiação Global Horizontal média (kWh/m ² /dia)	Desvio Padrão
Brasília - DF	15°	5,401	12,481
Carpina – PE	10°	5,334	23,442
Camacan – BA	15°	4,739	27,896
Divinópolis – MG	20°	4,597	12,906
Jaú – SP	27°	4,695	22,689

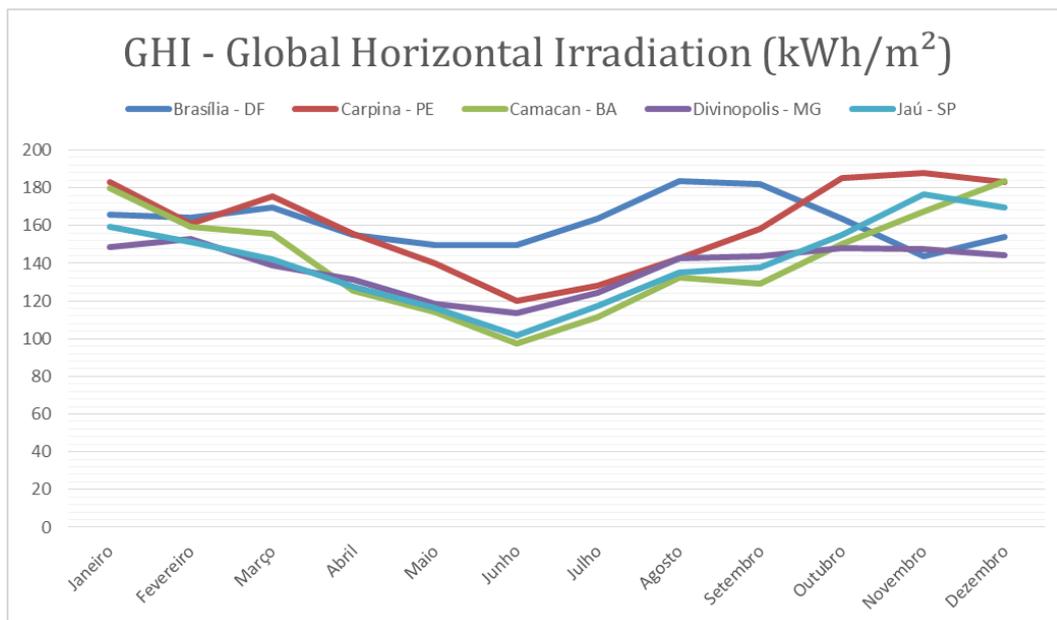


Figura 31. Valores de Irradiação Global Horizontal mensal para cada aterro.

Observa-se que Divinópolis é a cidade que possui menor valor médio de GHI a partir da Tabela 6 e que Camacan – BA possui os menores valores de abril a outubro na Figura 31, período de inverno e primavera, e que estes são compensados pelos picos no período de verão brasileiro. Devido a isso, Camacan possui o maior desvio padrão, medida de avaliação da dispersão dos valores com relação à média do mesmo, ou seja, possui a maior variação de irradiação ao longo do ano.

Na Tabela 6 pode-se estranhar o valor de 10° para a inclinação em Carpina – PE devido a sua latitude ser de 7° . Contudo, Segundo Villalva (2015), para uma localização com latitude geográfica menor ou igual a 10° utiliza-se ainda o valor de 10° , pois além de maximizar a produção de energia, 10° é considerado um valor mínimo para evitar o acúmulo de poeira e/ou folhas que possam pairar sobre o painel, auxiliando, portanto, na limpeza de forma natural do mesmo quando a placa é molhada pela ação da chuva, fazendo a água escorrer por sobre o módulo. Para o caso da cidade de Jaú, como o valor da latitude está entre 21° e 30° , soma-se a latitude mais 5° .

4.1.2. Definição dos equipamentos e capacidade instalada

Um painel solar fotovoltaico típico é comercializado com 144 células fotovoltaicas e possui dimensões de 1,05 m de largura e 2,1 m de comprimento. Após identificar a inclinação adequada para cada usina, encontra-se a real área ocupada por um painel para definição da potência instalada, composto pela área do mesmo no plano horizontal somada a área de sombreamento produzido pelo mesmo, fator esse que delimita a potência instalada permitida em cada um dos terrenos.

Definida pela equação (3.1), a distância entre um painel e um obstáculo permite definir a área ocupada pelo mesmo quando somada a área ocupada pelo módulo no plano horizontal. Utilizando-a e com base no Fator de espaçamento obtido pela Figura 28, pode-se encontrar a

área total útil dividindo a área do terreno de despejo de resíduos pelo valor da área ocupada pelo módulo, é possível obter quantos painéis seriam possíveis ser instalados no local.

Tomando como base a potência de um painel fotovoltaico de 400 Wp, umas das maiores potências de painel fotovoltaico comercializado atualmente, é obtida a potência máxima que se pode instalar em cada um desses locais.

A escolha de painéis de maior potência se deve ao fato da área ser um fator limitante para o estudo de UFV com a execução realizada a partir de Parceria Público-Privada, nos casos de Carpina, Camacan, Divinópolis e Jaú, pois a escolha elevaria a potência instalada do sistema para uma mesma área útil.

Contudo, por questão de projeto e tendo a ciência de que deverá ser reservada área para a casa de máquinas, onde estarão todos os equipamentos de controle e comando juntamente com os inversores, estacionamento, entre outros, será adotado o uso de 90% da área disponível do local, até mesmo para o caso de Brasília. A Tabela 7 apresenta esses resultados.

Tabela 7. Capacidade de potência instalada possível para cada cidade.

Cidade	Fator de Espaçamento - F_e	Potência instalada (MWp)	Número de painéis de 400 Wp
Brasília – DF	2	219,2 MWp	548.159
Carpina – PE	1,8	5,1 MWp	12.725
Camacan – BA	2	1,70 MWp	4.248
Divinópolis – MG	2,1	1,20 MWp	2.943
Jaú – SP	2,3	2,1 MWp	5.253

Conforme discutido sobre as PPPs, o valor mínimo de um contrato deve ser de R\$ 10 milhões. Portanto, a fim de atender este requisito, definiu-se a potência instalada mínima de 3 MWp como fator de limitante para a análise de PPP. Como se pode verificar na Tabela 7, apenas Brasília e Carpina tem a possibilidade de ter uma potência de no mínimo 3 MWp.

A escolha da potência no valor de 3 MWp com relação ao método de contratação por Parceria Público-Privada se deve ao fato que, baseado na Figura 29 para formação de preço de investimento inicial em uma usina solar fotovoltaica, a potência referida acima possui um valor médio de 3,66 R\$/Wp, totalizando, portanto, um valor global de R\$ 10.980.000,00. Este valor, além de ser superior a 10 milhões de reais, possui uma margem de R\$ 980.000,00 a qual o preço da usina ainda pode variar sem inviabilizar a possibilidade de contratação por PPP.

Então, pode-se observar que a modalidade de investimento em UFV em aterros por meio de PPP é apenas para Brasília e Carpina, pois as demais não possuem área suficiente para atender uma potência instalada mínima próxima a 3 MWp, inviabilizando essa forma de contratação e do projeto e execução.

Portanto, os dados de base para simulação de cada UFV encontram-se na Tabela 8, necessários para simulação do sistema de energia solar com a utilização do programa computacional PVSyst.

Tabela 8. Dados de entrada para a simulação com o *Software* PVSyst

	Brasília	Carpina	Camacan	Divinópolis	Jaú
Potência Simulada	3.002 kWp	3.002 kWp	1.700 kWp	1.176 kWp	2.101 kWp
Potência do painel	400 Wp	400 Wp	400 Wp	400 Wp	400 Wp
Número de painéis	7.505	7.505	4.250	2.941	5.253
Potência do inversor	120 kW	120 kW	120 kW	120 kW	120 kW
Números de inversores	21	20	12	8	14
FDI	0,84	0,80	0,85	0,81	0,80

A Tabela 8 indica também o FDI para cada um dos projetos, o que otimiza o sistema devido a todos apresentarem um FDI maior que 0,6 (Zilles et. al., 2012). Portanto, cada sistema está apto para a execução do projeto elétrico a partir da quantidade de módulos e inversores utilizados, sendo necessário definir o número de arranjos para a correta distribuição de corrente e tensão a fim de atender os limites de cada inversor fotovoltaico.

Brasília e Carpina possuem capacidade para implantar mais potência do que a definida pelo trabalho, por isso será realizada análise de sensibilidade com essa variável, a fim de entender como se comportará os demais resultados, tanto de geração como os econômicos.

Com os dados inseridos e a simulação via PVSyst realizada, a Tabela 16 demonstrará a quantidade de energia injetada na rede da distribuidora por cada uma das UFV, em MWh. Essa produção, em MWh, injetada na rede elétrica da distribuidora permitirá receber créditos para compensar o consumo de energia elétrica de edifícios públicos, no âmbito da REN 687/2015, a qual limita superiormente a capacidade instalada para SFCR no formato de Geração Distribuída a 5 MWp.

Como a capacidade de potência para o aterro JCB localizado em Brasília é de até 219,2 MWp, então para Brasília a energia gerada pode ser também fornecida a venda em leilão de energia caso venha a ser expandido para além dos 3 MWp inicialmente proposto e ultrapasse os 5 MWp definido na resolução da ANEEL. Mesmo que o projeto seja executado em etapas de potência menor que 5 MWp e o somatório da potência de cada etapa realizada seja maior que este valor, a REN 687 não permite que se encaixe no sistema de compensação de energia elétrica devido a potência total instalada ter sido realizada por um mesmo dono do empreendimento.

Na escolha dos componentes, devido a área ser um fator limitante da capacidade máxima instalada, optou-se por painéis de maior potência de pico a fim de atender ao requisito de 3 MWp mínimo para o estudo de uma contratação por PPP.

A seleção de inversores de potência de 120 kW é motivada a fim de proporcionar um maior seccionamento da usina, pois com a utilização de mais inversores é possível efetuar manutenções que se façam necessárias sem precisar parar a produção de todo o sistema fotovoltaico.

Na Tabela 9 e Tabela 10 encontra-se as principais características técnicas do painel e do inversor utilizado no dimensionamento do sistema fotovoltaico, respectivamente.

Tabela 9. Especificações técnicas do painel solar selecionado.

Fabricante	Canadian Solar
Máxima potência nominal (P_{MAX})	400 Wp
Tensão de máxima potência (V_{MAX})	38,7 V
Corrente de máxima potência (I_{MAX})	10,34 A
Tensão de circuito aberto (V_{OC})	47,2 V
Corrente de curto-circuito (I_{SC})	10,90 A
Eficiência de módulo	18,11 %
Tipo de célula	Policristalina (144 células)

Fonte: Ficha Técnica Canadian HiKu CS3W.

Tabela 10. Especificações técnicas do inversor selecionado.

Fabricante	ABB
Potência AC nominal	120 kW
Tensão de linha AC	480 V
Máxima corrente de saída	145 A
Distorção harmônica total	< 3%
Máxima tensão de entrada	1000 V
Faixa de tensão DC do SPMP	570 – 850 V
Eficiência máxima	98,4 %

Fonte: Ficha Técnica ABB PVS-100/120-TL.

O fabricante de módulo e inversor, bem como com as características técnicas, foi escolhido o mesmo para todas as localidades a fim de facilitar a compreensão dos dados e as entradas técnicas da análise serem as mesmas para todos. Como o clima e a temperatura varia de local para local, os coeficientes de temperatura auxiliarão a obter valores reais de campo do sistema.

A partir da Figura 32. UFV de 3 MWp localizada no aterro de Brasília – DF. até a Figura 36. UFV de 2,101 MWp localizada no aterro de Jaú – SP. ilustra-se a distribuição dos painéis em cada um dos aterros após o encerramento das atividades relacionadas a deposição de resíduos. Deve-se esclarecer que nos aterros ainda não há talude e portanto, a área foi aplainada anteriormente.



Figura 32. UFV de 3 MWp localizada no aterro de Brasília – DF.



Figura 33. UFV de 3 MWp localizada no aterro de Carpina - PE.



Figura 34. UFV de 1,7 MWp localizada no aterro de Camacan – BA.



Figura 35. UFV de 1,176 MWp localizada no aterro de Divinópolis – MG.

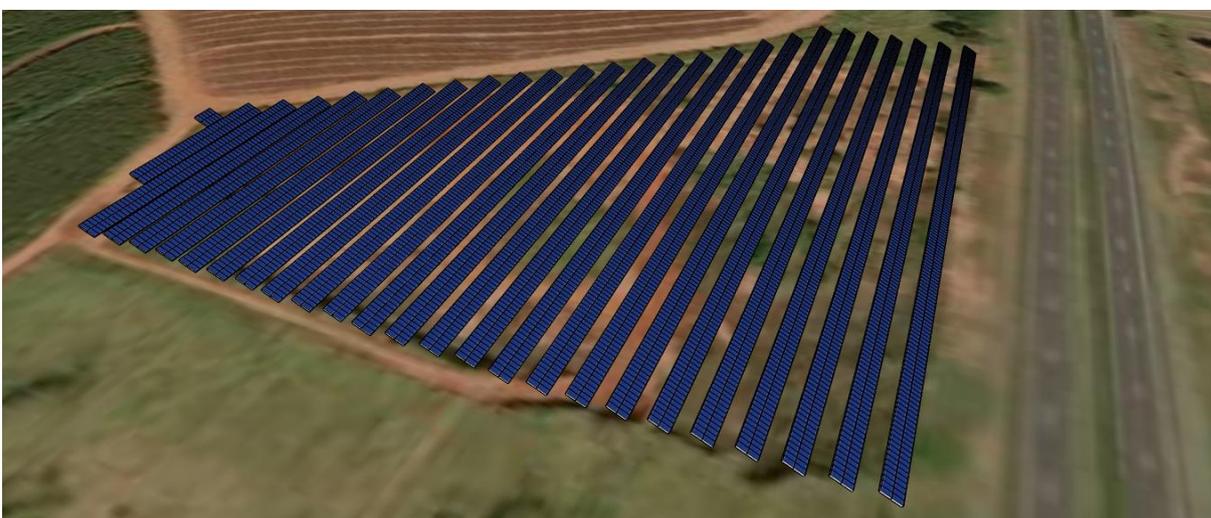


Figura 36. UFV de 2,101 MWp localizada no aterro de Jaú – SP.

4.1.3. Projeto elétrico para aterro JCB Brasília – DF

Para realização da parte do dimensionamento elétrico dos condutores e dispositivos de proteção, utilizou-se a NBR 5410 referente a instalações elétricas de baixa tensão e as normas técnicas de distribuição juntamente com a REN 414 da ANEEL que estabelece as condições de fornecimento de energia bem como o módulo 3 do PRODIST que versa sobre o acesso ao sistema de distribuição.

A partir das características elétricas do módulo fotovoltaico detalhas na Tabela 9, em especial a tensão de circuito aberto a qual depende da temperatura ambiente e corrente de curto circuito, e na Tabela 10 com relação as tensões e correntes de entrada e saída, encontrou-se para o dimensionamento de acordo com as normas supracitadas os valores de corrente de projeto I_p e potência do sistema.

Para corrigir a corrente que circula pelo condutor ao local em que se encontra, chamada de corrente de projeto corrigida – I_p' , utiliza-se os fatores de correção de acordo com a NBR 5410,

para adequação da temperatura (K1), ao agrupamento dos condutores (K2) e agrupamento de eletrodutos (K3).

A NBR 5410, no item 6.2.7 referente a queda de tensão, estabelece que a queda de tensão não pode ser superior a 5% a partir do ponto de entrega em casos de fornecimento em tensão secundária de distribuição. Portanto, a partir dessa informação, delimitou-se uma queda de tensão de 4% entre o gerador fotovoltaico, correspondente as placas fotovoltaicas, e o inversor, somado a 1% entre o inversor e o ponto de entrega da energia para a rede da distribuidora.

Como critério de escolha da seção nominal do cabo elétrico, comparou-se o método da ampacidade e o método da queda de tensão, adotando o condutor de maior seção resultante. Por ampacidade, busca-se nas tabelas de dimensionamento de condutores o valor superior a corrente de projeto corrigida I_p' para escolha da fiação elétrica.

Já no método da queda de tensão, definido pela maior distância percorrida pelo cabo, em metros, adotou-se como referência a área disponível como um quadrado e escolhendo uma distância de 150% o valor do lado. Por exemplo, para uma área quadrada de 100 m², o lado mede 10m² e, portanto, a maior distância percorrida adotada será de 15 metros.

Para seleção da corrente nominal (I_n) do disjuntor de proteção, dimensiona-se respeitando a condição de que o disjuntor possua uma corrente maior que a corrente de projeto e menor que a corrente do condutor corrigida I_z pelos fatores K1, K2 e K3.

Os circuitos com a numeração final .1 refere-se as entradas SPMP na qual são conectadas 3 *strings* em paralelo e com final .2 é referente as entradas SPMP com 4 *strings* conectados em paralelo. A Tabela 11 e a Tabela 12 referem-se ao dimensionamento realizado para os condutores e dispositivos de corrente contínua entre o gerador fotovoltaico e o inversor.

Tabela 11. Dimensionamento elétrico dos condutores e dispositivos de proteção entre o gerador fotovoltaico e o inversor.

	Circuit o	Tens ão c.c. (V)	Potên cia Total (kW)	I_p c.c. (A)	Correção de Temperat ura (K1)	Agrupam ento de condutor es (K2)	Agrupam ento de Eletrodut os (K3)	I_p' c.c. (A)
1.1	Brasília	667	21,81	32,70	1	0,8	1	40,88
1.2	Brasília	667	29,08	43,60	1	0,8	1	54,50
2.1	Carpina	667	21,81	32,70	1	0,8	1	40,88
2.2	Carpina	667	29,08	43,60	1	0,8	1	54,50
3.1	Camaca n	596	19,48	32,70	1	0,8	1	40,88
3.2	Camaca n	596	25,98	43,60	1	0,8	1	54,50
4.1	Divinó polis	596	19,48	32,70	1	0,8	1	40,88
4.2	Divinó polis	596	25,98	43,60	1	0,8	1	54,50
5.1	Jaú	596	19,48	32,70	1	0,8	1	40,88

5.2	Jaú	596	25,98	43,60	1	0,8	1	54,50
------------	-----	-----	-------	--------------	---	-----	---	--------------

Tabela 12. Continuação da Tabela 11 referente ao dimensionamento entre o gerador fotovoltaico e o inversor.

	Circuito	L (m)	QT(%)	S (Ampacidade) mm ²	S (Queda de Tensão) mm ²	Seção do Condutor mm ²	Ic	Iz	DIS J (A)
1.1	Brasília	250	4%	6,00	5,28	6,00	56	44,8	40
1.2	Brasília	250	4%	10,00	7,04	10,00	73	58,4	50
2.1	Carpina	230	4%	6,00	4,86	6,00	56	44,8	40
2.2	Carpina	230	4%	10,00	6,48	10,00	73	58,4	50
3.1	Camacan	190	4%	6,00	4,49	6,00	56	44,8	40
3.2	Camacan	190	4%	10,00	5,99	10,00	73	58,4	50
4.1	Divinópolis	170	4%	6,00	4,02	6,00	56	44,8	40
4.2	Divinópolis	170	4%	10,00	5,36	10,00	73	58,4	50
5.1	Jaú	240	4%	6,00	5,68	6,00	56	44,8	40
5.2	Jaú	240	4%	10,00	7,57	10,00	73	58,4	50

Para o dimensionamento entre o inversor e o ponto de conexão com a rede elétrica de distribuição, relacionada a parte de corrente alternada do sistema, obteve-se a

Tabela 13. Dimensionamento elétrico dos condutores e dispositivos de proteção referente a conexão entre o inversor e o ponto de acesso à rede elétrica de distribuição.

	Circuito	Tensão c.a. (V)	Potência Total (W)	Ip c.a. (A)	Correção de Temperatura (K1)	Agrupamento de condutores (K2)	Agrupamento de Eletrodutos (K3)	Ip' c.a. (A)
1	Brasília	480	120	145	1	0,8	1	181,25
2	Carpina	480	120	145	1	0,8	1	181,25
3	Camacan	480	120	145	1	0,8	1	181,25
4	Divinópolis	480	120	145	1	0,8	1	181,25
5	Jaú	480	120	145	1	0,8	1	181,25

Tabela 14. Continuação da Tabela 13 referente ao dimensionamento elétrico entre o inversor e o ponto de acesso a rede de distribuição.

	Circuito	L (m)	QT(%)	S (Ampacidade) mm ²	S (Queda de Tensão) mm ²	Seção Fase mm ²	Seção Neutro mm ²	Seção Proteção mm ²
1	Brasília	30,00	1%	50,00	46,88	50,00	25,00	25,00
2	Carpina	30,00	1%	50,00	46,88	50,00	25,00	25,00
3	Camacan	30,00	1%	50,00	46,88	50,00	25,00	25,00
4	Divinópolis	30,00	1%	50,00	46,88	50,00	25,00	25,00
5	Jaú	30,00	1%	50,00	46,88	50,00	25,00	25,00

Tabela 15. Continuação da Tabela 13 referente ao dimensionamento dos disjuntores de proteção entre o inversor e o ponto de acesso a rede de distribuição.

	Circuito	Ic	Iz	DISJ (A)
1	Brasília	216	172,8	150
2	Carpina	216	172,8	150
3	Camacan	216	172,8	150
4	Divinópolis	216	172,8	150
5	Jaú	216	172,8	150

O Diagrama unifilar para o caso do aterro de Brasília – DF encontra realizado na Figura 37. Para os demais aterros, o diagrama é semelhante ao realizado para o caso abaixo.

4.2. Geração de energia por UFV

O resultado da simulação de geração de energia produzida e conseqüentemente injetada na rede elétrica pode ser observada na tabela abaixo juntamente com a energia produzida por cada MWp. Cabe salientar que a simulação produz resultados para o primeiro ano de funcionamento do sistema, por isso, considerasse uma degradação aproximada de 0,8% a.a. da produção, aproximando dos 80% de produção ao final de 25 anos, a qual é garantida pelo fabricante de painel solar.

A Tabela 16 apresenta o resultado de geração anual para cada usina projetada a partir da sua capacidade de potência instalada, identificando também o desvio padrão relativo a variação da produção mês a mês no intervalo de um ano.

Tabela 16. Dados de geração da energia gerada para cada aterro, em MWh.

