UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROJETO DE GRADUAÇÃO

VINICIUS VIANA DOS SANTOS

ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM SISTEMA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

VITÓRIA – ES
OUTUBRO/2017

VINICIUS VIANA DOS SANTOS

ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM SISTEMA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Vinícius Viana dos Santos**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista

Orientadora: Prof. Drª. Jussara Farias Fardin

VITÓRIA – ES
OUTUBRO/2017

VINÍCIUS VIANA DOS SANTOS

ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM SISTEMA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno Vinícius Viana dos Santos, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovada em 24 de outubro de 2017.

COMISSÃO EXAMINADORA:

Prof. Drª. Jussara Farias Fardin
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientadora

Prof. D.Sc. Oureste Elias Batista
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador

MEng Adan Lucio Pereira
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador

RESUMO

No Brasil, o acesso à micro e minigeração distribuída foram regulamentadas por meio da Resolução Normativa nº 482 que permitiu o uso de geradores fotovoltaicos conectados à rede. A geração de energia elétrica com fontes alternativas permite ao consumidor reduzir seus gastos com conta de energia. O objetivo deste trabalho é projetar um sistema fotovoltaico conectado à rede para uma propriedade rural no interior do Espírito Santo e realizar análise de viabilidade técnica e econômica desta instalação. Inicialmente foi feita uma revisão dos conceitos básicos da energia solar fotovoltaica e são abordados os principais pontos da sua regulamentação. Em seguida foram analisados o perfil de consumo energético e o potencial solarimétrico da localidade. Posteriormente, foi dimensionado os módulos fotovoltaicos, o inversor e demais componentes elétricos do gerador fotovoltaico. Por fim, determina-se o custo de instalação do sistema, a economia que ele é capaz de gerar e é feito a análise de viabilidade econômica através do Valor Presente Líquido (VPL) e do *payback* do sistema.

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Evolução do número de instalações com geração fotovoltaica no Brasil 19
Gráfico 2 - Histórico de consumo de energia elétrica na fazenda Sapucaia 35
Gráfico 3 - Fluxo de caixa do sistema projetado 52
Gráfico 4 - Evolução do VPL do sistema projetado em comparação ao VPL de investimento na poupança 54
Gráfico 5 - Evolução do VPL do sistema projetado em comparação ao VPL de um sistema em zona urbana 55

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Comparação da potência instalada, da disponibilidade do recurso solar e o sistema de tarifação adotado no Brasil, Espírito santo e Alemanha. 18
Quadro 2 - Resumo da regulamentação de micro e minigeração do distribuída 20
Quadro 3 - Comparação da eficiência das diversas tecnologias de células fotovoltaicas 23
Quadro 4 - Normas e regulamentos sobre módulos fotovoltaicos. 26
Quadro 5 - Resumo dos parâmetros de posicionamento projetados 42
Quadro 6 - Parâmetros comparativos dos inversores 44
Quadro 7 - Resumo dos equipamentos dimensionados 47
Quadro 8 - Tarifas de energia por subgrupo de unidade consumidora 50

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Irradiação solar diária média mensal 37
Tabela 2 - Características dos principais módulos fotovoltaicos 38
Tabela 3 - Comparativo dos valores de tensão e corrente entre as alternativas de conexão e os valores de referência do inversor 45
Tabela 4 - Custos dos equipamentos 50
Tabela 5 - Fluxo de caixa estimado para o sistema projetado 53

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Fluxo de potência global 15
Figura 2 - Perfis de radiação solar diária com valores equivalentes de HSP 16
Figura 3 - Irradiação solar global em diversos pontos do mundo. 17
Figura 4 - Sistema de geração distribuída conectado à rede 21
Figura 5 - Geração de corrente contínua por células fotovoltaicas 22
Figura 6 - Curva característica I-V de corrente e tensão do painel fotovoltaico 24
Figura 7 – Influência da variação de irradiância e temperatura na curva característica I-V .. 25
Figura 8 - Potência elétrica em função da tensão elétrica de uma célula fotovoltaica 28
Figura 9 - Funcionamento do algoritmo do MPPT, P&O. 28
Figura 10 - Procedimentos e etapas de acesso à rede 32
Figura 11 - Resfriador de leite da Fazenda Sapucaia 34
Figura 12 - Orientação correta do módulo solar 39
Figura 13 - Ângulo de correção para encontrar o norte geográfico 39
Figura 14 - Orientação dos módulos fotovoltaicos com o SunEarthTools 40
Figura 15 - Representação do posicionamento do painel solar 41
Figura 16 - Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico 46

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ART	Anotação de Responsabilidade Técnica
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
DPS	Dispositivo de Proteção contra Surtos
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
FV	Fotovoltaico(a)
HSP	Horas de Sol Pleno
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e prestação de Serviços
IEC	*International Electrotechnical Commission*
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
MPPT	*Maximum Power Point Tracker*
NBR	Norma Brasileira aprovada pela Associação Brasileira de Normas Técnicas
PIS	Programa de Integração Social
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PWM	*Pulse Width Modulation*
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
VPL	Valor Presente Líquido

1 INTRODUÇÃO 12
1.1 Apresentação 12
1.2 Justificativa 13
1.3 Objetivos 14
1.3.1 Objetivo geral 14
1.3.2 Objetivos específicos 14
2 A ENERGIA SOLAR 15
2.1 O recurso solar 15
2.2 A energia solar fotovoltaica no Brasil e no Mundo 16
3 O SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A REDE 19
3.1 Introdução e regulamentação 19
3.2 Equipamentos 21
3.2.1 Painéis Fotovoltaicos 22
3.2.2 Inversor 26
3.2.3 Cabos e Proteção elétrica 29
3.3 Sistema de tarifação 30
3.3.1 Tarifação incentivada 30
3.3.2 Sistema de compensação de Energia Elétrica 30
3.3.3 Imposto 31
3.4 Acesso à rede 32
4 METODOLOGIA E PROJETO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE 34
4.1 Localização do SFCR 36
4.2 Dados Solarimétricos 36
4.3 Escolha dos módulos fotovoltaicos 37
4.4 Orientação e posicionamento do gerador fotovoltaico 38
4.5 Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico 42
4.6 Dimensionamento do inversor *on-grid* 43
4.6.1 Organização do Conjuntos Fotovoltaicos 45
4.7 Dimensionamento dos cabos e dispositivos de proteção elétrica 46
4.8 Apresentação dos resultados do projeto 47
5 METODOLOGIA E ANÁLISE ECONÔMICA 49

5.1 A tarifa energética 50
5.2 Retorno financeiro 51
5.3 Custos 52
5.4 Fluxo de caixa 52
6 CONCLUSÕES 56
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 58

1 INTRODUÇÃO

1.1 Apresentação

Sabe-se que, no mundo moderno, a eletricidade é a principal fonte de luz, calor e força. O desenvolvimento industrial, a evolução do estilo de vida e o desenvolvimento de novas tecnologias conduziram a um aumento crescente na demanda por fontes energéticas. Desde 2005 a demanda brasileira por energia elétrica tem crescido em média 3% ao ano (EPE, 2016). Para suprir essa demanda é necessário o desenvolvimento de uma matriz energética sólida e confiável. A abundância de recursos hídricos no Brasil tornou óbvia a escolha dessa fonte que representa 64% da oferta interna de energia (EPE, 2016). Entretanto os níveis dos reservatórios variam em função da sazonalidade e do volume de chuva que afetam esse setor. Apesar dos problemas com as formas tradicionais de geração de energia, pouco se discute quanto ao uso de energias alternativas no país e os incentivos ao seu uso ainda são precários.

Além dessa crescente demanda de energia, o fato de os combustíveis fósseis serem recursos recurso limitados, aliado ao impacto ambiental que proporcionam, fez com que vários países explorassem fontes alternativas de energia, promovendo mudanças significativas na estrutura do sistema elétrico. A eletricidade gerada por meio da ação do vento, dos raios do sol, de fontes geotérmicas e hídricas e da biomassa são exemplos de fontes alternativas, também, por vezes denominada energia “verde” ou de fontes renováveis (PINTO, 2014).

Dentre as fontes de energia alternativas, destaca-se a energia solar fotovoltaica como uma das mais promissoras. A energia solar fotovoltaica consiste na geração de energia elétrica através da luz do sol, utilizando o efeito fotovoltaico. Um dos primeiros relatos a respeito deste efeito foi realizado por Edmund Becquerel em 1839 que notou que uma diferença de potencial aparecia nos terminais de uma célula eletroquímica iluminada. Em meados de 1954 ocorreu outro grande passo no desenvolvimento da tecnologia quando a empresa de telecomunicações Bell Telephone Laboratories desenvolveu uma das primeiras células fotovoltaicas de cristais de silício que se tem registros (HERSCH e ZWEIBEL, 1982).

Anos depois, durante o período guerra fria, os painéis fotovoltaicos surgem como uma solução viável para energizar os satélites lançados ao espaço no contexto da corrida espacial. Sua relevância como fonte energética foi reforçada com a assinatura do Protocolo de Kyoto onde surge como uma alternativa ecologicamente correta aos combustíveis fósseis para geração de energia elétrica (CRESESB, 2014).

Em relação ao seu uso no Brasil, antes do ano de 2012 limitava-se apenas a aplicações em instalações isoladas que normalmente estão localizadas em áreas remotas ou zonas rurais não atendidas pela rede elétrica (VILLALVA e GRAZOLI, 2012). Somente após essa data foi regulamentado o uso dessa fonte energética para consumidores conectados à rede de distribuição

O presente trabalho aborda a análise da viabilidade técnica e financeira da implantação de um sistema de geração de energia solar fotovoltaica em uma propriedade rural, localizada ao norte do estado do Espírito Santo. Para tanto, serão apresentados os principais pontos da legislação vigente e o projeto para a propriedade supracitada.

1.2 Justificativa

A necessidade de preservar os recursos naturais do planeta tem promovido a busca por fontes renováveis de energia. As mudanças climáticas observadas no planeta têm feito com que países como o Brasil, rico em recursos hídricos, busquem soluções para as crises energéticas causadas pelas condições hidrológicas desfavoráveis.

No Brasil, durante os períodos de seca, a demanda de energia pode superar a capacidade de geração das usinas hidrelétricas, e então as usinas termelétricas são as principais responsáveis por complementar a demanda de energia. Porém, o acionamento dessas usinas pode causar sérios danos ambientais e aumentar o custo de geração da energia elétrica. Faz-se necessário então encontrar soluções de energia limpa com sistemas sustentáveis e com viabilidade econômica para atrair novos investimentos. Nesse contexto destaca-se a geração fotovoltaica, a fonte de energia que mais cresceu no ano de 2015 (EPE, 2016). A atratividade dessa tecnologia se dá pela redução do custo de implementação desse sistema ao longo dos últimos anos.

Os benefícios na implementação de um sistema de geração fotovoltaica são vários, tais como:

I. Redução da emissão de gases derivados de carbono na atmosfera;
II. Ampliação da oferta de energia elétrica;
III. Redução do valor da fatura de energia elétrica para o consumidor final;
IV. É uma fonte inesgotável de energia.

As vantagens descritas acima associadas às recentes crises hídricas, revelam um cenário oportuno para pesquisas e estudos de caso para aplicação de sistemas fotovoltaicos.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo geral

O objetivo geral deste projeto é dimensionar um sistema de microgeração de energia elétrica para uma propriedade rural na região noroeste do estado do Espírito Santo. Serão avaliadas a viabilidade técnica e econômica para a instalação de painéis solares com a finalidade de maximizar a economia da conta de energia e verificar se o possível retorno econômico do empreendimento justifica seu investimento.

1.3.2 Objetivos específicos

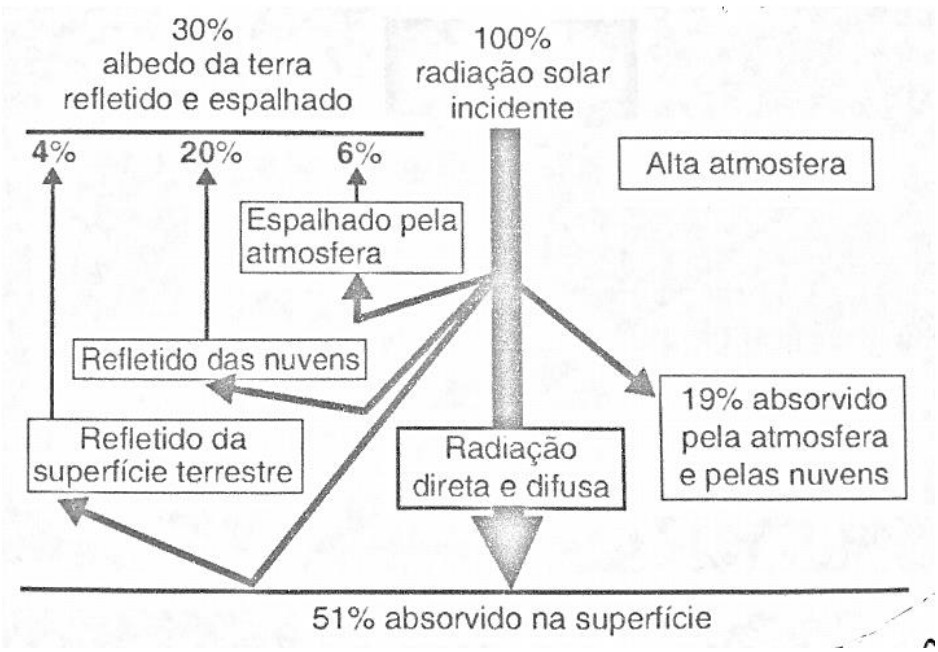
1. Analisar a legislação que regulamenta a geração distribuída de energia elétrica.
2. Estimar o perfil de consumo de energia elétrica da fazenda.
3. Dimensionar e especificar os equipamentos para o sistema de geração de energia solar fotovoltaica conectado à rede.
4. Avaliar a viabilidade econômica através de estimativas do investimento a ser realizado nesse projeto e da economia proporcionada na conta de energia

2 A ENERGIA SOLAR

2.1 O recurso solar

O sol é a principal fonte de energia do nosso planeta. A energia do sol é produzida por reações termonucleares desde o seu núcleo até a superfície e viaja a aproximadamente 300.000.000m/s durante 8 minutos e 19 segundos até chegar na Terra. Entretanto, nem toda essa energia recebida na atmosfera chega até o solo. A Figura 1 representa o fluxo de energia recebido pela Terra e as perdas por reflexão e absorção que acontecem na camada de ar antes da luz atingir o solo. (CRESESB, 2014)

