

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELÉTRICA  
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**DIEGO JOSÉ FERRETO**

**INSERÇÃO DE MICROGERAÇÃO EM REDES ELÉTRICAS DE BAIXA  
TENSÃO – MONITORAMENTO E ESTUDO DE UM SISTEMA  
FOTOVOLTAICO**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO**

**PATO BRANCO**

**2016**

DIEGO JOSÉ FERRETO

**INSERÇÃO DE MICROGERAÇÃO EM REDES ELÉTRICAS DE BAIXA  
TENSÃO – MONITORAMENTO E ESTUDO DE UM SISTEMA  
FOTOVOLTAICO**

Trabalho de Conclusão de Curso de graduação, apresentado à disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso 2, do Curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Elétrica – DAELE – da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, Campus Pato Branco, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Ms. César Augusto Portolann

PATO BRANCO

2016

## **TERMO DE APROVAÇÃO**

O trabalho de Conclusão de Curso intitulado **“INSERÇÃO DE MICROGERAÇÃO EM REDES ELÉTRICAS DE BAIXA TENSÃO – MONITORAMENTO E ESTUDO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO”**, do aluno **“DIEGO JOSÉ FERRETO”** foi considerado **APROVADO** de acordo com a ata da banca examinadora N° 118 de 2016.

Fizeram parte da banca os professores:

**Prof. Ms. César Augusto Portolann (orientador)**

**Prof. Ms. Géremi Gilson Dranka**

**Prof. Ms. Everton Luiz de Aguiar**

**A Ata de Defesa assinada encontra-se na Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica**

## AGRADECIMENTOS

A Deus por tudo que me proporcionou;

A minha família, pela compreensão e apoio;

À Universidade Tecnológica Federal do Paraná pelo curso oferecido;

Aos professores do curso de Engenharia Elétrica, especialmente ao meu orientador, Professor Ms. César Augusto Portolann, pela orientação e colaboração no desenvolvimento deste trabalho;

Aos professores que se disponibilizaram a participar da banca examinadora;

Aos meus colegas e amigos de curso.

## EPÍGRAFE

“A teoria também se converte em graça material uma vez que se apossa dos homens.” (Karl Marx)

## RESUMO

FERRETO, Diego José. **Inserção de microgeração em redes elétricas de baixa tensão – Monitoramento e estudo de um sistema fotovoltaico**. 2016. 93 f. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2016.

Este trabalho apresenta um estudo técnico-econômico sobre um sistema fotovoltaico conectado à rede. Inicialmente, apresenta os principais componentes que formam o sistema, descrevendo suas características de funcionamento. Em seguida descreve a política de acesso à rede da distribuidora de energia, conforme as normas e regulamentações vigentes para sistema elétrico nacional. Após isso, apresenta informações referentes às condições climáticas para a região onde o sistema encontra-se operante, disponibilidade de irradiação solar e sombreamento. Por fim traz resultados experimentais, provenientes de monitoramento do sistema, os quais serviram como objeto de estudos. Os resultados do monitoramento do sistema são tidos como base para realização de uma análise econômica e também para avaliação de parâmetros de qualidade de energia no ponto de conexão com a carga.

**Palavras-chave:** Sistemas fotovoltaicos conectados à rede; Geração distribuída; Política de acesso; Sombreamento.

## ABSTRACT

FERRETO, Diego José. **Microgeneration insertion in low voltage electrical networks - Monitoring and study of a photovoltaic system**. 2016. 92 f.  
Monograph (Graduation in Electric Engineering) - Federal University of Technology Paraná. Pato Branco, 2016.

This work presents a technical-economic study on a photovoltaic system connected to the grid. Initially, it presents the main components that form the system, describing its operating characteristics. Next describes the policy of access to the grid of the energy distributor, according to the norms and regulations in force for national electricity system. After this, it presents information regarding the climatic conditions for the region where the system is operating, availability of solar irradiation and shading. Finally, it brings experimental results from the monitoring of the system, which served as object of studies. The results of the monitoring of the system are taken as the basis for conducting an economic and financial analysis and also for the evaluation of power quality parameters at the connection point with the load.

**Keywords:** Photovoltaic systems connected to the network; Distributed generation; Access policy; Shadowing.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução do mercado de sistemas fotovoltaicos distribuídos no Brasil. ...	13
Figura 2 - Kit de montagem Neosolarenergia.....	14
Figura 3 – Montagem dos painéis fotovoltaicos do sistema analisado.....	15
Figura 4 - Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício. Destacando região tipo n (1), região tipo p (2), zona de carga, onde se forma a junção pn e o campo elétrico (3), geração de par elétron-lacuna (4), filme anti-reflexo (5), contatos metálicos (6).....	20
Figura 5 - Fluxograma de grupos de células fotovoltaicas disponíveis comercialmente.....	20
Figura 6 - Células fotovoltaicas associadas formando um módulo e módulos associados formando um arranjo. ....	21
Figura 7 - Conexão de células em paralelo.....	22
Figura 8 - Arranjo das células em série.....	22
Figura 9 - Diodos by-pass. ....	23
Figura 10 - Arranjo de módulos fotovoltaicos com diodos de bloqueio. ....	24
Figura 11 - Curva característica PxV de um módulo fotovoltaico. ....	25
Figura 12 - Curva característica IxV de um módulo fotovoltaico. ....	25
Figura 13 - Ângulo da radiação solar. ....	26
Figura 14 - Símbolo elétrico do inversor CC/CA.....	28
Figura 15 - Histórico Legal e regulatório da GD, no Brasil. ....	31
Figura 16 - Fluxograma do modelo financeiro do sistema de compensação de energia. ....	33
Figura 17 – Fluxograma de etapas obrigatórias para acesso.....	38
Figura 18 – Etiqueta do INMETRO para módulos fotovoltaicos. ....	43
Figura 19 - Selo solar.....	44
Figura 20 - Relevo do município de Francisco Beltrão.....	45
Figura 21 - Mapa mundial da irradiação solar em W/m <sup>2</sup> média anual. ....	47
Figura 22 - Mapa brasileiro de irradiação solar em kWh/m <sup>2</sup> média anual. ....	48
Figura 23 - Radiação diária média mensal para localidades próximas do local de estudo. ....	49
Figura 24 - Fator de espaçamento. ....	51
Figura 25 – Distância de afastamento entre painéis e obstáculos. ....	52



Figura 26 - Data logger SolarMan. ....	57
Figura 27 – Diagrama de conexões para o monitoramento. ....	57
Figura 28 – Monitoramento da energia gerada em um dia ensolarado, 13 de agosto de 2016. ....	59
Figura 29 – Monitoramento da energia gerada em um dia chuvoso, 30 de agosto de 2016. ....	60
Figura 30 - Energia elétrica diária, produzida durante o mês de agosto de 2016. ....	60
Figura 31 - Tensão e corrente CC instantânea, gerada em um dia nublado e chuvoso (30/08/2016). ....	67
Figura 32 - Tensão e corrente AC instantânea, gerada em um dia nublado e chuvoso (30/08/2016). ....	67
Figura 33 - Geração fotovoltaica x Curva de carga da instalação, em um dia chuvoso de inverno (30/08/2016). ....	68
Figura 34 - Tensão e corrente CC instantânea, gerada em um dia ensolarado (13/08/2016). ....	69
Figura 35 - Tensão e corrente AC instantânea, gerada em um dia ensolarado (13/08/2016). ....	70
Figura 36 - Geração fotovoltaica x Curva de carga da instalação, em um dia ensolarado de inverno (13/08/2016). ....	70
Figura 37 - Monitoramento da tensão da rede elétrica. ....	71
Figura 38 - Representação da rede elétrica com SFCR. ....	72
Figura 39 - Variação da tensão de atendimento em função da potência gerada pelo SFCR. ....	74
Figura 40 - Variação da potência ativa da rede em função da potência gerada pelo SFCR. ....	75

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Resumo das etapas do processo de solicitação e acesso. ....	37
Tabela 2- Níveis de tensão considerados para conexão de micro e minicentraís geradoras. ....	39
Tabela 3 - Requisitos mínimos em função da potência instalada.....	40
Tabela 4 - Pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127) .....	41
Tabela 5 - Classificação dos módulos fotovoltaicos de silício cristalino e filmes finos de acordo com a eficiência.....	43
Tabela 6 - Dados climatológicos para Francisco Beltrão entre 1974 e 2015. ....	46
Tabela 7 – Coordenadas geográficas do sistema estudado. ....	46
Tabela 8- Informações das proximidades do local de estudo. ....	49
Tabela 9 – Características técnicas dos painéis fotovoltaicos. ....	53
Tabela 10 - Perdas que compõem o <i>performance ratio</i> . ....	56
Tabela 11 - Energia esperada para o mês de agosto. ....	56
Tabela 12 - Estimativa de custo de implantação do sistema.....	58
Tabela 13 - Energia gerada durante o mês de agosto. ....	61
Tabela 14 – Economia real obtida no mês de agosto. ....	62
Tabela 15 – Economia esperada para o mês de agosto. ....	62
Tabela 16 – Valor Presente Líquido (VPL), baseado na estimativa de energia para o ano. ....	63
Tabela 18 - -Faixa de variação da tensão de atendimento adequada.....	73
Tabela 19 - Dados para cálculo para o sistema operando em condições críticas.....	73
Tabela 20 - Dados de linha baseados no condutor de alumínio nu de bitola 4/0AWG. ....	74

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>12</b>
1.1 MOTIVAÇÃO.....	12
1.1.1 Apresentação do sistema analisado .....	14
1.2 OBJETIVO GERAL .....	15
1.2.1 Objetivos específicos .....	16
1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO.....	16
<b>2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....</b>	<b>18</b>
2.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA .....	18
2.1.1 Célula Fotovoltaica .....	19
2.1.2 Módulo Fotovoltaico e Arranjos.....	21
2.1.2.1 Diodo de by-pass.....	23
2.1.2.2 Diodo de bloqueio.....	23
2.1.3 Principais parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos .....	24
2.2 CLASSIFICAÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS .....	26
2.2.1 Sistemas isolados .....	27
2.2.2 Sistemas híbridos .....	27
2.2.3 Sistemas de geração integrados à rede de distribuição .....	27
2.2.3.1 Inversor CC/CA .....	28
2.2.3.2 Medidores bidirecionais.....	29
2.2.3.3 Quadro de ligações .....	29
2.3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	30
2.3.1 Legislação e regulamentação sobre a geração distribuída .....	30
2.3.2 Sistema de compensação de energia.....	32
2.3.2.1 Custo de disponibilidade.....	33
2.3.3 Possíveis problemas causados por inserção de GD em redes de distribuição.....	33
2.4 POLÍTICA DE ACESSO PARA SFCR NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL	34
2.4.1 Distribuidoras .....	34
2.4.2 Estado.....	35
2.4.3 Auto-Produtor de Energia e Produtor Independente de Energia .....	35
2.4.4 Registro dos SFCR junto à ANEEL.....	35
2.4.5 Acesso às redes de distribuição .....	36
2.4.5.1 Tensão de conexão da central geradora .....	39
2.4.5.2 Requisitos mínimos para o ponto de conexão da central geradora.....	40
2.4.5.3 Tensão de atendimento para tensão nominal igual ou inferior a 1 kV .....	40
2.4.6 Normas técnicas brasileiras para trabalhos com sistemas fotovoltaicos ...	41
2.4.7 Certificação .....	42
<b>3. METODOLOGIA E ESTUDOS.....</b>	<b>45</b>
3.1 DADOS CLIMÁTICOS SOBRE A REGIÃO ESTUDADA .....	45
3.2 AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR LOCAL.....	47

3.3 SOMBREAMENTO .....	50
3.3.1 Afastamento de obstáculos.....	50
3.3.2 Orientação dos painéis fixos .....	52
3.3.3 Localização .....	52
3.3.4 Características técnicas dos painéis fotovoltaicos .....	53
3.3.5 Cálculos de parâmetros para as condições reais de operação .....	53
3.3.6 Geração fotovoltaica esperada .....	55
3.3.7 Monitoramento remoto via SolarMAN Portal.....	57
<b>4. ESTUDO DE CASO – RESULTADOS E DISCUSSÕES.....</b>	<b>58</b>
4.1 ANÁLISE ECONÔMICA FINANCEIRA .....	58
4.1.1 Custo de implantação .....	58
4.1.2 Resultados experimentais para análise econômica do SFCR .....	59
4.1.3 Impacto na fatura de energia .....	61
4.1.4 Estimativa de retorno de capital.....	62
4.1.5 Coeficiente de desempenho do sistema .....	64
4.1.6 Conclusões parciais.....	65
4.2 ANÁLISE QUALITATIVA DA ENERGIA.....	66
4.2.1 Monitoramento do SFCR em um dia nublado.....	66
4.2.2 Monitoramento do SFCR em um dia ensolarado.....	69
4.2.3 Representação da rede elétrica com SFCR .....	72
4.2.4 Análise do desempenho da rede elétrica com o SFCR .....	73
4.2.5 Conclusões parciais.....	75
<b>5. CONCLUSÕES.....</b>	<b>77</b>
5.1 TRABALHOS FUTUROS .....	80
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>81</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>84</b>

## 1. INTRODUÇÃO

Neste capítulo será apresentada a motivação do trabalho, objetivos e a organização dos capítulos subsequentes.

### 1.1 MOTIVAÇÃO

A crescente preocupação com o desenvolvimento sustentável tem funcionado como estímulo no desenvolvimento de fontes alternativas de energia. No cenário nacional e internacional, a demanda por novas fontes de energia tem atraído cada vez mais a atenção de investidores, por meio de incentivos fiscais e em conjunto com iniciativas governamentais. Os avanços tecnológicos das fontes alternativas também favorecem com a redução de custos (EPE, 2014) (EPIA, 2015) (Ruther, 2004).

As resoluções normativas estabelecidas pela ANEEL, viabilizam que consumidores instalem em suas residências ou empresas micro ou mini geradores.

Micro geradores são os que possuem potência instalada igual ou inferior a 75 kW. Já os mini geradores devem ter potência instalada entre 75 kW e 3 MW para fontes hídricas, ou até 5 MW para demais fontes renováveis de energia, podendo conectar-se na rede de distribuição por meio das unidades consumidoras.

Conforme a resolução, quando a geração for maior que o consumo, o saldo positivo de energia poderá ser utilizado para abater o consumo na fatura dos meses subsequentes ou em outras unidades da escolha do cliente, desde que elas estejam na mesma área de concessão e sejam do mesmo titular (ANEEL, 2012) (ANEEL, 2015).

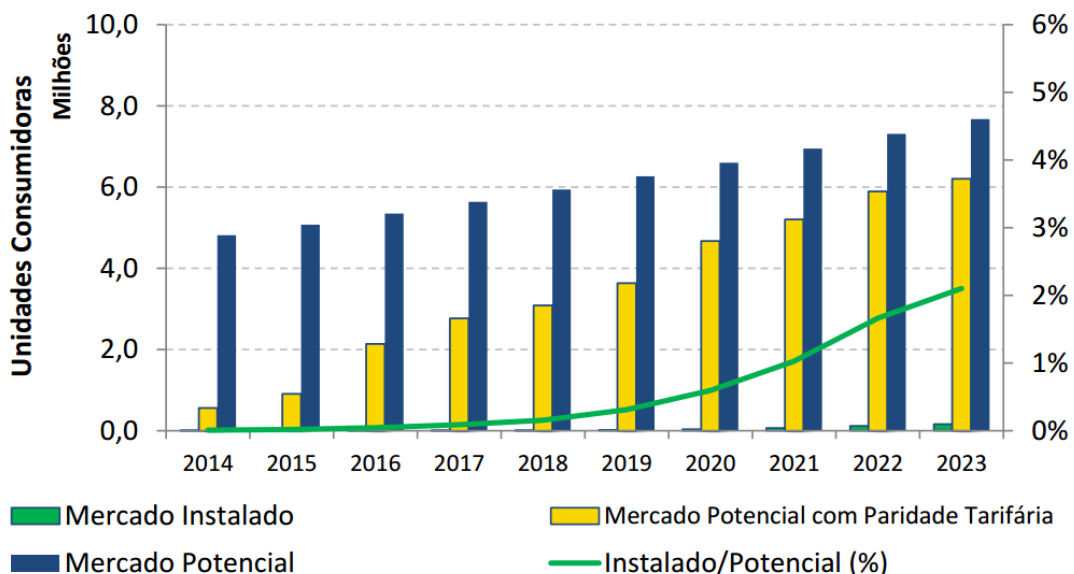
Dentro deste contexto, a geração fotovoltaica vem servindo como alternativa, utilizada mundialmente, sendo incentivada para implementação de sistemas de geração distribuída de energia elétrica. Esta forma de geração é fomentada pela contínua redução dos valores de implantação por Watt-pico (Wp) gerado, pelo baixo impacto ambiental das instalações, confiabilidade e facilidade de instalação (EPE, 2014). Além disso, os equipamentos para condicionamento da

energia gerada, os quais são utilizados atualmente, estão mais confiáveis e com menor custo, tornando a implantação ainda mais atrativa (EPE, 2014).

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), é vinculada ao Ministério de Minas e Energia e apresenta em uma nota técnica contendo uma previsão sobre a inserção da geração fotovoltaica distribuída no Brasil, conforme ilustra a figura 1 (EPE, 2014) (EPIA, 2015) (Miranda, 2013).

A figura 1 ilustra o crescimento do mercado para os sistemas fotovoltaicos no Brasil, para os próximos sete anos.

Segundo os estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética, as barras azuis da figura 1 representam consumidores em potencial, com consumo superior à 400 kWh/mês. As barras amarelas da figura 1 representam como o mercado vai se tornando economicamente viável ao longo do tempo. As barras verdes da figura 1 representam o número de consumidores que terão instalados sistemas fotovoltaicos. A linha verde da figura 1 representa o percentual instalado em relação ao potencial possível do período.



**Figura 1 - Evolução do mercado de sistemas fotovoltaicos distribuídos no Brasil.**  
**Fonte – (EPE, 2014).**

Estima-se que a energia fotovoltaica venha a desempenhar papel fundamental para suplementar o atendimento da demanda por energia elétrica no mundo no decorrer dos próximos anos (EPE, 2014) (EPIA, 2015) (Nakabayash, 2015).

A geração de energia fotovoltaica, pode proporcionar qualidade e confiabilidade no fornecimento de energia aos consumidores e usuários do sistema elétrico (Braun-Grabolle, 2010) (Ruther, 2004).

A melhora nos indicadores de qualidade da energia vem despertando cada vez mais interesse, por parte da indústria de equipamentos eletrônicos, as quais vem se tornando mais sensíveis a qualidade do fornecimento de energia (Braun-Grabolle, 2010) (Ruther, 2004).

Motivado pelo atual cenário tecnológico e atual conjectura econômica global, verificou-se a necessidade de um trabalho que contribua para o desenvolvimento regional de energias renováveis. O presente trabalho concatena uma análise teórica e experimental sobre a aplicação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCCR) e suas peculiaridades, para a região de estudo. Além disso são apresentados os principais aspectos e fatores que afetam a rede de distribuição na qual o sistema se conecta.

### 1.1.1 Apresentação do sistema analisado

O Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCCR) a ser analisado é composto por 20 painéis fotovoltaicos de 260 W do fabricante Canadian, 1 inversor Fronius Primo (Grid Tie) 5 kW, 2 quadros elétricos de conexão e proteção (do inglês, *stringbox*), cabeamento elétrico, conectores e infraestrutura de montagem, conforme ilustra a figura 2.



**Figura 2 - Kit de montagem Neosolarenergia.**  
**Fonte: (Neosolar energia, 2016).**

A figura 3 apresenta a forma de montagem dos painéis sobre o telhado.



**Figura 3 – Montagem dos painéis fotovoltaicos do sistema analisado.**  
Fonte: Autoria própria.

Este sistema encontra-se operante a mais de um ano, sobre a cobertura de um estabelecimento comercial, na área central da cidade de Francisco Beltrão - PR. O sistema foi instalado sem um estudo detalhado, o qual é fundamental para otimização da conversão de energia fotogerada<sup>1</sup>.

## 1.2 OBJETIVO GERAL

O principal objetivo desse trabalho é realizar um estudo técnico-econômico sobre um SFCR protótipo já existente, na área central da cidade de Francisco Beltrão - PR.

---

<sup>1</sup> Gerada através de sistemas fotovoltaicos.



### 1.2.1 Objetivos específicos

- Apresentar os principais componentes e características para operação dos SFCR;
- Descrever a política de acesso para conexão de SFCR no sistema elétrico nacional;
- Analisar e levantar as condições necessárias para implantação de um SFCR;
- Obter resultados experimentais referentes à energia gerada pelo SFCR, para análise econômica;
- Obter resultados experimentais referentes à energia gerada pelo SFCR, para análise qualitativa de energia;

### 1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está dividido em cinco capítulos. O primeiro capítulo, intitulado Introdução, aborda a introdução sobre o tema, a motivação da pesquisa, os limites e objetivos do trabalho. Os capítulos posteriores estão dispostos conforme a estrutura descrita a seguir.

O capítulo 2, denominado Revisão Bibliográfica, tem início no desenvolvimento cronológico da energia fotovoltaica e apresentação dos principais componentes do sistema e suas características elétricas. Em seguida, apresenta uma pesquisa com ênfase nos temas referentes à geração distribuída (GD) utilizando SFCR política de acesso as redes de distribuição e seus efeitos sobre redes de baixa tensão (BT). A análise do tema legal sobre a GD através de SFCR, foi fundamentada nas principais resoluções e decretos que regulam o setor elétrico brasileiro, os quais abordam de forma direta ou indireta esse tipo de tecnologia.

O capítulo 3 abordada a metodologia de estudos, utilizada para implementação de um sistema fotovoltaico. A primeira etapa descreve a região onde o sistema fotovoltaico encontra-se operando. Esta etapa apresenta o relevo da cidade

e do microclima. Posteriormente apresenta-se a distribuição do recurso solar e efeitos de sombreamento, que são relevantes para considerações no decorrer do trabalho.

O capítulo 4, denominado Estudo de Caso – Resultados e Discussões, apresenta, um estudo de caso sobre um sistema já existente e operante. Este estudo de desempenho divide-se em duas etapas. A primeira etapa apresenta uma análise econômica e financeira do referido sistema. Posteriormente, a segunda etapa apresenta uma análise qualitativa, sobre a energia gerada e os seus efeitos na rede de distribuição, na qual o sistema de geração está conectado.

Por fim no capítulo 5, é apresentado um resumo dos resultados alcançados, apresentam-se as conclusões finais, alternativas e recomendações para trabalhos futuros.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo apresenta uma revisão bibliográfica sobre os assuntos relacionados ao efeito fotovoltaico: sistemas fotovoltaicos distribuídos; geração distribuída; e a política de acesso para conexão dos respectivos sistemas.

### 2.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A energia solar fotovoltaica é a energia obtida através da conversão direta da luz em eletricidade. Observado pela primeira vez por Becquerel<sup>2</sup>, em 1839, o efeito fotoelétrico produzia um aumento na condutividade de metais. Em 1876, Adams<sup>3</sup> e Day<sup>4</sup> utilizaram de um filme de selênio para criar o primeiro dispositivo de produção de eletricidade utilizando o efeito fotovoltaico. Em 1905 Einstein<sup>5</sup> desenvolveu e publicou a teoria geral do efeito fotoelétrico. Ao invés de considerar a luz somente como uma onda, ela seria composta por fótons (Apolônio, 2014) (Early History of Solar, 2016).

O processo de introdução de impurezas, em materiais semicondutores, foi desenvolvido e posteriormente conhecido como “dopagem”. Através dele, em 1953, o químico Fuller<sup>6</sup> produziu uma barra de silício dopado com átomos de Gálio, tornando-o condutor, por cargas móveis positivas (“tipo p”). Seu colega de trabalho, na Bell Labs<sup>7</sup>, o físico Pearson<sup>8</sup>, mergulhou essa barra em um banho quente de lítio, criando uma zona com excesso de elétrons livres, (“tipo n”). Na zona onde o lítio entra em contato com o silício dopado, acontece a “junção p-n”, que faz surgir um campo elétrico permanente. Quando exposto a luz, o material produz uma corrente elétrica. Somente a partir de 1956 que se iniciou a produção industrial de células fotovoltaicas, seguindo o avanço da microeletrônica. A célula fotovoltaica é a unidade fundamental do processo de conversão (Apolônio, 2014) (Early History of Solar, 2016).

