

Wellynthon Toshio Estevam Nakamura

**ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA
IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO
CONECTADO À REDE: ESTUDO DE CASO DE MIGRAÇÃO
DE CONSUMIDOR EM ALTA TENSÃO (A4 HORO-SAZONAL
VERDE) PARA BAIXA TENSÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso
(TCC) submetido ao Curso de
Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Santa
Catarina como parte dos requisitos
para obtenção do grau de Bacharel em
Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Hans Helmut Zurn,
Dr.

Florianópolis
2019

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

Nakamura, Wellynthon Toshio Estevam

Estudo de viabilidade econômico-financeira da
implantação de um sistema fotovoltaico conectado à
rede : estudo de caso de migração de consumidor em
alta tensão (A4 Horo-Sazonal verde) para baixa
tensão / Wellynthon Toshio Estevam Nakamura ;
orientador, Hans Helmut Zurn, 2019.

76 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro
Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica,
Florianópolis, 2019.

Inclui referências.

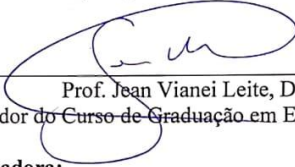
1. Engenharia Elétrica. 2. Energia solar
fotovoltaica. 3. Viabilidade econômico-financeira.
4. Migração. 5. Baixa tensão. I. Zurn, Hans Helmut.
II. Universidade Federal de Santa Catarina.
Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Wellynthon Toshio Estevam Nakamura

**ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA
IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO
CONECTADO À REDE: ESTUDO DE CASO DE MIGRAÇÃO
DE CONSUMIDOR EM ALTA TENSÃO (A4 HORO-SAZONAL
VERDE) PARA BAIXA TENSÃO**

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

Florianópolis, 06 de dezembro de 2019.



Prof. Jean Viane Leite, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica


Banca Examinadora:



Prof. HANS HELMUT ZURN, Dr.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. RENATO LUCAS PACHECO, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina



Eng. Eletric. MAX BARBONAGLIA SATHLER FIGUEIREDO

Este trabalho é dedicado aos meus pais, Jorge e Ana.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer a Deus por ter guiado meus passos durante toda a minha jornada acadêmica.

Aos meus pais, Jorge e Ana, pelo incentivo e por proporcionarem as condições adequadas para minha qualificação como engenheiro.

À minha namorada Jaqueline pelo afeto e contribuição para a minha formação pessoal e profissional.

Aos meus amigos de faculdade pelos momentos de diversão e por tornarem a rotina de estudos mais amena.

Aos meus amigos da ENGIE por proporcionarem experiências e ensinamentos que moldaram minha forma de ver o mundo.

À Universidade Federal de Santa Catarina, enquanto instituição, pela qualidade e excelência do seu curso de Engenharia Elétrica e pela existência do RU.

“Persistence is the shortest path to success.”
Charles Chaplin

RESUMO

A energia elétrica é um insumo básico para o desenvolvimento técnico, econômico e social de um país. Por esta razão, seu fornecimento com segurança, qualidade e custos módicos é essencial para a garantia da competitividade da indústria e do comércio nacionais. Em meio à busca pela suficiência energética através de recursos renováveis, a energia solar fotovoltaica surge como uma das principais fontes no cenário atual. Entretanto, seu elevado custo de instalação é considerado a principal limitação para a difusão desse tipo de fonte de energia. O intuito deste trabalho é o de realizar um estudo de viabilidade econômico-financeira de um sistema fotovoltaico conectado à rede em um cliente em alta tensão (A4 Horo-Sazonal Verde) que deseja migrar para baixa tensão a partir dos métodos de análise conhecidos como Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Payback* Simples. Os resultados revelaram que o projeto de implantação do sistema solar fotovoltaico como alternativa para redução dos custos e de diversificação energética é viável para o período analisado. O retorno do investimento ficou entre 5 e 6 anos, com TIR de 26,98% e VPL de R\$ 981.718,82.

Palavras-chave: Energia Elétrica. Energia Solar Fotovoltaica. Estudo de Viabilidade Econômico-Financeira.

ABSTRACT

The electrical energy is a basic input for technical, economic and social development of a country. For this reason, its supply with safety, quality and affordable costs is essential to guarantee the competitiveness of industry and national trade. In the midst of the search for energy sufficiency through renewable resources, solar photovoltaic energy emerges as one of the main sources in the current scenario. However, the high cost of installation is considered the primary limitation to the dissemination of this type of energy source. The purpose of this work is to accomplish a study of economic-financial viability of a grid-connected photovoltaic system for a client that wants to migrate from high voltage (A4 Green) to low voltage from analysis methods known as Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR) and Simple Payback. The results revealed that the solar photovoltaic system implantation project as an alternative for cost reduction and energy diversification is feasible for the analyzed period. The return on investment is between 5 and 6 years, with IRR of 26.98% and NPV of R\$ 981,718.82.

Keywords: Electrical Power. Solar Photovoltaic Energy. Economic-Financial Viability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira.....	28
Figura 2 - Exemplo de Geração Solar Distribuída Residencial. .	29
Figura 3 - Bandeiras Tarifárias.....	34
Figura 4 - Comparativo entre as Tarifas.....	36
Figura 5 - Efeito Fotoelétrico.....	41
Figura 6 - Semicondutor Tipo N e Tipo P.....	42
Figura 7 - Estrutura de uma Célula de Silício.....	42
Figura 8 - Diferentes Gerações de Módulos Fotovoltaicos.....	44
Figura 9 - Eficiência das Células Fotovoltaicas.....	44
Figura 10 - Mapa da Radiação Média Anual.....	45
Figura 11 - <i>Layout</i> da Edificação.....	48

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Estrutura do Sistema Elétrico Brasileiro.	33
Quadro 2 - Custo de Disponibilidade.	38
Quadro 3 - Características do Consumidor.....	46
Quadro 4 - Resultado do Estudo de Viabilidade Técnica.....	49

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Consumo Fora Ponta e Consumo Geral.	47
Tabela 2 - Dados de Geração do Primeiro Ano.....	49
Tabela 3 - Projeção Para 25 Anos de Operação.....	51

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Projeção de Crescimento da Microgeração no Brasil.....	30
Gráfico 2 - <i>Performance</i> do Sistema e Histórico de Consumo.....	52
Gráfico 3 - <i>Payback</i> Acumulado.....	54

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABDIB – Associação Brasileira da Infraestrutura e Indústrias de Base
ACL – Ambiente de Contratação Livre
ACR – Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia
CDE – Conta de Desenvolvimento Energético
CdTe – Telureto de Cádmiio
CELESC – Centrais Elétricas de Santa Catarina
CIGS – *Copper Indium Galium Selenide*
COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
DSSC – *Dye Sensitized Solar Cells*
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
GD – Geração Distribuída
IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS – Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação
IEA – *International Energy Agency*
INEE – Instituto Nacional de Eficiência Energética
INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPCA – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
MME – Ministério de Minas e Energia
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
PASEP – Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PIS – Programas de Integração Social
PR – *Performance Ratio*
SCEE – Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SEB – Sistema Elétrico Brasileiro
SELIC – Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
Si – Silício
SIN – Sistema Interligado Nacional
TiO₂ – Dióxido de Titânio
TIR – Taxa Interna de Retorno
TMA – Taxa Mínima de Atratividade
VPL – Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	27
1.1	GERAÇÃO SOLAR DISTRIBUÍDA NO BRASIL	27
1.2	MOTIVAÇÃO	29
1.3	OBJETIVOS	30
1.4	ORGANIZAÇÃO	30
2	REFERENCIAL TEÓRICO	31
2.1	PANORAMA INICIAL	31
2.2	O MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA .	32
2.2.1	Ambientes de contratação	32
2.2.2	Tipos de consumidor	32
2.2.3	Bandeiras tarifárias	33
2.2.4	Postos tarifários	35
2.2.5	Classificação das unidades consumidoras.....	36
2.2.6	Indicadores para análise econômico-financeira.	38
2.2.6.1	<i>Payback</i> Simples	39
2.2.6.2	Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	39
2.2.6.3	Valor Presente Líquido (VPL)	39
2.2.6.4	Taxa Interna de Retorno (TIR).....	40
2.2.7	Efeito fotovoltaico.	40
2.2.8	Célula fotovoltaica.....	43
3	ESTUDO DE CASO.....	45
3.1	CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMIDOR.....	45
3.2	<i>LAYOUT</i> DA EDIFICAÇÃO	48
3.3	ESPECIFICAÇÃO DO SISTEMA	48
3.4	PERFORMANCE DO SISTEMA	49
3.5	ANÁLISE FINANCEIRA DO INVESTIMENTO	50
4	CONCLUSÃO	53
	REFERÊNCIAS	55
	APÊNDICE A – Parâmetros de Simulação	61

ANEXO A – <i>Datasheet</i> dos Módulos Trina	67
ANEXO B – <i>Datasheet</i> do Inversor Sungrow 36 kW	69
ANEXO C – <i>Datasheet</i> do Inversor Sungrow 3 kW	71

1 INTRODUÇÃO

A demanda por energia elétrica serve como indicador de desenvolvimento e qualidade de vida por representar um dos principais insumos na cadeia produtiva de um país. Dessa forma, em setembro de 2012, o Governo Federal publicou a Medida Provisória nº 579, que propôs a renovação das concessões das empresas de geração e transmissão e redução de encargos setoriais. Entretanto, fatores como o risco hidrológico, empréstimos à CDE, bonificações às usinas cotistas e a não-realização de um leilão de energia em 2014 (ABDIB) levaram a um aumento das despesas e, conseqüentemente, ao repasse desse custo ao consumidor final (ANEEL).

A matriz elétrica do Brasil é predominantemente renovável (Figura 1), correspondendo a 80,4% da oferta interna (EPE, 2018). O Balanço Energético Nacional de 2018 mostra o crescimento da microgeração e da minigeração distribuída no Brasil, incentivado por ações regulatórias. De fato, a revisão tarifária pelas distribuidoras de energia, ocorrida em 2015, gerou maiores expectativas nos consumidores em relação à geração de energia através de fontes renováveis, em especial, a solar fotovoltaica, cuja taxa de crescimento foi de 11,6% em 2018 (IEA, 2018). Outro fator que contribuiu para a sua popularização foi a redução dos custos da tecnologia, que registrou um decréscimo de 80% desde 2010 (IEA, 2018).

