

CENTRO UNIVERSITÁRIO ASSIS GURGACZ
MATHEWS FELLIPE GUEDES DE OLIVEIRA FARHERR

**ANÁLISE DA VIABILIDADE DE IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE EM DIFERENTES RESIDÊNCIAS EM
TOLEDO - PR**

CASCABEL - PR

2017

CENTRO UNIVERSITÁRIO ASSIS GURGACZ
MATHEWS FELLIPE GUEDES DE OLIVEIRA FARHERR

**ANÁLISE DA VIABILIDADE DE IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE EM DIFERENTES RESIDÊNCIAS EM
TOLEDO - PR**

Trabalho apresentado na disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso II, do Curso de Engenharia Civil, do Centro Universitário Assis Gurgacz, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Civil.

Professor Orientador: Me. Engenheiro Agrícola, Maurício Medeiros.

CASCADEL - PR

2017

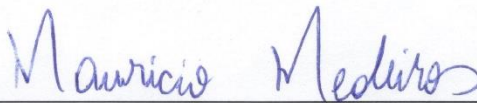
CENTRO UNIVERSITÁRIO FAG

MATHEWS FELLIPE GUEDES DE OLIVEIRA FARHERR

**ANÁLISE DA VIABILIDADE DE IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE EM DIFERENTES RESIDÊNCIAS EM
TOLEDO - PR**

Trabalho apresentado no Curso de Engenharia Civil, do Centro Universitário Assis Gurgacz, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Civil, sob orientação do Professor Mestre Engenheiro Agrícola Maurício Medeiros.

BANCA EXAMINADORA



Orientador Profº. Me. Maurício Medeiros
Centro Universitário Assis Gurgacz
Engenheiro Agrícola



Professor Me. Gilson Debastiani
Centro Universitário Assis Gurgacz
Físico



Professor Esp. Rodrigo Techio Bressan
Centro Universitário Assis Gurgacz
Engenheiro Civil

Cascavel, 09 de novembro de 2017.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente aos meus pais, pelo amor, incentivo e por me darem suporte e possibilidade para conclusão deste curso, de modo especial a minha mãe, dona Dirce Guedes de Oliveira, que sempre faz o possível e o impossível para ver os filhos bem.

Agradeço à minha namorada, Jéssica Castro, pelo amor, incentivo, parceria, ajuda e paciência durante toda a fase de graduação.

Agradeço ao amigo Felipe Mazzaro, pela enorme ajuda com informações de grande valia para a presente análise.

Agradeço aos professores do Centro Universitário FAG, por todo o ensinamento passado durante a graduação e pela ajuda quando necessário, em especial, ao meu orientador, Maurício Medeiros, por todo auxílio na montagem, desenvolvimento e conclusão deste trabalho.

Agradeço aos proprietários das residências analisadas no presente trabalho, por abrirem as portas de suas casas e contribuir com as informações necessárias para que o estudo fosse efetuado.

Agradeço às empresas especializadas, que se dispuseram a contribuir com as informações necessárias e com os orçamentos para toda a análise.

Agradeço de modo geral, à todos os amigos e familiares, que direta ou indiretamente contribuíram na graduação e na execução deste trabalho.

A todos,

Muito Obrigado!

EPÍGRAFE

“Ideias e somente ideias podem iluminar a escuridão.”

Ludwig von Mises.

RESUMO

Cada dia que passa o ser humano fica mais dependente da energia elétrica. A utilização da automação e da eletrônica em locais onde antes era inimaginável, hoje já se torna uma realidade. Este fato gera um fator preocupante: o aumento da demanda de energia elétrica, o que faz necessária a busca por novas fontes alternativas de produção de energia, como a energia solar fotovoltaica. O Brasil possui grande potencial de irradiação solar, principal fator para a produção desta forma de energia, entretanto, devido a riqueza de bacias hidrográficas, que viabilizam a instalação de usinas hidroelétricas, nunca se incentivou a utilização desta forma de energia, por conta do alto custo de implantação. Até que em 2012, a resolução 482 da ANEEL regulamentou a possibilidade da utilização do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR), com um sistema de compensação de energia, fato que começou a tornar atrativo o sistema. Sendo assim, o presente trabalho analisou a viabilidade de implantação de SFCR em residências com características de telhado (inclinação e apontamento) e consumo distintas na cidade de Toledo – PR. Para isto, foram levantados os fatores necessários que influenciam diretamente na produção de energia, de modo a permitir o dimensionamento do sistema, com a utilização do *software* PVSyst®, posteriormente, foram realizados orçamentos com empresas para determinar os custos dos sistemas. Após isto, foram utilizados os indicadores econômicos TMA (baseado em um investimento em CDB), TIR, VPL e *Payback*, considerando também o sistema tarifário vigente, concluiu-se que, para todas as casas analisadas, a viabilidade técnica se mostrou satisfatória (em todas é possível a instalação de um sistema que supra a demanda da residência), entretanto, quanto a viabilidade econômica, nenhuma das residências analisadas mostrou atratividade, sendo que de acordo com os dados obtidos, apenas residências com consumo superelevado (acima de 1000KWh/mês) apresentariam viabilidade econômica satisfatória.

Palavras-chave: Energia Renovável, Sistemas Fotovoltaicos, Demanda Energética, Viabilidade Econômica, Geração Distribuída.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Órbita da Terra em torno do Sol, com inclinação de $23,45^\circ$ no eixo N-S.	19
Figura 2: Radiação média solar diária no período anual.	22
Figura 3: Células de silício monocristalino.	24
Figura 4: Células de silício policristalino.	25
Figura 5: Células de silício amorfo.	26
Figura 6: Concentradores fotovoltaicos.	26
Figura 7: Tarifa convencional – subgrupo B1.	29
Figura 8: Janela do PVSyst® para criação de uma nova localização.	43
Figura 9: Janela do PVSyst® para inserção dos dados de irradiação e temperatura.	43
Figura 10: Janela do PVSyst® para inserção das características do telhado.	44
Figura 11: Janela do PVSyst® para criação de elementos causadores de sombra.	44
Figura 12: Janela do PVSyst® para inserção da demanda do usuário.	45
Figura 13: Janela do PVSyst® para escolha dos componentes do sistema.	46
Figura 14: Janela do PVSyst® com o resultado da simulação.	47
Figura 15: Investimentos em CDBs disponíveis no dia 02/10/2017.	53

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Irradiação média mensal da cidade de Toledo – PR.....	41
Tabela 2: Temperatura média mensal da cidade de Toledo – PR.	42
Tabela 3: Resumo das simulações – Residência 1.	48
Tabela 4: Resumo das simulações – Residência 2.	48
Tabela 5: Resumo das simulações – Residência 3.	49
Tabela 6: Resumo das simulações – Residência 4.	49
Tabela 7: Resumo das simulações – Residência 5.	50
Tabela 8: Resumo das simulações – Residência 6.	51
Tabela 9: Economia gerada na residência 1 no primeiro ano.....	52
Tabela 10: Resumo dos orçamentos recebidos.....	52
Tabela 11: TMA, TIR, VPL e <i>Payback</i> de cada caso.	54
Tabela 12: TMA, TIR, VPL e <i>Payback</i> de cada caso (convênio ICMS 16/2015).	55

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1: Correção da constante solar de irradiância.....	19
Equação 2: Potência de pico do painel fotovoltaico	31
Equação 3: Fator de dimensionamento do inversor	32
Equação 4: Valor Presente Líquido.....	34

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

a-Si – Silício amorfo

CA – Corrente Alternada

CDB – Certificado de Depósito Bancário

CC – Corrente Contínua

COFINS – Contribuição para Financiamento da Seguridade Social

CONFAZ – Conselho Nacional de Políticas Fazendárias

COPEL – Companhia Paranaense de Eletricidade

COSIP – Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito

c-Si – Silício cristalino

EPE – Empresa de Pesquisa Energéticas

FDI – Fator de Dimensionamento de Inversores

GD – Geração Distribuída

GTES – Grupo de Trabalho de Energia Solar

ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

kW – Quilowatt

kWh – Quilowatt-hora

kWh/m² – Quilowatt-hora por metro quadrado

MME – Ministério de Minas e Energia

m-Si – Silício monocristalino

MW – Megawatt

°C – Graus Celcius

PIS – Programas de Integração Social

PNE – Plano Nacional de Energia

p-Si – Silício policristalino

R\$ – Unidade monetária em reais

R\$/Wp – Reais por Watt-pico

REN – Resolução Normativa

SF – Sistema Fotovoltaico

SFCR – Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

SFI – Sistema Fotovoltaico Isolado

SWERA – *Solar and Wind Energy Resource Assessment*

TIR – Taxa Interna de Retorno

TMA – Taxa Mínima de Atratividade

VPL – Valor Presente Líquido

W/m² – Watt por metro quadrado

Wh/m².dia – Watt-hora por metro quadrado-dia

WWC – *World Radiation Center*

μm – micrômetro

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1	14
1.1 INTRODUÇÃO	14
1.2 OBJETIVOS	15
1.2.1 Objetivo geral	15
1.2.2 Objetivos específicos	15
1.3 JUSTIFICATIVA	15
1.4 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	16
1.5 FORMULAÇÃO DA HIPÓTESE	16
1.6 DELIMITAÇÃO DA PESQUISA	17
CAPÍTULO 2	18
2.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	18
2.1.1 Radiação solar	18
2.1.2 Energia solar fotovoltaica	20
2.1.3 Energia solar fotovoltaica no Brasil	21
2.1.4 Sistemas solares fotovoltaicos	23
2.1.4.1 Células de silício monocristalino	23
2.1.4.2 Células de silício policristalino	24
2.1.4.3 Células de silício amorfo	25
2.1.4.4 Concentradores fotovoltaicos	26
2.1.4.5 Inversor de frequência	27
2.1.5 Geração distribuída	27
2.1.6 Ligação do sistema solar fotovoltaico a rede de distribuição elétrica	28
2.1.6.1 Sistema de tributação atual do Paraná	29
2.1.7 Dimensionamento de SFCR	30
2.1.8 Viabilidade econômica	32
2.1.8.1 Taxa mínima de atratividade (TMA)	33
2.1.8.2 Taxa interna de retorno (TIR)	34
2.1.8.3 Valor presente líquido (VPL)	34
2.1.8.4 Tempo de retorno do investimento (Payback)	35
CAPÍTULO 3	36
3.1 METODOLOGIA	36
3.1.1 Tipo de estudo e local da pesquisa	36
3.1.2 Caracterização da amostra	36
3.1.3 Coleta de dados	37
3.1.4 Análise dos dados	37

3.1.5	Análise de viabilidade econômica	38
CAPÍTULO 4		41
4.1	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	41
4.1.1	Viabilidade técnica	51
4.1.2	Viabilidade econômica	52
CAPÍTULO 5		56
5.1	CONCLUSÃO.....	56
CAPÍTULO 6		57
6.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	57
REFERÊNCIAS		58
APÊNDICE A – PLANTA DE COBERTURA RESIDÊNCIA 1		61
APÊNDICE B – PLANTA DE COBERTURA RESIDÊNCIA 2		62
APÊNDICE C – PLANTA DE COBERTURA RESIDÊNCIA 3		63
APÊNDICE D – PLANTA DE COBERTURA RESIDÊNCIA 4		64
APÊNDICE E – PLANTA DE COBERTURA RESIDÊNCIA 5		65
APÊNDICE F – PLANTA DE COBERTURA RESIDÊNCIA 6		66
APÊNDICE G – MEMORIAL CARACTERÍSTICO RESIDÊNCIA 1		67
APÊNDICE H – MEMORIAL CARACTERÍSTICO RESIDÊNCIA 2		67
APÊNDICE I – MEMORIAL CARACTERÍSTICO RESIDÊNCIA 3		68
APÊNDICE J – MEMORIAL CARACTERÍSTICO RESIDÊNCIA 4		68
APÊNDICE K – MEMORIAL CARACTERÍSTICO RESIDÊNCIA 5		69
APÊNDICE L – MEMORIAL CARACTERÍSTICO RESIDÊNCIA 6		69
ANEXO A – LOCALIZAÇÃO RESIDÊNCIA 1		70
ANEXO B – LOCALIZAÇÃO RESIDÊNCIA 2		70
ANEXO C – LOCALIZAÇÃO RESIDÊNCIA 3		71
ANEXO D – LOCALIZAÇÃO RESIDÊNCIA 4		71
ANEXO E – LOCALIZAÇÃO RESIDÊNCIA 5		72
ANEXO F – LOCALIZAÇÃO RESIDÊNCIA 6		72
ANEXO G – CONTA DE ENERGIA RESIDÊNCIA 1		73
ANEXO H – CONTA DE ENERGIA RESIDÊNCIA 2		74
ANEXO I – CONTA DE ENERGIA RESIDÊNCIA 3		75
ANEXO J – CONTA DE ENERGIA RESIDÊNCIA 4		76
ANEXO K – CONTA DE ENERGIA RESIDÊNCIA 5		77
ANEXO L – CONTA DE ENERGIA RESIDÊNCIA 6		78
ANEXO M – RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO PVSYS[®] – RESIDÊNCIA 1		79
ANEXO N – RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO PVSYS[®] – RESIDÊNCIA 2		82
ANEXO O – RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO PVSYS[®] – RESIDÊNCIA 3		85

ANEXO P – RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO PVSYST® – RESIDÊNCIA 4.....	88
ANEXO Q – RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO PVSYST® – RESIDÊNCIA 5	92
ANEXO R – RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO PVSYST® – RESIDÊNCIA 6	95
ANEXO S – ORÇAMENTO PARA RESIDÊNCIA 1	98
ANEXO T – ORÇAMENTO PARA RESIDÊNCIA 2	99
ANEXO U – ORÇAMENTO PARA RESIDÊNCIA 3.....	100
ANEXO V – ORÇAMENTO PARA RESIDÊNCIA 4.....	101
ANEXO W – ORÇAMENTO PARA RESIDÊNCIA 5.....	102
ANEXO X – ORÇAMENTO PARA RESIDÊNCIA 6.....	103

CAPÍTULO 1

1.1 INTRODUÇÃO

Imaginar a vida sem energia elétrica nos dias de hoje é uma tarefa praticamente impossível para a grande maioria das pessoas. Já que ela se faz presente no barraco da favela, na luxuosa mansão, no campo, no trabalho e no lazer. Seu consumo só tende a aumentar, pois segundo dados do Plano Nacional de Energia – 2050 (PNE – 2050) desenvolvido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) ligada ao Ministério de Minas e Energia (MME), a projeção é a da triplicação da demanda de energia devido a prospectiva da evolução socioeconômica e demográfica atual, até o ano de 2050 (EPE, 2014).

Esse fato tem como consequências o aumento no valor desta, ou até mesmo uma crise energética, já que o consumo poderá ser maior que a produção. Faz-se necessário então, a busca por novas fontes de produção energética, como a solar fotovoltaica, a qual além de ser considerada uma fonte renovável, é também uma fonte de energia limpa, não gerando danos ao meio ambiente durante sua produção (GTES, 2014).

Todo ano, o sol fornece energia equivalente à de $1,5 \times 10^{18}$ kWh. Energia esta, que seria suficiente para abastecer por 10 mil anos toda a demanda mundial. O que prova que, a energia solar, pode ser considerada como uma fonte inesgotável de energia (CRESESB, 2006).

O sistema de energia fotovoltaica, que inicialmente era tido como economicamente inviável devido ao alto custo de implantação, hoje já começa a atrair a atenção de investidores, devido à queda do preço dos painéis fotovoltaicos no mercado internacional, propiciando a divulgação desta fonte renovável (CABELLO e POMPERMAYER, 2013).

Ao compararmos com outros sistemas de energia renovável, a energia solar mostra-se como uma saída interessante, uma vez que é o único sistema que possibilita a instalação em residências urbanas, sem grandes impactos negativos sonoros ou estéticos no imóvel, se tornando uma alternativa para o consumidor final, e contribuindo para a redução do uso da energia elétrica distribuída pelas concessionárias.

Entretanto, segundo Debastiani (2013), mesmo o Brasil possuindo elevados índices de irradiação solar, comparados a países mais desenvolvidos, não se faz uso do potencial energético disponível na região, deixando a energia elétrica solar com um valor insignificante na participação da produção de energia total do país.

São vários os fatores que influenciam na produção de energia solar, utilizando um sistema fotovoltaico, dentre eles destacam-se: a incidência de irradiação solar no local, a inclinação do telhado, a capacidade de produção de energia da célula fotovoltaica, o apontamento do telhado ao norte verdadeiro, e o consumo da residência (GTES, 2014).

Sendo assim, pretendeu-se com esta análise, levantar a viabilidade técnica e econômica da implantação de um sistema de energia fotovoltaica ligada à rede de distribuição na cidade de Toledo – PR.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo geral

Analisar a viabilidade técnica e econômica da implantação de sistemas de energia solar fotovoltaica em diferentes residências existentes na cidade de Toledo – PR.

1.2.2 Objetivos específicos

- Levantar as características do telhado e o consumo de energia de cada residência, a irradiação solar e temperatura média local, para dimensionamento do SFCR.
- Dimensionar o sistema solar fotovoltaico para cada residência em função das diferentes características de cobertura e perfis de consumo de energia elétrica.
- Determinar a viabilidade técnica e econômica da implantação de cada residência, baseado na taxa mínima de atratividade (TMA), apresentando a taxa interna de retorno (TIR), o valor presente líquido (VPL) e o tempo de retorno do investimento (*Payback*) levando em conta a instalação necessária.

1.3 JUSTIFICATIVA

O aumento da demanda de energia elétrica é um fator de preocupação em todo o mundo. Cada vez mais as perspectivas de que novas fontes de energias serão necessárias em um futuro não muito distantes ganham os holofotes (PALZ, 2002). Os efeitos de uma crise

energética podem ser drásticos para um país, principalmente no setor econômico. Dado os fatos, torna-se necessário o estudo de viabilidade das fontes de energias renováveis disponíveis.

A energia elétrica fotovoltaica é a única opção de geração disponível para implantações em residências urbanas, uma vez que não ocupa espaços que poderiam ser utilizados para outros fins, já que o sistema fotovoltaico fica localizado na cobertura das residências. Assim sendo, mostra-se uma opção a qual o Estado deve incentivar, uma vez que o investimento será feito pelo próprio usuário, evitando assim, maiores gastos com outras fontes de energia para os cofres públicos.

A instalação do sistema ligado à rede de distribuição resulta em um benefício tanto para a companhia elétrica, a qual tem seu sistema durante a produção de energia dos sistemas fotovoltaicos aliviado, e também para o consumidor, o qual não necessita de investimento em baterias para acumulação de energia para os momentos sem produção de energia (neste momento utilizar-se-á a energia fornecida pela companhia).

Portanto, a análise da viabilidade em casos de diferentes residências, tem um valor socioeconômico importante para atrair a população, para um investimento que possui vantagens, tanto para o investidor, quanto para o estado.

1.4 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Em quais casos se torna viável a implantação de um sistema de energia fotovoltaica em residências existentes em Toledo – PR?

1.5 FORMULAÇÃO DA HIPÓTESE

Devido à incidência média de irradiação solar na região ser considerada boa, acredita-se que tratando de viabilidade técnica, a maioria dos casos serão atendidos. Já no que diz respeito à viabilidade econômica, espera-se que as residências que possuam possibilidade de instalação do sistema fotovoltaico voltado para o norte verdadeiro e maior consumo de energia, apresentem resultados melhores de tempo de retorno do investimento e taxa interna de retorno.

1.6 DELIMITAÇÃO DA PESQUISA

A análise das residências foi limitada à diferentes regiões da cidade de Toledo no Paraná. Apenas foram consideradas residências existentes, limitando-se a um número de seis residências.

Para a instalação dos módulos fotovoltaicos, foi considerado o sistema de instalação fixo SFCR. Não foram consideradas adaptações para mudança de posicionamento das placas, e a respeito de mudança de ângulo de inclinação, foi limitado a 3 graus para mais ou para menos em relação à cobertura das residências. Ou seja, para a análise de viabilidade, o módulo estava posicionado na mesma posição do telhado da casa e com mudança na inclinação limitada para não haver mudança excessiva na estética da residência.

A pesquisa de preço dos equipamentos foi limitada a empresas especializadas que atuam com instalação do sistema nos locais das residências.

CAPÍTULO 2

2.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste Capítulo serão abordados os conceitos de energia solar fotovoltaica, seu surgimento, a utilização no Brasil, funcionamento, equipamentos que compõe o sistema e fatores que influenciam na produção de energia elétrica.

2.1.1 Radiação solar

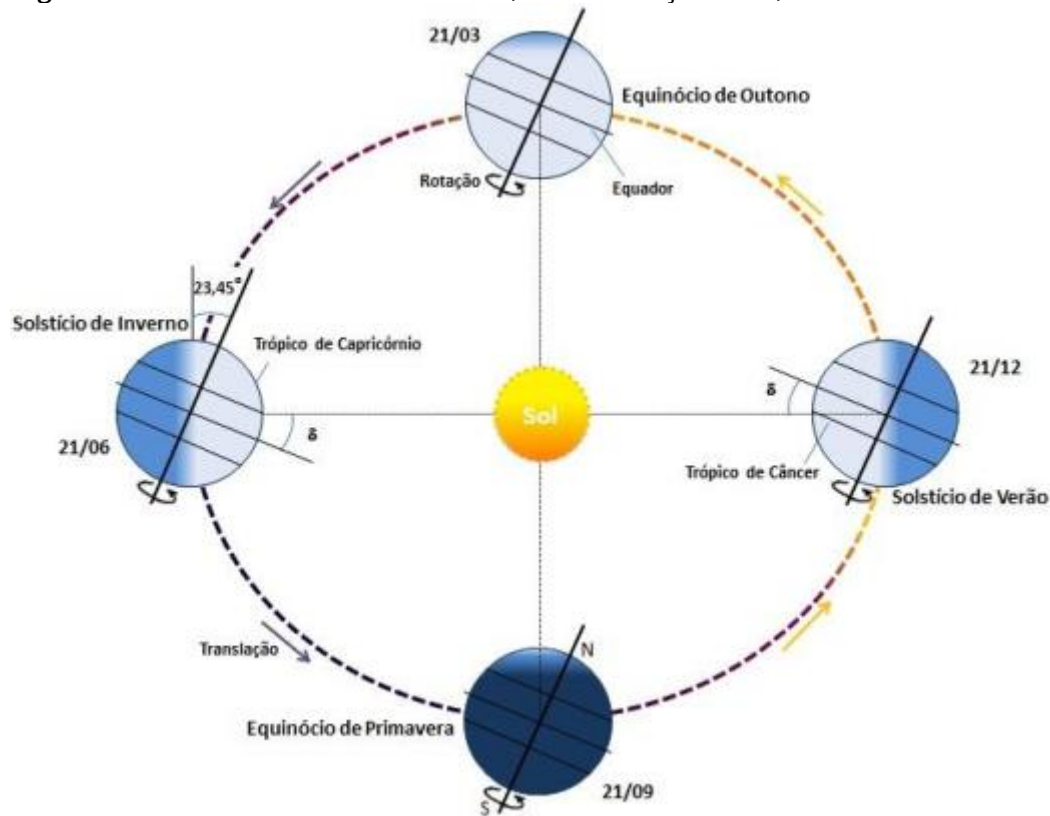
Diversas são as formas de utilização da energia solar. De acordo com a ANEEL (2005), as energias hidroelétrica, biomassa, combustíveis fósseis, energia dos oceanos e eólica são formas indiretas de energia produzidas pelo sol, enquanto as formas diretas diz respeito à energia térmica solar, ou através de elementos semicondutores os quais convertem diretamente a radiação solar em energia elétrica através do uso de células solares.

Melo (2012), define radiação solar como sendo o efeito que após um grande montante de calor liberado por conta da fusão nuclear no sol dos átomos de hidrogênio, que causa excitação dos elétrons a um estado alto de energia, e que ao voltar naturalmente a um estado de energia mais baixo, libertam parte desta energia como radiação eletromagnética. Enquanto Petrin (2015) define a radiação solar de forma mais sucinta, como sendo a energia produzida e transmitida pelo sol, por meio de radiação eletromagnética.

Segundo Debastiani (2013), irradiância solar é o valor numérico da densidade de potência, expresso em W/m^2 . Em se tratando de irradiância extraterrestre, conforme dito pelo GTES (2014) é a irradiância atingida no topo da camada atmosférica da Terra. Essa irradiância gera uma constante solar (I_0) que se trata da irradiância extraterrestre perpendicular aos raios ao tocar na superfície, e tem seu valor definido pelo WRC (*World Radiation Center*), como 1.367 W/m^2 .

Durante o movimento de translação da terra, que apresenta um trajeto elíptico com uma pequena excentricidade, de acordo com o GTES (2014), e apresenta também uma inclinação em relação ao eixo deste trajeto de aproximadamente $23,45^\circ$. Essas duas características unidas, geram as estações do ano, conforme se observa na Figura 1.

Figura 1: Órbita da Terra em torno do Sol, com inclinação de 23,45° no eixo N-S.



Fonte: GTES (2014).

Devido a essa característica de excentricidade, o valor da constante solar deve ser corrigido conforme o período que se deseja a informação. Esta correção pode ser feita por meio da Equação 1, obtendo o valor da irradiância extraterrestre efetiva ($I_{0,ef}$).

$$I_{0,ef} = I_0 \left(1 + 0,033 \cos \left(\frac{360}{365,25} * n \right) \right) \quad (1)$$

Onde:

$I_{0,ef}$: Constante solar corrigida (W/m²)

n : Número do dia do ano (ex: 01/jan = 1; 31/dez = 365)

I_0 : Constante solar de irradiância extraterrestre (1,367 W/m²)

É importante citar também que o valor utilizado para o dimensionamento do sistema fotovoltaico é a irradiação solar, que segundo Debastiani (2013), é o quanto de energia solar é fornecida em determinado período, expressa em kWh/m²/ano.

2.1.2 Energia solar fotovoltaica

A maneira de converter diretamente a luz solar (radiação solar) em energia solar é por um processo chamado de *efeito fotovoltaico*. Este processo utiliza-se de *células solares*, e é importante frisar que, este processo não depende do calor, e sim o oposto, o rendimento das células solares cai conforme se aumenta a temperatura (PALZ, 2002).

O efeito fotovoltaico foi inicialmente observado pelo francês Edmond Becquerel em 1839, o qual notou que ao absorver luz, os terminais de uma célula eletroquímica geraram uma diferença de potencial. Mais tarde, em 1876 o primeiro aparelho fotovoltaico foi concebido, graças aos estudos da física do estado sólido, entretanto, apenas no ano de 1956 se deu início à produção industrial, devido ao crescimento da eletrônica (GTES, 2014).

A princípio, a tecnologia fotovoltaica teve o apoio de empresas de telecomunicações, para instalações de seus sistemas em localidades remotas sem energia elétrica, e também das agências espaciais, as quais necessitavam de uma fonte de energia abundante para os equipamentos eletroeletrônicos lançados no espaço. Mais tarde, um fator que impulsionou o interesse em pesquisas para aplicação terrestre da tecnologia fotovoltaica foi a crise do petróleo de 1973, pois até então o sistema fotovoltaico tinha um custo extremamente alto (GTES, 2014).

A utilização da energia solar para conversão direta em energia elétrica vem aumentando consideravelmente nos últimos anos. De acordo com dados da GTES (2014), nos últimos onze anos, houve um crescimento anual de 54,2% das indústrias de células fotovoltaicas no mundo. Contudo, mesmo com este aumento, ainda ela é considerada pouco utilizada em relação ao potencial energético que este tipo de energia pode fornecer.

Na fabricação de células fotovoltaicas o silício é o material mais utilizado, entretanto, acrescenta-se por processo de dopagem, um percentual de fósforo e boro ao referido elemento químico devido que, este quando puro, não apresenta boa condutibilidade de elétrons. Essa adição se faz para criação de uma camada de elétrons livres positivos e negativos (fosforo cria a camada positiva e o boro a negativa), podendo desta maneira os elétrons livres de silício preencher os vazios da estrutura, formando assim o campo elétrico (NIEDZIALKOSKI, 2013).

A EPE (2012), cita que são dois os principais fatores que afetam a eficiência da produção de energia em um sistema solar fotovoltaico. O primeiro diz respeito a intensidade dos raios solares que incidem sobre as células (irradiação solar), o qual sofre variância conforme a nebulosidade local, e devido ao ângulo de inclinação da célula em relação aos

raios solares. E o segundo fator que influencia na eficiência é a temperatura ambiente de operação, a qual quanto maior, menor a eficiência.

2.1.3 Energia solar fotovoltaica no Brasil

Para Cabello e Pompermayer (2013), existe uma grande diferença existente entre o Brasil, e os países considerados referências em uso e tecnologia de módulos fotovoltaicos (como Alemanha, Itália e Espanha). Essa diferença se deve ao fato de o Brasil dispor de outros grandes potenciais energéticos renováveis, como hidroelétricas e até mesmo energia eólica, que por consequência desestimularam as pesquisas nesta área no país, devido a estes outros sistemas possuírem custos inferiores para produção de energia, quando comparado ao sistema fotovoltaico.

Em razão disso, até meados da década passada, a utilização da energia solar fotovoltaica no país era limitada a pequenos projetos, tendo seu uso para suprimento de energia de sistemas de bombeamento de água, irrigação, iluminação pública e energia para escolas e centros comunitários em comunidades rurais isoladas na região Norte e Nordeste; para suprimento da demanda elétrica de estações telefônicas e monitoramento remoto, onde não possui rede elétrica; e para sistemas de dessalinização de água (ANEEL, 2005).

Entretanto, segundo Villalva e Gazoli (2013), o aumento no número de sistemas fotovoltaicos conectados à rede deve aumentar consideravelmente no futuro, graças à aprovação da resolução 482/2012 da ANEEL, a qual regulamenta a conexão de micro geradores ligados à rede de energia distribuída, com a possibilidade de haver créditos em relação à energia excedente produzida, podendo este crédito ser utilizada nos momentos de falta de produção.

