

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CAMPUS FLORIANÓPOLIS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA - EEL  
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Henrique Granato Travalini

**Título:** ANÁLISE ENERGÉTICA E DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM NOVO EMPREENDIMENTO DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE FONTE SOLAR FOTOVOLTAICA EM QUATRO LOCALIDADES DO TERRITÓRIO BRASILEIRO

Florianópolis

2020

Henrique Granato Travalini

**Título:** ANÁLISE ENERGÉTICA E DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE NOVO EMPREENDIMENTO DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE FONTE SOLAR FOTOVOLTAICA EM QUATRO LOCALIDADES DO TERRITÓRIO BRASILEIRO

Trabalho Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.  
Orientador: Prof. Erlon Cristian Finardi, D. Eng.

Florianópolis

2020

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Travalini, Henrique Granato

Análise energética e de viabilidade econômica de um novo empreendimento de geração de energia elétrica a partir da fonte solar fotovoltaica em quatro localidades do território brasileiro. / Henrique Granato Travalini ; orientador, Erlon Cristian Finardi, 2020.

110 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2020.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Usina Solar Fotovoltaica. 3. Leilão de Energia Nova. 4. Viabilidade Econômica. 5. Ambiente de Contratação Livre. I. Finardi, Erlon Cristian. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Henrique Grauzo Travalini

ANÁLISE ENERGÉTICA E DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE  
NOVO EMPREENDIMENTO DE GERAÇÃO DE ENERGIA  
ELÉTRICA A PARTIR DE FONTE SOLAR FOTOVOLTAICA EM  
QUATRO LOCALIDADES DO TERRITÓRIO BRASILEIRO

Este Trabalho foi julgado adequado como parte dos requisitos para  
obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado, em  
sua forma final, pela Banca Examinadora

Florianópolis, 19 de outubro de 2020.



Documento assinado digitalmente

Jean Viane Leite

Data: 20/10/2020 17:11:34-0300

CPF: 003.474.909-80

---

Prof. Jean Viane Leite, Dr.

Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

**Banca Examinadora:**

Erlon Cristian

Finardi:02036474918

Assinado de forma digital por Erlon

Cristian Finardi:02036474918

Dados: 2020.10.20 09:46:05 -03'00'

---

Prof. Erlon Cristian Finardi, D. Eng.  
Orientador

Universidade Federal de Santa Catarina

---

Prof. Daniel Tenfen, D. Eng.  
Instituto Federal de Santa Catarina

---

Eng. Mauricio César Costa  
Statkraft Energias Renováveis S.A.

Este trabalho é dedicado aos meus queridos familiares.

## AGRADECIMENTOS

Aos meu pais, Sergio e Claudia, e irmã, Isabela, por todo o apoio, amor e carinho, sendo eles os grandes responsáveis pela pessoa que sou hoje. Por me ensinarem a superar meus obstáculos sem abaixar a cabeça, buscando sempre evoluir e aproveitar o caminho percorrido. Vocês são minha fonte de alegria e orgulho.

Aos meus professores da engenharia elétrica pela orientação, paciência e ensino durante todos esses anos.

Aos amigos pelo apoio e companheirismo que foram essenciais na minha trajetória, trazendo inúmeros momentos de alegria, foco e inspiração. Em especial a todos os moradores do apartamento 437 e ao grupo Cadelos, que mostraram a importância do equilíbrio e de três importantes pilares para a vida.

À equipe da Statkraft Energias Renováveis, especialmente ao Mauricio Costa, Daniel Gil Lúcio, Lucas Hékis, Cristiane Araújo e Fabíola Sena, membros do time de assuntos regulatórios, ou mais conhecido como *Dream Team*, pela compreensão, ensinamentos, leveza e amizade, tornando os momentos de trabalho os mais esperados no dia a dia.

Ao colega Julio Boing pelo auxílio para o desenvolvimento do estudo e por toda sua disponibilidade.

A todos aqueles que colaboraram de forma direta e indiretamente para a realização deste trabalho.



## RESUMO

O Brasil é um país que possui uma das matrizes elétricas mais renováveis no mundo, possuindo predominantemente sua base hidrelétrica. Na última década, essa matriz recebeu uma considerável inserção de novas fontes renováveis, com destaque para a fonte eólica e, mais recentemente, a fonte solar fotovoltaica. Tais investimentos em novos empreendimentos renováveis estão crescendo mundialmente a fim de atender a agenda de descarbonização mundial das economias. Nesse contexto, tendo em vista as vigentes políticas de incentivo às novas fontes renováveis, queda de preços nos equipamentos e evolução da tecnologia da fonte solar fotovoltaica, o intuito deste trabalho é comparar o potencial de geração de energia elétrica de um projeto de usina solar fotovoltaica, nos quatro diferentes submercados geoeletricos do Brasil, calculando a respectiva garantia física de energia para cada localidade, e estudar qual o preço mínimo necessário a ser vendido no Ambiente de Contratação Livre para viabilizar o projeto, considerando que os projetos venderam 30% da garantia física calculada em um Leilão de Energia Nova (LEN) A-4 a um preço competitivo no mercado. As simulações de geração foram feitas utilizando o *software PVSyst* e os resultados de preço e de viabilidade econômica foram obtidos através de métodos de engenharia econômica, sendo estes o Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Taxa Mínima de Atratividade (TMA) e Período de *Payback Simple*, e de premissas utilizadas no mercado. Ao final do trabalho foi concluído qual investimento é o mais competitivo energeticamente e economicamente a fim de atingir a TIR previamente estabelecida. Posteriormente, analisou-se as sensibilidades existentes na avaliação de implementação do projeto variando alguns parâmetros da análise econômica, como custo do investimento total do projeto, inflação, preço de venda da energia, taxa de juros do financiamento e fator de capacidade da usina.

**Palavras-chave:** Usina Solar Fotovoltaica 1. Leilão de Energia Nova 2. ACL 3. Viabilidade Econômica 4.



## ABSTRACT

Brazil is a country that has one of the most renewable electric power regeneration sources in the world, predominantly having its hydroelectric base. In the last decade, this matrix received a considerable insertion of new renewable sources, with emphasis on the wind source and, more recently, the solar photovoltaic source. Such investments in new renewable ventures are growing worldwide in order to meet the global decarbonization agenda of economies. In this context, in view of the current incentive policies for new renewable sources, drop in equipment prices and the evolution of the technology of the solar photovoltaic source, the purpose of this work is to compare the potential of electric power generation of a plant project solar photovoltaic, in the four different geoelectric submarkets in Brazil, calculating the respective physical guarantee of energy for each location and studying what is the minimum price necessary to be sold in the Free Contracting Environment to make the project possible considering that the projects sold 30% of the physical guarantee calculated in a New Energy Auction (LEN) A-4 at a competitive price in the market. The generation simulations were performed using the PVSyst software and the results of price and economic viability were obtained through economic engineering methods, these being the Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), Minimum Rate Attractiveness (MRA) and Payback Period, and assumptions used in the market. At the end of the work it was concluded which investment is the most energetically and economically competitive in order to achieve the previously established IRR. Subsequently, the existing sensitivities in the evaluation of the project implementation were analyzed, varying some parameters of the economic analysis, such as total investment cost of the project, inflation, selling price of energy, financing interest rate and capacity factor of the plant.

Keywords: Solar Photovoltaic Plant 1. New Energy Auction 2. ACL 3. Economic Viability 4.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução do Consumo e Capacidade Instalada no Brasil .....	20
Figura 2 - Processo de Geração e entrega de energia ao consumidor final.....	23
Figura 3 - Mapa do Sistema Interligado Nacional .....	26
Figura 4 - Mapa de Expansão do Sistema Interligado Nacional Horizonte 2024 .....	26
Figura 5 - Estrutura Organizacional das Instituições do Setor Elétrico Brasileiro. ...	29
Figura 6 - Geração solar em um dia típico do Nordeste.....	35
Figura 7 - Diferentes incidências de irradiação no plano terrestre.....	35
Figura 8 - Rede Cristalina de Silício .....	36
Figura 9 - Rede Cristalina de Silício com átomos de Boro e Fósforo.....	37
Figura 10 – Corte transversal de uma célula fotovoltaica.....	38
Figura 11 - Projeção de Crescimento de UFV Centralizada no Brasil.....	39
Figura 12 - Recordes de Geração de Energia Solar Fotovoltaica.....	39
Figura 13 - Queda de preço de investimento cadastrado para UFVs nos LENs .....	40
Figura 14 – Mapa de Irradiação Solar média anual em Wh/m <sup>2</sup> .dia no Brasil. ....	42
Figura 15 – Nomenclatura e Conjuntos de produtos fotovoltaicos .....	43
Figura 16 - – Sistema Fotovoltaico conectado à rede (on grid) .....	44
Figura 17 - – Definição dos locais de implementação dos projetos.....	49
Figura 18 – Localização Submercado Norte .....	49
Figura 19 – Localização Submercado Nordeste.....	50
Figura 20 – Localização Submercado Sudeste.....	50
Figura 21 – Localização Submercado Sul.....	51
Figura 22 – Ganhos e perdas considerados na Simulação.....	57
Figura 23 – Fração do Custo do Investimento de Projetos Solares Fotovoltaicos nos Leilões de Energia. ....	61
Figura 24 – Formação da Taxa de Juros do BNDES .....	66
Figura 25 - Energia Mensal Entregue à Rede.....	68
Figura 26 - Fator de Capacidade .....	69
Figura 27 - Preços de contratos de Energia Negociados no ACL.....	75

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Capacidade instalada da matriz elétrica brasileira por fonte em operação	24
Tabela 2 - Capacidade instalada de empreendimentos com outorga com construção não iniciada. ....	24
Tabela 3 - Capacidade instalada de empreendimentos com outorga com construção iniciada. ....	24
Tabela 4 – Requisitos mínimos para poder ser um consumidor livre. ....	28
Tabela 5– 10 empreendimentos mais competitivos do leilão A-6 de 2019.....	41
Tabela 6– Dados de Irradiação do Local 1 (Norte).....	52
Tabela 7 – Dados de Irradiação Localização 2 (Nordeste) .....	52
Tabela 8 – Dados de Irradiação Localização 3 (Sudeste) .....	53
Tabela 9 – Dados de Irradiação Localização 4 (Sul).....	54
Tabela 10 - Temperaturas mensais de Cada Localidade .....	54
Tabela 11 - Aspectos Técnicos do Projeto .....	56
Tabela 12 - Garantias Físicas das Usinas Simuladas .....	60
Tabela 13 - Demonstrativo de Resultado de Exercício. ....	62
Tabela 14 – TUSDs médias na tensão de 138 kV .....	64
Tabela 15 - Correlação de Geração com Irradiação e Temperatura.....	68
Tabela 16 – Parâmetros de utilizados para análise da sensibilidade .....	71
Tabela 17 - Resultados da Análise da Sensibilidade IPCA.....	72
Tabela 18 - Resultados da análise de sensibilidade do Spread da taxa de juros .....	73
Tabela 19 - Resultados da análise de sensibilidade do Fator de Capacidade.....	74
Tabela 20 - Resultados da análise de sensibilidade do Investimento por kW instalado .....	75

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A - Âmpere

ACL - Ambiente de Comercialização Livre

ACR - Ambiente de Comercialização Regulado

ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica

BETU -Benefício Econômico Típico Unitário Anual

BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

CA - Corrente Alternada

CC - Corrente Contínua

CCD - Contrato de Conexão a Distribuição

CCEAR - Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CGH - Central Geradora Hidrelétrica

CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNAE - Conselho Nacional das Águas

CNPE - Conselho Nacional de Política de Energia

COFINS - Contribuição para Financiamento da Seguridade Social

DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

DRE - Demonstrativo de Resultado de Exercício

GCE - Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica

GF - Garantia Física

Imp - Corrente de Máxima Potência

INPE - Instituto Nacional de Pesquisa e Estatística

IP - Indisponibilidade Programada

IPCA - Índice de Preços do Consumidor Amplo

Isc - Corrente de Curto Circuito

LEE - Leilão de Energia Existente

LEN - Leilão de Energia Nova

LER - Leilão de Energia de Reserva

LFA - Leilão de Fontes Alternativas

MAE - Mercado Atacadista de Energia

MCP - Mercado de Curto Prazo

MME - Ministério de Minas e Energia

O&M - Operação e Manutenção

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico  
PCH - Pequena Central Hidrelétrica  
PDE - Plano Decenal de Expansão  
PIS - Programa de Integração Social  
PLD - Preço de Liquidação das Diferenças  
Pmax - Potência Máxima  
PROINFA - Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica  
RB - Rede Básica  
SAC - Sistema de Amortização Constante  
SIN - Sistema Interligado Nacional  
TEIF - Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada  
TFSEE - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica  
TIR - Taxa Interna de Retorno  
TLP - Taxa de Longo Prazo  
TMA - Taxa Mínima de Atratividade  
TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição  
TUST - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão  
UFV - Usina Solar Fotovoltaica  
UHE - Usina Hidrelétrica  
V - Volt  
Vmp - Tensão de Máxima Potência  
Voc - Tensão de Circuito Aberto  
VPL - Valor Presente Líquido  
Wp - Watt pico

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>15</b>
1.1	OBJETIVOS .....	15
1.2	Motivação .....	16
<b>2</b>	<b>Referencial teórico .....</b>	<b>18</b>
2.1	Setor Elétrico do Brasil.....	18
<b>2.1.1</b>	<b>História do Setor .....</b>	<b>18</b>
<b>2.1.2</b>	<b>Os Quatro Segmentos do Setor Elétrico .....</b>	<b>22</b>
2.1.2.1	<i>Geração .....</i>	23
2.1.2.2	<i>Transmissão.....</i>	25
2.1.2.3	<i>Distribuição.....</i>	27
2.1.2.4	<i>Comercialização.....</i>	27
<b>2.1.3</b>	<b>Estruturação e Atividades dos Agentes Setoriais .....</b>	<b>28</b>
2.1.3.1	<i>CNPE.....</i>	29
2.1.3.2	<i>MME.....</i>	29
2.1.3.3	<i>CMSE.....</i>	30
2.1.3.4	<i>EPE.....</i>	30
2.1.3.5	<i>ANEEL.....</i>	30
2.1.3.6	<i>ONS.....</i>	31
2.1.3.7	<i>CCEE.....</i>	32
<b>2.1.4</b>	<b>Leilões de Energia.....</b>	<b>32</b>
<b>2.1.5</b>	<b>Tarifas e Incentivos.....</b>	<b>33</b>
2.2	Geração Solar Fotovoltaica.....	34
<b>2.2.1</b>	<b>Radiação Solar .....</b>	<b>34</b>
<b>2.2.2</b>	<b>Efeito Fotovoltaico.....</b>	<b>36</b>
<b>2.2.3</b>	<b>Energia Solar Fotovoltaica Centralizada no Brasil.....</b>	<b>38</b>
<b>2.2.4</b>	<b>Projeto de Usina.....</b>	<b>41</b>

2.2.4.1	<i>Localização</i> .....	41
2.2.4.2	<i>Painéis Fotovoltaicos e Inversores</i> .....	42
2.2.4.2.1	Módulos Fotovoltaicos .....	42
2.2.4.2.2	Inversores.....	44
2.3	Ferramentas de Matemática Financeira .....	45
<b>2.3.1</b>	<b>Valor Presente Líquido</b> .....	<b>45</b>
<b>2.3.2</b>	<b>TIR</b> .....	<b>46</b>
<b>2.3.3</b>	<b>Período de Payback</b> .....	<b>46</b>
<b>3</b>	<b>Metodologia</b> .....	<b>48</b>
3.1	Escolha dos locais .....	48
3.2	Dados de Irradiação e Temperatura .....	51
3.3	Escolha dos módulos fotovoltaicos e dos inversores.....	55
3.4	Simulação .....	56
3.5	Garantia Física .....	58
3.6	Avaliação Econômica .....	60
<b>3.6.1</b>	<b>Receita Venda de Energia</b> .....	<b>63</b>
<b>3.6.2</b>	<b>PIS e COFINS</b> .....	<b>63</b>
<b>3.6.3</b>	<b>Operação &amp; Manutenção</b> .....	<b>63</b>
<b>3.6.4</b>	<b>TUSD</b> .....	<b>64</b>
<b>3.6.5</b>	<b>Taxa ANEEL</b> .....	<b>64</b>
<b>3.6.6</b>	<b>Taxa CCEE</b> .....	<b>64</b>
<b>3.6.7</b>	<b>Contrato de Conexão a Distribuição</b> .....	<b>64</b>
<b>3.6.8</b>	<b>Custos Administrativos</b> .....	<b>65</b>
<b>3.6.9</b>	<b>Depreciação econômica</b> .....	<b>65</b>
<b>3.6.10</b>	<b>Financiamento</b> .....	<b>65</b>
<b>3.6.11</b>	<b>Imposto de Renda e Contribuição Social</b> .....	<b>66</b>
<b>4</b>	<b>Resultados Obtidos</b> .....	<b>67</b>

4.1	Resultados Energéticos .....	67
4.2	Resultados Econômicos .....	69
<b>4.2.1</b>	<b>Usina Norte.....</b>	<b>69</b>
<b>4.2.2</b>	<b>Usina Nordeste .....</b>	<b>70</b>
<b>4.2.3</b>	<b>Usina Sudeste .....</b>	<b>70</b>
<b>4.2.4</b>	<b>Usina Sul.....</b>	<b>70</b>
4.3	Sensibilidades .....	70
<b>4.3.1</b>	<b>IPCA.....</b>	<b>71</b>
<b>4.3.2</b>	<b>Spread de Juros .....</b>	<b>72</b>
<b>4.3.3</b>	<b>Fator de Capacidade.....</b>	<b>73</b>
<b>4.3.4</b>	<b>Investimento por kW Instalado.....</b>	<b>74</b>
4.4	Considerações Finais .....	75
<b>5</b>	<b>Conclusão .....</b>	<b>76</b>
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>78</b>
	<b>APÊNDICE A – Simulação <i>PV</i><sub>sys</sub> Usina Norte .....</b>	<b>82</b>
	<b>APÊNDICE B – Simulação <i>PV</i><sub>sys</sub> Usina Nordeste.....</b>	<b>86</b>
	<b>APÊNDICE C – Simulação <i>PV</i><sub>sys</sub> Usina Sudeste.....</b>	<b>90</b>
	<b>APÊNDICE D – Simulação <i>PV</i><sub>sys</sub> Usina Sul .....</b>	<b>94</b>
	<b>APÊNDICE E – DRE Usina Norte.....</b>	<b>99</b>
	<b>APÊNDICE F – DRE Usina Nordeste .....</b>	<b>102</b>
	<b>APÊNDICE G – DRE Usina Sudeste .....</b>	<b>105</b>
	<b>APÊNDICE H – DRE Usina Sul .....</b>	<b>108</b>



## 1 INTRODUÇÃO

O Brasil possui um território continental e uma economia emergente, sendo esperado que exista um crescimento tanto de mercado quanto no aumento do consumo de energia elétrica. Para que seja possível atender a demanda futura é necessário o planejamento e a construção de novos empreendimentos de geração de energia elétrica no decorrer dos anos, visto que a energia elétrica é uma *commodity* singular, pois ela ainda não é estocável em larga escala, implicando assim que a produção deva acontecer no mesmo instante e na mesma quantidade que o consumo, devendo existir oferta de geração no momento em que a energia é requisitada.

Para incentivar a construção de novos empreendimentos e visando atender o planejamento de crescimento da matriz elétrica feito pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), os órgãos governamentais, que serão abordados ao longo do trabalho, promovem leilões de energia cujos participantes cadastram projetos de novas usinas de energia elétrica e que disputam a venda de energia para o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), sendo vencedores aqueles que garantem os maiores deságios do preço inicial do leilão. Para que o projeto cadastrado seja competitivo é necessário definir aquele que traga a maior eficiência energética possível e mapear a maior quantidade de informações acerca de os custos, formas de investimentos e sensibilidades existentes que ajudem a precificar e analisar a viabilidade de construção da usina. Dentre as diversas fontes existentes, atualmente a mais abundante e menos explorada é a fonte solar fotovoltaica no Brasil e no mundo. Acrescentando a isso, é possível verificar a queda de preços e melhora de eficiência dos equipamentos fotovoltaicos nos últimos anos, resultando em um aumento de inserção da fonte no mercado mundial. Segundo a DNV.GL, até 2050 a fonte solar fotovoltaica será protagonista na produção de energia mundial, inclusive no Brasil que possui um dos melhores potenciais de energia solar do mundo.

Logo, espera-se que com o potencial existente no Brasil, com melhoria da competitividade da fonte e com os incentivos vigentes para as fontes renováveis, que a fonte solar fotovoltaica siga passos semelhantes de crescimento na matriz elétrica aos vividos pela fonte eólica de 2007 para cá.

### 1.1 OBJETIVOS

Esse Trabalho de Conclusão de Curso tem como objetivo simular a garantia física, que será abordada no capítulo 3.5, de um projeto solar fotovoltaico localizado em quatro distintas

localizações do território brasileiro (em cada submercado geoeletrico) e avaliar a respectiva viabilidade econômica de implementação em cada região. Dessa forma, pretende-se escolher qual será o melhor lugar para a construção do empreendimento, tanto energeticamente quanto economicamente. Os empreendimentos e suas gerações serão simulados através de *softwares* de simulação energética *PVSyst* e analisados com metodologias de engenharia econômica.

## 1.2 MOTIVAÇÃO

Leilões de energia elétrica são mecanismos de licitação promovidos pelas entidades representantes do governo com a finalidade de contratar energia elétrica para assegurar o atendimento da demanda futura do sistema elétrico brasileiro, tanto no ACR - parte do mercado que é atendido pelas distribuidoras concessionárias ou permissionárias- quanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL), parte do mercado onde são negociados contratos bilaterais entre as partes negociantes. O modo de atendimento a demanda pode ser feito pela construção de novas usinas de geração elétrica através de Leilões de Energia Nova, ou pela contratação da energia que é gerada por usinas já em funcionamento e cujos seus investimentos já foram pagos, através dos Leilões de Energia Existente (LEE). Para as que são denominadas usinas novas, os leilões regulados de energia representam uma parcela importante para o desenvolvimento dos projetos dos empreendimentos, independentemente da fonte, pois além de garantir uma renda por um longo prazo pelos contratos assinados, possibilitam que empreendedores financiem o projeto com bancos e o tornem economicamente viáveis, garantindo assim que as usinas sejam construídas. É preciso salientar que o Brasil possui um tamanho continental e com uma economia emergente, além de ser um país rico em diversos recursos naturais. Mesmo com tantos recursos disponíveis, sua matriz é predominantemente hidrotérmica, representando 89,48% da potência instalada em operação do setor (hidroelétrica 64,09% e termelétrica 25,39%), com forte crescimento das fontes eólicas nos últimos anos, que já representam 9,06% da potência instalada na matriz (ANEEL, 2020b), muito devido a incentivos do governo e aos avanços tecnológicos que baratearam seus preços. A fonte solar segue passos semelhantes aos vividos pela fonte eólica: incentivos vigentes, discussões sendo pautadas na câmara, maior aceitação do mercado e quebrando recordes e barreiras.

Mesmo com tais avanços, o Brasil continua utilizando pouco de todo o recurso solar disponível que tem, possuindo atualmente apenas 2,48 GW de potência instalada (ANEEL, 2020b), possuindo menos capacidade instalada e produção solar quando comparado com países

muito menores e menos favorecidos de tal produto como, por exemplo, Itália, Japão e Alemanha. (IRENA, 2020a)

Visto o potencial de crescimento de usinas de tal fonte no Brasil, viu-se a oportunidade de desenvolver o trabalho para analisar a competitividade energética e econômica para viabilização de um projeto de uma usina fotovoltaica localizada em quatro distintos locais que comercializará parte de sua garantia física em um leilão de energia nova.

## **2 REFERENCIAL TEÓRICO**

Nessa seção são abordados os temas importantes para o desenvolvimento do trabalho, discorrendo sobre a história do setor, da estrutura governamental que rege o mercado de energia elétrica atualmente e sobre os principais tópicos a respeito da geração de energia elétrica a partir da fonte solar fotovoltaica.

### **2.1 SETOR ELÉTRICO DO BRASIL**

Ao longo dos anos o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) passou por diversas mudanças e melhorias até chegar no modelo vigente hoje. Aqui é exposto uma breve história e principais frentes do modelo atual.

#### **2.1.1 História do Setor**

A história da eletricidade no Brasil começou em 1879 quando o então imperador Dom Pedro II teve a iniciativa de conceder a Thomas Alva Edison a possibilidade de instalar no país aparelhos destinados a dar suporte a sua nova invenção: iluminação via eletricidade. Foi quando no mesmo ano, na Estação Central da Estrada de Ferro Dom Pedro II, foi inaugurada a primeira instalação de iluminação elétrica permanente na então capital do Brasil, no Rio de Janeiro. Naquele tempo, as principais atividades econômicas que moviam o Estado eram a agricultura, com enfoque na produção do café, e da pecuária. Essas atividades impulsionavam o país economicamente e possibilitavam novos investimentos nas mais diversas áreas, dentre elas as instalações de iluminação via eletricidade. (CEMIG, 2012a)

A partir de 1920, deu-se o início das construções e das operações de usinas hidrelétricas impulsionada pela industrialização que o Brasil passava. Até 1930, a presença do Estado se limitava em fiscalizar as autorizações existentes para o correto funcionamento das usinas. Dessa forma, tanto estados quanto municípios detinham plena liberdade para firmar contratos e autorizações com empresas privadas de energia elétrica, possuindo pouca representatividade nos ativos de geração, transmissão e distribuição do setor. Foi só em 1934, com o presidente Getúlio Vargas, que o Código das Águas foi promulgado, assegurando à União o controle total dos recursos hídricos e de outras fontes. Dessa forma, todos os recursos foram incorporados como bens da União, tendo a partir deste momento empresas controladas pela Estado no setor elétrico

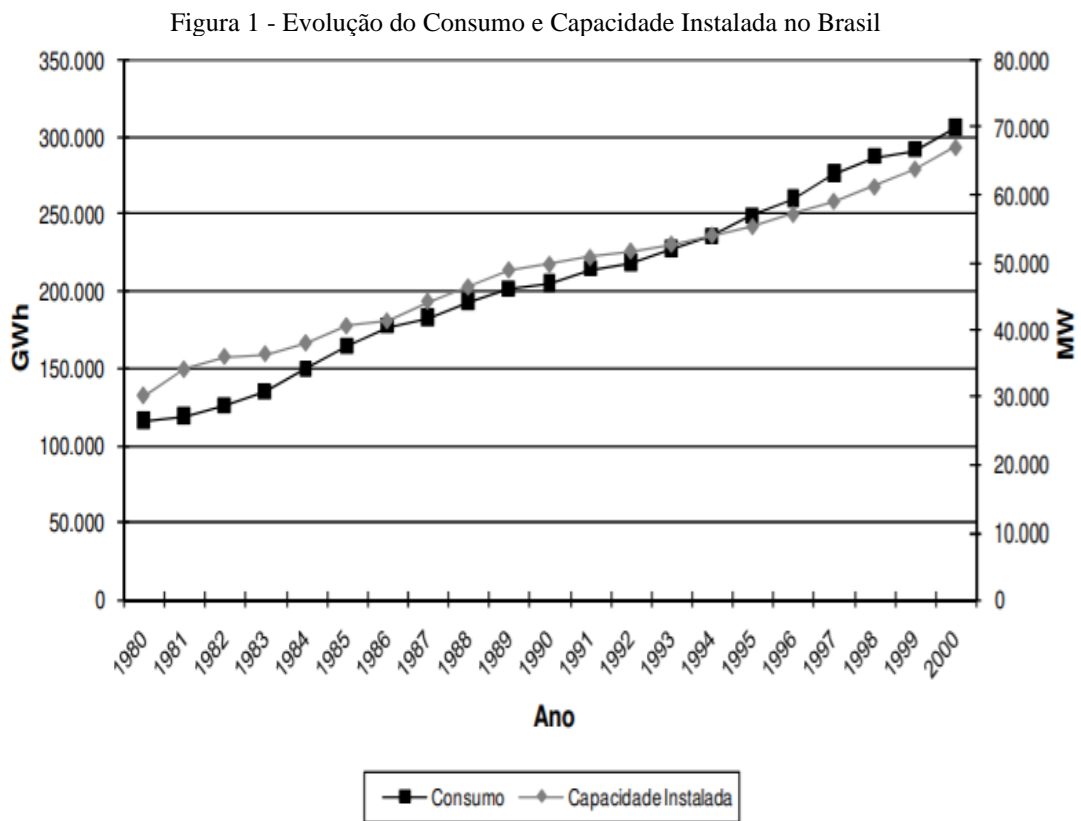
nacional. Na mesma década, em 1939, foi criado o Conselho Nacional das Águas (CNAE), que tinha o principal objetivo de solucionar problemas existentes de regulamentação, suprimento e tarifário (VEIGA e FONSECA, 2002a). Exemplo disto foi a criação, em 1941, do “custo histórico” para efeito do cálculo das tarifas de energia elétrica, fixando a taxa de remuneração dos investidores em 10%. (CEMIG, 2012a)

No decorrer das décadas de 40 e 50, devido ao processo de urbanização das cidades por conta da Segunda Guerra Mundial, a demanda de energia começou a aumentar consideravelmente nas áreas urbanas, fazendo com que a oferta existente não fosse suficiente para atender a carga local, gerando momentos de racionamento e a necessidade de investimentos para suprir tal falta. Para solucionar este problema, empresas estatais passaram a ser criadas e a investir na infraestrutura elétrica, com praticamente todos os estados possuindo empresas estatais de energia e com a incorporação de empresas estrangeiras que atuavam na época para dentro de seu domínio. O governo passou a ter deter maior representatividade no setor já em 1945 com a criação da Companhia Hidrelétrica do São Francisco - CHESF, que foi a primeira empresa de eletricidade de âmbito federal, em 1951 com a criação da Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, em 1957 com a criação da Central Elétrica de Furnas e da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás em 1961 pela Lei nº 3.890-A assinada pelo presidente Jânio Quadros, dentre outras. O principal objetivo concedido à Eletrobrás foi de gerar estudos, projetos de construção de usinas e operação, além de linhas de transmissão e subestações. A criação da Eletrobrás foi crucial para a expansão e crescimento da oferta de energia elétrica brasileira. (VEIGA e FONSECA, 2002a)

Entre os anos 60 e 80, o Brasil passou por forte instabilidade política e hiperinflação; apesar disso, o setor elétrico se sobressaiu e obteve ganhos significativos de produtividade, proporcionando grandes mudanças no âmbito da regulamentação com a criação de Ministério de Minas e Energia (MME) e do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE). Nesse período, dois processos tiveram grande responsabilidade no resultado observado do setor: o “Milagre Econômico” de 1968 a 1972 e o Segundo Plano Nacional de Desenvolvimento de 1974 a 1979. (CUBEROS,2008a)

O início da década de 80 foi o momento em que o setor elétrico atingiu o seu maior grau de desenvolvimento. Nessa década, as usinas hidrelétricas de Tucuruí (1984) e Binacional de Itaipu (1982) (atualmente com 8.370 MW e 14.000 MW, respectivamente) foram construídas e o programa nuclear brasileiro foi inicializado com as construções das usinas nucleares de Angra I, que entrou em operação comercial já em 1985, e de Angra II que viria a operação

comercial somente nos anos 2000, além do desenvolvimento da malha de linhas de transmissão com tensões de 440 kV e 500 kV. Em contrapartida, o final da década foi marcado pelo fim dos governos militares, escancarando rombos econômicos, fortes tentativas de controle tarifário para amenizar a alta inflação, empresas públicas fortemente endividadas e constantes apagões devidos à falta de novos investimentos que suportassem o crescimento da demanda. (CUBEROS,2008a). A Figura 1 demonstra o crescimento do consumo e da oferta no Brasil, mostrando a necessidade novos investimentos em geração.



Dada a conjuntura que o setor se encontrava, os anos 90 vieram para propor mudanças que serviram como base para o atual modelo do setor elétrico brasileiro. As mudanças se basearam na premissa de que o estado deveria ter um papel de agente regulador ao invés de deter diretamente o controle das usinas/empresas e de segregar os agentes de geração, transmissão e distribuição de forma independente e vertical. Dentre as mudanças, compreendeu-se a privatização de diversas concessionárias federais e estaduais com na segmentação das atividades de geração, transmissão e distribuição, que antes eram horizontalizadas, na licitação de novas concessões com o intuito de trazer novos investidores privados visto que o Estado não possuía

crédito para investir em expansão e na reformulação das funções exercidas pelos agentes, na criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 1997, na criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) em 1998 e a regulamentação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) consolidando a segregação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia.

Em 2001, o Brasil vivenciou sua maior crise de energia elétrica, que fora acentuada pelas condições hidrológicas extremamente desfavoráveis nas regiões Sudeste e Nordeste. Com a gravidade da situação, o governo federal criou, em maio, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), com o objetivo de propor e implementar medidas de natureza emergencial para compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, de forma a evitar interrupções intempestivas ou imprevistas do suprimento de energia elétrica. Em junho, foi implantado o programa de racionamento nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste e, em agosto, em parte da região Norte que perdurou até metade no ano seguinte. (CEMIG, 2012a)

O racionamento vivenciado em 2001 levou a um momento de reflexão do modelo instituído e resultou em um novo modelo institucional para o setor. De acordo com a Energisa (ENERGISA, 2020a), o Novo Modelo do Setor, que foi sancionado em março de 2004 pelas Leis nº 10.847 e nº 10.848, teve como reestabelecer as diretrizes e estruturação do setor. Os principais objetivos da criação do modelo que vigora até hoje são:

1. Garantir a segurança de suprimento de energia;
2. Promover a modicidade tarifária por meio da contratação eficiente de energia para os consumidores regulados;
3. Consolidar a estabilidade do novo marco regulatório, trazendo consigo atratividade de investimentos para garantir a expansão do sistema energético.

Os elementos que consolidaram e objetivaram o funcionamento do marco são:

1. Planejamento no médio/longo prazo;
2. Contratação de energia para longo prazo, possibilitando a amortização dos investimentos realizados e de financiamentos em condições mais favoráveis;
3. Competição na geração, com a licitação da energia pelo critério da menor tarifa;

4. Criação de dois ambientes de contratação de energia distintos, um regulado (Ambiente de Contratação Regulada – ACR), protegendo o consumidor cativo, e outro livre (Ambiente de Contratação Livre –ACL), assegurando a comercialização bilateral entre geradores, comercializadores e consumidores livres;
5. Instituição de um mercado de contratação regulada da energia a ser adquirida pelos concessionários de distribuição;
6. Previsão de uma reserva conjuntural para o restabelecimento das condições de equilíbrio entre oferta e demanda;
7. Restauração do papel do Executivo como Poder Concedente.

Além disso, o novo marco estabeleceu uma nova estrutura e criação de novos órgãos que serão abordados nas próximas seções.

### **2.1.2 Os Quatro Segmentos do Setor Elétrico**

Existe um processo em cadeia para que a energia gerada pelas usinas chegue até o consumidor final. As usinas existentes na matriz elétrica brasileira estão em sua maioria longe dos grandes centros de carga. Dessa forma, extensas linhas de transmissão são necessárias para levar energia gerada para tais regiões. Ao se chegar nesses centros, as linhas de distribuição têm o papel de difundir a energia para todos os locais necessários. Todo o sistema é eletricamente conectado e é preciso que o balanço de consumo e de geração de energia esteja sempre em equilíbrio.

Figura 2 ilustra todo o processo abordado acima.



Figura 2 - Processo de Geração e entrega de energia ao consumidor final



Fonte: <http://tresmariasemfoco.blogspot.com/2011/10/geracao-transporte-e-distribuicao-da.html>

A seguir serão aprofundados os segmentos abordados acima e da comercialização de energia no mercado regulado e livre.

### 2.1.2.1 Geração

Geradores elétricos são equipamentos que tem a capacidade de transformar um tipo de energia (cinética do vento, mecânica, térmica, solar, etc.) em energia elétrica. De acordo com o Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA), o Brasil possui uma capacidade instalada de geração de 174.239.120,92 kW (quilowatts), sendo que a fonte com maior representatividade é a fonte hídrica com 62,53% do capacidade instalada do país, considerando Usinas Hidroelétricas (UHE), Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH) (ANEEL, 2020d). As Tabela 1, Tabela 2 e Tabela 3 mostram com mais detalhes a representatividade de cada fonte na capacidade da matriz brasileira para empreendimentos em operação, em construção não iniciada e em construção iniciada.