1.1 GERAÇÃO SOLAR DISTRIBUÍDA NO BRASIL

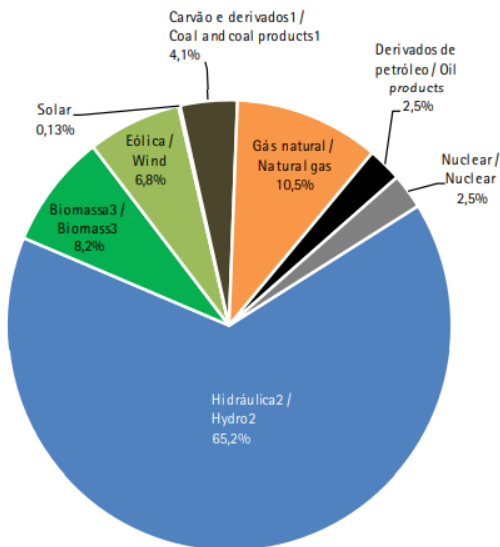
Publicada em 17 de abril de 2012, a Resolução Normativa nº 482 estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Com o intuito de reduzir custos, aumentar o público alvo e compatibilizar o SCEE com as Condições Gerais de Fornecimento (Resolução Normativa nº 414/2010), a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 687, de forma a revisar a Resolução Normativa nº 482 (ANEEL).

De modo geral, a ANEEL estabeleceu as seguintes regras:

- Microgeração: central geradora de energia elétrica através de fontes renováveis, com potência instalada inferior a 75 kW;

- Minigeração: central geradora de energia elétrica através de fontes renováveis, com potência instalada superior a 75 kW e inferior a 5 MW;
- O excedente de energia produzido será injetado na rede da distribuidora e gerará créditos ao consumidor, podendo ser utilizados para diminuir a fatura dos meses seguintes com validade de 60 meses (*net-metering*);
- Os créditos podem ser abatidos em outras unidades consumidoras, desde que estejam sob o mesmo titular e mesma distribuidora (geração compartilhada);
- Taxa mínima referente ao custo de disponibilidade de acesso à rede, de acordo com o tipo de conexão;
- Toda modalidade de geração contempla o consumo próprio, sendo vedado o comércio de créditos para a concessionária ou outros consumidores.

Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira.

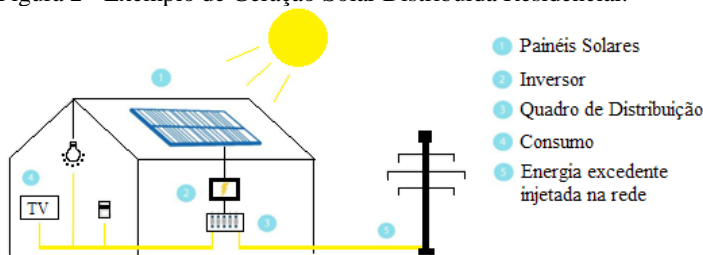


Fonte: Balanço Energético Nacional (2018).

Como vantagem, tem-se que a Geração Distribuída (GD) sobre a geração central acarreta na economia em investimentos em infraestrutura, redução das perdas por transmissão e equilíbrio de cargas na rede de distribuição, estabilizando o serviço de energia elétrica (INEE).

Apesar da redução nos custos e incentivos para a GD no Brasil pelo Governo Federal, o financiamento ainda é um entrave. Os bancos oferecem elevadas taxas de juros que minimizam a atratividade do sistema fotovoltaico para consumidores de menor renda, inviabilizando o projeto. A Figura 2 apresenta um exemplo de Geração Solar Distribuída.

Figura 2 - Exemplo de Geração Solar Distribuída Residencial.



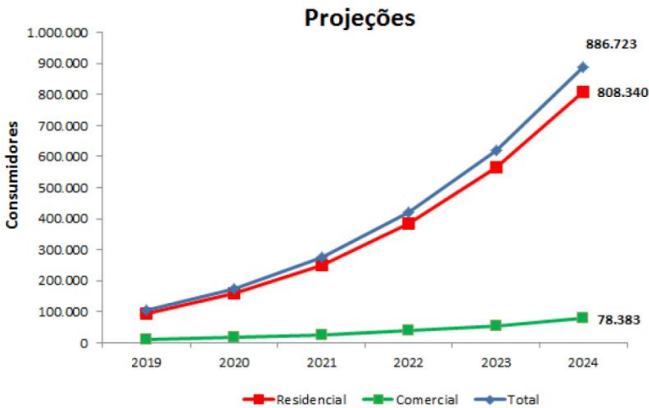
Fonte: Elaborado pelo autor.

1.2 MOTIVAÇÃO

Em razão do conceito de sustentabilidade, é indubitável a busca por tecnologias capazes de diminuir o impacto sobre a natureza e a procura por soluções que diversifiquem a matriz energética brasileira. As fontes hídricas correspondem a 65,2% da oferta interna (EPE, 2018), sendo que sua dependência fica evidente com as constantes notícias de blecaute em todo o território nacional.

Além disso, o aumento médio de 20% das tarifas de energia em 2015 (ANEEL) e a isenção de impostos sobre o gerador fotovoltaico estimularam a procura por essa fonte renovável. O Gráfico 1 mostra a projeção de crescimento da microgeração no Brasil.

Gráfico 1 - Projeção de Crescimento da Microgeração no Brasil.



Fonte: Elaborado pelo autor a partir dos dados disponibilizados pela ANEEL.

1.3 OBJETIVOS

O presente trabalho tem o intuito de realizar um estudo de caso de migração para a baixa tensão de um consumidor pertencente a alta tensão (A4 Horo-Sazonal Verde), analisando seu perfil de consumo e características inerentes à sua posição geográfica. Será feito um estudo de viabilidade econômico-financeira para averiguar se a implantação de um sistema fotovoltaico é factível através dos métodos conhecidos como Valor Presente Líquido (VPL), Taxa de Interna de Retorno (TIR) e *Payback* Simples.

1.4 ORGANIZAÇÃO

O trabalho está estruturado em quatro capítulos.

No primeiro capítulo, foi elaborada uma breve introdução sobre o tema abordado, bem como a motivação para a sua execução.

No segundo capítulo, foi realizada uma revisão bibliográfica de forma a inserir o leitor no escopo central da tese, apresentando algumas definições e técnicas essenciais para a efetivação do estudo.

No terceiro capítulo, é apresentado o estudo de caso propriamente dito, com os resultados obtidos a partir da metodologia aplicada.

No quarto capítulo, é apresentada uma discussão acerca dos resultados, bem como uma conclusão geral e possíveis trabalhos futuros.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

No referencial teórico é onde o assunto será apresentado de forma que o leitor compreenda a situação abordada (LOPES, 2006). Conhecer a literatura é fundamental para quem está iniciando um trabalho científico (VITOLLO, 2012). Portanto, deve-se atentar à confiabilidade e fidelidade das fontes consultadas, de modo a evitar incoerências (PRODANOV & FREITAS, 2013).

2.1 PANORAMA INICIAL

No período posterior à Segunda Guerra Mundial, em decorrência do processo de urbanização, a demanda de energia começou a ultrapassar a oferta, impondo um ritmo maior de investimentos em usinas hidrelétricas (VEIGA, 2002).

A partir da década de 60, o Brasil passou por um período de inflação, desestabilidade política e falta de investimento privado no setor elétrico. Em virtude da crise do petróleo, em 1973, o governo passou a incentivar as indústrias a consumirem energia gerada por meio das hidrelétricas, resultando em um excesso de empréstimos frente a uma conjuntura internacional desfavorável.

Para estabelecer um mercado competitivo na geração e comercialização, desverticalizar as empresas de energia elétrica e manter sob regulação os setores de distribuição e transmissão, foi implantado o Projeto RESEB, entre 1996 e 1998 (CCEE). Nesse período, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi criada em substituição ao antigo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, com o intuito de analisar novas concessões, licitações e fiscalizar serviços prestados à população pelas empresas recém privatizadas (CASTRO, 2003).

Em 2001, com a crise energética que culminou em um racionamento de energia, o setor mostrou novamente sua fragilidade, resultando em um plano de estudos para aperfeiçoar o modelo vigente.

Somente em 2004 o Governo Federal articulou a base para o novo modelo do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), pelas Leis nº 10.847/2004, 10.848/2004 e pelo Decreto nº 5.163/2004, visando proporcionar a segurança no suprimento de energia, a modicidade tarifária e a inserção social.

2.2 O MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA

2.2.1 Ambientes de contratação

O mercado brasileiro de energia elétrica possui dois ambientes de contratação: o ACR e ACL.

- Ambiente de Contratação Regulada (ACR): constituído pelos agentes geradores, as distribuidoras e os consumidores cativos. A contratação de energia é regulada, evitando a instauração de preços abusivos por parte das concessionárias (TOLMASQUIM, 2015);
- Ambiente de Contratação Livre (ACL): constituído pelos agentes geradores, comercializadores e consumidores livres. Nesse ambiente, os preços, prazos de concessão e montantes de energia podem ser livremente negociados entre os agentes envolvidos, enquanto os contratos e transações são registrados no CCEE (TOLMASQUIM, 2015).

A criação dos dois ambientes de contratação trouxe maior transparência aos consumidores em relação à atuação das distribuidoras.

O novo modelo do Sistema Elétrico Brasileiro pode ser sintetizado conforme o Quadro 1.

2.2.2 Tipos de consumidor

Os consumidores atuais são classificados em três categorias:

- Consumidor cativo: tipo de consumidor ao qual é permitido comprar energia da distribuidora detentora da concessão onde se localizam as unidades consumidoras, é atendido sob condições reguladas e não participa do mercado livre (ANEEL);
- Consumidor livre: cliente que adquire energia elétrica no ambiente de contratação livre para as unidades consumidoras que satisfaçam os requisitos dispostos nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9074/1995 (ANEEL);

- Consumidor especial: consumidor que adquire energia elétrica proveniente de empreendimentos enquadrados no artigo 26 da Lei nº 9427/1996, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (ANEEL).

Quadro 1 - Estrutura do Sistema Elétrico Brasileiro.

Modelo antigo (vigente até 1995)	Modelo Projeto RESEB (1995-2003)	Novo modelo (a partir de 2004)
Recursos públicos	Recursos públicos e privados	Recursos públicos e privados
Empresas Verticalizadas	Empresas desverticalizadas	Empresas desverticalizadas
Maioria das empresas estatais	Ênfase na privatização de empresas	Empresas estatais e privadas
Monopólio	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores cativos	Consumidores livres e cativos	Consumidores livres e cativos
Tarifas reguladas	Negociação de preços	Preços negociados no ACL e leilão no ACR
Mercado regulado	Mercado livre e regulado	Mercado livre e regulado

Fonte: Adaptado do Caderno Visão Geral das Operações na CCEE (2009).