---

<sup>2</sup> Alexandre Edmond Becquerel (1820 – 1891), cientista francês.

<sup>3</sup> William Grylls Adams (1836 – 1915), Professor do Kings College in England.

<sup>4</sup> Richard Evans Day (1906 – 1971), estudante do Kings College in England.

<sup>5</sup> Albert Einstein (1879 – 1955), cientista alemão.

<sup>6</sup> Calvin Souther Fuller (1902 – 1994), físico químico estadunidense.

<sup>7</sup> Bell Telephone Laboratories, Estados Unidos.

<sup>8</sup> Gerald L. Pearson (1905 – 1987), cientista estadunidense.

### 2.1.1 Célula Fotovoltaica

As células fotovoltaicas, são componentes opto eletrônicos que convertem a radiação solar em eletricidade por meio do efeito fotovoltaico. Essa conversão é possível graças às propriedades dos materiais semicondutores (Apolônio, 2014).

Uma célula solar típica pode ser construída de material semicondutor (silício) coberto por uma película anti-refletora, possuindo contatos metálicos nas superfícies superior e inferior, conforme a figura 4. O material semicondutor é composto por duas camadas distintas, uma denominada material tipo p e outra de material tipo n, unidas formando a junção p-n. A camada do tipo p é caracterizada pelo excesso de lacunas e a camada tipo n é caracterizada pelo excesso de elétrons livres. A união das duas camadas favorece à movimentação dos elétrons livres do material tipo n para o material tipo p, ocupando as lacunas existentes, dessa forma criam-se pares de elétrons-lacunas na região da junção p-n, formando um campo elétrico. Ao incidir à radiação solar sobre o material, os fótons desta radiação fornecem energia aos pares de elétron lacuna. Com isso ocorre a separação, liberando os elétrons e as lacunas. Se a separação ocorrer próximo à superfície do campo elétrico, atraem-se os elétrons para a camada tipo n e as lacunas para a camada tipo p. Este processo resulta em uma interrupção da neutralidade elétrica. Se estiver disponível um caminho condutor externo, interligando a camada tipo p com à camada tipo n, os elétrons irão fluir para a sua camada original, (camada tipo p), dando origem à corrente elétrica. Enquanto os fótons incidem sobre o semicondutor, o fluxo de elétrons se mantém (Abrão, 2011) (Braun-Grabolle, 2010).

Para que a reflexão da luz seja reduzida, fazendo com que uma maior quantidade de fótons atinja a junção p-n das células fotovoltaicas, uma película anti-refletora de nitreto de silício é adicionada, sobre a parte frontal do material semicondutor (Abrão, 2011) (Braun-Grabolle, 2010). Por fim, a estrutura de uma célula fotovoltaica é mostrada na figura 4.

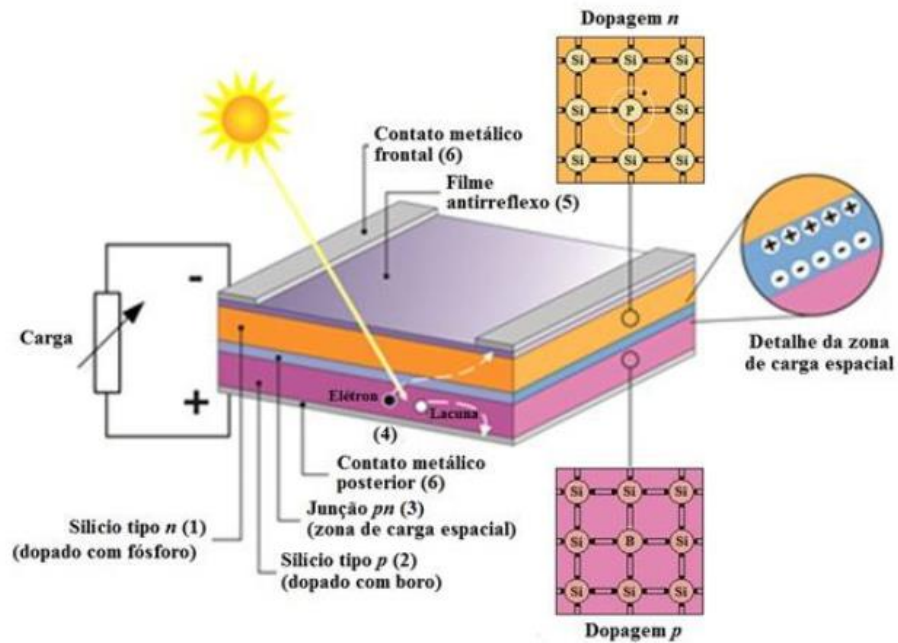


Figura 4 - Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício. Destacando região tipo n (1), região tipo p (2), zona de carga, onde se forma a junção pn e o campo elétrico (3), geração de par elétron-lacuna (4), filme anti-reflexo (5), contatos metálicos (6)  
 Fonte: (GTES, 2014).

Com o objetivo de manter as múltiplas camadas unidas e proteger as células contra umidade e esforços mecânicos, as células fotovoltaicas de silício são encapsuladas em polímeros, formando um meio homogêneo e opticamente contínuo (Abrão, 2011). A figura 5 apresenta o fluxograma com os principais grupos de tecnologias disponíveis comercialmente para células fotovoltaicas.

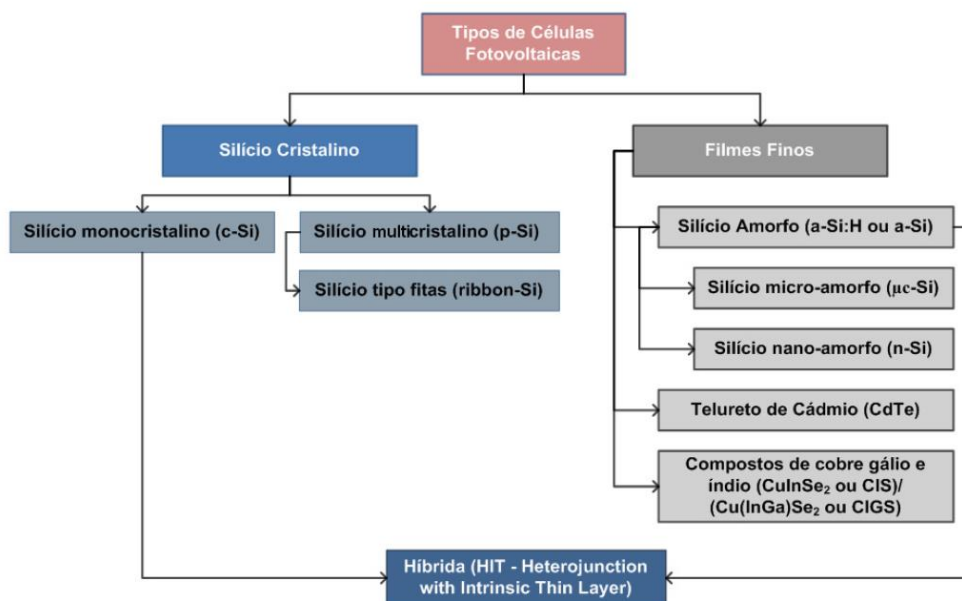


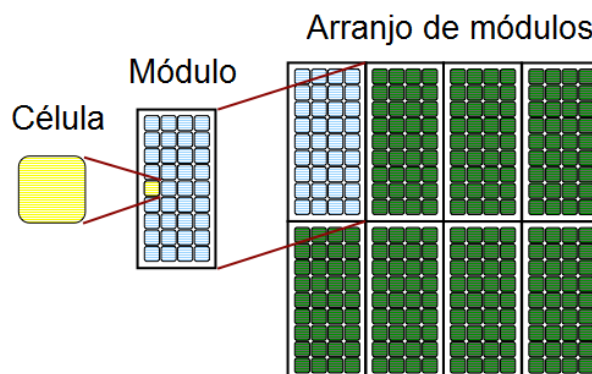
Figura 5 - Fluxograma de grupos de células fotovoltaicas disponíveis comercialmente.  
 Fonte: (Braun-Grabolle, 2010).

A eficiência de cada célula fotovoltaica varia de acordo com sua composição e processos construtivos. A tensão máxima gerada por uma célula de silício em circuito aberto é de aproximadamente 0,6V. Por isso, são feitas associações série ou paralelo entre as células, para se obter valores maiores de tensão com associação em série e valores maiores de corrente com associação em paralelo (Abrão, 2011) (GTES, 2014).

### 2.1.2 Módulo Fotovoltaico e Arranjos

Os módulos fotovoltaicos, são construídos a partir da associação de várias células fotovoltaicas, em série e paralelo (GTES, 2014).

O arranjo dos módulos é definido conforme a potência e tensão em corrente contínua (CC) desejadas para o projeto. Os painéis podem ser conectados em série e ou em paralelo. A ligação série é feita conectando um terminal positivo de um painel a um terminal negativo de outro painel, e assim por diante. A ligação em paralelo é feita conectando terminais positivos entre si e terminais negativos entre si (Abrão, 2011). A figura 6 ilustra a organização entre as células fotovoltaicas, os módulos e o arranjo fotovoltaico.



**Figura 6 - Células fotovoltaicas associadas formando um módulo e módulos associados formando um arranjo.**

Fonte: Adaptado de GASPARIN, 2009.

Nas ligações em paralelo, representadas na figura 7, as correntes são somadas e a tensão se mantém constante, (considerando os módulos idênticos e sob as mesmas condições de radiação e temperatura) (Abrão, 2011) (GTES, 2014). Conforme as seguintes equações:

$$V_{total} = V_1 = V_2 = V_3 = \dots = V_n \quad (1)$$

$$I_{total} = I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_n \quad (2)$$

$$P_{total} = P_1 + P_2 + P_3 + \dots + P_n \quad (3)$$

$$P_{total} = V_{total} * I_{total} \quad (4)$$

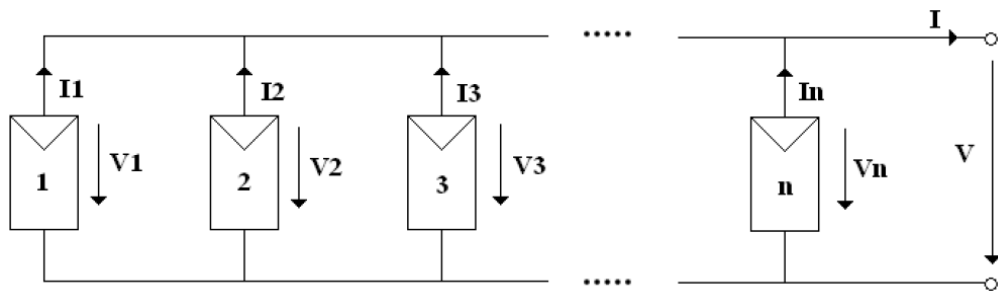


Figura 7 - Conexão de células em paralelo.  
Fonte: Adaptado de (Abrão, 2011).

No arranjo de células conectadas em série, ilustrado na figura 8, as tensões são somadas e as correntes individuais são iguais (considerando módulos idênticos sob as mesmas condições de radiação e temperatura) (Abrão, 2011) (GTES, 2014). Conforme as seguintes equações:

$$V_{total} = V_1 + V_2 + V_3 + \dots + V_n \quad (5)$$

$$I_{total} = I_1 = I_2 = I_3 = \dots = I_n \quad (6)$$

$$P_{total} = P_1 + P_2 + P_3 + \dots + P_n \quad (7)$$

$$P_{total} = V_{total} * I_{total} \quad (8)$$

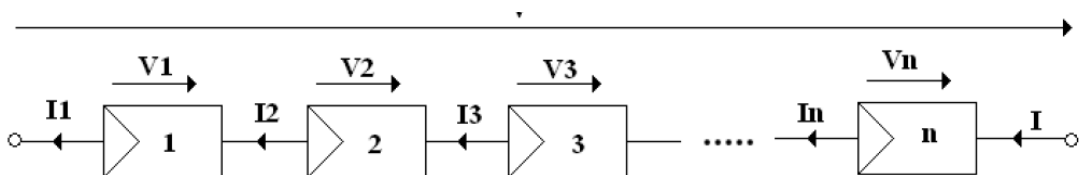
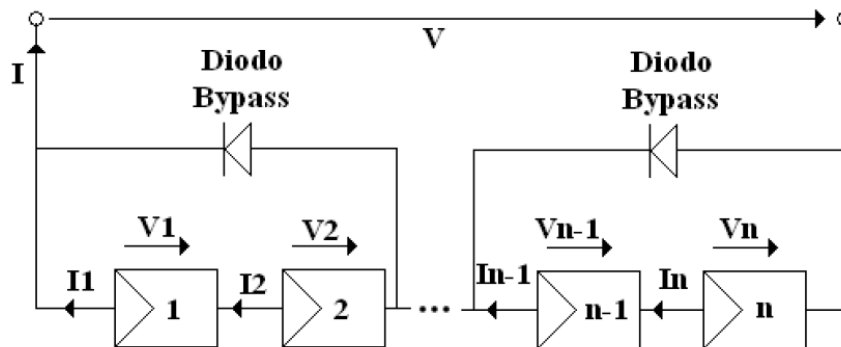


Figura 8 - Arranjo das células em série.  
Fonte: Adaptado de (Abrão, 2011).

### 2.1.2.1 Diodo de by-pass

Um possível problema ocasionado em módulos formados a partir da ligação de células em série é que, se por alguma razão uma das células tiver o desempenho reduzido, compromete o funcionamento de todo o módulo, limitando a corrente de saída. Para que isso não ocorra pode-se utilizar um diodo de desvio de caminho, (do inglês, *by-pass*), operando como um caminho alternativo para a corrente do módulo (Abrão, 2011) (Carvalho, 2012). Normalmente, esse diodo é conectado em paralelo a grupos de células, como apresentado na figura 9.



**Figura 9 - Diodos by-pass.**  
 Fonte: Adaptado de (Carvalho, 2012).

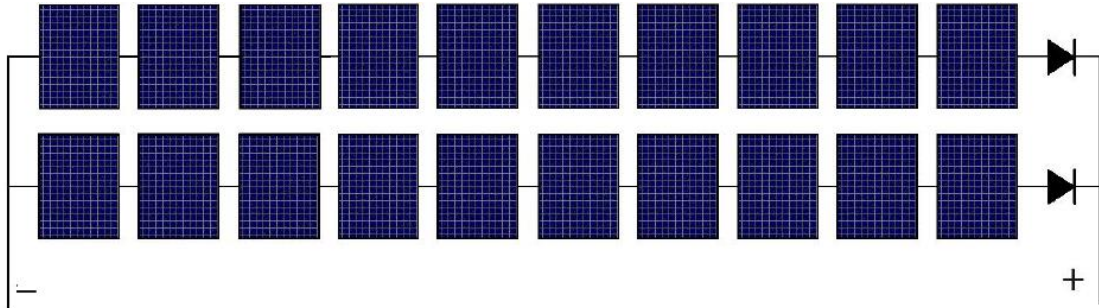
### 2.1.2.2 Diodo de bloqueio

Outro problema passível de acontecer durante o funcionamento do módulo é o surgimento de corrente fluindo no sentido reverso (Abrão, 2011). O diodo de bloqueio tem a função de impedir o fluxo de corrente de um conjunto em série, com tensão maior, para um conjunto adjacente, com tensão menor. Em sistemas que utilizam bancos de bateria, o diodo de bloqueio pode servir para impedir descargas, pois à noite os módulos podem conduzir uma pequena corrente reversa, contribuindo para descarga dos bancos de baterias (Carvalho, 2012) (GTES, 2014).

Para evitar esses problemas, pode-se utilizar um diodo de bloqueio, como na figura 10, impedindo assim correntes reversas. A figura 10 apresenta o arranjo de



dois conjuntos, cada conjunto contendo 10 módulos fotovoltaicos ligados em série. Os dois conjuntos ligados em paralelo entre si (GTES, 2014).



**Figura 10 - Arranjo de módulos fotovoltaicos com diodos de bloqueio.**  
 Fonte: Adaptado de (GTES, 2014).

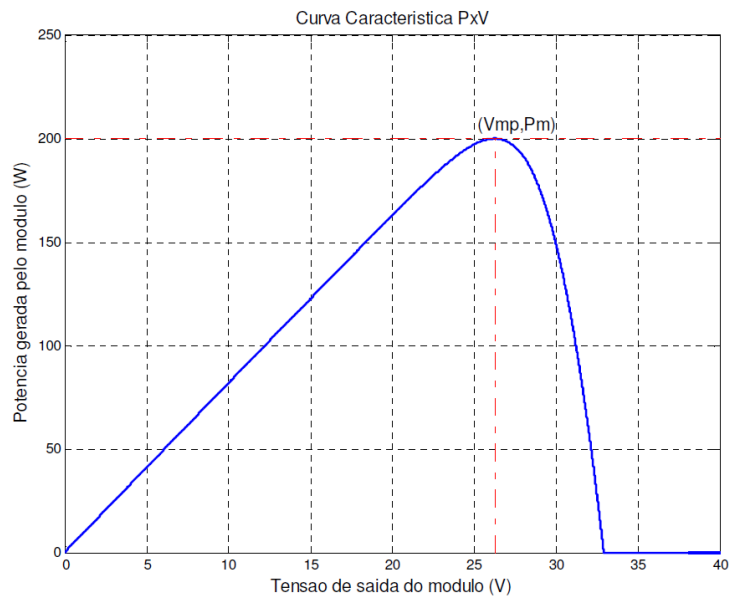
### 2.1.3 Principais parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos

Os principais parâmetros dos módulos são determinados a partir do levantamento das curvas características, por meio de testes sob condições padronizadas, os chamados STC (do inglês, *Standard Test Conditions*), a seguir (Abrão, 2011) (Carvalho, 2012) (GTES, 2014).

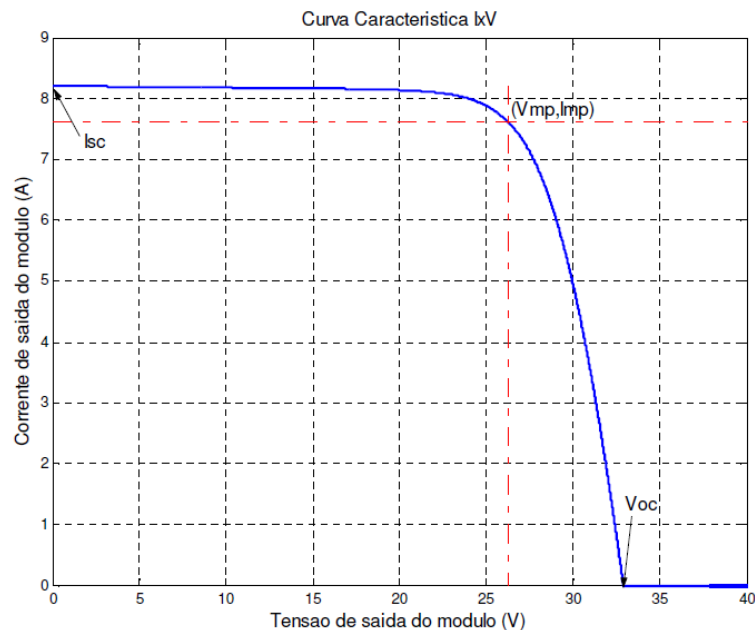
- Tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ): É a tensão de saída do módulo quando a corrente de saída é nula, pois o módulo não está fornecendo potência.
- Corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ): É a corrente de saída quando a tensão de saída do módulo é nula, isto é, na ocorrência de um curto-circuito.
- Potência máxima ( $P_m$ ): É a máxima potência gerada pelo módulo.
- Tensão de potência máxima ( $V_{mp}$ ): É a tensão de saída do módulo no ponto de operação referente à máxima potência gerada pelo módulo.
- Corrente de potência máxima ( $I_{mp}$ ): É a corrente de saída do módulo no ponto de operação referente à máxima potência gerada pelo módulo.

Conforme Carvalho (2012), as figuras 11 e 12 ilustram, respectivamente, a curva de potência por tensão, e corrente por tensão de um arranjo fotovoltaico. As duas são curvas características típicas e a partir delas é possível determinar a tensão

de circuito aberto, a corrente de curto-circuito e a tensão e corrente no ponto de máxima potência.



**Figura 11 - Curva característica PxV de um módulo fotovoltaico.**  
Fonte: (Carvalho, 2012).



**Figura 12 - Curva característica IxV de um módulo fotovoltaico.**  
Fonte: (Carvalho, 2012).

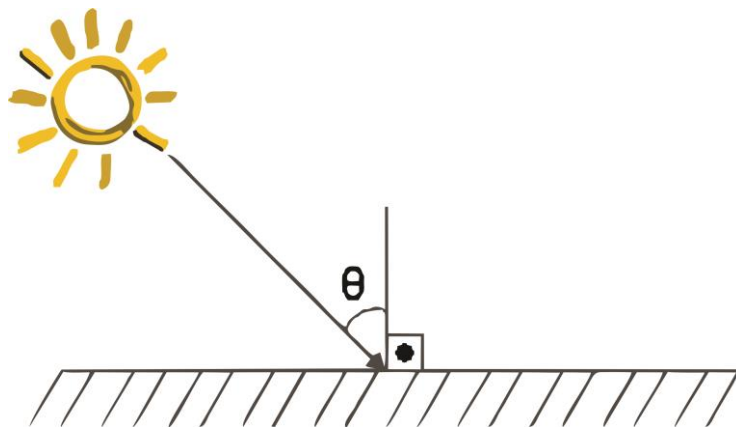
Conforme os trabalhos de (Abrão, 2011), (Carvalho, 2012) e (GTES, 2014), os fatores que influenciam os parâmetros elétricos dos módulos são definidos mediante o levantamento das curvas características típicas, a partir de testes do

módulo fotovoltaico em condições padrões (STC). Nessas condições padrões são utilizados valores de referência para a intensidade luminosa, temperatura ambiente e radiação da massa do ar. As condições padronizadas de testes são as seguintes:

Intensidade luminosa ( $P_{\text{sun}}$ ): É a densidade de potência da radiação solar dada em  $[\text{kW}/\text{m}^2]$ . A corrente gerada nos módulos é dependente da intensidade luminosa. (Abrão, 2011) (Carvalho, 2012) (GTES, 2014).

Temperatura ambiente (T): É a temperatura no local onde as células estão instaladas. O aumento da temperatura ambiente reduz a eficiência do módulo, reduzindo a potência máxima gerada. A temperatura em condições padrões é igual a  $25^{\circ}\text{C}$  (Abrão, 2011) (Carvalho, 2012) (GTES, 2014).

Radiação da massa de ar (AM): É a grandeza que representa a quantidade de atmosfera atravessada pela luz do sol. Seu valor aproximado é obtido calculando  $\frac{1}{\cos(\theta)}$  onde,  $\theta$  é o ângulo de inclinação da luz do sol, formado entre a direção do raio solar e a reta perpendicular à superfície da terra, conforme apresentado na figura 13. Baseado nos (STC), a radiação de massa do ar igual a 1,5, equivalente ao ângulo de incidência do raio solar ( $\theta$ ) igual à  $48,2^{\circ}$  (Abrão, 2011) (Carvalho, 2012) (GTES, 2014).



**Figura 13 - Ângulo da radiação solar.**  
**Fonte: (Carvalho, 2012).**

## 2.2 CLASSIFICAÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em três categorias principais: isolados, híbridos ou conectados à rede. A utilização de cada uma dessas opções, dependerá da aplicação ou da disponibilidade de recursos energéticos. Cada

um deles poderá ser de complexidade variável, dependendo da aplicação e das restrições específicas de cada projeto (EPE, 2014) (GTES, 2014).

### 2.2.1 Sistemas isolados

Sistemas isolados, também chamados de autônomos ou independentes, não são conectados à rede elétrica de distribuição de energia das concessionárias. Por isso torna-se necessário o uso de baterias, para acumular a energia elétrica gerada. O banco de baterias, permite uma certa autonomia do sistema, em relação a dias nublados ou com pouca produção de energia elétrica. Para o melhor funcionamento desse tipo de sistema, é necessário a instalação de controladores de carga, que podem garantir uma otimização do uso das baterias. No Brasil, este sistema é mais utilizado em áreas distantes, nas quais o local de consumo ou o custo para ampliação da rede de distribuição impossibilitem o fornecimento de energia elétrica da forma convencional (Apolônio, 2014) (GTES, 2014).