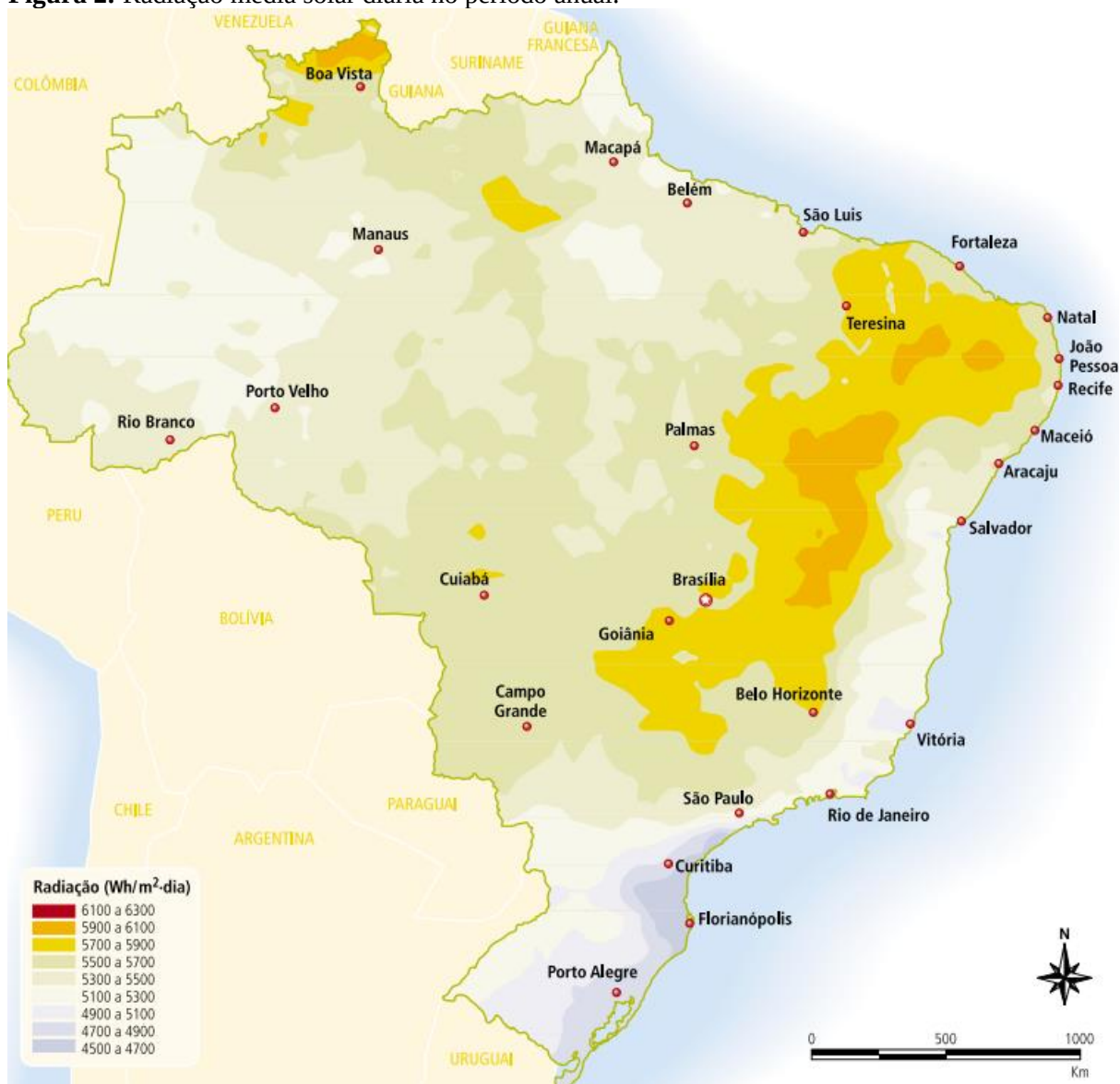
Outro fator que deve impulsionar o aumento da utilização da energia solar fotovoltaica no Brasil é a constante queda no custo dos equipamentos que englobam o sistema. De acordo com Galdino (2012), no período de 2001 a 2012, houve uma queda linear no custo dos equipamentos, passando de aproximadamente 30 R\$/Wp (Reais por Watt-pico) em 2001 para cerca de 9 R\$/Wp em 2012, e deve seguir uma redução média de 1,7 R\$/Wp por ano, conforme interpolação linear obtida pela pesquisa do autor.

O potencial energético que o Brasil tem a partir da utilização de módulos fotovoltaicos é inegável. Para efeito de comparação, o índice de radiação solar na Alemanha em sua região mais ensolarada é 40% menor do que a irradiação recebida na região menos

ensolarada do Brasil (CABRAL, TORRES e SENNA, 2013). Rüther (2004) faz outra comparação pertinente. Caso se instalasse em uma área igual a do lago da hidrelétrica de ITAIPU (maior usina do Brasil), módulos fotovoltaicos com eficiência de 7% (referente a filmes finos comercialmente disponíveis, que possuem custo menor), a energia gerada pelo sistema fotovoltaico seria o dobro da energia gerada por essa usina hidroelétrica.

A Figura 2 ilustra a média anual de radiação diária no Brasil, expressa em Wh/m².dia.

Figura 2: Radiação média solar diária no período anual.



Fonte: Atlas de energia elétrica do Brasil (2005).

2.1.4 Sistemas solares fotovoltaicos

São dois os tipos de sistemas usuais para energia fotovoltaica, sendo eles o Sistema Fotovoltaico Isolado (SFI), o qual é geralmente instalado em locais onde não há rede de energia elétrica, sendo assim, para este sistema, se faz necessário o uso de acumuladores de energia (baterias), deixando este método ainda bastante oneroso. A outra forma de instalação é pelo Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR), o qual é visto como uma geração distribuída (GD), que nos momentos de falta de produção de energia, utiliza a energia fornecida pela companhia de distribuição (URBANETZ JUNIOR, 2010).

Pode-se ainda, de acordo com a EPE (2012), dividir atualmente as tecnologias disponíveis para conversão direta de energia solar em energia elétrica entre três gerações, sendo respectivamente, módulos usando células de silício monocristalino e policristalino; módulos usando silício amorfo e filmes finos; e a mais recente tecnologia que usa concentradores fotovoltaicos.

No que diz respeito aos principais tipos de elementos semicondutores utilizados na composição das células solares fotovoltaicas os dois tipos mais utilizados segundo Rüther (2004) são, o silício cristalino (c-Si) e o silício amorfo hidrogenado (a-Si). Existe ainda outros elementos que podem ser utilizados para este fim, como o telureto de cádmio, o disseleneto de cobre e o índio, entretanto, estes são extremamente tóxicos ou raros, o que se torna um empecilho para o avanço da tecnologia com estes elementos, principalmente ao se considerar que o silício é depois do oxigênio, o elemento mais abundante na superfície da terra, possuindo níveis tóxicos cerca de 100 vezes menores do que qualquer um destes outros elementos.

2.1.4.1 Células de silício monocristalino

Segundo Jannuzzi, Varella e Gomes (2009), as células de silício monocristalinas (Figura 3) são feitas em fornos especiais obtidas através de barras cilíndricas, as quais são cortadas em formato de pastilhas finas, com uma espessura de cerca de 200 μ m. O nível de pureza extraído do silício em células monocristalinas (m-Si) é de cerca de 99,9999% (EPE, 2012).

Devido ao processo mais criterioso e que exige uma maior quantidade de materiais e energia na sua produção, as células monocristalinas possuem um elevado custo. Entretanto, de todos os sistemas, excluindo-se o sistema de concentrador fotovoltaico, é a que possui maior eficiência girando em torno de 15 a 18% (VILLALVA e GAZOLI, 2013).

Figura 3: Células de silício monocristalino.



Fonte: EPE (2012).

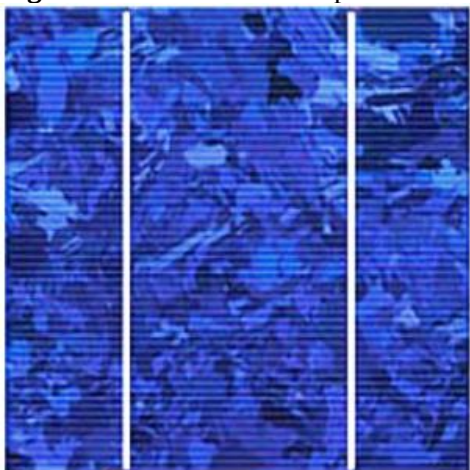
2.1.4.2 Células de silício policristalino

As técnicas utilizadas para obtenção das células de silício policristalino (p-Si) são em geral as mesmas utilizadas no processo das células de m-Si. Porém, é requerido um menor rigor e uma menor demanda de energia no método (EPE, 2012).

De acordo com Rüther (2004), as células de p-Si (Figura 4) possuem uma perfeição cristalina menor do que as de m-Si, devido ao processo de fabrico destas serem mais simples. Como consequência, se obtém uma eficiência de conversão menor com o p-Si, entretanto, tendo então, o benefício de um custo de produção inferior, ao comparado com o m-Si.

Segundo o GTES (2014), o nível de eficiência médio das células comerciais de silício policristalino, varia de 14,5% a 16,2%.

Figura 4: Células de silício policristalino.



Fonte: EPE (2012).

2.1.4.3 Células de silício amorfo

Até meados dos anos de 1980 a única tecnologia fotovoltaica que se mostrava comercialmente viável era a que se utiliza de filmes finos (células de silício amorfo) (SALAMONI, 2004).

Pode-se diferenciar as células de silício amorfo (a-Si) das células c-Si (m-Si e p-Si) ao se observar a estrutura dos átomos, os quais apresentam nas a-Si (Figura 5) um elevado grau de desordem (CRESESB, 2006).

A fabricação das células a-Si ocorre segundo Rüther (2004), em temperaturas consideradas baixas (menos de 300°C), quando se comparado com o processo das células de silício cristalino. Devido este fato, torna-se possível a utilização de substratos com valores de mercado inferiores, como vidros e alguns tipos de plástico. Graças à utilização destes substratos, já se tem no mercado células flexíveis aumentando a versatilidade para seu uso.

Segundo Villalva e Gazoli (2013), o grande porém quando analisado as células de filmes finos diz respeito a sua eficiência, o qual é relativamente baixa quando comparadas com as células de c-Si (5 a 8%).

Figura 5: Células de silício amorfo.



Fonte: EPE (2012).

2.1.4.4 Concentradores fotovoltaicos

Este método tecnológico consiste na utilização de espelhos parabólicos, conforme se pode observar na Figura 6, os quais refletem de forma concentrada a radiação solar nas células fotovoltaicas (EPE, 2012).

A concentração de raios solares na célula gera uma corrente elétrica elevada em uma área pequena de células. Sendo assim, possibilita a utilização de células de alta eficiência e alto custo (como as de $m\text{-Si}$), sem que o custo total do sistema seja oneroso, desde que o sistema ótico possua valor atrativo (GTES, 2014).

De acordo com o GTES (2014), quando se fala em sistema concentrado, é necessário saber o nível de concentração que existe na área de captação. Esse nível é em geral medido pela razão entre a área dos espelhos e a área da célula utilizada, expresso em “sóis”. Em sistemas com concentração de 100 sóis, a eficiência atingida utilizando células de silício é de 27,6%, valor consideravelmente maior do que qualquer outro sistema.

Figura 6: Concentradores fotovoltaicos.



Fonte: SEA ECOTECNIAS (2017).

2.1.4.5 Inversor de frequência

A energia produzida pelos módulos solares fotovoltaicos é dada em corrente contínua. Por este motivo, segundo Rütther (2004), faz-se necessário à utilização de um equipamento chamado de inversor (ou conversor) de frequência, o qual recebe a energia em corrente contínua, e a transforma para corrente alternada, forma de energia utilizada pela maioria dos eletrodomésticos.

Os fatores a serem observados na conversão de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA) são de acordo com o GTES (2014): A amplitude da tensão de saída, a frequência da corrente, o conteúdo harmônico e a forma de onda. Devendo estes serem adequados às cargas que o inversor deverá alimentar. Cabe citar ainda que, quando ligado à rede de distribuição elétrica, a tensão de saída deverá ser a mesma da fornecida pela concessionária.

Rütther (2004) diz também que, os inversores mais usualmente utilizados são os inversores com comutação feita pela rede, e os inversores auto comutados, os quais possuem um circuito eletrônico que sincroniza e controla o sinal de saída do inversor, em relação ao sinal da rede.

2.1.5 Geração distribuída

Sousa e Nerys (2011) definem geração distribuída como sendo a categoria de geração em que os pontos geradores e utilizadores de energia são o mesmo.

Conforme citado anteriormente, podemos dividir a geração distribuída em duas classes para sistema solar, SFI e SFCR. Este projeto trabalhará especificamente com o sistema SFCR.

O sistema de geração distribuída SFCR pode de acordo com Sousa e Nerys (2011), trazer pontos positivos e negativos tanto para o gerador, quando para a companhia de rede elétrica.

Para o consumidor pode-se citar os positivos: redução da oscilação da frequência e da tensão, maior segurança de fornecimento de energia em caso de interrupção da energia provinda da distribuidora local, igualdade tarifaria, quando o investimento para implantação e geração do sistema, for menor ou igual ao cobrado pela distribuidora (SOUSA e NERYS, 2011).

Quanto à distribuidora temos as seguintes vantagens: diminuição de perdas nas linhas de distribuição e transmissão, adiamento ou até mesmo exclusão da necessidade de investimentos para expansão nas linhas de transmissão, e de novas instalações geradoras centralizadas, diminuição no carregamento das redes, o que contribui para a segurança energética e promoção de baixo impacto ambiental (SOUSA e NERYS, 2011).

Entretanto, cabe citar os pontos negativos, que são: maior dificuldade na operação da rede de distribuição, devido a utilização de fluxo bidirecional, maior complexidade para controlar o nível de tensão da rede durante o período de carga leve, variação dos níveis de curto-circuito nas redes, aumento no nível de distorção harmônica na rede; descontinuidade de geração, por conta da dificuldade de previsão de geração de energia (radiação solar varia).

2.1.6 Ligação do sistema solar fotovoltaico a rede de distribuição elétrica

Um dos fatores que impulsionou o uso do SFCR mundo afora foi o uso de programas de incentivo a esta tecnologia, seja por meios da utilização de subsídios para a aquisição do sistema, pela remuneração da energia excedente produzida pelo sistema ou ambos as situações (URBANETZ JUNIOR, 2010).

Nos Estados Unidos e no Japão o programa de incentivo a tecnologia é conhecido de acordo com Urbanetz Junior (2010) como *net metering*, onde o excedente de energia produzido pelo sistema gera créditos, em KWh, o qual pode ser utilizado nos momentos sem produção de energia. Já na Alemanha e Espanha o incentivo é ainda mais atrativo. Conhecido como *feed in tariff*, prevê que a unidade geradora venda, com valores chamativos, o excedente da produção, e nos momentos de falta de produção possa comprar, por valores menores do que a venda, a energia necessária.

Até 2012, o Brasil não disponha de nenhum tipo de incentivo para o uso do sistema fotovoltaico conectado à rede, por este motivo até então a utilização desta tecnologia vinha sendo pouco aproveitada (GTES, 2014).

Porém, no dia 17 de abril de 2012 foi aprovada a Resolução Normativa nº 482 da ANEEL, que foi baseada nas considerações obtidas na Consulta Pública nº15/2010 e na Audiência Pública nº 42/2011, a qual estabelece as condições para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e define o sistema de compensação, muito semelhante ao sistema *net metering* (ANEEL, 2012).

Sendo assim, ficam definidos pela ANEEL: microgeração distribuída, as centrais geradoras de energia elétrica, com potência instalada de até 75 kW, utilizando cogeração qualificada ou fontes de energia renováveis conectadas à rede de distribuição. Minigeração distribuída, as centrais geradoras de energia elétrica, com potência entre 75 kW e 3 MW, também conectadas a rede de distribuição. E sistema de compensação de energia elétrica, o sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com minigeração ou microgeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e compensada posteriormente com o consumo de energia elétrica ativa (ANEEL, 2015).

Os créditos gerados pela compensação de energia elétrica têm validade de 60 meses, e podem ser utilizados para outras unidades consumidoras, desde que, o titular da outra unidade seja o mesmo da unidade geradora (ANEEL, 2015).

2.1.6.1 Sistema de tributação atual do Paraná

De acordo com o artigo 98 da REN 414/2010, a disponibilização da rede elétrica, acarretará em um custo mínimo mensal ao consumidor do grupo B, residencial, de 30 kWh para instalações monofásicas ou bifásicas com dois condutores, 50 kWh para instalações bifásicas com três condutores, e 100 kWh para instalações trifásicas (ANEEL, 2010). Ou seja, no caso de um usuário com instalação monofásica em sua residência, com consumo de 25 kWh, o mesmo irá pagar um total de 30 kWh, valor este que será multiplicado pela tarifa vigente da distribuidora. Na Figura 7 observa-se a tarifa para o subgrupo B1.

Figura 7: Tarifa convencional – subgrupo B1.

CONVENCIONAL	Resolução ANEEL N° 2.255, de 20 de junho de 2017	
Tarifa em R\$/kWh	Resolução ANEEL	com Impostos: ICMS e PIS/COFINS
B1 - Residencial	0,44056	0,69118
Vigência em 24/06/2017		

Fonte: Copel (2017).

Além da taxa mínima referente à disponibilização da rede elétrica, outra taxa ainda faz parte do montante a ser pago independente da geração de energia, denominada como Contribuição para o Custeio do Serviço de Iluminação Pública (COSIP), se trata de um imposto municipal cobrado para cobrir os custos de manutenção, operação e ampliação da iluminação pública (COPEL, 2014). No município de Toledo – PR a COSIP é cobrada em relação a Unidade de Valor para Custeio, variando de acordo com o consumo elétrico da residência (TOLEDO, 2003).

Importante citar que, o estado do Paraná, é um dos quatro estados que ainda não aderiram ao convênio ICMS 16/2015, lançado pelo Conselho Nacional de Políticas Fazendárias (CONFAZ), o qual autoriza estados a concederem isenção dos impostos incidentes (ICMS, PIS e COFINS) sobre a eletricidade trocada entre o cliente e a distribuidora. Desta forma, a unidade geradora não sofre tributação ao reutilizar a energia que possui em crédito com a distribuidora (GUADAGNIN, 2016).

Este fato pode se tornar um agravante ao fazer o levantamento de viabilidade, uma vez que, o estado do Paraná é um dos que possui a maior taxa de ICMS do país (29%). Sendo assim, a energia utilizada nos momentos sem produção de energia, irá sofrer as tributações citadas anteriormente.

Entretanto, convém colocar que a pressão para adesão ao convênio de isenção no estado é grande, tanto por partes das empresas que trabalham no ramo, como de alguns políticos que apoiam a causa, como os deputados estaduais José Carlos Schiavinatto (PP) e Tião Medeiros (PTB), os quais lideram as audiências visando este objetivo (PEDRINI JUNIOR, 2016).

2.1.7 Dimensionamento de SFCR

Por conta do sistema de compensação de energia definido pela REN 482/2012 da ANEEL, não é atrativo que o sistema fotovoltaico produza energia além da consumida pela unidade. Sendo assim, para efetuar o dimensionamento do sistema, é necessário levantar o consumo médio, que pode ser expresso em Wh/dia ou kWh/mês (GTES, 2014).

Com isso, pode-se calcular de acordo com o GTES (2014), a potência total necessária a ser instalada pela Equação 2, a qual pode-se escolher uma parte da demanda de energia consumida a qual se deseja suprir com o sistema fotovoltaico.

$$P_{FV} = \frac{E/TD}{HSP_{MA}} \quad (2)$$

Onde:

P_{FV} : Potência de pico do painel fotovoltaico (Wp)

E: Consumo diário médio no período de um ano ou fração deste (Wh/dia)

HSP_{MA} : Horas de Sol Pico médio diário no período de um ano incidente nas placas (h)

TD: Taxa de desempenho (adimensional)

A taxa de desempenho, também conhecida como *Performance Ratio*, é a medida entre a relação de desempenho real do sistema com o desempenho máximo teórico possível. Esta relação serve para avaliar a qualidade e quantidade de geração de energia elétrica de um sistema solar fotovoltaico (CRESESB, 2014).

Com os dados de potência de pico do painel fotovoltaico, pode-se definir o modelo e tipo de placa utilizado, conforme disponibilidade local.

Outro item de extrema importância que deve ser dimensionado no sistema fotovoltaico conectado à rede é o inversor de frequência, o qual depende da potência do gerador fotovoltaico, da tecnologia e características elétrica do módulo escolhido, das características ambientais e do tipo de instalação a ser feita (microinversor, inversor central, inversor descentralizado, instalação interna ou externa etc) (GTES, 2014).

Ao se dimensionar o inversor, deve-se ter o cuidado de fazê-lo de forma que o inversor não trabalhe por longos períodos em potências demasiadamente acima da nominal e nem abaixo. Entretanto, os inversores para SFCR estão geralmente sujeitos a altas temperaturas de trabalho, devido ao local de instalação (montados em lajes ou telhados). Nestas situações, recomenda-se utilizar uma potência do inversor igual ou até um pouco superior à potência do gerador.

Para dimensionar o inversor, deve-se calcular o Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI), o qual se trata da relação entre a potência nominal em CA do inversor e a potência de pico dos painéis fotovoltaicos, como apresenta a Equação 3.

$$FDI = \frac{P_{Nca}}{P_{FV}} \quad (3)$$

Onde:

FDI: Fator de dimensionamento do inversor (adimensional)

P_{Nca} : Potência nominal em corrente alternada do inversor (W)

P_{FV} : Potência pico do painel fotovoltaico (Wp)

De acordo com o GTES (2014) os valores inferiores de FDI devem estar na faixa de 0,75 a 0,85, ao mesmo tempo que o limite superior é de 1,05.

Contudo, o desempenho do SFCR é bastante influenciado pela temperatura ambiente, pela tecnologia utilizada, por possíveis áreas de sombreamento nas placas, pela variação de irradiação solar incidente entre outros aspectos. Sendo assim, de modo a aumentar a credibilidade e a precisão do dimensionamento, são utilizados *softwares* para este fim, como o PVSyst® (GTES, 2014).

O PVSyst® trata-se segundo o GTES (2014) de um programa desenvolvido pela Universidade de Genebra (Suíça) e hoje é comercializado pela empresa PVSyst® S.A. O *software* permite ao usuário trabalhar com diferentes níveis de complexidade, desde um pré-dimensionamento até um sistema detalhado. O próprio programa possui uma ferramenta tridimensional para projeção de possíveis sombras sobre as placas. Além disso, possui uma ampla base de dados de módulos e inversores. O programa considera ainda as perdas de eficiência do SF e a sua taxa de desempenho. Por este motivo é expressamente utilizado para SFCR.

2.1.8 Viabilidade econômica

Para análise dos resultados econômicos obtidos, é necessária a criação de determinados períodos, sendo estes utilizados para avaliar a riqueza existente que permite a implantação de novos projetos e investimentos, mantendo a capacidade de, no caso de uma empresa, gerar produtos ou serviços, ou de uma pessoa física pagar suas contas e despesas não pré-determinadas (CATELLI, 2001).

A partir da existência de um novo investimento é necessário que seja avaliado o resultado econômico do mesmo para a determinação da viabilidade ou não. E, segundo

Gonçalves *et al.* (2009), a análise também objetiva ter a mensuração do quanto de valor será adicionado à empresa ou a uma pessoa física com esse novo investimento. Contudo, é com a utilização dos métodos de avaliação a seguir que torna possível ter em termos quantitativos qual a viabilidade de novas implantações.

2.1.8.1 Taxa mínima de atratividade (TMA)

Segundo Gonçalves *et al.* (2009), é preciso determinar uma taxa mínima de retorno de um novo investimento, essa taxa é determinada pelo investidor, como um dos tópicos para a tomada de decisão na melhor alternativa, podendo ser chamada de Taxa Mínima de Atratividade (TMA).

Souza e Clemente (2009) explicam que a TMA é a melhor forma disponível para a análise do risco para aplicação de um capital. Ou seja, calcular a TMA nos fornece resposta sobre a viabilidade da aplicação do dinheiro em determinado investimento.

Para Bernardi (2006) a TMA é chamada também de Custo de Capital, estando incluso em seus cálculos da implantação do novo projeto como o item do valor que pretende ter de retorno, pois com ela é determinado um percentual ao qual inclui a porcentagem de quanto renderia o mesmo valor caso fosse investido em outra forma de aplicação.

Para determinação da TMA, Gonçalves *et al.* (2009) explica que pode se levar em conta duas situações: a primeira, como o investimento sendo totalmente financiado, neste caso, o valor da TMA será igual à taxa de juros do financiamento, pois, caso o retorno obtido pelo investimento for igual ou superior ao valor total para pagamento do empréstimo, já se considera o mesmo como viável. A segunda, se considera que o investidor possui todo o capital para o investimento, considerara-se a melhor opção de investimento em outra aplicação que gera uma otimização do uso do capital.

No modo o qual o investidor possui todo o capital para o investimento, podemos dividir a TMA em: custo de oportunidade (taxa de rendimento em outro tipo de investimento, como renda fixa ou tesouro direto); risco do negócio (ganho esperado devido ao risco do novo investimento, quanto maior o risco, maior a taxa); e liquidez (velocidade com a qual se pode retirar o valor investido da aplicação, quanto maior o tempo, maior a taxa).

2.1.8.2 Taxa interna de retorno (TIR)

De acordo com Gonçalves et al. (2009), a TIR é uma taxa que corresponde ao rendimento do investimento no projeto. Em sua avaliação pela ótica financeira, Ávila (2013), diz que é com a TIR que se pode identificar a maior rentabilidade que um projeto pode oferecer ou até se existe rentabilidade do mesmo.

A taxa adquirida com a TIR não pode ser confundida com a taxa TMA, pois ela é obtida do resultado final do investimento, valor esse que deve ser maior que a TMA, e sendo que ela corresponde a taxa mínima desejada de retorno. Contudo se a TIR foi maior que a TMA, se aceita o mesmo, caso contrário, conclui-se que o investimento é inviável (HOJI, 2006).

2.1.8.3 Valor presente líquido (VPL)

De acordo com Souza e Clemente (2008), o valor presente líquido trata-se da concentração de patrimônio esperado de um dado investimento, na data zero.

Enquanto Hoji (2006) diz que, a VPL visa calcular o ganho ou mesmo a perda monetária líquida, ao se descontar todos desembolsos e entradas de valores previstos, trazidos para um valor atual, comparado com a TMA previamente definida.

Para utilizar o VPL para tomadas de decisões quanto ao investimento, deve-se, segundo Gitman e Madura (2003), aceitar o projeto apenas caso o valor obtido do VPL for positivo, caso este seja negativo, deve-se rejeitar o projeto como investimento.

A VPL pode ser definida seguindo a Equação 4.

$$VPL = \sum_{n=1}^n \frac{Fc_t}{(1+i)^n} \quad (4)$$

Onde:

VPL: Valor Presente Líquido (R\$)

FC: Fluxo de caixa (R\$)

t: Momento em que o fluxo de caixa ocorreu (ano)

i: Taxa Mínima de Atratividade

n: período de tempo (anos)

2.1.8.4 Tempo de retorno do investimento (*Payback*)

Para a implantação de um novo projeto, um fator para determinação de sua viabilidade é o tempo de retorno desse investimento. Segundo Souza e Clemente (2009), o *Payback* é a quantidade de períodos necessários para que o retorno dos benefícios seja maior que o valor investido, sendo esses períodos determinados pelo investidor, podendo ser determinado em meses ou anos.

O *Payback* é o tempo para a recuperação do investimento, calculado usando os valores do investimento e as receitas de cada período, sendo assim quanto maior o prazo de *Payback*, menos interessante ele se torna. A fórmula é simples e para o resultado é somado os fluxos de receitas de cada período até que sobressaia ao custo inicial do projeto (WESTON e BRIGHAM, 2000).

CAPÍTULO 3

3.1 METODOLOGIA

3.1.1 Tipo de estudo e local da pesquisa

O presente trabalho trata de uma análise da viabilidade de instalação de módulos fotovoltaicos necessários para suprir a demanda energética de residências com diferentes características na cidade de Toledo – PR.

A pesquisa foi classificada como sendo de natureza aplicada, com abordagem qualitativa e desenvolvimento baseado em estudo de caso. A análise da viabilidade econômica foi baseada nos indicadores TMA, TIR, VPL e *Payback*.

3.1.2 Caracterização da amostra

As residências que fizeram parte da análise de viabilidade foram escolhidas observando-se características de posicionamento e de consumo distintos, limitados a seis amostras.

O sistema de energia solar fotovoltaica conectado à rede de distribuição de energia, foi dimensionado para produzir energia suficiente para suprir o consumo total da residência, levantado de acordo com as últimas faturas de energia.

Para tanto, foi considerado o consumo de energia elétrica das residências no período de um ano, o posicionamento geográfico das coberturas disponíveis nas moradias, a inclinação destas e possíveis obstáculos geradores de sombra, podendo desta forma, realizar o dimensionamento dos equipamentos fotovoltaicos necessários para atender a demanda energética anteriormente citadas.

3.1.3 Coleta de dados

Inicialmente, foi feito a aquisição de dados, necessários para posterior dimensionamento do sistema, sendo eles:

- Definição das residências que foram analisadas, buscando características distintas.
- Levantamento do consumo mensal das residências no período de um ano, para conhecimento do total de energia que o sistema deverá gerar.
- Verificação da possibilidade de instalação das placas solares na cobertura da residência.
- Levantamento do tamanho do telhado e número de águas disponível para aplicação das placas.
- Levantamento do posicionamento geográfico da residência, e apontamento das coberturas disponíveis (ângulo azimutal).
- Levantamento da angulação da cobertura.
- Verificação de possíveis obstáculos que possam gerar sombra sobre a área do telhado.
- Elaboração das plantas de cobertura das residências, nomeando cada telhado disponível, com a sua devida inclinação, indicada em graus (°) e indicação do apontamento geográfico.
- Levantamento da irradiação solar média mensal incidente no local analisado, sendo que, como a análise foi feita na mesma cidade, este valor foi considerado o mesmo para todos os casos. A extração de dados foi feita pela plataforma *online* da SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*), utilizando dados do INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais).
- Levantamento da temperatura média mensal da região, que vale a mesma ideia do item anterior (mesma condição de temperatura para todas as residências). Os dados de temperatura média foram obtidos do *site* climate-data.org.

3.1.4 Análise dos dados

Após a obtenção dos dados necessários, passou-se para a etapa de dimensionamento do sistema solar fotovoltaico. Para isto, fora utilizado o *software* PVsyst® versão 6.6.3.

Os dados anteriormente citados são necessários para alimentar o *software* utilizado no dimensionamento. O próprio *software* possui uma base de dados em relação à irradiação no planeta, entretanto, os dados de irradiação para o Brasil são pequenos, limitados a algumas capitais. Por este motivo, se faz necessário a inserção manual das características de irradiação e de temperatura, para o cálculo.

Em seguida, definiu-se os equipamentos (placas fotovoltaicas e inversores de frequência) que serão utilizados para os cálculos sendo que no banco de dados do *software* possui uma vasta biblioteca neste quesito, podendo trabalhar com equipamentos usuais na região.

Na sequência da etapa de alimentação de dados no PVsyst®, foi obtido o número de placas fotovoltaicas para cada sistema, bem como o número de inversores e suas respectivas potências.

3.1.5 Análise de viabilidade econômica

Após a determinação da configuração necessária para cada sistema analisado, foram solicitados orçamentos de diferentes empresas do ramo para a composição de custo. Além das placas fotovoltaicas e dos inversores de frequência, existem outros equipamentos necessários para o funcionamento do modulo fotovoltaico como, por exemplo: sistema de monitoramento; medidor bidirecional; controladores de cargas (*string box*). Estes não serão dimensionados, contudo, possuem valor considerável no montante de custo total, assim sendo, deverão constar no orçamento.

Na sequência foi determinada a viabilidade econômica de cada residência que compôs a amostra, sendo determinados os índices econômicos TMA, TIR, VPL e *Payback*, considerando todos os custos envolvidos, possibilitando desta forma, concluir sobre a viabilidade de instalação em cada caso em função das características construtivas de cada moradia.

A taxa mínima de atratividade (TMA) foi definida utilizando investimentos em CDBs (certificado de depósito bancário) com renda fixa – os quais apresentam boa atratividade como investimento, muito melhor que poupança – como base para este dado.

Considerações para os cálculos de projeção de retorno:

- O prazo de cálculo do investimento foi de 20 anos, definido conforme a garantia de eficiência de 80% de geração das placas, dada pelo fabricante, sendo assim, para cada ano que

se passa, reduziu-se nos cálculos a energia gerada pelo sistema em 1% (redução de eficiência anual).

- Considerou-se um aumento de 2% nos três primeiros anos no consumo energético de cada residência, e nos demais, manteve-se o consumo constante conforme o último ano aumentado. Este aumento foi considerado devido a tendência de por conta da diminuição da conta de energia, haver um menor controle com o consumo.