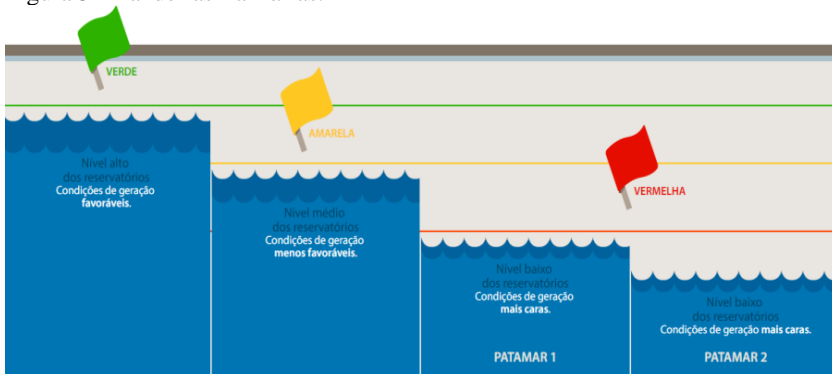
2.2.3 Bandeiras tarifárias

Segundo a ANEEL, as tarifas têm o objetivo de assegurar aos prestadores de serviços receita para suprir custos operacionais e investimentos no setor. Do mesmo modo, os Governos Federal, Estadual e Municipal cobram os tributos referentes ao PIS/PASEP, COFINS, ICMS e taxa de contribuição para iluminação pública.

Desde 2015, o Sistema de Bandeiras Tarifárias (Figura 3) foi instituído para sinalizar os custos reais e variáveis da geração de energia, indicando um possível acréscimo no valor da energia a ser repassado ao consumidor final em função das condições de geração (ANEEL). O sistema foi dividido nas seguintes modalidades:

- Bandeira verde: não ocorre aumento na tarifa devido às condições favoráveis de geração;
- Bandeira amarela: devido a circunstâncias menos favoráveis, a tarifa sofre um acréscimo de R\$ 0,015/kWh consumido;
- Bandeira vermelha – patamar 1: devido a circunstâncias desfavoráveis de geração, a tarifa sofre um acréscimo de R\$ 0,040/kWh consumido;
- Bandeira vermelha – patamar 2: devido a circunstâncias desfavoráveis de geração, a tarifa sofre um acréscimo de R\$ 0,060/kWh consumido.

Figura 3 - Bandeiras Tarifárias.



Fonte: RGE SUL (adaptado).

Todos os consumidores cativos que fazem parte do Sistema Interligado Nacional (SIN) são faturados pelo Sistema de Bandeiras Tarifárias. A cada mês, as condições de operação são avaliadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para determinar a melhor estratégia de geração para atender a demanda.

Desde janeiro de 2019, uma nova modalidade tarifária ficou disponível para quem consome, no mínimo, 250 kWh/mês. A Tarifa Branca reflete o uso da rede de distribuição de energia elétrica de acordo com o horário de consumo e é oferecida para unidades consumidoras atendidas em baixa tensão (Grupo B). Dessa forma, caso o cliente centralize seu consumo no período fora ponta, poderá reduzir o valor de

sua fatura de energia e, simultaneamente, melhorar o fator de utilização da rede (ANEEL).

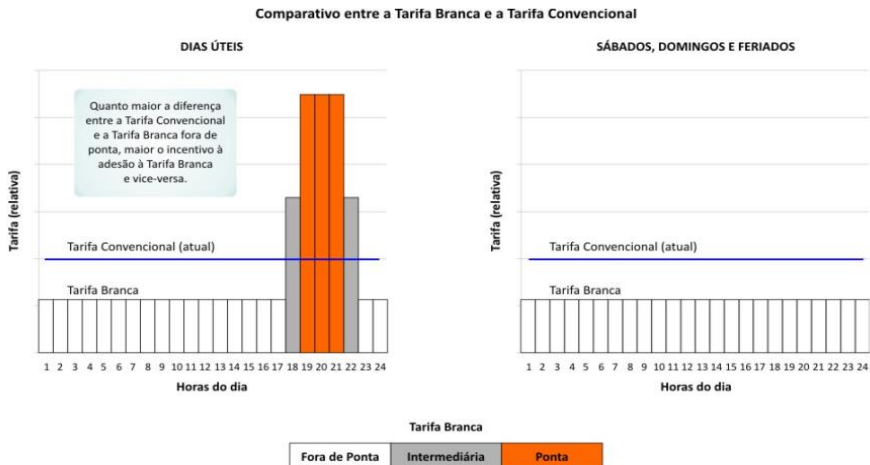
2.2.4 Postos tarifários

Os postos tarifários são definidos para permitir a contratação e o faturamento da energia e da demanda de potência durante o dia, conforme as modalidades tarifárias ofertadas (ANEEL). São regulamentados da seguinte forma:

- Horário ponta: período composto por três horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora local considerando a curva de carga de seu sistema elétrico (com exceção aos finais de semana e feriados);
- Horário intermediário: refere-se ao período de horas conjugadas ao horário ponta aplicado às unidades consumidoras optantes pela Tarifa Branca;
- Horário fora ponta: refere-se ao período composto por duas horas consecutivas e complementares às definidas pelo horário ponta e intermediário.

Existe também o horário especial, aplicado às unidades consumidoras da subclasse rural ou aquicultura, segundo regulamentação da Resolução Normativa nº 414/2010. A Figura 4 mostra um comparativo entre essas tarifas.

Figura 4 - Comparativo entre as Tarifas.



Fonte: ANEEL.

2.2.5 Classificação das unidades consumidoras.

No Brasil, as tarifas são estruturadas em dois grupos consumidores, de acordo com a sua tensão de fornecimento e finalidade.

De acordo com o Manual de Tarificação de Energia Elétrica do Ministério de Minas e Energia (MME), o Grupo A é composto por unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômica e subdividido nos seguintes subgrupos:

- Subgrupo A1: tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
- Subgrupo A2: tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
- Subgrupo A3: tensão de fornecimento de 69 kV;
- Subgrupo A3a: tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;
- Subgrupo A4: tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV;

- Subgrupo AS: tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV para o sistema subterrâneo de distribuição.

As tarifas do Grupo A são constituídas por três modalidades de fornecimento. A contratação de valores de demanda de potência ativa a ser disponibilizada pela concessionária é mandatória para clientes ligados em média e alta tensão, conforme sua necessidade de atendimento (MME).

A estrutura tarifária Convencional firma um contrato com a distribuidora, no qual se pactua um único valor de demanda pelo consumidor, independente da hora do dia ou do período do ano (MME).

A estrutura tarifária Horo-Sazonal Verde é destinada apenas às unidades consumidoras do subgrupo A3a, A4 e AS. Essa modalidade exige um contrato específico com a concessionária, no qual é estabelecida a demanda pretendida pelo consumidor, independente da hora do dia. A fatura de energia é composta pelas parcelas referentes ao consumo, demanda contratada e ultrapassagem de demanda (MME).

A estrutura tarifária Horo-Sazonal Azul é destinada, obrigatoriamente, aos subgrupos A1, A2 e A3 e opcional para os consumidores do subgrupo A3a, A4 e AS. Essa modalidade exige um contrato específico com a concessionária, sendo assentado um valor de demanda pelo consumidor no horário ponta e fora ponta. A fatura de energia é composta pelas parcelas referentes ao consumo, demanda contratada e ultrapassagem de demanda, porém, com cálculos de demanda e ultrapassagem realizados de forma distinta da estrutura Verde (MME).

O Grupo B é composto por unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômnia e subdividido nos seguintes subgrupos:

- Subgrupo B1: residencial;
- Subgrupo B2: rural;
- Subgrupo B3: demais classes;
- Subgrupo B4: iluminação pública.

Os consumidores em baixa tensão apresentam tarifas aplicáveis apenas sobre o consumo. Além disso, é cobrado um valor mensal

referente ao custo de disponibilidade do sistema elétrico que varia de acordo com o tipo de conexão (ANEEL), como mostrado no Quadro 2.

Quadro 2 - Custo de Disponibilidade.

Tipo de Conexão	Monofásico ou Bifásico a dois condutores	Bifásico a três condutores	Trifásico
Valor Mínimo	30 kWh	50 kWh	100 kWh

Fonte: Elaborado pelo autor a partir da Resolução Normativa nº 414/2010.

Ainda, destaca-se que o consumidor do Grupo A pode se enquadrar na modalidade tarifária B optante, de modo a ser tarifado de acordo com o Grupo B. Para isso, deve preencher alguns requisitos definidos pelo artigo 100 da Resolução Normativa nº 414/2010:

- I. Soma das potências nominais dos transformadores igual ou inferior a 112,5 kVA;
- II. Soma das potências nominais dos transformadores igual ou inferior a 1125 kVA, se classificada na subclasse cooperativa de eletrificação rural;
- III. Unidade consumidora localizada em área de veraneio ou turismo cuja atividade seja a exploração de serviços de hotelaria ou pousada, independente da potência nominal total dos transformadores;
- IV. Quando a carga instalada dos refletores utilizados na iluminação dos locais for igual ou superior a 2/3 (dois terços) da carga instalada total, em estabelecimentos esportivos ou parques de exposições agropecuárias.

2.2.6 Indicadores para análise econômico-financeira.

Para que as organizações iniciem um investimento, é necessário criar modelos de decisão racional, subsidiados por uma boa análise de viabilidade econômica baseada na previsão de riscos e retorno do investimento (HOJI, 2010). Segundo Assaf Neto e Lima (2009), a análise de um investimento é composta pelo dimensionamento dos resultados de caixa gerado, avaliação econômica dos fluxos de caixa, definição e aplicação da taxa de retorno exigida e introdução do risco no processo de avaliação. Para Bruni e Famá (2003), os principais métodos de avaliação de projetos envolvem considerações referentes ao período

necessário para a recuperação do investimento inicial, à taxa de retorno e o lucro decorrente do capital investido.

O estudo de viabilidade financeira deste projeto será determinado a partir de três estratégias: análise de *Payback* Simples, VPL e TIR.

2.2.6.1 *Payback* Simples

Esta técnica determina o período de tempo em que ocorre retorno no investimento, sendo calculado sobre o fluxo de caixa da vida útil (BRITO, 2011). Para Frezatti (2008), a aceitação de um projeto com base nesse procedimento é válida desde que o período de recuperação do capital seja inferior ao período máximo proposto inicialmente. Embora seja um parâmetro de análise, essa estratégia não deve ser considerada como principal indicador para definição de um projeto, mas sim como uma triagem incipiente ou uma informação complementar a outros métodos (BLANK & TARQUIN, 2011). Seu cálculo pode ser determinado a partir da Equação 1.

$$\textit{Payback} = \frac{I_0}{R_t} \quad (1)$$

Sendo,

- *Payback*: tempo de retorno do investimento;
- I_0 : valor inicial do investimento;
- R_t : fluxo de caixa líquido no período considerado.

2.2.6.2 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

Casarotto (2008) define Taxa Mínima de Atratividade como sendo a porcentagem de lucro que o investidor pretende obter para compensar o risco do investimento. O TMA é um mecanismo utilizado para orientar o gestor de seus ganhos financeiros e determinar o valor mínimo que deve aplicar (SOUZA & CLEMENTE, 2004).

