

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS

Escola de Engenharia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Especialização em Fontes Renováveis de Energia:
Geração, Operação e Integração.

**Impacto econômico para consumidores com micro geração fotovoltaica e
optantes por mudança tarifária do Grupo A para o Grupo B**

Diego Nogueira Mota

Belo Horizonte - MG
Outubro de 2020

Diego Nogueira Mota

Impacto econômico para consumidores com micro geração fotovoltaica e optantes por mudança tarifária do Grupo A para o Grupo B

Monografia submetida à Banca Examinadora designada pela Comissão Coordenadora da Especialização em Fontes Renováveis de Energia, como parte dos requisitos necessários à obtenção do Certificado de Especialista em Fontes Renováveis de Energia.

BELO HORIZONTE, MG
Outubro 2020



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS

CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM FONTES RENOVÁVEIS - GERAÇÃO, OPERAÇÃO E INTEGRAÇÃO

UFMG

ATA DA DEFESA DA MONOGRAFIA DO ALUNO DIEGO NOGUEIRA MOTA

Realizou-se, no dia 02 de outubro de 2020, às 10:00 horas, em ambiente a distância (skype), da Universidade Federal de Minas Gerais, a defesa de monografia, intitulada *Impacto econômico para consumidores com micro geração fotovoltaica e optantes por mudança tarifária do Grupo A para o Grupo B*, apresentada por DIEGO NOGUEIRA MOTA, número de registro 2018745616, graduado no curso de ENGENHARIA ELÉTRICA, como requisito parcial para a obtenção do Certificado de Especialista em FONTES RENOVÁVEIS - GERAÇÃO, OPERAÇÃO E INTEGRAÇÃO, à seguinte Comissão Examinadora: Prof. Luís Guilherme Monteiro Oliveira - Orientador (PUC Minas), Prof(a). Wadaed Uturbey da Costa (UFMG).

A Comissão considerou a monografia:

Aprovada

Reprovada

Finalizados os trabalhos, lavrei a presente ata que, lida e aprovada, vai assinada por mim e pelos membros da Comissão.

Belo Horizonte, 02 de outubro de 2020.

Prof. Luís Guilherme Monteiro Oliveira (Doutor)

Prof(a). Wadaed Uturbey da Costa (Doutora)

Secretaria do Curso de Especialização em
Fontes Renováveis - Geração, Operação
e Integração

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus e aos meus familiares, primeiramente, pelo apoio incondicional.

Ao professor Luís Monteiro pela orientação técnica destinada a esse trabalho. Aos professores do curso de pós-graduação “Lato Sensu” (Especialização) em Fontes Renováveis de Energia da Universidade Federal de Minas Gerais, por contribuírem com todo o conhecimento adquirido. Aos amigos e a todos que contribuíram direta ou indiretamente para esse resultado final.

RESUMO

O intuito deste trabalho é o de realizar o dimensionamento de uma usina solar fotovoltaica de potência instalada inferior a 75kW (micro geração), visando a produção de energia elétrica para uma unidade consumidora de forma a diminuir os seus custos com energia elétrica para a taxa mínima possível e verificar a viabilidade econômica do mesmo em dois grupos de faturamento diferentes. Sendo o Grupo A (alta e média tensão) com sua tarifa denominada de binômia devido a cobrança de dois valores monetários aplicável a demanda de potência e ao consumo de energia elétrica e o Grupo B (baixa tensão) com sua tarifa denominada monômia devido a cobrança de valor monetário aplicável unicamente ao consumo de energia elétrica.

Dessa forma, foi consultado o banco de dados do *Cresesb* para encontrar a irradiação solar global(kWh/m²/dia), no plano inclinado na região de Divinópolis-MG, endereço do consumidor. Foi calculada a média de consumo diária de energia nos últimos 12 meses e usada a metodologia de cálculos com o intuito de dimensionar a potência do sistema fotovoltaico.

Por fim, foi realizado o estudo de viabilidade econômica utilizando importantes ferramentas de análise financeira, sendo elas, o *payback* (tempo de retorno do investimento), a TIR (taxa interna de retorno) e o VPL (valor presente líquido) aplicados com fórmulas no programa MS Excel. É possível verificar que em todas as análises econômicas, a viabilidade financeira do projeto se torna mais atrativa para o consumidor no Grupo B.

Palavras-chave: micro geração fotovoltaica, viabilidade econômica, tarifa monômia, tarifa binômia.

ABSTRACT

The aim of this work is to perform the dimensioning of a photovoltaic solar plant with an installed power of less than 75kW (micro generation), aiming at the production of electric energy for a consumer unit in order to reduce its electricity costs to the minimum rate possible and verify its economic viability in two different billing groups. Group A (high and medium voltage) with its tariff called binomial due to the collection of two monetary values applicable to power demand and consumption of electricity and Group B (low voltage) with its tariff called monomial due to collection monetary value applicable only to the consumption of electricity.

Thus, the Cresesb database was consulted to find the global solar radiation (kWh / m² / day), on the inclined plane in the region of Divinópolis-MG, the consumer's address. The average daily energy consumption in the last 12 months was calculated and the calculation methodology was used in order to measure the power of the photovoltaic system.

Finally, an economic feasibility study was carried out using important financial analysis tools, namely payback (time to return on investment), IRR (internal rate of return) and NPV (net present value) applied with formulas in MS Excel program. It can be seen that in all economic analyzes, the financial viability of the project becomes more attractive to consumers in Group B.

Keywords: photovoltaic micro generation, economic viability, monomial tariff, binomial tariff.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1- Variação da irradiância solar extraterrestre em ($I_{0,ef}$)	20
Figura 2.2- Evolução da capacidade instalada anual da Energia Solar Fotovoltaica Global de 2000 a 2017 (EUROPE, 2017)	22
Figura 3.1 – Composição da célula solar fotovoltaica (SolarTerra, 2015)	25
Figura 3.2 – Representação de um módulo fotovoltaico (GTES, 2004)	26
Figura 3.3 – Conexão de Células em Paralelo (CRESESB, 2014)	27
Figura 3.4 – Conexão de Células em Série (CRESESB, 2014)	27
Figura 3.5 – Sistemas conectados à rede (CRESESB, 2014)	28
Figura 3.6 – Curva característica I x V (CRESESB, 2014)	29
Figura 3.7 – Curva típica de potência versus tensão para a célula de silício monocristalino (CRESESB, 2004)	30
Figura 3.8 – Efeito causado pela variação da intensidade da luz na curva característica IxV (CRESESB, 2014)	31
Figura 3.9 – Efeito causado pela temperatura da célula na curva característica IxV (CRESESB, 2014)	31
Figura 3.10 – Diodos de bloqueio das fileiras, fusíveis de fileira e caixas de junção do gerador (GREENPRO, 2015)	34
Figura 3.11 – Operação de um diodo de desvio (CRESESB, 2014)	35
Figura 4.1 – Procedimentos e Etapas de acesso (ANEEL, 2014)	38
Figura 4.2 – Sistema de Compensação de Energia Elétrica (ANEEL, 2014)	41
Figura 4.3 – Compensação do crédito de energia ativa excedente (ANEEL, 2014)	42
Figura 6.1 – Vista superior da empresa utilizada para o projeto, antes da instalação dos painéis solares fotovoltaicos (Autor, 2020)	48
Figura 6.2 – Vista superior da empresa utilizada para o projeto, após a instalação dos painéis solares fotovoltaicos (Autor, 2020)	49
Figura 6.3 – Representação gráfica de Consumo médio mensal (Autor, 2020)	49
Figura 6.4 – Irradiação solar global ($kWh/m^2/dia$) no plano horizontal, ao longo dos meses do ano, para a localidade de Divinópolis (CENSOLAR, 1993)	51
Figura 6.5 – Exemplar de um módulo solar da marca CANADIAN - $420 W_p$ (CANADIANSOLAR, 2019)	52
Figura 6.6 – Variação da tensão e da corrente, de acordo com a variação de temperatura, do módulo solar da marca CANADIAN - $420 W_p$ (CANADIAN, 2019)	53

LISTA DE TABELAS

Tabela 5.1: Níveis de tensão considerados para a conexão de centrais geradoras – PRODIST – ANEEL (ABINEE, 2015)	44
Tabela 5.2: Proteções mínimas em função da potência instalada – PRODIST - ANEEL (ABINEE, 2015)	44
Tabela 5.3: Proteções mínimas em função da potência instalada – PRODIST - ANEEL (ABINEE, 2015)	47
Tabela 6.1: Consumo médio mensal (Autor, 2020)	49
Tabela 6.2: Irradiação solar global (kWh/m ² /dia) e Horas de Sol Pleno (HSP) (h/dia), para a localidade de Divinópolis (CENSOLAR, 1993)	50
Tabela 6.3: Especificações técnicas do módulo solar da marca CANADIAN - 420 W _p (Autor, 2020)	53
Tabela 6.4: Especificações técnicas do inversor SUNGROW SOLAR– 60 kW (Autor, 2020)	54
Tabela 6.5: Resumo do Projeto (Autor, 2020)	57
Tabela 7.1: Custos do projeto. (Nogueira, 2020)	58
Tabela 7.2: Desempenho do sistema fotovoltaico no período de 25 anos – Consumidor no Grupo A (Autor, 2020)	60
Tabela 7.3: Análises econômicas do investimento do sistema fotovoltaico - Consumidor no Grupo A (Autor, 2020)	62
Tabela 7.4: Desempenho do sistema fotovoltaico no período de 25 anos – Consumidor no Grupo B (Autor, 2020)	63
Tabela 7.5: Análises econômicas do investimento do sistema fotovoltaico - Consumidor no Grupo B (Autor, 2020)	64
Tabela 8.1: Comparativos financeiro entre Grupo A e Grupo B (Autor, 2020)	66

LISTA DE ABREVIACÕES

ABENS	Associação Brasileira de Energia Solar
CT-ENERG	Fundo Setorial de Energia
CB-Solar	Centro Brasileiro para o Desenvolvimento da Energia Solar Fotovoltaica
PRODEEM	Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
FV	Sistemas fotovoltaicos
Off - Grid	Sistemas Isolados
Grid-Tie	Sistemas conectados à rede elétrica
c-Si	Silício Cristalino
a-Si	Silício amorfo hidrogenado
SPMP	Seguimento do ponto de potência máxima
DPS	Dispositivos de proteção contra surtos
W_p	Watt pico
V_{oc}	Tensão de circuito aberto
I_{sc}	Corrente de curto circuito
V_{MPP}	Tensão no ponto de máxima potência
I_{MPP}	Corrente no ponto de máxima potência
MPPT	Maximum Power Point Tracking
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
PIS	Programa de Integração Social
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
TD	Taxa de desempenho
HSP	Horas de sol pleno
V_{MPTmin}	Tensão em máxima potência para temperatura mínima
V_{MPTmax}	Tensão em máxima potência para temperatura máxima
P_{FV}	Potência do sistema fotovoltaico
VP	Valor Presente

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1	12
INTRODUÇÃO	12
1.1. Relevância do Tema	14
1.2. Motivação do Estudo	15
1.3. Objetivo Geral	16
1.3.1. Objetivos Específicos	17
1.4. Metodologia	17
1.5. Organização do texto	17
CAPÍTULO 2	20
ENERGIA SOLAR	20
2.1. Energia Solar	20
2.1.1. Vantagens	20
2.1.2. Desvantagens	21
2.2. Breve Histórico da Energia Fotovoltaica no Brasil e no Mundo	22
CAPÍTULO 3	26
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	26
3.1. Efeitos Fotovoltaicos	26
3.2. Células Fotovoltaicas	27
3.3. Arranjo dos Painéis Fotovoltaicos	27
3.4. Tipos de Sistemas Fotovoltaicos	28
3.4.1. Sistemas Conectados à Rede Elétrica (Grid-Tie – SFCR).....	29
3.4.2. Componentes do Sistema Fotovoltaico	29
3.4.3. Módulos Fotovoltaicos	29

3.4.4. Características Elétricas dos Módulos Fotovoltaicos	29
3.5. Fatores que afetam as Características Elétricas dos Módulos	30
3.5.1. Inversores.....	33
3.5.2. Transformadores	33
3.5.3. Seguidor do Ponto de Potência Máxima.....	34
3.5.4. Proteção, Controle e Outros Sistemas Auxiliares.....	34
3.5.5. Disjuntores e Fusíveis de Fileira.....	34
3.5.6. Diodos de desvio (<i>By-Pass</i>) e de Bloqueio.....	35
3.5.7. Aterramento e Sistema de Proteção Contra Descarga Atmosférica	36
CAPÍTULO 4.....	38
MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA	38
4.1. Caracterização.....	38
4.2. Procedimento para Viabilidade de Acesso	38
4.3. Sistema de Mediação	40
4.4. Contratação	40
4.5. Incidência de Impostos Estaduais e Federais.....	40
4.6. Sistema de Compensação de Energia Elétrica.....	40
CAPÍTULO 5.....	44
ASPECTOS REGULATÓRIOS DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL	44
5.1. Aspectos e Obstáculos Regulatórios.....	44
5.2. Requisitos de Acesso de Centrais Geradoras.....	45
5.3. Modalidades Tarifárias	47
CAPÍTULO 6.....	49
ESTUDO DE CASO – DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICO	49
6.1. Análise do Local a ser Implantado o Sistema.....	49
6.2. Análise do Consumo Médio Diário de Sol Pleno (HSP).....	50

6.3. Determinação da Potência do Sistema.....	52
6.4. Dimensionamento dos Equipamentos.....	53
6.4.1. Módulos Solares	53
6.4.2. Inversores Grand-tie	55
6.5. Arranjos do Sistema.....	56
CAPÍTULO 7	59
ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA.....	59
7.1. Custos do Projeto.....	59
7.2. Análise do Retorno Financeiro e Econômico	60
7.2.1. Análise Financeira no Grupo A (Tarifa Binômica).....	60
7.2.2. Análise Financeira no Grupo B (Tarifa Monômica)	63
CAPÍTULO 8	66
CONCLUSÃO.....	66
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	68

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Devido ao grande crescimento populacional e tecnológico no mundo, principalmente nas últimas décadas, tem-se buscado a geração de energia, a partir de fontes renováveis de energia, para a garantia de maior sustentabilidade. Por causa dos danos causados ao meio ambiente em virtude do uso de combustíveis fósseis, a produção de energia de maneira consciente, reduzindo os impactos ao meio ambiente, tornou-se uma condição essencial na atualidade. Logo, a energia solar constitui-se em uma das alternativas para essa necessidade de produção energética sustentável.

Embora abundante na Terra, a energia solar para a produção de energia elétrica ainda é pouco utilizada em relação a outras fontes de energia. Nos países desenvolvidos este cenário vem mudando, porque fortes incentivos foram concedidos para a instalação de sistemas fotovoltaicos (CRESESB, 2014).

Muitos países estão optando pelo uso de tecnologias baseadas na geração de energia solar, podendo-se destacar: os Estados Unidos, a China e a Alemanha, cuja meta é suprir em 100% o consumo energético, por meio de fontes renováveis até o ano de 2050 (EPE, 2011). Concomitantemente, o Brasil também aderiu a essa geração energética, contribuindo para a redução da necessidade de utilização de usinas termoeletricas, cujo custo de produção é elevado, além de otimizar o uso de seu recurso hídrico para fins energéticos.

O sol fornece anualmente para a atmosfera terrestre $1,5 \times 1.018$ kWh de energia, o que corresponde a 10.000 vezes o consumo mundial de energia elétrica nesse mesmo período (CRESESB, 2004). Ao que se refere ao Brasil, seu potencial de energia solar é muito significativo, média anual de irradiação solar de $5,15$ kWh/m², estando em uma zona de maior potencial em relação aos demais países, podendo, dessa forma, tornar-se referência na geração de energia solar fotovoltaica.

Conforme (NASCIMENTO, 2017), será necessário expandir o uso de fontes de energia não fóssil, aumentando a parcela de energias renováveis (além da energia hídrica) para ao menos 23% até 2030, principalmente, pelo aumento da participação das fontes solar, eólica e biomassa.

Dessa forma, para a expansão do uso dessa fonte de energia, torna-se fundamental um número maior de pessoas, utilizando a energia solar fotovoltaica. Uma das formas de atrair o

consumidor consiste na diminuição do tempo de retorno financeiro, além de uma economia mensal considerável ao inserir esse tipo de investimento.

¹Tarifa monômnia - Aquela que é constituída por valor monetário aplicável unicamente ao consumo de energia elétrica ativa, obtida pela conjunção da componente de demanda de potência e de consumo de energia elétrica que compõem a tarifa binômnia. Resolução Normativa ANEEL n. 479, de 3 de abril de 2012 (Diário Oficial, de 12 abr. 2012, seção 1, p. 49)

Segundo (ABINNE, 2015), as modalidades tarifárias são um conjunto de tarifas aplicáveis ao consumo de energia elétrica e demanda de potências ativas, definidas de acordo com o grupo tarifário em que o consumidor está classificado. O grupo B, consiste nas unidades consumidoras da baixa tensão, possuindo a tarifa convencional monômnia¹, ou seja, tarifa única de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia. Já o grupo A, consiste nas unidades de média e alta tensão, possuindo a tarifa binômnia, aquela que é constituída por valores monetários aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda faturável. Para este grupo, existe também os postos tarifários que é o período de tempo em horas para aplicação das tarifas de forma diferenciada ao longo do dia.

Logo, comparando os dois grupos, percebe-se que uma das principais diferenças entre os dois é que no grupo B (tarifa monômnia), o consumidor não paga pela demanda, sendo esta uma características importante analisado no estudo de viabilidade econômica.

Vale ressaltar que para este estudo, foi considerada a mudança do consumidor do grupo A para o grupo B para o estudo de viabilidade econômico. Isto é possível desde que o consumidor possua seus transformadores somados abaixo de 112,5kVA conforme texto abaixo extraído da Resolução Normativa N° 414/2010.