- Considerou-se os dados de gerações obtidos pelo programa disponível nos Apêndices M a R (na tabela *Balances and main results*), os quais os dados da coluna “*E User*” diz respeito a energia que foi produzida pelo sistema e utilizada diretamente pela residência, e “*E_Grid*” a energia que foi injetada na rede pelo sistema, podendo ser posteriormente descontada.

- A taxa de iluminação pública calculou-se conforme Decreto 234 de 2003 da cidade de Toledo – PR, que se baseia na UVC do ano da seguinte forma:

Consumo de 0 a 120 KWh – Desconto de 100% em relação ao UVC.

Consumo de 121 a 140 KWh – Desconto de 61% em relação ao UVC.

Consumo de 141 a 200 KWh – Desconto de 55% em relação ao UVC.

Consumo de 201 a 350 KWh – Desconto de 45% em relação ao UVC.

Consumo de 351 a 600 KWh – Desconto de 34% em relação ao UVC.

Consumo de 601 a 1000 KWh – Desconto de 25% em relação ao UVC.

Consumo acima de 1000 KWh – Desconto de 21% em relação ao UVC.

- A UVC iniciou-se nos cálculos com o valor de R\$ 62,15 conforme DECRETO N°6 de 2017 da cidade de Toledo – PR, sendo reajustado anualmente em 6,5%, valor este definido pela média dos últimos 10 anos do INPC/IBGE, que é o índice considerado pela prefeitura para os reajustes todo ano.

- O valor do KWh começou nos cálculos conforme a RESOLUÇÃO 2255 da ANEEL, com os valores de R\$ 0,69118 para o valor considerando os impostos, e R\$ 0,44056 para o valor descontado os impostos, sendo que ambos foram reajustados anualmente em 4,5%, valor este que foi a média de aumento dos últimos 10 anos no estado para a categoria B1 (residencial).

- Não foram considerados nas contas de energia, bandeiras tarifárias, devido a imprevisibilidade com que essas ocorrem.

- Considerou-se o sistema implantado nas residências a partir do mês de setembro de 2017.

Para calcular a economia gerada por mês pelo sistema, foi considerado duas contas de energia, uma sem o SFCR e outra com o SFCR, obtendo-se a economia mensal ao subtrair o valor da conta com SFCR do valor da conta sem SFCR.

O cálculo da conta sem SFCR foi obtido pela soma da taxa de iluminação pública (calculada conforme citado acima) com a multiplicação do consumo mensal, pelo valor do KWh.

A COPEL considera o cálculo da conta de energia com sistema de compensação da seguinte forma: Energia utilizada da rede (utilizando o valor do R\$/KWh com imposto) somada a taxa de iluminação pública, descontado a energia injetada na rede, multiplicando esta última pelo valor descontado o imposto (ou seja, o valor descontado é menor do que o valor utilizado, devido a tributação de ICMS, PIS e COFINS na energia compensada). Entretanto, o consumo total (energia consumida menos energia injetada) não pode ser menor que a taxa mínima conforme o tipo de rede disponível na residência, caso isso aconteça, o excedente de energia injetada ficará disponível como créditos.

CAPÍTULO 4

4.1 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nos Anexos A à F encontram-se as localizações de cada residência analisada. Já nos Anexos G à L apresentam-se os dados de consumo dos últimos 12 meses de cada caso (conta de energia da COPEL).

Com os levantamentos das medidas e características das coberturas de cada residência foram feitas as plantas de coberturas das respectivas, disponível nos Apêndices A à F. Já nos Apêndices G à L são apresentados os memoriais característicos de cada caso, englobando a demanda energética, a área disponível de cada telhado e seu apontamento, e possíveis causadores de sombras nos mesmos.

Os dados do INPE para irradiação média solar na região obtidos na plataforma SWERA são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1: Irradiação média mensal da cidade de Toledo – PR.

GHI INPE High Resolution	
Mês	KWh/m ² .dia
Janeiro	6,79
Fevereiro	6,1
Março	5,54
Abril	4,91
Maio	3,87
Junho	2,95
Julho	3,32
Agosto	4,47
Setembro	4,99
Outubro	5,57
Novembro	6,94
Dezembro	6,93

Fonte: SWERA (2017).

Na Tabela 2 são exibidos os dados de temperatura média da cidade de análise, obtidos no *site* climate-data.org.

Tabela 2: Temperatura média mensal da cidade de Toledo – PR.

Mês	°C
Janeiro	23,3
Fevereiro	23,2
Março	21,9
Abril	19,4
Maio	16,3
Junho	15,0
Julho	15,3
Agosto	16,6
Setembro	18,1
Outubro	19,8
Novembro	21,3
Dezembro	22,5

Fonte: CLIMATE-DATA.ORG (2017).

Conforme citado anteriormente, os dados de irradiação e temperatura média do *software* PVSyst® para o Brasil são limitados, necessitando a inserção manual dos respectivos, entretanto, para isto, é necessário utilizar uma das bases de dados disponíveis no programa, para posicionamento geográfico da região analisada, ou seja, os dados de longitude, latitude e altura foram preenchidos automaticamente pelo PVSyst®, conforme observa-se na Figura 8, onde utilizou-se os dados do Meteonorm 7.1.

Na Figura 9 observa-se a janela do *software* (*monthly meteo*) para inserção manual dos dados de irradiação média mensal e temperatura média mensal, obtidos anteriormente.

A introdução das características de cada telhado para simulação, foi feita na janela Orientação (*Orientation*) do programa, a qual deve-se inserir o ângulo de inclinação do telhado (*Plane Tilt*) e o ângulo azimutal em relação ao Norte (*Azimuth*), conforme nota-se na Figura 10.

Na janela Sombreamentos Próximos (*Near Shadings*), foram inseridos os elementos causadores de sombras no telhado, quando existentes. Para isso, definiu-se o tamanho do sistema (número de placas), e inseriu-se por meio das ferramentas presentes no programa, formas imitantes do agente causador de sombra, próximo das placas, conforme observa-se na Figura 11, onde a parte roxa representa o posicionamento das placas, e a parte amarela, a edificação vizinha geradora de sombra.

Figura 8: Janela do PVSyst® para criação de uma nova localização.

Geographic site parameters for Toledo_MN71mod.SIT

Geographical Coordinates | Monthly meteo | Interactive Map

Location

Site name: Toledo

Country: Brazil Region: South America

Geographical Coordinates

Latitude: -24.70 [°] (-24 42) (+ = North, - = South hemisph.)

Longitude: -53.72 [°] (-53 43) (+ = East, - = West of Greenwich)

Altitude: 544 M above sea level

Time zone: -3.0 Corresponding to an average difference

Legal Time - Solar Time = 0h 35m

Meteo data Import

☒ Meteonorm 7.1 ☐ NASA-SSE

Import

Tabular I/O (Excel)

Import

Export line

Export table

Show map

New Site **Print** **Close**

Fonte: PVSyst® (2017).

Figura 9: Janela do PVSyst® para inserção dos dados de irradiação e temperatura.

Geographic site parameters for Toledo_MN71mod.SIT

Geographical Coordinates | Monthly meteo | Interactive Map

Site Toledo (Brazil)

Data source Meteonorm 7.1 (1900-1900), Sat=100% (Modified by user)

	Global Irrad. kWh/m².day	Temper. °C
January	6.79	23.3
February	6.10	23.2
March	5.54	21.9
April	4.91	19.4
May	3.87	16.3
June	2.95	15.0
July	3.32	15.3
August	4.47	16.6
September	4.99	18.1
October	5.57	19.8
November	6.94	21.3
December	6.93	22.5
Year	5.19	19.4

Required Data

☒ Horizontal global irradiation ☒ Average Ext. Temperature

Extra data

☐ Horizontal diffuse irradiation ☐ Wind velocity

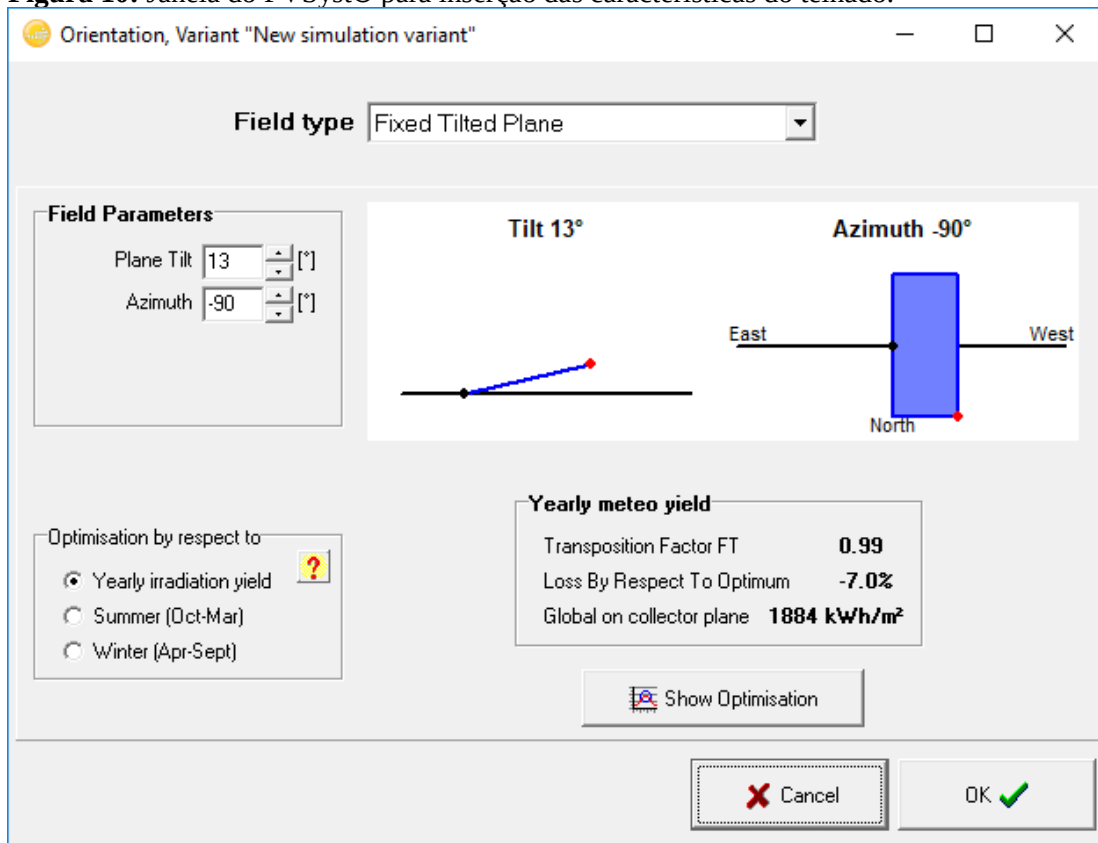
Irradiation units

☒ kWh/m².day ☐ kWh/m².mth ☐ MJ/m².day ☐ MJ/m².mth ☐ W/m² ☐ Clearness Index Kt

New Site **Print** **Close**

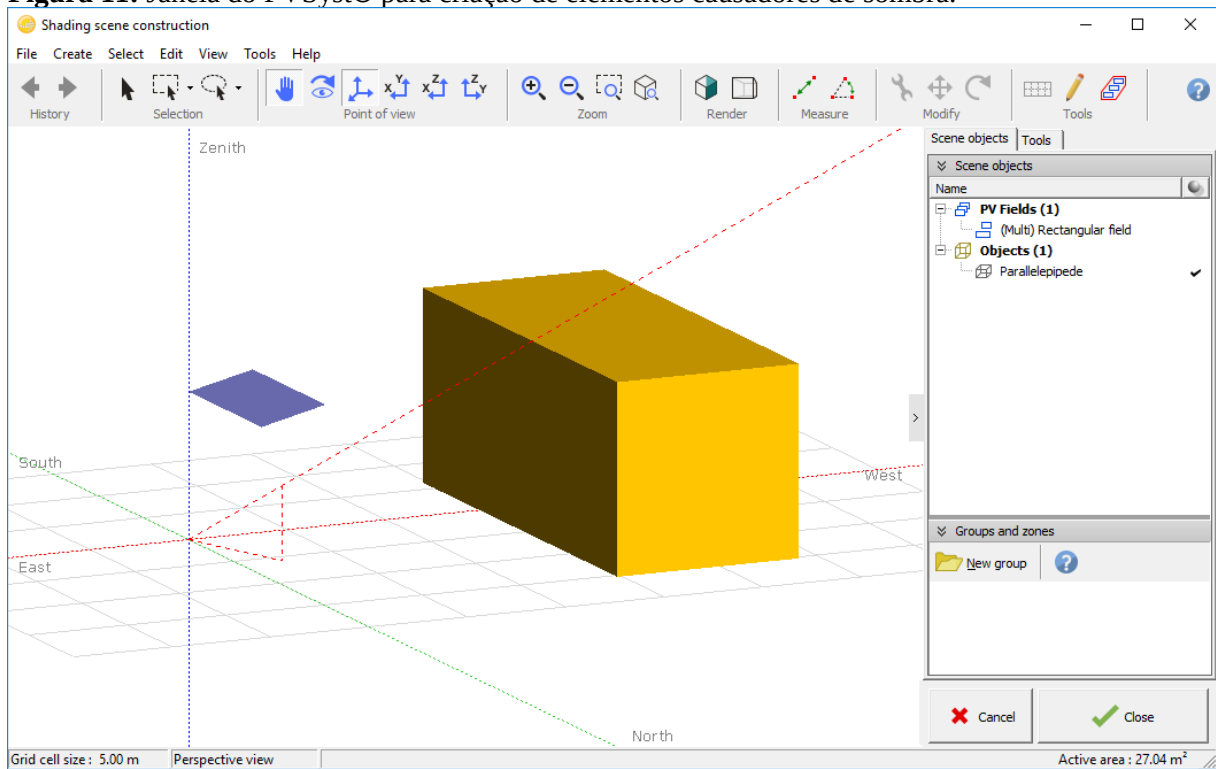
Fonte: PVSyst® (2017).

Figura 10: Janela do PVSyst® para inserção das características do telhado.



Fonte: PVSyst® (2017).

Figura 11: Janela do PVSyst® para criação de elementos causadores de sombra.

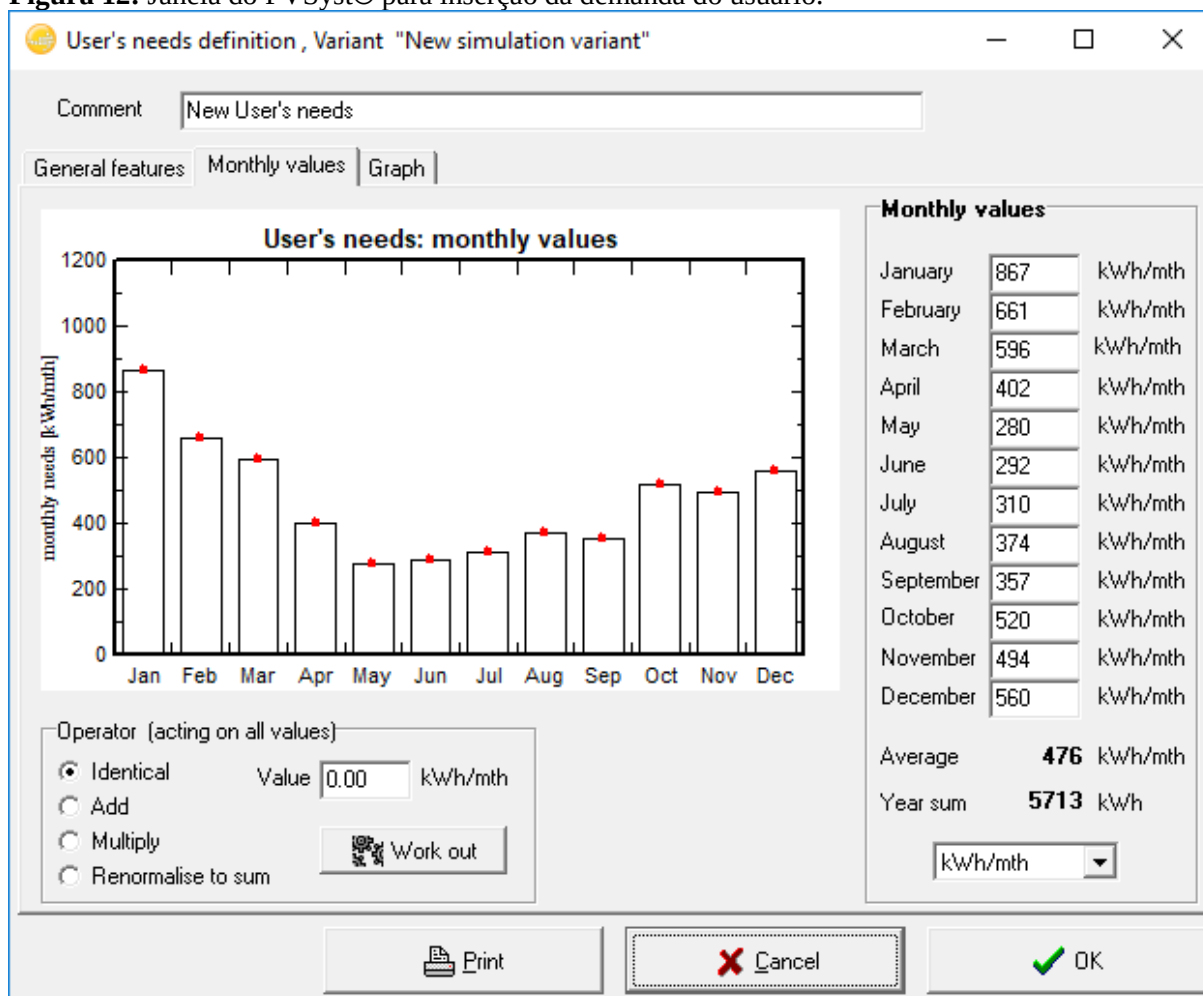


Fonte: PVSyst® (2017).

Na janela Necessidades do Usuário (*User's Needs*) foi inserido as demandas para cada caso na aba Valores Mensais (*Monthly values*), conforme Figura 12, chegando assim a um valor anual de produção de energia, valor este que o sistema deverá gerar.

Foi designado o modelo de painel fotovoltaico, o modelo do inversor de frequência, bem como o número de ambos para o sistema a se simular na janela Sistema (*System*), conforme mostrado na Figura 13.

Figura 12: Janela do PVSyst® para inserção da demanda do usuário.



Fonte: PVSyst® (2017).

Figura 13: Janela do PVSyst® para escolha dos componentes do sistema.

Grid system definition, Variant: "New simulation variant"

Global System configuration

1 Number of kinds of sub-arrays

Global system summary

Nb. of modules	16	Nominal PV Power	4.2 kWp
Module area	26 m²	Maximum PV Power	4.3 kWdc
Nb. of inverters	1	Nominal AC Power	4.2 kWac

PV Array

Sub-array name and Orientation

Name: PV Array

Orient: Fixed Tilted Plane

Tilt: 13°

Azimuth: -90°

Presizing Help

☐ No sizing

Enter planned power: 4.2 kWp

☐ ... or available area(modules): 26 m²

Select the PV module

Available Now

Canadian Solar Inc. 265 Wp 26V Si-poly CS6K - 265P 1500V Since 2016 Manufacturer 2C

Sizing voltages: Vmpp (60°C) 26.1 V

Voc (-10°C) 42.0 V

☐ Use Optimizer

Select the inverter

Available Now

ABB 4.2 kW 120 - 530 V 60 Hz PVI-4.2-OUTD-S-US (277V) Since 2009

Nb. of inverters: 1

Operating Voltage: 120-530 V

Input maximum voltage: 600 V

Global Inverter's power: 4.2 kWac

☐ Use multi-MPPT feature

Design the array

Number of modules and strings

Mod. in series: 8

Nbre strings: 2

Overload loss: 0.0 %

Phom ratio: 1.01

Operating conditions

Vmpp (60°C) 209 V

Vmpp (20°C) 250 V

Voc (-10°C) 336 V

Plane irradiance: 1000 W/m²

Imp (STC) 17.4 A

Isc (STC) 18.7 A

Isc (at STC) 18.5 A

Max. operating power at 1000 W/m² and 50°C: 3.8 kW

Array nom. Power (STC): 4.2 kWp

System overview

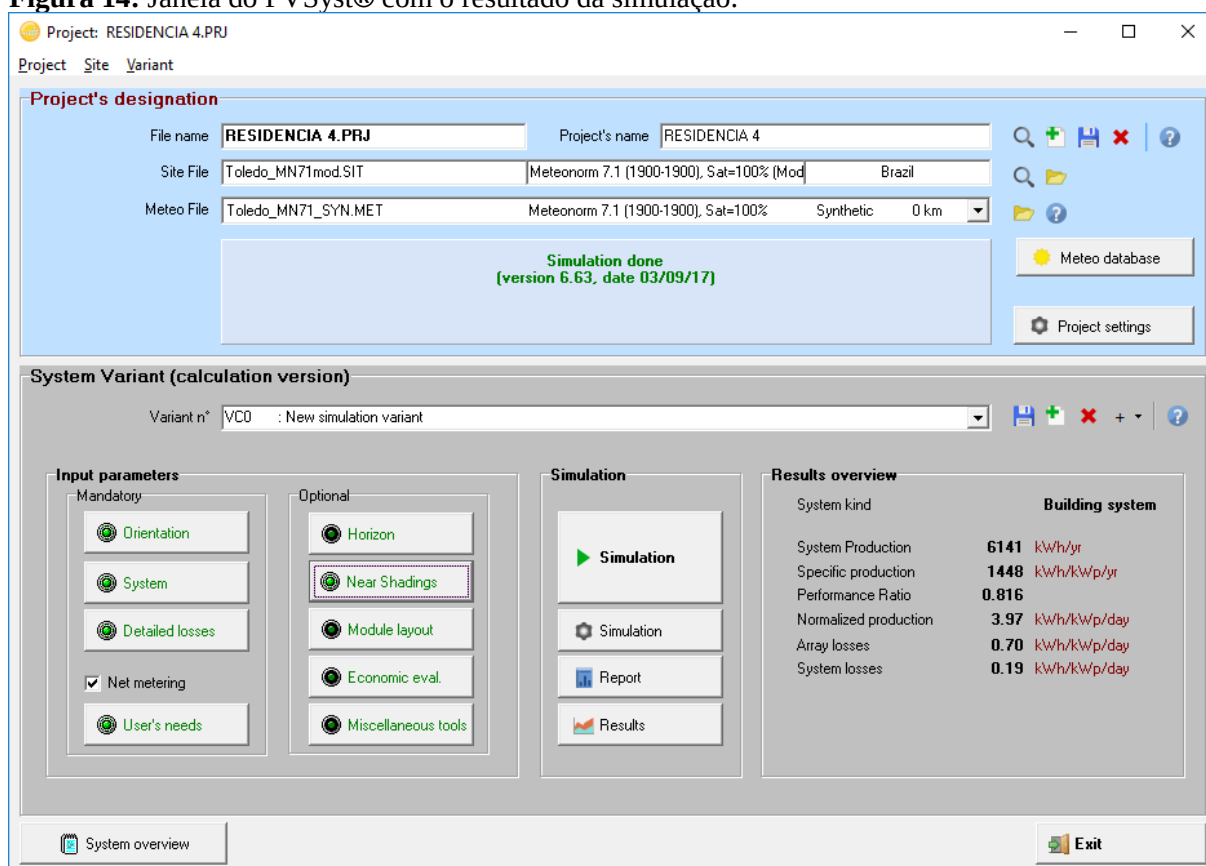
Cancel

OK

Fonte: PVSyst® (2017).

Os valores de geração de energia da simulação são apresentados na janela principal do simulador no item Produção do Sistema (*System Production*), bem como a Taxa de Desempenho (*Performance Ratio*) (Figura 14).

Figura 14: Janela do PVSyst® com o resultado da simulação.



Fonte: PVSyst® (2017).

Para cada residência foram feitas várias simulações, afim de verificar qual dos telhados apresenta maior produtividade, considerando três situações para cada telhado disponível (inclinação original, 3° a menos de inclinação e 3° a mais de inclinação).

Os resultados das simulações são apresentados a seguir nas Tabelas 3 a 8. Nas tabelas da esquerda são informados os sistemas utilizados para as simulações, enquanto que nas tabelas da direita são apresentados os resultados de produção de energia de cada simulação por telhado, e a conclusão de cada telhado quanto a viabilidade técnica.

Em negrito, destaca-se a melhor opção de telhado disponível para cada residência. Apresenta-se também uma simulação de um telhado tido como “ideal”, o qual teria seu apontamento voltado para norte (azimute = 0°) com inclinação de 24° – condições estas que para o sistema fixo na região, teria o melhor aproveitamento solar – apenas para comparação de eficiência.

Tabela 3: Resumo das simulações – Residência 1.

RESIDÊNCIA 1				
RESUMO DO SISTEMA ADOTADO		RESUMO DAS SIMULAÇÕES		
14 placas 265W Canadian solar CS6K		Telhado	Angulo adotado	Produção anual KWh/ano
Potencia nominal do sistema = 3,7 KWp				Viabilidade técnica
Inversor ABB 3.6 KW		S-1	10	5150
Área ocupada pelas placas 23m²		S-1	7	5259
Demanda anual: 5184 KWh/ano		S-1	13	5029
		L-1	14	5411
		L-1	11	5439
		L-1	17	5373
		L-2	11	5439
		L-2	8	5459
		L-2	14	5411
		O-1	14	5385
		O-1	11	5420
		O-1	17	5344
		O-2	11	5420
		O-2	8	5445
		O-2	14	5385
		IDEAL	24	5839

Fonte: Autor (2017).

Conforme observa-se nos dados acima, a melhor opção para instalação do SFCR na residência 1 é o telhado L-1 com alteração de -3°. Observa-se ainda que caso a residência dispunha de um telhado ideal, a produção poderia ser 7,35% maior (400KWh/ano a mais).

Tabela 4: Resumo das simulações – Residência 2.

RESIDÊNCIA 2				
RESUMO DO SISTEMA ADOTADO		RESUMO DAS SIMULAÇÕES		
12 placas 265W Canadian solar CS6K		Telhado	Angulo adotado	Produção anual KWh/ano
Potencia nominal do sistema = 3,2 KWp				Viabilidade técnica
Inversor ABB 3.3 KW		N-1	18	...
Área ocupada pelas placas 20m²		S-1	18	...
Demanda anual: 4465 KWh/ano		L-1 e L-2	22	4527
		L-1 e L-2	19	4566
		L-1 e L-2	25	4484
		L-3	22	...
		O-1	22	4494
		O-1	19	4538
		O-1	25	4447
		IDEAL	24	4988

Fonte: Autor (2017).

Para a residência 2, os melhores telhados para instalação são os telhados L-1 e L-2, diminuindo-se a inclinação em 3°. Já o telhado Ideal apresentou uma eficiência 9,24% maior (422 KWh/ano a mais).

Tabela 5: Resumo das simulações – Residência 3.

RESIDÊNCIA 3				
RESUMO DO SISTEMA ADOTADO		RESUMO DAS SIMULAÇÕES		
5 placas 265W Canadian solar CS6K		Telhado	Angulo adotado	Produção anual KWh/ano
Potencia nominal do sistema = 1,3 KWp				Viabilidade técnica
Inversor ABB 2,0 KW		N-1 e N-2	18	2027
Área ocupada pelas placas 8m²		N-1 e N-2	15	2017
Demanda anual: 1897 KWh/ano		N-1 e N-2	21	2033
		S-1	16	1697
		S-1	13	1744
		S-1	19	1645
		S-2, S-3 e S-4	18	1663
		S-2, S-3 e S-4	15	1713
		S-2, S-3 e S-4	21	1609
		IDEAL	24	2035

Fonte: Autor (2017).

Aumentando-se a inclinação em 3° em relação aos telhados N-1 e N-2 obtém-se as melhores opções de instalação para a residência 3, sendo que desta forma, estes se aproximam muito do telhado ideal, sendo a diferença para ambos praticamente desprezível (0,1%).

Tabela 6: Resumo das simulações – Residência 4.

RESIDÊNCIA 4				
RESUMO DO SISTEMA ADOTADO		RESUMO DAS SIMULAÇÕES		
16 placas 265W Canadian solar CS6K		Telhado	Angulo adotado	Produção anual KWh/ano
Potencia nominal do sistema = 4,2 KWp				Viabilidade técnica
Inversor ABB 4,2 KW		L-1	16	6102
Área ocupada pelas placas 26m²		L-1	13	6141
Demanda anual: 5713 KWh/ano		L-1	19	6055
		L-2	16	...
		O-1 e O-2	16	5885
		O-1 e O-2	13	5938
		O-1 e O-2	19	5807
		IDEAL	24	6615

Fonte: Autor (2017).

O telhado L-1 com as placas 3° menos inclinada, apresentou para a residência 4 os melhores resultados de simulação. Notou-se que para a residência em questão, a edificação geradora de sombra a Oeste interferiria diretamente na geração de energia, caso o sistema fosse locado para esta direção. Observa-se também, uma diferença de 7,72% a mais (474KWh/ano) caso o sistema fosse locado para a direção ideal.

Tabela 7: Resumo das simulações – Residência 5.

RESIDÊNCIA 5				
RESUMO DO SISTEMA ADOTADO		RESUMO DAS SIMULAÇÕES		
26 placas 265W Canadian solar CS6K		Telhado	Angulo adotado	Produção anual KWh/ano
Potencia nominal do sistema = 6,9 KWp				Viabilidade técnica
Inversor ABB 6,0 KW		N-1	35	...
Área ocupada pelas placas 43m²		N-2, N-3, N-4, N-5 e N-7	35	10758
Demanda anual: 10597 KWh/ano		N-2, N-3, N-4, N-5 e N-7	32	10829
		N-2, N-3, N-4, N-5 e N-7	38	10666
		N-6	35	...
		S-1, S-2, S-3 e S-5	35	7207
		S-1, S-2, S-3 e S-5	32	7543
		S-1, S-2, S-3 e S-5	38	6874
		S-4	27	...
		S-6	27	...
		L-1	35	...
		L-2	27	...
		L-3	27	9739
		L-3	24	9840
		L-3	30	9622
		O-1	35	...
		O-2	35	...
		O-3	27	9650
		O-3	24	9767
		O-3	30	9522
		IDEAL	24	10908
				Área insuficiente
				OK
				OK
				OK
				Área insuficiente
				Ñ atende à demanda
				Ñ atende à demanda
				Ñ atende à demanda
				Área insuficiente
				Área insuficiente
				Área insuficiente
				Ñ atende à demanda
				Ñ atende à demanda
				Ñ atende à demanda
				Área insuficiente
				Área insuficiente
				Ñ atende à demanda
				Ñ atende à demanda
				Ñ atende à demanda

Fonte: Autor (2017).

Considerando o sistema com inclinação 3° menor, os telhados N-2, N-3, N-4, N-5 e N-7 são os que apresentaram os melhores resultados de simulação, enquanto o posicionamento ideal apresentou um aumento pequeno em relação a estes, de apenas 0,73% (79 KWh/ano).

Tabela 8: Resumo das simulações – Residência 6.

RESIDÊNCIA 6				
RESUMO DO SISTEMA ADOTADO		RESUMO DAS SIMULAÇÕES		
8 placas 265W Canadian solar CS6K	Potencia nominal do sistema = 2,1 KWp	Telhado	Angulo adotado	Produção anual KWh/ano
Área ocupada pelas placas 13m ²				Viabilidade técnica
Demanda anual: 2952 KWh/ano		N-1	27	3295
		N-1	24	3299
		N-1	30	3285
				OK
		S-1, S-2 e S-3	27	2437
		S-1, S-2 e S-3	24	2532
		S-1, S-2 e S-3	30	2337
		L-1 e L-2	27	2940
		L-1 e L-2	24	2971
		L-1 e L-2	30	2904
		O-1 e O-2	27	2913
		O-1 e O-2	24	2949
		O-1 e O-2	30	2874

Fonte: Autor (2017).