2.2.6.3 Valor Presente Líquido (VPL)

O método do Valor Presente Líquido é um conceito matemático que visa determinar uma série de fluxos de caixa futuros a uma taxa de interesse (BRUNI & FAMÁ, 2007). Indica se o retorno mínimo esperado será alcançado ($VPL > 0$) ou não ($VPL \leq 0$). Pode ser calculado a partir da Equação 2.

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{F_c}{(1+i)^t} \quad (2)$$

Sendo,

- VPL: Valor Presente Líquido;
- I_0 : valor inicial do investimento;
- F_c : fluxo de caixa;
- i : taxa de retorno;
- t : período a ser analisado.

2.2.6.4 Taxa Interna de Retorno (TIR)

Segundo Gomes (2013) e Camloffski (2014), a Taxa Interna de Retorno é a taxa de juros que torna o valor do fluxo de caixa igual a zero, ou seja, é a rentabilidade projetada do investimento em relação ao fluxo de caixa definido. Caso a TIR seja superior ao TMA, o projeto é dito economicamente viável (CASAROTTO & KOPITTKKE, 2010). Quando esse indicador é aplicado corretamente, seu resultado designa, de fato, a tomada de decisões eficientes (MARQUEZAN, 2006). O cálculo da TIR é determinado segundo a Equação 3.

$$0 = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{F_c}{(1+TIR)^t} \quad (3)$$

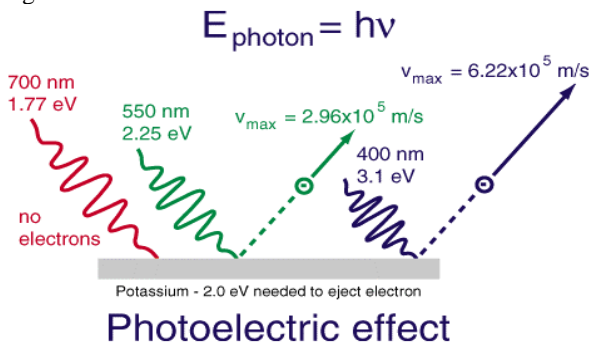
Sendo,

- TIR: Taxa Interna de Retorno;
- I_0 : valor inicial do investimento;
- F_c : fluxo de caixa;
- t : período a ser analisado.

2.2.7 Efeito fotovoltaico.

O efeito fotovoltaico é um fenômeno físico de conversão direta da energia solar em corrente elétrica (GREENPRO, 2004). Pode ser explicado através do surgimento de uma diferença de potencial nas extremidades de uma célula solar após a absorção da luz (CAMACHO & VILEFORT, 2011). Este fenômeno é mostrado na Figura 5.

Figura 5 - Efeito Fotoelétrico.



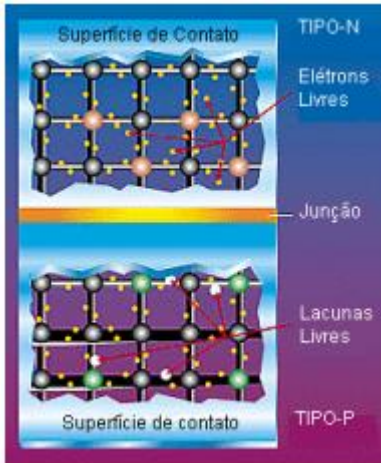
Fonte: *Florida State College*.

Um dos materiais mais utilizados como semicondutor é o silício. A disponibilidade desse elemento é praticamente ilimitada, estando sob a forma de sílica (GREENPRO, 2004). Para o silício ser utilizado como semicondutor, é necessário realizar um processo de purificação (ESPOSITO & FUCHS, 2013).

Os átomos de silício possuem quatro elétrons na camada de valência (MALVINO, 2016). Quando os átomos se agrupam através de ligações covalentes, formam uma estrutura cristalina e ordenada. Com a influência da luz, pode ocorrer a quebra dessas ligações e, conseqüentemente, o deslocamento desordenado de elétrons livres (GREENPRO, 2004).

Para que o silício seja empregado para fins de geração de energia elétrica, deve ser submetido a um processo de dopagem (Figura 6) que consiste na adição de impurezas na rede cristalina desse elemento. A dopagem com elemento trivalente origina uma região do tipo P, com excesso de lacunas (positivo), enquanto a dopagem com elemento pentavalente origina uma região do tipo N, com excesso de elétrons livres (negativo) (MALVINO & BATES, 2011).

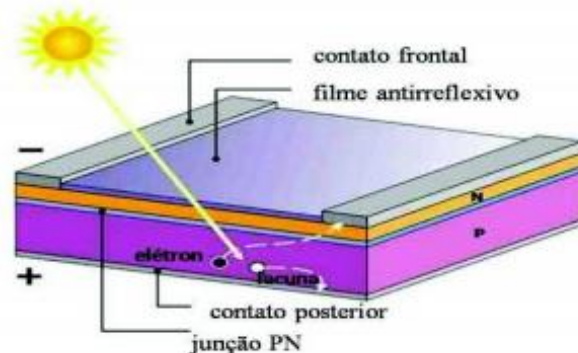
Figura 6 - Semicondutor Tipo N e Tipo P.



Fonte: Universidade Federal do Paraná (2015).

Assim, devido ao fluxo de elétrons e lacunas, os dois semicondutores agem como uma bateria e criam um campo elétrico na junção P-N (MALVINO, 2016), como é mostrado na Figura 7.

Figura 7 - Estrutura de uma Célula de Silício.



Fonte: Núcleo de Tecnologia em Energia Solar (2008).

2.2.8 Célula fotovoltaica.

Constitui-se de um dispositivo semiconductor para captação de fótons e geração de energia elétrica. As células são encapsuladas, constituindo um dispositivo denominado módulo fotovoltaico, e podem ser classificadas da seguinte forma:

- Primeira geração: compostas por células de silício cristalino (c-Si), silício monocristalino (m-Si) e policristalino (p-Si). São os tipos de células mais utilizados comercialmente, com eficiência média de 16% para o monocristalino e 14% para o policristalino (PINHO & GALDINO, 2014);
- Segunda geração: conhecidas como células de filme fino, são compostas por silício amorfo (a-Si), produzidos em processos integralmente automatizados, adequados para produção em massa; telureto de cádmio (CdTe), para aplicações em grandes usinas fotovoltaicas; e disseleneto de cobre, gálio e índio (CIGS), para aplicações integradas a edificações urbanas e usinas solares (PINHO & GALDINO, 2014);
- Terceira geração: também conhecidas como células sensibilizadas por corante, ou DSSC, têm como característica o uso de materiais abundantes e não-tóxicos, como o dióxido de titânio (TiO_2). Atualmente, possuem baixa eficiência (comparável às células de silício amorfo) e custo relativamente baixo, devido a um processo de manufatura simplificado (BAXTER, 2012). Outra característica desse material é a sua flexibilidade e facilidade de instalação, tornando-se viável no aspecto arquitetônico (PICCOLI, 2015).

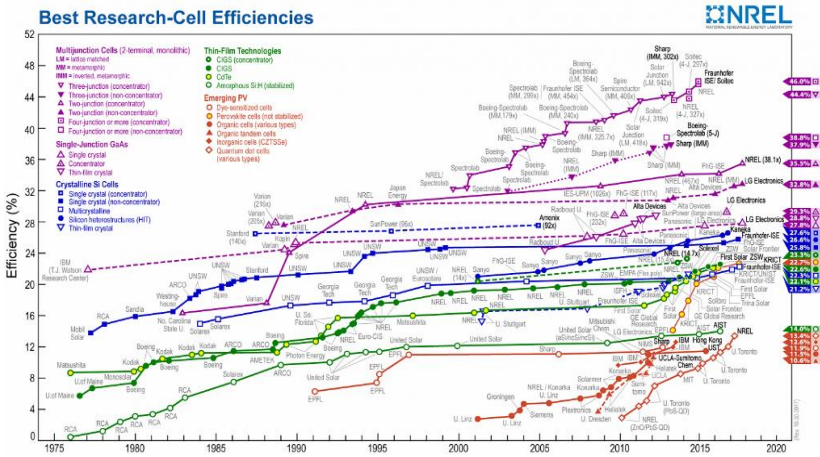
A Figura 8 mostra as diferentes gerações de módulos fotovoltaicos e a Figura 9 mostra a eficiência de vários tipos de células fotovoltaicas.

Figura 8 - Diferentes Gerações de Módulos Fotovoltaicos.



Fonte: Adaptado pelo autor. Disponível em *Renewable Energy and Environmental Sustainability*.

Figura 9 - Eficiência das Células Fotovoltaicas.



Fonte: *National Renewable Energy Laboratory*.

3 ESTUDO DE CASO

Neste capítulo será desenvolvido o estudo referente à migração de um consumidor em alta tensão para baixa tensão (modalidade tarifária optante B) e a viabilidade da implantação de um sistema fotovoltaico a partir das técnicas de análise financeira discutidas previamente.

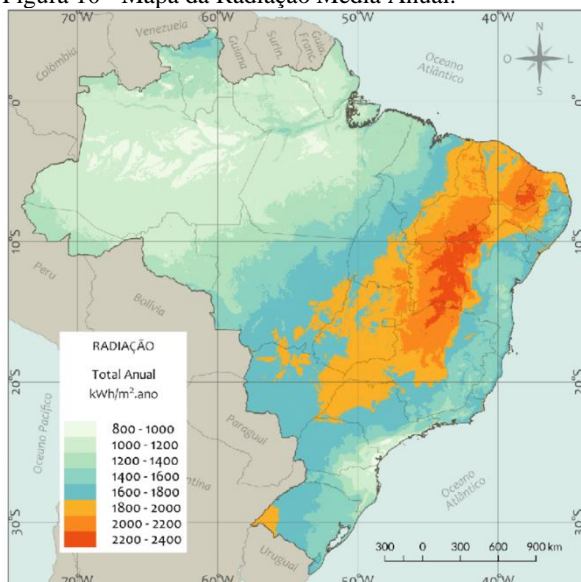
3.1 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMIDOR

O consumidor a ser analisado está localizado em Laguna, SC, latitude -28.48° . Segundo dados obtidos no *Global Solar Atlas*, a cidade possui radiação global horizontal de $1659 \text{ kWh/m}^2.\text{ano}$.

A radiação solar global é a radiação total, composta pela radiação direta (vinda diretamente do sol, sem ocorrer espalhamento pela atmosfera) e da radiação difusa (proveniente do sol, após sofrer espalhamento pela atmosfera) (FUNARI, 1984).

No Brasil, a radiação média anual varia entre 800 e 2400 $\text{kWh/m}^2.\text{ano}$, sendo que o estado de Santa Catarina possui uma das menores médias do país (Figura 10).