Tabela 1 - Capacidade instalada da matriz elétrica brasileira por fonte em operação

Tipo	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	Quantidade	% (Pot. Outorgada)
CGH	798.947,73	796.705,73	731	0,46%
CGU	50,00	50,00	1	0,00%
EOL	15.640.653,86	15.548.682,86	638	8,98%
PCH	5.345.410,49	5.297.892,57	417	3,07%
UFV	2.940.359,95	2.927.973,95	3895	1,69%
UHE	102.977.008,00	103.002.876,00	219	59,10%
UTE	44.546.690,89	42.847.820,59	3054	25,57%
UTN	1.990.000,00	1.990.000,00	2	1,14%
<b>Total</b>	<b>174.239.120,92</b>	<b>172.412.001,70</b>	<b>8957</b>	<b>100,00%</b>

Fonte: Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA). Maio, 2020.

Tabela 2 - Capacidade instalada de empreendimentos com outorga com construção não iniciada.

Tipo	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	Quantidade	% (Pot. Outorgada)
CGH	5.700,00	0,00	3	0,03%
EOL	6.504.455,00	0,00	205	30,66%
PCH	1.443.252,05	0,00	104	6,80%
UFV	9.059.241,00	0,00	222	42,71%
UHE	212.000,00	0,00	2	1,00%
UTE	3.987.477,00	0,00	50	18,80%
<b>Total</b>	<b>21.212.125,05</b>	<b>0,00</b>	<b>586</b>	<b>100,00%</b>

Fonte: Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA). Maio, 2020.

Tabela 3 - Capacidade instalada de empreendimentos com outorga com construção iniciada.

Tipo	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	Quantidade	% (Pot. Outorgada)
CGH	6.512,00	0,00	4	0,08%
EOL	2.609.985,00	0,00	88	33,66%
PCH	346.129,00	0,00	26	4,46%
UFV	429.688,00	0,00	12	5,54%
UHE	141.900,00	0,00	1	1,83%
UTE	2.869.593,50	0,00	67	37,01%
UTN	1.350.000,00	0,00	1	17,41%
<b>Total</b>	<b>7.753.807,50</b>	<b>0,00</b>	<b>199</b>	<b>100,00%</b>

Fonte: Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA). Maio, 2020.

Legenda: CGH: Central Geradora Hidrelétrica, CGU: Central Geradora Undielétrica, EOL: Usina Eólica, PCH: Pequena Central Hidrelétrica, UFV: Usina Solar Fotovoltaica, UHE: Usina Hidrelétrica, UTE: Usina Térmica e UTN: Usina Térmica Nuclear.

Conforme exposto nas tabelas, o Brasil possui majoritariamente sua matriz composta por fontes hidroelétricas e térmicas. Apesar do aumento absoluto em capacidade instalada dessas fontes, elas vêm perdendo representatividade percentual devida a inserção de novas tecnologias e de novas fontes, como solar e eólica que são cada vez mais competitivas, do esgotamento de locais viáveis para a construção de novas grandes usinas hidrelétricas e dos enfrentamentos com licenciamentos ambientais por conta das grandes áreas alagadas para seus reservatórios.

### *2.1.2.2 Transmissão*

As usinas de energia elétrica são, geralmente, construídas longe dos centros consumidores (cidades e indústrias) e a energia gerada precisa percorrer longos caminhos através de cabos condutores aéreos, revestidos por isolantes e fixados em grandes torres de metal para que essa energia chegue com mais facilidade e com as menores perdas possíveis. O conjunto mencionado é a rede de transmissão.

Após a energia elétrica ser gerada nos geradores das usinas, transformadores elevam a tensão afim de evitar a perdas mais elevadas nos cabos de transmissão. Para ser classificado como parte da Rede Básica (RB) de transmissão, as linhas devem possuir tensões iguais ou superiores a 230 kV. Por questões históricas e/ou sistêmicas algumas linhas com nível de tensão inferior a 230 kV fazem parte da Rede Complementar da rede de transmissão, sendo classificados como Demais Instalações de Transmissão (DIT). Esses dois componentes totalizam mais de 141.756 km de extensão (PAR/PEL 2020-2024) e compõem, juntamente com usinas despachadas centralizadamente, a Rede de Operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). O responsável pela operação, supervisão e coordenação do SIN é o ONS. Essa gestão centralizada e a vasta interligação entre diversas usinas proporcionada pelo sistema de transmissão traz como benefício uma troca de energia entre todas as regiões do Brasil e uma otimização das usinas que gerarão energia para suprir a demanda do país. Uma característica desse segmento é que as transmissoras de energia elétrica não podem estabelecer seus próprios preços, pois estes são reguladas pelo Poder Concedente, representado pela ANEEL. A forma de receita das empresas transmissoras é através das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), que são calculadas conforme a Resolução Normativa ANEEL nº 559/2013. (ANEEL, 2013a)

As Figura 3 e Figura 4 mostram o mapa do SIN em 2020 e a projeção para 2024.

Figura 3 - Mapa do Sistema Interligado Nacional



Fonte: ONS, Maio 2020.

Figura 4 - Mapa de Expansão do Sistema Interligado Nacional Horizonte 2024



Fonte: [http://www.ons.org.br/PublishingImages/paginas/Dez\\_19%20-%20Sistema%20de%20Transmissao%20-%20Horiz.%202024.jpg](http://www.ons.org.br/PublishingImages/paginas/Dez_19%20-%20Sistema%20de%20Transmissao%20-%20Horiz.%202024.jpg)

### 2.1.2.3 Distribuição

Se o principal objetivo das linhas de transmissão é de transportar a energia gerada por longos percursos, as distribuidoras têm o objetivo de radiar e cobrir a maior área possível para escoar essa energia a todos os consumidores finais. De forma semelhante as linhas de transmissão, a distribuição de energia é também é por fios e sistemas de proteção, podendo estes ser aéreos ou subterrâneos. Os níveis de tensões atendidos pelas distribuidoras são classificados entre baixa, média e alta tensão, possuindo a seguinte classificação de acordo com o disposto pela ANEEL:

1. Alta tensão:  $69 \text{ kV} \leq \text{Tensão} \leq 138 \text{ kV}$
2. Média tensão:  $1 \text{ kV} \leq \text{Tensão} < 69 \text{ kV}$
3. Baixa Tensão:  $\text{Tensão} < 1 \text{ kV}$

Assim como as transmissoras, as distribuidoras não estabelecem seus próprios preços de cobrança para os usuários da rede, que são regulados e calculados pela ANEEL. Tais pagamentos de uso pela rede são feitos através das bandeiras tarifárias e pela aplicação da Tarifa de Uso de Distribuição (TUSD), a depender da classificação do consumidor conectado à rede.

### 2.1.2.4 Comercialização

A comercialização de energia é a última área dos quatro elos que ligam toda a rede que a energia gerada percorre. Em tal seguimento, podemos dividir a comercialização em dois ambientes: Ambiente de Contratação Regulada e Ambiente de Contratação Livre.

O ACR é “o segmento do mercado no qual se realizam operações de compra e venda de energia entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de leilão ou licitação pública, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos”, conforme o Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004. Neste ambiente, podem fazer parte geradoras, distribuidoras e comercializadoras, porém esta última pode somente negociar energia regulada através de leilões de energia existente. A contratação de energia no ACR é sempre feita por meio de leilões de energia promovidos sob responsabilidade da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), firmando contratos denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR).

Já o ACL é o ambiente em que os consumidores podem negociar e escolher livremente seus fornecedores de energia, chegando a acordos bilaterais quanto a prazo, preço e cláusulas 28 entre as partes envolvidas. Vale lembrar que energia negociada entre as partes não necessariamente é a energia entregue ao consumidor contratante, sendo contabilizados montantes contratados e consumidos pelo mesmo através de lastro de energia. As negociações englobam somente a energia propriamente dita e não aos pagamentos necessários à transmissora e/ou distribuidora. Atualmente a Portaria que regulamenta os limites de carga por parte dos consumidores para se enquadrar como consumidores livres é a Portaria n° 514 de 2018 do Ministério de Minas e Energia que define os limites conforme a Tabela 4 abaixo.

Tabela 4 – Requisitos mínimos para poder ser um consumidor livre.

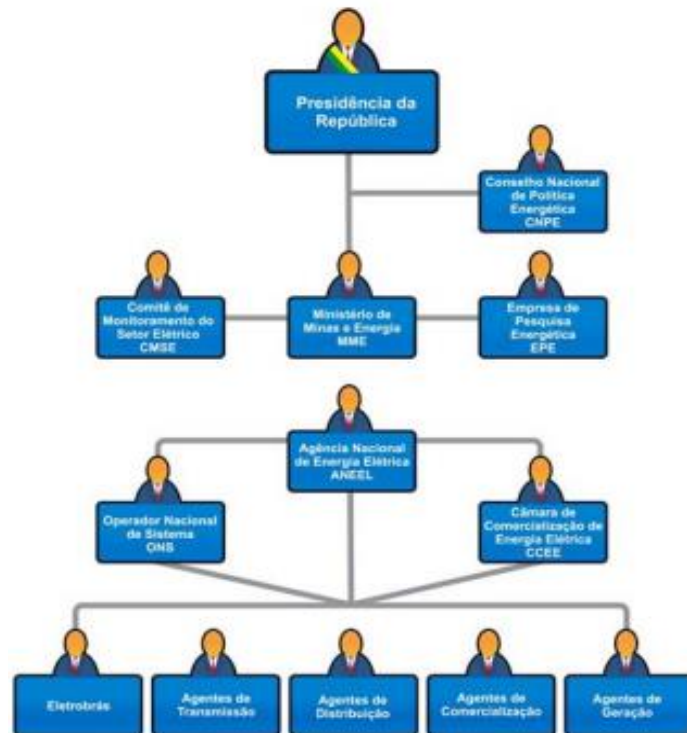
	Carga Mínima
A partir de 1º de janeiro 2020	2.000 kW
A partir de 1º de janeiro 2021	1.500 kW
A partir de 1º de janeiro 2022	1.000 kW
A partir de 1º de janeiro 2023	500 kW

Fonte: Elaboração do autor. (Portaria n° 514 de 2018 do Ministério de Minas e Energia.)

### 2.1.3 Estruturação e Atividades dos Agentes Setoriais

Para entendimento do trabalho é importante a compreensão dos principais agentes e suas respectivas funções. Dessa forma, serão descritos de forma sucinta os principais órgãos, responsabilidades e estrutura de comunicação, como ilustra a Figura 5.

Figura 5 - Estrutura Organizacional das Instituições do Setor Elétrico Brasileiro.



Fonte: Desafios da Regulação e Fiscalização dos Serviços de Distribuição no Setor Elétrico Brasileiro (2017) <http://www3.fi.mdp.edu.ar/clagtee/2017/articles/18-001.pdf>

### 2.1.3.1 CNPE

O Conselho Nacional de Política de Energia (CNPE) é o órgão que presta assessoria ao Presidente da República, e que possui como atribuição principal a formulação de políticas e diretrizes de energia destinadas a promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País. (CPFL, 2020a)

### 2.1.3.2 MME

O Ministério de Minas e Energia (MME) é o órgão do Governo Federal responsável pela condução das políticas energéticas do país. Suas principais obrigações incluem a formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE. O MME é responsável por estabelecer o planejamento do setor energético nacional, monitorar a segurança do suprimento e definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia. (CPFL, 2020a)

### *2.1.3.3 CMSE*

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico autorizou a criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que atua sob a direção do MME. O CMSE é responsável pelo monitoramento das condições de fornecimento do sistema e pela indicação das providências necessárias para a correção de problemas identificados. (CPFL, 2020a)

### *2.1.3.4 EPE*

A Empresa de Pesquisa Energética tem por finalidade prestar serviços ao MME na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético no longo prazo, cobrindo energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados e biocombustíveis. A EPE é uma empresa pública federal, 100% dependente do Orçamento Geral da União. A empresa foi criada por meio de medida provisória convertida em lei pelo Congresso Nacional - Lei 10.847, de 15 de março de 2004. E a efetivação se deu em um decreto de agosto de 2004.

### *2.1.3.5 ANEEL*

A Agência Nacional de Energia Elétrica, autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, foi criada para regular o setor elétrico brasileiro, por meio da Lei nº 9.427/1996 e do Decreto nº 2.335/1997. A ANEEL iniciou suas atividades em dezembro de 1997, tendo como principais atribuições:

1. Regular a geração (produção), transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica;
2. Fiscalizar, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões, as permissões e os serviços de energia elétrica;
3. Implementar as políticas e diretrizes do governo federal relativas à exploração da energia elétrica e ao aproveitamento dos potenciais hidráulicos;
4. Estabelecer tarifas;
5. Dirimir as divergências, na esfera administrativa, entre os agentes e entre esses agentes e os consumidores, e



6. Promover as atividades de outorgas de concessão, permissão e autorização de empreendimentos e serviços de energia elétrica, por delegação do Governo Federal.

#### 2.1.3.6 ONS

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob a fiscalização e regulação da ANEEL. (ONS, 2020b)

Instituído como uma pessoa jurídica de direito privado, sob a forma de associação civil sem fins lucrativos, o ONS foi criado em 26 de agosto de 1998, pela Lei nº 9.648, com as alterações introduzidas pela Lei nº 10.848/2004 e regulamentado pelo Decreto nº 5.081/2004. Para o exercício de suas atribuições legais e o cumprimento de sua missão institucional, o ONS desenvolve uma série de estudos e ações exercidas sobre o sistema e seus agentes proprietários para gerenciar as diferentes fontes de energia e a rede de transmissão, de forma a garantir a segurança do suprimento contínuo em todo o país, com os objetivos de:

- a) promover a otimização da operação do sistema eletroenergético, visando ao menor custo para o sistema, observados os padrões técnicos e os critérios de confiabilidade estabelecidos nos Procedimentos de Rede aprovados pela Aneel;
- b) garantir que todos os agentes do setor elétrico tenham acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória; e
- c) contribuir, de acordo com a natureza de suas atividades, para que a expansão do SIN se faça ao menor custo e vise às melhores condições operacionais futuras.

O ONS é composto por membros associados e membros participantes, que são as empresas de geração, transmissão, distribuição, consumidores livres, importadores e exportadores de energia. Também participam o MME e representantes dos Conselhos de Consumidores. (ONS, 2020b)

### 2.1.3.7 CCEE

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), é uma pessoa jurídica de direito privado sem fins lucrativos e sob regulação e fiscalização da ANEEL, e tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN. Um dos principais papéis da CCEE é realizar, mediante delegação da ANEEL, leilões públicos no Ambiente de Contratação Regulada (CCEE, 2020a). Além disso, a CCEE é responsável por:

1. Registrar os contratos de comercialização de energia no Ambiente de Contratação Regulada, os contratos resultantes de contratações de ajustes e os contratos celebrados no Ambiente de Contratação Livre;
2. Contabilizar e liquidar as transações de curto prazo.

### 2.1.4 Leilões de Energia

A partir de 2004, com a edição da Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004, e do Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamentou a comercialização de energia elétrica e o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, ficou estabelecido que as concessionárias, as permissionárias, e as autorizadas do serviço público de distribuição de energia do SIN deveriam garantir, por meio de licitação, na modalidade de leilão, o atendimento à totalidade de seu mercado no ACR. Com vistas à execução dessas contratações, a legislação estabeleceu que os leilões seriam regulados e realizados pela ANEEL, observado o disposto no art. 3º e 3º-A da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com a redação dada pela Lei n. 10.848/2004 (ANEEL, 2020c). Tal delegação incluiu a faculdade de a ANEEL promovê-los diretamente ou por intermédio da CCEE. Os Leilões do ACR possuem como objetivo:

1. Contratar energia pelo menor preço possível (modicidade tarifária);
2. Atrair investidores para construção de novas usinas com vistas à expansão da geração; e
3. Reter a geração existente.

O início legal de suprimento da energia vendida do leilão depende do tipo de leilão em que ela foi negociada, variando em prazo de entrega e em modalidade de leilão. As modalidades e prazos são:

1. **Leilão de energia nova (LEN):** são leilões de energia elétrica a partir de empreendimentos que ainda estão em fase de projeto e/ou construção, outorgados pela ANEEL e com prazo de entrega normalmente de 4 a 6 anos a frente (A-4, A-5 e A-6).
2. **Leilão de energia existente (LEE):** são leilões de energia elétrica a partir de empreendimentos que já estão construídos em operação. Seu principal objetivo é a assinatura de novos contratos para usinas que estão com seus contratos atuais perto do fim. O prazo de entrega pode ser de 0 (leilões de ajuste) a 3 anos.
3. **Leilão de Fontes Alternativas (LFA):** foi instituído com o objetivo de atender ao crescimento do mercado no ambiente regulado e aumentar a participação de fontes renováveis, sendo essas eólica, biomassa e energia proveniente de Pequenas Centrais Hidrelétricas, na matriz energética brasileira.
4. **Leilão de Energia de Reserva (LER):** foi criada para elevar a segurança no fornecimento de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), com energia proveniente de usinas especialmente contratadas para esta finalidade, seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes.

Para cada modalidade de leilão, os contratos assinados possuem características próprias. Para os LENs e LEEs os contratos dos certames são classificados em dois grupos distintos, sendo eles os contratos por quantidade e os contratos por disponibilidade. Os contratos por quantidade são aqueles que são negociados montantes fixos de energia a um determinado preço vencedor do leilão. Nesta modalidade os geradores ficam obrigados a entregar a quantidade de energia negociada em contrato, ficando o risco alocado dessa geração ao empreendedor. Por sua vez, os contratos por disponibilidade são aqueles que possuem uma remuneração fixa para as usinas permanecerem ativas e disponíveis para eventuais necessidades de aumento de geração. Quando o ONS resolve despachar estas usinas, estas recebem uma remuneração extra para geração, alocando o riscos de geração extra para o comprador, que deverá arcar com os custos variáveis que são associados a quantidade de energia extra gerada. (ANEEL, 2020c)

### 2.1.5 Tarifas e Incentivos

Com o intuito de incentivar a inserção de fontes alternativas na matriz elétrica brasileira foi promulgado o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

(PROINFA), através da lei nº 10.438, de 2002. A fonte solar não foi incluída naquele momento por ser considerada a época uma fonte inviável financeiramente devido seus altos custos de produção. Por meio da Resolução Normativa nº 77 de 2004 da ANEEL e de suas posteriores atualizações, estabeleceu-se procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição para empreendimentos hidrelétricos e aqueles com fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada. Atualmente, o Artigo 2º, inciso II da referida resolução, com a redação incluída pela Resolução Normativa nº 745 de 2016 da ANEEL, expressa que: Fica estipulado o percentual de redução de 50% (cinquenta por cento), a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada ou destinada à autoprodução, para empreendimentos com base em fonte solar, eólica, de biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja igual ou inferior a 30.000 (trinta mil) kW. Em seu Artigo 2º, inciso III, fica expresso que o desconto passa a valer também para empreendimentos com base em fonte solar, eólica, de biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja superior a 30.000 (trinta mil) kW e igual ou inferior a 300.000 (trezentos mil) kW que sejam vencedores de leilão de energia nova realizado a partir de 1º de janeiro de 2016.

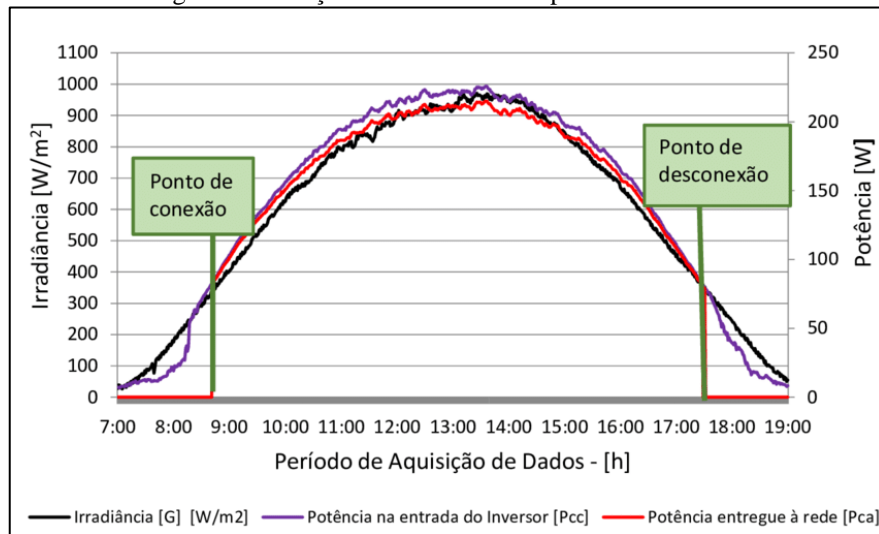
## 2.2 GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

Nessa seção é abordado os principais pontos teóricos e técnicos para a construção de um empreendimento solar fotovoltaico de geração centralizada no Brasil.

### 2.2.1 Radiação Solar

A radiação solar é a designação dada para a energia radiada pelo Sol e é a principal responsável pelas variações no clima da Terra e pelo sustento de vida no planeta. O padrão de irradiância de um dia é apresentado pela Figura 6. Os aerossóis como nuvens, poeira e fumaça, são os principais responsáveis pela alta variabilidade e de incerteza de incidência solar em curtos períodos, podendo causar irradiância quase nula e volta de geração repentino, dependendo das características específicas da nuvem. (PIACENTINI et al, 2003a).

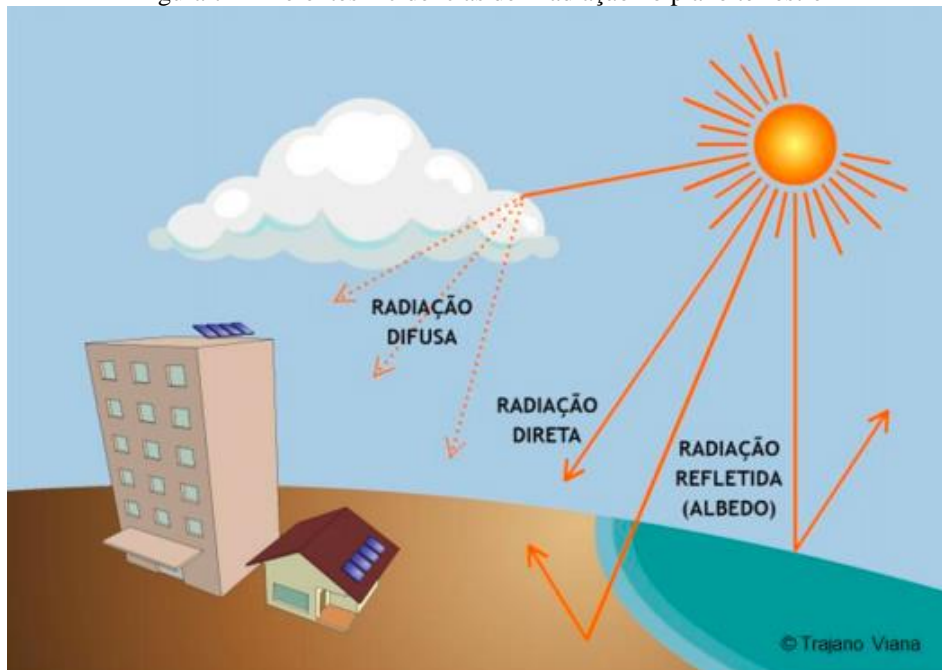
Figura 6 - Geração solar em um dia típico do Nordeste.



Fonte: [https://www.researchgate.net/figure/Figura-3-Dia-tipico-ensolarado\\_fig2\\_284186225](https://www.researchgate.net/figure/Figura-3-Dia-tipico-ensolarado_fig2_284186225)

A irradiação solar pode incidir de formas distintas no plano terrestre como mostra a Figura 7. (VIANA, 2010a)

Figura 7 - Diferentes incidências de irradiação no plano terrestre



Fonte: Viana

1. Direta – Irradiação recebida do Sol sem ter sido espalhada pela atmosfera.
2. Difusa – complementar a irradiação direta e difundida pelas nuvens.

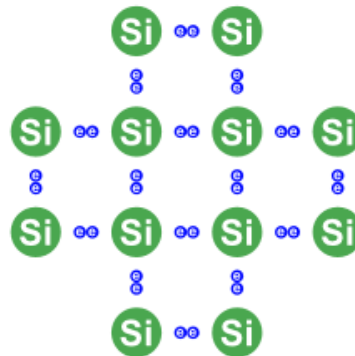
3. Refletida – Refletida em elevações ou superfícies (albedo)
4. Inclinada – Irradiação que incide com o mesmo ângulo da latitude local.
5. Global Horizontal – Energia totalmente incidente em uma superfície horizontal.

Através da irradiância em  $W/m^2$ , pode-se obter a irradiação em  $Wh/m^2$  da localidade em análise.

### 2.2.2 Efeito Fotovoltaico

A energia solar fotovoltaica é obtida por meio do efeito fotovoltaico, que foi descoberto pelo físico francês Edmond Becquerel em 1839. Essa energia é resultado do aparecimento de uma diferença de potencial em um material semicondutor após a absorção da luz. Tal efeito ocorre em materiais semicondutores que possuem banda de valência (presença de elétrons) e banda de condução (presença de “buracos”). O semicondutor de maior abundância e de maior utilização no mercado é o silício. Este elemento possui 4 elétrons que se conectam perfeitamente a átomos vizinhos, formando o que se é chamado de rede cristalina, conforme mostra a Figura 8.

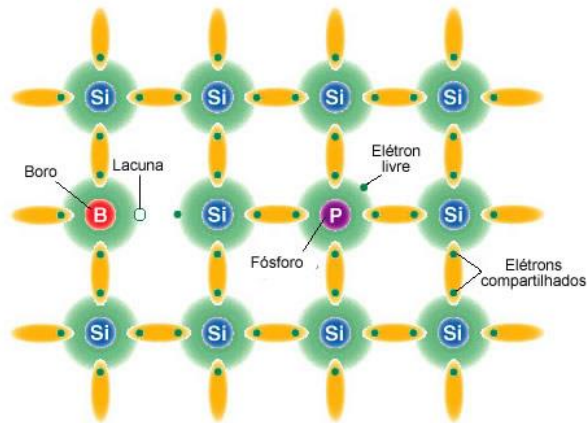
Figura 8 - Rede Cristalina de Silício



Fonte: <http://www.eletronpi.com.br/ce-024-semicondutor.aspx>

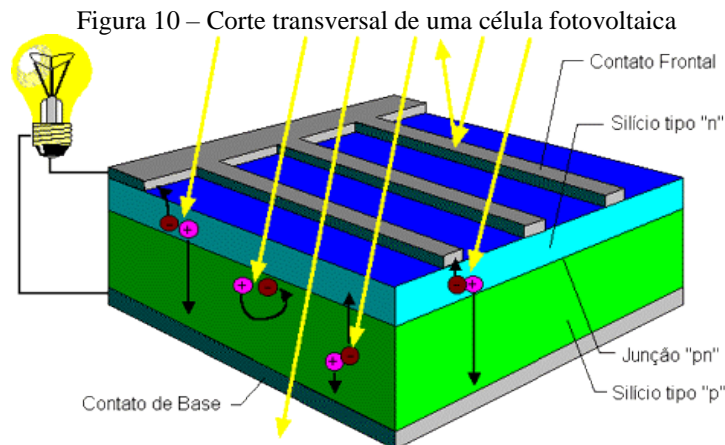
Adicionando a rede átomos que possuem 5 elétrons de ligação, como é o caso do fósforo, o quinto elétron ficará em excesso e fracamente ligado ao átomo original e à rede. Quando isso ocorre, temos um material semicondutor dopante do tipo “n”. Em contrapartida, caso fossem adicionados átomos que possuem 3 elétrons em sua camada de valência, como o Boro, faltariam elétrons para completar as ligações na rede de Silício, formando assim os denominados “buracos” ou “lacunas”. Tais materiais são denominados dopante do tipo “p”. A Figura 9 mostra tais ligações.

Figura 9 - Rede Cristalina de Silício com átomos de Boro e Fósforo.



Fonte: <https://www.infoescola.com/quimica/dopagem-eletronica/>

O princípio básico de fotovoltaico é dado a montagem de equipamentos que possuem uma junção PN nos materiais semicondutores. Quando a luz solar fornece uma quantidade de energia suficiente ao elétron em excesso, permite que ele se mova de uma banda de valência para a de condução. O que ocorre nesta junção é que elétrons livres do lado N passam ao lado P onde encontram os buracos que os capturam. Isto faz com que haja um acúmulo de elétrons no lado P, tornando-o negativamente carregado e uma redução de elétrons do lado N, que o torna eletricamente positivo. Estas cargas dão origem a um campo elétrico permanente que dificulta a passagem de mais elétrons do lado N para o lado P. Se uma junção PN for exposta a fótons com energia maior que o gap, ocorrerá a geração de pares elétron-lacuna. Se isto acontecer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas serão aceleradas, gerando assim, uma corrente através da junção. Este deslocamento de cargas dá origem a uma diferença de potencial chamada de Efeito Fotovoltaico. Esta é a base do funcionamento das células fotovoltaicas (GOETZBERGER et al, 2003a). É possível ver na Figura 10 as características mencionadas anteriormente.



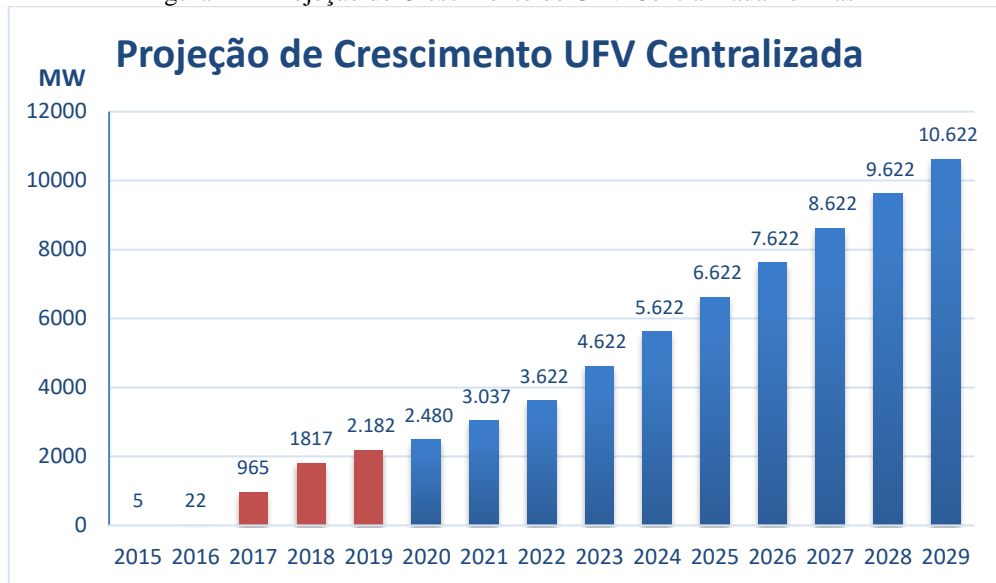
Fonte: [http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com\\_content&lang=pt&cid=321](http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=321)

### 2.2.3 Energia Solar Fotovoltaica Centralizada no Brasil

A implantação de usinas fotovoltaicas no Brasil e no mundo apresenta um grande crescimento. Os principais motivos que impulsionaram tal expansão são a pressão mundial sob para energias renováveis, que visa trazer uma alternativa de substituição para as fontes movidas a combustíveis fósseis, o avanço tecnológico das células fotovoltaicas que trouxeram um maior rendimento das placas fotovoltaicas e o barateamento das mesmas, tornando assim os projetos muito mais viáveis para implementação. Conforme mencionado anteriormente, as usinas fotovoltaicas possuem uma totalidade de 2,48 GW (ANEEL, 2020b) da capacidade instalada da matriz elétrica brasileira e mostraram considerável crescimento nos últimos anos. Além disso, a inserção da fonte na matriz é altamente significativa de acordo com o Plano Decenal de Expansão (PDE) 2029 podendo quadruplicar nos próximos 10 anos passando dos 10 GW, conforme mostra a Figura 11. Atualmente já é possível verificar que a capacidade instalada efetiva supera a projeção feita pelo PDE 2029. (EPE, 2019b)



Figura 11 - Projeção de Crescimento de UFV Centralizada no Brasil



Fonte: Elaborado pelo autor (Dados: PDE 2029 e Absolar)

A fonte solar fotovoltaica já se mostra uma tecnologia competitiva em algumas regiões do Brasil, principalmente na região Nordeste e em algumas regiões do Sudeste, trazendo representativas gerações ao longo dos dias, batendo recordes de geração constantemente, como mostra a Figura 12.

Figura 12 - Recordes de Geração de Energia Solar Fotovoltaica



Fonte – Absolar



Tabela 5– 10 empreendimentos mais competitivos do leilão A-6 de 2019.

Leilão	UF	SUBMERCADO	INVESTIMENTO (R\$)	POTÊNCIA HABILITADA A (MW)	POTÊNCIA FINAL INSTALADA A.C.C. (MWp)	FC	GARANTIA FÍSICA (MWm)	%GF Leilão	PREÇO DE LANCE ou ICB (R\$/MWh)
30 LEN A-6 2019	PI	NE	289.584.000,00	75,000	99,828	30,53%	22,900	51,53%	84,50
30 LEN A-6 2019	CE	NE	141.510.000,00	30,000	36,936	28,67%	8,600	30,23%	84,39
30 LEN A-6 2019	CE	NE	141.510.000,00	30,000	36,936	28,67%	8,600	30,23%	84,38
30 LEN A-6 2019	CE	NE	141.510.000,00	30,000	36,936	28,67%	8,600	30,23%	84,37
30 LEN A-6 2019	CE	NE	141.510.000,00	30,000	36,936	28,67%	8,600	30,23%	84,36
30 LEN A-6 2019	PE	NE	121.006.810,00	30,000	38,808	30,00%	9,000	30,00%	84,40
30 LEN A-6 2019	PI	NE	289.584.000,00	75,000	99,828	30,53%	22,900	51,53%	84,55
30 LEN A-6 2019	PI	NE	289.584.000,00	75,000	99,828	30,67%	23,000	31,30%	84,00
30 LEN A-6 2019	PI	NE	289.584.000,00	75,000	99,828	30,53%	22,900	31,44%	84,00
30 LEN A-6 2019	RN	NE	74.524.720,00	20,000	27,495	35,00%	7,000	30,00%	84,00

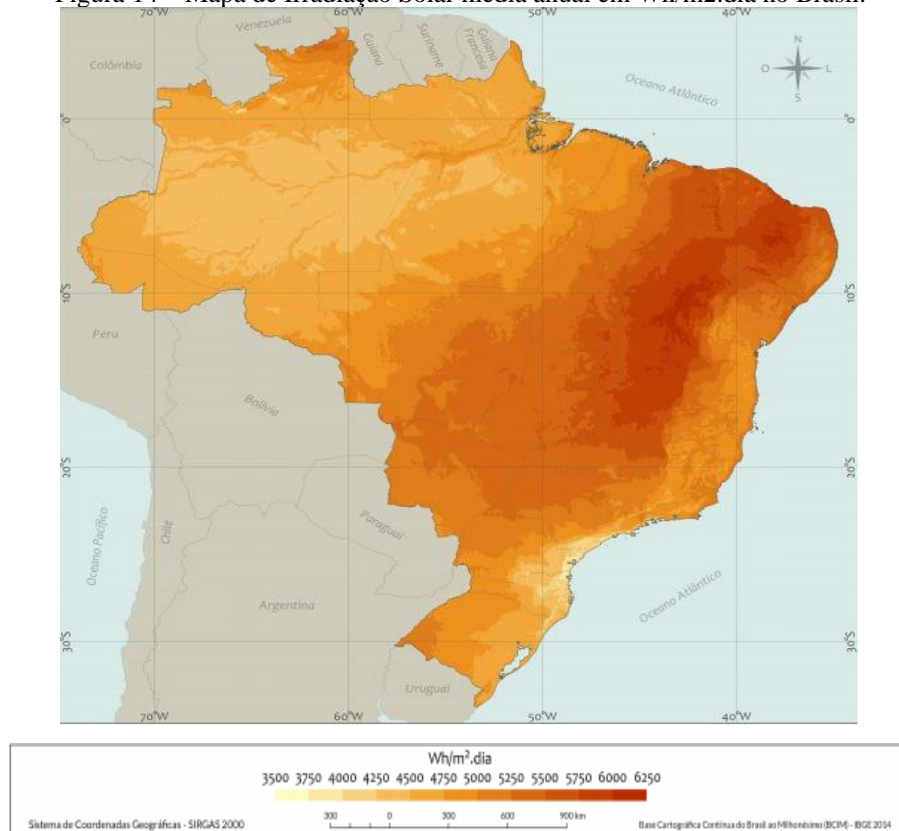
Fonte: CCEE (Editado pelo autor).