### 2.2.2 Sistemas híbridos

Os sistemas híbridos são formados pela combinação de várias fontes de geração de energia, como por exemplo: painéis solares, geradores eólicos, biomassa, diesel entre outros. Assim, na falta de geração de um dos sistemas, o outro complementa e assegura energia elétrica para o consumidor. Normalmente é utilizado em sistemas que atendam um maior número de usuários, e para os quais se tem a necessidade de maior garantia de fornecimento (Apolônio, 2014).

### 2.2.3 Sistemas de geração integrados à rede de distribuição

Os sistemas integrados à rede elétrica de distribuição possuem algumas vantagens relevantes. Em sistemas urbanos acoplados a prédios ou casas, utilizam a infraestrutura da própria edificação, podendo reduzir custos com local e infraestrutura. Um projeto arquitetônico de cobertura ou fachada pode prever a instalação de um

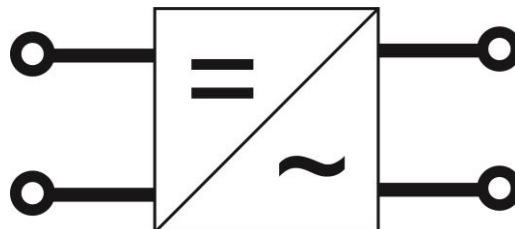
sistema de geração fotovoltaica (Braun-Grabolle, 2010) (Miranda, 2013) (Ruther, 2004).

Para os sistemas distribuídos conectados à rede elétrica, diferente dos isolados, não há necessidade de elementos de armazenamento de energia. Toda a geração é entregue à carga ou rede elétrica de distribuição (Braun-Grabolle, 2010) (Miranda, 2013) (Ruther, 2004).

O SFCR é composto basicamente por duas partes: a primeira é o arranjo dos módulos fotovoltaicos, e a segunda é o sistema de condicionamento de potência. Este sistema de condicionamento realiza a conversão da potência de entrada em corrente contínua (CC), que é gerada pelos módulos, em potência de saída alternada (CA), adequada para interligação na rede elétrica de distribuição (Carvalho, 2012) (Miranda, 2013).

### 2.2.3.1 Inversor CC/CA

A tensão produzida pelos módulos fotovoltaicos durante todo o processo de conversão de energia solar em elétrica é do tipo contínua (CC). O inversor é o equipamento responsável por estabelecer a conexão entre a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos e a rede elétrica. Isto é feito ajustando a frequência e o nível de tensão para a rede na qual está conectado. A figura 14 ilustra o símbolo utilizado para representar um inversor. O inversor também é chamado de conversor (CC/CA) (Carvalho, 2012) (Figueira, 2014).



**Figura 14 - Símbolo elétrico do inversor CC/CA.**  
**Fonte: (Figueira, 2014).**

Existem duas principais topologias de inversores, os inversores que possibilitam a conexão com a rede elétrica e os inversores autônomos. Os inversores que possibilitam a conexão com a rede, são também chamados de inversores *grid-tie*. Conforme (Figueira, 2014), as principais funções do inversor conectado à rede, são:

- Conversão CC/CA;
- Desconexão automática e manual da rede;
- MPPT Seguidor do ponto de máxima potência (do inglês, *maximum power point tracker*);
- Registro de dados operacionais;
- Dispositivos de proteção CA e CC (anti-ilhamento, proteção de sobrecarga e sobretensão, etc).

O MPPT regula a tensão e a corrente de operação, buscando uma geração máxima transferência de potência. Os inversores não se comportam como os geradores convencionais, pois eles respondem imediatamente a mudanças no sistema de potência, por exemplo, variação de frequência. A maioria dos inversores, utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, opera com fator de potência unitário (Carvalho, 2012).

#### 2.2.3.2 Medidores bidirecionais

Os medidores bidirecionais não fazem parte e não são essenciais para o funcionamento de sistemas fotovoltaicos. Porém são exigidos por norma e possibilitam a visualização do fluxo da energia que está sendo consumida pela carga e produzida pelo SFCR. Estes medidores são instalados apenas em sistemas conectados à rede (Figueira, 2014).

#### 2.2.3.3 Quadro de ligações

Para arranjos com mais de uma fileira ou (do inglês, *string*), as conexões em paralelo entre os circuitos destas *strings*, devem ser feitas dentro de um quadro de conexões, juntamente com as proteções em (CC). Por exemplo, dispositivo de proteção de surtos, seccionadores, fusíveis de fileira. Esses quadros devem possuir índice de proteção adequado ao ambiente, e conexão com ao equipotencial ou condutor de terra ligado à carcaça do quadro (Figueira, 2014).

## 2.3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A Geração Distribuída (GD), é um conceito relativamente novo. Diferencia-se da geração centralizada por entregar a energia diretamente à rede de distribuição, ou onde o consumidor final está localizado. A GD não está associada a uma única fonte de energia primária ou a uma única tecnologia. O Brasil seguiu a tendência mundial, reestruturando o setor elétrico e as instituições envolvidas com geração, transmissão e distribuição de energia (ANEEL, 2012), (ANEEL, 2015), (Miranda, 2013).

A quantidade de fases e o nível de tensão de conexão da central geradora são definidos pela distribuidora em função das limitações técnicas da rede (ANEEL, 2015). O Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST<sup>9</sup>), da ANEEL, é o instrumento regulatório que normatiza e padroniza as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica, aplicando-se à GD, nos sistemas de baixa tensão. Seu conjunto de regras visa subsidiar os agentes consumidores na identificação e classificação de suas necessidades para acessar o sistema de distribuição.

### 2.3.1 Legislação e regulamentação sobre a geração distribuída

A conexão de um agente de geração ao sistema de distribuição, é a muito tempo permitida pela legislação brasileira, mas as normas que abrangem a microgeração e minigeração distribuída, são relativamente novas (Braun-Grabolle, 2010).

Até os anos 60, a GD não era regulamentada no Brasil. Até os anos 90 a GD era permitida apenas para consumo próprio, sem interconexão com a rede. A partir de 1996, o setor elétrico brasileiro passou por atualizações e reestruturação, com base

---

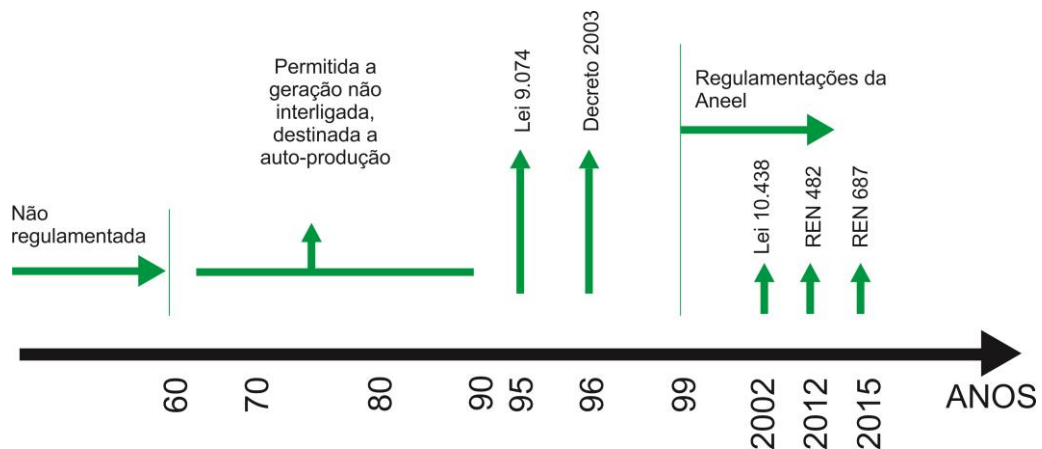
<sup>9</sup> PRODIST é composto por 8 módulos: Introdução (Módulo 1). Planejamento da expansão do sistema de distribuição (Módulo 2). Acesso ao sistema de distribuição (Módulo 3). Procedimentos operativos do sistema de distribuição (Módulo 4). Sistemas de medição (Módulo 5). Informações requeridas e obrigações (Módulo 6). Cálculo de perda na distribuição (Módulo 7). Qualidade da energia elétrica (Módulo 8).

na Lei 9.074/1995. A partir da criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), pela Lei 9.648/1998, várias resoluções e regulamentações foram estabelecidas para criar o atual sistema regulatório brasileiro (Braun-Grabolle, 2010).

A Resolução nº 371 de 29.12.1999, regulamenta a contratação de reserva por Auto-Produtor de Energia (APE) e Produtor Independente de Energia (PIE), para atendimento a unidade consumidora (Braun-Grabolle, 2010).

Em 2002, a Lei 10.438 estabeleceu incentivos para geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis de energia e de cogeração, por meio da criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) (Braun-Grabolle, 2010).

Em 2012, com objetivo de diminuir as barreiras de conexão de GD em redes de distribuição, a ANEEL, por meio de resolução normativa nº 482/2012, estabeleceu no país a modalidade de compensação de energia para unidades de microgeração e minigeração. Em 2015 a resolução normativa nº 687/2015 veio aperfeiçoar a resolução anterior (ANEEL, 2012) (ANEEL, 2015). A figura 15, ilustra o histórico legal e regulatório da GD no Brasil.



**Figura 15 - Histórico Legal e regulatório da GD, no Brasil.**  
Fonte: Adaptado de (Braun-Grabolle, 2010).

A GD tornou-se uma importante alternativa para complementar o setor elétrico brasileiro, pois possibilita condições reais de aumento na produção de energia elétrica. Dependendo da tecnologia empregada, em que ponto do sistema é conectado, a GD pode contribuir para melhorar a disponibilidade de energia. (Braun-Grabolle, 2010) (Benedito, 2009) (Ruther, 2004).



### 2.3.2 Sistema de compensação de energia

No Brasil o sistema de compensação do tipo medição líquida, (do inglês, *net metering*), o gerador fotovoltaico troca a energia que produz, recebendo o excedente produzido como créditos em kWh, para serem consumidos posteriormente, dentro de um prazo de 60 meses para expiração desse crédito (ANEEL, 2015) (EPE, 2014).

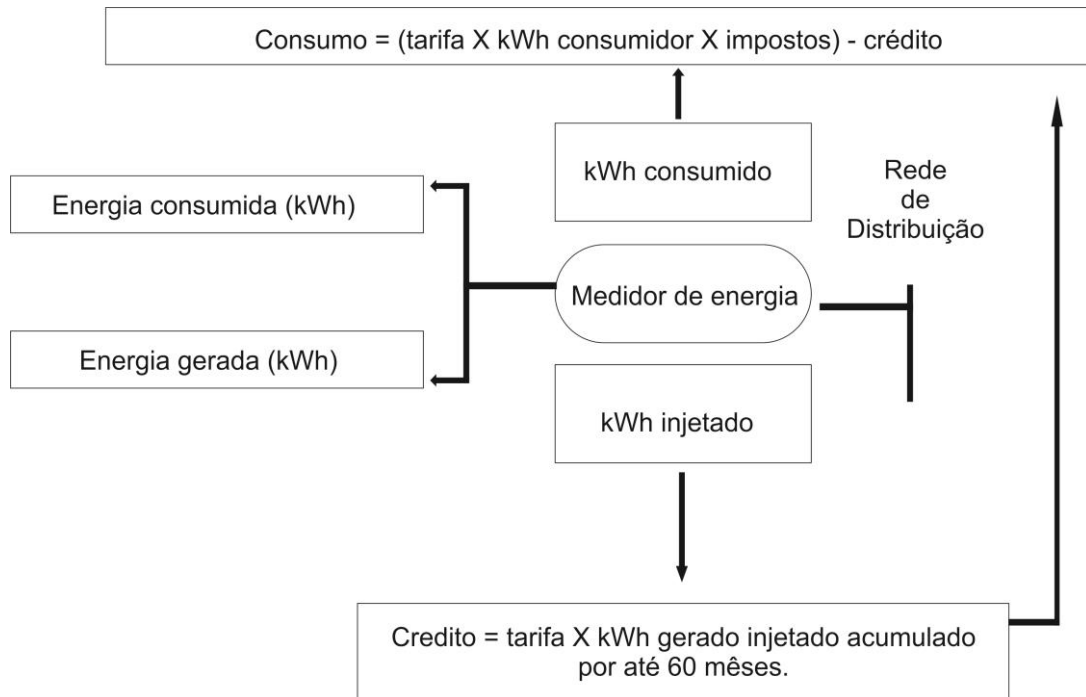
Conforme ANEEL (2012), a forma de compensação é definida conforme os trechos:

II - o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado é a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto tarifário, quando for o caso, devendo a distribuidora utilizar o excedente que não tenha sido compensado no ciclo de faturamento corrente para abater o consumo medido em meses subsequentes.

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda.

Além dos trechos citados acima, a normativa nº 687/2015, que é uma atualização da normativa nº 482/2012, estabelece outras considerações sobre o sistema de compensação de energia elétrica, medição e responsabilidades.

A figura 16 apresenta o fluxograma do modelo financeiro de compensação de energia.



**Figura 16 - Fluxograma do modelo financeiro do sistema de compensação de energia.**  
**Fonte: (Garcete, 2013).**

### 2.3.2.1 Custo de disponibilidade

A taxa mínima é destinada a subsistência do sistema elétrico e que dá direito a um consumo mínimo, conforme previsto pela Resolução Normativa ANEEL nº 114/2010 aprimorada pela Resolução Normativa nº 670/2015, de 30 kWh para unidades monofásicas, 50 kWh para unidade bifásicas e 100 kWh para trifásicas (ANEEL, 2016).

### 2.3.3 Possíveis problemas causados por inserção de GD em redes de distribuição

Com a participação cada vez maior da GD, o sistema de distribuição começa a ser cada vez mais ativo, contendo geração e consumo no mesmo local, o qual anteriormente era apenas um ponto de carga. Com isso, o fluxo de potência passa a ser bidirecional (Braun-Grabolle, 2010) (GTES, 2014).

A GD pode impactar significativamente no fluxo de potência, na estabilidade de tensão, no sistema de proteção e na qualidade da energia da rede na qual se conecta. Esses impactos podem influenciar de forma positiva ou negativa,

dependendo das características da rede de distribuição. Um fluxo de corrente inverso pode causar sobre-tensão nos ramais alimentadores. Já a qualidade de energia remete à forma de onda de tensão da rede, a qual é requisito para o funcionamento adequado de máquinas e equipamentos elétricos. Os impactos relacionados com a integração de GD, em pequena escala, ainda não são amplamente observáveis, devido à baixa penetração da energia gerada. No entanto, em regiões onde a rede de distribuição é fraca, com o aumento da penetração da GD, os efeitos podem ser observados (Braun-Grabolle, 2010) (GTES, 2014).

Os SFCR geram energia elétrica com baixo impacto ambiental, porém fornecem potência apenas durante sua exposição à radiação solar. A potência gerada pode aumentar ou diminuir conforme o deslocamento das nuvens sobre o local onde o sistema está instalado (Braun-Grabolle, 2010) (Benedito, 2009).

Os mercados de SFCR estão em expansão, e conseqüentemente a contribuição para a matriz energética também está. Quanto mais significativa for esta contribuição, mais notáveis serão os efeitos desta inserção nos sistemas de distribuição (EPE, 2014) (Nakabayash, 2015).

## 2.4 POLÍTICA DE ACESSO PARA SFCR NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL

Nesta seção será abordado o enquadramento da legislação brasileira, sobre a geração distribuída, enfatizando os sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

### 2.4.1 Distribuidoras

As distribuidoras apresentam papel de importância no desenvolvimento e aplicação do conceito de medição líquida de energia, conseqüentemente, no desenvolvimento da micro e mini GD, pois são responsáveis por operacionalizar o sistema de compensação. Este trabalho teve início a partir da regulamentação para a conexão da micro e mini GD em suas redes, pela Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, sendo atualizada posteriormente pela Resolução Normativa nº 687/2015.

Contemplando a avaliação e aprovação dos projetos a compra e a instalação dos sistemas de medição, até a operação do sistema instalado (EPE, 2014).

#### 2.4.2 Estado

O Estado é o agente que estabelece condições legais-regulatórias para o desenvolvimento da geração distribuída. É o responsável pela determinação da carga tributária incidente sobre os diversos setores da economia (EPE, 2014).

#### 2.4.3 Auto-Produtor de Energia e Produtor Independente de Energia

Conforme abordado nos trabalhos de (Benedito, 2009) e (Braun-Grabolle, 2010) , o decreto federal nº 2.003/96, amparado na lei federal nº 9.074/95, classifica dois diferentes agentes do setor elétrico nacional: O Auto-Produtor (APE) e o Produtor Independente de Energia (PIE). O decreto define APE como pessoa física, jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu próprio uso. Já para o PIE a energia produzida é destinada ao comércio, total ou parcial, ficando sob responsabilidade do produtor. A diferença básica entre os dois é o destino da energia gerada. O APE produz para o seu consumo, podendo comercializar com autorização da ANEEL, já o PIE produz visando à comercialização.

A legislação permite a geração fotovoltaica por pessoa física ou jurídica, para o consumo próprio e comercialização do excedente. Apenas pessoas jurídicas constituídas por PIEs podem comercializar toda a energia fotogerada (Benedito, 2009) (Braun-Grabolle, 2010).

#### 2.4.4 Registro dos SFCR junto à ANEEL

A resolução nº 112/1999, enquadra os SFCR como centrais fotovoltaicas. Com isso, os interessados em instalações com potência inferior a 5 MW devem requerer registro para implantação, ampliação ou repotenciação. A solicitação do

registro deve ser feita junto ao órgão, por meio de requerimento acompanhado por uma ficha técnica preenchida. Esta ficha encontra-se em anexo na própria resolução nº 112/1999. Esta ficha deve ter assinatura de um responsável técnico (Benedito, 2009) (Braun-Grabolle, 2010).

O procedimento para registro junto à ANEEL de sistemas de geração distribuída utilizando SFCR com potência instalada inferior à 5 MW é simples e pouco burocrático (Benedito, 2009).

#### 2.4.5 Acesso às redes de distribuição

No (PRODIST, Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, 2016), são descritos os procedimentos de acesso, compreendendo a conexão ao sistema de distribuição e apresentando os critérios técnicos e de operação, os requisitos de projeto as informações, os dados e a implementação da conexão dos acessantes. Os SFCR, conectados à rede elétrica pública produzem eletricidade no próprio local de consumo, utilizando apenas à rede de distribuição local. Nesse caso, é considerado apenas o SFCR e a distribuidora, não existindo vínculo com as redes de transmissão (Benedito, 2009) (Braun-Grabolle, 2010) (PRODIST, Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, 2016)

Conforme a revisão 6, da seção 3.7 do PRODIST, o acesso à rede de distribuição, por parte do acessante (SFCR), normalmente segue quatro principais etapas sendo as seguintes: consulta, informação, solicitação e permissão de acesso à rede (PRODIST, Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, 2016).

A consulta e informação são etapas opcionais. A solicitação e a permissão são obrigatórias.

Na solicitação de acesso o interessado deve elaborar o projeto das instalações, com planta detalhada, contendo as especificações dos equipamentos existentes e o ponto de conexão do sistema com à rede. A Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015, contém em anexo o formulário de solicitação de acesso para microgeração distribuída com potência de até 10 kW (ANEEL, 2015) (Benedito, 2009).

O parecer de acesso é o documento formalizado e obrigatório, apresentado pela empresa distribuidora de energia. Este documento não tem custos para o

solicitante e nele estão especificados as condições e os requisitos técnicos para a conexão do sistema gerador na rede de distribuição, (ANEEL, 2015), (Benedito, 2009).

Quando não houver a necessidade de obras de adequação no sistema de distribuição, a empresa distribuidora tem um prazo de 30 dias após o recebimento da solicitação, para emissão do parecer. Se houver a necessidade de adequações, o prazo de emissão do parecer se estende para 120 dias. O interessado e a distribuidora têm um prazo de 90 dias a partir da data de emissão do parecer de acesso para celebrar o contrato (ANEEL, 2015) (Benedito, 2009) (PRODIST, Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, 2016).

O interessado deve realizar, junto à concessionária, um pedido formal de vistoria das instalações de conexão. A concessionária deve então apresentar o resultado através de um relatório formal, em até 30 dias a partir da solicitação. A aprovação do ponto de conexão deve ser feita em até 7 dias, depois de satisfeitas as condições impostas no relatório de vistoria. A execução da conexão deve ser realizada em até 3 dias úteis depois da aprovação da instalação, para conexões feitas em redes urbanas de BT (ANEEL, 2015) (Benedito, 2009) (PRODIST, Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, 2016).

A tabela 1, extraída da revisão 6 da seção 3.7 do PRODIST, sintetiza as etapas, procedimentos e prazos de acesso à rede. A figura 17, extraída da revisão 6 da seção 3.1 do PRODIST, apresenta o fluxograma de etapas e prazos a serem cumpridos para implantação de uma unidade de geração solar fotovoltaica.

**Tabela 1 – Resumo das etapas do processo de solicitação e acesso.**

<b>Etapas</b>	<b>Ação</b>	<b>Responsável</b>	<b>Prazo</b>
1 - Solicitação de acesso	(a) Formalização da solicitação de acesso, com o encaminhamento de documentação, dados e informações pertinentes, bem como dos estudos realizados	Acessante	-
	(b) Recebimento da solicitação de acesso.	Distribuidora	-
	(c) Solução de pendências relativas às informações	Acessante	-
			i. Para central geradora classificada como microgeração distribuída quando não houver necessidade de melhoria ou reforço do sistema de

2 - Parecer de acesso	(a) Emissão de parecer com a definição das condições de acesso.	Distribuidora	distribuição, até 15 (quinze) dias após a ação 1(b) ou 1(c)
			iii. Para central geradora classificada como microgeração distribuída, quando houver necessidade de execução de obras de melhoria ou reforço no sistema de distribuição, até 30 (trinta) dias após a ação 1(b) ou 1(c).
3 - Implantação da conexão	(a) Solicitação de vistoria	Acessante	Até 120 (cento e vinte) dias após a ação 2(a)
	(b) Realização de vistoria.	Distribuidora	Até 7 (sete) dias após a ação 3(a)
	(c) Entrega para acessante do Relatório de Vistoria se houver pendências.	Distribuidora	Até 5 (cinco) dias após a ação 3(b)
4 - Aprovação do ponto de conexão	(a) Adequação das condicionantes do Relatório de Vistoria.	Acessante	Definido pelo acessante
	(b) Aprovação do ponto de conexão, adequação do sistema de medição e início do sistema de compensação de energia, liberando a microgeração ou minigeração distribuída para sua efetiva conexão.	Distribuidora	Até 7 (sete) dias após a ação 3(b), quando não forem encontradas pendências.
5 Contratos	(a) Acordo Operativo ou Relacionamento Operacional	Acessante e Distribuidora	Acordo operativo até a ação 4 (b), Relacionamento operacional até a ação 2(a)

Fonte: Adaptado da revisão 6 da seção 3.7 do (PRODIST, Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, 2016).

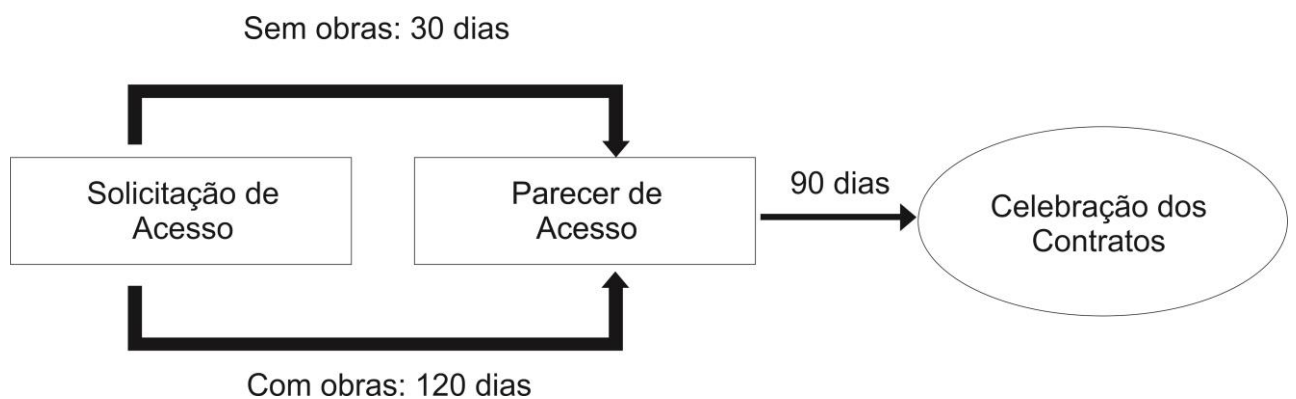


Figura 17 – Fluxograma de etapas obrigatórias para acesso.