Figura 10 - Mapa da Radiação Média Anual.



Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017).

O cliente está inserido na modalidade tarifária A4 Verde com conexão trifásica. Desta forma, para a migração para optante B, será necessário arcar com o custo de disponibilidade referente a 100 kWh (Quadro 2). O Quadro 3 resume as principais características do cliente e o perfil de consumo fora ponta é apresentado na Tabela 1.

Quadro 3 - Características do Consumidor.

Localização	Laguna
Latitude	-28,48°
Radiação Global Horizontal Média	1659 kWh/m ² .ano
Tipo de conexão	Trifásico
Modalidade Tarifária	A4 Verde
Demanda Contratada	36 kW
Demanda Ultrapassada Média	30 kW
Consumo Ponta Médio	714 kWh
Tarifa de Energia (TE) Fora Ponta	R\$ 0,233
Tarifa de Energia (TE) Ponta	R\$ 0,402
Fator de Correção	$FC = \frac{TE \text{ Fora Ponta}}{TE \text{ Ponta}}$

Fonte: Elaborado pelo autor a partir dos dados obtidos.

Para simplificar o estudo realizado, serão adotadas algumas premissas:

- O fator de potência da instalação será considerado maior que 0,92, de modo que o consumidor não pagará por excesso de consumo reativo;
- Bandeira tarifária vermelha – patamar 2;
- Não serão consideradas multas e juros referentes ao atraso de pagamento da fatura;
- Isenção de ICMS para o estado de Santa Catarina;
- Não será considerado tributo pertinente à contribuição para iluminação pública;

- Não serão considerados custos relativos à troca do inversor, após 15 anos de operação, e substituição/instalação de transformadores;
- Vida útil dos módulos fotovoltaicos de 25 anos para o cálculo de projeção;
- Cotação do dólar fixo no período analisado;
- Padrão de entrada conforme exigência da distribuidora (CELESC);
- Não serão considerados custos com laudos técnicos. É admissível a adoção de boas práticas de engenharia. Portanto, assume-se que a instalação elétrica está adequada e o telhado suportará a massa total dos módulos e estruturas metálicas.

É importante notar que, além dos custos inerentes à modalidade tarifária definida, o consumidor também possui despesa relacionada à ultrapassagem da demanda. Ou seja, o montante contratado é incongruente com a sua real necessidade.

Tabela 1 - Consumo Fora Ponta e Consumo Geral.

Mês	Consumo Fora Ponta (kWh)	Consumo Geral (kWh)
Janeiro	15017	16248
Fevereiro	14160	15391
Março	12973	14204
Abril	7591	8822
Mai	4847	6078
Junho	3933	5164
Julho	4392	5623
Agosto	5318	6549
Setembro	6800	8031
Outubro	8514	9745
Novembro	9136	10367
Dezembro	11389	12620
Média	8673	9903

Fonte: Elaborado pelo autor a partir dos dados obtidos.

O consumo geral, definido a partir do fator de correção dado pelas tarifas de energia, do consumo ponta e fora ponta médios, indica a

grandeza real a ser utilizada para dimensionar o sistema fotovoltaico. Reduzindo o custo de disponibilidade, o consumo médio a ser abatido com o projeto é de 9803 kWh/mês.

3.2 LAYOUT DA EDIFICAÇÃO

O *layout* da edificação (Figura 11) foi realizado através do *SketchUp*, aplicação de modelagem computacional que permite criar projetos tridimensionais. Esse *design* será necessário para o cálculo da eficiência do sistema fotovoltaico, ao ser importado para o programa *PVsyst*, e para identificar se existe área suficiente para alocação dos módulos, de forma a atender a demanda do cliente em questão.

Figura 11 - *Layout* da Edificação.



Fonte: Elaborado pelo autor através de imagens de satélite.

3.3 ESPECIFICAÇÃO DO SISTEMA

O sistema fotovoltaico determinado pela análise de viabilidade técnica, através das ferramentas *PVsyst* e *SketchUp*, segue de acordo com o Quadro 4.

Como o estudo de implantação considera um cliente optante B, é importante destacar que o sistema proposto não se limita à demanda contratada, como exige a Resolução Normativa nº 482/2012. Dessa forma, é possível oferecer um projeto com potência superior a 36 kW.

Quadro 4 - Resultado do Estudo de Viabilidade Técnica.

 Potência Instalada	95,6 kWp
 Produção Estimada de Energia (1º Ano)	9921 kWh/mês
 <i>Performance Ratio</i> (PR)	77,92%
 Área Necessária	537 m ²
 Consumo Atendido	101,2%
 Módulos Fotovoltaicos (Trina)	277 Unidades de 345 Wp
 Inversores (Sungrow)	1 Inversor de 3 kW 2 Inversores de 36 kW

Fonte: Elaborado pelo autor.

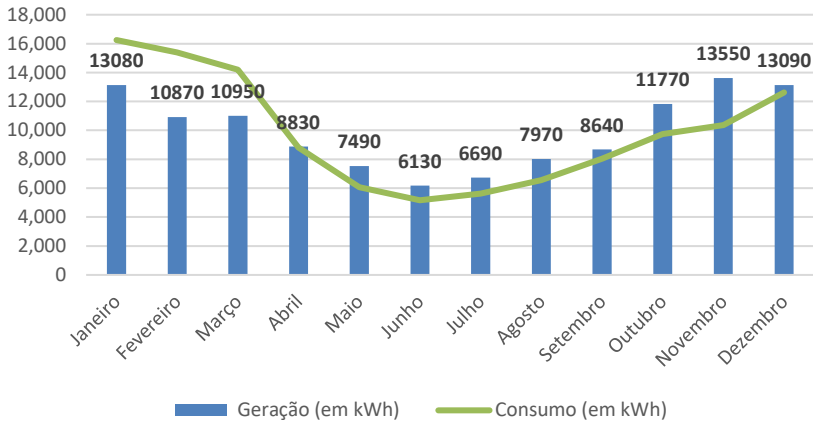
3.4 PERFORMANCE DO SISTEMA

A Tabela 2 e o Gráfico 2 demonstram uma projeção da geração do sistema fotovoltaico ao longo do primeiro ano de operação.

Tabela 2 - Dados de Geração do Primeiro Ano.

Mês	Geração (kWh)	Consumo (kWh)
Janeiro	13080	16248
Fevereiro	10870	15391
Março	10950	14204
Abril	8830	8822
Maio	7490	6078
Junho	6130	5164
Julho	6690	5623
Agosto	7970	6549
Setembro	8640	8031
Outubro	11770	9745
Novembro	13550	10367
Dezembro	13090	12620
Média Mensal	9921	9903

Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 2 - *Performance do Sistema e Histórico de Consumo.*

Fonte: Elaborado pelo autor.

A *Performance Ratio* (PR) é uma unidade de medida importante para avaliar a eficiência de um sistema fotovoltaico. Designa a relação entre o rendimento real e o rendimento teórico (MARION et al., 2005). A proporção de energia disponível é calculada após dedução das perdas de energia e do consumo interno para alimentação do sistema (REICH et al., 2011).

Para o projeto avaliado, obteve-se um PR de 77,92%, indicando um desempenho satisfatório (valores típicos incluem PR próximo de 75%).

3.5 ANÁLISE FINANCEIRA DO INVESTIMENTO

A análise financeira do investimento considera que a forma de pagamento será à vista, ou seja, sem financiamento. Como introduzido anteriormente, as altas taxas de juros e falta de incentivos governamentais dificultam a aquisição do sistema fotovoltaico.

Para definir a TMA a ser utilizada, adotou-se a taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia) como referência. Trata-se de uma taxa básica de juros da economia, sendo o principal instrumento da política monetária utilizada pelo Banco Central para controlar a inflação. Para o período vigente, a taxa SELIC encontra-se em 5% ao ano.

Outro fator considerado no estudo foi o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), coeficiente que verifica a variação dos preços no comércio para o consumidor final (IBGE) e é utilizado como medidor oficial da inflação no país. O IPCA acumulado no ano de 2019 registrou 2,60%. De forma conservadora e para efeito de cálculo, será considerado um índice de 3%.

A partir de valores típicos do mercado, o custo total do investimento ficou em R\$ 376.509,00. A Tabela 3 apresenta a projeção para os 25 anos de operação.

Tabela 3 - Projeção Para 25 Anos de Operação.

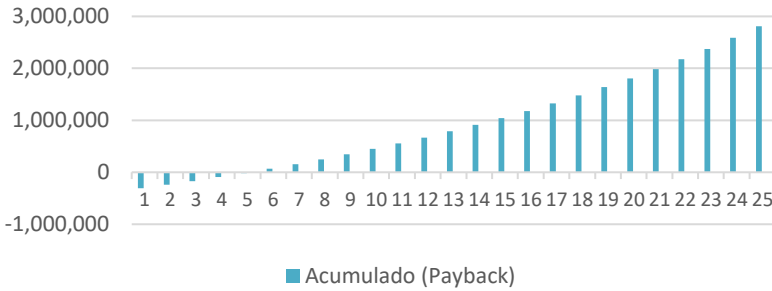
Ano	Consumo (em kWh)	Produção do Sistema Fotovoltaico (em kWh)	Investimento	Fluxo de Caixa Acumulado
1	118,842	119,680	-R\$ 376,509	-R\$ 309,055
2	118,842	117,286	R\$ -	-R\$ 241,423
3	118,842	116,524	R\$ -	-R\$ 169,910
4	118,842	115,767	R\$ -	-R\$ 94,381
5	118,842	115,014	R\$ -	-R\$ 14,758
6	118,842	114,267	R\$ -	R\$ 68,954
7	118,842	113,524	R\$ -	R\$ 156,884
8	118,842	112,786	R\$ -	R\$ 249,257
9	118,842	112,053	R\$ -	R\$ 346,314
10	118,842	111,324	R\$ -	R\$ 448,311
11	118,842	110,601	R\$ -	R\$ 555,514
12	118,842	109,882	R\$ -	R\$ 668,203
13	118,842	109,168	R\$ -	R\$ 786,668
14	118,842	108,458	R\$ -	R\$ 911,221
15	118,842	107,753	R\$ -	R\$ 1,042,183
16	118,842	107,053	R\$ -	R\$ 1,179,895
17	118,842	106,357	R\$ -	R\$ 1,324,713
18	118,842	105,666	R\$ -	R\$ 1,477,012
19	118,842	104,979	R\$ -	R\$ 1,637,190
20	118,842	104,296	R\$ -	R\$ 1,805,661
21	118,842	103,618	R\$ -	R\$ 1,983,825
22	118,842	102,945	R\$ -	R\$ 2,172,780
23	118,842	102,276	R\$ -	R\$ 2,373,217
24	118,842	101,611	R\$ -	R\$ 2,585,865
25	118,842	100,951	R\$ -	R\$ 2,811,503

Fonte: Elaborado pelo autor.