“Art. 100. Em unidade consumidora ligada em tensão primária, o consumidor pode optar por faturamento com aplicação da tarifa do grupo B, correspondente à respectiva classe, se atendido pelo menos um dos seguintes critérios: I – a soma das potências nominais dos transformadores for igual ou inferior a 112,5 kVA;”

Outro aspecto importante é que o sistema fotovoltaico a ser instalado deve estar enquadrado em uma microgeração conforme Resolução N° 687/2015.

“Art. 2, I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;”

Portanto, para o desenvolvimento deste trabalho, devemos considerar uma microgeração com potência de inversores fotovoltaicos de até 75kW e a soma dos transformadores do consumidor de até 112,5kVA.

1.1. Relevância do Tema

A crise do petróleo de 1973 renovou e ampliou o interesse em aplicações terrestres para a energia solar fotovoltaica (CRESESB, 2014).

Aliado a esse acontecimento, nos dias atuais, o aproveitamento da iluminação natural e do calor para aquecimento de ambientes, decorrente da penetração ou absorção da radiação solar nas edificações, garantido com o auxílio de técnicas mais sofisticadas de arquitetura e construção, pode reduzir os impactos ao meio ambiente.

Além disso, a indústria envolvida na geração de energia elétrica, por meio da fonte solar, é marcada por um vasto conteúdo tecnológico e de geração de emprego e renda. Logo, investir nesse setor significa provocar melhorias para a população, além de promover inclusão social.

No caso do Brasil, o incentivo para maiores investimentos na energia solar fotovoltaica ocorre pelo seu alto potencial energético. De acordo com (NASCIMENTO, 2017), a média anual de irradiação global apresenta uma boa uniformidade no Brasil, com médias relativamente altas em todo o território. Segundo o Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA, MARTINS, & GONÇALVES, 2017), as médias mensais dos totais diários de irradiação global no plano horizontal para as cinco regiões do Brasil variam entre 4,44 kWh/m² (região Sul) a 5,48 kWh/m² (região Nordeste).

Os estímulos à geração distribuída (geralmente localizada próxima aos centros de carga) justificam-se pelos potenciais benefícios que tal modalidade pode proporcionar ao sistema elétrico: a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão; o baixo impacto ambiental; a redução no carregamento das redes elétricas; a redução de perdas e a diversificação da matriz energética, entre outros (ANEEL, 2014).

Logo, utilizar desse elevado potencial energético, tem se tornado uma grande vantagem para novos consumidores da energia solar fotovoltaica e medidas atrativas visam elevar essa utilização, como a tarifa única de consumo de energia elétrica.

Por essas relevâncias apresentadas, esse trabalho apresenta informações acerca da geração de energia através de sistemas fotovoltaicos distribuídos, enfatizando as suas principais características inerentes ao dimensionamento do projeto de geração fotovoltaica, além do estudo de viabilidade econômica para o consumidor no grupo A e no grupo B.

1.2. Motivação do Estudo

Em âmbito nacional, os debates acerca da geração de energia elétrica revestem-se de maior relevância na medida em que, ao longo dos anos, a evolução demográfica e o crescimento da atividade econômica têm resultado num constante aumento do consumo de energia elétrica no País. Diante desse quadro, é preciso pensar em alternativas que respondam à necessidade de expansão e diversificação do parque gerador elétrico do país – e é nesse contexto que estão inseridas as pequenas centrais geradoras (micro e minigeração distribuída) (ANEEL, 2014).

Atualmente, a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis de energia constitui uma tendência verificável em diversos países, inclusive com a concessão de incentivos à geração distribuída de pequeno porte (ANEEL, 2014).

Aliado a todas essas motivações abordadas, tem-se o a questão econômica que gera renda aos prestadores de serviço e economia aos consumidores que investirem em geração distribuída de pequeno porte.

A tarifa de energia elétrica tem o papel de garantir aos prestadores dos serviços receita suficiente para cobrir seus custos operacionais e estimular investimentos em eficiência e expansão da capacidade de geração e distribuição (ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, 2017a).

Além dessas vantagens mencionadas nos acima, a motivação desse trabalho consiste no estudo do aumento da viabilidade econômica de um projeto fotovoltaico. Dessa forma, alguns clientes do faturados no Grupo A, que atendam a determinadas especificações, como a de possuir uma potência nominal total dos transformadores inferior a 112,5 kVA e um sistema de microgeração de até 75 kW de potência instalada, podem migrar para o Grupo tarifário B, deixando de pagar pela demanda.

No entanto, devemos deixar registrado que A ANEEL decidiu pela abertura de consulta pública CP 025 em 2019, para a revisão da resolução normativa 687/2015, que alterou a resolução 482/2012. A proposta em consulta pública sugere aperfeiçoamentos ao modelo do sistema de compensação de créditos, considerando os avanços da geração distribuída nos últimos anos.

Na regra atual, quem possui geração distribuída (GD) deixa de pagar todas as componentes da tarifa de fornecimento sobre a parcela de energia consumida que é compensada pela energia injetada.

De acordo com a Aneel, as alterações ao sistema de compensação propostas equilibram a regra para que os custos referentes ao uso da rede de distribuição e os encargos sejam pagos pelos consumidores que possuem geração distribuída, sem impactar a tarifa de energia dos consumidores que não possuem o sistema.

1.3. Objetivo Geral

O objetivo central desse trabalho consiste em realizar um estudo de viabilidade técnico-econômico de um sistema fotovoltaico, considerando dois grupos de tarifa de energia elétrica.

1.3.1. Objetivos Específicos

- Dimensionar um sistema fotovoltaico de microgeração para atender todo o consumo energético de uma empresa tarifada no grupo A.
- Embasar nas normas regulamentadora da Aneel, 687/2015 e 414/2010, aspectos técnico (soma transformadores até 112,5kVA e inversores fotovoltaicos até 75kW) que possibilitam a mudança do consumidor do Grupo A para o Grupo B.
- Comparar a viabilidade econômica do projeto fotovoltaico da empresa no grupo A e no grupo B.

1.4. Metodologia

A princípio é realizada, nesse trabalho, uma revisão bibliográfica acerca dos aspectos gerais em relação à geração de energia solar fotovoltaica, iniciando-se com um breve histórico no Brasil e no mundo. Além disso, é realizado um estudo teórico envolvendo as principais características dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (Grid-Tie), além dos principais componentes desse sistema.

Posteriormente, é realizado um estudo de caso de um consumidor no grupo A (alta e média tensão) e dimensionado um sistema fotovoltaico para gerar toda a energia consumida no local. São considerados aspectos regulatórios das normas 687/2015 e NR 414/2010 que permitam à mudança do consumidor do grupo A para o grupo B (baixa tensão).

Por fim, é realizado o estudo de viabilidade técnico-econômico do consumidor no Grupo A e no Grupo B através de critérios de análise financeira como; valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR) e o período de retorno do investimento (*payback*).

1.5. Organização do texto

Esse trabalho está dividido em 8 capítulos que contemplam tanto aspectos gerais, como mais específicos em torno da geração de energia solar fotovoltaica, mais especificamente da micro e minigeração. Inicialmente, no Capítulo 1, é realizada uma revisão bibliográfica sobre o tema, evidenciando as principais características acerca da fonte solar, além dos principais tipos e componentes dos sistemas fotovoltaicos. Além disso, nessa revisão são apresentados os principais conceitos acerca da micro e minigeração e alguns aspectos regulatórios e os principais grupos de tarifas de energia.

No capítulo 2, a energia solar fotovoltaica é discutida tanto no contexto mundial, quanto no Brasil, sendo que sua abordagem nacional possui um maior enfoque. Além disso, são apresentadas as principais vantagens e desvantagens dessa energia renovável.

No capítulo 3, há uma ênfase nos principais tipos de sistemas fotovoltaicos. Inicialmente, são apresentados alguns aspectos gerais, como o efeito fotovoltaico, as características das células fotovoltaicas e os possíveis arranjos fotovoltaicos que podem ser realizados. Por fim, é evidenciado o tipo de sistema fotovoltaico desse trabalho; o sistema conectado à rede elétrica (Grid-Tie).

Além disso, são apresentados os principais componentes dos sistemas fotovoltaicos e que serão importantes para a composição do capítulo 6 de dimensionamento do sistema fotovoltaico desse estudo. Dentre esses componentes, têm-se; os módulos fotovoltaicos, os inversores, os transformadores, os equipamentos de proteção, controle e outros sistemas auxiliares, os disjuntores e fusíveis de fileira, os diodos de desvio e de bloqueio e, por fim, os equipamentos de aterramento e sistema de proteção contra descarga atmosférica (DPS).

No capítulo 4, são destacadas as principais características da micro e minigeração distribuída. Além disso, são apresentados os procedimentos, para a viabilização de acesso dessas pequenas centrais geradoras, e o sistema de medição. Por fim, tem-se aspectos relacionados à contratação, incidência de impostos federais e estaduais e o sistema de compensação de energia elétrica.

No capítulo 5, destacam-se os aspectos regulatórios da geração fotovoltaica no Brasil, sendo a responsável a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). São contemplados nesse capítulo, os aspectos e obstáculos regulatórios, os requisitos de acesso das centrais geradoras e as principais modalidades tarifárias, dando um enfoque maior aos grupos A e B, sendo esses grupos os contemplados no capítulo 8 de estudo de viabilidade econômica.

No capítulo 6, são apresentados o estudo de caso base do trabalho e os resultados relacionados ao dimensionamento de um específico sistema de geração fotovoltaico. Primeiramente, é realizada uma análise do local a ser implantado o sistema, é calculado o consumo médio diário do cliente, e usado o banco de dados do Cresesb para encontrar as horas de sol pleno (HSP), ou seja, irradiação solar global na localidade de Divinópolis – MG. Posteriormente, com os dados de consumo médio diário e HSP, é possível calcular a potência do sistema, para o posterior dimensionamento dos equipamentos (módulos solares e inversores grid-tie) e estipulação do melhor arranjo do sistema fotovoltaico.

No capítulo 7, tem-se o objetivo central desse trabalho, a análise de viabilidade econômica, sendo apresentados todos os custos do projeto (valor presente – VP). Dessa forma, por meio desses custos ou valor presente é possível calcular o retorno financeiro, para o consumidor desse trabalho, em dois cenários: no grupo A e no grupo B de tarifa de energia.

Por fim, no capítulo 8, tem-se a conclusão desse trabalho, mostrando uma análise dos resultados dos capítulos 6 e 7.

CAPÍTULO 2

ENERGIA SOLAR

Esse capítulo apresenta uma visão, sucinta e objetiva, da energia solar. São apresentadas as vantagens e desvantagens dessa fonte energética, além de um breve histórico da energia solar no Brasil e no mundo.

2.1. Energia Solar

O sol é a estrela central do sistema solar, sendo que todos os outros corpos desse sistema, como planetas, asteroides, cometas e poeira, além de todos os satélites associados a estes corpos, giram ao seu redor.

O sol gera energia por meio da fusão nuclear de núcleos de hidrogênio e núcleos de hélio. A luz solar é a fonte principal de energia da superfície da terra que pode ser aproveitada em uma variedade de processos naturais e sintéticos.

Em todas as formas de energia existe a atuação direta ou indireta do sol. O petróleo, o carvão, o gás natural e a madeira são derivados originalmente do processo da fotossíntese, fenômeno que suporta a vida na terra, além de movimentar o tempo e o clima. O movimento das marés é ocasionado pelo movimento da atração gravitacional do sol e da lua sobre a água dos oceanos. O vento para geração de energia eólica depende das diferenças de temperaturas existentes na Terra. A água é considerada renovável devido ao ciclo de evaporação e das chuvas, ou seja, a fonte para reabastecimento dos reservatórios de usinas hidroelétricas é a energia solar (CARVALHO, 2013).

A energia proveniente do sol pode ser utilizada tanto como fonte de calor para o aquecimento quanto para a produção de eletricidade. Para o aquecimento, utiliza-se de forma direta o calor do sol em coletores. Já para a produção de eletricidade a energia do sol é utilizada na conversão direta da luz solar com o apoio de células e painéis fotovoltaicos, tendo esses, a capacidade de captar diretamente a luz solar, produzindo corrente elétrica.

É importante compreender que a radiação solar atinge de forma diferente as diversas áreas da crosta terrestre, sendo que sua variação é influenciada por vários aspectos, como: as estações do ano, a latitude e as condições atmosféricas.

O termo “radiação solar” é usado de forma genérica e pode ser referenciado em termos de fluxo de potência, quando é especificamente denominado de irradiância solar, ou em

termos de energia por unidade de área, denominado, então, de irradiação solar. A irradiância solar que atinge a Terra, no topo da camada atmosférica, é denominada irradiância extraterrestre. A constante solar (I_0) é definida como o valor da irradiância extraterrestre que chega sobre uma superfície perpendicular aos raios solares na distância média Terra-Sol, e tem valor aproximado, médio, de 1.367 W/m^2 (CRESESB, 2014).

A Figura 2.1 demonstra o comportamento anual da irradiância extraterrestre, ou irradiância extraterrestre efetiva ($I_{0,ef}$).

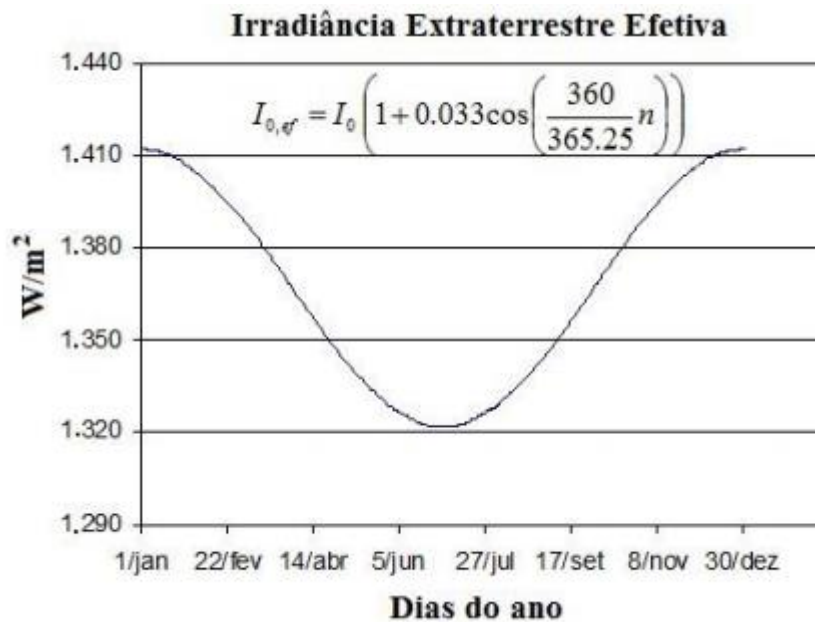


Figura 2.1 – Variação da irradiância solar extraterrestre em ($I_{0,ef}$ ao longo do ano (CRESESB, 2014).

Ao analisar a Figura 2.1, percebe-se que o valor mínimo de ($I_{0,ef}$ é de aproximadamente 1.322 W/m^2 e encontra-se próximo do solstício de inverno para o hemisfério Sul, sendo que o valor máximo, para o mesmo hemisfério, encontra-se em torno de 1.412 W/m^2 , estando próximo ao solstício de verão.

2.1.1. Vantagens

Dentre as diversas vantagens da energia solar destacam-se o fato de os painéis fotovoltaicos não emitirem ruído audível durante a geração de energia, sendo um processo 100% silencioso. Além disso, constitui-se em uma alternativa de substituição ao uso do petróleo, que é utilizado pela maioria dos países como fonte de energia/combustível, não sendo este um recurso renovável.

Do ponto de vista elétrico, contribui para diversificação da matriz, aumento da segurança no fornecimento, redução de perdas e alívio de transformadores e alimentadores. Sob o aspecto ambiental, há a redução da emissão de gases do efeito estufa, da emissão de materiais particulados e do uso de água para geração de energia elétrica. Com relação a benefícios socioeconômicos, a geração de energia solar fotovoltaica contribui com a geração de empregos locais, o aumento da arrecadação e o aumento de investimentos (NASCIMENTO, 2017).

Do ponto de vista de segurança e confiabilidade, a tecnologia de células solares está bastante madura, principalmente as células baseadas em silício cristalino que possuem mais de 50 anos de desenvolvimento contínuos. Os fornecedores, em geral, garantem capacidade de 90% de produção mínima da potência inicial após 10 anos e 80% após 20 anos (CRESESB, 2014).

Outra vantagem associada é a não existência de peças móveis em um painel fotovoltaico ou célula solar, não existindo, dessa forma desgastes mecânicos e a necessidade de uma manutenção constante. A duração desses painéis pode ultrapassar 25 anos, requisitando, a priori, apenas uma limpeza periódica. Além disso, uma desvantagem da geração fotovoltaica que já foi superada nos últimos anos consiste no custo de aquisição das células e painéis fotovoltaicos. Atualmente, essa aquisição se tornou mais acessível economicamente.

2.1.2. Desvantagens

Uma das restrições técnicas à difusão de projetos de aproveitamento de energia solar é a baixa eficiência dos sistemas de conversão de energia, o que torna necessário o uso de grandes áreas para a captação de energia em quantidade suficiente para que o empreendimento se torne economicamente viável (PRODEEM, 2003).

As formas de armazenamento da energia solar são pouco eficientes quando comparadas aos combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás) e à energia hidroelétrica (PINHO, 2008). Também, há variação nas quantidades de energia produzida de acordo com as condições climáticas.

Associado a esses aspectos, o sistema de geração fotovoltaico requer condições específicas, como locais onde não haja sombreamento e a irradiação solar seja representativa, em termos médios anuais, para a garantia de sua viabilidade econômica.

2.2. Breve Histórico da Energia Fotovoltaica no Brasil e no Mundo

No aspecto mundial, a crise do petróleo em 1973 incentivou e marcou o início do estímulo para as aplicações da energia solar fotovoltaica (CRESESB, 2014).

A partir desse período, surgiram em muitos países planos de desenvolvimento de energia solar, impulsionados pelo compromisso com a redução de CO₂.