## 2.2.4 Projeto de Usina

### 2.2.4.1 Localização

A localização de uma usina solar fotovoltaica deve ser estudada e definida na fase de projeto, levando em considerações distintas variáveis que influenciam diretamente na viabilidade energética e econômica do empreendimento. A escolha do local em que será construído o parque solar fotovoltaico com base na capacidade de insolação da região é uma das variáveis mais importantes a ser definida. Tratando-se de Brasil, pode-se dizer que existem diversos locais que possibilitam a geração de energia elétrica a partir de recurso solar. Os dados de irradiação são disponibilizados no Atlas Brasileiro de Energia Solar, como exposto na Figura 14 que traz a média anual de irradiação no país.

Figura 14 – Mapa de Irradiação Solar média anual em Wh/m<sup>2</sup>.dia no Brasil.



Fonte: Atlas Brasileiro de Irradiação Solar (PEREIRA, 2017)

Para a definição de um projeto real, é necessário estar ciente da situação de estruturas geológicas do terreno, viabilidade legal de instalação junto a órgãos ambientais, proximidade com estrutura de rede de transmissão, distribuição, dentre outros fatores para que seja possível construir a usina e escoar a energia gerada. Pode-se dizer que ao atender a um nível mínimo de irradiação exigido pelo empreendedor e com todos os possíveis empecilhos geográficos e ambientais solucionados, a escolha do local está completa.

#### 2.2.4.2 Painéis Fotovoltaicos e Inversores

##### 2.2.4.2.1 Módulos Fotovoltaicos

Módulos fotovoltaicos são dispositivos compostos por diversas células fotovoltaicas interligadas eletricamente em arranjos com o objetivo de produzir tensão e corrente suficientes para a geração de energia em escala consumível. Existem diversos tipos de módulos no mercado com distintas tecnologias de células fotovoltaicas. Dentre as células fotovoltaicas que existem no mercado, a que possui maior rendimento e é mais comumente utilizada para empreendimentos de geração centralizada é a de silício monocristalino. Além de ser a mais antiga tecnologia

FV, as células de silício monocristalino são também as mais eficientes em aplicações comerciais. Esta célula é produzida a partir de um banho de silício fundido de alta pureza ( $\text{Si} = 99,99\%$  a  $99,9999\%$ ) em reatores sob atmosfera controlada puxando uma espécie de semente de cristal de forma extremamente lenta na ordem de cm/hora. (RÜTHER, 2004a). A Figura 15 apresenta as diferentes nomenclaturas e conjuntos fotovoltaicos.



Fonte: VIANA, 2010

Como existem distintas tecnologias, os fabricantes precisam fornecer as especificações de seu produto através de uma base de avaliação mundialmente padronizada, sendo ela a “*Standard Test Conditions*” que estão de acordo com as normas do IEC 60904 / DIN EM 60904:

As bases de avaliação são:

1. Irradiância de  $1.000 \text{ W/m}^2$ ;
2. Temperatura na célula de  $25^\circ\text{C}$ , com uma tolerância de  $+ 2^\circ\text{C}$ ;
3. Espectro de luz definido (distribuição do espectro da irradiância solar de referência de acordo com a norma IEC 60904-3) com uma massa de ar  $\text{AM} = 1,5$ .

Os dados fornecidos aos clientes sobre o produto são:

1. **Corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ):** é o valor máximo de corrente de carga, igual à corrente gerada por efeito fotovoltaico, expresso em ampère (A).
2. **Tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ):** é o máximo valor da tensão nos terminais do módulo fotovoltaico, quando nenhuma carga está conectada a ele, expressa em volts (V).
3. **Potência máxima ( $P_{max}$ ):** Em um módulo fotovoltaico, para uma dada condição climática, só existe um ponto na curva I-V onde a potência máxima pode ser alcançada. Obtida através do produto da tensão de potência máxima e corrente de potência máxima, expressa em watt pico ( $W_p$ ).

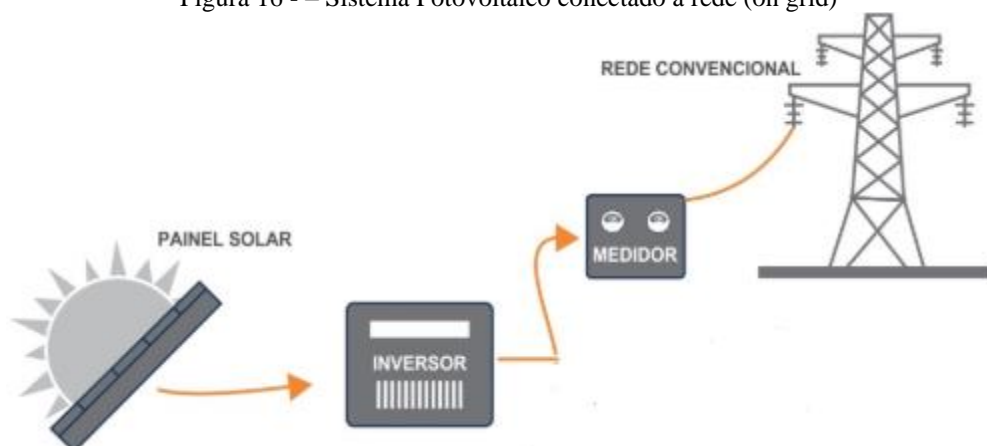
4. **Tensão de máxima potência ( $V_{mp}$ ):** corresponde à tensão no ponto de máxima potência, expressa em volts (V).
5. **Corrente de máxima potência ( $I_{mp}$ ):** corresponde à corrente no ponto de máxima potência, expressa em ampère (A).

#### 2.2.4.2.2 Inversores

Inversores são equipamentos de eletrônica de potência fundamentais em um sistema fotovoltaico. É através deles que a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos é convertida de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA). Para sistemas fotovoltaicos que pretendem se conectar à rede de distribuição ou de transmissão, estes equipamentos são indispensáveis para correta aplicação e funcionamento. Além de conversão de CC para CA, os inversores possuem mecanismos que garantem a adequação para o ponto de máxima potência do sistema fotovoltaico (ZILLES, 2012a).

Há diversos modos de fazer a conexão do sistema fotovoltaico a depender de sua utilização: sem inversores para alimentação de banco de baterias, com inversores para alimentação de sistemas híbridos (conectados tanto a rede quanto a equipamentos CC) ou conectados diretamente a rede. A Figura 16 demonstra um dos modos mais comuns de utilização do inversor e que será o modelo utilizado para este trabalho: o sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica.

Figura 16 – Sistema Fotovoltaico conectado à rede (on grid)



Fonte: <https://voltsolarbrasil.com/solucoes/> (Editado pelo autor)

## 2.3 FERRAMENTAS DE MATEMÁTICA FINANCEIRA

O investidor deve considerar seus investimentos e retornos futuros a fim de entender qual a atratividade do projeto e dar continuidade a construção da usina. Há inúmeros conceitos e formas de avaliação econômica de projetos. Com o intuito de sustentar as análises e cenários que serão dispostos adiante no trabalho, este capítulo trará a explicação das seguintes ferramentas:

- I. Valor Presente Líquido (VPL);
- II. Taxa Interna de Retorno (TIR);
- III. Período de *Payback*.

### 2.3.1 Valor Presente Líquido

O Valor Presente Líquido calcula em valores atuais o ganho financeiro previsto para projeto.

De acordo com Assaf Neto (ASSAF NETO, 2008a), o conceito consiste em uma soma algébrica de fluxos de caixa descontado para o instante de execução do projeto a uma taxa de juros determinada pelo investidor, normalmente sendo utilizada a Taxa Mínima de Atratividade (TMA). Trazendo todos os gastos e ganhos a valor presente, o indicador avalia quanto o projeto trará de retorno. Se o VPL for maior ou igual a zero o projeto se mostra economicamente viável, visto que a remuneração atingiu a taxa de desconto utilizada. Caso o VPL seja menor que zero, o projeto mostra-se inviável e deve ser descartado. Este índice é representado pela Equação (1).

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

sendo:

VPL: Valor Presente Líquido (R\$);

$t$ : período considerado (unidade de tempo considerada);

$i$ : Taxa de desconto;

$n$ : número total de períodos;

$FC_t$ : Fluxo de caixa no período  $t$  (R\$).

### 2.3.2 TIR

Diferentemente do VPL que busca um resultado assumindo uma taxa de desconto em cima do fluxo de caixa do projeto, a Taxa Interna de Retorno (TIR) tem como incógnita justamente a taxa a ser descontada. Conforme Souza (SOUZA, 2007a), podemos conceituar a TIR como a taxa que iguala o valor presente de entradas de caixa ao valor presente de saídas de caixa, ou seja, é a taxa de desconto que torna o VPL igual a zero. A TIR é tem como resultado um número em porcentagem e é representada pela Equação (2).

$$\sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} = 0 \quad (2)$$

Acima,  $i$  representa a TIR.

Para compreensão da TIR, é preciso analisar o seu resultado e comparar com a TMA estipulada. Quando a TIR for maior que TMA significa que o projeto é viável, ou seja, o investidor está obtendo um retorno maior ao mínimo estipulado. Quando a TIR for menor que a TMA o mesmo deve ser rejeitado visto que não atende ao retorno mínimo esperado do investidor.

### 2.3.3 Período de Payback

De acordo com Casarotto e Kopittike (CASAROTTO FILHO; KOPITTKKE, 2010a), o período de *payback* é o indicador que consiste em determinar o prazo (tempo necessário) para recuperar o valor investido. O método pode ser considerado de duas formas, sendo o *payback* simples ou o *payback* descontado. Para o primeiro caso, faz-se o somatório das parcelas posteriores ao investimento inicial sem nenhum desconto aplicado. Já para o segundo caso, faz-se o somatório das parcelas ao investimento com um desconto (usualmente utilizada a TMA). Quando a soma de tais parcelas futuras iguala o valor do investimento, temos o período de *payback*. O período de *payback* é expresso pela Equação (3)

$$Payback = \frac{I_0}{R_t} \quad (3)$$

sendo:



$I_0$ : Valor do investimento inicial (R\$);

$R_t$ : Soma do fluxo de caixa, sendo descontado ou não até que este seja igual ao investimento inicial (R\$/unidade de tempo).

Independentemente de qual for o método escolhido, o projeto é considerado viável quando o prazo de retorno for menor que aquele exigido pelo investidor.

### 3 METODOLOGIA

Para fins de estudo, o projeto analisado possui uma potência instalada aproximada de 30 MW, dentro da faixa permitida para garantir os incentivos sobre a fonte mencionados no capítulo 2.1.5 *Tarifas e Incentivos*. Em todos os casos analisados o projeto será simulado através do *software PVSyst 7.0* e possuindo os mesmos módulos, inversores, *layout* e perdas. Além disso, as temperaturas das localidades, que são necessárias para a simulação, serão as disponibilizadas na base de dados do *PVSyst 7.0*. Tais dados de temperatura do software são fornecidos por meio do banco de informações da NASA vinculados com o *PVSyst*. Foi considerado que em todos os projetos as usinas estão em terrenos sem a ocorrência de sombreamento de objetos e os painéis instalados sobre rastreadores solares com uma amplitude de liberdade de 30° a fim de maximizar a geração da usina. O valor do investimento do projeto será a média dos 10 investimentos mais baratos dos projetos vencedores do último leilão e, como verificado na prática dos agentes nos LENs com CCEAR por quantidade, será considerada a venda de 30% da garantia física no leilão e os 70% restantes serão comercializados no ACL. Para a energia vendida no leilão, o preço será a média do preço de venda de energia dos 10 empreendimentos mais competitivos dos mesmos leilões analisados anteriormente.

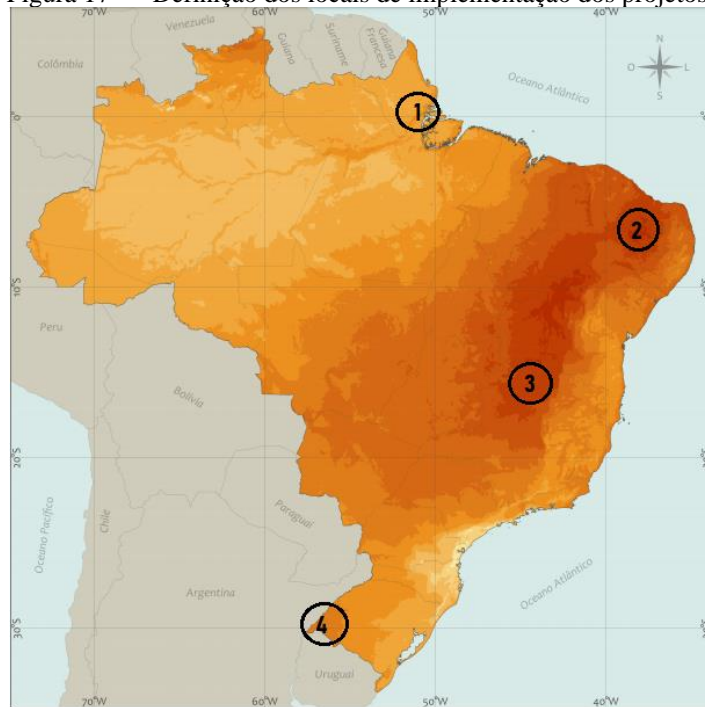
#### 3.1 ESCOLHA DOS LOCAIS

A escolha dos locais para as construções das usinas levou em consideração três aspectos principais:

1. Estar em um estado conectado ao SIN.
2. Uma localização para cada submercado.
3. Ser a maior (ou estar entre as maiores) região de irradiação média anual incidente de acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA, 2017) para o submercado escolhido.

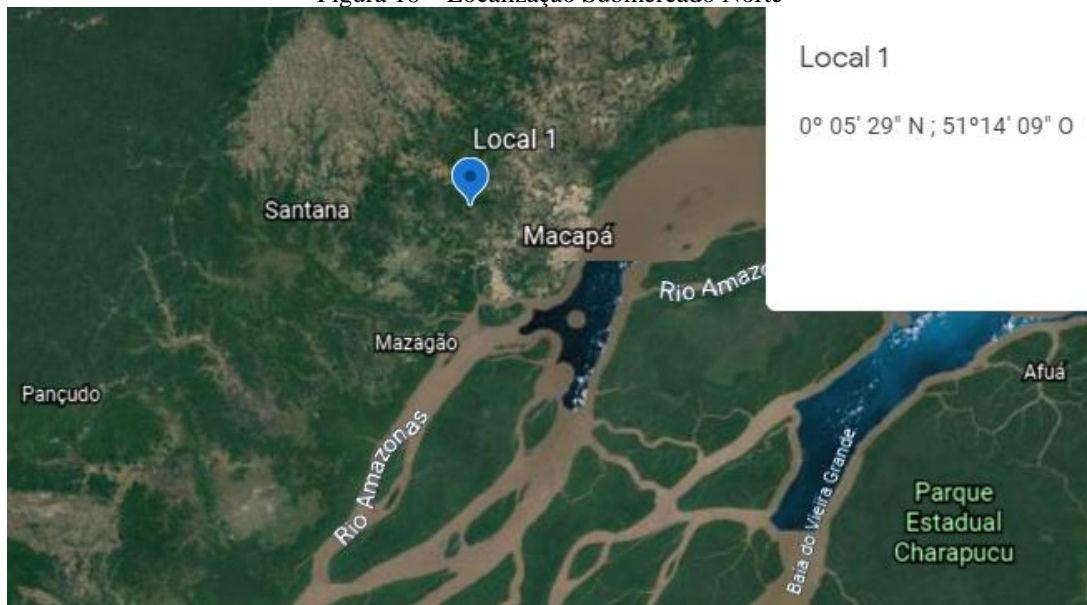
A Figura 17, Figura 18, Figura 19, Figura 20 e Figura 21 nos mostram os locais geográficos escolhidos para o estudo.

Figura 17 – Definição dos locais de implementação dos projetos.



Fonte: Atlas Brasileiro de Irradiação Solar (PEREIRA, 2017) editado pelo autor.

Figura 18 – Localização Submercado Norte



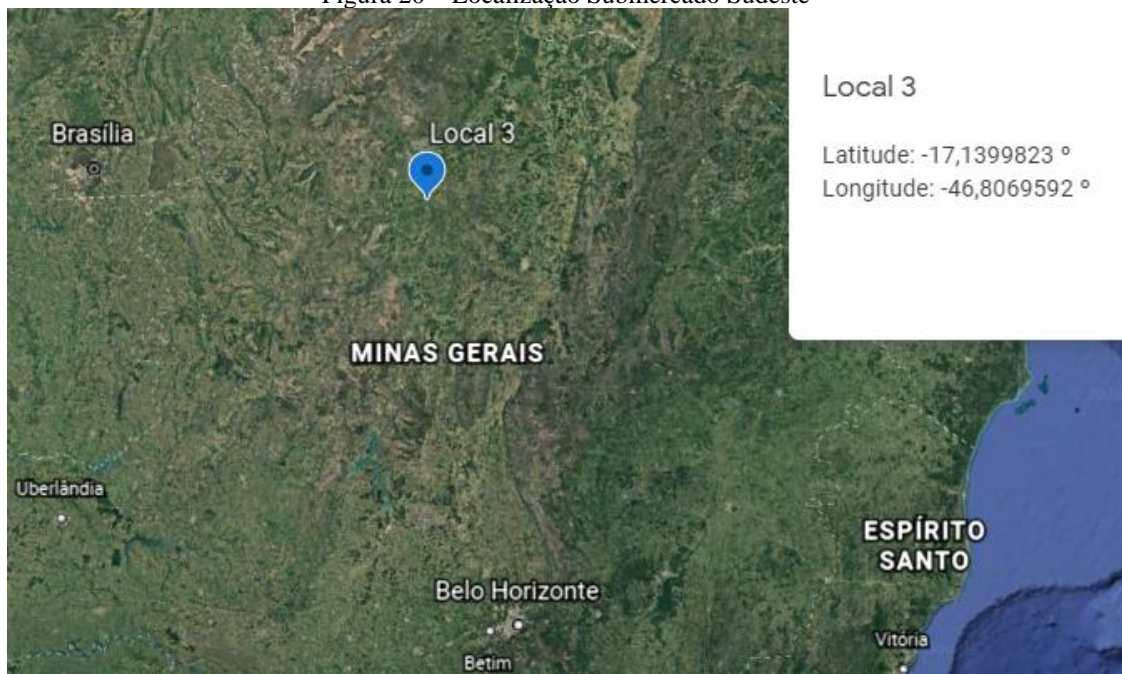
Fonte: Imagem via satélite do Google Maps.

Figura 19 – Localização Submercado Nordeste



Fonte: Imagem via satélite do Google.

Figura 20 – Localização Submercado Sudeste



Fonte: Imagem via satélite do Google Maps.

Figura 21 – Localização Submercado Sul



Fonte: Imagem via satélite do Google Maps (Retirada pelo autor).

### 3.2 DADOS DE IRRADIAÇÃO E TEMPERATURA

Escolhidos os locais para implementação do projeto, foi necessário fazer o levantamento dos dados de irradiação para cada local. Para facilitação da obtenção dos dados, os mesmos foram retirados dos sites do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) e do SunData v3 do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESEB), que utilizam na sua base de dados os valores publicados no Atlas Brasileiro de Energia Solar.

As Tabela 6, Tabela 7, Tabela 8 e Tabela 9 demonstram os dados levantados de irradiação de Plano Horizontal, Ângulo Igual a Latitude, Maior Média Anual e Irradiação Difusa em cada uma das localidades escolhidas. (PEREIRA, 2017)

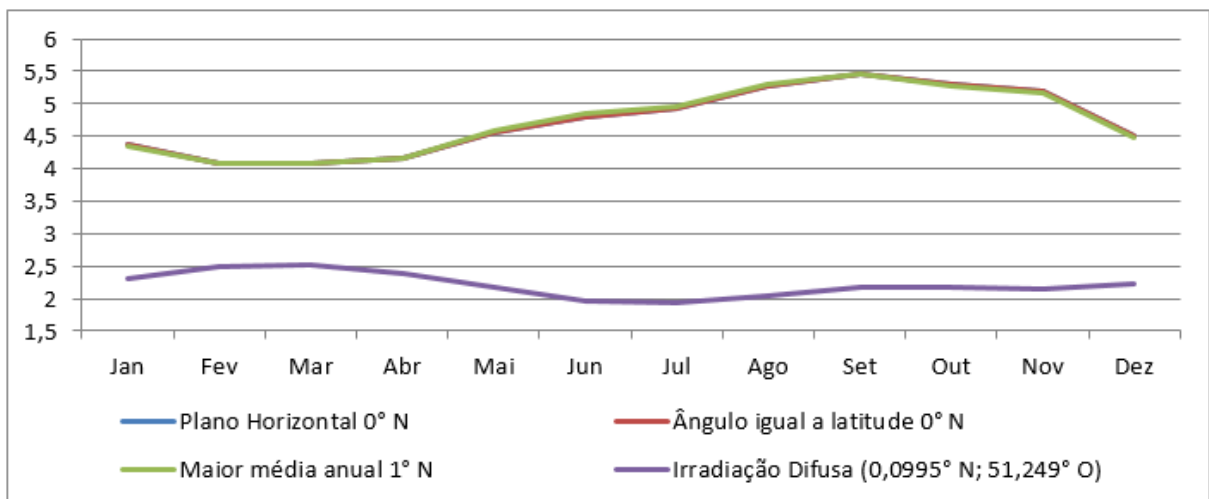


Tabela 6 – Dados de Irradiação do Local 1 (Norte)

**Estação:** Santana  
**Município:** Santana, AP - BRASIL  
**Latitude:** 0,1° N  
**Longitude:** 51,249° O  
**Distância do Local 1 (0,09° N; 51,24° O):** 1,8 km

**Irradiação solar diária média mensal [kWh/m<sup>2</sup>.dia]**

Inclinação	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta	
Plano Horizontal	0° N	4,37	4,08	4,08	4,16	4,56	4,81	4,93	5,27	5,46	5,29	5,19	4,51	4,73	1,38
Ângulo igual a latitude	0° N	4,37	4,08	4,08	4,16	4,56	4,81	4,93	5,27	5,46	5,29	5,19	4,51	4,73	1,38
Maior média anual	1° N	4,34	4,07	4,08	4,17	4,59	4,85	4,96	5,29	5,46	5,27	5,16	4,48	4,73	1,39
Irradiação Difusa (0,0995° N; 51,249° O)	N/A	2,30	2,50	2,53	2,40	2,17	1,96	1,94	2,05	2,17	2,18	2,15	2,22	2,21	0,58



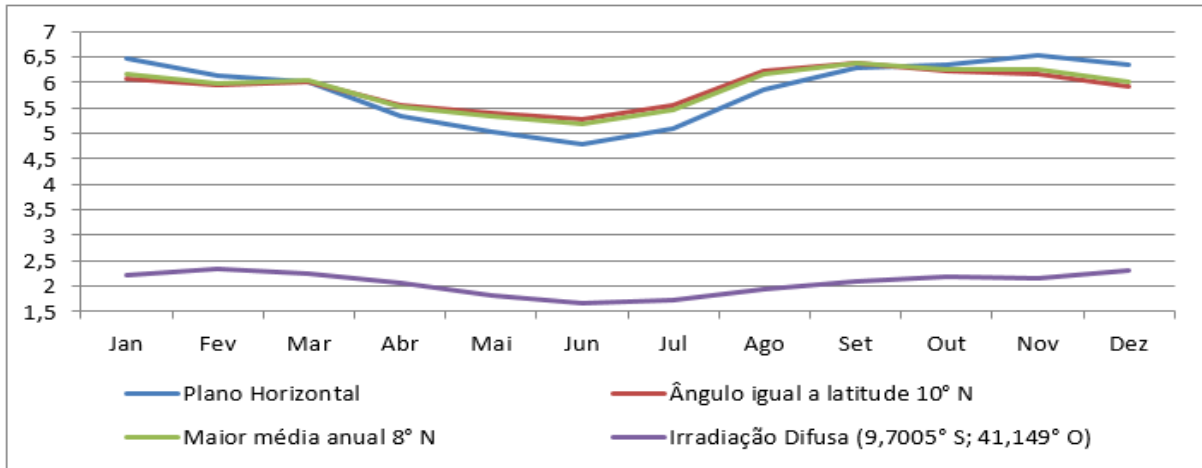
Fonte: Elaborado pelo Autor (Dados: INPE e SUNDATA)

Tabela 7 – Dados de Irradiação Localização 2 (Nordeste)

**Estação:** Sento Se  
**Município:** Sento Se, BA - BRASIL  
**Latitude:** 9,701° S  
**Longitude:** 41,149° O  
**Distância do Local 2 (9,73° S; 41,12° O):** 4,5 km

**Irradiação solar diária média mensal [kWh/m<sup>2</sup>.dia]**

Inclinação	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta	
Plano Horizontal	0° N	6,46	6,14	6,01	5,34	5,02	4,8	5,09	5,85	6,27	6,35	6,52	6,35	5,85	1,72
Ângulo igual a latitude	10° N	6,07	5,94	6,02	5,56	5,41	5,28	5,56	6,21	6,38	6,21	6,17	5,93	5,89	1,1
Maior média anual	8° N	6,16	5,99	6,03	5,52	5,35	5,19	5,47	6,15	6,37	6,25	6,25	6,02	5,90	1,18
Irradiação Difusa (9,7005° S; 41,149° O)	N/A	2,23	2,35	2,26	2,06	1,81	1,67	1,73	1,93	2,11	2,20	2,17	2,31	2,07	0,68



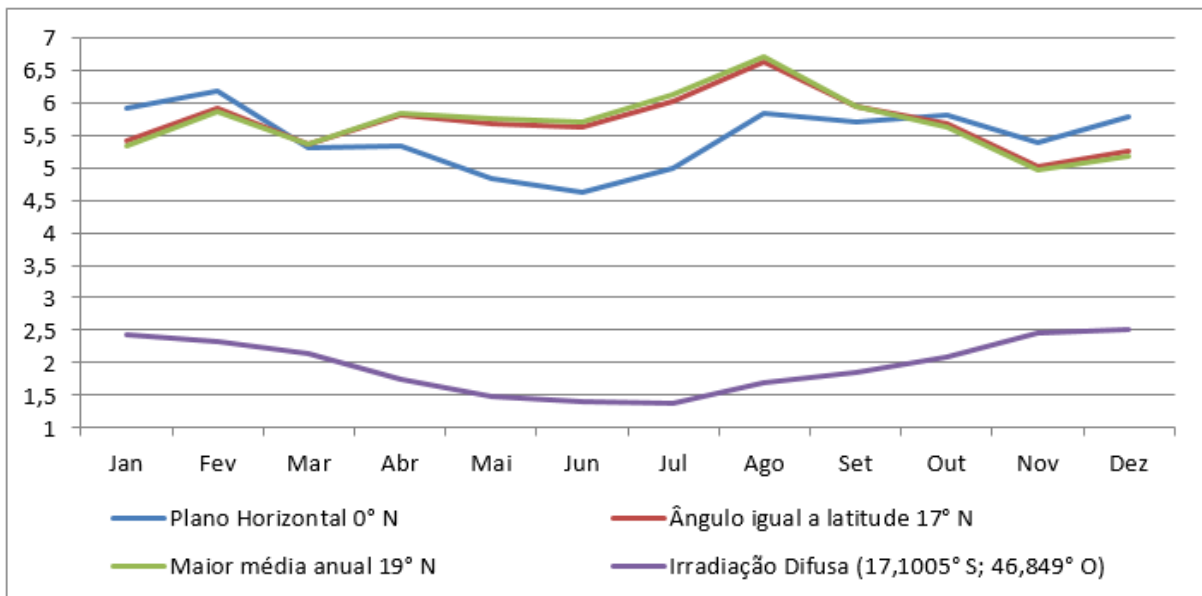
Fonte: Elaborado pelo Autor (Dados: INPE e SUNDATA)

Tabela 8 – Dados de Irradiação Localização 3 (Sudeste)

Estação: Paracatu  
Município: Paracatu ,  
MG - BRASIL  
Latitude: 17,101° S  
Longitude: 46,849° O  
Distância do Local 3 ( 17,14° S; 46,8° O): 6,8 km

**Irradiação solar diária média mensal [kWh/m2.dia]**

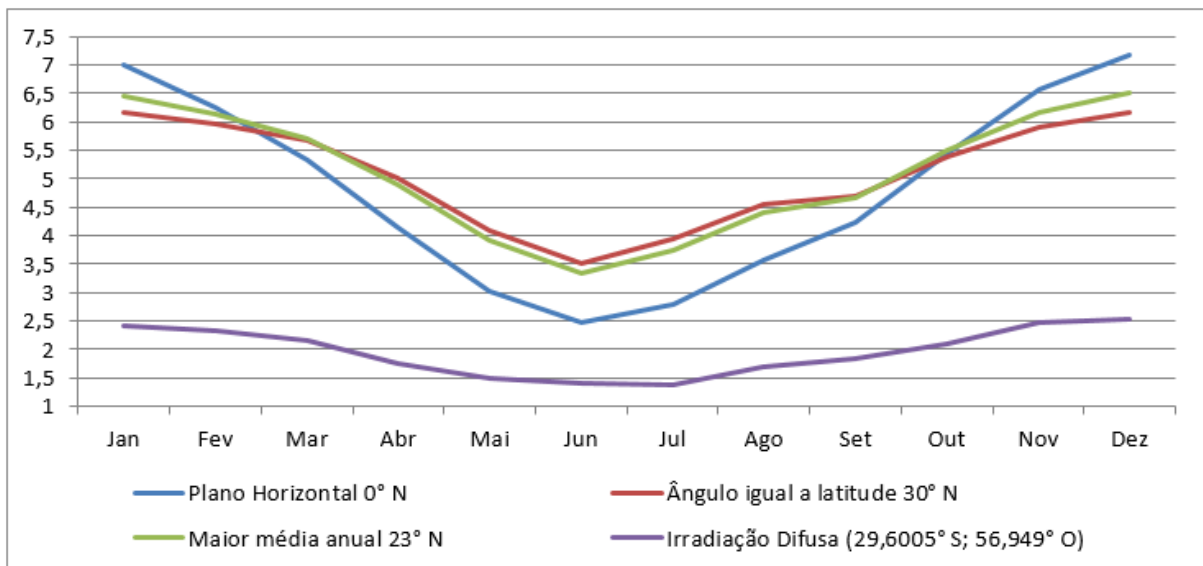
Inclinação	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
Plano Horizontal 0° N	5,9	6,18	5,3	5,32	4,84	4,62	5	5,83	5,69	5,81	5,39	5,77	5,47	1,57
Ângulo igual a latitude 17° N	5,42	5,92	5,37	5,81	5,67	5,61	6,02	6,62	5,93	5,66	5,02	5,25	5,69	1,6
Maior média anual 19° N	5,34	5,86	5,35	5,84	5,74	5,7	6,11	6,69	5,94	5,62	4,96	5,17	5,69	1,73
Irradiação Difusa (17,1005° S; 46,849° O)	2,42	2,32	2,15	1,75	1,48	1,41	1,39	1,70	1,84	2,10	2,47	2,52	1,96	1,13



Fonte: Elaborado pelo Autor (Dados: INPE e SUNDATA)

Tabela 9 – Dados de Irradiação Localização 4 (Sul)

Estação: Uruguiana Município: Uruguiana , RS - BRASIL Latitude: 29,601° S Longitude: 56,949° O Distância do Local 4( 29,57° S; 57,04° O): 9,5 km		Irradiação solar diária média mensal [kWh/m2.dia]												Média	Delta
Inclinação	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
Plano Horizontal 0° N	7	6,24	5,33	4,13	3,02	2,47	2,8	3,58	4,23	5,45	6,56	7,16	4,83	4,69	
Ângulo igual a latitude 30° N	6,16	5,95	5,68	5,02	4,09	3,52	3,93	4,55	4,68	5,37	5,9	6,17	5,09	2,66	
Maior média anual 23° N	6,46	6,13	5,7	4,9	3,91	3,33	3,73	4,4	4,66	5,49	6,15	6,5	5,11	3,17	
Irradiação Difusa (29,6005° S; 56,949° O)	N/A	2,14	2,10	1,78	1,48	1,23	1,12	1,16	1,39	1,72	1,96	2,12	2,24	1,70	1,12



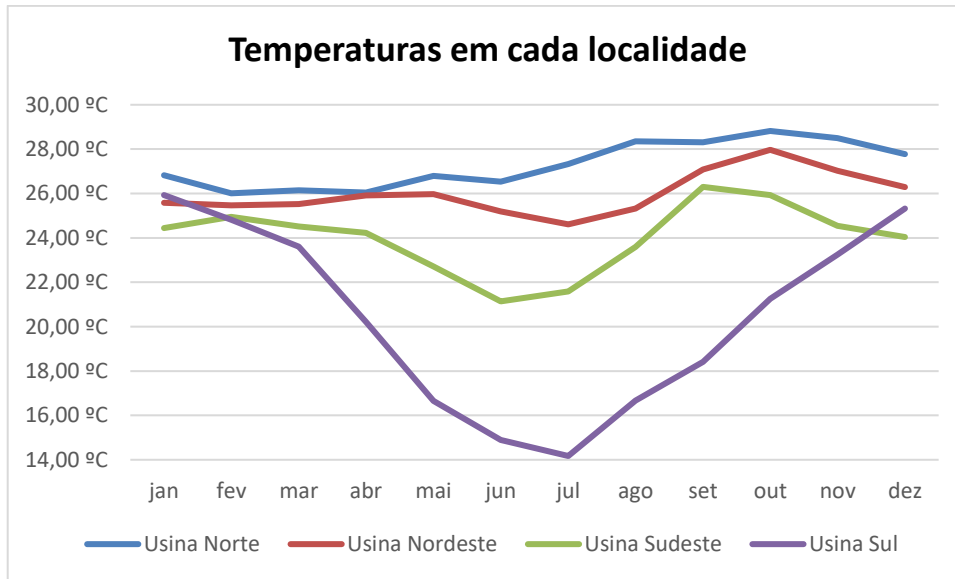
Fonte: Elaborado pelo Autor (Dados: INPE e SUNDATA)

Quanto aos dados de temperatura médias mensais fornecidos pelo *software* retirados pela NASA, são dispostos conforme Tabela 10 abaixo.

Tabela 10 - Temperaturas mensais de Cada Localidade

	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
Usina Norte	26,83 °C	26,01 °C	26,15 °C	26,05 °C	26,79 °C	26,54 °C	27,33 °C	28,35 °C	28,31 °C	28,82 °C	28,50 °C	27,78 °C
Usina Nordeste	25,58 °C	25,47 °C	25,53 °C	25,92 °C	25,97 °C	25,20 °C	24,61 °C	25,33 °C	27,08 °C	27,97 °C	27,03 °C	26,29 °C
Usina Sudeste	24,44 °C	24,95 °C	24,52 °C	24,22 °C	22,71 °C	21,14 °C	21,59 °C	23,59 °C	26,30 °C	25,93 °C	24,55 °C	24,04 °C
Usina Sul	25,93 °C	24,82 °C	23,60 °C	20,21 °C	16,66 °C	14,90 °C	14,17 °C	16,67 °C	18,42 °C	21,26 °C	23,24 °C	25,33 °C





Fonte: NASA (software PVSyst,)

### 3.3 ESCOLHA DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS E DOS INVERSORES

O *PVSyst* possui um leque considerável de opções de módulos fotovoltaicos e de inversores que são constantemente atualizados com modelos utilizados no mercado real, além de uma seção própria com modelos genéricos criados pelo próprio *software*. O critério para a escolha dos módulos foi que ele fosse do modelo monocristalino de silício, que possuísse o maior potencial de geração  $W_p$  informado pela seção *Generic* de módulos e que estivesse na seção de *Available Now* na disponibilidade de mercado do produto (que são os modelos mais atuais do *software*). O modelo escolhido foi o *Mono 440 Wp Twin 144 half-cells* (nome do arquivo no *PVSyst: Generic\_Mono\_440W\_Half.PAN*). Para a escolha do inversor foi que ele suportasse a maior potência possível na sessão *Generic* de inversores e que estivesse na sessão de *Available Now* na disponibilidade de mercado do produto. O modelo escolhido foi *2000 kWac central inverter* (nome do arquivo no *PVSyst: Generic\_2000kW.OND*). Os dados técnicos dos módulos e dos inversores são encontrados na primeira página dos Apêndices A, B, C e D.

Após a escolha dos equipamentos foi construída uma configuração de usina para que atendesse as características requisitadas de projeto especificadas anteriormente. Alguns dados técnicos do projeto são descritos na Tabela 11 - Aspectos Técnicos do Projeto Tabela 11 abaixo. Vale salientar que não foi base de estudo atender a configuração ótima de projeto.

