

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

Setor de Tecnologia

Departamento de Engenharia Elétrica

**COMPARAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA DE
EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO SOLAR PARA
DIFERENTES REGIÕES DO BRASIL**

CURITIBA
2019

Eduardo Kühl

COMPARAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA DE EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO SOLAR PARA DIFERENTES REGIÕES DO BRASIL

Trabalho de conclusão de curso apresentado à disciplina Trabalho Final de Curso como requisito parcial à conclusão do Curso de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná.

Orientadora: Profa. Dra. Thelma Solange Piazza Fernandes.

CURITIBA
2019

TERMO DE APROVAÇÃO

EDUARDO KÜHL

COMPARAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA DE EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO SOLAR PARA DIFERENTES REGIÕES DO BRASIL

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação aprovado como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista no Curso de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná, pela seguinte banca examinadora:

Prof.^a Thelma S. Piazza Fernandes, Dr.^a

Orientadora – Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal
do Paraná, UFPR

Prof. Ewaldo Luiz de Mattos Mehl, Dr.

Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná,
UFPR

Prof. Carlos Gabriel Bianchin, Dr.

Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná,
UFPR

Curitiba, 14 de Junho de 2019

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, pois por Ele eu pude realizar este trabalho. Ele tem me dado graça e sabedoria em todo esse período de graduação. A Ele rendo toda honra e glória, pois sei que tudo o que tenho e conquistei veio Dele.

Agradeço à professora orientadora Thelma Solange Piazza Fernandes que teve todo o cuidado, dedicação, paciência e disposição para me orientar ao longo de toda a jornada deste trabalho.

Aos meus familiares e amigos, que ao longo de todo o curso caminharam e me apoiaram me dando todo suporte desde o início até a fase de conclusão do curso.

Agradeço também aos professores da banca Ewaldo Luiz de Mattos Mehl e Carlos Gabriel Bianchin que tiveram toda a paciência e disposição para avaliar o trabalho.

RESUMO

O presente trabalho tem como objetivo modelar e simular sistemas fotovoltaicos para consumidores de diferentes níveis de consumo, o primeiro com cerca de 450 kWh e o segundo com aproximadamente 10900 kWh, em diferentes regiões do Brasil, nas Cidades de Curitiba e Brasília, através dos software PVSyst, Sketchup e o plugin Skelion, a fim de verificar o perfil de geração de cada um deles e analisar as mudanças que ocorrem em cada região, bem como a viabilidade econômica de cada um deles. Espera-se que os sistemas projetados mais próximos ao norte, tenham um rendimento mais elevado, devido aos níveis de irradiação solar.

Palavras-chave: sistema fotovoltaico, análise técnica e econômica, irradiação solar

ABSTRACT

The present work has the objective of modeling and designing photovoltaic systems for the different consumption varieties, the first with about 450 kWh and the second with approximately 10900 kWh, in different regions of Brazil, in the cities of Curitiba and Brasília, through PVSyst software, SketchUp and the Skelion plugin in order to check the generation profile of each and analyze the changes that occur in each region as well as the economic viability of each of them. It is expected that the designed systems closer to the north, have a higher production, due to the levels of solar irradiation.

Keywords: photovoltaic system, technical and economic analysis, solar irradiation

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
CPF	Cadastro de Pessoa Física
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FV	Fotovoltaico
HOMER	Hybrid Optimization Model for Multiple Energy Resources
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
MPPT	Maximum Power Point Tracking
NBR	Norma Brasileira
NTC	Normas Técnicas Copel
ONU	Organização das Nações Unidas
PASEP	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PCH	Pequenas Centrais Elétricas
PEE	Programa de Eficiência Energética
PIS	Programa de Integração Social
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
ROIC	Return On Invested Capital
SIN	Sistema Interligado Nacional
TIR	Taxa Interna de Retorno
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UC	Unidade Consumidora

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 Cálculo das Bandeiras Tarifárias	13
Tabela 2.2 Preços praticado para adesão da tarifa branca.....	15
Tabela 4.1 Escolha do ângulo de inclinação do módulo	42
Tabela 6.1 Comparativo dos sistemas nas diferentes regiões.....	71
Tabela 6.2 Comparativo dos sistemas de diferentes potências.....	72

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Cidades que fazem parte das Bandeiras Tarifárias.....	14
Figura 2.2 Horários com tarifação diferenciada preços praticados para adesão da tarifa branca.....	14
Figura 3.1 Corte transversal de uma célula fotovoltaica.....	22
Figura 3.2 Efeito fotovoltaico na junção P-N.....	23
Figura 3.3 Estrutura de uma célula fotovoltaica.....	23
Figura 3.4 Célula de Silício Monocristalino.....	24
Figura 3.5 Célula de silício policristalino.....	25
Figura 3.6 Célula de silício policristalino.....	26
Figura 3.7 Representação das estações do ano e do movimento da Terra em torno do Sol	28
Figura 3.8 Curvas características de tensão e corrente de módulo fotovoltaico.....	29
Figura 3.9 Dados técnicos do módulo fotovoltaico Canadian Solar.....	31
Figura 3.10 Influência da radiação solar na operação do módulo fotovoltaico	32
Figura 3.11 Influência da temperatura na operação do módulo fotovoltaico	32
Figura 4.1 Sistema de Conexão On-Grid	35
Figura 4.2 Funcionamento de um inversor CC-CA para conexão à rede elétrica.....	37
Figura 4.3 Posição do sol definida pelos ângulos azimutal, zenital e altura solar	43
Figura 5.1 Irradiação solar ao longo de um ano em Curitiba.....	45
Figura 5.2 Irradiação solar ao longo de um ano em Brasília	47
Figura 5.3 Perfil de consumo Cliente 1.....	47
Figura 5.4 Perfil de consumo Cliente 2.....	48
Figura 6.1 Resultados da simulação consumidor 1	Erro! Indicador não definido.
Figura 6.2 Resultados da simulação consumidor 1	Erro! Indicador não definido.
Figura 6.3 Resultados da simulação do consumidor 1 em Brasília.....	Erro! Indicador não definido.
Figura 6.4 Resultados da simulação do consumidor 1 em Brasília.....	Erro! Indicador não definido.
Figura 6.5 Comparativo de geração consumidor 1.....	55
Figura 6.6 Resultados da simulação do consumidor 1 em Brasília.....	Erro! Indicador não definido.

Figura 6.7 Resultados da simulação do consumidor 1 em Brasília	56
Figura 6.8 Resultados da simulação consumidor 2 em Curitiba.....	58
Figura 6.9 Resultados da simulação consumidor 2 em Curitiba.....	59
Figura 6.10 Resultados da simulação consumidor 2 em Brasília.	60
Figura 6.11 Resultados da simulação consumidor 2 em Brasília.	60
Figura 6.12 Comparativo de geração consumidor 2.....	61
Figura 6.13 Resultados da simulação consumidor 2 em Brasília.	62
Figura 6.14 Resultados da simulação consumidor 2 em Brasília.	62
Figura 6.15 Simulação 3D do consumidor 1 com 10 módulos.	63
Figura 6.16 Simulação 3D do consumidor 1 com 8 módulos.	64
Figura 6.17 Simulação 3D do consumidor 2 com 256 módulos.....	65
Figura 6.18 Simulação 3D do consumidor 2 com 210 módulos.....	65
Figura 6.19 Orçamento para o consumidor 1 em Curitiba.	67
Figura 6.20 Orçamento para o consumidor 1 em Curitiba.	67
Figura 6.21 Orçamento para o consumidor 1 em Brasília.	68
Figura 6.22 Orçamento para o consumidor 1 em Brasília.	69
Figura 6.23 Orçamento para o consumidor 2 em Curitiba.	70
Figura 6.24 Orçamento para o consumidor 2 em Curitiba.	70
Figura 6.25 Orçamento para o consumidor 2 em Brasília.	71
Figura 6.26 Orçamento para o consumidor 2 em Brasília.	72

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	8
1.1 CONTEXTO	8
1.2 OBJETIVOS.....	9
1.2.1 Objetivo Geral	9
1.2.2 Objetivos Específicos	9
1.3 ORGANIZAÇÃO DA MONOGRAFIA	10
2. LEGISLAÇÕES	11
2.1 TARIFAS.....	11
2.1.1 Bandeiras Tarifárias	11
2.2 RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482	16
2.2.1 Sistema de Compensação de Energia Elétrica	16
2.2.2 Resolução Normativa nº 687.....	17
2.3 ISENÇÃO DE IMPOSTOS	18
2.3.1 PIS, COFINS e ICMS	18
3. TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA.....	1
3.1 HISTÓRICO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	20
3.2 EFEITO FOTOVOLTAICO	21
3.3 ESTRUTURA DE UMA CÉLULA FOTOVOLICA	23
3.3.1 Silício Monocristalino.....	24
3.3.2 Silício Policristalino.....	24
3.3.3 Silício Amorfo	25
3.3.4 Células de filmes finos.....	25
3.4 CARACTERÍSTICAS DA ENERGIA SOLAR	26
3.5 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	28
3.5.1 Módulos Fotovoltaicos.....	29
3.5.2 Principais fatores de influência.....	31
4. APLICAÇÕES	33
4.1 TIPOS DE CONEXÃO	33
4.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA.....	34
4.3 INVERSORES PARA CONEXÃO À REDE	36
4.4 DEMAIS DISPOSITIVOS.....	39

4.5	REQUISITOS PARA CONEXÃO À REDE.....	40
4.6	INTEGRAÇÃO ARQUITETÔNICA.....	41
5	ANÁLISE INICIAL DOS PROJETOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	
	CONECTADOS À REDE	43
5.1	DADOS COLETADOS	44
5.1.1	Irradiação Solar	46
5.1.2	Perfil de Consumo	46
5.2	SOFTWARE UTILIZADO	49
5.2.1	PVSYST	49
5.2.2	SKETCHUP.....	Erro! Indicador não definido.
5.2.3	SKELION.....	Erro! Indicador não definido.
6	ANÁLISES E RESULTADOS	51
6.1	SIMULAÇÕES NO PVSYST	ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.
6.1.1	Consumidor 1	Erro! Indicador não definido.
6.1.2	Consumidor 2	Erro! Indicador não definido.
6.2	SIMULAÇÕES 3D.....	63
6.2.1	Telhado consumidor 1	63
6.2.2	Telhado consumidor 2	64
6.3	ORÇAMENTOS E PAYBACK.....	66
6.3.1	Consumidor 1	66
6.3.2	Consumidor 2	69
6.4	COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS	72
7	CONCLUSÕES.....	74
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	76
	ANEXOS.....	77
A.1	SIMULAÇÕES PVSYST	77
A.2	ORÇAMENTOS.....	99

1. INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO

As projeções de crescimento exponencial da população mundial segundo a ONU chamam a atenção não somente pelo número absoluto, que será de 9,7 bilhões de pessoas em 2050, mas também pelas consequências e impactos que esse aumento populacional acarretará.

Nesse cenário, uma das grandes preocupações está relacionada à matriz energética e com o aumento das taxas de emissão de carbono decorrente do uso de combustíveis fósseis como matéria prima para a produção de energia.

Em resposta a esse cenário, consolida-se a adoção intensiva de formas alternativas e sustentáveis para a produção de energia elétrica a fim de suprir a crescente demanda mundial.

No Brasil, uma das fontes renováveis promissoras é a solar. De acordo com a Associação Brasileira de Energia Solar há uma estimativa de potencial em torno de 28.500 GW.

A energia solar, ou fotovoltaica tem ganhado espaço entre os consumidores, tanto de pequeno como grande porte. O usuário que possui esse equipamento, além de poder gerar basicamente o que ele consome, pode ainda converter o excedente em créditos para si mesmo.

Conforme resolução normativa da ANEEL nº687/2015 e nº786/2017, consumidores que instalam um sistema de geração em suas residências e que estão conectados a uma concessionária de energia podem injetar o excedente gerado à rede, o qual é convertido em crédito de energia e válido por 60 meses. A utilização do crédito, consiste em abater o consumo da própria unidade consumidora ou de outras unidades que possuam o mesmo CPF ou CNPJ já cadastrado na distribuidora. Essa normativa, tem incentivado a expansão desses sistemas de geração (Fotovoltaicos e PCH's) a serem implantados.

Em termos de geração, a alternativa de se instalar painéis pode parecer bastante atraente, contudo para consumidores de pequeno ou grande porte, o custo-

benefício do investimento deve ser cuidadosamente analisado.

Um fator que tem grande influência na análise de viabilidade técnica e econômica desse tipo investimento é o local onde se deseja instalar os painéis fotovoltaicos. Painéis fotovoltaicos instalados em cidades muito nubladas geram menos energia do que em cidades que são na maioria dos dias mais ensolaradas. Assim, surgem as seguintes questões: (i) em que região do Brasil a instalação de um sistema fotovoltaico é mais vantajoso; (ii) quanto é mais vantajoso, e (iii) é melhor instalar um sistema fotovoltaico em uma residência ou em uma empresa de grande porte?

Assim, ao se investir nesse tipo de empreendimento, é preciso estar atento a diversos fatores que devem ser levados em consideração para que esse investimento não se torne um prejuízo.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo do trabalho consiste em modelar e simular sistemas fotovoltaicos para consumidores residenciais e do meio corporativo em diferentes regiões do Brasil, como sul e centro-oeste, através dos *software* PVSyst e Skelion, a fim de verificar o perfil de geração e a viabilidade econômica de cada um deles.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Estudar legislação normativa brasileira na área de energia elétrica;
- Projetar e simular sistemas fotovoltaicos para consumidores residenciais e comerciais para cada região especificada;
- Mensurar custo e tempo de *payback*;
- Realizar estudos comparativos e verificar qual a melhor configuração de sistema, levando em consideração local, tipo, tamanho, custo, retorno de investimento e variação energética.

1.3 ORGANIZAÇÃO DA MONOGRAFIA

Esta monografia está estruturada em 7 capítulos, sendo que o Capítulo 1 é introdutório. O Capítulo 2, intitulado “Legislações”, apresenta toda a parte legislativa que abrange a energia solar seja tarifações, benefícios e incentivo.

No Capítulo 3 explora-se ainda mais a tecnologia envolvida no processo de geração de energia solar fotovoltaica, descrevendo detalhadamente materiais e processos.

O Capítulo 4 apresenta as várias aplicações da tecnologia fotovoltaica e seus tipos de conexão, como em sistemas isolados ou conectados à rede elétrica. No Capítulo 5 são especificados os projetos de sistemas conectados à rede elétrica. No Capítulo 6 são feitas análises dos resultados e por fim, o Capítulo 7 são apresentadas as conclusões referentes ao trabalho desenvolvido.

2. LEGISLAÇÕES

2.1 TARIFAS

A tarifa de energia visa assegurar aos prestadores dos serviços, receita suficiente para cobrir custos operacionais, remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade de geração, garantir atendimento com qualidade e ainda criar incentivos para eficiência.

O serviço de energia elétrica é essencial para o dia a dia das pessoas, sejam nas residências ou nos diversos segmentos da economia.

Seguindo essa ideologia, a ANEEL desenvolve metodologias de cálculo tarifário para segmentos do setor elétrico (geração, transmissão, distribuição e comercialização), levando em conta fatores como a infraestrutura de geração, transmissão e distribuição, assim como fatores econômicos de incentivos à modicidade tarifária e sinalização do mercado.

2.1.1 Bandeiras Tarifárias

Desde o ano de 2015, as contas de energia elétrica passaram por modificações, as conhecidas Bandeiras Tarifárias que entraram em vigor apresentando as seguintes modalidades: verde, amarela e vermelha – as mesmas cores do semáforo – que ajudam a indicar quando haverá ou não o acréscimo no valor da energia elétrica a ser repassada ao consumidor final, devido às condições de geração de energia do momento. Cada modalidade apresenta uma característica específica:

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo (ANEEL,2017);
- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,010 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos (ANEEL,2017);

- Bandeira vermelha - Patamar 1: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,030 para cada quilowatt-hora kWh consumido (ANEEL,2017);
- Bandeira vermelha - Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,050 para cada quilowatt-hora kWh consumido (ANEEL,2017).

Todos os consumidores cativos das distribuidoras são faturados pelo Sistema de Bandeiras Tarifárias (Figura 2.1), com exceção daqueles localizados em sistemas isolados.

Figura 2.1 Cidades que fazem parte das Bandeiras Tarifárias



FONTE: <http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias> (Acesso em 20 de Março de 2019).

Na Copel, o cálculo das bandeiras é apresentado na Tabela 2.1. Sobre o valor definido para o adicional de bandeira, incidem os tributos PIS/PASEP e COFINS e, também, o ICMS.

Tabela 2.1 Cálculo das Bandeiras Tarifárias

Bandeira	Sem tributos/imposto (por kWh)	Com tributos/impostos (por kWh)
Amarela	R\$ 0,010000	R\$ 0,015152
Vermelha - Patamar 01	R\$ 0,030000	R\$ 0,045455
Vermelha - Patamar 02	R\$ 0,050000	R\$ 0,075758

Como calcular os tributos incidentes nas tarifas		
Tarifa com tributo = <u>Valor da tarifa publicada pela ANEEL</u>		
1 - (PIS + COFINS + ICMS)		
ICMS	PIS/PASEP*	COFINS*
29%	0,89%	4,11%

FONTE: <http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias> (Acesso em 20 de Março de 2019).

A tarifa Branca é uma nova opção que sinaliza aos consumidores a variação de valores da energia elétrica conforme o dia e o horário do consumo. Esta modalidade está disponível desde 01 de janeiro de 2018 para as unidades consumidoras atendidas em baixa tensão.

As condições para aplicação da tarifa branca estão estabelecidas nas Resoluções Normativas ANEEL 414/2010 e 733/2016.

Segundo estas normativas os grupos que podem aderir são as unidades consumidoras que são atendidas em baixa tensão (grupo B) e para aquelas atendidas em alta tensão, pertencentes ao grupo A e optantes da tarifa de baixa tensão, conforme o seguinte cronograma definido pela ANEEL:

- A partir de 2018 - Novas solicitações de fornecimento e UCs atendidas com média anual de consumo acima de 500 kWh.
- A partir de 2019 - Novas solicitações de fornecimento e UCs atendidas com média anual de consumo acima de 250 kWh.

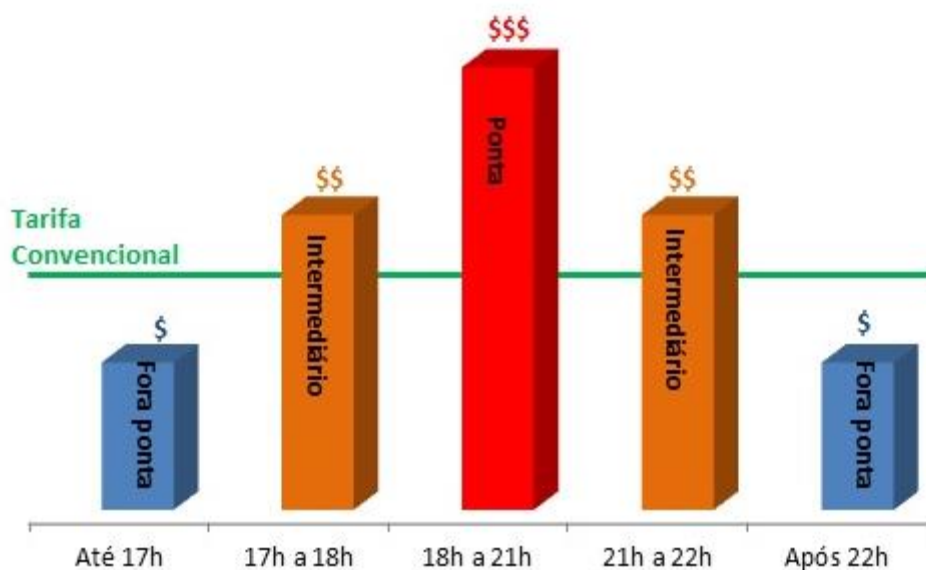
- Em 2020 - Qualquer unidade consumidora.

Vale acrescentar que a tarifa branca não é válida e não se aplica aos clientes inscritos na Tarifa Social (Baixa Renda) e iluminação pública.

Aos que aderem à tarifa branca existe alteração horária do preço tarifário: nos dias úteis o valor varia em três horários: ponta, intermediário e fora de ponta; para feriados nacionais e finais de semana o valor é sempre fora de ponta, tal como ilustrado na Figura 2.1.

Figura 2.1 Horários com tarifação diferenciada preços praticados para adesão da tarifa branca

Posto Tarifário	Horário Normal	Horário de Verão
Ponta	18h00 às 21h00	19h00 às 22h00
Intermediário	17h00 às 18h00 e 21h00 às 22h00	18h00 às 19h00 e 22h00 às 23h00
Fora de ponta	22h00 às 17h00	23h00 às 18h00



FONTE: <http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Frural%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2FB0CA4C8DF4B62F98832581F00058CCF9> (Acessado em 21 de Março de 2019).

Na Tabela 2.2 é possível comparar preços entre a tarifa convencional e a tarifa branca.

Tabela 2.2 Preços praticado para adesão da tarifa branca

TARIFA BRANCA			CONVENCIONAL	Diferença
RESIDENCIAL	Ponta	0,91974	0,50752	81%
	Intermediária	0,59690		18%
	Fora de Ponta	0,43568		-14%
COMERCIAL	Ponta	0,96143	0,50752	89%
	Intermediária	0,62191		23%
	Fora de Ponta	0,44401		-13%
RURAL	Ponta	0,64381	0,35526	81%
	Intermediária	0,41782		18%
	Fora de Ponta	0,30497		-14%

FONTE: <http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Frural%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2FB0CA4C8DF4B62F98832581F00058CCF9> (Acessado em 21 de agosto de 2018).

Para aderir à tarifa branca é necessário a troca do medidor de energia que fica por conta da COPEL e, a entrada de serviço deve estar de acordo com a NTC 902204, cuja adequação deve ser providenciada pelo consumidor.

Vale ressaltar que o consumidor pode solicitar a qualquer momento o regresso à modalidade tarifária convencional monômnia e, caso haja novamente a adesão à tarifa branca, esta só poderá ocorrer após o prazo de 180 (cento e oitenta) dias.

Destaca-se ainda, o Programa de Eficiência Energética (PEE) que tem como objetivo promover o uso eficiente da energia elétrica em todos os setores da economia por meio de projetos que demonstrem a importância e a viabilidade econômica de melhoria da eficiência energética de equipamentos, processos e usos finais de energia. Busca-se maximizar os benefícios públicos da energia economizada e da demanda evitada, promovendo a transformação do mercado de eficiência energética, estimulando o desenvolvimento de novas tecnologias e a criação de hábitos e práticas racionais de uso da energia elétrica (SPE, 2016). Ela é regulada pela ANEEL e foi criado pela Lei nº 9.991 de 2000.

2.2 RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482

A ANEEL, em 17 de abril de 2012 criou a Resolução Normativa nº 482 que estabelece as condições gerais para o acesso a micro e mini geradores de energia elétrica de forma distribuída que, para o setor de energia solar fotovoltaica representa os sistemas fotovoltaicos instalados em telhados de residência e empresas.

A normativa estabelece que todo consumidor ativamente cadastrado no Ministério da Fazenda por um CPF (Cadastro de Pessoa Física) ou um CNPJ (Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica) possui concessão para conectar um sistema gerador de energia elétrico próprio, oriundo de fontes renováveis (hidráulica, biomassa, eólica cogeração qualificada ou energia fotovoltaica), juntamente com as redes de distribuição das concessionárias.

Quanto ao faturamento, fica definido que, para consumidores do grupo A (de alta tensão), deve ser cobrado no mínimo, o valor referente à demanda contratada. Para consumidores do grupo B (de baixa tensão), é cobrado o custo de disponibilidade de acesso à rede, pois existe a possibilidade de a geração suprir completamente o consumo ativo de energia elétrica, e assim não haja faturamento excedente a ser cobrado

Embora o sistema produza 100% da energia consumida na residência ou empresa, ainda assim a conta de luz não zera completamente, devido ao valor mínimo cobrado para manter disponível o acesso à sua rede, além dos custos com manutenção e reparos que se façam na rede. A taxa mínima varia de acordo com a distribuidora local.

2.2.1 Sistema de Compensação de Energia Elétrica

A fim de regular o processo de injeção e consumo de energia na rede elétrica, foi criada a resolução que estabelece o sistema de compensação de energia.

Neste sistema, a energia ativa injetada na rede por uma unidade consumidora, ou seja, qualquer estabelecimento que esteja conectado à rede e que

consome energia elétrica a partir de uma geração distribuída própria, é emprestada gratuitamente à distribuidora local.

Esta energia posteriormente é compensada sobre o consumo de energia elétrica ativa, da mesma unidade consumidora geradora ou também de outra unidade consumidora, por exemplo sítio, casa de praia ou fazenda, seja ambas com o mesmo titular em CPF ou CNPJ.

Ao consumidor cabe definir qual será a ordem de compensação das unidades consumidores, excluindo-se a unidade consumidora geradora, que deve necessariamente, ser a primeira unidade a ter seu consumo compensado, o saldo restante pode ser abatido nas demais propriedades que estejam cadastrados com o mesmo CPF ou CNPJ e estar na da mesma distribuidora.

2.2.2 Resolução Normativa nº 687

Com a intenção de aprimorar a disseminação da energia solar fotovoltaica, a resolução normativa nº 482 passou por uma revisão em 24 de novembro de 2015 através da Resolução Normativa nº 687.

Com essa nova resolução foram criadas as seguintes modalidades:

- Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: condomínios verticais e/ou horizontais, localizados em uma mesma área ou áreas muito próximas, podendo instalar um sistema gerador em sua área comum, contanto que essa e as demais unidades consumidoras sejam energeticamente independentes entre si. Dessa forma, é dividido os créditos energéticos gerados entre a área comum e os condôminos participantes que, ficam sob a responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do local.
- Geração compartilhada: consumidores que possuam CPF ou CNPJ distintos tem a possibilidade de se associarem por meio de cooperativa ou consórcio, desde que sejam abastecidos pela mesma concessionária distribuidora, para compartilharem os créditos energéticos gerados por unidade de micro ou mini geração instalada em diferente local ao das unidades consumidoras compensatórias.

- Autoconsumo remoto: consumidor pessoa física que possua unidades consumidoras de mesma titularidade, assim como pessoa jurídica, incluídas matriz e filial, que possuam a unidade consumidora com micro ou mini geração distribuída em local diferente, tenham a possibilidade de compartilhar os créditos energéticos entre essas unidades, desde que estas sejam atendidas pela mesma concessionária distribuidora.

2.3 ISENÇÃO DE IMPOSTOS

Para os consumidores que possuem um sistema de micro e mini geração distribuída de energia elétrica, há isenção de impostos pela energia elétrica injetada pelo sistema na rede.

De forma mais clara, toda a energia produzida pelo sistema fotovoltaico que não é consumido instantaneamente, é injetada na rede de distribuição. Esta energia injetada, é contabilizada na forma de créditos, que serão descontados na fatura seguinte, porém, os mesmos possuem um pequeno decréscimo no seu valor em reais. Esse decréscimo é aplicado sobre a TUSD referente aos créditos gerados. Esse valor sobre a TUSD, varia conforme a concessionário e também conforme o tipo da modalidade da fatura.

2.3.1 PIS, COFINS e ICMS

A nível federal, é concedido a isenção total da alíquota de PIS (Programa de Integração Social) ou PASEP (Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público) e de COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social), de acordo com a publicação do Diário Oficial da União, seção I, artigo 8º, em 7 de outubro de 2015.

Consumidores do Distrito Federal e mais 24 estados possuem o benefício da isenção da alíquota de ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) para a energia elétrica injetada na rede de distribuição através de um sistema de geração distribuída.

O benefício é garantido pelo CONFAZ (Conselho Nacional de Política Fazendária) juntamente com a ANEEL, através do convênio 16 do ICMS.

O convênio já passou por diversas atualizações desde 22 de abril de 2015, devido à adesão de mais estados, até o presente momento são os seguintes estados: Acre, Amapá, Amazonas, Alagoas, Bahia, Ceará, Distrito Federal, Espírito Santo, Goiás, Maranhão, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Pará, Paraíba, Pernambuco, Piauí, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Rondônia, Roraima, São Paulo, Sergipe e Tocantins.

Para os estados do Paraná e Santa Catarina, já foram autorizados a conceder a isenção desde 4 de julho de 2018, optaram por disponibilizar o benefício pelo prazo de 48 meses, com a possibilidade de revogar a decisão antes desse prazo.

Uma vez que o sistema fotovoltaico é devidamente instalado e regularizado, as isenções já passam a ser concedidas automaticamente sem a necessidade de esses benefícios serem solicitados às concessionárias de energia elétrica ou qualquer outro órgão governamental.

3. TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

3.1.1 HISTÓRICO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A conversão direta da luz em energia elétrica através do efeito fotovoltaico é denominada Energia Solar Fotovoltaica.

O efeito fotovoltaico foi relatado primeiramente em 1839 pelo físico francês Edmond Becquerel, que observou o surgimento de uma diferença de potencial nas extremidades de um material semicondutor quando exposto à luz.

A partir de 1956, momento das novas descobertas da microeletrônica, começaram a ser produzidas as primeiras células fotovoltaicas industriais.