Os Estados Unidos foram líderes mundiais na produção dessa tecnologia durante parte da década de 1990. No final dessa década, políticas de governo na Alemanha e no Japão resultaram em aumentos substanciais no desenvolvimento desse mercado. Essas políticas foram impulsionadas, em parte, por um forte compromisso com a redução de CO₂, conforme previsto pelo Protocolo de Kyoto, e em parte para desenvolver o mercado dessa tecnologia para exportação (CRESESB, 2014).

Na Figura 2.2, tem-se um panorama da evolução da capacidade anual instalada de Energia Solar Fotovoltaica Global de 2000 até 2017.

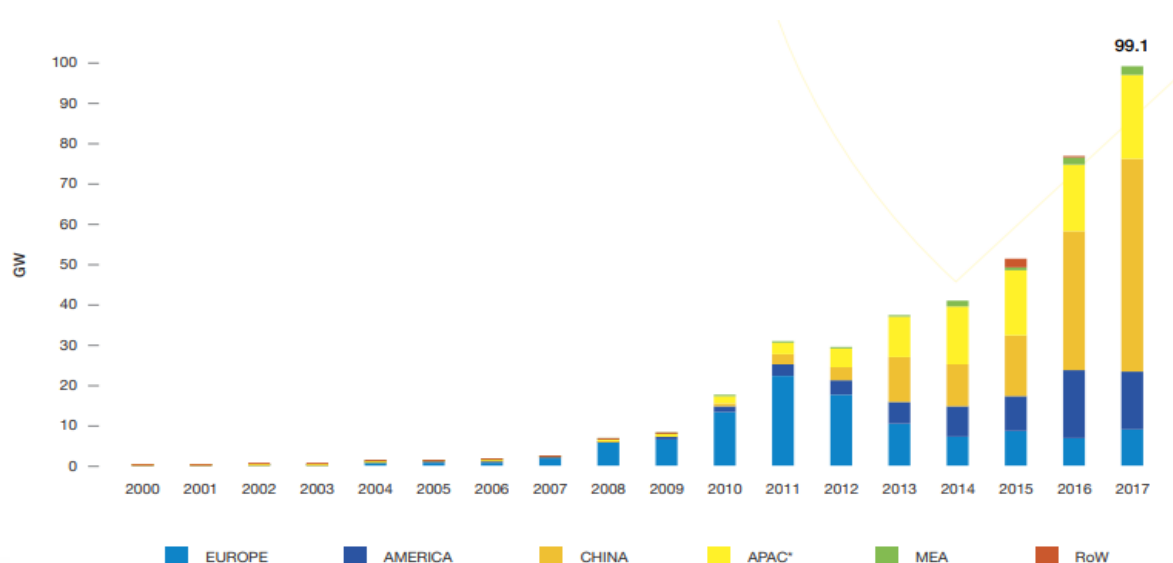


Figura 2.2 - Evolução da capacidade instalada anual da Energia Solar Fotovoltaica Global de 2000 a 2017 (EUROPE, 2017).

Analisando o gráfico da Figura 2.2, percebe-se que em 2017, um total de 99,1 GWp de energia solar foi conectado à rede elétrica. Isso representa um crescimento de quase 30% em relação ao ano anterior, que teve um total de 76,6 GWp de energia solar conectada à rede. Logo, esse panorama demonstra um cenário favorável para investimentos na área da Energia Solar Fotovoltaica, em todo o mundo. No Brasil, a partir da década de 70 houve um aumento da utilização dessa fonte de energia, aproveitando o seu alto potencial energético solar.

Foi criado em 1978, a Associação Brasileira de Energia Solar (ABENS) e, nas décadas posteriores de 80 e 90, houve o desenvolvimento, ainda em laboratórios, de tecnologias associadas à purificação de silício para células fotovoltaicas, bem como sua fabricação em universidades, em centros de pesquisas e em empresas privadas.

Porém, na década de 90, ao se comparar o Brasil com outros países no mundo, os incentivos para o desenvolvimento das tecnologias associadas a essa geração energética solar, bem como sua utilização em residências, estavam bem reduzidos. Vale destacar um grande acontecimento na Alemanha, cujo governo incentivou o Programa de 1000 Telhados Fotovoltaicos, ainda na década de 90.

Vale ressaltar que o custo das células fotovoltaicas, apesar de ter sido reduzido, constitui-se em um grande desafio e certo empecilho, na década de 90, para a disseminação por completo dos sistemas fotovoltaicos no país. Mesmo assim, no início do século XXI, com o avanço industrial na construção de módulos e células fotovoltaicas, aumentou-se o número de sistemas fotovoltaicos interligados à rede elétrica, apesar de o Brasil não acompanhar tal avanço que estava ocorrendo no mundo. Para reverter esse cenário, houve a criação, em 2001, do Fundo Setorial de Energia (CT – ENERG), além da criação do Centro Brasileiro para o Desenvolvimento da Energia Solar Fotovoltaica (CB – Solar), em Porto Alegre, RS. importantes para a formação de grupos de pesquisa na área (CRESESB, 2014).

O Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), criado em 1994, promoveu a aquisição de sistemas fotovoltaicos isolados por meio de licitações internacionais. Foi instalado o equivalente a 5MWp em aproximadamente 7.000 comunidades remotas em todo Brasil. O PRODEEM foi incorporado ao Programa Luz para Todos com 24 – Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira o intuito de atender localidades remotas e dispersas, para as quais a extensão da rede de distribuição da concessionária de energia local traz custos proibitivos. De acordo com o Relatório da Administração da Eletrobrás de 2009, ao todo foram instalados 2.046 sistemas fotovoltaicos isolados desde 2004 (ABINNE, 2012).

Também merece destaque, o fato de que em agosto de 2011, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) tornar pública a chamada N°. 013/2011 “Arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira”, sendo esta uma chamada de incentivo para projetos de pesquisa e desenvolvimento nessa área de forma a estimular o setor.

No cenário atual, alguns centros de pesquisa e certos avanços tecnológicos, além de alguns programas que foram criados de suma importância, possibilitaram ao Brasil, junto à resolução normativa nº 482 ANEEL/2012, uma queda no custo dos módulos solares e um incentivo à aquisição, principalmente, da energia solar fotovoltaica conectada à rede elétrica.

CAPÍTULO 3

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Esse capítulo apresenta alguns conceitos importantes relacionados à energia solar fotovoltaica. O capítulo se inicia com a explicação do efeito fotovoltaico. Posteriormente, são apresentadas as características inerentes às células fotovoltaicas e aos arranjos fotovoltaicos que podem ser originados. Além disso, é identificado o tipo de sistema fotovoltaico (FV) desse trabalho; o sistema conectado à rede elétrica (Grid – Tie). Por fim, são apresentados os principais equipamentos utilizados para o dimensionamento do sistema de geração fotovoltaica, sendo os principais; os módulos solares, e os inversores.

3.1. Efeitos Fotovoltaicos

O efeito fotovoltaico representa o mecanismo de funcionamento de uma célula fotovoltaica. Os módulos fotovoltaicos são compostos, em sua maioria, por silício, sendo que esse material sofre o processo de dopagem, durante a produção dos módulos fotovoltaicos. O processo de dopagem permite o controle das características elétricas do silício, durante o acréscimo de outros elementos a esse material. A Figura 3.1 representa a composição de uma célula solar fotovoltaica que possui uma camada fina de silício do tipo N e outra camada de silício mais espessa do tipo P.

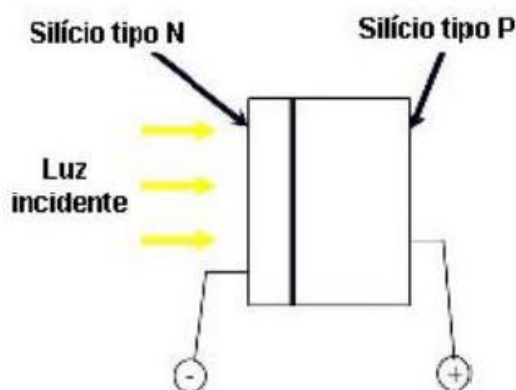


Figura 3.1 – Composição da célula solar fotovoltaica (SOLARTERRA, 2015).

Como pode ser visualizado na Figura 3.1, separadamente, ambas as capas são eletricamente neutras. Mas ao serem unidas, exatamente na união P-N, gera-se um campo elétrico devido aos elétrons do silício tipo N que ocupam os vazios da estrutura do silício tipo P. Ao incidir a radiação solar sobre a célula fotovoltaica, os fótons que a integram chocam-se

com os elétrons da estrutura do silício dando-lhes energia e transformando-os em condutores. Devido ao campo elétrico gerado na união P-N, os elétrons são orientados e fluem da camada "P" para a camada "N". Por meio de um condutor externo, conecta-se a camada negativa à positiva. Gera-se assim um fluxo de elétrons (corrente elétrica) na conexão (SOLARTERRA, 2015).

3.2. Células Fotovoltaicas

Para a produção das células fotovoltaicas é importante o conhecimento acerca dos semicondutores, sendo os mais utilizados o silício cristalino (c-Si), e os filmes finos que podem ser classificados em silício amorfo hidrogenado (a-Si), entre outras tecnologias, tais como o Telureto de Cádmio e o Disseleneto de Cobre e Índio (CIGS /CIS).

Na Figura 3.2, tem-se a simbologia utilizada para a representação do módulo fotovoltaico. Além disso, sabe-se que cada célula solar é capaz de produzir aproximadamente 0,5 volts no seu ponto de máxima potência, logo é necessário conectá-las da melhor forma possível para que se alcancem as tensões de interesse.

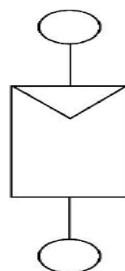


Figura 3.2 – Representação de um módulo fotovoltaico (GTES, 2004).

As células fotovoltaicas são interligadas em série através de contatos metálicos e são cobertas por um material transparente para garantir o isolamento elétrico entre as células e para proteger contra agentes atmosféricos e tensões mecânicas. Através disso, forma-se um módulo fotovoltaico que pode ser conectado com outros módulos para formar um arranjo ou sistema fotovoltaico (GTES, 2004).

3.3. Arranjo dos Painéis Fotovoltaicos

Os painéis ou módulos fotovoltaicos podem ser agrupados com o objetivo de formar um arranjo de painéis fotovoltaicos, devido à baixa tensão e corrente dos módulos e pelo fato de transformarem irradiação solar em energia elétrica na forma de corrente contínua.

Os módulos podem ser agrupados tanto em série quanto em paralelo.

Nas Figuras 3.3 e 3.4, tem-se a associação das células fotovoltaicas em paralelo e em série respectivamente.

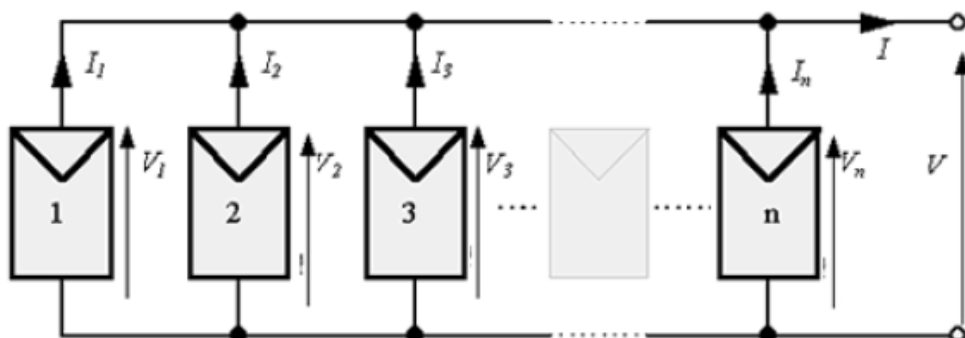


Figura 3.3 – Conexão de módulos FVs em paralelo (CRESESB, 2014).

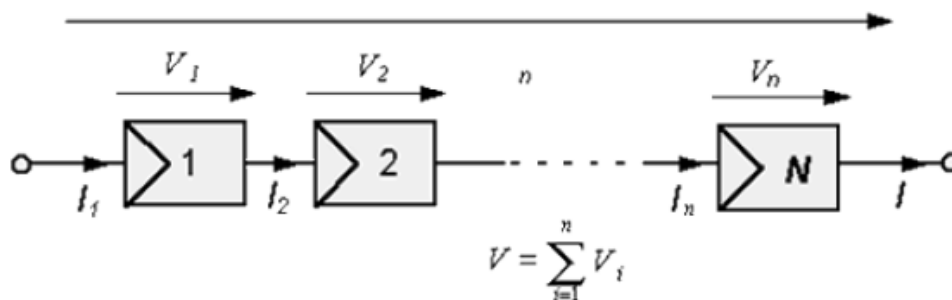


Figura 3.4 – Conexão de módulos FVs em série (CRESESB, 2014).

A associação dos módulos FVs em paralelo permite que a corrente de cada módulo seja somada e que a tensão seja de apenas a de um módulo. Porém, a conexão mais usual dos módulos FVs é o arranjo em série (*string*, em inglês), sendo que esse agrupamento permite a soma das tensões dos módulos e quanto maior for a tensão, menor serão as perdas, ou seja, maior será a eficiência desse arranjo fotovoltaico.

3.4. Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos (SFV) podem ser classificados quanto à interligação com a rede elétrica e a configuração do sistema, baseado na NBR 5410:2008, sendo que a utilização de cada uma dessas opções depende da disponibilidade de recursos energéticos e da aplicação.

Os sistemas podem ser classificados quanto a sua configuração como puros ou híbridos. Além, de esses sistemas poderem ser agrupados em sistemas conectados à rede elétrica ou constituírem em sistemas isolados.

Atualmente os sistemas conectados à rede elétrica (SFCR) podem ser utilizados de forma híbrida, ou seja, com outras tecnologias de conversão como, por exemplo, a eólica, a

biomassa, a hídrica. Dessa forma, nesse trabalho, o foco será direcionado aos sistemas conectados à rede elétrica (Grid-Tie).

3.4.1. Sistemas Conectados à Rede Elétrica (Grid-Tie – SFCR)

Esses sistemas, de forma contrária aos sistemas Off-Grid (isolados), possuem ligação com a rede de distribuição de energia elétrica, sendo a energia gerada injetada diretamente na rede elétrica. Devido a essa característica, esses sistemas, a priori, não necessitam de banco de baterias, apesar de haver uma tendência de utilização com a redução dos custos.

Na Figura 3.5, tem-se ilustrado o fluxo de energia desde a geração até a conexão com a rede elétrica.

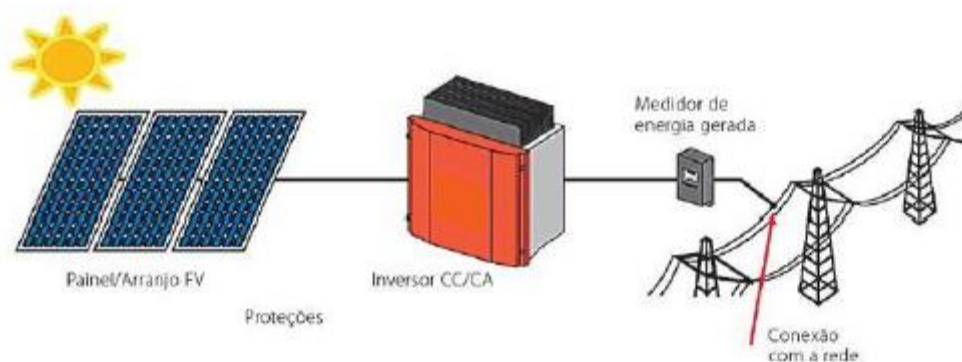


Figura 3.5 – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (CRESESB, 2014).

Os principais componentes desses sistemas são: o painel fotovoltaico e o inversor, somando-se a eles os elementos de proteção e comando e medidor de energia. No esquema da Figura 3.6, a corrente contínua oriunda dos painéis fotovoltaicos é convertida em corrente alternada, através de um conversor estático (inversor), mantendo a mesma frequência, fase e tensão da rede elétrica, na qual está conectada.

3.4.2. Componentes do Sistema Fotovoltaico

Os principais componentes de um sistema fotovoltaico são os módulos fotovoltaicos, as baterias e outros sistemas de armazenamento, além dos inversores, os transformadores e elementos de proteção e controle. Além disso, são importantes os sistemas de proteção contra descarga atmosférica, mais especificamente os dispositivos de proteção contra surtos (DPS).

3.4.3. Módulos Fotovoltaicos

A interconexão de células solares, com a finalidade de transformar a energia proveniente da radiação solar em energia elétrica, representa os módulos fotovoltaicos.

Segundo (CRESESB, 2014), as principais células fotovoltaicas conhecidas têm, individualmente, uma tensão baixa, sendo da ordem de 0,5 a 0,8V, para as células de silício. Assim, para se obter níveis de tensão adequados, as células são conectadas em série, produzindo uma tensão resultando equivalente à soma das tensões individuais de cada célula. Ao mesmo tempo, as células são muito frágeis e seu encapsulamento em placas rígidas ou flexíveis traz uma importante proteção mecânica e contra as intempéries. Portanto, o dimensionamento dos painéis e seu respectivo arranjo é um importante fator relacionado à limitação ou amplificação da taxa de conversão da radiação solar em energia elétrica.

3.4.4. Características Elétricas dos Módulos Fotovoltaicos

Para a escolha do módulo mais adequado ao projeto desejado, a potência dos módulos fotovoltaicos é um dos principais parâmetros. Essa potência é expressa, segundo fabricantes, pela potência de pico, caracterizando a potência máxima que o módulo atinge. A potência de pico é expressa na unidade watt pico (W_p).

Existem outros parâmetros importantes para a análise e escolha do melhor módulo fotovoltaico a ser utilizado, dentre eles destacam-se a tensão de circuito aberto (V_{oc}) e a corrente de curto circuito (I_{sc}).