Tabela 11 - Aspectos Técnicos do Projeto

Aspectos Técnicos	
Potência Instalada Nominal (STC)	32501 kWp
Potência Instalada (Operação 50°C)	29521 kWp
Quantidade total de módulos	73866
Número de Módulos em série	26
Número de Strings em Paralelo	2841
Quantidade total de inversores	15
Potência suportada do Inversos	2000 kWac

Fonte: Elaborado pelo autor.

### 3.4 SIMULAÇÃO

O *PVSyst* é um *software* para auxílio no dimensionamento e estudos de sistemas fotovoltaicos com recursos de simulação, emissão de relatórios e de documentos técnicos dos componentes e da usina desenhada. Existem diversos níveis de aplicação e funcionalidades. O programa possui grande aplicabilidade e funcionalidade, oferecendo um amplo leque de dados, genéricos e reais usados no mercado. Uma das principais características é a possibilidade de importar dados de medição ou dados da própria base de dados do programa, usando aquele que o usuário sinta maior confiabilidade. As usinas foram dimensionadas com a mesma capacidade instalada e mesmo *layout*, alterando apenas os dados de irradiação global horizontal e difusa de cada localidade. Para o estudo, optou-se por usar as perdas padronizadas do programa para um sistema fotovoltaico típico conectado à rede e das características dos módulos e inversores escolhidos pelo autor. Os ganhos e as perdas consideradas são mostrados pela Figura 22 e explicadas em seguida.

Figura 22 – Ganhos e perdas considerados na Simulação

<b>Global horizontal irradiation</b>
<b>Global incident in coll. plane</b>
IAM factor on global
<b>Effective irradiation on collectors</b>
PV conversion
<b>Array nominal energy (at STC effic.)</b>
PV loss due to irradiance level
PV loss due to temperature
Module quality loss
Mismatch loss, modules and strings
Ohmic wiring loss
<b>Array virtual energy at MPP</b>
Inverter Loss during operation (efficiency)
Inverter Loss over nominal inv. power
Inverter Loss due to max. input current
Inverter Loss over nominal inv. voltage
Inverter Loss due to power threshold
Inverter Loss due to voltage threshold
Night consumption
<b>Available Energy at Inverter Output</b>
<b>Energy injected into grid</b>

Fonte: Relatório de perdas *PVSyst*

1. Ganho por Irradiação Global horizontal e Ganho por irradiação Difusa: Irradiação total incidente na usina de acordo com os dados analisados.
2. IAM fator global: Corresponde a perda da irradiação incidente devida a reflexões nas células fotovoltaicas geradas pelo ângulo incidente no módulo. É calculado automaticamente pelo software e deve ser menor que 3%.
3. Irradiação efetiva nos coletores: Irradiação total incidente na usina menos a perda IAM.
4. Conversão no painel fotovoltaico: Eficiência de conversão do módulo sobre a irradiação incidente.
5. Energia nominal da usina em STC: Energia nominal gerada pela usina.

6. Perdas dos módulos por nível de irradiação e perdas por temperatura: Ambas as perdas são dependentes do módulo escolhido, do fabricante e dependentes os dados meteorológicos levantados. Calculado pela simulação interna do *PVSyst*.
7. Perdas por qualidade do módulo: Perda referente a margem tolerância de  $W_p$  positivo ou negativo sobre os módulos. Se ambas as tolerâncias estiverem presentes, (ou seja,  $+ -5W_p$ ), isso adicionará perda no sistema, para que a geração se torne menor. Se apenas tolerâncias positivas estiverem presentes, a geração será maior, com um ganho máximo de  $+ 0,4\%$ .
8. Perda Mismatch: As perdas *mismatch* são devidas as ligações em série dos painéis e das diferenças físicas dos módulos na sua produção industrial, não apresentando rigorosamente as mesmas características de tensão e corrente.
9. Perdas ôhmicas nos cabos: Perdas devidas aos cabos interligados entre os módulos e os inversores. Representa a perda do lado de corrente contínua de geração da usina.
10. Energia entregue aos inversores: Energia nominal gerada pela usina menos as perdas.
11. Perda por devido o nível de eficiência do inversor: Perda estritamente dependente do inversor escolhido e refere-se à eficiência de conversão de corrente contínua para corrente alternada do inversor.
12. Consumo noturno: Consumo interno da usina durante a noite.
13. Energia injetada no sistema: Energia entregue a rede considerando todas as perdas

Os resultados das simulações para os projetos do Norte, Nordeste, Sudeste e Sul podem ser vistos nos apêndices A, B, C e D, respectivamente.

### 3.5 GARANTIA FÍSICA

De acordo com a EPE, a garantia física (GF) determina a quantidade média de energia que um equipamento de geração consegue suprir dado um critério de suprimento definido em MWm, (unidade de produção energética igual a energia produzida pela operação contínua de megawatt de capacidade durante um período de tempo. O MWm é calculado por meio da razão MWh/h, onde MWh representa a energia produzida e h representa a quantidade de horas do período de tempo no qual a referida quantidade de energia foi produzida). Ela é uma métrica 59

importante para a adequabilidade da oferta do sistema e é utilizada para dois fins fundamentais no Brasil: a garantia física define a quantidade máxima de energia que um equipamento pode comercializar e, no caso das hidrelétricas, define sua cota de participação no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

A Portaria nº 101 de 2016 do MME em seu anexo I, regra 2.3 define que a garantia física de energia das usinas solares fotovoltaicas será calculada pela aplicação da equação 4:

$$GF = \frac{P50_{ac} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) - \Delta P}{8760} \quad (4)$$

Sendo:

**GF:** garantia física de energia, em MW médio;

**P50<sub>ac</sub>:** produção anual de energia certificada, em MWh, referente ao valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a cinquenta por cento, constante da Certificação de Dados Solarimétricos e de Produção Anual de Energia;

**TEIF:** taxa equivalente de indisponibilidade forçada, por unidade - pu;

**IP:** indisponibilidade programada, por unidade - pu;

**ΔP:** estimativa anual do consumo interno e perdas elétricas até o Ponto de Medição Interno da usina, em MWh; e

**8760:** número de horas por ano.

O processo de certificação da energia começa pela estimativa da Produção de Energia Bruta, normalmente em MWh. A Produção de Energia Bruta depende apenas da capacidade instalada do sistema e da irradiação solar disponível no local da usina fotovoltaica. Entretanto, em um sistema fotovoltaico existem perdas inerentes à tecnologia. Essas perdas são devido à temperatura de operação dos módulos, orientação, inclinação, sombreamento, sujeira, perdas ôhmicas nos cabos, perdas nos inversores CC/CA e no algoritmo MPPT, entre outras. Considerando que a manutenção preventiva com desligamento ou redução de potência será realizada principalmente nos períodos noturnos, um nível de IP de 0,25% e TEIF de 0,45% podem ser alcançados.

Ao se fazer a simulação da energia gerada, o *PVSyst* apresenta a energia entregue à rede com as perdas consideradas. Também é calculada a energia certificada com a probabilidade

P50 requerida para o cálculo da garantia física. Sabendo que a energia P50 disponibilizada pelo *PVSystem* já considera as perdas do sistema entregue a rede, as garantias físicas das usinas serão calculadas pela Equação 5.

$$GF = \frac{P50_{PVSystem} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP)}{8760} \quad (5)$$

Sendo:

**P50<sub>PVSystem</sub>**: média da produção de energia simulada pelo *PVSystem*;

**TEIF**: Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada – pu;

**IP**: Indisponibilidade Programada – pu;

**8760**: número de horas por ano.

Os resultados das garantias físicas para cada uma das usinas são apresentados na Tabela 12:

Tabela 12 - Garantias Físicas das Usinas Simuladas

	MWh (P50)	TEIF	IP	Horas	GF (MWm)
Usina N	58.883	0,25%	0,45%	8760	6,67
Usina NE	74.526	0,25%	0,45%	8760	8,45
Usina SE	70.518	0,25%	0,45%	8760	7,99
Usina S	64.164	0,25%	0,45%	8760	7,27

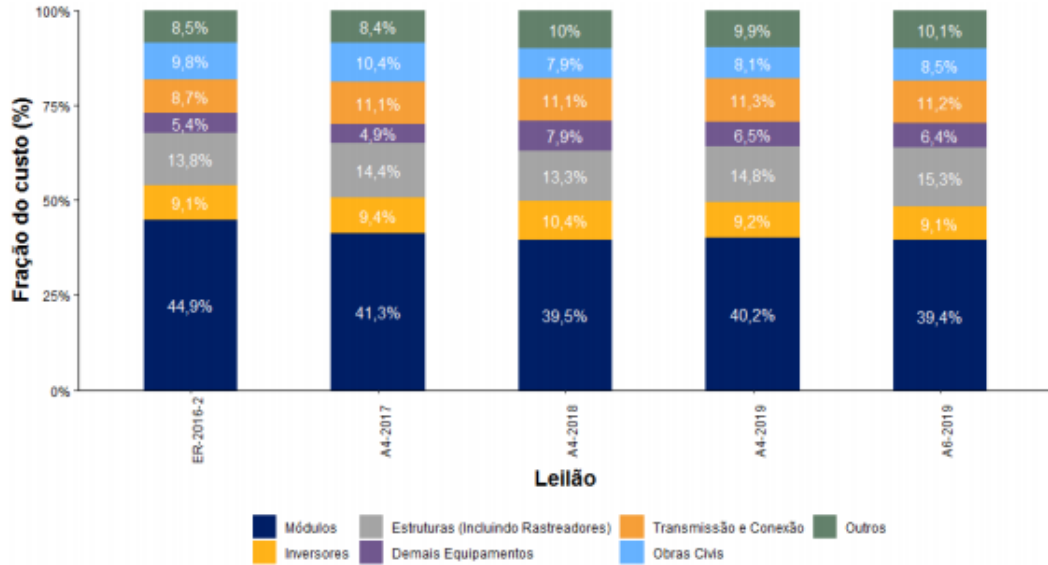
Fonte: Elaborado pelo autor.

### 3.6 AVALIAÇÃO ECONÔMICA

Após o levantamento das questões técnicas e energéticas do empreendimento, para calcular a viabilidade econômica será realizado uma estimativa de um fluxo de caixa para os próximos 27 anos. Este prazo foi estipulado considerando um período de construção da usina de 2 anos e de 25 anos de vida útil dos painéis. Os projetos serão vencedores do certame de um Leilão de Energia Nova A-4, conforme estratégia explicada na próxima sessão. O investimento do projeto será de R\$ 3,94 Milhões / MW instalado, sendo este valor a média dos 10 empreendimentos mais baratos dos últimos LENSs, como visto na Figura 13.

Desta forma, visto que as os projetos possuem 29,521 MW, o investimento total será de R\$ 116,312 Milhões. De acordo com a EPE, a fração dos custos dos investimentos se distribui conforme a Figura 23.

Figura 23 – Fração do Custo do Investimento de Projetos Solares Fotovoltaicos nos Leilões de Energia.



Fonte: Projetos Fotovoltaicos nos Leilões de Energia - Análises dos leilões A-4 e A-6 de 2019 (EPE, 2020).

A parcela denominada como “outros” inclui diversos custos como custo do terreno, ações socioambientais, custos indiretos, logística, montagem, testes e seguro término de obra, e representa cerca de 10% dos custos totais. O fluxo de caixa será dado através de uma Demonstração de Resultado do Exercício (DRE), levando os principais ganhos e gastos de uma usina solar fotovoltaica. A Tabela 13 demonstra quais serão os componentes utilizados no DRE.

Tabela 13 - Demonstrativo de Resultado de Exercício.

<b>Demonstrativo de Resultado de Exercício</b>	
Receita com venda de energia no ACR	+
Porcentagem da GF no ACR	
Receita com venda de energia no ACL	+
Porcentagem da GF no ACL	
<b>Receita Bruta</b>	
Deduções da Receita Bruta (PIS/COFIN)	-
<b>Receita Líquida</b>	
<b>Despesas Totais</b>	-
Operação e Manutenção	-
TUST/TUSD	-
Taxa ANEEL	-
Taxa CCEE	-
CCD	-
Custos administrativos	-
<b>Lucros Antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização</b>	
Depreciação (5% ao ano)	-
<b>Lucro Antes de Juros</b>	
Despesas Financeiras (juros)	
<b>Lucros Antes dos Impostos (Lucro Operacional)</b>	
Imposto de Renda	-
Contribuição Social	-
<b>Lucro Líquido</b>	
Obras civis + Outros	-
Amortização	-
Depreciação (5% ao ano)	+
<b>Fluxo de Caixa Livre do Investidor</b>	

Fonte: Elaborado pelo autor.

Outro fator que será considerado é uma degradação dos painéis fotovoltaicos de 0,5% ao ano acarretando em uma menor quantidade de energia gerada anualmente pela usina. Tal perda é inerente da tecnologia e utilizada para análises de viabilidade e acarretará em uma redução de forma proporcional no montante de garantia física ano a ano nas análises.



### **3.6.1 Receita Venda de Energia**

A receita das usinas é obtida pelo produto do montante da garantia física vendida no ACR /ACL pelo preço de cada ambiente. Como de costume no mercado, será considerado que a construção levará 2 anos, estando pronta dois anos antes do compromisso no ACR. Portanto, no terceiro e o quarto, 100% da garantia física será negociada no ACL (01/01/2022 a 31/12/2023). Entre o quinto e o vigésimo quinto ano será considerado que 30% da garantia física será destinada ao ACR através de um CCEAR-Quantidade com vigência de 20 anos, a um preço de R\$ 85,76 / MWh (preço médio de lance vencedor dos 10 empreendimentos mais competitivos dos últimos leilões corrigido para a data base de janeiro de 2020) e 70% da GF no ACL (01/01/2024 a 31/12/2043). Por último, nos 2 anos restantes, será negociado 100% da garantia física no ACL. 01/01/2044 a 31/12/2046). Para o estudo, tanto a receita quanto os custos serão reajustados por uma inflação de 4% a.a.

### **3.6.2 PIS e COFINS**

Da receita bruta de energia são deduzidos PIS (Programa de Integração Social) e COFINS (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social), impostos cobrados para empresas ou pessoas jurídicas. As alíquotas possuem valores de 0,65% e 3,00%, respectivamente, sendo ambas multiplicadas pelo valor da receita bruta da empresa, totalizando 3,65%.

### **3.6.3 Operação & Manutenção**

De acordo com IRENA, os custos para operação e manutenção (O&M) tem tido redução significativa ao longo dos anos. Os custos podem ser divididos em duas vertentes, sendo a parte majoritária relativa a preservar os módulos e constante limpeza dos mesmos, podendo representar 90% do total. O restante dos custos é atribuído a custos de manutenção da terra, de manutenções não programadas do sistema e troca de peças. O custo estimado nos Estados Unidos em 2019 está entre USD 10,00 / kW e USD 18,00 / kW. Na Europa o custo médio reportado é de USD 10,00 / kW. Por esse motivo, nesse estudo utilizaremos um custo de O&M de USD 10,00 / kW sendo considerado 1 dólar = R\$ 4,00.

### 3.6.4 TUSD

A TUSD é determinada pela ANEEL individualmente para cada geradora participante do leilão a depender de seu ponto de conexão. Para este trabalho será utilizado o preço médio de TUSD de 2019 da concessionária atuante em cada estado dos projetos na tensão de 138 kV conforme Tabela 14.

Tabela 14 – TUSDs médias na tensão de 138 kV

Norte	Nordeste	Sudeste	Sul
REH 2645/2019 Méd: R\$ 4,14 / kWh.mês	REH 2533/2019 Méd: R\$ 3,84 / kWh.mês	REH 2550/2019 Méd: R\$ 3,93 / kWh.mês	REH 2557/2019 Méd: R\$ 4,75 / kWh.mês

Fonte: ANEEL

### 3.6.5 Taxa ANEEL

A taxa ANEEL refere-se a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE). O montante total a ser pago pelos agentes corresponde ao resultado do produto de 0,4%, com o Montante de Uso do sistema de Distribuição (que será considerada como 100% da potência instalada da usina) e do valor do Benefício Econômico Típico Unitário Anual (BETU) que para 2020 é de R\$ 764,73/kW.

### 3.6.6 Taxa CCEE

A taxa CCEE refere-se a um pagamento dos agentes com o objetivo de cobrir custos operacionais fornecidos pela CCEE. Para análise será calculada estimando que seja 25% da TFSEE, como utilizado em projeções de custos nos ambientes empresariais vivenciados pelo autor.

### 3.6.7 Contrato de Conexão a Distribuição

O Contrato de Conexão a Distribuição (CCD) é celebrado entre o agente dono do empreendimento e a distribuidora com o objetivo de estabelecer as responsabilidades de implantação, operação, manutenção das instalações, encargos e condições técnicas para permitir a conexão na rede de distribuição. Para análise será considerado um valor de R\$ 7.000,00 mensais, ou seja R\$ 84.000,00 anual.

### **3.6.8 Custos Administrativos**

Os custos administrativos são referentes as atividades financeiras e legais da empresa, pagamentos de colaboradores necessários para garantir a estruturação e funcionamento da atividade. Será considerado sendo 1% da Receita Líquida anual da empresa.

### **3.6.9 Depreciação econômica**

Atualmente a vida útil dos módulos fornecidos pelos fabricantes mundiais possuem uma vida útil média de 25 anos. Por esse motivo a depreciação definida será de 4% ao ano, baseado no período de duração de vida médio estipulada pelos fabricantes de painéis fotovoltaicos.

### **3.6.10 Financiamento**

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) oferece formas de financiamento para diversos setores, inclusive no de infraestrutura e geração de energia. Em seu site oficial, para empreendimentos de geração solar, é informado a possibilidade de participação em até 80% do valor do projeto, limitada a 100% dos itens financiáveis. Para fins do estudo, será considerado a participação máxima do BNDES no valor do investimento de 80% e os 20% restantes serão de responsabilidade do investidor, sendo considerados como os custos de aquisição de terras, seguros de obras, obras civis e os demais gastos estipulados na categoria “outros” conforme Figura 23 e que serão pagos em duas parcelas iguais nos 2 primeiros de construção do projeto. A forma de pagamento será pelo Sistema de Amortização Constante (SAC) em 20 anos, respeitando o limite máximo de 24 anos estipulado pelo BNDES. O BNDES possibilita um período de carência de 6 meses após o início de operação comercial para início de pagamento da dívida. Para fins de simplificação, a carência será de 1 ano após entrada em operação comercial apenas para a amortização sendo os juros pagos independentemente de a usina entrar em operação comercial ou não. A taxa de juros aplicada pelo BNDES é constituída pela fórmula apresentada na Figura 24.

Figura 24 – Formação da Taxa de Juros do BNDES

ITENS FINANCIADOS	Empresas		
	Custo financeiro	Remuneração do BNDES	Taxa de risco de crédito
Energia solar >	TLP	0,9% ao ano (a.a.)	Variável conforme risco do cliente e prazos do financiamento
Energia de resíduos sólidos >			
Demais fontes >		1,3% ao ano (a.a.)	

Fonte: BNDES

A Taxa de Longo Prazo (TLP) é composta pela soma do IPCA e uma parcela fixa. A parcela fixa denominada de TLP será de 1,8% a.a., próxima a publicada no site do BNDES referente a janeiro de 2020 de 1,78% a.a. O risco de crédito será fixado em 0,7% a.a., estando dentro da faixa disponibilizada. A taxa de remuneração do BNDS será de 0,9% a.a.

### 3.6.11 Imposto de Renda e Contribuição Social

A tributação que será considerada é a de lucro presumido. Através da Lei 12.814/2013, empresas com receita bruta anual de no máximo R\$ 78 Milhões podem assumir este tipo de tributação. A base de cálculo para o Imposto de Renda de Pessoa Jurídica passa a ser de 8% da receita bruta e a alíquota de 15%. Para a Contribuição Social para Lucro Líquido nesta opção é de 12% com uma alíquota de 9% de contribuição.

## 4 RESULTADOS OBTIDOS

Nessa seção serão abordados os resultados energéticos e econômicos desenvolvidos no trabalho.

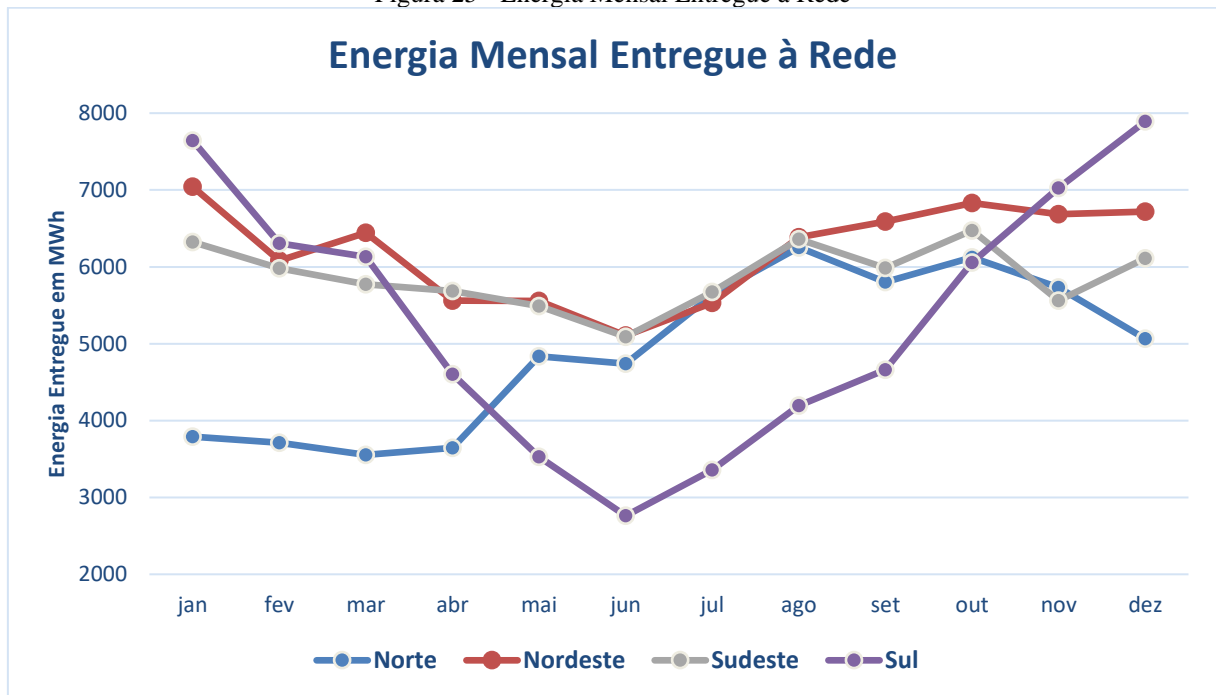
### 4.1 RESULTADOS ENERGÉTICOS

A seguir serão expostos os resultados energéticos das simulações feitas em cada localidade de projeto.

Os dados levantados e os resultados obtidos mostram que a irradiação global existente no território brasileiro é relativamente bem distribuída nas diversas regiões do país e comprova o potencial existente em todo o território nacional.

A Figura 25 ilustra a variação mensal da energia entregue a rede em cada localidade de acordo com as simulações feitas. É possível verificar, conforme Tabela 15, que existe um alto nível de correlação entre os dados de irradiação e de energia gerada de cada localidade. A correlação é um dado estatístico comparativo entre dados para verificar qual a relação de variabilidade existentes entre duas ou mais amostras. A correlação varia entre 1 e -1, sendo que quanto mais próximo de 1, as amostras se comportam de forma direta e na mesma proporção, enquanto que quanto mais próxima de -1 as amostras se comportam de forma indireta e na mesma proporção.

Figura 25 - Energia Mensal Entregue à Rede



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 15 - Correlação de Geração com Irradiação e Temperatura.

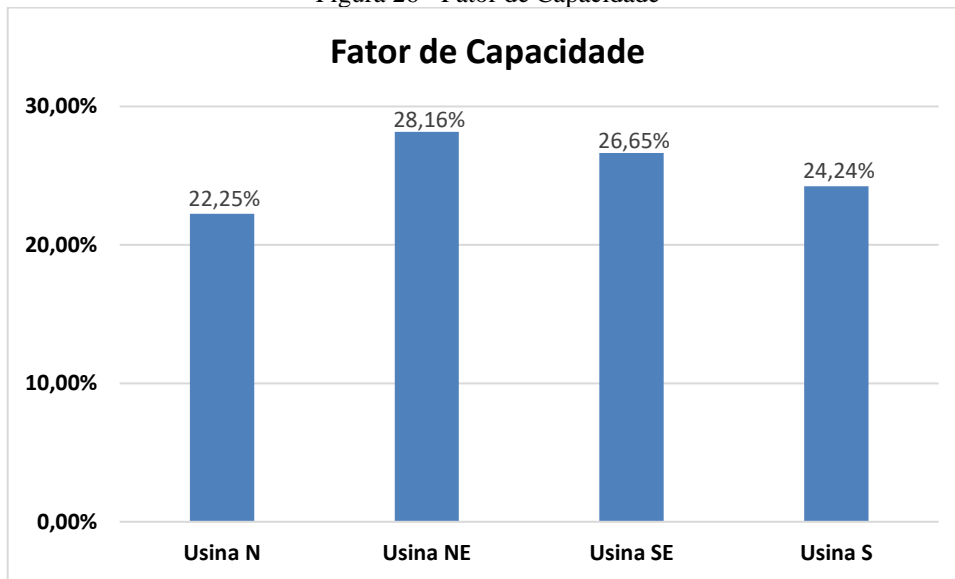
<b>Correlação Irrad. Direta.</b>	0,9455	0,9562	0,8563	0,9937
----------------------------------	--------	--------	--------	--------

Fonte: Elaborado pelo autor.

Nas condições analisadas, observa-se que os projetos localizados no Nordeste e no Sudeste são os que apresentam os maiores níveis de produção de energia entregue à rede e são aqueles que apresentam maior estabilidade durante todo o ano. Tais comportamentos são influenciados por diversos fatores, como a temperatura do local, irradiação direta e difusa, que são os dados aqui analisados, mas também de comportamentos climáticos da região, como presença de ventos e umidade do local.

O maior nível de energia gerada e a menor amplitude mensal de geração durante todo o ano fazem com que as duas regiões possuam os maiores volumes de garantia física, conforme Tabela 12, e por consequência, maiores fatores de capacidade, como mostrado na Figura 26 abaixo.

Figura 26 - Fator de Capacidade



Fonte: Elaborado pelo autor.

## 4.2 RESULTADOS ECONÔMICOS

Os resultados de viabilidade econômica foram elaborados para cada localização totalizando um número de quatro análises. Adicionalmente foi feita uma análise variando os parâmetros de entrada como inflação, *spread* da taxa de juros do financiamento, fator de capacidade e custo de investimento. Para o cálculo do VPL foi utilizada uma TMA nominal de 13,36% representando assim uma TMA real de 9%.

### 4.2.1 Usina Norte

Na localização Norte foi calculada uma garantia física de 6,67 MWm, o que representa um fator de capacidade de 22,61%. O Apêndice E demonstra o fluxo de caixa líquido dos 27 anos analisados. Como resultado tem-se que, para garantir a viabilidade a uma TMA de 13,36%, é necessário garantir a venda de energia no ACL a um preço médio R\$ 259,95/MWh durante todo o período analisado (referenciado a janeiro de 2020). O resultado indica payback simples de 13 anos com a energia vendida a esse preço.

#### 4.2.2 Usina Nordeste

Na localização Nordeste foi calculada uma garantia física de 8,45 MWm e um fator de capacidade de 28,62%. O Apêndice F demonstra o fluxo de caixa líquido dos 27 anos analisados. Como resultado tem-se que para garantir a viabilidade a uma TMA de 13,36% é necessário garantir a venda de energia no ACL a um preço médio de R\$ 198,72 durante todo o período analisado (referenciado a janeiro de 2020). O resultado indica *payback* simples de 13 anos com a energia vendida a esse preço.

#### 4.2.3 Usina Sudeste

Na localização Sudeste foi calculada uma garantia física de 7,99 MWm e um fator de capacidade de 27,07%. O Apêndice G demonstra o fluxo de caixa líquido dos 27 anos analisados. Como resultado tem-se que para garantir a viabilidade a uma TMA de 13,36% é necessário x de garantir a venda de energia no ACL a um preço médio de R\$ 211,98 durante todo o período analisado (referenciado a janeiro de 2020). O resultado indica *payback* simples de 13 anos com a energia vendida a esse preço.

#### 4.2.4 Usina Sul

Na localização Sudeste foi calculada uma garantia física de 7,27 MWm e um fator de capacidade de 24,64%. O Apêndice H demonstra o fluxo de caixa líquido dos 27 anos analisados. Como resultado tem-se que para garantir a viabilidade a uma TMA de 13,36% é necessário x de garantir a venda de energia no ACL a um preço médio de R\$ 238,86 durante todo o período analisado (referenciado a janeiro de 2020). O resultado indica *payback* simples de 13 anos com a energia vendida a esse preço.

### 4.3 SENSIBILIDADES

Conforme exposto no trabalho, inúmeras variáveis são consideradas para a análise de viabilidade de um projeto. Em seguida serão apresentadas as sensibilidades e as mudanças obtidas para cada variação. A Tabela 16 mostra fixos e variáveis que serão utilizados para a análise de sensibilidade da avaliação. A metodologia do DRE foi mantida essa parte do estudo.



Tabela 16 – Parâmetros de utilizados para análise da sensibilidade

Usina	Sensibilidade
Potência Instalada	29.521 kW
Fator de capacidade	Variável
Investimento/ kW Instalado	Variável
Spread de Juros	Variável
IPCA	Variável
TUSD - (R\$ / kW.mês)	4,17
BETU - (R\$ / kW.ano)	764,73

Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 4.3.1 IPCA

O primeiro caso de sensibilidade analisado foi a partir da variação na inflação. A Tabela 17 mostra os resultados da TIR obtidos através da mudança da inflação e do preço vendido. É interessante destacar a importância de saber qual a TMA que o investidor está analisando. A TMA Nominal é a que possui a inflação embutida em seu valor. Caso o investidor não se atente a este detalhe, é possível que ele tome decisões equivocadas. Na tabela de resultados de Sensibilidade – IPCA (TMA Nominal) vemos em verde os valores que atingem a TMA de 13,36% que inicialmente aprovariam tais projetos, porém ao desconsiderar a inflação do valor obtido e assumindo uma TMA Real de 9% vemos, na tabela Sensibilidade – IPCA (TMA Real), resultados diferentes viabilizados ou inviabilizados do projeto.

Tabela 17 - Resultados da Análise da Sensibilidade IPCA

Valores Fixos					
Spread	4,00%				
FC	30,00%				
Invest. / kW Inst.	4 Milhoes / kW Inst.				
IPCA	Variável				
Sensibilidade - IPCA (TMA Nominal)					
	R\$ 190,00	R\$ 197,50	R\$ 205,00	R\$ 212,50	R\$ 220,00
4,50%	12,73%	13,69%	14,68%	15,67%	16,67%
4,00%	12,21%	13,21%	14,22%	15,24%	16,27%
3,50%	11,70%	12,73%	13,77%	14,82%	15,89%
3,00%	11,19%	12,25%	13,33%	14,42%	15,52%
2,50%	10,68%	11,78%	12,90%	14,03%	15,18%
2,00%	10,17%	11,32%	12,48%	13,66%	14,85%
1,50%	9,66%	10,86%	12,08%	13,31%	14,56%
1,00%	9,16%	10,42%	11,70%	12,99%	14,31%
Preço referenciado a 01/01/2020					
Sensibilidade - IPCA (TMA Real)					
	R\$ 190,00	R\$ 197,50	R\$ 205,00	R\$ 212,50	R\$ 220,00
4,50%	7,87%	8,80%	9,74%	10,69%	11,65%
4,00%	7,90%	8,86%	9,82%	10,81%	11,80%
3,50%	7,92%	8,92%	9,92%	10,94%	11,97%
3,00%	7,95%	8,98%	10,03%	11,08%	12,16%
2,50%	7,98%	9,06%	10,14%	11,25%	12,37%
2,00%	8,01%	9,14%	10,27%	11,43%	12,60%
1,50%	8,04%	9,22%	10,42%	11,64%	12,87%
1,00%	8,08%	9,32%	10,59%	11,87%	11,58%
Preço referenciado a 01/01/2020					

Fonte: Elaborado pelo autor.

Vale destacar que com o aumento da inflação, a TIR Real diminui. Isso ocorre pois apesar das receitas e das despesas aumentarem na mesma proporção vinculada ao IPCA, a taxa de juros aplicada pelo BNDES possui a TLP fixa atrelada somada ao mesmo IPCA, fazendo com que a variação na taxa de juros se torne proporcionalmente maior e mais agressiva do que a simples variação da inflação.

#### 4.3.2 Spread de Juros

A sensibilidade de Spread de juros considerou uma faixa de juros possíveis no financiamento do BNDES. Visto que a inflação foi fixada em 4,00%, a TMA foi fixada em 13,36 %.

A Tabela 18 demonstra os resultados obtidos. Como era esperado, a queda da taxa de juros aumenta o resultado da TIR do projeto.

Tabela 18 - Resultados da análise de sensibilidade do Spread da taxa de juros

Valores Fixos					
Spread	Variável				
FC	30,00%				
Invest. / kW Inst.	4 Milhoes / kW Inst.				
IPCA	4,00%				
Sensibilidade - Spread					
	R\$ 190,00	R\$ 197,50	R\$ 205,00	R\$ 212,50	R\$ 220,00
6,00%	9,64%	10,52%	11,40%	12,29%	13,19%
5,50%	10,23%	11,13%	12,05%	12,97%	13,90%
5,00%	10,85%	11,79%	12,73%	13,68%	14,64%
4,50%	11,51%	12,48%	13,45%	14,43%	15,43%
4,00%	12,21%	13,21%	14,22%	15,24%	16,27%
3,50%	12,96%	13,99%	15,03%	16,09%	17,17%
3,00%	13,75%	14,82%	15,90%	17,00%	18,12%
Preço referenciado a 01/01/2020					

Fonte: Elaborado pelo autor.

### 4.3.3 Fator de Capacidade

Os resultados obtidos pela variação do fator de capacidade são apresentados na Tabela 19. Visto que a inflação foi fixada em 4,00%, a TMA foi fixada em 13,36 %. É interessante observar que o aumento de 1,00% do fator de capacidade aumenta aproximadamente 1,00% da TIR dos resultados e o projeto cada vez mais competitivo. Conclui-se que um bom layout de projeto e que a evolução tecnológica são fatores determinantes para os resultados esperados do investidor.

Tabela 19 - Resultados da análise de sensibilidade do Fator de Capacidade

Valores Fixos					
Spread	4,00%				
FC	Variável				
Invest. / kW Inst.	4 Milhoes / kW Inst.				
IPCA	4,00%				
Sensibilidade - Fator de Capacidade					
	R\$ 190,00	R\$ 197,50	R\$ 205,00	R\$ 212,50	R\$ 220,00
32,00%	14,14%	15,22%	16,32%	17,44%	18,58%
31,00%	13,17%	14,21%	15,27%	16,33%	17,42%
30,00%	12,21%	13,21%	14,22%	15,24%	16,27%
29,00%	11,26%	12,21%	13,18%	14,15%	15,14%
28,00%	10,31%	11,23%	12,15%	13,08%	14,02%
27,00%	9,36%	10,24%	11,13%	12,02%	12,92%
26,00%	8,41%	9,26%	10,11%	10,96%	11,82%
Preço referenciado a 01/01/2020					

Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 4.3.4 Investimento por kW Instalado

O investimento (Milhões) por kW instalado foi o último caso de sensibilidade analisado. Visto que a inflação foi fixada em 4,00%, a TMA foi fixada em 13,36 %. A Tabela 20 apresenta os resultados obtidos. Salienta-se que a compra de painéis solares fotovoltaicos e inversores de grandes usinas normalmente são negociadas com fornecedores internacionais, logo pode ser feita uma relação importante do valor de investimento com a cotação do dólar. No caso base para as usinas, o dólar foi fixado em R\$ 4,00.