Devido a seu alto custo e baixa eficiência, não eram viáveis em aplicações residenciais, comerciais e mesmo industriais de pequeno porte.

Um de seus primeiros usos significativos foi em satélites, onde o custo não é fator limitante e a quantidade de radiação solar é contínua e de alta intensidade. Com o tempo, começaram a ser implantadas em estações remotas de telecomunicações.

Em 1973 ocorreu o segundo momento impulsionador desta tecnologia, quando o mundo procurava investir em fontes de energia renováveis frente à crise do petróleo. Outras fontes foram mais adotadas pois o alto custo de produção e baixo rendimento ainda assombravam as células fotovoltaicas disponíveis na época.

Um desenvolvimento mais acelerado da indústria de células fotovoltaicas ocorreu somente na década de 90, visando ampliar os horizontes da utilização em massa da energia solar, amparado por inúmeros programas no mundo todo, demonstrando a viabilidade técnico-comercial em projetos como os de eletrificação rural nos países em desenvolvimento.

Mesmo passada a crise do petróleo, o fortalecimento do movimento de defesa ao meio ambiente e desenvolvimento sustentável continuaram impulsionando o desenvolvimento da indústria. A produção mundial passava de 1 MWp/ano para 10 MWp/ano em 1998.

Desde então, observa-se um forte investimento em pesquisas, com recentes aperfeiçoamentos na terceira geração das células solares, que envolvem filmes finos com aplicações semitransparentes até a produção de células com material orgânico.

3.2 EFEITO FOTOVOLTAICO

As células fotovoltaicas são produzidas com material semicondutor, ou seja, material com valor condutividade entre isolantes e condutores. São caracterizados por terem banda de valência e condução separadas por uma faixa de energia (*gap*) menor ou igual a 3 eV.

O principal representante dos semicondutores é obtido através da dopagem de silício. Este é encontrado naturalmente em forma de areia, e através de métodos adequados obtêm-se o cristal puro de silício. O cristal de silício possui 4 elétrons na sua camada de valência em ligação covalente e não possui elétrons livres, caracterizando, portanto, um mal condutor de eletricidade.

O cristal de silício é então adicionado de outros elementos para alterar suas características, processo este chamado de dopagem.

Dopando o silício com um elemento como o fósforo, que possui 5 elétrons na camada de valência, a cada átomo de fósforo adicionado resulta em um elétron livre na banda de condução. Isto caracteriza um material semicondutor de tipo N, ou portador de carga negativa.

Se por outro lado, ao se adicionar um elemento com 3 elétrons na camada de valência, como o Boro, tem-se lacunas de elétrons facilmente preenchidas por elétrons ligados a átomos vizinhos movendo as lacunas, ou cargas positivas, caracterizando um material semicondutor tipo P.

Separadamente, cada material semicondutor tipo N ou P é eletricamente neutro. Ao unir-se um semicondutor tipo P a um condutor tipo N, ou mesmo utilizando uma única estrutura de silício e dopando-se uma extremidade com um elemento doador e outra com um elemento receptor, cria-se uma junção P-N.

Nesta região, os elétrons livres da porção N do semicondutor movem-se para a região P preenchendo as lacunas. Como a princípio as duas partes são eletricamente neutras, com o decorrer desta migração de elétrons da região tipo N

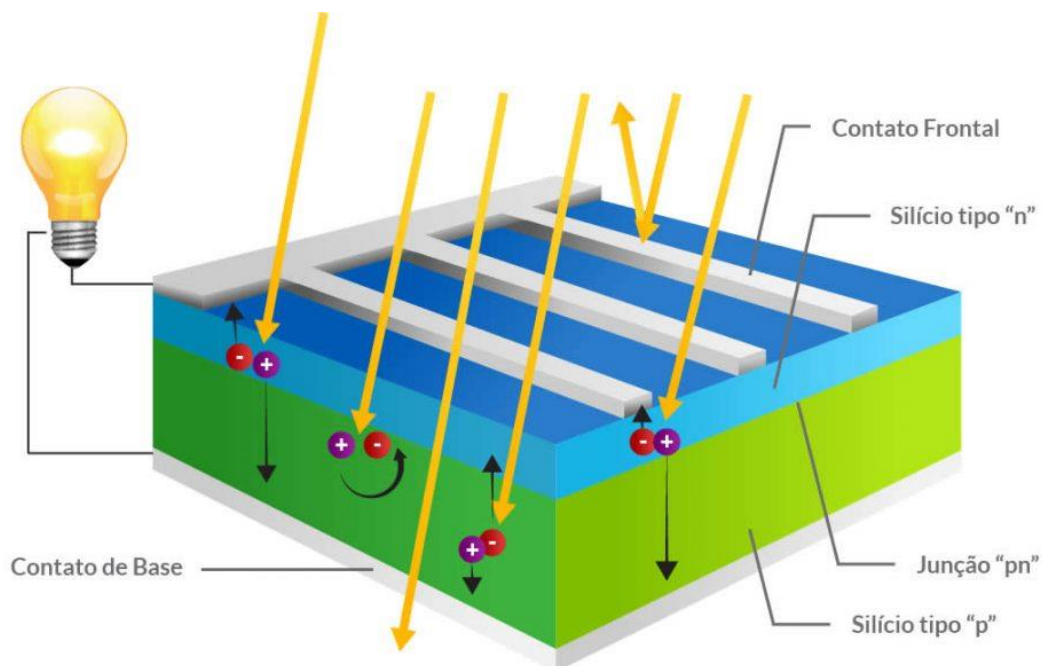
para a região tipo P cria-se um potencial elétrico negativo na região P e positivo na região N. Esta migração ocorre até que a diferença de potencial entre as regiões crie um campo elétrico que atua como barreira impedindo a migração de elétrons e estabelecendo um equilíbrio elétrico.

Esse valor de campo elétrico de equilíbrio estabelece o valor do *gap* de energia necessária para que novamente um elétron atravesse a junção.

Quando a junção é exposta à incidência de fótons com energia maior que o *gap*, ocorre a geração de pares elétron-lacuna. Se isto ocorre onde o campo elétrico é diferente de zero ocorre a aceleração de cargas, e os elétrons na região P movem-se para a região N, gerando uma corrente através da junção. Nesse caso, gera-se uma diferença de potencial nos terminais externos das junções, e se forem conectadas através de um condutor cria-se uma circulação de corrente.

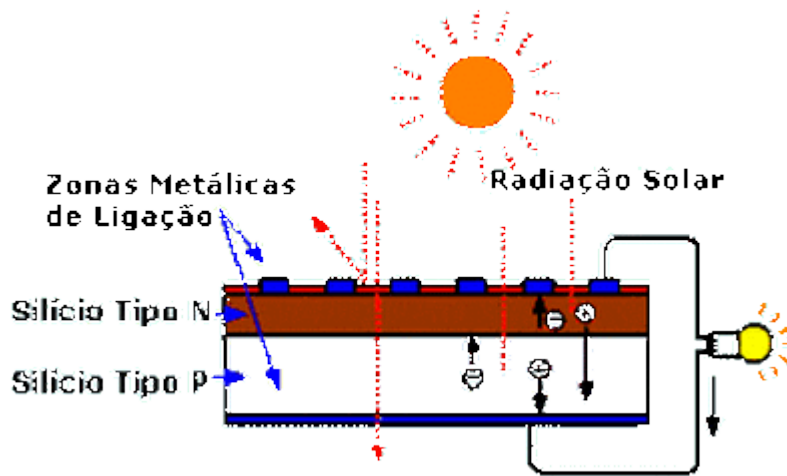
As Figuras 3.1 e 3.2 ilustram o funcionamento de uma célula fotovoltaica.

Figura 3.1 Corte transversal de uma célula fotovoltaica



FONTE: <https://wgsol.com.br/o-efeito-fotovoltaico-o-sol-fabricando-eletricidade/>
(Acesso em 19 de março de 2019).

Figura 3.2 Efeito fotovoltaico na junção P-N

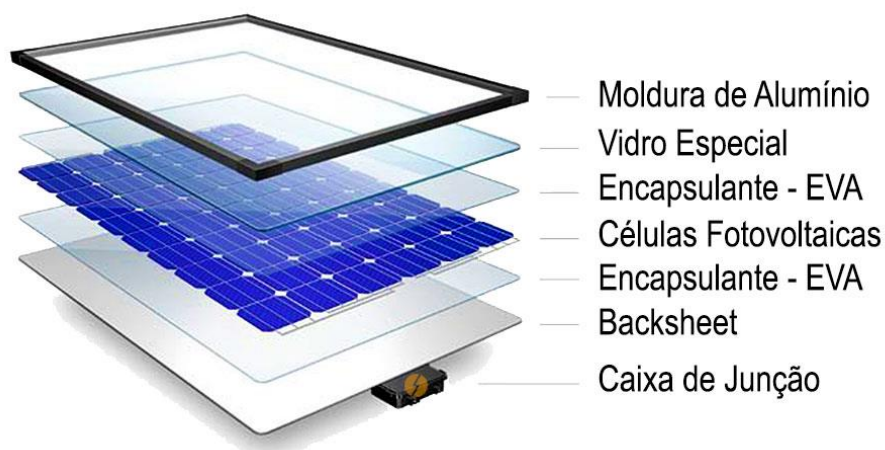


FONTE: <https://energiasolarecb.weebly.com/efeito-fotovoltaico.html>
(Acesso em 19 de março de 2019).

3.3 ESTRUTURA DE UMA CÉLULA FOTOVOLICA

As células fotovoltaicas são construídas utilizando-se uma fina camada de óxido de silício, transparentes e com alta condutividade elétrica. Estas células são constituídas de cristais monocristalinos, policristalinos ou amorfos (Figura 3.3).

Figura 3.3 Estrutura de uma célula fotovoltaica



FONTE: <https://www.portalsolar.com.br/passos-a-passos-da-fabricacao-do-painel-solar.html>
(Acesso em 19 de março de 2019).

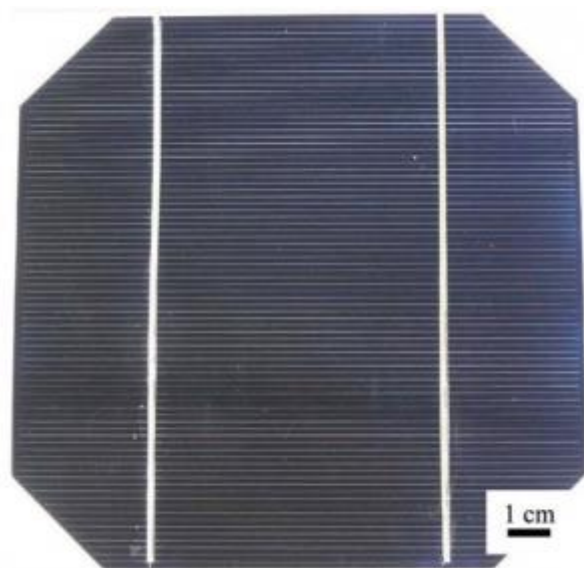
3.3.1 Silício Monocristalino

A célula de silício monocristalino é a mais amplamente utilizada comercialmente, de processo construtivo relativamente simples e boa eficiência comparada às células de cristal policristalino e amorfo, entre 12% e 15% para uso comercial.

São obtidas a partir de barras de silício monocristalino produzidas em fornos especiais, que garantem um alto grau de pureza, devendo chegar a faixa de 99,9999%. O silício é fundido juntamente com uma pequena quantidade de dopante tipo P, normalmente o Boro, e então cortada em finas fatias de aproximadamente 0,3 mm. Após o corte e limpeza de impurezas, é adicionado o dopante tipo N.

A Figura 3.4 ilustra uma célula de silício monocristalino.

Figura 3.4 Célula de Silício Monocristalino



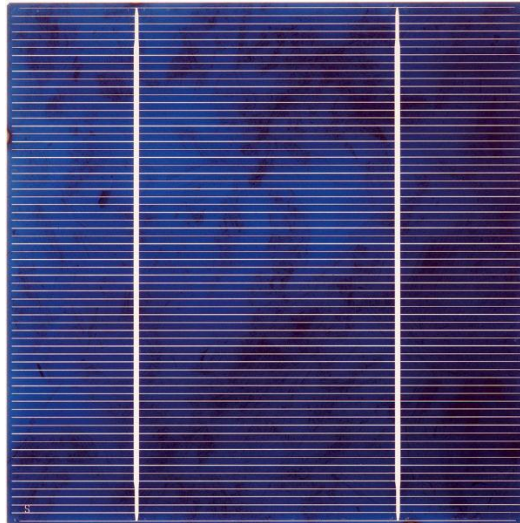
FONTE: <http://shareenergy.com.br/como-funciona-celula-fotovoltaica/>
(Acesso em 19 de março de 2019).

3.3.2 Silício Policristalino

O processo de fabricação de células de silício policristalino é menos rigoroso que das células de silício policristalino, o que acarreta uma perda na eficiência, chegando no máximo a 12,5%, mas ganha-se no baixo custo de fabricação.

Consiste na fusão de silício em moldes e resfriado lentamente, onde os átomos se reorganizam não em um único, mas em vários cristais (Figura 3.5).

Figura 3.5 Célula de silício policristalino



FONTE: <http://www.directindustry.com/pt/prod/sunways/product-54794-1244757.html>
(Acesso em 19 de março de 2019).

3.3.3 Silício Amorfo

As células de silício amorfo são as de mais baixo custo, produzidas a partir da disposição de camadas finas de silício sobre vidro ou outros substratos. Apresenta alto grau de desordem entre os cristais, desse modo atingindo baixas taxas de eficiência, entre 5% e 7%. Outra desvantagem é sua acelerada deterioração.

3.3.4 Células de filmes finos

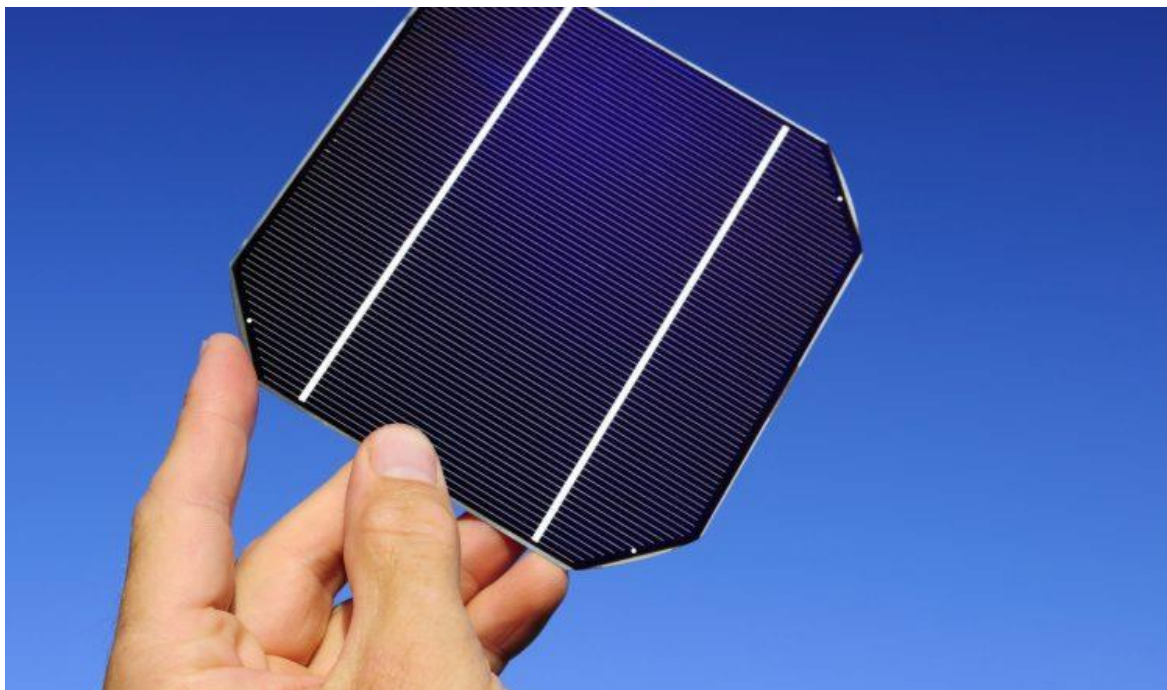
Estas células se diferenciam das de outras tecnologias pela espessura das lâminas de material semicondutor utilizado em suas estruturas (geralmente na faixa de 1 μm contra 300 a 400 μm das células de C-Si).

Estes filmes finos são depositados sobre substratos de baixo custo, como vidro, aço, inox e alguns plásticos. Apesar de sua menor eficiência, cerca de 8% a 9% no mercado, as características mecânicas destes filmes, flexíveis, leves e semitransparentes, aliados ao seu reduzido custo devido à quantidade de material

envolvido, estão ampliando o mercado fotovoltaico e dando uma maior versatilidade ao uso das células solares na arquitetura (Figura 3.6).

Entre os materiais e tecnologias utilizados para construção de filmes finos estão o silício amorfo (**a-Si**), Telureto de Cádmio (**CdTe**), Disseleneto de Cobre e Índio (**CIS**) e Arseneto de Gálio (**GaAs**).

Figura 3.6 Célula de silício policristalino



FONTE: <https://blog.bluesol.com.br/celula-fotovoltaica-guia-completo/>
(Acesso em 19 de março de 2019).

3.4 CARACTERÍSTICAS DA ENERGIA SOLAR

A energia solar é temporalmente intermitente e apresenta uma variabilidade espacial elevada em razão da sua forte relação com condições meteorológicas locais (cobertura de nuvens, concentração de aerossóis e gases atmosféricos, sistemas sinóticos e outros) e fatores astronômicos associados aos movimentos orbital e de rotação da Terra (ARANDA, 2017).

Ter o conhecimento do potencial do recurso solar incidente na superfície é de extrema importância, mas não o suficiente para impulsionar o aproveitamento dessa

fonte de energia, pois com a variabilidade desse recurso ocorrem impactos em aspectos técnicos da qualidade e segurança do sistema elétrico de potência.

Assim sendo, a forma mais adequada de avaliar esses recursos de energia solar numa região é verificar três aspectos: a distribuição espacial do recurso solar, variabilidade temporal e as incertezas associadas aos primeiros dois aspectos. Estes são essenciais para estudo da viabilidade do aproveitamento do recurso solar para projetos tais como de usinas fotovoltaicas e plantas de geração heliotérmica assim como na elaboração de cenários onde os mesmos serão aplicados.

A disponibilidade de radiação solar depende da latitude local e da posição no tempo (hora do dia e dia do ano) que, deve-se a inclinação do eixo imaginário o qual a Terra gira em torno diariamente (rotação) e a trajetória elíptica da Terra em torno do Sol (translação), assim como ilustrado na Figura 3.7.

Para que se possa maximizar o aproveitamento da radiação solar é possível ajustar a posição do painel solar de acordo com a latitude do local e o período em que se precisa de mais energia. O Brasil-SR faz uso de dados de cobertura de nuvens obtidos de imagens digitais do satélite geoestacionário Goes posicionado sobre a América do Sul. Vale ressaltar que para a execução deste modelo é necessário o uso de informações de topografia, albedo de superfície, dados climatológicos de temperatura, umidade relativa e visibilidade atmosférica para todo o território brasileiro. Dados relativos à concentração de aerossóis atmosféricos também compõem o conjunto de informações para alimentação do modelo, para que haja uma redução nas incertezas de irradiação solar incidente na superfície. Poucos são os modelos que simulam a atenuação da energia solar produzida pelos aerossóis, no entanto, eles são o principal fator de atenuação da radiação solar em muitos dias do período seco, devido à baixa nebulosidade e precipitação que caracterizam grande parte do território brasileiro, principalmente as regiões Nordeste, Centro-Oeste e Sudeste do Brasil.

Figura 3.7 Representação das estações do ano e do movimento da Terra em torno do Sol



FONTE: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia_solar/3_2.htm
(Acesso em 19 de Março de 2019).

3.5 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os sistemas fotovoltaicos consistem basicamente dos seguintes elementos:

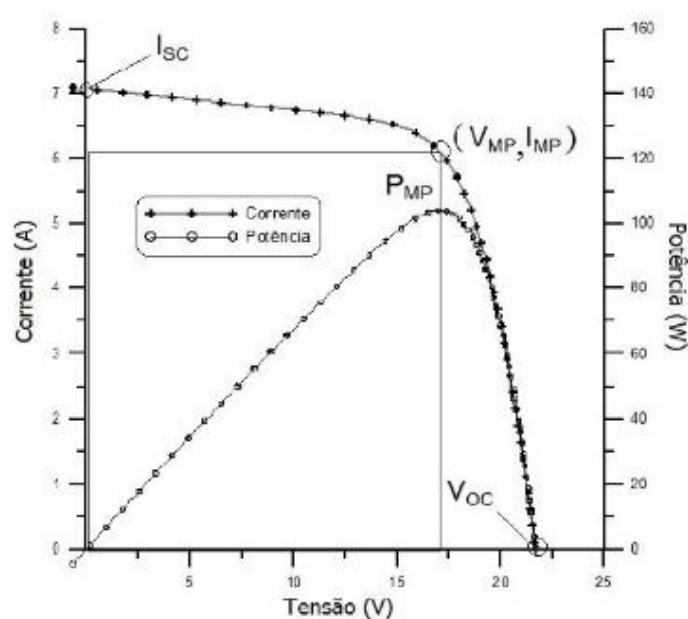
1. Módulos fotovoltaicos para coleta da radiação solar: conjuntos de células fotovoltaicas;
2. Inversores: equipamentos que convertem a energia gerada em corrente contínua pelos módulos fotovoltaicos para corrente alternada. Isto faz com que o sistema seja compatível com as redes de distribuição de energia e equipamentos elétricos/eletrônicos comumente utilizados para transformação da corrente contínua gerada pelos módulos para corrente alternada;
3. Conjunto de baterias;
4. Suportes estruturais para orientação espacial dos módulos.

3.5.1 Módulos Fotovoltaicos

As células fotovoltaicas, devido a suas dimensões construtivas, apresentam baixa tensão e corrente de saída, tipicamente 3 A e 0,7 V para células de silício monocristalino. Sendo assim, agrupam-se várias células fotovoltaicas para compor um módulo fotovoltaico. Este arranjo geralmente é feito em série, para se obter uma tensão de saída mais elevada e compatível com as tensões de consumo, geralmente 12 ou 24 V.

O gráfico da Figura 3.8 apresenta as curvas características de tensão e corrente padrão de módulo fotovoltaico, onde se pode observar seu comportamento. Nota-se que o mesmo não se comporta como uma fonte elétrica convencional, uma vez que não apresenta tensão de saída constante, pois esta depende da corrente de saída e vice-versa. Este módulo somente opera com valores de tensão e corrente que estejam de acordo com as curvas I – V e P - V. Seu ponto de operação depende da carga conectada aos terminais. Se a carga consome muita corrente, a tensão tende a cair, se a corrente diminui, a tensão tende à tensão de curto-circuito (V_{oc}) conforme a curva azul I – V.

Figura 3.8 Curvas características de tensão e corrente de módulo fotovoltaico



FONTE: Energia Solar Fotovoltaica Unidade III - Módulos Fotovoltaicos, ROCHA (2018).

Nota-se na curva $P - V$ um ponto P_{mp} : este é o ponto de potência máxima do módulo ou sistema, e é neste ponto que se deve operá-lo.

Os principais parâmetros de um módulo fotovoltaico incluem:

- Tensão de curto-circuito (V_{oc}): valor de tensão na saída do módulo em circuito aberto, quando $I = 0$. É a máxima tensão de saída do módulo;
- Corrente de curto-circuito (I_{sc}): corrente de curto circuito, quando $V = 0$. É a máxima corrente fornecida pelo módulo;
- Potência de pico ou Máxima Potência (P_{mp}): potência máxima que pode ser extraída da célula, referente ao ponto P_{mp} do gráfico da Figura 3.8;
- Tensão de máxima potência (V_{mp}): tensão para qual ocorre a potência máxima, referente ao ponto de máxima potência mostrado no gráfico da Figura 3.8;
- Corrente de máxima potência (I_{mp}): corrente para a qual ocorre a potência máxima, referente ao ponto de máxima potência mostrado no gráfico da Figura 3.8;
- Eficiência do módulo (η): a eficiência de um módulo é a taxa de desperdício na conversão de energia em forma de irradiação solar para energia elétrica. Embora não esteja presente em algumas folhas de dados de equipamentos pode ser calculada através da seguinte fórmula:

$$\eta_p = P_{m\acute{a}x} / (A_p \times 1000) \quad (3.1)$$

onde $P_{m\acute{a}x}$ é a máxima potência do módulo e A_p é a área do módulo, calculada a partir das dimensões fornecidas na folha de dados.

Os parâmetros dos módulos são definidos para uma radiação de 1000 W/m^2 (valor médio de superfície terrestre em dia claro, ao meio dia), e temperatura de 25° (a eficiência da célula é reduzida com o aumento da temperatura), padronização denominada STC (*Standard Test Conditions*) que torna possível a comparação entre módulos de diversos fabricantes.

Na Figura 3.9 é apresentada parte da folha de dados de módulos Canadian Solar - Datasheet CS6K-P e Datasheet CS6K-P, monocristalino e policristalino em condições de teste padrão (STC).

Figura 3.9 Dados técnicos do módulo fotovoltaico Canadian Solar

ELECTRICAL DATA | STC*

CS6K	285P	290P	295P
Nominal Max. Power (Pmax)	285 W	290 W	295 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	31.4 V	31.6 V	31.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	9.06 A	9.18 A	9.28 A
Open Circuit Voltage (Voc)	38.3 V	38.5 V	38.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.64 A	9.72 A	9.81 A
Module Efficiency	17.41%	17.72%	18.02%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6K	275 M	280 M	285 M	290 M
Nominal Max. Power (Pmax)	275 W	280 W	285 W	290 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	31.3 V	31.5 V	31.7 V	31.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.80 A	8.89 A	8.98 A	9.09 A
Open Circuit Voltage (Voc)	38.3 V	38.5 V	38.6 V	38.7 V
Short Circuit Current (Isc)	9.31 A	9.43 A	9.51 A	9.59 A
Module Efficiency	16.80%	17.11%	17.41%	17.72%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.



FONTE: Catálogo do fabricante

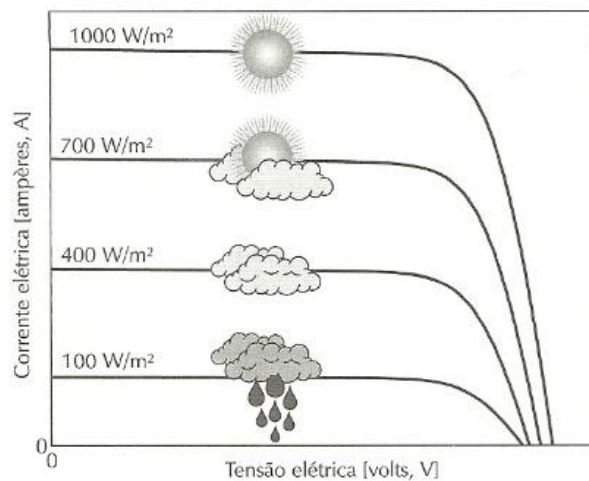
3.5.2 Principais fatores de influência

Além das características da carga conectada ao sistema, dois fatores são de fundamental importância na geração de energia a partir das células solares:

- Radiação solar: a corrente que o módulo solar fornece é diretamente proporcional à radiação solar incidente sobre ele;
- Temperatura: a tensão fornecida pelo módulo solar é inversamente proporcional à temperatura do mesmo.

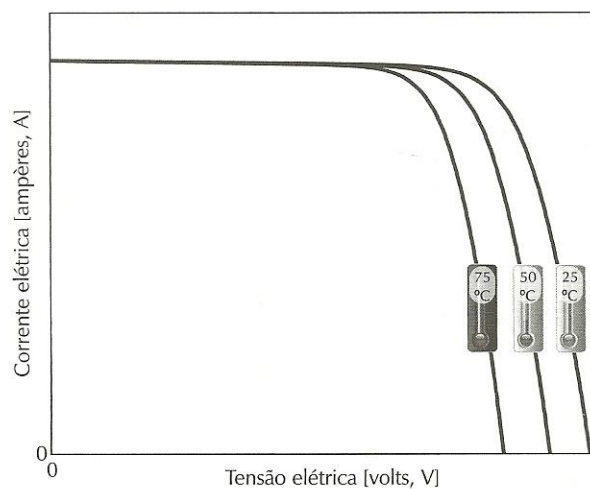
Ambos os fatores influenciam diretamente na potência fornecida pelo módulo, conforme ilustrado nas Figuras 3.10 e 3.11.

Figura 3.10 Influência da radiação solar na operação do módulo fotovoltaico



FONTE: ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA – CONCEITOS E APLICAÇÕES, VILLALVA M.G., 2012.

Figura 3.11 Influência da temperatura na operação do módulo fotovoltaico



FONTE: ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA – CONCEITOS E APLICAÇÕES, VILLALVA M.G., 2012.