	Brasília	Carpina	Camacan	Divinópolis	Jaú
Potência Simulada (MWp)	3 MWp	3 MWp	1,7 MWp	1,176 MWp	2,101 MWp
Energia produzida no 1º ano	5.348 MWh	4.966 MWh	2.576 MWh	1.810 MWh	3.139 MWh
Desvio Padrão (MWh)	55,1	38,8	25	10	14,2
MWh/MWp/ano	1.781	1.654	1.515	1.539	1,566

Observa-se que todos apresentam um bom resultado de MWh gerado por MWp instalado, sendo Brasília com a melhor produção de energia elétrica, o que era esperado devido o DF possuir a melhor irradiação global dentre os 5 aterros analisados na Tabela 6. Brasília também apresentou uma maior dispersão em torno do seu valor médio, dado pelo valor de desvio padrão obtido, sendo este valor aproximadamente 1% de variação do valor médio.

Em comparação com Carpina – PE que possui a mesma potência, pode-se notar que a UFV produz 127 MWh por cada MWp anualmente a mais que Carpina, o que torna tecnicamente dentre os 5 aterros, Brasília como o mais interessante a ser instalado, mesmo com as demais usinas produzindo uma quantidade boa de energia.

A Figura 38 demonstra a produção para o caso de Brasília – DF mês a mês. De posse da mesma, interpreta-se que nos meses caracterizados por seca no centro-oeste há uma maior produção de energia. Juntamente a essa produção superior, a quantidade de partículas suspensas também aumenta, ocasionando uma maior quantidade de poeira sobre os painéis, sendo necessário nesse mesmo período uma atenção maior a limpeza dos módulos a fim de aproveitar a real capacidade que esse período promove à geração de energia elétrica.

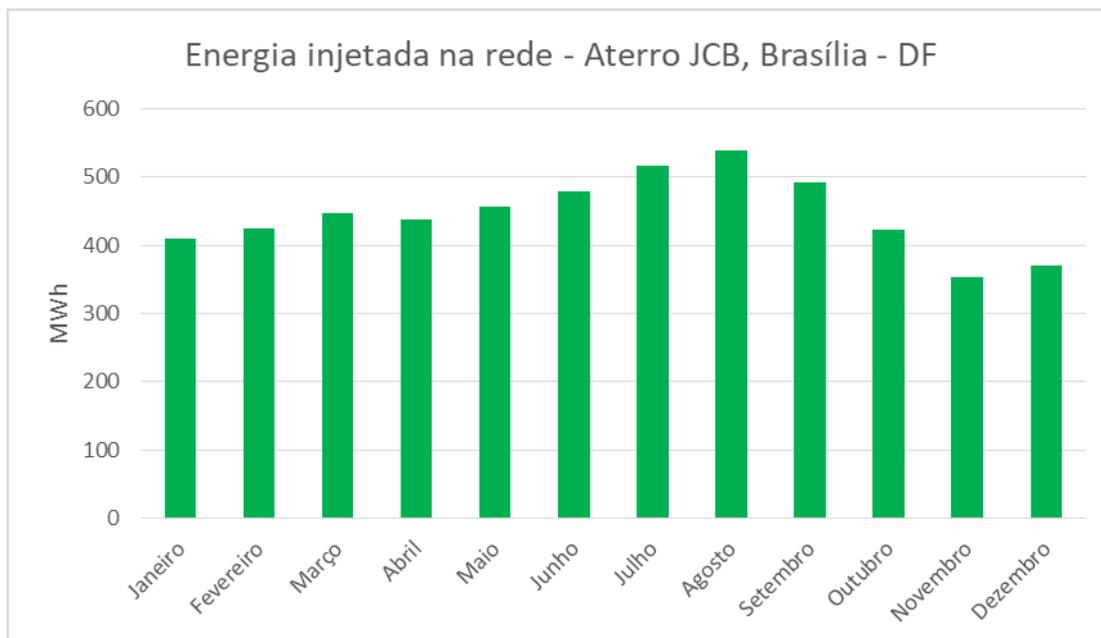


Figura 38. Geração de energia mensal para o caso da UFV do aterro de Brasília.

4.3. Resultado da Análise Econômica

A presente seção tem como finalidade apresentar os principais resultados da análise realizada para cada um dos 5 terrenos, bem como interpretar o quão atrativo técnica e economicamente é o investimento, a sua rentabilidade e demais indicadores inerentes a uma análise financeira. Além destes, será verificado o índice que nivela o custo entre a venda da energia elétrica provinda da energia solar fotovoltaica em detrimento de outras fontes de energia, por meio do LCOE.

4.3.1. Investimento inicial e fluxo de caixa por UFV

Inicialmente, foram obtidos os dados de entrada para realizar um fluxo de caixa para o período de 25 anos, comumente utilizado na análise de investimento de UFV e devido ao fato dos fabricantes de painéis solares garantirem uma potência de 80% da potência nominal no 25º ano de produção.

Para chegar ao valor do investimento inicial de cada usina fotovoltaica, adotou-se que o preço de venda utilizado no trabalho para o cliente final, demonstrado na Figura 29. Preço para cliente final para diferentes valores de potência., será o preço médio, em R\$/Wp, pago para cada usina solar em solo a partir da capacidade de potência instalada. Para os valores intermediários que não se encontravam diretamente no gráfico, utilizou-se o valor obtido por interpolação dos dois valores adjacentes.

Um motivo para não utilizar o valor de cada componente individualmente é que os equipamentos fotovoltaicos são vendidos pelas distribuidoras na forma de kit gerador fotovoltaico, composto pelos painéis, por toda estrutura de fixação, inversores, caixas de junção

e cabos para conexão entre o gerador FV. Os demais custos com cabeamento referente a parte de tensão e corrente alternada também estão inclusos neste valor, assim como os dispêndios relacionados a possível reforço da rede e inclusão de transformadores de potência, obtidos por meio da consulta de acesso à distribuidora local.

A tarifa de cada distribuidora para a área atendida pela mesma na qual se insere o aterro foi obtida com base nas tarifas presentes no endereço *web* destas. Utilizando um valor de 1% ao ano sob o valor total do investimento inicial para custear a operação e manutenção (O&M) e 23% sob o mesmo valor de investimento para a troca dos inversores, valores estes obtidos a partir de estudos do Instituto ideal, no qual verificou-se o percentual representativo de cada componente da UFV dentro do valor global passado ao cliente final.

Inversores possuem uma vida útil de 12 anos e, portanto, seriam executadas as trocas destes no 12º e no 24º ano de vida de cada parque solar, utilizando o mesmo até seu limite máximo. Portanto, para evitar a utilização da vida útil e ainda faltar o 25º ano de funcionamento do sistema, o qual seria necessária uma nova troca, optou-se por trocá-los no 10º e no 20º ano, pois, dessa forma, evitaria o uso excessivo e a troca dos inversores para apenas um ano de funcionamento.

Abaixo na Tabela 17 e na Tabela 18 encontra-se os principais dados de entrada para a formação do fluxo de caixa de cada uma das usinas fotovoltaicas.

Tabela 17. Dados de entrada para análise financeira para Brasília – DF, Carpina – PE e Camacan – BA.

Dados	Brasília – DF	Carpina – PE	Camacan – BA
Potência Simulada	3 MWp	3 MWp	1,7 MWp
Tarifa – B3 (R\$/kWh)	0,798	0,753	0,559
Custo da usina (R\$/Wp)	3,66	3,66	3,85
Investimento inicial	R\$ 10.987.320,00	R\$ 10.987.320,00	R\$ 6.545.000,00
TJLP	6,26% a.a.		
O&M	1% a.a. sob investimento inicial		
Degradação dos painéis	0,8% a.a.		
Custo de troca do inversor	R\$ 2.527.083,60	R\$ 2.527.083,60	R\$ 1.505.350,00
Energia gerada no 1º de funcionamento	5.348 MWh	4.966 MWh	2.576 MWh

Tabela 18. Dados de entrada para análise financeira para Divinópolis – MG e Jaú – SP.

Dados	Divinópolis – MG	Jaú – SP
Potência Simulada	1,176 MWp	2,101 MWp
Tarifa – B3 (R\$/kWh)	0,893	0,719
Custo da usina (R\$/Wp)	3,92	3,79
Investimento inicial	R\$ 4.609.920,00	R\$ 7.962.790,00
TJLP	6,26% a.a.	
O&M	1% a.a. sob investimento inicial	
Degradação dos painéis	0,8% a.a.	
Custo de troca do inversor	R\$ 1.060.281,60	R\$ 1.831.441,70

Energia gerada no 1º de funcionamento	1.810 MWh	3.139 MWh
--	-----------	-----------

Observa-se que Divinópolis e Brasília possuem as maiores tarifas de energia aplicada às unidades consumidoras do poder público do grupo B e que, devido a possuírem uma menor capacidade de potência instalada, Camacan e Divinópolis possuem um custo maior para implementação da usina, em R\$/Wp.

Portanto, a receita será a economia com a energia gerada a partir da tarifa correspondente ao poder público de baixa tensão (B3). Com relação ao ano 0 do fluxo de caixa, período de implementação da usina, considerou-se como o valor referente ao investimento inicial da UFV. O fluxo de caixa produzido considerou que a usina não produziu energia elétrica, entrando em operação apenas no ano 1.

Abaixo na Tabela 19 e Tabela 20 encontra-se o fluxo de caixa com apenas os anos 0 e 1 do aterro de Brasília e Camacan para entendimento de como foi produzido o mesmo ao longo do período de vida útil do sistema para cada um dos aterros. No apêndice A todos os fluxos de caixa são apresentados de forma completa referente a cada localidade.

Tabela 19. Fluxo de caixa para o ano 0 e ano 1 de Brasília - DF.

ESTRUTURAL - DF		
ANO	0	1
Geração Anual - kWh	0	5.348.000
Receita [R\$]	R\$ -	R\$ 4.266.099,60
Economia para compensação		R\$ 4.266.099,60
Saída [R\$]	-R\$ 10.987.320,00	-R\$ 109.873,20
Investimento inicial	-R\$ 10.987.320,00	
Custo anual (O&M) - IPCA		-R\$ 109.873,20
Custo de troca do inversor		
Fluxo de caixa	-R\$ 10.987.320,00	R\$ 4.156.226,40
Valor Presente - VP	-R\$ 10.987.320,00	R\$ 3.911.374,36
Valor Presente acumulado	-R\$ 10.987.320,00	-R\$ 7.075.945,64
LCOE		
VP - ENERGIA (kWh)	0	5.348.000

Tabela 20. Fluxo de caixa para o ano 0 e 1 de Camacan – BA.

CAMACAN - BA		
ANO	0	1
Geração Anual - kWh	0	2.576.000
Receita [R\$]	R\$ -	R\$ 1.439.468,80

Economia para compensação		R\$ 1.439.468,80
Saída [R\$]	-R\$ 6.545.000,00	-R\$ 65.450,00
Investimento inicial	-R\$ 6.545.000,00	
Custo anual (O&M) - IPCA		-R\$ 65.450,00
Custo de troca do inversor		
Fluxo de caixa	-R\$ 6.545.000,00	R\$ 1.374.018,80
Valor Presente - VP	-R\$ 6.545.000,00	R\$ 1.293.072,46
Valor Presente acumulado	-R\$ 6.545.000,00	-R\$ 5.251.927,54
LCOE		
VP - ENERGIA (kWh)	0	2.576.000

O Valor Presente da energia apresentado no fluxo de caixa é referente ao denominador da equação (3.8) para o cálculo do custo nivelado de energia – LCOE, pois representa o somatório da energia descontada a uma taxa de desconto r anual, sendo r igual a Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP.

O fluxo de caixa para cada uma das UFVs projetadas na análise produziu os seguintes resultados apresentados na Tabela 21 para VPL, TIR e PBD ao longo dos 25 anos de geração de energia elétrica.

Tabela 21. Valores de VPL, TIR e PBD para Brasília, Carpina e Camacan, Divinópolis e Jaú.

Parâmetros financeiros	Valor Presente Líquido – VPL	Taxa Interna de Retorno – TIR	Payback Descontado – PBD
Brasília – DF	R\$ 35.107.671,94	36,60%	3 anos
Carpina – PE	R\$ 28.955.983,84	31,65%	3 anos e 6 meses
Camacan – BA	R\$ 8.105.037,65	18,99%	6 anos
Divinópolis – MG	R\$ 12.702.282,13	32,71%	3 anos e 5 meses
Jaú – SP	R\$ 15.736.255,63	25,76%	4 anos e 5 meses

Os resultados expostos na Tabela 21 indicam o quão interessante é para o governo o benefício econômico do investimento. Os valores consideram uma economia direta com as receitas sendo geradas a partir da tarifa praticada atualmente por cada distribuidora, sendo analisados diretamente das tabelas o tempo de retorno do investimento, indicado pelo PBD.

O Valor Presente Líquido positivo para todas as UFVs indica que todos os projetos possuem lucratividade, ou seja, além da usina se pagar ao decorrer da vida útil do sistema, esta gerará um ganho no referido valor de cada VPL, sendo Brasília e Camacan com o maior e menor VPL, respectivamente.

Ademais, mostra-se também que mesmo Brasília e Carpina possuindo uma mesma potência instalada de 3 MWp, Brasília apresenta um melhor VPL frente a esta última devido ao fato de que a tarifa B3 aplicada pela CELPE ser aproximadamente 4 centavos a menos que a CEB-DIS e recurso solar de Brasília ser maior que o de Carpina, produzindo anualmente no aterro do DF uma energia de 1.781 MWh a cada MWp enquanto no aterro de PE a produção é de 1.654 MWh

para cada MWp instalado, reduzindo assim as receitas provenientes compensação por geração de energia elétrica.

Outro fato relevante e interessante é que mesmo o sistema de Camacan sendo de 1.700 kWp e o de Divinópolis ser de 1.176 kWp, Divinópolis ainda produziu um Valor Presente Líquido superior de aproximadamente R\$ 4,6 milhões, sendo o principal motivo para este resultado a tarifa B3, a qual é aplicada pela distribuidora de energia CEMIG a 0,8925 R\$/kWh, frente aos 0,5588 R\$/kWh em Camacan pela COELBA, pois a relevância de tarifas mais elevadas se deve à conjuntura de que a economia para a compensação ser maior, já que a tarifa interfere diretamente no resultado das receitas do fluxo de caixa.

Concomitantemente a importância da tarifa praticada pelas distribuidoras, ocorre que a produção de energia em Divinópolis – MG é de 1.539 MWh para cada MWp instalado, enquanto que em Camacan é de 1.515 MWh para cada MWp.

A localização do aterro, em relação a irradiação global que chega no plano terrestre do mesmo, juntamente com a distinção entre as tarifas cobradas do Poder Público por cada distribuidora local refletem também na Taxa Interna de Retorno. Como se pode verificar na Tabela 21, Brasília possui a TIR mais elevada no valor de 36,60%, enquanto Camacan tem a menor, no valor de 18,99%. Se comparadas a TIR produzida pelo estudo identificada na Tabela 3 no valor de 11,53% ao ano, pode-se concluir que todas as TIRs produzidas são atraentes no âmbito de investimentos.

Na seção 4.3.3 será mostrado com maior riqueza de detalhes como se comportam cada um desses indicadores de viabilidade econômica frente a variações dos principais parâmetros, como a tarifa, o custo da usina em R\$/Wp e a Taxa de Juros de Longo Prazo.

4.3.2. Custo de Energia Produzida e LCOE

Por mérito de comparação de investimentos de mesma natureza, o Custo da Energia Produzida juntamente com o Custo Nivelado de Energia (LCOE) foram calculados com o intuito de conhecer, no caso do Custo de Energia Produzida, o valor, em R\$/kWh, da energia elétrica produzida por cada UFV frente a tarifa B3 paga atualmente.

No caso do LCOE, qual o valor, em R\$/MWh, do custo de geração solar fotovoltaica para comparação com outras fontes, para tomar conhecimento da viabilidade econômica, entendendo o quão mais barato seria produzir essa energia por parte da distribuidora, em especial o caso da CEB-DIS localizada no Distrito Federal, ao invés de comprar a mesma via leilão, lembrando dos valores citados na Figura 18.

A partir do fluxo de caixa e trazendo os custos e a energia produzida para seus respectivos valores presentes ano a ano e somados, chega-se aos seguintes valores de LCOE apresentados na Figura 39.

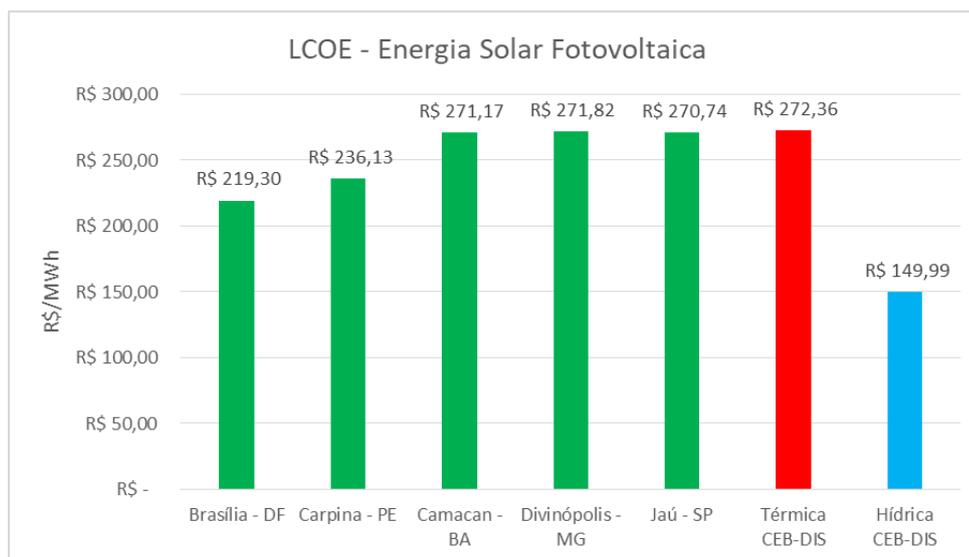


Figura 39. Custo nivelado de energia para cada um dos aterros com UFV e o valor pago pela CEB para a compra de energia proveniente de fonte térmica e hídrica.

O LCOE para fonte de energia solar fotovoltaica apresentou resultados satisfatórios para geração. A barra em vermelha e em azul não são resultados deste trabalho (Nunes, 2017), mas foram adicionados adjacentes ao LCOE de cada UFV pois o objetivo é comparar com diferentes fontes de energia. Em especial para o caso de Brasília e devido a CEB-DIS operar dentro desta região, observa-se o resultado para a produção de energia elétrica a partir da fonte solar fotovoltaica frente ao valor de comprar de energia proveniente de fontes térmicas, que são adquiridas no valor de 272,36 R\$/MWh, enquanto a solar encontra-se com o valor 219,30 R\$/MWh.

O valor pago na aquisição da energia por fonte térmica, além de ser superior a fonte solar, em especial o valor do LCOE para o caso de Brasília, mostra-se que tanto a distribuidora, adquirindo uma energia mais barata, como o meio ambiente, com relação a diminuição de emissão de gases poluentes, e o consumidor, com um possível valor menor de tarifa, ganham com a implantação da usina solar fotovoltaica instalada em aterros.

A seção 4.3.3 trará até quanto se pode variar o valor do custo com o investimento em UFV sem ultrapassar o valor pago por energia provinda de fonte térmica, efetivando assim o compromisso em analisar até que valor um investimento é mais atrativo em detrimento de outro.

Como se pode notar o valor de R\$ 272,36 o MWh pago pela compra de energia elétrica proveniente de fontes térmicas, deseja-se realizar um novo fluxo de caixa para o caso de Brasília, agora considerando este valor como referente a tarifa que providenciará as entradas do mesmo na forma de economia, tendo como objetivo avaliar a possibilidade da CEB-DIS empregar na execução e gestão da usina o método de contrato de Parceria Público-Privada, já que a distribuidora repassa todo o valor da energia comprada, a qual se insere na Parcela A da composição tarifária, a unidade consumidora.

Nessa modalidade de contratação, a empresa arcará com o capital a ser investido adicionalmente aos custos com operação e manutenção. Como prevê a Lei que rege as PPPs no Brasil, os riscos serão divididos de forma objetiva e a forma de contraprestação poderá ser pago parte

inteiramente pelo órgão que está à frente, no caso a CEB, ou parte pela CEB e parte paga pelo consumidor. Ou seja, não se justifica no fluxo de caixa analisado a seguir um valor superior ao já pago pela distribuidora na compra de energia, pois não haverá vantagem financeira em realizar tal empreendimento. Os resultados de VPL, TIR e PBD são apresentados na Tabela 22. UFV para Brasília financiada por Parceria Público Privada., mantendo os demais parâmetros de entrada fixos.

Tabela 22. UFV para Brasília financiada por Parceria Público Privada.

Indicador	UFV por PPP
<i>Valor Presente Líquido – VPL</i>	R\$ 2.447.461,46
<i>Taxa Interna de Retorno – TIR</i>	8,83%
<i>Payback Descontado – PBD</i>	12 anos e 7 meses

Comparado ao valor apresentado para o caso de Brasília na Tabela 21, os resultados se mostram insatisfatórios para uma empresa, principalmente devido ao fato de os resultados serem ruins para a análise frente aos obtidos anteriormente, como em relação ao estudo das miniusinas com PPP para o caso do Piauí.

Deve-se salientar para o fato que uma empresa privada deseja sempre maximizar seus lucros, diminuir os riscos e recuperar rapidamente seu capital investido. Ainda devido ao fato que o investimento inicial para implementação da usina partirá do capital da própria empresa, averiguando a mesma se possui o aporte inicial ou se buscará financiamento, os riscos atrelados ao projeto e o fato de possíveis atrasos nos pagamentos pela energia gerada. Portanto, entende-se que este não é um investimento capaz de atrair empresas a para execução do projeto.

Conclui-se que não é viável a aplicação da PPP caso o agente público seja uma distribuidora de energia, pois o valor pago por ela e repassado ao consumidor é relativamente pequeno, ou seja, quanto maior a tarifa de energia aplicada, maior a atratividade do empreendimento fotovoltaico. Portanto, a PPP para contratos de usinas fotovoltaicas torna-se justificável quando o agente público responsável pela contratação via PPP é um órgão que consome a energia, em especial com o pagamento referente a tarifa B3.

O caso base para a instalação das usinas é a comparação com a tarifa B3, a qual torna viável a contratação de uma parceira privada para a efetivação da UFV, utiliza-se o Custo de Energia Produzida para comparar com a tarifa paga por cada uma destas. Na Tabela 23 encontra-se a comparação efetiva entre a tarifa paga atualmente e a tarifa a ser paga de forma indireta com a instalação de usina solar.