Tabela 20 - Resultados da análise de sensibilidade do Investimento por kW instalado

Valores Fixos					
Spread		4,00%			
FC		30%			
Invest. / kW Inst.		Variavel			
IPCA		4,00%			
Sensibilidade - Invest. / kw Inst.					
	R\$ 190,00	R\$ 197,50	R\$ 205,00	R\$ 212,50	R\$ 220,00
4,50	9,55%	10,42%	11,30%	12,18%	13,07%
4,35	10,28%	11,19%	12,10%	13,02%	13,94%
4,20	11,07%	12,01%	12,96%	13,92%	14,89%
4,05	11,92%	12,90%	13,89%	14,89%	15,91%
3,90	12,83%	13,86%	14,90%	15,96%	17,03%
3,75	13,83%	14,91%	16,00%	17,12%	18,25%
3,60	14,91%	16,05%	17,21%	18,39%	19,58%
Preço referenciado a 01/01/2020					

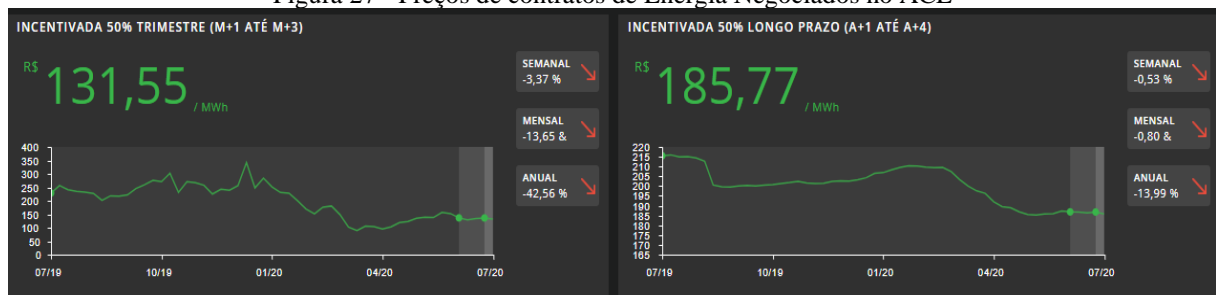
Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A competitividade do projeto foi julgada com base em preços negociados no ACL. Para tanto, foi utilizado a curva forward de energia incentivada 50% da empresa Dcide para base comparativa de preços de comercialização. Tal curva representa referências de preços de contratos futuros negociados no mercado com o período de 3 meses (gráfico a esquerda) a 4 anos (gráfico a direita).

É possível verificar a variabilidade existente no preço de energia, conforme visto na Figura 27, variando entre R\$ 350,00 / MWh e de R\$ 75,00 / MWh (contratos de até 3 meses) e de R\$ 215,00 / MWh e R\$ 185,00 / MWh (contratos de até 4 anos). Nota-se também a queda recente dos preços, refletindo os efeitos da pandemia do Covid-19 no mercado.

Figura 27 - Preços de contratos de Energia Negociados no ACL



Fonte: DCIDE – Curva de preços futuro

## 5 CONCLUSÃO

O trabalho permitiu realizar uma análise de cenários para novos empreendimentos de energia elétrica a partir da fonte solar fotovoltaica, possibilitando chegar a qual o preço médio mínimo no ACL para viabilizar a construção do projeto em cada localidade. O estudo foi baseado com conceitos do setor de energia elétrica brasileiro, na simulação de produção energia através de um *software* utilizado no mercado e de conceitos de engenharia econômica e matemática financeira. Todas os recursos foram fundamentais na conclusão e na análise dos resultados. A simulação de energia gerada em cada localidade foi essencial para o estudo. Foi necessário aprofundar-se e buscar sobre quais eram os fatores determinantes para uma simulação confiável, como irradiação, temperatura dos locais, módulos, inversores, degradação e perdas. O modelo financeiro apresentado necessita de uma grande quantidade de premissas e projeções que são interferentes entre si, mostrando assim a complexidade de se chegar a um resultado único e absoluto. Para a previsão das receitas, foi preciso calcular a garantia física para cada cenário conforme metodologia vigente e aplicar o percentual destinado a cada ambiente de contratação conforme aplicado no mercado. A receita fixa dos leilões do ACR traz uma boa previsibilidade de receitas futuras por um longo período, alocando o risco na forma que o investidor conseguirá buscar a viabilidade na venda de energia no ACL.

Foi possível identificar também que a escolha da localização de implementação do empreendimento é um dos principais fatores para a viabilização de um projeto, visto que os locais escolhidos foram os que possuíam o maior índice de irradiação solar de cada submercado e que foram utilizados os mesmos parâmetros de projeto para as simulações em todos os casos. Se a escolha do local for feita de forma equivocada, pode vir a significar a inviabilidade da construção da usina. Os resultados indicam que, a partir das premissas e conforme o esperado, para atingir uma TIR de 13,36% a usina localizada no submercado Nordeste é a de mais fácil viabilização, possuindo um menor preço médio a ser garantido ao longo da vida da usina. Em seguida as usinas, Sudeste, Sul e Norte são as mais atrativas, respectivamente.



## REFERÊNCIAS

ABSOLAR. Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. **Infográfico Absolar**. Disponível em: < <http://absolar.org.br/infografico-absolar.html> >. Acesso em: 03 de mar. de 2020. (ABSOLAR, 2020a)

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 77, DE 18 DE AGOSTO DE 2004 - Estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidrelétricos e aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada.** 2004. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2004077.pdf> >. Acesso em: 07 abril 2020 (ANEEL, 2004a)

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 559, DE 27 DE JUNHO DE 2013. Estabelece o procedimento de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST.** 2013. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2013559.pdf> >. Acesso em: 07 de abril 2020 (ANEEL, 2013a)

ANEEL. **Resolução Homologatória n° 2.533 de 2019 - Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2019, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - Celba, e dá outras providências.** 2019. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20192533ti.pdf> >. Acesso em: 30 maio 2020 (ANEEL, 2019a)

ANEEL. **Resolução Homologatória n° 2.550 de 2019 - Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2019, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à CEMIG Distribuição S/A - Cemig-D, e dá outras providências.** 2019. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20192550ti.pdf> >. Acesso em: 30 maio 2020 (ANEEL, 2019b)

ANEEL. **Resolução Homologatória n° 2.557 de 2019 - Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2019, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. - RGE, e dá outras providências.** 2019. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20192557ti.pdf> >. Acesso em: 30 maio 2020 (ANEEL, 2019c)

ANEEL. **RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA N° 2.645, DE 26 DE NOVEMBRO DE 2019 - Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2019, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA, e dá outras providências.** 2019. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20192645ti.pdf> >. Acesso em: 30 maio 2020 (ANEEL, 2019d)

ANEEL. **A ANEEL.** 2020. Disponível em: < <https://www.aneel.gov.br/a-aneel> >. Acesso em: 08 maio 2020(ANEEL, 2020a)



ANEEL. **Banco de Informações de Geração – BIG**. Disponível em: < <https://bit.ly/3ivAakj> >. Acesso em: 13 fev 2020. (ANEEL, 2020b)

ANEEL. **Leilões de Geração**. 2020 Disponível em: < <https://www.aneel.gov.br/geracao4> >. Acesso em: 15 maio 2020 (ANEEL, 2020c)

ANEEL. **SIGA – Sistema de Informações de Geração**. Brasília, 2020. Disponível em: < <https://bit.ly/2XE5KV0> >. Acesso em: 10 mai. 2020. (ANEEL, 2020d)

ASSAF NETO, Alexandre. **Finanças corporativas e valor**. 3. ed. São Paulo: Atlas, 2008. (ASSAF NETO, 2008a)

BNDES. Banco Nacional de Desenvolvimento. **BNDES Finem - Geração de energia**. Disponível em: <<https://bit.ly/3ko98Nm>>. Acesso em: 01 junho 2020 (BNDES, 2020a)

CASAROTTO FILHO, N.; KOPITTKE, B. H. **Análise de Investimentos: Matemática financeira, engenharia econômica, tomada de decisão, estratégia empresarial**. 11<sup>a</sup>. ed. São Paulo: Atlas, 2010. (CASAROTTO FILHO; KOPITTKE, 2010a)

CCEE. **O que fazemos: Informações ao mercado. Dados gerais 2020**. 2020. Disponível em: < <https://bit.ly/2YyNY4Q> >. Acesso em: 14 mai. 2020 (CCEE, 2020a)

CEMIG. **História da Eletricidade no Brasil**. 2012. Disponível em: < <https://bit.ly/3acrQmn> >. Acesso em: 18 mai. 2020 (CEMIG, 2012a)

CPFL. CPFL Renováveis. **Visão Geral do Setor de Energia Elétrica**. 2020. Disponível em: < <https://bit.ly/3kn4sHo> >. Acesso em: 11 abril 2020 (CPFL, 2020a)

CRESESB. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito. **Potencial Solar**. 2020. Disponível em : < <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata> > Acesso em: 25 maio 2020 (CRESESB, 2020a)

CUBEROS, F. L. **Novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro: análise dos mecanismos de mitigação de riscos de mercado das distribuidoras**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2008. (CUBEROS,2008a)

DCIDE. Dcide LTDA. **Dashboard: Curvas Forward**. 2020. Disponível em: < <https://www.de-nergia.com.br/dashboard> >. Acesso em 21 jun. 2020. (DCIDE, 2020a)

DNV.GL. **Energy Transition Outlook 2019**. 2019. Disponível em: < <https://eto.dnvgl.com/2019/index.html#147933> > . Acesso em: 27 agosto 2020 (DNV.GL, 2019a)

ENERGISA. Grupo Energisa. **Setor Elétrico Brasileiro 2020**. 2020. Disponível em : < <https://ri.energisa.com.br/a-energisa/setor-eletrico-brasileiro/> >. Acesso em: 04 abril de 2020 (ENERGISA, 2020a)

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **NT EPE-DEE-003/2020-r0 - Expansão da geração Projetos fotovoltaicos no leilão A-4 e A-6 de 2019**. 2020. (EPE, 2020a)

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão 2029**. 2019. Disponível em: < <https://bit.ly/32pn55D> >. Acesso em: 12 abril 2020 (EPE, 2019b)

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Quem somos**. 2020. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/a-epe/quem-somos>>. Acesso em: 30 março 2020 (EPE, 2020b)

GOETZBERGER A, HEBLING C, SCHOCK H. W., 2003. **Photovoltaic materials, history, status and outlook**. *Materials Science and Engineering R: Reports*, vol. 40, n. 1, pp 1–46. (GOETZBERGER et al, 2003a)

INPE. Instituto Nacional de Pesquisas Energéticas. **LABREN - Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª Edição (2017)**. Disponível em < <https://bit.ly/2DFzbyP> >. Acesso em: 07 maio 2020 (INPE, 2017a)

IRENA. International Renewable Energy Agency. **Capacity-and-Generation. Country-Rankings**. 2020. Disponível em: < <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Country-Rankings> > Acesso em: 04 de abril de 2020 (IRENA, 2020a)

IRENA. International Renewable Energy Agency. **Renewable Power Generation Costs in 2019**. 2020. Disponível em: < <https://www.irena.org/publications/2020/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2019> >. Acesso em: 04 de abril de 2020 (IRENA, 2020b)

MME. Ministério de Minas e Energia. **Portaria nº 101 de 2016 do MME - Definição da metodologia do cálculo de garantia física de de novos empreendimentos de geração de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN**. 2016. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2016101mme.pdf> >. Acessado em: 20 junho 2020(MME, 2016a)

MME. Ministério de Minas e Energia **Portaria nº 514, de 27 de dezembro de 2018 - Regular o disposto no art. 15, § 3º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, com o objetivo de diminuir os limites de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores**. 2018. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2018514mme.pdf> >. Acesso em: 11 março 2020 (MME, 2018a)

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Plano Elétrico de Médio Prazo do SIN 2020/2024**. 2019. Disponível em: < [http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/REVISTA%20PAR%202020-2024\\_Final\\_Online%20%281%29.pdf](http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/REVISTA%20PAR%202020-2024_Final_Online%20%281%29.pdf) >. Acesso em: 05 maio de 2020.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Mapas**. 2020a. Disponível em: <<https://bit.ly/2F2Vor9>>. Acesso em: 19 abr. 2020. (ONS, 2020a)

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **O que é ONS**. 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>>. Acesso em: 15 mai. 2020. (ONS, 2020b)

PEREIRA, E. B., MARTINS, F. R., GONÇALVES, A. R., COSTA, R. S., LIMA, F. J. L. D., RÜTHER, R., ABREU, S. L. D., TIEPOLO, G. M., PEREIRA, S. V., SOUZA, J. G. D., 2017. **Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2ª ed.:** INPE. (PEREIRA, 2017a)

PIACENTINI, R.D., CEDE, A., BARCENA, H., 2003. **Extreme solar total and UV irradiances due to cloud effect measured near the summer solstice at the high-altitude desertic plateau Puna of Atacama (Argentina)**. Journal of Atmospheric and Solar-Terrestrial Physics, vol. 65, pp. 727-731. (PIACENTINI et al, 2003a)

RÜTHER, R. **Edifícios Solares Fotovoltaicos** LABSOLAR/UFSC. Florianópolis - Brasil, 2004. v. 1. 23p. (RÜTHER, 2004a)

SOUZA, A. F. de. **Análise de Investimentos - Uma abordagem prática**. [S.l.]: Editora Saraiva, 2007.

VEIGA, D. da S.; FONSECA, V. M. **Análise do consumo de energia elétrica no Brasil**. 2002 Projeto Final de Graduação da Escola Nacional de Ciência Estatísticas. (VEIGA e FONSECA, 2002a)

VIANA, T. S., 2010. **Potencial de Geração de Energia Elétrica com Sistemas Fotovoltaicos com Concentrador no Brasil**. Tese de Doutorado da Universidade Federal de Santa Catarina. (VIANA, 2010a)

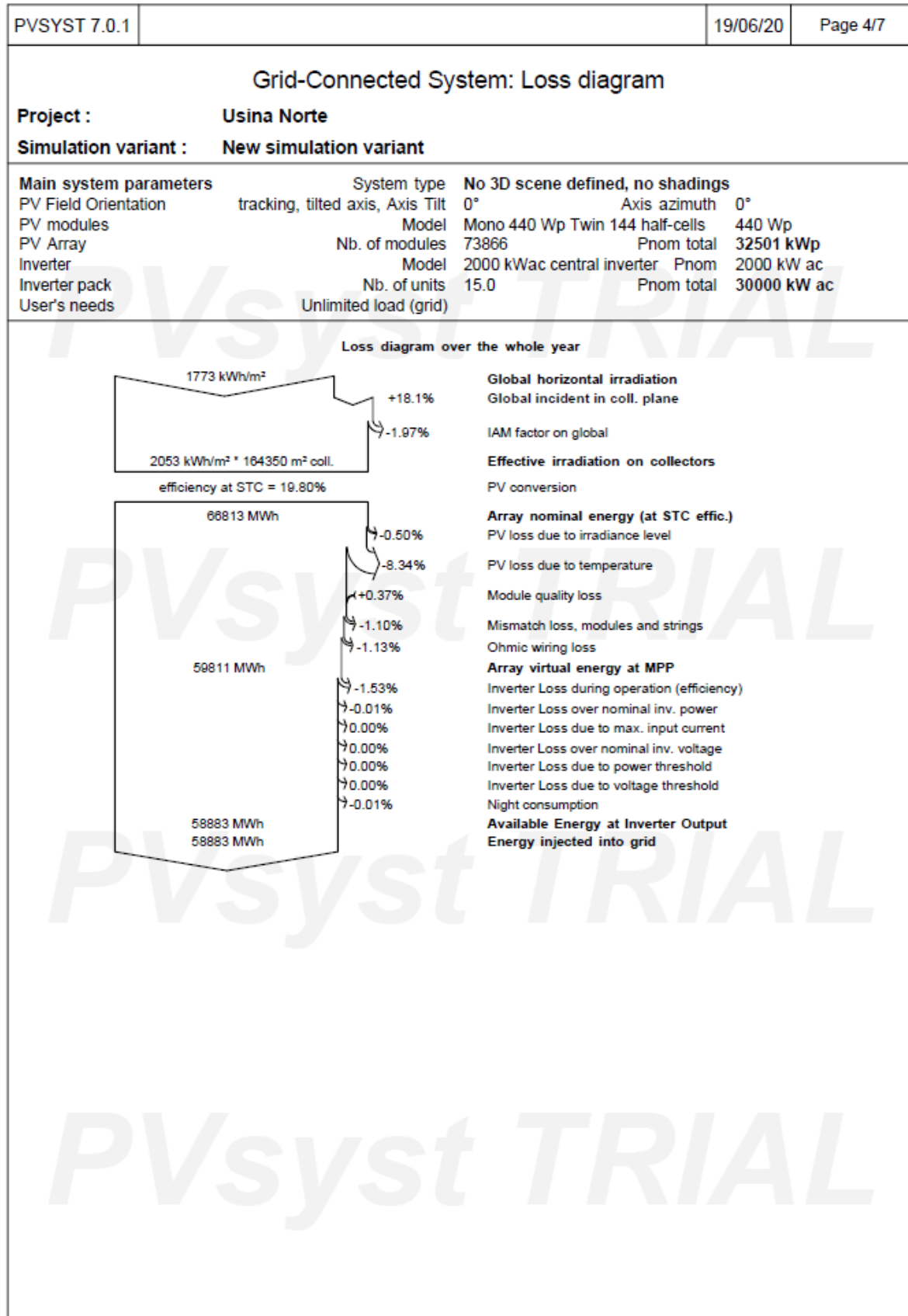
ZILLES, R., MACÊDO, W. N., GALHARDO, M. A. B., OLIVEIRA, S. H. F. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012. (ZILLES, 2012a)

## APÊNDICE A – Simulação PVsyst Usina Norte

Resultados obtidos da simulação do projeto na localidade Norte.

PVSYST 7.0.1		19/06/20		Page 1/7					
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>									
<b>Project :</b>		<b>Usina Norte</b>							
<b>Geographical Site</b>	Localização 1 Norte	<b>Country</b>	Brazil						
<b>Situation</b>	Latitude	0.09° N	<b>Longitude</b>	-51.24° W					
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-3	<b>Altitude</b>	0 m					
	Albedo	0.20							
<b>Meteo data:</b>	Localização 1 Norte	Meteonorm 7.3, Sat=100% - Synthetic							
<b>Simulation variant :</b>		<b>New simulation variant</b>							
	Simulation date	19/06/20 13h20							
<b>Simulation parameters</b>	System type	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>							
<b>Tracking plane, tilted axis</b>	Axis Tilt	0°	<b>Axis azimuth</b>	0°					
Rotation Limitations	Minimum Phi	-30°	<b>Maximum Phi</b>	30°					
	Tracking algorithm	Astronomic calculation							
<b>Models used</b>	Transposition	Perez	<b>Diffuse</b>	Perez, Meteonorm separate					
			<b>Circumsolar</b>						
<b>Horizon</b>	Free Horizon								
<b>Near Shadings</b>	No Shadings								
<b>User's needs :</b>	Unlimited load (grid)								
<b>PV Array Characteristics</b>									
<b>PV module</b>	Si-mono	<b>Model</b>	<b>Mono 440 Wp Twin 144 half-cells</b>						
Original PVsyst database		<b>Manufacturer</b>	Generic						
Number of PV modules		In series	26 modules	In parallel	2841 strings				
Total number of PV modules		nb. modules	73866	Unit Nom. Power	440 Wp				
Array global power		Nominal (STC)	<b>32501 kWp</b>	At operating cond.	29521 kWp (50°C)				
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	974 V	I mpp	30295 A				
Total area		Module area	164350 m <sup>2</sup>	Cell area	146787 m <sup>2</sup>				
<b>Inverter</b>		<b>Model</b>	<b>2000 kWac central inverter</b>						
Original PVsyst database		<b>Manufacturer</b>	Generic						
Characteristics		Unit Nom. Power	2000 kWac	<b>Oper. Voltage</b>	800-1500 V				
Inverter pack		Total power	30000 kWac	<b>Pnom ratio</b>	1.08				
		Nb. of inverters	15 units						
<b>Total</b>		Total power	30000 kWac	<b>Pnom ratio</b>	1.08				
<b>PV Array loss factors</b>									
Thermal Loss factor	Uc (const)	29.0 W/m <sup>2</sup> K	Uv (wind)	0.0 W/m <sup>2</sup> K / m/s					
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	0.54 m••	Loss Fraction	1.5 % at STC					
Module Quality Loss			Loss Fraction	-0.4 %					
Module mismatch losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP					
Strings Mismatch loss			Loss Fraction	0.10 %					
Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290									
	0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
	1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

PVSYST 7.0.1		19/06/20	Page 2/7					
<b>Grid-Connected System: Main results</b>								
<b>Project :</b>	<b>Usina Norte</b>							
<b>Simulation variant :</b>	<b>New simulation variant</b>							
<b>Main system parameters</b>	System type	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>						
PV Field Orientation	tracking, tilted axis, Axis Tilt	0°	Axis azimuth 0°					
PV modules	Model	Mono 440 Wp Twin 144 half-cells	440 Wp					
PV Array	Nb. of modules	73866	Pnom total <b>32501 kWp</b>					
Inverter	Model	2000 kWac central inverter	Pnom 2000 kW ac					
Inverter pack	Nb. of units	15.0	Pnom total <b>30000 kW ac</b>					
User's needs	Unlimited load (grid)							
<b>Main simulation results</b>	System Production	Produced Energy <b>58883 MWh/year</b>	Specific prod. <b>1812 kWh/kWp/year</b>					
		Performance Ratio PR <b>86.52 %</b>						
Investment	Global	0.00 EUR	Specific					
Yearly cost	Annuities	0.00 EUR/yr	Running Costs					
LCOE		0.00 EUR/kWh	Payback period <b>Unprofitable</b>					
<p>Normalized productions (per Installed kWp): Nominal power 32501 kWp</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> </div> <div style="width: 45%;"> </div> </div>								
<b>New simulation variant</b>								
<b>Balances and main results</b>								
	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> MWh	<b>E_Grid</b> MWh	<b>PR</b> ratio
<b>January</b>	119.8	82.62	26.83	133.3	130.7	3854	3791	0.875
<b>February</b>	114.2	70.82	26.01	130.7	128.1	3774	3712	0.874
<b>March</b>	114.4	84.74	26.15	124.4	122.1	3615	3554	0.879
<b>April</b>	113.0	72.72	26.05	128.4	125.9	3707	3644	0.873
<b>May</b>	143.6	70.51	26.79	171.3	167.8	4912	4836	0.869
<b>June</b>	141.7	73.33	26.54	166.8	163.4	4813	4742	0.875
<b>July</b>	165.2	65.47	27.33	200.0	196.2	5715	5631	0.866
<b>August</b>	184.4	78.35	28.35	223.9	219.5	6345	6254	0.859
<b>September</b>	172.1	78.88	28.31	208.1	204.1	5891	5803	0.858
<b>October</b>	183.7	82.93	28.82	220.7	216.4	6217	6122	0.854
<b>November</b>	169.1	73.84	28.50	205.7	201.6	5817	5730	0.857
<b>December</b>	151.8	75.64	27.78	180.7	176.8	5143	5064	0.863
<b>Year</b>	<b>1773.0</b>	<b>909.85</b>	<b>27.30</b>	<b>2093.9</b>	<b>2052.7</b>	<b>59803</b>	<b>58883</b>	<b>0.865</b>
Legends:	GlobHor	Global horizontal irradiation		GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings			
	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation		EArray	Effective energy at the output of the array			
	T_Amb	T amb.		E_Grid	Energy injected into grid			
	GlobInc	Global incident in coll. plane		PR	Performance Ratio			





PVSYST 7.0.1		19/06/20	Page 5/7
<b>Grid-Connected System: P50 - P90 evaluation</b>			
<b>Project :</b>	<b>Usina Norte</b>		
<b>Simulation variant :</b>	<b>New simulation variant</b>		
<b>Main system parameters</b>	System type	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
PV Field Orientation	tracking, tilted axis, Axis Tilt	0°	Axis azimuth 0°
PV modules	Model	Mono 440 Wp Twin 144 half-cells	440 Wp
PV Array	Nb. of modules	73866	Pnom total 32501 kWp
Inverter	Model	2000 kWac central inverter	Pnom 2000 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	15.0	Pnom total 30000 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		
<b>Evaluation of the Production probability forecast</b>			
The probability distribution of the system production forecast for different years is mainly dependent on the meteo data used for the simulation, and depends on the following choices:			
Meteo data source		Meteonorm 7.3, Sat=100%	
Meteo data	Kind	Monthly averages	Synthetic Multi-year average
Specified Deviation	Climate change	0.0 %	
Year-to-year variability	Variance	0.5 %	
The probability distribution variance is also depending on some system parameters uncertainties			
Specified Deviation	PV module modelling/parameters	1.0 %	
	Inverter efficiency uncertainty	0.5 %	
	Soiling and mismatch uncertainties	1.0 %	
	Degradation uncertainty	1.0 %	
Global variability (meteo + system)	Variance	1.9 % (quadratic sum)	
Annual production probability	<b>Variability</b>	<b>1102 MWh</b>	
	P50	58883 MWh	
	P90	57471 MWh	
	P95	57073 MWh	
<b>Probability distribution</b>			
PVsyst Evaluation mode			

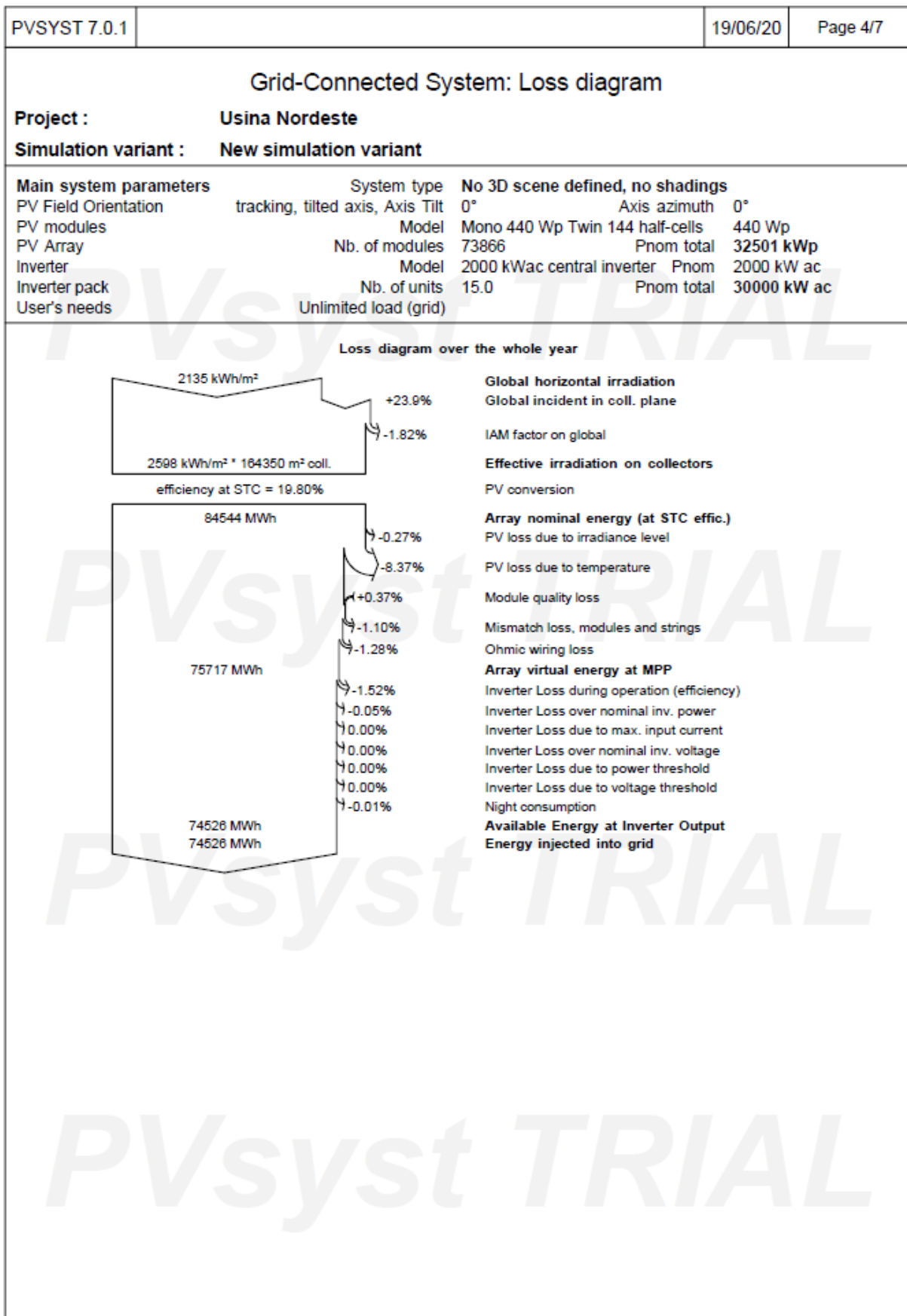
## APÊNDICE B – Simulação PVsyst Usina Nordeste

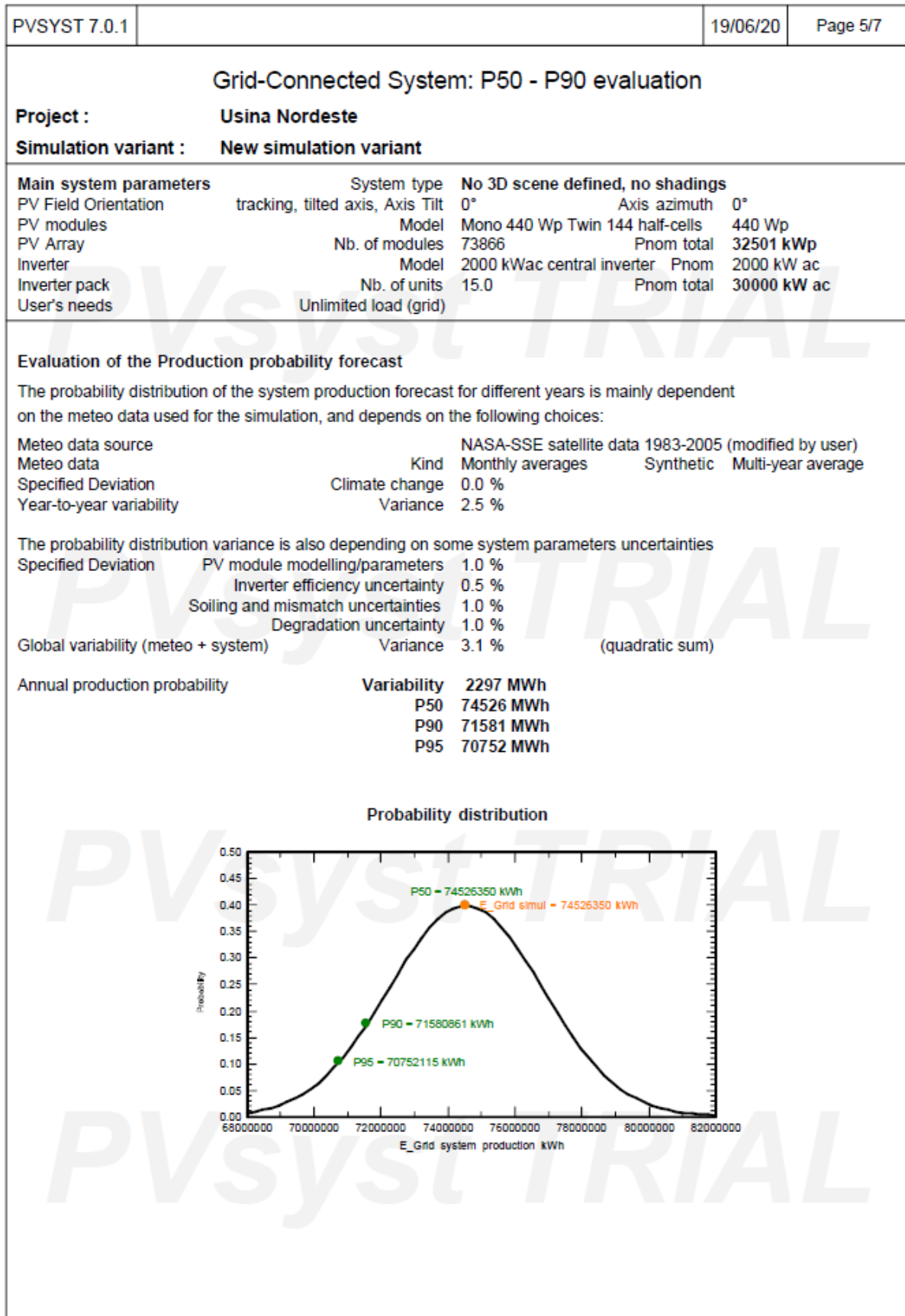
Resultados obtidos da simulação do projeto na localidade Nordeste.