4. APLICAÇÕES

4.1 TIPOS DE CONEXÃO

Existem 3 tipos básicas de sistemas fotovoltaico:

1. Sistemas Isolados ou Autônomos: onde não existe uma conexão direta com a rede de distribuição. Para estes casos faz-se necessário o uso de baterias para garantir que haja a continuidade do fornecimento em momentos que o sol não esteja presente e que não haja outras fontes de energia. Os inversores têm a função de transformar a corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA) e os controladores de carga garantem o correto abastecimento das baterias evitando que haja sobrecargas e descargas profundas, aumentando assim a vida útil da bateria.

2. Sistema Híbrido: tem como característica o uso de duas ou mais fontes de energias renováveis (solar e eólica). Esses sistemas garantem um suprimento mais confiável, utilizando o sistema solar e eólico como fonte primária e o diesel como fonte reserva. Ainda para este sistema geralmente usam-se baterias como acumuladores de energia e, há a necessidade de uma unidade de controle da potência e de condicionamento para as diferentes fontes. A implementação destes sistemas deve ser em lugares onde os raios sejam constantes e os ventos soprem frequentemente.

3. Sistema conectado à rede: neste caso o sistema está conectado à rede de distribuição da concessionária e, como principal vantagem é de não precisar do uso de bateria, pois uma vez que ocorra a falta de suprimento de energia por parte do sistema fotovoltaico, a energia será suprida pela rede de distribuição. Também existe a compensação de energia segundo a normativa ANEEL 482/12 que diz que o excedente produzido pelas placas fotovoltaicas é injetado no sistema de distribuição da unidade consumidora e será concedido um crédito em quantidade de energia ativa válido por 36 meses.

Por esse trabalho estar focado em sistemas conectados à rede, será aprofundado somente este tipo de conexão.

4.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA

Os sistemas de conexão à rede inicialmente se desenvolveram em centrais fotovoltaicas de grande porte, pois se pensava que poderia se resolver no futuro certos problemas na geração e distribuição de energia convencional. Com o desenvolvimento da eletrônica dessa tecnologia, começaram a ser desenhados também sistemas de pequeno porte com o intuito de atender a pequenas centrais domésticas.

Atualmente, os sistemas solares fotovoltaicos têm se integrado à rede elétrica pública, apresentando duas configurações:

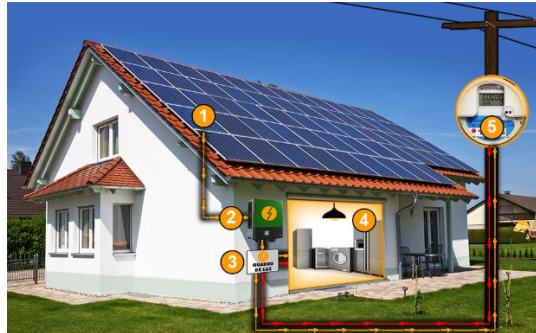
- Instaladas de forma integrada à edificação (telhado ou fachada) dessa forma, próximo ao ponto de consumo;
- Instaladas de forma descentralizada, como uma usina geradora convencional sendo neste caso, mais distante do ponto de consumo.

Para o primeiro caso onde o sistema é integrado ao ponto de consumo, há um auxílio na redução de pico de demanda e também diminui a dependência de fontes convencionais de energia.

Vale ressaltar que a geração solar apresenta um caráter complementar à geração hidrelétrica, onde em períodos chuvosos ocasionam pouco sol e vice-versa, a energia solar em grande escala pode contribuir de forma significativa para melhor balancear a grande dependência do setor elétrico brasileiro em uma fonte geradora dominante como é a hidroelétrica.

A Figura 4.1 ilustra uma instalação de módulos fotovoltaicos de uma residência conectada à rede elétrica.

Figura 4.1 Sistema de Conexão On-Grid



FONTE: <https://www.portalsolar.com.br/sistema-fotovoltaico--como-funciona.html> (Acesso em 10 de Março de 2019)

No ponto 1 da Figura 4.1, tem-se os módulos fotovoltaicos que reagem a luz solar transformando-a em energia elétrica, em 2 tem-se o inversor que converte a energia solar (corrente contínua) para energia que possa ser utilizada na casa (corrente alternada), 3 quadro de luz que distribui a energia para a casa, 4 ocorre o tratamento de sinal para que tudo que esteja conectado à rede elétrica possa ser utilizado e em 5 é representado a rede onde a energia produzida em excesso pode ser injetada na rede gerando “créditos de energia” regulamentado pela ANEEL, caso contrário se há baixa produção de energia a rede entra em ação para suprir a ausência de energia.

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede podem ser classificados em três categorias, segundo seu tamanho, conforme definições utilizadas pelas ANEEL:

- Microgeração: potência instalada até 75 kW;
- Minigeração: potência instalada acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW;
- Usinas de eletricidade: potência acima de 5 MW.

As usinas de geração de energia elétrica contam com conjuntos de módulos, inversores centrais com potências que vão além de 5 MW, e transformadores que conectam a usina diretamente às redes de transmissão. Atualmente, a maior usina do Brasil conectada à rede está instalada no Piauí, com potência de 292 MW, energia suficiente para abastecer cerca de 300 mil residências.

Os sistemas de minigeração são geralmente instalados em consumidores industriais e comerciais, construídos com o objetivo de suprir parcialmente a demanda de energia elétrica desses consumidores.

Por terem uma característica modular e terem poucos componentes, são de fácil instalação, geralmente sendo fixados aos telhados com técnicas semelhantes às empregadas na instalação de coletores térmicos. Sua estrutura ainda permite que o sistema seja conectado a redes monofásicas ou trifásicas, dependendo da rede pública de distribuição.

Os sistemas de geração microvoltaica se assemelham à estrutura dos sistemas de minigeração, tendo como diferença sua menor potência instalada, geralmente em consumidores residenciais.

4.3 INVERSORES PARA CONEXÃO À REDE

Os inversores de frequência utilizados em sistemas elétricos fotovoltaicos fazem-se necessários para converter a corrente contínua coletada nos terminais dos módulos fotovoltaicos em corrente alternada, padrão da rede elétrica pública e dos equipamentos eletro-eletrônicos convencionais.

No entanto, há uma diferença básica entre os inversores utilizados em sistemas autônomos e em sistemas conectados. Em sistemas autônomos, os inversores CC-CA funcionam como fonte de tensão para os equipamentos, sendo a única fonte geradora.

Já nos sistemas conectados à rede, cuja tensão e frequência já estão regulados, o inversor CC-CA funciona como fonte de corrente elétrica. Neste caso, os inversores possuem sofisticados sistemas de controle para garantir a injeção de uma corrente senoidal pura e sincronizada com a tensão senoidal na rede de distribuição.

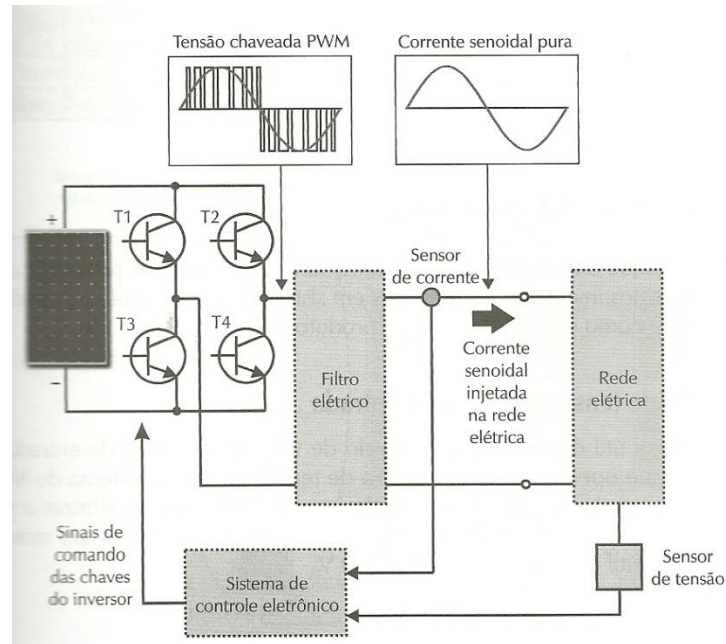
Outra importante função do sistema de controle do inversor é o desligamento automático do mesmo em caso de falha no fornecimento de energia elétrica pela distribuidora. Essa é uma medida de segurança para proteger pessoas que possam estar efetuando a manutenção da rede e também dos próprios equipamentos.

A Figura 4.2 apresenta o esquema de funcionamento de um inversor CC-CA conectado à rede.

Os inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos de pequeno porte têm sua faixa de potência variando de 250 W, compatível com um único painel fotovoltaico,

até aproximadamente 5 kW. Podem ser conectados a sistemas trifásicos utilizando inversores monofásicos em conexões trifásicas, embora isto seja mais comum em usinas de geração e inversores com vários kW de potência.

Figura 4.2 Funcionamento de um inversor CC-CA para conexão à rede elétrica



FONTE: ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA – CONCEITOS E APLICAÇÕES, VILLALVA M.G., 2012.

As principais características dos inversores são:

1. Faixa útil de tensão contínua na entrada (MPPT *range*): é o intervalo de valores nos quais o inversor consegue operar maximizando a produção de energia dos painéis fotovoltaicos. O ponto de máxima potência do conjunto de módulos deve estar dentro dessa faixa.
2. Tensão contínua máxima na entrada: máximo valor de tensão de entrada CC suportado pelo inversor sem sofrer danos. Deve ser superior à tensão de curto-circuito do conjunto de módulos.
3. Número máximo de *strings* na entrada: *strings* são módulos conectados em série, a fim de aumentar a tensão do conjunto. Adicionalmente, *strings* são conectadas em paralelo para aumentar a potência do conjunto. Inversores comerciais geralmente tem 4 entradas MC4,

conexão padrão para painéis solares. No caso do sistema conter mais *strings*, devem ser utilizados conectores paralelos ou *string box*.

4. Número de entradas independentes com MPPT (*Maximum Power Point Tracking*): Os inversores comerciais para conexão à rede dispõem de um sistema de rastreamento que força o inversor a operar no ponto de máxima potência. Caso haja mais de uma entrada independente, os sistemas MPPT são individuais para cada entrada, ou seja, para cada *string* ou conjunto de *strings*. Desse modo, se uma *string* está operando com potência diferente, como por efeito de sombreamento, esta compensação se dá automaticamente.
5. Tensão de operação na conexão com a rede: tensão nominal de saída CA do inversor, tipicamente nas faixas ao redor de 120 V e 220 V com faixa de tolerância de aproximadamente 15%.
6. Frequência da rede elétrica: frequência de saída CA, padrão de 60 Hz no Brasil.
7. Distorção da corrente injetada na rede: percentual de distorção da onda de corrente CA. Em geral, as normas permitem 5% de distorção.
8. Grau de proteção (IP): define a capacidade do equipamento de operar em diversos ambientes agressivos, suportando chuva, calor, frio e poeira.
9. Temperatura de operação: faixa de temperatura dentro da qual o inversor opera normalmente.
10. Umidade relativa do ambiente: valor máximo de umidade relativa do ar para operação do inversor em condições normais.
11. Consumo de energia parado: consumo do inversor mesmo não estando em operação, pelos circuitos internos.
12. Consumo de energia em *stand-by*: quando o inversor está desligado, para manter suas funções mínimas.
13. Potência de corrente contínua na entrada: valor máximo de potência CC aproveitada proveniente dos painéis fotovoltaicos. Deve estar o mais próximo possível, pois módulos de menor potência subutilizarão o inversor e módulos de maior potência subutilizarão os módulos.

14. Potência de corrente alternada de saída: máxima potência injetada pelo inversor na rede elétrica.
15. Rendimento: esse valor indica a relação entre a potência de saída e a potência de entrada do inversor (normalmente superiores a 90%).

Os recursos e funções dos Inversores são:

1. Chave de desconexão de corrente contínua: chave manual de desligamento para manutenção dos equipamentos.
2. MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) – Rastreamento do Ponto de Máxima Potência: recurso que garante a operação no ponto de máxima potência, maximizando constante e instantaneamente a produção de energia.
3. Detecção de ilhamento e reconexão automática: recurso exigido pelas normas de conexão à rede elétrica (ABNT NBR IEC 62116:2012), necessário para garantir a segurança de pessoas e equipamentos em situações de interrupção no fornecimento de energia pela rede pública.

4.4 DEMAIS DISPOSITIVOS

Além dos principais componentes dos sistemas – Conjuntos de módulos FV e Inversores – existem dispositivos importantes a serem adicionados em um projeto de instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede.

- *String Box*: caixa de conexões que concentra os cabos elétricos das diversas fileiras de *strings*, protegida contra intempéries e geralmente possuindo fusíveis de proteção;
- Quadro de proteção de corrente contínua (CC): é o quadro que incorpora a caixa de *strings* e os fusíveis de proteção e adiciona uma chave de desconexão CC, um dispositivo de proteção contra surto (DPS) e o barramento de aterramento. Necessária para manutenção e segurança do sistema;

- Quadro de proteção de corrente alternada (CA): faz a conexão entre os inversores do sistema FV e a rede elétrica, de modo semelhante às instalações convencionais de baixa tensão;
- Dispositivos de proteção de surto: protegem as instalações contra surtos elétricos (sobretensão) geralmente provenientes de descargas atmosféricas. É baseado no princípio de funcionamento de um para-raios, composto de um varistor e um centelhador que na mudança de um estado de tensão normal para alta tensão muda sua propriedade de alta resistência para baixa resistência, permitindo a passagem da corrente elétrica de descarga.

4.5 REQUISITOS PARA CONEXÃO À REDE

A literatura internacional liderada pelo IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) dos EUA e IEC (*International Electrotechnical Commission*) reúne diversas normas e procedimentos referentes à padronização de conexões de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica. Esta padronização e regulamentação não está consolidada, devido à constante evolução dos sistemas FV.

Citam-se algumas normas importantes relacionadas à conexão de sistemas FV à rede:

- IEEE 1547: *Standard for interconnecting distributed resources with electric power systems;*
- IEEE 929-2000: *Recommended practice for utility interface of photovoltaic systems;*
- IEC 61727: *Characteristics of the utility interface;*
- IEC 62116: *Testing procedure of islanding prevention methods for utility-interactive photovoltaic inverters;*
- VDE 0126-1-1: *Automatic disconnection device between a generator and the public low-voltage grid.*

Esses documentos abordam assuntos como faixa de tensão e frequência de operação de inversores aceitáveis, limites de injeção de corrente contínua na rede

por parte dos inversores, distorção harmônica admissível, fator de potência e atuação na detecção de ilha.

4.6 INTEGRAÇÃO ARQUITETÔNICA

No passado, eram projetados módulos somente para geração de energia e a estética e integração com o entorno construído eram negligenciadas. Recentemente, arquitetos e engenheiros se depararam com a necessidade de buscarem uma parceria para estudar uma maior integração arquitetônica desses elementos. Assim surge uma maior variabilidade de modelos, tamanhos e cores, tornando-os mais versáteis e possibilitando uma integração com *design* agradável.

Considerações apontam para elementos construtivos que podem ter a dupla função: gerar energia elétrica e funcionar como elemento arquitetônico na cobertura de telhados, paredes, fachadas ou janelas; e servir como substituição de vidros, mármore ou outros elementos decorativos, diminuindo, assim, o custo final da instalação.

O sistema fotovoltaico tem um grande potencial para o *design* dos edifícios, tornando-se, possivelmente, um elemento importante não somente para os sistemas construtivos, mas para o meio ambiente. Cada vez mais os países desenvolvidos vêm utilizando este sistema, não somente para uso residencial, mas também em edificações industriais, comerciais e públicas, pois estas muitas vezes apresentam grandes áreas planas, que são bastante adequadas à integração de geradores fotovoltaicos.

Os painéis fotovoltaicos interligados à rede elétrica podem ser integrados a qualquer edificação, sendo o único requisito uma orientação solar favorável (superfícies voltadas para norte, leste ou oeste), sendo que a orientação ideal são as superfícies voltadas para o norte geográfico, no hemisfério sul, pois permitem uma maior captação da energia gerada pelo sol.

Considerações arquitetônicas também são necessárias a fim de minimizar ou eliminar o efeito de sombreamento em parte ou totalidade das placas, onde o movimento do sol durante o dia pode prejudicar o potencial total de geração do sistema fotovoltaico.

Por exemplo, o posicionamento dos módulos depende da irradiação incidente sobre os módulos, que depende diretamente de sua posição em relação ao Sol.

Sistemas avançados de rastreamento automático da posição do Sol são utilizados em algumas usinas fotovoltaicas, mantendo os painéis alinhados ao longo do dia.

Como os painéis solares de aplicações residenciais são fixos, é necessária uma correta escolha do posicionamento e ângulo dos módulos solares, otimizando a captação de energia.

Além de evitar o sombreamento, o ângulo de inclinação dos painéis deve ser escolhido observando-se alguns critérios referentes aos ângulos azimutal e zenital.

Ângulo Azimutal: é o ângulo de orientação com relação ao norte geográfico, tendo o ângulo nulo quando o sol está na metade de seu trajeto desde o instante em que nasce até se pôr. Esse é o melhor ângulo de posicionamento para o painel quando se está no hemisfério sul, uma vez que aproveita tanto a luz da manhã quanto da tarde, tendo seu ponto de máxima captação ao meio dia solar.

Ângulo Zenital: é o ângulo formado entre o ponto em questão e o zênite. Devido à inclinação do eixo de rotação terrestre em relação à sua órbita em torno do Sol, este assume diferentes ângulos zenitais durante o ano, o que define a altura solar. O ideal seria ter um painel com a mesma inclinação zenital que o Sol a cada dia. Como isto não é viável, pode-se utilizar diferentes métodos para escolher um ângulo que possibilite uma boa média de captação de energia solar durante o ano. Um deles, apresentado no *“Installation and Safety Manual of the Bosch Solar Modules”* consiste em escolher um ângulo de inclinação baseado na Tabela 4.1.

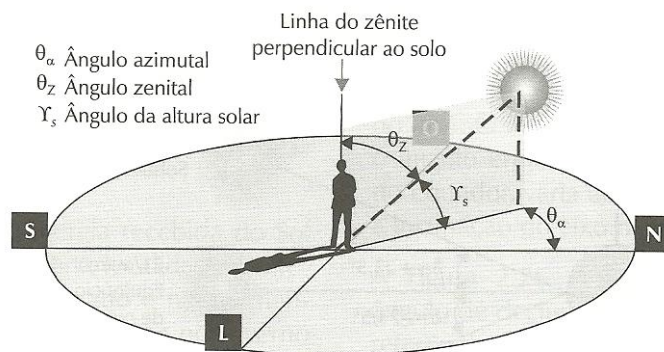
Tabela 4.1 Escolha do ângulo de inclinação do módulo

Latitude Geográfica do Local	Ângulo de inclinação recomendado
0° a 10°	$\alpha = 10^\circ$
10° a 20°	$\alpha = \text{latitude}$
21° a 30°	$\alpha = \text{latitude} + 5^\circ$
31° a 40°	$\alpha = \text{latitude} + 10^\circ$
41° ou mais	$\alpha = \text{latitude} + 15^\circ$

FONTE: ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA – CONCEITOS E APLICAÇÕES, VILLALVA M.G., 2012.

A Figura 4.3 ilustra as definições de ângulos azimutal, zenital e altura solar.

Figura 4.3 Posição do sol definida pelos ângulos azimutal, zenital e altura solar



FONTE: ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA – CONCEITOS E APLICAÇÕES, VILLALVA M.G., 2012.

5 ANÁLISE INICIAL DOS PROJETOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

Nesse capítulo, serão apresentados dois consumidores para os quais serão realizados os estudos para conexão de sistemas fotovoltaicos.

Eles possuem perfis de consumo diferentes, um com um consumo mais baixo e outro com um bem mais elevado, para se poder avaliar questões de preço, rendimento e retorno financeiro para diferentes tipos de fatura.

Outro fator que será levado em conta é a irradiação solar da cidade de instalação, que é fator que influencia no tamanho e rendimento do sistema fotovoltaico.

Serão realizados seis projetos e simulações, três para cada cliente, localizados em cidades diferentes como Curitiba e Brasília:

- (i) Projeto para consumo de 450 kWh em Curitiba;
- (ii) Simulação de projeto para consumo de 450 kWh feito para Curitiba, mas instalado em Brasília;
- (iii) Projeto para consumo de 450 kWh em Brasília;
- (iv) Projeto para consumo de 10.920 kWh em Curitiba;

(v) Simulação de projeto para consumo de 10.920 kWh feito para Curitiba, mas instalado em Brasília.

(vi) Projeto para consumo de 10.920 kWh em Brasília.

As cidades escolhidas (Curitiba e Brasília), o foram devido a sua localização geográfica, pois elas possuem uma diferença considerável de irradiação solar, o que impacta grandemente na geração e no dimensionamento do sistema fotovoltaico.

Depois de projetados e simulados os sistemas, foram desenhados em softwares 3D, para então se verificar a disposição dos módulos fotovoltaicos nos telhados e verificar a existência de sombreamento nos mesmos.

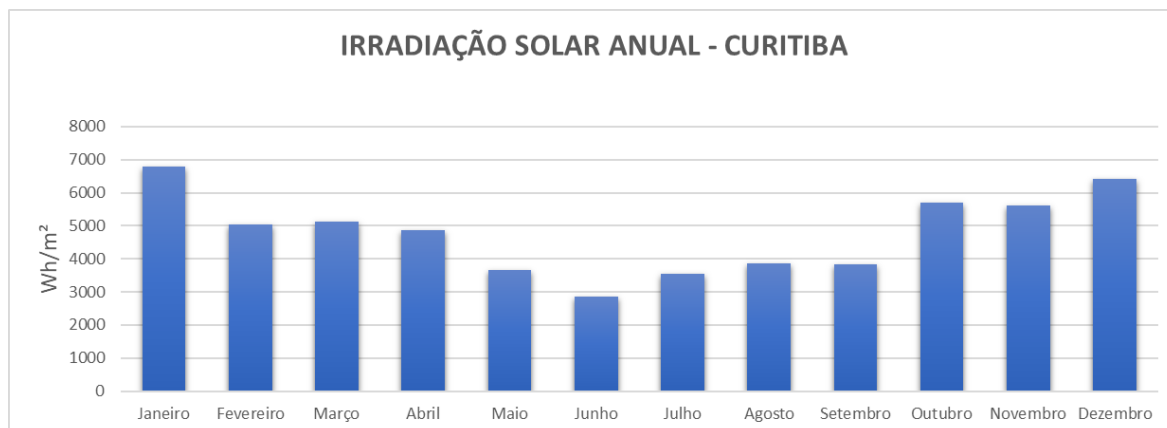
Por último, fizeram-se orçamentos dos sistemas completos, cálculos de *payback* financeiro com base no valor estimado de redução de fatura e o investimento do cliente ao adquirir o sistema fotovoltaico, para se comparar qual região e qual sistema tem o melhor retorno e desempenho.

5.1 DADOS COLETADOS

5.1.1 Irradiação Solar

Depois que os locais de instalação foram definidos, o primeiro passo para o projeto é realizar levantamento dos valores de irradiação solar das respectivas cidades. Os valores de irradiação solar de Curitiba e Brasília (Figura 5.1 e Figura 5.2) foram extraídos do banco de dados do CRESESB.

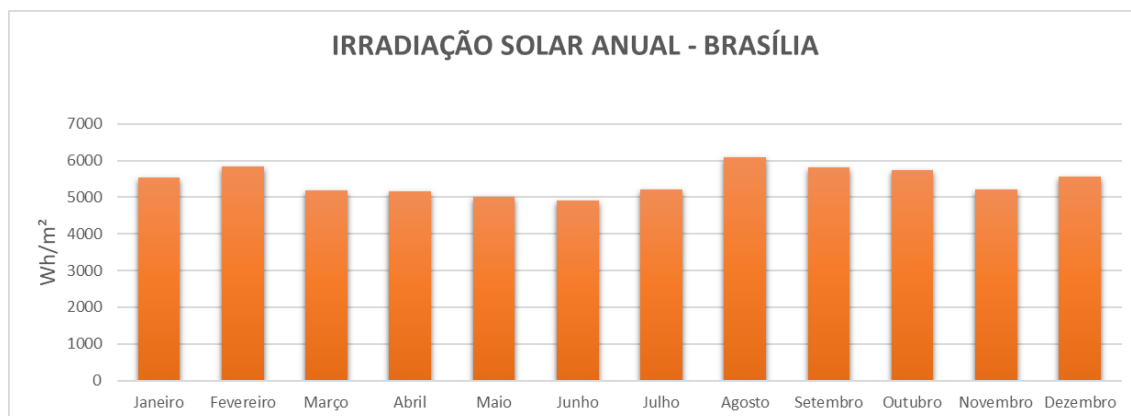
Figura 5.1 Irradiação solar ao longo de um ano em Curitiba



FONTE: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>
(Acesso em 02 de Junho de 2019)

Nota-se que no inverno, tem-se uma baixa irradiação solar comparado ao restante dos meses.

Figura 5.2 Irradiação solar ao longo de um ano em Brasília



FONTE: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>
(Acesso em 02 de Junho de 2019)

Com base nas Figuras 5.1 e 5.2, pode-se já em primeira instância notar que um sistema fotovoltaico em Brasília, terá uma geração mais elevada que o mesmo sistema instalado em Curitiba, pois ao longo do ano, Brasília possui uma irradiação solar mais alta.

Curitiba possui uma irradiação solar média de 4776 Wh/m² durante o ano, enquanto Brasília já possui uma média de 5443 Wh/m², ou seja, cerca de 14% maior que Curitiba.

Vale lembrar que quanto mais próximo ao Norte, maior é essa irradiação solar e melhor é o rendimento do sistema instalado, por isso, para se poder comparar, os projetos foram simulados em cima dos clientes com a mesma orientação em relação ao norte, a fim de se obter resultados mais consistentes do desempenho dos sistemas fotovoltaicos. Outro fator interessante de ser ressaltado é que, cidades mais quentes não necessariamente geram mais que cidades mais frias, pois o calor é algo que interfere diretamente no desempenho do sistema fotovoltaico, pois quanto mais quentes os módulos ficam, pior é o seu desempenho.

5.1.2 Perfil de Consumo

Para se poder avaliar a dimensão, em potência, dos sistemas fotovoltaicos a serem instalados, precisa-se conhecer o consumo, em kWh, dos clientes aonde os mesmos serão instalados.

Vale lembrar que as concessionárias exigem que os consumidores paguem o valor mínimo da fatura, independente de estarem consumindo ou não, e esse valor mínimo é regulamento pela Resolução Nº 414 da ANEEL, que define que os clientes monofásicos paguem o mínimo de 30 kWh, bifásicos de 50 kWh e trifásicos de 100 kWh, algo que torna inviável o abatimento total de uma fatura de energia.

Para um cliente trifásico, que tenha o consumo mensal de, por exemplo, 500 kWh, o sistema deverá gerar em média 400 kWh, pois não se pode descontar os 100 kWh que é o valor mínimo da fatura.

O primeiro consumidor adotado possui ligação trifásica e uma fatura do tipo convencional, ou seja, ele não paga valor de demanda contratada, apenas um valor unitário fixo por kWh consumido.

Figura 5.3 Perfil de consumo Cliente 1

PERFIL DE CONSUMO (kWh)	
jan/18	430,0
fev/18	426,0
mar/18	445,0
abr/18	431,0
mai/18	422,0
jun/18	448,0
jul/18	373,0
ago/18	410,0
set/18	340,0
out/18	437,0
nov/18	578,0
dez/18	598,0
jan/19	512,0
TOTAL	5.850
MÉDIA	450

FONTE: Elaboração própria

A Figura 5.3 apresenta o perfil de consumo do consumidor número 1 (de baixo consumo, residencial). Nota-se que esse perfil de consumo é razoavelmente constante, não apresentando picos ou vales de consumos significativos.

Considerando o valor do kWh unitário de R\$ 0,80, que é o valor média das concessionárias, o consumidor 1 possui uma tarifa média de R\$ 360,00 mensais, sem contar o valor de iluminação pública.

O segundo consumidor também possui ligação trifásica e uma fatura do tipo convencional, porém o mesmo possui um valor de consumo bem mais elevado.

Figura 5.4 Perfil de consumo Cliente 2

PERFIL DE CONSUMO (kWh)	
dez/17	10.540,0
jan/18	10.430,0
fev/18	10.590,0
mar/18	10.895,0
abr/18	10.603,0
mai/18	10.890,0
jun/18	12.120,0
jul/18	10.612,0
ago/18	10.020,0
set/18	12.150,0
out/18	12.480,0
nov/18	10.050,0
dez/18	10.590,0
TOTAL	141.970
MÉDIA	10.921

FONTE: Elaboração própria

A Figura 5.4 apresenta o perfil de consumo do consumidor número 2 (de alto consumo, comercial). E, também considerando o valor do kWh unitário de R\$ 0,80, o consumidor 2 possui uma tarifa média de R\$ 8730,00 mensais, sem contar o valor de iluminação pública.

Nota-se que o valor da fatura é bem mais elevado que o consumidor 1, o que torna possível ao sistema fotovoltaico, um abatimento bem maior.

5.2 SOFTWARE UTILIZADOS

5.2.1 PVSYST

O PVsyst é um software para auxílio no dimensionamento e projeto de SFV's (sistemas fotovoltaicos) com recursos de simulação, cálculo, emissão de relatório e documentação técnica de sistemas fotovoltaicos de qualquer porte.