Fonte: Revisão 6 da seção 3.1 do (PRODIST, Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, 2016).

Conforme é citado na revisão 6 da seção 3.7 do (PRODIST, Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, 2016), a solicitação de acesso para microgeração distribuída com potência igual ou inferior a 10 kW, deve conter a seguinte documentação anexada:

1. ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração
2. Diagrama unifilar contemplando Geração/Proteção (inversor, se for o caso) /Medição e memorial descritivo da instalação.
3. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede.
4. Dados necessários para registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: [www.aneel.gov.br/scg](http://www.aneel.gov.br/scg)
5. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012
6. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver)
7. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver)

A garantia legal do acesso as redes de distribuição é uma forma para manter a sustentabilidade da geração distribuída.

#### 2.4.5.1 Tensão de conexão da central geradora

A tabela 2, apresentada a seguir, contém informações referentes aos níveis de tensão de conexão da central geradora à rede de distribuição em função da potência instalada. O nível de tensão de conexão das centrais geradoras será definido pela distribuidora de acordo com as limitações técnicas da rede.

**Tabela 2- Níveis de tensão considerados para conexão de micro e minicentraís geradoras.**

Potência instalada	Nível de tensão de conexão
< 10 kW	Baixa tensão (monofásico, bifásico ou trifásico)
10 à 100 kW	Baixa tensão (trifásico)
101 à 500 kW	Baixa tensão (trifásico) / Média tensão
501 kW à 5 MW	Média tensão

Fonte: Adaptada de (ANEEL, 2015).



#### 2.4.5.2 Requisitos mínimos para o ponto de conexão da central geradora

A tabela 3 indica os requisitos mínimos do ponto de conexão da micro e minigeração distribuída (PRODIST, Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, 2016).

**Tabela 3 - Requisitos mínimos em função da potência instalada.**

EQUIPAMENTO	Potência Instalada		
	Menor ou igual a 75 kW	Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW
Elemento de desconexão	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefreqüência	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Sim	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim
Medição	Sistema de Medição Bidirecional	Medidor 4 Quadrantes	Medidor 4 Quadrantes

Fonte: Adaptado da revisão 6 da seção 3.7, (PRODIST, Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, 2016).

#### 2.4.5.3 Tensão de atendimento para tensão nominal igual ou inferior a 1 kV

De acordo com a Resolução Normativa nº 687, da (ANEEL, 2015), as unidades de micro e minigeração devem atender os índices de qualidade regulamentados no (PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, 2016).

Conforme regulamentado na revisão 7, seção 8.1 do PRODIST, as tensões de atendimento ao acessante com fornecimento em tensão de (220 V / 127 V) são classificadas como adequadas, precária ou crítica, de acordo com os valores apresentados na tabela 4.

**Tabela 4 - Pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127)**

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231) / (117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233) /$ $(110 \leq TL < 117 \text{ ou } 133 < TL \leq 135)$
Crítica	$(TL < 191 \text{ ou } TL > 233) / (TL < 110 \text{ ou } TL > 135)$

Fonte: Adaptado da revisão 7 da seção 8.1 do (PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, 2016).

#### 2.4.6 Normas técnicas brasileiras para trabalhos com sistemas fotovoltaicos

Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), dispõe das seguintes normas técnicas, para trabalhos em sistemas fotovoltaicos.

- NBR 5410 – Instalações elétrica de baixa tensão.
- NBR 5419: 2005 – Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas.
- NR 10 – Segurança em instalações e serviços em eletricidade.
- NR 18 – Condições e meio ambiente de trabalho na indústria da construção.
- NR 35 – Trabalho em altura.
- NBR 11704:2008 – Sistemas fotovoltaicos – Classificação. Aborda a classificação dos sistemas fotovoltaicos quanto as suas características elétricas. Sistemas isolados ou conectados à rede. Quanto a sua classificação, podem ser puros ou híbridos.
- NBR 10899:2013 – Energia solar fotovoltaica – Terminologia. Define os termos técnicos, relativos a conversão fotovoltaica, mas não inclui os termos gerais de eletricidade, que são abordados na NBR 5456.
- ABNT NBR IEC 62116:2012 - Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Fornece o procedimento de ensaio para avaliar o desempenho das medidas de prevenção de ilhamento, utilizadas em SFCR.
- ABNT NBR 16149:2013 - Sistemas fotovoltaicos - Características da interface de conexão com à rede elétrica de distribuição. Estabelece

as recomendações específicas para a interface de conexão entre os sistemas fotovoltaicos e à rede de distribuição.

- ABNT NBR 16150:2013 - Sistemas fotovoltaicos – Características da interface de conexão com à rede elétrica de distribuição – Procedimento de ensaio de conformidade. Especifica os procedimentos de ensaios para verificar se os equipamentos utilizados na interface de conexão entre o sistema fotovoltaico e a rede de distribuição estão em conformidade com a NBR 16149.
- ABNT NBR 16274:2014 - Sistemas fotovoltaicos conectados à rede — Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho. Estabelece as informações e a documentação que devem ser compiladas após a instalação de um SFCR. Também descreve a documentação, os ensaios de comissionamento e os critérios de inspeção necessários para avaliar a segurança da instalação e a correta operação do sistema.

#### 2.4.7 Certificação

Conforme abordado em EPE (2014), o Instituto Brasileiro de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO) publicou em 2011 a portaria nº 004, que define os Requisitos de Avaliação da Conformidade (RAC) para sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica, aplicável para módulos, controladores de carga, inversores e baterias estacionárias.

Desde julho de 2012 os sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica podem ser comercializados no mercado nacional, mas somente em conformidade com os requisitos aprovados pela portaria do nº 004 do INMETRO (EPE, 2014), (GTES, 2014).

Os módulos comercializados no Brasil devem ser ensaiados de acordo com o INMETRO. O Grupo de Trabalho de Sistemas Fotovoltaicos (GT-FOT) estabelece normas para etiquetagem de equipamentos de sistemas fotovoltaicos, visando padronização e qualidade dos produtos. A figura 18 ilustra o modelo da etiqueta

nacional de conservação de energia, aplicada no equipamento de forma que fique visível ao consumidor (Braun-Grabolle, 2010) (EPE, 2014) (GTES, 2014).

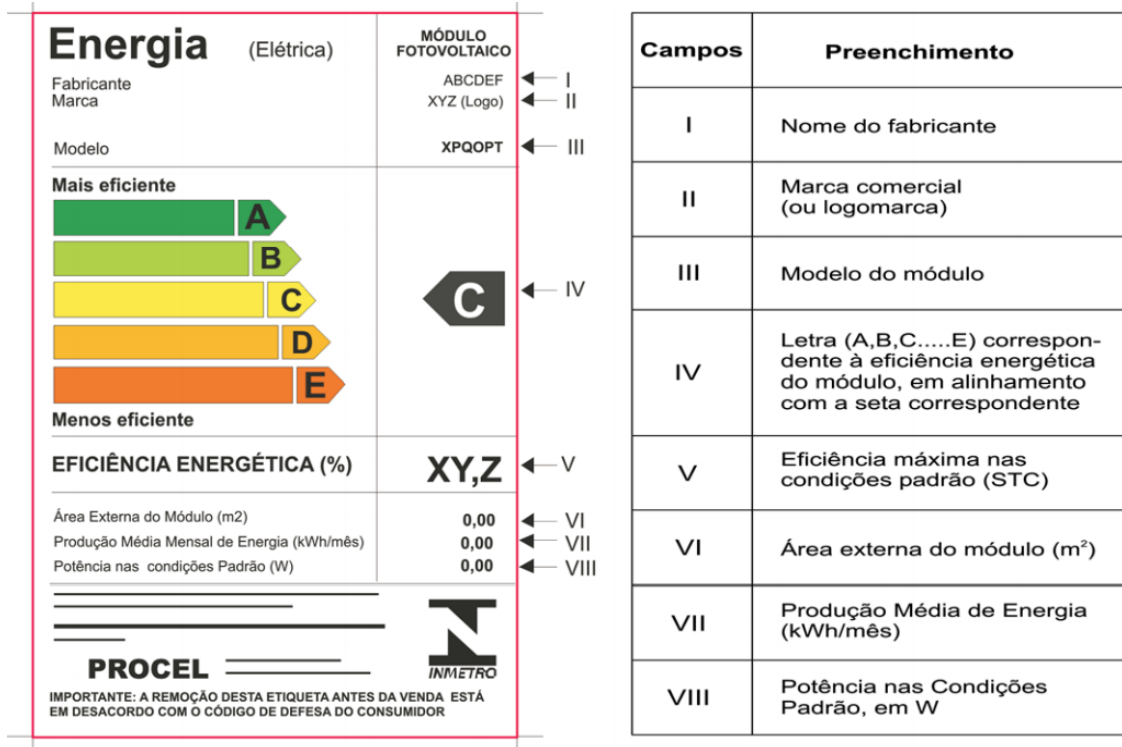


Figura 18 – Etiqueta do INMETRO para módulos fotovoltaicos. Fonte: Adaptado de (CRESESB, 2008).

O processo de qualificação dos módulos fotovoltaicos é composto por inspeção visual, desempenho, isolamento elétrico, umidade, congelamento, robustez, torção, estanqueidade, entre outros. Estes testes são realizados pelo INMETRO ou por laboratórios credenciados. A tabela 5, a seguir, apresenta a classificação referente a eficiência dos módulos fotovoltaicos de silício monocristalino, multicristalino e filmes finos (INMETRO, 2016).

Tabela 5 - Classificação dos módulos fotovoltaicos de silício cristalino e filmes finos de acordo com a eficiência.

Silício cristalino	Filmes finos
A > 13,5%	A > 9,5%
13% < B ≤ 13,5%	7,5 < B ≤ 9,5%
12% < C ≤ 13%	6,5 < C ≤ 7,5%
11% D ≤ 12%	5,5% < D ≤ 6,5%
E < 11%	E < 5,5%

Fonte: Adaptado de (INMETRO, 2016).

O INMETRO, junto com o PBE, disponibiliza no endereço ([http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/tabela\\_fotovoltaiico\\_modulo.pdf](http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/tabela_fotovoltaiico_modulo.pdf)) uma tabela atualizada contendo informações e classificação dos 593 diferentes modelos de módulos fotovoltaicos disponíveis atualmente no mercado (INMETRO, 2016).

No Brasil existe também uma certificação chamada selo solar, que foi lançado em 2012 pelo Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas para a América Latina (IDEAL), conforme ilustra a figura 19 (IDEAL, 2016).



**Figura 19 - Selo solar.**  
**Fonte: (IDEAL, 2016).**

O selo solar é concedido às instituições, proprietários de edificações ou pequenos empresários que tenham ao menos 50% do consumo de eletricidade proveniente de fonte solar (IDEAL, 2016).

### 3. METODOLOGIA E ESTUDOS

Neste capítulo será abordada a metodologia de estudos utilizada para a implementação de um sistema fotovoltaico. A primeira etapa descreve a região na qual o sistema fotovoltaico se encontra operando. Esta etapa apresenta o relevo da cidade e do microclima. Posteriormente apresenta-se a distribuição do recurso solar e efeitos de sombreamento, os quais são relevantes para várias considerações que serão feitas no decorrer do trabalho.

#### 3.1 DADOS CLIMÁTICOS SOBRE A REGIÃO ESTUDADA

O município de Francisco Beltrão encontra-se na região sudoeste do Paraná, localizado na região sul do Brasil. A figura 20 apresenta o relevo do município, que é bastante variável. A área urbana encontra-se a uma altitude média de 560 metros acima do nível do mar, variando entre 530 metros nas partes mais baixas e 670 metros nas partes mais altas (Plano Diretor, 2016).

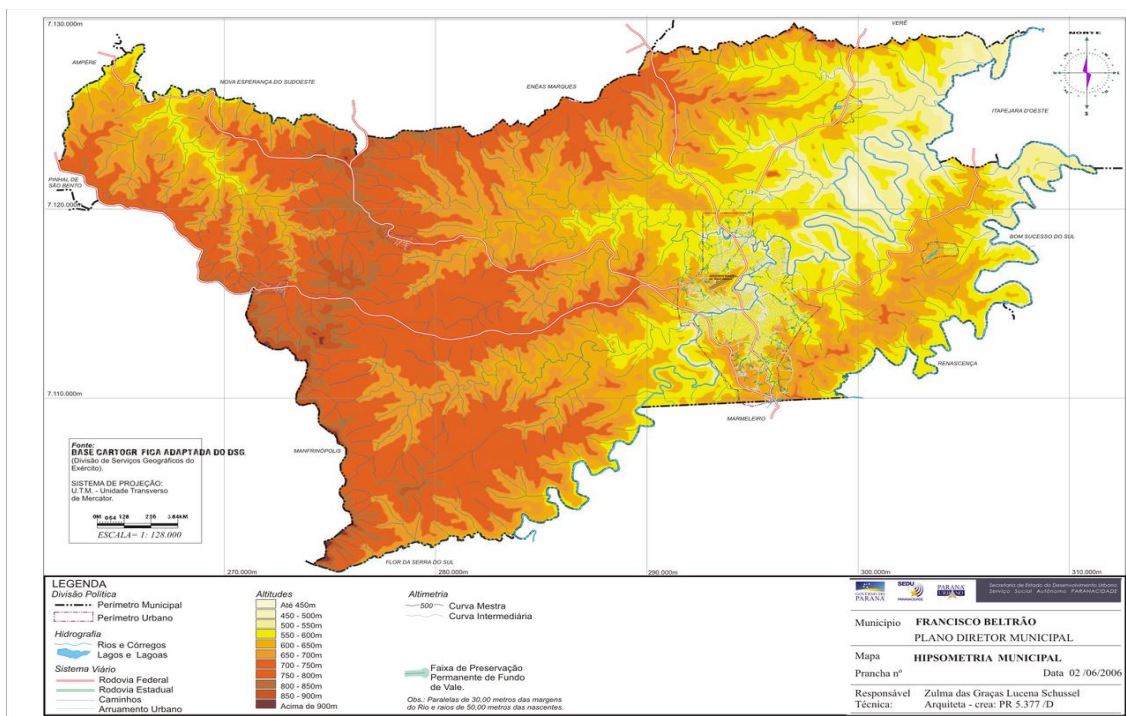


Figura 20 - Relevo do município de Francisco Beltrão.  
Fonte: Plano diretor municipal, 2006.

O clima local é predominante temperado, com invernos amenos, registrando temperatura superior de -3°C e inferior a 18°C e verões quentes com temperatura superior a 22°C (IAPAR, 2016).

A tabela 6, a seguir, apresenta os dados climatológicos registrados entre 1974 e 2015.

**Tabela 6 - Dados climatológicos para Francisco Beltrão entre 1974 e 2015.**

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Temperatura máxima absoluta (°C)	36,4	37,6	37,4	33,8	31,9	31,0	30,0	34,0	35,7	36,4	38,3	38,2
Temperatura máxima média (°C)	30,2	29,9	29,2	26,1	22,3	20,8	21,1	23,4	24,4	26,8	28,4	29,7
Temperatura média (°C)	23,6	23,2	22,2	19,2	15,6	14,2	14,2	16,0	17,5	20,1	21,7	23,1
Temperatura mínima média (°C)	18,4	18,3	17,0	14,1	10,7	9,4	9,0	10,3	11,9	14,6	15,9	17,7
Temperatura mínima absoluta (°C)	8,0	8,7	3,4	1,0	-0,2	-4,2	-5,0	-2,4	-0,4	3,3	4,8	8,6
Precipitação (mm)	189	170	130	169	186	170	140	110	167	253	180	175
Dias com precipitação	14	13	11	10	9	10	10	8	11	12	11	12
Umidade relativa (%)	74	76	76	78	80	81	77	71	70	71	69	72
Horas de sol	220	193	215	189	172	146	172	197	181	201	224	226

Fonte: Adaptado de (IAPAR, 2016).

Os dados apresentados entre 1974 e 2015, representam o comportamento da chuva e da temperatura ao longo do ano. As médias climatológicas são valores calculados a partir de um série de dados de 30 anos observados. É possível identificar as épocas mais chuvosas e secas, quentes e frias da região sudoeste do Paraná.

Utilizando o serviço de pesquisa e visualização de mapas gratuito *Google Maps*<sup>10</sup> obtém-se a latitude e a longitude aproximada do SFCR analisado, conforme a tabela 7.

**Tabela 7 – Coordenadas geográficas do sistema estudado.**

Coordenadas geográficas Google Maps	
Latitude	-26.0804322°
Longitude	-53.0504968°

Fonte: Autoria própria.

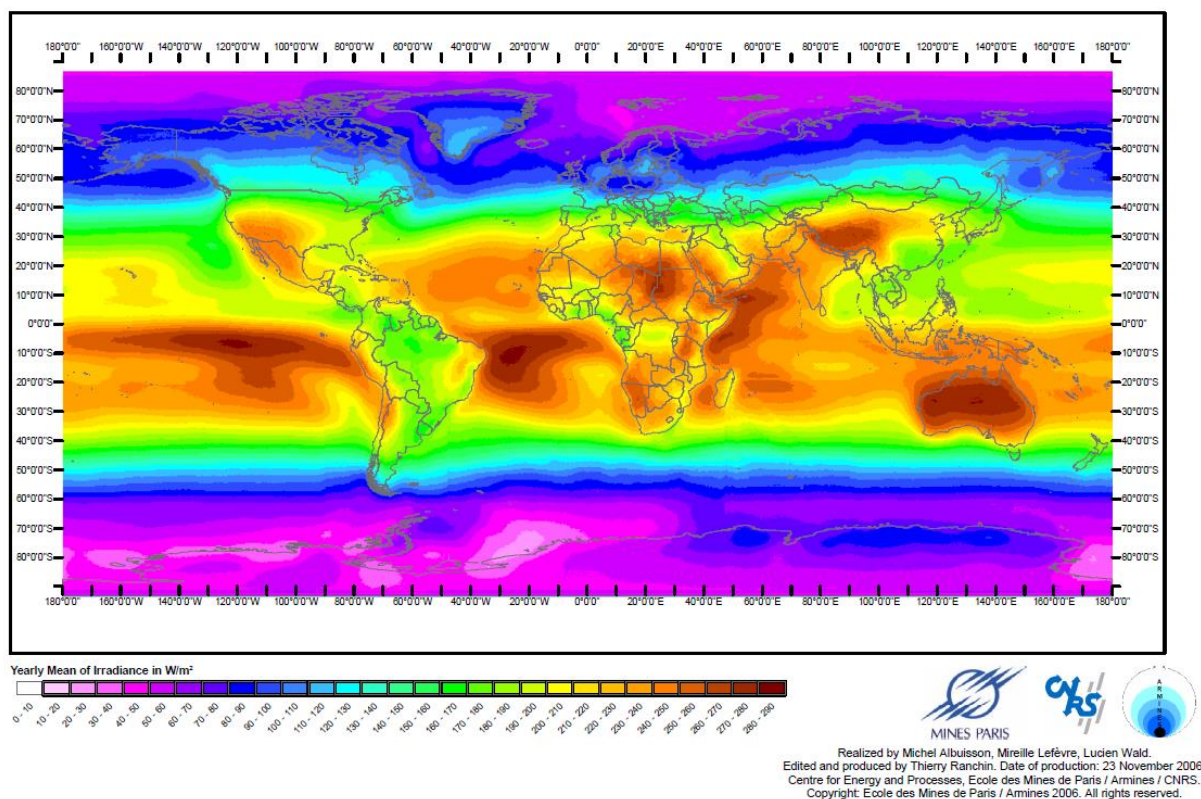
<sup>10</sup> Serviço de pesquisa e visualização de mapas e imagens de satélite da Terra gratuito na web fornecido e desenvolvido pela empresa estadunidense Google ([www.google.com.br/maps](http://www.google.com.br/maps)).



### 3.2 AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR LOCAL

A radiação solar encontra-se razoavelmente bem distribuída pela superfície da terrestre, diminuindo do equador para os polos. Apresenta valores mais elevados próximo das áreas desérticas da Ásia, África, Austrália e Américas e mínimos nas regiões polares, como ilustra a figura 21 (GTES, 2014).

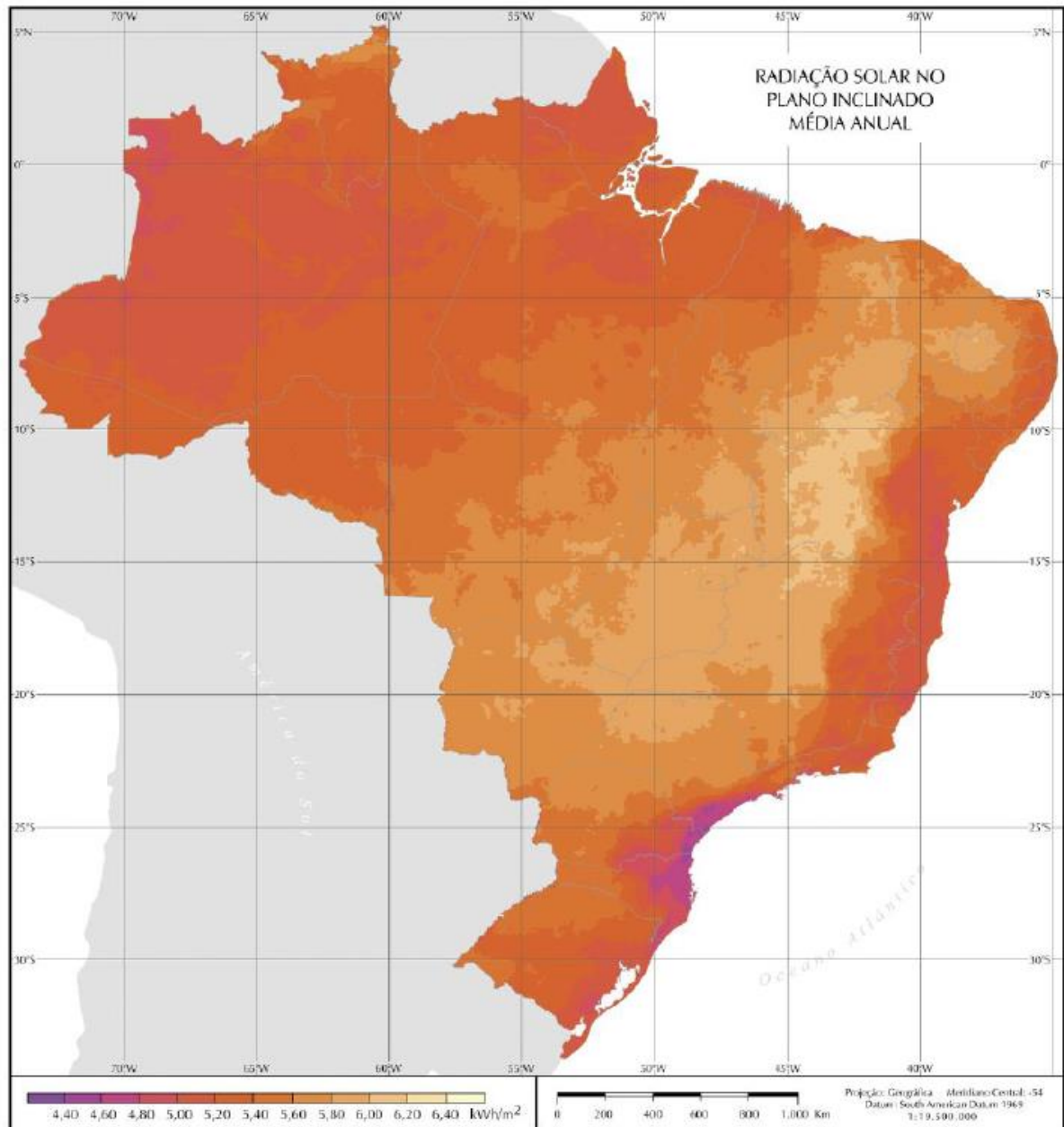
Averaged Solar Radiation 1990-2004



**Figura 21 - Mapa mundial da irradiação solar em  $W/m^2$  média anual.**  
**Fonte: Adaptado de ([http://soda-is.com/eng/map/maps\\_for\\_free.html](http://soda-is.com/eng/map/maps_for_free.html)).**

A média anual de radiação solar global diária no Brasil varia entre 4,4  $kWh/m^2$ .dia e 6,4  $kWh/m^2$ .dia (Carvalho, 2012) (GTES, 2014). A incidência de radiação solar pode ser observada no mapa brasileiro de irradiação solar da figura 22.