PVSYST 7.0.1	19/06/20	Page 1/7																		
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>																				
<b>Project : Usina Nordeste</b>																				
<b>Geographical Site</b>	<b>Localização 2 Nordeste</b>	<b>Country Brazil</b>																		
<b>Situation</b>	<b>Latitude -9.73° S</b>	<b>Longitude -41.12° W</b>																		
<b>Time defined as</b>	<b>Legal Time Time zone UT-3</b>	<b>Altitude 0 m</b>																		
<b>Meteo data:</b>	<b>Localização 2 Nordeste</b>	<b>NASA-SSE satellite data 1983-2005 (modified by user) - Synthetic</b>																		
<b>Simulation variant : New simulation variant</b>																				
	<b>Simulation date</b>	<b>19/06/20 13h32</b>																		
<b>Simulation parameters</b>	<b>System type</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>																		
<b>Tracking plane, tilted axis</b>	<b>Axis Tilt</b>	<b>0°</b>																		
<b>Rotation Limitations</b>	<b>Minimum Phi</b>	<b>-30°</b>																		
	<b>Tracking algorithm</b>	<b>Astronomic calculation</b>																		
<b>Models used</b>	<b>Transposition</b>	<b>Perez</b>																		
	<b>Diffuse</b>	<b>Perez, Meteonorm separate</b>																		
	<b>Circumsolar</b>	<b>separate</b>																		
<b>Horizon</b>	<b>Free Horizon</b>																			
<b>Near Shadings</b>	<b>No Shadings</b>																			
<b>User's needs :</b>	<b>Unlimited load (grid)</b>																			
<b>PV Array Characteristics</b>																				
<b>PV module</b>	<b>Si-mono</b>	<b>Model Mono 440 Wp Twin 144 half-cells</b>																		
<b>Original PVsyst database</b>	<b>Manufacturer</b>	<b>Generic</b>																		
<b>Number of PV modules</b>	<b>In series</b>	<b>26 modules</b>																		
<b>Total number of PV modules</b>	<b>nb. modules</b>	<b>73866</b>																		
<b>Array global power</b>	<b>Nominal (STC)</b>	<b>32501 kWp</b>																		
<b>Array operating characteristics (50°C)</b>	<b>U mpp</b>	<b>974 V</b>																		
<b>Total area</b>	<b>Module area</b>	<b>164350 m²</b>																		
	<b>In parallel</b>	<b>2841 strings</b>																		
	<b>Unit Nom. Power</b>	<b>440 Wp</b>																		
	<b>At operating cond.</b>	<b>29521 kWp (50°C)</b>																		
	<b>I mpp</b>	<b>30295 A</b>																		
	<b>Cell area</b>	<b>146787 m²</b>																		
<b>Inverter</b>																				
<b>Original PVsyst database</b>	<b>Model</b>	<b>2000 kWac central inverter</b>																		
<b>Characteristics</b>	<b>Manufacturer</b>	<b>Generic</b>																		
<b>Inverter pack</b>	<b>Unit Nom. Power</b>	<b>2000 kWac</b>																		
	<b>Total power</b>	<b>30000 kWac</b>																		
	<b>Nb. of inverters</b>	<b>15 units</b>																		
	<b>Oper. Voltage</b>	<b>800-1500 V</b>																		
	<b>Pnom ratio</b>	<b>1.08</b>																		
<b>Total</b>	<b>Total power</b>	<b>30000 kWac</b>																		
	<b>Pnom ratio</b>	<b>1.08</b>																		
<b>PV Array loss factors</b>																				
<b>Thermal Loss factor</b>	<b>Uc (const)</b>	<b>29.0 W/m²K</b>																		
	<b>Uv (wind)</b>	<b>0.0 W/m²K / m/s</b>																		
<b>Wiring Ohmic Loss</b>	<b>Global array res.</b>	<b>0.54 m• •</b>																		
<b>Module Quality Loss</b>	<b>Loss Fraction</b>	<b>1.5 % at STC</b>																		
<b>Module mismatch losses</b>	<b>Loss Fraction</b>	<b>-0.4 %</b>																		
<b>Strings Mismatch loss</b>	<b>Loss Fraction</b>	<b>1.0 % at MPP</b>																		
<b>Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290</b>	<b>Loss Fraction</b>	<b>0.10 %</b>																		
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>0°</th> <th>30°</th> <th>50°</th> <th>60°</th> <th>70°</th> <th>75°</th> <th>80°</th> <th>85°</th> <th>90°</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">1.000</td> <td style="text-align: center;">0.999</td> <td style="text-align: center;">0.987</td> <td style="text-align: center;">0.962</td> <td style="text-align: center;">0.892</td> <td style="text-align: center;">0.816</td> <td style="text-align: center;">0.681</td> <td style="text-align: center;">0.440</td> <td style="text-align: center;">0.000</td> </tr> </tbody> </table>	0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°	1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000		
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°												
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000												



PVSYST 7.0.1		19/06/20		Page 2/7				
<b>Grid-Connected System: Main results</b>								
<b>Project :</b>		<b>Usina Nordeste</b>						
<b>Simulation variant :</b>		<b>New simulation variant</b>						
<b>Main system parameters</b>		<b>System type</b>		<b>No 3D scene defined, no shadings</b>				
PV Field Orientation		tracking, tilted axis, Axis Tilt		0° Axis azimuth 0°				
PV modules		Model		Mono 440 Wp Twin 144 half-cells 440 Wp				
PV Array		Nb. of modules		73866 Pnom total 32501 kWp				
Inverter		Model		2000 kWac central inverter Pnom 2000 kW ac				
Inverter pack		Nb. of units		15.0 Pnom total 30000 kW ac				
User's needs		Unlimited load (grid)						
<b>Main simulation results</b>		<b>Produced Energy</b>		<b>74526 MWh/year</b>				
System Production		Performance Ratio PR		86.67 % Specific prod. 2293 kWh/kWp/year				
Investment		Global 0.00 EUR		Specific 0.00 EUR/Wp				
Yearly cost		Annuities 0.00 EUR/yr		Running Costs 0.00 EUR/yr				
LCOE		0.00 EUR/kWh		Payback period Unprofitable				
<p>Normalized productions (per Installed kWp): Nominal power 32501 kWp</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div data-bbox="255 862 798 1254"> </div> <div data-bbox="845 862 1404 1254"> </div> </div>								
<b>New simulation variant</b>								
<b>Balances and main results</b>								
	<b>GlobHor</b>	<b>DiffHor</b>	<b>T_Amb</b>	<b>GlobInc</b>	<b>GlobEff</b>	<b>EArray</b>	<b>E_Grid</b>	<b>PR</b>
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	ratio
<b>January</b>	200.3	69.10	25.58	250.6	246.2	7150	7042	0.864
<b>February</b>	171.9	65.80	25.47	215.7	211.5	6174	6081	0.867
<b>March</b>	186.3	70.10	25.53	229.2	225.2	6544	6442	0.865
<b>April</b>	160.2	61.80	25.92	196.8	193.3	5647	5559	0.869
<b>May</b>	155.6	56.10	25.97	195.3	191.6	5641	5558	0.876
<b>June</b>	144.0	50.10	25.20	178.3	174.5	5181	5105	0.881
<b>July</b>	157.8	53.60	24.61	193.6	189.9	5615	5530	0.879
<b>August</b>	181.4	59.80	25.33	225.1	221.1	6481	6386	0.873
<b>September</b>	188.1	63.30	27.08	235.4	231.4	6689	6590	0.861
<b>October</b>	196.9	68.20	27.97	245.4	241.1	6940	6831	0.856
<b>November</b>	195.6	65.10	27.03	240.1	236.0	6794	6685	0.857
<b>December</b>	196.9	71.60	26.29	240.0	235.7	6825	6717	0.861
<b>Year</b>	<b>2135.0</b>	<b>754.60</b>	<b>26.00</b>	<b>2645.7</b>	<b>2597.5</b>	<b>75682</b>	<b>74526</b>	<b>0.867</b>
<b>Legends:</b>	GlobHor	Global horizontal irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EArray	Effective energy at the output of the array	E_Grid	Energy injected into grid
	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	PR	Performance Ratio				
	T_Amb	T amb.						
	GlobInc	Global incident in coll. plane						





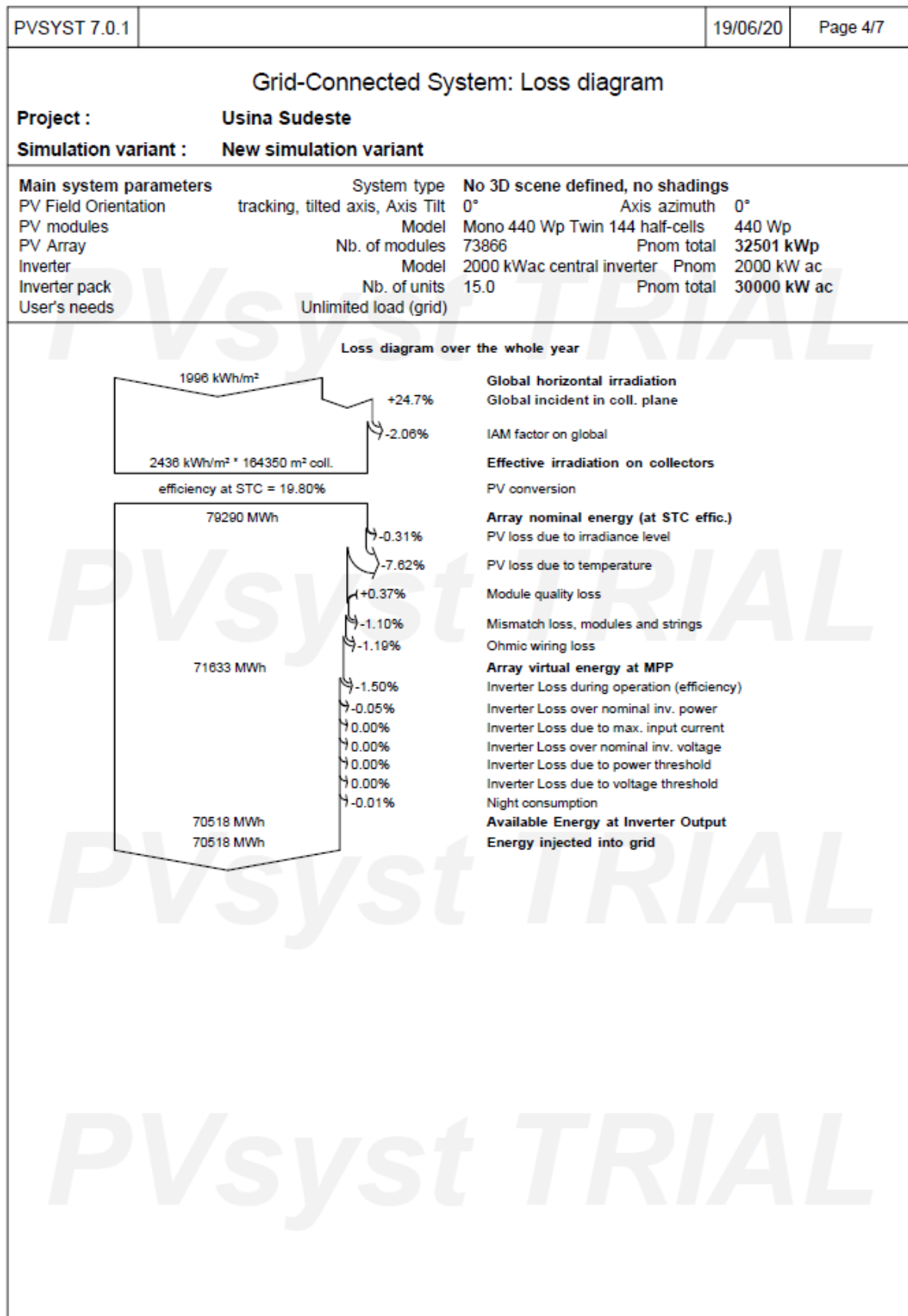
## APÊNDICE C – Simulação PVsyst Usina Sudeste

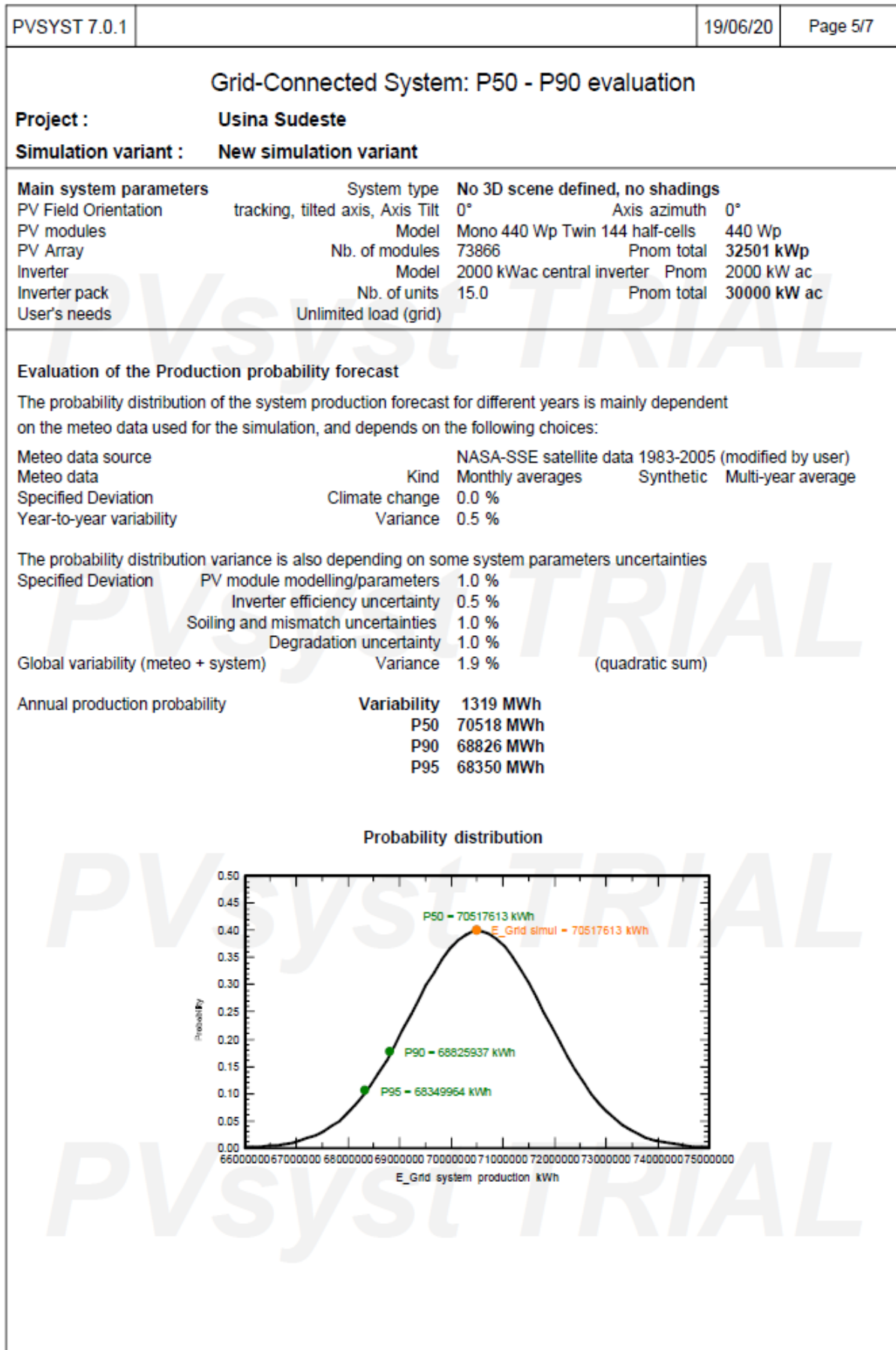
Resultados obtidos da simulação do projeto na localidade Sudeste.

PVSYST 7.0.1		19/06/20	Page 1/7						
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>									
<b>Project : Usina Sudeste</b>									
<b>Geographical Site</b>	<b>Localização 3 Sudeste</b>	<b>Country</b>	<b>Brazil</b>						
<b>Situation</b>	<b>Latitude</b>	<b>Longitude</b>	<b>-17.14° S -46.81° W</b>						
Time defined as	<b>Legal Time</b>	<b>Altitude</b>	<b>Time zone UT-3 0 m</b>						
<b>Meteo data:</b>	<b>Localização 3 Sudeste</b>	<b>NASA-SSE satellite data 1983-2005 (modified by user) - Synthetic</b>							
<b>Simulation variant : New simulation variant</b>									
	<b>Simulation date</b>	<b>19/06/20 13h38</b>							
<b>Simulation parameters</b>	<b>System type</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>							
<b>Tracking plane, tilted axis</b>	<b>Axis Tilt</b>	<b>Axis azimuth</b>	<b>0° 0°</b>						
Rotation Limitations	<b>Minimum Phi</b>	<b>Maximum Phi</b>	<b>-30° 30°</b>						
	<b>Tracking algorithm</b>	<b>Astronomic calculation</b>							
<b>Models used</b>	<b>Transposition</b>	<b>Perez</b>	<b>Diffuse Perez, Meteonom separate</b>						
<b>Horizon</b>	<b>Free Horizon</b>								
<b>Near Shadings</b>	<b>No Shadings</b>								
<b>User's needs :</b>	<b>Unlimited load (grid)</b>								
<b>PV Array Characteristics</b>									
<b>PV module</b>	<b>Si-mono</b>	<b>Model</b>	<b>Mono 440 Wp Twin 144 half-cells</b>						
Original PVsyst database	<b>Manufacturer</b>	<b>Generic</b>							
<b>Number of PV modules</b>	<b>In series</b>	<b>26 modules</b>	<b>In parallel 2841 strings</b>						
<b>Total number of PV modules</b>	<b>nb. modules</b>	<b>73866</b>	<b>Unit Nom. Power 440 Wp</b>						
<b>Array global power</b>	<b>Nominal (STC)</b>	<b>32501 kWp</b>	<b>At operating cond. 29521 kWp (50°C)</b>						
<b>Array operating characteristics (50°C)</b>	<b>U mpp</b>	<b>974 V</b>	<b>I mpp 30295 A</b>						
<b>Total area</b>	<b>Module area</b>	<b>164350 m²</b>	<b>Cell area 146787 m²</b>						
<b>Inverter</b>									
<b>Original PVsyst database</b>	<b>Model</b>	<b>2000 kWac central inverter</b>							
<b>Characteristics</b>	<b>Manufacturer</b>	<b>Generic</b>							
<b>Inverter pack</b>	<b>Unit Nom. Power</b>	<b>2000 kWac</b>	<b>Oper. Voltage 800-1500 V</b>						
	<b>Total power</b>	<b>30000 kWac</b>	<b>Pnom ratio 1.08</b>						
	<b>Nb. of inverters</b>	<b>15 units</b>							
<b>Total</b>	<b>Total power</b>	<b>30000 kWac</b>	<b>Pnom ratio 1.08</b>						
<b>PV Array loss factors</b>									
<b>Thermal Loss factor</b>	<b>Uc (const)</b>	<b>29.0 W/m²K</b>	<b>Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s</b>						
<b>Wiring Ohmic Loss</b>	<b>Global array res.</b>	<b>0.54 m•</b>	<b>Loss Fraction 1.5 % at STC</b>						
<b>Module Quality Loss</b>			<b>Loss Fraction -0.4 %</b>						
<b>Module mismatch losses</b>			<b>Loss Fraction 1.0 % at MPP</b>						
<b>Strings Mismatch loss</b>			<b>Loss Fraction 0.10 %</b>						
<b>Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290</b>									
	<b>0°</b>	<b>30°</b>	<b>50°</b>	<b>60°</b>	<b>70°</b>	<b>75°</b>	<b>80°</b>	<b>85°</b>	<b>90°</b>
	1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

PVSYST 7.0.1		19/06/20	Page 2/7					
<b>Grid-Connected System: Main results</b>								
<b>Project :</b>	<b>Usina Sudeste</b>							
<b>Simulation variant :</b>	<b>New simulation variant</b>							
<b>Main system parameters</b>	System type	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>						
PV Field Orientation	tracking, tilted axis, Axis Tilt	0°	Axis azimuth 0°					
PV modules	Model	Mono 440 Wp Twin 144 half-cells	440 Wp					
PV Array	Nb. of modules	73866	Pnom total 32501 kWp					
Inverter	Model	2000 kWac central inverter	Pnom 2000 kW ac					
Inverter pack	Nb. of units	15.0	Pnom total 30000 kW ac					
User's needs	Unlimited load (grid)							
<b>Main simulation results</b>	System Production	Produced Energy 70518 MWh/year	Specific prod. 2170 kWh/kWp/year					
		Performance Ratio PR 87.23 %						
Investment	Global 0.00 EUR	Specific 0.00 EUR/Wp						
Yearly cost	Annuities 0.00 EUR/yr	Running Costs 0.00 EUR/yr						
LCOE	0.00 EUR/kWh	Payback period	<b>Unprofitable</b>					
<b>Normalized productions (per Installed kWp): Nominal power 32501 kWp</b>								
<b>New simulation variant</b>								
<b>Balances and main results</b>								
	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> MWh	<b>E_Grid</b> MWh	<b>PR</b> ratio
<b>January</b>	182.9	75.00	24.44	224.4	220.2	6423	6323	0.867
<b>February</b>	173.0	65.00	24.95	212.8	208.9	6079	5983	0.865
<b>March</b>	164.3	66.70	24.52	203.7	199.5	5863	5772	0.872
<b>April</b>	159.6	52.50	24.22	200.7	196.8	5778	5688	0.872
<b>May</b>	150.0	45.90	22.71	191.3	186.9	5572	5491	0.883
<b>June</b>	138.6	42.30	21.14	176.1	171.8	5160	5091	0.889
<b>July</b>	155.0	43.10	21.59	197.4	192.7	5755	5674	0.884
<b>August</b>	180.7	52.70	23.59	224.9	220.4	6456	6360	0.870
<b>September</b>	170.7	55.20	26.30	213.7	209.6	6077	5985	0.862
<b>October</b>	180.1	65.10	25.93	229.9	225.2	6571	6475	0.866
<b>November</b>	161.7	74.10	24.55	196.6	192.7	5652	5563	0.871
<b>December</b>	178.9	78.10	24.04	215.8	211.4	6209	6112	0.871
<b>Year</b>	1995.5	715.70	23.99	2487.4	2436.1	71597	70518	0.872
Legends:	GlobHor	Global horizontal irradiation		GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings			
	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation		EArray	Effective energy at the output of the array			
	T_Amb	T amb.		E_Grid	Energy injected into grid			
	GlobInc	Global incident in coll. plane		PR	Performance Ratio			







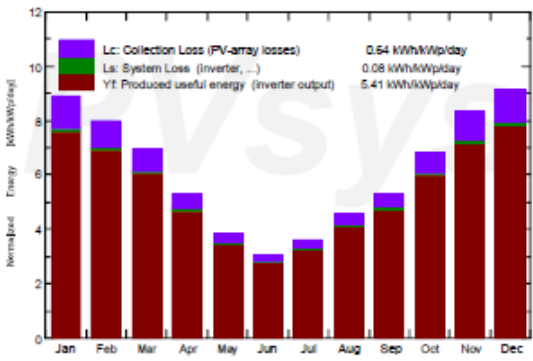
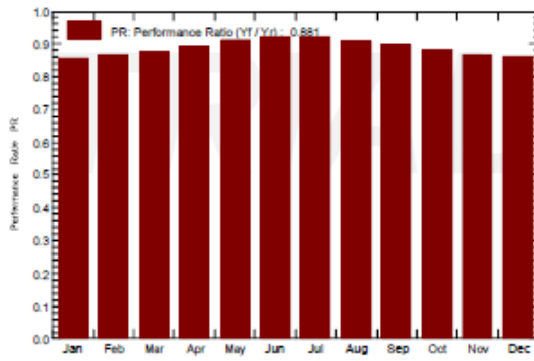
## APÊNDICE D – Simulação *PVsyst* Usina Sul

Resultados obtidos da simulação do projeto na localidade Sul.

PVSYST 7.0.1		19/06/20	Page 1/7
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>			
<b>Project : Usina Sul</b>			
<b>Geographical Site</b>	<b>Localização 4 Sul</b>	<b>Country</b>	<b>Brazil</b>
<b>Situation</b>	Latitude -29.57° S	Longitude	-57.05° W
Time defined as	Legal Time Time zone UT-3	Altitude	0 m
<b>Meteo data:</b>	<b>Localização 4 Sul</b>	NASA-SSE satellite data 1983-2005 (modified by user) - Synthetic	
<b>Simulation variant : New simulation variant</b>			
	Simulation date	19/06/20 13h42	
<b>Simulation parameters</b>	<b>System type</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
<b>Tracking plane, tilted axis</b>	Axis Tilt	0°	Axis azimuth 0°
Rotation Limitations	Minimum Phi	-30°	Maximum Phi 30°
	Tracking algorithm	Astronomic calculation	
<b>Models used</b>	<b>Transposition</b>	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm separate
	<b>Horizon</b>	Free Horizon	
<b>Near Shadings</b>	No Shadings		
<b>User's needs :</b>	Unlimited load (grid)		
<b>PV Array Characteristics</b>			
<b>PV module</b>	Si-mono	<b>Model</b>	<b>Mono 440 Wp Twin 144 half-cells</b>
Original PVsyst database		Manufacturer	Generic
Number of PV modules		In series	26 modules
Total number of PV modules		nb. modules	73866
Array global power		Nominal (STC)	32501 kWp
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	974 V
Total area		Module area	164350 m <sup>2</sup>
		In parallel	2841 strings
		Unit Nom. Power	440 Wp
		At operating cond.	29521 kWp (50°C)
		I mpp	30295 A
		Cell area	146787 m <sup>2</sup>
<b>Inverter</b>		<b>Model</b>	<b>2000 kWac central inverter</b>
Original PVsyst database		Manufacturer	Generic
Characteristics		Unit Nom. Power	2000 kWac
Inverter pack		Total power	30000 kWac
		Nb. of inverters	15 units
		Oper. Voltage	800-1500 V
		Pnom ratio	1.08
<b>Total</b>		<b>Total power</b>	<b>30000 kWac</b>
		<b>Pnom ratio</b>	<b>1.08</b>
<b>PV Array loss factors</b>			
<b>Thermal Loss factor</b>	Uc (const)	29.0 W/m <sup>2</sup> K	Uv (wind) 0.0 W/m <sup>2</sup> K / m/s
<b>Wiring Ohmic Loss</b>	Global array res.	0.54 m • •	Loss Fraction 1.5 % at STC
<b>Module Quality Loss</b>			Loss Fraction -0.4 %
<b>Module mismatch losses</b>			Loss Fraction 1.0 % at MPP
<b>Strings Mismatch loss</b>			Loss Fraction 0.10 %
<b>Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290</b>			
	0°	30°	50°
	60°	75°	80°
	85°	90°	
	1.000	0.999	0.987
	0.962	0.892	0.816
	0.681	0.440	0.000





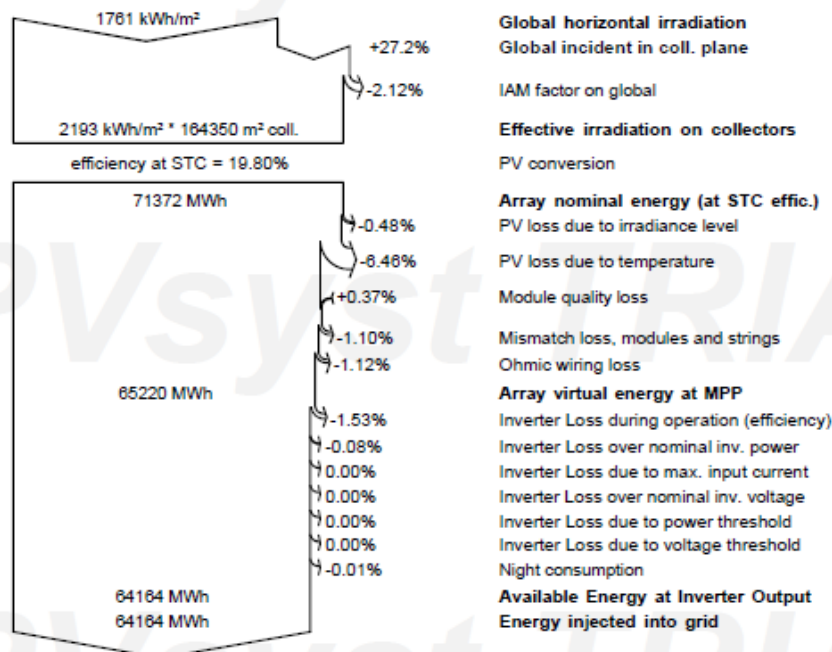
PVSYST 7.0.1		19/06/20	Page 2/7					
<b>Grid-Connected System: Main results</b>								
<b>Project :</b>	<b>Usina Sul</b>							
<b>Simulation variant :</b>	<b>New simulation variant</b>							
<b>Main system parameters</b>	System type	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>						
PV Field Orientation	tracking, tilted axis, Axis Tilt	0°	Axis azimuth 0°					
PV modules	Model	Mono 440 Wp Twin 144 half-cells	440 Wp					
PV Array	Nb. of modules	73866	Pnom total <b>32501 kWp</b>					
Inverter	Model	2000 kWac central inverter	Pnom 2000 kW ac					
Inverter pack	Nb. of units	15.0	Pnom total <b>30000 kW ac</b>					
User's needs	Unlimited load (grid)							
<b>Main simulation results</b>	Produced Energy	<b>64164 MWh/year</b>	Specific prod. 1974 kWh/kWp/year					
System Production	Performance Ratio PR	88.12 %						
Investment	Global 0.00 EUR		Specific 0.00 EUR/Wp					
Yearly cost	Annuities 0.00 EUR/yr		Running Costs 0.00 EUR/yr					
LCOE	0.00 EUR/kWh		Payback period <b>Unprofitable</b>					
<b>Normalized productions (per Installed kWp): Nominal power 32501 kWp</b>								
								
<b>New simulation variant</b>								
<b>Balances and main results</b>								
	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> MWh	<b>E_Grid</b> MWh	<b>PR</b> ratio
<b>January</b>	217.0	66.30	25.93	275.0	270.2	7767	7645	0.855
<b>February</b>	174.7	58.80	24.82	223.7	219.5	6404	6306	0.867
<b>March</b>	165.2	55.20	23.60	214.8	210.4	6222	6131	0.878
<b>April</b>	123.9	44.40	20.21	158.6	154.9	4676	4605	0.893
<b>May</b>	93.6	38.10	16.66	119.2	115.9	3583	3528	0.911
<b>June</b>	74.1	33.60	14.90	92.4	89.6	2807	2761	0.920
<b>July</b>	86.8	36.00	14.17	112.0	108.6	3407	3356	0.922
<b>August</b>	111.0	43.10	16.67	142.1	138.1	4258	4195	0.909
<b>September</b>	126.9	51.60	18.42	159.9	156.2	4737	4663	0.897
<b>October</b>	169.0	60.80	21.26	211.0	206.8	6152	6055	0.883
<b>November</b>	196.8	63.60	23.24	249.4	245.2	7138	7028	0.867
<b>December</b>	222.0	69.40	25.33	282.5	277.5	8015	7892	0.860
<b>Year</b>	1761.0	620.90	20.41	2240.4	2192.8	65168	64164	0.881
<b>Legends:</b>	GlobHor	Global horizontal irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings				
	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array				
	T_Amb	T amb.	E_Grid	Energy injected into grid				
	GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio				

### Grid-Connected System: Loss diagram

**Project :** Usina Sul  
**Simulation variant :** New simulation variant

<b>Main system parameters</b>	System type	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	tracking, tilted axis, Axis Tilt	0°	Axis azimuth 0°
PV modules	Model	Mono 440 Wp Twin 144 half-cells	440 Wp
PV Array	Nb. of modules	73866	Pnom total 32501 kWp
Inverter	Model	2000 kWac central inverter	Pnom 2000 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	15.0	Pnom total 30000 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



PVSYST 7.0.1		19/06/20	Page 5/7
<b>Grid-Connected System: P50 - P90 evaluation</b>			
<b>Project :</b>	<b>Usina Sul</b>		
<b>Simulation variant :</b>	<b>New simulation variant</b>		
<b>Main system parameters</b>	<b>System type</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
PV Field Orientation	tracking, tilted axis, Axis Tilt	0°	Axis azimuth 0°
PV modules	Model	Mono 440 Wp Twin 144 half-cells	440 Wp
PV Array	Nb. of modules	73866	Pnom total 32501 kWp
Inverter	Model	2000 kWac central inverter	Pnom 2000 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	15.0	Pnom total 30000 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		
<b>Evaluation of the Production probability forecast</b>			
The probability distribution of the system production forecast for different years is mainly dependent on the meteo data used for the simulation, and depends on the following choices:			
Meteo data source		NASA-SSE satellite data 1983-2005 (modified by user)	
Meteo data	Kind	Monthly averages	Synthetic Multi-year average
Specified Deviation	Climate change	0.0 %	
Year-to-year variability	Variance	0.5 %	
The probability distribution variance is also depending on some system parameters uncertainties			
Specified Deviation	PV module modelling/parameters	1.0 %	
	Inverter efficiency uncertainty	0.5 %	
	Soiling and mismatch uncertainties	1.0 %	
	Degradation uncertainty	1.0 %	
Global variability (meteo + system)	Variance	1.9 %	(quadratic sum)
<b>Annual production probability</b>	<b>Variability</b>	<b>1200 MWh</b>	
	P50	64164 MWh	
	P90	62625 MWh	
	P95	62192 MWh	
<b>Probability distribution</b>			
<p>The graph displays a normal distribution curve for the annual production of the grid-connected system. The x-axis represents the total production in kWh, ranging from 600,000,000 to 680,000,000. The y-axis represents the probability density, ranging from 0.00 to 0.50. The peak of the distribution is at 64,164,104 kWh, which corresponds to the P50 value. Other marked values include P90 at 62,624,845 kWh and P95 at 62,191,757 kWh. The simulation result for the grid system is also shown as 64,164,104 kWh.</p>			
PV/syst Evaluation mode			

## APÊNDICE E – DRE Usina Norte

Neste Apêndice é apresentada a DRE estudada para o projeto localizado no Norte.

<b>Usina</b>	<b>Norte</b>
Potência Instalada	29.521 kW
Garantia Física	6,67 MWm
Fator de Capacidade	22,61%
Investimento Inicial	R\$ 116.312.740,00
TUSD -(R\$/kW.mês)	4,14
BETU	764,73

	<b>Norte</b>
IPCA	4,00%
Juros Total	7,57%
TMA Nominal	13,36%
Payback	13 anos
R\$ / MWh	R\$ 259,95
Preço ACL referenciado a 01/01/2020	

Degradação	Contagem ano	0,50%													
		1		2		3		4		5		6		7	
		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%	
IPCA	Ano	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
Preço ACR		R\$ 85,76	R\$ 89,19	R\$ 92,76	R\$ 96,47	R\$ 100,33	R\$ 104,34	R\$ 108,51							
Preço ACL		R\$ 259,95	R\$ 270,34	R\$ 281,16	R\$ 292,40	R\$ 304,10	R\$ 316,26	R\$ 328,91							
<b>Demonstrativo de Resultado de Exercício</b>		<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>							
Receita com venda de energia no ACR	+	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 1.742.294,20	R\$ 1.802.926,03	R\$ 1.865.667,86							
Porcentagem da GF no ACR		0%	0%	0%	0%	30%	30%	30%							
Receita com venda de energia no ACL	+	R\$ -	R\$ -	R\$ 16.439.647,40	R\$ 17.011.747,13	R\$ 12.322.629,15	R\$ 12.751.456,65	R\$ 13.195.207,34							
Porcentagem da GF no ACL		0%	0%	100%	100%	70%	70%	70%							
<b>Receita Bruta</b>		<b>R\$ -</b>	<b>R\$ -</b>	<b>R\$ 16.439.647,40</b>	<b>R\$ 17.011.747,13</b>	<b>R\$ 14.064.923,35</b>	<b>R\$ 14.554.382,68</b>	<b>R\$ 15.060.875,20</b>							
Deduções da Receita Bruta (PIS/COFINS)	-	R\$ -	R\$ -	(R\$ 600.047,13)	(R\$ 620.928,77)	(R\$ 513.369,70)	(R\$ 531.234,97)	(R\$ 549.721,94)							
<b>Receita Líquida</b>		<b>R\$ -</b>	<b>R\$ -</b>	<b>R\$ 15.839.600,27</b>	<b>R\$ 16.390.818,36</b>	<b>R\$ 13.551.553,65</b>	<b>R\$ 14.023.147,71</b>	<b>R\$ 14.511.153,25</b>							
<b>Despesas Totais</b>	-	<b>R\$ -</b>	<b>R\$ -</b>	<b>(R\$ 2.441.674,81)</b>	<b>(R\$ 2.487.430,29)</b>	<b>(R\$ 2.500.890,66)</b>	<b>(R\$ 2.549.133,75)</b>	<b>(R\$ 2.599.282,03)</b>							
Operação e Manutenção	-	R\$ -	R\$ -	(R\$ 1.277.196,54)	(R\$ 1.277.196,54)	(R\$ 1.277.196,54)	(R\$ 1.277.196,54)	(R\$ 1.277.196,54)							
TUST/TUSD	-	R\$ -	R\$ -	(R\$ 793.139,05)	(R\$ 824.864,62)	(R\$ 857.859,20)	(R\$ 892.173,57)	(R\$ 927.860,51)							
Taxa ANEEL	-	R\$ -	R\$ -	(R\$ 97.671,05)	(R\$ 101.577,89)	(R\$ 105.641,01)	(R\$ 109.866,65)	(R\$ 114.261,32)							
Taxa CCEE	-	R\$ -	R\$ -	(R\$ 24.417,76)	(R\$ 25.394,47)	(R\$ 26.410,25)	(R\$ 27.466,66)	(R\$ 28.565,33)							
CCD	-	R\$ -	R\$ -	(R\$ 90.854,40)	(R\$ 94.488,58)	(R\$ 98.268,12)	(R\$ 102.198,84)	(R\$ 106.286,80)							
Custos administrativos	-	R\$ -	R\$ -	(R\$ 158.396,00)	(R\$ 163.908,18)	(R\$ 135.515,54)	(R\$ 140.231,48)	(R\$ 145.111,53)							
<b>Lucros Antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização</b>		<b>R\$ -</b>	<b>R\$ -</b>	<b>R\$ 13.397.925,46</b>	<b>R\$ 13.903.388,08</b>	<b>R\$ 11.050.662,99</b>	<b>R\$ 11.474.013,97</b>	<b>R\$ 11.911.871,22</b>							
Depreciação (5% ao ano)	-	R\$ -	R\$ -	(R\$ 3.722.007,68)	(R\$ 3.722.007,68)	(R\$ 3.722.007,68)	(R\$ 3.722.007,68)	(R\$ 3.722.007,68)							
<b>Lucro Antes de Juros</b>		<b>R\$ -</b>	<b>R\$ -</b>	<b>R\$ 9.675.917,78</b>	<b>R\$ 10.181.380,40</b>	<b>R\$ 7.328.655,31</b>	<b>R\$ 7.752.006,29</b>	<b>R\$ 8.189.863,54</b>							
Despesas Financeiras (juros)	R\$ -	R\$ -	(R\$ 7.046.339,25)	(R\$ 7.046.339,25)	(R\$ 7.046.339,25)	(R\$ 6.694.022,29)	(R\$ 6.341.705,33)	(R\$ 5.989.388,36)							
<b>Lucros Antes dos Impostos (Lucro Operacional)</b>		<b>R\$ -</b>	<b>-R\$ 7.046.339,25</b>	<b>R\$ 2.629.578,53</b>	<b>R\$ 3.135.041,15</b>	<b>R\$ 634.633,02</b>	<b>R\$ 1.410.300,96</b>	<b>R\$ 2.200.475,18</b>							
Imposto de Renda	-	R\$ -	R\$ -	(R\$ 328.792,95)	(R\$ 340.234,94)	(R\$ 281.298,47)	(R\$ 291.087,65)	(R\$ 301.217,50)							
Contribuição Social	-	R\$ -	R\$ -	(R\$ 177.548,19)	(R\$ 183.726,87)	(R\$ 151.901,17)	(R\$ 157.187,33)	(R\$ 162.657,45)							
<b>Lucro Líquido</b>		<b>R\$ -</b>	<b>-R\$ 7.046.339,25</b>	<b>R\$ 2.123.237,39</b>	<b>R\$ 2.611.079,33</b>	<b>R\$ 201.433,38</b>	<b>R\$ 962.025,98</b>	<b>R\$ 1.736.600,22</b>							
Obras civis + Outros	-	(R\$ 11.631.274,00)	(R\$ 12.096.524,96)	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -							
Amortização	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	(R\$ 4.652.509,60)	(R\$ 4.652.509,60)	(R\$ 4.652.509,60)	(R\$ 4.652.509,60)							
Depreciação (5% ao ano)	+	R\$ -	R\$ -	R\$ 3.722.007,68	R\$ 3.722.007,68	R\$ 3.722.007,68	R\$ 3.722.007,68	R\$ 3.722.007,68							
<b>Fluxo de Caixa Livre do Investidor</b>		<b>-R\$ 11.631.274,00</b>	<b>-R\$ 19.142.864,21</b>	<b>R\$ 5.845.245,07</b>	<b>R\$ 1.680.577,41</b>	<b>-R\$ 729.068,54</b>	<b>R\$ 31.524,06</b>	<b>R\$ 806.098,30</b>							
<b>ICSD</b>		<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1,83</b>	<b>1,14</b>	<b>0,94</b>	<b>1,00</b>	<b>1,08</b>							
<b>Payback Simples Com todos os custos</b>	<b>13</b>	<b>-R\$ 11.631.274,00</b>	<b>-R\$ 30.774.138,21</b>	<b>-R\$ 24.928.893,14</b>	<b>-R\$ 23.248.315,73</b>	<b>-R\$ 23.977.384,27</b>	<b>-R\$ 23.945.860,22</b>	<b>-R\$ 23.139.761,91</b>							