Esse *software* serve como de apoio ao profissional de Energia Solar Fotovoltaica em questões complexas como cálculo de perdas por sombreamento, depreciação dos equipamentos, sujeira nos módulos, qualidade da energia que circula na rede elétrica, análise financeira sob diferentes cenários, produção estimada de energia considerando a eficiência individual de cada equipamento do sistema e vários outros recursos.

Ao abrir o PVsyst se encontra as quatro partes principais do programa:

- *Preliminary Design*: fornece uma avaliação rápida das potenciais e possíveis restrições de um projeto em uma determinada situação. Isso é muito útil para o pré-dimensionamento de sistemas autônomos e de bombeamento. Para sistemas conectados em rede, é apenas um instrumento para os projetistas obterem uma avaliação rápida do potencial fotovoltaico de um edifício. A precisão desta ferramenta é limitada e não se destina a ser usada em relatórios para seus clientes;
- *Project Design*: é a parte principal do *software* e é usado para o estudo completo de um projeto. Envolve a escolha de dados meteorológicos, projeto de sistemas, estudos de sombreamento, determinação de perdas e avaliação econômica. A simulação é executada durante um ano inteiro em etapas por hora e fornece um relatório completo e muitos resultados adicionais;
- *Databases*: inclui o gerenciamento de dados climáticos, que consiste em dados mensais e horários, geração sintética de valores horários e importação de dados externos. As bases de dados contêm também as definições de todos os componentes envolvidos nas instalações fotovoltaicas, como módulos, inversores, baterias, etc;

- *Tools*: fornece algumas ferramentas adicionais para estimar e visualizar rapidamente o comportamento de uma instalação solar. Ele também contém um conjunto dedicado de ferramentas que permite que dados medidos de instalações solares existentes sejam importados para uma comparação próxima com a simulação.

5.2.2 SKETCHUP

O *SketchUp* é uma solução CAD intuitiva que se destaca na criação e edição de conceitos 2D e 3D. O aplicativo confiável ajuda os usuários a criar impressionantes modelos 3D de interiores, móveis, paisagens e muito mais. Seu verdadeiro ponto forte é a facilidade de uso, apoiada por um conjunto de recursos poderosos e de qualidade profissional, além de suporte oportuno.

Alguns de seus recursos internos incluem efeitos de iluminação, texturas, um gerenciador de camadas e animações. Embora o aplicativo não ofereça uma ampla variedade de modelos incorporados, ele fornece acesso exclusivo ao depósito 3D da Trimble. Ele oferece todos os símbolos e modelos que garantem que os projetistas de CAD de diferentes níveis de habilidade obtenham os resultados desejados.

5.2.3 SKELION

Skelion é um *plugin* do *Sketchup* para inserir componentes fotovoltaicos e térmicos solares em uma superfície. O *plugin Skelion* dá ao *Sketchup* a possibilidade de inserir painéis solares muito rapidamente e fazer estudos rápidos de energia solar renovável. O *Skelion* traz as seguintes funções:

- Usa banco de dados de módulos fotovoltaicos ou adiciona seu próprio modelo;
- Carrega a localização atual do *Google Earth*,
- Calcula o sombreamento em cada módulo;
- Simula as perdas do sistema;
- Dimensiona o número de módulos por área;
- Obtém um protótipo 3D do seu sistema.

6 ANÁLISES E RESULTADOS

Nesse capítulo, serão apresentadas as simulações de cada sistema proposto, especificando suas composições completas.

O objetivo desse capítulo é expor os resultados de geração em cada região e verificar a possibilidade de um sistema que com menor potência, ter o rendimento que um sistema maior, porém, em outra localização. Após isso, serão realizados orçamentos desses sistemas e então se verificar se realmente essa diferença de irradiação solar é algo impactante ou não para o *payback* de cada empreendimento.

6.1 SIMULAÇÕES NO PVSYST

6.1.1 Consumidor 1

O Consumidor 1 possui um consumo médio de 450 kWh por mês, porém, vale lembrar que ele é trifásico, então o mínimo de sua fatura é 100 kWh, por isso, deve-se projetar um sistema que atenda o valor de 350 kWh ao mês.

O PVSYST requer alguns dados iniciais para fornecer a dimensão da potência tais como: Geração Anual, Azimute (ângulo dos módulos em relação ao norte) e o *Tilt* (ângulo de inclinação dos módulos em relação ao plano). Foram inseridos os seguintes dados no PVSYST:

- Curitiba;
- 4.2 MWh de geração por ano;
- Azimute de -46° ;
- Tilt de 30° .

O sistema projeto pelo PVSYST está especificado na Figura 6.1.

Figura 6.1 Resultados da simulação consumidor 1

Project :		CURITIBA			
Geographical Site		Curitiba		Country	Brazil
Situation		Latitude	-25.43° S	Longitude	-49.27° W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT-3	Altitude	920 m
		Albedo	0.20		
Meteo data:		Curitiba	Meteonorm 7.2, Sat=100% - Synthetic		
Simulation variant : New simulation variant					
		Simulation date	18/04/19 16h21		
Simulation parameters					
System type		No 3D scene defined			
Collector Plane Orientation		Tilt	30°	Azimuth	-46°
Models used		Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		No Shadings			
PV Array Characteristics					
PV module		Si-poly	Model	CS3U-340P-AG	
Original PVsyst database			Manufacturer	Canadian Solar Inc.	
Number of PV modules			In series	10 modules	In parallel 1 strings
Total number of PV modules			Nb. modules	10	Unit Nom. Power 340 Wp
Array global power			Nominal (STC)	3400 Wp	At operating cond. 3079 Wp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)			U mpp	347 V	I mpp 8.9 A
Total area			Module area	19.8 m²	Cell area 17.7 m²
Inverter					
Original PVsyst database			Model	UNO-DM-3.3-TL-PLUS-US-S-RA (240V)	
Characteristics			Manufacturer	ABB	
			Operating Voltage	90-580 V	Unit Nom. Power 3.30 kWac
Inverter pack			Nb. of inverters	1 units	Total Power 3.3 kWac
					Pnom ratio 1.03

FONTE: Elaboração própria

O sistema dimensionado possui uma potência de 3,4 kWp. São 10 módulos de 340 Wp e um inversor de 3,3 kW. É possível dimensionar pelo PVSYST uma potência de módulos de até 30% maior que a potência do inversor, pois o mesmo pode trabalhar com essa faixa de sobrecarga.

A fabricante dos módulos foi definida devido ao melhor custo benefício, pois a *Canadian* tem tido o melhor rendimento e com o melhor custo. Já o inversor ABB, foi escolhido devido a potência, pois inversores de baixa potência como *Fronius*, *SolarEdge*, *Sungrow* e etc, estavam com um custo mais elevado.

Na sequência, analisa-se a geração desse sistema para ver se atende à necessidade mensal do cliente. A Figura 6.2 apresenta os dados de geração simulados pelo PVSYST:

Figura 6.2 Resultados da simulação do consumidor 1

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR
January	151.7	81.60	20.91	139.7	136.2	409.8	392.1	0.826
February	136.3	76.64	21.26	130.2	127.1	381.6	366.1	0.827
March	125.7	71.41	20.93	127.2	124.1	373.9	358.3	0.828
April	101.4	57.68	18.79	109.8	107.1	326.5	312.5	0.837
May	93.0	45.74	15.19	109.5	106.9	332.6	318.7	0.856
June	82.7	40.66	14.38	97.8	95.3	298.4	285.8	0.859
July	93.0	37.03	13.57	110.1	107.3	333.1	319.4	0.853
August	113.8	51.02	15.04	131.1	128.2	396.0	380.5	0.853
September	117.1	62.20	15.27	120.2	117.3	361.9	346.8	0.849
October	136.1	77.64	17.76	135.1	132.0	403.4	386.6	0.842
November	162.3	74.63	18.60	152.9	149.3	450.3	432.7	0.832
December	153.2	78.58	20.11	139.4	135.9	408.9	391.4	0.826
Year	1466.4	754.85	17.63	1503.0	1466.7	4476.3	4290.9	0.840

FONTE: Elaboração própria

A Figura 6.2 dá uma visão bem completa dos dados de geração. O que realmente é importante, está descrito na coluna *E_Grid*, que são os valores líquidos de geração. Observa-se nessa coluna que em média, o cliente é atendido conforme a sua necessidade de 350 kWh por mês e 4,2 MWh por ano.

A seguir, realiza-se a mesma simulação, com a mesma potência do sistema, porém, a localização é alterada para Brasília, a fim de verificar a diferença de geração devido à irradiação solar. Os dados inseridos no PVSYST foram:

- Brasília;
- 4.2 MWh de geração por ano;
- Azimute de – 46°;
- Tilt de 30 °.

Os resultados de geração desse mesmo sistema de 3,4 kWp, com as mesmas especificações, porém, em Brasília, os quais podem ser vistos na Figura 6.3 e Figura 6.4.

Figura 6.3 Resultados da simulação do consumidor 1 em Brasília

Geographical Site	Brasilia	Country	Brazil	
Situation	Latitude	-15.55° S	Longitude	-47.96° W
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-3	Altitude	895 m
Albedo	0.20			
Meteo data:	Brasilia	Meteonorm 7.1, Sat=37% - Synthetic		
Simulation variant : New simulation variant				
	Simulation date	18/04/19 16h18		
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined		
Collector Plane Orientation	Tilt	30°	Azimuth	-46°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm
Horizon	Free Horizon			
Near Shadings	No Shadings			
PV Array Characteristics				
PV module	Si-poly	Model	CS3U-340P-AG	
Original PVsyst database	Manufacturer	Canadian Solar Inc.		
Number of PV modules	In series	10 modules	In parallel	1 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	10	Unit Nom. Power	340 Wp
Array global power	Nominal (STC)	3400 Wp	At operating cond.	3079 Wp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	347 V	I mpp	8.9 A
Total area	Module area	19.8 m²	Cell area	17.7 m²
Inverter				
Original PVsyst database	Model	UNO-DM-3.3-TL-PLUS-US-S-RA (240V)		
Characteristics	Manufacturer	ABB		
	Operating Voltage	90-580 V	Unit Nom. Power	3.30 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	1 units	Total Power	3.3 kWac
			Pnom ratio	1.03

FONTE: Elaboração própria

Figura 6.4 Resultados da simulação do consumidor 1 em Brasília

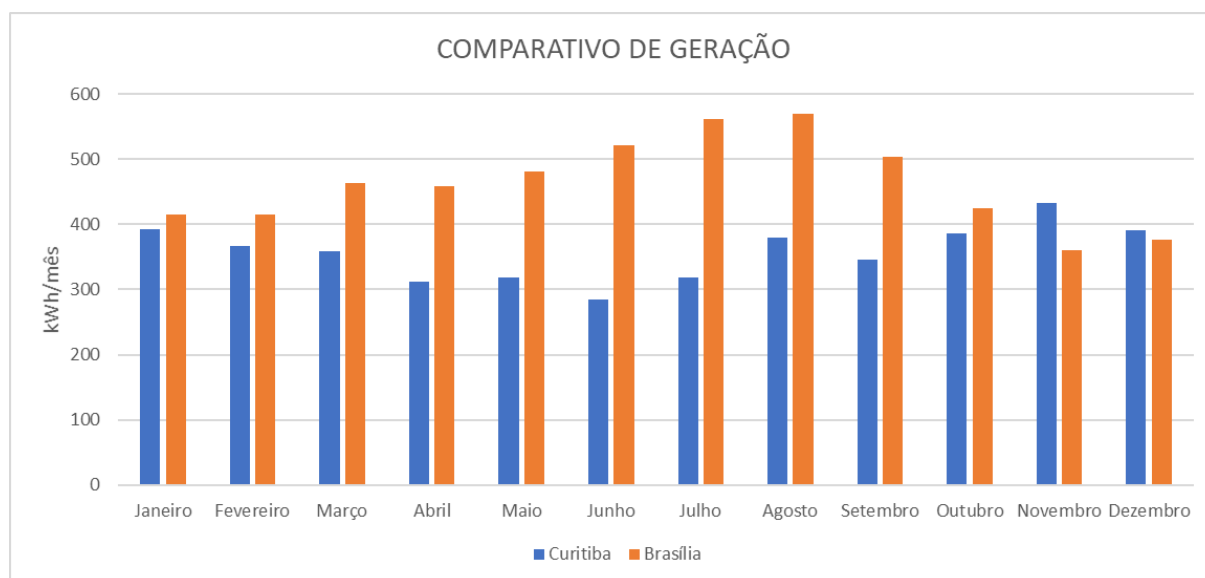
	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	165.8	76.03	22.80	148.5	144.7	0.432	0.415	0.821
February	163.3	67.27	22.70	149.4	145.9	0.432	0.415	0.817
March	170.4	79.12	22.42	166.2	162.3	0.482	0.464	0.821
April	154.8	62.63	22.13	164.9	161.4	0.477	0.459	0.820
May	150.0	52.97	20.80	170.3	166.8	0.498	0.481	0.831
June	150.3	37.52	19.26	183.4	180.0	0.539	0.521	0.836
July	164.2	36.36	19.60	198.4	194.9	0.580	0.561	0.831
August	183.1	41.59	21.10	204.4	200.7	0.589	0.569	0.819
September	182.8	59.08	22.70	182.4	178.6	0.523	0.504	0.813
October	163.7	77.55	23.84	151.9	148.6	0.441	0.424	0.820
November	143.5	72.31	22.16	128.5	125.4	0.377	0.361	0.826
December	153.8	85.02	22.50	133.3	129.8	0.393	0.376	0.830
Year	1945.7	747.44	21.83	1981.4	1939.2	5.763	5.551	0.824

FONTE: Elaboração própria

Verifica-se pela coluna *E_Grid* que o mesmo sistema, porém, localizado em Brasília, tem uma geração cerca de 30% mais elevada, um valor bem considerável.

O cliente poderia injetar o excedente na rede e com isso, ter créditos para serem descontados em outro local que esteja em seu nome. Abaixo vemos um comparativo geral entre as duas regiões:

Figura 6.5 Comparativo de geração consumidor 1



FONTE: Elaboração própria

A seguir, fez-se a simulação no PVSYST considerando apenas a necessidade em kWh do cliente 1, sem especificar a potência do sistema, então pode-se verificar que um sistema menor, em Brasília, pode atender a mesma necessidade de 350 kWh ao mês. Seguem nas Figuras 6.6 e 6.7 os resultados das simulações.

Figura 6.6 Resultados da simulação do consumidor 1 em Brasília

Geographical Site	Brasilia	Country	Brazil	
Situation	Latitude	-15.78° S	Longitude	-47.93° W
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-3	Altitude	1158 m
Meteo data:	Brasilia	Meteonorm 7.2 (2008-2012) - Synthetic		
Simulation variant : Brasilia 2				
	Simulation date	24/05/19 15h09		
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings		
Collector Plane Orientation	Tilt	30°	Azimuth	-46°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm
Horizon	Free Horizon			
Near Shadings	No Shadings			
User's needs :	Unlimited load (grid)			
PV Array Characteristics				
PV module	Si-poly	Model	CS3U-340P-AG	
Original PVsyst database	Manufacturer	Canadian Solar Inc.		
Number of PV modules	In series	8 modules	In parallel	1 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	8	Unit Nom. Power	340 Wp
Array global power	Nominal (STC)	2720 Wp	At operating cond.	2463 Wp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	277 V	I mpp	8.9 A
Total area	Module area	15.9 m²	Cell area	14.1 m²
Inverter				
Original PVsyst database	Model	UNO-3.0-TL-OUTD		
Characteristics	Manufacturer	ABB		
	Operating Voltage	80-580 V	Unit Nom. Power	3.00 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	1 units	Total Power Pnom ratio	3.0 kWac 0.91

FONTE: Elaboração própria

Figura 6.7 Resultados da simulação do consumidor 1 em Brasília

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR
January	166.1	84.54	22.58	150.5	146.8	352.2	340.3	0.831
February	164.0	76.85	22.50	150.6	147.1	349.8	338.1	0.826
March	169.8	74.83	22.22	167.0	163.4	385.9	373.2	0.822
April	154.6	56.03	21.94	165.9	162.6	382.3	369.7	0.819
May	149.5	43.64	20.59	174.9	171.6	407.7	394.4	0.829
June	149.2	36.03	19.06	183.4	179.8	431.4	417.6	0.837
July	163.5	34.84	19.40	199.3	195.8	466.4	451.6	0.833
August	183.2	37.44	20.91	205.4	201.7	474.3	459.1	0.822
September	182.0	60.02	22.50	181.8	178.1	418.2	404.4	0.818
October	163.6	75.66	23.64	157.4	154.3	365.1	352.8	0.824
November	143.5	70.17	21.97	125.2	122.2	294.4	284.3	0.835
December	154.0	82.62	22.30	134.2	130.9	316.1	305.3	0.837
Year	1942.8	732.66	21.63	1995.4	1954.3	4643.9	4490.8	0.827

FONTE: Elaboração própria

O sistema sugerido foi de 2,72 kWp, 25% menor em potência, porém, com uma geração média 5% maior, devido a irradiação solar em Brasília. A necessidade do consumidor 1 continua sendo atendida.

6.1.2 Consumidor 2

O consumidor 2 possui um consumo bem mais elevado, em média 10.820 kWh por mês, já descontando os 100 kWh/mês que ele paga de taxa mínima. Foram inseridos os seguintes dados no PVSYST:

- Curitiba;
- 140,77 MWh de geração por ano;
- Azimute de -46° ;
- *Tilt* de 30° .
-

O sistema projeto pelo PVSYST está especificado na Figura 6.8.

Figura 6.8 Resultados da simulação consumidor 2 em Curitiba

Project :		CONSUMIDOR_2_CURITIBA			
Geographical Site		Curitiba		Country	Brazil
Situation		Latitude	-25.43° S	Longitude	-49.27° W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT-3	Altitude	920 m
Meteo data:		Curitiba	Meteonorm 7.2, Sat=100% - Synthetic		
Simulation variant :		CONSUMIDOR_2_CURITIBA			
		Simulation date	25/05/19 20h12		
Simulation parameters		System type	No 3D scene defined, no shadings		
Collector Plane Orientation		Tilt	30°	Azimuth	-46°
Models used		Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		No Shadings			
User's needs :		Unlimited load (grid)			
PV Array Characteristics					
PV module		Si-mono	Model	CS1U - 400MS 1500V	
Original PVsyst database		Manufacturer	Canadian Solar Inc.		
Number of PV modules		In series	16 modules	In parallel	16 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	256	Unit Nom. Power	400 Wp
Array global power		Nominal (STC)	102 kWp	At operating cond.	93.0 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	638 V	I mpp	146 A
Total area		Module area	528 m²	Cell area	510 m²
Inverter					
Original PVsyst database		Model	PVS-100-TL		
Characteristics		Manufacturer	ABB		
		Operating Voltage	360-1000 V	Unit Nom. Power	100 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	5 * MPPT 17 %	Total Power	83 kWac
				Pnom ratio	1.23

FONTE: Elaboração própria

O sistema dimensionado possui uma potência de 102 kWp. São 256 módulos de 400 Wp e um inversor de 100 kW. Foram adotados os mesmos fabricantes, porém, módulos de maior potência, pois observou-se que não existe folga no telhado do consumidor, então com módulos de maior potência, pode-se utilizar um número menor deles.

A Figura 6.9 apresenta a geração efetiva mensal e os dados de geração simulados pelo PVSYST:

Figura 6.9 Resultados da simulação do cliente 2 em Curitiba

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	151.7	81.60	20.91	139.7	136.5	12.17	11.93	0.834
February	136.3	76.64	21.26	130.1	127.4	11.42	11.19	0.840
March	125.7	71.41	20.93	127.1	124.4	11.18	10.97	0.843
April	101.4	57.68	18.79	109.7	107.3	9.79	9.60	0.855
May	93.0	45.74	15.19	109.4	107.1	10.00	9.81	0.876
June	82.7	40.66	14.38	97.7	95.6	9.02	8.84	0.884
July	93.0	37.76	13.57	110.2	107.8	10.08	9.87	0.875
August	113.8	47.69	15.04	131.3	128.6	11.85	11.62	0.865
September	117.3	59.59	15.26	123.2	120.7	11.01	10.79	0.855
October	136.1	77.66	17.76	137.1	134.3	12.21	11.97	0.853
November	162.7	77.69	18.60	150.7	147.5	13.33	13.07	0.847
December	153.3	78.76	20.11	139.0	135.8	12.17	11.93	0.838
Year	1467.0	752.88	17.63	1505.1	1472.9	134.22	131.62	0.854

FONTE: Elaboração própria

A Figura 6.9 apresenta na coluna *E_Grid*, que o sistema supre a necessidade do cliente e ainda possui uma certa sobra.

A seguir, realiza-se a mesma simulação, com a mesma potência do sistema, porém, a localização é alterada para Brasília, a fim de verificar a diferença de geração devido à irradiação solar. Os dados inseridos no PVSYST foram:

- Brasília;
- 140,77 MWh de geração por ano;
- Azimute de – 46°;
- *Tilt* de 30 °.

Os resultados de geração desse mesmo sistema de 102 kWp, com as mesmas especificações, porém, em Brasília, podem ser vistos na Figura 6.10 e Figura 6.11.

Figura 6.10 Resultados da simulação do consumidor 2 em Brasília

Project : CONSUMIDOR_2_BRASÍLIA			
Geographical Site	Brasília	Country	Brazil
Situation	Latitude	-15.87° S	Longitude -47.93° W
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-3	Altitude 1061 m
Meteo data:	Brasília	Meteonorm 7.2 (2008-2012) - Synthetic	
Simulation variant : CONSUMIDOR_2_CURITIBA			
	Simulation date	26/05/19 11h29	
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings	
Collector Plane Orientation	Tilt	30°	Azimuth -46°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	No Shadings		
User's needs :	Unlimited load (grid)		
PV Array Characteristics			
PV module	Si-mono	Model	CS1U - 400MS 1500V
Original PVsyst database		Manufacturer	Canadian Solar Inc.
Number of PV modules		In series	16 modules
		In parallel	16 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	256
		Unit Nom. Power	400 Wp
Array global power		Nominal (STC)	102 kWp
		At operating cond.	93.0 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	638 V
		I mpp	146 A
Total area		Module area	528 m²
		Cell area	510 m²
Inverter			
		Model	PVS-100-TL
Original PVsyst database		Manufacturer	ABB
Characteristics		Operating Voltage	360-1000 V
		Unit Nom. Power	100 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	5 * MPPT 17 %
		Total Power	83 kWac
		Pnom ratio	1.23

FONTE: Elaboração própria

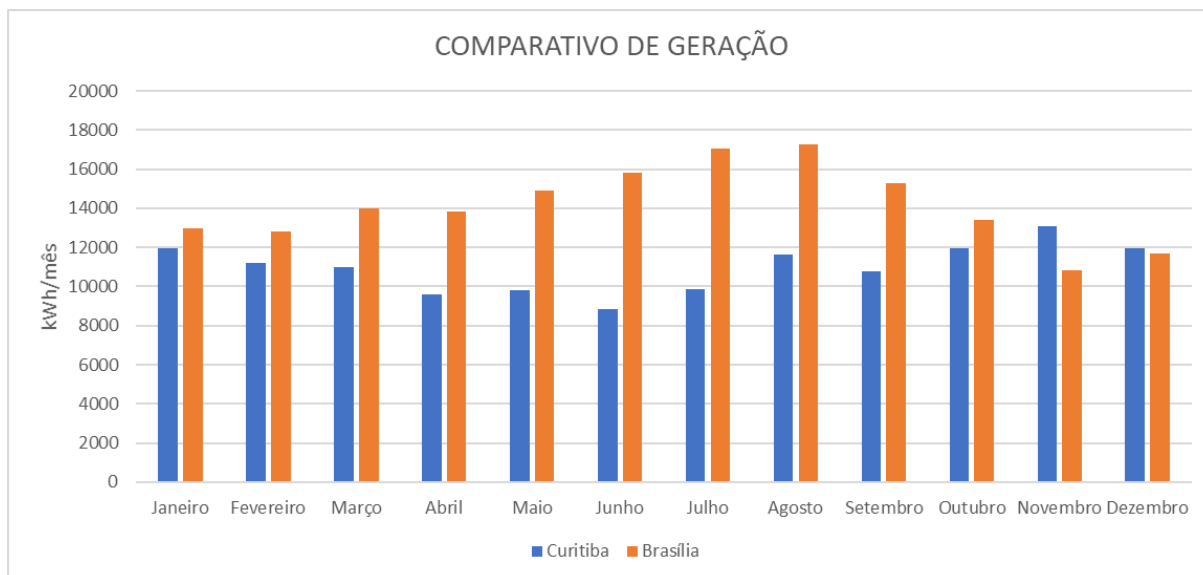
Figura 6.11 Resultados da simulação do consumidor 2 em Brasília

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	166.1	84.54	22.58	150.5	147.1	13.21	12.96	0.841
February	164.0	76.85	22.50	150.6	147.4	13.07	12.81	0.831
March	169.8	74.83	22.22	167.0	163.7	14.25	13.97	0.817
April	154.6	56.03	21.94	165.9	163.0	14.14	13.86	0.816
May	149.5	43.64	20.59	175.0	172.0	15.22	14.92	0.832
June	149.2	36.03	19.06	183.5	180.3	16.16	15.84	0.843
July	163.5	34.84	19.40	199.4	196.3	17.40	17.05	0.835
August	183.2	37.44	20.91	205.5	202.2	17.61	17.26	0.820
September	182.0	60.02	22.50	181.8	178.5	15.60	15.29	0.821
October	163.6	75.66	23.64	157.5	154.6	13.68	13.41	0.832
November	143.5	70.17	21.97	125.2	122.5	11.06	10.85	0.846
December	154.0	82.62	22.30	134.2	131.2	11.89	11.67	0.849
Year	1942.8	732.66	21.63	1996.1	1958.7	173.29	169.90	0.831

FONTE: Elaboração própria

Segundo a coluna *E_Grid*, o mesmo sistema, porém, localizado em Brasília, também tem uma geração cerca de 30% mais elevada. Vejamos o comparativo:

Figura 6.12 Comparativo de geração consumidor 2



FONTE: Elaboração própria

A seguir, faz-se a simulação no PVSYST considerando apenas a necessidade em kWh do consumidor 2, sem especificar a potência do sistema, e assim verificar como um sistema menor, em Brasília, pode atender a necessidade de 10.820 kWh ao mês. Seguem nas Figuras 6.11 e 6.12 os resultados das simulações.

Figura 6.13 Resultados da simulação do consumidor 2 em Brasília

Project : CONSUMIDOR_2_BRASÍLIA_2				
Geographical Site	Brasilia	Country	Brazil	
Situation	Latitude	-15.87° S	Longitude	-47.93° W
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-3	Altitude	1061 m
	Albedo	0.20		
Meteo data:	Brasilia	Meteonorm 7.2 (2008-2012) - Synthetic		
Simulation variant : CONSUMIDOR_2_BRASÍLIA_2.				
	Simulation date	26/05/19 11h33		
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings		
Collector Plane Orientation	Tilt	30°	Azimuth	-46°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm
Horizon	Free Horizon			
Near Shadings	No Shadings			
User's needs :	Unlimited load (grid)			
PV Array Characteristics				
PV module	Si-mono	Model	CS1U - 400MS 1500V	
Original PVsyst database	Manufacturer	Canadian Solar Inc.		
Number of PV modules	In series	15 modules	In parallel	14 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	210	Unit Nom. Power	400 Wp
Array global power	Nominal (STC)	84.0 kWp	At operating cond.	76.3 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	598 V	I mpp	128 A
Total area	Module area	433 m²	Cell area	418 m²
Inverter				
Original PVsyst database	Model	PVI-67.0-TL		
Characteristics	Manufacturer	ABB		
	Operating Voltage	570-800 V	Unit Nom. Power	67.0 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	1 units	Total Power	67 kWac
			Pnom ratio	1.25

FONTE: Elaboração própria

Figura 6.14 Resultados da simulação do consumidor 2 em Brasília

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	166.1	84.54	22.58	150.5	147.1	10.91	10.64	0.841
February	164.0	76.85	22.50	150.6	147.4	10.80	10.53	0.832
March	169.8	74.83	22.22	167.0	163.7	11.72	11.43	0.815
April	154.6	56.03	21.94	165.9	163.0	11.69	11.40	0.818
May	149.5	43.64	20.59	175.0	172.0	12.65	12.33	0.839
June	149.2	36.03	19.06	183.5	180.3	13.42	13.09	0.849
July	163.5	34.84	19.40	199.4	196.3	14.47	14.12	0.843
August	183.2	37.44	20.91	205.5	202.2	14.67	14.31	0.829
September	182.0	60.02	22.50	181.8	178.5	12.93	12.62	0.826
October	163.6	75.66	23.64	157.5	154.6	11.32	11.05	0.835
November	143.5	70.17	21.97	125.2	122.5	9.14	8.92	0.848
December	154.0	82.62	22.30	134.2	131.2	9.82	9.58	0.850
Year	1942.8	732.66	21.63	1996.1	1958.7	143.55	140.03	0.835

FONTE: Elaboração própria

O sistema sugerido foi de 84 kWp, 21% menor em potência, porém, com uma geração média 6% maior, devido à irradiação solar em Brasília. A necessidade do consumidor 2 é atendida com sobra.