A tensão de circuito aberto (V_{oc}) consiste na tensão medida, quando não há corrente elétrica circulando no módulo, sendo, dessa forma, a maior tensão que o módulo pode produzir. Já a corrente de curto-circuito (I_{sc}) representa a máxima corrente que se pode obter no módulo, com os seus terminais em curto circuito e tensão nula. A curva característica $I \times V$, presente na Figura 3.6, possibilita identificar a potência realmente produzida pelo módulo, sendo a máxima localizada no “joelho” da curva.

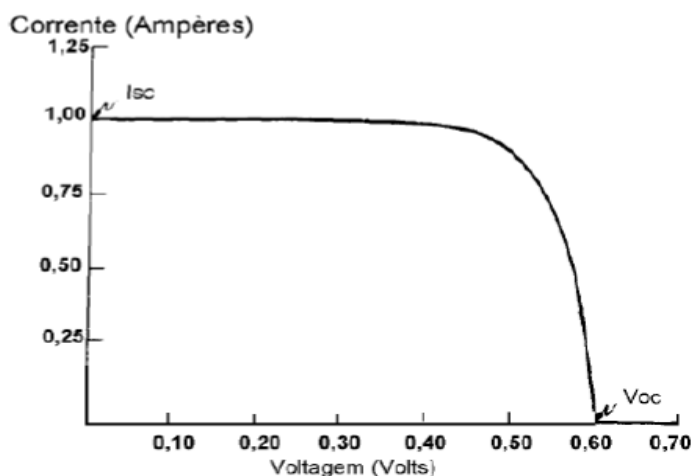


Figura 3.6 – Curva característica $I \times V$ de uma célula FV (CRESESB, 2014).

Ao analisar a curva da Figura 3.6, percebe-se que para cada ponto do produto Corrente (I) x Tensão (V), tem-se uma potência sendo gerada para aquela condição de operação específica. Além disso, para as condições de circuito aberto e curto circuito, nota-se que não existe geração de potência, uma vez que em cada uma dessas condições a corrente ou a tensão é zero.

A curva da Figura 3.7 representa a relação entre a potência e tensão, podendo ser identificado o ponto de potência máxima (MPP), ponto culminante da curva. Esse ponto permite obter a tensão no ponto de máxima potência (V_{MPP}) e a corrente no ponto de máxima potência (I_{MPP}).

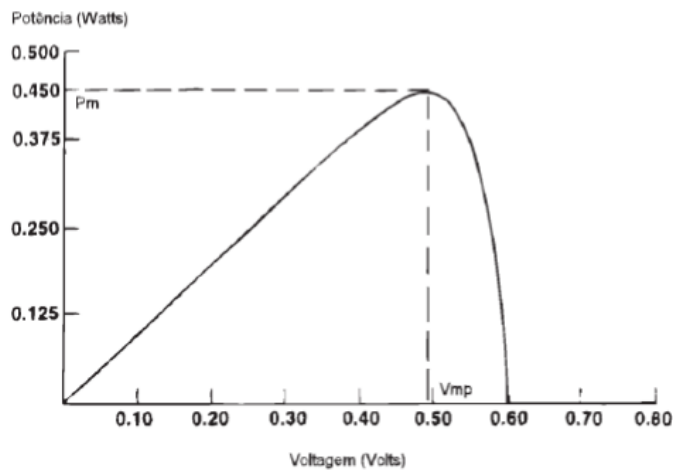


Figura 3.7 – Curva típica de potência versus tensão para a célula de silício monocristalino (CRESESB, 2004).

3.5. Fatores que afetam as Características Elétricas dos Módulos

Nesse tópico serão apresentadas duas curvas que apresentam fatores que afetam as características elétricas das células e dos módulos FVs; a de irradiância solar e a de temperatura de operação da célula.

O primeiro fator que afeta as características elétricas dos módulos / célula é a irradiância solar. Conforme observado na Figura 3.8, a corrente de saída do módulo fotovoltaico é proporcional à irradiância incidente. Logo, conforme essa diminui as curvas IxV também decrescem.

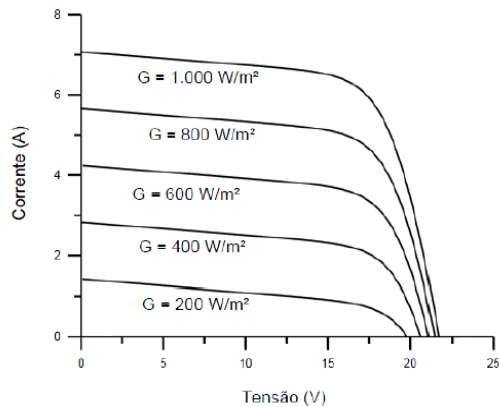


Figura 3.8 – Efeito causado pela variação da intensidade da irradiância na curva característica IxV (CRESESB, 2014).

Já na Figura 3.9, tem-se outra característica que afeta as características elétricas inerentes aos módulos; a temperatura de operação das células.

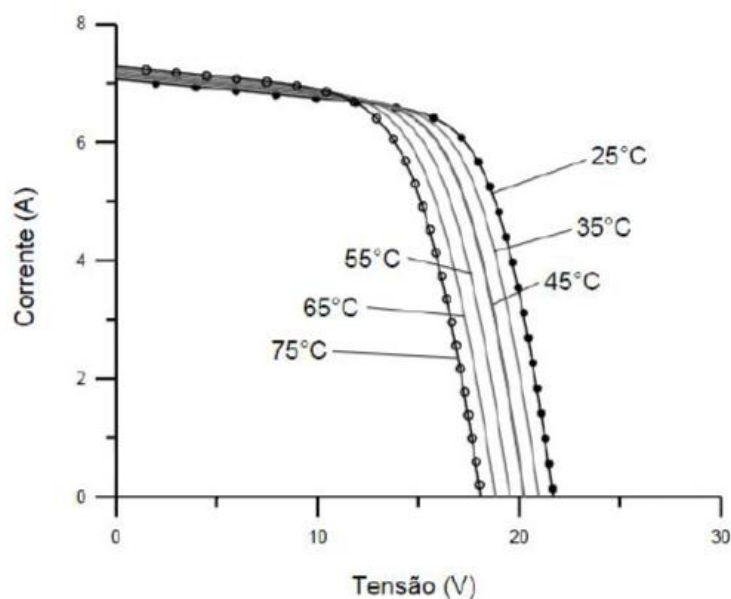


Figura 3.9 – Efeito causado pela temperatura de operação da célula na curva característica IxV (CRESESB, 2014).

Nesse caso da Figura 3.9, de forma contrária ao observado nas curvas IxV com a interferência da irradiância solar, a variação da temperatura em fotovoltaico é inversamente proporcional à sua tensão de saída. Logo, quanto maior a temperatura de operação de uma célula FV, menor o ponto de máxima potência de uma célula fotovoltaica, dessa forma, para maiores temperaturas, tem-se uma potência de saída menor. Isso ocorre, já que maiores temperaturas acarretam uma diminuição da tensão de saída da célula.

3.5.1. Inversores

A energia gerada pelos módulos solares é em corrente contínua sendo assim, para que o sistema seja conectado à rede de distribuição de energia elétrica é necessário o uso de um inversor, ou conversor estático c.c.-c.a. Com esse equipamento é possível garantir que a energia gerada siga os requisitos para a conexão com a rede pública, como frequência, conteúdo de harmônicos, forma de onda e etc (RÜTHER, 2004).

Existem dois tipos de inversores: os inversores autônomos e os inversores conectados a rede elétrica. O primeiro está relacionado com sistemas autônomos, já o segundo tipo de inversor, relaciona-se com sistemas conectados à rede elétrica.

Os inversores conhecidos como *Grid-Tie* são inversores de rede que transferem a energia produzida diretamente ao quadro de distribuição de força do local, sendo que na geração distribuída, a energia que é produzida será injetada na rede elétrica e utilizada enquanto houver disponibilidade de radiação solar. Contudo, caso a energia gerada pelos painéis solares não seja suficiente para alimentar as cargas do sistema, a diferença será buscada na rede de distribuição. Por fim, caso a carga não consuma toda a energia gerada, o excedente será injetado na rede elétrica.

Segundo (RUTHER, 2015), para os inversores, a vida útil não acompanha a dos módulos fotovoltaicos, além da operação, geralmente, não demonstrar falhas de 10 até 15 anos de uso. As manutenções serão usualmente necessárias após esse período, além de que é recomendado que o local de instalação seja ventilado e limpo, a fim de dissipar o calor gerado na conversão de energia na forma de corrente alternada.

Eficiência é um ponto importante que deve ser analisado em um inversor, já que um diferencial de 1% em sua eficiência acarreta em até 10% a mais de energia que pode ser gerada (RÜTHER, 2004).

3.5.2. Transformadores

Um transformador consiste em enrolamentos acoplados, por meio de um fluxo magnético comum. Considerando um desses enrolamentos como o primário e, conectando-o a uma fonte de tensão alternada, obtém-se uma fonte de tensão alternada, produzindo um fluxo magnético capaz de induzir uma tensão no enrolamento secundário. Essa última tensão produzida dependerá de fatores como magnitude do fluxo, da frequência da fonte e do número de espiras. Logo, a relação de tensão desejada pode ser obtida, de acordo com a determinação do número de espiras do enrolamento primário e secundário.

Em um sistema fotovoltaico, o transformador elevador tem o objetivo de elevar a tensão elétrica do gerador fotovoltaico, equiparando-o ao nível da tensão elétrica da rede. Contudo, esse acoplamento do transformador não é totalmente satisfatório, já que o seu acoplamento ao sistema inversor gera perdas magnéticas e ôhmicas, reduzindo a eficiência do sistema.

3.5.3. Seguidor do Ponto de Potência Máxima

Como visto no item 3.5.1.2 desse capítulo, o arranjo fotovoltaico é submetido a diferentes níveis de irradiância e de temperatura de operação da célula FV no período diurno, submetendo o ponto de máxima potência a uma variação dentro de uma determinada faixa.

O sistema de controle eletrônico conhecido como Seguimento do Ponto de Máxima Potência (SPMP -*Maximum Power Point Tracker- MPPT*), incluso em um inversor, é utilizado a fim de otimizar o ponto de operação do sistema, aumentando o rendimento da geração. Logo, esse sistema regula a tensão e corrente de operação do arranjo fotovoltaico, a fim de obter o máximo produto $I \times V$.

Os principais inversores utilizados para a conexão de plantas solares ao sistema elétrico são os do tipo Grid Tie. Estes inversores são equipados com a função SPMP capaz de obter a máxima potência possível dos painéis solares comandados por ele, bem como com a função de sincronismo, responsável por realizar o sincronismo da usina com a rede elétrica (BEIGELMAN, 2015).

3.5.4. Proteção, Controle e Outros Sistemas Auxiliares

Nesse item serão apresentados alguns equipamentos e sistemas importantes para a manutenção e funcionamento dos sistemas fotovoltaicos, sendo eles; equipamentos de manobra, proteção, de controle, entre outros sistemas auxiliares.

3.5.5. Disjuntores e Fusíveis de Fileira

Disjuntores são equipamentos de manobra cujo objetivo é de estabelecer, conduzir, interromper e suportar correntes elétricas sob sua tensão máxima de rede nas condições normais de serviço (por exemplo, para conectar ou desligar uma linha em uma rede elétrica) e nas condições anormais especificadas (em especial para eliminar um curto-circuito ou as consequências de um raio) (ANGELO, 2015).

Os fusíveis de fileira, que podem ser observados em vermelho com formato retangular na Figura 3.10, são componentes de proteção. A finalidade desses dispositivos é a de proteger a série fotovoltaica (*strings*) do fluxo de corrente reversa de um conjunto série com tensão

maior para um com tensão menor. Logo, os fusíveis de fileira devem ser colocados na saída de cada série tanto no polo positivo quanto no polo negativo.

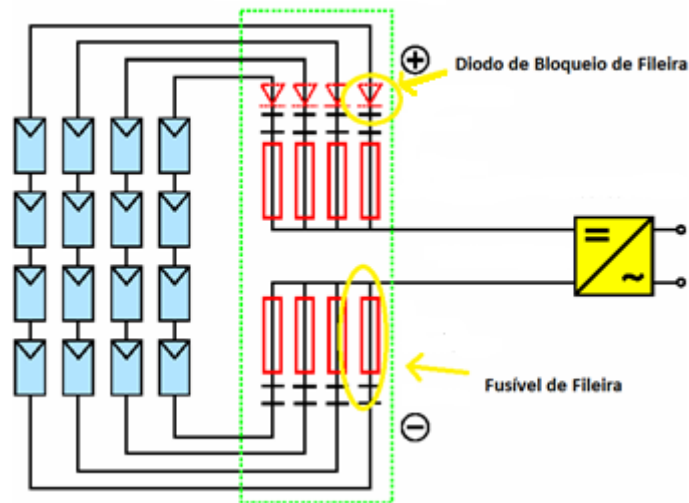


Figura 3.10 – Diodos de bloqueio das fileiras, fusíveis de fileira e caixas de junção do gerador (GREENPRO, 2015).

3.5.6. Diodos de desvio (*By-Pass*) e de Bloqueio

O diodo de desvio (*by-pass*) é utilizado no circuito fotovoltaico para evitar a ocorrência dos “pontos quentes”, limitando assim, a dissipação de potência no conjunto de células sombreadas. Com isso, a perda de energia e o risco de danificar o módulo são reduzidos (CRESESB, 2014).

Na Figura 3.11, tem-se o esquemático da operação de um diodo de desvio. Os módulos fotovoltaicos incluem, em sua maioria, um ou mais desses dispositivos. A proteção com sua utilização ocorre, já que a máxima potência dissipada sobre uma das células seria a potência do conjunto que o diodo envolve.

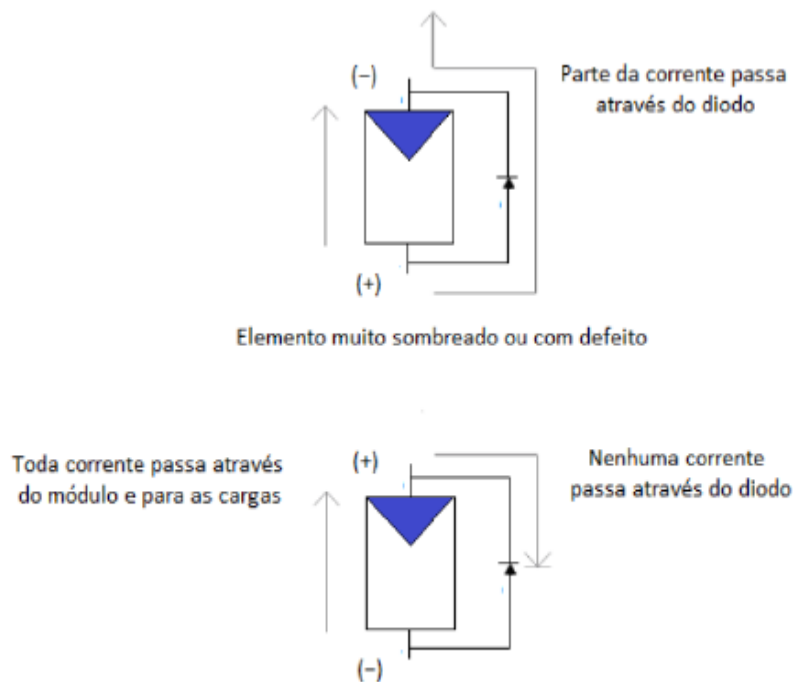


Figura 3.11 – Operação de um diodo de desvio (CRESESB, 2014).

Outro componente de proteção usado nos módulos fotovoltaicos é o diodo de bloqueio. Ele possui operação similar ao fusível de fileira, já que impede o fluxo de corrente de um conjunto de painéis conectados em série com tensão maior para um conjunto com tensão menor. Logo, cada diodo de bloqueio deve suportar pelo menos a tensão reversa de pelo menos duas vezes a tensão de circuito aberto do arranjo fotovoltaico e corrente de curto-circuito produzida.

Segundo (CRESESB, 2014), em sistemas que utilizam armazenamento, o diodo de bloqueio também pode ser utilizado para impedir descargas noturnas das baterias, pois a noite os módulos podem conduzir uma corrente reversa, que apesar de pequena, contribui para a descarga das baterias.

3.5.7. Aterramento e Sistema de Proteção Contra Descarga Atmosférica

Em sistemas fotovoltaicos é necessário fazer-se o aterramento dos equipamentos (conexão da carcaça dos equipamentos a terra) e o aterramento do sistema (conexão do circuito elétrico a terra, geralmente, através da linha de polaridade negativa), com o objetivo de impedir riscos de choques elétricos, estabilizar a tensão do sistema e proteger os equipamentos de correntes excessivas, decorrentes de uma falha.

Os efeitos causados pelas descargas atmosféricas podem ser minimizados com a utilização de dispositivos de proteção contra surtos (DPS).

Os DPS podem ter sua funcionalidade contida nos inversores mais modernos, porém, geralmente, são necessários nos lados CC e CA dos sistemas fotovoltaicos.

O uso dos DPS e do sistema de aterramento não são itens obrigatórios para a conexão junto à concessionária, porém são itens de segurança essenciais para evitar acidentes e danos aos equipamentos. A instalação do DPS, no Brasil é regulamentada pela Norma NBR 5410.

CAPÍTULO 4

MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Esse capítulo, inicialmente, caracteriza a micro e minigeração distribuída, segundo a Agência de Energia Elétrica (ANEEL). Além disso, aponta acerca dos procedimentos para a viabilização de acesso requisitada pelo consumidor, do sistema de medição implantado, da contratação dos serviços, da incidência dos impostos federais e estaduais e, por fim, do Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

4.1. Caracterização

O micro e minigeração distribuída caracterizam-se pela produção de energia elétrica, por meio de pequenas centrais geradoras. Essas, por sua vez, utilizam fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, sendo conectadas à rede de distribuição, por meio de instalações de unidades consumidoras. Nesse trabalho a fonte utilizada, baseia-se na energia solar fotovoltaica.