Figura 1- Fluxo de potência global



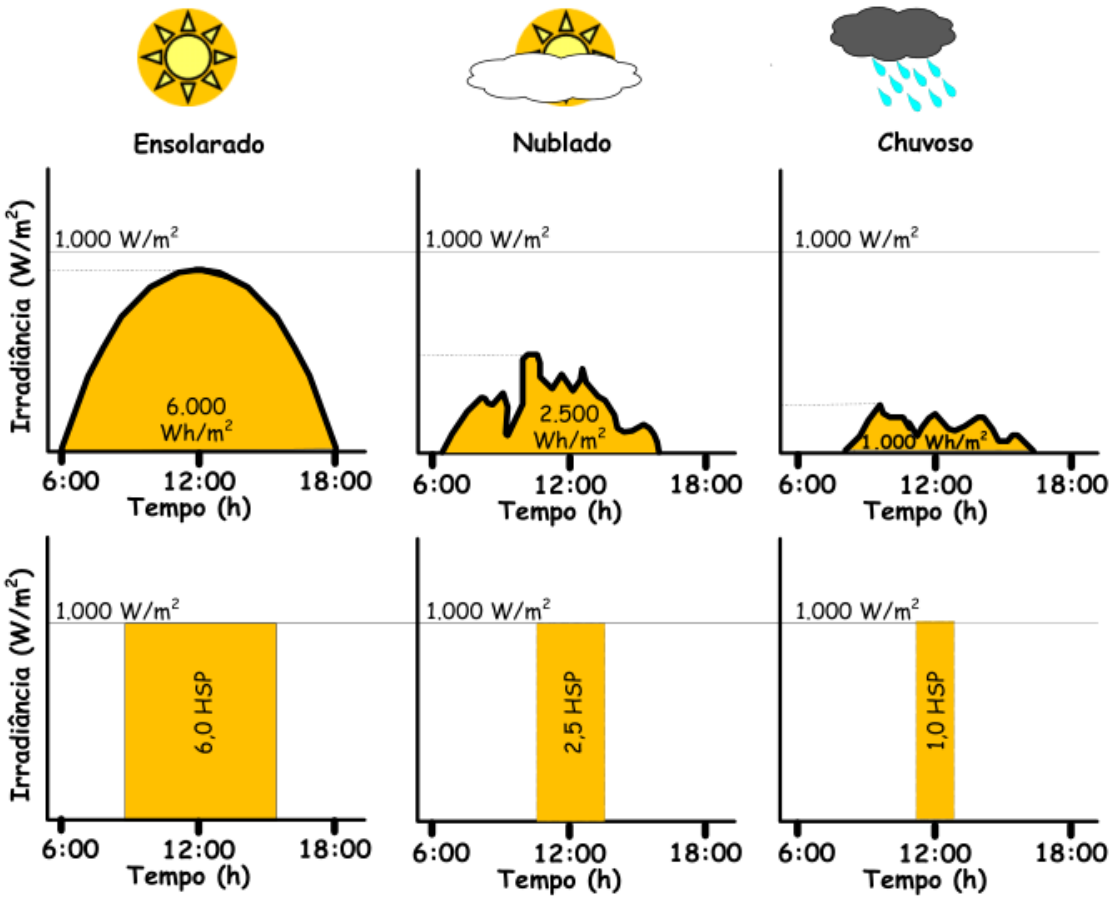
Fonte: (PINTO, 2014)

Dessa forma a quantidade de energia solar que chega à superfície é em torno de 1kW/m² (CRESESB, 2014). Esse valor é importante pois é utilizado pela indústria como parâmetro para condições de teste e levantamento de especificações técnicas.

A fim de ignorar os efeitos da variação instantânea e decorrente da localização é bastante conveniente expressar o valor acumulado de energia solar diário em função da insolação média: o número de Horas de Sol Pleno (HSP). Esse valor representa o número de horas que a irradiância deve permanecer igual a 1kW/m² a fim de obter o mesmo valor acumulado de

energia solar diário. A Figura 2 exemplifica o conceito de HSP ao comparar a representação gráfica da variação da irradiância ao longo do dia para três situações: dia ensolarado, nublado e chuvoso. Na parte de baixo da figura é mostrado o equivalente da energia solar em termo de Horas de Sol Pleno. Nota-se, então, que o valor de HSP é maior quando a totalidade da energia solar recebida ao longo do tempo for maior.

Figura 2 - Perfis de radiação solar diária com valores equivalentes de HSP



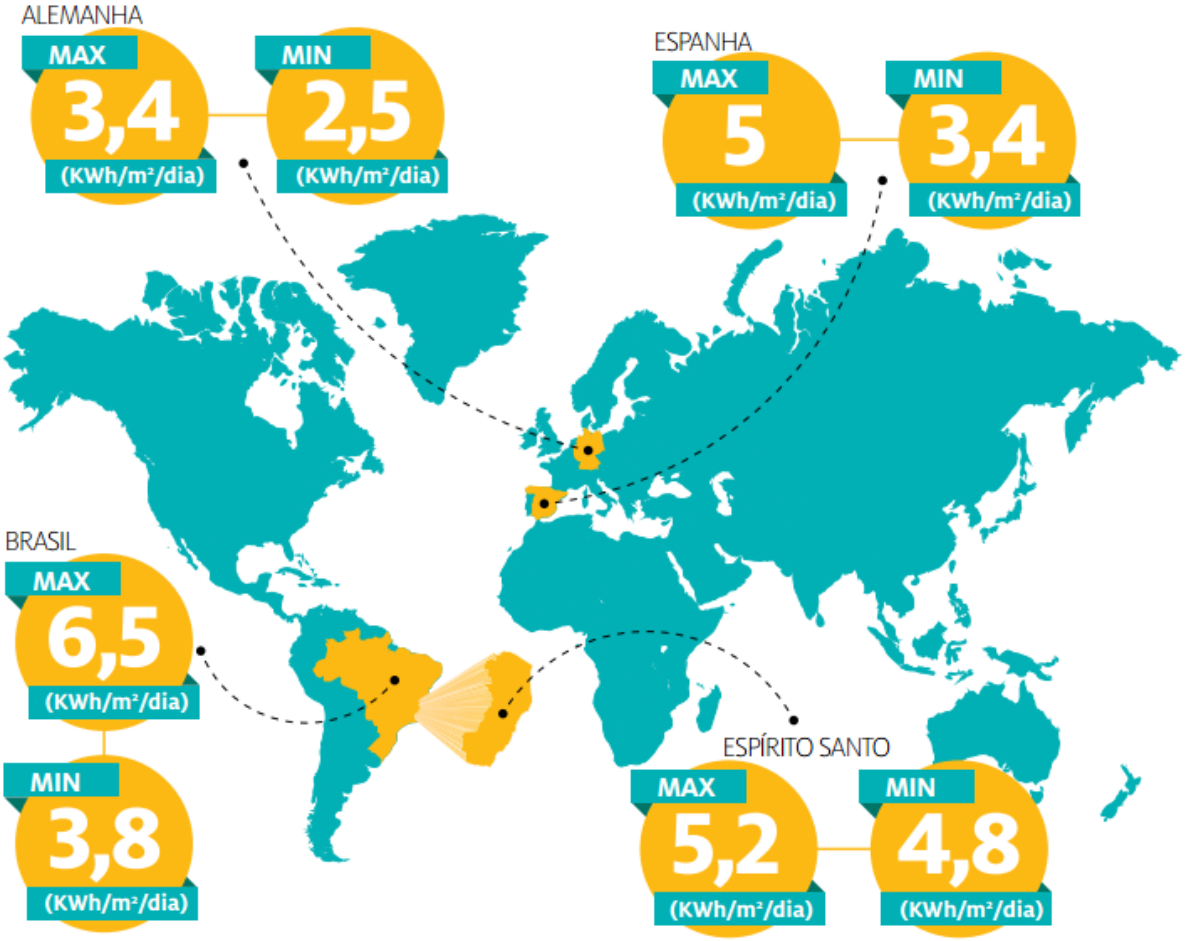
Fonte: (CRESESB, 2014)

2.2 A energia solar fotovoltaica no Brasil e no Mundo

O número de instalações fotovoltaicas no mundo passou a ser significante a partir dos anos 2000. Os levantamentos mais recentes, apontam que em 2016 existiam mais de 306,5GW de potência instalada pelo mundo. Desse total, mais de 34% está instalado em países da Europa com destaque especial para Alemanha, líder isolada no mercado de energia europeu (EPIA, 2017).

O esforço e investimento da Alemanha para atingir essa posição no mercado de energia solar é notável apesar das baixas taxas de radiação solar em seu território. Como é possível observar na Figura 3, a média diária alemã de irradiação solar tem variações entre 2,5 e 3,4 kWh/m²/dia. Enquanto isso a média brasileira é 3,8 a 6,5 kWh/m²/dia e a média no Espírito Santo é de 4,8 a 5,2 kWh/m²/dia. (ASPE, 2013)

Figura 3 - Irradiação solar global em diversos pontos do mundo.



Fonte: (ASPE, 2013)

Pode-se observar que potencial de aproveitamento de energia solar fotovoltaica é muito maior no Espírito Santo e no Brasil do que na Alemanha principalmente se levarmos em conta a extensão territorial de cada país. Apesar de ser um país maior e com maiores níveis de radiação solar, em 2016 a potência instalada no Brasil era de apenas 61,2 MW (ANEEL, 2017). Enquanto isso, na Alemanha a capacidade instalada é de 41,1GW (EPIA, 2017). O quadro a

seguir mostra comparação resumida da potência instalada, da disponibilidade do recurso solar e o sistema de tarifação adotado.

Quadro 1 - Comparação da potência instalada, da disponibilidade do recurso solar e o sistema de tarifação adotado no Brasil, Espírito santo e Alemanha.

Localização	Brasil	Espírito Santo	Alemanha
Irradiação [kWh/m²/dia]	3,8 – 6,5	4,8 – 5,2	2,5 – 3,4
Potência-pico instalada	61,2MW	1,4MW	41,1GW
Sistema de tarifação	Compensação de créditos	Compensação de créditos	Tarifação *Feed*-in

Fonte: Produção do próprio autor.

Apesar dos bons indicadores, o baixo aproveitamento do potencial da energia solar no Brasil, se deve à ineficiência da regulamentação desse setor, dos poucos incentivos fiscais e do sistema de tarifação escolhido que serão discutidos nos tópicos a seguir.

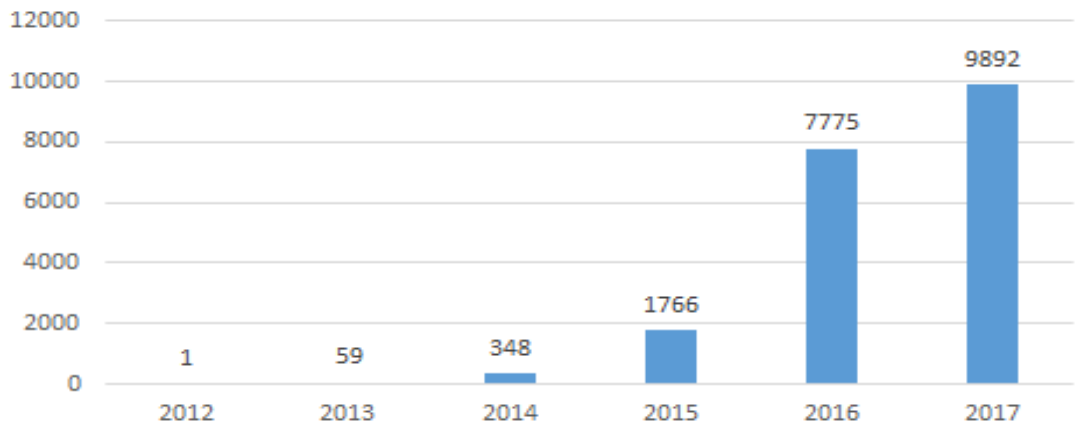
3 O SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A REDE

3.1 Introdução e regulamentação

O conceito de geração distribuída foi introduzido e regulamentado no Brasil em 2012 pela ANEEL através da Resolução Normativa nº 482/2012. Esta resolução definiu os termos microgeração e minigeração da seguinte maneira: microgeração distribuída é definida como sendo uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidade consumidoras e, para a definição de minigeração distribuída, a única diferença é em relação à potência instalada, que é superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para as demais fontes renováveis (ANEEL, 2012).

A Resolução 482 mudou o panorama da energia solar no Brasil. Antes desta norma, os módulos fotovoltaicos (FV) somente poderiam ser utilizados em sistemas isolados da rede. A partir dessa regulamentação foi permitida a instalação de geradores fotovoltaicos conectados à mesma. A conexão de sistemas FV à rede permitiu reduzir o custo de instalações pois elimina a necessidade de baterias e possibilita que o usuário permaneça ligado a um sistema de distribuição robusto e confiável. Uma das consequências diretas da normatização é o crescimento do número de instalações com geração FV no Brasil no Gráfico 1.

Gráfico 1 - Evolução do número de instalações com geração fotovoltaica no Brasil



Fonte: Dados extraídos de ANEEL, 2017.

Esta resolução criou as diretrizes básicas e foi atualizada em 2016 pela Resolução Normativa nº 687. Um resumo das regras vigentes é apresentado no quadro abaixo.

Quadro 2 - Resumo da regulamentação de micro e minigeração do distribuída

Parâmetro	**Microgeração**	**Minigeração**
Limite da potência instalada para Minigeração	75kW	5 MW
Sistema de tarifação	Sistema de créditos de energia elétrica	
Período de validade dos créditos	60 meses	
Tempo para viabilização acesso	34 dias	
Valor mínimo de cobrança	Custo de disponibilidade do sistema	

Fonte: Produção do próprio autor.

A resolução ainda define que podem aderir ao sistema de compensação de energia elétrica os responsáveis pelas seguintes unidades consumidoras:

I. Com microgeração ou minigeração distribuída;
II. Integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, como, por exemplo, condomínios;
III. Caracterizada como geração compartilhada, ou seja, cooperativas com múltiplas unidades consumidoras;
IV. Caracterizada como autoconsumo remoto, ou seja, quando o proprietário do sistema usará os créditos de energia em mais de um imóvel.

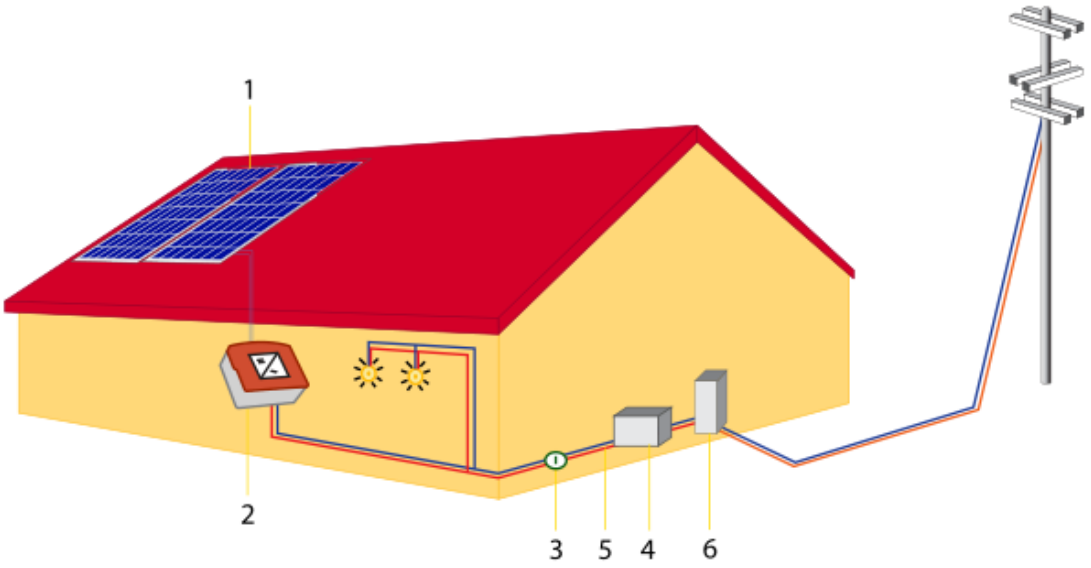
No Brasil, a Resolução Normativa da ANEEL nº 345, de 16 de dezembro de 2008, aprovou os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST com a finalidade de definir os padrões e normas de qualidade dos sistemas de energia; em 2015 os procedimentos foram revisados conforme a Resolução Normativa nº664, de 16 de junho de 2015. O PRODIST tem como objetivo principal reunir as normas de funcionamento da distribuição de energia, abrangendo assuntos relativos às redes, em módulos de estudo. O módulo 3 do PRODIST tem como objetivo estabelecer as condições de acesso à rede elétrica e o módulo 8 contém a regulamentação da qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica.