Tabela 23. Valores de CEP e economia com a compensação por créditos de energia.

Estado	Tarifa - B3	CEP	Economia
<i>Brasília (CEB-DIS)</i>	0,7977 R\$/kWh	0,2413 R\$/kWh	0,5564 R\$/kWh
<i>Carpina (CELPE)</i>	0,7525 R\$/kWh	0,2598 R\$/kWh	0,4927 R\$/kWh
<i>Camacan (COELBA)</i>	0,5588 R\$/kWh	0,2984 R\$/kWh	0,2604 R\$/kWh
<i>Divinópolis (CEMIG)</i>	0,8925 R\$/kWh	0,2991 R\$/kWh	0,5934 R\$/kWh
<i>Jaú (CPFL)</i>	0,7189 R\$/kWh	0,2979 R\$/kWh	0,4210 R\$/kWh

A economia apresentada na Tabela 23 ilustra o quanto se economizará por kWh produzido com a instalação da usina de energia solar fotovoltaica. Devido à alta tarifa praticada pela CEMIG e mesmo com o custo de energia produzida pela UFV instalada em Divinópolis, este último apresentou a maior economia com o empreendimento. Ao mesmo tempo que Camacan por possuir a menor tarifa praticada entre as demais e um dos maiores custos possui a menor economia. Mesmo com a menor economia por kWh, ainda sim apresenta um excelente resultado para economia por compensação.

Para se ter uma noção do quanto será economizado pelos cofres públicos com a implementação das usinas, a Figura 40 representa de forma sucinta a economia para o 1º ano de operação da usina ratificando novamente o benefício que se tem ao instalar energia solar fotovoltaica, dinheiro esse que poderá ser usado em benefício do desenvolvimento da sociedade.



Figura 40. Economia para os cofres públicos municipais e/ou estaduais para o 1º ano de produção.

4.3.3. Análise de Sensibilidade

Entende-se que em relação as entradas do fluxo de caixa, como o valor do investimento inicial, a tarifa de energia e a Taxa de Juros de Longo Prazo podem mudar devido a variações cambiais, políticas de preço, alterações estas que podem ser positivas ou negativas nos preços finais.

Devido a isso, realizou-se uma análise de sensibilidade para entender como se comportam os resultados obtidos, dentre eles o LCOE, o VPL e a TIR, variando a tarifa em R\$/kWh, o investimento inicial em R\$/Wp e o percentual da TJLP ao ano.

A primeira análise de sensibilidade busca-se entender como se comporta o custo nivelado de energia (LCOE) caso o custo do investimento inicial, em R\$/Wp, varie, observando que para os casos possíveis de PPP, a parceira privada pode associar essa forma de contratação mais arriscada, elevando assim o investimento inicial.

A Figura 41 ilustra essa situação de variação do R\$/Wp para todos os estados, sendo basicamente uma variação linear para a faixa de valores analisada. Para o caso de Brasília, o gráfico demonstra que para valores de até aproximadamente 4,5 R\$/Wp o custo nivelado da

fonte de energia fotovoltaica é competitivo frente ao valor pago pela CEB-DIS na compra de energia proveniente de fonte térmica, o que representaria para o caso da potência instalada de 3 MWp um valor de R\$ 13.500.000,00.

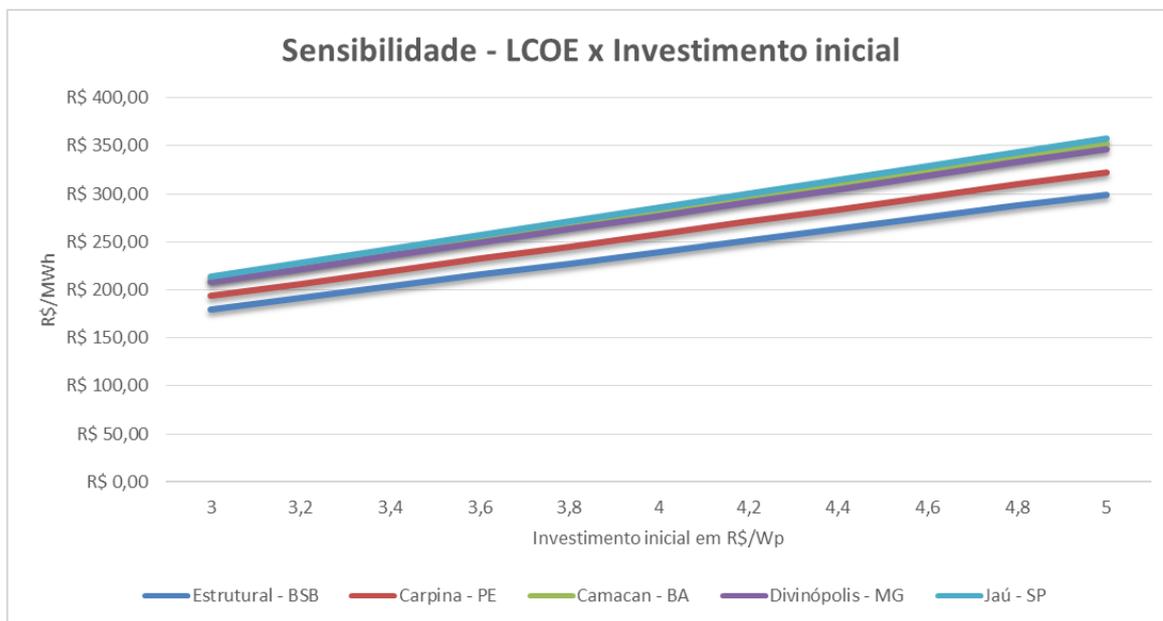


Figura 41. Sensibilidade do custo nivelado da fonte de energia fotovoltaica para cada UFV frente ao investimento inicial em R\$/Wp.

Continuando a observância da variação do investimento inicial, deseja-se saber para a mesma faixa de valores, de 3 R\$/Wp a 5 R\$/Wp, como se comporta o Valor Presente Líquido das usinas e se o mesmo se mantém ao menos positivo. A figura abaixo representa, portanto, que o VPL se comporta de forma linear com o crescimento do investimento inicial.

Mesmo com um custo inicial de 5 R\$/Wp, Camacan, que apresenta o menor VPL, ainda sim produz um lucro de pouco mais de 5 milhões de reais. Divinópolis apresenta a taxa de decréscimo com a variação do custo inicial, isso se deve ao fato de sua tarifa B3 ser a mais alta dentre as distribuidoras para cada uma das localidades.

A última análise de sensibilidade, considerando o investimento inicial, busca entender como esta modifica a taxa interna de retorno para cada um dos investimentos propostos no estudo. Para o valor de 3 R\$/Wp observa-se que a TIR pode alcançar até valores próximos a 45%, apresentando uma excelente TIR. Para o caso de valores mais elevados, nota-se que a TIR para o caso de Camacan, detentor da menor TIR apresentada, possui um valor de 13,32% para o caso do custo da instalação ser de 5 R\$/Wp, valor superior a Taxa de Atratividade Mínima apresentada na Tabela 3 de 9,53%, verificando novamente que os 5 empreendimentos de energia solar fotovoltaica possuem valores atrativos para quem irá investir o capital, seja este proveniente dos cofres públicos ou de empresa parceira privada para o caso de PPPs.

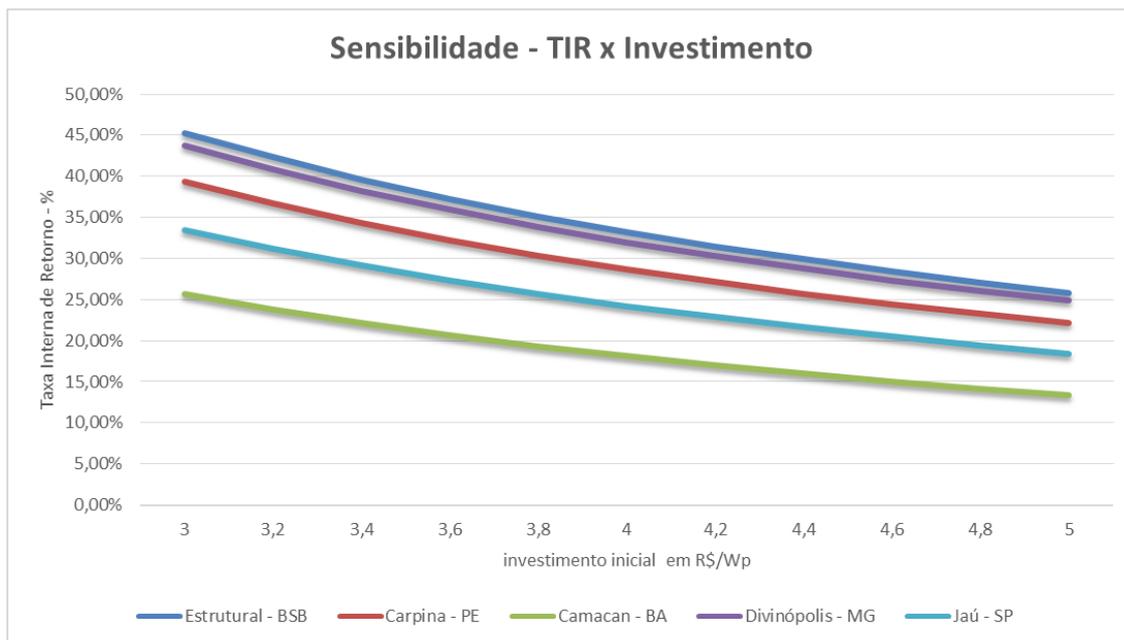


Figura 42. Comportamento da Taxa Interna de Retorno frente a variação do investimento inicial em R\$/Wp.

Outro fator que pode sofrer variação devido ao desdobrar de políticas financeiras é a Taxa de Juros de Longo Prazo. Devido a esse fato, instiga-se a análise do Valor Presente Líquido, frente a essa variação compreendida pela faixa de valores entre 3,7% a.a. e 8,7% a.a. Portanto, observa-se um decaimento com o crescimento da TJLP, traduzindo que uma menor TJLP torna o investimento mais interessante para todos os casos apresentados. A figura abaixo ilustra tais interpretações.

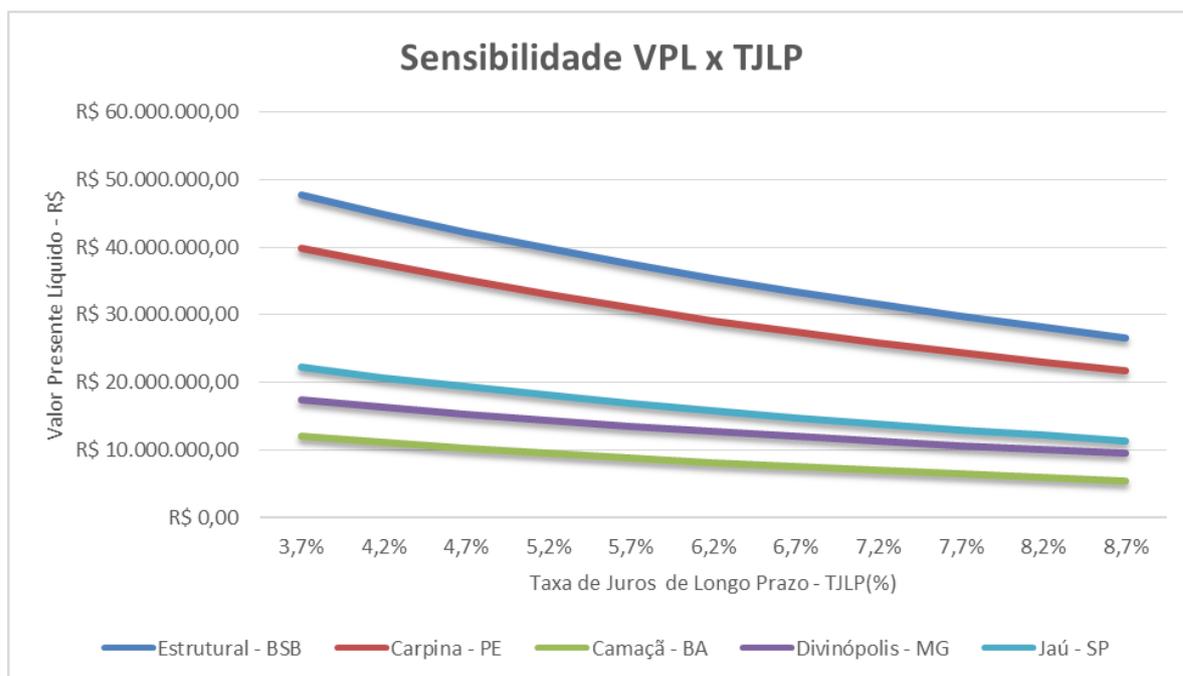


Figura 43. Sensibilidade do Valor Presente Líquido frente a variações da Taxa de Juros de Longo Prazo.

Um fator também determinante nos resultados financeiros capaz de alterar consideravelmente os ganhos com a implementação de UFV nos aterros é a tarifa de energia. Devido a importância de compreender como esse fator se traduz no VPL e na TIR, elaborou-se os gráficos abaixo com a tarifa de energia compreendida entre 0,30 R\$/kWh e 1,10 R\$/kWh em intervalos de 8 centavos.

A Taxa Interna de Retorno varia bastante e de forma linear para o intervalo de valores apresentado, demonstrando que o crescimento das tarifas produz melhores resultados, pois esta está diretamente atrelada a economia produzida com a instalação das usinas, ou seja, maiores tarifas produzem maiores economias pois se deixa de pagar esses valores pelo consumo de energia, enquanto a tarifa a qual chamou-se de Custo de Energia Produzida (CEP) permanece constante, sendo todas abaixo de 0,30 R\$/kWh.

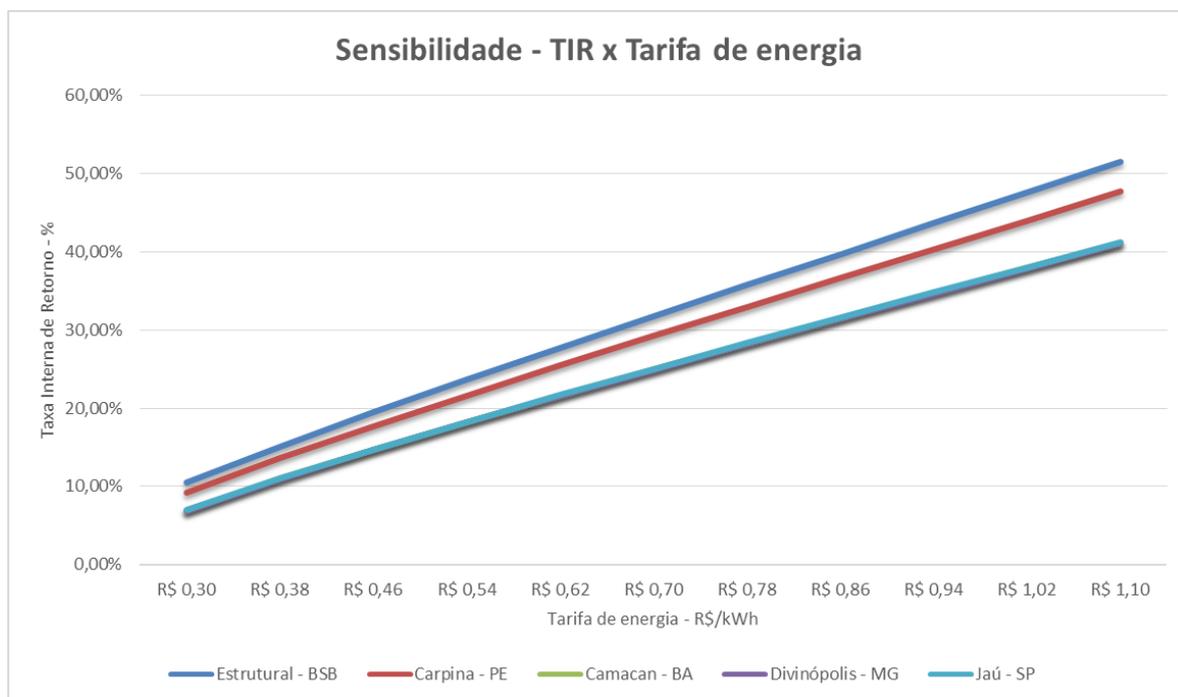


Figura 44. Sensibilidade da Taxa Interna de Retorno com relação a variação da tarifa de energia B3.

Ainda sobre a tarifa de energia, espera-se também que o Valor Presente Líquido cresça com o aumento da tarifa e que o mesmo seja igual a zero com a tarifa próxima ao valor do CEP de cada usina. A figura abaixo mostra que Estrutural e Carpina são mais sensíveis a variação da tarifa, com uma taxa de crescimento maior do que as demais, fato caracterizado especialmente pela produção de energia a cada kWp instalado ser maior para esses dois casos, sendo de 1.781 kWh/kWp/ano para Brasília e 1.654 kWh/kWp/ano para o caso do aterro em Pernambuco.

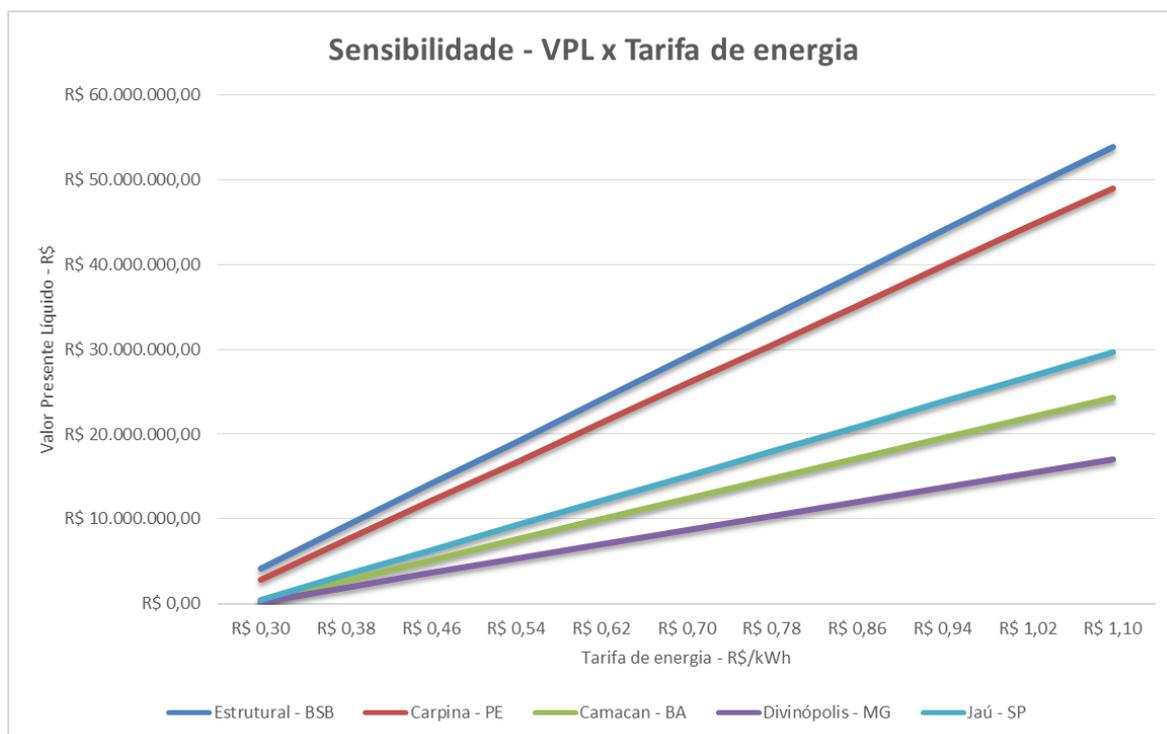


Figura 45. Sensibilidade do Valor Presente Líquido em função da tarifa de energia.

4.3.4. UFV em aterros e PPP

A forma de contratação por Parceria Público-Privada para a instalação de usinas fotovoltaicas em aterros após o encerramento dos trabalhos realizados no local busca entender a viabilidade de financiar cada um destes projetos no caso em que o parceiro privado selecionado via concorrência utiliza seu capital para implementação da usina e posteriormente recebem a contraprestação pecuniária.

Para o caso de geração de energia elétrica para compensar a energia, como este não é um custo que incide direto sob a sociedade, como é o caso de custo com educação ou saúde, então não faz sentido dividir a despesa com a contratação pecuniária entre o órgão público com os usuários do serviço. Portanto, a forma possível de concessão administrativa seria a correta para o pagamento ao parceiro privado.

Conforme observado na análise técnica e econômica, um fator limitante para a PPP é a área disponível para instalação da UFV, pois a Lei determina que o valor mínimo é de 10 milhões de reais, valor esse que para a análise técnica deve ser transformado para a forma de potência instalada mínima, o que foi definido como uma potência mínima de 3 MWp, com um equivalente de 7.500 painéis de 400 Wp. Com esse fator, verificou-se que apenas Brasília e Carpina são passíveis de usar a PPP para sua instalação.

Outro fator característico da PPP é que o período de concessão deve ser entre maior ou igual a 5 anos e inferior a 35 anos, fator esse não limitante, pois trabalha-se com o funcionamento das usinas para o período de 25 anos corridos.

Portanto, analisando a viabilidade de criação de usinas fotovoltaicas com PPP chega-se ao resultado de que esta modalidade não é viável quando o parceiro público for uma distribuidora de energia, seja ela concessionária ou permissionária. O valor pago por esta pela compra de energia, custo esse que é repassado integralmente ao consumidor embutido na Parcela A referente a tarifa de energia.

A CEB-DIS, caso estudado com maior ênfase neste trabalho devido ao fato do mesmo ser realizado em Brasília, compra a sua fonte de energia mais cara por 272,36 R\$/MWh, referente a compra de energia por fonte térmica, é um valor muito baixo o que não resulta em ganhos satisfatórios, por mais que o LCOE encontrado para o caso de Brasília seja de 219,30 R\$/MWh principalmente devido ao fato de que o parceiro na PPP é uma empresa privada.

A Figura 44 e a Figura 45 apresentam bem esse fato, pois para valores menores que 0,30 R\$/kWh, equivalente a 300 R\$/MWh, o valor presente líquido e a taxa interna de retorno se tornam próximas de zero e abaixo da taxa mínima de atratividade tomada como referência, respectivamente.