Segundo a Resolução Normativa *n*^o 687/2015, a microgeração distribuída é uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utiliza cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Já a minigeração distribuída consiste em uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

4.2. Procedimento para Viabilidade de Acesso

A fim de que a central geradora seja caracterizada como micro ou minigeração distribuída, são obrigatórias as etapas de solicitação e de parecer de acesso. A solicitação de acesso é o requerimento formulado pelo acessante (consumidor), e que, uma vez entregue à acessada (distribuidora), implica em prioridade de atendimento, de acordo com a ordem cronológica de protocolo. Nessa solicitação de acesso deve constar o projeto das instalações

de conexão (memorial descritivo, localização, arranjo físico, diagramas), além de outros documentos e informações eventualmente solicitados pela distribuidora (ANEEL, 2014).

Em contrapartida, o parecer de acesso é o documento formal apresentado pela acessada (sem ônus para o acessante), no qual são informadas as condições de acesso, abrangendo a conexão e o uso, bem como os requisitos técnicos que permitam a conexão das instalações do acessante e os respectivos prazos. E, quando couber, o parecer de acesso deverá também indicar: a definição do ponto de conexão; as características do sistema de distribuição acessado; a relação das obras de responsabilidade da acessada (com o cronograma de implantação); e as responsabilidades do acessante, entre outras disposições (ANEEL, 2014).

A Figura 4.1 ilustra as etapas e prazos do procedimento de acesso seguido pelo consumidor e pela distribuidora.

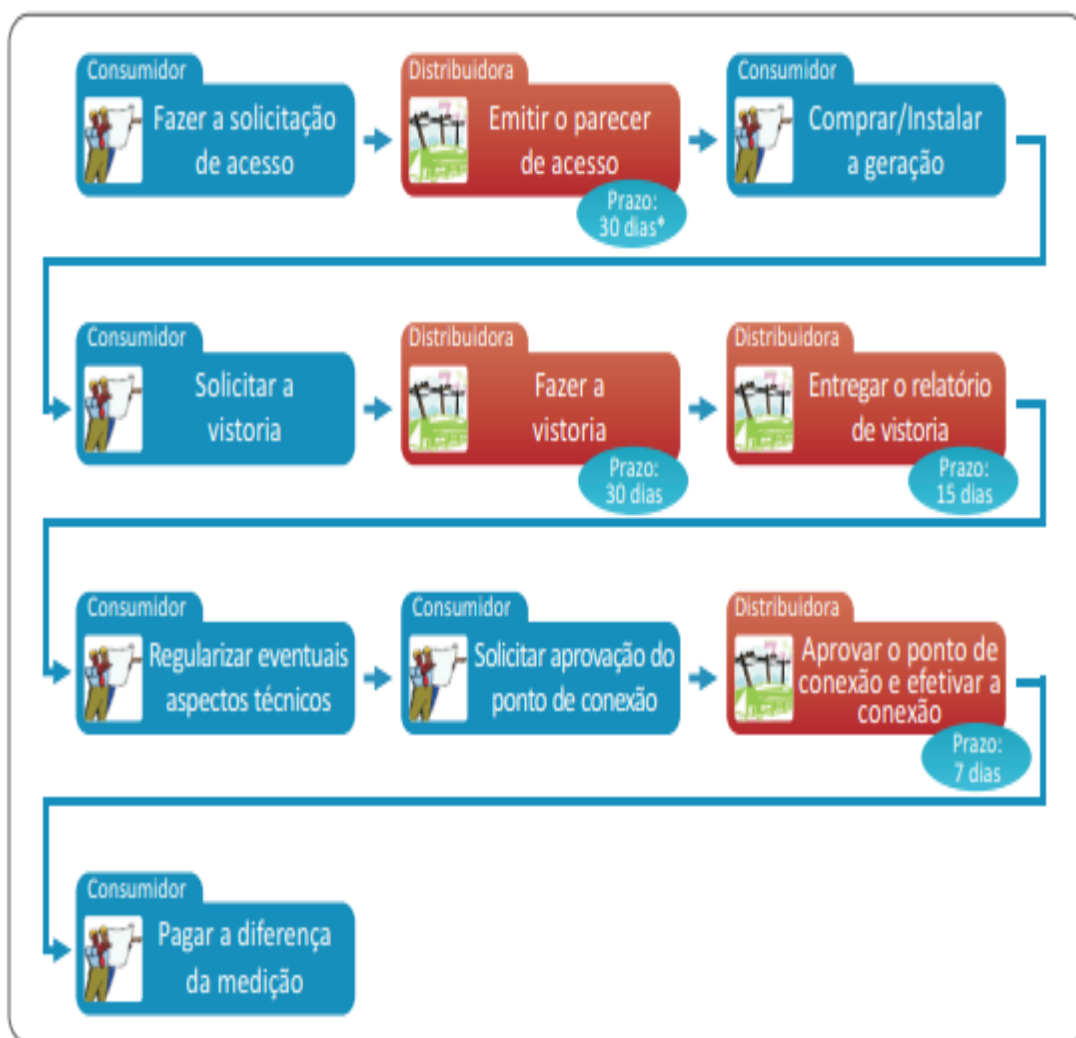


Figura 4.1 – Procedimentos e Etapas de acesso (ANEEL, 2014).

4.3. Sistema de Medição

O sistema de medição deve atender as especificações idênticas às exigidas das demais unidades consumidoras conectadas no mesmo nível de tensão da central geradora, dotada, adicionalmente, de funcionalidade que permita medição bidirecional de energia elétrica (medição de consumo e de geração). Em relação às instalações em baixa tensão, a medição bidirecional pode ser feita por meio de dois medidores unidirecionais – um para aferir o consumo e o outro a geração de energia (ANEEL, 2014).

São de responsabilidade do acessante, os custos oriundos das adequações do sistema de medição necessárias para implantação do sistema de compensação de energia elétrica. Porém, após a adequação do sistema de medição, a distribuidora que fica responsável pela sua operação e manutenção.

4.4. Contratação

É dispensável a assinatura de contratos de uso e conexão na qualidade de central geradora para a microgeração e a minigeração distribuída que participe do sistema de compensação de energia elétrica da distribuidora. Em tais casos, basta que haja a celebração de Acordo Operativa para os minigeradores ou a formalização do Relacionamento Operacional, para microgeradores conforme RN 687/2015.

4.5. Incidência de Impostos Estaduais e Federais

Não compete a ANEEL a cobrança de impostos e tributos federais e estaduais, cabendo essa responsabilidade à Receita Federal do Brasil e às Secretarias de Fazenda Estaduais.

O Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS é um tributo Estadual aplicável à energia elétrica. Com respeito à micro e minigeração distribuída, é importante esclarecer que o Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ aprovou o Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015, estabelecendo que o ICMS apurado tem como base de cálculo toda energia que chega à unidade consumidora proveniente da distribuidora, sem considerar qualquer compensação de energia produzida pelo microgerador. Com isso, a alíquota aplicável do ICMS incide sobre toda a energia consumida no mês (ANEEL, 2014).

Com a publicação das Leis nº 10.637/02 e 10.833/03, o Programa de Integração Social - PIS e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS passaram a obedecer ao regime de tributação não cumulativo, isto é, cada etapa da cadeia produtiva se

apropria dos créditos decorrentes das etapas anteriores. As alíquotas estabelecidas são: PIS = 1,65%, COFINS = 7,60%, PIS + COFINS = 9,25% (ANEEL, 2014).

A ANEEL acredita que a tributação deveria incidir apenas na diferença, se positiva, entre os valores finais de consumo e energia excedente injetada (geração).

4.6. Sistema de Compensação de Energia Elétrica

Uma importante questão trazida pela Resolução Normativa nº 482/2012 consiste no Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Esse sistema permite que a energia excedente gerada pela unidade consumidora com micro ou minigeração seja injetada na rede da distribuidora, a qual funcionará como uma “bateria”, armazenando esse excedente até o momento em que a unidade consumidora necessite de energia proveniente da distribuidora. Dessa forma, a energia elétrica gerada por essas unidades consumidoras é cedida à distribuidora local, sendo posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica dessa mesma unidade consumidora (ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade). Na prática, se em um determinado ciclo de faturamento a energia injetada na rede pelo micro ou minigerador for maior que a consumida, o consumidor receberá um crédito em energia (kWh) na próxima fatura. Caso contrário, o consumidor pagará apenas a diferença entre a energia consumida e a gerada (ANEEL, 2014).

Além disso, sabe-se que ainda que a energia injetada na rede seja superior ao consumo, para as unidades consumidoras conectadas em baixa tensão (grupo B) será realizado o pagamento referente ao custo de disponibilidade, sendo um valor em reais equivalente a: 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico). Já para os consumidores conectados em alta tensão (grupo A) será devida apenas a parcela da fatura correspondente à demanda contratada.

A Figura 4.2 ilustra esse funcionamento do Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

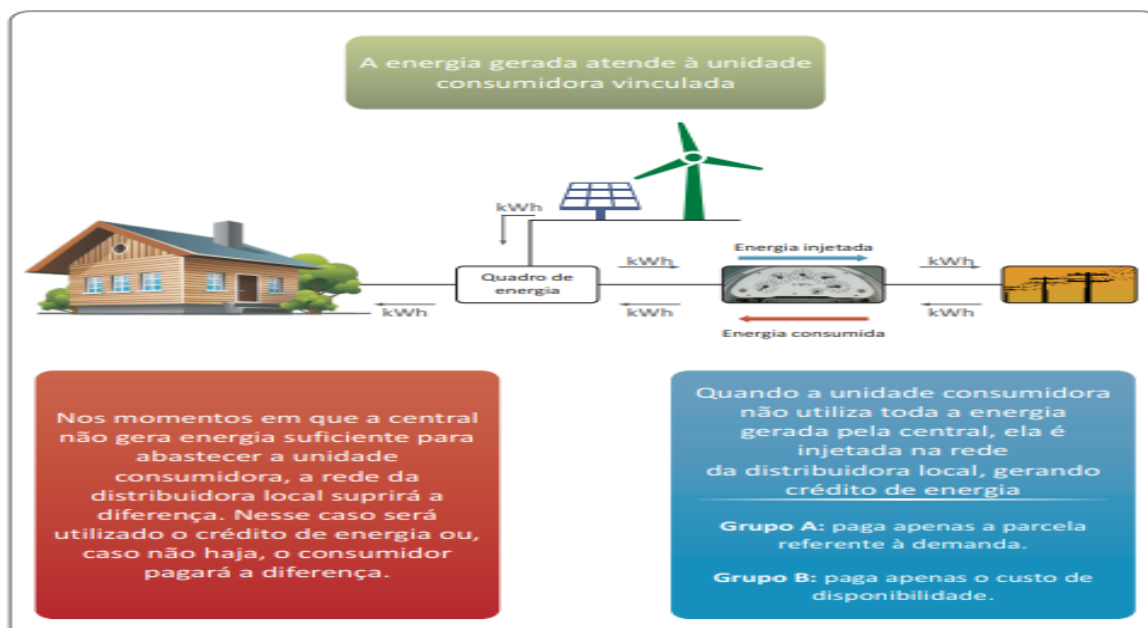


Figura 4.2 – Sistema de Compensação de Energia Elétrica (ANEEL, 2014).

Segundo a (ANEEL, 2014), a ordem de compensação dos créditos é ilustrada na Figura 4.3 e resumida, a seguir:

1. A energia ativa gerada em determinado posto horário deve ser utilizada para compensar a energia ativa consumida nesse mesmo posto;
2. Havendo excedente, os créditos de energia ativa devem ser utilizados para compensar o consumo em outro posto horário, na mesma unidade consumidora e no mesmo ciclo de faturamento;
3. Restando créditos, o excedente deve ser utilizado para abater o consumo de energia ativa em outra unidade consumidora escolhida pelo consumidor, no mesmo posto horário em que a energia foi gerada e no mesmo ciclo de faturamento;
4. O eventual excedente após aplicação do item anterior deve ser utilizado para abater o consumo da unidade consumidora escolhida pelo consumidor e referenciada no item 3, no mesmo ciclo de faturamento, mas em outro posto horário;
5. Caso ainda haja excedente, o processo descrito nos itens 3 e 4 deve ser repetido para as demais unidades consumidoras cadastradas previamente pelo consumidor, obedecida a ordem de prioridade escolhida por ele;
6. Após aplicação do item 5, até o esgotamento das unidades consumidoras cadastradas, caso ainda existam créditos de energia ativa, o procedimento descrito nos itens 1 a 5 deve ser repetido nessa ordem para os ciclos de faturamento posteriores, obedecido o limite de 60

meses de validade dos créditos. Esse tempo de validade dos créditos foi alterado pela RN 687/2015.

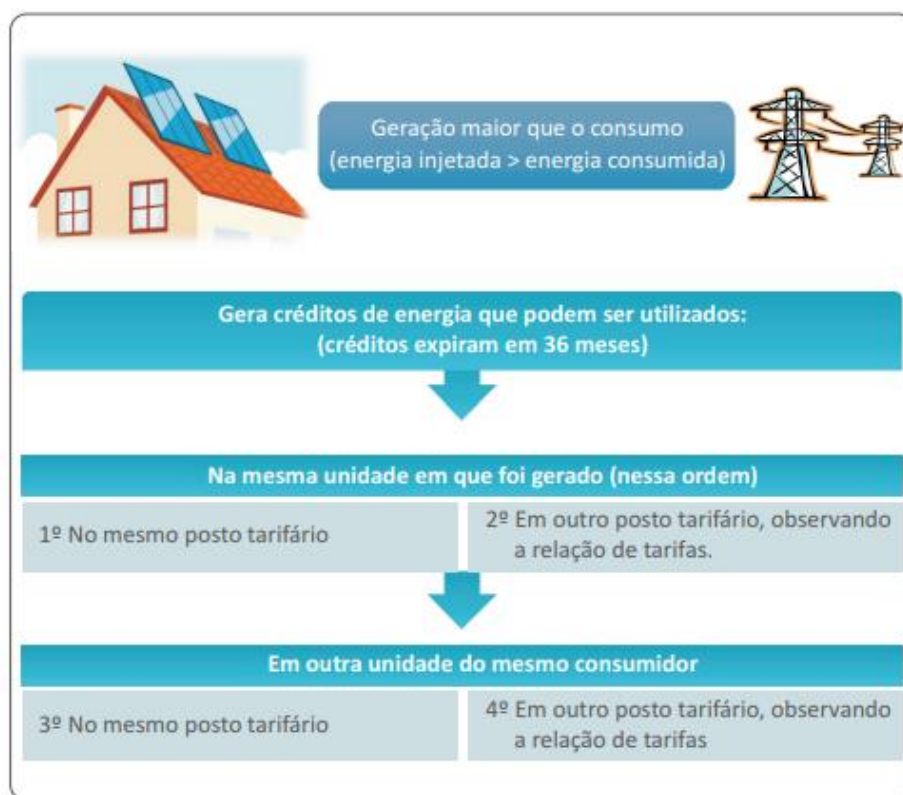


Figura 4.3 – Compensação do crédito de energia ativa excedente (ANEEL, 2014).

CAPÍTULO 5

ASPECTOS REGULATÓRIOS DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL

Esse capítulo aponta alguns importantes requisitos impostos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para o projeto de energia solar fotovoltaica, no Brasil. Além, das principais modalidades tarifárias, também impostas aos consumidores dessa energia.

5.1. Aspectos e Obstáculos Regulatórios

A REN nº 482, de 2012, da Aneel, foi um marco importante para a implantação da microgeração e minigeração distribuídas no Brasil. O Sistema de Compensação criado por essa norma é um mecanismo que confere maior autonomia ao consumidor na gestão dos seus gastos com energia elétrica, ao mesmo tempo em que reduz custos do setor elétrico associados à construção de redes e a compensações ambientais. No entanto a Aneel está promovendo ajustes meritórios, tais como aqueles relacionados ao aperfeiçoamento da regulação tarifária para valorar adequadamente os benefícios da microgeração e da minigeração distribuídas.

A Aneel, por meio da Consulta Pública nº 25/2019, está submetendo ao escrutínio público várias modificações no Sistema de Compensação, criado pela REN nº 482, de 2012. Deve ser ressaltado que, por meio da Audiência Pública nº 01/2019, instaurada em janeiro deste ano, a Agência já havia iniciado o processo de revisão da norma. Na Consulta Pública nº 25, de 2019, a Aneel apresenta propostas concretas de alteração na REN nº 482, de 2012, e solicita a contribuição do público para a construção de soluções para diversas disformidades. A principal modificação sugerida pela Aneel se refere ao pagamento pelo uso da rede por parte dos consumidores que geram e consomem energia elétrica.

Também é oportuno esclarecer que a revisão da norma já havia sido anunciada pela Aneel em 2015, no processo que culminou na REN nº 687, de 24 de novembro, que alterou a REN nº 482, de 2012. Ou seja, há algum tempo, é de conhecimento público que as regras do Sistema de Compensação seriam alteradas, considerando os seus impactos no setor elétrico.

Assim sendo, fica a expectativa da nova revisão da norma 482, tendo em vista mudanças propostas pela Aneel que podem ou não ameaçar a atratividade da microgeração e minigeração distribuídas. Conforme disposto nos documentos da Aneel que subsidiam a Audiência Pública nº 01/2019 e a Consulta Pública nº 25/2019, uma mudança é certa, o prazo

para recuperar o investimento aumentará, mas a opção continuará sendo viável economicamente.

5.2. Requisitos de Acesso de Centrais Geradoras

O instrumento regulatório que normatiza e padroniza as atividades técnicas do funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica é o PRODIST, da ANEEL.

Para o acesso e estabelecimento das proteções mínimas necessárias para o ponto de conexão de centrais geradoras, são consideradas as faixas de potência presentes na Tabela 5.1. Essas diretrizes estão presentes na seção 3.3 do PRODIST.

Tabela 5.1 – Níveis de tensão considerados para a conexão de centrais geradoras – PRODIST – ANEEL (ABINEE, 2015).