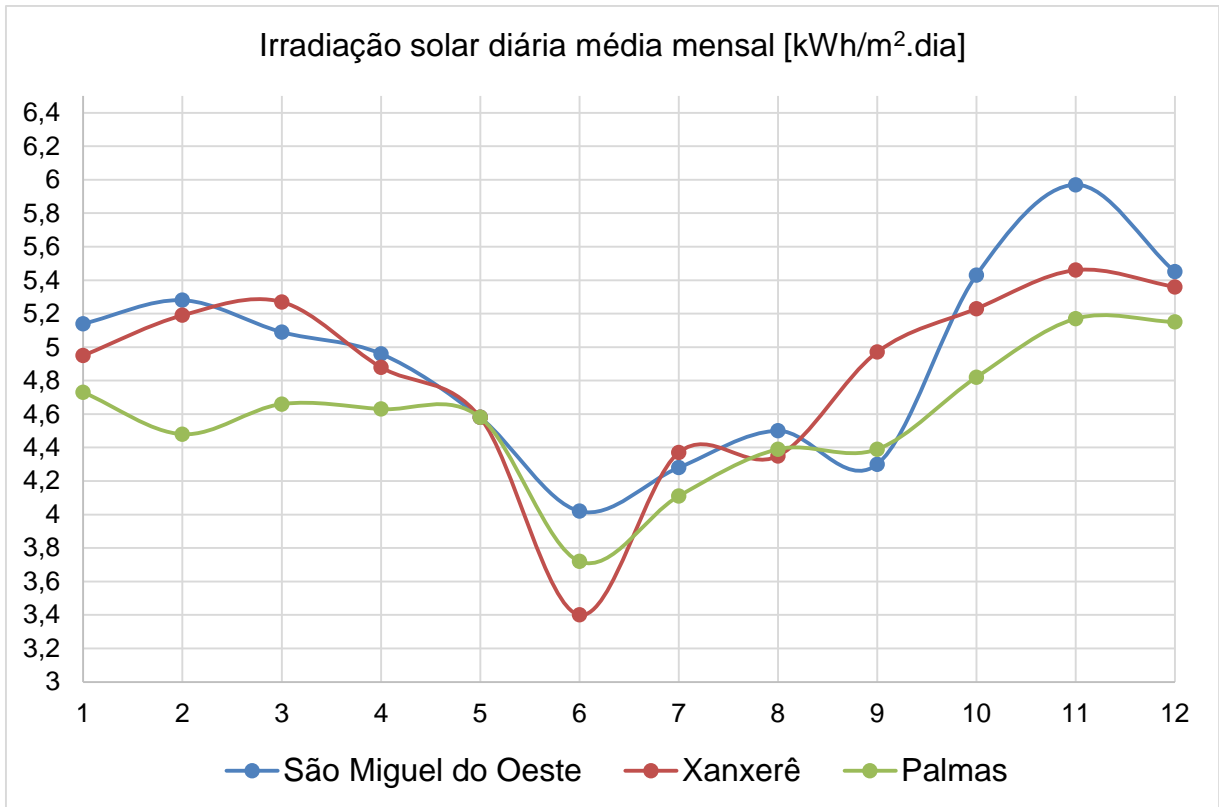


**Figura 22 - Mapa brasileiro de irradiação solar em kWh/m<sup>2</sup> média anual.**  
**Fonte: (GTES, 2014).**

A escala de cores representa os valores de irradiação global anual com os módulos orientados para o norte geográfico.

Conforme Figueira (2014), utilizando os valores de coordenadas da tabela 7 como parâmetros de entrada no sistema de dados Sundata<sup>11</sup>, obtém-se 3 localidades próximas e seus gráficos das radiações solar diária médias, para estas localidades, são apresentado na figura 23.

<sup>11</sup> O programa Sundata destina-se ao cálculo de irradiação solar diária média mensal em qualquer ponto do território nacional, (<http://www.cresesb.cepel.br>).



**Figura 23 - Radiação diária média mensal para localidades próximas do local de estudo.**  
**Fonte: Adaptado de (CRESESB, Potencial solar - Sundata, 2016).**

A tabela 8 apresenta as localidades, suas distâncias em relação as coordenadas escolhidas e à irradiação solar diária média.

**Tabela 8- Informações das proximidades do local de estudo.**

Irradiação Solar Diária Média [kWh/m <sup>2</sup> .dia] para o ângulo igual a latitude			
Estação	São Miguel do Oeste	Xanxerê	Palmas
Município	São Miguel do Oeste	Xanxerê	Palmas
UF	SC	SC	PR
Pais	Brasil	Brasil	Brasil
Latitude [°]	26,7° S	26,8° S	26,4° S
Longitude [°]	53,521671° O	52,404166° O	51,990555° O
Distância [km]	83,5	102,8	111,7
Agosto	4,50	4,35	4,39
Ano	4,91	4,83	4,57
Média regional agosto	4,41		
Média regional anual	4,77		

**Fonte: Adaptado de (CRESESB, Potencial solar - Sundata, 2016).**

Será feita a média da irradiação solar para o mês de agosto das três localidades mais próximas, consultadas a partir do programa Sundata.

$$G_{\text{agosto}} = \frac{4,50 + 4,35 + 4,39}{3} = 4,41 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2.\text{dia}} \quad (9)$$

Sendo:

$G$  = Irradiação solar média regional, [kWh/m<sup>2</sup>.dia].

Estando próximo da média anual, de irradiação solar global diária do Brasil, que fica entre 4,4 kWh/m<sup>2</sup>.dia e 6,4 kWh/m<sup>2</sup>.dia por região conforme o mapa 3.

### 3.3 SOMBREAMENTO

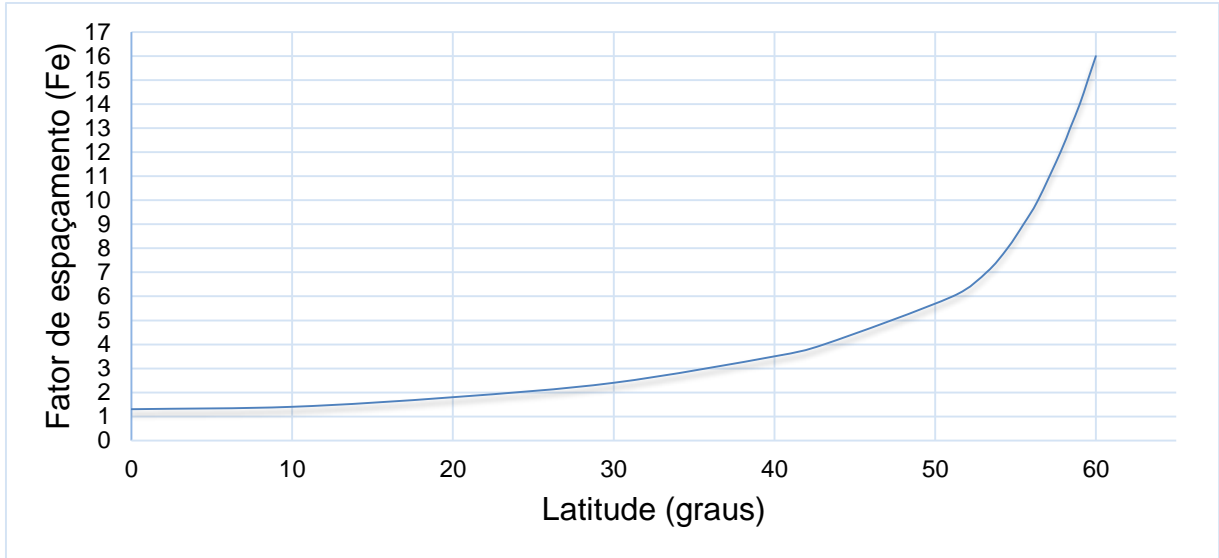
Um dos pontos positivos da geração fotovoltaica é a possibilidade de incorporação com a arquitetura construtiva das edificações. Por outro lado, as construções não foram projetadas para receber os componentes do sistema, por isso não apresentam um ângulo de inclinação ideal e também ficam sujeitos ao sombreamento por construções vizinhas ou árvores (Benedito, 2009).

A escolha do local de instalação impacta diretamente no aproveitamento da energia solar, na produtividade do sistema e no tempo de retorno financeiro (GTES, 2014).

Outro fator que reduz o aproveitamento da energia irradiada pelo sol, além da massa de ar presente na atmosfera, é a quantidade de nuvens no céu, as quais impedem que os raios solares diretos atinjam a superfície dos painéis (Benedito, 2009) (GTES, 2014).

#### 3.3.1 Afastamento de obstáculos

Os módulos deverão estar suficientemente afastados de qualquer objeto que projete sombra sobre eles nas horas de maior radiação. Utilizando a equação 10 pode-se calcular a distância mínima, em metros, que um objeto poderá estar dos módulos, para que não seja projetada sombra durante o inverno (dias mais curtos) (Lopes, 2013). O fator de espaçamento é apresentado pela figura 24.



**Figura 24 - Fator de espaçamento.**  
**Fonte: Adaptado de (Lopes, 2013).**

Conforme Lopes (2013), em locais como coberturas de edifícios (caso estudado), os painéis devem ficar afastados de obstáculos. Com base na latitude do local da instalação, obtém-se o fator de espaçamento. Assim, conforme ilustrado na figura 23, a distância mínima que poderá estar localizado um obstáculo é dado por:

$$Distância = F_e \cdot (H_o - H_m) \quad (10)$$

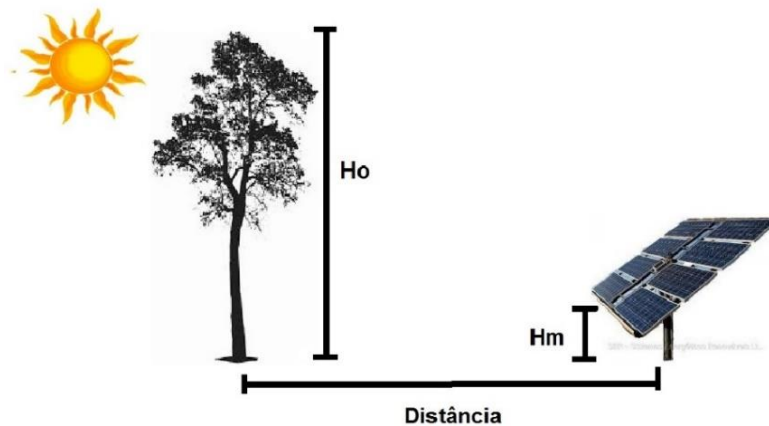
Onde:

$F_e$  = Fator de espaçamento, (obtido da figura 23);

$H_o$  = Altura do objeto;

$H_m$  = Altura em relação ao nível do solo em que se encontram instalados os módulos.

Os painéis podem ser alocados em fileiras, as quais devem ficar afastadas entre si o suficiente para não se sombrearem (Lopes, 2013).



**Figura 25 – Distância de afastamento entre painéis e obstáculos.**  
**Fonte: Adaptado de (Lopes, 2013).**

### 3.3.2 Orientação dos painéis fixos

A radiação solar recebida em um plano depende da estação do ano e dos ângulos de inclinação e orientação do plano em questão. Com o objetivo de operar adequadamente e otimizar a captação de energia ao longo do ano, os módulos das instalações localizadas no território brasileiro (Hemisfério Sul), devem estar orientados em direção ao norte verdadeiro (Apolônio, 2014) (Lopes, 2013).

Além da orientação longitudinal, a inclinação do plano em relação à horizontal altera a radiação incidente. Um ângulo intermediário em relação a essa horizontal possibilita uma melhor eficiência, o qual é chamado de ângulo ótimo. De maneira geral essa inclinação deve ser igual à latitude do local da instalação do sistema, e não deverá ter inclinação inferior a  $10^\circ$ , possibilitando a autolimpeza dos módulos no caso de acúmulo de sujeiras (Apolônio, 2014) (CRESESB, 2008).

### 3.3.3 Localização

O SFCR encontra-se instalado em uma edificação localizada na área central da cidade de Francisco Beltrão PR.

Os 20 painéis fotovoltaicos que compõem o sistema estão em operação há mais de um ano e foram instaladas de acordo com a cobertura existente, voltadas para a direção Oeste. Não estando em conformidade com a orientação adequada, que é o norte verdadeiro, conforme abordado no item 3.3.2. Os painéis estão alocados

sobre uma estrutura metálica fixada em telhas onduladas de fibrocimento. Sua posição dada em coordenadas geográficas é 26.0804322° de Latitude Sul e 53.0504968° de Longitude Oeste. Sua inclinação em relação ao plano, por outro lado, é aproximadamente de 18°, não estando em conformidade com as recomendações de inclinação para melhor incidência de irradiação solar conforme apresentado no item 3.3.2.

### 3.3.4 Características técnicas dos painéis fotovoltaicos

Os painéis solares empregados são do tipo poli cristalino, fabricados pela empresa Canadian, com manual (*datasheet*) em anexo. As características que serão utilizadas posteriormente para cálculo dos parâmetros em condições de operação reais, são apresentadas na tabela (9). Os módulos possuem células encapsuladas entre camadas de vidro temperado. Os painéis são à prova d'água e resistentes as condições ambientais.

**Tabela 9 – Características técnicas dos painéis fotovoltaicos.**

Especificações	Dados
Dimensões	1638 x 982 x 40 mm
Potência máxima nominal (Pmax)	260 W
Tensão de operação (Vmp)	30,4 V
Corrente de operação (Imp)	8,56 A
Tensão de circuito aberto (Voc)	37,5 V
Corrente de curto-circuito (Isc)	9,12 A
Eficiência do módulo (%)	16,16 %
Coeficiente de temperatura (Pmax)	- 0,41 % / °C
Coeficiente de temperatura (Voc)	- 0,31 % / °C
Coeficiente de temperatura (Isc)	0,053 % / °C
Temperatura nominal de operação da célula (TNOC)	45 +/- 2 °C

**Fonte: Manual técnico do painel fotovoltaico Canadiansolar, em anexo.**

### 3.3.5 Cálculos de parâmetros para as condições reais de operação

Conforme Apolônio (2014), para o cálculo de parâmetros dos painéis utiliza-se a média das máximas das temperaturas ambientes, para o mês de agosto. Conforme apresentado na tabela 6 essa temperatura é de aproximada 23,4 °C. A irradiância máxima pode ser calculada a partir de médias horárias, segundo o

programa Radiasol2<sup>12</sup>, aproximadamente 690 W/m<sup>2</sup> para o plano inclinado de 26.0804322°. Pode-se então calcular a temperatura máxima de operação do sistema através da equação (11).

$$T_c = T_a + H_{t,\beta} \left( \frac{TNOC - 20}{800} \right) \cdot 0,9 \quad (11)$$

Onde:

$T_c$  = temperatura equivalente de operação da célula fotovoltaica (°C);

$T_a$  = temperatura ambiente (°C);

$H_{t,\beta}$  = irradiância incidente no plano do gerador (W/m<sup>2</sup>);

$TNOC$  = temperatura nominal de operação da célula (°C).

$$T_c = 23,4 + 690 \left( \frac{47 - 20}{800} \right) \cdot 0,9 = 44,36 \quad (12)$$

A equação 12 mostra o cálculo da temperatura equivalente de operação da célula fotovoltaica ao longo do mês de agosto, a qual foi estimada com irradiância solar no plano horizontal. O valor encontrado foi de 44,36°C. Que é um valor próximo à temperatura nominal de operação da célula de 47°C, estipulada pelo fabricante.

Conforme Apolônio (2014), utilizando a informação da temperatura ambiente corrigida de operação da célula fotovoltaica, pode-se calcular os parâmetros dos painéis para as condições reais de acordo com as características térmicas dos módulos, conforme as equações seguintes:

$$V_{oc44,36} = V \cdot \left[ 1 + \frac{dT_{Voc}}{100} (T_c - T_{stc}) \right] = 37,5 \cdot [1 - 0,0031 \cdot (44,36 - 25)] = 35,25V \quad (13)$$

$$V_{mp44,36} = V \cdot \left[ 1 + \frac{dT_{Vmp}}{100} (T_c - T_{stc}) \right] = 30,4 \cdot [1 - 0,0031 \cdot (44,36 - 25)] = 28,58V \quad (14)$$

---

<sup>12</sup> RADIASOL 2 é um programa gratuito que auxilia aos seus usuários em utilizar a energia solar no Brasil e realizar cálculos de determinação da disponibilidade de radiação solar em planos de diferentes orientações. Para facilitar tal uso, o programa dispõe de duas opções de entrada de dados (<http://www.solar.ufrgs.br/#softwares>).

$$I_{sc44,36} = I \cdot \left[ 1 + \frac{dT_{Isc}}{100} (T_c - T_{stc}) \right] = 9,12 \cdot [1 + 0,00053 \cdot (44,36 - 25)] = 9,21A \quad (15)$$

$$I_{mp44,36} = I \cdot \left[ 1 + \frac{dT_{Imp}}{100} (T_c - T_{stc}) \right] = 8,56 \cdot [1 + 0,00053 \cdot (44,36 - 25)] = 8,65A \quad (16)$$

$$P_{mp44,36} = P \cdot \left[ 1 + \frac{dT_{pmp}}{100} (T_c - T_{stc}) \right] = 260 \cdot [1 - 0,0041 \cdot (44,36 - 25)] = 239,36W \quad (17)$$

Onde:

$V_{oc}$  = Tensão de circuito aberto corrigida;

$V_{mp}$  = Tensão de máxima potência corrigida;

$P_{mp}$  = Potência de pico corrigida;

$I_{sc}$  = Corrente de curto circuito corrigida;

$I_{mp}$  = Corrente de máxima potência corrigida.

### 3.3.6 Geração fotovoltaica esperada

Conforme Apolônio (2014), a equação para estimativa de geração de energia elétrica por meio de um sistema fotovoltaico é dada a seguir:

$$E = A \cdot r \cdot G \cdot PR \quad (18)$$

Onde:

$E$  = Energia (kWh);

$A$  = Área total dos painéis (m<sup>2</sup>);

$r$  = Eficiência do painel (%);

$G$  = Irradiação solar média anual incidente na inclinação dos painéis;

$PR$  = *Performance ratio*, coeficiente de desempenho, coeficiente de perdas valor padrão 0,731), conforme apresentado na tabela 10 (Apolônio, 2014) (NREL; 2005).



**Tabela 10 - Perdas que compõem o performance ratio.**

Item	Valor típico	Variação
Taxa CC de placa do módulo FV	1,00	0,85 – 1,05
Degradação da irradiação inicial	0,98	0,90 – 0,99
Perdas nos cabos CC	0,98	0,97 – 0,99
Diodos e conexões	0,995	0,99 – 0,997
Mismatch	0,98	0,97 – 0,985
Perda do inversor	0,96	0,93 – 0,96
Transformadores	0,97	0,96 – 0,98
Perdas nos cabos CA	0,99	0,98 – 0,993
Perdas por sujidades, neve...	0,95	0,75 – 0,98
Sombreamentos	1,00	0,00 – 1,00
Rastreamento solar	1,00	0,98 – 1,00
Disponibilidade do sistema	0,98	0,00 – 0,995
Perdas gerais em STC	0,804	0,62* - 0,92
Perdas por temperatura (NOCT = 45°)		0,91
Perdas gerais em NOCT		0,731

Fonte: Adaptada de NREL, Performance Parameters for Grid-connected PV Systems, 2005.

Pode-se então calcular a energia esperada para o mês de agosto utilizando as informações de área dos módulos e eficiência dos módulos conforme a tabela 9, dados de irradiação conforme a média do mês de agosto para a região de operação do sistema, e por fim utilizando o coeficiente de perdas padrão conforme a tabela 10. Substituindo na equação 18, obtém-se:

$$E = (1,6.20).16,16\%.(4,41.31).0,731 = 516,78 \frac{kWh}{mês} \quad (19)$$

A tabela 11 contém informações referentes a energia calculada, esperada para o mês de agosto.

**Tabela 11 - Energia esperada para o mês de agosto.**

Mês	Número de dias	Média regional de irradiação solar [kWh/m <sup>2</sup> .dia]	Energia esperada [kWh/mês]
Agosto	31	4,41	516,78

Fonte: Autoria própria.

**Tabela 12 - Energia esperada para o ano.**

Ano	Número de dias	Média regional de irradiação solar [kWh/m <sup>2</sup> .dia]	Energia esperada [kWh/ano]
2016	365	4,77	6.760,62

Fonte: Autoria própria.

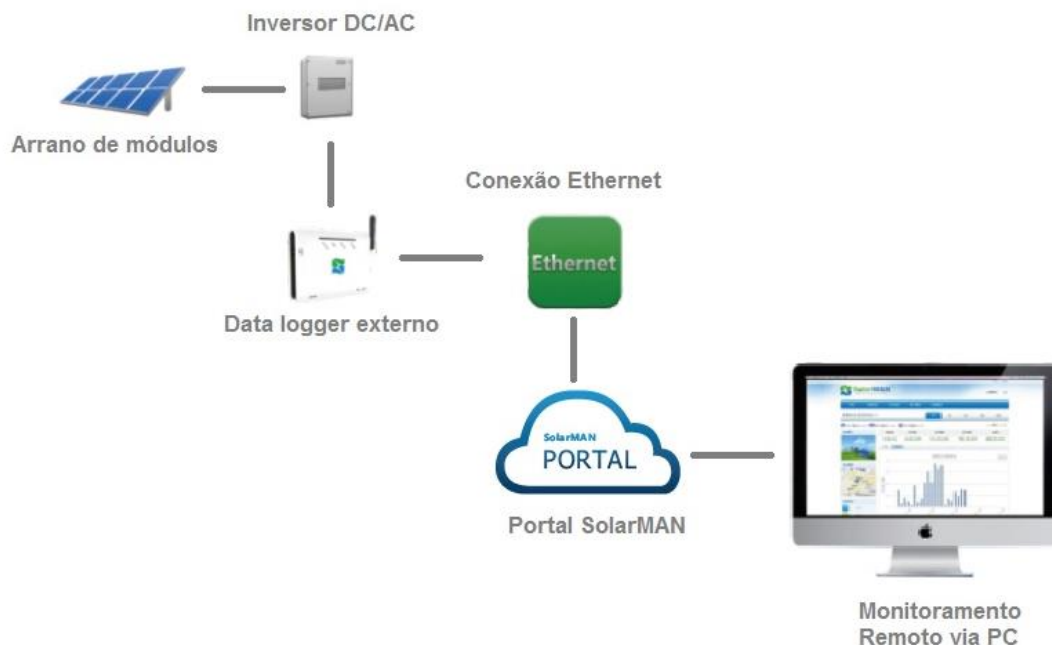
### 3.3.7 Monitoramento remoto via SolarMAN Portal

A figura 25 apresenta o equipamento coletor de dados, *datalogger* SolarMan<sup>13</sup>, conectado ao inversor CC/CA. Este acessório tem o objetivo de registrar dados do inversor ao longo do tempo e criar comunicação via rede wifi e ethernet com o usuário, possibilitando monitoramento remoto de grandezas elétricas de entrada e saída do inversor, relacionadas ao SFCR.



**Figura 26 - Data logger SolarMan.**  
Fonte: (SolarMan, 2016).

A figura 26 apresenta o diagrama de conexões necessárias para o monitoramento remoto através do datalogger SolarMan.



**Figura 27 – Diagrama de conexões para o monitoramento.**  
Fonte: Adaptado de (SolarMan, 2016).

<sup>13</sup> SolarMan - <http://www.solarmanpv.com/en-us/invdatalogger.html>.