Por mais que a empresa privada invista sozinha o capital para a construção do empreendimento energético, a PPP determina que a parceira pública tenha capacidade, em especial a financeira, de arcar com a divisão objetiva dos riscos. Ou seja, não é qualquer órgão que pode buscar uma parceria dessa natureza para financiar projetos que não se auto sustentam.

Com esses resultados levantados, entende-se que a PPP é atrativa ao parceiro privado e ao parceiro público no caso em que a tarifa praticada seja a tarifa B3, pois os ganhos são maiores para a empresa privada e ainda possibilita margem para economia no gasto com energia por parte de tais órgãos públicos. Ainda na Figura 44 e na Figura 45 há abertura para que a empresa privada receba um valor de tarifa maior pela energia produzida.

Como a tarifa B3 praticada pela CEB-DIS encontra-se no valor de 0,79 R\$/kWh, se fosse praticado, por exemplo, uma nova tarifa pela energia produzida pela fonte solar no valor de 0,62 R\$/kWh, a empresa privada ainda possuiria um VPL de pouco mais de 24 milhões de reais e uma TIR de 27,68% e o negócio ainda estaria atrativo para captar empresas interessadas, promovendo uma economia de 0,17 R\$/kWh, o que para a energia produzida no primeiro ano seria o equivalente ao montante de R\$ 909.160,00 de economia para o primeiro ano de operação.

5. CONCLUSÃO

O trabalho permite concluir que é viável a utilização das extensas áreas utilizadas para despejos de resíduos sólidos urbanos possui alternativa para o espaço após o encerramento de tais atividades que ocorrem de forma desordenada e irregular, tanto para o meio ambiente com a poluição do terreno local como para a sociedade que convive próximos ao mau cheiro exalado por deterioração dos resíduos.

A partir do objetivo da ABRELPE em finalizar primeiramente os 5 principais aterros a fim de incentivar o completo encerramento desta forma de despejo de resíduos, que estão localizados em Brasília – DF, Carpina – PE, Camacan – BA, Divinópolis – MG e Jaú – SP, mostrou-se uma alternativa que produza energia limpa, renovável e economicamente interessante para todas as localidades, podendo ser avaliadas pelos governantes locais a oportunidade positiva de reutilização do terreno, o que vem sendo estudado pelo Projeto RAEESA, para o caso de Brasília, e demais projetos localizados em outros estados, não somente para a solar, mas outras fontes de energia também, inclusive aproveitando o gás metano (CH₄) liberado nestes locais a fim de produzir energia, já que este possui um potencial explosivo e tóxico.

Assim como já ocorre em larga escala nos Estados Unidos e vem se desenvolvendo também em outros países, concluiu-se que no Brasil a instalação também se torna atraente e com indicadores financeiros identificando a boa forma de investimento possível.

Brasília, por possuir um extenso terreno de 200 hectares, permite a produção de até 219 MWp de capacidade instalada aproximadamente. Para o caso mínimo estudado, verificou-se que o empreendimento com uma potência instalada de 3 MWp é tecnicamente viável e passível de expansão devido a excelente quantidade de irradiação para o estado, podendo produzir 1.781 kWh ao ano por kWp instalado, com um fator de dimensionamento do inversor (FDI) de 0,82, ou seja, bem dimensionado para a maximização da produção de energia por parte do trabalho do inversor, com uma produção estimada em 5.348 MWh para o primeiro ano de funcionamento.

Para o caso de Brasília, foi verificado ainda que o investimento é altamente atrativo quando considerado para a tarifa B3, com um VPL de R\$ 35.107.671,94, uma TIR de 36,60% e o retorno do investimento num período aproximado de 3 anos. Por ser positivo, o VPL mostra que além de recuperar o investimento inicial, uma alta lucratividade é obtida com o empreendimento.

Caso a CEB-DIS deseje instalar a usina no local, mostrou-se que o custo nivelado para a fonte solar no valor de 219,3 R\$/MWh é inferior ao valor pago na aquisição de energia elétrica por fonte térmica, identificando que além de ser sustentável, ainda possibilita ganhos com a UFV. Entretanto, caso se deseje instalar a usina por PPP o projeto não se torna viável economicamente devido ao fato de não produzir um VPL e uma TIR atraente para o parceiro privado, conseqüentemente não atraindo o mesmo para a concessão na forma de PPP. Caso o projeto se dê por uma unidade consumidora pertencente ao poder público ou um agrupamento destas no qual é praticada a tarifa B3, o projeto torna-se economicamente viável além da viabilidade técnica já discutida.

Carpina, assim como Brasília, apresentou uma área permitindo uma capacidade de potência instalada maior que 3 MWp, chegando até 5 MWp, limite superior definido para fonte renovável

solar em mini geração pela REN 687/2015. A partir da incidência de radiação solar, a UFV localizado no aterro de Carpina é capaz de produzir 1.654 kWh de energia anualmente por kWp instalado e um FDI de 0,8 mostrou-se que é viável tal projeto técnico e que este está otimizado para produção de energia.

Sobre o empreendimento fotovoltaico no aterro de Carpina, concluiu-se que este é economicamente viável também, com um VPL, para a tarifa B3 no valor de 0,7525 R\$/kWh, de R\$ 28.955.983,84 e uma TIR de 31,65% e um tempo de retorno do investimento de 3 anos e 6 meses, o que indica sua viabilidade econômica e atratividade do negócio, com um custo de produção de energia no valor aproximado de 0,26 R\$/kWh e um LCOE de 236,13 R\$/MWh, o qual é influenciado principalmente pela energia produzida pelo gerador fotovoltaico.

Para Camacan, localizada no estado da Bahia, verificou-se também a total viabilidade técnica do projeto para instalação da usina no aterro do município. Como um fator limitante para este local no sentido de ser passível de estudo financeiro via PPP, viabilizou-se uma usina solar com capacidade instalada de 1.700 kWp e para isso, utilizou-se painéis de 400 Wp a fim de maximizar a produção de energia elétrica e uma eficiência acima dos 18%, painel tal utilizado também nas demais localidades de estudo.

Concomitantemente, averiguou-se que por mais que Camacan possua a menor tarifa B3 no valor de 0,5588 R\$/kWh e a menor produção de kWh anual por kWp instalado, no valor de 1.515 kWh, o projeto também é viável no âmbito financeiro, o qual produziu um VPL de R\$ 8.105.037,65, uma TIR de 18,99% e um tempo de 6 anos para o retorno do investimento. Contudo, como a área e a produção de potência do painel ainda não permite uma produção capaz de alcançar uma capacidade instalada de 3 MWp, a forma de financiar o projeto não permite que seja realizada uma parceria público-privada, pois o valor encontrado para a potência instalada é de R\$ 6.545.000,00, inferior aos 10 milhões de reais mínimo para uma PPP.

O aterro localizado em Divinópolis, Minas Gerais, assim como os demais permitiu a viabilidade técnica para instalação da usina solar fotovoltaica, com uma radiação permitindo a produção de energia elétrica para o primeiro ano em 1.539 kWh por cada kWp instalado, com uma área possibilitando a instalação de 1.176 kWp, com um total de 2.941 painéis fotovoltaicos instalados em solo com estrutura fixa, assim como os demais projetos fotovoltaicos.

Economicamente, Divinópolis possui a maior tarifa B3 praticada para unidades consumidoras do poder público, com o valor de 0,8925 R\$/kWh. Devido a esse fato esse investimento se torna altamente interessante, com um valor de TIR de 32,71%, somente abaixo de Brasília, pois a produção anual por kWp é maior para esta localidade. A UFV produziu um VPL no valor de R\$ 12.702.282,13 e um PBD de 3 anos e 5 meses, concluindo que o empreendimento pode ser realizado em Camacan e que este é viável além da questão ambiental e social, a questão técnica e econômica também deve chamar atenção ao governo local incentivando ainda mais o encerramento das atividades do aterro.

Por último e não menos importante, o aterro localizado em Jaú, localizado em São Paulo, permitiu uma capacidade instalada de 2.101 kWp e uma produção de 1.566 kWh para o primeiro ano para cada kWp instalado com a utilização de painéis de 400 Wp, viabilizando o empreendimento no âmbito do estudo realizado.

Jaú economicamente também se mostrou viável a execução do projeto da UFV no aterro local, produzindo um VPL no valor de R\$ 15.736.255,63, uma TIR de 25,76% e um PBD de 4 anos e 5 meses. Com uma tarifa de 0,7189 R\$/kWh, o mesmo indicou que é possível a instalação do empreendimento já que o custo de energia produzida obtido foi de 0,2979 R\$/kWh. Por não permitir uma potência instalada igual ou superior a 3 MWp, não é possível o financiamento, execução e gestão do projeto via contratação por PPP.

Concluído o presente trabalho, se sugere para trabalhos futuros que deem continuidade a análise técnica e econômica de UFV em aterros a fim de possibilitar uma utilidade para o terreno degradado e inabitável após o encerramento, os seguintes pontos:

1. Averiguar as características elétricas da rede de distribuição de cada aterro, provendo a adequação da mesma ou a instalação de uma capaz de esta se conectar à rede elétrica da distribuidora de energia.
2. Averiguar os custos com a instalação ou reforço do ramal elétrico que chegará até cada uma das UFV, bem como os custos com instalação, operação e manutenção de possível subestação a fim de evitar perdas.
3. Averiguar a possibilidade do uso da tecnologia de filme fino ao invés do silício cristalino e qual seria a produção de energia para cada localidade, já que esse tipo de painel possui uma menor eficiência.
4. Estudar o caso de PPP para o caso de Carpina – PE, o qual possui a CELPE (NEOENERGIA) como distribuidora local, identificando a possível substituição das fontes de energia com um valor maior pela fonte solar fotovoltaica.
5. Estudo de produção de energia com a estrutura de fixação com 1 ou 2 eixos de rotação e as implicações incidentes desse material tanto na produção de energia como no quesito técnico devido ao custo inicial e a manutenção do mesmo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2014.
2. PUCCINI, A. D. L. **Matemática Financeira objetiva e aplicada**. 10ª. ed. São Paulo: Saraiva, 2017.
3. ZILLES, R. et al. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. 2ª edição. ed. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.
4. NISCKIER, J.; JOSEPH MACINTYRE, A.; SEBASTIÃO COSTA, L. **Instalações Elétricas**. 6ª. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2015.
5. DE OLIVEIRA FRONTIN, S. et al. **Usina Fotovoltaica Jaíba Solar**. 1ª. ed. Brasília: Teixeira Gráfica e Editora LTDA., 2017.
6. GRADELLA VILLALVA, M. **Energia Solar Fotovoltaica**. 2ª. ed. São Paulo: Saraiva, 2015.
7. SZABÓ, S. et al. *A methodology for maximizing the benefits of solar landfills on closed sites*. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 76, p. 1291-1300, Setembro 2017.
8. CIRIMINNA, R. et al. *Solar Landfills: Economic, Environmental, and Social Benefits*. **Energy Technology**, p. 597-604, junho 2018.
9. SANGIORGIO, S.; FALCONI, M. *Technical feasibility of a photovoltaic power plant on*. **Energy Procedia**, v. 82, p. 759-765, 2015.
10. RAMPINELLI, G. A. et al. *Assessment and mathematical modeling of energy quality parameters of grid connected photovoltaic inverters*. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 52, p. 133-141, Agosto 2015.
11. *RE-POWERING Tracking Matrix*. **EPA**. Disponível em: <<https://www.epa.gov/re-powering/re-powering-tracking-matrix>>. Acesso em: 16 abr. 2019.
12. *THE Guide to Developing Solar Photovoltaics at Massachusetts Landfills*. **Mass.gov**, 2017. Disponível em: <<https://www.mass.gov>>. Acesso em: 06 junho 2019.
13. O que é Parceria Público Privada ou PPP - Dra. Ana Paula Caodaglio - Nova Cidade. **YouTube**. Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=UkkrzMck7NQ>>. Acesso em: 20 mar. 2019.
14. MACIEL CAVALCANTI, M. **APLICAÇÃO DE MÉTODOS GEOELÉTRICOS NO DELINEAMENTO DA PLUMA DE CONTAMINAÇÃO NOS LIMITES DO ATERRO CONTROLADO DO JOKEY CLUBE DE BRASÍLIA**. Universidade de Brasília. Brasília, p. 111. 2013.
15. ESTUDO de Viabilidade - Miniusinas de energia solar fotovoltaica. **PPP Piauí**. Disponível em: <<http://www.ppp.pi.gov.br>>. Acesso em: 16 mar. 2019.
16. TUDO sobre a conta de luz. **CEB**. Disponível em: <<http://www.ceb.com.br/>>. Acesso em: 21 mar. 2019.

17. FREITAS FEITOSA NUNES, B. **Análise do aproveitamento do potencial de geração distribuída fotovoltaica no DF e seu impacto sobre os Contratos de Concessão de Energia no Ambiente Regulado celebrados pela CEB.** Universidade de Brasília. Brasília, p. 103. 2017.
18. MARTINS MOREIRA DA SILVA, C. **ESTUDO DA VIABILIDADE TÉCNICA-FINANCEIRA NA CRIAÇÃO DE UM INVESTIMENTO EM RENDA FIXA BASEADO EM UMA USINA FOTOVOLTAICA.** Universidade de Brasília. Brasília, p. 86. 2018.
19. BEZERRA DA SILVA, L. **Análise técnico-econômica da geração solar fotovoltaica no hospital regional da ceilândia.** Universidade de Brasília. Brasília, p. 89. 2017.
20. DE MELLO DUARTE, M. **Análise técnico-econômica acerca da implementação de geração solar fotovoltaica no Centro de Ensino Médio Taguatinga Norte [Distrito Federal].** Universidade de Brasília. Brasília, p. 136. 2016.
21. SOURCES of Meteo data in monthly values. **PVsystem.** Disponível em: <<https://www.pvsystem.com/meteo-data-source/>>. Acesso em: 20 junho 2019.
22. ROTEIRO PARA ENCERRAMENTO DE LIXÕES. **ABRELPE.** Disponível em: <<http://abrelpe.org.br>>. Acesso em: 15 fevereiro 2019.
23. AKINYELE, D. O.; RAYUDU, R. K.; NAIR, N. K. C. Global progress in photovoltaic technologies and the scenario of development of solar panel plant and module performance estimation - Application in Nigeria. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 48, p. 112-139, 2015.
24. GERAÇÃO Distribuída. **ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/>>. Acesso em: 10 maio 2019.
25. ABRELPE. **Panoram dos Resíduos Sólidos no Brasil 2017.** Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais. São Paulo, p. 74. 2018.
26. COMO fechar os maiores lixões a céu aberto do Brasil. **ÉPOCA.** Disponível em: <<https://epoca.globo.com/ciencia-e-meio-ambiente/blog-do-planeta/noticia/2017/01/como-fechar-os-5-maiores-lixoes-ceu-aberto-do-brasil.html>>. Acesso em: 20 fevereiro 2019.
27. INSTITUTO IDEAL. **O mercado brasileiro da geração distribuída - Edição 2016,** Florianópolis, p. 78, 2016. Disponível em: <www.issuu.com>. Acesso em: 20 fevereiro 2019.

APÊNDICE A – Fluxo de Caixa de cada UFV

ESTRUTURAL - DF		ESTRUTURAL - DF		
ANO	0	1	2	
Geração Anual - kWh	0	5.348.000	5.305.216	
Receita [R\$]	R\$ -	R\$ 4.266.099,60	R\$ 4.231.970,80	
Economia para compensação		R\$ 4.266.099,60	R\$ 4.231.970,80	
Saída [R\$]	-R\$ 10.987.320,00	-R\$ 109.873,20	-R\$ 109.873,20	
Investimento inicial	-R\$ 10.987.320,00			
Custo anual (O&M) - IPCA		-R\$ 109.873,20	-R\$ 109.873,20	
Despesas extraordinárias				
Fluxo de caixa	-R\$ 10.987.320,00	R\$ 4.156.226,40	R\$ 4.122.097,60	
Fluxo de caixa acumulado	-R\$ 10.987.320,00	-R\$ 6.831.093,60	-R\$ 2.708.996,00	
Valor Presente - VP	-R\$ 10.987.320,00	R\$ 3.911.374,36	R\$ 3.650.721,03	
VPL acumulado	-R\$ 10.987.320,00	-R\$ 7.075.945,64	-R\$ 3.425.224,60	
LCOE				
VP - ENERGIA (kWh)	0	5.348.000	4.992.675	

ESTRUTURAL - DF				
3	4	5	6	7
5.262.774	5.220.672	5.178.907	5.137.475	5.096.376
R\$ 4.198.115,04	R\$ 4.164.530,12	R\$ 4.131.213,88	R\$ 4.098.164,16	R\$ 4.065.378,85
R\$ 4.198.115,04	R\$ 4.164.530,12	R\$ 4.131.213,88	R\$ 4.098.164,16	R\$ 4.065.378,85
-R\$ 109.873,20	-R\$ 109.873,20	-R\$ 109.873,20	-R\$ 109.873,20	-R\$ 109.873,20
-R\$ 109.873,20	-R\$ 109.873,20	-R\$ 109.873,20	-R\$ 109.873,20	-R\$ 109.873,20
R\$ 4.088.241,84	R\$ 4.054.656,92	R\$ 4.021.340,68	R\$ 3.988.290,96	R\$ 3.955.505,65
R\$ 1.379.245,84	R\$ 5.433.902,76	R\$ 9.455.243,43	R\$ 13.443.534,40	R\$ 17.399.040,05
R\$ 3.407.431,58	R\$ 3.180.349,63	R\$ 2.968.395,80	R\$ 2.770.562,59	R\$ 2.585.909,54
-R\$ 17.793,03	R\$ 3.162.556,60	R\$ 6.130.952,40	R\$ 8.901.514,99	R\$ 11.487.424,53
4.660.957	4.351.279	4.062.177	3.792.283	3.540.320

ESTRUTURAL - DF		ESTRUTURAL - DF		
8	9	10	11	12
5.055.605	5.015.160	4.975.039	4.935.238	4.895.756
R\$ 4.032.855,82	R\$ 4.000.592,97	R\$ 3.968.588,23	R\$ 3.936.839,52	R\$ 3.905.344,81
R\$ 4.032.855,82	R\$ 4.000.592,97	R\$ 3.968.588,23	R\$ 3.936.839,52	R\$ 3.905.344,81
-R\$ 109.873,20	-R\$ 109.873,20	-R\$ 2.636.956,80	-R\$ 109.873,20	-R\$ 109.873,20
-R\$ 109.873,20				
		-R\$ 2.527.083,60		
R\$ 3.922.982,62	R\$ 3.890.719,77	R\$ 1.331.631,43	R\$ 3.826.966,32	R\$ 3.795.471,61
R\$ 21.322.022,67	R\$ 25.212.742,44	R\$ 26.544.373,87	R\$ 30.371.340,20	R\$ 34.166.811,80
R\$ 2.413.558,84	R\$ 2.252.691,12	R\$ 725.581,03	R\$ 1.962.396,29	R\$ 1.831.588,92
R\$ 13.900.983,37	R\$ 16.153.674,49	R\$ 16.879.255,53	R\$ 18.841.651,81	R\$ 20.673.240,74
3.305.099	3.085.505	2.880.502	2.689.119	2.510.452

ESTRUTURAL - DF			ESTRUTURAL - DF		
13	14	15	16	17	
4.856.590	4.817.738	4.779.196	4.740.962	4.703.034	
R\$ 3.874.102,05	R\$ 3.843.109,23	R\$ 3.812.364,36	R\$ 3.781.865,44	R\$ 3.751.610,52	
R\$ 3.874.102,05	R\$ 3.843.109,23	R\$ 3.812.364,36	R\$ 3.781.865,44	R\$ 3.751.610,52	
-R\$ 109.873,20					
-R\$ 109.873,20					
R\$ 3.764.228,85	R\$ 3.733.236,03	R\$ 3.702.491,16	R\$ 3.671.992,24	R\$ 3.641.737,32	
R\$ 37.931.040,65	R\$ 41.664.276,69	R\$ 45.366.767,85	R\$ 49.038.760,09	R\$ 52.680.497,41	
R\$ 1.709.497,49	R\$ 1.595.541,43	R\$ 1.489.178,84	R\$ 1.389.903,89	R\$ 1.297.244,45	
R\$ 22.382.738,23	R\$ 23.978.279,66	R\$ 25.467.458,50	R\$ 26.857.362,39	R\$ 28.154.606,84	
2.343.655	2.187.941	2.042.572	1.906.862	1.780.169	

ESTRUTURAL - DF				
18	19	20	21	22
4.665.410	4.628.087	4.591.062	4.554.334	4.517.899
R\$ 3.721.597,64	R\$ 3.691.824,86	R\$ 3.662.290,26	R\$ 3.632.991,93	R\$ 3.603.928,00
R\$ 3.721.597,64	R\$ 3.691.824,86	R\$ 3.662.290,26	R\$ 3.632.991,93	R\$ 3.603.928,00
-R\$ 109.873,20	-R\$ 109.873,20	-R\$ 2.636.956,80	-R\$ 109.873,20	-R\$ 109.873,20
-R\$ 109.873,20				
		-R\$ 2.527.083,60		
R\$ 3.611.724,44	R\$ 3.581.951,66	R\$ 1.025.333,46	R\$ 3.523.118,73	R\$ 3.494.054,80
R\$ 56.292.221,85	R\$ 59.874.173,50	R\$ 60.899.506,96	R\$ 64.422.625,70	R\$ 67.916.680,49
R\$ 1.210.759,82	R\$ 1.130.038,66	R\$ 304.417,00	R\$ 984.376,50	R\$ 918.742,61
R\$ 29.365.366,66	R\$ 30.495.405,31	R\$ 30.799.822,31	R\$ 31.784.198,81	R\$ 32.702.941,42
1.661.893	1.551.475	1.448.394	1.352.162	1.262.323

ESTRUTURAL - DF		
23	24	25
4.481.756	4.445.902	4.410.335
R\$ 3.575.096,58	R\$ 3.546.495,80	R\$ 3.518.123,84
R\$ 3.575.096,58	R\$ 3.546.495,80	R\$ 3.518.123,84
-R\$ 109.873,20	-R\$ 109.873,20	-R\$ 109.873,20
-R\$ 109.873,20	-R\$ 109.873,20	-R\$ 109.873,20
R\$ 3.465.223,38	R\$ 3.436.622,60	R\$ 3.408.250,64
R\$ 71.381.903,87	R\$ 74.818.526,47	R\$ 78.226.777,11
R\$ 857.483,10	R\$ 800.306,54	R\$ 746.940,89
R\$ 33.560.424,52	R\$ 34.360.731,05	R\$ 35.107.671,94
1.178.453	1.100.156	1.027.061