Potência Instalada	Nível de Tensão de Conexão
< 10 kW	Baixa Tensão (monofásico)
10 a 75 kW	Baixa Tensão (trifásico)
76 a 150 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão
151 a 500 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão
501 kW a 10 MW	Média Tensão / Alta Tensão
11 a 30 MW	Média Tensão / Alta Tensão
> 30 MW	Alta Tensão

Além disso, os requisitos mínimos de proteção do ponto de conexão da central geradora, segundo o PRODIST são destacados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Proteções mínimas em função da potência instalada – PRODIST - ANEEL (ABINEE, 2015).

EQUIPAMENTO	Potência Instalada		
	< 10 kW	10 kW a 500 kW	> 500 kW ***
Elemento de desconexão *	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção **	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobre tensão	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobre frequência	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobre corrente direcional	Não	Não	Sim
Sobre corrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim

* Chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema.

** Elemento de desconexão e interrupção automático acionado por comando e/ou proteção.

*** Nas conexões acima de 300 kW, se o lado da acessada do transformador de acoplamento não for aterrado, deve-se usar uma proteção de sub e de sobretensão nos secundários de um conjunto de transformador de potência em delta aberto.

Alguns itens da Tabela 5.2 são esclarecidos, a seguir, reiterando o fato desse tipo de tecnologia ser mais vantajosa em relação a outras fontes pelas suas facilidades de instalação:

- Elemento de desconexão: conhecida como Dispositivo de Seccionamento Visível (DSV), é a chave seccionadora sobre a carga, deve ser instalada em local visível e acessível a concessionária (GUILHERME, 2018);
- Elementos de Interrupção: representa um dispositivo de interrupção, sendo, normalmente, um disjuntor ou fusível adequado. Os inversores utilizados em usinas fotovoltaicas conectadas à rede, geralmente, possuem este elemento de interrupção, atendendo assim ao requisito mínimo de proteção (DA SILVA, 2018);

Os inversores utilizados em usinas fotovoltaicas conectadas à rede elétrica atendem os requisitos mínimos de proteção por possuírem uma série de funcionalidades que simplificam bastante a instalação das plantas, tais como:

- Proteção de sub e sobre frequência: caso ocorra essa anormalidade na rede elétrica, o inversor isola a conexão com a rede e inibe o ligamento. Portanto, o religamento só ocorre quando a anomalia é dissipada e os parâmetros elétricos são reestabelecidos (DA SILVA, 2018).
- Proteção de sub e sobre tensão: como no caso anterior, o inversor isola a conexão com a rede e inibe o religamento até que a tensão e outros parâmetros elétricos se regularizem (DA SILVA, 2018).
- Anti-ilhamento e relé de sincronismo: o inversor emula a tensão da rede, definindo assim a frequência de comutação interna, com o intuito de maximizar a produção dos arranjos fotovoltaicos. Com isso, o inversor sempre está em sincronismo e uma vez que a referência de tensão sai dos parâmetros estabelecidos, o inversor isola o circuito da planta e da rede, interrompendo a

produção. Assim, a sincronização e religamento do sistema são feitos de forma automática, assim que o inversor reúne condições operacionais para o religamento (DA SILVA, 2018).

5.3. Modalidades Tarifárias

Para que se compreenda facilmente como é faturada a energia elétrica, é importante saber em qual grupo tarifário a instalação está enquadrada e alguns conceitos como consumo e demanda. A demanda é a potência necessária para suprir uma unidade consumidora e consumo é a potência utilizada no tempo, sendo demanda expressa em kW e consumo em kWh.

No mercado de comercialização de energia, os clientes são divididos em duas categorias, grupo A (clientes de alta e média tensão) e grupo B (clientes de baixa tensão). Como exemplo, a carteira de clientes do grupo A da concessionária de energia Cemig é composta por, aproximadamente, onze mil clientes que são responsáveis por 65% de toda a energia comercializada. Este grupo é constituído por seis subgrupos, cujo enquadramento depende do nível de tensão de atendimento; Subgrupo A1 - 230 kV ou mais; Subgrupo A2 - de 88 a 138 kV; Subgrupo A3 - 69 kV; Subgrupo A3a - de 30 a 44 kV; Subgrupo A4 - de 2,3 a 25 kV e

Subgrupo AS – subterrânea e na carteira do grupo B, os clientes são divididos em três classes: residencial, rural e demais classes (industrial, comercial, serviços e poder público).

Os clientes do grupo A do mercado de energia pagam, além do consumo registrado de energia – kWh, outra parcela referente à maior demanda entre a registrada e a contratada – kW e os clientes do grupo B do mercado de energia, pagam apenas pelo consumo registrado de energia – Wh e a tarifa do subgrupo em qual classe o cliente está e enquadrado. Esse parágrafo é importante para o posterior estudo de viabilidade econômica desse trabalho.

No grupo A, o horário de maior solicitação de energia é denominado horário de ponta – HP, período este, definido pela distribuidora e aprovado pela ANEEL para toda sua área de concessão, considerando a curva de carga de seu sistema elétrico e composto por 3 (três) horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, Corpus Christi e feriados definidos por lei federal. Em média são 66 horas durante o mês. O horário fora de ponta - HFP são as horas complementares às três horas consecutivas que compõem o horário de ponta, acrescidas da totalidade das horas dos sábados, domingos e dos 11(onze) feriados indicados acima. Neste horário as tarifas de energia são inferiores às do HP e em média são 664 horas durante o mês (CEMIG, 2011).

Além disso, existe o período referente aos meses de maio a novembro, onde a oferta de energia diminui denominado período seco – PS. Nesse caso as tarifas de energia são superiores às do PU, sendo esse o período úmido, onde a oferta de energia aumenta. O PU refere aos meses de dezembro de um ano a abril do ano seguinte.

Diante da sazonalidade do mercado de energia e visando manter um melhor equilíbrio entre a “oferta e demanda” são oferecidas para os clientes do grupo A, a modalidade tarifária Horo-sazonal. Na modalidade Convencional, também oferecida para os subgrupos A4 e AS (sistemas subterrâneos), não existe sinalização tarifária, as tarifas independem dos HP, HFP e dos PS e PU. Na modalidade Horo-sazonal existem 2 tipos, Azul e Verde, onde as tarifas de consumo são diferenciadas conforme os postos horários e os períodos do ano. No caso da demanda as tarifas são diferenciadas apenas na modalidade Azul e somente para os horários. Na tabela 5.3, encontra-se o exposto abaixo.

Tabela 5.3 – Consumidores A4 (de 2,3 kV a 25 kV- Resolução Aneel 1.127 de 05/04/2011 (CEMIG, 2011).

Tipo	Demanda (R\$/kW)		Consumo (R\$/kWh)			
			Ponta		Fora de ponta	
	Ponta	Fora de ponta	Seco	Úmido	Seco	Úmido
Azul	44,69	12,54	0,26	0,23	0,16	0,15
Verde	12,54		1,29	1,27	0,16	0,15
Convencional	44,72		0,16			

Vamos dar uma dica para memorizar os tipos de tarifas: a regra do 4, 3, 2, 1

Azul	é 4	fatura-se 4 grandezas	2 demandas e 2 consumos
Verde	é 3	fatura-se 3 grandezas	1 demanda e 2 consumos
Convencional	é 2	fatura-se 2 grandezas	1 demanda e 1 consumo
Baixa Tensão	é 1	fatura-se 1 grandeza	1 consumo

Observa-se que, no caso da Verde, a tarifa do consumo é muito elevada no HP e, no caso da Azul, a tarifa demanda HP é mais de três vezes e meia o valor da demanda HFP.

Além disso, têm-se as tarifas de ultrapassagem, que são aplicáveis sobre a diferença entre a demanda registrada e a contratada, quando a demanda registrada exceder em 5% a demanda contratada.

CAPÍTULO 6

ESTUDO DE CASO – DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICO

Esse capítulo apresenta um estudo de caso, contemplando todas as etapas do dimensionamento de um sistema de geração fotovoltaica interligado à rede elétrica, englobando desde o aproveitamento da energia solar no local até o dimensionamento da potência do sistema.

6.1. Análise do Local a ser Implantado o Sistema

O local de instalação desse projeto encontra-se em uma indústria localizada em Divinópolis-MG, cuja sua latitude corresponde a $20,101^\circ$ Sul e sua longitude a $44,849^\circ$ Oeste.

Observa-se, na Figura 6.1, o telhado, no qual foram instalados os módulos fotovoltaicos e, na Figura 6.2 a vista superior, após essa instalação.



Figura 6.1 – Vista superior da empresa utilizada para o projeto, antes da instalação dos módulos fotovoltaicos (Autor, 2020).



Figura 6.2 – Vista superior da empresa utilizada para o projeto, após a instalação dos módulos fotovoltaicos (Autor, 2020).

6.2. Análise do Consumo Médio Diário de Sol Pleno (HSP)

Na Tabela 6.1, têm-se o consumo de energia (em kWh) do estabelecimento, ao longo dos doze meses. Esses dados foram obtidos, por meio da conta da CEMIG fornecida pela indústria estudo de caso deste trabalho.

Figura 6.3. – Consumo médio mensal (Autor, 2020).

Dessa forma, o dimensionamento realizado está embasado nos dados de consumo da indústria em estudo. A partir desses dados, encontram-se a média mensal do consumo, resultando no consumo médio diário importante para o posterior cálculo da potência do sistema.

O total de consumo, ao longo desses doze meses, foi 121.820 kWh, respectivamente. Dessa forma, a média mensal de consumo, foi de 10.152 kWh. Além disso, na Figura 6.3, tem-se a representação gráfica do consumo do estabelecimento, ao longo dos dozes meses.

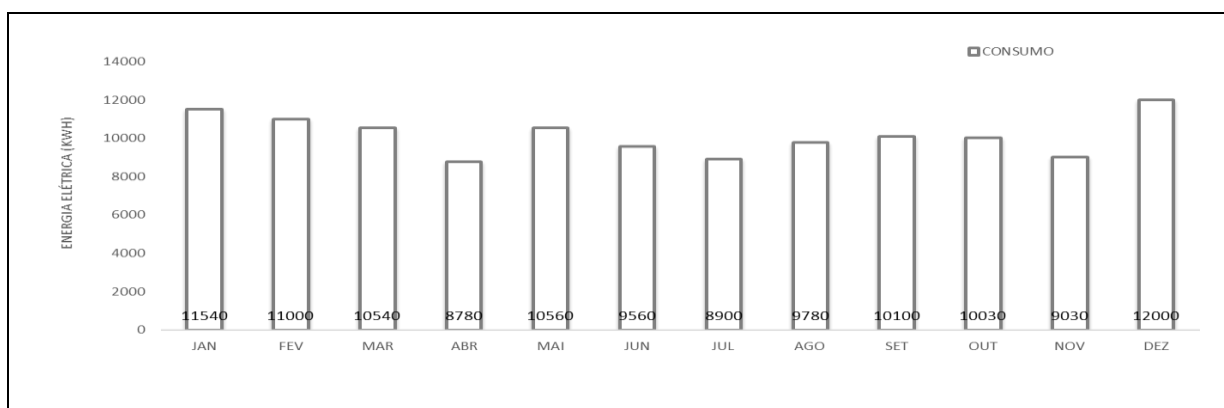


Figura 6.3 – Representação gráfica da Geração e Consumo médio mensal (Autor, 2020).

Mês	Consumo (kWh)
Janeiro	11.540
Fevereiro	11.000
Março	10.540
Abril	8.780
Mai	10.560
Junho	9.560
Julho	8.900
Agosto	9.780
Setembro	10.100
Outubro	10.030
Novembro	9.030
Dezembro	12.000
Média mensal	10.152
Média anual	121.820

A partir do valor médio mensal de consumo de 10.152 kWh, tem-se o valor médio diário de consumo de 338,4 kWh.

Além disso, é importante encontrar, para o projeto, a média anual para as horas de sol pleno em um dia. Esse valor expressa a quantidade acumulada da energia solar ao longo do dia. Essa grandeza também pode ser definida como o número de horas equivalente em que a irradiação solar deve permanecer igual a 1000 W/m².

A Tabela 6.2 apresenta a irradiação solar global, no plano inclinado, em kWh/ m²/dia, ao longo dos doze meses do ano, identificando também a média anual.

Na Figura 6.4, são apresentados graficamente os dados da tabela de irradiação solar global, no plano inclinado.

Tabela 6.2 – Irradiação solar global (kWh/m²/dia), no plano inclinado, para a localidade de Divinópolis (CRESESB, 2014).

Mês	Irradiação solar global (kWh/m²/dia)
Janeiro	5,35
Fevereiro	5,76
Março	5,25
Abril	5,48
Mai	5,16
Junho	5,19
Julho	5,39

Agosto	6,11
Setembro	5,79
Outubro	5,45
Novembro	4,93
Dezembro	5,05

De acordo com a (CRESESB, 2014), a quantidade acumulada da energia solar ao longo do dia, ou seja, as horas de sol pleno (HSP), para a localidade de Divinópolis corresponde, em média, 5,41 kWh/m² dia.

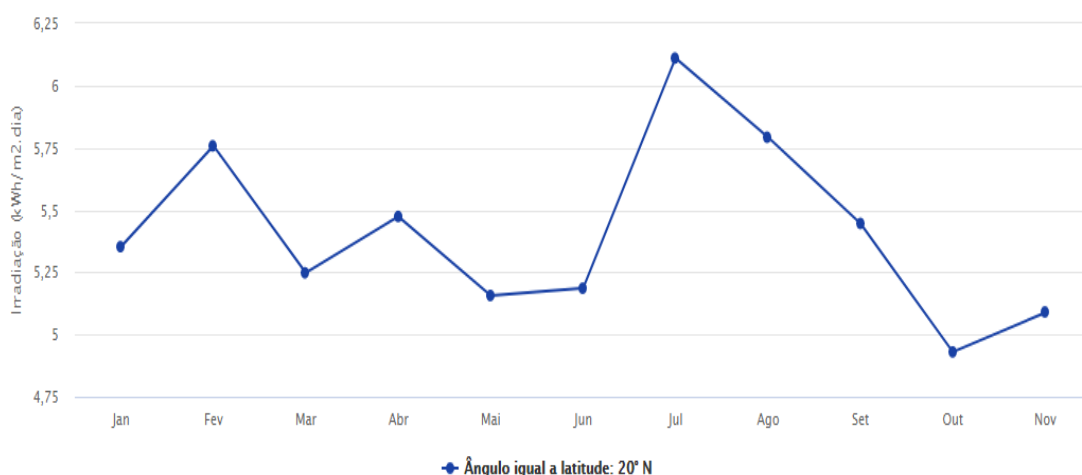


Figura 6.4 – Irradiação solar global (kWh/m²/dia), no plano inclinado, ao longo dos meses do ano, para a localidade de Divinópolis (CRESESB, 2014).

6.3. Determinação da Potência do Sistema

A energia gerada pelo sistema ao longo de um ano deve suprir a energia consumida pela instalação ao longo do mesmo período.

Para calcular a potência necessária do arranjo fotovoltaico foi utilizado o consumo médio diário (E) de 338,40 kWh/dia, o HSP médio anual de 5,41 kWh/m²/dia e uma taxa de desempenho TD de 0,79. Essa taxa de desempenho considera perdas no inversor, sujeira nos painéis, perdas em diodos, cabos e conexões e ainda degradação física dos painéis. Dessa forma, a potência do sistema pode ser calculada, de acordo com a seguinte Equação 6.1:

$$P_{fv} = \frac{E}{HSP_{MA} * TD} = \frac{338,40}{5,41 * 0,79} = 79,20 \text{ kW}_p \quad (6.1)$$

Essa potência será utilizada para dimensionar a quantidade de módulos solares e a potência do inversor necessária para o sistema.

6.4. Dimensionamento dos Equipamentos

Nesse item, são apresentados os equipamentos utilizados nesse projeto, escolhidos de acordo com a potência calculada do sistema de $79,20 \text{ kW}_p$, sendo eles; os módulos solares e os inversores grid-tie.

Além disso, outros materiais foram escolhidos e serão incluídos para o cálculo de viabilidade econômica, constituindo-se nos trilhos de alumínio para a fixação dos módulos em telhado de zinco e nos materiais periféricos (cabos, eletrodutos, quadro elétrico, parafusos, etc.).

6.4.1. Módulos Solares

Como já descrito anteriormente, o arranjo fotovoltaico é composto por módulos fotovoltaicos conectados em série / paralelo para produzir tensão e corrente suficientes para a utilização prática da energia elétrica produzida pelo gerador, (CRESESB, 2014). Portanto, os módulos solares escolhidos para esse projeto são os do fabricante Canadian Solar, sendo que cada um possui uma potência de 420 W_p . Um exemplar desse módulo é visto na Figura 6.5.

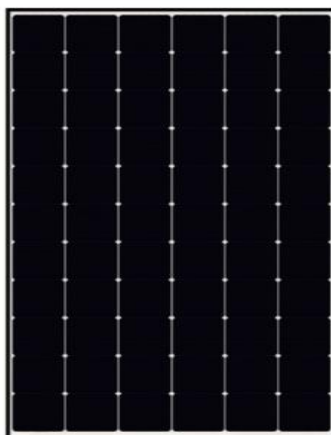


Figura 6.5 – Exemplar de um módulo solar da marca CANADIAN - 420 W_p (CANADIANSOLAR, 2019).

Levando-se em consideração a potência dos módulos escolhidos Canadian Solar de 420 W_p , a potência do sistema será de $79,80 \text{ kW}_p$ com uma quantidade de 190 módulos solares para esse projeto. As especificações técnicas do módulo Canadian Solar de 420 W_p , segundo seu *datasheet* e em condições padrão de ensaio¹, encontram-se na Tabela 6.3.

¹ Standard test conditions (STC): 1000 W/m^2 , $25 \text{ }^\circ\text{C}$ temperatura operação da célula, Massa de ar =1,5.

Tabela 6.3 – Especificações técnicas, em STC, do módulo solar da marca CANADIAN Solar - 420 W_p (Autor, 2020).