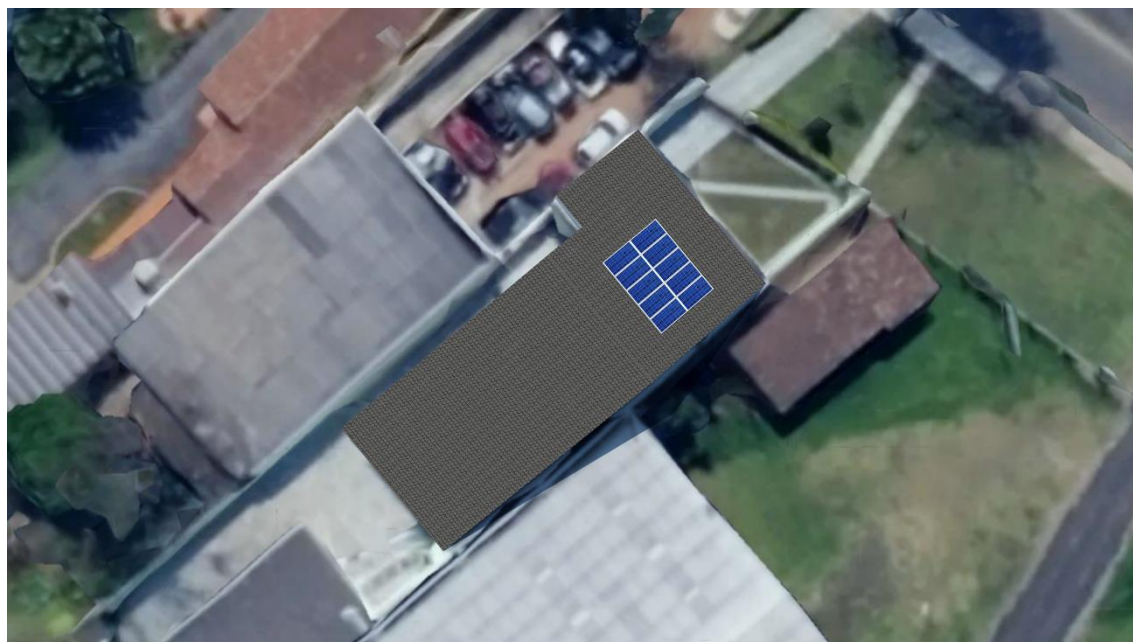
6.2 SIMULAÇÕES 3D

Segue análise das simulações 3D feitas no *Sketchup* e do *plugin* dentro dele, o *Skelion*, a fim de ser ter uma noção da viabilidade de instalação dos módulos no telhado. As imagens dos respectivos telhados foram adquiridas no *Google Earth* e importadas para o *Sketchup*.

6.2.1 Telhado consumidor 1

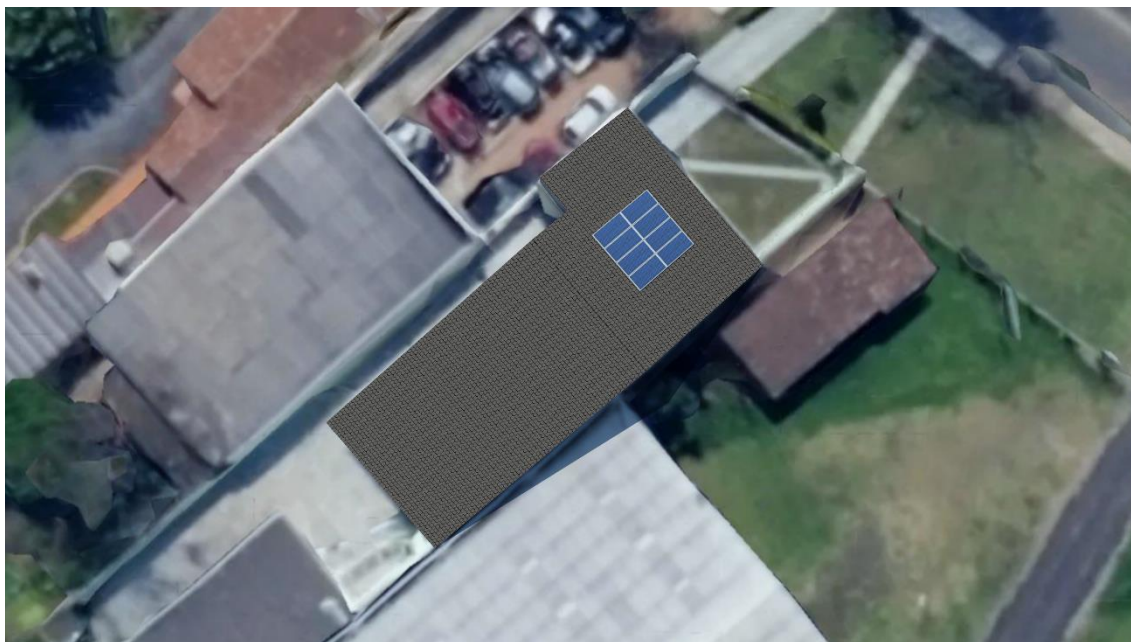
Para o consumidor 1, as Figuras 6.15 e 6.16 apresentam o sistema com 10 módulos e com 8 módulos, projetados para Curitiba e Brasília, respectivamente.

Figura 6.15 Simulação 3D do consumidor 1 com 10 módulos



FONTE: Elaboração própria

Figura 6.16 Simulação 3D do consumidor 1 com 8 módulos



FONTE: Elaboração própria

Pode-se observar que o consumidor 1 tem espaço físico suficiente e uma boa orientação para os módulos. Os mesmos não possuem perdas efetivas por sombreamento.

6.2.2 Telhado Consumidor 2

Para o consumidor 2, as Figuras 6.17 e 6.18 apresentam o sistema com 256 módulos e com 8210 módulos, projetados para Curitiba e Brasília, respectivamente

Figura 6.17 Simulação 3D do cliente 2 com 256 módulos



FONTE: Elaboração própria

Figura 6.18 Simulação 3D do cliente 2 com 210 módulos



FONTE: Elaboração própria

O consumidor 2 tem uma área bem mais restrita para instalação de 256 módulos, por isso a importância de verificar a disponibilidade do telhado.

Pelas simulações 3D feitas, vê-se que os sistemas são viáveis em questão de área e orientação e não possuem perdas efetivas por sombreamento.

6.3 ORÇAMENTOS E *PAYBACK*

A seguir, será analisado os orçamentos, redução na fatura do consumidor e o seu respectivo *payback*.

Os orçamentos foram fornecidos pela empresa CONQR – ENERGIA SOLAR, pois a mesma tem dado suporte tanto na licença do *software*, quanto na questão das simulações e orientações dos procedimentos feitos nesse trabalho.

Não foram feitos 3 orçamentos por consumidor, apesar de haver 3 simulações por cada consumidor, pois duas das simulações são feitas com o mesmo sistema.

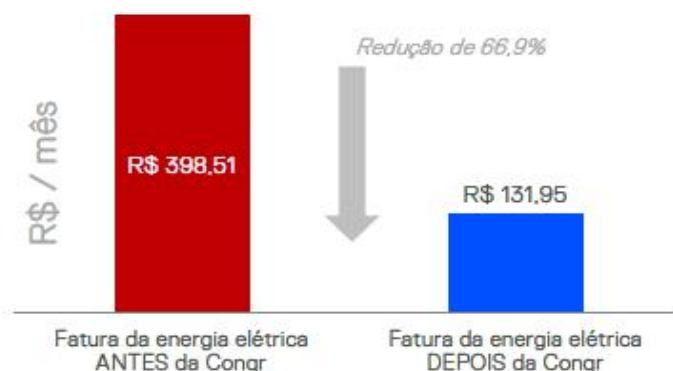
O *Payback* (anos) é calculado em função do valor do investimento pela economia anual da fatura, ou seja:

$$PAYBACK = \frac{\text{valor do investimento}}{12 \times (\text{valor de redução da fatura})} \quad (6.1)$$

6.3.1 Consumidor 1

O primeiro orçamento foi feito para o sistema em Curitiba, cujos resultados estão apresentados nas Figura 6.19 e 6.20.

Figura 6.19 Orçamento para o consumidor 1 em Curitiba



FONTE: Elaboração própria

Figura 6.20 Orçamento para o consumidor 1 em Curitiba

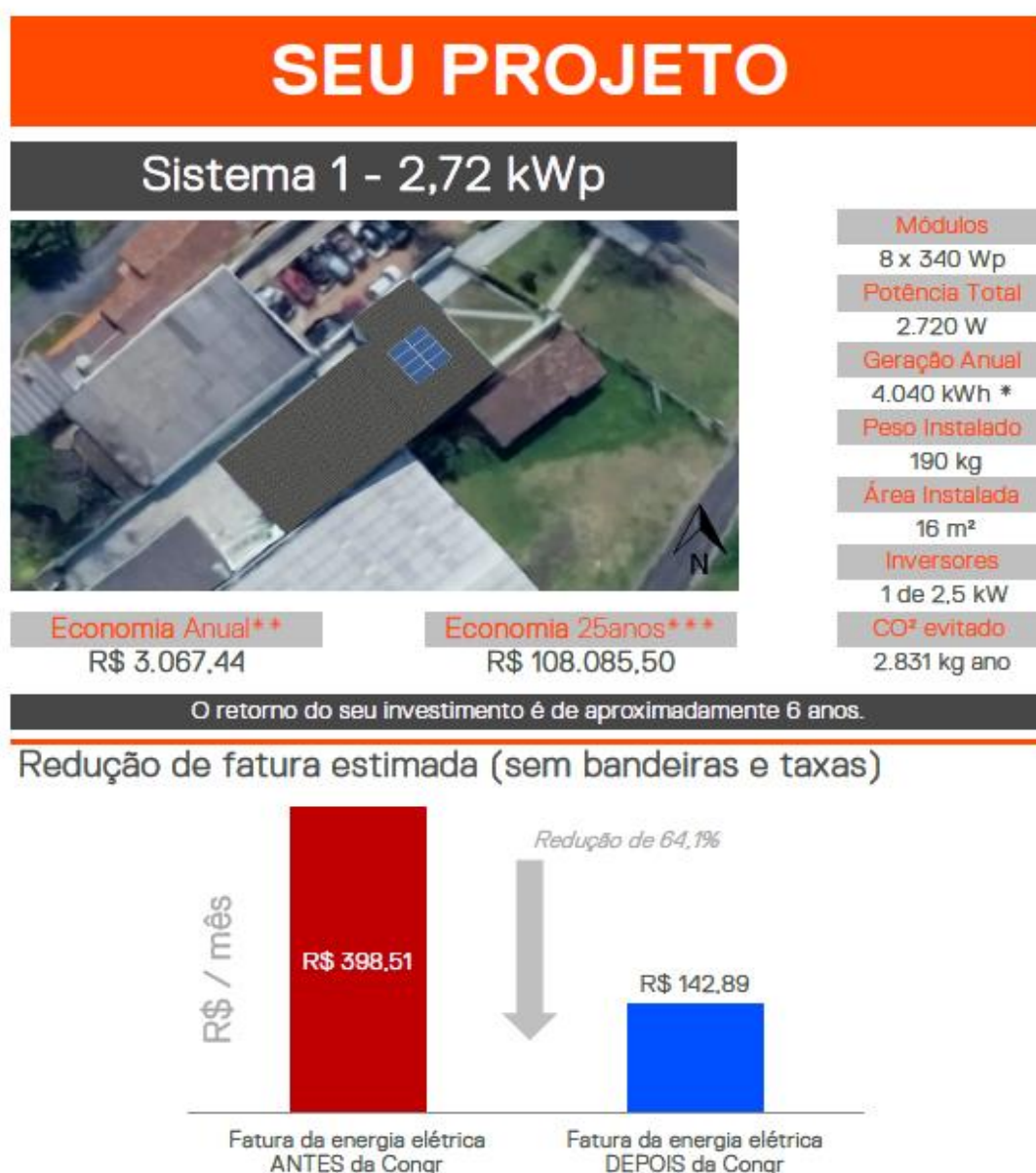
SEU INVESTIMENTO		
INVESTIMENTO	Sistema 1	Sistema 2
Total	R\$ 22.394,00	-
Quantidade de módulos	10	-
Potência Instalada	3.400 W	-

FONTE: Elaboração própria

Observa-se que o consumidor 1 tem uma redução de R\$ 266,56 em sua fatura, valor relativamente baixo pois o seu consumo é baixo. O *Payback* nesse caso é de 7 anos.

O segundo orçamento foi feito para o consumidor 1 em Brasília, cujos resultados estão apresentados nas Figura 6.21 e 6.22.

Figura 6.21 Orçamento para o consumidor 1 em Brasília



FONTE: Elaboração própria

Figura 6.22 Orçamento para o consumidor 1 em Brasília

SEU INVESTIMENTO		
INVESTIMENTO	Sistema 1	Sistema 2
Total	R\$ 18.651,00	-
Quantidade de módulos	8	-
Potência Instalada	2.720 W	-

FONTE: Elaboração própria

Observa-se que apesar do sistema ser pequeno e não haver muitas mudanças em suas especificações, o mesmo consumidor já teria o seu *Payback* em 6 anos, 1 ano a menos que em Curitiba.

O fato de se instalar o sistema fotovoltaico em Brasília implica num investimento 16,7 % menor com *Payback* de um ano a menos.

6.3.2 Consumidor 2

O primeiro orçamento para o consumidor 2 foi feito para o sistema em Curitiba, cujos resultados estão apresentados nas Figura 6.23 e 6.24.

Figura 6.23 Orçamento para o consumidor 2 em Curitiba

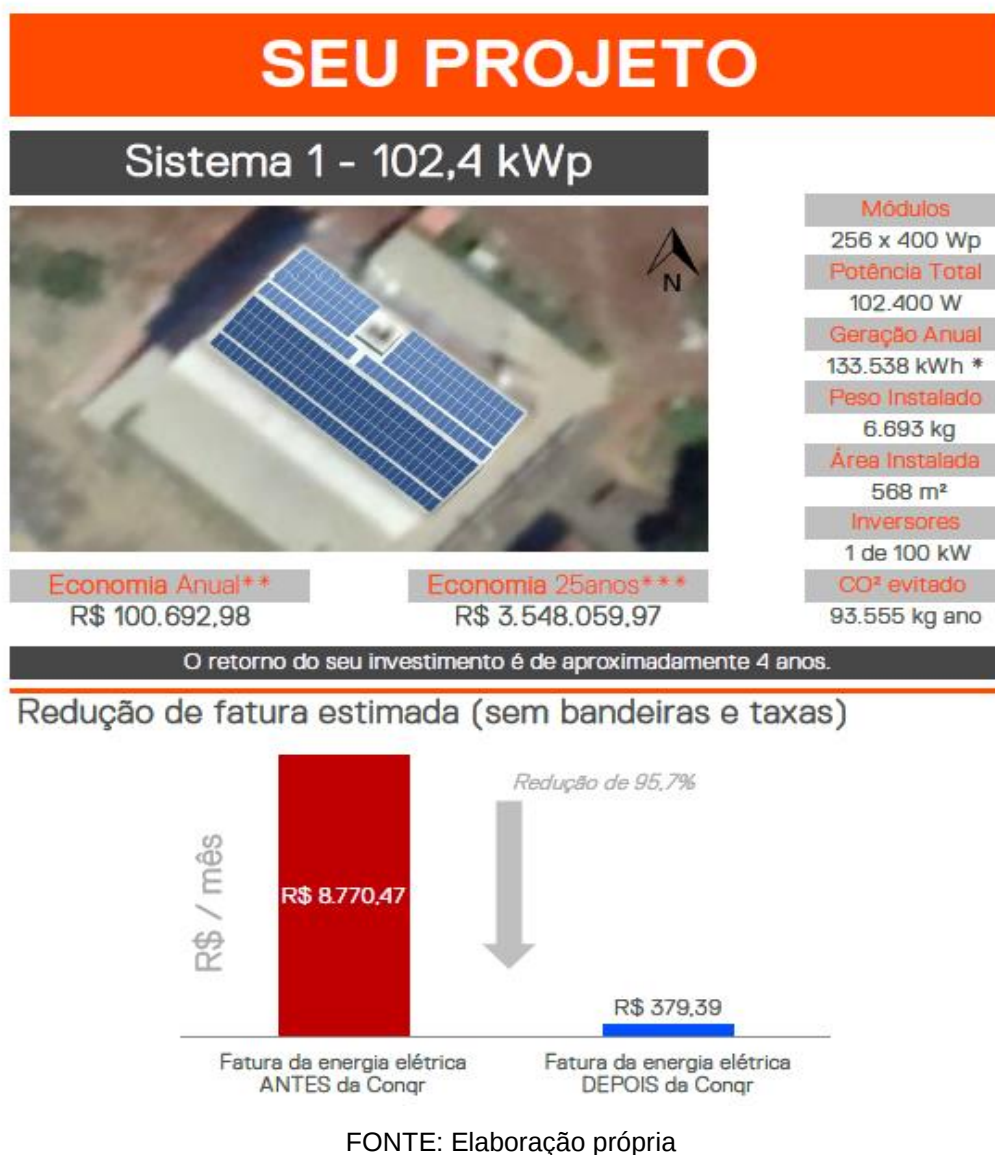


Figura 6.24 Orçamento para o consumidor 2 em Curitiba

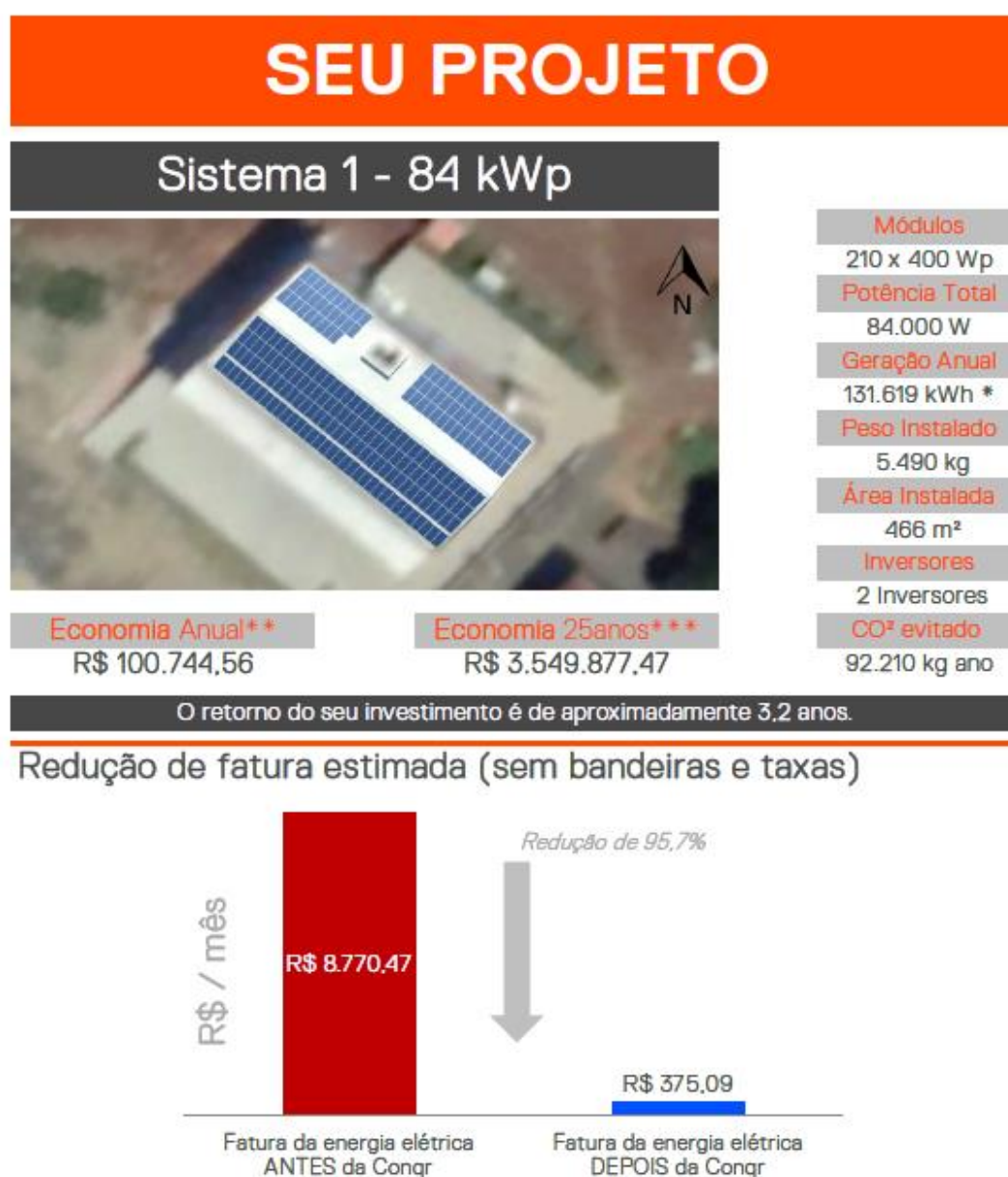
SEU INVESTIMENTO		
INVESTIMENTO	Sistema 1	Sistema 2
Total	R\$ 404.523,00	-
Quantidade de módulos	256	-
Potência Instalada	102.400 W	-

FONTE: Elaboração própria

Observa-se que como o consumo é bem maior, o investimento também o é, porém, o Payback de um sistema maior é bem mais vantajoso, pois ficou em 4 anos. O valor reduzido da fatura ficou em R\$ 8.391,00 mensal, um valor bem considerável.

O segundo orçamento foi feito para o consumidor 2 em Brasília, cujos resultados estão apresentados nas Figura 6.25 e 6.26.

Figura 6.25 Orçamento para o consumidor 2 em Brasília



FONTE: Elaboração própria

Figura 6.26 Orçamento para o consumidor 2 em Brasília

SEU INVESTIMENTO		
INVESTIMENTO	Sistema 1	Sistema 2
Total	R\$ 327.211,00	-
Quantidade de módulos	210	-
Potência Instalada	84.000 W	-

FONTE: Elaboração própria

Nota-se que para o consumidor 2, é bem mais vantajoso a instalação de um sistema solar em uma região com maior irradiação solar, pois tanto o investimento quanto o *Payback*, caíram consideravelmente para o sistema em Brasília, mantendo a mesma geração e basicamente a mesma redução na fatura.

6.4 COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS

Aqui iremos expor os dados obtidos dos sistemas de mesma potência, porém nas diferentes cidades. Serão mostrados primeiros os sistemas de mesma potência em diferentes regiões, veja abaixo:

Tabela 6.1 Comparativo dos sistemas nas diferentes regiões

		Potência (kWp)	Qtd. de Módulos	Geração Média (kWh/mês)	Investimento	Payback
Consumidor 1 450 kWh/mês	Curitiba	3,4	10	357	R\$ 22.394,00	7 anos
	Brasília	3,4	10	462	R\$ 22.394,00	7 anos
	Eficiência Relativa	O mesmo sistema em Brasília é cerca de 30% mais eficiente				
		Potência (kWp)	Qtd. de Módulos	Geração Média (kWh/mês)	Investimento	Payback
Consumidor 2 10920 kWh/mês	Curitiba	102,4	256	10968	R\$ 404.523,00	4 Anos
	Brasília	102,4	256	14158	R\$ 404.524,00	4 Anos
	Eficiência Relativa	O mesmo sistema em Brasília é cerca de 30% mais eficiente				

FONTE: Elaboração própria

Agora faremos o comparativo dos sistemas equivalentes pela sua geração, porém diferentes em dimensão de potência. Vejamos abaixo o comparativo:

Tabela 6.2 Comparativo dos sistemas de diferentes potências

		Potência (kWp)	Qtd. de Módulos	Geração Média (kWh/mês)	Investimento	Payback
Consumidor 1 450 kWh/mês	Curitiba	3,4	10	357	R\$ 22.394,00	7 anos
	Brasília	2,72	8	374	R\$ 18.651,00	6 anos
	Eficiência Relativa	O sistema em Brasília possui potência menor, porém, é cerca de 5% mais eficiente				
		Potência (kWp)	Qtd. de Módulos	Geração Média (kWh/mês)	Investimento	Payback
Consumidor 2 10920 kWh/mês	Curitiba	102,4	256	10968	R\$ 404.523,00	4 Anos
	Brasília	84	210	11669	R\$ 327.211,00	3,2 Anos
	Eficiência Relativa	O sistema em Brasília possui potência menor, porém, é cerca de 6% mais eficiente				

FONTE: Elaboração própria

7 CONCLUSÕES

A demanda por energia elétrica cresce constantemente, e por isso, gerar eletricidade através de painéis fotovoltaicos com certeza é vantajoso, pois o impacto na natureza é muito menor e o retorno financeiro é consideravelmente mais rápido.

Foi descrito nesse trabalho que para se ter acesso a essa energia, é preciso levar em conta diversos fatores, tal como obedecer as normas das concessionárias locais, que são estabelecidas tanto para segurança do consumidor, quanto para o bom funcionamento da rede como um todo.

Pode-se concluir através desse trabalho que a irradiação solar é um fator decisivo na hora do dimensionamento de um sistema fotovoltaico. Isso é algo que pode ser usado como vantagem para aqueles consumidores que possuem mais de uma residência, pois os mesmos podem instalar o sistema nos locais com maior irradiação. Viu-se que o impacto financeiro através da irradiação aumenta diretamente proporcional ao consumo e ao tamanho do sistema, pois sistemas de pequeno porte tendem a ter o retorno mais demorado, afinal, os seus custos são altos e a redução na fatura não é tão considerável.

Com certeza, para aqueles consumidores que possuem imóveis ou empreendimentos em diversas regiões do Brasil, é indicado que façam suas instalações nos lugares que possuam maior irradiação solar, ou seja, quanto mais próximo do norte, melhor será o desempenho do seu sistema e também o seu retorno financeiro.

Viu-se também que existem dois conceitos que foram desconstruídos, o conceito de que se pode zerar uma fatura de luz e o conceito de que o sistema solar irá gerar energia caso haja falha no fornecimento da concessionária. Isso é devido ao pagamento da taxa mínima da fatura e também que os inversores atuam em conjunto com a rede, tanto em parâmetros de amplitude de tensão, frequência e limites de adequação, ou seja, assim que a energia da rede é cessada, os inversores são desligados (para sistema *on-grid*, que são os mais usuais encontrado no mercado).

O PVSYST é uma ferramenta consistente em sua proposta, e com certeza, auxilia em todo o dimensionamento e simulação do sistema requerido.

Em termos de complementação deste trabalho, tarefas futuras podem ser realizadas em trabalhos posteriores. Trabalhos com simulações de sistemas *off-grid*, usinas solares flutuantes, ou até mesmo com o uso de *trackers*, equipamento que varia a posição dos módulos fotovoltaicos, acompanhando o movimento do sol e tendo um rendimento otimizado.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica, **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**, 2002.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L.; RÜHTER, R. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**, São José dos Campos : INPE, 2006.

COOPER, Ellison, MARTINS Jr, Wellyngton M. **APLICAÇÃO DE PAINÉIS SOLARES FOTOVOLTAICOS COMO FONTE GERADORA COMPLEMENTAR DE ENERGIA ELÉTRICA EM RESIDÊNCIAS. Trabalho de Conclusão de Curso - DELT-UFPR, 2013.**

CRESESB Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, **Tutorial de Energia Fotovoltaica**, 2006.

Disponível em:
<http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf>

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – SPE, **CHAMADA NO 013/2011 - PROJETO ESTRATÉGICO: “ARRANJOS TÉCNICOS E COMERCIAIS PARA INSERÇÃO DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA”**, Brasília, DF: 2011.

BURATTINI, M. P.T.C. **Energia: Uma abordagem multidisciplinar**. Livraria da Física, 2008.

COMETTA, E. **Energia Solar: Utilização e empregos práticos**. Hemus, 2004.

SOLAR ENERGY INTERNATIONAL. **Photovoltaics design and installation manual**. New Society Publishers, 2004.

ABNT **NBR IEC 60364: Instalação de sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2012.