A residência 6 é a única que apresentou um telhado o qual com a alteração de 3º (limitada por questões estéticas) tornou-se um telhado com características ideais para o sistema fixo fotovoltaico, sendo este, o telhado N-1 (com o sistema 3º menos que o telhado).

Em posse do melhor telhado disponível de cada residência, gerou-se um relatório completo do sistema – o qual pela potência necessária do sistema foi utilizado para solicitar os orçamentos das empresas – que pode ser verificado nos Apêndices M à R.

4.1.1 Viabilidade técnica

No tocante a viabilidade técnica, conforme apresentado nas Tabelas 3 a 8, todas as residências apresentaram ao menos um telhado, cujas características possibilitam a instalação de um SFCR capaz de suprir toda a demanda da residência, o qual analisado com a área disponível de telhado em cada moradia, o sistema simulado geraria a energia necessária.

Observou-se, porém, que os telhados leste e oeste, produziram em média 7 a 9% menos que um telhado voltado a norte com 24º, variando de acordo com a inclinação deste. Notou-se também que, quanto menor fosse a inclinação dos telhados leste, oeste e sul, maior seria a produção de energia, já para o telhado Norte, quanto mais próximo da inclinação de latitude (24º) maior será esta. Outro fato identificado, foi que os telhados Leste possuem um

desempenho um pouco melhor que os telhados Oeste, entretanto, diferença essa quase insignificante.

4.1.2 Viabilidade econômica

Na Tabela 9, apresenta-se o cálculo da economia gerada no primeiro ano da residência 1, como exemplo.

Tabela 9: Economia gerada na residência 1 no primeiro ano.

		COM SFCR										SEM SFCR			Economia no mês
		Consumo	Energia do SFCR utilizada	Energia do SFCR injetada	Energia que pode ser descontada	Valor bruto	Tx. Ilum. Pub.	Credito no mês	Credito acumulado	Desc. geração	TOTAL	CONSUMO	Tx. Ilum. Pub.	TOTAL	
2017	Jan	732 KWh				R\$ 505,94	R\$ 46,61	0,0	0,0	R\$ -	R\$ 552,56	R\$ 505,94	R\$ 46,61	R\$ 552,56	R\$ -
	Fev	497 KWh				R\$ 343,52	R\$ 41,02	0,0	0,0	R\$ -	R\$ 384,54	R\$ 343,52	R\$ 41,02	R\$ 384,54	R\$ -
	Mar	532 KWh				R\$ 367,71	R\$ 41,02	0,0	0,0	R\$ -	R\$ 408,73	R\$ 367,71	R\$ 41,02	R\$ 408,73	R\$ -
	Abr	328 KWh				R\$ 226,71	R\$ 34,18	0,0	0,0	R\$ -	R\$ 260,89	R\$ 226,71	R\$ 34,18	R\$ 260,89	R\$ -
	Mai	286 KWh				R\$ 197,68	R\$ 34,18	0,0	0,0	R\$ -	R\$ 231,86	R\$ 197,68	R\$ 34,18	R\$ 231,86	R\$ -
	Jun	346 KWh				R\$ 239,15	R\$ 34,18	0,0	0,0	R\$ -	R\$ 273,33	R\$ 239,15	R\$ 34,18	R\$ 273,33	R\$ -
	Jul	339 KWh				R\$ 234,31	R\$ 34,18	0,0	0,0	R\$ -	R\$ 268,49	R\$ 234,31	R\$ 34,18	R\$ 268,49	R\$ -
	Ago	398 KWh				R\$ 275,09	R\$ 41,02	0,0	0,0	R\$ -	R\$ 316,11	R\$ 275,09	R\$ 41,02	R\$ 316,11	R\$ -
	Set	400 KWh	168,6 KWh	294,1 KWh	131,4 KWh	R\$ 159,94	R\$ 34,18	162,7 KWh	162,7 KWh	R\$ 57,89	R\$ 136,23	R\$ 276,47	R\$ 41,02	R\$ 317,49	R\$ 181,26
	Out	416 KWh	179,9 KWh	334,6 KWh	136,1 KWh	R\$ 163,19	R\$ 34,18	198,5 KWh	361,2 KWh	R\$ 59,96	R\$ 137,41	R\$ 287,53	R\$ 41,02	R\$ 328,55	R\$ 191,14
	Nov	455 KWh	206,2 KWh	354,2 KWh	148,8 KWh	R\$ 171,97	R\$ 34,18	205,4 KWh	566,6 KWh	R\$ 65,56	R\$ 140,59	R\$ 314,49	R\$ 41,02	R\$ 355,51	R\$ 214,91
	Dez	455 KWh	213,0 KWh	375,7 KWh	142,0 KWh	R\$ 167,27	R\$ 34,18	233,7 KWh	800,3 KWh	R\$ 62,56	R\$ 138,89	R\$ 314,49	R\$ 41,02	R\$ 355,51	R\$ 216,62

Fonte: Autor (2017).

Os valores dos orçamentos obtidos são apresentados na Tabela 10, sendo que destes, foi utilizado para os cálculos de retorno, o orçamento da Inovação Solar, por apresentar no geral, um menor custo. O orçamento completo pode ser verificado nos Anexos S a X.

Tabela 10: Resumo dos orçamentos recebidos.

RESIDÊNCIA	BALFAR SOLAR	BSE SOLAR	INOVAÇÃO SOLAR
RES 1	R\$ 17.358,00	R\$ 20.655,00	R\$ 18.000,00
RES 2	R\$ 15.730,00	R\$ 16.875,00	R\$ 16.500,00
RES 3	R\$ 9.823,00	R\$ 10.000,00	R\$ 9.800,00
RES 4	R\$ 23.745,00	R\$ 22.410,00	R\$ 21.500,00
RES 5	R\$ 33.455,20	R\$ 37.530,00	R\$ 33.500,00
RES 6	R\$ 13.762,00	R\$ 11.340,00	R\$ 13.000,00
Custo Geral	R\$ 113.873,20	R\$ 118.810,00	R\$ 112.300,00

Fonte: Autor (2017).

Definido os valores de economia anual gerado por cada sistema, foi possível passar para a etapa de análise econômica pelos indicadores previamente estabelecidos.

Os investimentos em CDB, verificada no dia 02/10/2017 na corretora XP Investimentos, são apresentados na Figura 15, onde o investimento destacado foi utilizado

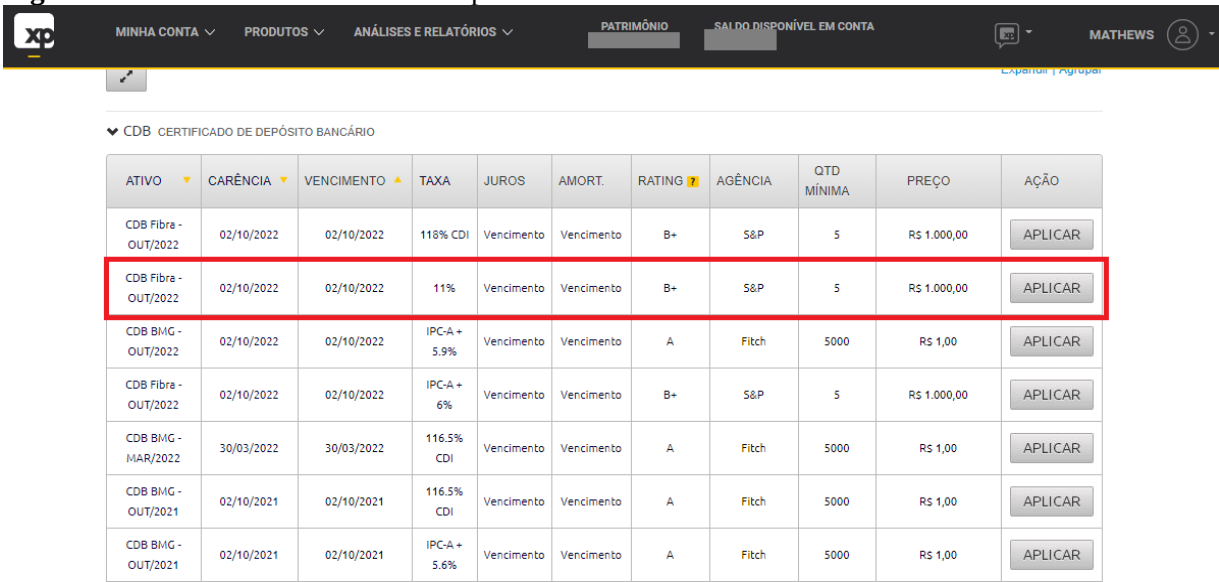
como base para o TMA, com investimento mínimo de 5 cotas custando R\$ 1.000,00 cada cota rendendo a uma taxa de 11% ao ano. Como investimentos em CDBs sofrem cobrança de Imposto de Renda, considerou-se 10%, de modo a descontar essa taxação.

Sendo assim, a TMA ficou composta por:

- Custo de oportunidade: 10%.
- Risco do negócio: 4,5%.
- Liquidez: 4,0%.

Totalizando em uma TMA de 18,5%.

Figura 15: Investimentos em CDBs disponíveis no dia 02/10/2017.



ATIVO	CARÊNCIA	VENCIMENTO	TAXA	JUROS	AMORT.	RATING	AGÊNCIA	QTD MÍNIMA	PREÇO	AÇÃO
CDB Fibra - OUT/2022	02/10/2022	02/10/2022	118% CDI	Vencimento	Vencimento	B+	S&P	5	R\$ 1.000,00	APLICAR
CDB Fibra - OUT/2022	02/10/2022	02/10/2022	11%	Vencimento	Vencimento	B+	S&P	5	R\$ 1.000,00	APLICAR
CDB BMG - OUT/2022	02/10/2022	02/10/2022	IPC-A + 5.9%	Vencimento	Vencimento	A	Fitch	5000	R\$ 1,00	APLICAR
CDB Fibra - OUT/2022	02/10/2022	02/10/2022	IPC-A + 6%	Vencimento	Vencimento	B+	S&P	5	R\$ 1.000,00	APLICAR
CDB BMG - MAR/2022	30/03/2022	30/03/2022	116.5% CDI	Vencimento	Vencimento	A	Fitch	5000	R\$ 1,00	APLICAR
CDB BMG - OUT/2021	02/10/2021	02/10/2021	116.5% CDI	Vencimento	Vencimento	A	Fitch	5000	R\$ 1,00	APLICAR
CDB BMG - OUT/2021	02/10/2021	02/10/2021	IPC-A + 5.6%	Vencimento	Vencimento	A	Fitch	5000	R\$ 1,00	APLICAR

Fonte: Autor (2017).

Em posse dos dados anteriores, calculou-se a TIR e a VPL para cada residência, utilizando respectivamente as funções “=TIR(...)” e “=VPL(...)” no *software* MS EXCEL, dados estes que são apresentados na Tabela 11, junto com o *Payback* de cada caso.

Tabela 11: TMA, TIR, VPL e *Payback* de cada caso.

Tabela 11: TMA, TIR, VPL E Payback de cada caso.							
	RES 1	RES 2	RES 3	RES 4	RES 5	RES 6	
	Custo inicial	-R\$ 18.000,00	-R\$ 16.500,00	-R\$ 9.800,00	-R\$ 21.500,00	-R\$ 33.500,00	-R\$ 13.000,00
RETORNO ANUAL	2017	R\$ 803,93	R\$ 762,58	R\$ 416,94	R\$ 1.004,49	R\$ 1.645,68	R\$ 397,79
	2018	R\$ 2.476,37	R\$ 2.058,70	R\$ 872,08	R\$ 3.060,67	R\$ 5.535,12	R\$ 1.277,18
	2019	R\$ 2.634,32	R\$ 2.191,13	R\$ 929,80	R\$ 3.248,13	R\$ 5.870,19	R\$ 1.331,23
	2020	R\$ 2.810,14	R\$ 2.332,30	R\$ 983,89	R\$ 3.448,25	R\$ 6.226,25	R\$ 1.382,47
	2021	R\$ 2.972,41	R\$ 2.482,78	R\$ 1.040,87	R\$ 3.651,54	R\$ 6.615,02	R\$ 1.476,80
	2022	R\$ 3.101,28	R\$ 2.572,91	R\$ 1.086,98	R\$ 3.801,01	R\$ 6.901,25	R\$ 1.543,85
	2023	R\$ 3.235,83	R\$ 2.684,53	R\$ 1.135,18	R\$ 3.966,24	R\$ 7.200,00	R\$ 1.593,70
	2024	R\$ 3.376,32	R\$ 2.791,43	R\$ 1.185,58	R\$ 4.129,10	R\$ 7.511,84	R\$ 1.663,59
	2025	R\$ 3.523,00	R\$ 2.912,49	R\$ 1.238,27	R\$ 4.308,59	R\$ 7.837,33	R\$ 1.736,63
	2026	R\$ 3.676,16	R\$ 3.038,90	R\$ 1.293,37	R\$ 4.495,99	R\$ 8.177,10	R\$ 1.812,95
	2027	R\$ 3.836,09	R\$ 3.170,88	R\$ 1.350,98	R\$ 4.691,65	R\$ 8.531,76	R\$ 1.892,72
	2028	R\$ 4.003,08	R\$ 3.308,68	R\$ 1.411,23	R\$ 4.895,94	R\$ 8.901,97	R\$ 1.976,09
	2029	R\$ 4.177,47	R\$ 3.452,57	R\$ 1.474,24	R\$ 5.109,24	R\$ 9.288,44	R\$ 2.063,23
	2030	R\$ 4.359,58	R\$ 3.602,82	R\$ 1.540,14	R\$ 5.319,28	R\$ 9.691,88	R\$ 2.154,31
	2031	R\$ 4.549,76	R\$ 3.759,71	R\$ 1.600,06	R\$ 5.551,01	R\$ 10.086,02	R\$ 2.249,53
	2032	R\$ 4.748,37	R\$ 3.923,55	R\$ 1.671,57	R\$ 5.792,96	R\$ 10.523,94	R\$ 2.349,06
	2033	R\$ 4.955,80	R\$ 4.094,65	R\$ 1.746,36	R\$ 6.045,60	R\$ 10.965,75	R\$ 2.453,12
	2034	R\$ 5.152,49	R\$ 4.273,33	R\$ 1.824,58	R\$ 6.309,40	R\$ 10.926,14	R\$ 2.551,04
2035	R\$ 5.377,47	R\$ 4.459,94	R\$ 1.906,41	R\$ 6.584,86	R\$ 11.000,36	R\$ 2.664,08	
2036	R\$ 5.612,42	R\$ 4.654,84	R\$ 1.992,00	R\$ 6.849,88	R\$ 11.381,23	R\$ 2.769,94	
2037	R\$ 4.283,10	R\$ 3.332,94	R\$ 1.439,23	R\$ 5.131,16	R\$ 8.555,06	R\$ 2.248,48	
TMA	18,50%	18,50%	18,50%	18,50%	18,50%	18,50%	
TIR	15,56%	14,21%	10,08%	15,95%	18,13%	10,69%	
VPL	-R\$ 3.172,12	-R\$ 4.126,08	-R\$ 4.473,87	-R\$ 3.297,25	-R\$ 758,72	-R\$ 5.612,79	
Payback	6 anos e 3 meses	6 anos e 10 meses	9 anos e 1 mês	6 anos e 2 meses	5 anos e 4 meses	8 anos e 6 meses	

Fonte: Autor (2017).

Conforme referencial bibliográfico, o índice TIR de um investimento deve ser maior que a TMA adotada, bem como a VPL deve ser positiva, para que o investimento seja considerado viável. Conforme observa-se na Tabela 11, nenhum dos casos mostrou-se satisfatório economicamente, sendo que, a residência 5 foi a que mais se aproximou da viabilidade.

Observa-se também que, quanto maior o consumo de energia da residência, mais esta se aproxima da viabilidade de implantação do sistema.

Para fins de comparação, foram efetuados os mesmos cálculos anteriores, porém, considerando que a energia compensada não sofreria tributação de ICMS PIS e COFINS (considerando que o Paraná já tivesse aderido ao convênio ICMS 16/2015). Os resultados são apresentados na Tabela 12.

Tabela 12: TMA, TIR, VPL e *Payback* de cada caso (convênio ICMS 16/2015).

Tabela 12: TMA, TIR, VPL E Payback de cada caso (convenio REMS 10/2015).							
	RES 1	RES 2	RES 3	RES 4	RES 5	RES 6	
	Custo inicial	-R\$ 18.000,00	-R\$ 16.500,00	-R\$ 9.800,00	-R\$ 21.500,00	-R\$ 33.500,00	-R\$ 13.000,00
RETORNO ANUAL	2017	R\$ 943,85	R\$ 899,62	R\$ 497,27	R\$ 1.223,78	R\$ 2.011,59	R\$ 432,15
	2018	R\$ 2.972,67	R\$ 2.453,09	R\$ 1.024,70	R\$ 3.796,38	R\$ 6.902,16	R\$ 1.428,05
	2019	R\$ 3.187,33	R\$ 2.632,80	R\$ 1.101,21	R\$ 4.054,85	R\$ 7.368,72	R\$ 1.508,41
	2020	R\$ 3.424,49	R\$ 2.825,16	R\$ 1.175,67	R\$ 4.331,46	R\$ 7.866,44	R\$ 1.588,35
	2021	R\$ 3.653,08	R\$ 3.031,05	R\$ 1.254,97	R\$ 4.617,12	R\$ 8.407,76	R\$ 1.715,91
	2022	R\$ 3.819,02	R\$ 3.151,27	R\$ 1.312,95	R\$ 4.817,14	R\$ 8.787,51	R\$ 1.795,26
	2023	R\$ 3.992,52	R\$ 3.294,54	R\$ 1.373,63	R\$ 5.035,44	R\$ 9.184,45	R\$ 1.860,17
	2024	R\$ 4.173,95	R\$ 3.434,70	R\$ 1.437,15	R\$ 5.254,01	R\$ 9.599,35	R\$ 1.945,93
	2025	R\$ 4.363,65	R\$ 3.590,73	R\$ 1.503,63	R\$ 5.491,99	R\$ 10.486,31	R\$ 2.035,68
	2026	R\$ 4.562,01	R\$ 3.753,88	R\$ 1.573,23	R\$ 5.740,78	R\$ 10.033,02	R\$ 2.129,61
	2027	R\$ 4.769,42	R\$ 3.924,47	R\$ 1.646,09	R\$ 6.000,86	R\$ 10.960,13	R\$ 2.227,91
	2028	R\$ 4.986,31	R\$ 4.102,84	R\$ 1.722,35	R\$ 6.272,77	R\$ 11.455,38	R\$ 2.330,81
	2029	R\$ 5.213,10	R\$ 4.289,36	R\$ 1.802,20	R\$ 6.557,03	R\$ 11.973,06	R\$ 2.438,50
	2030	R\$ 5.450,26	R\$ 4.484,39	R\$ 1.885,78	R\$ 6.841,53	R\$ 12.514,18	R\$ 2.551,22
	2031	R\$ 5.698,26	R\$ 4.688,33	R\$ 1.973,29	R\$ 7.151,40	R\$ 13.052,78	R\$ 2.669,21
	2032	R\$ 5.957,59	R\$ 4.902,59	R\$ 2.055,32	R\$ 7.475,35	R\$ 13.642,26	R\$ 2.792,72
	2033	R\$ 6.228,78	R\$ 5.124,59	R\$ 2.150,62	R\$ 7.814,01	R\$ 14.243,08	R\$ 2.922,01
	2034	R\$ 6.492,44	R\$ 5.357,78	R\$ 2.250,40	R\$ 8.168,05	R\$ 14.076,85	R\$ 3.046,46
2035	R\$ 6.787,72	R\$ 5.601,64	R\$ 2.354,86	R\$ 8.538,19	R\$ 14.085,48	R\$ 3.187,44	
2036	R\$ 7.096,48	R\$ 5.856,64	R\$ 2.464,22	R\$ 8.902,53	R\$ 14.571,36	R\$ 3.322,66	
2037	R\$ 5.454,62	R\$ 4.209,10	R\$ 1.763,97	R\$ 6.695,92	R\$ 10.898,93	R\$ 2.727,07	
TMA	18,50%	18,50%	18,50%	18,50%	18,50%	18,50%	
TIR	18,68%	17,13%	12,42%	19,61%	22,20%	12,56%	
VPL	R\$ 205,25	-R\$ 1.390,51	-R\$ 3.383,14	R\$ 1.521,14	R\$ 8.093,11	-R\$ 4.454,72	
Payback	5 anos e 3 meses	5 anos e 9 meses	7 anos e 11 meses	5 anos e 1 mês	2 anos e 6 meses	7 anos e 7 meses	

Fonte: Autor (2017).

Com a hipótese de incentivo por meio da não cobrança das tributações na energia trocada entre concessionária e usuário, os resultados foram diferentes do anterior, sendo que neste caso hipotético, as três residências com maiores consumos (residência 1, 4 e 5) apresentaram resultados positivos quanto aos índices analisados, destaque para a residência 5 – a de maior consumo – que teria um *Payback* de apenas 2 anos e 6 meses.

Outro fator que poderia influenciar para melhoria dos resultados, é quanto ao tipo de instalação da residência, como por exemplo na residência 1, poder-se-ia ter sido solicitado a troca de trifásico para bifásico (efetuando uma nova divisão de cargas nas fases da residência), diminuindo desta forma de 100 KWh para 50KWh a taxa mínima, o que representa por mês cerca de R\$ 35,00 a menos, considerando o valor da energia de 2017.

CAPÍTULO 5

5.1 CONCLUSÃO

Indubitavelmente o sistema solar fotovoltaico conectado à rede na cidade de Toledo – PR se apresenta – devido as características técnicas da cidade – como uma boa solução técnica para as previsões de problemas futuros quanto a demanda de energia elétrica, dadas as grandes vantagens citadas, tanto para o consumidor, quanto para as companhias de distribuição, entretanto, ao se tratar de viabilidade econômica os resultados não são tão empolgantes, embora nos últimos três anos o custo do sistema tenha caído consideravelmente.

Conforme observou-se nos resultados, a atual forma de tributação do estado do Paraná gera um grande empecilho para viabilidade econômica do SFCR, onde mesmo uma residência que possui elevado consumo com media maior que 870 KWh/mês, não obteve resultado positivo ao se comparar com um investimento de renda fixa, devido a cobrança de ICMS, PIS e COFINS sobre a energia compensada, tributos estes que já foram liberados a isenção na grande maioria dos estados brasileiros.

Deste modo, apenas apresentaria viabilidade econômica (comparado com investimentos em renda fixa), residências com consumo altíssimo de energia elétrica (media acima de 1000 KWh/mês) – visto que, pelos resultados obtidos, a viabilidade é diretamente proporcional ao consumo – sendo estes um grupo extremamente pequeno de residências.

Portanto, cabe ao governo do Paraná, incentivar o uso do sistema, aderindo ao convênio ICMS 16/2015 (o qual isenta os microgeradores de energia de tributos na utilização da energia injetada), tornando deste modo, o sistema viável para um grupo maior de usuários em todo o estado, conforme foi observado na simulação de hipótese sem esta tributação.

CAPÍTULO 6

6.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Visando a continuidade do assunto abordado, como sugestões para trabalhos futuros, o autor indica:

- Sugestão a; Análise da viabilidade de implantação de um sistema fotovoltaico isolado (SFI) em regiões urbanas (utilizando baterias para suprir o consumo durante a falta de produção de energia).
- Sugestão b; Comparação da eficiência de sistemas utilizando rastreadores solares com os sistemas tradicionais fixo.
- Sugestão c; Análise da viabilidade de implantação de um SFCR para suprir a demanda energética de um condomínio de um edifício residencial, com mais de 10 andares.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Do Brasil**. 2. ed. Brasília: Aneel, 2005. 243 p.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa N° 414**: Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Brasília: Aneel, 2010. 217 p.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa N° 482**: Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília: Aneel, 2012. 12 p.

AVILA, Antonio Victorino. **Matemática Financeira e Engenharia Econômica**: Programa de Educação Tutorial da Engenharia Civil. Florianópolis: Ufsc, 2013. 228 p.

BERNARDI, Luiz Antonio. **Manual de Plano de Negócios**: Fundamentos, Processos e Fundamentações. 2. ed. São Paulo: Atlas, 2006. 196 p.

CABELLO, Andrea Felipe; POMPERMAYER, Fabiano Mezadre. **Energia Fotovoltaica Ligada à Rede Elétrica: Atratividade Para o Consumidor Final e Possíveis Impactos no Sistema Elétrico**. Rio de Janeiro: Ipea, 2013. 45 p.

CABRAL, Isabelle de Souza; TORRES, Adriana Cazelgrandi; SENNA, Pedro Rocha. **Energia Solar**: Análise Comparativa Entre Brasil e Alemanha. Salvador, 2013.

CATELLI, Armando. **Controladoria**: Uma Abordagem da Gestão Econômica. 2. ed. São Paulo: Atlas, 2001. 576 p.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO - CRESESB. Cepel. **Energia Solar Princípios e Aplicações**. Rio de Janeiro: Cepel, 2006. 28 p.

DEBASTIANI, Gilson. **Avaliação da Eficiência Energética de um Sistema Híbrido Eólico-Fotovoltaico Para Cascavel-Paraná**. 2013. 77 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Energia na Agricultura, Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas, Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel, 2013.

EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS. Ministério de Minas e Energia. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**. Rio de Janeiro: Epe, 2012. 58 p.

EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS. Ministério de Minas e Energia. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2016**: ano base 2015. Brasília: Grupojam Mídia Integrada, 2016. 230 p.

EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS. Ministério de Minas e Energia. **ESTUDOS DA DEMANDA DE ENERGIA**: Demanda de Energia 2050. Rio de Janeiro: Epe, 2016. 244 p.

GITMAN, Lawrence J.; MADURA, Jeff. **Administração Financeira: Uma Abordagem Gerencial**. São Paulo: Pearson, 2003. 696 p.

GONÇALVES, Armando et al. **Engenharia Econômica e Finanças**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2009. 312 p.

GRUPO DE TRABALHO DE ENERGIA SOLAR - GTES. Cresesb. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Cepel, 2014. 529 p.

GUADAGNIN, Claudia. **Sem zerar ICMS, Paraná pode ficar de fora de boom da energia “caseira”**. 2016. Disponível em: <<http://www.gazetadopovo.com.br/economia/energia-e-sustentabilidade/sem-zerar-icms-parana-pode-ficar->>. Acesso em: 22 maio 2017.

HOJI, Masakazu. **Administração Financeira: Uma Abordagem Prática**. 5. ed. São Paulo: Atlas, 2006. 525 p.

JANNUZZI, Gilberto de Martino; VARELLA, Fabiana K. de O. M.; GOMES, Rodolfo Dourado Maia. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica no Brasil: Panorama da Atual Legislação**. Campinas: International Energy Initiative, 2009. 43 p.

MELO, Emerson Gonçalves de. **GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA: estimativa de fator de sombreamento e irradiação em módulos tridimensionais de edificações**. 2012. 130 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

NIEDZIALKOSKI, Rosana Krauss. **Desempenho de Painéis Solares Mono e Policristalinos em Um Sistema de Bombeamento de Água**. 2013. 57 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Energia na Agricultura, Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas, Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel, 2013.

PALZ, Wolfgang. **Energia Solar e Fontes Renováveis**. 2. ed. Curitiba: Hemus, 2002. 358 p.

PEDRINI JUNIOR, Clóvis. **Audiência pública discutirá na Alep isenção de ICMS nas energias renováveis autônomas no Paraná**. 2016. Disponível em: <<http://www.deputadoschiavinato.com.br/noticias/audiencia-publica-discutira-na-alep-isencao-de-icms-nas-energias-renovaveis-autonomas-no-parana/>>. Acesso em: 22 maio 2017.

PETRIN, Natália. **Radiação Solar**. 2015. Disponível em: <<http://www.estudopratico.com.br/radiacao-solar-insolacao-comprimento-de-onda-e-composicao-espectral/>>. Acesso em: 03 maio 2017.

RÜTHER, Ricardo. **Edifícios Solares Fotovoltaicos: O Potencial da Geração Solar Fotovoltaica Integrada a Edificações Urbanas e Interligada à Rede Elétrica Pública no Brasil**. Florianópolis: Ufsc Labsolar, 2004. 114 p.

SALAMONI, Isabel Tourinho. **Metodologia Para Cálculo de Geração Fotovoltaica em Áreas Urbanas Aplicada a Florianópolis e Belo Horizonte**. 2004. 140 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Civil, Programa de Pós-Graduação, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2004.

SOUSA, Bruno Xavier de; NERYS, José Wilson Lima. **Estudo de Caso de Geração Distribuída Fotovoltaica de Pequeno Porte Conectada à Rede de Distribuição**. Goiânia, 2011.

SOUZA, Alceu; CLEMENTE, Ademir. **Decisões Financeiras e Análise de Investimentos**: Fundamentos, Técnicas e Aplicações. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2008. 190 p.

TOLEDO, **DECRETO Nº 234**, de 2 de janeiro de 2003. Fixa percentuais de desconto sobre a Unidade de Valor para Custeio (UVC), para efeito de cobrança da Contribuição para Custeio dos Serviços de Iluminação Pública (COSIP), referente ao exercício de 2003.

TOLEDO, **DECRETO Nº 6**, de 11 de janeiro de 2017. Fixa o valor da Unidade de Referência de Toledo (URT) e da Unidade de Valor para Custeio (UVC), ambos para o exercício de 2017.

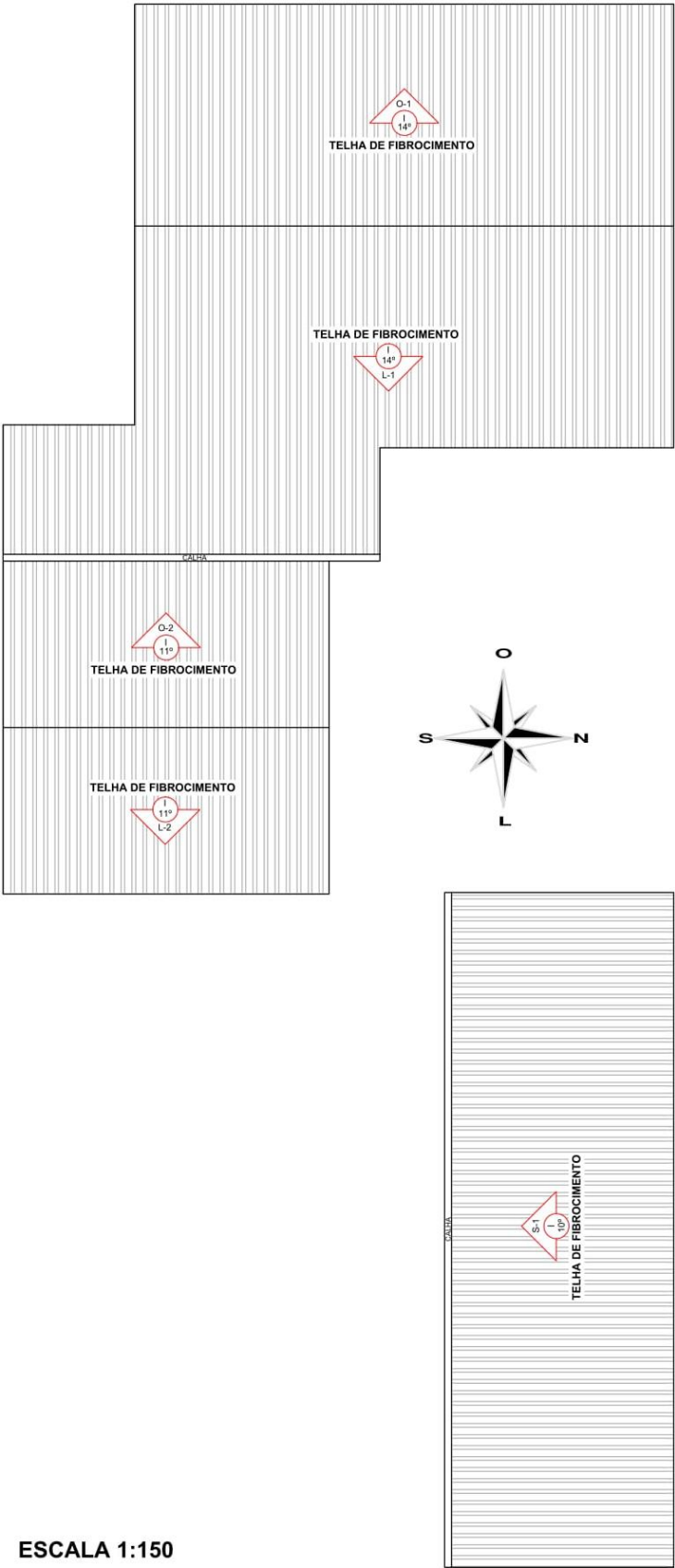
URBANETZ JUNIOR, Jair. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Redes De Distribuição Urbanas: Sua Influência na Qualidade da Energia Elétrica e Análise dos Parâmetros que Possam Afetar a Conectividade**. 2010. 189 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010.