Módulo	Fabricante	Tipo	Tensão Máxima (V)	Corrente Máxima (A)
CSIU-420MS	Canadian Solar	Silício Monocristalino	44,9	9,37

V_{oc} (V)	I_{sc} (A)	Potência (W_p)	Dimensão (mm)
53,8	9,80	420	2017x992x35 mm

O melhor arranjo dos módulos fotovoltaicos será determinado de acordo com as especificações técnicas do inversor a ser utilizado nesse projeto, o que será visto no próximo item.

Além disso, segundo o *datasheet* do módulo Canadian Solar do projeto, apresenta as curvas de variação da tensão e da corrente do módulo, de acordo com a variação de temperatura de operação de célula, encontram-se na Figura 6.6.

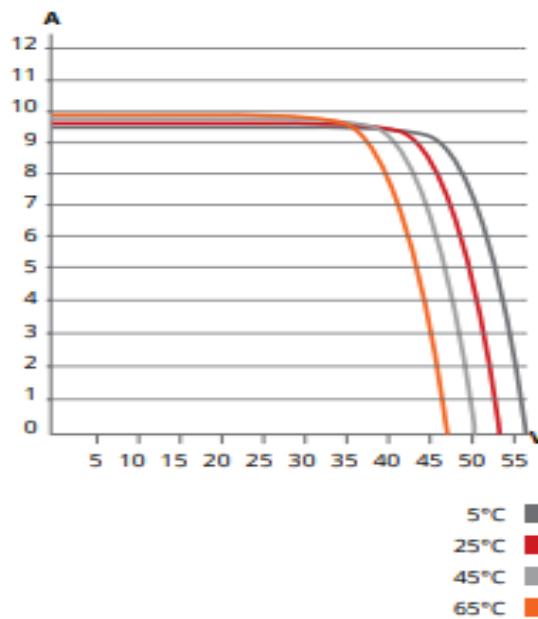


Figura 6.6 – Variação da tensão e da corrente, de acordo com a variação de temperatura de operação de célula, do módulo solar da marca CANADIAN - 420 W_p (CANADIANSOLAR, 2019).

Dessa forma, o valor da tensão em máxima potência para temperatura de 25°C (V_{MPTmin}) é de 53 V. E o valor da tensão em máxima potência para temperatura de 65°C (V_{MPTmax}) é de 47 V.

6.4.2. Inversores Grand-tie

Um inversor é um dispositivo eletrônico que fornece energia elétrica em corrente alternada, a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua (c.c). A energia c.c pode ser proveniente, por exemplo, de células a combustível ou de módulos fotovoltaicos. A tensão de saída deve ter amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequados às cargas a serem alimentadas (CRESESB, 2014).

Na Tabela 6.4, encontra-se a opção de inversor escolhida (SUNGROW SOLAR de 60 kW) para esse sistema, sendo apresentadas algumas especificações técnicas, encontradas no manual do fabricante, como no caso dos módulos solares.

Tabela 6.4 – Especificações técnicas do inversor SUNGROW SOLAR– 60 kW (Autor, 2020).

Inversor	Fabricante	Potência nominal (kW)	Tensão Mínima CC (V)	Tensão Máxima CC (V)
SG60KTL-M	Sungrow	60	570	1000

Tensão Nominal de saída CA (V)	Corrente Máxima CC (A)
310 – 480	120

Observando a potência nominal do inversor com a potência desse sistema, foi escolhida a utilização de um inversor de 60 kW. Isso ocorre pelo fato de a potência desse inversor ser inferior à potência do sistema, logo o fator de dimensionamento ($FDI = 0,75$) não fica acima do valor unitário, não provocando uma queda de rendimento do inversor e tornando esse equipamento uma escolha devida.

Uma das maiores preocupações dos projetistas dos sistemas é que a tensão e a corrente que entram no inversor nunca sejam superiores aos limites especificados. Além disso, o inversor deve possuir sua tensão de saída compatível à tensão C.A. da rede elétrica.

Analisando a Tabela 6.4, têm-se dados como a potência, a V_{MPPmin} (tensão mínima de seguidor de potência máxima) de 570 V, e a V_{MPPmax} (tensão máxima de seguidor de potência máxima) de 1000 V. Esses valores são importantes para esse trabalho, uma vez que influenciam na disposição dos módulos dos arranjos a serem escolhidos.

O fator de dimensionamento do inversor é utilizado para uma otimização baseada no custo benefício com a intenção de compensar as perdas de potência entre o arranjo dos módulos e inversores. Quando não são utilizadas ferramentas para computar com precisão essas perdas de potência, precisa-se prever no projeto uma forma de se compensar essa

ineficiência. Dessa forma, como a potência do sistema é de 79,80 kWp e o inversor possui uma potência de 60kW, estima-se que essa instalação tem uma perda de energia de aproximadamente 25%. Logo, a escolha desse inversor, torna-se mais viável economicamente, também, determinando uma economia no custo na conversão c.c.-c.a.

6.5. Arranjos do Sistema

Por meio dos painéis e inversores escolhidos e de algumas especificações técnicas analisadas, foi possível criar opções de arranjos para o sistema.

Após o cálculo anterior da potência nominal teórica do gerador fotovoltaico e a quantidade de módulos que será necessária, determina-se o número de módulos em série necessários para fornecer a tensão adequada para o funcionamento do inversor e o número de fileiras em paralelo.

Sabendo-se que a tensão do inversor se encontra entre a faixa de 570 V a 1000 V e as tensões dos módulos são: $V_{oc} = 53,8 V$ e $V_{mp} = 44,9 V$, determina-se o número de módulos em série, como pode ser visto nas equações 6.2 e 6.3. Todos esses dados, encontram-se nas especificações técnicas do inversor e do módulo solar, nas Tabelas 6.3 e 6.4.

$$V_{oc} \times N^0 \text{módulos em série} = (570V \text{ a } 1000V) \quad (6.2)$$

$$53,8V \times 11 \text{ módulos} = 591,8V$$

$$53,8V \times 18 \text{ módulos} = 968,4V$$

$$V_{mp} \times N^0 \text{módulos em série} = (570V \text{ a } 1000V) \quad (6.3)$$

$$44,9V \times 13 \text{ módulos} = 583,7V$$

$$44,9V \times 22 \text{ módulos} = 987,8V$$

Logo, o número mínimo de módulos em série corresponde à 13 e o número máximo de módulos em série corresponde à 18, analisando as equações 6.2 e 6.3.

Foi considerado que a temperatura de operação da célula pode variar em uma faixa de 25°C a 50°C e que o coeficiente de temperatura para correção da tensão é de 0,29%/°C para o módulo solar da Canadian Solar CS1U-420MS. Esse coeficiente de temperatura foi obtido do *datasheet* desse painel. Logo, os valores de V_{oc} e de V_{mp} devem ser adequados de acordo com essa correção de temperatura.

Dessa forma, o novo valor a ser considerado de V_{oc} é igual a 49,9 V e de V_{mp} é igual a 41,6 V. Portanto, refazendo os cálculos das equações 6.2 e 6.3, de acordo com os novos valores de V_{oc} e V_{mp} , encontra-se, de fato, o número de módulos em série para o projeto.

$$V_{oc} \times N^{\circ} \text{módulos em série} = (570 \text{ V a } 1000 \text{ V}) \quad (6.4)$$

$$49,9V \times 12 \text{ módulos} = 598,8V$$

$$49,9V \times 20 \text{ módulos} = 998,0V$$

$$V_{mp} \times N^{\circ} \text{módulos em série} = (570 \text{ V a } 1000 \text{ V}) \quad (6.5)$$

$$41,6V \times 14 \text{ módulos} = 582,4V$$

$$41,6 \text{ V} \times 24 \text{ módulos} = 998,4V$$

Após a correção de temperatura, observa-se que o número mínimo de módulos em série corresponde a 14 e o número máximo de módulos em série corresponde à 20. Dessa forma, o número de módulos em série para esse projeto pode variar de 14 a 20 módulos.

Garantindo um valor de corrente compatível com a entrada do inversor, define-se, finalmente, o número total de associações em paralelo, segundo a equação 6.6.

$$I_{mp} \times N^{\circ} \text{ de associações em paralelo} = (0A \text{ a } 120A) \quad (6.6)$$

$$9,37 \text{ A} \times N^{\circ} \text{ de associações em paralelo} = 120A$$

$$N^{\circ} \text{ de associações em paralelo} = \frac{120A}{9,37A} = 12,8$$

Logo, respeitando o valor da corrente máxima de entrada do inversor de 120A as associações em paralelo correspondem a no máximo 12 associações em paralelo. Portanto, o arranjo adotado foi de 10 associações em paralelo e 19 módulos em série. Portanto, tem-se que a potência nominal do gerador fotovoltaico, segundo a equação 6.7 é:

$$N^{\circ} \text{ módulos FV} = (10 \text{ associações em paralelo}) \times (19 \text{ módulos em série}) \quad (6.7)$$

$$N^{\circ} \text{ de módulos FV} \times P_{mp} = 190 \text{ módulos} \times 420W_p = 79,8kW_p$$

Dessa forma, os valores para o FDI, de acordo com a equação 6.8, são:

$$FDI = \frac{60}{79,8} = [0,75] \quad (6.8)$$

Vale ressaltar, que as opções de associações em paralelo e em série dos módulos solares, leva em consideração a corrente e a tensão máxima de entrada do inversor escolhido para esse projeto; o SG60KTL-M. Portanto, para o atendimento da potência do gerador fotovoltaico de 79,80 kW_p estipulada na parte inicial do projeto, considera-se um total de 190 módulos, sendo 19 módulos solares em série e 10 associações em paralelo.

Item	Características
Inversor	60.000 W
Total de módulos	190 módulos
Número de módulos em série	19 módulos
Número de associações em paralelo	10 associações
Potência gerada do sistema fotovoltaico	79,8 kW _p
Fator de Dimensionamento do Inversor	0,75
Eficiência máxima do inversor	98,9 %

Tabela 6.5 – Resumo do Projeto (Autor, 2020).

CAPÍTULO 7

ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA

Nesse capítulo é apresentado o custo para o projeto dimensionado no Capítulo 6, envolvendo, desde o valor da mão de obra e projeto, até os custos com os equipamentos, tais como: módulos solares, inversores, trilhos para a fixação dos módulos, entre outros materiais periféricos. Além disso, o objetivo principal desse trabalho consta nesse capítulo, consistindo em avaliar a viabilidade econômica de um consumidor no Grupo A, clientes que pagam pela tarifa binômia, e no Grupo B, clientes que pagam pela tarifa monômia.

7.1. Custos do Projeto

Na Tabela 7.1 estão listados todos os custos do projeto do local dimensionado no capítulo anterior. Vale salientar que a potência do sistema, já calculada, para uma associação de 10 módulos solares em paralelo e 19 módulos solares em série, atende a potência do sistema de $79,80 \text{ kW}_p$ e que todos os equipamentos selecionados; como os módulos solares e os inversores, foram escolhidos atendendo à requisição dessa potência gerada do sistema fotovoltaico.

Tabela 7.1 – Custos do projeto (Loja Americanas, 2020)

Descrição	Custos
1 inversor SUNGROW SOLAR SG60KTL-M	R\$ 59.090,00
190 módulos CANADIAN CS1U-420MS 420	R\$ 163.033,59
W_p	
Trilhos de alumínio para a fixação dos módulos em telhado de zinco	R\$ 20.557,98
Materiais periféricos (cabos, quadros elétricos, eletrodutos, parafusos, etc)	R\$ 16.632,00
Valor da mão de obra e projeto	R\$ 40.000,00
Custo total	R\$ 299.313,57
R\$/kWp	R\$ 3.750,79

O custo total (R\$ 299.313,57), para esse projeto, será utilizado, posteriormente, para os cálculos financeiros para consumidores com usinas fotovoltaicas de micro geração e optantes por mudança tarifária do Grupo A para o Grupo B.

7.2. Análise do Retorno Financeiro e Econômico

Neste capítulo analisaremos a viabilidade econômica do projeto, levando em consideração os fluxos de caixa em 25 anos e as ferramentas de análise de viabilidade econômicas como Valor líquido presente (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e payback. A primeira análise financeira no item 7.2.1, é considerada o cliente gerando sua própria energia no Grupo A (alta e média tensão) e a segunda análise, no item 7.2.2 é considerado o cliente no Grupo B (baixa tensão), considerando também a mesma geração de energia do Grupo A.

7.2.1. Análise Financeira no Grupo A (Tarifa Binômia)

O consumidor no Grupo A, paga a tarifa denominada como binômia (demanda e energia consumida), e o Grupo B, paga a tarifa denominada como monômia (apenas energia consumida). Para o estudo de impacto econômico é importante ressaltar que nos dois grupos tarifários, teremos o mesmo sistema fotovoltaico gerando energia no total de 121.968,00 kWh/ano. Portanto, o que difere este estudo é que o consumidor no Grupo A pagará como taxa mínima a concessionária de energia local apenas o valor da demanda contratada e no Grupo B, teremos como taxa mínima a ser paga, apenas a taxa de disponibilidade.

A demanda contratada paga por este consumidor no Grupo A, será o valor de R\$20,00 por cada kW contratado, sendo contratados 72kW, temos o valor de R\$ 1440,00 de demanda contratada. Ao migrarmos este consumidor para o Grupo B, o mesmo deixará de pagar pela demanda contratada e pagará a taxa de disponibilidade que neste caso corresponde a 100kW (cliente trifásico) multiplicado pelo valor da energia (em kWh) de R\$0,84, temos assim a taxa mínima de R\$84,00. Vale lembrar que essa mudança tarifária é permitida apenas para cliente com transformadores de até 112,5kVA (Resolução normativa 414) e os mesmos devem ter seus sistemas homologados como Microgeração (até 75kW de inversores de frequência).

Na tabela 7.2 temos o desempenho econômico do consumidor no grupo A em 25 anos, através dos Fluxos de Caixa encontrados com a economia de energia gerada pelo sistema fotovoltaico. Para isso, consideramos a geração anual de 121.968 kWh conforme visto no capítulo 6, a taxa de perda de energia dos módulos fotovoltaicos de 0,80% ao ano (com base no datasheet do painel fotovoltaico), o aumento anual do valor da tarifa de energia elétrica de 12,77% ao ano (estimado pela Aneel a média anual das tarifas de energia elétrica nos últimos 18 anos), os custos de manutenção do sistema com ajustes anual de 6,16% (estimado pelo IPCA dos últimos 25 anos). E por fim, a troca do inversor descontado no fluxo de caixa do 15º ano no valor de R\$59.090,00.

O fluxo de caixa representa o movimento de entradas e saídas do projeto a cada ano, sua estruturação é importante para facilitar a observação do saldo anual do investimento. O fluxo de caixa acumulado representa soma dos períodos anteriores ao valor do período considerado, sua análise permite encontrar o ano em que o investimento se paga. Verificamos também o payback simples que possibilita analisar o prazo de retorno do investimento total da usina. Ele representa o valor onde o lucro líquido se iguala ao valor aplicado para fins de investimento. O lucro líquido se define como a diferença entre a receita total gerada e o custo total do projeto, instalação e equipamentos do sistema. (SILVA, 2018).

Tabela 7.2 – Desempenho do sistema fotovoltaico no período de 25 anos - consumidor no Grupo A (NOGUEIRA, 2020).

Tx Pd mod.:	0,80%	(Taxa perda energia anual - Dados fabricante módulo fotovoltaico)
TX Aum. Energ.:	12,77%	(Taxa de ajuste anual valor energia Aneel - média 18 anos)
TX IPCA:	6,16%	(Taxa de ajuste anual custos de manutenção pelo IPCA - média 25 anos)
VL Inversor:	R\$ 59.090,00	(Valor para troca do Inversor descontado 15º ano no Fluxo de Caixa)

Ano	Energia produzida com perda módulos (kWh)	Tarifa (R\$)	Manutenção (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)	Fluxo de Caixa descontado (R\$)
0	0,00	R\$ -	R\$ -	-R\$ 299.313,57	-R\$ 299.313,57
1	121.968,00	R\$ 0,51	R\$ 1.000,00	R\$ 61.203,68	-R\$ 238.109,89
2	120.992,26	R\$ 0,58	R\$ 1.061,60	R\$ 68.524,31	-R\$ 169.585,58
3	120.024,32	R\$ 0,65	R\$ 1.126,99	R\$ 76.717,26	-R\$ 92.868,31
4	119.064,12	R\$ 0,73	R\$ 1.196,42	R\$ 85.886,27	-R\$ 6.982,04
5	118.111,61	R\$ 0,82	R\$ 1.270,12	R\$ 96.147,41	R\$ 89.165,37
6	117.166,72	R\$ 0,93	R\$ 1.348,36	R\$ 107.630,52	R\$ 196.795,89
7	116.229,38	R\$ 1,05	R\$ 1.431,41	R\$ 120.480,90	R\$ 317.276,80
8	115.299,55	R\$ 1,18	R\$ 1.519,59	R\$ 134.861,09	R\$ 452.137,88
9	114.377,15	R\$ 1,33	R\$ 1.613,20	R\$ 150.952,92	R\$ 603.090,81
10	113.462,14	R\$ 1,50	R\$ 1.712,57	R\$ 168.959,85	R\$ 772.050,66
11	112.554,44	R\$ 1,70	R\$ 1.818,06	R\$ 189.109,49	R\$ 961.160,15
12	111.654,00	R\$ 1,91	R\$ 1.930,06	R\$ 211.656,47	R\$ 1.172.816,62
13	110.760,77	R\$ 2,16	R\$ 2.048,95	R\$ 236.885,69	R\$ 1.409.702,31
14	109.874,68	R\$ 2,43	R\$ 2.175,16	R\$ 265.115,85	R\$ 1.674.818,16
15	108.995,69	R\$ 2,74	R\$ 2.309,15	R\$ 237.613,53	R\$ 1.912.431,69
16	108.123,72	R\$ 3,09	R\$ 2.451,40	R\$ 332.047,64	R\$ 2.244.479,33
17	107.258,73	R\$ 3,49	R\$ 2.602,40	R\$ 371.594,44	R\$ 2.616.073,77
18	106.400,66	R\$ 3,93	R\$ 2.762,71	R\$ 415.843,22	R\$ 3.031.916,99
19	105.549,46	R\$ 4,44	R\$ 2.932,89	R\$ 465.352,51	R\$ 3.497.269,50
20	104.705,06	R\$ 5,00	R\$ 3.113,56	R\$ 520.747,21	R\$ 4.018.016,71
21	103.867,42	R\$ 5,64	R\$ 3.305,36	R\$ 582.726,37	R\$ 4.600.743,09
22	103.036,48	R\$ 6,36	R\$ 3.508,97	R\$ 652.072,07	R\$ 5.252.815,16
23	102.212,19	R\$ 7,18	R\$ 3.725,12	R\$ 729.659,23	R\$ 5.982.474,38
24	101.394,49	R\$ 8,09	R\$ 3.954,59	R\$ 816.466,64	R\$ 6.798.941,03
25	100.583,34	R\$ 9,12	R\$ 4.198,19	R\$ 913.589,32	R\$ 7.712.530,34

Portanto, na tabela acima, foram encontrados os fluxos de caixa em todos os períodos analisados (25 anos) e podemos verificar o *payback* simples que ocorre entre os anos quarto e cinco, onde o fluxo de caixa acumulado positivo é de R\$ 89.165,37.