Além disso, cada concessionária possui um conjunto de normas específicas de segurança, identificação da unidade, procedimento de acesso e padrão técnico de conexão à rede. Apesar dessas particularidades, todas seguem as mesmas diretrizes encontradas nas resoluções normativas nº 482 e nº 687 e nos módulos 3 e 8 do PRODIST.

3.2 Equipamentos

A Figura 4 representa um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR). Este tipo de sistema é composto pelos módulos fotovoltaicos, representados pelo item 1 da figura, conectados a um inversor, item 2, que transforma a energia CC em CA e a entrega às cargas da instalação. O excedente é entregue à rede elétrica através de um medidor bidirecional, representado pelo item 6 na Figura 4.

Figura 4 - Sistema de geração distribuída conectado à rede



Fonte: SOUZA, 2016 - Adaptado

Legenda: 1 – Módulos fotovoltaicos; 2 – Inversor; 3 – Proteção elétrica; 4 – Quadro de distribuição; 5 – Cabos; 6 – Medidor

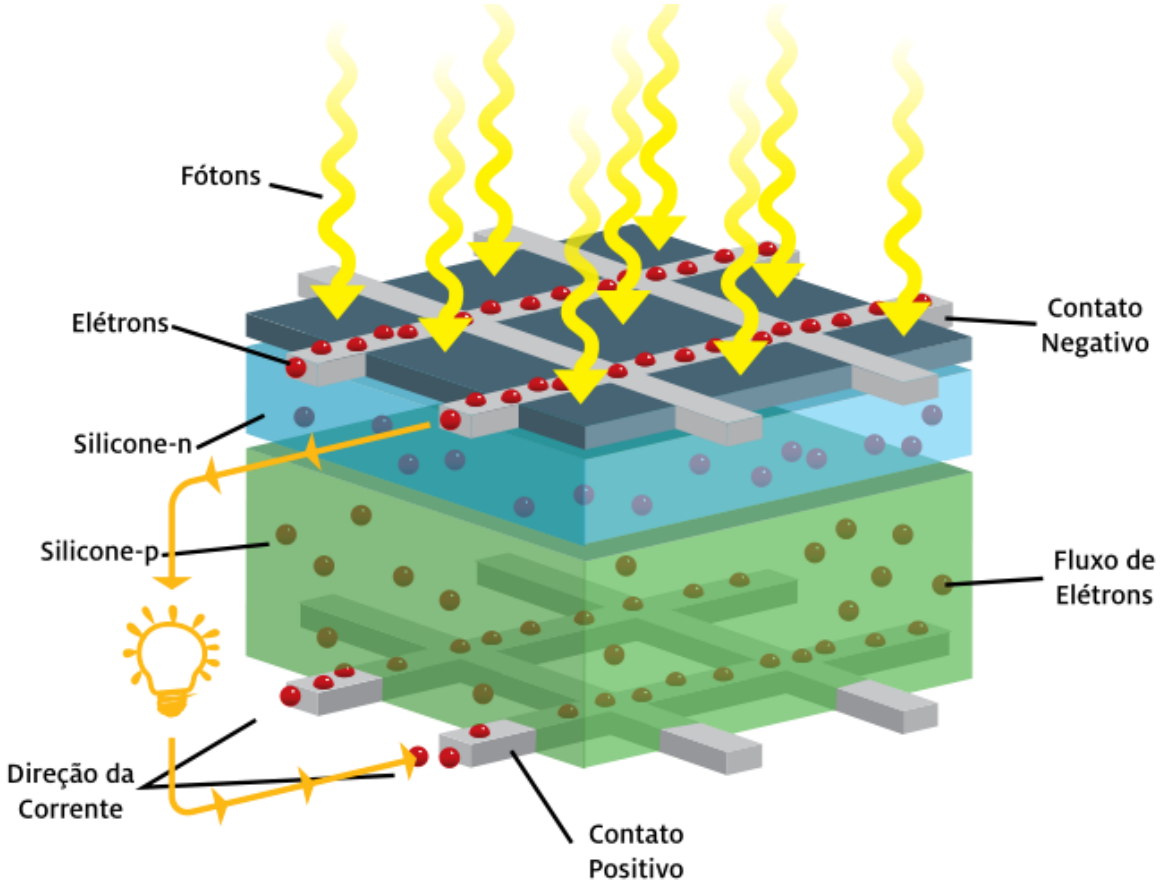
Os tópicos a seguir abordarão com mais detalhes o funcionamento dos equipamentos que compõe o SFCR.

3.2.1 Painéis Fotovoltaicos

O painel fotovoltaico é o elemento gerador do SFCR. Cada módulo é composto por um agrupamento de células fotovoltaicas que são conectadas em série. Isso é feito pois cada célula consegue fornecer no máximo valores da ordem de 0,6V. A conexão em série permite atingir níveis mais elevados de tensão. (VILLALVA e GRAZOLI, 2012)

Uma célula fotovoltaica típica é composta por uma camada de semicondutor do tipo P, uma camada de semicondutor do tipo N e condutores metálicos. Detalhes dessa estrutura podem ser observados na Figura 5**.**

Figura 5 - Geração de corrente contínua por células fotovoltaicas



Fonte**:** ASPE, 2013

O semicondutor do tipo P apresenta lacuna de elétrons e o semicondutor N os têm em excesso. Ao colocar os dois semicondutores em contato, observa-se que os elétrons excedentes fluem de N para P e produzem uma barreira de potencial em uma zona intermediária, chamada de zona

de depleção. Para que mais elétrons fluam de um material para outro é necessário então vencer o campo elétrico dessa região intermediária. A incidência de luz (fótons) sobre os semicondutores fornece energia aos elétrons excedentes para vencer a barreira. Ao fechar o circuito entre os contatos metálicos que envolvem a célula os elétrons podem circular. Este fluxo se mantém e é proporcional à quantidade de luz recebida pela célula.

Diferentes formas, técnicas e materiais são empregados na produção das células a fim de obter melhorias de alguns parâmetros de projeto como custo, eficiência ou propriedades físicas diversas. Existe uma grande variedade de células fotovoltaicas em estudo e desenvolvimento. O Quadro 3 retrata a eficiência de algumas dessas células.

Quadro 3 - Comparação da eficiência das diversas tecnologias de células fotovoltaicas

Material da célula fotovoltaica	**Eficiência da célula em laboratório**	**Eficiência da célula comercial**	**Eficiência dos módulos comerciais**
Silício monocristalino	24,7%	18%	14%
Silício policristalino	19,8%	15%	13%
Silício cristalino de filme fino	19,2%	9,5%	7,9%
Silício amorfo	13%	10,5%	7,5%
Silício micromorfo	12%	10,7%	9,1%
Célula solar híbrida	20,1%	17,3%	15,2%
CIS, CIGS	18,8%	14%	10%
Telureto de cádmio	16,4%	10%	9%

Fonte: (VILLALVA e GRAZOLI, 2012)

Dentre essas células apenas três têm representatividade comercial notável:

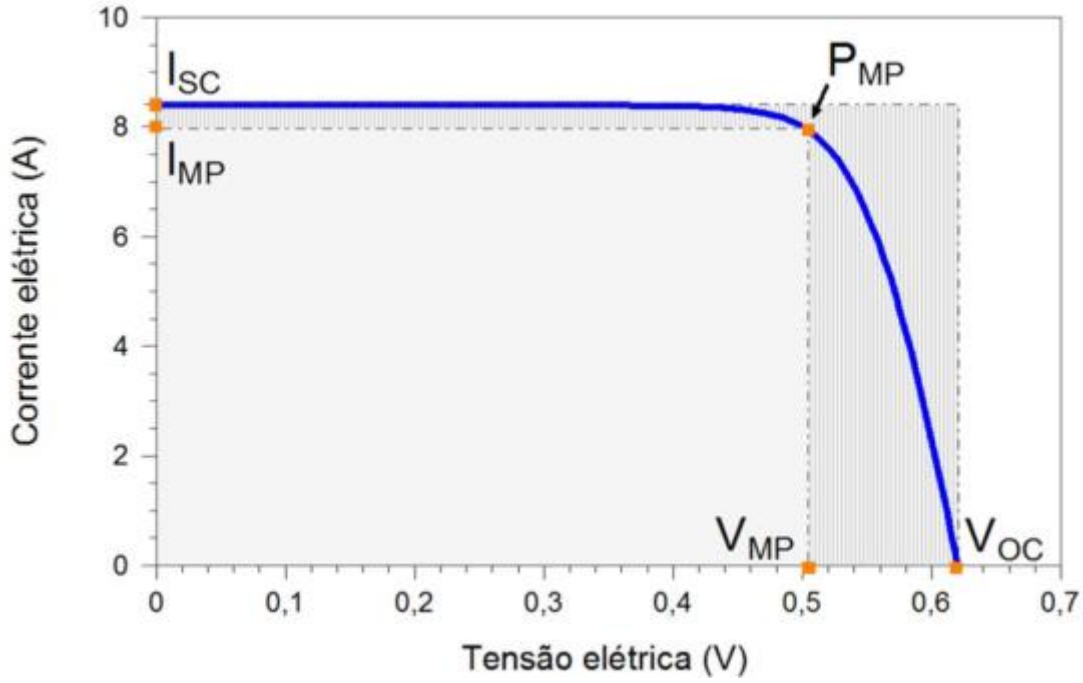
- As células de silício monocristalino possuem maior rendimento porém seu custo é mais elevado devido ao processo de fabricação;
- As de silício policristalino que são constituídas por células de eficiência e custo intermediários;
- E as células de filme fino cujo processo de fabricação consome menos energia, matéria prima e tem menor complexidade, facilitando a automação do processo e a produção em larga escala, resultando em custos ainda menores, porém, com uma eficiência menor.

Independentemente do tipo célula, o painel é constituído pela associação dessas células a fim de aumentar sua capacidade de tensão e corrente. O painel também é constituído por uma

estrutura mecânica que preserva a integridade das células que por si só são frágeis. Além disso, a estrutura fornece isolação das condições atmosféricas, utiliza vidro antireflexivo e materiais que facilitam a limpeza para evitar deposição de partículas e manter a eficiência dos mesmo durante sua vida útil.

Outra características relevante dos painéis é a sua curva característica relacionando tensão e corrente que pode ser observada na Figura 6.

Figura 6 - Curva característica I-V de corrente e tensão do painel fotovoltaico



Fonte: (CRESESB, 2014)

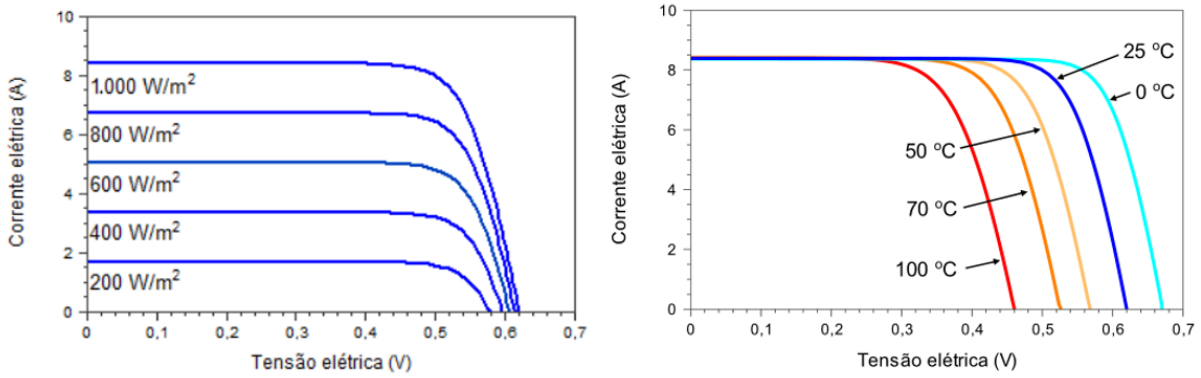
Da curva característica, pode-se destacar alguns pontos chaves, são eles:

- P_{mp}, I_{mp} e V_{mp} que são, respectivamente, a potência, a corrente e a tensão no ponto de máxima potência;
- I_{sc} que é a corrente de curto circuito;
- V_{oc} que é a tensão de circuito aberto.

O aumento da tensão nos terminais do painel até atingir o valor de V_{mp} causa pequena queda de corrente. Por outro lado, aumentar a tensão além desse valor causa queda acentuada de corrente, até o ponto de V_{oc}, onde a corrente é nula (CRESESB, 2014).

A conexão em série de várias células, permite entregar ao sistema a potência necessária sem aumentar o valor de corrente, evitando perdas joulicas nos condutores e diminuindo o custo de instalação pois permite o uso de condutores de menor bitola. Além disso é fundamental para o inversor que a tensão de entrada CC seja superior a tensão de saída CA (VILLALVA e GRAZOLI, 2012). Contudo deve-se levar em consideração que a curva característica sofre alterações com temperatura e insolação conforme os gráficos da Figura 7.

Figura 7 – Influência da variação de irradiância e temperatura na curva característica I-V



Fonte: (CRESESB, 2014)

Caso a curva características de uma das células seja afetada por temperatura, queda de insolação (sombreamento) ou mau funcionamento a capacidade de todo o sistema fica comprometida. Por exemplo, se uma das células estiver sombreada (insolação de 200W/m²) enquanto as demais estão iluminadas (insolação de 1000W/m²), a capacidade de condução de todo o ramo está limitada a aproximadamente 2 A, embora as células não sombreadas tenham capacidade de entregar 8,5 A, conforme Figura 7**.** Para contornar esse problema são adicionados diodos de *bypass* em paralelo às células. O número de diodos e a quantidade de células em paralelo a cada um varia com o modelo e fabricante das placas. Outra alternativa para contornar os efeitos de sombreamento é utilizar mais de um Rastreador do Ponto de Máxima Potência (MPPT, do inglês *Maximum Power Point Tracker*), que será explicado nos itens a seguir. Desta forma, ao se utilizar múltiplos MPPT's, as *strings*, que são os conjuntos de módulos conectados em séries, que estiverem sob condições de insolação diferentes podem operar em pontos diferentes da curva I-V (CRESESB, 2014) (VILLALVA e GRAZOLI, 2012).