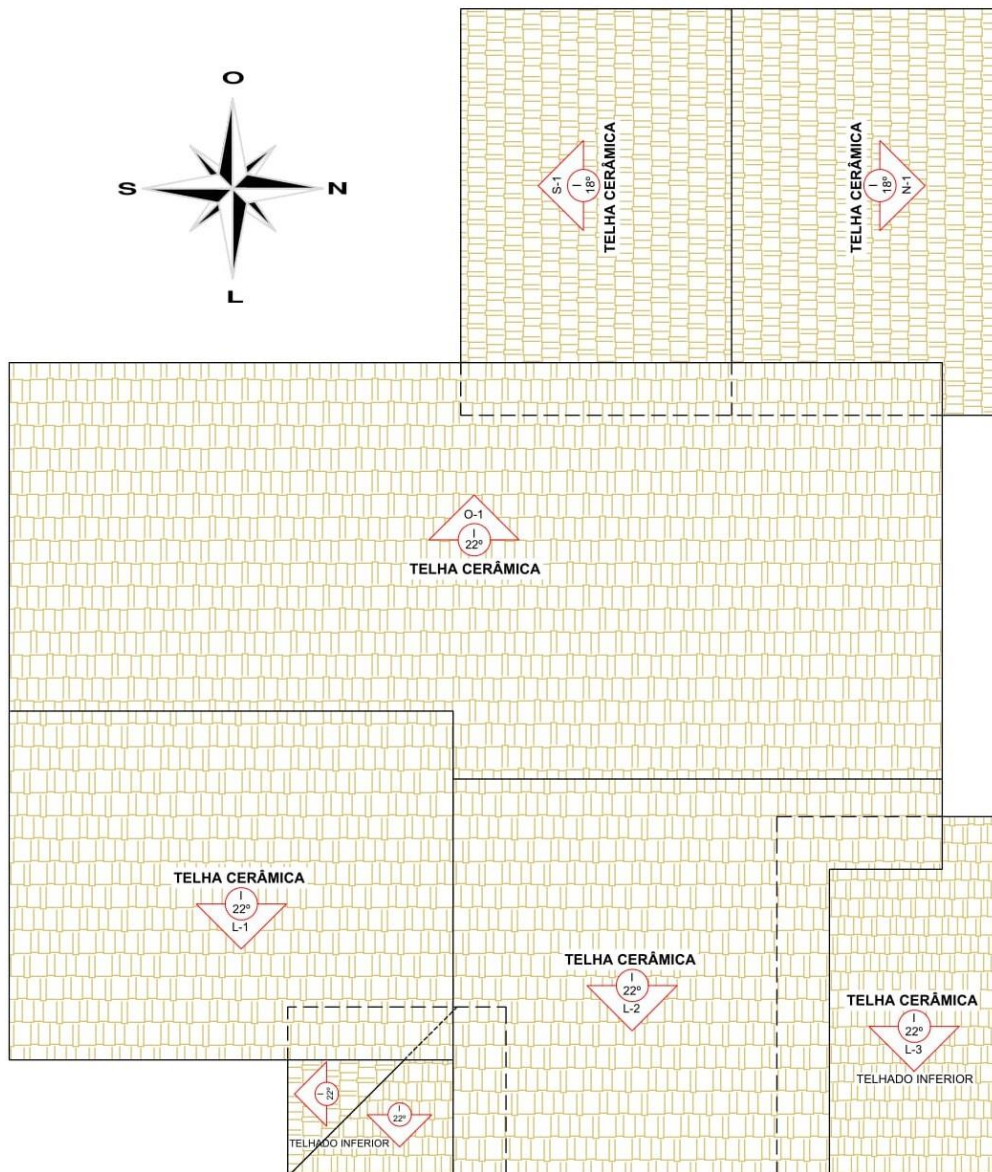
VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. **Energia Solar Fotovoltaica**: Conceitos e Aplicações. São Paulo: Érica, 2013. 224 p.

WANTROBA, Elaine. **Avaliação de Investimentos em Sistemas Integrados de Gestão Empresarial**. 2007. 97 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia de Produção, Programa de Pós-graduação, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Ponta Grossa, 2007.

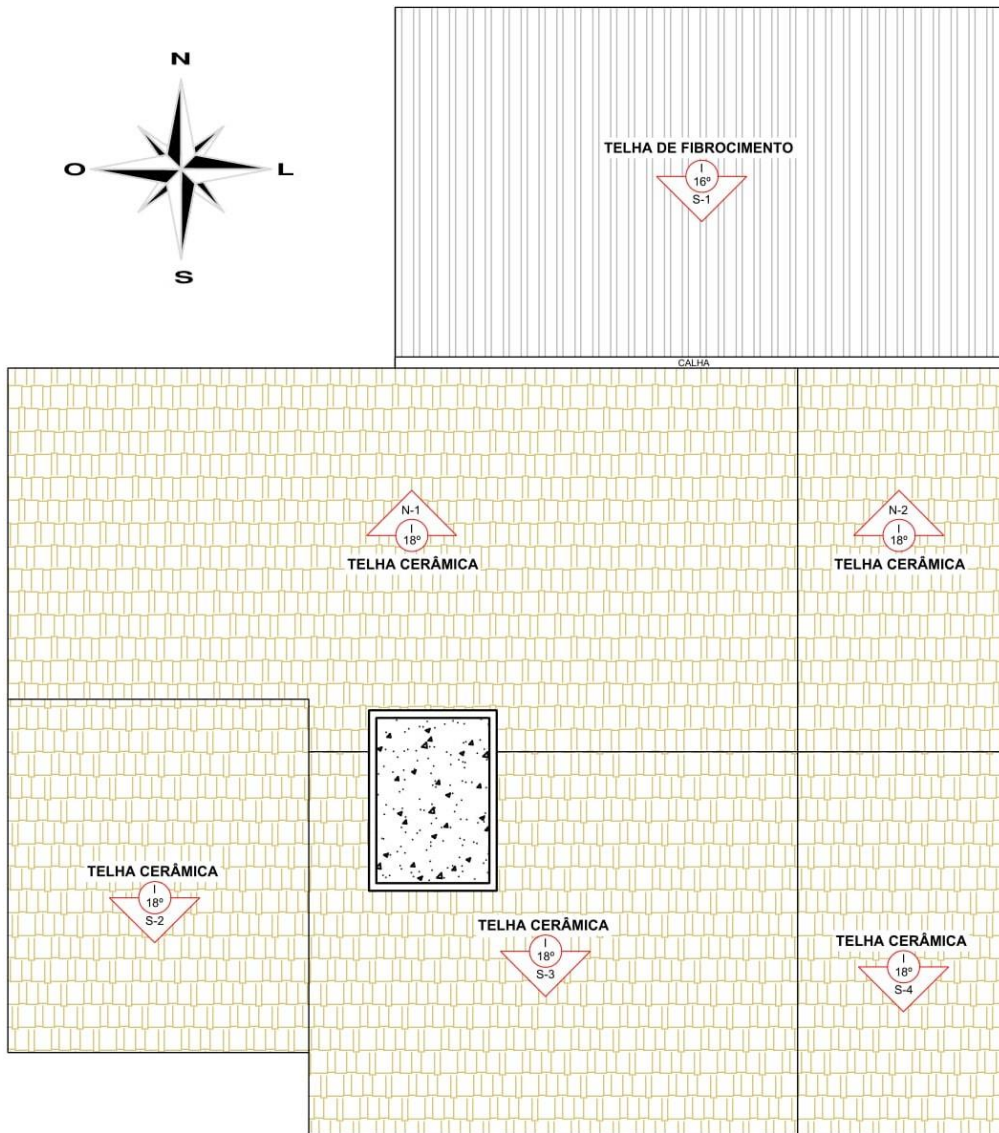
WESTON, Fred J.; BRIGHAM, Eugene F. **Fundamentos da Administração Financeira**. 10. ed. São Paulo: Makron Books, 2000. 1030 p.

APÊNDICE A – PLANTA DE COBERTURA RESIDÊNCIA 1



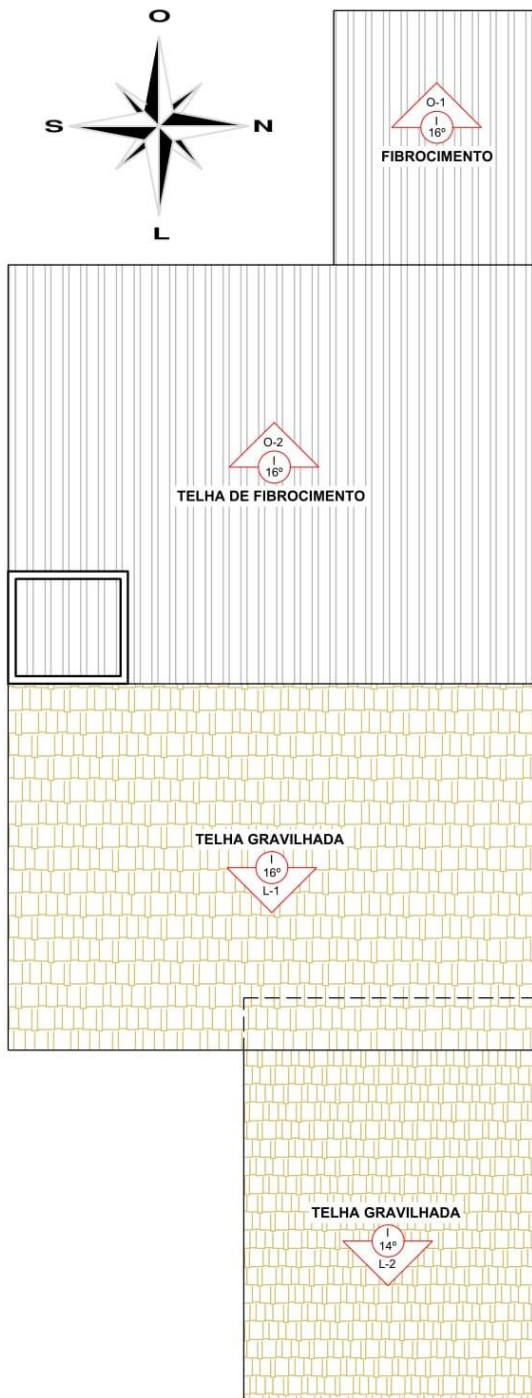
APÊNDICE B – PLANTA DE COBERTURA RESIDÊNCIA 2**ESCALA 1:100**

APÊNDICE C – PLANTA DE COBERTURA RESIDÊNCIA 3



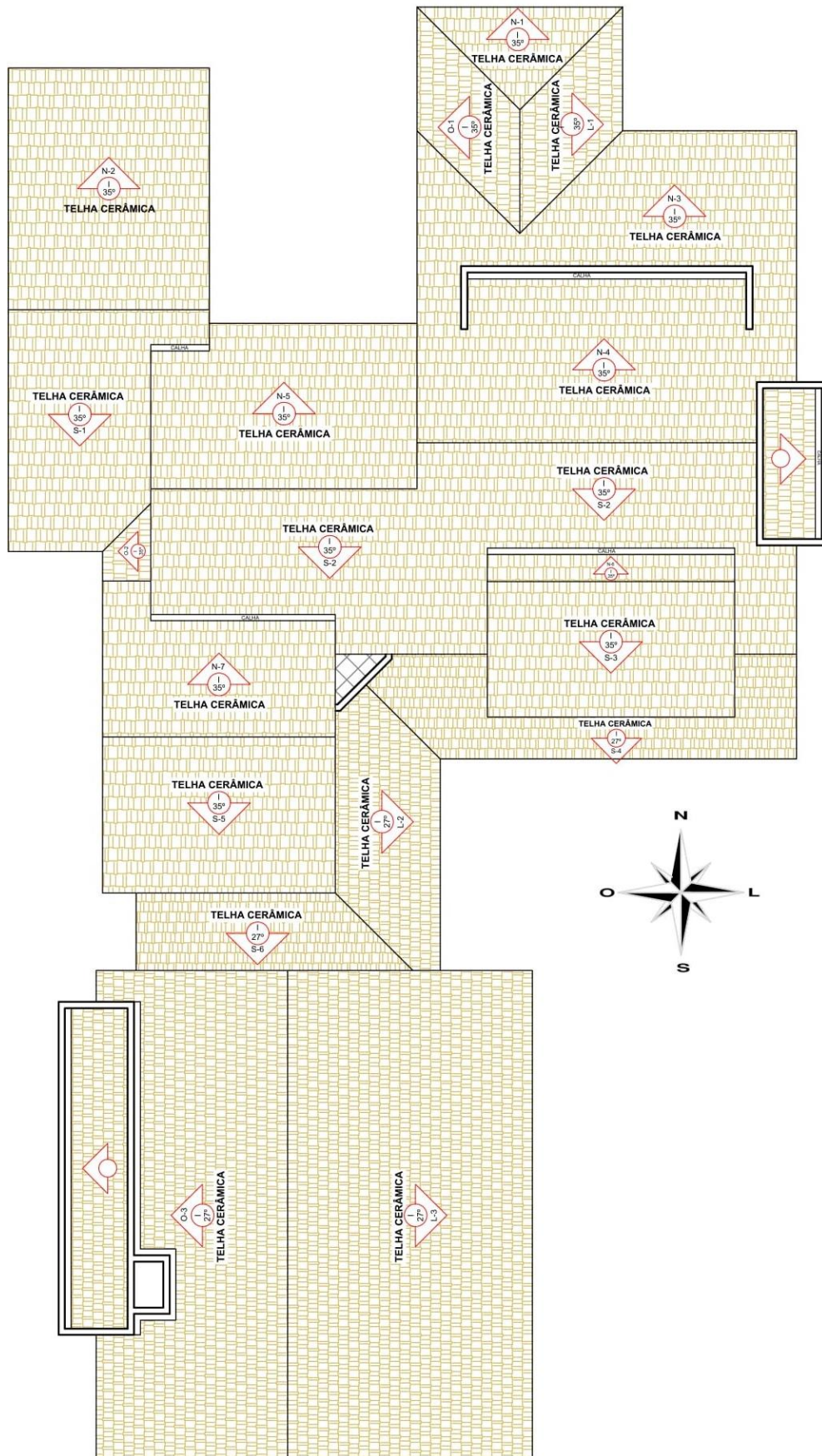
ESCALA 1:100

APÊNDICE D – PLANTA DE COBERTURA RESIDÊNCIA 4



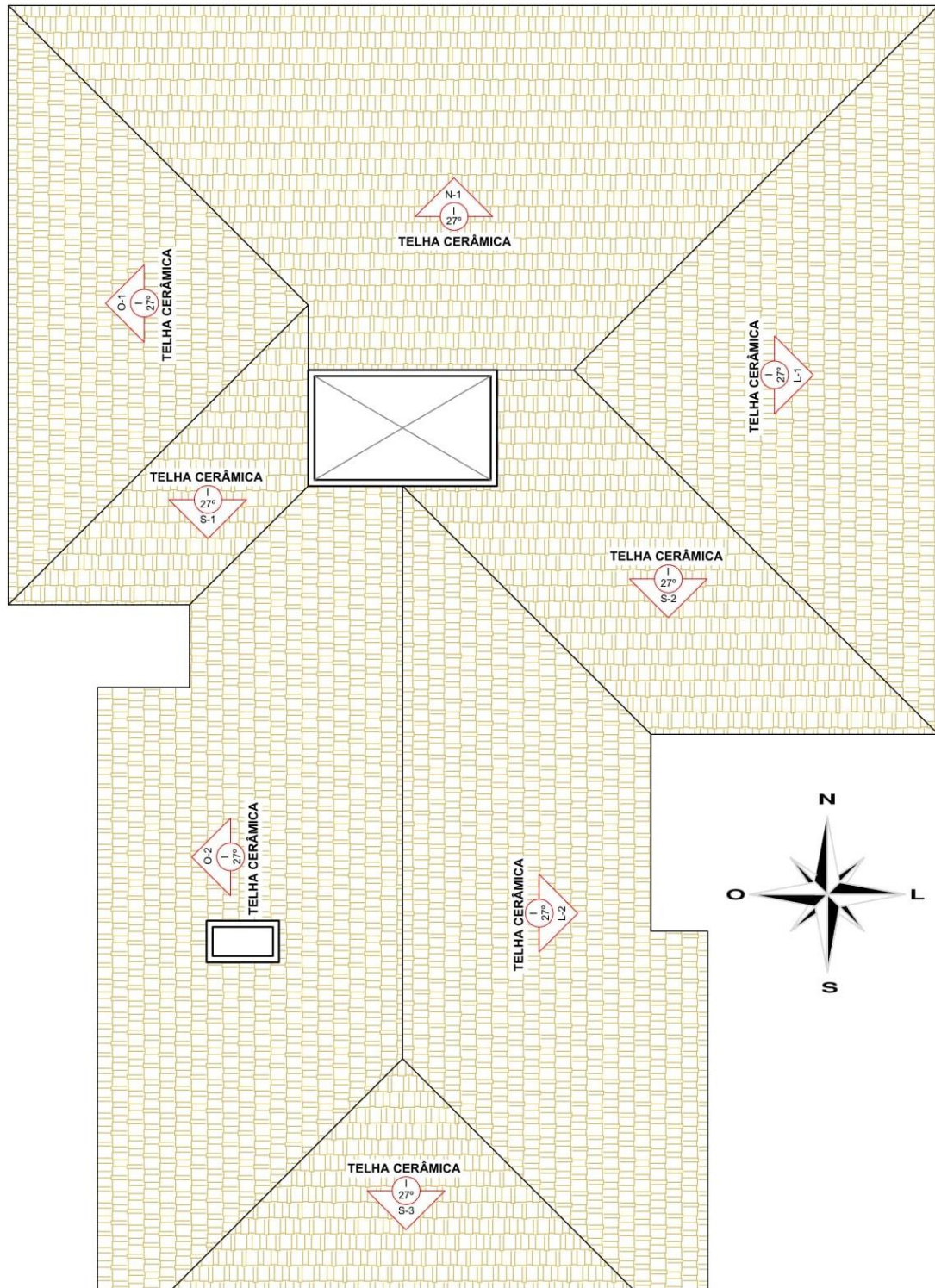
ESCALA 1:100

APÊNDICE E – PLANTA DE COBERTURA RESIDÊNCIA 5



ESCALA 1:150

APÊNDICE F – PLANTA DE COBERTURA RESIDÊNCIA 6



ESCALA 1:125

APÊNDICE G – MEMORIAL CARACTERÍSTICO RESIDÊNCIA 1

RESIDÊNCIA 1									
Ano	Mês	Consumo	Telhado	Tamanho	Angulação	Material	Apontamento	Projeção de sombras	
								Causa	Período
2017	Julho	339 KWh							
	Junho	346 KWh	S-1	70,08 m²	10°	Fibrocimento	SUL	N/A	N/A
	Maio	286 KWh	L-1	76,09 m²	14°	Fibrocimento	LESTE	N/A	N/A
	Abril	328 KWh	L-2	25,38 m²	11°	Fibrocimento	LESTE	N/A	N/A
	Março	532 KWh	O-1	55,92 m²	14°	Fibrocimento	OESTE	N/A	N/A
	Fevereiro	497 KWh	O-2	25,38 m²	11°	Fibrocimento	OESTE	N/A	N/A
	Janeiro	732 KWh							
2016	Dezembro	455 KWh							
	Novembro	455 KWh							
	Outubro	416 KWh							
	Setembro	400 KWh							
	Agosto	398 KWh							
	Julho	439 KWh							

APÊNDICE H – MEMORIAL CARACTERÍSTICO RESIDÊNCIA 2

RESIDÊNCIA 2									
Ano	Mês	Consumo	Telhado	Tamanho	Angulação	Material	Apontamento	Projeção de sombras	
								Causa	Período
2017	Julho	277 KWh							
	Junho	327 KWh	N-1	19,44 m²	18°	Cerâmico	NORTE	Pav. Superior	Manhã
	Maio	255 KWh	S-1	19,44 m²	18°	Cerâmico	SUL	Pav. Superior	Manhã
	Abril	289 KWh	L-1	27,32 m²	22°	Cerâmico	LESTE	N/A	N/A
	Março	413 KWh	L-2	28,20 m²	22°	Cerâmico	LESTE	N/A	N/A
	Fevereiro	386 KWh	L-3	14,34 m²	22°	Cerâmico	LESTE	Pav. Superior	Tarde
	Janeiro	537 KWh	O-1	63,26 m²	22°	Cerâmico	OESTE	N/A	N/A
2016	Dezembro	430 KWh							
	Novembro	456 KWh							
	Outubro	412 KWh							
	Setembro	364 KWh							
	Agosto	319 KWh							
	Julho	306 KWh							

APÊNDICE I – MEMORIAL CARACTERÍSTICO RESIDÊNCIA 3

RESIDÊNCIA 3									
Ano	Mês	Consumo	Telhado	Tamanho	Angulação	Material	Apontamento	Projeção de sombras	
								Causa	Período
2017	Julho	129 KWh							
	Junho	102 KWh	N-1	49,82 m²	18°	Cerâmico	NORTE	N/A	N/A
	Maior	112 KWh	N-2	14,28 m²	18°	Cerâmico	NORTE	N/A	N/A
	Abril	95 KWh	S-1	37,90 m²	16°	Fibrocimento	SUL	N/A	N/A
	Março	119 KWh	S-2	18,80 m²	18°	Cerâmico	SUL	N/A	N/A
	Fevereiro	95 KWh	S-3	30,01 m²	18°	Cerâmico	SUL	N/A	N/A
	Janeiro	84 KWh	S-4	14,28 m²	18°	Cerâmico	SUL	N/A	N/A
2016	Dezembro	93 KWh							
	Novembro	195 KWh							
	Outubro	290 KWh							
	Setembro	283 KWh							
	Agosto	300 KWh							
	Julho	265 KWh							

APÊNDICE J – MEMORIAL CARACTERÍSTICO RESIDÊNCIA 4

RESIDÊNCIA 4									
Ano	Mês	Consumo	Telhado	Tamanho	Angulação	Material	Apontamento	Projeção de sombras	
								Causa	Período
2017	Julho	310 KWh							
	Junho	292 KWh	L-1	34,55 m²	16°	Gravilhado	LESTE	N/A	N/A
	Maior	280 KWh	L-2	18,33 m²	16°	Gravilhado	LESTE	N/A	N/A
	Abril	402 KWh	O-1	9,18 m²	16°	Fibrocimento	OESTE	Ed. Vizinha	Tarde
	Março	596 KWh	O-2	37,08 m²	16°	Fibrocimento	OESTE	Ed. Vizinha	Tarde
	Fevereiro	661 KWh							
	Janeiro	867 KWh							
2016	Dezembro	560 KWh							
	Novembro	494 KWh							
	Outubro	520 KWh							
	Setembro	357 KWh							
	Agosto	374 KWh							
	Julho	332 KWh							

APÊNDICE K – MEMORIAL CARACTERÍSTICO RESIDÊNCIA 5

RESIDÊNCIA 5									
Ano	Mês	Consumo	Telhado	Tamanho	Angulação	Material	Apontamento	Projeção de sombras	
2017	Julho	644 KWh						Causa	Período
	Junho	744 KWh	N-1	6,02 m²	35°	Cerâmico	NORTE	N/A	N/A
	Maio	798 KWh	N-2	27,72 m²	35°	Cerâmico	NORTE	N/A	N/A
	Abril	1298 KWh	N-3	23,27 m²	35°	Cerâmico	NORTE	N/A	N/A
	Março	867 KWh	N-4	34,34 m²	35°	Cerâmico	NORTE	N/A	N/A
	Fevereiro	954 KWh	N-5	24,16 m²	35°	Cerâmico	NORTE	N/A	N/A
	Janeiro	1271 KWh	N-6	3,83 m²	35°	Cerâmico	NORTE	N/A	N/A
2016	Dezembro	983 KWh	N-7	16,49 m²	35°	Cerâmico	NORTE	N/A	N/A
	Novembro	746 KWh	S-1	20,13 m²	35°	Cerâmico	SUL	N/A	N/A
	Outubro	845 KWh	S-2	49,31 m²	35°	Cerâmico	SUL	N/A	N/A
	Setembro	704 KWh	S-3	19,08 m²	35°	Cerâmico	SUL	N/A	N/A
	Agosto	743 KWh	S-4	24,38 m²	27°	Cerâmico	SUL	Pav. Superior	Dia inteiro
	Julho	733 KWh	S-5	20,67 m²	35°	Cerâmico	SUL	N/A	N/A
			S-6	15,00 m²	27°	Cerâmico	SUL	Pav. Superior	Dia inteiro
			L-1	7,23 m²	35°	Cerâmico	LESTE	N/A	N/A
			L-2	14,25 m²	27°	Cerâmico	LESTE	Pav. Superior	Dia inteiro
			L-3	68,27 m²	27°	Cerâmico	LESTE	N/A	N/A
			O-1	7,23 m²	35°	Cerâmico	OESTE	N/A	N/A
			O-2	1,47 m²	35°	Cerâmico	OESTE	N/A	N/A
			O-3	44,06 m²	27°	Cerâmico	OESTE	N/A	N/A

APÊNDICE L – MEMORIAL CARACTERÍSTICO RESIDÊNCIA 6

RESIDÊNCIA 6									
Ano	Mês	Consumo	Telhado	Tamanho	Angulação	Material	Apontamento	Projeção de sombras	
2017	Agosto	196 KWh						Causa	Período
	Julho	189 KWh	N-1	77,33 m²	27°	Cerâmico	NORTE	N/A	N/A
	Junho	234 KWh	S-1	14,08 m²	27°	Cerâmico	SUL	N/A	N/A
	Maio	207 KWh	S-2	32,33 m²	27°	Cerâmico	SUL	N/A	N/A
	Abril	213 KWh	S-3	19,98 m²	27°	Cerâmico	SUL	N/A	N/A
	Março	364 KWh	L-1	49,35 m²	27°	Cerâmico	LESTE	N/A	N/A
	Fevereiro	298 KWh	L-2	60,36 m²	27°	Cerâmico	LESTE	N/A	N/A
2016	Janeiro	261 KWh	O-1	33,38 m²	27°	Cerâmico	OESTE	N/A	N/A
	Dezembro	198 KWh	O-2	70,60 m²	27°	Cerâmico	OESTE	N/A	N/A
	Novembro	236 KWh							
	Outubro	222 KWh							
	Setembro	291 KWh							
	Agosto	239 KWh							

ANEXO A – LOCALIZAÇÃO RESIDÊNCIA 1



Fonte: Google Earth (2017).

ANEXO B – LOCALIZAÇÃO RESIDÊNCIA 2



Fonte: Google Earth (2017).

ANEXO C – LOCALIZAÇÃO RESIDÊNCIA 3



Fonte: Google Earth (2017).

ANEXO D – LOCALIZAÇÃO RESIDÊNCIA 4



Fonte: Google Earth (2017).

ANEXO E – LOCALIZAÇÃO RESIDÊNCIA 5



Fonte: Google Earth (2017).

ANEXO F – LOCALIZAÇÃO RESIDÊNCIA 6



Fonte: Google Earth (2017).

ANEXO G – CONTA DE ENERGIA RESIDÊNCIA 1

**COPEL**

Copel Distribuição S.A.
José Izidoro Biazetto, 158 bl.C - Mossunguê - Curitiba PR - CEP 81200-240
CNPJ: 04.368.898/0001-06- IE 90.233.073-99 - IM 423.992-4



www.copel.com
0800 51 00 116

R GAL CARNEIRO, 668
VILA INDUSTRIAL - TOLEDO - PR - CEP: 85904-190

89180 01 007 834800
CPF

Mês de referência

Julho/2017

Vencimento

12/08/2017

N° de Identificação

11561181

VALOR A PAGAR

R\$ 273,45

Responsabilidade da Manutenção de Ilumina Pública: Município 153

FAT-01-20175092126422-28

Informações Técnicas

N° Medidor: MD 0302340089 - TRIFASICO

Reside/Residencial

Leitura Anterior	Leitura Atual	Medido	Constante de Multiplicação	Total Faturado	Consumo Médio Diário	Data de Apresentação	Próxima Leitura Prevista
20/06/2017 26032	20/07/2017 26371	30 dias 339 kWh	1	339 kWh	11,30 kWh	02/08/2017	21/08/2017

Histórico de Consumo e Pagamento

Mês	kWh	Dt.Pgto.	Valor
06/2017	346	12/07/2017	262,97
05/2017	286	12/06/2017	221,79
04/2017	328	12/05/2017	239,60
03/2017	532	12/04/2017	387,68
02/2017	497	13/03/2017	352,67
01/2017	732	13/02/2017	504,88
12/2016	455	12/01/2017	328,80
11/2016	455	12/12/2016	334,17
10/2016	416	14/11/2016	304,25
09/2016	400	13/10/2016	295,07
08/2016	398	12/09/2016	294,35
07/2016	439	12/08/2016	327,30

Valores Faturados

NOTA FISCAL/CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA N° 003.867.097- SÉRIE B

Emitida em 20/07/2017

Produto Descrição	Un.	Consumo	Valor Unitário	Valor Total	Base Cál.	Allq. ICMS
ENERGIA ELÉTRICA CONSUMO	kWh	339	0,684956	232,20	232,20	29,00%
ENERGIA CONS. B. AMARELA	kWh			7,07	7,07	29,00%

CONT ILUMIN PUBLICA MUNICIPIO 34,18

Indicadores de Qualidade

Conjunto: TOLEDO
Mês Ref.: 05/2017

	DIC	FIC	DMIC	DICRI	EUSD (R\$)
Realizado:	0,83	1,00	0,83	-	54,36
Limite Mensal:	5,19	3,30	2,94	12,22	
Limite Trimestral:	10,38	6,60	-	-	
Limite Anual:	20,77	13,20	-	-	

Tensão Contratada: 127/220 volts
Limite Adequado Tensão: 117 a 133/202 a 231 volts

O não cumprimento dos indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI definidos pela ANEEL resulta em compensação financeira ao consumidor pela concessionária no faturamento. É direito do consumidor solicitar a apuração destes indicadores a qualquer tempo.