	98,01%		97,52%		97,04%		96,55%		96,07%		95,59%		95,11%		94,64%		94,16%		93,69%		93,22%		92,76%
	7		8		9		10		11		12		13		14		15		16		17		18
	4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%
	2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037
R\$	108,51	R\$	112,85	R\$	117,37	R\$	122,06	R\$	126,94	R\$	132,02	R\$	137,30	R\$	142,79	R\$	148,51	R\$	154,45	R\$	160,62	R\$	167,05
R\$	328,91	R\$	342,07	R\$	355,75	R\$	369,98	R\$	384,78	R\$	400,17	R\$	416,18	R\$	432,83	R\$	450,14	R\$	468,15	R\$	486,87	R\$	506,35
	2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037
R\$	1.865.667,86	R\$	1.930.593,10	R\$	1.997.777,74	R\$	2.067.300,41	R\$	2.139.242,46	R\$	2.213.688,10	R\$	2.290.724,44	R\$	2.370.441,65	R\$	2.452.933,02	R\$	2.538.295,09	R\$	2.626.627,76	R\$	2.718.034,41
	30%		30%		30%		30%		30%		30%		30%		30%		30%		30%		30%		30%
R\$	13.195.207,34	R\$	13.654.400,55	R\$	14.129.573,69	R\$	14.621.282,86	R\$	15.130.103,50	R\$	15.656.631,10	R\$	16.201.481,87	R\$	16.765.293,44	R\$	17.348.725,65	R\$	17.952.461,30	R\$	18.577.206,95	R\$	19.223.693,75
	70%		70%		70%		70%		70%		70%		70%		70%		70%		70%		70%		70%
R\$	15.060.875,20	R\$	15.584.993,66	R\$	16.127.351,43	R\$	16.688.583,26	R\$	17.269.345,96	R\$	17.870.319,20	R\$	18.492.206,31	R\$	19.135.735,09	R\$	19.801.658,67	R\$	20.490.756,39	R\$	21.203.834,72	R\$	21.941.728,16
	(R\$ 549.721,94)		(R\$ 568.852,27)		(R\$ 588.648,33)		(R\$ 609.133,29)		(R\$ 630.331,13)		(R\$ 652.266,65)		(R\$ 674.965,53)		(R\$ 698.454,33)		(R\$ 722.760,54)		(R\$ 747.912,61)		(R\$ 773.939,97)		(R\$ 800.873,08)
R\$	14.511.153,25	R\$	15.016.141,39	R\$	15.538.703,11	R\$	16.079.449,98	R\$	16.639.014,83	R\$	17.218.052,55	R\$	17.817.240,78	R\$	18.437.280,76	R\$	19.078.898,13	R\$	19.742.843,78	R\$	20.429.894,75	R\$	21.140.855,09
	(R\$ 2.599.282,03)		(R\$ 2.651.410,87)		(R\$ 2.705.598,60)		(R\$ 2.761.926,67)		(R\$ 2.820.479,75)		(R\$ 2.881.345,85)		(R\$ 2.944.616,48)		(R\$ 3.010.386,78)		(R\$ 3.078.755,65)		(R\$ 3.149.825,91)		(R\$ 3.223.704,46)		(R\$ 3.300.502,42)
	(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)
	(R\$ 927.860,51)		(R\$ 964.974,93)		(R\$ 1.003.573,93)		(R\$ 1.043.716,89)		(R\$ 1.085.465,56)		(R\$ 1.128.884,18)		(R\$ 1.174.039,55)		(R\$ 1.221.001,13)		(R\$ 1.269.841,18)		(R\$ 1.320.634,83)		(R\$ 1.373.460,22)		(R\$ 1.428.398,63)
	(R\$ 114.261,32)		(R\$ 118.831,77)		(R\$ 123.585,04)		(R\$ 128.528,44)		(R\$ 133.669,58)		(R\$ 139.016,36)		(R\$ 144.577,02)		(R\$ 150.360,10)		(R\$ 156.374,50)		(R\$ 162.629,48)		(R\$ 169.134,66)		(R\$ 175.900,05)
	(R\$ 28.565,33)		(R\$ 29.707,94)		(R\$ 30.896,26)		(R\$ 32.132,11)		(R\$ 33.417,39)		(R\$ 34.754,09)		(R\$ 36.144,25)		(R\$ 37.590,02)		(R\$ 39.093,62)		(R\$ 40.657,37)		(R\$ 42.283,66)		(R\$ 43.975,01)
	(R\$ 106.286,80)		(R\$ 110.538,27)		(R\$ 114.959,80)		(R\$ 119.558,19)		(R\$ 124.340,52)		(R\$ 129.314,14)		(R\$ 134.486,71)		(R\$ 139.866,17)		(R\$ 145.460,82)		(R\$ 151.279,25)		(R\$ 157.330,42)		(R\$ 163.623,64)
	(R\$ 145.111,53)		(R\$ 150.161,41)		(R\$ 155.387,03)		(R\$ 160.794,50)		(R\$ 166.390,15)		(R\$ 172.180,53)		(R\$ 178.172,41)		(R\$ 184.372,81)		(R\$ 190.788,98)		(R\$ 197.428,44)		(R\$ 204.298,95)		(R\$ 211.408,55)
R\$	11.911.871,22	R\$	12.364.730,52	R\$	12.833.104,50	R\$	13.317.523,30	R\$	13.818.535,09	R\$	14.336.706,71	R\$	14.872.624,30	R\$	15.426.893,98	R\$	16.000.142,48	R\$	16.593.017,87	R\$	17.206.190,29	R\$	17.840.352,66
	(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)
R\$	8.189.863,54	R\$	8.642.722,84	R\$	9.111.096,82	R\$	9.595.515,62	R\$	10.096.527,41	R\$	10.614.699,03	R\$	11.150.616,62	R\$	11.704.886,30	R\$	12.278.134,80	R\$	12.871.010,19	R\$	13.484.182,61	R\$	14.118.344,98
	(R\$ 5.989.388,36)		(R\$ 5.637.071,40)		(R\$ 5.284.754,44)		(R\$ 4.932.437,48)		(R\$ 4.580.120,51)		(R\$ 4.227.803,55)		(R\$ 3.875.486,59)		(R\$ 3.523.169,63)		(R\$ 3.170.852,66)		(R\$ 2.818.535,70)		(R\$ 2.466.218,74)		(R\$ 2.113.901,78)
R\$	2.200.475,18	R\$	3.005.651,44	R\$	3.826.342,39	R\$	4.663.078,15	R\$	5.516.406,90	R\$	6.386.895,47	R\$	7.275.130,03	R\$	8.181.716,67	R\$	9.107.282,14	R\$	10.052.474,49	R\$	11.017.963,87	R\$	12.004.443,21
	(R\$ 301.217,50)		(R\$ 311.699,87)		(R\$ 322.547,03)		(R\$ 333.771,67)		(R\$ 345.386,92)		(R\$ 357.406,38)		(R\$ 369.844,13)		(R\$ 382.714,70)		(R\$ 396.033,17)		(R\$ 409.815,13)		(R\$ 424.076,69)		(R\$ 438.834,56)
	(R\$ 162.657,45)		(R\$ 168.317,93)		(R\$ 174.175,40)		(R\$ 180.236,70)		(R\$ 186.508,94)		(R\$ 192.999,45)		(R\$ 199.715,83)		(R\$ 206.665,94)		(R\$ 213.857,91)		(R\$ 221.300,17)		(R\$ 229.001,41)		(R\$ 236.970,66)
R\$	1.736.600,22	R\$	2.525.633,63	R\$	3.329.619,96	R\$	4.149.069,78	R\$	4.984.511,04	R\$	5.836.489,64	R\$	6.705.570,08	R\$	7.592.336,03	R\$	8.497.391,05	R\$	9.421.359,19	R\$	10.364.885,76	R\$	11.328.637,98
R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-
	(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)
R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68
R\$	806.098,30	R\$	1.595.131,71	R\$	2.399.118,04	R\$	3.218.567,86	R\$	4.054.009,12	R\$	4.905.987,72	R\$	5.775.068,16	R\$	6.661.834,11	R\$	7.566.889,13	R\$	8.490.857,27	R\$	9.434.383,84	R\$	10.398.136,06
	1,08		1,16		1,24		1,34		1,44		1,55		1,68		1,81		1,97		2,14		2,33		2,54
-R\$	23.139.761,91	-R\$	21.544.630,20	-R\$	19.145.512,16	-R\$	15.926.944,29	-R\$	11.872.935,17	-R\$	6.966.947,45	-R\$	1.191.879,29	R\$	5.469.954,82	R\$	13.036.843,95	R\$	21.527.701,22	R\$	30.962.085,07	R\$	41.360.221,13



92,29%		91,83%		91,37%		90,92%		90,46%		90,01%		89,56%		89,11%		88,67%	
19		20		21		22		23		24		25		26		27	
4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%	
2038		2039		2040		2041		2042		2043		2044		2045		2046	
R\$	173,73	R\$	180,68	R\$	187,91	R\$	195,42	R\$	203,24	R\$	211,37	R\$	219,82	R\$	228,62	R\$	237,76
R\$	526,60	R\$	547,67	R\$	569,57	R\$	592,35	R\$	616,05	R\$	640,69	R\$	666,32	R\$	692,97	R\$	720,69
R\$	2.812.622,01	R\$	2.910.501,25	R\$	3.011.786,70	R\$	3.116.596,87	R\$	3.225.054,44	R\$	3.337.286,34	R\$	3.453.423,90	R\$	-	R\$	-
R\$	30%	R\$	30%	R\$	30%	R\$	30%	R\$	30%	R\$	30%	R\$	30%	R\$	0%	R\$	0%
R\$	19.892.678,30	R\$	20.584.943,50	R\$	21.301.299,54	R\$	22.042.584,76	R\$	22.809.666,71	R\$	23.603.443,11	R\$	24.424.842,93	R\$	36.106.896,38	R\$	37.363.416,37
R\$	70%	R\$	70%	R\$	70%	R\$	70%	R\$	70%	R\$	70%	R\$	70%	R\$	100%	R\$	100%
R\$	22.705.300,30	R\$	23.495.444,75	R\$	24.313.086,23	R\$	25.159.181,63	R\$	26.034.721,15	R\$	26.940.729,45	R\$	27.878.266,83	R\$	36.106.896,38	R\$	37.363.416,37
	(R\$ 828.743,46)		(R\$ 857.583,73)		(R\$ 887.427,65)		(R\$ 918.310,13)		(R\$ 950.267,32)		(R\$ 983.336,62)		(R\$ 1.017.556,74)		(R\$ 1.317.901,72)		(R\$ 1.363.764,70)
R\$	21.876.556,84	R\$	22.637.861,02	R\$	23.425.658,58	R\$	24.240.871,50	R\$	25.084.453,83	R\$	25.957.392,82	R\$	26.860.710,09	R\$	34.788.994,66	R\$	35.999.651,67
	(R\$ 3.380.335,33)		(R\$ 3.463.323,30)		(R\$ 3.549.591,20)		(R\$ 3.639.268,86)		(R\$ 3.732.491,22)		(R\$ 3.829.398,62)		(R\$ 3.930.136,92)		(R\$ 4.104.793,09)		(R\$ 4.216.087,93)
	(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)
	(R\$ 1.485.534,57)		(R\$ 1.544.955,96)		(R\$ 1.606.754,19)		(R\$ 1.671.024,36)		(R\$ 1.737.865,34)		(R\$ 1.807.379,95)		(R\$ 1.879.675,15)		(R\$ 1.954.862,15)		(R\$ 2.033.056,64)
	(R\$ 182.936,05)		(R\$ 190.253,49)		(R\$ 197.863,63)		(R\$ 205.778,17)		(R\$ 214.009,30)		(R\$ 222.569,67)		(R\$ 231.472,46)		(R\$ 240.731,36)		(R\$ 250.360,61)
	(R\$ 45.734,01)		(R\$ 47.563,37)		(R\$ 49.465,91)		(R\$ 51.444,54)		(R\$ 53.502,33)		(R\$ 55.642,42)		(R\$ 57.868,11)		(R\$ 60.182,84)		(R\$ 62.590,15)
	(R\$ 170.168,59)		(R\$ 176.975,33)		(R\$ 184.054,34)		(R\$ 191.416,52)		(R\$ 199.073,18)		(R\$ 207.036,11)		(R\$ 215.317,55)		(R\$ 223.930,25)		(R\$ 232.887,46)
	(R\$ 218.765,57)		(R\$ 226.378,61)		(R\$ 234.256,59)		(R\$ 242.408,72)		(R\$ 250.844,54)		(R\$ 259.573,93)		(R\$ 268.607,10)		(R\$ 347.889,95)		(R\$ 359.996,52)
R\$	18.496.221,51	R\$	19.174.537,72	R\$	19.876.067,38	R\$	20.601.602,65	R\$	21.351.962,61	R\$	22.127.994,21	R\$	22.930.573,18	R\$	30.684.201,57	R\$	31.783.563,75
	(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)
R\$	14.774.213,83	R\$	15.452.530,04	R\$	16.154.059,70	R\$	16.879.594,97	R\$	17.629.954,93	R\$	18.405.986,53	R\$	19.208.565,50	R\$	26.962.193,89	R\$	28.061.556,07
	(R\$ 1.761.584,81)		(R\$ 1.409.267,85)		(R\$ 1.056.950,89)		(R\$ 704.633,93)		(R\$ 352.316,96)	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-
R\$	13.012.629,02	R\$	14.043.262,19	R\$	15.097.108,81	R\$	16.174.961,04	R\$	17.277.637,96	R\$	18.405.986,53	R\$	19.208.565,50	R\$	26.962.193,89	R\$	28.061.556,07
	(R\$ 454.106,01)		(R\$ 469.908,90)		(R\$ 486.261,72)		(R\$ 503.183,63)		(R\$ 520.694,42)		(R\$ 538.814,59)		(R\$ 557.565,34)		(R\$ 722.137,93)		(R\$ 747.268,33)
	(R\$ 245.217,24)		(R\$ 253.750,80)		(R\$ 262.581,33)		(R\$ 271.719,16)		(R\$ 281.174,99)		(R\$ 290.959,88)		(R\$ 301.085,28)		(R\$ 389.954,48)		(R\$ 403.524,90)
R\$	12.313.305,77	R\$	13.319.602,49	R\$	14.348.265,76	R\$	15.400.058,25	R\$	16.475.768,55	R\$	17.576.212,06	R\$	18.349.914,88	R\$	25.850.101,48	R\$	26.910.762,84
R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-
	(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)
R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68
R\$	11.382.803,85	R\$	12.389.100,57	R\$	13.417.763,84	R\$	14.469.556,33	R\$	15.545.266,63	R\$	21.298.219,74	R\$	22.071.922,56	R\$	29.572.109,16	R\$	30.632.770,52
	2,77		3,04		3,35		3,70		4,11		#DIV/0!		#DIV/0!		#DIV/0!		#DIV/0!
R\$	52.743.024,98	R\$	65.132.125,54	R\$	78.549.889,38	R\$	93.019.445,71	R\$	108.564.712,34	R\$	129.862.932,08	R\$	151.934.854,64	R\$	181.506.963,79	R\$	212.139.734,32

## APÊNDICE F – DRE Usina Nordeste

Neste Apêndice é apresentada a DRE estudada para o projeto localizado no Nordeste.

Usina	Nordeste
Potência Instalada	29.521 kW
Garantia Física	8,45 MWm
Fator de Capacidade	28,62%
Investimento Inicial	R\$ 116.312.740,00
TUSD -(R\$/kW.mês)	3,84
BETU	764,73

	Nordeste
IPCA	4,00%
Juros Total	7,57%
TMA Nominal	13,36%
Payback	13 anos
RS / MWh	R\$ 198,72
Preço ACL referenciado a 01/01/2020	

Degradação	0,50%		1		2		100,00%		99,50%		99,00%		98,51%		98,01%	
	Contagem ano		1		2		3		4		5		6		7	
	IPCA		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%	
	Ano		2020		2021		2022		2023		2024		2025		2026	
	Preço ACR		R\$	85,76	R\$	89,19	R\$	92,76	R\$	96,47	R\$	100,33	R\$	104,34	R\$	108,51
	Preço ACL		R\$	198,72	R\$	206,67	R\$	214,93	R\$	223,53	R\$	232,47	R\$	241,77	R\$	251,44
<b>Demonstrativo de Resultado de Exercício</b>																
Receita com venda de energia no ACR	+	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	2.205.156,28	R\$	2.281.895,72	R\$	2.361.305,69	
Porcentagem da GF no ACR			0%		0%		0%		0%		30%		30%		30%	
Receita com venda de energia no ACL	+	R\$	-	R\$	-	R\$	15.906.116,99	R\$	16.459.649,86	R\$	11.922.711,97	R\$	12.337.622,35	R\$	12.766.971,61	
Porcentagem da GF no ACL			0%		0%		100%		100%		70%		70%		70%	
<b>Receita Bruta</b>		R\$	-	R\$	-	R\$	15.906.116,99	R\$	16.459.649,86	R\$	14.127.868,25	R\$	14.619.518,07	R\$	15.128.277,29	
Deduções da Receita Bruta (PIS/COFINS)	-	R\$	-	R\$	-	(R\$ 580.573,27)	(R\$ 600.777,22)	(R\$ 515.667,19)	(R\$ 533.612,41)	(R\$ 552.182,12)						
<b>Receita Líquida</b>		R\$	-	R\$	-	R\$	15.325.543,72	R\$	15.858.872,64	R\$	13.612.201,06	R\$	14.085.905,66	R\$	14.576.095,17	
<b>Despesas Totais</b>		R\$	-	R\$	-	(R\$ 2.379.060,40)	(R\$ 2.422.338,03)	(R\$ 2.439.333,43)	(R\$ 2.485.111,07)	(R\$ 2.532.695,18)						
Operação e Manutenção	-	R\$	-	R\$	-	(R\$ 1.277.196,54)	(R\$ 1.277.196,54)	(R\$ 1.277.196,54)	(R\$ 1.277.196,54)	(R\$ 1.277.196,54)						
TUST/TUSD	-	R\$	-	R\$	-	(R\$ 735.665,21)	(R\$ 765.091,82)	(R\$ 795.695,49)	(R\$ 827.523,31)	(R\$ 860.624,24)						
Taxa ANEEL	-	R\$	-	R\$	-	(R\$ 97.671,05)	(R\$ 101.577,89)	(R\$ 105.641,01)	(R\$ 109.866,65)	(R\$ 114.261,32)						
Taxa CCEE	-	R\$	-	R\$	-	(R\$ 24.417,76)	(R\$ 25.394,47)	(R\$ 26.410,25)	(R\$ 27.466,66)	(R\$ 28.565,33)						
CCD	-	R\$	-	R\$	-	(R\$ 90.854,40)	(R\$ 94.488,58)	(R\$ 98.268,12)	(R\$ 102.198,84)	(R\$ 106.286,80)						
Custos administrativos	-	R\$	-	R\$	-	(R\$ 153.255,44)	(R\$ 158.588,73)	(R\$ 136.122,01)	(R\$ 140.859,06)	(R\$ 145.760,95)						
<b>Lucros Antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização</b>		R\$	-	R\$	-	R\$	12.946.483,31	R\$	13.436.534,61	R\$	11.172.867,63	R\$	11.600.794,59	R\$	12.043.399,99	
Depreciação (5% ao ano)	-	R\$	-	R\$	-	(R\$ 3.722.007,68)	(R\$ 3.722.007,68)	(R\$ 3.722.007,68)	(R\$ 3.722.007,68)	(R\$ 3.722.007,68)						
<b>Lucro Antes de Juros</b>		R\$	-	R\$	-	R\$	9.224.475,63	R\$	9.714.526,93	R\$	7.450.859,95	R\$	7.878.786,91	R\$	8.321.392,31	
Despesas Financeiras (juros)	R\$	-	(R\$ 7.046.339,25)	(R\$ 7.046.339,25)	(R\$ 7.046.339,25)	(R\$ 6.694.022,29)	(R\$ 6.341.705,33)	(R\$ 5.989.388,36)								
<b>Lucros Antes dos Impostos (Lucro Operacional)</b>		R\$	-	-R\$	7.046.339,25	R\$	2.178.136,38	R\$	2.668.187,68	R\$	756.837,67	R\$	1.537.081,58	R\$	2.332.003,95	
Imposto de Renda	-	R\$	-	R\$	-	(R\$ 318.122,34)	(R\$ 329.193,00)	(R\$ 282.557,37)	(R\$ 292.390,36)	(R\$ 302.565,55)						
Contribuição Social	-	R\$	-	R\$	-	(R\$ 171.786,06)	(R\$ 177.764,22)	(R\$ 152.580,98)	(R\$ 157.890,80)	(R\$ 163.385,39)						
<b>Lucro Líquido</b>		R\$	-	-R\$	7.046.339,25	R\$	1.688.227,98	R\$	2.161.230,46	R\$	321.699,32	R\$	1.086.800,43	R\$	1.866.053,01	
Obras civis + Outros	-	(R\$ 11.631.274,00)	(R\$ 12.096.524,96)													
Amortização	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	(R\$ 4.652.509,60)	(R\$ 4.652.509,60)	(R\$ 4.652.509,60)	(R\$ 4.652.509,60)	(R\$ 4.652.509,60)	(R\$ 4.652.509,60)	(R\$ 4.652.509,60)		
Depreciação (5% ao ano)	+	R\$	-	R\$	-	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	
<b>Fluxo de Caixa Livre do Investidor</b>		-R\$	11.631.274,00	-R\$	19.142.864,21	R\$	5.410.235,66	R\$	1.230.728,54	-R\$	608.802,60	R\$	156.298,51	R\$	935.551,09	
<b>ICSD</b>		-	-				1,77		1,11		0,95		1,01		1,09	
<b>Payback Simples Com todos os custos</b>		13	-R\$	11.631.274,00	-R\$	30.774.138,21	-R\$	25.363.902,55	-R\$	24.133.174,01	-R\$	24.741.976,61	-R\$	24.585.678,10	-R\$	23.650.127,01



97,52%		97,04%		96,55%		96,07%		95,59%		95,11%		94,64%		94,16%		93,69%		93,22%		92,76%	
8		9		10		11		12		13		14		15		16		17		18	
4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%	
2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037	
R\$	112,85	R\$	117,37	R\$	122,06	R\$	126,94	R\$	132,02	R\$	137,30	R\$	142,79	R\$	148,51	R\$	154,45	R\$	160,62	R\$	167,05
R\$	261,50	R\$	271,96	R\$	282,84	R\$	294,15	R\$	305,92	R\$	318,15	R\$	330,88	R\$	344,11	R\$	357,88	R\$	372,19	R\$	387,08
R\$	2.443.479,13	R\$	2.528.512,20	R\$	2.616.504,43	R\$	2.707.558,78	R\$	2.801.781,83	R\$	2.899.283,83	R\$	3.000.178,91	R\$	3.104.585,14	R\$	3.212.624,70	R\$	3.324.424,04	R\$	3.440.113,99
R\$	30%	R\$	30%	R\$	30%	R\$	30%	R\$	30%	R\$	30%	R\$	30%	R\$	30%	R\$	30%	R\$	30%	R\$	30%
R\$	13.211.262,22	R\$	13.671.014,14	R\$	14.146.765,43	R\$	14.639.072,87	R\$	15.148.512,61	R\$	15.675.680,85	R\$	16.221.194,54	R\$	16.785.692,11	R\$	17.369.834,19	R\$	17.974.304,42	R\$	18.599.810,22
R\$	70%	R\$	70%	R\$	70%	R\$	70%	R\$	70%	R\$	70%	R\$	70%	R\$	70%	R\$	70%	R\$	70%	R\$	70%
R\$	15.654.741,34	R\$	16.199.526,34	R\$	16.763.269,86	R\$	17.346.631,65	R\$	17.950.294,43	R\$	18.574.964,68	R\$	19.221.373,45	R\$	19.890.277,25	R\$	20.582.458,89	R\$	21.298.728,46	R\$	22.039.924,21
	(R\$ 571.398,06)		(R\$ 591.282,71)		(R\$ 611.859,35)		(R\$ 633.152,06)		(R\$ 655.185,75)		(R\$ 677.986,21)		(R\$ 701.580,13)		(R\$ 725.995,12)		(R\$ 751.259,75)		(R\$ 777.403,59)		(R\$ 804.457,23)
R\$	15.083.343,29	R\$	15.608.243,63	R\$	16.151.410,51	R\$	16.713.479,60	R\$	17.295.108,69	R\$	17.896.978,47	R\$	18.519.793,32	R\$	19.164.282,13	R\$	19.831.199,14	R\$	20.521.324,87	R\$	21.235.466,98
	(R\$ 2.582.157,17)		(R\$ 2.633.571,26)		(R\$ 2.687.014,62)		(R\$ 2.742.567,47)		(R\$ 2.800.313,21)		(R\$ 2.860.338,53)		(R\$ 2.922.733,56)		(R\$ 2.987.592,01)		(R\$ 3.055.011,29)		(R\$ 3.125.092,66)		(R\$ 3.197.941,39)
	(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)
	(R\$ 895.049,21)		(R\$ 930.851,18)		(R\$ 968.085,23)		(R\$ 1.006.808,64)		(R\$ 1.047.080,98)		(R\$ 1.088.964,22)		(R\$ 1.132.522,79)		(R\$ 1.177.823,70)		(R\$ 1.224.936,65)		(R\$ 1.273.934,12)		(R\$ 1.324.891,48)
	(R\$ 118.831,77)		(R\$ 123.585,04)		(R\$ 128.528,44)		(R\$ 133.669,58)		(R\$ 139.016,36)		(R\$ 144.577,02)		(R\$ 150.360,10)		(R\$ 156.374,50)		(R\$ 162.629,48)		(R\$ 169.134,66)		(R\$ 175.900,05)
	(R\$ 29.707,94)		(R\$ 30.896,26)		(R\$ 32.132,11)		(R\$ 33.417,39)		(R\$ 34.754,09)		(R\$ 36.144,25)		(R\$ 37.590,02)		(R\$ 39.093,62)		(R\$ 40.657,37)		(R\$ 42.283,66)		(R\$ 43.975,01)
	(R\$ 110.538,27)		(R\$ 114.959,80)		(R\$ 119.558,19)		(R\$ 124.340,52)		(R\$ 129.314,14)		(R\$ 134.486,71)		(R\$ 139.866,17)		(R\$ 145.460,82)		(R\$ 151.279,25)		(R\$ 157.330,42)		(R\$ 163.623,64)
	(R\$ 150.833,43)		(R\$ 156.082,44)		(R\$ 161.514,11)		(R\$ 167.134,80)		(R\$ 172.951,09)		(R\$ 178.969,78)		(R\$ 185.197,93)		(R\$ 191.642,82)		(R\$ 198.311,99)		(R\$ 205.213,25)		(R\$ 212.354,67)
R\$	12.501.186,12	R\$	12.974.672,37	R\$	13.464.395,89	R\$	13.970.912,13	R\$	14.494.795,48	R\$	15.036.639,94	R\$	15.597.059,76	R\$	16.176.690,11	R\$	16.776.187,85	R\$	17.396.232,22	R\$	18.037.525,59
	(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)
R\$	8.779.178,44	R\$	9.252.664,69	R\$	9.742.388,21	R\$	10.248.904,45	R\$	10.772.787,80	R\$	11.314.632,26	R\$	11.875.052,08	R\$	12.454.682,43	R\$	13.054.180,17	R\$	13.674.224,54	R\$	14.315.517,91
	(R\$ 5.637.071,40)		(R\$ 5.284.754,44)		(R\$ 4.932.437,48)		(R\$ 4.580.120,51)		(R\$ 4.227.803,55)		(R\$ 3.875.486,59)		(R\$ 3.523.169,63)		(R\$ 3.170.852,66)		(R\$ 2.818.535,70)		(R\$ 2.466.218,74)		(R\$ 2.113.901,78)
R\$	3.142.107,04	R\$	3.967.910,25	R\$	4.809.950,73	R\$	5.668.783,93	R\$	6.544.984,25	R\$	7.439.145,67	R\$	8.351.882,45	R\$	9.283.829,77	R\$	10.235.644,47	R\$	11.208.005,80	R\$	12.201.616,13
	(R\$ 313.094,83)		(R\$ 323.990,53)		(R\$ 335.265,40)		(R\$ 346.932,63)		(R\$ 359.005,89)		(R\$ 371.499,29)		(R\$ 384.427,47)		(R\$ 397.805,54)		(R\$ 411.649,18)		(R\$ 425.974,57)		(R\$ 440.798,48)
	(R\$ 169.071,21)		(R\$ 174.954,88)		(R\$ 181.043,31)		(R\$ 187.343,62)		(R\$ 193.863,18)		(R\$ 200.609,62)		(R\$ 207.590,83)		(R\$ 214.814,99)		(R\$ 222.290,56)		(R\$ 230.026,27)		(R\$ 238.031,18)
R\$	2.659.941,00	R\$	3.468.964,84	R\$	4.293.642,02	R\$	5.134.507,68	R\$	5.992.115,18	R\$	6.867.036,76	R\$	7.759.864,15	R\$	8.671.209,23	R\$	9.601.704,74	R\$	10.552.004,96	R\$	11.522.786,47
R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-
	(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)
R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68
R\$	1.729.439,08	R\$	2.538.462,92	R\$	3.363.140,10	R\$	4.204.005,76	R\$	5.061.613,26	R\$	5.936.534,84	R\$	6.829.362,23	R\$	7.740.707,31	R\$	8.671.202,82	R\$	9.621.503,04	R\$	10.592.284,55
	1,17		1,26		1,35		1,46		1,57		1,70		1,84		1,99		2,16		2,35		2,57
-R\$	21.920.687,93	-R\$	19.382.225,01	-R\$	16.019.084,90	-R\$	11.815.079,15	-R\$	6.753.465,89	-R\$	816.931,04	R\$	6.012.431,18	R\$	13.753.138,49	R\$	22.424.341,31	R\$	32.045.844,36	R\$	42.638.128,90

	92,29%		91,83%		91,37%		90,92%		90,46%		90,01%		89,56%		89,11%		88,67%
	19		20		21		22		23		24		25		26		27
	4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%
	2038		2039		2040		2041		2042		2043		2044		2045		2046
R\$	173,73	R\$	180,68	R\$	187,91	R\$	195,42	R\$	203,24	R\$	211,37	R\$	219,82	R\$	228,62	R\$	237,76
R\$	402,56	R\$	418,67	R\$	435,41	R\$	452,83	R\$	470,94	R\$	489,78	R\$	509,37	R\$	529,75	R\$	550,94
R\$	3.559.829,96	R\$	3.683.712,04	R\$	3.811.905,22	R\$	3.944.559,53	R\$	4.081.830,20	R\$	4.223.877,89	R\$	4.370.868,84	R\$	-	R\$	-
	30%		30%		30%		30%		30%		30%		30%		0%		0%
R\$	19.247.083,61	R\$	19.916.882,12	R\$	20.609.989,62	R\$	21.327.217,26	R\$	22.069.404,42	R\$	22.837.419,70	R\$	23.632.161,90	R\$	34.935.087,34	R\$	36.150.828,37
	70%		70%		70%		70%		70%		70%		70%		100%		100%
R\$	22.806.913,58	R\$	23.600.594,17	R\$	24.421.894,85	R\$	25.271.776,79	R\$	26.151.234,62	R\$	27.061.297,58	R\$	28.003.030,74	R\$	34.935.087,34	R\$	36.150.828,37
	(R\$ 832.452,35)		(R\$ 861.421,69)		(R\$ 891.399,16)		(R\$ 922.419,85)		(R\$ 954.520,06)		(R\$ 987.737,36)		(R\$ 1.022.110,62)		(R\$ 1.275.130,69)		(R\$ 1.319.505,24)
R\$	21.974.461,23	R\$	22.739.172,48	R\$	23.530.495,68	R\$	24.349.356,93	R\$	25.196.714,55	R\$	26.073.560,22	R\$	26.980.920,12	R\$	33.659.956,65	R\$	34.831.323,14
	(R\$ 3.273.666,94)		(R\$ 3.352.383,09)		(R\$ 3.434.208,11)		(R\$ 3.519.264,99)		(R\$ 3.607.681,56)		(R\$ 3.699.590,73)		(R\$ 3.795.130,67)		(R\$ 3.951.846,04)		(R\$ 4.057.081,70)
	(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)
	(R\$ 1.377.887,14)		(R\$ 1.433.002,63)		(R\$ 1.490.322,73)		(R\$ 1.549.935,64)		(R\$ 1.611.933,07)		(R\$ 1.676.410,39)		(R\$ 1.743.466,80)		(R\$ 1.813.205,48)		(R\$ 1.885.733,70)
	(R\$ 182.936,05)		(R\$ 190.253,49)		(R\$ 197.863,63)		(R\$ 205.778,17)		(R\$ 214.009,30)		(R\$ 222.569,67)		(R\$ 231.472,46)		(R\$ 240.731,36)		(R\$ 250.360,61)
	(R\$ 45.734,01)		(R\$ 47.563,37)		(R\$ 49.465,91)		(R\$ 51.444,54)		(R\$ 53.502,33)		(R\$ 55.642,42)		(R\$ 57.868,11)		(R\$ 60.182,84)		(R\$ 62.590,15)
	(R\$ 170.168,59)		(R\$ 176.975,33)		(R\$ 184.054,34)		(R\$ 191.416,52)		(R\$ 199.073,18)		(R\$ 207.036,11)		(R\$ 215.317,55)		(R\$ 223.930,25)		(R\$ 232.887,46)
	(R\$ 219.744,61)		(R\$ 227.391,72)		(R\$ 235.304,96)		(R\$ 243.493,57)		(R\$ 251.967,15)		(R\$ 260.735,60)		(R\$ 269.809,20)		(R\$ 336.599,57)		(R\$ 348.313,23)
R\$	18.700.794,29	R\$	19.386.789,39	R\$	20.096.287,57	R\$	20.830.091,94	R\$	21.589.032,99	R\$	22.373.969,49	R\$	23.185.789,44	R\$	29.708.110,61	R\$	30.774.241,44
	(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)
R\$	14.978.786,61	R\$	15.664.781,71	R\$	16.374.279,89	R\$	17.108.084,26	R\$	17.867.025,31	R\$	18.651.961,81	R\$	19.463.781,76	R\$	25.986.102,93	R\$	27.052.233,76
	(R\$ 1.761.584,81)		(R\$ 1.409.267,85)		(R\$ 1.056.950,89)		(R\$ 704.633,93)		(R\$ 352.316,96)		-		-		-		-
R\$	13.217.201,79	R\$	14.255.513,86	R\$	15.317.329,00	R\$	16.403.450,34	R\$	17.514.708,35	R\$	18.651.961,81	R\$	19.463.781,76	R\$	25.986.102,93	R\$	27.052.233,76
	(R\$ 456.138,27)		(R\$ 472.011,88)		(R\$ 488.437,90)		(R\$ 505.435,54)		(R\$ 523.024,69)		(R\$ 541.225,95)		(R\$ 560.060,61)		(R\$ 698.701,75)		(R\$ 723.016,57)
	(R\$ 246.314,67)		(R\$ 254.886,42)		(R\$ 263.756,46)		(R\$ 272.935,19)		(R\$ 282.433,33)		(R\$ 292.262,01)		(R\$ 302.432,73)		(R\$ 377.298,94)		(R\$ 390.428,95)
R\$	12.514.748,86	R\$	13.528.615,56	R\$	14.565.134,64	R\$	15.625.079,61	R\$	16.709.250,33	R\$	17.818.473,84	R\$	18.601.288,42	R\$	24.910.102,24	R\$	25.938.788,25
R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-
	(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)
R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68
R\$	11.584.246,94	R\$	12.598.113,64	R\$	13.634.632,72	R\$	14.694.577,69	R\$	15.778.748,41	R\$	21.540.481,52	R\$	22.323.296,10	R\$	28.632.109,92	R\$	29.660.795,93
	2,81		3,08		3,39		3,74		4,15		#DIV/0!		#DIV/0!		#DIV/0!		#DIV/0!
R\$	54.222.375,84	R\$	66.820.489,48	R\$	80.455.122,20	R\$	95.149.699,90	R\$	110.928.448,31	R\$	132.468.929,83	R\$	154.792.225,93	R\$	183.424.335,85	R\$	213.085.131,78