## 4. ESTUDO DE CASO – RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo, serão apresentados os resultados experimentais obtidos através de monitoramento do SFCR, utilizando estes resultados para análise do desempenho do SFCR. Esta análise de desempenho divide-se em duas etapas. A primeira etapa apresenta uma análise econômico-financeira do referido sistema. Posteriormente, a segunda etapa apresenta uma análise qualitativa sobre a energia gerada e os seus efeitos na rede de distribuição, na qual está conectado.

### 4.1 ANÁLISE ECONÔMICA FINANCEIRA

Os projetos relacionados a investimentos em sistemas fotovoltaicos devem passar por uma análise de viabilidade econômica. Essas análises utilizam índices econômicos, permitindo demonstrar a atratividade de um investimento. Os dois índices mais utilizados são o Valor Presente Líquido (VPL) e o tempo de retorno de capital (do inglês, *payback*). Nesta avaliação será utilizado apenas o VPL.

#### 4.1.1 Custo de implantação

Os valores relacionados à mão de obra foram calculados a partir de consulta a empresas instaladoras de sistemas fotovoltaicos. O valor de mão de obra foi estimado em 12% do valor total dos equipamentos está apresentado na tabela 12.

**Tabela 12 - Estimativa de custo de implantação do sistema.**

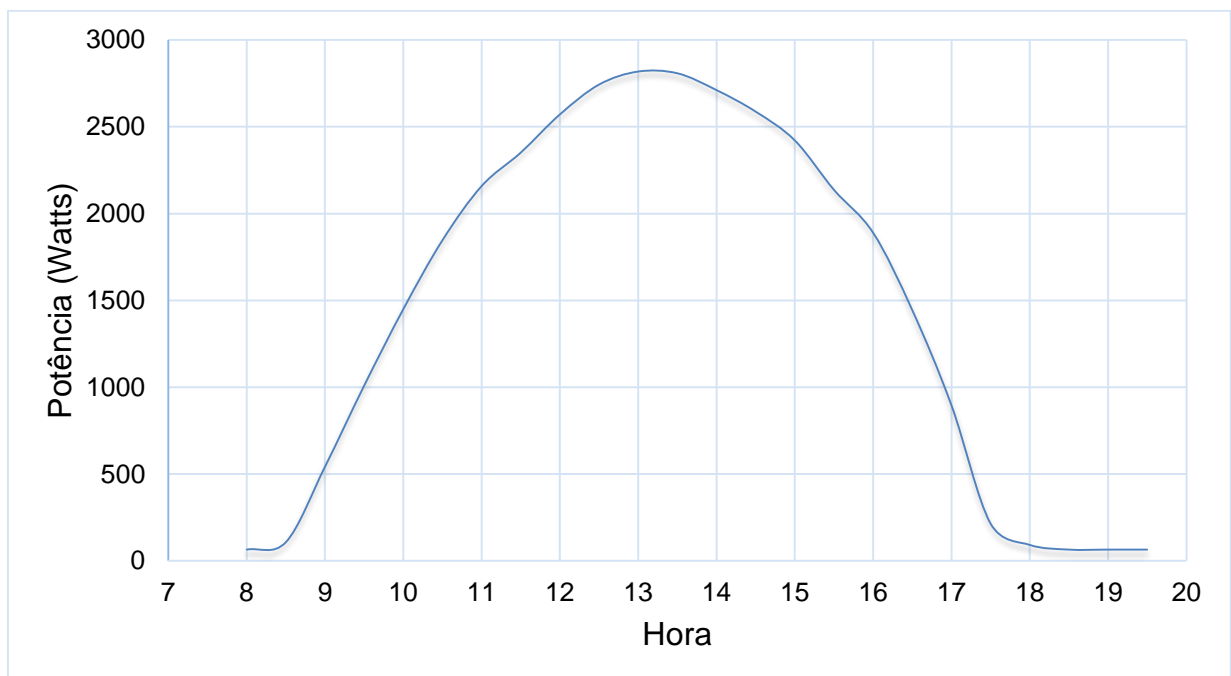
Equipamento	Quantidade	Custo
Módulos fotovoltaicos Canadian 260W	20	R\$ 31.000,00
Inversor Fronius Primo 5.0 CC/CA	1	
Quadro elétrico fotovoltaico com proteção, 30m cabo 4mm <sup>2</sup> preto 1kV, 30m cabo 4mm <sup>2</sup> vermelho 1kV e kit de montagem em telhado	1	
Mão de obra e documentação		R\$ 3.720,00
<b>Total</b>		<b>R\$ 34.720,00</b>

**Fonte: Autoria própria.**

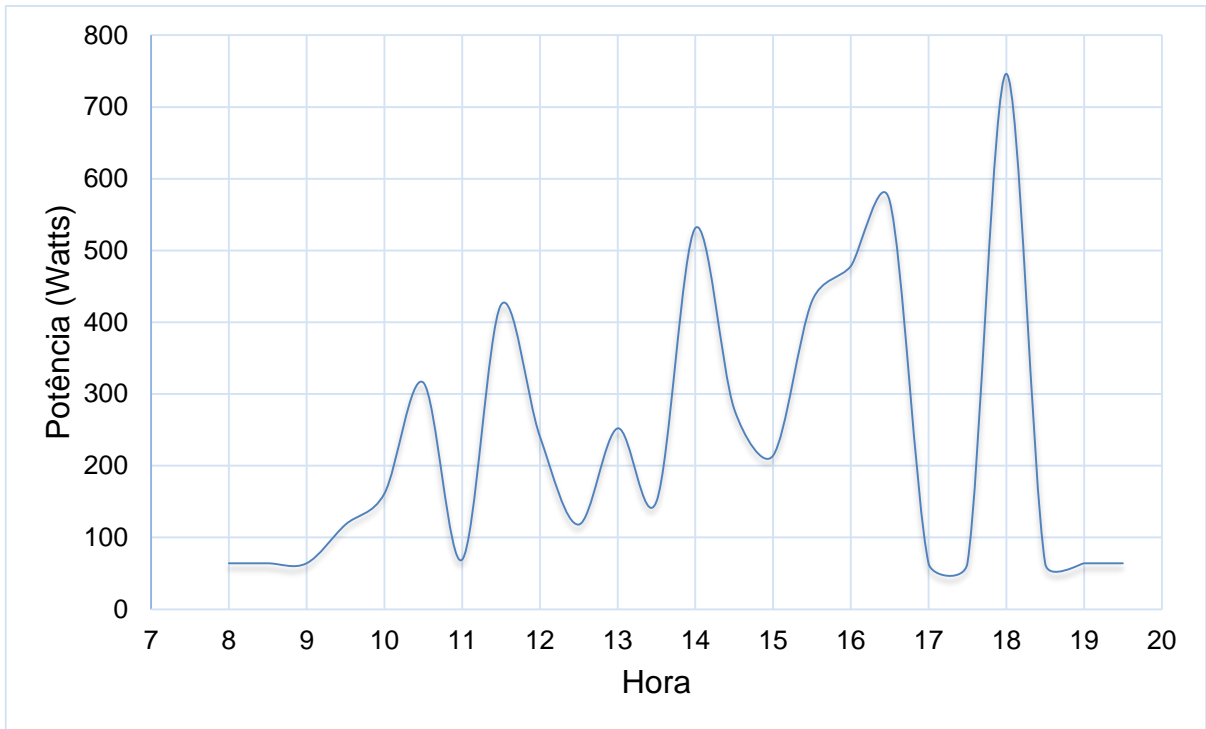
#### 4.1.2 Resultados experimentais para análise econômica do SFCR

As medições das grandezas elétricas ocorreram no período de 01 de agosto de 2016 a 31 de agosto de 2016. A informação de interesse nesta etapa de medição é a energia CA gerada disponível nos terminais de saída do inversor.

A figura 28 apresenta o comportamento da energia gerada pelo sistema fotovoltaico em um dia ensolarado e a figura 29 apresenta o comportamento para um chuvoso.

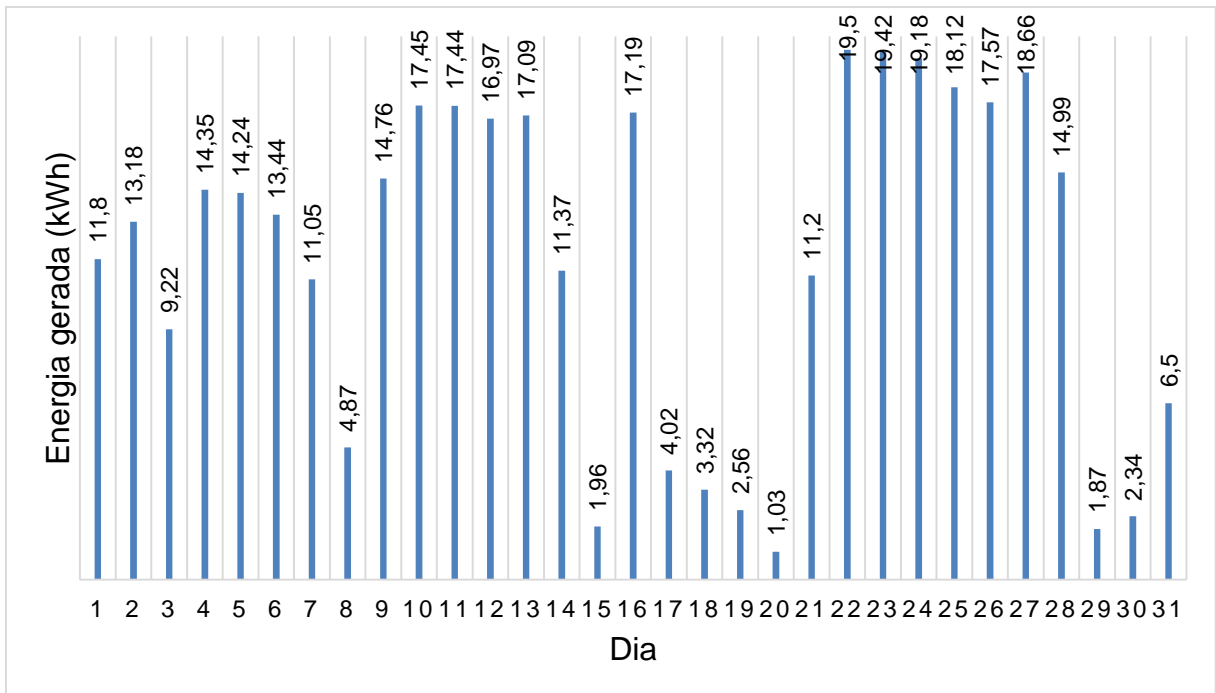


**Figura 28 – Monitoramento da energia gerada em um dia ensolarado, 13 de agosto de 2016.  
Fonte: Autoria própria.**



**Figura 29 – Monitoramento da energia gerada em um dia chuvoso, 30 de agosto de 2016.**  
**Fonte: Autoria própria.**

A figura 30 contém as informações referentes ao monitoramento diário, da energia alternada, fornecida pelo inversor de frequência, durante o mês de agosto.



**Figura 30 - Energia elétrica diária, produzida durante o mês de agosto de 2016.**  
**Fonte: Autoria própria.**

Através do acompanhamento do sistema pode-se afirmar que agosto teve aproximadamente 36% de dias nublados ou chuvosos, influenciando diretamente na quantidade de energia gerada.

Conforme apresentado na tabela 13, a soma de energia gerada pelo SFCR, ao longo do período de medição, de 1 agosto de 2016 à 31 de agosto de 2016, foi de 208,22 kWh. A média diária de geração foi 6,72 kWh/dia.

**Tabela 13 - Energia gerada durante o mês de agosto.**

Mês	Número de dias	Média regional de irradiação solar [kWh/m <sup>2</sup> .dia]	Energia gerada [kWh/mês]
Agosto	31	4,41	208,22

Fonte: Autoria própria.

#### 4.1.3 Impacto na fatura de energia

Sabendo que o SFCR gerou aproximadamente 208,22 kWh durante o mês de agosto, deixando de comprar esta quantidade da concessionária, pode-se então calcular a economia sobre a fatura de energia.

Utilizando o valor do kWh estabelecido pela Resolução homologatória ANEEL nº 2.096, de 21 de junho de 2016, para consumidor classificado como comercial (subgrupo B3) de R\$ 0,42147 por kWh e os tributos incidentes sobre a energia, como a alíquota do ICMS aplicado de 29%, alíquota média do PIS de 0,95% e alíquota média do COFINS de 4,35%. As alíquotas efetivas referentes ao PIS e COFINS devem ser apuradas mensalmente (COPEL, 2016). Em seguida, utilizando a equação (20), conforme (ANEEL, 2016), calcula-se a inclusão dos tributos sobre o valor do kWh:

$$Valor_{consumidor} = \frac{Valor_{do\ kWh}}{1 - (ICMS + PIS + COFINS)} \quad (20)$$

$$Valor_{consumidor} = \frac{0,42147}{1 - (29 + 0,95 + 4,35)} = 0,6415 \frac{R\$}{kWh} \quad (21)$$

Agora utilizando a equação (22), calcula-se o valor mensal economizado, (Eco), a partir da energia produzida pelo SFCR:

$$Eco = 0,6415.208,22 = R\$133,57 \quad (22)$$

A tabela 14 apresenta o custo benefício através da energia gerada durante o mês de agosto.

**Tabela 14 – Economia real obtida no mês de agosto.**

Mês	Valor do kWh [R\$]	Energia gerada [kWh/mês]	Economia para o mês [R\$]
Agosto	0,6415	208,22	133,57

Fonte: Autoria própria.

A tabela 15 apresenta o custo benefício através da energia esperada para o mês de agosto.

**Tabela 15 – Economia esperada para o mês de agosto.**

Mês	Valor do kWh [R\$]	Energia gerada [kWh/mês]	Eco para o mês [R\$]
Agosto	0,6415	516,78	331,51

Fonte: Autoria própria.

**Tabela 16 – Economia esperada para o ano.**

Mês	Valor do kWh [R\$]	Energia gerada [kWh/ano]	Eco para o ano [R\$]
Agosto	0,6415	6.760,62	4.336,94

Fonte: Autoria própria.

Através do monitoramento do sistema pode-se verificar que a quantidade de energia gerada não atingiu a magnitude estimada para a configuração de equipamentos e potência instalada do sistema, devido a fatores climáticos, perdas por instalação inadequada e perdas nos equipamentos que compõe o sistema.

#### 4.1.4 Estimativa de retorno de capital

Conforme (SPI, 2009), para avaliar um projeto é fundamental organizar corretamente o seu fluxo de benefícios e custos. Uma forma de avaliação é o método do Valor Presente Líquido (VPL), que consiste na soma algébrica dos benefícios líquidos do projeto atualizados. Se a taxa de desconto for variável ao longo do tempo, o VPL do projeto é dado conforme a equação seguinte:

$$VPL = BN_0 + \frac{BN_1}{(1+r_1)} + \frac{BN_2}{(1+r_1).(1+r_2)} + \dots + \frac{BN_n}{(1+r_1).(1+r_2)...(1+r_n)} \quad (23)$$

Onde:  $BN_t$  é o benefício líquido correspondente ao movimento  $t$  da vida do projeto;  $r$  é a taxa de desconto por período; e  $n$  é o momento final do projeto.

A tabela 16 apresenta os valores referentes ao método do VPL, baseado na estimativa de geração de energia, através do sistema fotovoltaico, para o ano.

**Tabela 16 – Valor Presente Líquido (VPL), baseado na estimativa de energia para o ano.**

<b>Taxa de Retorno:</b>	7,50%			<b>Período</b>	<b>Ano</b>	<b>Fluxo de Caixa (CF)</b>
<b>Alteração Tarifária:</b>	6,86%			11	2026	8.420,45
<b>VPL =</b>	<b>59.251,89</b>			12	2027	8.998,09
				13	2028	9.615,36
<b>Período</b>	<b>Ano</b>	<b>Fluxo de Caixa (CF)</b>		14	2029	10.274,97
0	2015	-34.720,00		15	2030	10.979,83
1	2016	4.336,94		16	2031	11.733,05
2	2017	4.634,45		17	2032	12.537,94
3	2018	4.952,38		18	2033	13.398,04
4	2019	5.292,11		19	2034	14.317,15
5	2020	5.655,15		20	2035	15.299,30
6	2021	6.043,09		21	2036	16.348,84
7	2022	6.457,65		22	2037	17.470,37
8	2023	6.900,64		23	2038	18.668,83
9	2024	7.374,03		24	2039	19.949,51
10	2025	7.879,89		25	2040	21.318,05

Fonte: Autoria própria.

Se todas as entradas forem descapitalizadas para data zero, a 7,52% a.a. elas cobrem o investimento inicial de R\$ 34.720,00 e geram um adicional de R\$ 59.251,89 apontando para viabilidade do projeto.

A tabela 17 apresenta os valores referentes ao método do VPL, baseado na geração de energia através do sistema fotovoltaico, medida durante o mês de agosto.

**Tabela 17 – Valor Presente Líquido (VPL), baseado na energia gerada durante o mês de agosto.**

<b>Taxa de Retorno:</b>	7,50%			<b>Período</b>	<b>Ano</b>	<b>Fluxo de Caixa (CF)</b>
<b>Alteração Tarifária:</b>	6,86%			11	2026	3.112,02
<b>VPL =</b>	<b>10,00</b>			12	2027	3.325,50
				13	2028	3.553,63
<b>Período</b>	<b>Ano</b>	<b>Fluxo de Caixa (CF)</b>		14	2029	3.797,41



0	2015	-34.720,00	15	2030	4.057,91
1	2016	1.602,84	16	2031	4.336,28
2	2017	1.712,79	17	2032	4.633,75
3	2018	1.830,29	18	2033	4.951,63
4	2019	1.955,85	19	2034	5.291,31
5	2020	2.090,02	20	2035	5.654,29
6	2021	2.233,40	21	2036	6.042,18
7	2022	2.386,61	22	2037	6.456,67
8	2023	2.550,33	23	2038	6.899,60
9	2024	2.725,28	24	2039	7.372,91
10	2025	2.912,24	25	2040	7.878,69

Com base na energia gerada durante o mês de agosto, as entradas cobrem o investimento inicial e geram um adicional de apenas R\$ 10,00.

De modo geral, um sistema fotovoltaico conectado à rede possui vida útil entre 30 e 40 anos. A maioria dos painéis fotovoltaicos tem garantia de 25 anos mantendo produção de pelo menos 80% da potência nominal. Os inversores têm garantia acima de 5 anos e vida útil próximo a 10 anos (Figueira, 2014).

#### 4.1.5 Coeficiente de desempenho do sistema

Utilizando os dados de irradiação do Sundata para o local de operação, dos dados de geração obtidos através de monitoramento do sistema e especificações dos módulos, pode-se estimar o coeficiente de desempenho do sistema, de acordo com a equação 18, apresentada anteriormente, agora isolando o termo  $PR$ , conforme a equação 24.

$$PR = \frac{E}{A.r.G} = \frac{208,22}{(1,6.20).16,16\%.(3,66.31)} = 0,355 \quad (23)$$

Observa-se que o resultado para o mês de agosto é aproximadamente 51% menor que o padrão de 0,731, mostrando que o sistema tem perdas elevadas.

Segundo (Apolônio, 2014), pode-se considerar como perdas no rendimento do inversor de 9%, perdas nos cabos CC e CA de aproximadamente 4,5% e perdas por aquecimento das placas em 10,44%. Perdas por sujidades e também tem influência.

#### 4.1.6 Conclusões parciais

Nesta seção foi realizado um estudo para verificar a viabilidade econômico-financeira do sistema fotovoltaico analisado.

Inicialmente foi apresentado um levantamento de custos de implantação do sistema, através de consultas a empresas especializadas, servindo de base para uma posterior análise de retorno financeiro. Após isso, iniciou-se a etapa de monitoramentos de resultados experimentais.

Através dos resultados de monitoramento da energia gerada pelo sistema fotovoltaico, pode-se verificar que o mês de agosto teve aproximadamente 36% de dias nublados ou chuvosos, e o sombreamento causado pela nebulosidade e pela alta humidade do ar reduz significativamente a quantidade de energia gerada. Além disso, os painéis não estão orientados de forma otimizada, o mês de agosto dispõe de menor índice de irradiação solar comparado à média anual local e também possui menor quantidade de horas de incidência de luz solar para o hemisfério sul. A combinação destes fatores impacta fortemente na conversão fotovoltaica de energia, reduzindo a quantidade de energia elétrica gerada.

A soma de energia gerada pelo SFCR, ao longo do período de medição, de 1 agosto de 2016 à 31 de agosto de 2016, foi de 208,22 kWh/mês, quantidade inferior aos 516,78 kWh/mês estimados para o mês. Através do monitoramento do sistema pode-se verificar que a quantidade de energia gerada não atingiu a magnitude estimada para a configuração de equipamentos e potência instalada do sistema.

Com base nos resultados experimentais, o item 4.1.2 apresentou uma breve análise sobre o impacto da energia gerada, na fatura de energia, tomando como referência as informações disponíveis no site da concessionária de energia para a classe de consumo comercial convencional B3. Para esta análise utilizou-se a equação (22), obtendo o valor de R\$ 133,57 de economia durante o mês de agosto, com a energia produzida pelo sistema.

Em seguida utilizando o método do VPL para a estimativa anual de geração de energia, verifica-se que se todas as entradas forem descapitalizadas para data zero elas cobrem o investimento inicial de R\$ 34.720,00 e geram um adicional de R\$ 59.251,89 apontando para viabilidade do projeto.

Por meio do cálculo de desempenho do sistema, pode-se observar que o resultado para o mês de agosto é aproximadamente 51% menor que o desempenho padrão, apontando que o sistema tem perdas elevadas.

Além dos fatores climáticos, as perdas na produtividade são devido há instalação inadequada do sistema e também intrínsecas aos equipamentos, como no rendimento do inversor, as perdas por efeito Joule nos cabos e conectores, perdas por aquecimento das placas fotovoltaicas e perdas por sujeiras.

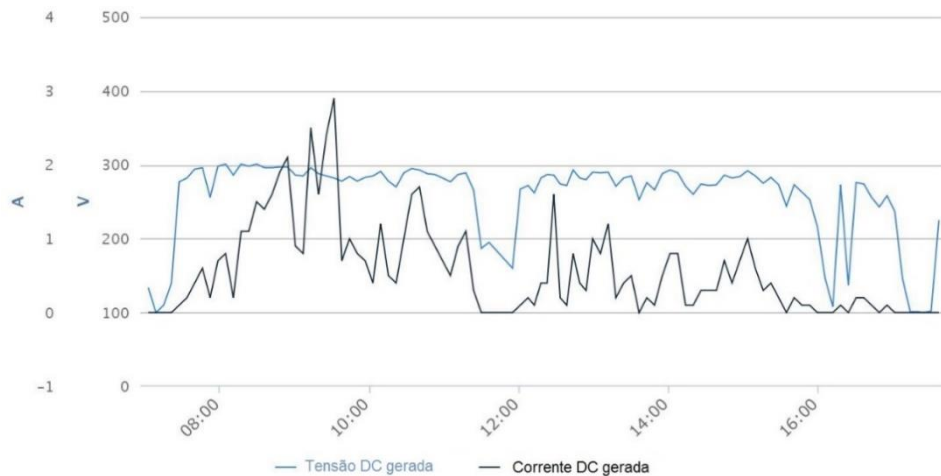
Ajustes na orientação do sistema pode ser feito para que se possa elevar o aproveitamento de conversão do sistema, reduzindo o valor da fatura de energia e minimizando o tempo de retorno do investimento.

## 4.2 ANÁLISE QUALITATIVA DA ENERGIA

As medições das grandezas elétricas ocorreram no período de 01 de agosto de 2016 a 31 de agosto de 2016. As informações de interesse para medição nesta etapa, são as seguintes: Tensão e corrente (CC) na saída dos arranjos, e tensão, corrente e energia (CA), obtidas na saída do inversor.