Nota-se que o tempo de retorno ocorre entre 5 e 6 anos e que o fluxo de caixa acumulado é positivo, sendo que o consumidor terá economizado R\$ 2.811.503,00 com a implantação do sistema fotovoltaico.

O cálculo da TIR e do VPL retornaram, respectivamente, 26,98% e R\$ 981.718,82, evidenciando que o projeto é viável financeiramente. O Gráfico 3 mostra o *payback* acumulado no período.

Gráfico 3 - *Payback* Acumulado



Fonte: Elaborado pelo autor.

4 CONCLUSÃO

Esse Trabalho de Conclusão de Curso teve como objetivo avaliar a viabilidade econômico-financeira da implantação de um sistema fotovoltaico conectado à rede em um consumidor optante B, localizado em Laguna, SC, a partir dos métodos de análise conhecidos como Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Payback* Simples.

Através do perfil de consumo do cliente, foi possível determinar o cenário mais adequado de geração de energia. O estudo técnico indicou a quantidade de módulos necessária, a disponibilidade em telhado e a *performance* do sistema para o primeiro ano de operação. Foram dispostos 277 módulos de 345 Wp, alocados nas águas nordeste e sudoeste, com produção estimada de energia de 9921 kWh/mês.

Em relação ao aspecto financeiro, a migração do Grupo A para o Grupo B mostrou-se viável. Além da economia com multas referentes a ultrapassagem de demanda, comprovou-se que o investimento é promissor, totalizando um custo de R\$ 376.509,00. O *payback* apresentou um retorno entre 5 e 6 anos, TIR de 26,98%, resultado superior à TMA estipulada de 5% (baseada na taxa SELIC) e VPL de R\$ 981.718,82.

O projeto considerou a hipótese de que o cliente tenha capital para investir à vista. Portanto, para trabalhos futuros, sugere-se um estudo que contemple o financiamento. Com o grande potencial da tecnologia fotovoltaica no Brasil e devido ao seu custo cada vez mais acessível, é evidente o incentivo do Governo Federal a fim de contribuir para novos investimentos. A mobilização por políticas públicas é fundamental para a difusão dessa fonte renovável. Ademais, sugere-se um estudo de implantação do sistema fotovoltaico considerando a permanência do cliente no Grupo A, porém, ampliando a sua demanda contratada.

REFERÊNCIAS

- ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa N°. 482/2012. Brasília, 2012.
- ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Atlas de energia elétrica do Brasil, 2. Ed. – Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2005.
- ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Acesso ao Sistema de Distribuição. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2010.
- ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012
- ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa N°. 547/2013. Brasília, 2013.
- ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa N°. 482/2012. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012.
- ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa N°. 687/2015. Brasília, 2015.
- ATLAS BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR (2017) – LABREN/CCST/INPE.
- BAXTER, J. B. Commercialization of dye sensitized solar cells: Present status and future research needs to improve efficiency, stability and manufacturing, 2012.
- BLANK, L.; TARQUIN, A. Engenharia Econômica. 6 ed. Porto Alegre, 2011.
- BRASIL. Decreto N°. 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras

providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 2004.

BRASIL. Lei Nº. 10.847, de 15 de março de 2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 2004.

BRASIL. Lei Nº. 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre as regras gerais de comercialização de energia elétrica. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 2004.

BRASIL. Lei Nº. 13.360, de 17 de novembro de 2016. Altera a Lei Nº. 9.074, de 7 de julho de 1995, dentre outras. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 2016.

BRASIL. Resolução Normativa Nº. 414, de 9 de setembro de 2010. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 2010.

BRITO, P. Análise e Viabilidade de Projetos de Investimentos. 2 ed. São Paulo: Atlas, 2011.

BROM, L.; BALIAN, J. Análise de Investimentos e Capital de Giro: Conceitos e aplicações. 1 ed. São Paulo: Saraiva, 2007.

BRUNI A. L.; FAMÁ, R. As decisões de investimentos. 2. ed. São Paulo: Atlas, 2007.

CAMLOFFSKI, R. Análise de investimentos e viabilidade financeira das empresas. São Paulo: Atlas, 2014.

CASAROTTO, N.; KOPITTKKE, B. Análise de Investimentos: Matemática financeira, engenharia econômica, tomada de decisão e estratégia empresarial. 11 ed. São Paulo: Atlas, 2010.

CASTRO, N. J. Avanços na reestruturação do Setor de Energia Elétrica. Rio de Janeiro, Brasil, IE-UFRJ.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira. Ministério de Minas e Energia. Rio de Janeiro, 2012.

FREZATTI, F. Gestão da viabilidade econômico-financeira dos projetos de investimento. 1 ed. São Paulo: Atlas, 2008.

FUNARI, F.L. Insolação, radiação solar global e radiação líquida no Brasil. Ed. do autor. S. Paulo, 1984.

GREENPRO. Energia Fotovoltaica – Manual Sobre Tecnologias, Projeto e Instalações. União Europeia: ALTENER, 2004.

HESS, G. et al. Engenharia Econômica. 21 ed. Rio de Janeiro: Bertrand, 1992.

HIRSCHFELD, H. Engenharia econômica e análise de custos: aplicações práticas para economistas, engenheiros, analistas de investimento e administradores. 7 ed. São Paulo: Atlas, 2016.

HOJI, M. Administração Financeira e Orçamentária: Matemática financeira aplicada, estratégias financeiras, orçamento empresarial. 8 ed. São Paulo: Atlas, 2010.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. Realidade das Tarifas de Energia Elétrica no Brasil. São Paulo: ACENDE, 2012.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Stand-Alone Photovoltaic Applications: Lesson Learned. Londres: James & James, 1999.

KANNAN, N.; VAKEESAN, D. Solar energy for future world: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016.

LOPES, J. O fazer do trabalho científico em ciências sociais aplicadas. Recife: UFPE, 2006.

MALVINO, A.; BATES, D. Eletrônica volume 1. 8 ed. Editora AMGH. Porto Alegre, 2016.

MARION, B., ADELSTEIN, J., HADYEN, H., Hammond, B., FLECTHER, T. (2005). Performance parameters for grid-connected PV systems. 31st IEEE Photovoltaics Specialists Conference and Exhibition.

MARQUEZAN, L. H. F. Análise de Investimentos. Revista Eletrônica de Contabilidade, 2006.

MITSCHER, M.; RÜTHER, R. Economic performance and policies for grid-connected residential solar photovoltaic systems in Brazil. Energy Policy, 2012.

NEWNAN, D.; LAVELLE, J. Fundamentos de Engenharia Econômica. 1 ed. Rio de Janeiro: JC, 2000.

PICCOLI, J. C. J. Normalização para trabalhos de conclusão em Educação Física. 2 ed. Canoas: Ulbra, 2006.

PINHEIRO, J. Da Iniciação Científica ao TCC: Uma Abordagem para os cursos de Tecnologia. Rio de Janeiro: Ciência Moderna, 2010.

PINHO, J.T., GALDINO, M.A. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro, 2014.

PRODANOV, C. C., FREITAS, E. C. Metodologia do Trabalho Científico: Métodos e Técnicas da Pesquisa e do Trabalho Acadêmico. 2 ed. Novo Hamburgo. Feevale, 2013.

RÜTHER, R. Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil. 1 ed. Florianópolis: FSC/LABSOLAR, 2004.

REICH, N. H.; MUELLER, B.; ARMBRUSTER, A.; SARK, W. G. J. H. M.; KIEFER, K.; REISE, C. Performance Ratio revisited: is PR > 90% realistic? Hamburg, 2011.

RÜTHER, R.; ZILLES, R. Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. Energy Policy, 2011.

SANTOS, G. D. R. C. M.; MOLINA, N. L.; DIAS, V. F. Orientações e dicas práticas para trabalhos acadêmicos. Curitiba: Ibplex, 2007.

TOLMASQUIM, M. T. Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro. 2 ed. Brasília, 2015.

VALENZUELA, P. Formação de Preços da Energia no Brasil. Relatório Técnico Módulo III: Tarifa de fornecimento de energia no ambiente regulado. Rio de Janeiro, 2016.

VEIGA, S. M., FONSECA, I. Cooperativismo: uma revolução pacífica em ação. Rio de Janeiro, 2002.

VILLALVA, M. Energia solar fotovoltaica: Conceitos e aplicações. 2 ed. São Paulo: Érica, 2015.

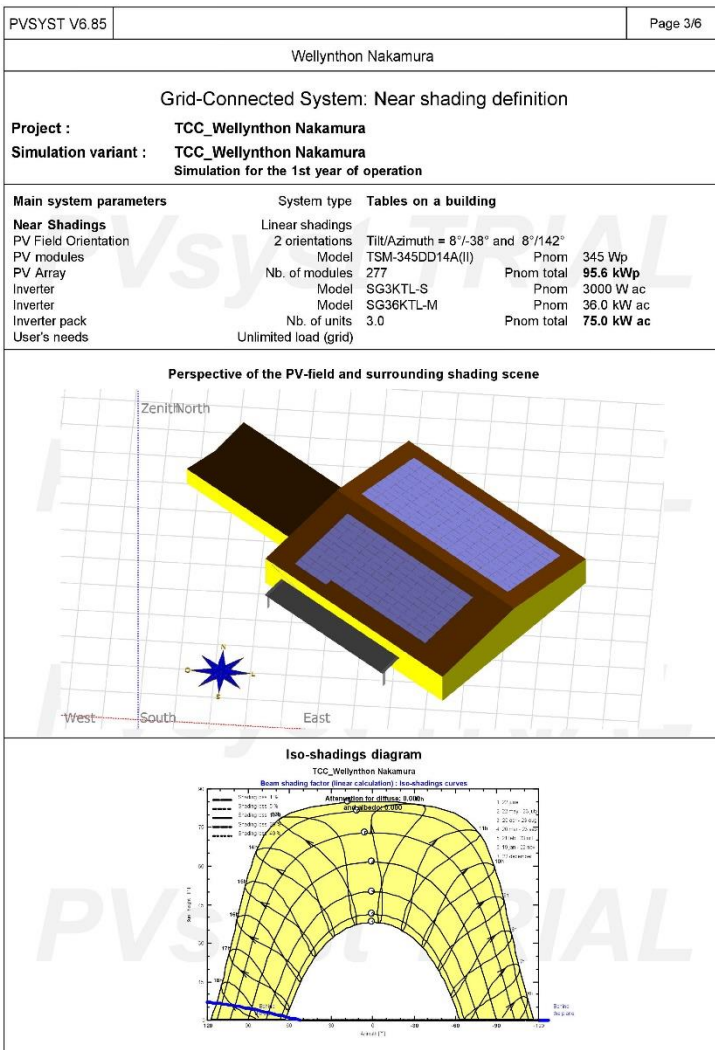
VITOLLO, M. R. Como fazer seu trabalho de conclusão de curso em nutrição. Rio de Janeiro, 2012.