97,52%		97,04%		96,55%		96,07%		95,59%		95,11%		94,64%		94,16%		93,69%		93,22%		92,76%	
8		9		10		11		12		13		14		15		16		17		18	
4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%	
2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037	
R\$	112,85	R\$	117,37	R\$	122,06	R\$	126,94	R\$	132,02	R\$	137,30	R\$	142,79	R\$	148,51	R\$	154,45	R\$	160,62	R\$	167,05
R\$	278,95	R\$	290,11	R\$	301,71	R\$	313,78	R\$	326,33	R\$	339,38	R\$	352,96	R\$	367,08	R\$	381,76	R\$	397,03	R\$	412,91
<b>2027</b>																					
R\$	2.310.987,19	R\$	2.391.409,54	R\$	2.474.630,60	R\$	2.560.747,74	R\$	2.649.861,76	R\$	2.742.076,95	R\$	2.837.501,23	R\$	2.936.246,27	R\$	3.038.427,64	R\$	3.144.164,92	R\$	3.253.581,86
	30%		30%		30%		30%		30%		30%		30%		30%		30%		30%		30%
R\$	13.328.674,31	R\$	13.792.512,17	R\$	14.272.491,60	R\$	14.769.174,30	R\$	15.283.141,57	R\$	15.814.994,90	R\$	16.365.356,72	R\$	16.934.871,13	R\$	17.524.204,65	R\$	18.134.046,97	R\$	18.765.111,80
	70%		70%		70%		70%		70%		70%		70%		70%		70%		70%		70%
R\$	15.639.661,50	R\$	16.183.921,72	R\$	16.747.122,19	R\$	17.329.922,04	R\$	17.933.003,33	R\$	18.557.071,85	R\$	19.202.857,95	R\$	19.871.117,40	R\$	20.562.632,29	R\$	21.278.211,89	R\$	22.018.693,67
	(R\$ 570.847,64)		(R\$ 590.713,14)		(R\$ 611.269,96)		(R\$ 632.542,15)		(R\$ 654.554,62)		(R\$ 677.333,12)		(R\$ 700.904,32)		(R\$ 725.295,79)		(R\$ 750.536,08)		(R\$ 776.654,73)		(R\$ 803.682,32)
R\$	15.068.813,85	R\$	15.593.208,57	R\$	16.135.852,23	R\$	16.697.379,89	R\$	17.278.448,71	R\$	17.879.738,73	R\$	18.501.953,63	R\$	19.145.821,62	R\$	19.812.096,21	R\$	20.501.557,16	R\$	21.215.011,35
	(R\$ 2.602.989,59)		(R\$ 2.655.237,73)		(R\$ 2.709.548,53)		(R\$ 2.766.003,55)		(R\$ 2.824.687,57)		(R\$ 2.885.688,73)		(R\$ 2.949.098,67)		(R\$ 3.015.012,65)		(R\$ 3.083.529,71)		(R\$ 3.154.752,81)		(R\$ 3.228.788,98)
	(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)
	(R\$ 916.026,93)		(R\$ 952.668,01)		(R\$ 990.774,73)		(R\$ 1.030.405,71)		(R\$ 1.071.621,94)		(R\$ 1.114.486,82)		(R\$ 1.159.066,29)		(R\$ 1.205.428,95)		(R\$ 1.253.646,10)		(R\$ 1.303.791,95)		(R\$ 1.355.943,63)
	(R\$ 118.831,77)		(R\$ 123.585,04)		(R\$ 128.528,44)		(R\$ 133.669,58)		(R\$ 139.016,36)		(R\$ 144.577,02)		(R\$ 150.360,10)		(R\$ 156.374,50)		(R\$ 162.629,48)		(R\$ 169.134,66)		(R\$ 175.900,05)
	(R\$ 29.707,94)		(R\$ 30.896,26)		(R\$ 32.132,11)		(R\$ 33.417,39)		(R\$ 34.754,09)		(R\$ 36.144,25)		(R\$ 37.590,02)		(R\$ 39.093,62)		(R\$ 40.657,37)		(R\$ 42.283,66)		(R\$ 43.975,01)
	(R\$ 110.538,27)		(R\$ 114.959,80)		(R\$ 119.558,19)		(R\$ 124.340,52)		(R\$ 129.314,14)		(R\$ 134.486,71)		(R\$ 139.866,17)		(R\$ 145.460,82)		(R\$ 151.279,25)		(R\$ 157.330,42)		(R\$ 163.623,64)
	(R\$ 150.688,14)		(R\$ 155.932,09)		(R\$ 161.358,52)		(R\$ 166.973,80)		(R\$ 172.784,49)		(R\$ 178.797,39)		(R\$ 185.019,54)		(R\$ 191.458,22)		(R\$ 198.120,96)		(R\$ 205.015,57)		(R\$ 212.150,11)
R\$	12.465.824,26	R\$	12.937.970,84	R\$	13.426.303,70	R\$	13.931.376,34	R\$	14.453.761,14	R\$	14.994.050,00	R\$	15.552.854,96	R\$	16.130.808,97	R\$	16.728.566,50	R\$	17.346.804,35	R\$	17.986.222,37
	(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)
R\$	8.743.816,58	R\$	9.215.963,16	R\$	9.704.296,02	R\$	10.209.368,66	R\$	10.731.753,46	R\$	11.272.042,32	R\$	11.830.847,28	R\$	12.408.801,29	R\$	13.006.558,82	R\$	13.624.796,67	R\$	14.264.214,69
	(R\$ 5.637.071,40)		(R\$ 5.284.754,44)		(R\$ 4.932.437,48)		(R\$ 4.580.120,51)		(R\$ 4.227.803,55)		(R\$ 3.875.486,59)		(R\$ 3.523.169,63)		(R\$ 3.170.852,66)		(R\$ 2.818.535,70)		(R\$ 2.466.218,74)		(R\$ 2.113.901,78)
R\$	3.106.745,18	R\$	3.931.208,72	R\$	4.771.858,54	R\$	5.629.248,15	R\$	6.503.949,91	R\$	7.396.555,73	R\$	8.307.677,66	R\$	9.237.948,62	R\$	10.188.023,12	R\$	11.158.577,93	R\$	12.150.312,91
	(R\$ 312.793,23)		(R\$ 323.678,43)		(R\$ 334.942,44)		(R\$ 346.598,44)		(R\$ 358.660,07)		(R\$ 371.141,44)		(R\$ 384.057,16)		(R\$ 397.422,35)		(R\$ 411.252,65)		(R\$ 425.564,24)		(R\$ 440.373,87)
	(R\$ 168.908,34)		(R\$ 174.786,35)		(R\$ 180.868,92)		(R\$ 187.163,16)		(R\$ 193.676,44)		(R\$ 200.416,38)		(R\$ 207.390,87)		(R\$ 214.608,07)		(R\$ 222.076,43)		(R\$ 229.804,69)		(R\$ 237.801,89)
R\$	2.625.043,61	R\$	3.432.743,93	R\$	4.256.047,18	R\$	5.095.486,55	R\$	5.951.613,41	R\$	6.824.997,92	R\$	7.716.229,63	R\$	8.625.918,21	R\$	9.554.694,04	R\$	10.503.209,00	R\$	11.472.137,15
R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-
	(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)
R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68
R\$	1.694.541,69	R\$	2.502.242,01	R\$	3.325.545,26	R\$	4.164.984,63	R\$	5.021.111,49	R\$	5.894.496,00	R\$	6.785.727,71	R\$	7.695.416,29	R\$	8.624.192,12	R\$	9.572.707,08	R\$	10.541.635,23
	1,16		1,25		1,35		1,45		1,57		1,69		1,83		1,98		2,15		2,34		2,56
-R\$	21.822.473,63	-R\$	19.320.231,62	-R\$	15.994.686,36	-R\$	11.829.701,73	-R\$	6.808.590,24	-R\$	914.094,25	R\$	5.871.633,47	R\$	13.567.049,76	R\$	22.191.241,88	R\$	31.763.948,96	R\$	42.305.584,19



92,29%		91,83%		91,37%		90,92%		90,46%		90,01%		89,56%		89,11%		88,67%	
19		20		21		22		23		24		25		26		27	
4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%	
2038		2039		2040		2041		2042		2043		2044		2045		2046	
R\$	173,73	R\$	180,68	R\$	187,91	R\$	195,42	R\$	203,24	R\$	211,37	R\$	219,82	R\$	228,62	R\$	237,76
R\$	429,43	R\$	446,60	R\$	464,47	R\$	483,05	R\$	502,37	R\$	522,46	R\$	543,36	R\$	565,10	R\$	587,70
R\$	3.366.806,51	R\$	3.483.971,38	R\$	3.605.213,58	R\$	3.730.675,02	R\$	3.860.502,51	R\$	3.994.847,99	R\$	4.133.868,70	R\$	-	R\$	-
	30%		30%		30%		30%		30%		30%		30%		0%		0%
R\$	19.418.137,69	R\$	20.093.888,89	R\$	20.793.156,22	R\$	21.516.758,06	R\$	22.265.541,24	R\$	23.040.382,07	R\$	23.842.187,37	R\$	35.245.564,98	R\$	36.472.110,64
	70%		70%		70%		70%		70%		70%		70%		100%		100%
R\$	22.784.944,21	R\$	23.577.860,27	R\$	24.398.369,80	R\$	25.247.433,07	R\$	26.126.043,74	R\$	27.035.230,07	R\$	27.976.056,07	R\$	35.245.564,98	R\$	36.472.110,64
	(R\$ 831.650,46)		(R\$ 860.591,90)		(R\$ 890.540,50)		(R\$ 921.531,31)		(R\$ 953.600,60)		(R\$ 986.785,90)		(R\$ 1.021.126,05)		(R\$ 1.286.463,12)		(R\$ 1.331.232,04)
R\$	21.953.293,74	R\$	22.717.268,37	R\$	23.507.829,31	R\$	24.325.901,76	R\$	25.172.443,15	R\$	26.048.444,17	R\$	26.954.930,02	R\$	33.959.101,86	R\$	35.140.878,61
	(R\$ 3.305.749,50)		(R\$ 3.385.750,04)		(R\$ 3.468.910,89)		(R\$ 3.555.357,05)		(R\$ 3.645.218,53)		(R\$ 3.738.630,44)		(R\$ 3.835.733,28)		(R\$ 3.997.334,49)		(R\$ 4.104.374,14)
	(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)
	(R\$ 1.410.181,37)		(R\$ 1.466.588,62)		(R\$ 1.525.252,17)		(R\$ 1.586.262,26)		(R\$ 1.649.712,75)		(R\$ 1.715.701,26)		(R\$ 1.784.329,31)		(R\$ 1.855.702,48)		(R\$ 1.929.930,58)
	(R\$ 182.936,05)		(R\$ 190.253,49)		(R\$ 197.863,63)		(R\$ 205.778,17)		(R\$ 214.009,30)		(R\$ 222.569,67)		(R\$ 231.472,46)		(R\$ 240.731,36)		(R\$ 250.360,61)
	(R\$ 45.734,01)		(R\$ 47.563,37)		(R\$ 49.465,91)		(R\$ 51.444,54)		(R\$ 53.502,33)		(R\$ 55.642,42)		(R\$ 57.868,11)		(R\$ 60.182,84)		(R\$ 62.590,15)
	(R\$ 170.168,59)		(R\$ 176.975,33)		(R\$ 184.054,34)		(R\$ 191.416,52)		(R\$ 199.073,18)		(R\$ 207.036,11)		(R\$ 215.317,55)		(R\$ 223.930,25)		(R\$ 232.887,46)
	(R\$ 219.532,94)		(R\$ 227.172,68)		(R\$ 235.078,29)		(R\$ 243.259,02)		(R\$ 251.724,43)		(R\$ 260.484,44)		(R\$ 269.549,30)		(R\$ 339.591,02)		(R\$ 351.408,79)
R\$	18.647.544,25	R\$	19.331.518,32	R\$	20.038.918,42	R\$	20.770.544,71	R\$	21.527.224,62	R\$	22.309.813,73	R\$	23.119.196,75	R\$	29.961.767,37	R\$	31.036.504,47
	(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)
R\$	14.925.536,57	R\$	15.609.510,64	R\$	16.316.910,74	R\$	17.048.537,03	R\$	17.805.216,94	R\$	18.587.806,05	R\$	19.397.189,07	R\$	26.239.759,69	R\$	27.314.496,79
	(R\$ 1.761.584,81)		(R\$ 1.409.267,85)		(R\$ 1.056.950,89)		(R\$ 704.633,93)		(R\$ 352.316,96)		-		-		-		-
R\$	13.163.951,75	R\$	14.200.242,79	R\$	15.259.959,85	R\$	16.343.903,11	R\$	17.452.899,98	R\$	18.587.806,05	R\$	19.397.189,07	R\$	26.239.759,69	R\$	27.314.496,79
	(R\$ 455.698,88)		(R\$ 471.557,21)		(R\$ 487.967,40)		(R\$ 504.948,66)		(R\$ 522.520,87)		(R\$ 540.704,60)		(R\$ 559.521,12)		(R\$ 704.911,30)		(R\$ 729.442,21)
	(R\$ 246.077,40)		(R\$ 254.640,89)		(R\$ 263.502,39)		(R\$ 272.672,28)		(R\$ 282.161,27)		(R\$ 291.980,48)		(R\$ 302.141,41)		(R\$ 380.652,10)		(R\$ 393.898,79)
R\$	12.462.175,47	R\$	13.474.044,69	R\$	14.508.490,06	R\$	15.566.282,17	R\$	16.648.217,83	R\$	17.755.120,96	R\$	18.535.526,54	R\$	25.154.196,29	R\$	26.191.155,78
R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-
	(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)
R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68
R\$	11.531.673,55	R\$	12.543.542,77	R\$	13.577.988,14	R\$	14.635.780,25	R\$	15.717.715,91	R\$	21.477.128,64	R\$	22.257.534,22	R\$	28.876.203,97	R\$	29.913.163,46
	2,80		3,07		3,38		3,73		4,14		#DIV/0!		#DIV/0!		#DIV/0!		#DIV/0!
R\$	53.837.257,74	R\$	66.380.800,52	R\$	79.958.788,66	R\$	94.594.568,91	R\$	110.312.284,82	R\$	131.789.413,46	R\$	154.046.947,68	R\$	182.923.151,65	R\$	212.836.315,11

## APÊNDICE H – DRE Usina Sul

Neste Apêndice é apresentada a DRE estudada para o projeto localizado no Sul.

Usina	Sul
Potência Instalada	29.521 kW
Garantia Física	7,27 MWm
Fator de Capacidade	24,64%
Investimento Inicial	R\$ 116.312.740,00
TUSD -(R\$/kW.mês)	4,75
BETU	764,73

	Sul
IPCA	4,00%
Juros Total	7,57%
TMA Nominal	13,36%
Payback	13 anos
R\$ / MWh	R\$ 238,86
Preço ACL referenciado a 01/01/2020	

Degradação	Contagem ano	0,50%		1		2		100,00%		99,50%		99,00%		98,51%		98,01%	
		IPCA	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	
Ano		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026									
Preço ACR		R\$ 85,76	R\$ 89,19	R\$ 92,76	R\$ 96,47	R\$ 100,33	R\$ 104,34	R\$ 108,51									
Preço ACL		R\$ 238,86	R\$ 248,41	R\$ 258,35	R\$ 268,68	R\$ 279,43	R\$ 290,61	R\$ 302,23									
<b>Demonstrativo de Resultado de Exercício</b>		<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>									
Receita com venda de energia no ACR	+	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 1.898.554,16	R\$ 1.964.623,85	R\$ 2.032.992,76									
Porcentagem da GF no ACR		0%	0%	0%	0%	30%	30%	30%									
Receita com venda de energia no ACL	+	R\$ -	R\$ -	R\$ 16.460.767,27	R\$ 17.033.601,98	R\$ 12.338.459,93	R\$ 12.767.838,33	R\$ 13.212.159,11									
Porcentagem da GF no ACL		0%	0%	100%	100%	70%	70%	70%									
<b>Receita Bruta</b>		<b>R\$ -</b>	<b>R\$ -</b>	<b>R\$ 16.460.767,27</b>	<b>R\$ 17.033.601,98</b>	<b>R\$ 14.237.014,09</b>	<b>R\$ 14.732.462,18</b>	<b>R\$ 15.245.151,86</b>									
Deduções da Receita Bruta (PIS/COFINS)	-	R\$ -	R\$ -	(R\$ 600.818,01)	(R\$ 621.726,47)	(R\$ 519.651,01)	(R\$ 537.734,87)	(R\$ 556.448,04)									
<b>Receita Líquida</b>		<b>R\$ -</b>	<b>R\$ -</b>	<b>R\$ 15.859.949,27</b>	<b>R\$ 16.411.875,50</b>	<b>R\$ 13.717.363,08</b>	<b>R\$ 14.194.727,31</b>	<b>R\$ 14.688.703,82</b>									
<b>Despesas Totais</b>	-	<b>R\$ -</b>	<b>R\$ -</b>	<b>(R\$ 2.558.741,79)</b>	<b>(R\$ 2.609.178,88)</b>	<b>(R\$ 2.628.948,30)</b>	<b>(R\$ 2.682.305,07)</b>	<b>(R\$ 2.737.771,28)</b>									
Operação e Manutenção	-	R\$ -	R\$ -	(R\$ 1.277.196,54)	(R\$ 1.277.196,54)	(R\$ 1.277.196,54)	(R\$ 1.277.196,54)	(R\$ 1.277.196,54)									
TUST/TUSD	-	R\$ -	R\$ -	(R\$ 910.002,54)	(R\$ 946.402,64)	(R\$ 984.258,74)	(R\$ 1.023.629,09)	(R\$ 1.064.574,26)									
Taxa ANEEL	-	R\$ -	R\$ -	(R\$ 97.671,05)	(R\$ 101.577,89)	(R\$ 105.641,01)	(R\$ 109.866,65)	(R\$ 114.261,32)									
Taxa CCEE	-	R\$ -	R\$ -	(R\$ 24.417,76)	(R\$ 25.394,47)	(R\$ 26.410,25)	(R\$ 27.466,66)	(R\$ 28.565,33)									
CCD	-	R\$ -	R\$ -	(R\$ 90.854,40)	(R\$ 94.488,58)	(R\$ 98.268,12)	(R\$ 102.198,84)	(R\$ 106.286,80)									
Custos administrativos	-	R\$ -	R\$ -	(R\$ 158.599,49)	(R\$ 164.118,76)	(R\$ 137.173,63)	(R\$ 141.947,27)	(R\$ 146.887,04)									
<b>Lucros Antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização</b>		<b>R\$ -</b>	<b>R\$ -</b>	<b>R\$ 13.301.207,48</b>	<b>R\$ 13.802.696,62</b>	<b>R\$ 11.088.414,78</b>	<b>R\$ 11.512.422,24</b>	<b>R\$ 11.950.932,54</b>									
Depreciação (5% ao ano)	-	R\$ -	R\$ -	(R\$ 3.722.007,68)	(R\$ 3.722.007,68)	(R\$ 3.722.007,68)	(R\$ 3.722.007,68)	(R\$ 3.722.007,68)									
<b>Lucro Antes de Juros</b>		<b>R\$ -</b>	<b>R\$ -</b>	<b>R\$ 9.579.199,80</b>	<b>R\$ 10.080.688,94</b>	<b>R\$ 7.366.407,10</b>	<b>R\$ 7.790.414,56</b>	<b>R\$ 8.228.924,86</b>									
Despesas Financeiras (juros)	R\$ -	R\$ -	(R\$ 7.046.339,25)	(R\$ 7.046.339,25)	(R\$ 7.046.339,25)	(R\$ 6.694.022,29)	(R\$ 6.341.705,33)	(R\$ 5.989.388,36)									
<b>Lucros Antes dos Impostos (Lucro Operacional)</b>		<b>R\$ -</b>	<b>-R\$ 7.046.339,25</b>	<b>R\$ 2.532.860,55</b>	<b>R\$ 3.034.349,69</b>	<b>R\$ 672.384,81</b>	<b>R\$ 1.448.709,24</b>	<b>R\$ 2.239.536,50</b>									
Imposto de Renda	-	R\$ -	R\$ -	(R\$ 329.215,35)	(R\$ 340.672,04)	(R\$ 284.740,28)	(R\$ 294.649,24)	(R\$ 304.903,04)									
Contribuição Social	-	R\$ -	R\$ -	(R\$ 177.776,29)	(R\$ 183.962,90)	(R\$ 153.759,75)	(R\$ 159.110,59)	(R\$ 164.647,64)									
<b>Lucro Líquido</b>		<b>R\$ -</b>	<b>-R\$ 7.046.339,25</b>	<b>R\$ 2.025.868,92</b>	<b>R\$ 2.509.714,75</b>	<b>R\$ 233.884,77</b>	<b>R\$ 994.949,40</b>	<b>R\$ 1.769.985,82</b>									
Obras civis + Outros	-	(R\$ 11.631.274,00)	(R\$ 12.096.524,96)	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -									
Amortização	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	(R\$ 4.652.509,60)	(R\$ 4.652.509,60)	(R\$ 4.652.509,60)	(R\$ 4.652.509,60)									
Depreciação (5% ao ano)	+	R\$ -	R\$ -	R\$ 3.722.007,68	R\$ 3.722.007,68	R\$ 3.722.007,68	R\$ 3.722.007,68	R\$ 3.722.007,68									
<b>Fluxo de Caixa Livre do Investidor</b>		<b>-R\$ 11.631.274,00</b>	<b>-R\$ 19.142.864,21</b>	<b>R\$ 5.747.876,60</b>	<b>R\$ 1.579.212,83</b>	<b>-R\$ 696.617,15</b>	<b>R\$ 64.447,48</b>	<b>R\$ 839.483,90</b>									
<b>ICSD</b>		<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1,82</b>	<b>1,13</b>	<b>0,94</b>	<b>1,01</b>	<b>1,08</b>									
<b>Payback Simples Com todos os custos</b>	<b>13</b>	<b>-R\$ 11.631.274,00</b>	<b>-R\$ 30.774.138,21</b>	<b>-R\$ 25.026.261,61</b>	<b>-R\$ 23.447.048,78</b>	<b>-R\$ 24.143.665,93</b>	<b>-R\$ 24.079.218,44</b>	<b>-R\$ 23.239.734,55</b>									

	97,52%		97,04%		96,55%		96,07%		95,59%		95,11%		94,64%		94,16%		93,69%		93,22%		92,76%
	8		9		10		11		12		13		14		15		16		17		18
	4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%
	2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037
R\$	112,85	R\$	117,37	R\$	122,06	R\$	126,94	R\$	132,02	R\$	137,30	R\$	142,79	R\$	148,51	R\$	154,45	R\$	160,62	R\$	167,05
R\$	314,32	R\$	326,89	R\$	339,97	R\$	353,57	R\$	367,71	R\$	382,42	R\$	397,71	R\$	413,62	R\$	430,17	R\$	447,37	R\$	465,27
	2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037
R\$	2.103.740,91	R\$	2.176.951,09	R\$	2.252.708,99	R\$	2.331.103,26	R\$	2.412.225,65	R\$	2.496.171,11	R\$	2.583.037,86	R\$	2.672.927,58	R\$	2.765.945,46	R\$	2.862.200,36	R\$	2.961.804,93
	30%		30%		30%		30%		30%		30%		30%		30%		30%		30%		30%
R\$	13.671.942,24	R\$	14.147.725,83	R\$	14.640.066,69	R\$	15.149.541,01	R\$	15.676.745,04	R\$	16.222.295,77	R\$	16.786.831,66	R\$	17.371.013,40	R\$	17.975.524,67	R\$	18.601.072,93	R\$	19.248.390,27
	70%		70%		70%		70%		70%		70%		70%		70%		70%		70%		70%
R\$	15.775.683,15	R\$	16.324.676,92	R\$	16.892.775,68	R\$	17.480.644,27	R\$	18.088.970,69	R\$	18.718.466,87	R\$	19.369.869,52	R\$	20.043.940,98	R\$	20.741.470,13	R\$	21.463.273,29	R\$	22.210.195,20
	(R\$ 575.812,43)		(R\$ 595.850,71)		(R\$ 616.586,31)		(R\$ 638.043,52)		(R\$ 660.247,43)		(R\$ 683.224,04)		(R\$ 707.000,24)		(R\$ 731.603,85)		(R\$ 757.063,66)		(R\$ 783.409,47)		(R\$ 810.672,12)
R\$	15.199.870,71	R\$	15.728.826,22	R\$	16.276.189,37	R\$	16.842.600,76	R\$	17.428.723,26	R\$	18.035.242,83	R\$	18.662.869,28	R\$	19.312.337,14	R\$	19.984.406,47	R\$	20.679.863,81	R\$	21.399.523,07
	(R\$ 2.795.430,46)		(R\$ 2.855.369,42)		(R\$ 2.917.678,44)		(R\$ 2.982.451,35)		(R\$ 3.049.785,73)		(R\$ 3.119.783,00)		(R\$ 3.192.548,63)		(R\$ 3.268.192,24)		(R\$ 3.346.827,83)		(R\$ 3.428.573,89)		(R\$ 3.513.553,63)
	(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)
	(R\$ 1.107.157,23)		(R\$ 1.151.443,52)		(R\$ 1.197.501,26)		(R\$ 1.245.401,31)		(R\$ 1.295.217,36)		(R\$ 1.347.026,06)		(R\$ 1.400.907,10)		(R\$ 1.456.943,38)		(R\$ 1.515.221,12)		(R\$ 1.575.829,96)		(R\$ 1.638.863,16)
	(R\$ 118.831,77)		(R\$ 123.585,04)		(R\$ 128.528,44)		(R\$ 133.669,58)		(R\$ 139.016,36)		(R\$ 144.577,02)		(R\$ 150.360,10)		(R\$ 156.374,50)		(R\$ 162.629,48)		(R\$ 169.134,66)		(R\$ 175.900,05)
	(R\$ 29.707,94)		(R\$ 30.896,26)		(R\$ 32.132,11)		(R\$ 33.417,39)		(R\$ 34.754,09)		(R\$ 36.144,25)		(R\$ 37.590,02)		(R\$ 39.093,62)		(R\$ 40.657,37)		(R\$ 42.283,66)		(R\$ 43.975,01)
	(R\$ 110.538,27)		(R\$ 114.959,80)		(R\$ 119.558,19)		(R\$ 124.340,52)		(R\$ 129.314,14)		(R\$ 134.486,71)		(R\$ 139.866,17)		(R\$ 145.460,82)		(R\$ 151.279,25)		(R\$ 157.330,42)		(R\$ 163.623,64)
	(R\$ 151.998,71)		(R\$ 157.288,26)		(R\$ 162.761,89)		(R\$ 168.426,01)		(R\$ 174.287,23)		(R\$ 180.352,43)		(R\$ 186.628,69)		(R\$ 193.123,37)		(R\$ 199.844,06)		(R\$ 206.798,64)		(R\$ 213.995,23)
R\$	12.404.440,26	R\$	12.873.456,79	R\$	13.358.510,93	R\$	13.860.149,40	R\$	14.378.937,53	R\$	14.915.459,83	R\$	15.470.320,65	R\$	16.044.144,89	R\$	16.637.578,64	R\$	17.251.289,92	R\$	17.885.969,44
	(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)
R\$	8.682.432,58	R\$	9.151.449,11	R\$	9.636.503,25	R\$	10.138.141,72	R\$	10.656.929,85	R\$	11.193.452,15	R\$	11.748.312,97	R\$	12.322.137,21	R\$	12.915.570,96	R\$	13.529.282,24	R\$	14.163.961,76
	(R\$ 5.637.071,40)		(R\$ 5.284.754,44)		(R\$ 4.932.437,48)		(R\$ 4.580.120,51)		(R\$ 4.227.803,55)		(R\$ 3.875.486,59)		(R\$ 3.523.169,63)		(R\$ 3.170.852,66)		(R\$ 2.818.535,70)		(R\$ 2.466.218,74)		(R\$ 2.113.901,78)
R\$	3.045.361,17	R\$	3.866.694,67	R\$	4.704.065,77	R\$	5.558.021,21	R\$	6.429.126,30	R\$	7.317.965,56	R\$	8.225.143,35	R\$	9.151.284,55	R\$	10.097.035,26	R\$	11.063.063,50	R\$	12.050.059,98
	(R\$ 315.513,66)		(R\$ 326.493,54)		(R\$ 337.855,51)		(R\$ 349.612,89)		(R\$ 361.779,41)		(R\$ 374.369,34)		(R\$ 387.397,39)		(R\$ 400.878,82)		(R\$ 414.829,40)		(R\$ 429.265,47)		(R\$ 444.203,90)
	(R\$ 170.377,38)		(R\$ 176.306,51)		(R\$ 182.441,98)		(R\$ 188.790,96)		(R\$ 195.360,88)		(R\$ 202.159,44)		(R\$ 209.194,59)		(R\$ 216.474,56)		(R\$ 224.007,88)		(R\$ 231.803,35)		(R\$ 239.870,11)
R\$	2.559.470,13	R\$	3.363.894,63	R\$	4.183.768,28	R\$	5.019.617,37	R\$	5.871.986,01	R\$	6.741.436,78	R\$	7.628.551,37	R\$	8.533.931,17	R\$	9.458.197,98	R\$	10.401.994,69	R\$	11.365.985,97
R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-
	(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)
R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68
R\$	1.628.968,21	R\$	2.433.392,71	R\$	3.253.266,36	R\$	4.089.115,45	R\$	4.941.484,09	R\$	5.810.934,86	R\$	6.698.049,45	R\$	7.603.429,25	R\$	8.527.696,06	R\$	9.471.492,77	R\$	10.435.484,05
	1,16		1,24		1,34		1,44		1,56		1,68		1,82		1,97		2,14		2,33		2,54
-R\$	21.610.766,33	-R\$	19.177.373,63	-R\$	15.924.107,27	-R\$	11.834.991,82	-R\$	6.893.507,73	-R\$	1.082.572,87	R\$	5.615.476,58	R\$	13.218.905,83	R\$	21.746.601,88	R\$	31.218.094,65	R\$	41.653.578,70

92,29%		91,83%		91,37%		90,92%		90,46%		90,01%		89,56%		89,11%		88,67%	
19		20		21		22		23		24		25		26		27	
4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%		4,00%	
2038		2039		2040		2041		2042		2043		2044		2045		2046	
R\$	173,73	R\$	180,68	R\$	187,91	R\$	195,42	R\$	203,24	R\$	211,37	R\$	219,82	R\$	228,62	R\$	237,76
R\$	483,88	R\$	503,24	R\$	523,36	R\$	544,30	R\$	566,07	R\$	588,71	R\$	612,26	R\$	636,75	R\$	662,22
R\$	3.064.875,74	R\$	3.171.533,42	R\$	3.281.902,78	R\$	3.396.113,00	R\$	3.514.297,73	R\$	3.636.595,29	R\$	3.763.148,81	R\$	-	R\$	-
	30%		30%		30%		30%		30%		30%		30%		0%		0%
R\$	19.918.234,25	R\$	20.611.388,80	R\$	21.328.665,13	R\$	22.070.902,68	R\$	22.838.970,09	R\$	23.633.766,25	R\$	24.456.221,31	R\$	36.153.282,59	R\$	37.411.416,83
	70%		70%		70%		70%		70%		70%		70%		100%		100%
R\$	22.983.109,99	R\$	23.782.922,22	R\$	24.610.567,91	R\$	25.467.015,68	R\$	26.353.267,82	R\$	27.270.361,54	R\$	28.219.370,12	R\$	36.153.282,59	R\$	37.411.416,83
	(R\$ 838.883,51)		(R\$ 868.076,66)		(R\$ 898.285,73)		(R\$ 929.546,07)		(R\$ 961.894,28)		(R\$ 995.368,20)		(R\$ 1.030.007,01)		(R\$ 1.319.594,81)		(R\$ 1.365.516,71)
R\$	22.144.226,48	R\$	22.914.845,56	R\$	23.712.282,18	R\$	24.537.469,60	R\$	25.391.373,55	R\$	26.274.993,34	R\$	27.189.363,11	R\$	34.833.687,78	R\$	36.045.900,11
	(R\$ 3.601.895,14)		(R\$ 3.693.731,59)		(R\$ 3.789.201,42)		(R\$ 3.888.448,57)		(R\$ 3.991.622,70)		(R\$ 4.098.879,40)		(R\$ 4.210.380,41)		(R\$ 4.393.275,27)		(R\$ 4.516.107,07)
	(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)		(R\$ 1.277.196,54)
	(R\$ 1.704.417,69)		(R\$ 1.772.594,39)		(R\$ 1.843.498,17)		(R\$ 1.917.238,10)		(R\$ 1.993.927,62)		(R\$ 2.073.684,73)		(R\$ 2.156.632,11)		(R\$ 2.242.897,40)		(R\$ 2.332.613,29)
	(R\$ 182.936,05)		(R\$ 190.253,49)		(R\$ 197.863,63)		(R\$ 205.778,17)		(R\$ 214.009,30)		(R\$ 222.569,67)		(R\$ 231.472,46)		(R\$ 240.731,36)		(R\$ 250.360,61)
	(R\$ 45.734,01)		(R\$ 47.563,37)		(R\$ 49.465,91)		(R\$ 51.444,54)		(R\$ 53.502,33)		(R\$ 55.642,42)		(R\$ 57.868,11)		(R\$ 60.182,84)		(R\$ 62.590,15)
	(R\$ 170.168,59)		(R\$ 176.975,33)		(R\$ 184.054,34)		(R\$ 191.416,52)		(R\$ 199.073,18)		(R\$ 207.036,11)		(R\$ 215.317,55)		(R\$ 223.930,25)		(R\$ 232.887,46)
	(R\$ 221.442,26)		(R\$ 229.148,46)		(R\$ 237.122,82)		(R\$ 245.374,70)		(R\$ 253.913,74)		(R\$ 262.749,93)		(R\$ 271.893,63)		(R\$ 348.336,88)		(R\$ 360.459,00)
R\$	18.542.331,33	R\$	19.221.113,97	R\$	19.923.080,77	R\$	20.649.021,03	R\$	21.399.750,84	R\$	22.176.113,94	R\$	22.978.982,70	R\$	30.440.412,51	R\$	31.529.793,05
	(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)		(R\$ 3.722.007,68)
R\$	14.820.323,65	R\$	15.499.106,29	R\$	16.201.073,09	R\$	16.927.013,35	R\$	17.677.743,16	R\$	18.454.106,26	R\$	19.256.975,02	R\$	26.718.404,83	R\$	27.807.785,37
	(R\$ 1.761.584,81)		(R\$ 1.409.267,85)		(R\$ 1.056.950,89)		(R\$ 704.633,93)		(R\$ 352.316,96)		-		-		-		-
R\$	13.058.738,84	R\$	14.089.838,44	R\$	15.144.122,20	R\$	16.222.379,43	R\$	17.325.426,20	R\$	18.454.106,26	R\$	19.256.975,02	R\$	26.718.404,83	R\$	27.807.785,37
	(R\$ 459.662,20)		(R\$ 475.658,44)		(R\$ 492.211,36)		(R\$ 509.340,31)		(R\$ 527.065,36)		(R\$ 545.407,23)		(R\$ 564.387,40)		(R\$ 723.065,65)		(R\$ 748.228,34)
	(R\$ 248.217,59)		(R\$ 256.855,56)		(R\$ 265.794,13)		(R\$ 275.043,77)		(R\$ 284.615,29)		(R\$ 294.519,90)		(R\$ 304.769,20)		(R\$ 390.455,45)		(R\$ 404.043,30)
R\$	12.350.859,05	R\$	13.357.324,44	R\$	14.386.116,71	R\$	15.437.995,34	R\$	16.513.745,55	R\$	17.614.179,13	R\$	18.387.818,42	R\$	25.604.883,72	R\$	26.655.513,73
R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-
	(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)		(R\$ 4.652.509,60)
R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68	R\$	3.722.007,68
R\$	11.420.357,13	R\$	12.426.822,52	R\$	13.455.614,79	R\$	14.507.493,42	R\$	15.583.243,63	R\$	21.336.186,81	R\$	22.109.826,10	R\$	29.326.891,40	R\$	30.377.521,41
	2,78		3,05		3,36		3,71		4,11		#DIV/0!		#DIV/0!		#DIV/0!		#DIV/0!
R\$	53.073.935,83	R\$	65.500.758,35	R\$	78.956.373,14	R\$	93.463.866,56	R\$	109.047.110,19	R\$	130.383.297,00	R\$	152.493.123,10	R\$	181.820.014,50	R\$	212.197.535,91