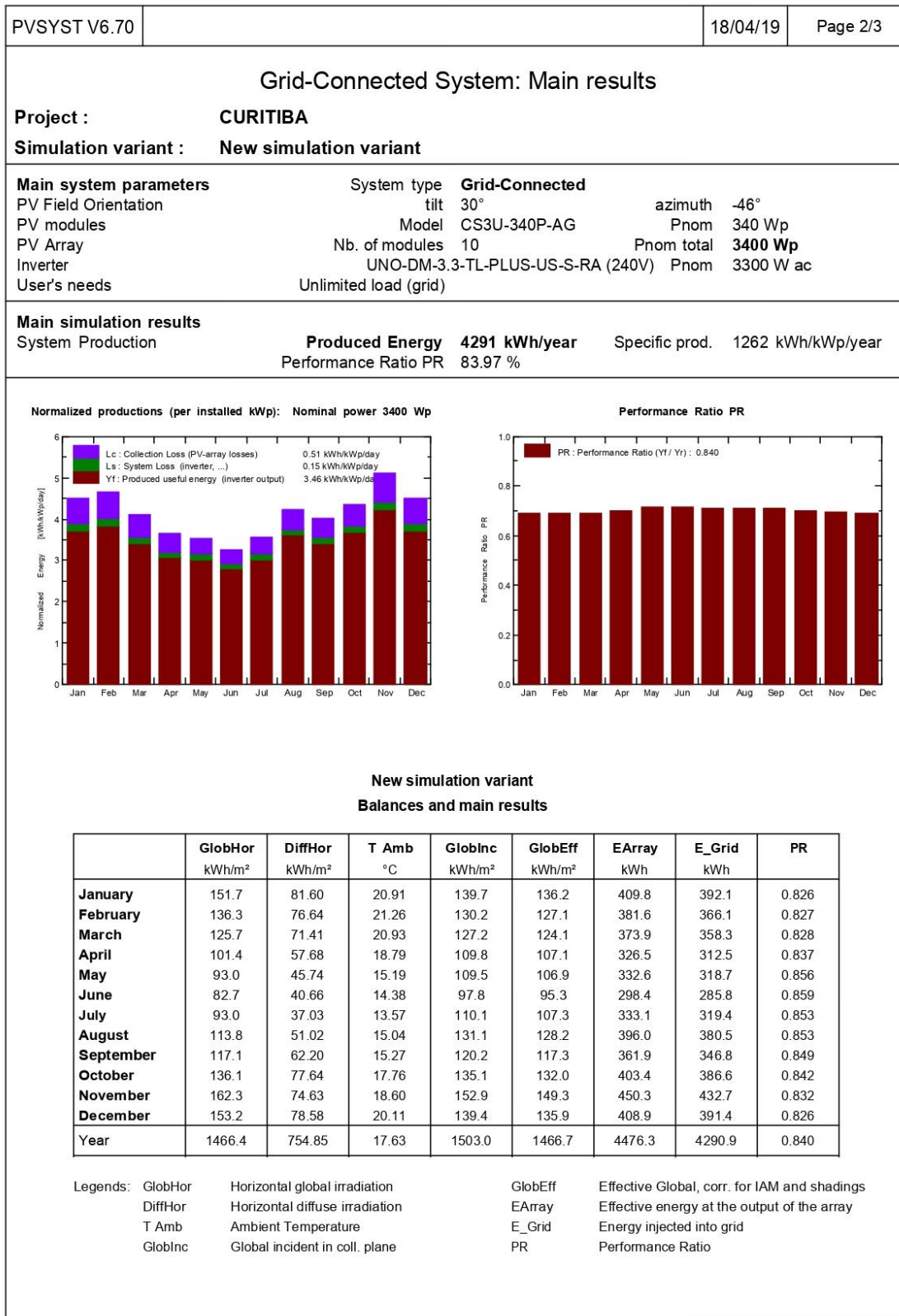
OLIVEIRA, SÉRGIO H.F. **Geração distribuída de eletricidade: Inserção de edificações fotovoltaicas conectadas à rede no estado de São Paulo**. São Paulo, 2002.

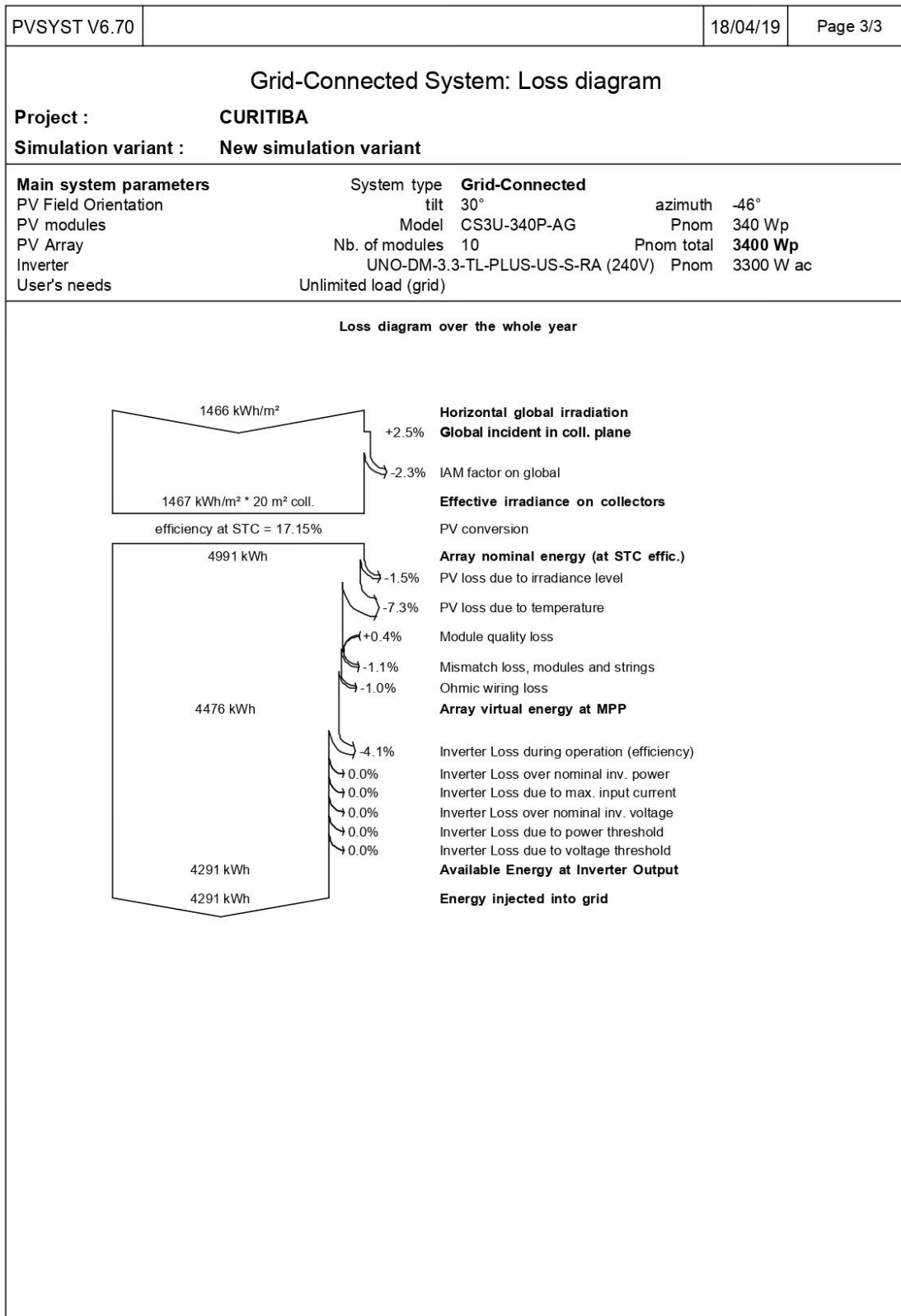
DEMBIKSI, D. **Análise da nova regulamentação de acesso ao sistema dedistribuição pela micro e minigeração distribuída com fontes renováveis**. Curitiba, 2012.

ANEXOS

A.1 SIMULAÇÕES PVSYST

PVSYST V6.70			18/04/19	Page 1/3					
Grid-Connected System: Simulation parameters									
Project : CURITIBA									
Geographical Site		Curitiba	Country Brazil						
Situation		Latitude -25.43° S	Longitude -49.27° W						
Time defined as		Legal Time Time zone UT-3	Altitude 920 m						
Meteo data:		Curitiba	Meteonorm 7.2, Sat=100% - Synthetic						
Simulation variant : New simulation variant									
Simulation date 18/04/19 16h21									
Simulation parameters		System type No 3D scene defined							
Collector Plane Orientation		Tilt 30°	Azimuth -46°						
Models used		Transposition Perez	Diffuse Perez, Meteonorm						
Horizon		Free Horizon							
Near Shadings		No Shadings							
PV Array Characteristics									
PV module		Si-poly	Model CS3U-340P-AG						
Original PVsyst database		Manufacturer	Canadian Solar Inc.						
Number of PV modules		In series	10 modules	In parallel 1 strings					
Total number of PV modules		Nb. modules	10	Unit Nom. Power 340 Wp					
Array global power		Nominal (STC)	3400 Wp	At operating cond. 3079 Wp (50°C)					
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	347 V	I mpp 8.9 A					
Total area		Module area	19.8 m²	Cell area 17.7 m²					
Inverter									
Original PVsyst database		Model	UNO-DM-3.3-TL-PLUS-US-S-RA (240V)						
Characteristics		Manufacturer	ABB						
		Operating Voltage	90-580 V	Unit Nom. Power 3.30 kWac					
Inverter pack		Nb. of inverters	1 units	Total Power 3.3 kWac					
				Pnom ratio 1.03					
PV Array loss factors									
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s					
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	654 mOhm	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): User defined IAM profile									
10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°	
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000	
User's needs :					Unlimited load (grid)				





PVSYST V6.70		18/04/19	Page 1/3
--------------	--	----------	----------

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : **THELMA**

Geographical Site **Brasilia** **Country** **Brazil**

Situation Latitude -15.55° S Longitude -47.96° W
Time defined as Legal Time Time zone UT-3 Altitude 895 m
Albedo 0.20

Meteo data: **Brasilia** Meteonorm 7.1, Sat=37% - Synthetic

Simulation variant : **New simulation variant**

Simulation date 18/04/19 16h18

Simulation parameters System type **No 3D scene defined**

Collector Plane Orientation Tilt 30° Azimuth -46°

Models used Transposition Perez Diffuse Perez, Meteonorm

Horizon Free Horizon

Near Shadings No Shadings

PV Array Characteristics

PV module	Si-poly	Model	CS3U-340P-AG
Original PVsyst database		Manufacturer	Canadian Solar Inc.
Number of PV modules		In series	10 modules
Total number of PV modules		Nb. modules	10
Array global power		Nominal (STC)	3400 Wp
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	347 V
Total area		Module area	19.8 m²

			In parallel 1 strings
			Unit Nom. Power 340 Wp
			At operating cond. 3079 Wp (50°C)
			I mpp 8.9 A
			Cell area 17.7 m²

Inverter Model **UNO-DM-3.3-TL-PLUS-US-S-RA (240V)**

Original PVsyst database Manufacturer ABB

Characteristics Operating Voltage 90-580 V Unit Nom. Power 3.30 kWac

Inverter pack Nb. of inverters 1 units Total Power 3.3 kWac
Pnom ratio 1.03

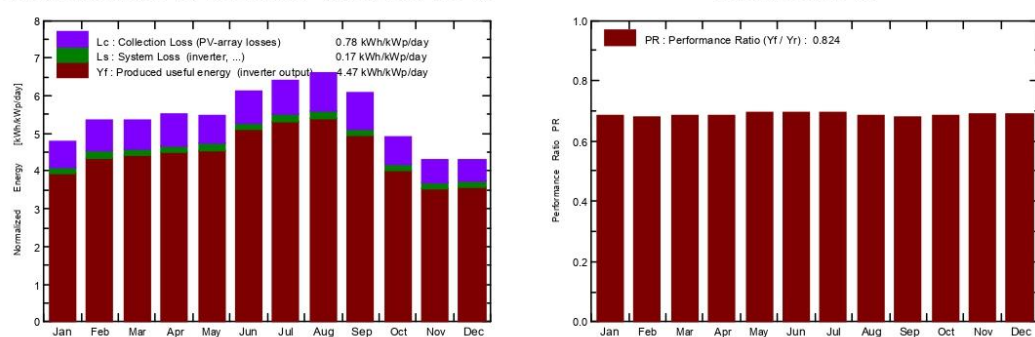
PV Array loss factors

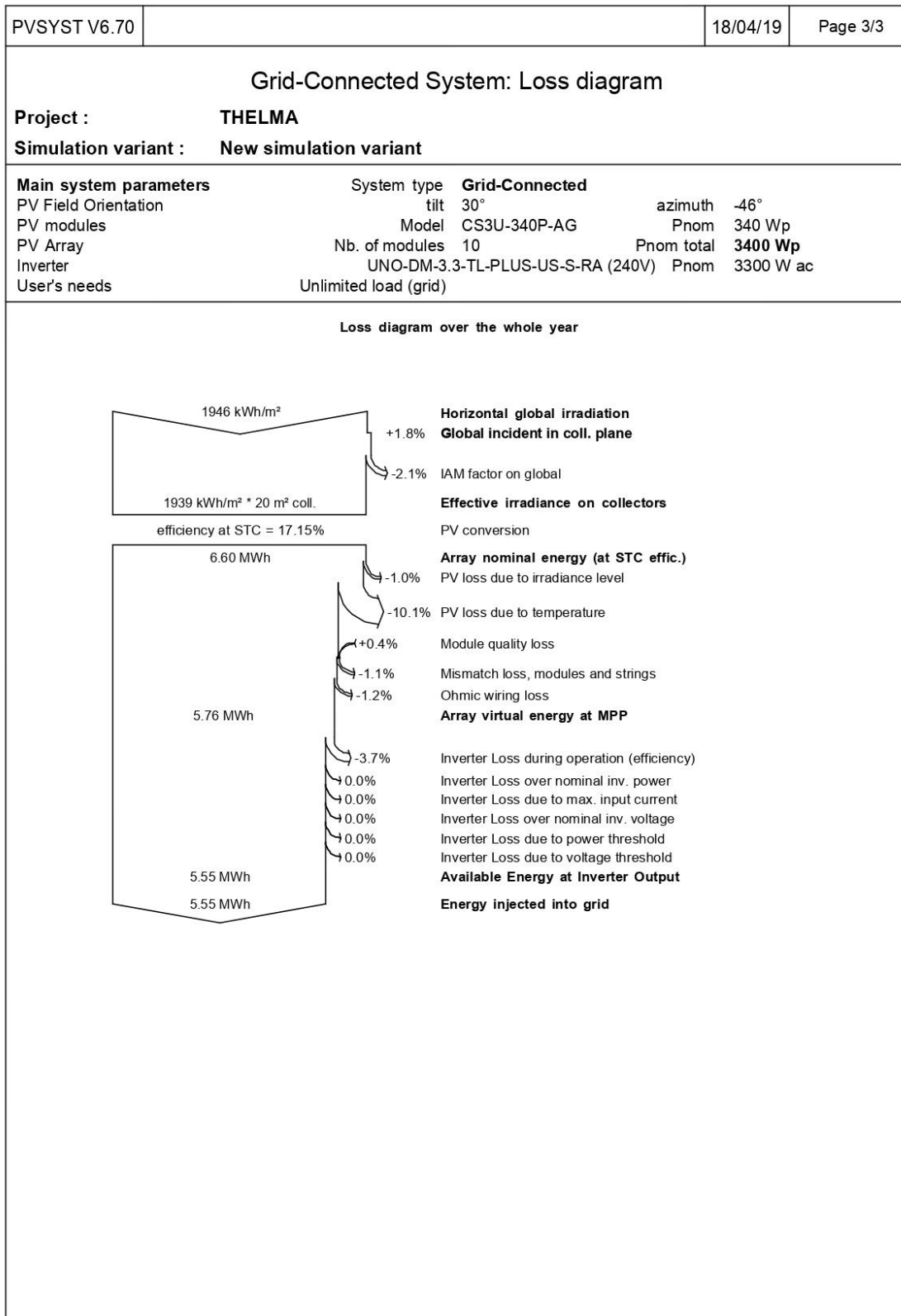
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	654 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	-0.4 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss			Loss Fraction	0.10 %

Incidence effect (IAM): User defined IAM profile

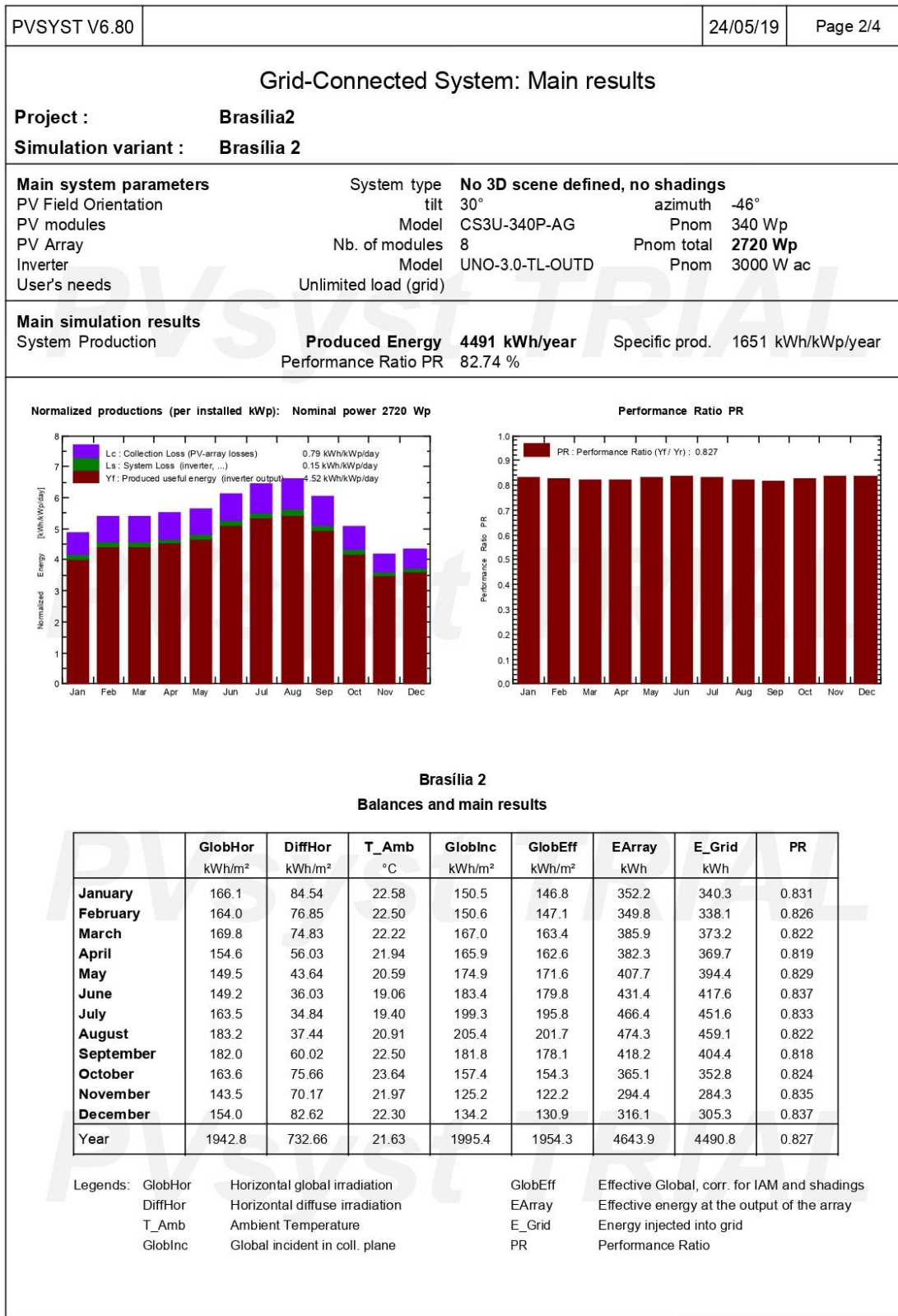
10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

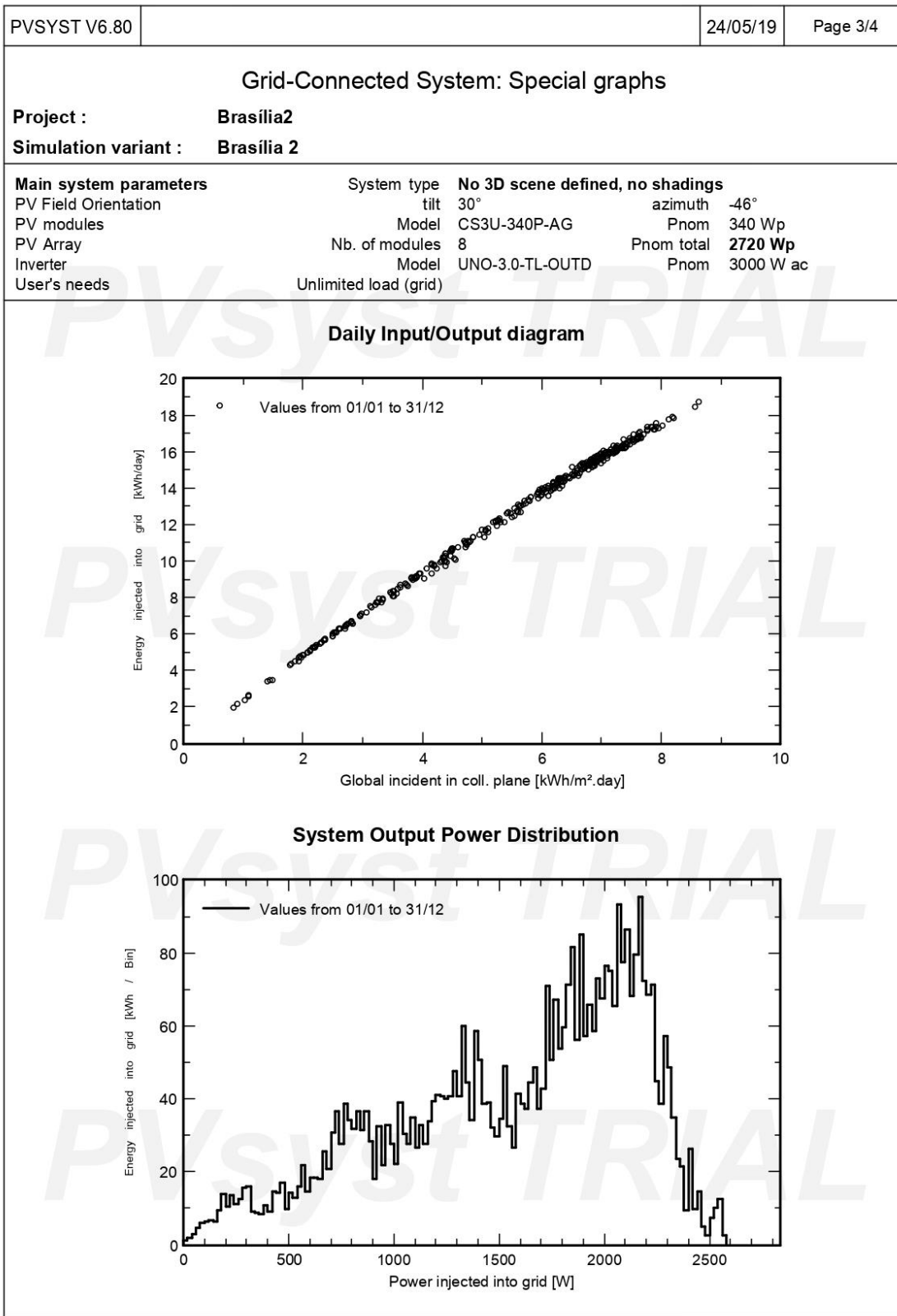
User's needs : Unlimited load (grid)

PVSYST V6.70		18/04/19		Page 2/3				
Grid-Connected System: Main results								
Project :		THELMA						
Simulation variant :		New simulation variant						
Main system parameters		System type		Grid-Connected				
PV Field Orientation		tilt		30°				
PV modules		Model		CS3U-340P-AG				
PV Array		Nb. of modules		10				
Inverter		UNO-DM-3.3-TL-PLUS-US-S-RA (240V)		Pnom total 3400 Wp				
User's needs		Unlimited load (grid)		Pnom 3300 W ac				
Main simulation results		Produced Energy		5.55 MWh/year				
System Production		Performance Ratio PR		82.39 %				
		Specific prod.		1633 kWh/kWp/year				
Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 3400 Wp								
Performance Ratio PR								
								
New simulation variant								
Balances and main results								
	GlobHor	DiffHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	
January	165.8	76.03	22.80	148.5	144.7	0.432	0.415	0.821
February	163.3	67.27	22.70	149.4	145.9	0.432	0.415	0.817
March	170.4	79.12	22.42	166.2	162.3	0.482	0.464	0.821
April	154.8	62.63	22.13	164.9	161.4	0.477	0.459	0.820
May	150.0	52.97	20.80	170.3	166.8	0.498	0.481	0.831
June	150.3	37.52	19.26	183.4	180.0	0.539	0.521	0.836
July	164.2	36.36	19.60	198.4	194.9	0.580	0.561	0.831
August	183.1	41.59	21.10	204.4	200.7	0.589	0.569	0.819
September	182.8	59.08	22.70	182.4	178.6	0.523	0.504	0.813
October	163.7	77.55	23.84	151.9	148.6	0.441	0.424	0.820
November	143.5	72.31	22.16	128.5	125.4	0.377	0.361	0.826
December	153.8	85.02	22.50	133.3	129.8	0.393	0.376	0.830
Year	1945.7	747.44	21.83	1981.4	1939.2	5.763	5.551	0.824
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings								
DiffHor Horizontal diffuse irradiation EArray Effective energy at the output of the array								
T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid								
GlobInc Global incident in coll. plane PR Performance Ratio								

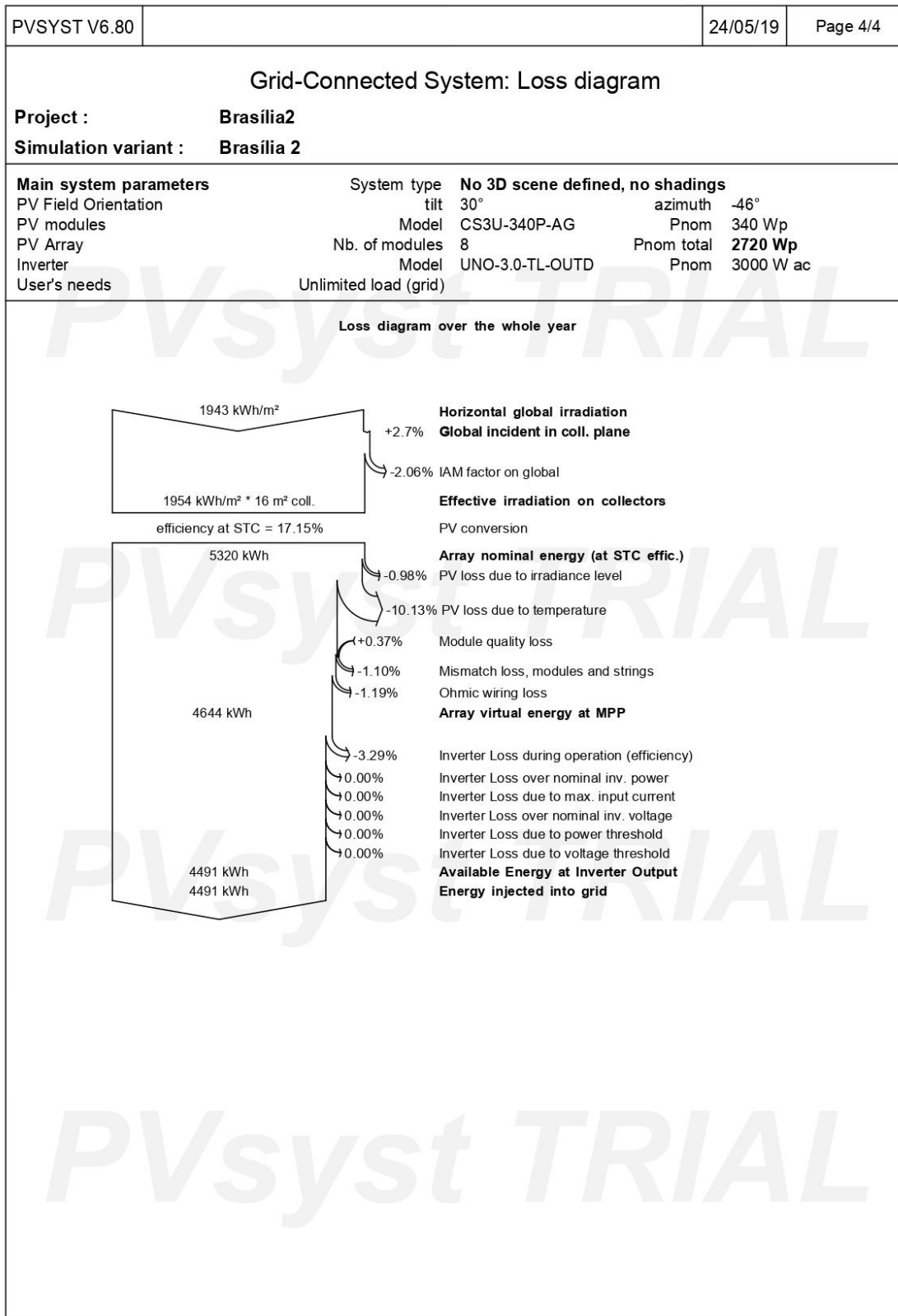


PVSYST V6.80			24/05/19	Page 1/4				
Grid-Connected System: Simulation parameters								
Project : Brasilia2								
Geographical Site		Brasilia	Country Brazil					
Situation		Latitude -15.78° S	Longitude -47.93° W					
Time defined as		Legal Time Time zone UT-3	Altitude 1158 m					
Meteo data:		Brasilia	Meteonorm 7.2 (2008-2012) - Synthetic					
Simulation variant : Brasilia 2								
		Simulation date	24/05/19 15h09					
Simulation parameters		System type	No 3D scene defined, no shadings					
Collector Plane Orientation		Tilt 30°	Azimuth -46°					
Models used		Transposition Perez	Diffuse Perez, Meteonorm					
Horizon		Free Horizon						
Near Shadings		No Shadings						
User's needs :		Unlimited load (grid)						
PV Array Characteristics								
PV module		Si-poly	Model	CS3U-340P-AG				
Original PVSyst database		Manufacturer	Canadian Solar Inc.					
Number of PV modules		In series	8 modules	In parallel 1 strings				
Total number of PV modules		Nb. modules	8	Unit Nom. Power 340 Wp				
Array global power		Nominal (STC)	2720 Wp	At operating cond. 2463 Wp (50°C)				
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	277 V	I mpp 8.9 A				
Total area		Module area	15.9 m²	Cell area 14.1 m²				
Inverter								
Original PVSyst database		Model	UNO-3.0-TL-OUTD					
Characteristics		Manufacturer	ABB					
		Operating Voltage	80-580 V	Unit Nom. Power 3.00 kWac				
Inverter pack		Nb. of inverters	1 units	Total Power 3.0 kWac				
				Pnom ratio 0.91				
PV Array loss factors								
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s				
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	524 mOhm	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): User defined profile								
10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000