O Quadro 4 traz as regulamentações nacionais e internacionais a respeito dos módulos fotovoltaicos.

Quadro 4 - Normas e regulamentos sobre módulos fotovoltaicos.

Org.	Código	Título	Descrição	Aplicação
IEC – International Electrotechnical Commissions	61215: 2005	Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval; Edition 2.0;	Estabelece ensaios de qualificação para módulos fotovoltaicos	Módulos de Silício monocristalino (m-Si) e policristalino (p-Si)
	61646: 2008	Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval; Edition 2.0;	Estabelece ensaios de qualificação para módulos fotovoltaicos	Módulos de filmes finos (a-Si, CdTe, CIGS, etc)
	61730-2: 2004	Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 1: Requirements for construction; Part 2: Requirements for testing,	A Parte 2 estabelece ensaios para verificação da segurança elétrica e mecânica de módulos fotovoltaicos	Módulos fotovoltaicos
	61701:2011	Salt mist corrosion testing of photovoltaic (PV) modules; Edition 2.0	Estabelece o procedimento de ensaio da resistência de módulos fotovoltaicos à corrosão por névoa salina	Módulos fotovoltaicos
	62108:2007	Concentrator photovoltaic (CPV) modules and assemblies - Design qualification and type approval; Edition 1.0	Estabelece ensaios de qualificação para módulos fotovoltaicos	Módulos fotovoltaicos com concentração
ABNT	NBR 11876:2010	Módulos Fotovoltaicos - Especificação; Segunda Edição	Estabelece requisitos e critérios de aceitação de módulos fotovoltaicos de uso terrestre	Módulos fotovoltaicos
INMETRO	Portaria nº 004, de 04 de janeiro de 2011;	Anexo – Requisitos de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica (Módulo, Controlador de Carga, Inversor e Bateria).	Especifica os procedimentos de ensaio para etiquetagem de módulos fotovoltaicos (e outros equipamentos).	Módulos fotovoltaicos (e outros equipamentos)

Fonte: CRESESB, 2014

Para serem comercializados e utilizados no Brasil, os painéis devem seguir as normas definidas na ABNT, e serem aprovados pelo Inmetro segundo a Portaria 004/2011 (INMETRO, 2011).

3.2.2 Inversor

No contexto de geração fotovoltaica ligada à rede de distribuição, o inversor é o elemento que faz a conversão CC-CA entre os painéis, que operam em corrente contínua, com a rede, que opera em corrente alternada. A tensão CA de saída do inversor deve ter sincronia de fase com a rede e frequência, amplitude e conteúdo harmônico adequados às cargas e ao sistema elétrico em que será inserido.

Um inversor para sistemas fotovoltaicos deve possuir:

- Alta eficiência de conversão;
- Operação em uma faixa ampla de tensão de entrada;
- Boa regulação na tensão da saída;
- Baixo conteúdo harmônico;
- Tolerância aos surtos de partida das cargas a serem alimentadas.

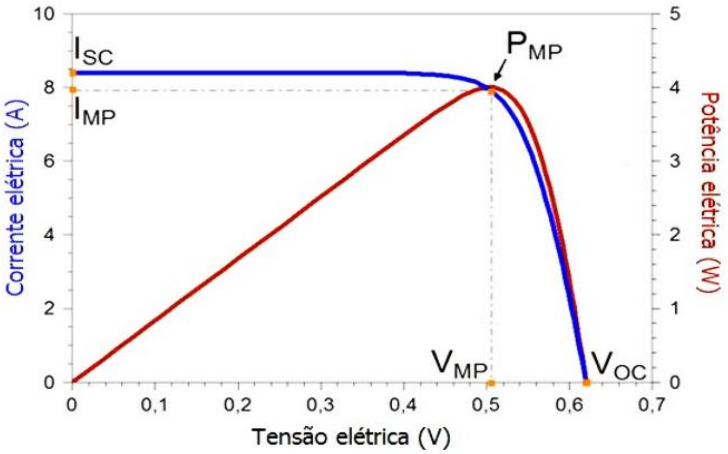
Os inversores comercializados no Brasil devem apresentar o registro do Inmetro e a etiqueta de modelo afixada no próprio produto.

Em linhas gerais a conversão CC-CA do Inversor se dá através de um circuito de ponte H que através de modulação de largura de pulso, do inglês *pulse width modulation* (PWM), gera um sinal de tensão compatível com a rede. Um sensor de corrente e tensão alimenta o controlador do PWM com informações da rede elétrica, ajustando o *duty cycle* a fim de manter os níveis de tensão adequados com a mesma. Por fim, esse sinal é filtrado para que o seu conteúdo harmônico final respeite as determinações da PRODIST. A fim de garantir a segurança da rede, da equipe de manutenção e evitar danos aos equipamentos o inversor é projetado para interromper o funcionamento em caso de falha ou desligamento da rede CA. A ausência de um sinal de referência para ajuste do PWM também impede o funcionamento do equipamento nas situações anteriormente descritas (VILLALVA e GRAZOLI, 2012).

3.2.2.1 Funcionamento do MPPT

A fim de extrair o máximo de potência dos módulos os inversores utilizam um algoritmo de MPPT. O ponto de máxima potência (P_{mp}) buscado por tal algoritmo pode ser observado na Figura 8.

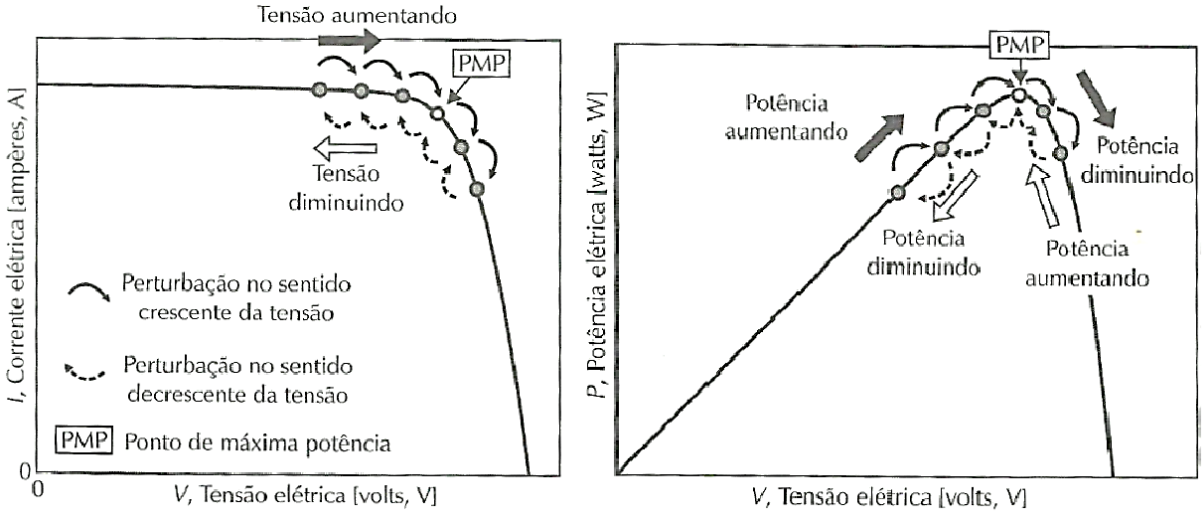
Figura 8 - Potência elétrica em função da tensão elétrica de uma célula fotovoltaica



Fonte: (CRESESB, 2014)

Um dos métodos mais populares do MPPT é o Perturba & Observa (P&O). Este método gera perturbações na operação dos painéis fotovoltaicos, modificando intencionalmente a tensão nos seus terminais, para posteriormente verificar o que essas perturbações causam no valor da potência fornecida. A Figura 9 ilustra o funcionamento do sistema MPPT, em que a tensão elétrica é variada (aumentando ou diminuindo) até que se encontre o ponto de máxima potência.

Figura 9 - Funcionamento do algoritmo do MPPT, P&O.



Fonte: (VILLALVA e GRAZOLI, 2012)

Considera-se que o ponto de máxima potência foi alcançado quando o algoritmo encontra uma situação de estabilidade e as perturbações acontecem em torno do ponto de pico de potência dos módulos (VILLALVA e GAZOLI, 2012).

3.2.3 Cabos e Proteção elétrica

Garantir a segurança e integridade dos usuários, dos operadores e dos equipamentos é fundamental. A NBR 5410 define que, para segurança da instalação de baixa tensão, é obrigatória a utilização de disjuntores como proteção contra curto circuitos, mau funcionamento de equipamentos e aquecimento dos condutores. Além disso, também determina o uso de Dispositivos de Proteção contra Surtos (DPS) que como o nome indica protege o sistema de elevações repentinas de tensão e descargas atmosféricas.

O Módulo 3 do PRODIST, e a rede concessionária local (EDP) exigem, além dos elementos de proteção básicos citados acima, outros elementos de segurança para os sistemas de geração distribuída:

1. Elemento de desconexão;
2. Elemento de interrupção;
3. Proteção de sub e sobretensão;
4. Proteção de sub e sobrefrequência;
5. Relé de sincronismo;
6. Anti-ilhamento;

Atualmente os elementos de proteção 2, 3, 4, 5 e 6 estão inseridos nos inversores, sendo a redundância de proteção desnecessária. O elemento de desconexão é desnecessário para microgeradores que se conectam à rede através de inversores (EDP-ESCELSA, 2016).

O cabeamento do lado CC, por estar exposto a intempéries, deve ser resistente à radiação ultravioleta, ozônio, hidrólise, ácidos e óleos. Atualmente um complemento à Norma 5410 está em desenvolvimentos pela ABNT e toma como base a IEC 60364-7-712:2002. As tensões CC em geral são superiores às encontradas nas instalações convencionais podendo variar entre 100 e 1000 volts. Por esta razão o isolamento do cabo é da ordem de 1,8 kV_{cc} (CRESESB, 2014) (VILLALVA e GRAZOLI, 2012) (GALDINO e ALMEIDA, 2015).

As conexões entre os componentes CC devem ser realizadas com conectores especiais capazes de suportar as mesmas condições suportadas pelos condutores (CRESESB, 2014). O padrão

mais popular ficou conhecido como MC3. Surgiu posteriormente o padrão MC4 onde foi adicionado uma trava de segurança a esse tipo de conector.

O sistema também deve contar com disjuntores e DPS próprios para circuito de corrente contínua.

3.3 Sistema de tarifação

A fim de desenvolver um projeto que seja financeiramente econômico é necessário entender como funcionam as normas do país e do estado onde se deseja instalar um SFCR. Uma premissa fundamental do projeto fotovoltaico é gerar economia para o proprietário do sistema. Neste quesito, observa-se no cenário internacional duas principais formas de tarifação da energia gerada por sistemas de micro e minigeração distribuídas. São eles: o modelo de tarifação incentivada (*feed-in*) e o sistema de compensação de créditos.

3.3.1 Tarifação incentivada

Nesse sistema de tarifação, também conhecido como tarifação *feed-in*, o proprietário de um SFCR compra toda a energia que consome ao preço normal da distribuidora e vende toda a energia injetada na rede por um preço superior. O cálculo do valor dessa tarifa considera o retorno sobre o patrimônio, os juros sobre o capital de empréstimos e capital de giro, a depreciação do equipamento e as despesa de manutenção e operação, a fim de assegurar ao investidor a mesma rentabilidade da utilização das fontes convencionais na matriz energética (COSTA, 2006). Este sistema de tarifação é um dos principais motivos para o grande avanço da energia fotovoltaica na Alemanha, Espanha e demais países da Europa (ALVARENGA, 2016).

3.3.2 Sistema de compensação de Energia Elétrica

O Sistema de Compensação de Energia Elétrica, utilizado no Brasil, foi uma importante inovação trazida pela Resolução Normativa nº 482/2012. Nesse sistema de tarifação, a rede funciona como uma bateria que armazena o excedente de energia gerada. Esse excedente é então convertido em créditos que tem validade de 60 meses e podem ser utilizados em:

- Outro posto tarifário para consumidores com tarifa horária;
- Fatura de meses subsequentes;
- Outra unidade previamente cadastrada na mesma área de concessão.

Apesar de ser possível a compensação total do consumo, os consumidores do grupo B ficam sujeitos ao custo de disponibilidade da rede equivalente ao consumo de 30 kWh (monofásico ou bifásico a dois condutores), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico) conforme definido pela Resolução Normativa 414/2010 da ANEEL. Levando isso em consideração, para estes consumidores os sistemas são projetados para fornecer a energia equivalente ao consumo que excede a disponibilidade mínima. Prioritariamente, a geração é utilizada para compensar o consumo dentro de um mesmo período de faturamento. Nos meses em que a energia injetada é maior que o consumo, o excedente é convertido em créditos. Os créditos são então consumidos nos meses onde a geração é menor que o consumo.

3.3.3 Imposto

Com a introdução da geração compartilhada de energia algumas mudanças ocorreram sobre a forma de tributação associadas ao consumo do acessante, a saber o ICMS, PIS e COFINS.

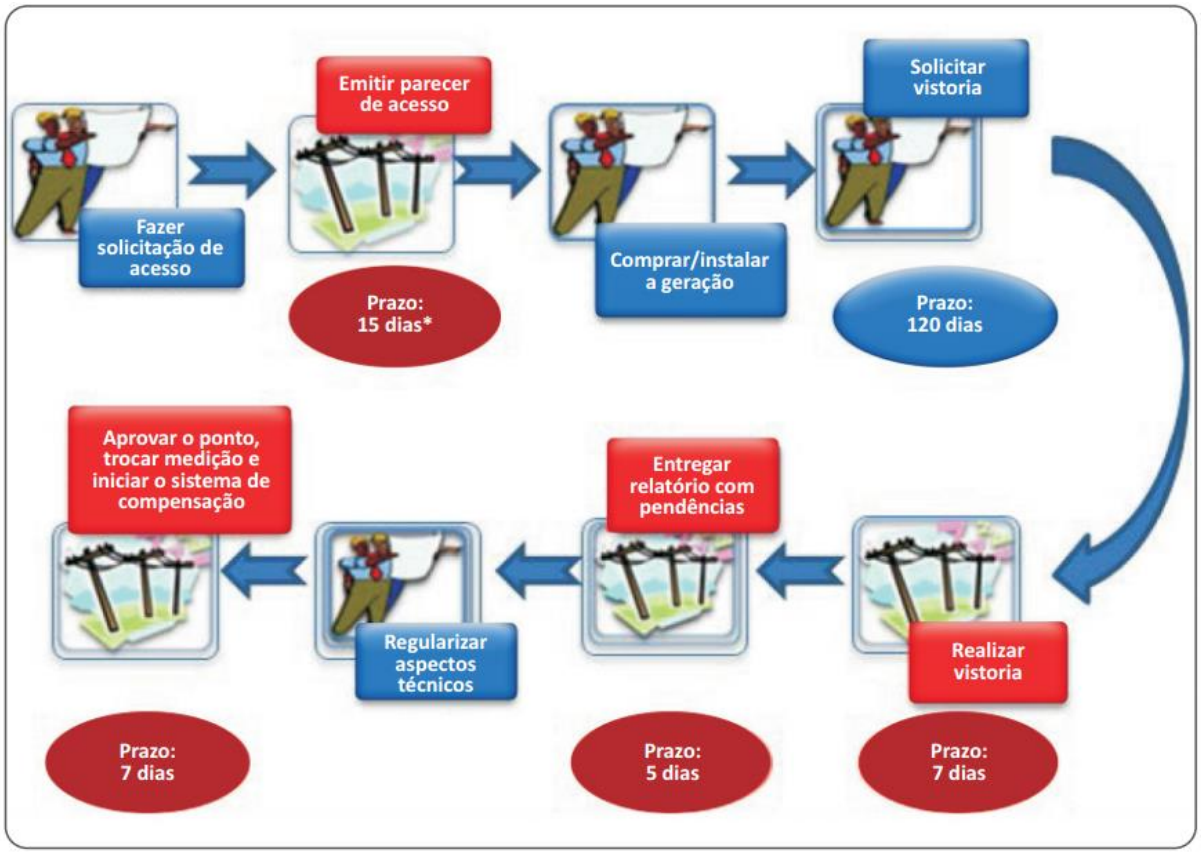
O Convênio ICMS 16, de 22/4/2015, alterou a forma de cobrança do ICMS sobre a energia para unidades consumidoras de micro e minigeração distribuídas. Dessa forma, nos Estados que aderiram a esse Convênio, o ICMS incide somente sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede no mês. Para aqueles Estados que não aderiram ao novo Convênio, mantém-se a cobrança sobre toda a energia entregue pela distribuidora. Na região sudeste do Brasil o ES, foi o único estado a não aderir ao novo convênio (ANEEL, 2016).