APÊNDICE A – Parâmetros de Simulação

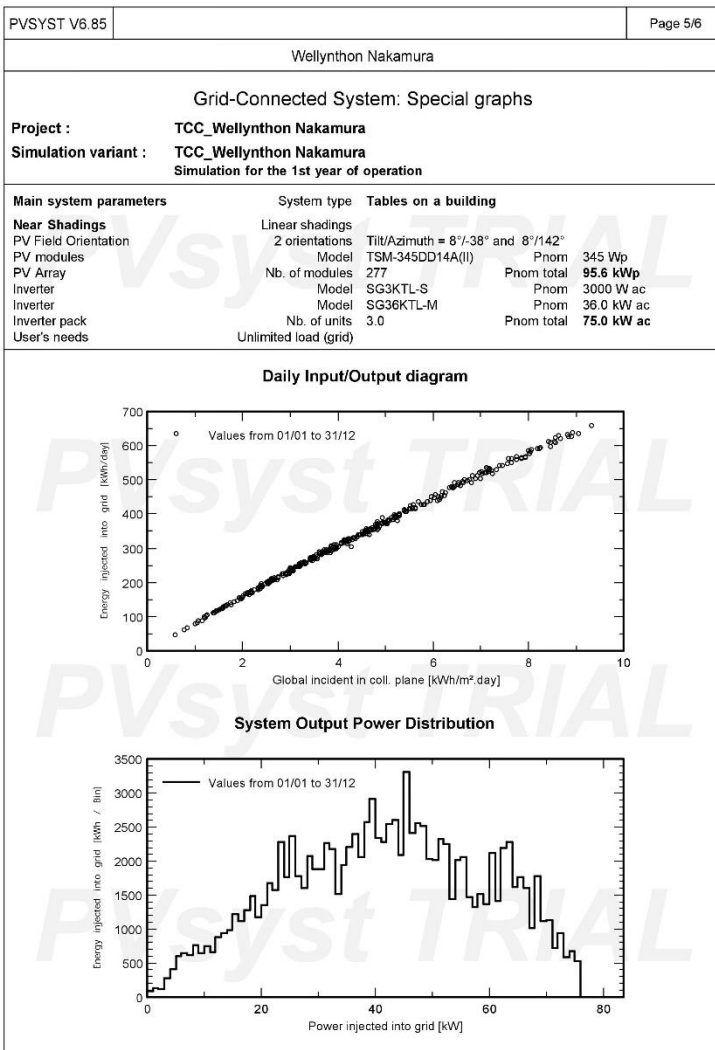
PVSYST V6.85				Page 1/6
Wellynthon Nakamura				
Grid-Connected System: Simulation parameters				
Project : TCC_Wellynthon Nakamura				
Geographical Site	LAGUNA	Country Brazil		
Situation	Latitude	-28.45° S		
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-3	Altitude	36 m
	Albedo	0.20		
Meteo data:	LAGUNA	Meteonorm 7.2 (2008-2014), Sat=100% - Synthetic		
Simulation variant : TCC_Wellynthon Nakamura				
	Simulation date	12/11/19 11h41		
	Simulation for the	1st year of operation		
Simulation parameters	System type	Tables on a building		
2 orientations	tilts/azimuths	8°/38° and 8°/142°		
Sheds configuration	Nb. of sheds	277	Identical arrays	
	Sheds spacing	1.66 m	Collector width	0.99 m
Shading limit angle	Limit profile angle	11.0°	Ground cov. Ratio (GCR)	59.8 %
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm
Horizon	Free Horizon			
Near Shadings	Linear shadings			
User's needs :	Unlimited load (grid)			
PV Arrays Characteristics (3 kinds of array defined)				
PV module	Si-mono	Model	TSM-345DD14A(II)	
Original PVsyst database	Manufacturer	Trina Solar		
Sub-array "Sub-array #1"	Orientation	#1	Tilt/Azimuth	8°/38°
Number of PV modules	In series	11 modules	In parallel	1 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	11	Unit Nom. Power	345 Wp
Array global power	Nominal (STC)	3795 Wp	At operating cond.	3425 Wp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	378 V	I mpp	9.1 A
Sub-array "Sub-array #2"	Mixed orient.	#1/2: 3/4 strings	Tilt/Azimuth	8°/38°, 8°/142°
Number of PV modules	In series	19 modules	In parallel	7 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	133	Unit Nom. Power	345 Wp
Array global power	Nominal (STC)	45.9 kWp	At operating cond.	41.4 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	653 V	I mpp	63 A
Sub-array "Sub-array #3"	Mixed orient.	#1/2: 4/3 strings	Tilt/Azimuth	8°/38°, 8°/142°
Number of PV modules	In series	19 modules	In parallel	7 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	133	Unit Nom. Power	345 Wp
Array global power	Nominal (STC)	45.9 kWp	At operating cond.	41.4 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	653 V	I mpp	63 A
Total Arrays global power	Nominal (STC)	96 kWp	Total	277 modules
	Module area	537 m²	Cell area	483 m²
Sub-array "Sub-array #1" : Inverter	Model	SG3KTL-S		
Original PVsyst database	Manufacturer	Sungrow		
Characteristics	Operating Voltage	125-560 V	Unit Nom. Power	3.00 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	1 units	Total Power	3.0 kWac
			Pnom ratio	1.26

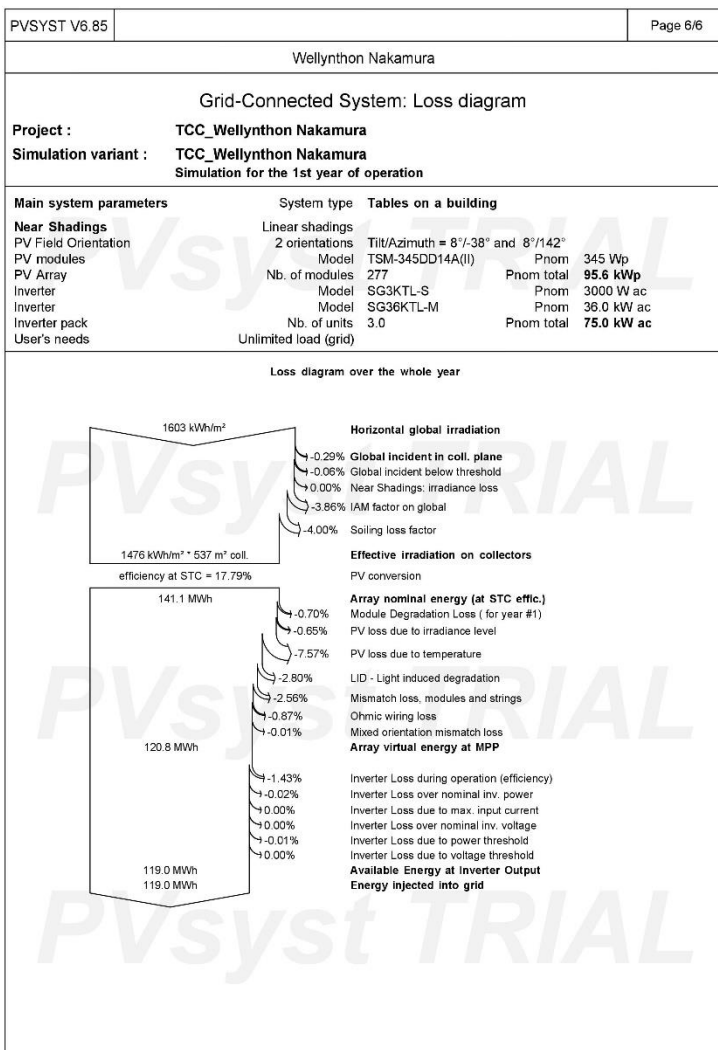
PVsyst Evaluation mode

PVSYST V6.85		Page 2/6	
Wellynthon Nakamura			
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Sub-array "Sub-array #2" : Inverter			
Model	SG36KTL-M		
Original PVsyst database	Manufacturer	Sungrow	
Characteristics	Operating Voltage	200-950 V	Unit Nom. Power 36.0 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	1 units	Total Power 36 kWac
			Pnom ratio 1.27
Sub-array "Sub-array #3" : Inverter			
Model	SG36KTL-M		
Original PVsyst database	Manufacturer	Sungrow	
Characteristics	Operating Voltage	200-950 V	Unit Nom. Power 36.0 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	1 units	Total Power 36 kWac
			Pnom ratio 1.27
Total	Nb. of inverters	3	Total Power 75 kWac
PV Array loss factors			
Array Soiling Losses			Loss Fraction 4.0 %
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Array#1	699 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
	Array#2	172 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
	Array#3	172 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
	Global		Loss Fraction 1.5 % at STC
LID - Light Induced Degradation			Loss Fraction 2.8 %
Module Quality Loss			Loss Fraction 0.0 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 2.5 % at MPP
Strings Mismatch loss			Loss Fraction 0.10 %
Module average degradation	Year no	1	Loss factor 1.4 %/year
Mismatch due to degradation	Imp RMS dispersion	0.4 %/year	Vmp RMS dispersion 0.4 %/year
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param. 0.05



PVSYST V6.85			Page 4/6					
Wellynthon Nakamura								
Grid-Connected System: Main results								
Project :	TCC_Wellynthon Nakamura							
Simulation variant :	TCC_Wellynthon Nakamura							
Simulation for the 1st year of operation								
Main system parameters	System type	Tables on a building						
Near Shadings	Linear shadings							
PV Field Orientation	2 orientations	Tilt/Azimuth = 8°/-38° and 8°/142°						
PV modules	Model	TSM-345DD14A(II)	Pnom 345 Wp					
PV Array	Nb. of modules	277	Pnom total 95.6 kWp					
Inverter	Model	SG3KTL-S	Pnom 3000 W ac					
Inverter	Model	SG3KTL-M	Pnom 36.0 kW ac					
Inverter pack	Nb. of units	3.0	Pnom total 75.0 kW ac					
User's needs	Unlimited load (grid)							
Main simulation results	Produced Energy	119.0 MWh/year	Specific prod. 1246 kWh/kWp/year					
System Production	Performance Ratio PR	77.92 %						
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;"> <p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 95.6 kWp</p> </div> <div style="text-align: center;"> <p>Performance Ratio PR</p> </div> </div>								
TCC_Wellynthon Nakamura								
Balances and main results								
	GlobHor kWh/m ²	DifffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	190.8	89.06	25.27	186.1	167.0	13.21	13.08	0.780
February	148.1	76.17	24.80	148.6	137.7	11.03	10.87	0.785
March	148.8	80.28	24.35	148.2	137.0	11.11	10.95	0.773
April	116.3	53.75	21.42	117.8	108.0	9.96	9.83	0.784
May	98.2	47.04	18.28	98.2	89.7	7.56	7.49	0.788
June	79.9	35.14	16.51	79.9	72.8	6.22	6.13	0.803
July	87.0	37.49	15.27	87.0	79.3	6.76	6.60	0.805
August	104.1	51.52	16.73	104.0	95.5	8.08	7.97	0.802
September	113.7	65.11	18.06	113.3	104.3	9.77	9.64	0.798
October	158.8	74.43	21.07	158.0	146.3	11.14	11.17	0.780
November	195.0	85.28	22.44	194.3	171.1	13.74	13.55	0.790
December	190.1	80.62	24.50	178.3	168.2	13.26	13.09	0.784
Year	1603.3	788.03	20.70	1598.7	1476.6	120.78	116.05	0.779
Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation		GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings			
	DifffHor	Horizontal diffuse irradiation		EArray	Effective energy at the output of the array			
	T_Amb	T.amb.		E_Grid	Energy injected into grid			
	GlobInc	Global incident in coll. plane		PR	Performance Ratio			