CARPINA - PE		CARPINA - PE		
ANO	0	1	2	
Geração Anual - kWh	0	4.966.000	4.926.272	
Receita [R\$]	R\$ -	R\$ 3.736.915,00	R\$ 3.707.019,68	
Economia para compensação		R\$ 3.736.915,00	R\$ 3.707.019,68	
Saída [R\$]	-R\$ 10.987.320,00	-R\$ 109.873,20	-R\$ 109.873,20	
Investimento inicial	-R\$ 10.987.320,00			
Custo anual (O&M) - IPCA		-R\$ 109.873,20	-R\$ 109.873,20	
Despesas extraordinárias				
Fluxo de caixa	-R\$ 10.987.320,00	R\$ 3.627.041,80	R\$ 3.597.146,48	
Fluxo de caixa acumulado	-R\$ 10.987.320,00	-R\$ 7.360.278,20	-R\$ 3.763.131,72	
Valor Presente - VP	-R\$ 10.987.320,00	R\$ 3.413.365,14	R\$ 3.185.799,94	
VPL acumulado	-R\$ 10.987.320,00	-R\$ 7.573.954,86	-R\$ 4.388.154,92	
LCOE				
VP - ENERGIA (kWh)	0	4.966.000	4.636.055	

CARPINA - PE				
3	4	5	6	7
4.886.862	4.847.767	4.808.985	4.770.513	4.732.349
R\$ 3.677.363,52	R\$ 3.647.944,61	R\$ 3.618.761,06	R\$ 3.589.810,97	R\$ 3.561.092,48
R\$ 3.677.363,52	R\$ 3.647.944,61	R\$ 3.618.761,06	R\$ 3.589.810,97	R\$ 3.561.092,48
-R\$ 109.873,20	-R\$ 109.873,20	-R\$ 109.873,20	-R\$ 109.873,20	-R\$ 109.873,20
-R\$ 109.873,20	-R\$ 109.873,20	-R\$ 109.873,20	-R\$ 109.873,20	-R\$ 109.873,20
R\$ 3.567.490,32	R\$ 3.538.071,41	R\$ 3.508.887,86	R\$ 3.479.937,77	R\$ 3.451.219,28
-R\$ 195.641,40	R\$ 3.342.430,02	R\$ 6.851.317,87	R\$ 10.331.255,64	R\$ 13.782.474,92
R\$ 2.973.400,22	R\$ 2.775.155,66	R\$ 2.590.123,25	R\$ 2.417.422,77	R\$ 2.256.232,62
-R\$ 1.414.754,70	R\$ 1.360.400,97	R\$ 3.950.524,22	R\$ 6.367.946,99	R\$ 8.624.179,60
4.328.032	4.040.474	3.772.021	3.521.405	3.287.440

CARPINA - PE		CARPINA - PE		
8	9	10	11	12
4.694.490	4.656.934	4.619.679	4.582.721	4.546.059
R\$ 3.532.603,74	R\$ 3.504.342,91	R\$ 3.476.308,17	R\$ 3.448.497,70	R\$ 3.420.909,72
R\$ 3.532.603,74	R\$ 3.504.342,91	R\$ 3.476.308,17	R\$ 3.448.497,70	R\$ 3.420.909,72
-R\$ 109.873,20	-R\$ 109.873,20	-R\$ 2.636.956,80	-R\$ 109.873,20	-R\$ 109.873,20
-R\$ 109.873,20				
		-R\$ 2.527.083,60		
R\$ 3.422.730,54	R\$ 3.394.469,71	R\$ 839.351,37	R\$ 3.338.624,50	R\$ 3.311.036,52
R\$ 17.205.205,47	R\$ 20.599.675,18	R\$ 21.439.026,55	R\$ 24.777.651,05	R\$ 28.088.687,57
R\$ 2.105.785,92	R\$ 1.965.366,88	R\$ 457.346,84	R\$ 1.711.983,79	R\$ 1.597.814,04
R\$ 10.729.965,52	R\$ 12.695.332,40	R\$ 13.152.679,25	R\$ 14.864.663,04	R\$ 16.462.477,08
3.069.020	2.865.112	2.674.752	2.497.039	2.331.134

CARPINA - PE					CARPINA - PE				
13		14		15		16		17	
4.509.691		4.473.613		4.437.825		4.402.322		4.367.103	
R\$	3.393.542,44	R\$	3.366.394,10	R\$	3.339.462,95	R\$	3.312.747,25	R\$	3.286.245,27
R\$	3.393.542,44	R\$	3.366.394,10	R\$	3.339.462,95	R\$	3.312.747,25	R\$	3.286.245,27
-R\$	109.873,20	-R\$	109.873,20	-R\$	109.873,20	-R\$	109.873,20	-R\$	109.873,20
-R\$	109.873,20	-R\$	109.873,20	-R\$	109.873,20	-R\$	109.873,20	-R\$	109.873,20
R\$	3.283.669,24	R\$	3.256.520,90	R\$	3.229.589,75	R\$	3.202.874,05	R\$	3.176.372,07
R\$	31.372.356,81	R\$	34.628.877,72	R\$	37.858.467,47	R\$	41.061.341,52	R\$	44.237.713,59
R\$	1.491.254,80	R\$	1.391.798,96	R\$	1.298.973,18	R\$	1.212.335,65	R\$	1.131.473,98
R\$	17.953.731,88	R\$	19.345.530,84	R\$	20.644.504,02	R\$	21.856.839,67	R\$	22.988.313,65
2.176.251		2.031.659		1.896.674		1.770.658		1.653.014	

CARPINA - PE							
18		19		20		21	
4.332.167		4.297.509		4.263.129		4.229.024	
R\$	3.259.955,31	R\$	3.233.875,66	R\$	3.208.004,66	R\$	3.182.340,62
R\$	3.259.955,31	R\$	3.233.875,66	R\$	3.208.004,66	R\$	3.182.340,62
-R\$	109.873,20	-R\$	109.873,20	-R\$	2.636.956,80	-R\$	109.873,20
-R\$	109.873,20	-R\$	109.873,20	-R\$	109.873,20	-R\$	109.873,20
				-R\$	2.527.083,60		
R\$	3.150.082,11	R\$	3.124.002,46	R\$	571.047,86	R\$	3.072.467,42
R\$	47.387.795,69	R\$	50.511.798,16	R\$	51.082.846,02	R\$	54.155.313,44
R\$	1.056.003,28	R\$	985.564,26	R\$	169.541,60	R\$	858.462,33
R\$	24.044.316,93	R\$	25.029.881,19	R\$	25.199.422,79	R\$	26.057.885,12
1.543.186		1.440.656		1.344.937		1.255.579	

CARPINA - PE							
22		23		24		25	
4.195.192		4.161.630		4.128.337		4.095.311	
R\$	3.156.881,90	R\$	3.131.626,84	R\$	3.106.573,83	R\$	3.081.721,24
R\$	3.156.881,90	R\$	3.131.626,84	R\$	3.106.573,83	R\$	3.081.721,24
-R\$	109.873,20	-R\$	109.873,20	-R\$	109.873,20	-R\$	109.873,20
-R\$	109.873,20	-R\$	109.873,20	-R\$	109.873,20	-R\$	109.873,20
R\$	3.047.008,70	R\$	3.021.753,64	R\$	2.996.700,63	R\$	2.971.848,04
R\$	57.202.322,14	R\$	60.224.075,78	R\$	63.220.776,41	R\$	66.192.624,44
R\$	801.194,28	R\$	747.744,78	R\$	697.859,32	R\$	651.300,35
R\$	26.859.079,40	R\$	27.606.824,18	R\$	28.304.683,50	R\$	28.955.983,84
1.172.157		1.094.278		1.021.573		953.699	

CAMACÃ - BA		CAMACÃ - BA		
	ANO	0	1	2
Geração Anual - kWh		0	2.576.000	2.555.392
Receita [R\$]		R\$ -	R\$ 1.439.468,80	R\$ 1.427.953,05
Economia para compensação			R\$ 1.439.468,80	R\$ 1.427.953,05
Saída [R\$]		-R\$ 6.545.000,00	-R\$ 65.450,00	-R\$ 65.450,00
Investimento inicial		-R\$ 6.545.000,00		
Custo anual (O&M) - IPCA			-R\$ 65.450,00	-R\$ 65.450,00
Despesas extraordinárias				
Fluxo de caixa		-R\$ 6.545.000,00	R\$ 1.374.018,80	R\$ 1.362.503,05
Fluxo de caixa acumulado		-R\$ 6.545.000,00	-R\$ 5.170.981,20	-R\$ 3.808.478,15
Valor Presente - VP		-R\$ 6.545.000,00	R\$ 1.293.072,46	R\$ 1.206.695,96
VPL acumulado		-R\$ 6.545.000,00	-R\$ 5.251.927,54	-R\$ 4.045.231,57
LCOE				
VP - ENERGIA (kWh)		0	2.576.000	2.404.848

CAMACÃ - BA				
3	4	5	6	7
2.534.949	2.514.669	2.494.552	2.474.596	2.454.799
R\$ 1.416.529,43	R\$ 1.405.197,19	R\$ 1.393.955,61	R\$ 1.382.803,97	R\$ 1.371.741,54
R\$ 1.416.529,43	R\$ 1.405.197,19	R\$ 1.393.955,61	R\$ 1.382.803,97	R\$ 1.371.741,54
-R\$ 65.450,00	-R\$ 65.450,00	-R\$ 65.450,00	-R\$ 65.450,00	-R\$ 65.450,00
-R\$ 65.450,00	-R\$ 65.450,00	-R\$ 65.450,00	-R\$ 65.450,00	-R\$ 65.450,00
R\$ 1.351.079,43	R\$ 1.339.747,19	R\$ 1.328.505,61	R\$ 1.317.353,97	R\$ 1.306.291,54
-R\$ 2.457.398,73	-R\$ 1.117.651,54	R\$ 210.854,08	R\$ 1.528.208,04	R\$ 2.834.499,58
R\$ 1.126.085,71	R\$ 1.050.856,97	R\$ 980.650,68	R\$ 915.131,73	R\$ 853.987,34
-R\$ 2.919.145,87	-R\$ 1.868.288,90	-R\$ 887.638,21	R\$ 27.493,52	R\$ 881.480,85
2.245.068	2.095.904	1.956.651	1.826.649	1.705.285

CAMACÃ - BA		CAMACÃ - BA		
8	9	10	11	12
2.435.160	2.415.679	2.396.354	2.377.183	2.358.165
R\$ 1.360.767,60	R\$ 1.349.881,46	R\$ 1.339.082,41	R\$ 1.328.369,75	R\$ 1.317.742,79
R\$ 1.360.767,60	R\$ 1.349.881,46	R\$ 1.339.082,41	R\$ 1.328.369,75	R\$ 1.317.742,79
-R\$ 65.450,00	-R\$ 65.450,00	-R\$ 1.570.800,00	-R\$ 65.450,00	-R\$ 65.450,00
-R\$ 65.450,00	-R\$ 65.450,00	-R\$ 65.450,00	-R\$ 65.450,00	-R\$ 65.450,00
		-R\$ 1.505.350,00		
R\$ 1.295.317,60	R\$ 1.284.431,46	-R\$ 231.717,59	R\$ 1.262.919,75	R\$ 1.252.292,79
R\$ 4.129.817,18	R\$ 5.414.248,65	R\$ 5.182.531,06	R\$ 6.445.450,81	R\$ 7.697.743,60
R\$ 796.925,59	R\$ 743.674,06	R\$ 126.258,58	R\$ 647.601,47	R\$ 604.321,64
R\$ 1.678.406,45	R\$ 2.422.080,51	R\$ 2.548.339,08	R\$ 3.195.940,55	R\$ 3.800.262,19
1.591.985	1.486.212	1.387.467	1.295.282	1.209.223

CAMACĂ - BA				CAMACĂ - BA	
13	14	15	16	17	
2.339.300	2.320.586	2.302.021	2.283.605	2.265.336	
R\$ 1.307.200,85	R\$ 1.296.743,24	R\$ 1.286.369,30	R\$ 1.276.078,34	R\$ 1.265.869,72	
R\$ 1.307.200,85	R\$ 1.296.743,24	R\$ 1.286.369,30	R\$ 1.276.078,34	R\$ 1.265.869,72	
-R\$ 65.450,00	-R\$ 65.450,00	-R\$ 65.450,00	-R\$ 65.450,00	-R\$ 65.450,00	
-R\$ 65.450,00	-R\$ 65.450,00	-R\$ 65.450,00	-R\$ 65.450,00	-R\$ 65.450,00	
R\$ 1.241.750,85	R\$ 1.231.293,24	R\$ 1.220.919,30	R\$ 1.210.628,34	R\$ 1.200.419,72	
R\$ 8.939.494,45	R\$ 10.170.787,70	R\$ 11.391.707,00	R\$ 12.602.335,34	R\$ 13.802.755,06	
R\$ 563.932,23	R\$ 526.240,34	R\$ 491.065,91	R\$ 458.240,90	R\$ 427.608,49	
R\$ 4.364.194,42	R\$ 4.890.434,76	R\$ 5.381.500,66	R\$ 5.839.741,57	R\$ 6.267.350,06	
1.128.881	1.053.877	983.857	918.489	857.463	

CAMACĂ - BA			
18	19	20	21
2.247.213	2.229.236	2.211.402	2.193.710
R\$ 1.255.742,76	R\$ 1.245.696,82	R\$ 1.235.731,24	R\$ 1.225.845,39
R\$ 1.255.742,76	R\$ 1.245.696,82	R\$ 1.235.731,24	R\$ 1.225.845,39
-R\$ 65.450,00	-R\$ 65.450,00	-R\$ 1.570.800,00	-R\$ 65.450,00
-R\$ 65.450,00	-R\$ 65.450,00	-R\$ 65.450,00	-R\$ 65.450,00
		-R\$ 1.505.350,00	
R\$ 1.190.292,76	R\$ 1.180.246,82	-R\$ 335.068,76	R\$ 1.160.395,39
R\$ 14.993.047,82	R\$ 16.173.294,63	R\$ 15.838.225,88	R\$ 16.998.621,27
R\$ 399.022,31	R\$ 372.345,76	R\$ 99.480,44	R\$ 324.220,11
R\$ 6.666.372,38	R\$ 7.038.718,14	R\$ 7.138.198,58	R\$ 7.462.418,70
800.493	747.308	697.656	651.303

CAMACĂ - BA			
22	23	24	25
2.176.161	2.158.751	2.141.481	2.124.350
R\$ 1.216.038,63	R\$ 1.206.310,32	R\$ 1.196.659,84	R\$ 1.187.086,56
R\$ 1.216.038,63	R\$ 1.206.310,32	R\$ 1.196.659,84	R\$ 1.187.086,56
-R\$ 65.450,00	-R\$ 65.450,00	-R\$ 65.450,00	-R\$ 65.450,00
-R\$ 65.450,00	-R\$ 65.450,00	-R\$ 65.450,00	-R\$ 65.450,00
R\$ 1.150.588,63	R\$ 1.140.860,32	R\$ 1.131.209,84	R\$ 1.121.636,56
R\$ 18.149.209,90	R\$ 19.290.070,22	R\$ 20.421.280,06	R\$ 21.542.916,62
R\$ 302.540,99	R\$ 282.310,36	R\$ 263.431,49	R\$ 245.814,14
R\$ 7.764.959,69	R\$ 8.047.270,04	R\$ 8.310.701,54	R\$ 8.556.515,68
608.030	567.632	529.918	494.710

DIVINÓPOLIS - MG		DIVINÓPOLIS - MG		
	ANO	0	1	2
Geração Anual		0	1.810.000	1.795.520
Receita [R\$]	R\$	-	R\$ 1.615.483,50	R\$ 1.602.559,63
Economia para compensação			R\$ 1.615.483,50	R\$ 1.602.559,63
Saída [R\$]	-R\$	4.609.920,00	-R\$ 46.099,20	-R\$ 46.099,20
Investimento inicial	-R\$	4.609.920,00		
Custo anual (O&M) - IPCA			-R\$ 46.099,20	-R\$ 46.099,20
Despesas extraordinárias				
Fluxo de caixa	-R\$	4.609.920,00	R\$ 1.569.384,30	R\$ 1.556.460,43
Fluxo de caixa acumulado	-R\$	4.609.920,00	-R\$ 3.040.535,70	-R\$ 1.484.075,27
Valor Presente - VP	-R\$	4.609.920,00	R\$ 1.476.928,57	R\$ 1.378.473,62
VPL acumulado	-R\$	4.609.920,00	-R\$ 3.132.991,43	-R\$ 1.754.517,81
LCOE				
VP - ENERGIA (kWh)		0	1.810.000	1.689.742

DIVINÓPOLIS - MG				
3	4	5	6	7
1.781.156	1.766.907	1.752.771	1.738.749	1.724.839
R\$ 1.589.739,15	R\$ 1.577.021,24	R\$ 1.564.405,07	R\$ 1.551.889,83	R\$ 1.539.474,71
R\$ 1.589.739,15	R\$ 1.577.021,24	R\$ 1.564.405,07	R\$ 1.551.889,83	R\$ 1.539.474,71
-R\$ 46.099,20				
-R\$ 46.099,20				
R\$ 1.543.639,95	R\$ 1.530.922,04	R\$ 1.518.305,87	R\$ 1.505.790,63	R\$ 1.493.375,51
R\$ 59.564,68	R\$ 1.590.486,72	R\$ 3.108.792,59	R\$ 4.614.583,22	R\$ 6.107.958,73
R\$ 1.286.579,35	R\$ 1.200.808,71	R\$ 1.120.753,78	R\$ 1.046.033,81	R\$ 976.293,38
-R\$ 467.938,46	R\$ 732.870,25	R\$ 1.853.624,03	R\$ 2.899.657,84	R\$ 3.875.951,22
1.577.474	1.472.666	1.374.821	1.283.476	1.198.201

DIVINÓPOLIS - MG		DIVINÓPOLIS - MG		
8	9	10	11	12
1.711.040	1.697.352	1.683.773	1.670.303	1.656.941
R\$ 1.527.158,91	R\$ 1.514.941,64	R\$ 1.502.822,11	R\$ 1.490.799,53	R\$ 1.478.873,14
R\$ 1.527.158,91	R\$ 1.514.941,64	R\$ 1.502.822,11	R\$ 1.490.799,53	R\$ 1.478.873,14
-R\$ 46.099,20	-R\$ 46.099,20	-R\$ 1.106.380,80	-R\$ 46.099,20	-R\$ 46.099,20
-R\$ 46.099,20	-R\$ 46.099,20	-R\$ 46.099,20	-R\$ 46.099,20	-R\$ 46.099,20
		-R\$ 1.060.281,60		
R\$ 1.481.059,71	R\$ 1.468.842,44	R\$ 396.441,31	R\$ 1.444.700,33	R\$ 1.432.773,94
R\$ 7.589.018,44	R\$ 9.057.860,89	R\$ 9.454.302,19	R\$ 10.899.002,53	R\$ 12.331.776,46
R\$ 911.200,77	R\$ 850.446,32	R\$ 216.013,45	R\$ 740.815,13	R\$ 691.416,81
R\$ 4.787.151,99	R\$ 5.637.598,31	R\$ 5.853.611,76	R\$ 6.594.426,89	R\$ 7.285.843,70
1.118.592	1.044.272	974.889	910.117	849.648

DIVINÓPOLIS - MG				DIVINÓPOLIS - MG	
13	14	15	16	17	
1.643.685	1.630.536	1.617.491	1.604.551	1.591.715	
R\$ 1.467.042,15	R\$ 1.455.305,81	R\$ 1.443.663,37	R\$ 1.432.114,06	R\$ 1.420.657,15	
R\$ 1.467.042,15	R\$ 1.455.305,81	R\$ 1.443.663,37	R\$ 1.432.114,06	R\$ 1.420.657,15	
-R\$ 46.099,20					
-R\$ 46.099,20					
R\$ 1.420.942,95	R\$ 1.409.206,61	R\$ 1.397.564,17	R\$ 1.386.014,86	R\$ 1.374.557,95	
R\$ 13.752.719,41	R\$ 15.161.926,03	R\$ 16.559.490,19	R\$ 17.945.505,05	R\$ 19.320.063,00	
R\$ 645.311,03	R\$ 602.278,43	R\$ 562.114,23	R\$ 524.627,32	R\$ 489.639,29	
R\$ 7.931.154,73	R\$ 8.533.433,16	R\$ 9.095.547,40	R\$ 9.620.174,72	R\$ 10.109.814,00	
793.197	740.496	691.297	645.367	602.488	

DIVINÓPOLIS - MG			
18	19	20	21
1.578.981	1.566.350	1.553.819	1.541.388
R\$ 1.409.291,89	R\$ 1.398.017,55	R\$ 1.386.833,41	R\$ 1.375.738,75
R\$ 1.409.291,89	R\$ 1.398.017,55	R\$ 1.386.833,41	R\$ 1.375.738,75
-R\$ 46.099,20	-R\$ 46.099,20	-R\$ 1.106.380,80	-R\$ 46.099,20
-R\$ 46.099,20	-R\$ 46.099,20	-R\$ 46.099,20	-R\$ 46.099,20
		-R\$ 1.060.281,60	
R\$ 1.363.192,69	R\$ 1.351.918,35	R\$ 280.452,61	R\$ 1.329.639,55
R\$ 20.683.255,69	R\$ 22.035.174,04	R\$ 22.315.626,66	R\$ 23.645.266,21
R\$ 456.983,63	R\$ 426.504,92	R\$ 83.265,15	R\$ 371.507,75
R\$ 10.566.797,63	R\$ 10.993.302,55	R\$ 11.076.567,70	R\$ 11.448.075,45
562.458	525.088	490.201	457.631

DIVINÓPOLIS - MG			
22	23	24	25
1.529.057	1.516.825	1.504.690	1.492.652
R\$ 1.364.732,84	R\$ 1.353.814,97	R\$ 1.342.984,45	R\$ 1.332.240,58
R\$ 1.364.732,84	R\$ 1.353.814,97	R\$ 1.342.984,45	R\$ 1.332.240,58
-R\$ 46.099,20	-R\$ 46.099,20	-R\$ 46.099,20	-R\$ 46.099,20
-R\$ 46.099,20	-R\$ 46.099,20	-R\$ 46.099,20	-R\$ 46.099,20
R\$ 1.318.633,64	R\$ 1.307.715,77	R\$ 1.296.885,25	R\$ 1.286.141,38
R\$ 24.963.899,84	R\$ 26.271.615,62	R\$ 27.568.500,87	R\$ 28.854.642,25
R\$ 346.727,51	R\$ 323.599,39	R\$ 302.013,30	R\$ 281.866,47
R\$ 11.794.802,96	R\$ 12.118.402,35	R\$ 12.420.415,65	R\$ 12.702.282,13
427.226	398.841	372.341	347.603