Aviso de Vencimento

IDENTIFICAÇÃO
11561181Mês
07/2017

Autenticação Mecânica

Vencimento
12/08/2017Valor a Pagar
273,45**COPEL**

8368000002 5 7345011000 5 00101020175 2 09212642228 3

NAO RECEBER - DEBITO AUTOMATICO - BANCO - 756 - AGENCIA - 4351

ANEXO H – CONTA DE ENERGIA RESIDÊNCIA 2

COPEL Copel Distribuição S.A.
Rua José Izidoro Biazetto, 158
81200-240 Curitiba - PR
CNPJ 04.368.898/0001-06
IE 90.233.073-99 IM 423.992-4

PARANÁ
GOVERNO DO ESTADO

www.copel.com
0800 51 00 116

Unidade Consumidora
83403450
Vencimento
19/08/2017
Valor a Pagar
R\$ 237,58

R MARUMBI, 181 - MED 2
CEP: 85905160 TOLEDO - PR
CPF: [REDACTED]

Responsável pela manutenção da iluminação pública Município 163

Reaviso de Vencimento

Informações Técnicas

No. Medidor: 0284141266 - TRIFASICO Mes Referência: 07/2017

Leitura Anterior	Leitura Atual	Medido	Constante de Multiplicação	Total Faturado	Consumo Médio/Dia	Data Apresentação
27/06/2017 26652	27/07/2017 26929	30 dias 277 kWh	1,00	277 kWh	9,23 kWh	27/07/2017

Próxima Leitura Prevista: 28/08/2017 COMERCIO/IMOV/DESOCUPADOS (CODIGO COPEL)

Indicadores de Qualidade FS [1.7.77.0]

Conjunto: CONCORDIA Mes 06/2017 Tensão Contratada: 127 / 220 volts

Realizado Mensal:	DIC	FIC	DMIC	EUSD (R\$)	Limite faixa adequada de Tensão:
6,19 h	0,00 h	0,00 h	2,94 h	62,20	117 - 133 / 202 - 231 volts
Limite Trimestral:	10,38 h	6,60			
Limite Anual:	20,77 h	13,20			

MES	06/17	05/17	04/17	03/17	02/17	01/17	12/16	11/16	10/16	09/16	08/16	07/16
CONS	327	265	289	413	386	537	430	466	412	364	319	306
PGTO	20/07	12/06	29/05	18/04	16/03	22/02	20/01	22/12	17/11	10/10	10/10	17/08

Valores Faturados

NOTA FISCAL CONTA DE ENERGIA ELETRICA no. 4377568 Série B
Emitida em 27/07/2017

Produto Descricao	Un.	Consumo	Valor Unitario	Valor Total	Base de Calculo	Aliq. ICMS
01 ENERGIA ELETRICA CONSUMO	kWh	277	0,690397	191,24	191,24	29,00%
02 ENERGIA CONS. B. AMARELA	kWh			7,80	7,80	29,00%
03 CONT ILUMIN PUBLICA MUNICIPI				34,18		
04 MULTA POR ATRASO NO PAGAMENT				4,29		
05 JUROS CONTA ANTERIOR				0,07		
Base de Calculo do ICMS:	199,04	Valor ICMS:	67,72	Valor Total da Nota Fiscal:	237,58	

Composicao dos Valores
Energia 74,05
Distribuição 38,47
Transmissão 6,71
Tributos 72,03
Encargos 7,78
TOTAL 199,04

Reservado ao Fisco
C9D1.DA8F.0E93.19B9.ADB7.A9C2.B608.B254

INCLUSO NA FATURA PIS R\$ 2,56 E COFINS R\$ 11,76 CONFORME RES. ANEEL 130/2005.
A PARTIR DE 01/07/2017 - PIS/PASEP 1,30% e COFINS 5,96%.
REAJUSTE TARIFARIO: EFEITO MEDIO 5,95% A PARTIR DE 24/06 RES. ANEEL 2255/2017
A qualquer tempo pode ser solicitado o cancelamento de valores nao relacionados a prestacao do servico de energia eletrica, como convenios e doacoes.
Periodos Band. Tarif.: Verde: 28/06-30/06 Amarela 01/07-27/07

Vencimento: 19/08/2017 **Valor a pagar: R\$ 237,58**

Controle 01-20175119569795-80 Numero de identificacao 83403450 Mes 07/2017 FS [1.7.77.0]

83620000002 1 37580111000 4 00101020175 2 11956979580 8



Fonte: COPEL (2017).

ANEXO I – CONTA DE ENERGIA RESIDÊNCIA 3

COPEL Copel Distribuição S.A.
Rua José Izidoro Biazetto, 158
81200-240 Curitiba - PR
CNPJ 04.368.898/0001-06
IE 90.233.073-99 IM 423.952-4

PARANÁ
GOVERNO DO ESTADO

www.copel.com
0800 51 00 116

Unidade Consumidora
20783280
Vencimento
18/08/2017
Valor a Pagar
R\$ 116,46

R SUICA, 55
CEP: 86906200 TOLEDO - PR
CPF: [REDACTED]

Responsável pela manutenção da iluminação Pública: Município 163

Reaviso de Vencimento

Informações Técnicas

No. Medidor: 0903631609 - BIFASICO Mes Referência: 07/2017

Leitura Anterior	Leitura Atual	Medido	Constante de Multiplicação	Total Faturado	Consumo Médio/Dia	Data Apresentação
24/06/2017 42087	26/07/2017 42196	32 dias 129 kWh	1,00	129 kWh	4,03 kWh	26/07/2017

Proxima Leitura Prevista: 26/08/2017 RESIDE/RESIDENCIAL

Indicadores de Qualidade FS [1.7.77.0]

Conjunto: CONCORDIA Mes 06/2017 Tensão Contratada: 127 / 220 volts

	DIC	FIC	DMIC	EUSD (R\$)
Realizado Mensal:	0,00 h	0,00	0,00 h	19,40
Limite Mensal:	6,19 h	3,30	2,94 h	
Limite Trimestral:	10,38 h	6,60		
Limite Anual:	20,77 h	13,20		

Limite faixa adequada de Tensão: 117 - 133 / 202 - 231 volts

Histórico de Consumo e Pagamento Media 3 meses: 103 kWh

MES	06/17	05/17	04/17	03/17	02/17	01/17	12/16	11/16	10/16	09/16	08/16	07/16
CONS	102	112	95	119	95	84	93	195	290	283	300	265
PQTO	18/07	19/06	18/05	18/04	20/03	20/02	18/01	19/12	18/11	18/10	19/09	18/08

Valores Faturados

NOTA FISCAL CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA no. 4171297 Serie B
Emitida em 26/07/2017

Produto	Descrição	Un.	Consumo	Unitário	Valor Total	Base de Cálculo	Aliq. ICMS
01	ENERGIA ELÉTRICA CONSUMO	kWh	129	0,689612	88,96	88,96	29,00%
02	ENERGIA CONS. B. AMARELA	kWh			3,27	3,27	29,00%
03	CONT. ILUMIN. PÚBLICA MUNICÍPI				24,23		
Base de Cálculo do ICMS:		92,23	Valor ICMS:		26,75	Valor Total da Nota Fiscal: 116,46	

Composição dos Valores

	Valor
Energia	34,26
Distribuição	17,91
Transmissão	3,12
Tributos	33,32
Encargos	3,62
TOTAL	92,23

Reservado ao Fisco
35DA.5746.EC12.BFD3.19C2.A372.F2EE.86C4

INCLUSO NA FATURA PIS R\$ 1,17 E COFINS R\$ 5,40 CONFORME RES. ANEEL 130/2005.
FATURA DO MES 06/2017 ARRECADADA POR DÉBITO AUTOMÁTICO
A PARTIR DE 01/07/2017 - PIS/PASEP 1,30% e COFINS 5,96%.
REAJUSTE TARIFÁRIO: EFEITO MÉDIO 5,85% A PARTIR DE 24/06 RES. ANEEL 2265/2017
A qualquer tempo pode ser solicitado o cancelamento de valores não relacionados a prestação do serviço de energia elétrica, como convênios e doações.
Períodos Band. Tarif.: Verde: 25/06-30/06 Amarela: 01/07-26/07

Vencimento: 18/08/2017 **Valor a pagar: R\$ 116,46**

Controle 01-20175114164578-75 Número de identificação 20783280 Mes 07/2017 FS [1.7.77.0]

NAO RECEBER - DÉBITO AUTOMÁTICO - BANCO - 237 - AGÊNCIA - 6720
CASO NAO OCORRA O DÉBITO, UTILIZE O CODIGO ABAIXO PARA PAGAMENTO
83630000001 2 16460111000 4 00101020175 2 11416457875 8

Fonte: COPEL (2017).

ANEXO J – CONTA DE ENERGIA RESIDÊNCIA 4

COPEL Copel Distribuição S.A.
Rua José Izidoro Biazetto, 158
81200-240 Curitiba - PR
CNPJ 04.368.898/0001-06
IE 90.233.073-99 IM 423.992-4

PARANÁ
GOVERNO DO ESTADO

www.copel.com
0800 51 00 116

Unidade Consumidora
51101890

Vencimento
15/08/2017

Valor a Pagar
R\$ 254,77

AV MARIPIA, 5821 - CAS 12
CEP 85902060 TOLEDO - PR
CPF

Responsável pela manutenção de iluminação Pública: Município 163

Reaviso de Vencimento

Informações Técnicas

No Medidor: 0874830336 - BIFASICO Mes Referência: 07/2017

Leitura Anterior	Leitura Atual	Medido	Constante de Multiplicação	Total Faturado	Consumo Médio/Dia	Data Apresentação
22/06/2017 16049	24/07/2017 16359	32 dias 310 kWh	1,00	310 kWh	9,69 kWh	24/07/2017

Proxima Leitura Prevista: 23/08/2017 RESIDENCIAL

Indicadores de Qualidade FS [1.7.77.0]

Conjunto: TOLEDO Mes 05/2017 Tensão Contratada: 127 / 220 volts

	DIC	FIC	DMIC	EUSD (R\$)	Limite faixa adequada de Tensão:
Realizado Mensal:	0,00 h	0,00	0,00 h	53,22	117 - 133 / 202 - 231 volts
Limite Mensal:	5,19 h	3,30	2,94 h		
Limite Trimestral:	10,38 h	6,60			
Limite Anual:	20,77 h	13,20			

Histórico de Consumo e Pagamento Média 3 meses: 324 kWh

MES	06/17	05/17	04/17	03/17	02/17	01/17	12/16	11/16	10/16	09/16	08/16	07/16
CONS	292	280	402	596	661	867	560	494	520	357	374	332
PGTO	17/07	16/06	15/05	17/04	15/03	15/02	16/01	15/12	16/11	17/10	15/09	16/08

Valores Faturados

NOTA FISCAL CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA nº. 3749673 Serie B
Emitida em 24/07/2017

Produto Descricao	Un.	Consumo	Valor Unitario	Valor Total	Base de Calculo	Aliq. ICMS
01 ENERGIA ELÉTRICA CONSUMO	kWh	310	0,688129	213,32	213,32	29,00%
02 ENERGIA CONS. B. AMARELA	kWh			7,27	7,27	29,00%
03 CONTR. ILUMIN. PÚBLICA MUNICÍPI				34,18		
Base de Calculo do ICMS		220,69	Valor ICMS:	63,97	Valor Total da Nota Fiscal:	254,77

Composicao dos Valores

Energia	61,72
Distribuição	42,99
Transmissão	7,37
Tributos	79,61
Encargos	8,90
TOTAL	220,59

Reservado ao Fisco

099F.0E15.C705.E0C0.CD1B.9CBE.2EC1.041C

INCLUSO NA FATURA PIS R\$ 2,80 E COFINS R\$ 12,84 CONFORME RES. ANEEL 130/2005.
FATURA DO MES 06/2017 ARRECADADA POR DEBITO AUTOMATICO
A PARTIR DE 01/07/2017 - PIS/PASEP 1,30% e COFINS 5,96%.
REAJUSTE TARIFARIO: EFEITO MEDIO 5,85% A PARTIR DE 24/06 RES. ANEEL 2255/2017
A qualquer tempo pode ser solicitado o cancelamento de valores não relacionados a prestação do serviço de energia elétrica, como convênios e doações.
Períodos Band Tarif.: Verde 23/06-30/06 Amarela 01/07-24/07

Vencimento: 15/08/2017 **Valor a pagar: R\$ 254,77**

Controle 01-20175102921691-99 Numero de identificação 51101890 Mes 07/2017 FS [1.7.77.0]

NAO RECEBER - DEBITO AUTOMATICO - BANCO - 104 - AGENCIA - 0726
CASO NAO OCORRA O DEBITO, UTILIZE O CODIGO ABAIXO PARA PAGAMENTO
83670000002 6 54770111000 9 00101020175 2 10292169199 8

Fonte: COPEL (2017).

ANEXO K – CONTA DE ENERGIA RESIDÊNCIA 5

COPEL Copel Distribuição S.A.
Rua José Izidoro Biazetto, 158
81200-240 Curitiba - PR
CNPJ 04.368.898/0001-06
IE 90.233.073-99 IM 423.992-4

PARANÁ
GOVERNO DO ESTADO

0800 51 00 116

Unidade Consumidora
49034502
Vencimento
15/08/2017
Valor a Pagar
R\$ 562,90

R ARMANDO LUIZ ARROSI, 1536
CEP: 85901020 TOLEDO - PR
CPF: [REDACTED]

Responsável pela manutenção da Abastecimento Público, Município de Toledo

Revisão de vencimento

Informações Técnicas

No. Medidor: 0944040505 - TRIFASICO
Leitura Anterior 22/06/2017 79286
Leitura Atual 24/07/2017 79930
Medido 32 dias 644 kWh
Constante de Multiplicação 1,00
Total Faturado 644 kWh
Consumo Médio/Dia 20,13 kWh
Data Apresentação 24/07/2017
Mes Referência: 07/2017
Proxima Leitura Prevista: 23/08/2017
RESIDE/RESIDENCIAL

Indicadores de Qualidade F5 [1.7.77.0]

Conjunto: TOLEDO
Mes 06/2017
Tensão Contratada: 127 / 220 volts
Realizado Mensal: 0,00 h 0,00 0,00 h 161,69
Limite Mensal: 5,19 h 3,30 2,94 h
Limite Trimestral: 10,38 h 6,60
Limite Anual: 20,77 h 13,20
Limite faixa adequada de Tensão: 117 - 133 / 202 - 231 volts

MES	06/17	05/17	04/17	03/17	02/17	01/17	12/16	11/16	10/16	09/16	08/16	07/16
CONS	744	798	1298	867	954	1271	983	746	845	704	743	733
PGTO	30/06	02/06	04/05	03/04	05/03	06/02	04/01	02/12	31/10	10/10	05/09	02/08

Valores Faturados

NOTA FISCAL CONTA DE ENERGIA ELETRICA no. 3649148 Serie B
Emitida em 24/07/2017

Produto Descrição	Un.	Consumo	Valor Unitario	Valor Total	Base de Calculo	Aliq. ICMS
01 ENERGIA ELETRICA CONSUMO	kWh	644	0,683167	443,18	443,18	29,00%
02 ENERGIA CONS. B. AMARELA	kWh			15,11	15,11	29,00%
03 CONT. LUMIN. PUBLICA MUNICIPI				46,61		
04 FEDAPAES/APAES 41-3343-2640				15,00		
05 A S VIC PAULO TDO-45-21032905				20,00		
06 UOPECCAN-CANCER 45-21017000				23,00		
Base de Calculo do ICMS:	458,29	Valor ICMS:	132,90	Valor Total da Nota Fiscal:	562,90	

Composicao dos Valores
Energia 169,77
Distribuição 89,31
Transmissão 15,31
Tributos 165,41
Encargos 18,49
TOTAL 468,29

Reservado ao Fisco
7DCB.06A4.558D.A16A.6CE1.6FC3.D0B4.371B

INCLUSO NA FATURA PIS R\$ 5,82 E COFINS R\$ 26,69 CONFORME RES. ANEEL 130/2005.
A PARTIR DE 01/07/2017 - PIS/PASEP 1,30% e COFINS 5,96%.
REAJUSTE TARIFARIO: EFEITO MEDIO 5,86% A PARTIR DE 24/06 RES. ANEEL 2255/2017
A qualquer tempo pode ser solicitado o cancelamento de valores não relacionados
a prestação do serviço de energia elétrica, como convênios e doações.
Periodos Band Tarif.: Verde:23/06-30/06 Amarela:01/07-24/07

Fonte: COPEL (2017).

ANEXO L – CONTA DE ENERGIA RESIDÊNCIA 6

COPEL Copel Distribuição S.A.
Rua José Izidoro Blazetto, 156
81200-240 Curitiba - PR
CNPJ 04.366.898/0001-06
IE 90.233.073-99 IM 423.992-4

PARANÁ
GOVERNO DO ESTADO

www.copel.com
0800 51 00 116

Unidade Consumidora
11567864
Vencimento
10/09/2017
Valor a Pagar
R\$ 172,36

R GUARANI, 2941
CEP: 86902030 TOLEDO - PR
CPF: [REDACTED]

Responsável pela manutenção de Iluminação Pública: Município [REDACTED]

Reaviso de Vencimento

Informações Técnicas

No. Medidor: 0904443437 - TRIFASICO Mes Referência: 06/2017

Leitura Anterior	Leitura Atual	Medido	Constante de Multiplicação	Total Faturado	Consumo Médio/Dia	Data Apresentação
19/07/2017 21065	18/08/2017 21261	30 dias 196 kWh	1,00	196 kWh	6,53 kWh	18/08/2017

Proxima Leitura Prevista: 19/09/2017 RESIDE/RESIDENCIAL

Indicadores de Qualidade FS [1.7.80.3]

Conjunto: TOLEDO Mes 06/2017 Tensão Contratada: 127 / 220 volts

	DIC	FIC	DMIC	EUSD (R\$)	Limite faixa adequada de Tensão:
Realizado Mensal:	0,00 h	0,00	0,00 h	44,48	117 - 133 / 202 - 231 volts
Limite Mensal:	5,19 h	3,30	2,94 h		
Limite Trimestral:	10,38 h	6,60			
Limite Anual:	20,77 h	13,20			

MES	07/17	06/17	05/17	04/17	03/17	02/17	01/17	12/16	11/16	10/16	09/16	08/16
CONS	189	234	207	213	364	298	261	198	236	222	291	239
PGTO	10/08	10/07	12/06	10/06	10/04	10/03	10/02	10/01	12/12	10/11	10/10	12/09

Valores Faturados

NOTA FISCAL CONTA DE ENERGIA ELETRICA no. 2969581 Serie B
Emitida em 18/08/2017

Produto Descrição	Un.	Consumo	Valor Unitario	Valor Total	Base de Calculo	Aliq. ICMS
01 ENERGIA ELETRICA CONSUMO	kWh	196	0,695816	136,38	136,38	29,00%
02 ENERGIA CONS. B. AMARELA	kWh		2,46	2,46	2,46	29,00%
03 ENERGIA CONS. B. VERMELHA	kWh		5,66	5,66	5,66	29,00%
04 CONT. ILLUMIN. PUBLICA MUNICIPI				27,96		
Base de Calculo do ICMS:		144,40	Valor ICMS:	41,87	Valor Total da Nota Fiscal: 172,36	

Composicao dos Valores

Energia	53,95
Distribuição	27,22
Transmissão	4,75
Tributos	62,98
Encargos	6,50
TOTAL	144,40

Reservado ao Fisco

B4B6.F5D2.9678.552A.B097.0E2D.9BCD.85D8

INCLUSO NA FATURA PIS R\$ 1,99 E COFINS R\$ 9,12 CONFORME RES. ANEEL 130/2005.
FATURA DO MES 07/2017 ARRECADADA POR DEBITO AUTOMATICO
A PARTIR DE 01/08/2017 - PIS/PASEP 1,43% e COFINS 6,55%.
Atraso superior a 15 dias sujeita inclusao no cadastro de inadimplentes CADIN/PR
A qualquer tempo pode ser solicitado o cancelamento de valores nao relacionados a prestacao do servico de energia eletrica, como convenios e doacoes.
Periodos Band. Tarif.: Amarela 20/07-31/07 Vermelha 01/08-18/08

Vencimento: 10/09/2017 **Valor a pagar: R\$ 172,36**

Controle 01-20175204631374-17 Numero de identificacao 11567864 Mes 08/2017 FS [1.7.80.3]

NAO RECEBER - DEBITO AUTOMATICO - BANCO - 341 - AGENCIA - 3491
CASO NAO OCORRA O DEBITO, UTILIZE O CODIGO ABAIXO PARA PAGAMENTO
83660000001 9 72360111000 7 00101020175 2 20463137417 8

Fonte: COPEL (2017).

ANEXO M – RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO PVSYST® – RESIDÊNCIA 1

PVSYST V6.63		27/08/17	Page 1/3
--------------	--	----------	----------

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : **RESIDENCIA 1**

Geographical Site **Toledo** **Country** **Brazil**

Situation Latitude -24.70° S Longitude -53.72° W

Time defined as Legal Time Time zone UT-3

Albedo 0.20 Altitude 544 m

Meteo data: **Toledo** Meteonorm 7.1 (1900-1900), Sat=100% - Synthetic

Simulation variant : **New simulation variant**

Simulation date 27/08/17 15h09

Simulation parameters

Collector Plane Orientation Tilt 11° Azimuth -90°

Models used Transposition Perez Diffuse Perez, Meteonorm

Horizon Free Horizon

Near Shadings No Shadings

PV Array Characteristics

PV module Si-poly Model **CS6K - 265P 1500V**

Original PVsyst database Manufacturer Canadian Solar Inc.

Number of PV modules In series 14 modules In parallel 1 strings

Total number of PV modules Nb. modules 14 Unit Nom. Power 265 Wp

Array global power Nominal (STC) **3710 Wp** At operating cond. 3329 Wp (50°C)

Array operating characteristics (50°C) U mpp 383 V I mpp 8.7 A

Total area Module area **22.9 m²** Cell area 20.4 m²

Inverter Model **PVI-3.6-OUTD-S-US (277V)**

Original PVsyst database Manufacturer ABB

Characteristics Operating Voltage 120-530 V Unit Nom. Power 3.60 kWac

Inverter pack Nb. of inverters 1 units Total Power 3.6 kWac

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. 740 mOhm Loss Fraction 1.5 % at STC

Module Quality Loss Loss Fraction -0.5 %

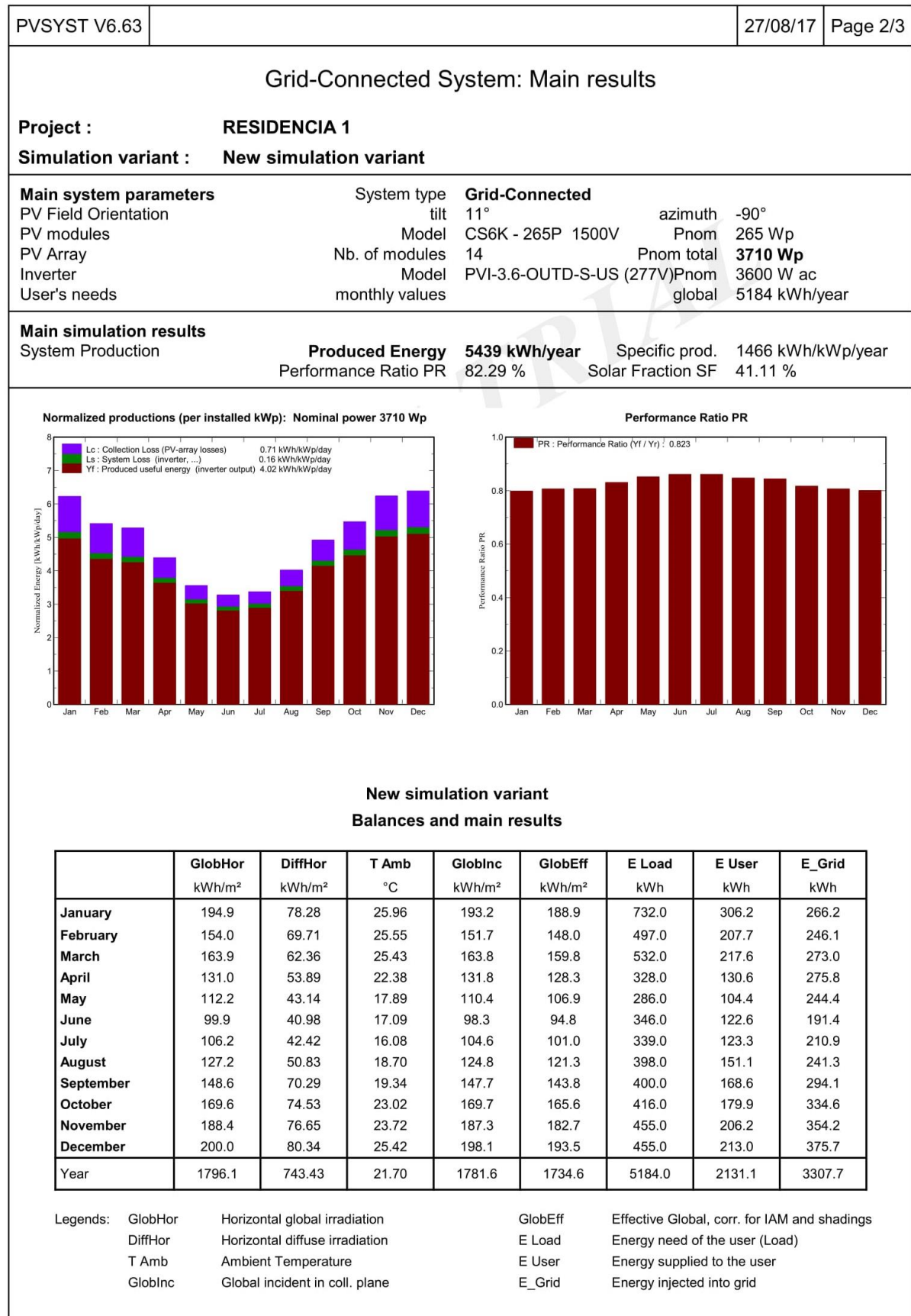
Module Mismatch Losses Loss Fraction 1.0 % at MPP

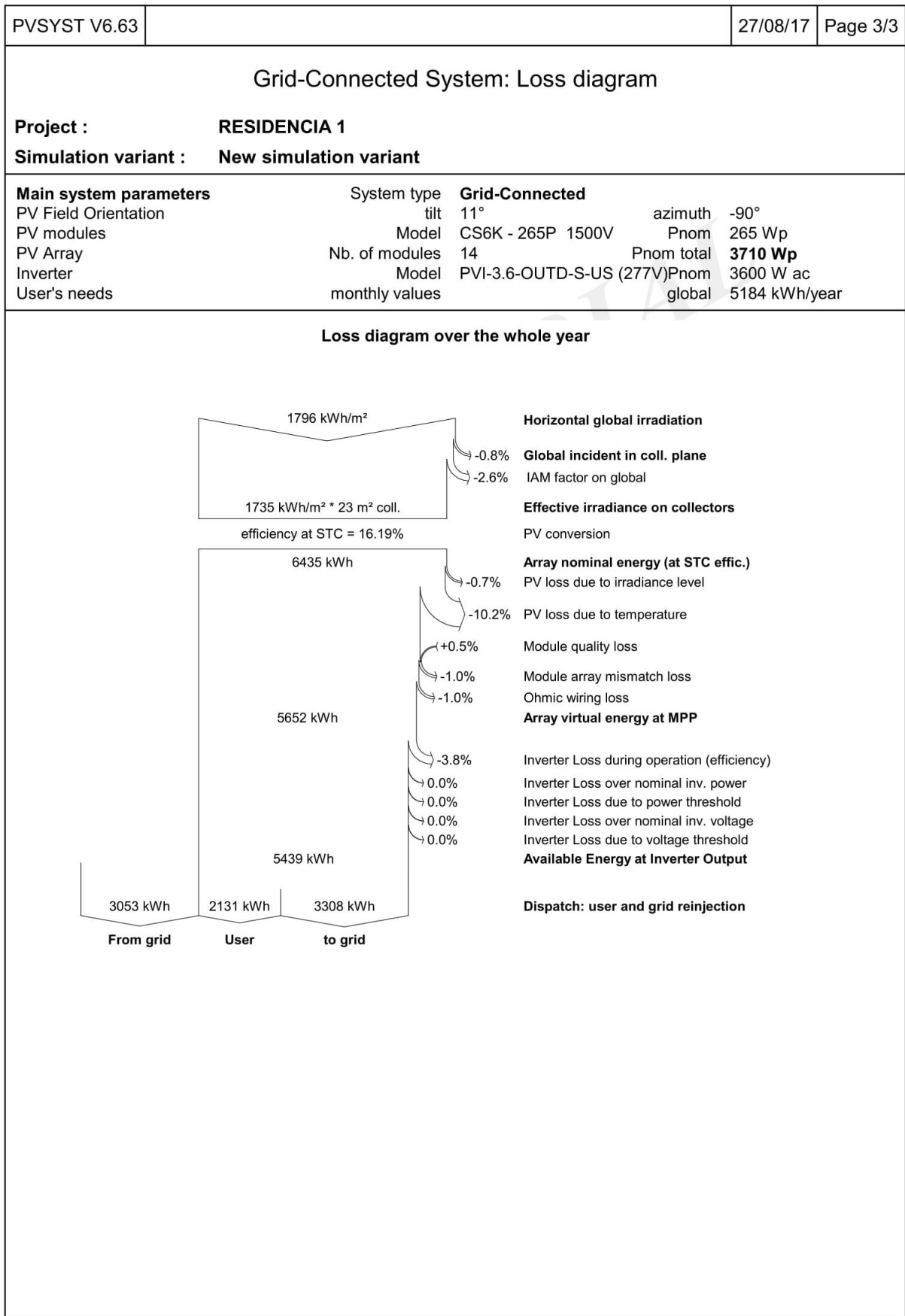
Incidence effect (IAM): User defined IAM profile

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 : monthly values

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
732	497	532	328	286	346	339	398	400	416	455	455	5184	kWh/mth





ANEXO N – RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO PVSYST® – RESIDÊNCIA 2

PVSYST V6.63											03/09/17	Page 1/3	
Grid-Connected System: Simulation parameters													
Project :		RESIDENCIA 2											
Geographical Site		Toledo					Country		Brazil				
Situation		Latitude		-24.70° S			Longitude		-53.72° W				
Time defined as		Legal Time		Time zone UT-3			Altitude		544 m				
		Albedo		0.20									
Meteo data:		Toledo		Meteonorm 7.1 (1900-1900), Sat=100% - Synthetic									
Simulation variant :		New simulation variant											
		Simulation date		03/09/17 17h22									
Simulation parameters													
Collector Plane Orientation		Tilt		19°			Azimuth		-90°				
Models used		Transposition		Perez			Diffuse		Perez, Meteonorm				
Horizon		Free Horizon											
Near Shadings		No Shadings											
PV Array Characteristics													
PV module		Si-poly		Model		CS6K - 265P 1500V							
Original PVsyst database		Manufacturer		Canadian Solar Inc.									
Number of PV modules		In series		12 modules			In parallel		1 strings				
Total number of PV modules		Nb. modules		12			Unit Nom. Power		265 Wp				
Array global power		Nominal (STC)		3180 Wp			At operating cond.		2853 Wp (50°C)				
Array operating characteristics (50°C)		U mpp		328 V			I mpp		8.7 A				
Total area		Module area		19.6 m²			Cell area		17.5 m²				
Inverter		Model		PVI-3.8-OUTD-S-US (208V)									
Original PVsyst database		Manufacturer		ABB									
Characteristics		Operating Voltage		140-530 V			Unit Nom. Power		3.30 kWac				
Inverter pack		Nb. of inverters		1 units			Total Power		3.3 kWac				
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.		634 mOhm			Loss Fraction		1.5 % at STC				
Module Quality Loss							Loss Fraction		-0.5 %				
Module Mismatch Losses							Loss Fraction		1.0 % at MPP				
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 :													
monthly values													
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
537	386	413	289	255	327	277	319	364	412	456	430	4465	kWh/mth