### 4.2.1 Monitoramento do SFCR em um dia nublado

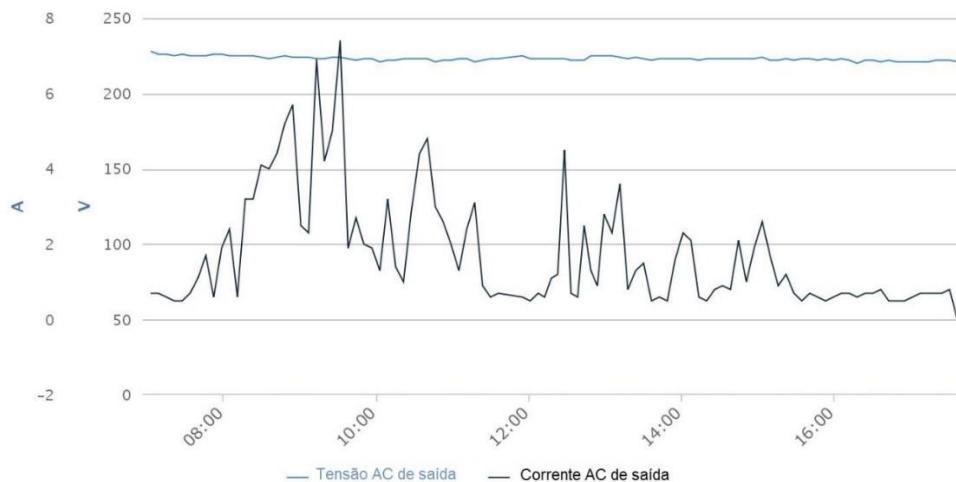
A figura 31 contém as informações referentes ao monitoramento de tensão e corrente contínua geradas por um arranjo de módulos do SFCR durante um dia nublado e chuvoso. Na figura 31 pode-se verificar que a tensão é crescente desde antes das 8 horas da manhã, se aproximando dos 300 volts, tendo variações durante todo o dia, posteriormente decresce, até o desligamento do inversor. A corrente contínua gerada tem variações bruscas durante o período produtivo, de acordo com a quantidade de nuvens sombreando os módulos. Esta tensão e corrente, são conectadas à entrada do inversor de frequência.



**Figura 31 - Tensão e corrente CC instantânea, gerada em um dia nublado e chuvoso (30/08/2016).**

Fonte: Autorial própria.

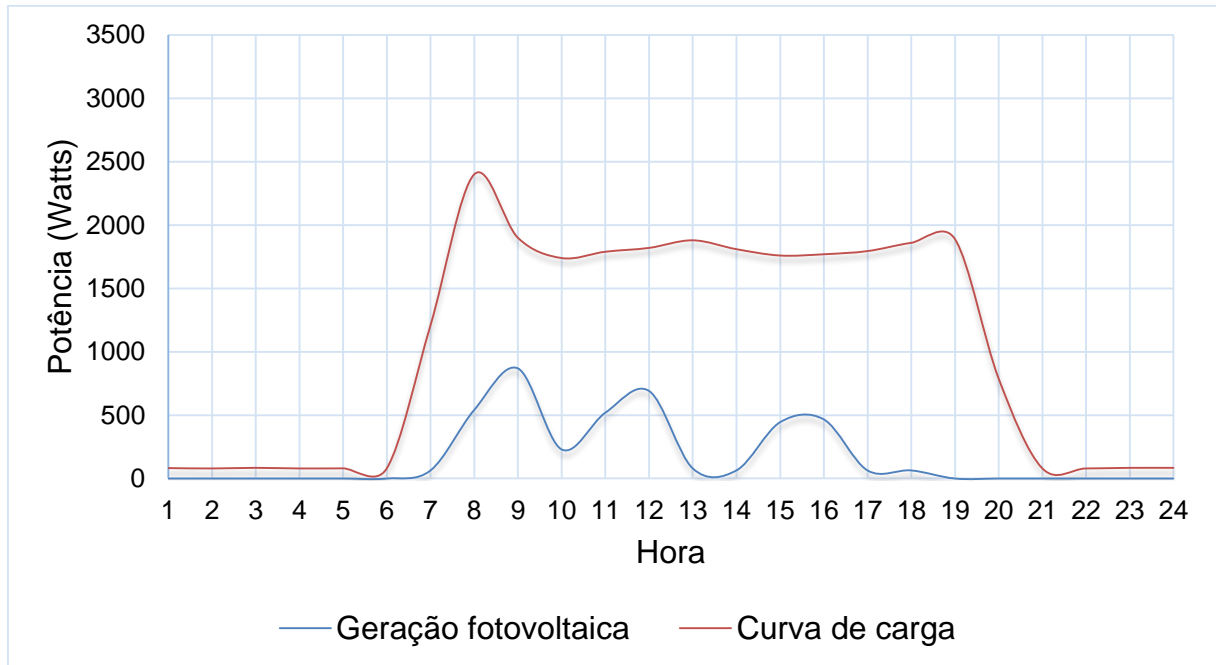
A figura 32 contém as informações referentes ao monitoramento tensão e corrente alternada nos terminais de saída do inversor durante um dia chuvoso. Na figura 32 pode-se verificar que a corrente sofre grandes variações, no decorrer do dia produtivo, até o desligamento do inversor. A tensão alternada gerada pelo inversor de frequência não sofre variações bruscas. No estágio de saída, deve estar disponível apenas uma tensão sintetizada pelo inversor. Esta tensão e corrente são conectadas as cargas locais, através da rede elétrica de baixa tensão.



**Figura 32 - Tensão e corrente AC instantânea, gerada em um dia nublado e chuvoso (30/08/2016).**

Fonte: Autorial própria.

A figura 33 apresenta as informações referentes ao monitoramento da potência alternada fornecida pelo inversor de frequência (em azul) durante um dia chuvoso. A curva de geração fotovoltaica é comparada com a curva típica de geração.



**Figura 33 - Geração fotovoltaica x Curva de carga da instalação, em um dia chuvoso de inverno (30/08/2016).**

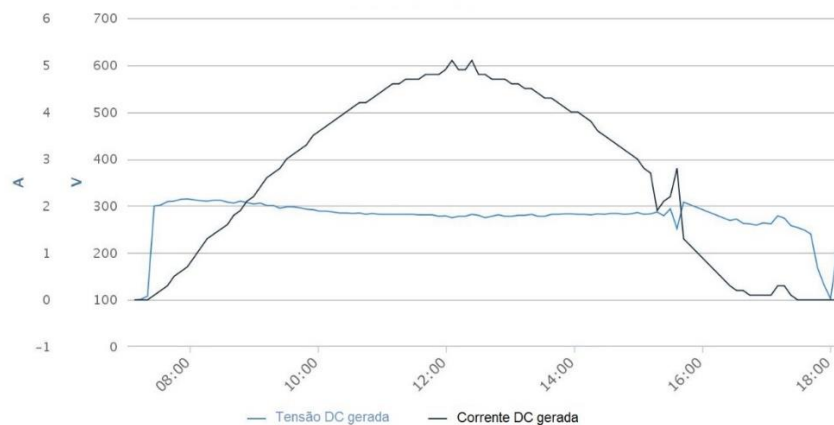
Fonte: Autoria própria.

Através das informações obtidas por monitoramento, pode-se perceber que a curva de geração é maior que a curva de carga da instalação. Durante o período de funcionamento do SFCR, a corrente de linha, da rede elétrica, depende da diferença entre a potência ativa gerada pelo SFCR e a consumida pela carga, além da potência reativa da carga. No dia de chuva monitorado, a potência ativa gerada pelo SFCR ( $P_{ativa}$ ) mostrou-se menor do que a consumida pela carga ( $P_{carca}$ ). O fluxo de potência da linha, tem fluxo em direção a carga.

A energia gerada pelo sistema neste dia foi prejudicada devido ao aumento da nebulosidade, causando sombreamento e conseqüentemente uma diminuição na irradiação solar. Foi gerando neste dia apenas 2,34 kWh/dia, um valor muito baixo em comparação com a energia média diária durante o mês de agosto de 6,72 kWh/dia.

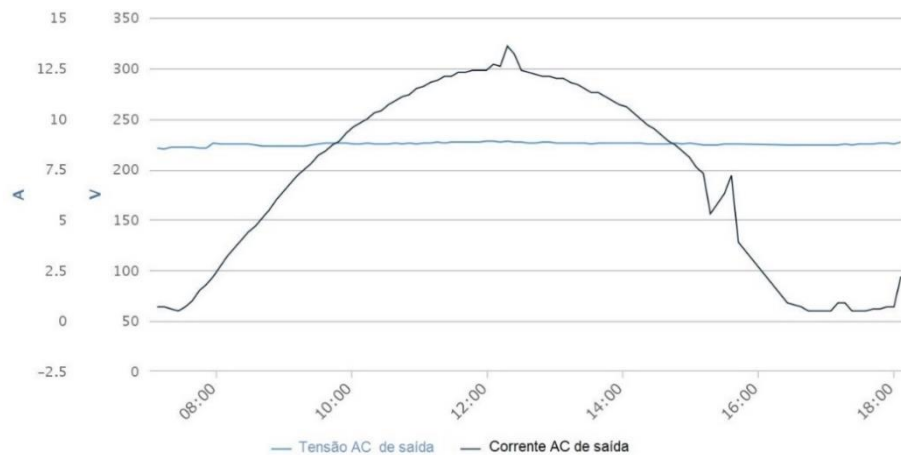
#### 4.2.2 Monitoramento do SFCR em um dia ensolarado

Para obter a tensão e corrente CC geradas pelo arranjo de módulos utilizou-se o monitoramento através do datalogger SolarMAN. A figura 34 contém as informações referentes ao monitoramento tensão e corrente CC geradas por um arranjo de módulos do SFCR durante um dia ensolarado. Através do gráfico pode-se verificar que a tensão é crescente desde antes das 8 horas da manhã; atinge seu ponto de máximo no horário próximo ao meio dia e posteriormente decresce, até o desligamento do inversor. A corrente contínua gerada não tem variações bruscas durante o período produtivo. Esta tensão e corrente são conectadas à entrada do inversor de frequência. A energia gerada neste dia foi de 17,09 kWh/dia, muito acima em comparação com a média diária de 6,72 kWh/dia.



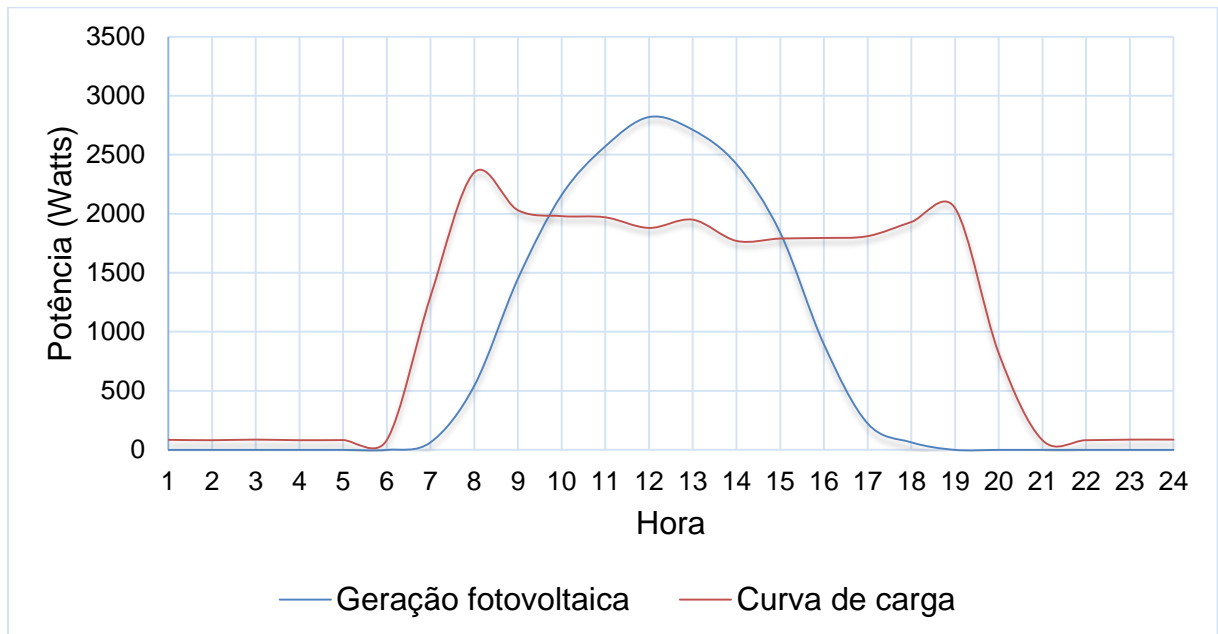
**Figura 34 - Tensão e corrente CC instantânea, gerada em um dia ensolarado (13/08/2016).  
Fonte: Autoria própria.**

A figura 35 contém as informações referentes ao monitoramento tensão e corrente alternada geradas pelo SFCR durante um dia ensolarado. Através do gráfico pode-se verificar que a corrente é crescente desde antes das 8 horas da manhã, atinge seu ponto de máximo no horário próximo ao meio dia e posteriormente decresce, até o desligamento do inversor.



**Figura 35 - Tensão e corrente AC instantânea, gerada em um dia ensolarado (13/08/2016).**  
**Fonte: Autoria própria.**

A figura 36 contém as informações referentes ao monitoramento da potência alternada fornecida pelo inversor de frequência (em azul) durante um dia ensolarado. Compara-se então a energia gerada com o resultado do monitoramento da curva de carga da instalação (em vermelho), durante um dia típico, sem alterações de carga.

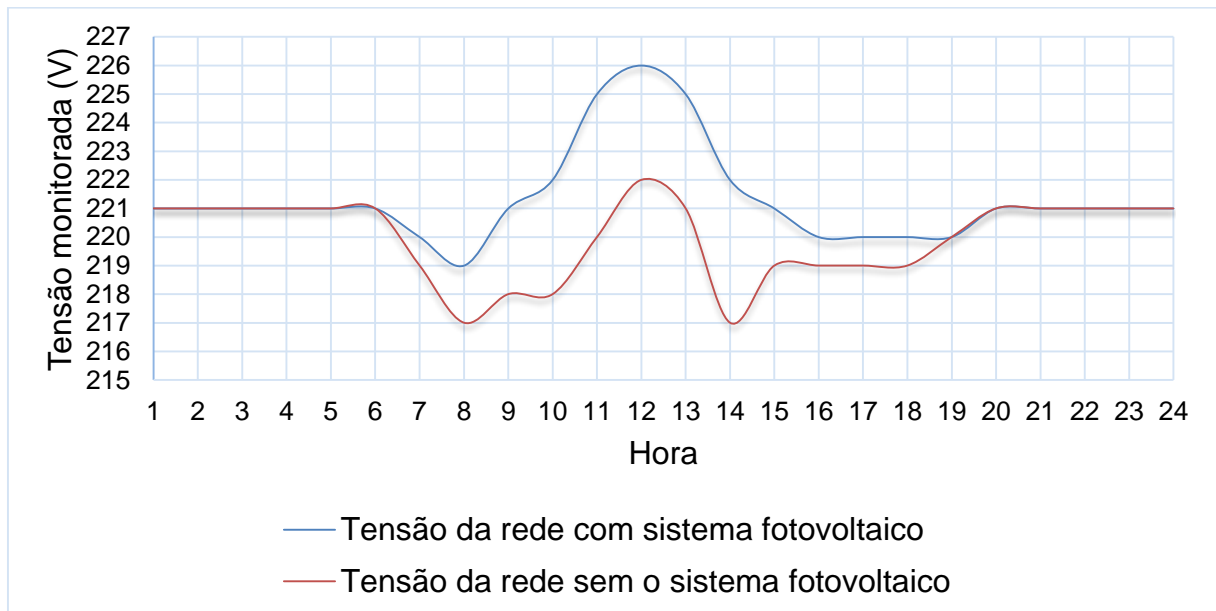


**Figura 36 - Geração fotovoltaica x Curva de carga da instalação, em um dia ensolarado de inverno (13/08/2016).**  
**Fonte: Autoria própria.**

Por meio das informações obtidas no monitoramento pode-se perceber que próximo as 10 horas da manhã, a curva de geração se torna maior que a curva típica

de carga da instalação. Durante os períodos em que o sistema fotovoltaico fornece potência, a corrente na linha da rede elétrica passa a depender da diferença entre a potência ativa gerada pelo SFCR e a consumida pela carga, além da potência reativa da carga. Nos períodos que a potência ativa gerada pelo SFCR ( $P_{ativa}$ ) é menor do que a consumida pela carga ( $P_{carca}$ ) a potência da rede elétrica da distribuidora, tem fluxo em direção a carga. Já, nos períodos em que a potência ativa gerada pelo SFCR ( $P_{ativa}$ ) é maior do que a consumida pela carga ( $P_{carca}$ ) a potência da rede elétrica da distribuidora, tem fluxo no sentido oposto à carga.

A figura 37 apresenta as medições referentes ao monitoramento da tensão alternada, da instalação, com a contribuição do SFCR (em azul) e sem a contribuição do SFCR, durante um dia típico ensolarado de inverno.



**Figura 37 - Monitoramento da tensão da rede elétrica.**  
**Fonte: Autoria própria.**

Através da avaliação do monitoramento, pode-se concluir que a instalação de SFCR tem capacidade de elevar levemente a magnitude da tensão no ponto de conexão e atendimento ao consumidor.

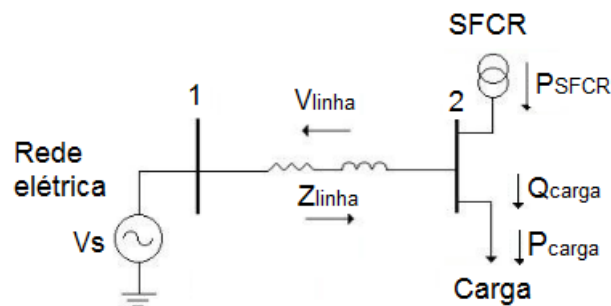


#### 4.2.3 Representação da rede elétrica com SFCR

Os sistemas de distribuição são em sua maior parte radiais, nos quais o fluxo de carga parte das subestações em direção ao consumidor final. A introdução dos SFCR, tende a alterar a característica passiva da rede de distribuição (Braun-Grabolle, 2010).

Sabendo que o controle do inversor (CC/CA), é feito de modo a controlar a corrente no lado CA, fornecendo a potência ativa para a carga e para a rede elétrica. Assim, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede operam como fontes de corrente, injetando apenas potência ativa na rede, não regulando a tensão alternada no ponto de conexão. É possível representar o SFCR como uma fonte que injeta potência ativa no ponto de conexão com o consumidor (Carvalho, 2012).

De forma a analisar o fluxo de carga, entre o sistema e a rede, elaborou-se o diagrama unifilar do sistema, no programa PowerWorld. O sistema analisado está apresentado na figura 38.



**Figura 38 - Representação da rede elétrica com SFCR.**  
 Fonte: Adaptado de (Carvalho, 2012).

A figura 39 representa o sistema analisado, implementado no programa PowerWorld, que é composto por uma fonte de tensão alternada de amplitude constante ( $V_s$ ) conectada na barra 1 e a impedância série da linha ( $Z_{LINHA}$ ). O consumidor é representado por uma carga conectada à barra 2.

As condições de operação e as características da rede, foram adotados para manter a tensão de conexão dentro da faixa considerada adequada, pela revisão 6 da seção 8.1 do PRODIST. Para a análise do desempenho da rede com SFCR o cálculo do fluxo de carga foi realizado nas seguintes condições:

Sistema operando a plena carga com tensão na barra 1, impedância de linha constante e potência gerada pelo SFCR variável. O módulo da tensão para o SFCR, foi definido pelo limite superior da tensão de atendimento adequada, conforme seção 8.1 do PRODIST, apresentado na tabela 18.

**Tabela 17 - Faixa de variação da tensão de atendimento adequada.**

Tensão Nominal (V)	Faixa de Variação da Tensão de Atendimento Adequada (V)	Faixa de Variação da Tensão de Atendimento Adequada (pu)
220 / 127	(201 - 231) / (116 - 133)	<b>(0,910 - 1,050)</b> / (0,913 - 1,047)

Fonte: Adaptado do (PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, 2016).

Os dados da linha adotados foram os seguintes:

- O módulo da tensão de rede foi variado entre 0,910 à 1,050 pu;
- Módulo da impedância série igual a 0,05 pu;
- A potência aparente consumida pela carga entre 0,20 e 0,95 pu;
- Fator de potência igual 0,93.

A tabela 19, apresenta os dados utilizados no cálculo do fluxo de carga para o sistema operando em condições críticas.

**Tabela 18 - Dados para cálculo para o sistema operando em condições críticas.**

Módulo da Impedância de Linha	Relação r/x da Linha	Magnitude da Tensão da Rede	Potência Aparente da Carga
0,16 pu	0,8151	1,05 pu	0,20 pu (FP=0,93)

Fonte: Autoria própria.

#### 4.2.4 Análise do desempenho da rede elétrica com o SFCR

Conforme Carvalho (2012), o comportamento da rede com sistemas fotovoltaicos distribuídos depende de diversas características e condições de operação. O cálculo do fluxo de carga foi realizado considerando o sistema operando a plena carga com tensão na barra 1 e impedância de linha constantes e potência gerada pelo SFCR variáveis. A impedância de linha foi baseada nos dados do condutor de alumínio nu de (bitola 4/0AWG).

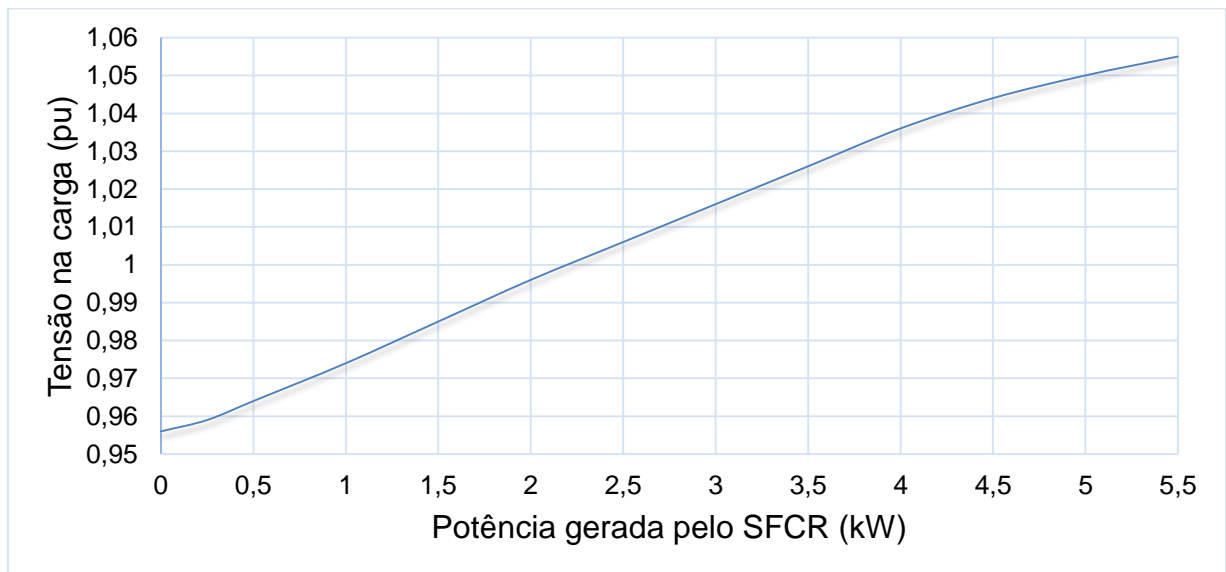
**Tabela 19 - Dados de linha baseados no condutor de alumínio nu de bitola 4/0AWG.**

Da barra	Para a barra	RSL (pu)	XSL (pu)
1	2	0,0317	0,0389

Fonte: Autoria própria.