JAÚ - SP		JAÚ - SP		
	ANO	0	1	2
Geração Anual - kWh		0	3.139.000	3.113.888
Receita [R\$]		R\$ -	R\$ 2.256.714,47	R\$ 2.238.660,76
Economia para compensação			R\$ 2.256.714,47	R\$ 2.238.660,76
Saída [R\$]		-R\$ 7.962.790,00	-R\$ 79.627,90	-R\$ 79.627,90
Investimento inicial		-R\$ 7.962.790,00		
Custo anual (O&M)			-R\$ 79.627,90	-R\$ 79.627,90
Despesas extraordinárias				
Fluxo de caixa		-R\$ 7.962.790,00	R\$ 2.177.086,57	R\$ 2.159.032,86
Fluxo de caixa acumulado		-R\$ 7.962.790,00	-R\$ 5.785.703,43	-R\$ 3.626.670,57
Valor Presente - VP		-R\$ 7.962.790,00	R\$ 2.048.829,83	R\$ 1.912.139,75
VPL acumulado		-R\$ 7.962.790,00	-R\$ 5.913.960,17	-R\$ 4.001.820,43
LCOE				
VP - ENERGIA (kWh)		0	3.139.000	2.930.442

JAÚ - SP				
3	4	5	6	7
3.088.977	3.064.265	3.039.751	3.015.433	2.991.309
R\$ 2.220.751,47	R\$ 2.202.985,46	R\$ 2.185.361,58	R\$ 2.167.878,68	R\$ 2.150.535,65
R\$ 2.220.751,47	R\$ 2.202.985,46	R\$ 2.185.361,58	R\$ 2.167.878,68	R\$ 2.150.535,65
-R\$ 79.627,90	-R\$ 79.627,90	-R\$ 79.627,90	-R\$ 79.627,90	-R\$ 79.627,90
-R\$ 79.627,90	-R\$ 79.627,90	-R\$ 79.627,90	-R\$ 79.627,90	-R\$ 79.627,90
R\$ 2.141.123,57	R\$ 2.123.357,56	R\$ 2.105.733,68	R\$ 2.088.250,78	R\$ 2.070.907,75
-R\$ 1.485.546,99	R\$ 637.810,57	R\$ 2.743.544,24	R\$ 4.831.795,03	R\$ 6.902.702,78
R\$ 1.784.564,70	R\$ 1.665.497,12	R\$ 1.554.369,93	R\$ 1.450.653,81	R\$ 1.353.854,75
-R\$ 2.217.255,73	-R\$ 551.758,61	R\$ 1.002.611,32	R\$ 2.453.265,13	R\$ 3.807.119,88
2.735.741	2.553.977	2.384.288	2.225.874	2.077.985

JAÚ - SP		JAÚ - SP		
8	9	10	11	12
2.967.379	2.943.640	2.920.091	2.896.730	2.873.556
R\$ 2.133.331,37	R\$ 2.116.264,72	R\$ 2.099.334,60	R\$ 2.082.539,92	R\$ 2.065.879,60
R\$ 2.133.331,37	R\$ 2.116.264,72	R\$ 2.099.334,60	R\$ 2.082.539,92	R\$ 2.065.879,60
-R\$ 79.627,90	-R\$ 79.627,90	-R\$ 1.911.069,60	-R\$ 79.627,90	-R\$ 79.627,90
-R\$ 79.627,90	-R\$ 79.627,90	-R\$ 79.627,90	-R\$ 79.627,90	-R\$ 79.627,90
		-R\$ 1.831.441,70		
R\$ 2.053.703,47	R\$ 2.036.636,82	R\$ 188.265,00	R\$ 2.002.912,02	R\$ 1.986.251,70
R\$ 8.956.406,25	R\$ 10.993.043,07	R\$ 11.181.308,07	R\$ 13.184.220,09	R\$ 15.170.471,80
R\$ 1.263.511,63	R\$ 1.179.194,07	R\$ 102.582,07	R\$ 1.027.055,58	R\$ 958.509,77
R\$ 5.070.631,52	R\$ 6.249.825,59	R\$ 6.352.407,66	R\$ 7.379.463,24	R\$ 8.337.973,01
1.939.922	1.811.032	1.690.706	1.578.374	1.473.506

JAÚ - SP				JAÚ - SP	
13	14	15	16	17	
2.850.568	2.827.763	2.805.141	2.782.700	2.760.438	
R\$ 2.049.352,57	R\$ 2.032.957,75	R\$ 2.016.694,09	R\$ 2.000.560,53	R\$ 1.984.556,05	
R\$ 2.049.352,57	R\$ 2.032.957,75	R\$ 2.016.694,09	R\$ 2.000.560,53	R\$ 1.984.556,05	
-R\$ 79.627,90					
-R\$ 79.627,90					
R\$ 1.969.724,67	R\$ 1.953.329,85	R\$ 1.937.066,19	R\$ 1.920.932,63	R\$ 1.904.928,15	
R\$ 17.140.196,47	R\$ 19.093.526,31	R\$ 21.030.592,50	R\$ 22.951.525,13	R\$ 24.856.453,28	
R\$ 894.536,31	R\$ 834.830,34	R\$ 779.107,32	R\$ 727.101,68	R\$ 678.565,54	
R\$ 9.232.509,32	R\$ 10.067.339,66	R\$ 10.846.446,98	R\$ 11.573.548,66	R\$ 12.252.114,21	
1.375.605	1.284.208	1.198.885	1.119.230	1.044.867	

JAÚ - SP			
18	19	20	21
2.738.355	2.716.448	2.694.717	2.673.159
R\$ 1.968.679,60	R\$ 1.952.930,16	R\$ 1.937.306,72	R\$ 1.921.808,27
R\$ 1.968.679,60	R\$ 1.952.930,16	R\$ 1.937.306,72	R\$ 1.921.808,27
-R\$ 79.627,90	-R\$ 79.627,90	-R\$ 1.911.069,60	-R\$ 79.627,90
-R\$ 79.627,90	-R\$ 79.627,90	-R\$ 79.627,90	-R\$ 79.627,90
		-R\$ 1.831.441,70	
R\$ 1.889.051,70	R\$ 1.873.302,26	R\$ 26.237,12	R\$ 1.842.180,37
R\$ 26.745.504,98	R\$ 28.618.807,24	R\$ 28.645.044,37	R\$ 30.487.224,73
R\$ 633.267,55	R\$ 590.991,78	R\$ 7.789,69	R\$ 514.714,15
R\$ 12.885.381,76	R\$ 13.476.373,54	R\$ 13.484.163,22	R\$ 13.998.877,37
975.445	910.636	850.133	793.649

JAÚ - SP			
22	23	24	25
2.651.774	2.630.559	2.609.515	2.588.639
R\$ 1.906.433,80	R\$ 1.891.182,33	R\$ 1.876.052,87	R\$ 1.861.044,45
R\$ 1.906.433,80	R\$ 1.891.182,33	R\$ 1.876.052,87	R\$ 1.861.044,45
-R\$ 79.627,90	-R\$ 79.627,90	-R\$ 79.627,90	-R\$ 79.627,90
-R\$ 79.627,90	-R\$ 79.627,90	-R\$ 79.627,90	-R\$ 79.627,90
R\$ 1.826.805,90	R\$ 1.811.554,43	R\$ 1.796.424,97	R\$ 1.781.416,55
R\$ 32.314.030,64	R\$ 34.125.585,07	R\$ 35.922.010,04	R\$ 37.703.426,59
R\$ 480.348,62	R\$ 448.276,24	R\$ 418.344,06	R\$ 390.409,33
R\$ 14.479.225,99	R\$ 14.927.502,24	R\$ 15.345.846,30	R\$ 15.736.255,63
740.918	691.691	645.735	602.832

APÊNDICE B – RESULTADOS DA SIMULAÇÃO COM PVsyst
UFV ATERRO BRASÍLIA – DF

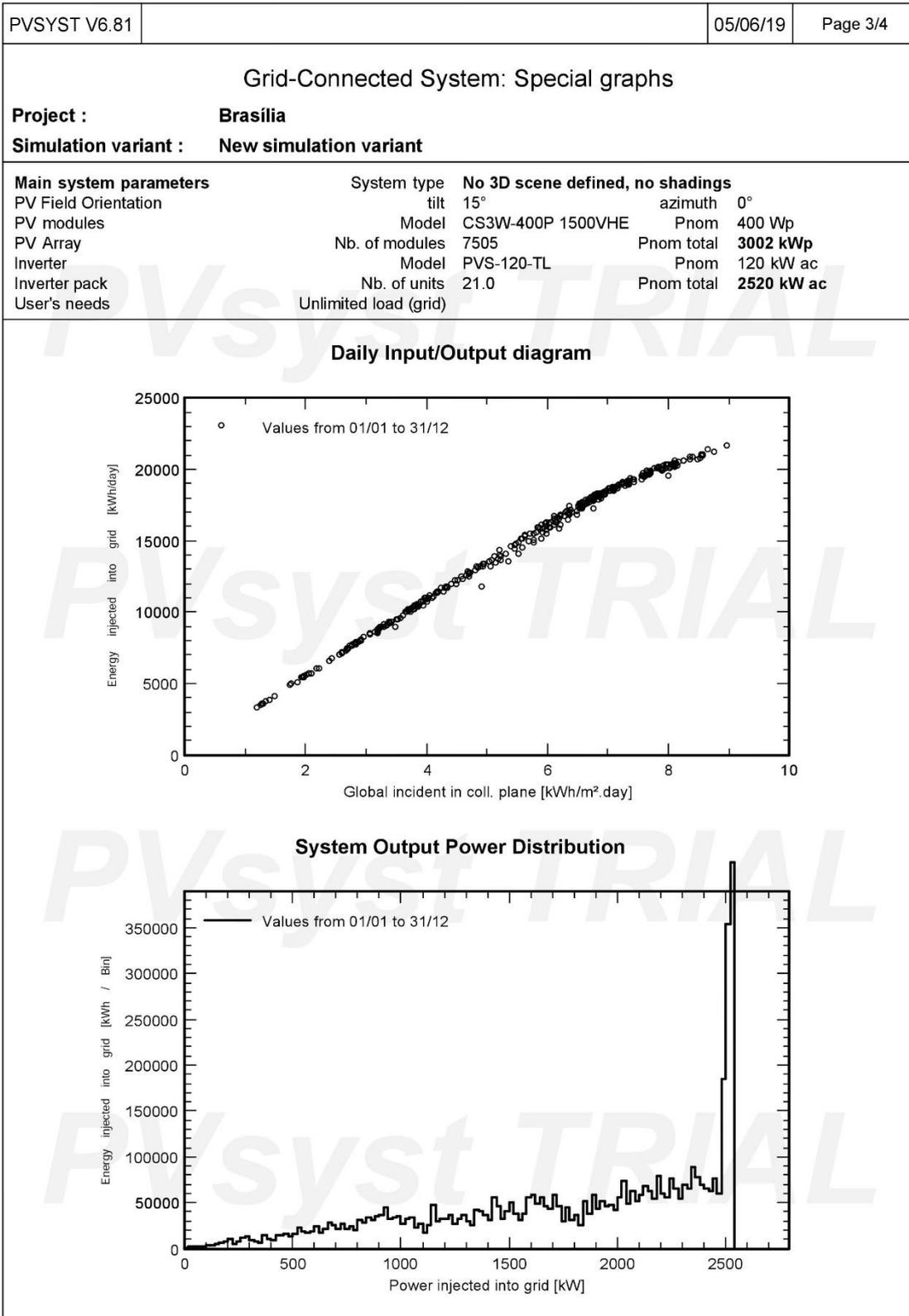
PVSYST V6.81		05/06/19	Page 1/4						
Grid-Connected System: Simulation parameters									
Project : Brasília									
Geographical Site	Brasilia	Country	Brazil						
Situation	Latitude -15.78° S	Longitude	-47.93° W						
Time defined as	Legal Time	Time zone	UT-3						
	Albedo	Altitude	1158 m						
Meteo data:	Brasilia	MeteoNorm 7.2 station - Synthetic							
Simulation variant : New simulation variant									
	Simulation date	05/06/19 08h18							
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings							
Collector Plane Orientation	Tilt	15°	Azimuth 0°						
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm						
Horizon	Free Horizon								
Near Shadings	No Shadings								
User's needs :	Unlimited load (grid)								
PV Array Characteristics									
PV module	Si-poly	Model	CS3W-400P 1500VHE						
Custom parameters definition	Manufacturer	Canadian Solar Inc.							
Number of PV modules	In series	19 modules	In parallel 395 strings						
Total number of PV modules	Nb. modules	7505	Unit Nom. Power 400 Wp						
Array global power	Nominal (STC)	3002 kWp	At operating cond. 2725 kWp (50°C)						
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	667 V	I mpp 4088 A						
Total area	Module area	16580 m²	Cell area 14892 m²						
Inverter									
Original PVsyst database	Model	PVS-120-TL							
Characteristics	Manufacturer	ABB							
	Operating Voltage	360-1000 V	Unit Nom. Power 120 kWac						
Inverter pack	Nb. of inverters	21 units	Total Power 2520 kWac						
			Pnom ratio 1.19						
PV Array loss factors									
Thermal Loss factor	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s						
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	2.7 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC						
Module Quality Loss			Loss Fraction -0.3 %						
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP						
Strings Mismatch loss			Loss Fraction 0.10 %						
Incidence effect (IAM): User defined profile									
	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
	1.000	1.000	1.000	0.990	0.990	0.970	0.920	0.760	0.000

PVsyst Evaluation mode

UFV ATERRO BRASÍLIA – DF

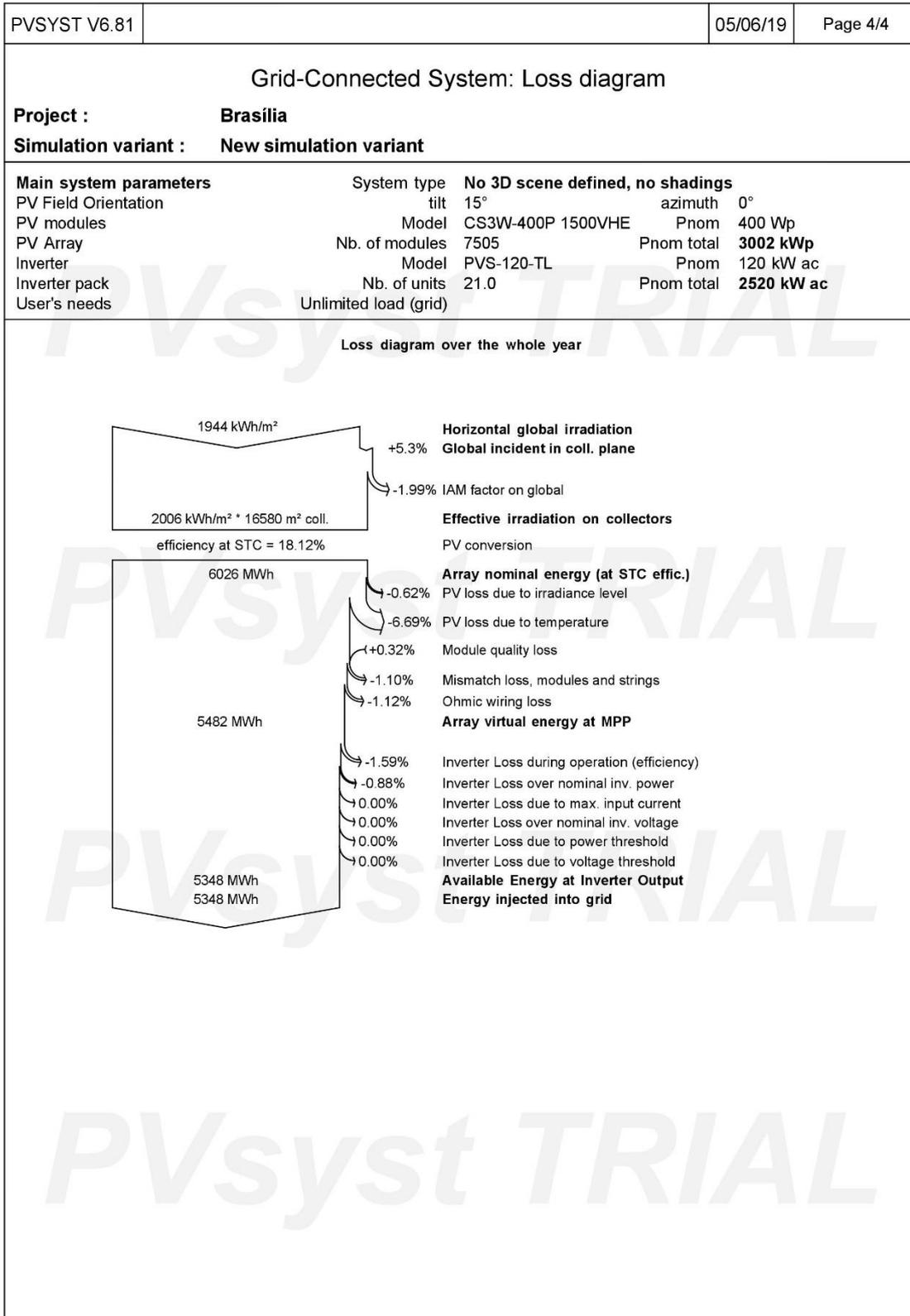
PVSYST V6.81		05/06/19	Page 2/4					
Grid-Connected System: Main results								
Project :		Brasília						
Simulation variant :		New simulation variant						
Main system parameters								
System type		No 3D scene defined, no shadings						
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth 0°					
PV modules	Model	CS3W-400P 1500VHE	Pnom 400 Wp					
PV Array	Nb. of modules	7505	Pnom total 3002 kWp					
Inverter	Model	PVS-120-TL	Pnom 120 kW ac					
Inverter pack	Nb. of units	21.0	Pnom total 2520 kW ac					
User's needs	Unlimited load (grid)							
Main simulation results								
System Production		Produced Energy	5348 MWh/year					
		Performance Ratio PR	87.03 %					
		Specific prod.	1781 kWh/kWp/year					
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> <p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 3002 kWp</p> <p> ■ Lc : Collection Loss (PV-array losses) 0.65 kWh/kWp/day ■ Ls : System Loss (inverter, ...) 0.08 kWh/kWp/day ■ Yf : Produced useful energy (inverter output) 4.88 kWh/kWp/day </p> </div> <div style="width: 45%;"> <p>Performance Ratio PR</p> <p>PR : Performance Ratio (Yf / Yr) : 0.870</p> </div> </div>								
New simulation variant								
Balances and main results								
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	
January	169.6	74.80	23.40	159.1	155.4	415.9	409.3	0.857
February	167.5	64.80	22.40	162.8	159.4	432.2	425.1	0.870
March	168.2	70.20	22.10	172.7	169.1	453.2	446.0	0.860
April	155.3	61.50	21.80	168.4	165.1	445.4	438.2	0.867
May	149.3	40.40	20.40	173.4	170.5	464.4	456.8	0.878
June	149.5	34.50	18.90	179.6	176.8	486.1	478.1	0.887
July	163.4	37.00	19.40	194.7	191.7	525.5	516.9	0.885
August	182.3	43.00	20.90	206.1	202.9	547.1	538.2	0.870
September	178.8	46.70	22.30	190.2	186.6	500.1	491.9	0.862
October	167.1	77.60	23.50	164.7	160.8	430.0	423.2	0.856
November	142.4	77.80	21.90	135.2	131.6	358.5	353.2	0.870
December	150.2	78.50	21.49	139.9	136.2	376.1	370.6	0.882
Year	1943.6	706.80	21.54	2046.9	2006.2	5434.6	5347.6	0.870
Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings				
	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array				
	T_Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid				
	GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio				

UFV ATERRO BRASÍLIA – DF



PVsyst Evaluation mode

UFV ATERRO BRASÍLIA – DF



UFV ATERRO CARPINA – PE

PVSYST V6.81	05/06/19	Page 1/4							
Grid-Connected System: Simulation parameters									
Project : Carpina - PE									
Geographical Site	Carpina	Country Brazil							
Situation	Latitude -7.85° S	Longitude -35.25° W							
Time defined as	Legal Time Time zone UT-3	Altitude 184 m							
Meteo data:	Carpina	Meteonorm 7.2 (2009-2014), Sat=100% - Synthetic							
Simulation variant : CARPINA									
	Simulation date	05/06/19 08h34							
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings							
Collector Plane Orientation	Tilt 10°	Azimuth 0°							
Models used	Transposition Perez	Diffuse Perez, Meteonorm							
Horizon	Free Horizon								
Near Shadings	No Shadings								
User's needs :	Unlimited load (grid)								
PV Array Characteristics									
PV module	Si-poly	Model CS3W-400P 1500VHE							
Custom parameters definition	Manufacturer	Canadian Solar Inc.							
Number of PV modules	In series 19 modules	In parallel 395 strings							
Total number of PV modules	Nb. modules 7505	Unit Nom. Power 400 Wp							
Array global power	Nominal (STC) 3002 kWp	At operating cond. 2725 kWp (50°C)							
Array operating characteristics (50°C)	U mpp 667 V	I mpp 4088 A							
Total area	Module area 16580 m²	Cell area 14892 m²							
Inverter	Model PVS-120-TL								
Original PVsyst database	Manufacturer	ABB							
Characteristics	Operating Voltage 360-1000 V	Unit Nom. Power 120 kWac							
Inverter pack	Nb. of inverters 20 units	Total Power 2400 kWac Pnom ratio 1.25							
PV Array loss factors									
Thermal Loss factor	Uc (const) 29.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s							
Wiring Ohmic Loss	Global array res. 2.7 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC							
Module Quality Loss		Loss Fraction -0.3 %							
Module Mismatch Losses		Loss Fraction 1.0 % at MPP							
Strings Mismatch loss		Loss Fraction 0.10 %							
Incidence effect (IAM): User defined profile									
	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
	1.000	1.000	1.000	0.990	0.990	0.970	0.920	0.760	0.000