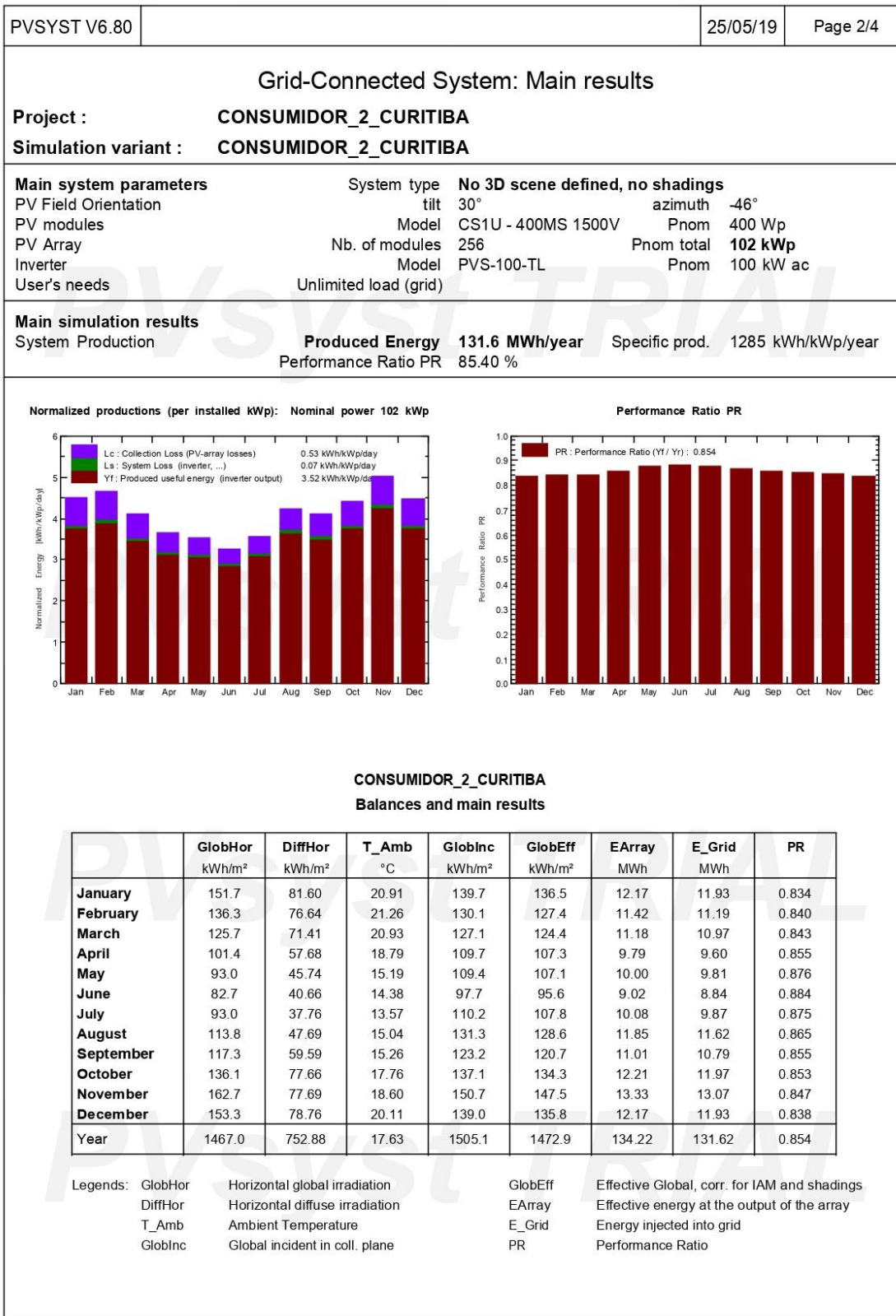


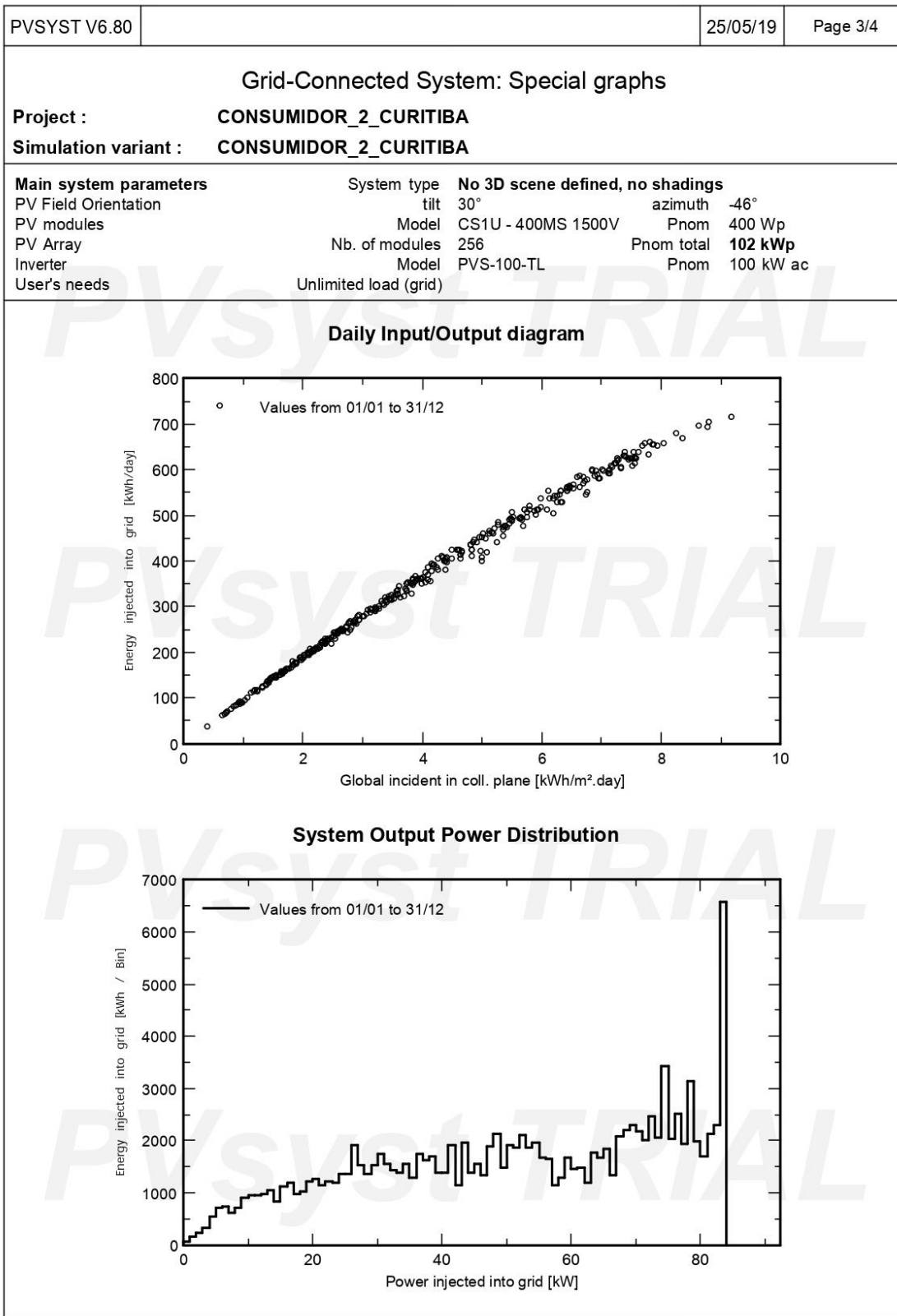
PVsyst Evaluation mode



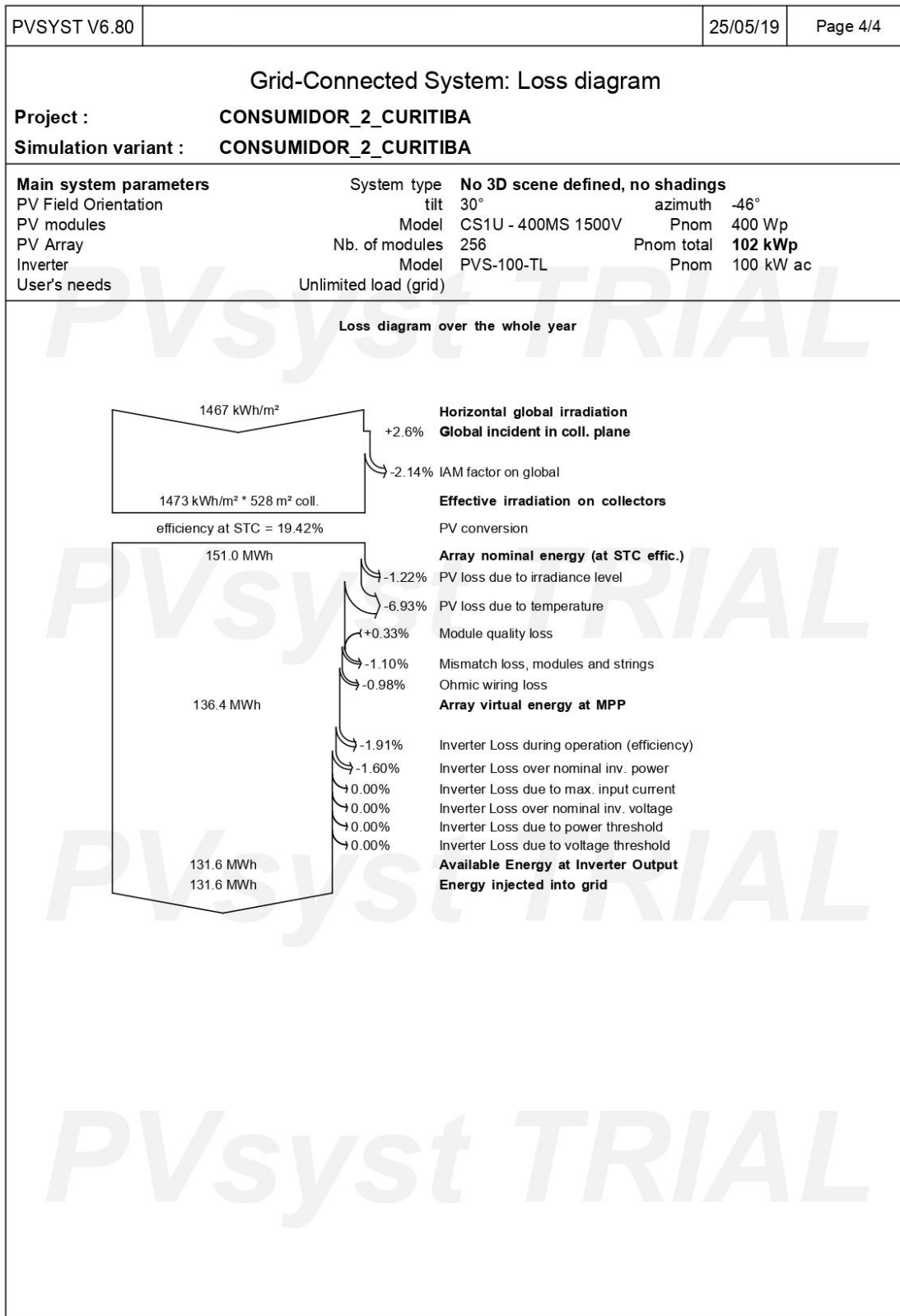
PVSYST V6.80			25/05/19	Page 1/4				
Grid-Connected System: Simulation parameters								
Project : CONSUMIDOR_2_CURITIBA								
Geographical Site		Curitiba	Country	Brazil				
Situation		Latitude -25.43° S	Longitude	-49.27° W				
Time defined as		Legal Time	Time zone	UT-3				
		Altitude	920 m					
Meteo data:		Curitiba	Meteonorm 7.2, Sat=100% - Synthetic					
Simulation variant : CONSUMIDOR_2_CURITIBA								
		Simulation date	25/05/19 20h12					
Simulation parameters		System type	No 3D scene defined, no shadings					
Collector Plane Orientation		Tilt	30°	Azimuth -46°				
Models used		Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm				
Horizon		Free Horizon						
Near Shadings		No Shadings						
User's needs :		Unlimited load (grid)						
PV Array Characteristics								
PV module		Si-mono	Model	CS1U - 400MS 1500V				
Original PVsyst database		Manufacturer	Canadian Solar Inc.					
Number of PV modules		In series	16 modules	In parallel 16 strings				
Total number of PV modules		Nb. modules	256	Unit Nom. Power 400 Wp				
Array global power		Nominal (STC)	102 kWp	At operating cond. 93.0 kWp (50°C)				
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	638 V	I mpp 146 A				
Total area		Module area	528 m²	Cell area 510 m²				
Inverter								
Original PVsyst database		Model	PVS-100-TL					
Characteristics		Manufacturer	ABB					
		Operating Voltage	360-1000 V	Unit Nom. Power 100 kWac				
Inverter pack		Nb. of inverters	5 * MPPT 17 %	Total Power 83 kWac				
				Pnom ratio 1.23				
PV Array loss factors								
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s				
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	73 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC				
Module Quality Loss				Loss Fraction -0.3 %				
Module Mismatch Losses				Loss Fraction 1.0 % at MPP				
Strings Mismatch loss				Loss Fraction 0.10 %				
Incidence effect (IAM): User defined profile								
10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
1.000	1.000	1.000	0.990	0.990	0.970	0.920	0.760	0.000

PVsyst Evaluation mode

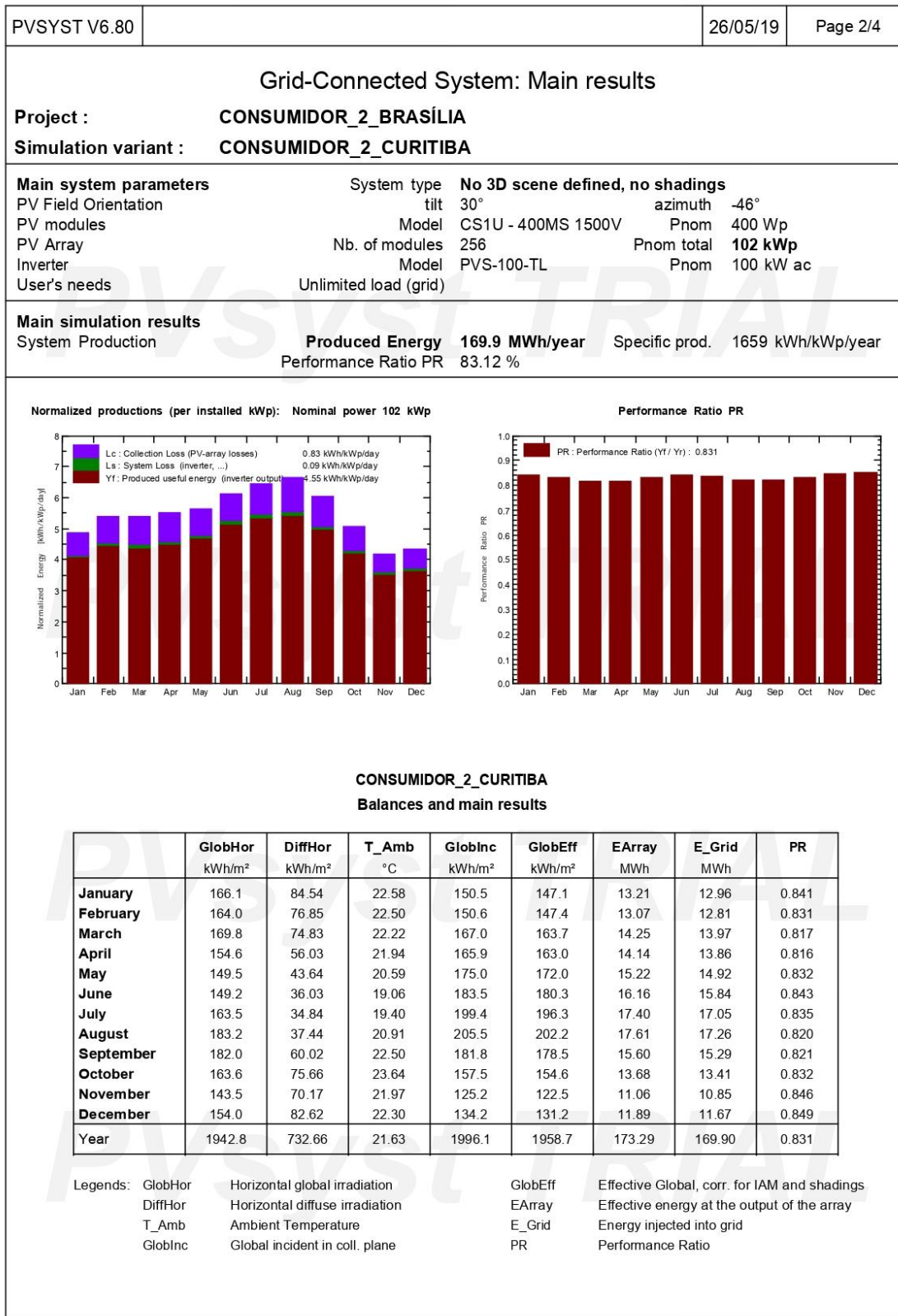




PVsyst Evaluation mode



PVSYST V6.80			26/05/19	Page 1/4				
Grid-Connected System: Simulation parameters								
Project : CONSUMIDOR_2_BRASÍLIA								
Geographical Site		Brasilia	Country	Brazil				
Situation		Latitude -15.87° S	Longitude	-47.93° W				
Time defined as		Legal Time	Time zone UT-3	Altitude 1061 m				
		Albedo	0.20					
Meteo data:		Brasilia	Meteonorm 7.2 (2008-2012) - Synthetic					
Simulation variant : CONSUMIDOR_2_CURITIBA								
		Simulation date	26/05/19 11h29					
Simulation parameters		System type	No 3D scene defined, no shadings					
Collector Plane Orientation		Tilt	30°	Azimuth -46°				
Models used		Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm				
Horizon		Free Horizon						
Near Shadings		No Shadings						
User's needs :		Unlimited load (grid)						
PV Array Characteristics								
PV module		Si-mono	Model	CS1U - 400MS 1500V				
Original PVsyst database		Manufacturer	Canadian Solar Inc.					
Number of PV modules		In series	16 modules	In parallel 16 strings				
Total number of PV modules		Nb. modules	256	Unit Nom. Power 400 Wp				
Array global power		Nominal (STC)	102 kWp	At operating cond. 93.0 kWp (50°C)				
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	638 V	I mpp 146 A				
Total area		Module area	528 m²	Cell area 510 m²				
Inverter								
Original PVsyst database		Model	PVS-100-TL					
Characteristics		Manufacturer	ABB					
		Operating Voltage	360-1000 V	Unit Nom. Power 100 kWac				
Inverter pack		Nb. of inverters	5 * MPPT 17 %	Total Power 83 kWac				
				Pnom ratio 1.23				
PV Array loss factors								
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s				
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	73 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC				
Module Quality Loss				Loss Fraction -0.3 %				
Module Mismatch Losses				Loss Fraction 1.0 % at MPP				
Strings Mismatch loss				Loss Fraction 0.10 %				
Incidence effect (IAM): User defined profile								
10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
1.000	1.000	1.000	0.990	0.990	0.970	0.920	0.760	0.000



Grid-Connected System: Special graphs

Project : CONSUMIDOR_2_BRASÍLIA

Simulation variant : CONSUMIDOR_2_CURITIBA

Main system parameters

PV Field Orientation

PV modules

PV Array

Inverter

User's needs

System type

tilt

Nb. of modules

Model

Unlimited load (grid)

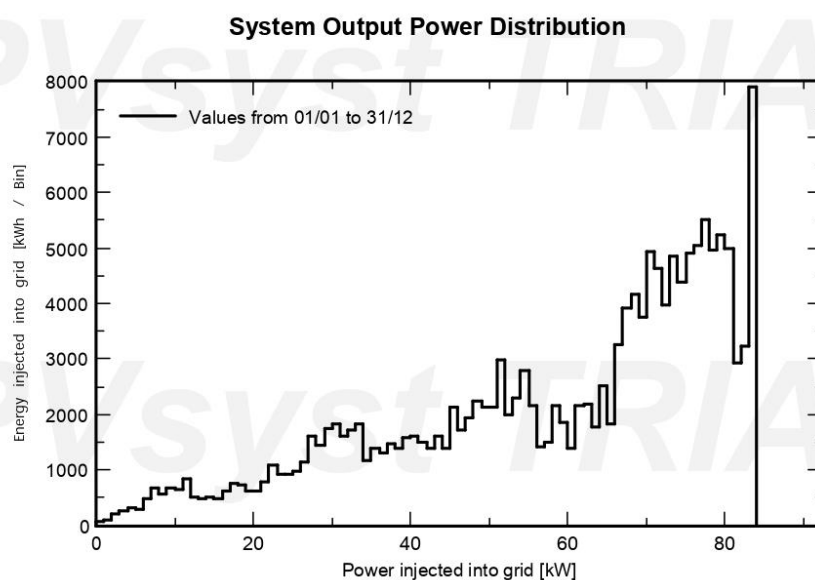
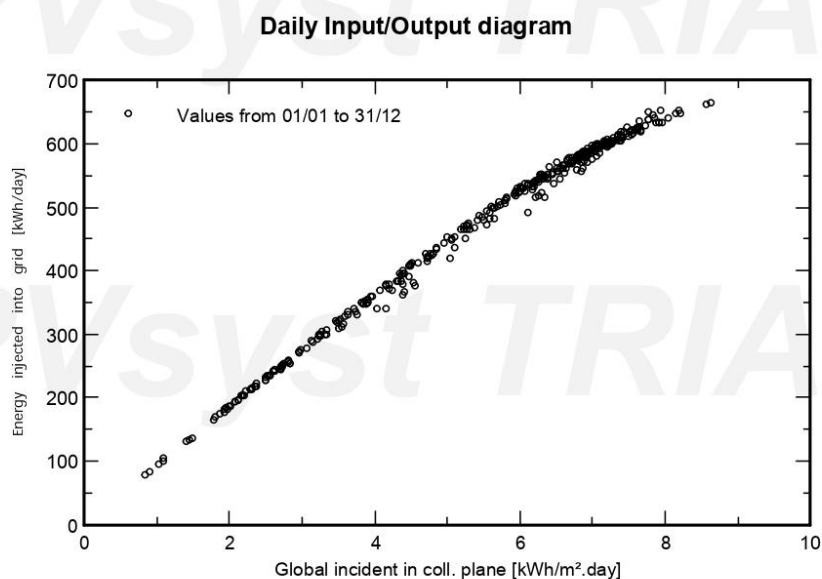
No 3D scene defined, no shadings