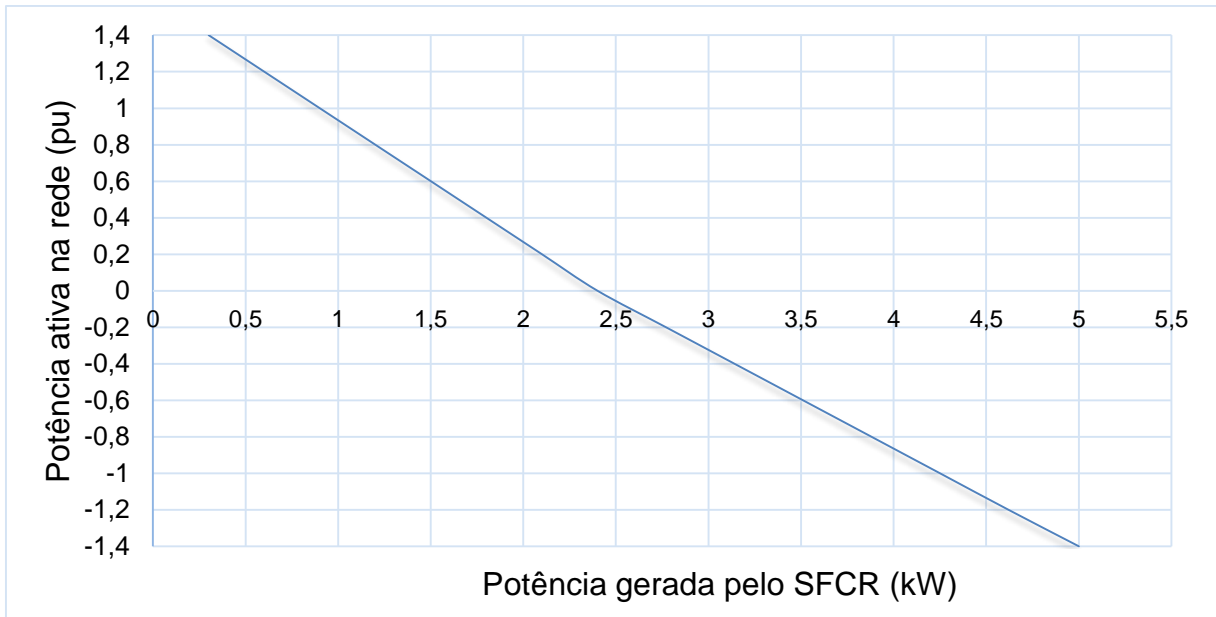
A tensão na barra 1 adotada foi de 1,00 pu, enquanto o módulo da impedância série definido foi de 0,05 pu. A potência consumida pela carga, igual à nominal (1pu) e o fator de potência de 0,93.

A figura 39, apresenta o comportamento da magnitude da tensão de atendimento ao consumidor em função da potência gerada pelo SFCR. Nota-se pelo gráfico que à medida que a potência gerada pelo sistema fotovoltaico aumenta, o mesmo acontece com a magnitude da tensão de atendimento ao consumidor. Esse resultado é convergente com os resultados obtidos na avaliação experimental, da seção 4.2.2.

**Figura 39 - Variação da tensão de atendimento em função da potência gerada pelo SFCR.**

Fonte: Autoria própria.

A figura 40, apresenta o comportamento do fluxo de carga ativada rede, que decresce com o aumento da potência gerada pelo SFCR, e reverte o sentido, a partir do momento em que a potência gerada pelo SFCR ultrapassa a consumida pela carga, (aproximadamente 2,4 kW). A partir de então, a rede elétrica passa a receber potência ativa, fornecida pelo sistema fotovoltaico. Esta verificação pode ser feita pela verificação da inversão do sinal da potência ativa da rede.



**Figura 40 - Variação da potência ativa da rede em função da potência gerada pelo SFCR.**  
**Fonte: Autoria própria.**

Os resultados gráficos, construídos a partir de informações de simulação do programa PowerWorld, representam o comportamento do fluxo de potência na rede elétrica de distribuição com a integração de um sistema fotovoltaico.

#### 4.2.5 Conclusões parciais

Nesta seção, foi realizado um estudo qualitativo, verificando alguns parâmetros impactados pela inserção da energia elétrica produzida pelo sistema fotovoltaico, no ponto conexão de atendimento ao consumidor.

No item 4.1.1, foi apresentado o monitoramento das grandezas elétricas durante um dia chuvoso. A potência ativa gerada pelo SFCR ( $P_{ativa}$ ) mostrou-se menor do que a consumida pela carga ( $P_{carca}$ ) e com isso, o fluxo de potência da linha, da rede elétrica da distribuidora, tem fluxo em direção a carga. A energia gerada pelo sistema neste dia foi prejudicada devido ao aumento da nebulosidade, causando sombreamento e conseqüentemente uma diminuição na irradiação solar. Neste dia apenas 35% da energia foi gerada em comparação com a energia média diária do mês de agosto.

Posteriormente, no item 4.1.2, foi apresentado o monitoramento das grandezas elétricas durante um dia ensolarado. Pode-se perceber que nos períodos

nos quais a potência ativa gerada pelo SFCR ( $P_{ativa}$ ) é menor do que a consumida pela carga ( $P_{carca}$ ), a potência da linha, da rede elétrica, tem fluxo em direção a carga. Já, nos períodos em que a potência ativa gerada pelo SFCR ( $P_{ativa}$ ) é maior do que a consumida pela carga ( $P_{carca}$ ) a corrente de linha da rede elétrica da distribuidora, tem fluxo no sentido oposto à carga. Pode-se dizer, que a implantação do SFCR, reduz o fluxo de carga na linha, consequentemente reduzindo as perdas que são dependentes da corrente elétrica.

Por meio do monitoramento da magnitude da tensão no ponto de conexão com o consumidor, pode-se verificar que a implementação de SFCR proporcionou uma elevação na magnitude da tensão de atendimento.

Posteriormente, executou-se uma avaliação através de simulação realizada no programa PowerWorld e os resultados foram apresentados de forma gráfica. Conforme Carvalho (2012), pode-se verificar que os SFCR tem a capacidade de aumentar a tensão no ponto de conexão com a rede. Seu valor depende da tensão da rede, da impedância da linha, da potência gerada pelo sistema fotovoltaico e da consumida pela carga. A elevação do nível de tensão no ponto de conexão de consumo pode ultrapassar os limites adequados de tensão.

## 5. CONCLUSÕES

Este trabalho permitiu apresentar uma análise da aplicação de um SFCR, seus principais componentes e suas peculiaridades para a região de estudo e assim como os principais aspectos e fatores que afetam as redes de distribuição no ponto de conexão com o cliente.

Concluiu-se que há uma tendência no aumento do uso dos SFCRs, amparada na publicação de Resolução Normativa ANEEL nº 687 de 2015, junto com redução de custos de implantação, confiabilidade de operação, índices elevados de irradiação solar na região de estudo.

O capítulo 3, abordou alguns estudos necessários para a implementação adequada do sistema fotovoltaico, descrevendo as características da região onde o sistema fotovoltaico encontra-se operando. Esta etapa apresenta o relevo da cidade, microclima e a distribuição do recurso solar. Apresentou-se também, um estudo sobre o efeito do sombreamento, em módulos fotovoltaicos.

Sabendo que a fonte para geração fotovoltaica é a radiação solar, sendo a nebulosidade proporcional ao efeito de sombreamento. Conclui-se que o projetista deve realizar estudos de localização e meteorológicos para dimensionamento e instalação dos SFCR, prevendo o efeito de sombreamento, pois este impacta fortemente na produtividade do sistema fotovoltaico. Os módulos sombreados artificialmente ou em dias nublados, apresentam valores inferiores de tensão ao longo dos dias. Já com os módulos limpos e em dias ensolarados, a energia gerada aumenta.

Em seguida, pode-se apresentar as características dos painéis fotovoltaicos e o cálculo dos parâmetros, corrigidos em função das condições de temperatura ambiente local. Também foi apresentado o cálculo da estimativa de geração, utilizando dados teóricos, para as configurações do sistema analisado, posteriormente apresentou-se a forma de monitoramento remoto, das grandezas elétricas utilizada para este caso.

O capítulo 4, abordou inicialmente um estudo para verificar a viabilidade econômico-financeira sobre o sistema fotovoltaico objeto de estudo. Inicialmente foi apresentado um levantamento de custos de implantação do sistema, através de consultas a empresas especializadas, servindo de base para uma posterior análise de

retorno financeiro. Após isso, iniciou-se a etapa de monitoramentos de resultados experimentais.

Através dos resultados de monitoramento da energia gerada pelo sistema fotovoltaico, pode-se verificar que o mês de agosto teve aproximadamente 36% de dias nublados ou chuvosos, e o sombreamento causado pela nebulosidade e pela alta humidade do ar reduz significativamente a quantidade de energia gerada. Além disso, o mês de agosto dispõe de menor índice de irradiação solar comparado a média anual local, também possui menor quantidade de horas de incidência de luz solar para o hemisfério sul. A combinação destes fatores, impacta fortemente na conversão fotovoltaica de energia, reduzindo a quantidade de energia elétrica gerada.

A soma de energia gerada pelo SFCR, ao longo do período de medição, de 1 agosto de 2016 à 31 de agosto de 2016, foi de 208,22 kWh/mês, quantidade inferior aos 428,90 kWh/mês estimados através de informações teóricas, para o mês. Através do monitoramento do sistema, pode-se verificar que a quantidade de energia gerada, não atingiu a magnitude estimada para a configuração de equipamentos e potência instalada do sistema.

Com base nos resultados experimentais, o item 4.1.2 apresentou uma breve análise sobre o impacto da energia gerada, na fatura de energia, tomando como referência as informações disponíveis no site da concessionária de energia, para a classe de consumo comercial convencional B3. Como resultado, obteve-se o valor de R\$ 133,57 de economia durante o mês de agosto, com a energia produzida pelo sistema.

Em seguida utilizando o método do VPL para a estimativa anual de geração de energia, verifica-se que se todas as entradas forem descapitalizadas para data zero elas cobrem o investimento inicial e geram um adicional positivo, apontando para viabilidade do projeto.

Através do cálculo de desempenho do sistema, pode-se observar que o resultado para o mês de agosto é aproximadamente 51% menor que o desempenho teórico padrão, para este mês, apontando que o sistema tem perdas elevadas.

Em seguida, realizou-se um estudo qualitativo, verificando alguns parâmetros, impactados pela inserção da energia elétrica, produzida pelo sistema fotovoltaico, no ponto conexão de atendimento ao consumidor.

No item 4.1.1, foi apresentado o monitoramento das grandezas elétricas, durante um dia chuvoso, a potência ativa gerada pelo SFCR ( $P_{ativa}$ ), mostrou-se menor

do que a consumida pela carga ( $P_{carca}$ ), com isso, a corrente de linha, da rede elétrica da distribuidora, tem fluxo em direção a carga. A energia gerada pelo sistema neste dia foi prejudicada, devido ao aumento da nebulosidade, causando sombreamento e conseqüentemente uma diminuição na irradiação solar. Gerando neste dia apenas 35% da energia em comparação com a energia média diária do mês de agosto.

Posteriormente no item 4.1.2, foi apresentado o monitoramento das grandezas elétricas durante um dia ensolarado, pode-se perceber que nos períodos onde a potência ativa gerada pelo SFCR ( $P_{ativa}$ ) é menor do que a consumida pela carga ( $P_{carca}$ ), a corrente de linha da rede elétrica, tem fluxo em direção a carga. Nos períodos em que a potência ativa gerada pelo SFCR ( $P_{ativa}$ ) é maior do que a consumida pela carga ( $P_{carca}$ ), a corrente de linha, da rede elétrica da distribuidora, tem fluxo no sentido oposto à carga. Pode-se dizer, que a implantação do SFCR reduz o fluxo de carga na linha, conseqüentemente reduzindo as perdas que são dependentes da corrente elétrica. Também proporciona uma elevação na magnitude da tensão de atendimento.

Por fim, executou-se uma avaliação através de simulação realizada no programa PowerWorld, os resultados foram apresentados de forma gráfica. Com isso, pode-se verificar que os SFCR têm a capacidade de elevar a tensão no ponto de conexão com a rede, seu valor depende da tensão da rede ( $V_s$ ), da impedância da linha ( $Z_{LINHA}$ ), da potência gerada pelo sistema fotovoltaico ( $P_{SFCR}$ ) e a consumida pela carga ( $P_L$  e  $Q_L$ ).

A elevação do nível de tensão, no ponto de conexão do consumidor, pode ultrapassar os limites adequados de tensão regulamentados pelo PRODIST, para regime permanente. Problemas com elevação do nível de tensão podem ser resolvidos pelo sistema elétrico, com equipamentos de controle de tap, em subestações. Previsões sobre a inserção de GD, podem ser feitas utilizando simulações computacionais.

Os benefícios da inserção, apresentam-se especialmente nos períodos de coincidência, entre geração e maior demanda de energia, favorecendo a capacidade de carga da rede, dispensando a necessidade de investimentos em transmissão da energia elétrica gerada por sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Verificou-se que além dos fatores climáticos, as perdas na produtividade, são devido principalmente a instalação inadequada do sistema e também intrínsecas aos equipamentos, como no rendimento do inversor, as perdas por efeito Joule nos



cabos e conectores, perdas por aquecimento das placas fotovoltaicas e perdas por sujeiras.

Confirmou-se a viabilidade do SFCR, sendo este, boa opção para geração distribuída de energia elétrica, limpa, silenciosa e sem a necessidade de implantação de grandes plantas geradoras centralizadas. Dessa forma, minimizando os impactos ambientais, pois, os sistemas fotovoltaicos podem ser integrados na arquitetura das construções, existentes ou novas.

O acompanhamento do SFCR, confirmou ser um sistema de confiável, opera de forma discreta, quase imperceptível, pois o sistema está instalado sobre o telhado da edificação. Estas características fazem da geração fotovoltaica, uma forma promissora de geração distribuída para o ambiente urbano.

Concluiu-se que ajustes e adequações no sistema podem ser feitas, com base no estudo realizado, para que se possa aumentar a produtividade do sistema, para reduzir o valor da fatura de energia e minimizar o tempo de retorno do investimento. O objetivo geral de concatenação, da teoria com resultados práticos experimentais foi atingido, de forma abrangente.

## 5.1 TRABALHOS FUTUROS

Algumas tarefas podem servir para trabalhos futuros, como o monitoramento da energia elétrica gerada no decorrer do ano, para verificação do impacto das variações climáticas durante diferentes estações do ano.

Realizar medições locais de irradiação solar, temperatura dos módulos e humidade do ar, comparando com valores teóricos.

## REFERÊNCIAS

Abrão, R. R. (2011). Dissertação - Modelagem e Simulação de Operação de um Sistema Autônomo de Energia Fotovoltaica em Corrente Contínua. Campo Grande, MS, Brasil: UFMS.

ANEEL. (2012). *Resolução Normativa Nº 482*. Agencia Nacional de Energia Elétrica, Brasília.

ANEEL. (2015). *Resolução Normativa Nº 687*. Agencia Nacional de Energia Elétrica, Brasília.

ANEEL. (agosto de 2016). *Por dentro da conta de luz*. Fonte: [http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/cartilha\\_1p\\_atual.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/cartilha_1p_atual.pdf)

Apolônio, D. M. (2014). Dissertação, Energia Solar Fotovoltaica Conectada à Rede de Energia Elétrica em Cuiabá: Estudo de Caso. Cuiabá, MT, Brasil: UFMT - PPGEEA.

Benedito, R. d. (2009). Dissertação - Caracterização da Geração Distribuída de Eletricidade por Meio de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, no Brasil, Sob os Aspectos Técnicos, Econômico e Regulatório. São Paulo, Brasil: USP - PPGE.

Braun-Grabolle, P. (2010). Tese - A Integração de Sistemas Solares Fotovoltaicos em Larga Escala no Sistema Elétrico de Distribuição Urbana. Florianópolis, SC, Brasil.

Carvalho, K. J. (2012). Dissertação - Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos e Interligados à Rede. Rio de Janeiro, Brasil: COPE - UFRJ.

COPEL. (agosto de 2016). *Copel pura energia*. Fonte: <http://www.copel.com>

CRESESB. (2008). Sistema fotovoltaico fornece energia à nova estação científica da marinha. Brasil.

CRESESB. (agosto de 2016). *Potencial solar - Sundata*. Fonte: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>

*Early History of Solar*. (setembro de 2016). Fonte: Solarcellcentral: [http://solarcellcentral.com/history\\_page.html](http://solarcellcentral.com/history_page.html)

EPE. (2014). *Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil - Condicionantes e Impactos*. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro.

EPIA. (2015). *Join Solar Power Europe*. *Join Solar Power Europe* (p. 32). (European Photovoltaic Industry Association). Acesso em 11 de 03 de 2016, disponível em [http://helapco.gr/pdf/Global\\_Market\\_Outlook\\_2015\\_-2019\\_Ir\\_v23.pdf](http://helapco.gr/pdf/Global_Market_Outlook_2015_-2019_Ir_v23.pdf)

*Eren do Brasil*. (10 de setembro de 2016). Fonte: <http://www.eren-brasil.com/pt-br/energia-solar.php>

Figueira, F. F. (2014). Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico Conectado à rede para Alimentar a Sala de Computação da Escola Municipal Tenente Antônio João. Rio de Janeiro, Brasil: UFRJ - Escola politécnica.

Garcete, E. A. (2013). Monografia - Requisitos de Conexão para Geração Distribuída. Curitiba, Paraná, Brasil: UTFPR.

GTES, S. G. (Março de 2014). Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. 530. Rio de Janeiro, Brasil: GTES - CEPEL - DTE - CRESESB. Acesso em 02 de 03 de 2016, disponível em [http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf)

IAPAR. (06 de 09 de 2016). *Instituto Agrônomo do Paraná*. Fonte: IAPAR: <http://www.iapar.br/modules/>

IDEAL. (Setembro de 2016). *Selo solar*. Fonte: <http://institutoideal.org/selo-solar-incentiva-utilizacao-de-fotovoltaica/>

INMETRO. (5 de 2016). *Tabela de eficiência energética - Sistemas de energia fotovoltaica - Módulos - Edição 01/2016*. Fonte: Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia: [http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/tabela\\_fotovoltaico\\_modulo.pdf](http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/tabela_fotovoltaico_modulo.pdf)

Lopes, R. J. (2013). Dissertação - Efeito do Sombreamento nos Painéis Fotovoltaicos. Lisboa: Instituto Superior de Engenharia de Lisboa.

Miranda, R. F. (2013). Dissertação - Análise da Inserção de Geração Distribuída de Energia Solar no Setor Residencial Brasileiro. 309. Rio de Janeiro: COPPE UFRJ. Acesso em 02 de 03 de 2016, disponível em <http://www.ppe.ufrj.br/pppe/production/tesis/miranda.pdf>

Nakabayash, R. (março de 2015). Microgeração Fotovoltaico no Brasil - Viabilidade Econômica. (p. 58). São Paulo: IEE USP LSF/Abinee. Acesso em 02 de 03 de 2016, disponível em <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/mifoto.pdf>

*Neosolar energia.* (15 de Agosto de 2016). Fonte: <http://www.neosolar.com.br/loja/gerador-solar-fotovoltaico-660-kwh.html>

*Plano Diretor.* (7 de 2016). Fonte: <http://franciscobeltrao.pr.gov.br/o-municipio/plano-diretor/>

PRODIST. (01 de 03 de 2016). Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição.

PRODIST. (01 de 01 de 2016). Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica.

Ruther, R. (2004). *Edifícios Solares Fotovoltaicos* (1ª Edição - 114p ed.). Florianópolis: UFSC/Labsolar.

*SolarMan.* (agosto de 2016). Fonte: SolarMan: <http://www.solarmanpv.com/en-us/invdatalogger.html>

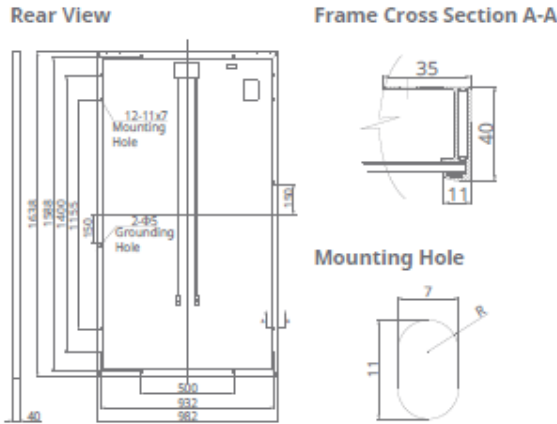
## ANEXOS

## ANEXO A - FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO PARA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM POTÊNCIA IGUAL OU INFERIOR À 10KW.

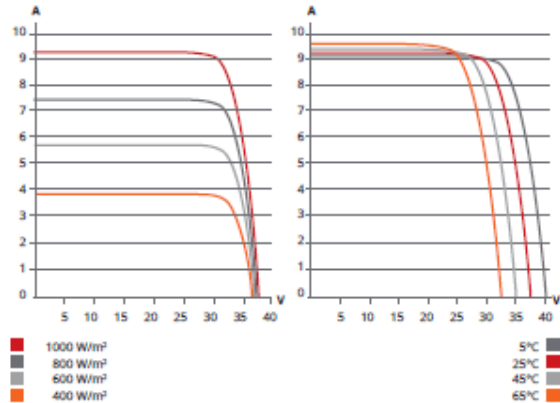
1 - Identificação da Unidade Consumidora - UC		
Código da UC:	Classe:	
Titular da UC:		
Rua/Av.:	Nº: CEP:	
Bairro:	Cidade:	
E-mail:		
Telefone: ( )	Celular: ( )	
CNPJ/CPF:		
2 - Dados da Unidade Consumidora		
Carga instalada (kW):	Tensão de atendimento (V):	
Tipo de conexão: monofásica <input type="checkbox"/> bifásica <input type="checkbox"/> trifásica <input type="checkbox"/>		
3 - Dados da Geração		
Potência instalada de geração (kW):		
Tipo da Fonte de Geração:		
Hidráulica <input type="checkbox"/> Solar <input type="checkbox"/> Eólica <input type="checkbox"/> Biomassa <input type="checkbox"/> Cogeração Qualificada <input type="checkbox"/>		
Outra (especificar):		
4 - Documentação a Ser Anexada		
1. ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração	<input type="checkbox"/>	
2. Diagrama unifilar contemplando Geração/Proteção(inversor, se for o caso)/Medição e memorial descritivo da instalação.	<input type="checkbox"/>	
3. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede.	<input type="checkbox"/>	
4. Dados necessários para registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: <a href="http://www.aneel.gov.br/scg">www.aneel.gov.br/scg</a>	<input type="checkbox"/>	
5. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012	<input type="checkbox"/>	
6. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver)	<input type="checkbox"/>	
7. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver)	<input type="checkbox"/>	
5 - Contato na Distribuidora (preenchido pela Distribuidora)		
Responsável/Área:		
Endereço:		
Telefone:		
E-mail:		
6 - Solicitante		
Nome/Procurador Legal:		
Telefone:		
E-mail:		
_____	____/____/____	_____
Local	Data	Assinatura do Responsável

## ANEXO B – MANUAL TÉCNICO DO MÓDULO FOTOVOLTAICO

### ENGINEERING DRAWING (mm)



### CS6P-265P / I-V CURVES



### ELECTRICAL DATA / STC\*

CS6P	260P	265P	270P
Nominal Max. Power (Pmax)	260 W	265 W	270 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	30.4 V	30.6 V	30.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.56 A	8.66 A	8.75 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.5 V	37.7 V	37.9 V
Short Circuit Current (Isc)	9.12 A	9.23 A	9.32 A
Module Efficiency	16.16 %	16.47 %	16.79 %
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

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

### ELECTRICAL DATA / NOCT\*

CS6P	260P	265P	270P
Nominal Max. Power (Pmax)	189 W	192 W	196 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	27.7 V	27.9 V	28.1 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.80 A	6.88 A	6.97 A
Open Circuit Voltage (Voc)	34.5 V	34.7 V	34.8 V
Short Circuit Current (Isc)	7.39 A	7.48 A	7.55 A

\* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

### PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Industry leading performance at low irradiance, average relative efficiency of 96.5 % from an irradiance of 1000 W/m² to 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

### MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	60 (6×10)
Dimensions	1638×982×40 mm (64.5×38.7×1.57 in)
Weight	18 kg (39.7 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm² (IEC) or 4 mm² & 12AWG 1000 V (UL), 1000 mm (39.4 in) (650 mm (25.6 in) is optional)
Connectors	Friends PV2a (IEC), Friends PV2b (IEC / UL)
Standard	26 pieces, 515 kg (1135.4 lbs)
Packaging	(quantity & weight per pallet)
Module Pieces per Container	728 pieces (40' HQ)

### TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

### PARTNER SECTION