Com relação à apuração do PIS e COFINS, com a publicação da Lei nº 13.169/2015, a incidência desses tributos passou a acontecer apenas sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada pela unidade consumidora. Por serem tributos federais, a regra estabelecida pela lei vale para todos os Estados brasileiros (ANEEL, 2016).

3.4 Acesso à rede

A Resolução Normativa 687 da ANEEL e o Módulo 3 do PRODIST também estabelecem o procedimento e os prazos para conexão do sistema à rede elétrica e está resumida na Figura 10 com os prazos e as etapas que devem ser seguidas.

Figura 10 - Procedimentos e etapas de acesso à rede



Fonte: (ANEEL, 2016)

Os procedimentos e prazos em azul na Figura 10 são de responsabilidade do acessante, enquanto que os procedimento e prazos em vermelhos são de responsabilidade da concessionária de energia. Caso o acessante não solicite vistoria durante o prazo de 120 dias deve fazer então uma nova solicitação de acesso. Caso contrário, descontando o tempo gasto pelo proprietário do sistema solar, a concessionária tem um prazo total de 34 dias para realizar os procedimentos necessários e a aprovação dos projetos que estejam em conformidades com as normas.

Para iniciar os procedimentos de acesso, o acessante deve anexar à solicitação de acesso:

- A ART do responsável técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de geração;
- O projeto elétrico da instalação; o memorial descritivo;
- O diagrama unifilar e de blocos do sistema de geração;
- Certificado de conformidade dos inversores.

Estes documentos devem ser entregues à concessionária de energia.

4 METODOLOGIA E PROJETO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE

Neste capítulo, apresenta-se metodologia para projetar um sistema fotovoltaico conectado à rede. Serão apresentados todos os passos do projeto, desde à aquisição de dados solarimétricos até o dimensionamento e escolha de equipamentos e acessórios, observando sempre as recomendações e exigências da legislação vigente no Brasil e no estado do Espírito Santo.

Primeiramente, é importante conhecer o local onde será instalado o sistema. Neste caso, o projeto destina-se à fazenda Sapucaia, localizada no interior do município de Ecoporanga, na região noroeste do Espírito Santo. A fazenda exerce a atividade pecuária de gado de corte e de gado leiteiro e é residência de duas pequenas famílias de funcionários.

Há apenas um equipamento elétrico envolvido na atividade econômica da fazenda: um resfriador de leite, que pode ser visto na Figura 11. Além disso, a fazenda utiliza duas bombas elétricas de 1kW cada para o abastecimento de água.

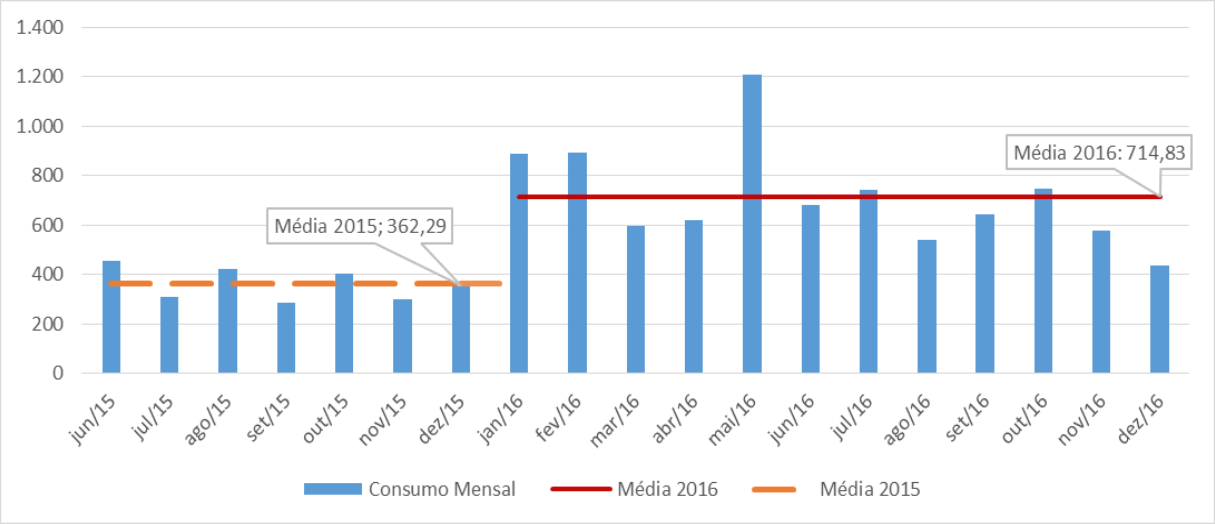
Figura 11 - Resfriador de leite da Fazenda Sapucaia

Fonte: Produção do próprio autor

Este resfriador de leite tem capacidade de armazenar e manter resfriados até 1000 litros de leite, além de possuir um sistema integrado de controle de temperatura e um pequeno motor para o agitador de leite. Este equipamento é um grande consumidor de energia elétrica e foi instalado

na fazenda na segunda quinzena de Dezembro de 2015. O Gráfico 2 mostra o consumo de energia na Fazenda Sapucaia no período de Junho de 2015 a Dezembro de 2016, a média de consumo de energia nos meses anteriores e a média dos meses posteriores à instalação do resfriador.

Gráfico 2 - Histórico de consumo de energia elétrica na fazenda Sapucaia



Fonte: Produção do próprio autor.

Enquanto o consumo médio anterior à instalação do resfriador era de 362 kWh, o consumo médio posterior é de 715kWh. Logo, observa-se que o resfriador causou um aumento de cerca de 97,3% na média de consumo de energia. Levando em consideração que houve uma mudança significativa no consumo de energia, apenas os meses a partir de Janeiro de 2016 foram considerados para traçar um perfil de consumo de energia e para o dimensionamento do sistema.

A unidade consumidora é atendida por um sistema bifásico a dois condutores. Dessa forma, o custo de disponibilidade da rede é o equivalente a 30 kWh. Para otimizar o SFCR a ser projetado, o mesmo deve ser capaz de gerar o equivalente ao consumo médio descontado o valor da disponibilidade mínima de energia (CRESESB, 2014), totalizando então 685 kWh mensalmente.

4.1 Localização do SFCR

De acordo com o CRESESB (2014, p. 302), “[...] a escolha do local em que os painéis FV serão efetivamente instalados pode ser determinante em seu desempenho. A integração com elementos arquitetônicos e a presença de elementos de sombreamento ou superfícies reflexivas próximas podem afetar a eficiência de um sistema fotovoltaico. Também a capacidade de trocar calor com o meio, impacta a eficiência do painel”.

Portanto, respeitando-se as indicações acima, o local escolhido para a instalação dos painéis FV é sobre o telhado da maior casa da fazenda. Essa casa fica localizada no alto de um morro e é rodeada por árvores mais baixas que seu telhado. O telhado dessa casa é de telhas de zinco, que estão posicionadas com inclinação aproximada de 2°. Este telhado tem 16 metros de comprimento e 15,3 metros de largura, totalizando 244,8 metros quadrados de área.

Este local foi escolhido porque não recebe sombra de nenhum objeto ou árvore próxima em nenhuma hora do dia ou época do ano. Além disso, pode-se destacar que os painéis serão bem ventilados, devido à altura em que ficarão, e que estarão protegidos e afastados dos animais criados na fazenda.

4.2 Dados Solarimétricos

Para fazer o dimensionamento do sistema com precisão, é necessário obter os dados solarimétricos do local da instalação e no plano dos módulos. A fonte de dados escolhida para este projeto foi o programa SunData que é recomendado por Alvarenga (2016, p. 13) e CRESESB (2014, p. 95). Este programa contém valores de irradiação para cerca de 350 localidades do Brasil e pode ser acessado pelo site oficial do programa.

Ao entrar com as coordenadas geográficas do local da instalação, o programa busca a localidade mais próxima em seu banco de dados. Neste projeto, entrou-se com as coordenadas geográficas do telhado escolhido no item anterior: 18°29'50.2"S 40°37'10.6"W. Como resultado, foi obtido que a estação de medição mais próxima é localizada em São Gabriel da Palha a uma distância de apenas 56,7 km do local de instalação do SFCR.

A Tabela 1 mostra os níveis médios mensais de radiação solar global nos seguintes planos:

- Plano horizontal;
- Planos inclinados com ângulo igual a latitude;
- Planos inclinados com ângulo para maior média mensal e
- Planos inclinados com ângulo para maior valor mínimo mensal de irradiação solar.

Para sistemas isolados é comum usar o ângulo com maior valor mínimo mensal para minimizar o risco de falta de energia. Entretanto, para um sistema fotovoltaico conectado à rede dentro do sistema de compensação de energia, é comum usar o ângulo com maior média mensal para maximizar a quantidade de energia produzida ao longo do ano (SUNDATA, 2014).

Tabela 1- Irradiação solar diária média mensal

Ângulo	**Inclinação**	**Irradiação solar diária média mensal [kWh/m^2.dia]**												
		Jan	**Fev**	**Mar**	**Abr**	**Mai**	**Jun**	**Jul**	**Ago**	**Set**	**Out**	**Nov**	**Dez**	**Média**
Plano Horizontal	0° N	**5,25**	4,81	5,22	4,00	3,78	**3,19**	3,75	4,28	3,89	4,89	4,86	5,14	**4,42**
Ângulo igual a latitude	18° N	4,84	4,62	**5,31**	4,33	4,38	**3,78**	4,45	4,80	4,02	4,78	4,54	4,69	**4,54**
Maior média anual	16° N	4,90	4,66	**5,32**	4,31	4,33	**3,73**	4,38	4,76	4,02	4,80	4,59	4,76	**4,55**
Maior mínimo mensal	28° N	4,49	4,39	**5,19**	4,38	4,58	3,99	4,69	4,94	**3,98**	4,58	4,24	4,33	**4,48**

Fonte: (SUNDATA, 2014)

Segundo a Tabela 1, instalar os módulos com uma inclinação de 16º resultará na maior produção de energia ao final do ano e, portanto, é a melhor solução para esta instalação.

4.3 Escolha dos módulos fotovoltaicos

Há uma grande variedade e opções de modelos de módulos fotovoltaicos no mercado internacional. Até o presente momento o Inmetro já autorizou e etiquetou mais de 800 modelos de painéis produzidos por mais de 400 fabricantes que estão de acordo com os padrões técnicos

estabelecidos pelas normas brasileiras (INMETRO, 2017). É possível observar que os módulos dos principais fabricantes apresentam características semelhantes de tamanho e potência. Grande parte dessas placas são importadas por fornecedores especializados. Isso reduz o universo de placas disponíveis pois cada fornecedor trabalha com um número reduzido de modelos. A Tabela 2 destaca os principais modelos disponíveis atualmente e o melhor preço para cada uma delas.

Tabela 2 - Características dos principais módulos fotovoltaicos

Modelo	**Axitec AC250P/156-60S**	**Canadian Solar CS6K-270P**	**Canadian Solar CS6U-320P**
Potência-pico	250 W_p	270 W_p	320 W_p
Tamanho [mm]	1640x992	1650x992	1960x992
Eficiência	15,37%	16,5%	16,46%
Preço unitário	R$ 1066,75	R$ 688,47	R$ 943,40
Custo/W_p	4,27	2,55	2,95

Fonte: Produção do próprio autor.

O módulo selecionado foi o Canadian Solar CS6K-270P por apresentar a melhor relação entre custo e Wp.

4.4 Orientação e posicionamento do gerador fotovoltaico

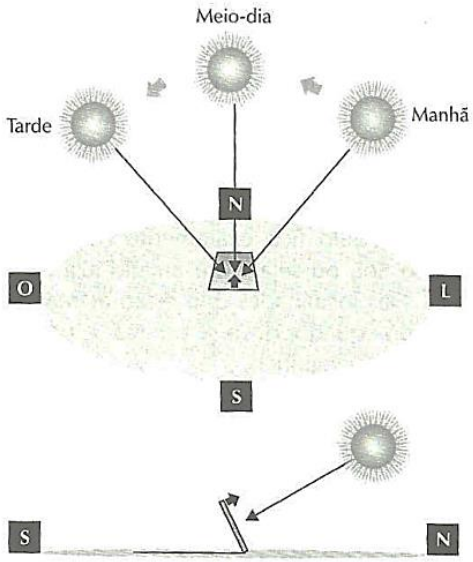
A eficiência do gerador fotovoltaico é afetada pela orientação e inclinação dos módulos fotovoltaicos. Portanto, deve-se escolher corretamente como posicioná-los a fim de maximizar a energia produzida.

Para determinar a inclinação dos módulos foram utilizadas as informações fornecidas pelo SunData e apresentadas no item 4.2 deste trabalho, ou seja, a inclinação será 16º.