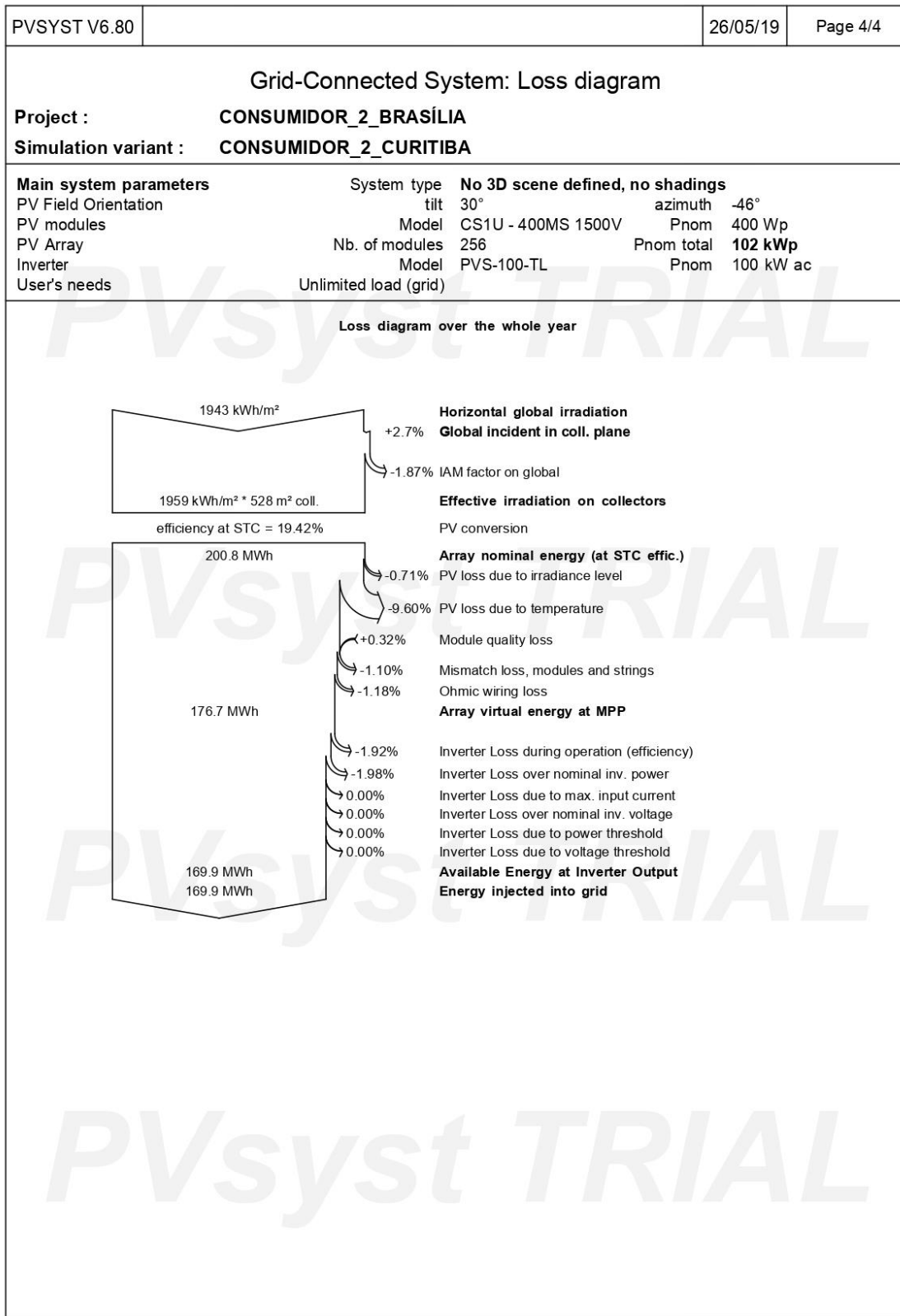
azimuth

Pnom

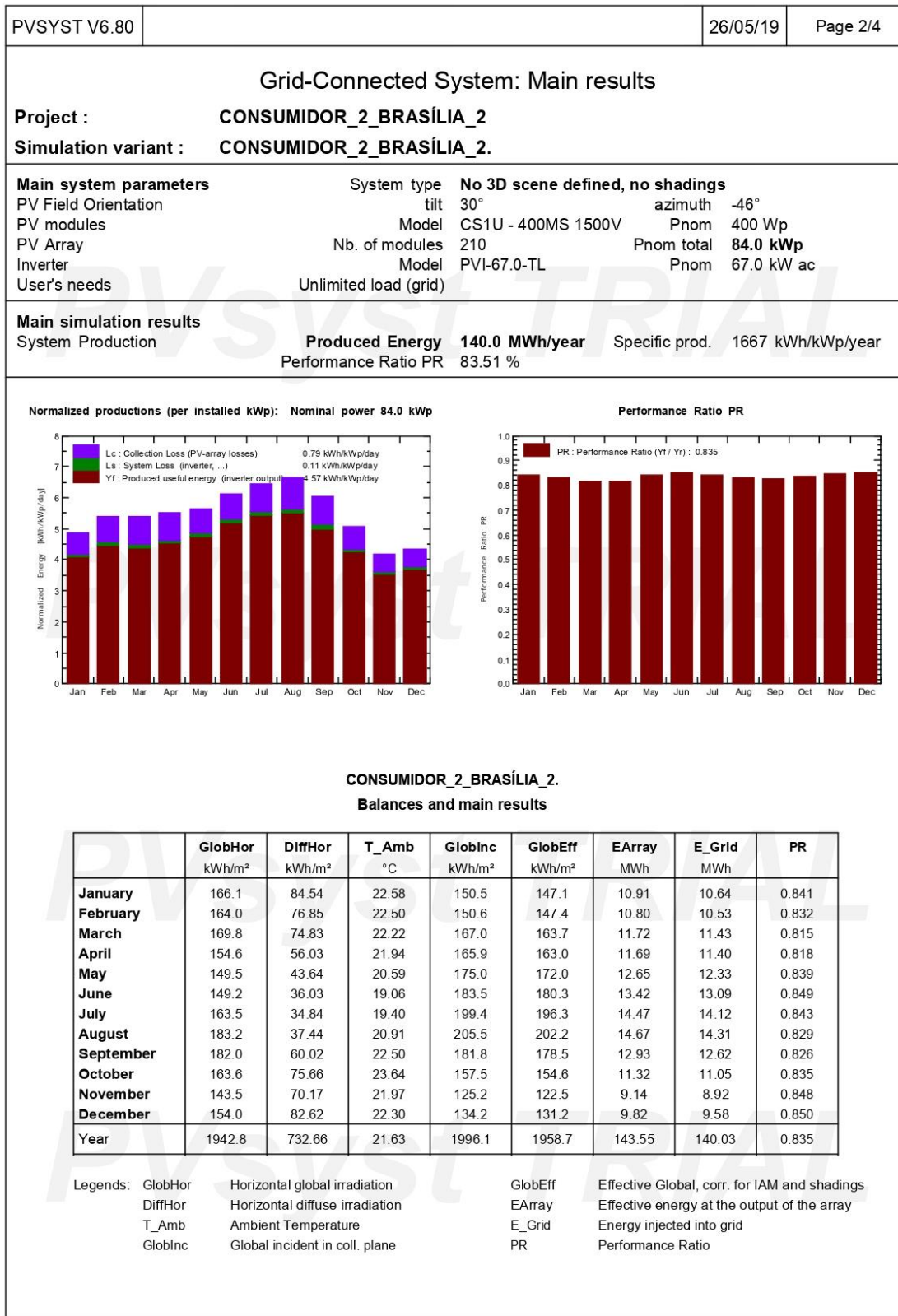
Pnom total

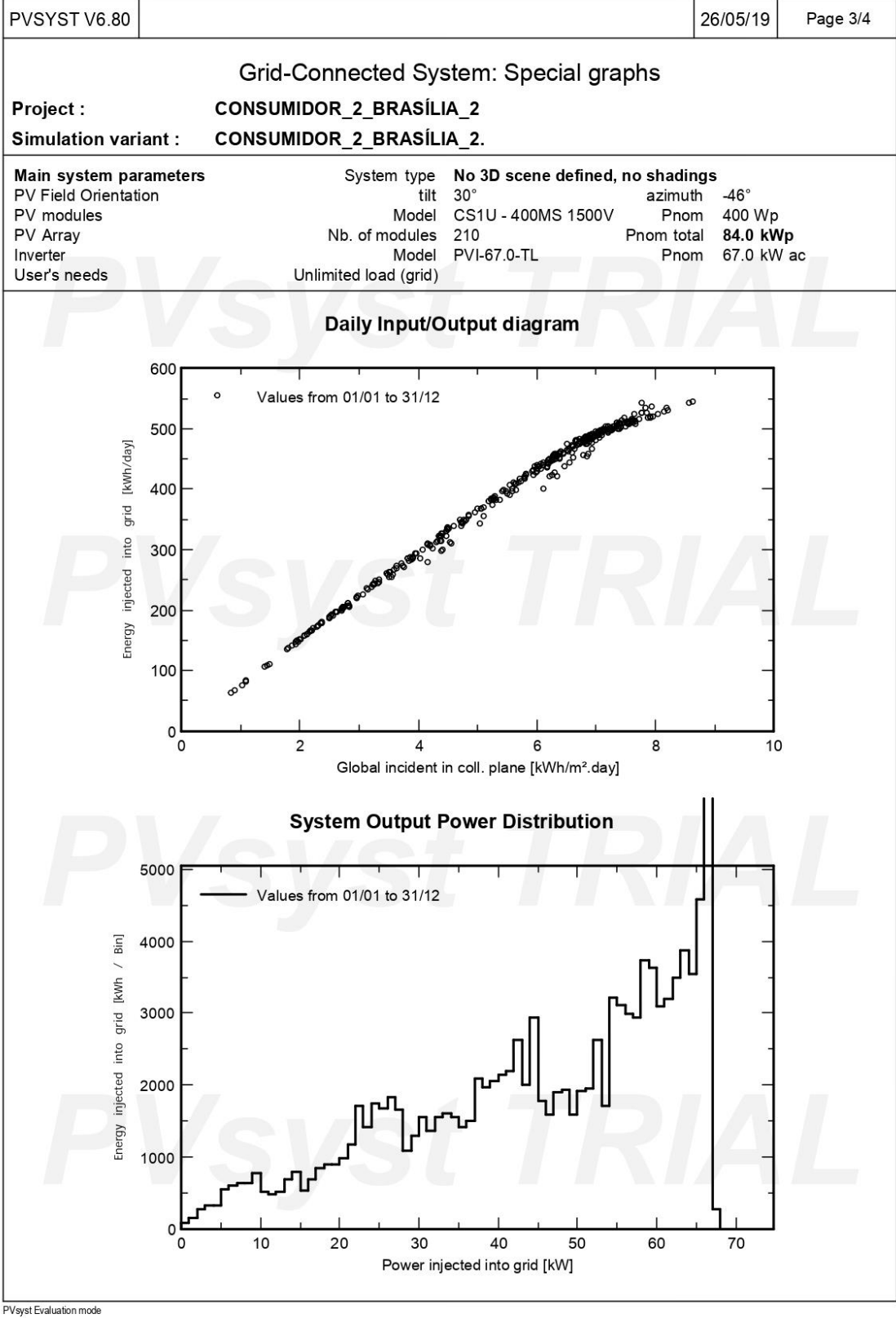
Pnom

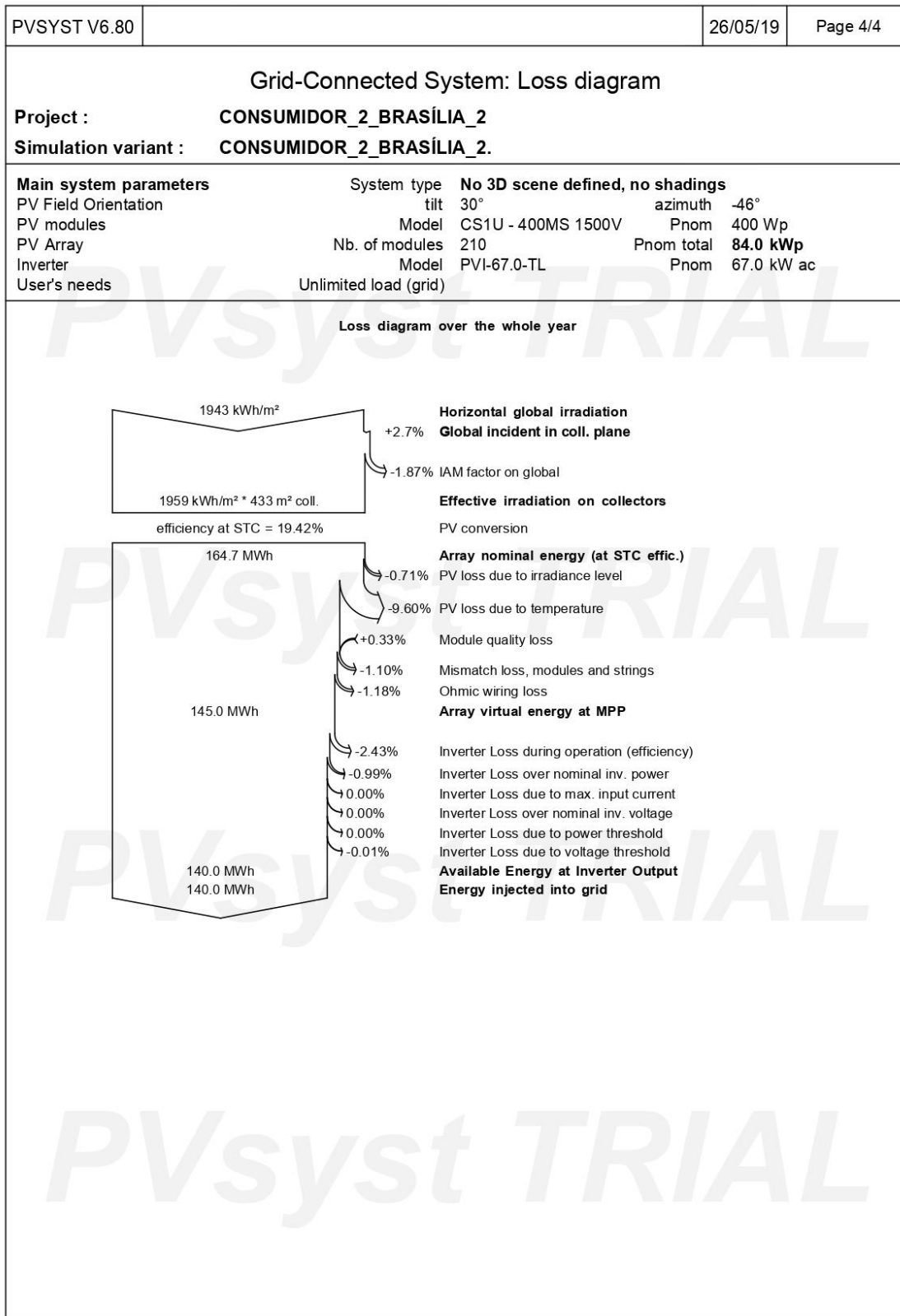




PVSYST V6.80			26/05/19	Page 1/4				
Grid-Connected System: Simulation parameters								
Project : CONSUMIDOR_2_BRASÍLIA_2								
Geographical Site		Brasilia	Country	Brazil				
Situation		Latitude -15.87° S	Longitude	-47.93° W				
Time defined as		Legal Time	Time zone UT-3	Altitude 1061 m				
		Albedo	0.20					
Meteo data:		Brasilia	Meteonorm 7.2 (2008-2012) - Synthetic					
Simulation variant : CONSUMIDOR_2_BRASÍLIA_2.								
		Simulation date	26/05/19 11h33					
Simulation parameters		System type	No 3D scene defined, no shadings					
Collector Plane Orientation		Tilt	30°	Azimuth -46°				
Models used		Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm				
Horizon		Free Horizon						
Near Shadings		No Shadings						
User's needs :		Unlimited load (grid)						
PV Array Characteristics								
PV module		Si-mono	Model	CS1U - 400MS 1500V				
Original PVSyst database		Manufacturer	Canadian Solar Inc.					
Number of PV modules		In series	15 modules	In parallel 14 strings				
Total number of PV modules		Nb. modules	210	Unit Nom. Power 400 Wp				
Array global power		Nominal (STC)	84.0 kWp	At operating cond. 76.3 kWp (50°C)				
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	598 V	I mpp 128 A				
Total area		Module area	433 m²	Cell area 418 m²				
Inverter								
Original PVSyst database		Model	PVI-67.0-TL					
Characteristics		Manufacturer	ABB					
		Operating Voltage	570-800 V	Unit Nom. Power 67.0 kWac				
Inverter pack		Nb. of inverters	1 units	Total Power 67 kWac				
				Pnom ratio 1.25				
PV Array loss factors								
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s				
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	78 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC				
Module Quality Loss				Loss Fraction -0.3 %				
Module Mismatch Losses				Loss Fraction 1.0 % at MPP				
Strings Mismatch loss				Loss Fraction 0.10 %				
Incidence effect (IAM): User defined profile								
10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
1.000	1.000	1.000	0.990	0.990	0.970	0.920	0.760	0.000





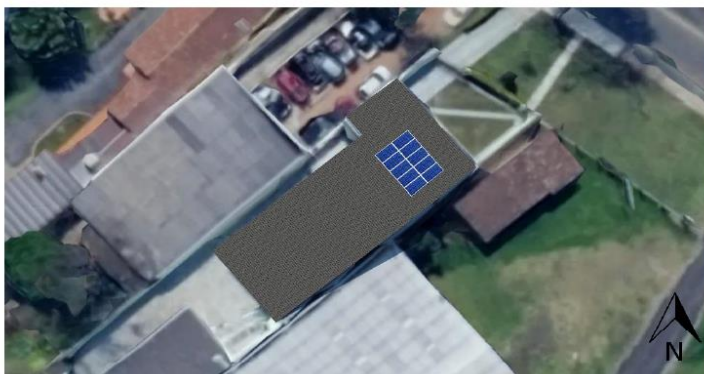


A.2 ORÇAMENTOS



SEU PROJETO

Sistema 1 - 3,4 kWp



Economia Anual**

R\$ 3.198,75

Economia 25anos***

R\$ 112.712,64

Módulos

10 x 340 Wp

Potência Total

3.400 W

Geração Anual

4.435 kWh *

Peso Instalado

237 kg

Área Instalada

20 m²

Inversores

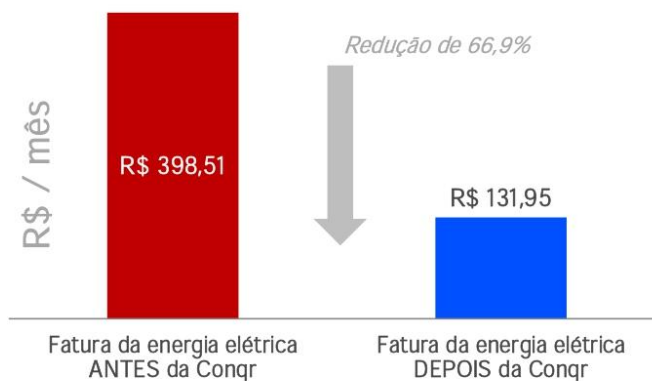
1 de 3 kW

CO² evitado

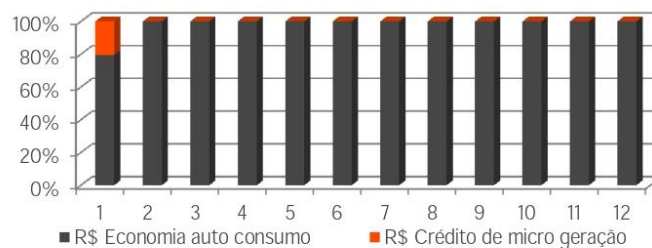
3.107 kg ano

O retorno do seu investimento é de aproximadamente 7 anos.

Redução de fatura estimada (sem bandeiras e taxas)



Créditos na rede



Economia considerando autoconsumo de 100,0%

* Geração do primeiro ano, após este período, haverá perda de 0,73% ao ano.

** Com base no valor médio de 0,79 R\$/kWh

*** Considera reajustes anuais da Concessionária de Energia Elétrica de 16,0%a.a.

PFV Consumidor 1 - Curitiba

3/5

SEU INVESTIMENTO

INVESTIMENTO	Sistema 1	Sistema 2
Total	R\$ 22.394,00	-
Quantidade de módulos	10	-
Potência Instalada	3.400 W	-

FORMAS DE PAGAMENTO	Sistema 1	Sistema 2
À vista	R\$ 22.394,00	-
Parcelado no Cartão de crédito (70% + 6x)	R\$ 15.675,80 + 6 x de: R\$ 1.275,70	-
Parcelado no boleto (70%+3x)	R\$ 15.675,80 + 3X de: R\$ 2.239,40	-
Financiamento	-	-

Financiamentos:



Garantias

25 Anos - Garantia do fabricante do módulo, referente à capacidade de geração de energia.

10 Anos - Garantia do fabricante do módulo, referente a defeitos de fabricação.

05 Anos - Garantia do fabricante dos inversores, referente a defeitos de fabricação.

02 Anos - Garantia Conqr referente à instalação do sistema fotovoltaico.

Considerações

- Proposta desenvolvida com base em telha de fibrocimento, com inclinação de 15° na(s) face(s) Nordeste;
- Análise realizada para 1 unidade(s) consumidora(s) trifásica(s) do tipo Convencional, com base na média de consumo da conta da Concessionária COPEL do mês de dezembro/2018. Taxa mínima de 100kWh/mês;
- Valores e instalações sujeitos a alterações de acordo com a viabilidade técnica e/ou disponibilidade de telhado;
- A estrutura do local de instalação será analisada por nossa equipe técnica. Caso seja necessário, será solicitado laudo estrutural e reforço de telhado para instalação em altura e segurança na instalação, valores para este serviço, serão incluídos em aditivo de contrato;
- Comprimento de cabos entre placas e ponto de conexão, com no máximo 25m;
- Todos os impostos e custos de transporte estão inclusos nesta proposta.



27/05/2019

Home
Brasília/PR

Consumidor 1 - Brasília

proposta comercial

Validade
da Proposta:
10 dias

SEU PROJETO

Sistema 1 - 2,72 kWp



Economia Anual**

R\$ 3.067,44

Economia 25anos***

R\$ 108.085,50

Módulos

8 x 340 Wp

Potência Total

2.720 W

Geração Anual

4.040 kWh *

Peso Instalado

190 kg

Área Instalada

16 m²

Inversores

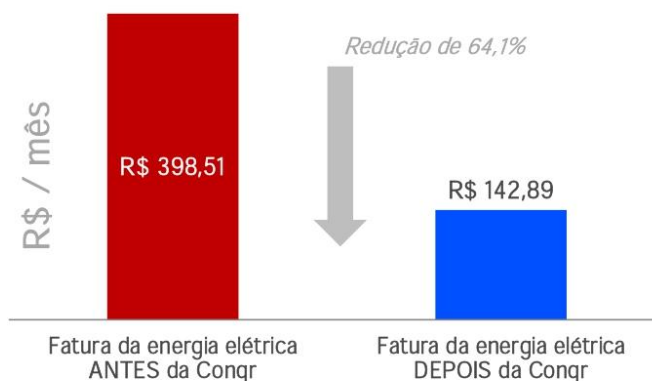
1 de 2,5 kW

CO² evitado

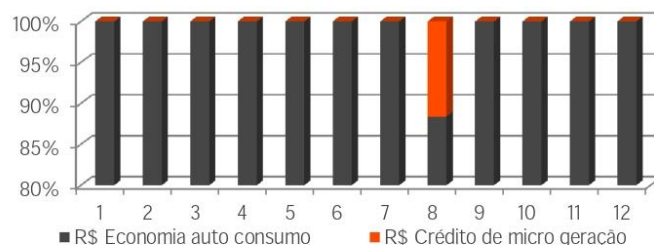
2.831 kg ano

O retorno do seu investimento é de aproximadamente 6 anos.

Redução de fatura estimada (sem bandeiras e taxas)



Créditos na rede



Economia considerando autoconsumo de 100,0%

* Geração do primeiro ano, após este período, haverá perda de 0,73% ao ano.

** Com base no valor médio de 0,79 R\$/kWh

*** Considera reajustes anuais da Concessionária de Energia Elétrica de 16,0% a.a.

PFV Consumidor 1 - Brasília

3/5

SEU INVESTIMENTO

INVESTIMENTO	Sistema 1	Sistema 2
Total	R\$ 18.651,00	-
Quantidade de módulos	8	-
Potência Instalada	2.720 W	-

FORMAS DE PAGAMENTO	Sistema 1	Sistema 2
À vista	R\$ 18.651,00	-
Parcelado no Cartão de crédito (70% + 6x)	R\$ 13.055,70 + 6 x de: R\$ 1.062,55	-
Parcelado no boleto (70%+3x)	R\$ 13.055,70 + 3X de: R\$ 1.865,10	-
Financiamento	-	-

Financiamentos:



Garantias

25 Anos - Garantia do fabricante do módulo, referente à capacidade de geração de energia.

10 Anos - Garantia do fabricante do módulo, referente a defeitos de fabricação.

05 Anos - Garantia do fabricante dos inversores, referente a defeitos de fabricação.

02 Anos - Garantia Conqr referente à instalação do sistema fotovoltaico.

Considerações

- Proposta desenvolvida com base em telha de fibrocimento, com inclinação de 15° na(s) face(s) Nordeste;
- Análise realizada para 1 unidade(s) consumidora(s) trifásica(s) do tipo Convencional, com base na média de consumo da conta da Concessionária COPEL do mês de dezembro/2018. Taxa mínima de 100kWh/mês;
- Valores e instalações sujeitos a alterações de acordo com a viabilidade técnica e/ou disponibilidade de telhado;
- A estrutura do local de instalação será analisada por nossa equipe técnica. Caso seja necessário, será solicitado laudo estrutural e reforço de telhado para instalação em altura e segurança na instalação, valores para este serviço, serão incluídos em aditivo de contrato;
- Comprimento de cabos entre placas e ponto de conexão, com no máximo 25m;
- Todos os impostos e custos de transporte estão inclusos nesta proposta.



27/05/2019

Corporate
Curitiba/PR

Consumidor 2 - Curitiba

proposta comercial

Validade
da Proposta:
10 dias

SEU PROJETO

Sistema 1 - 102,4 kWp



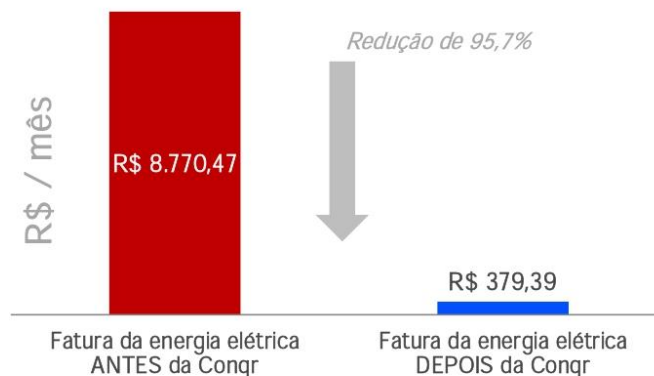
Módulos
256 x 400 Wp
Potência Total
102.400 W
Geração Anual
133.538 kWh *
Peso Instalado
6.693 kg
Área Instalada
568 m²
Inversores
1 de 100 kW
CO² evitado
93.555 kg ano

Economia Anual**
R\$ 100.692,98

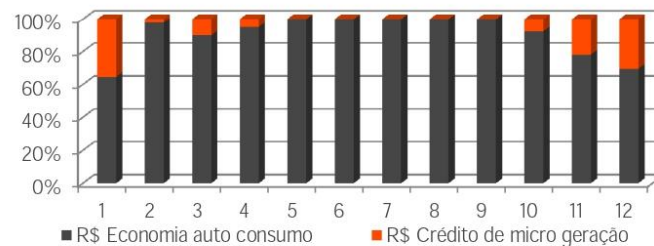
Economia 25anos***
R\$ 3.548.059,97

O retorno do seu investimento é de aproximadamente 4 anos.

Redução de fatura estimada (sem bandeiras e taxas)



Créditos na rede



Economia considerando autoconsumo de 100,0%

* Geração do primeiro ano, após este período, haverá perda de 0,73% ao ano.

** Com base no valor médio de 0,8 R\$/kWh

*** Considera reajustes anuais da Concessionária de Energia Elétrica de 16,0% a.a.

PFV Consumidor 2 - Curitiba

3/5

SEU INVESTIMENTO

INVESTIMENTO	Sistema 1	Sistema 2
Total	R\$ 404.523,00	-
Quantidade de módulos	256	-
Potência Instalada	102.400 W	-

FORMAS DE PAGAMENTO	Sistema 1	Sistema 2
À vista	R\$ 404.523,00	-
Parcelado no Cartão de crédito (70% + 6x)	R\$ 283.166,10 + 6 x de: R\$ 23.044,32	-
Parcelado no boleto (70%+3x)	R\$ 283.166,10 + 3X de: R\$ 40.452,30	-
Financiamento	-	-

Financiamentos:



Garantias

25 Anos - Garantia do fabricante do módulo, referente à capacidade de geração de energia.

10 Anos - Garantia do fabricante do módulo, referente a defeitos de fabricação.

05 Anos - Garantia do fabricante dos inversores, referente a defeitos de fabricação.

02 Anos - Garantia Conqr referente à instalação do sistema fotovoltaico.

Considerações

- Proposta desenvolvida com base em telha de fibrocimento, com inclinação de 15° na(s) face(s) Nordeste;
- Análise realizada para 1 unidade(s) consumidora(s) trifásica(s) do tipo Convencional, com base na média de consumo da conta da Concessionária COPEL do mês de dezembro/2018. Taxa mínima de 100kWh/mês;
- Valores e instalações sujeitos a alterações de acordo com a viabilidade técnica e/ou disponibilidade de telhado;
- A estrutura do local de instalação será analisada por nossa equipe técnica. Caso seja necessário, será solicitado laudo estrutural e reforço de telhado para instalação em altura e segurança na instalação, valores para este serviço, serão incluídos em aditivo de contrato;
- Comprimento de cabos entre placas e ponto de conexão, com no máximo 25m;
- Todos os impostos e custos de transporte estão inclusos nesta proposta.



27/05/2019

Corporate
Brasília/PR

Consumidor 2 - Brasília

proposta comercial

Validade
da Proposta:
10 dias

SEU PROJETO

Sistema 1 - 84 kWp



Economia Anual**

R\$ 100.744,56

Economia 25anos***

R\$ 3.549.877,47

Módulos

210 x 400 Wp

Potência Total

84.000 W

Geração Anual

131.619 kWh *

Peso Instalado

5.490 kg

Área Instalada

466 m²

Inversores

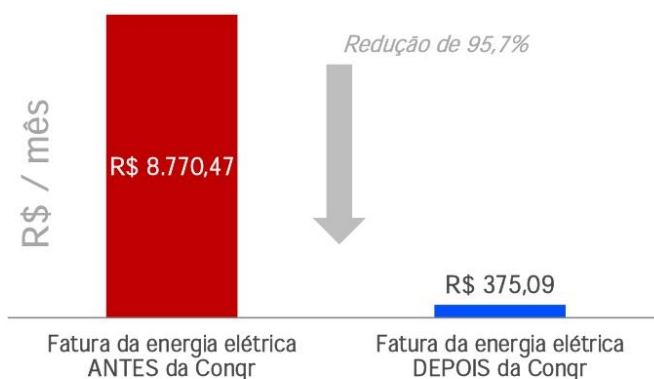
2 Inversores

CO² evitado

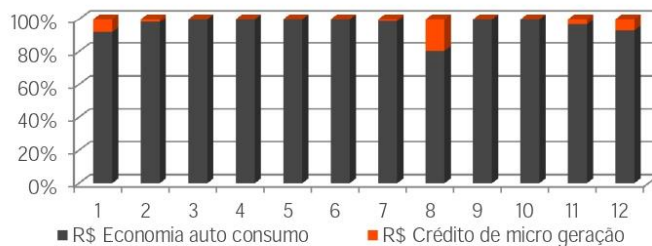
92.210 kg ano

O retorno do seu investimento é de aproximadamente 3,2 anos.

Redução de fatura estimada (sem bandeiras e taxas)



Créditos na rede



Economia considerando autoconsumo de 100,0%

* Geração do primeiro ano, após este período, haverá perda de 0,73% ao ano.

** Com base no valor médio de 0,8 R\$/kWh

*** Considera reajustes anuais da Concessionária de Energia Elétrica de 16,0% a.a.

PFV Consumidor 2 - Brasília

3/5

SEU INVESTIMENTO

INVESTIMENTO	Sistema 1	Sistema 2
Total	R\$ 327.211,00	-
Quantidade de módulos	210	-
Potência Instalada	84.000 W	-

FORMAS DE PAGAMENTO	Sistema 1	Sistema 2
À vista	R\$ 327.211,00	-
Parcelado no Cartão de crédito (70% + 6x)	R\$ 229.047,70 + 6 x de: R\$ 18.640,05	-
Parcelado no boleto (70%+3x)	R\$ 229.047,70 + 3X de: R\$ 32.721,10	-
Financiamento	-	-

Financiamentos:



Garantias

25 Anos - Garantia do fabricante do módulo, referente à capacidade de geração de energia.

10 Anos - Garantia do fabricante do módulo, referente a defeitos de fabricação.

05 Anos - Garantia do fabricante dos inversores, referente a defeitos de fabricação.

02 Anos - Garantia Conqr referente à instalação do sistema fotovoltaico.

Considerações

- Proposta desenvolvida com base em telha de fibrocimento, com inclinação de 15° na(s) face(s) Nordeste;
- Análise realizada para 1 unidade(s) consumidora(s) trifásica(s) do tipo Convencional, com base na média de consumo da conta da Concessionária COPEL do mês de dezembro/2018. Taxa mínima de 100kWh/mês;
- Valores e instalações sujeitos a alterações de acordo com a viabilidade técnica e/ou disponibilidade de telhado;
- A estrutura do local de instalação será analisada por nossa equipe técnica. Caso seja necessário, será solicitado laudo estrutural e reforço de telhado para instalação em altura e segurança na instalação, valores para este serviço, serão incluídos em aditivo de contrato;
- Comprimento de cabos entre placas e ponto de conexão, com no máximo 25m;
- Todos os impostos e custos de transporte estão inclusos nesta proposta.