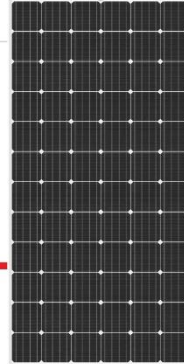




ANEXO A – Datasheet dos Módulos Trina

Mono Multi Solutions

THE TALLMAX^M PLUS⁺ MODULE



DD14A(II)

72 CELL
MONOCRYSTALLINE MODULE

325-345W
POWER OUTPUT RANGE

17.8%
MAXIMUM EFFICIENCY

0~+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

As a leading global manufacturer of next generation photovoltaic products, we believe close cooperation with our partners is critical to success. With local presence around the globe, Trina is able to provide exceptional service to each customer in each market and supplement our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable partner. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaboration with installers, developers, distributors and other partners as the backbone of our shared success in driving Smart Energy Together.

Trina Solar Limited
www.trinasolar.com

Trina solar
Smart Energy Together



Excellent low light performance on cloudy days, mornings and evenings

- Advanced surface texturing
- Back surface field
- Selective emitter



Maximize limited space with top-end efficiency

- Up to 178 W/m² power density
- Low thermal coefficients for greater energy production at high operating temperatures



Highly reliable due to stringent quality control

- Over 30 in-house tests (UV, TC, HF, and many more)
- In-house testing goes well beyond certification requirements

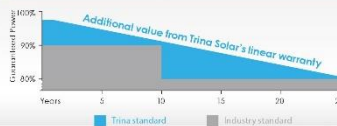


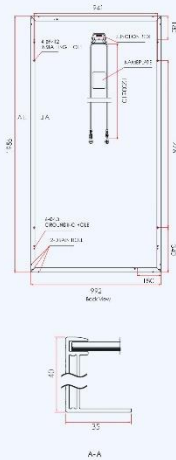
Certified to withstand challenging environmental conditions

- 2400 Pa wind load
- 5400 Pa snow load
- 35 mm hail stones at 97 km/h

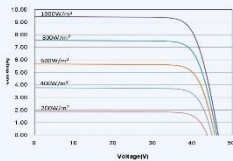
LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



DIMENSIONS OF PV MODULE
unit:mm

I-V CURVES OF PV MODULE(340W)



CERTIFICATION



ELECTRICAL DATA (STC)

	325	330	335	340	345
Peak Power P_{max} (Wp)	325	330	335	340	345
Power Output Tolerance P_{max} (W)	0~±5				
Maximum Power Voltage V_{mp} (V)	37.6	37.8	37.9	38.2	38.4
Maximum Power Current I_{mp} (A)	8.65	8.73	8.84	8.90	9.00
Open Circuit Voltage V_{oc} (V)	46.0	46.2	46.3	46.5	46.7
Short Circuit Current I_{sc} (A)	9.17	9.27	9.36	9.45	9.50
Module Efficiency (%)	16.8	17.0	17.3	17.5	17.8

STC: Irradiance 1000 W/m^2 , Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

	242	246	250	253	257
Maximum Power P_{max} (Wp)	242	246	250	253	257
Maximum Power Voltage V_{mp} (V)	34.8	34.9	35.1	35.2	35.5
Maximum Power Current I_{mp} (A)	6.97	7.04	7.12	7.19	7.25
Open Circuit Voltage V_{oc} (V)	42.8	43.0	43.1	43.2	43.4
Short Circuit Current I_{sc} (A)	7.41	7.49	7.56	7.63	7.67

NOCT: Irradiance at 800 W/m^2 , Ambient temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar cells	Monocrystalline 156 × 156 mm (6 inches)
Cell orientation	72 cells (6 × 12)
Module dimensions	1956 × 992 × 40 mm (77.0 x 39.1 x 1.6 inches)
Weight	27.6 kg (61 lb)
Glass	4.0 mm (0.16 inches), High Transmission, AR Coated Tempered Glass
Backsheet	White
Frame	Silver Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 65 or IP 67 rated
Cables	Photovoltaic Technology cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), 1200mm (47.2 inches)
Connector	MC4 Compatible

TEMPERATURE RATINGS

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	44°C (± 2°C)
Temperature Coefficient of P_{max}	-0.39%/°C
Temperature Coefficient of V_{oc}	-0.29%/°C
Temperature Coefficient of I_{sc}	0.05%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1000V DC (IEC) 1000V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	15A

WARRANTY

10 year Product Workmanship Warranty

25 year Linear Power Warranty

[*Please refer to product warranty for details]

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 24 pieces

Modules per 40' container: 572 pieces

TSM-EN-2014-A

ANEXO B – Datasheet do Inversor Sungrow 36 kW

SUNGROW

SG36KTL-M

String Inverter



Secured Yield

- Max. efficiency 98.5 %
- Max. DC/AC ratio up to 1.3
- Up to 3 MPP Trackers



Flexible

- Power line communication optional
- Only 48 kg for easy installation



Intelligent Design

- Integrated string current monitoring function
- Integrated DC fuses and DC/AC surge protection



Reliable

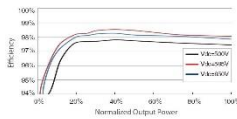
- TÜV, CE, GS9/3, BDEW



© 2017 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved.
Subject to change without Notice. Version#1.0

Input (DC)	SG36KTL-M
Max. PV input voltage	1100 V
Startup voltage	200 V
Nominal input voltage	585 V
MPP voltage range	200 - 1000 V
MPP voltage range for nominal power	500 - 850 V
No. of MPPTs	3
Max. number of PV strings per MPPT	3 / 3 / 2
Max. PV input current	88 A (33 A / 33 A / 22 A)
Max. current for input connector	12 A
Output (AC)	
Nominal AC output power	36000 W
Max AC output power (PF=1)	36000 W
Max. AC output apparent power	36000 VA
Max. AC output current	53.5 A
Nominal AC voltage	3 / N / PE or S / PE, 230 / 400 V
AC voltage range	310 - 480 V
Nominal grid frequency	50 Hz / 60 Hz
Grid frequency range	45 - 55 Hz / 55 - 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor	> 0.99 @ default value at nominal power, (adj. 0.8 leading - 0.8 lagging)
Protections & Functions	
Anti-islanding protection	Yes
LVRT	Yes
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
DC switch	Yes
DC fuse	Yes
PV string current monitoring	Yes
Overvoltage protection	DC Type II DIN rail surge arrester (40 kA) / AC Type II
System Data	
Max. efficiency	98.50 %
Euro. efficiency	98.30 %
Isolation method	Transformeless
Ingress protection rating	IP65
Night power consumption	< 2 W
Operating ambient temperature range	-25 to 50 °C (> 50 °C derating)
Allowable relative humidity range	0 - 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display	Graphic LCD
Communication	RS485 / PLC (optional)
DC connection type	MC4 (Max. 6mm ²)
AC connection type	Screw clamp terminal (Max. 50mm ²)
Mechanical Data	
Dimensions (W*H*D)	525*740*240 mm
Mounting method	Wall bracket
Weight	48 kg

Efficiency Curve



ANEXO C – Datasheet do Inversor Sungrow 3 kW

SG3KTL-S

Residential String Inverter

SUNGROW
Clean power for all



HIGH YIELD

- Higher yield with Max. efficiency 97.5 %, European efficiency 97.0 %



EASY AND USER FRIENDLY

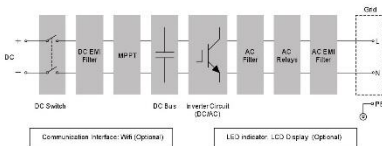
- 9 kg compact design, plug and play installation
- Fast commissioning via LCD



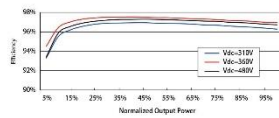
SAFE AND DURABLE

- Built-in surge arresters and residual current protection
- High anti-corrosion with aluminum alloy die casting

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE



Type designation	SG3KTL-S
Input (DC)	
Max. PV input voltage	600 V
Min. PV input voltage / Startup voltage	110 V / 120 V
Nominal input voltage	360 V
MPP voltage range	110 V – 560 V
MPP voltage range for nominal power	310 V – 480 V
No. of MPPTs	1
Max. number of PV strings per MPPT	1
Max. PV input current	10A
Max. current for input connector	12A
Max. PV short-circuit current	13A
Output Side Data	
Max. AC output power	3000 VA
Max. AC output current	13.6 A
Nominal AC voltage	230 Vac
AC voltage range	180 – 276 Vac
Nominal grid frequency	50 Hz / 60 Hz
Grid frequency range	45 – 55 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (of nominal power)
DC current injection	< 0.5 % (of nominal current)
Power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed in phases / Connection phases	1 / 1
Efficiency	
Max. efficiency / European efficiency	97.5 % / 97.0 %
Protection	
Anti-islanding protection	Yes
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
DC switch	No
Overvoltage protection	AC Type II
System Data	
Dimensions (W*H*D)	300*370*125 mm
Weight	9 kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP65
Night power consumption	< 1 W
Operating ambient temperature range	-25 to 60 °C (> 45 °C derating)
Allowable relative humidity range	0 – 100 %
Cooling method	Natural cooling
Max. operating altitude	4000m (> 2000 m derating)
Display	LED, LCD (Optional)
Communication	RS485, Wi-Fi (Optional)
DC connection type	MC4 (Max. 6 mm ²)
AC connection type	Plug and play connector (Max. 6 mm ²)
Certification	IEC61000-6-2, IEC61000-6-3, AS/NZ53100, AS4777.2, AS4777.3, IEC62109-1, IEC62109-2