O aproveitamento da energia solar também está relacionado com a orientação do módulo fotovoltaico. Por exemplo, um módulo orientado na direção Leste aproveitaria apenas a irradiação solar no período da manhã e, de forma análoga, um módulo orientado para o Oeste aproveitaria apenas a irradiação no período da tarde. Para melhorar o aproveitamento da energia solar ao longo do dia, os módulos são orientados na direção do norte geográfico. Desta forma, a superfície do módulo receberá luz do sol durante todo o dia, com maior incidência ao meio-

dia solar, quando o módulo fica de frente para o sol, conforme é ilustrado na Figura 12. (VILLALVA e GRAZOLI, 2012)

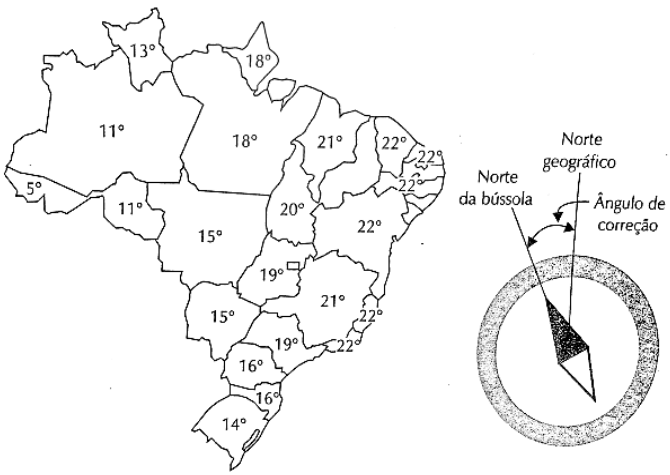
Figura 12 - Orientação correta do módulo solar



Fonte: (VILLALVA e GRAZOLI, 2012)

É importante ressaltar que, na maioria dos locais, o norte geográfico é diferente do norte indicado pela bússola. Para efetuar a correção entre a direção apontada pela bússola e a direção desejada usa-se a Declinação Magnética (CRESESB, 2014). A Figura 13 indica que o ângulo de correção é 22º para o Espírito Santo.

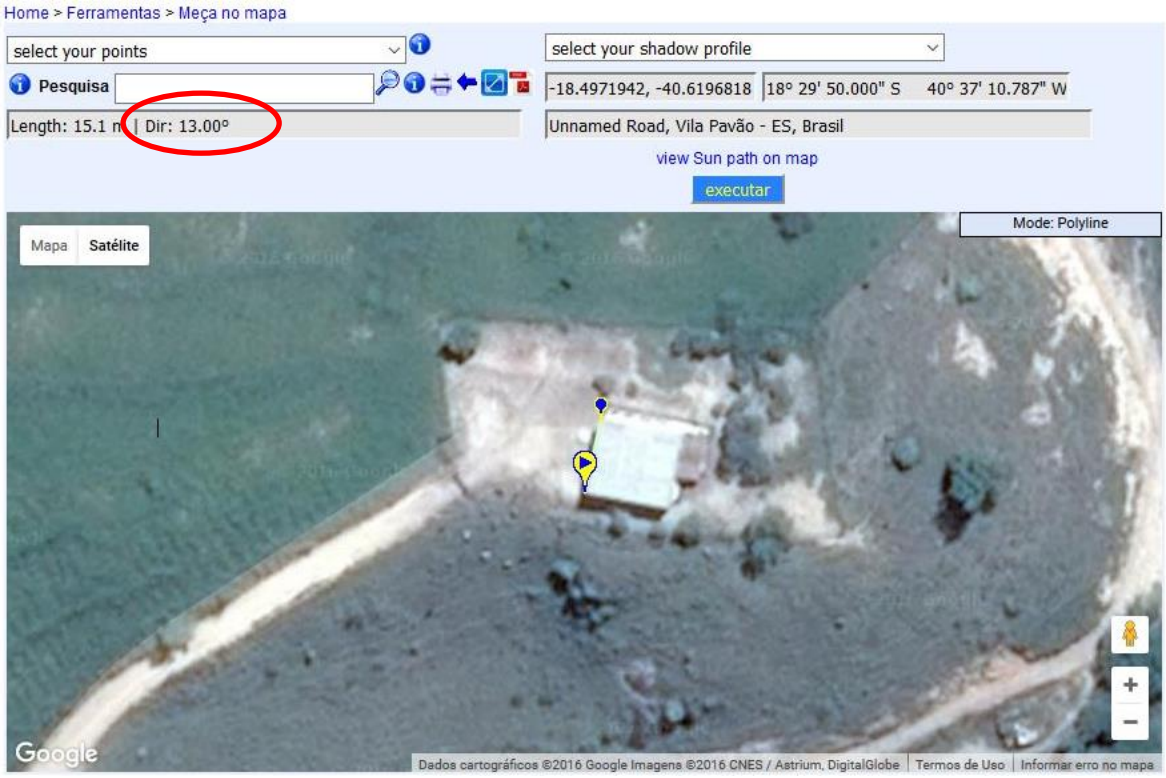
Figura 13 - Ângulo de correção para encontrar o norte geográfico



Fonte: (VILLALVA e GRAZOLI, 2012)

É possível definir o ângulo de orientação dos módulos a partir de imagens de satélite do local da instalação. O SunEarthTools (SUNEARTHTOOLS.COM, 2009) é um *software* que permite medir facilmente a orientação entre dois pontos marcados no mapa em relação ao norte geográfico. A Figura 14 mostra a vista aérea do local onde se planeja instalar os módulos obtida através desse *software*. Os pontos azul e amarelo foram inseridos para delimitar a reta sobre a borda do telhado. Como resultado, o *software* avalia a posição e indica que os módulos deverão ter angulação de 13° em relação a lateral do telhado.

Figura 14 - Orientação dos módulos fotovoltaicos com o SunEarthTools



Fonte: Produção do próprio autor.

Para calcular a quantidade máxima de módulos solares que podem ser instalados na área disponível, é necessário definir a distância entre os mesmos a fim de evitar que um painel gere sombra no vizinho. Tanto Villalva e Gazoli (2012) quanto CRESESB (2014) concordam que a distância entre módulos é dada pela altura do ponto mais alto do módulo multiplicada por uma constante. Entretanto utilizam valores de constante diferentes. O método indicado por Villalva e Gazoli (2012) será usado no projeto porque é mais conservador e exige maior distância entre os módulos. Segundo os autores, a distância d entre duas fileiras de módulos é

igual à altura z do ponto mais alto do módulo multiplicada por 3,5, como pode ser visto na Equação (1):

$$\mathrm{d} = 3{,}5 \times \mathrm{z} \qquad (1)$$

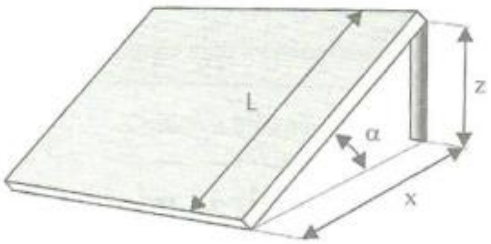
Para calcular a altura z, deve-se definir se os módulos serão instalados em posição “paisagem” ou “retrato”. O fabricante dos módulos, através do Manual de instalação e manutenção (CANADIAN SOLAR, 2017), permite instalações de ambas formas. Entretanto, a variante de montagem do modo “retrato” será escolhida porque tem maior limite de carga para vento, segundo o fabricante. A altura z é, então, calculada a partir do comprimento do módulo e da sua inclinação, como visto na Equação (2):

$$z = L \times sen(\alpha) \qquad (2)$$

Onde
α é a inclinação dos módulos em relação ao plano horizontal e
L é o comprimento do módulo.

No começo deste capítulo definiu-se a inclinação α igual a 16° e, segundo a folha de dados do equipamento, o comprimento L é igual a 1650 mm. Logo, a altura z é igual a 455 mm. Substituindo esse valor para o cálculo de d, tem-se que a distância entre as filas de módulos será de 1591 mm. A Figura 15 apresenta uma representação do painel com indicativos da localização da altura z, do comprimento L e da inclinação α do módulo instalado.

Figura 15 - Representação do posicionamento do painel solar



Fonte: (VILLALVA e GRAZOLI, 2012)

O Quadro 5 apresenta um resumo dos parâmetros projetados nesta seção.

Quadro 5 - Resumo dos parâmetros de posicionamento projetados

Parâmetro	Valor projetado
Inclinação	16°
Orientação	0° N
Orientação em relação ao telhado	-13°
Distância entre módulos	1591mm
Posição de instalação	Retrato
Área do telhado	244,8m²

Fonte: Produção do próprio autor.

4.5 Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico

A potência total de geração do sistema fotovoltaico é conhecida como potência de pico da instalação. Esse valor é calculado em função do número de horas de sol pleno disponível no local da instalação, da taxa de desempenho e do consumo de energia.

É mostrado em CRESESB (2014) que o cálculo da potência de pico do sistema a ser instalado pode ser calculado como:

$$P_{FV}(W_p) = \frac{(E/_{TD})}{HSP_{MA}} \tag{3}$$

Onde:

$P_{FV}(W_p)$ – Potencia de pico do sistema FV;

$E(Wh/dia)$ – Consumo diário médio anual ou fração deste;

TD (Adimensional) – Taxa de desempenho;

HSP_{MA} – Média diária anual das HSP incidente ao plano do painel FV

A fração de consumo a ser compensado é de 685kWh mensais, o que resulta em E igual a 22,83kWh.

A Taxa de Desempenho (TD) é um fator que considera as perdas nos módulos fotovoltaicos, inversores e na instalação. Segundo o Manual da Engenharia para Sistema Fotovoltaicos (CRESESB, 2014) o valor de TD varia entre 0,7 e 0,8 e segundo ALVARENGA (2016), para cálculos preliminares, deve-se utilizar o valor de 0,775.

Por fim, o valor de HSP_{MA}, segundo (CRESESB, 2014), é obtida pela Equação (4):

$$HSP_{MA} = \frac{I_{MA}}{1\ kW/m^2} \tag{4}$$

Onde I_{MA} é a média da irradiação solar diária obtida ao longo de um ano. Da Seção 4.2, na Tabela 1 observa-se que a irradiação solar diária média é igual 4,55 kWh/m²/dia no plano inclinado dos painéis. Logo, o HSP_{MA} é de 4,55 h/dia.

Substituindo os valores calculados de TD, HSP e E na Equação (3), tem-se que a potência de pico do sistema deve ser 6,48kW.

O número N de módulos da instalação pode ser obtido dividindo a potência-pico calculada pela potência nominal do módulo fotovoltaico:

$$N = \frac{P}{P_{nom}} \tag{5}$$

Encontra-se então que 24 módulos são necessários para suprir a demanda de energia da fazenda Sapucaia.

4.6 Dimensionamento do inversor *on-grid*

De forma análoga aos painéis, existe uma vasta gama de inversores para aplicações fotovoltaicas disponíveis no mercado. São 95 modelos de 27 marcas já etiquetadas pelo INMETRO (2017) que seguem as normas brasileiras.

A principal característica de um inversor é sua potência nominal de saída em CA. A relação entre este valor e a potência de pico do gerador FV é conhecida como fator de dimensionamento de inversores (FDI), dado pela Equação (6):

$$FDI = \frac{P_{N_{ca}}(W)}{P_{FV}(W_p)} \tag{6}$$

Onde:

FDI (adimensional) – Fator de dimensionamento do inversor;

$P_{N_{ca}}(W)$ – Potência nominal em corrente alternada do inversor;

$P_{FV}(W_p)$ – Potência-pico do painel fotovoltaico.

Segundo o método indicado por CRESESB (2014), o FDI deve estar numa faixa de 0,85 a 1,05 a fim de otimizar a relação custo benefício. Caso o inversor esteja sujeito a altas temperaturas devido ao local da instalação, é recomendado que o FDI seja superior a um.

Nesse projeto o inversor estará abrigado dentro da residência em uma área ventilada. Levando em consideração a indicação acima, foi calculado que a potência nominal do inversor deve estar entre 5,5 e 6,8 kW. Os aparelhos disponíveis no mercado que se enquadram nos limites calculados estão listados no Quadro 6. Para compatibilidade com a rede, os inversores do Quadro 6 apresentam a opção de conexão monofásica.

Quadro 6 - Parâmetros comparativos dos inversores

Modelo	**Fronius Primo 6.0-1**	**PVI-6000-TL-OUTD**
Potencia nominal [kW]	6	6
Faixa de operação de tensão CC. [V]	80 – 1000	140 - 580
Faixa de operação de tensão CA. [V]	180 – 270	180 – 264
Máxima corrente (CC) [A]	27.0 / 27.0	18.0/18.0
Corrente nominal (CA) [A]	26.1	30
Número de MPPTs	2	2
FDI	0,93	0,93
Preço [R$]	9859,07	11812,00

Fonte: Produção do próprio autor.

Os dois inversores citados apresentam características semelhantes. O inversor escolhido foi o Fronius Primo 6.0-1 pois apresenta menor custo, faixa de operação CC mais ampla, dois MPPT's e maior capacidade de corrente CC.

4.6.1 Organização do Conjuntos Fotovoltaicos

Definido os inversores e os painéis, resta determinar como os painéis serão combinados entre si. As principais opções são: a conexão de todos os 24 painéis em série em uma única *string* (fileira) ou a conexão dos painéis em duas *strings* com 12 em cada uma. Foi descartada a possibilidade de se trabalhar com três ou mais *strings* devido ao aumento da corrente CC e a tensão de saída dos painéis se tornar incompatível com o intervalo de operação do MPPT.

É preciso levar em consideração que a tensão de saída do modelo escolhido varia a uma taxa de -0,31%/°C, conforme o efeito explicado na Subseção 3.2.1. Considerando que a temperatura mínima da região é próxima a 10°C (ASPE, 2013) e a temperatura máxima de operação do painel pode atingir valores próximos a 70°C (CRESESB, 2014), estimou-se os valores mínimo e máximo de tensão CC do sistema. A Tabela 3 apresenta o comparativo dos valores de tensão e corrente de cada forma de ligação e os limites operacionais do inversor.

Tabela 3 - Comparativo dos valores de tensão e corrente entre as alternativas de conexão e os valores de referência do inversor

	Configuração das *Strings*		Inversor
	2 x 12	1x24	Fronius Primo 6.0-1
Isc em $MPPT_1$ / $MPPT_2$ [A]	9,32/9,32*	9,32/0*	27,0/27,0
Voc [V]	476	952	1000
Faixa de tensão de operação [V]	312 – 387**	625 – 774**	240 – 800***

*Irradiação igual a 1kW/m²; ** Temperatura min/máx = 10/75°C; *** Faixa de operação do MPPT.