PVSYST V6.63	03/09/17	Page 2/3
--------------	----------	----------

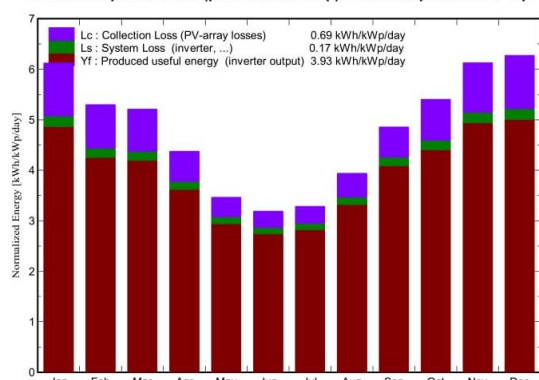
Grid-Connected System: Main results

Project : RESIDENCIA 2
Simulation variant : New simulation variant

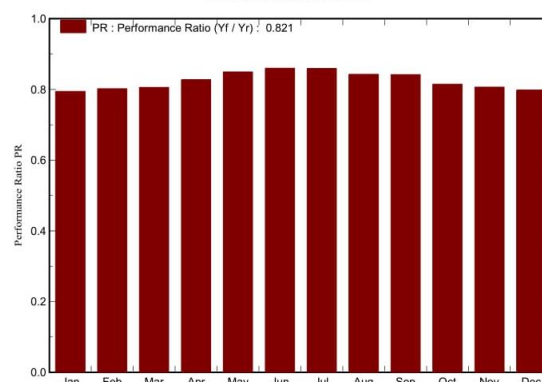
Main system parameters	System type	Grid-Connected
PV Field Orientation	tilt	19° azimuth -90°
PV modules	Model	CS6K - 265P 1500V Pnom 265 Wp
PV Array	Nb. of modules	12 Pnom total 3180 Wp
Inverter	Model	PVI-3.8-OUTD-S-US (208V)Pnom 3300 W ac
User's needs	monthly values	global 4465 kWh/year

Main simulation results				
System Production	Produced Energy	4566 kWh/year	Specific prod.	1436 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	82.06 %	Solar Fraction SF	40.30 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 3180 Wp



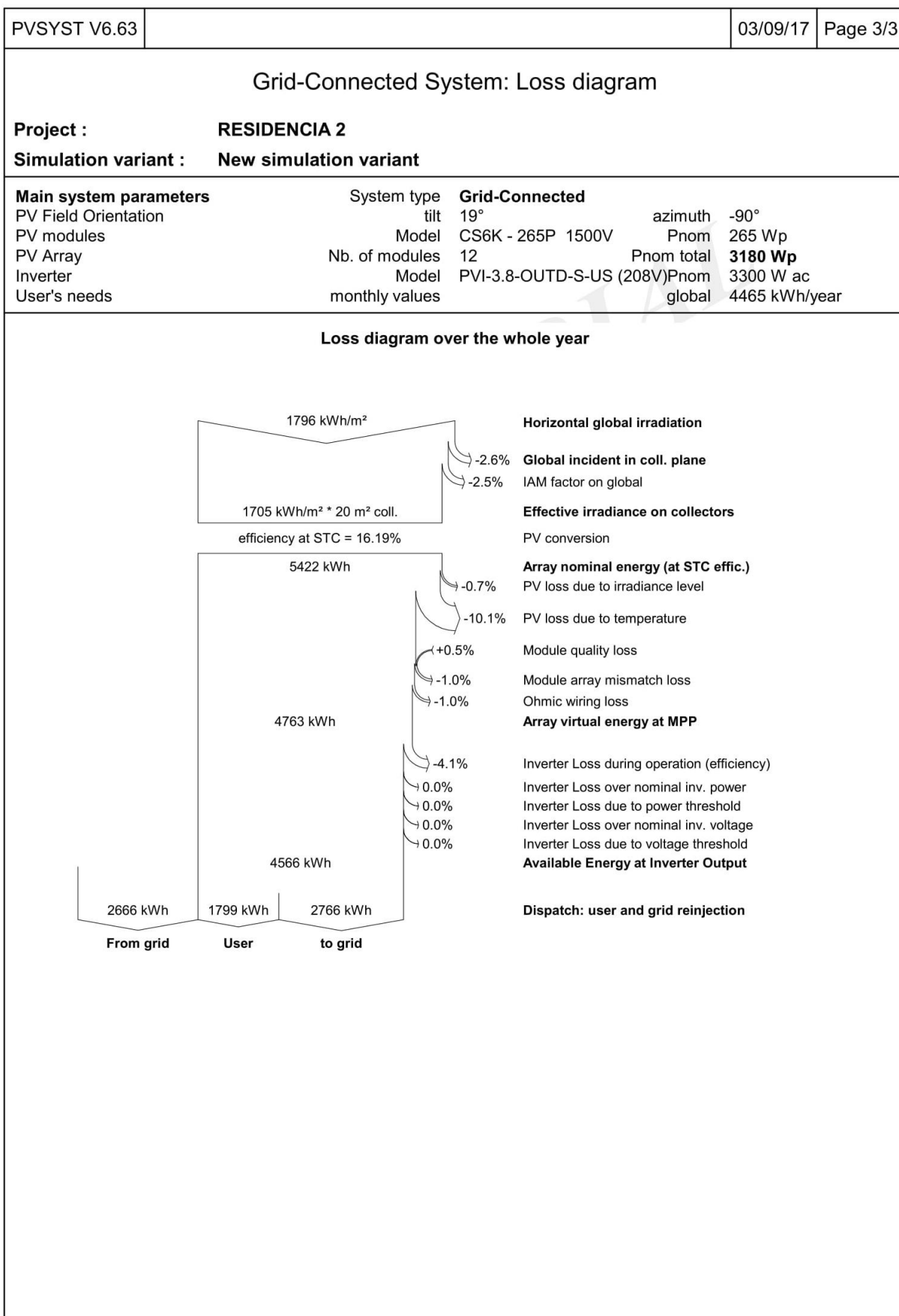
Performance Ratio PR



New simulation variant Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	E Load	E User	E_Grid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	kWh
January	194.9	78.28	25.96	189.8	185.5	537.0	227.2	252.7
February	154.0	69.71	25.55	148.4	144.8	386.0	158.7	220.1
March	163.9	62.36	25.43	161.5	157.8	413.0	168.9	244.9
April	131.0	53.89	22.38	131.2	127.7	289.0	112.7	233.0
May	112.2	43.14	17.89	107.4	104.2	255.0	89.4	200.7
June	99.9	40.98	17.09	95.7	92.5	327.0	112.4	149.3
July	106.2	42.42	16.08	101.9	98.6	277.0	97.5	180.9
August	127.2	50.83	18.70	122.1	118.5	319.0	117.5	209.9
September	148.6	70.29	19.34	145.7	141.9	364.0	150.6	239.7
October	169.6	74.53	23.02	167.6	163.8	412.0	173.2	261.3
November	188.4	76.65	23.72	183.8	179.8	456.0	198.5	272.8
December	200.0	80.34	25.42	194.5	190.0	430.0	192.9	300.7
Year	1796.1	743.43	21.70	1749.6	1705.0	4465.0	1799.4	2766.1

Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings
	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E Load	Energy need of the user (Load)
	T Amb	Ambient Temperature	E User	Energy supplied to the user
	GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid



ANEXO O – RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO PVSYST® – RESIDÊNCIA 3

PVSYST V6.63		27/08/17	Page 1/3
--------------	--	----------	----------

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : **RESIDENCIA 3**

Geographical Site **Toledo** **Country** **Brazil**

Situation Latitude -24.70° S Longitude -53.72° W
Time defined as Legal Time Time zone UT-3 Altitude 544 m
Albedo 0.20

Meteo data: **Toledo** Meteonorm 7.1 (1900-1900), Sat=100% - Synthetic

Simulation variant : **New simulation variant**

Simulation date 27/08/17 21h51

Simulation parameters

Collector Plane Orientation Tilt 21° Azimuth 0°

Models used Transposition Perez Diffuse Perez, Meteonorm

Horizon Free Horizon

Near Shadings No Shadings

PV Array Characteristics

PV module Si-poly Model **CS6K - 265P 1500V**
Original PVsyst database Manufacturer Canadian Solar Inc.
Number of PV modules In series 5 modules In parallel 1 strings
Total number of PV modules Nb. modules 5 Unit Nom. Power 265 Wp
Array global power Nominal (STC) **1325 Wp** At operating cond. 1189 Wp (50°C)
Array operating characteristics (50°C) U mpp 137 V I mpp 8.7 A
Total area Module area **8.2 m²** Cell area 7.3 m²

Inverter Model **UNO-2.0-I-OUTD-S-US (277V)**
Original PVsyst database Manufacturer ABB
Characteristics Operating Voltage 120-470 V Unit Nom. Power 2.00 kWac
Inverter pack Nb. of inverters 1 units Total Power 2.0 kWac

PV Array loss factors

Thermal Loss factor U_c (const) 20.0 W/m²K U_v (wind) 0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss Global array res. 264 mOhm Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss Loss Fraction -0.5 %
Module Mismatch Losses Loss Fraction 1.0 % at MPP
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 : monthly values

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
84.0	95.0	119	95.0	112	102	129	300	283	290	195	93.0	1897	kWh/mth

PVSYST V6.63	27/08/17	Page 2/3
--------------	----------	----------

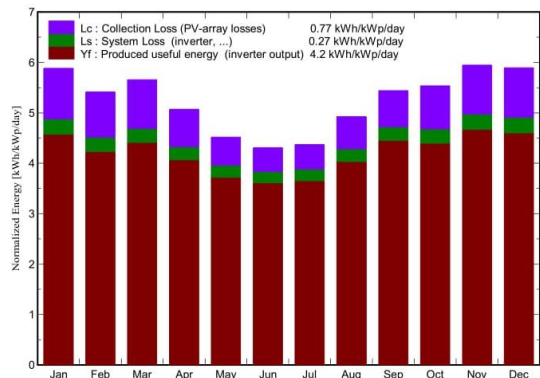
Grid-Connected System: Main results

Project : RESIDENCIA 3
Simulation variant : New simulation variant

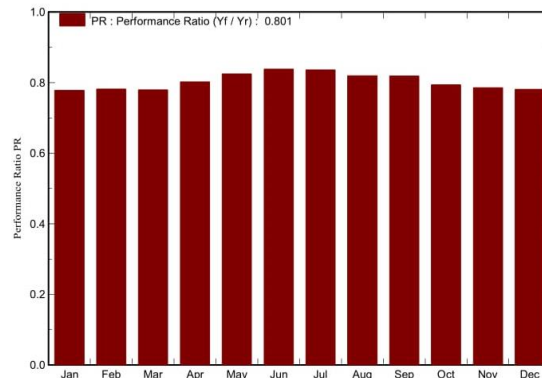
Main system parameters	System type	Grid-Connected
PV Field Orientation	tilt	21°
PV modules	Model	CS6K - 265P 1500V
PV Array	Nb. of modules	5
Inverter	Model	UNO-2.0-I-OUTD-S-US (277V)
User's needs	monthly values	global 1897 kWh/year

Main simulation results			
System Production	Produced Energy	2033 kWh/year	Specific prod. 1534 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	80.12 %	Solar Fraction SF 39.02 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 1325 Wp



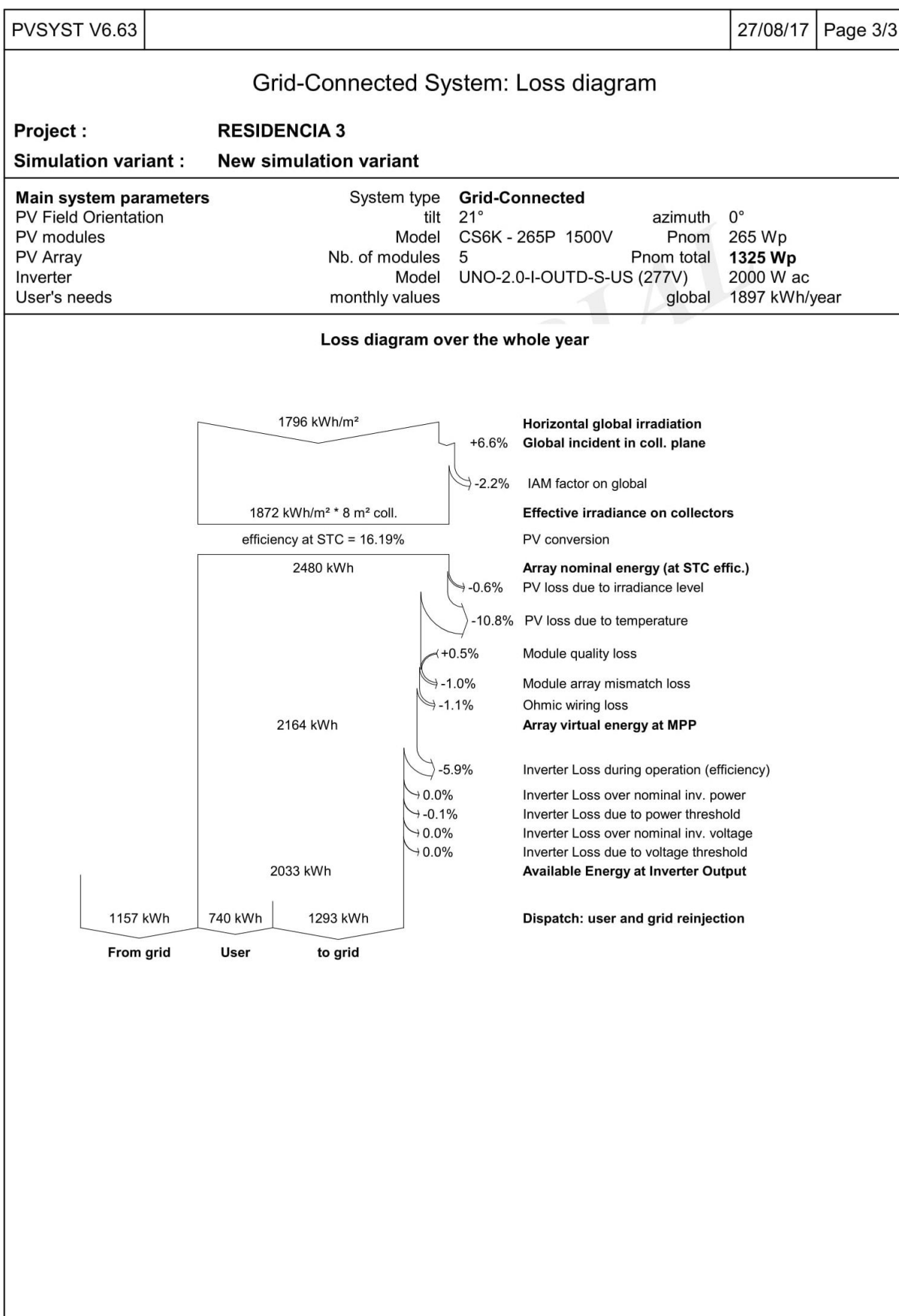
Performance Ratio PR



New simulation variant Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	E Load	E User	E_Grid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	kWh
January	194.9	78.28	25.96	182.4	177.9	84.0	39.4	148.6
February	154.0	69.71	25.55	151.6	147.7	95.0	42.1	114.9
March	163.9	62.36	25.43	175.4	171.8	119.0	51.0	130.2
April	131.0	53.89	22.38	152.2	148.9	95.0	39.1	122.7
May	112.2	43.14	17.89	140.0	137.4	112.0	40.1	112.9
June	99.9	40.98	17.09	129.2	126.7	102.0	37.0	106.6
July	106.2	42.42	16.08	135.4	132.8	129.0	47.3	102.7
August	127.2	50.83	18.70	152.6	149.6	300.0	103.8	61.9
September	148.6	70.29	19.34	163.2	159.6	283.0	107.8	69.3
October	169.6	74.53	23.02	171.6	167.7	290.0	109.0	71.5
November	188.4	76.65	23.72	178.4	174.0	195.0	81.2	104.5
December	200.0	80.34	25.42	182.8	178.1	93.0	42.5	146.7
Year	1796.1	743.43	21.70	1914.9	1872.1	1897.0	740.3	1292.6

Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings
	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E Load	Energy need of the user (Load)
	T Amb	Ambient Temperature	E User	Energy supplied to the user
	GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid



ANEXO P – RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO PVSYST® – RESIDÊNCIA 4

PVSYST V6.63		03/09/17	Page 1/4
--------------	--	----------	----------

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : **RESIDENCIA 4**

Geographical Site **Toledo** **Country** **Brazil**

Situation Latitude -24.70° S Longitude -53.72° W
 Time defined as Legal Time Time zone UT-3 Altitude 544 m
 Albedo 0.20

Meteo data: **Toledo** Meteonorm 7.1 (1900-1900), Sat=100% - Synthetic

Simulation variant : **New simulation variant**

Simulation date 03/09/17 17h55

Simulation parameters

Collector Plane Orientation Tilt 13° Azimuth -90°

Models used Transposition Perez Diffuse Perez, Meteonorm

Horizon Free Horizon

Near Shadings Linear shadings

PV Array Characteristics

PV module Si-poly Model **CS6K - 265P 1500V**
 Original PVsyst database Manufacturer Canadian Solar Inc.
 Number of PV modules In series 8 modules In parallel 2 strings
 Total number of PV modules Nb. modules 16 Unit Nom. Power 265 Wp
 Array global power Nominal (STC) **4240 Wp** At operating cond. 3804 Wp (50°C)
 Array operating characteristics (50°C) U mpp 219 V I mpp 17 A
 Total area Module area **26.2 m²** Cell area 23.4 m²

Inverter Model **PVI-4.2-OUTD-S-US (277V)**
 Original PVsyst database Manufacturer ABB
 Characteristics Operating Voltage 120-530 V Unit Nom. Power 4.20 kWac
 Inverter pack Nb. of inverters 1 units Total Power 4.2 kWac

PV Array loss factors

Thermal Loss factor U_c (const) 20.0 W/m²K U_v (wind) 0.0 W/m²K / m/s
 Wiring Ohmic Loss Global array res. 211 mOhm Loss Fraction 1.5 % at STC
 Module Quality Loss Loss Fraction -0.5 %
 Module Mismatch Losses Loss Fraction 1.0 % at MPP
 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 : monthly values

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
867	661	596	402	280	292	310	374	357	520	494	560	5713	kWh/mth

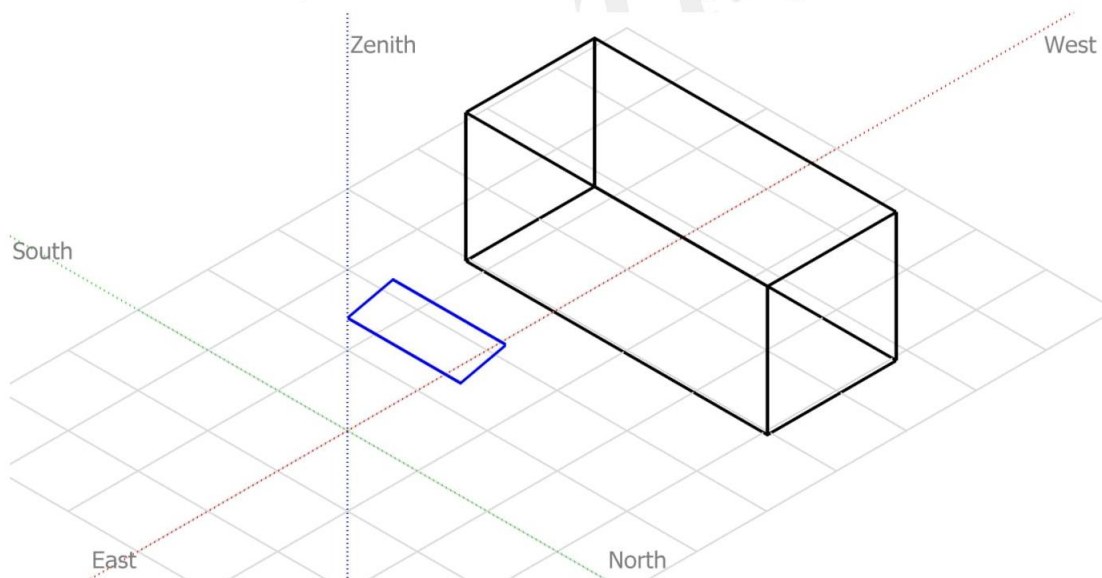
Grid-Connected System: Near shading definition

Project : RESIDENCIA 4

Simulation variant : New simulation variant

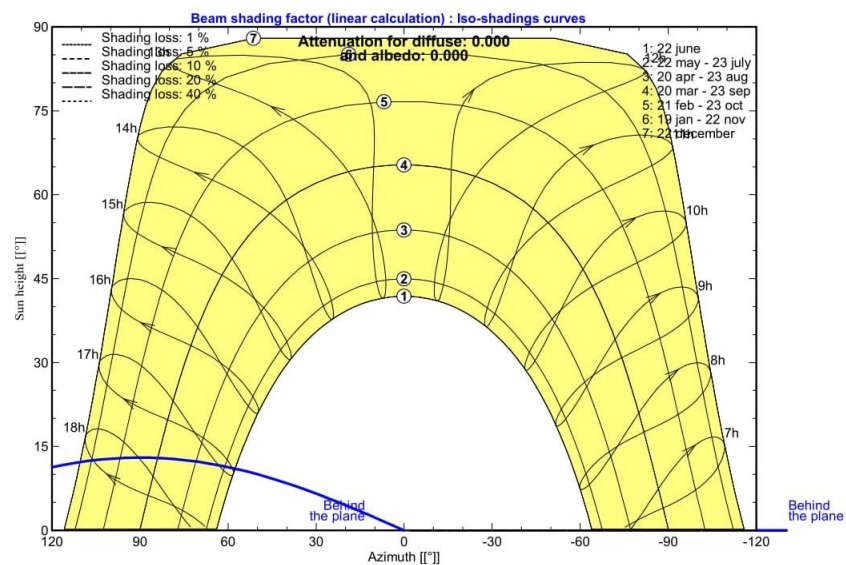
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	13°	azimuth -90°
PV modules	Model	CS6K - 265P 1500V	Pnom 265 Wp
PV Array	Nb. of modules	16	Pnom total 4240 Wp
Inverter	Model	PVI-4.2-OUTD-S-US (277V)	Pnom 4200 W ac
User's needs	monthly values		global 5713 kWh/year

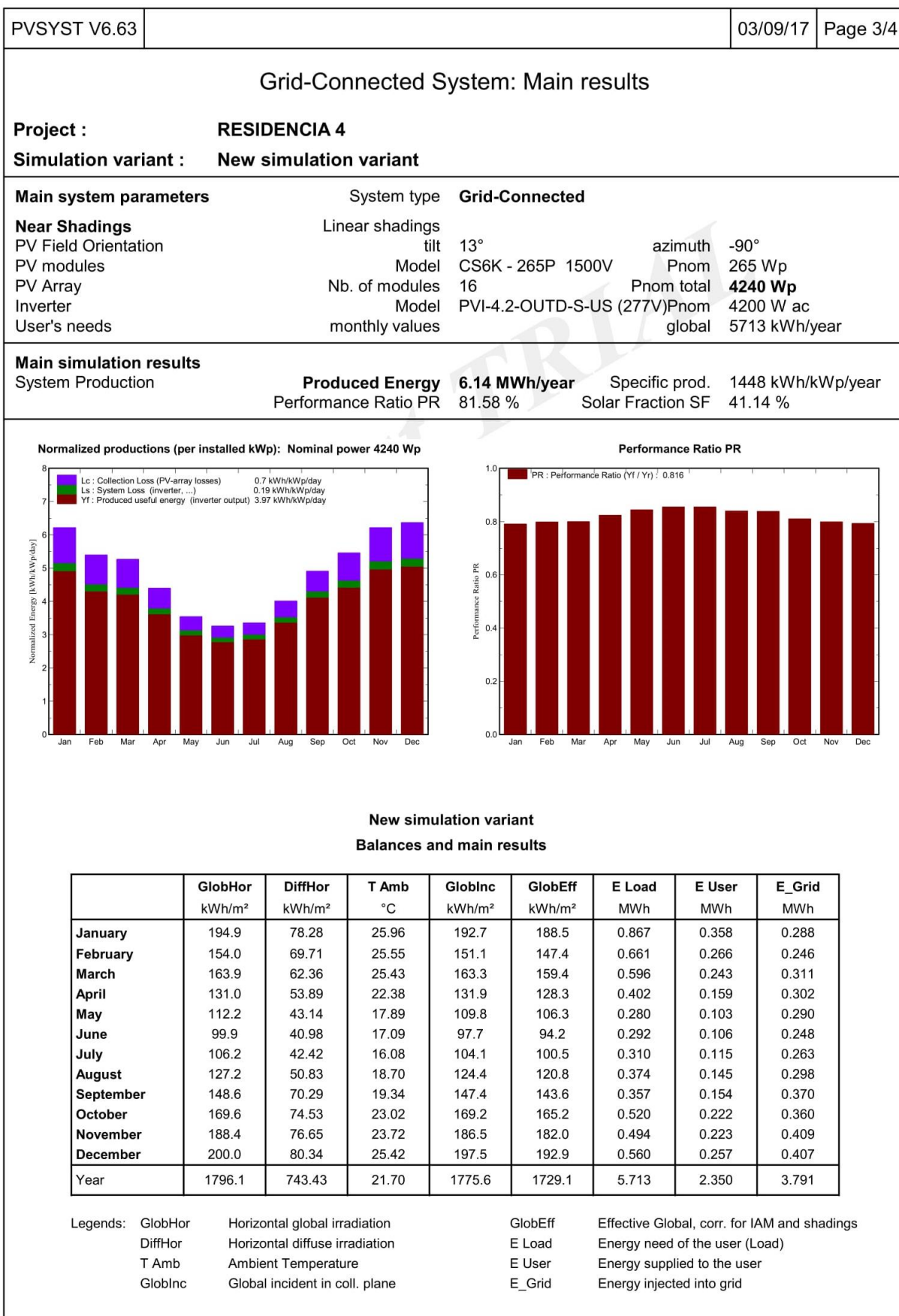
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene

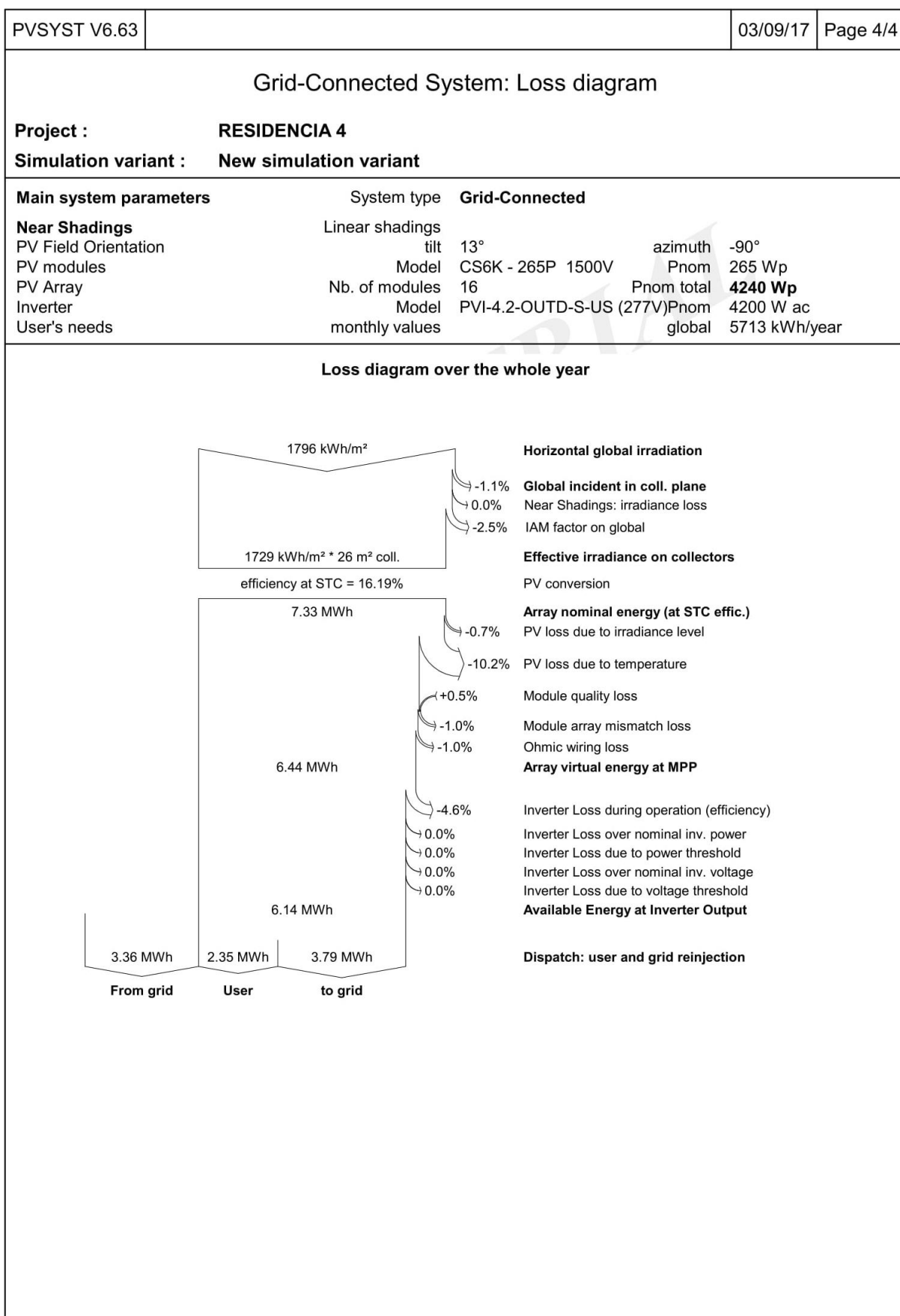


Iso-shadings diagram

RESIDENCIA 4







ANEXO Q – RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO PVSYS® – RESIDÊNCIA 5

PVSYS V6.63		03/09/17	Page 1/3
-------------	--	----------	----------

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : **RESIDENCIA 5**

Geographical Site **Toledo** **Country** **Brazil**

Situation Latitude -24.70° S Longitude -53.72° W
 Time defined as Legal Time Time zone UT-3 Altitude 544 m
 Albedo 0.20

Meteo data: **Toledo** Meteonorm 7.1 (1900-1900), Sat=100% - Synthetic

Simulation variant : **New simulation variant**

Simulation date 03/09/17 16h21

Simulation parameters

Collector Plane Orientation Tilt 32° Azimuth 0°

Models used Transposition Perez Diffuse Perez, Meteonorm

Horizon Free Horizon

Near Shadings No Shadings

PV Array Characteristics

PV module Si-poly Model **CS6K - 265P 1500V**
 Original PVsyst database Manufacturer Canadian Solar Inc.
 Number of PV modules In series 13 modules In parallel 2 strings
 Total number of PV modules Nb. modules 26 Unit Nom. Power 265 Wp
 Array global power Nominal (STC) **6.89 kWp** At operating cond. 6.18 kWp (50°C)
 Array operating characteristics (50°C) U mpp 355 V I mpp 17 A
 Total area Module area **42.6 m²** Cell area 38.0 m²