PVsyst Evaluation mode

UFV ATERRO CARPINA – PE

PVSYST V6.81		05/06/19	Page 2/4					
Grid-Connected System: Main results								
Project :		Carpina - PE						
Simulation variant :		CARPINA						
Main system parameters								
System type		No 3D scene defined, no shadings						
PV Field Orientation	tilt	10°	azimuth 0°					
PV modules	Model	CS3W-400P 1500VHE	Pnom 400 Wp					
PV Array	Nb. of modules	7505	Pnom total 3002 kWp					
Inverter	Model	PVS-120-TL	Pnom 120 kW ac					
Inverter pack	Nb. of units	20.0	Pnom total 2400 kW ac					
User's needs	Unlimited load (grid)							
Main simulation results								
System Production		Produced Energy	4966 MWh/year					
		Performance Ratio PR	85.81 %					
		Specific prod.	1654 kWh/kWp/year					
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> <p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 3002 kWp</p> <p> Lc : Collection Loss (PV-array losses) 0.68 kWh/kWp/day Ls : System Loss (inverter, ...) 0.07 kWh/kWp/day Yf : Produced useful energy (inverter output) 4.53 kWh/kWp/day </p> </div> <div style="width: 45%;"> <p>Performance Ratio PR</p> <p>PR : Performance Ratio (Yf / Yr) : 0.858</p> </div> </div>								
CARPINA								
Balances and main results								
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	
January	182.9	84.27	28.22	173.3	169.0	451.9	444.5	0.854
February	161.2	71.92	28.37	156.6	153.2	405.2	398.7	0.848
March	175.6	82.47	28.41	176.4	172.6	455.6	448.5	0.847
April	155.5	67.50	27.33	161.7	158.3	421.8	415.3	0.856
May	139.8	63.58	26.86	149.5	146.2	393.1	387.2	0.863
June	120.1	62.18	25.35	129.7	126.7	347.1	341.9	0.878
July	128.0	66.66	25.30	137.4	134.2	367.9	362.4	0.878
August	142.8	69.43	25.47	150.1	146.8	398.2	392.2	0.870
September	158.2	68.71	26.05	161.1	157.6	419.0	412.4	0.853
October	185.2	71.49	27.22	182.0	177.9	473.7	466.1	0.853
November	187.9	63.51	27.35	178.0	173.7	460.1	452.7	0.847
December	183.0	83.26	28.02	172.0	167.7	451.9	444.8	0.861
Year	1920.2	854.99	26.99	1927.9	1883.9	5045.6	4966.4	0.858
Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings				
	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array				
	T_Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid				
	GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio				

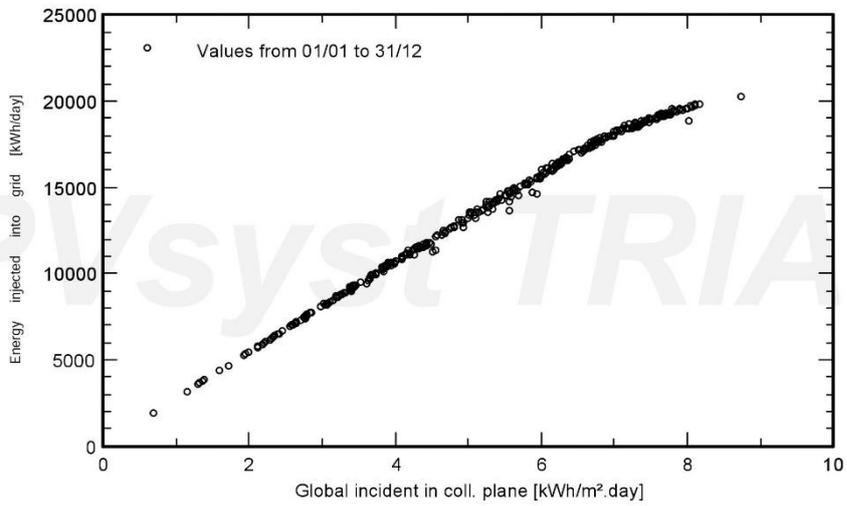
UFV ATERRO CARPINA – PE

Grid-Connected System: Special graphs

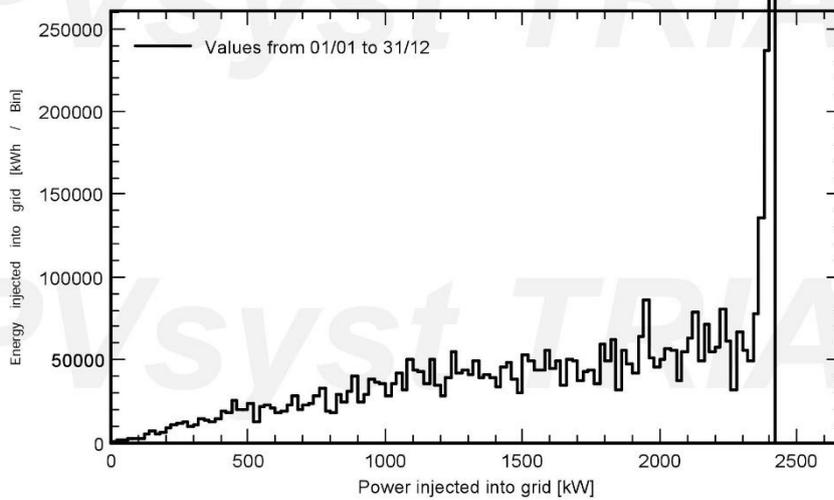
Project : Carpina - PE
Simulation variant : CARPINA

Main system parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	tilt	10°	azimuth 0°
PV modules	Model	CS3W-400P 1500VHE	Pnom 400 Wp
PV Array	Nb. of modules	7505	Pnom total 3002 kWp
Inverter	Model	PVS-120-TL	Pnom 120 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	20.0	Pnom total 2400 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

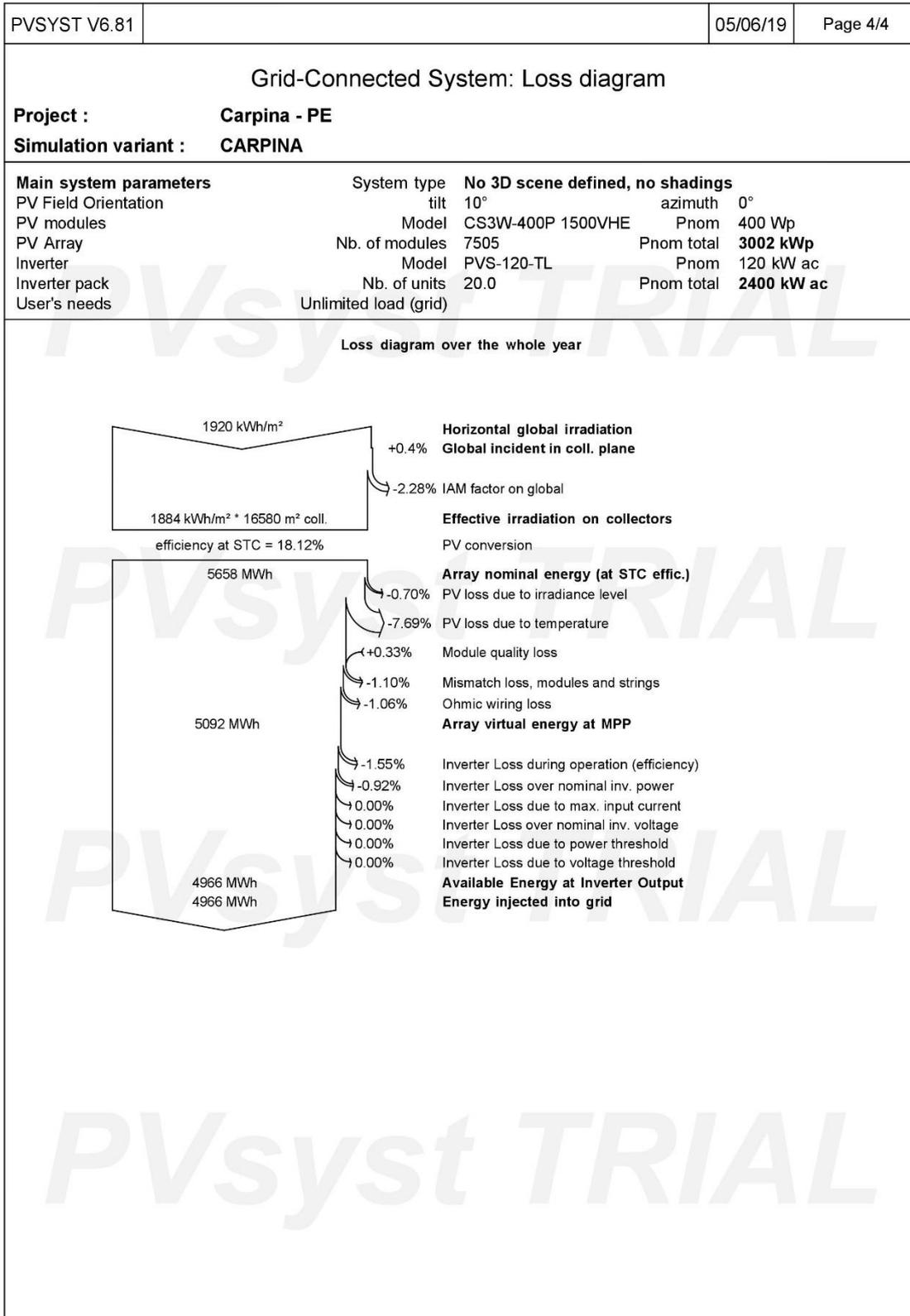
Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



UFV ATERRO CARPINA – PE



UFV ATERRO CAMACAN – BA

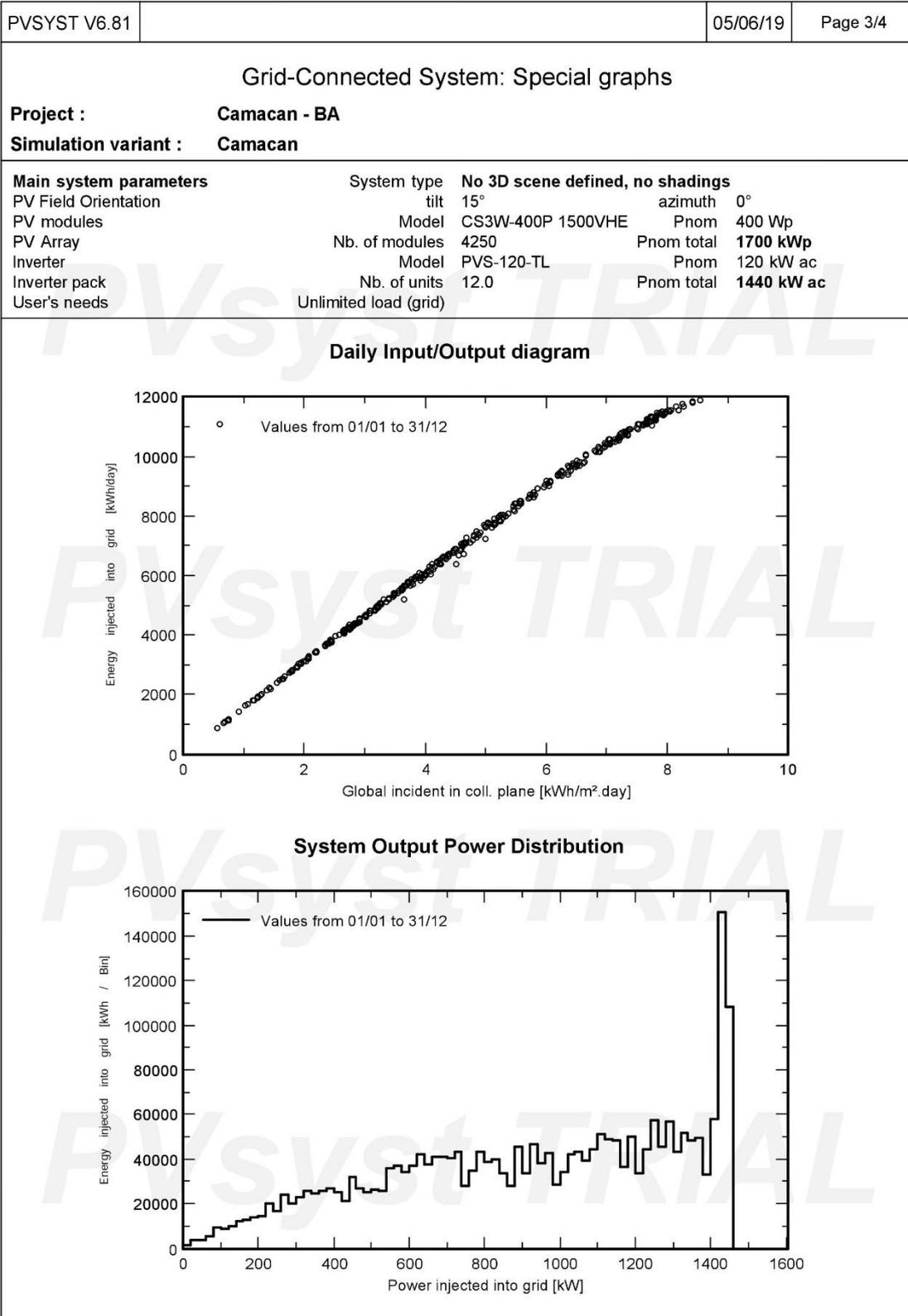
PVSYST V6.81	05/06/19	Page 1/4																		
Grid-Connected System: Simulation parameters																				
Project : Camacan - BA																				
Geographical Site	Camacan	Country Brazil																		
Situation	Latitude -15.42° S	Longitude -39.49° W																		
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-3																		
	Albedo	0.20																		
Meteo data:	Camacan	Meteonorm 7.2, Sat=100% - Synthetic																		
Simulation variant : Camacan																				
	Simulation date	05/06/19 08h40																		
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings																		
Collector Plane Orientation	Tilt	15°																		
	Azimuth	0°																		
Models used	Transposition	Perez																		
	Diffuse	Perez, Meteonorm																		
Horizon	Free Horizon																			
Near Shadings	No Shadings																			
User's needs :	Unlimited load (grid)																			
PV Array Characteristics																				
PV module	Si-poly	Model CS3W-400P 1500VHE																		
Custom parameters definition	Manufacturer	Canadian Solar Inc.																		
Number of PV modules	In series	17 modules																		
Total number of PV modules	Nb. modules	4250																		
Array global power	Nominal (STC)	1700 kWp																		
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	596 V																		
Total area	Module area	9389 m²																		
	In parallel	250 strings																		
	Unit Nom. Power	400 Wp																		
	At operating cond.	1543 kWp (50°C)																		
	I mpp	2587 A																		
	Cell area	8433 m²																		
Inverter	Model	PVS-120-TL																		
Original PVsyst database	Manufacturer	ABB																		
Characteristics	Operating Voltage	360-1000 V																		
	Unit Nom. Power	120 kWac																		
Inverter pack	Nb. of inverters	12 units																		
	Total Power	1440 kWac																		
	Pnom ratio	1.18																		
PV Array loss factors																				
Thermal Loss factor	Uc (const)	29.0 W/m²K																		
	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s																		
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	3.8 mOhm																		
Module Quality Loss	Loss Fraction	1.5 % at STC																		
Module Mismatch Losses	Loss Fraction	-0.3 %																		
Strings Mismatch loss	Loss Fraction	1.0 % at MPP																		
Incidence effect (IAM): User defined profile	Loss Fraction	0.10 %																		
	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <tr> <td>10°</td> <td>20°</td> <td>30°</td> <td>40°</td> <td>50°</td> <td>60°</td> <td>70°</td> <td>80°</td> <td>90°</td> </tr> <tr> <td>1.000</td> <td>1.000</td> <td>1.000</td> <td>0.990</td> <td>0.990</td> <td>0.970</td> <td>0.920</td> <td>0.760</td> <td>0.000</td> </tr> </table>		10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°	1.000	1.000	1.000	0.990	0.990	0.970	0.920	0.760	0.000
10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°												
1.000	1.000	1.000	0.990	0.990	0.970	0.920	0.760	0.000												

PVsyst Evaluation mode

UFV ATERRO CAMACAN – BA

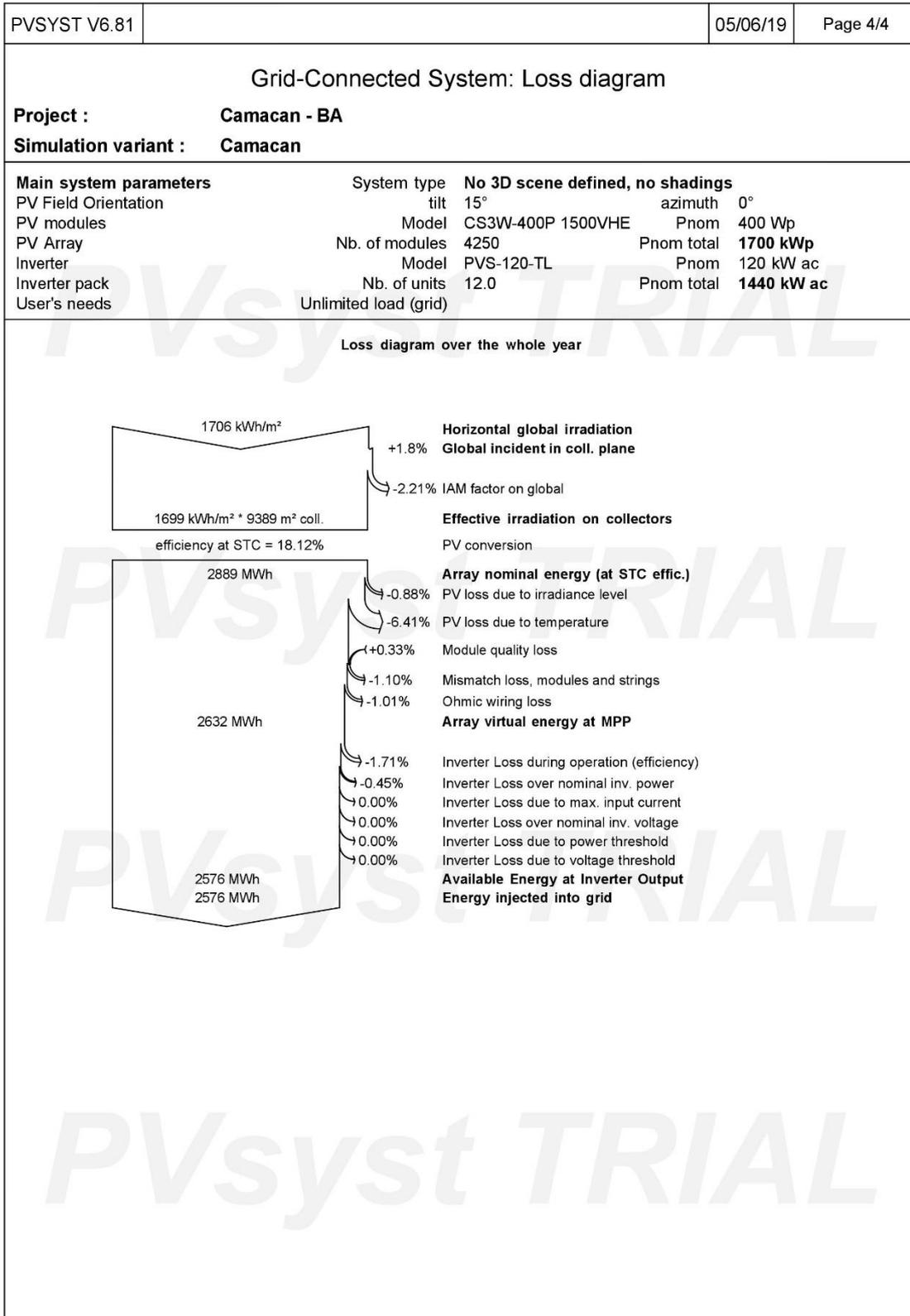
PVSYST V6.81		05/06/19	Page 2/4					
Grid-Connected System: Main results								
Project :		Camacan - BA						
Simulation variant :		Camacan						
Main system parameters		System type						
PV Field Orientation		tilt 15° azimuth 0°						
PV modules		Model CS3W-400P 1500VHE Pnom 400 Wp						
PV Array		Nb. of modules 4250 Pnom total 1700 kWp						
Inverter		Model PVS-120-TL Pnom 120 kW ac						
Inverter pack		Nb. of units 12.0 Pnom total 1440 kW ac						
User's needs		Unlimited load (grid)						
Main simulation results		No 3D scene defined, no shadings						
System Production		Produced Energy 2576 MWh/year						
		Specific prod. 1515 kWh/kWp/year						
		Performance Ratio PR 87.23 %						
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> <p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 1700 kWp</p> <p> Legend for Normalized productions: Produced useful energy (inverter output): 4.15 kWh/kWp/day System Loss (inverter, ...): 0.07 kWh/kWp/day Collection Loss (PV-array losses): 0.53 kWh/kWp/day PV array losses: 0.07 kWh/kWp/day </p> </div> <div style="width: 45%;"> <p>Performance Ratio PR</p> <p>PR : Performance Ratio (Yf / Yr) : 0.872</p> </div> </div>								
Camacan								
Balances and main results								
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	
January	179.6	72.05	25.71	167.5	163.4	249.2	244.8	0.860
February	159.2	74.79	25.74	154.9	151.2	231.5	227.5	0.864
March	155.5	71.12	25.59	158.4	155.0	236.7	232.6	0.864
April	125.4	64.89	24.45	133.6	130.7	200.3	196.9	0.867
May	114.1	58.23	23.69	127.6	124.9	194.4	191.1	0.881
June	97.5	45.20	22.10	112.0	109.8	172.2	169.2	0.889
July	111.5	58.52	21.71	126.2	123.5	194.8	191.5	0.893
August	132.4	64.01	22.12	144.7	141.8	221.7	218.0	0.886
September	129.4	59.97	22.68	134.3	131.5	201.7	198.4	0.869
October	150.3	77.69	24.11	148.3	145.0	223.4	219.6	0.871
November	167.3	83.75	24.53	159.1	155.5	239.9	235.7	0.871
December	183.8	79.67	25.39	170.2	166.2	255.0	250.5	0.866
Year	1706.2	809.90	23.98	1736.9	1698.6	2620.8	2575.7	0.872
Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation		GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings			
	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation		EArray	Effective energy at the output of the array			
	T_Amb	Ambient Temperature		E_Grid	Energy injected into grid			
	GlobInc	Global incident in coll. plane		PR	Performance Ratio			