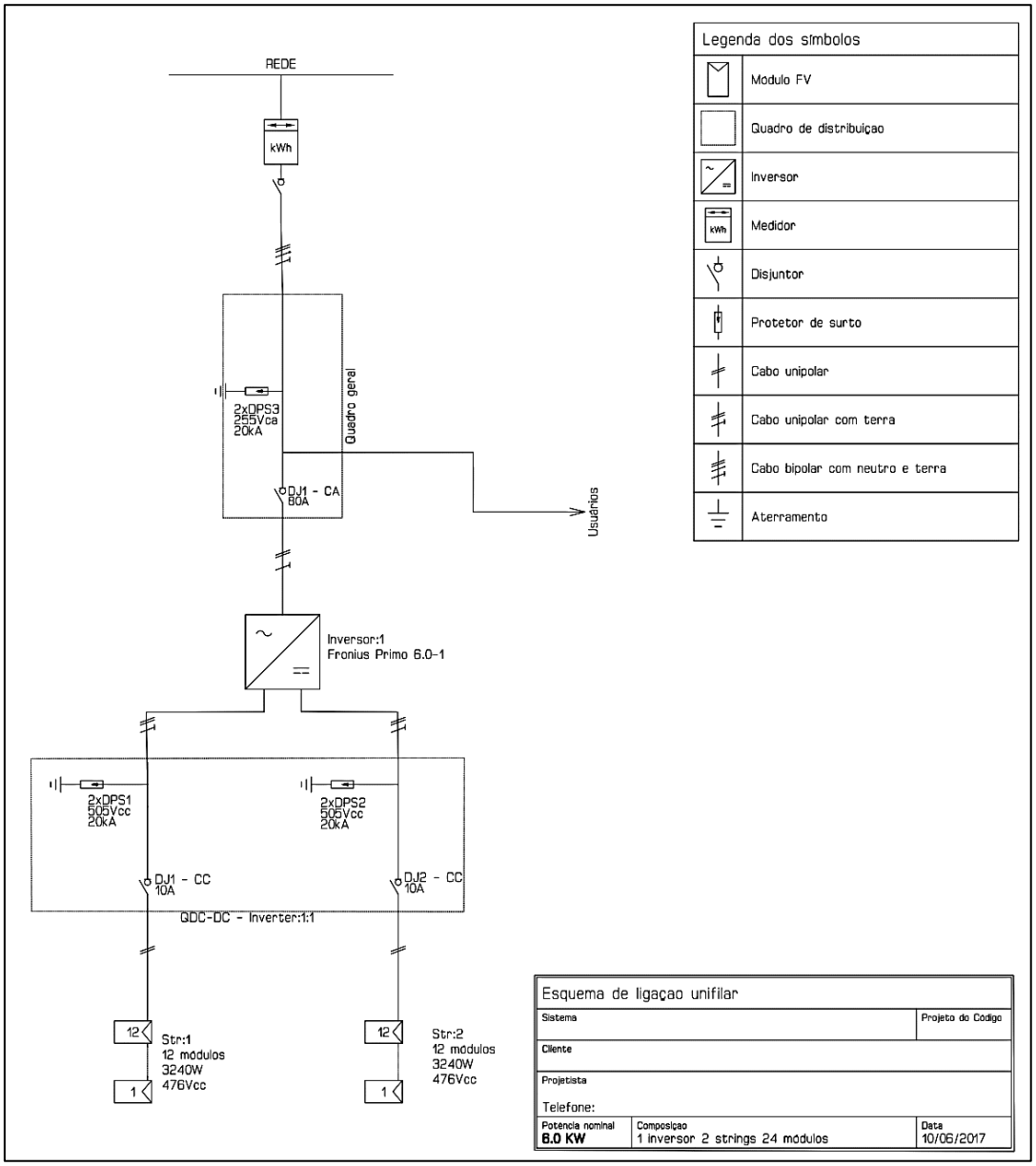
Fonte: Produção do próprio autor.

Foi feita a escolha por duas *strings* pois isso permite utilizar os dois MPPTs disponíveis no inversor. Desta forma o sistema se torna mais robusto e melhor preparado para lidar com variações de temperatura e eventuais sombreamento parciais sobre os módulos, como aqueles causados por nuvens, por exemplo.

4.7 Dimensionamento dos cabos e dispositivos de proteção elétrica

Após o dimensionamento dos principais equipamentos do sistema é necessário dimensionar os cabos e os dispositivos de proteção elétrica. Foi definido que o inversor será instalado na parte interna da residência no primeiro pavimento. A conexão do inversor às *strings* será feita através de quatro condutores instalados em eletrodutos de PVC rígido. O percurso entre os painéis e o inversor é de 15 metros e este caminho apresenta duas curvas em 90º. O diagrama unifilar da Figura 16 ilustra os elementos do projeto elétrico.

Figura 16 - Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico



Fonte: Produção do próprio autor.

Considerando a parte CC, cada *string* tem tensão de circuito aberto de 476V, a corrente máxima é de 9,32 amperes. Dessa forma, cada MPPT será protegido por um disjuntor de 10A e um DPS de 505 V_{cc}.

Considerando quatro condutores carregados dentro do eletroduto, e respeitando uma queda de tensão máxima de 2% serão utilizados dois pares de condutores de 4,0mm² com isolação de EPR que nessas condições suportam até 28,6 A

O local de instalação do inversor será a três metros do quadro de distribuição. Através deste se dará a conexão com a rede elétrica. Seguindo o critério de capacidade de corrente será utilizado um par de condutores de 6 mm² protegido por um disjuntor de 32A. Como parte da instalação está exposta ao ambiente externo é necessário a instalação de um DPS em cada uma das fases que alimenta a instalação.

4.8 Apresentação dos resultados do projeto

O Quadro 7 apresenta o elementos necessários para a instalação do SFCR conforme dimensionado e discutido ao longo deste capítulo.

Quadro 7 - Resumo dos equipamentos dimensionados

Equipamento	**Descrição**
Painéis Solares	24 unidades do modelo CS6K-270p da marca Canadian Solar
Inversor	1 unidade do modelo Primo 6.0-1 da marca Fronius
Cabo CC	Aproximadamente 60 metros com seção de 4 mm²
Cabo CA	Aproximadamente 6 metros com seção de 6 mm²
Disjuntor CC	Duas unidades de 10 A
DPS CC	Quatro unidades de 505 V_{cc}
Disjuntor CA	Uma unidade de 32 A
DPS CA	Duas unidades 275 V_{ca}

Fonte: Produção do próprio autor.

Os módulos fotovoltaicos serão instalados sobre uma estrutura de alumínio que ficará firmemente fixada sobre a estrutura metálica do telhado. O arranjo físico da instalação será com

duas *strings* com 12 módulos cada, totalizando 24 módulos. A ligação elétrica dos módulos será em série/paralelo e produzirá uma potência máxima de 6,48kW.

5 METODOLOGIA E ANÁLISE ECONÔMICA

Além dos benefícios ecológicos de um sistema fotovoltaico, o mesmo deve ser economicamente atrativo para o consumidor. Para verificar a atratividade desse empreendimento será utilizado o método do *payback* descontado e o Valor Presente Líquido (VPL).

O *payback* é o tempo necessário para que o investimento inicial seja recuperado. A diferença do *payback* simples para o *payback* descontado é que este leva em consideração o valor do dinheiro no tempo. Assim sendo, encontra-se o *payback* descontado levando em consideração uma taxa de desconto (BISCHOFF, 2013). Será utiliza a meta de inflação para 2017 no valor de 4,5% (BCB, 2016) como a taxa de desconto. Segundo Motta & Caloba (2002), o *payback* não deve ser o único indicador para avaliar a atratividade de um investimento. Assim, para complementar a análise de investimento, será utilizado o VPL.

O VPL é uma forma de trazer os valores do fluxo de caixa para o tempo inicial do investimento aplicando uma taxa de desconto que representa o valor do dinheiro no tempo. Segundo Samanez (2007), O VPL é obtido pela Equação (7):

$$VPL = -\mathrm{I} + \sum_{t=1}^{n} \frac{FC_t}{(1+K)^t} \tag{7}$$

Onde:
I é o valor do investimento inicial em reais;
t é o tempo em anos;
n é a vida útil do sistema;
FC_t é o fluxo de caixa no ano t;
K é a taxa de desconto.

Levando em consideração os elementos escolhidos no Capítulo 4 é possível estimar o valor do investimento inicial para implementar este sistema. Os valores que compõem este investimento estão descrito na Tabela 4.

Tabela 4 - Custos dos equipamentos

Categoria de gastos	Preço [R$]
24 módulos fotovoltaicos de 270 Wp	16.523,28
Inversor Fronius de 6 kW	9.859,07
Acessórios	4.311,00
Custos de projeto e instalação	6.138,67
Total	36.832,02

Fonte: Produção do próprio autor.

Para a realização da análise também é necessário coletar dados das variáveis que afetam economicamente o sistema, tais quais: tarifa energética, inflação da tarifa energética, queda de rendimento do sistema, depreciação anual dos equipamentos e os custos de manutenção e operação.

5.1 A tarifa energética

A tarifa energética é o preço cobrado pela concessionária por cada kWh consumido pelo cliente e afeta diretamente o retorno financeiro. Esta tarifa é determinada levando em conta as características de consumo, nível de tensão da instalação e localização do consumidor.

A unidade consumidora em estudo pertence ao Grupo tarifário B que compreende aquelas com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômia. Seus subgrupos e suas respectivas tarifas, válidas a partir de agosto de 2016, estão apresentados no Quadro 8.

Quadro 8 - Tarifas de energia por subgrupo de unidade consumidora

Subgrupo/classe/subclasse	**TUSD**	**Tarifa de Energia (TE)**
	R$/kWh	**R$/kWh**
B1 – RESIDENCIAL	0,22126	0,23361
B1 - RESIDENCIAL BAIXA RENDA	0,21033	0,23361
B2 - RURAL	0,14493	0,15302
B2 - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	0,15488	0,16353
B2 - SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO	0,13276	0,14017
B3 - DEMAIS CLASSES	0,22126	0,23361

Fonte: EDP-ESCELSA (2017). Adaptado pelo autor.

O valor da tarifa energética é revisado anualmente por meio de resolução homologatória da ANEEL. O histórico das alterações de tarifa demonstra uma tendência de aumento no valor cobrado. Essa taxa de aumento é chamado de inflação energética. Segundo ANEEL (2015), a tarifa energética para o grupo B1-residencial da ESCELSA em 2007 era R$ 289,16/MWh e aumentou para R$ 464,51/MWh em 2015. É possível constatar que o valor médio da inflação energética no período citado é 6% ao ano.

5.2 Retorno financeiro

A legislação brasileira não permite a venda da energia produzida por meio da geração distribuída. Desta forma, a receita calculada para este investimento é representada pela redução no valor da conta de energia cobrada pela concessionária. Logo, quanto maior a produção de energia, maior economia será gerada. De forma análoga, quanto maior for o preço cobrado por cada kWh consumido, maior será o impacto da geração de energia no valor da conta. Além disso, deve-se considerar que os painéis sofrem uma queda de rendimento da produção de 0,5% ao ano (CANADIAN SOLAR, 2016).

A receita anual gerada, levando em consideração a queda de produção e a inflação energética, é estimada pela equação (8):

$$R_{(t)} = E_P(1-\mathrm{q})^t \ \mathrm{x} \ T_i(1+i_e)^t \qquad (8)$$

Onde:

$R_{(t)}$ é a receita anual em reais;

E_P é a energia produzida anual em kWh;

q é a taxa adimensional de queda de rendimento dos painéis solares;

T_i é a tarifa com impostos em reais por kWh;

i_e é a inflação energética anual;

t é o tempo em anos.

A apuração da tarifa energética, considerando os impostos, resultou em um valor de R$0,37/kWh para a unidade consumidora estudada neste projeto. Este valor de tarifa considera os impostos e desconsidera os acréscimos devido à bandeira tarifária. Considerando a evolução

no custo da energia observa-se uma inflação energética de 6% (ANEEL, 2015). Estes dados serão utilizados para estimar a receita anual do sistema.

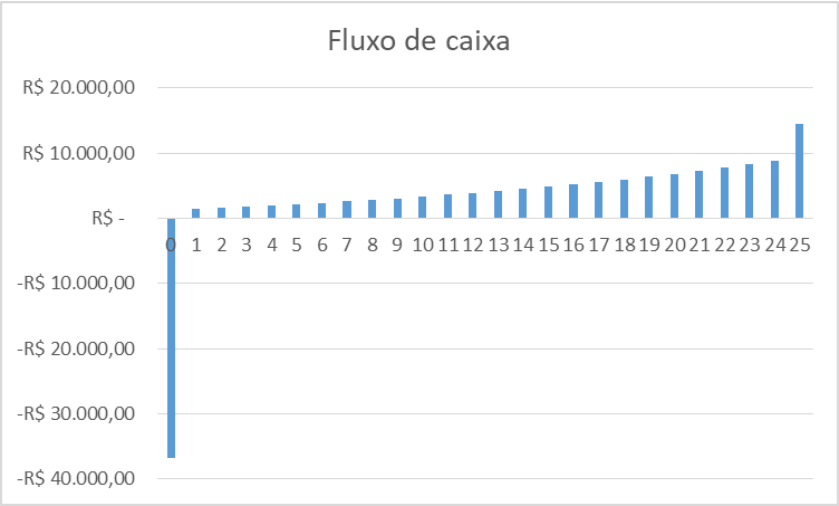
5.3 Custos

Para calcular os custos desse empreendimento, deve-se estimar a depreciação do sistema. Primeiramente, para obter esse valor, considerou-se uma vida útil de 25 anos. Após esse período, o sistema teria um valor residual de R$ 5.000,00. Por fim, considerou-se uma depreciação linear representada por uma taxa igual a 3,5% ao ano. Segundo CRESESB (2014), os custos anuais de manutenção e operação podem ser estimados em valor equivalente a 1% do investimento inicial.

5.4 Fluxo de caixa

O Fluxo de caixa é uma representação das entradas e saídas de capital ao longo do tempo. O Gráfico 3 apresenta o fluxo de caixa desse investimento ao longo de sua vida útil de 25 anos.

Gráfico 3 - Fluxo de caixa do sistema projetado



Fonte: Produção do próprio autor.

A Tabela 5 apresenta na sua segunda coluna o lucro anual do investimento. Enquanto a terceira coluna traz o fluxo de caixa descontado. Por fim, apresenta o saldo acumulado que mostra o retorno financeiro descontado do investimento inicial. Os valores são avaliados ano a ano.

Tabela 5 - Fluxo de caixa estimado para o sistema projetado

Ano	Fluxo de caixa	Fluxo de caixa descontado	Saldo acumulado
0	-R$ 36.832,02	-R$36.832,02	-R$ 36.832,02
1	R$ 1.428,36	R$ 1.366,85	-R$ 35.465,17
2	R$ 1.597,15	R$ 1.462,56	-R$ 34.002,61
3	R$ 1.775,18	R$ 1.555,58	-R$ 32.447,03
4	R$ 1.962,94	R$ 1.646,05	-R$ 30.800,98
5	R$ 2.160,98	R$ 1.734,08	-R$ 29.066,90
6	R$ 2.369,85	R$ 1.819,79	-R$ 27.247,10
7	R$ 2.590,14	R$ 1.903,31	-R$ 25.343,80
8	R$ 2.822,48	R$ 1.984,73	-R$ 23.359,07
9	R$ 3.067,53	R$ 2.064,16	-R$ 21.294,92
10	R$ 3.325,99	R$ 2.141,70	-R$ 19.153,22
11	R$ 3.598,58	R$ 2.217,44	-R$ 16.935,78
12	R$ 3.886,09	R$ 2.291,48	-R$ 14.644,29
13	R$ 4.189,32	R$ 2.363,91	-R$ 12.280,38
14	R$ 4.509,13	R$ 2.434,81	-R$ 9.845,57
15	R$ 4.846,45	R$ 2.504,26	-R$ 7.341,31
16	R$ 5.202,21	R$ 2.572,33	-R$ 4.768,98
17	R$ 5.577,43	R$ 2.639,11	-R$ 2.129,87
18	R$ 5.973,18	R$ 2.704,66	R$ 574,79
19	R$ 6.390,57	R$ 2.769,05	R$ 3.343,84
20	R$ 6.830,80	R$ 2.832,34	R$ 6.176,18
21	R$ 7.295,11	R$ 2.894,61	R$ 9.070,79
22	R$ 7.784,81	R$ 2.955,90	R$ 12.026,69
23	R$ 8.301,30	R$ 3.016,28	R$ 15.042,97
24	R$ 8.846,05	R$ 3.075,80	R$ 18.118,77
25	R$ 14.420,59	R$ 4.798,17	R$ 22.916,94

Fonte: Produção do próprio autor.