Inverter Model **PVI-6000-OUTD-US (277V)**
 Original PVsyst database Manufacturer ABB
 Characteristics Operating Voltage 120-530 V Unit Nom. Power 6.00 kWac
 Inverter pack Nb. of inverters 1 units Total Power 6.0 kWac

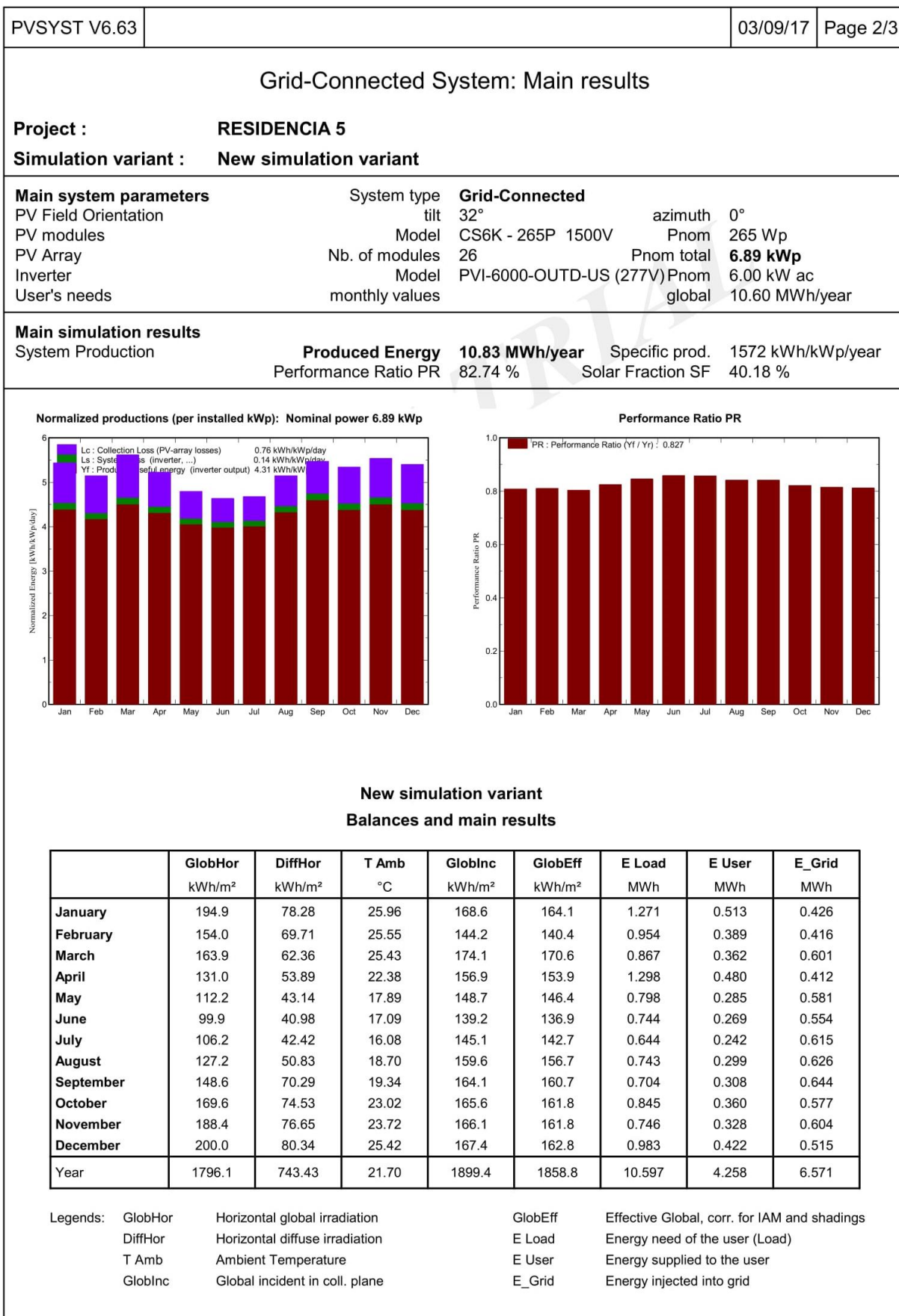
PV Array loss factors

Thermal Loss factor U_c (const) 20.0 W/m²K U_v (wind) 0.0 W/m²K / m/s
 Wiring Ohmic Loss Global array res. 343 mOhm Loss Fraction 1.5 % at STC
 Module Quality Loss Loss Fraction -0.5 %
 Module Mismatch Losses Loss Fraction 1.0 % at MPP
 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 : monthly values

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
1271	954	867	1298	798	744	644	743	704	845	746	983	10597	kWh/mth



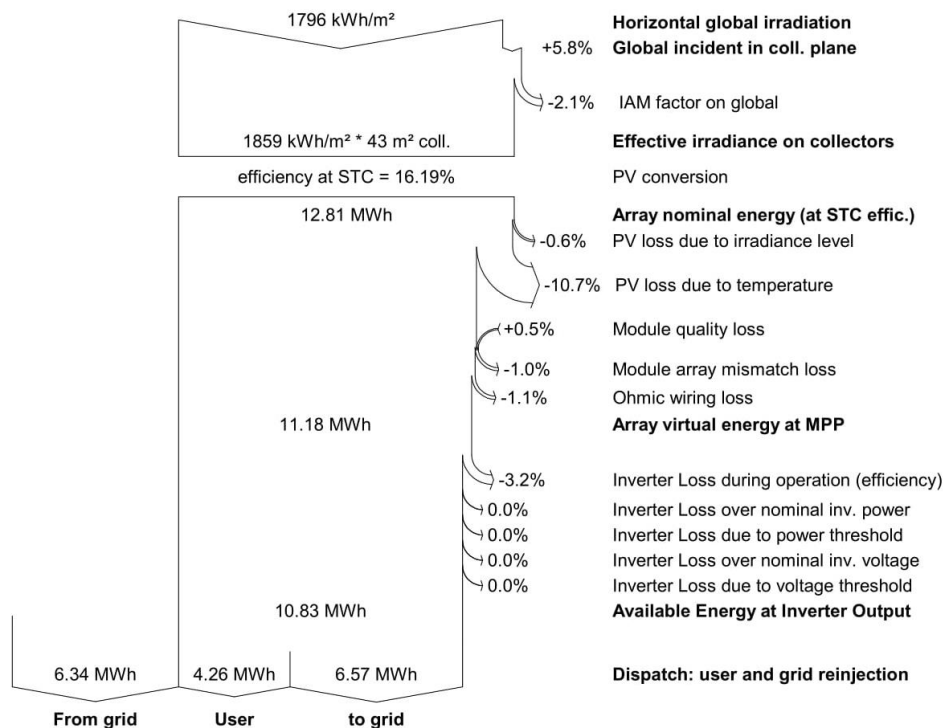
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : RESIDENCIA 5

Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected
PV Field Orientation	tilt	32° azimuth 0°
PV modules	Model	CS6K - 265P 1500V Pnom 265 Wp
PV Array	Nb. of modules	26 Pnom total 6.89 kWp
Inverter	Model	PVI-6000-OUTD-US (277V) Pnom 6.00 kW ac
User's needs	monthly values	global 10.60 MWh/year

Loss diagram over the whole year



ANEXO R – RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO PVSYST® – RESIDÊNCIA 6

PVSYST V6.63		03/09/17	Page 1/3
--------------	--	----------	----------

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : **RESIDENCIA 6**

Geographical Site **Toledo** **Country** **Brazil**

Situation Latitude -24.70° S Longitude -53.72° W
Time defined as Legal Time Time zone UT-3 Altitude 544 m
Albedo 0.20

Meteo data: **Toledo** Meteonorm 7.1 (1900-1900), Sat=100% - Synthetic

Simulation variant : **New simulation variant**

Simulation date 03/09/17 17h05

Simulation parameters

Collector Plane Orientation Tilt 24° Azimuth 0°

Models used Transposition Perez Diffuse Perez, Meteonorm

Horizon Free Horizon

Near Shadings No Shadings

PV Array Characteristics

PV module Si-poly Model **CS6K - 265P 1500V**
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 265 Wp
Array global power Nominal (STC) **2120 Wp** At operating cond. 1902 Wp (50°C)
Array operating characteristics (50°C) U mpp 219 V I mpp 8.7 A
Total area Module area **13.1 m²** Cell area 11.7 m²

Inverter Model **UNO-2.0-I-OUTD-S-US (277V)**
Original PVsyst database Manufacturer ABB
Characteristics Operating Voltage 120-470 V Unit Nom. Power 2.00 kWac
Inverter pack Nb. of inverters 1 units Total Power 2.0 kWac

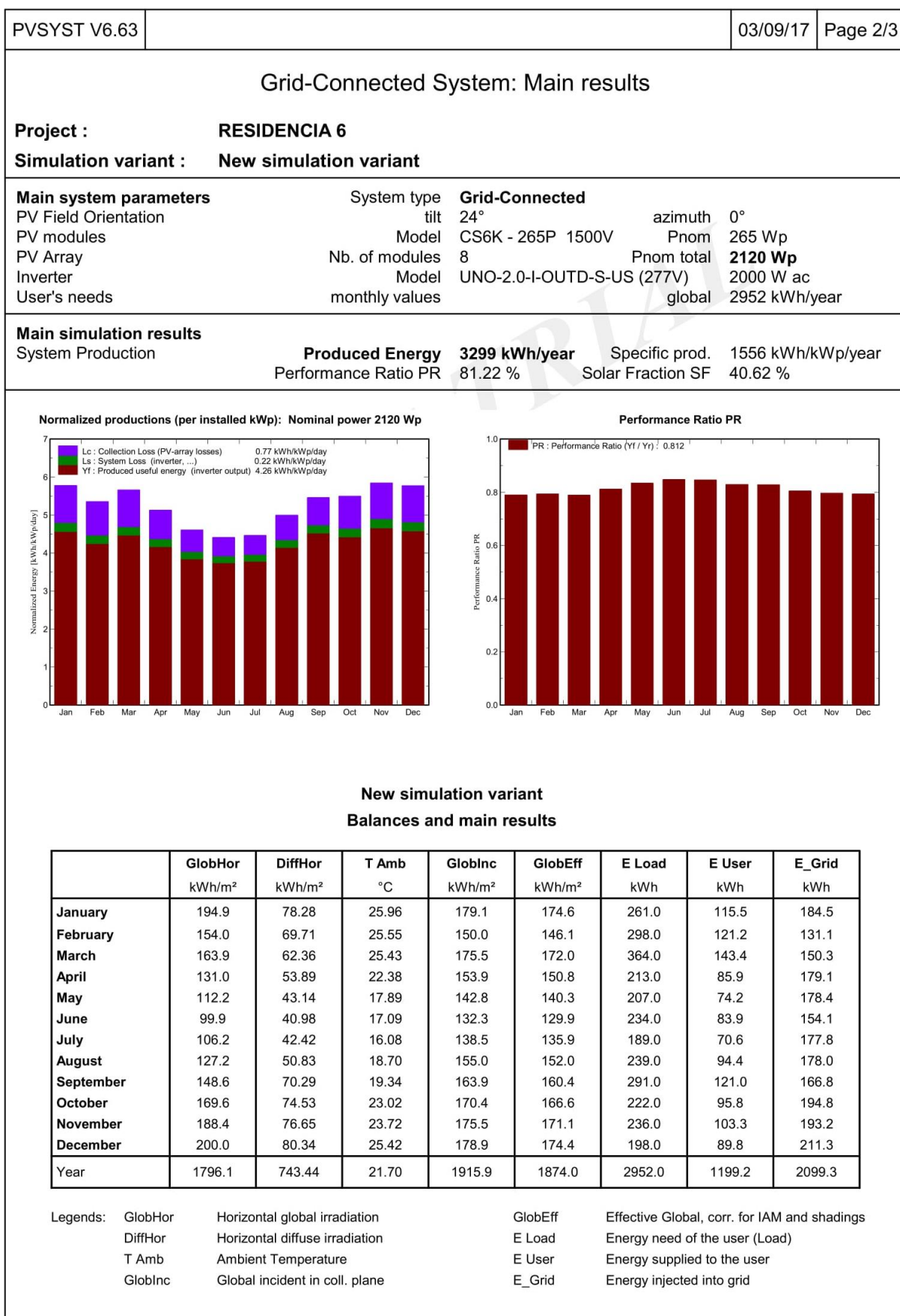
PV Array loss factors

Thermal Loss factor U_c (const) 20.0 W/m²K U_v (wind) 0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss Global array res. 423 mOhm Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss Loss Fraction -0.5 %
Module Mismatch Losses Loss Fraction 1.0 % at MPP
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 : monthly values

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
261	298	364	213	207	234	189	239	291	222	236	198	2952	kWh/mth



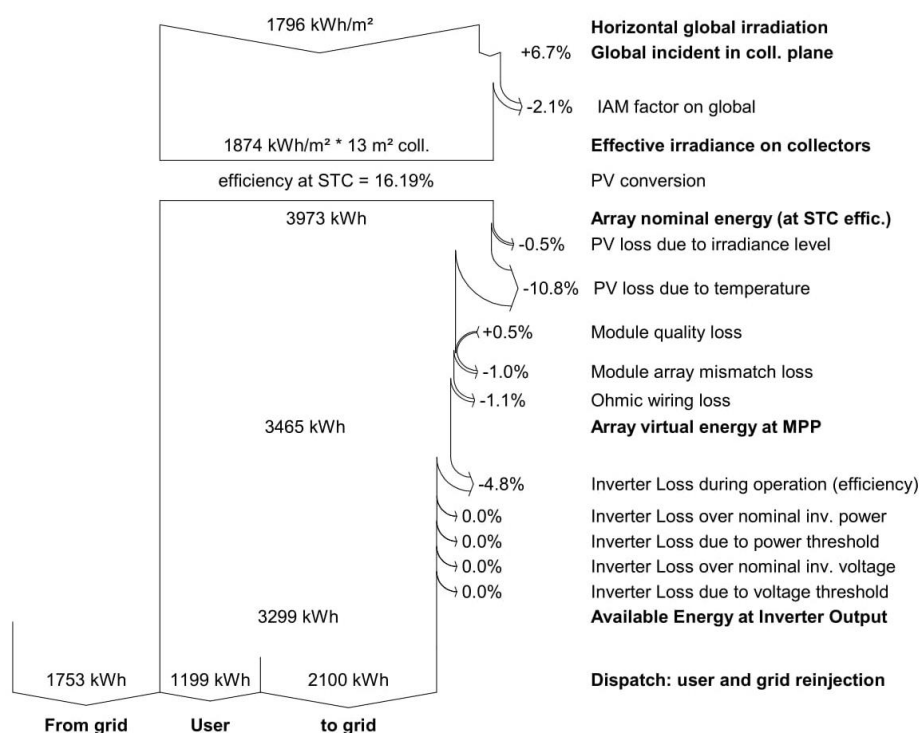
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : RESIDENCIA 6

Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected
PV Field Orientation	tilt	24° azimuth 0°
PV modules	Model	CS6K - 265P 1500V Pnom 265 Wp
PV Array	Nb. of modules	8 Pnom total 2120 Wp
Inverter	Model	UNO-2.0-I-OUTD-S-US (277V) 2000 W ac
User's needs	monthly values	global 2952 kWh/year

Loss diagram over the whole year



ANEXO S – ORÇAMENTO PARA RESIDÊNCIA 1



DESCRIÇÃO DO MATERIAL USADO NO SISTEMA FIXO PARA GERAR 480KW/MÊS.

1	CS6P320P CANADIAN SOLAR 72CELLS 320W P-SI	12 PÇ
2	Inversor ABB/FRONIUS/CANADIAN/SCHNEIDER - 3.0 -	1 PÇ
3	ABB1SL06005A00 STRING BOX 1 CORDA 1 SAIDAS	1 PÇ
4	K2010 K2 System_PERFIL ALUMINIO ULTRALIGHT 4 MT	5 PÇ
5	K2010 K2 System_PERFIL ALUMINIO ULTRALIGHT 2 MT	8 PÇ
6	K2 System_JUNÇÃO PARA PERFIL EM ALUMINIO K2	5PÇ
7	K2P10 K2 System_TERMINAL FINAL 39..41MM for CAN	8 PÇ
8	K2P10 K2 System_TERMINAL INTERMEDIARIO 39..44MM	22 PÇ
10		
11		
12	TECSUN_6mm CABO SOLAR 6MM<1000V_PRETO_TECSUN PRYSMIAN	30 MT
13	TECSUN_6mm CABO SOLAR 6MM<1000V_VERM_TECSUN PRYSMIAN	30 MT
14	FTVMCTMCAF CONECTORES FEMEA_CABUR_MC4	4 PÇ
15	FTVMCTMCAM CONECTORES MACHO_CABUR_MC4	4 PÇ
16		

TOTAL DO ORÇAMENTO

R\$ 18.000,00
(DEZOITO MIL REAIS)

ORÇAMENTO VÁLIDO PELO PERÍODO DE 25 DIAS APÓS A ENTREGA.

O ORÇAMENTO PODERÁ SOFRER ALTERAÇÕES APÓS VISITA TÉCNICA.

O ORÇAMENTO INCLUI INSTALAÇÃO, PROJETO E ART JUNTO A COPEL.
APOS O SISTEMA INSTALADO ENCAMINHAREMOS TODO A PARTE DE DOCUMENTAÇÃO JUNTO A COPEL SEM CUSTO ALGUM.
O PRAZO MAXIMO DETERMINADO PELA ANEEL PARA A COPEL VIR TROCAR O MEDIDOR CONVENCIONAL PELO BIDIRECIONAL NÃO PODE EXCEDER O PRAZO MAXIMO DE 34 DIAS.

Giovani E. Balestro

WWW.INOVACAO.SOLAR.ECO.BR
RUA BARÃO DO RIO BRANCO, 3432 - TOLEDO -PR
CONTATO: 45 - 9 9136-0506 / 45-3252-9664
comercial@inovacaosolar.eco.br

ANEXO T – ORÇAMENTO PARA RESIDÊNCIA 2



DESCRIÇÃO DO MATERIAL USADO NO SISTEMA FIXO PARA GERAR 400KW/MÊS.

1	CS6P320P CANADIAN SOLAR 72CELLS 320W P-SI	10 PÇ
2	Inversor ABB/FRONIUS/CANADIAN/SCHNEIDER - 3.0 -	1 PÇ
3	ABB1SL06005A00 STRING BOX 1 CORDA 1 SAIDAS	1 PÇ
4	K2010 K2 System_PERFIL ALUMINIO ULTRALIGHT 4 MT	4 PÇ
5	K2010 K2 System_PERFIL ALUMINIO ULTRALIGHT 2 MT	8 PÇ
6	K2 System_JUNÇÃO PARA PERFIL EM ALUMINIO K2	4 PÇ
7	K2P10 K2 System_TERMINAL FINAL 39..41MM for CAN	8 PÇ
8	K2P10 K2 System_TERMINAL INTERMEDIARIO 39..44MM	22 PÇ
10		
11		
12	TECSUN_6mm CABO SOLAR 6MM<1000V_PRETO_TECSUN PRYSMIAN	30 MT
13	TECSUN_6mm CABO SOLAR 6MM<1000V_VERM_TECSUN PRYSMIAN	30 MT
14	FTVMCTMCAF CONECTORES FEMEA_CABUR_MC4	4 PÇ
15	FTVMCTMCAM CONECTORES MACHO_CABUR_MC4	4 PÇ
16		

TOTAL DO ORÇAMENTO

R\$ 16.500,00

(DEZESSEIS MIL E QUINHENTOS REAIS)

ORÇAMENTO VÁLIDO PELO PERÍODO DE 25 DIAS APÓS A ENTREGA.

O ORÇAMENTO PODERÁ SOFRER ALTERAÇÕES APÓS VISITA TÉCNICA.

O ORÇAMENTO INCLUI INSTALAÇÃO, PROJETO E ART JUNTO A COPEL.

APÓS O SISTEMA INSTALADO ENCAMINHAREMOS TODO A PARTE DE DOCUMENTAÇÃO JUNTO A COPEL SEM CUSTO ALGUM.

O PRAZO MÁXIMO DETERMINADO PELA ANEEL PARA A COPEL VIR TROCAR O MEDIDOR CONVENCIONAL PELO BIDIRECIONAL NÃO PODE EXCEDER O PRAZO MÁXIMO DE 34 DIAS.

Giovani E. Balestro

WWW.INOVACAOSOLAR.ECO.BR
 RUA BARÃO DO RIO BRANCO, 3432 - TOLEDO -PR
 CONTATO: 45 - 9 9136-0506 / 45-3252-9664
 comercial@inovacaosolar.eco.br

ANEXO U – ORÇAMENTO PARA RESIDÊNCIA 3



DESCRIÇÃO DO MATERIAL USADO NO SISTEMA FIXO PARA GERAR 170 KW/MÊS.

1	CANADIAN SOLAR 72 CELLS 330W P-SI	4 PÇ
2	ABB3M22990F Inversor CANADIAN - 1.5 -TL OUT	1 PÇ
3	ABB1SL06005A00 STRING BOX 1 CORDA 1 SAIDAS	1 PÇ
4	K2010 K2 System_PERFIL ALUMINIO ULTRALIGHT 4 MT	2 PÇ
5	K2010 K2 System_PERFIL ALUMINIO ULTRALIGHT 2 MT	2 PÇ
6	K2 System_JUNÇÃO PARA PERFIL EM ALUMINIO K2	4 PÇ
7	K2P10 K2 System_TERMINAL FINAL 39.41MM for CAN	4 PÇ
8	K2P10 K2 System_TERMINAL INTERMEDIARIO 39.44MM	16 PÇ
12	TECSUN_6mm CABO SOLAR 6MM<1000V_PRETO_TECSUN PRYSMIAN	30 MT
13	TECSUN_6mm CABO SOLAR 6MM<1000V_VERM_TECSUN PRYSMIAN	30 MT
14	FTVMCTMCAF CONECTORES FEMEA_CABUR_MC4	4 PÇ
15	FTVMCTMCAM CONECTORES MACHO_CABUR_MC4	4 PÇ

TOTAL DO ORÇAMENTO

R\$ 9.800,00

(NOVE MIL E OITOCENTOS REAIS)

ORÇAMENTO VÁLIDO PELO PERÍODO DE 25 DIAS APÓS A ENTREGA.

O ORÇAMENTO PODERÁ SOFRER ALTERAÇÕES APÓS VISITA TÉCNICA.

O ORÇAMENTO INCLUI INSTALAÇÃO, PROJETO E ART JUNTO A COPEL.
 APOS O SISTEMA INSTALADO ENCAMINHAREMOS TODO A PARTE DE DOCUMENTAÇÃO JUNTO A COPEL SEM CUSTO ALGUM.
 O PRAZO MAXIMO DETERMINADO PELA ANEEL PARA A COPEL VIR TROCAR O MEDIDOR CONVENCIONAL PELO BIDIRECIONAL NÃO PODE EXCEDER O PRAZO MAXIMO DE 60 DIAS.

Giovani E. Balestro

WWW.INOVACAOSOLAR.ECO.BR
 RUA BARÃO DO RIO BRANCO, 3432 - TOLEDO -PR
 CONTATO: 45 - 9 9136-0506 / 45-3252-9664
comercial@inovacaosolar.eco.br

ANEXO V – ORÇAMENTO PARA RESIDÊNCIA 4



DESCRIÇÃO DO MATERIAL USADO NO SISTEMA FIXO PARA GERAR 550KW/MÊS.

1	CS6P320P CANADIAN SOLAR 72CELLS 320W P-SI	14 PÇ
2	Inversor ABB/FRONIUS/CANADIAN/SCHNEIDER - 4.0 -	1 PÇ
3	ABB1SL06005A00 STRING BOX 1 CORDA 1 SAIDAS	1 PÇ
4	K2010 K2 System_PERFIL ALUMINIO ULTRALIGHT 4 MT	6 PÇ
5	K2010 K2 System_PERFIL ALUMINIO ULTRALIGHT 2 MT	8 PÇ
6	K2 System_JUNÇÃO PARA PERFIL EM ALUMINIO K2	6 PÇ
7	K2P10 K2 System_TERMINAL FINAL 39..41MM for CAN	10 PÇ
8	K2P10 K2 System_TERMINAL INTERMEDIARIO 39..44MM	28 PÇ
10		
11		
12	TECSUN_6mm CABO SOLAR 6MM<1000V_PRETO_TECSUN PRYSMIAN	30 MT
13	TECSUN_6mm CABO SOLAR 6MM<1000V_VERM_TECSUN PRYSMIAN	30 MT
14	FTVMCTMCAF CONECTORES FEMEA_CABUR_MC4	4 PÇ
15	FTVMCTMCAM CONECTORES MACHO_CABUR_MC4	4 PÇ
16		

TOTAL DO ORÇAMENTO

R\$ 21.500,00

(VINTE E UM MIL E QUINHENTOS REAIS)

ORÇAMENTO VÁLIDO PELO PERÍODO DE 25 DIAS APÓS A ENTREGA.

O ORÇAMENTO PODERÁ SOFRER ALTERAÇÕES APÓS VISITA TÉCNICA.

O ORÇAMENTO INCLUI INSTALAÇÃO, PROJETO E ART JUNTO A COPEL.

APÓS O SISTEMA INSTALADO ENCAMINHAREMOS TODO A PARTE DE DOCUMENTAÇÃO JUNTO A COPEL SEM CUSTO ALGUM.

O PRAZO MÁXIMO DETERMINADO PELA ANEEL PARA A COPEL VIR TROCAR O MEDIDOR CONVENCIONAL PELO BIDIRECIONAL NÃO PODE EXCEDER O PRAZO MÁXIMO DE 34 DIAS.

Giovani E. Balestro

WWW.INOVACAOSOLAR.ECO.BR
 RUA BARÃO DO RIO BRANCO, 3432 - TOLEDO -PR
 CONTATO: 45 - 9 9136-0506 / 45-3252-9664
 comercial@inovacaosolar.eco.br

ANEXO W – ORÇAMENTO PARA RESIDÊNCIA 5



**DESCRIÇÃO DO MATERIAL USADO NO SISTEMA
FIXO PARA GERAR DE 900 KW/MÊS.**

1	CS6P320P CANADIAN SOLAR 72CELLS 320W P-SI	22 PÇ
2	ABB3M22990F Inversor ABB - 6.0 -TL OUT BIFÁSICO	1 PÇ
3	ABB1SL06005A00 STRING BOX ABB 1 CORDA 1 SAIDAS	1 PÇ
4	K2010 K2 System_PERFIL ALUMINIO ULTRALIGHT 4 MT	6 PÇ
5	K2010 K2 System_PERFIL ALUMINIO ULTRALIGHT 2 MT	16 PÇ
6	K2 System_JUNÇÃO PARA PERFIL EM ALUMINIO K2	14 PÇ
7	K2P10 K2 System_TERMINAL FINAL 39..41MM for CAN	12 PÇ
8	K2P10 K2 System_TERMINAL INTERMEDIARIO 39..44MM	36 PÇ
10	K2 System_PARAFUSO METALICO AUTOPERFURANTE	46 PÇ
11	K2 System_SPEEDCLIP	44 PÇ
12	TECSUN_6mm CABO SOLAR 6MM<1000V_PRETO_TECSUN PRYSMIAN	50 MT
13	TECSUN_6mm CABO SOLAR 6MM<1000V_VERM_TECSUN PRYSMIAN	50 MT
14	FTVMCTMCAF CONECTORES FEMEA_CABUR_MC4	4 PÇ
15	FTVMCTMCAM CONECTORES MACHO_CABUR_MC4	4 PÇ
16		

TOTAL DO ORÇAMENTO

R\$ 33.500,00**(TRINTA E TREZ MIL E QUINHENTOS REAIS)****ORÇAMENTO VÁLIDO PELO PERÍODO DE 25 DIAS APÓS A ENTREGA.****O ORÇAMENTO PODERÁ SOFRER ALTERAÇÕES APÓS VISITA TÉCNICA.****O ORÇAMENTO INCLUI INSTALAÇÃO, PROJETO E ART JUNTO A COPEL.****APOS O SISTEMA INSTALADO ENCAMINHAREMOS TODO A PARTE DE DOCUMENTAÇÃO JUNTO A COPEL SEM CUSTO ALGUM.****O PRAZO MAXIMO DETERMINADO PELA ANEEL PARA A COPEL VIR TROCAR O MEDIDOR CONVENCIONAL PELO BIDIRECIONAL NÃO PODE EXCEDER O PRAZO MAXIMO DE 34 DIAS.**

Giovani E. Balestro

WWW.INOVACAOSOLAR.ECO.BR
 RUA BARÃO DO RIO BRANCO, 3432 - TOLEDO -PR
 CONTATO: 45 - 9 9136-0506 / 45-3252-9664
comercial@inovacaosolar.eco.br

ANEXO X – ORÇAMENTO PARA RESIDÊNCIA 6



DESCRIÇÃO DO MATERIAL USADO NO SISTEMA FIXO PARA GERAR 250 KW/MÊS.

1	CANADIAN SOLAR 62 CELLS 260W P-SI	8 PÇ
2	ABB3M22990F Inversor MICRO INVERTER -	2 PÇ
3	ABB1SL06005A00 STRING BOX 1 CORDA 1 SAIDAS	1 PÇ
4	K2010 K2 System_PERFIL ALUMINIO ULTRALIGHT 4 MT	2 PÇ
5	K2010 K2 System_PERFIL ALUMINIO ULTRALIGHT 2 MT	2 PÇ
6	K2 System_JUNÇÃO PARA PERFIL EM ALUMINIO K2	4 PÇ
7	K2P10 K2 System_TERMINAL FINAL 39..41MM for CAN	4 PÇ
8	K2P10 K2 System_TERMINAL INTERMEDIARIO 39..44MM	16 PÇ
11	ESTRUTURA FIXAÇÃO NA PAREDE	7 PÇ
12	TECSUN_6mm CABO SOLAR 6MM<1000V_PRETO_TECSUN PRYSMIAN	30 MT
13	TECSUN_6mm CABO SOLAR 6MM<1000V_VERM_TECSUN PRYSMIAN	30 MT
14	FTVMCTMCAF CONECTORES FEMEA_CABUR_MC4	4 PÇ
15	FTVMCTMCAM CONECTORES MACHO_CABUR_MC4	4 PÇ

TOTAL DO ORÇAMENTO

R\$ 13.000,00
(TREZE MIL REAIS)

ORÇAMENTO VÁLIDO PELO PERÍODO DE 25 DIAS APÓS A ENTREGA.

O ORÇAMENTO PODERÁ SOFRER ALTERAÇÕES APÓS VISITA TÉCNICA.

O ORÇAMENTO INCLUI INSTALAÇÃO, PROJETO E ART JUNTO A COPEL.
APOS O SISTEMA INSTALADO ENCAMINHAREMOS TODO A PARTE DE DOCUMENTAÇÃO JUNTO A COPEL SEM CUSTO ALGUM.
O PRAZO MAXIMO DETERMINADO PELA ANEEL PARA A COPEL VIR TROCAR O MEDIDOR CONVENCIONAL PELO BIDIRECIONAL NÃO PODE EXCEDER O PRAZO MAXIMO DE 34 DIAS.

Giovani E. Balestro

WWW.INOVACAOSOLAR.ECO.BR
RUA BARÃO DO RIO BRANCO, 3432 - TOLEDO -PR
CONTATO: 45 - 9 9136-0506 / 45-3252-9664
comercial@inovacaosolar.eco.br