UFV ATERRO CAMACAN – BA



PVsyst Evaluation mode

UFV ATERRO CAMACAN – BA



UFV ATERRO DIVINÓPOLIS – MG

PVSYST V6.81	05/06/19	Page 1/4																		
Grid-Connected System: Simulation parameters																				
Project : Divinópolis - MG																				
Geographical Site	Divinópolis	Country Brazil																		
Situation	Latitude -20.14° S	Longitude -44.89° W																		
Time defined as	Legal Time Time zone UT-3	Altitude 741 m																		
Meteo data:	Divinópolis	Meteonorm 7.2, Sat=100% - Synthetic																		
Simulation variant : Divinópolis																				
	Simulation date	05/06/19 08h55																		
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings																		
Collector Plane Orientation	Tilt 20°	Azimuth 0°																		
Models used	Transposition Perez	Diffuse Perez, Meteonorm																		
Horizon	Free Horizon																			
Near Shadings	No Shadings																			
User's needs :	Unlimited load (grid)																			
PV Array Characteristics																				
PV module	Si-poly Model	CS3W-400P 1500VHE																		
Custom parameters definition	Manufacturer	Canadian Solar Inc.																		
Number of PV modules	In series 17 modules	In parallel 173 strings																		
Total number of PV modules	Nb. modules 2941	Unit Nom. Power 400 Wp																		
Array global power	Nominal (STC) 1176 kWp	At operating cond. 1068 kWp (50°C)																		
Array operating characteristics (50°C)	U mpp 596 V	I mpp 1790 A																		
Total area	Module area 6497 m²	Cell area 5836 m²																		
Inverter	Model	PVS-120-TL																		
Original PVSyst database	Manufacturer	ABB																		
Characteristics	Operating Voltage 360-1000 V	Unit Nom. Power 120 kWac																		
Inverter pack	Nb. of inverters 8 units	Total Power 960 kWac Pnom ratio 1.23																		
PV Array loss factors																				
Thermal Loss factor	Uc (const) 29.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s																		
Wiring Ohmic Loss	Global array res. 5.5 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC																		
Module Quality Loss		Loss Fraction -0.3 %																		
Module Mismatch Losses		Loss Fraction 1.0 % at MPP																		
Strings Mismatch loss		Loss Fraction 0.10 %																		
Incidence effect (IAM): User defined profile																				
	<table border="1" style="display: inline-table; border-collapse: collapse;"> <tr> <td>10°</td><td>20°</td><td>30°</td><td>40°</td><td>50°</td><td>60°</td><td>70°</td><td>80°</td><td>90°</td> </tr> <tr> <td>1.000</td><td>1.000</td><td>1.000</td><td>0.990</td><td>0.990</td><td>0.970</td><td>0.920</td><td>0.760</td><td>0.000</td> </tr> </table>	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°	1.000	1.000	1.000	0.990	0.990	0.970	0.920	0.760	0.000	
10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°												
1.000	1.000	1.000	0.990	0.990	0.970	0.920	0.760	0.000												

PVSyst Evaluation mode

UFV ATERRO DIVINÓPOLIS – MG

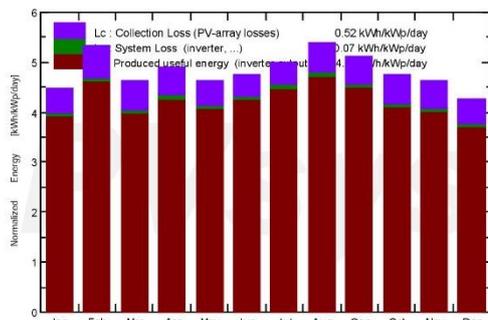
Grid-Connected System: Main results

Project : Divinópolis - MG
Simulation variant : Divinópolis

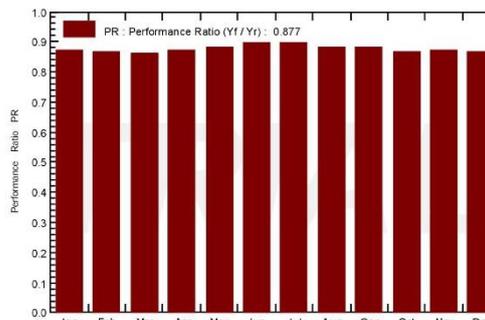
Main system parameters		System type	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation		tilt	20°	azimuth 0°
PV modules		Model	CS3W-400P 1500VHE	Pnom 400 Wp
PV Array		Nb. of modules	2941	Pnom total 1176 kWp
Inverter		Model	PVS-120-TL	Pnom 120 kW ac
Inverter pack		Nb. of units	8.0	Pnom total 960 kW ac
User's needs		Unlimited load (grid)		

Main simulation results	
System Production	Produced Energy 1810 MWh/year Specific prod. 1539 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR 87.67 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 1176 kWp



Performance Ratio PR



Divinópolis Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	148.8	89.96	22.80	138.8	135.1	145.0	142.6	0.873
February	152.9	77.02	23.16	148.8	145.4	154.7	152.0	0.868
March	139.1	68.78	22.80	143.2	140.2	147.8	145.2	0.862
April	131.2	58.17	21.52	146.6	144.0	153.5	150.7	0.874
May	118.5	45.42	19.53	143.2	140.7	151.2	148.7	0.883
June	113.5	44.64	18.14	142.4	139.9	152.8	150.3	0.897
July	124.6	47.61	18.13	154.6	151.9	166.0	163.2	0.898
August	142.9	52.69	19.75	166.4	163.6	175.3	172.2	0.880
September	143.9	77.25	20.72	152.9	149.6	161.1	158.3	0.880
October	148.3	74.07	22.83	147.5	144.1	152.5	149.9	0.864
November	147.3	73.10	21.81	138.3	134.8	144.2	141.7	0.871
December	144.4	79.39	22.30	132.4	129.0	137.5	135.2	0.868
Year	1655.4	788.09	21.11	1755.1	1718.2	1841.5	1810.0	0.877

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T_Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane PR Performance Ratio

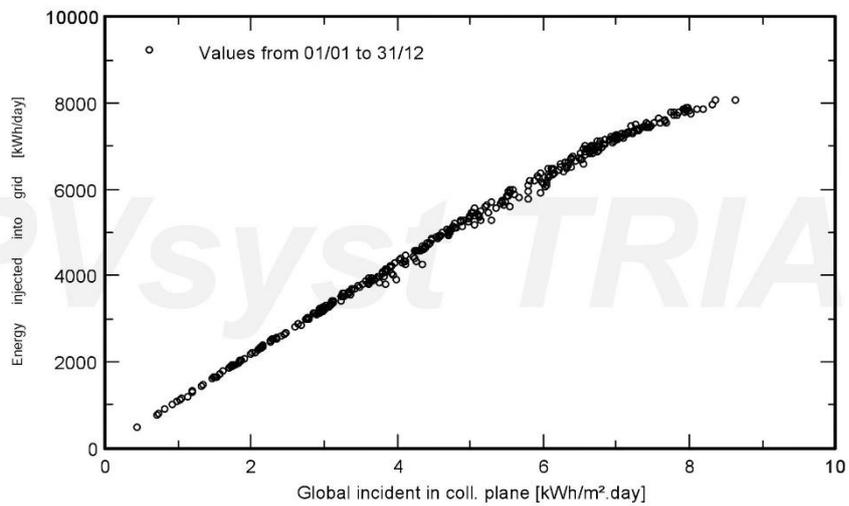
UFV ATERRO DIVINÓPOLIS – MG

Grid-Connected System: Special graphs

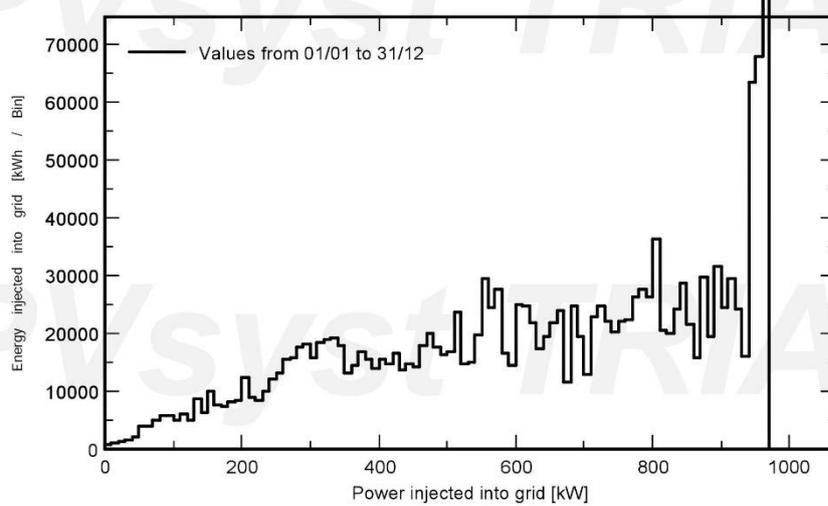
Project : Divinópolis - MG
Simulation variant : Divinópolis

Main system parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	tilt	20°	azimuth 0°
PV modules	Model	CS3W-400P 1500VHE	Pnom 400 Wp
PV Array	Nb. of modules	2941	Pnom total 1176 kWp
Inverter	Model	PVS-120-TL	Pnom 120 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	8.0	Pnom total 960 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

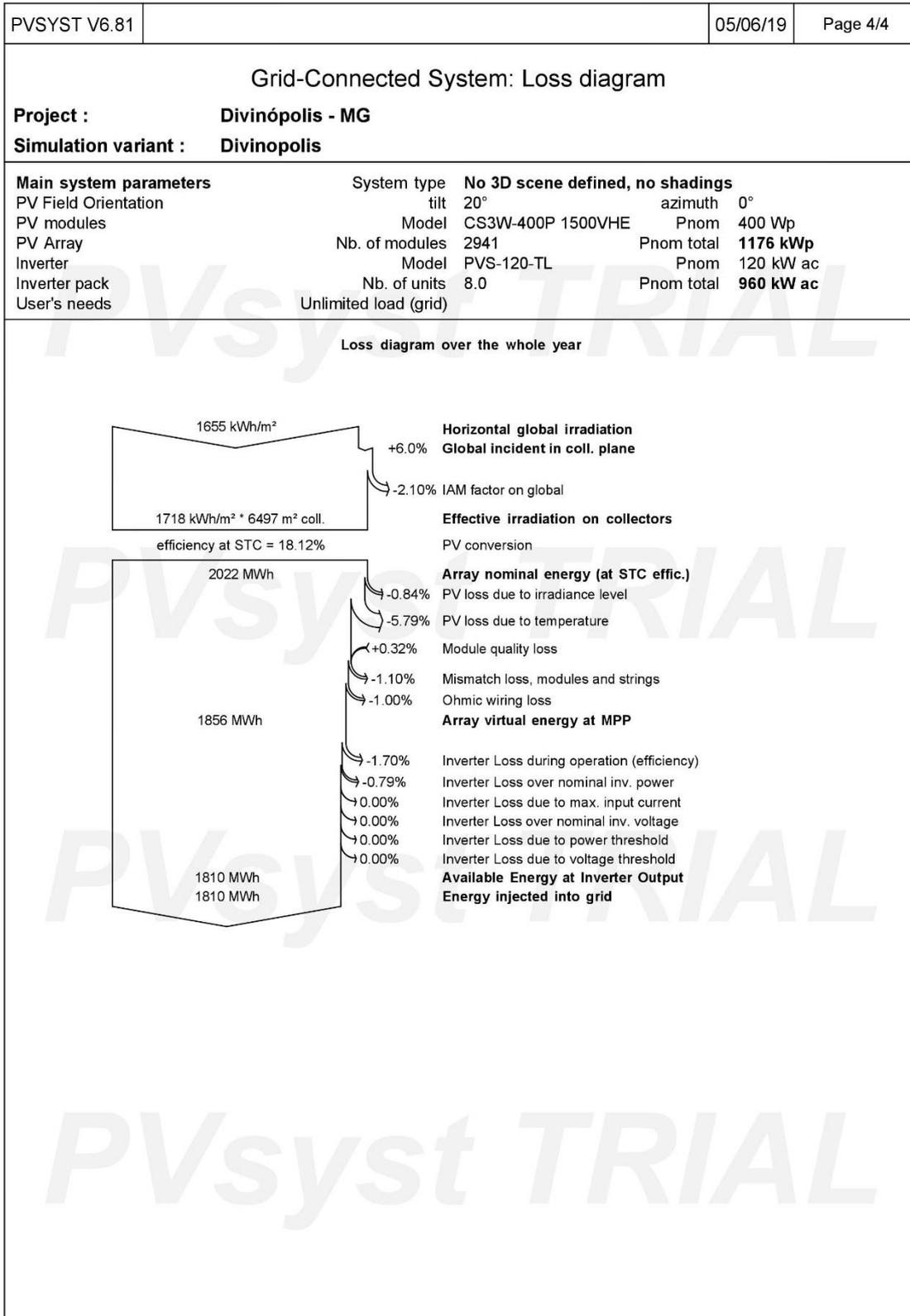
Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



UFV ATERRO DIVINÓPOLIS – MG



UFV ATERRO JAÚ – SP

PVSYST V6.81	05/06/19	Page 1/4																		
Grid-Connected System: Simulation parameters																				
Project : Jaú-SP																				
Geographical Site	Jaú	Country Brazil																		
Situation	Latitude -22.30° S	Longitude -48.56° W																		
Time defined as	Legal Time Time zone UT-3	Altitude 531 m																		
	Albedo 0.20																			
Meteo data:	Jaú	Meteonorm 7.2, Sat=100% - Synthetic																		
Simulation variant : Jaú																				
	Simulation date	05/06/19 08h58																		
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings																		
Collector Plane Orientation	Tilt 27°	Azimuth 0°																		
Models used	Transposition Perez	Diffuse Perez, Meteonorm																		
Horizon	Free Horizon																			
Near Shadings	No Shadings																			
User's needs :	Unlimited load (grid)																			
PV Array Characteristics																				
PV module	Si-poly	Model CS3W-400P 1500VHE																		
Custom parameters definition	Manufacturer	Canadian Solar Inc.																		
Number of PV modules	In series 17 modules	In parallel 309 strings																		
Total number of PV modules	Nb. modules 5253	Unit Nom. Power 400 Wp																		
Array global power	Nominal (STC) 2101 kWp	At operating cond. 1907 kWp (50°C)																		
Array operating characteristics (50°C)	U mpp 596 V	I mpp 3198 A																		
Total area	Module area 11605 m²	Cell area 10424 m²																		
Inverter																				
Original PVsyst database	Model PVS-120-TL																			
Characteristics	Manufacturer ABB																			
	Operating Voltage 360-1000 V	Unit Nom. Power 120 kWac																		
Inverter pack	Nb. of inverters 14 units	Total Power 1680 kWac Pnom ratio 1.25																		
PV Array loss factors																				
Thermal Loss factor	Uc (const) 29.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s																		
Wiring Ohmic Loss	Global array res. 3.1 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC																		
Module Quality Loss		Loss Fraction -0.3 %																		
Module Mismatch Losses		Loss Fraction 1.0 % at MPP																		
Strings Mismatch loss		Loss Fraction 0.10 %																		
Incidence effect (IAM): User defined profile																				
	<table border="1" style="display: inline-table; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="padding: 2px;">10°</td> <td style="padding: 2px;">20°</td> <td style="padding: 2px;">30°</td> <td style="padding: 2px;">40°</td> <td style="padding: 2px;">50°</td> <td style="padding: 2px;">60°</td> <td style="padding: 2px;">70°</td> <td style="padding: 2px;">80°</td> <td style="padding: 2px;">90°</td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;">1.000</td> <td style="padding: 2px;">1.000</td> <td style="padding: 2px;">1.000</td> <td style="padding: 2px;">0.990</td> <td style="padding: 2px;">0.990</td> <td style="padding: 2px;">0.970</td> <td style="padding: 2px;">0.920</td> <td style="padding: 2px;">0.760</td> <td style="padding: 2px;">0.000</td> </tr> </table>	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°	1.000	1.000	1.000	0.990	0.990	0.970	0.920	0.760	0.000	
10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°												
1.000	1.000	1.000	0.990	0.990	0.970	0.920	0.760	0.000												

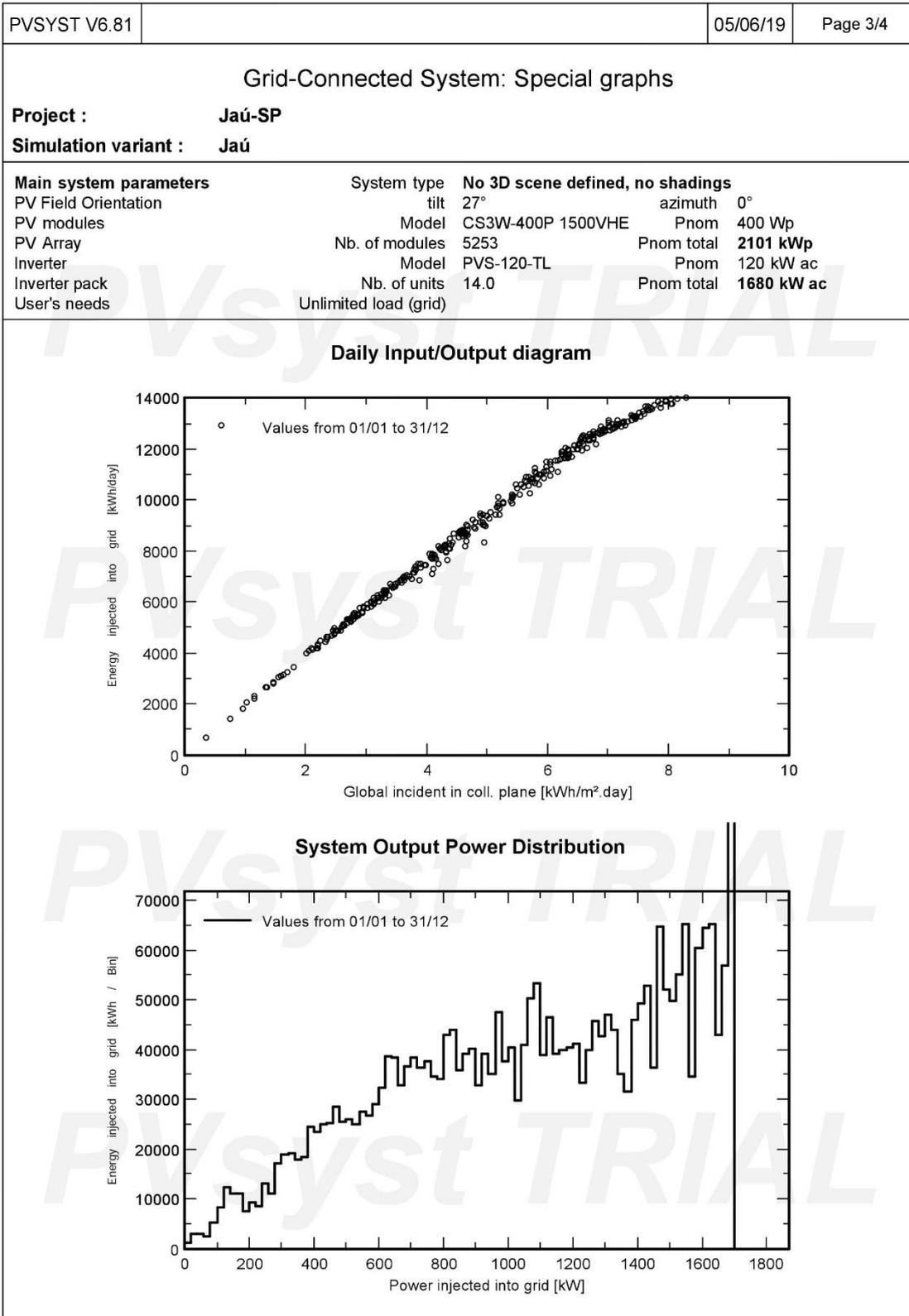
PVsyst Evaluation mode

UFV ATERRO JAÚ – SP

PVSYST V6.81		05/06/19	Page 2/4					
Grid-Connected System: Main results								
Project : Jaú-SP								
Simulation variant : Jaú								
Main system parameters		System type No 3D scene defined, no shadings						
PV Field Orientation	tilt	27°	azimuth 0°					
PV modules	Model	CS3W-400P 1500VHE	Pnom 400 Wp					
PV Array	Nb. of modules	5253	Pnom total 2101 kWp					
Inverter	Model	PVS-120-TL	Pnom 120 kW ac					
Inverter pack	Nb. of units	14.0	Pnom total 1680 kW ac					
User's needs	Unlimited load (grid)							
Main simulation results								
System Production		Produced Energy 3290 MWh/year	Specific prod. 1566 kWh/kWp/year					
		Performance Ratio PR	87.58 %					
<p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 2101 kWp</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> </div> <div style="width: 45%;"> </div> </div>								
Jaú								
Balances and main results								
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	158.3	83.35	23.31	141.6	138.2	262.5	257.9	0.866
February	151.2	77.71	23.65	144.1	140.9	268.1	263.4	0.870
March	140.7	72.30	23.61	145.5	142.5	268.5	263.8	0.863
April	127.4	60.12	21.99	145.7	143.1	272.4	267.7	0.874
May	115.3	47.20	18.86	146.0	143.6	276.4	271.6	0.886
June	102.9	40.51	18.12	137.5	135.4	263.6	259.2	0.897
July	117.4	40.80	17.40	157.3	155.0	301.1	296.0	0.895
August	134.6	52.48	19.30	163.3	160.8	307.6	302.3	0.881
September	138.2	62.25	19.94	149.0	146.1	276.9	272.2	0.869
October	154.8	91.13	22.28	151.5	147.6	283.6	279.0	0.876
November	176.4	80.40	22.06	158.8	154.7	291.5	286.7	0.859
December	168.0	91.80	23.03	147.6	143.7	275.3	270.7	0.873
Year	1685.3	800.05	21.12	1788.0	1751.8	3347.6	3290.4	0.876
Legends:		GlobHor	Horizontal global irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings			
		DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array			
		T_Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid			
		GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio			

PVsyst Evaluation mode

UFV ATERRO JAÚ – SP



UFV ATERRO JAÚ – SP

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Jaú-SP
Simulation variant : Jaú

Main system parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	tilt	27°	azimuth 0°
PV modules	Model	CS3W-400P 1500VHE	Pnom 400 Wp
PV Array	Nb. of modules	5253	Pnom total 2101 kWp
Inverter	Model	PVS-120-TL	Pnom 120 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	14.0	Pnom total 1680 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year