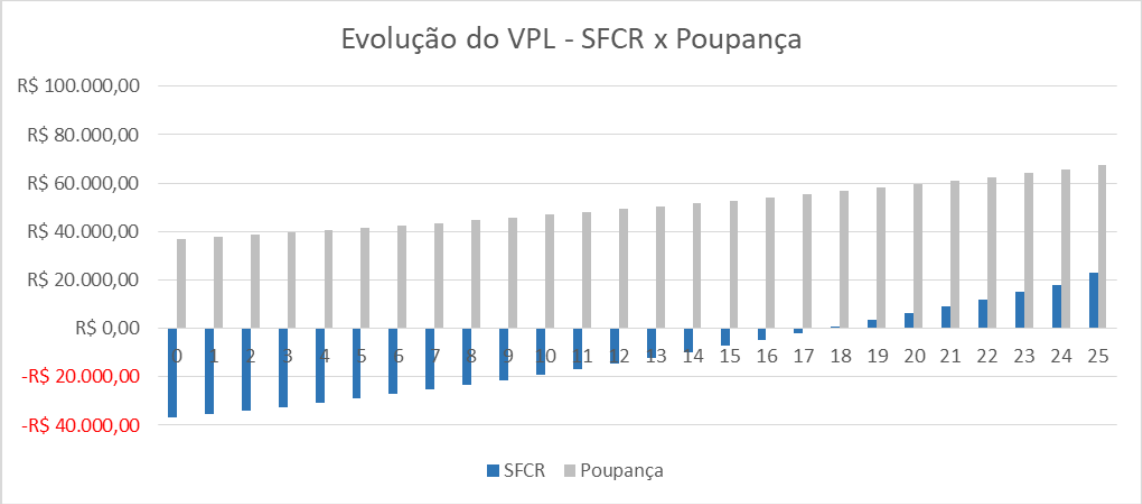
Analisando a Tabela 5 percebe-se que o montante de economia gerado pelo sistema cresce a cada ano devido ao efeito da inflação energética. Contudo, deve-se notar que o retorno produzido é pequeno em comparação ao investimento inicial. Analisando a coluna de Saldo Acumulado, conclui-se um *payback* descontado igual a 17,79 anos, ou seja, considerando uma vida útil de 25 anos, o SFCR produzirá lucros apenas nos últimos oito anos de sua vida útil.

Segundo BISCHOFF (2013), quando o valor do VPL for negativo o projeto é inviável. Quando positivo, indica que o investimento é lucrativo. Ao calcular-se o VPL conforme a Equação (7) tem-se um valor positivo igual a R$ 22.916,94.

Apesar dos indicadores analisados apontarem que este empreendimento é lucrativo, faz-se necessário confrontar a sua lucratividade com outras aplicações a fim de obter uma avaliação contextualizada de sua real viabilidade.

Pode-se utilizar a poupança como parâmetro de comparação por ser um investimento com alta liquidez, baixo custo e ainda muito popular no Brasil. Segundo o Banco Central (2017), a poupança tem um rendimento médio mensal de 0,57%, equivalente a 7,05% anual. Através do Gráfico 4 é possível observar a evolução do VPL do sistema fotovoltaico e a comparação do VPL do mesmo investimento na poupança.

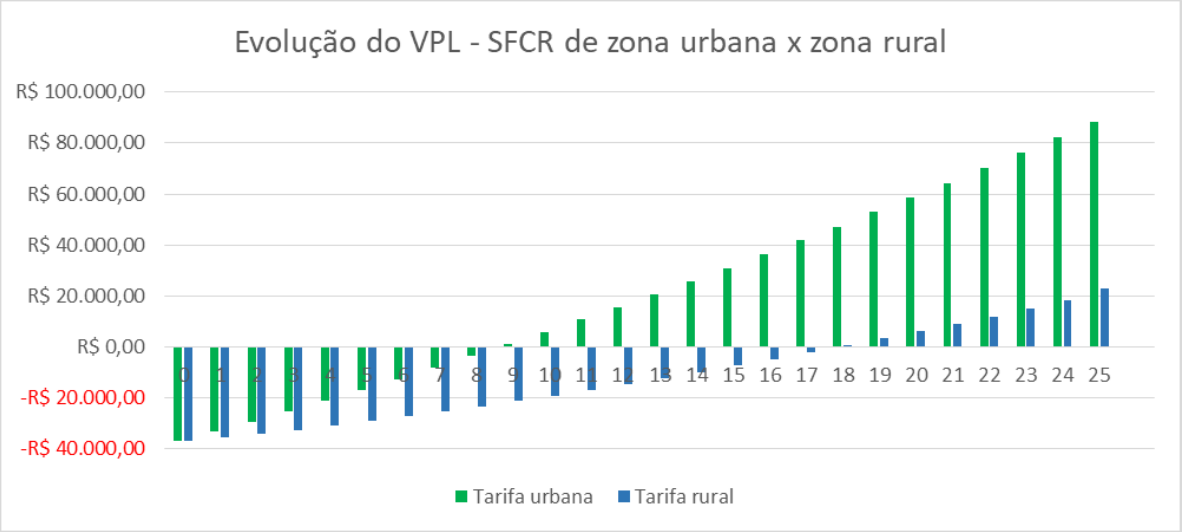
Gráfico 4 - Evolução do VPL do sistema projetado em comparação ao VPL de investimento na poupança



Fonte: Produção do próprio autor.

Ainda que o retorno da poupança seja pequeno, para um investimento de 25 anos, o seu VPL será superior ao do sistema fotovoltaico. Isto acontece, pois, o investimento inicial de um sistema fotovoltaico ainda é elevado para uma instalação rural, onde o custo da energia é consideravelmente inferior ao custo da energia em perímetro urbano. O Gráfico 5 ilustra a comparação do VPL do sistema projetado em dois cenários. O primeiro cenário considera a tarifa de energia urbana igual a R$0,67/kWh (valor com impostos inclusos), correspondente à subclasse B1. Já o segundo cenário considera o valor de tarifa rural citada anteriormente.

Gráfico 5 - Evolução do VPL do sistema projetado em comparação ao VPL de um sistema em zona urbana



Fonte: Produção do próprio autor.

Em síntese, a análise através das ferramentas de *payback* descontado e de VPL indicam que investir em um SFCR em uma unidade consumidora de zona rural é um investimento que trará lucros ao investidor. Entretanto, o montante final é pequeno quando comparado ao investimento na poupança e ainda menor ao se comparar com um SFCR que se enquadra na tarifa energética de zona urbana.

6 CONCLUSÕES

No presente trabalho analisou-se a viabilidade técnica e financeira da implantação de um SFCR em uma propriedade rural localizada na região noroeste do ES. Inicialmente foram revisados os conceitos básicos da energia solar fotovoltaica e abordados os principais pontos da regulamentação da micro e minigeração fotovoltaica. Além disso, foi realizada uma avaliação do perfil de consumo energético e das características desta propriedade. Com posse destas informações, dimensionou-se um sistema gerador fotovoltaico e realizou-se uma análise da viabilidade econômica do investimento necessário para sua instalação.

A regulamentação da micro e minigeração distribuída se deu através da Resolução Normativa n º 482/2012 e recebeu uma atualização através da Resolução Normativa nº 687/2016. Estas Resoluções são responsáveis por estabelecer as regras do sistema de compensação de créditos e as condições gerais para acesso a rede da distribuidora. Os procedimentos de acesso e as normas técnicas referentes à qualidade de energia estão descritos no PRODIST. Para garantir a adequação aos parâmetros de qualidade, ensaios técnicos são realizados pelo INMETRO e os equipamentos aprovados são etiquetados e liberados para venda no país. É possível observar que o conjunto de normas que tratam da geração de energia fotovoltaica cobre amplamente os aspectos regulatórios e técnicos. Porém, existem aspectos em que a legislação poderia ser melhor: há pouca especificação a respeito das características dos condutores elétricos e o sistema de compensação de créditos é menos vantajoso do que o sistema europeu de tarifação incentivada (*feed in).*

Analisando o histórico de faturas disponíveis da propriedade objeto deste estudo, é possível observar um consumo médio mensal de 715kWh. Através do levantamento de dados solarimétricos da região foi constatado uma média de 4,55 Horas de Sol Pleno. Dessa forma foi calculado que um sistema de 6,48kWp seria suficiente para suprir a demanda energética da instalação. Assim, para a instalação dos módulos fotovoltaicos seriam necessários 76m² de um total de 244,8m² disponíveis no telhado escolhido. Todos os equipamentos e componentes projetados para este sistema estão disponíveis no mercado local e, ao mesmo tempo, respeitam as exigências técnicas e de segurança estabelecidas pelas normas brasileiras e internacionais. Portanto, fica constatado a viabilidade técnica do projeto na fazenda Sapucaia.

O custo total da instalação do SFCR projeto é de R$ 36.832,02 reais. A análise financeira revelou que este investimento, após sua vida útil estimada de 25 anos, terá VPL igual a R$ 22.916,94 e o tempo de retorno será 17,79 anos. Pode-se afirmar, então, que o investimento neste projeto de microgeração distribuída é lucrativo. Porém, ao se comparar este investimento com uma aplicação na poupança, o sistema fotovoltaico se mostrou menos atrativo. Ao se comparar com um sistema similar de zona urbana, ou seja, tarifa de energia mais cara, o SFCR aqui projetado tem retorno financeiro menor, o que evidencia o impacto da tarifa de energia no retorno financeiro do empreendimento.

Portanto, pode-se inferir que, em função do alto tempo de retorno, o SFCR é um investimento não indicado para uma instalação rural no contexto econômico atual. Como observado nas comparações citadas acima, as principais causas para isso são o alto investimento inicial e o baixo preço da tarifa rural de energia elétrica. Por fim, vale ressaltar que o contexto atual está sujeito a mudanças e o investimento em SFCR poderia se tornar atrativo em condições diferentes das atuais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALVARENGA, C. A. **Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica**. Belo Horizonte: Solenerg Engenharia, 2016.

ANEEL. Resolução Normativa Nº 482, 2012. Disponivel em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 30 dez. 2016.

ANEEL. Nota Técnica n° 197/2015-SGT/ANEEL, 2015. Disponivel em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/nreh20151928.pdf>. Acesso em: 25 maio 2017.

ANEEL. **Cadernos temáticos ANEEL - Micro e Minigeração Distribuída:** Sistema de Compensação de Energia Elétrica. 2. ed. Brasília: [s.n.], 2016.

ANEEL. Unidades Consumidoras com Geração Distribuída, 2017. Disponivel em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/VerGD.asp>. Acesso em: 28 abr. 2017.

ASPE. **A energia solar no Espírito Santo - Tecnologias, aplicações e oportunidades**. Vitória - ES. 2013.

AXITEC. **Manual de instalação e operação**. [S.l.]: [s.n.], 2016. Disponivel em: <http://www.axitecsolar.com/data/document_files/manual_BR.pdf>. Acesso em: 15 Agosto 2016.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. Remuneração dos Depósitos de Poupança. **Banco Central do Brasil**, 2017. Disponivel em: <http://www4.bcb.gov.br/pec/poupanca/poupanca.asp>. Acesso em: 25 maio 2017.

BCB. **RESOLUÇÃO Nº 4.499, DE 30 DE JUNHO DE 2016**. Banco Central do Brasil. Brasília. 2016.

BISCHOFF, L. **Análise de Projetos de Investimentos**. Porto Alegre: Editora Ferreira, 2013.

CANADIAN SOLAR. **Canadian Solar Datasheet - CS6K-260|265|270|275P**. CANADIAN SOLAR INC. San Ramon. 2016.

CANADIAN SOLAR. **INSTALLATION MANUAL**. Canadian Solar Inc. Guelph. 2017.

COSTA, C. V. **tese da COPPE, Políticas de promoção de fontes novas e renováveis para geração de energia elétrica:** lições da experiência européia para o caso brasileiro. [S.l.]: [s.n.], 2006.

CRESESB. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2014. Disponivel em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em: Setembro 2015.

EDP-ESCELSA. **Conexão de microgeradores ao sistema de distribuição em baixa tensão**. 1. ed. Vitória: [s.n.], 2016.

EDP-ESCELSA. **Tabela de tarifas ES BT**. EDP. Vitória. 2017.

EPE. **Balanço Energetico Nacional 2016: Ano base 2015**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 292. 2016.

EPIA. **Global Market Outlooks for photovoltaics 2017-2021**. European Photovoltaic Industry Association. [S.l.]. 2017.

GALDINO, M. A.; ALMEIDA, M. P. Workshop de Instalações Elétricas de Sistemas Fotovoltaicos, 2015. Disponivel em: <http://www.iee.usp.br/sites/default/files/Marco%20Antonio%20Galdino.pdf>.

HERSCH, P.; ZWEIBEL, K. **Basic Photovoltaic Principles and Methods**. [S.l.]: Technical Information Office, 1982. Disponivel em: <http://www.nrel.gov/docs/legosti/old/1448.pdf>. Acesso em: 28 January 2017.

INMETRO. **Portaria nº 004, de 04 de janeiro de 2011; Anexo - Requisitos de avaliação de conformidade para sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica (módulo, controlador de carga, inversor e bateria)**. Brasília: [s.n.], 2011.

INMETRO. **Programa Brasileiro de Etiquetagem - TABELA DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA - SISTEMA DE ENERGIA FOTOVOLTAICA - MÓDULOS**. INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA. [S.l.]. 2017.

INMETRO. **Programa Brasileiro de Etiquetagem - Tabelas de Consumo / Eficiência Energética - Componentes Fotovoltaicos - Inversores Conectados à Rede (On Grid**. INSTITUO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA. [S.l.]. 2017.

MOTTA, R. D. R.; CALOBA, G. M. **Análise de investimentos:** tomada de decisão em projetos industriais. São Paulo: Editora Atlas, 2002.

PINTO, M. O. **Energia Elétrica:** Geração, Transmissão e Sistemas Interligados. 1ª. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2014.

SAMANEZ, C. P. **Gestão de investimento e geração de valor**. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2007.

SOUZA, R. D. **Os sistemas de energia solar fotovoltaica**. Ribeirão Preto: BlueSol Energia Solar, 2016.

SUNDATA. Potencial Solar - SunData. **CRESESB**, 2014. Disponivel em: <www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acesso em: 15 Maio 2016.

SUNEARTHTOOLS.COM. **SunEarthTools.com solar tools for consumers and designers**, 2009. Disponivel em: <www.sunearthtools.com>. Acesso em: 02 Setembro 2016.

VILLALVA, M. G.; GRAZOLI, J. R. **Energia Solar Fotovoltaica:** conceitos e aplicações. 1. ed. São Paulo: Editora Érica, 2012.