Após serem encontrados os fluxos de caixa na planilha 7.2, utilizaremos os mesmos na tabela 7.3 para o uso de importantes ferramentas de análise financeira, sendo elas, o payback

descontado, a TIR (taxa interna de retorno) e o VPL (valor presente líquido) aplicados com fórmulas no programa MS Excel.

No *payback* descontado, verificaremos o período de tempo necessário para recuperar o dinheiro aplicado, avaliando-se os fluxos de caixa descontados, ou seja, considerando-se o valor do dinheiro no tempo. (SILVA, 2018). Nesta análise, precisamos considerar a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) como um fator para analisar a variação do dinheiro ao longo do tempo e representa a taxa de juros que representa o mínimo que um investidor se propõe a ganhar quando faz um investimento. Para esse caso, foi considerada uma taxa de 8,00% ao ano, valor este referente a rentabilidade de uma aplicação de investimento mantida pelo consumidor deste estudo de caso, e demonstrada a progressão do investimento nos próximos 25 anos na tabela 7.3.

No Valor Presente Líquido (VPL), sua respectiva análise permite verificar a rentabilidade de um investimento de modo mais realista. “O cálculo do VPL é, onde os fluxos de caixa do projeto são descontados a uma determinada taxa de juros e trazidos ao valor presente. Quando as receitas do projeto superam o investimento somado às despesas, a viabilidade econômica do projeto é indicada pelo VPL maior do que zero. O método do valor presente caracteriza-se por transferir todos os eventos financeiros que compõe o fluxo de caixa da alternativa sob análise para a data zero de seu fluxo de caixa, que é chamado de Valor Presente Líquido (VPL)” (SILVA, 2018).

Em combinação com o VPL, a taxa interna retorno (TIR) também representa um indicador de atratividade do investimento. Quando se tem uma TIR maior que a Taxa Mínima de Atratividade, se diz que o investimento é viável. Se a TIR for abaixo da Taxa Mínima de Atratividade, o mesmo deve ser rejeitado. Quando for igual à TMA a decisão de seguir com o investimento fica pela análise do investidor.

Portando, os resultados de VPL, TIR e *payback* descontado são verificados a partir do fluxo de caixa do investimento, nos próximos 25 anos conforme demonstrado na tabela 7.3 elaborada pelo MS Excel.

Investimento Inicial:	R\$ 299.313,57	(Capital investido ano 0)
TMA:	8,00%	(Taxa mínima de atratividade)

Periodo (Ano)	Fluxo de Caixa (R\$)	Valor presente (R\$)	Valor presente Acumulado (R\$)
0	-R\$ 299.313,57	-R\$ 299.313,57	-R\$ 299.313,57
1	R\$ 61.203,68	R\$ 56.670,07	-R\$ 242.643,50
2	R\$ 68.524,31	R\$ 58.748,55	-R\$ 183.894,94
3	R\$ 76.717,26	R\$ 60.900,64	-R\$ 122.994,30
4	R\$ 85.886,27	R\$ 63.128,97	-R\$ 59.865,33
5	R\$ 96.147,41	R\$ 65.436,31	R\$ 5.570,98
6	R\$ 107.630,52	R\$ 67.825,49	R\$ 73.396,47
7	R\$ 120.480,90	R\$ 70.299,45	R\$ 143.695,92
8	R\$ 134.861,09	R\$ 72.861,25	R\$ 216.557,17
9	R\$ 150.952,92	R\$ 75.514,04	R\$ 292.071,21
10	R\$ 168.959,85	R\$ 78.261,10	R\$ 370.332,31
11	R\$ 189.109,49	R\$ 81.105,82	R\$ 451.438,13
12	R\$ 211.656,47	R\$ 84.051,70	R\$ 535.489,83
13	R\$ 236.885,69	R\$ 87.102,38	R\$ 622.592,21
14	R\$ 265.115,85	R\$ 90.261,62	R\$ 712.853,83
15	R\$ 237.613,53	R\$ 74.905,70	R\$ 787.759,52
16	R\$ 332.047,64	R\$ 96.921,54	R\$ 884.681,06
17	R\$ 371.594,44	R\$ 100.430,44	R\$ 985.111,50
18	R\$ 415.843,22	R\$ 104.064,36	R\$ 1.089.175,86
19	R\$ 465.352,51	R\$ 107.827,79	R\$ 1.197.003,65
20	R\$ 520.747,21	R\$ 111.725,38	R\$ 1.308.729,03
21	R\$ 582.726,37	R\$ 115.761,94	R\$ 1.424.490,98
22	R\$ 652.072,07	R\$ 119.942,47	R\$ 1.544.433,44
23	R\$ 729.659,23	R\$ 124.272,12	R\$ 1.668.705,56
24	R\$ 816.466,64	R\$ 128.756,25	R\$ 1.797.461,81
25	R\$ 913.589,32	R\$ 133.400,40	R\$ 1.930.862,21

VPL do projeto:	R\$ 1.930.862,21
Taxa Interna Retorno (TIR)	32,00%
Tempo Payback descontado:	4,91

Tabela 7.3 – Análises econômicas do investimento do sistema fotovoltaico - Consumidor no Grupo A (Nogueira, 2020).

Portanto, a VPL do projeto representa o valor de R\$ 1.930.862,21, a TIR resultou em 32% e o *payback* descontado em 4,91 anos.

7.2.2. Análise Financeira no Grupo B (Tarifa Monômnia)

Para os estudos de impacto e viabilidade econômica entre os dois grupos tarifários, foram consideradas as mesmas taxas (taxa aumento energia, taxa IPCA, taxa perdas módulos fotovoltaicos, etc) do item 7.2.1, sendo que a única mudança consiste que teremos um

acréscimo no fluxo de caixa do consumidor do Grupo B no valor de R\$1356,00 ao mês, sendo representados pela diferença de R\$1440,00 (demanda contratada) paga pelo consumidor no grupo A, menos R\$84,00 (taxa de disponibilidade) paga pelo consumidor no grupo B. É importante ressaltar que o valor de R\$1356,00 deve ser multiplicado por 12 meses, sendo assim R\$16.272,00 acrescidos aos fluxos de caixas conforme tabela 7.4.

Tabela 7.4 – Desempenho do sistema fotovoltaico no período de 25 anos – Consumidor no

Tx Pd mod.:	0,80%	(Taxa perda energia anual - Dados fabricante módulo fotovoltaico)
TX Aum. Energ.:	12,77%	(Taxa de ajuste anual valor energia Aneel - média 18 anos)
TX IPCA:	6,16%	(Taxa de ajuste anual custos de manutenção pelo IPCA - média 25 anos)
VL Inversor:	R\$ 59.090,00	(Valor para troca do Inversor descontado 15º ano no Fluxo de Caixa)

Ano	Energia produzida com perda módulos (kWh)	Tarifa (R\$)	Manutenção (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)	Fluxo de Caixa descontado (R\$)
0	0,00	R\$ -	R\$ -	-R\$ 299.313,57	-R\$ 299.313,57
1	121.968,00	R\$ 0,51	R\$ 1.000,00	R\$ 77.475,68	-R\$ 221.837,89
2	120.992,26	R\$ 0,58	R\$ 1.061,60	R\$ 84.796,31	-R\$ 137.041,58
3	120.024,32	R\$ 0,65	R\$ 1.126,99	R\$ 92.989,26	-R\$ 44.052,31
4	119.064,12	R\$ 0,73	R\$ 1.196,42	R\$ 102.158,27	R\$ 58.105,96
5	118.111,61	R\$ 0,82	R\$ 1.270,12	R\$ 112.419,41	R\$ 170.525,37
6	117.166,72	R\$ 0,93	R\$ 1.348,36	R\$ 123.902,52	R\$ 294.427,89
7	116.229,38	R\$ 1,05	R\$ 1.431,41	R\$ 136.752,90	R\$ 431.180,80
8	115.299,55	R\$ 1,18	R\$ 1.519,59	R\$ 151.133,09	R\$ 582.313,88
9	114.377,15	R\$ 1,33	R\$ 1.613,20	R\$ 167.224,92	R\$ 749.538,81
10	113.462,14	R\$ 1,50	R\$ 1.712,57	R\$ 185.231,85	R\$ 934.770,66
11	112.554,44	R\$ 1,70	R\$ 1.818,06	R\$ 205.381,49	R\$ 1.140.152,15
12	111.654,00	R\$ 1,91	R\$ 1.930,06	R\$ 227.928,47	R\$ 1.368.080,62
13	110.760,77	R\$ 2,16	R\$ 2.048,95	R\$ 253.157,69	R\$ 1.621.238,31
14	109.874,68	R\$ 2,43	R\$ 2.175,16	R\$ 281.387,85	R\$ 1.902.626,16
15	108.995,69	R\$ 2,74	R\$ 2.309,15	R\$ 253.885,53	R\$ 2.156.511,69
16	108.123,72	R\$ 3,09	R\$ 2.451,40	R\$ 348.319,64	R\$ 2.504.831,33
17	107.258,73	R\$ 3,49	R\$ 2.602,40	R\$ 387.866,44	R\$ 2.892.697,77
18	106.400,66	R\$ 3,93	R\$ 2.762,71	R\$ 432.115,22	R\$ 3.324.812,99
19	105.549,46	R\$ 4,44	R\$ 2.932,89	R\$ 481.624,51	R\$ 3.806.437,50
20	104.705,06	R\$ 5,00	R\$ 3.113,56	R\$ 537.019,21	R\$ 4.343.456,71
21	103.867,42	R\$ 5,64	R\$ 3.305,36	R\$ 598.998,37	R\$ 4.942.455,09
22	103.036,48	R\$ 6,36	R\$ 3.508,97	R\$ 668.344,07	R\$ 5.610.799,16
23	102.212,19	R\$ 7,18	R\$ 3.725,12	R\$ 745.931,23	R\$ 6.356.730,38
24	101.394,49	R\$ 8,09	R\$ 3.954,59	R\$ 832.738,64	R\$ 7.189.469,03
25	100.583,34	R\$ 9,12	R\$ 4.198,19	R\$ 929.861,32	R\$ 8.119.330,34

Grupo B (Nogueira, 2020).

Investimento Inicial:	R\$ 299.313,57	(Capital investido ano 0)
TMA:	8,00%	(Taxa mínima de atratividade)

Periodo (Ano)	Fluxo de Caixa (R\$)	Valor presente (R\$)	Valor presente Acumulado (R\$)
0	-R\$ 299.313,57	-R\$ 299.313,57	-R\$ 299.313,57
1	R\$ 77.475,68	R\$ 71.736,74	-R\$ 227.576,83
2	R\$ 84.796,31	R\$ 72.699,17	-R\$ 154.877,66
3	R\$ 92.989,26	R\$ 73.817,88	-R\$ 81.059,78
4	R\$ 102.158,27	R\$ 75.089,38	-R\$ 5.970,40
5	R\$ 112.419,41	R\$ 76.510,76	R\$ 70.540,36
6	R\$ 123.902,52	R\$ 78.079,61	R\$ 148.619,96
7	R\$ 136.752,90	R\$ 79.794,01	R\$ 228.413,97
8	R\$ 151.133,09	R\$ 81.652,51	R\$ 310.066,48
9	R\$ 167.224,92	R\$ 83.654,09	R\$ 393.720,57
10	R\$ 185.231,85	R\$ 85.798,19	R\$ 479.518,76
11	R\$ 205.381,49	R\$ 88.084,60	R\$ 567.603,36
12	R\$ 227.928,47	R\$ 90.513,53	R\$ 658.116,89
13	R\$ 253.157,69	R\$ 93.085,56	R\$ 751.202,45
14	R\$ 281.387,85	R\$ 95.801,60	R\$ 847.004,05
15	R\$ 253.885,53	R\$ 80.035,31	R\$ 927.039,36
16	R\$ 348.319,64	R\$ 101.671,18	R\$ 1.028.710,54
17	R\$ 387.866,44	R\$ 104.828,26	R\$ 1.133.538,80
18	R\$ 432.115,22	R\$ 108.136,41	R\$ 1.241.675,21
19	R\$ 481.624,51	R\$ 111.598,21	R\$ 1.353.273,42
20	R\$ 537.019,21	R\$ 115.216,51	R\$ 1.468.489,93
21	R\$ 598.998,37	R\$ 118.994,47	R\$ 1.587.484,40
22	R\$ 668.344,07	R\$ 122.935,55	R\$ 1.710.419,94
23	R\$ 745.931,23	R\$ 127.043,49	R\$ 1.837.463,43
24	R\$ 832.738,64	R\$ 131.322,33	R\$ 1.968.785,77
25	R\$ 929.861,32	R\$ 135.776,40	R\$ 2.104.562,17

VPL do projeto:	R\$ 2.104.562,17
Taxa Interna Retorno (TIR)	35,80%
Tempo Payback descontado:	4,08
Taxa Lucratividade:	8,03

Portanto, na tabela acima, foram encontrados os fluxos de caixa em todos os períodos analisados (25 anos) e podemos verificar o payback simples que ocorre entre os anos três e quatro, onde o fluxo de caixa acumulado positivo é de R\$ 58.105,96.

Tabela 7.5 – Análises econômicas do investimento do sistema fotovoltaico - Consumidor no Grupo B (Nogueira, 2020)

Com base na tabela 7.5, o VPL do projeto após os 25 anos de duração representa R\$ 2.104.562,17. A TIR (taxa interna de retorno) será de 35,08% e o payback descontado está em 4,08 anos.

CAPÍTULO 8

CONCLUSÃO

Nesse trabalho foi projetado um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, evidenciando o retorno financeiro desse projeto em dois Grupos tarifários. No primeiro, considerou-se o grupo tarifário A, evidenciando a economia mensal e o tempo de retorno financeiro, para o cliente. Já o segundo, considerou o grupo tarifário B, desconsiderando a taxa de demanda e considerando a taxa de disponibilidade, tendo a diferença entre as taxas acrescidas no fluxo de caixa do consumidor.

Para o estudo de caso desse trabalho, apresentou-se o dimensionamento de um sistema de geração fotovoltaica de uma empresa. Foram abordados aspectos como; o consumo médio diário do consumidor, as horas de sol pleno da região do projeto (Divinópolis – MG), que corresponde à quantidade acumulada da energia solar ao longo do dia, e a potência gerada do sistema.

Além disso, a partir dessa potência gerada pelo sistema, que levou em consideração o consumo médio diário e as horas de sol pleno, para o seu cálculo, foi possível o dimensionamento dos equipamentos fotovoltaicos (módulos solares e nos inversores) e demais itens para instalação do projeto. Posteriormente, com a escolha dos equipamentos adequados para atender essa potência; os módulos solares e os inversores; estipulou-se o melhor arranjo dos módulos solares para atender a potência do gerador, sendo esse arranjo composto por 19 módulos em série e 10 associações em paralelo. Esse arranjo do sistema atendeu a potência do sistema calculada no início do projeto de 79,80 kW_p.

Por fim, no último capítulo, foi realizada a análise de retorno econômico e financeiro, sendo esse o principal objetivo desse estudo. Diante das vantagens tarifárias da microgeração, alguns clientes do Grupo tarifário A, que atendam a determinadas especificações, como de possuir uma potência nominal total dos transformadores inferior a 112,5 kVA e um sistema de microgeração de até 75 kW_p, podem migrar para o Grupo tarifário B, deixando de pagar pela demanda.

Nesse contexto, foi apresentado nesse trabalho o tempo de retorno financeiro (*payback*) assim como o VPL (valor presente líquido) e a TIR (taxa interna de retorno), por meio de um investimento em energia solar fotovoltaica. Esses dados foram apresentados em dois cenários: estando o consumidor no grupo A e no grupo B de tarifa de energia. Como resultados encontramos um *payback* para o consumidor no Grupo A de 4,91 anos enquanto

que mudando para o Grupo B seria de 4,08 anos. A taxa interna de retorno (TIR) e o valor presente líquido (VPL) ficaram 32,00% e 1.930.862,21 para o consumidor no Grupo A e para o consumidor no grupo B, a taxa interna de retorno (TIR) e o valor presente líquido (VPL) ficaram 35,80% e 2.104.562,17 respectivamente. Logo, esses resultados determinaram que a migração desse consumidor para o grupo B resultou em um maior retorno financeiro e menor tempo para o retorno do investimento.

Segue abaixo a tabela Tabela 8.1 comparando o impacto financeiro do consumidor no Grupo A e no Grupo B. Podemos perceber que ao migrar para o Grupo B a viabilidade econômica do projeto melhora em todas as análises financeiras como payback descontado, TIR (taxa interna de retorno) e VPL (valor presente líquido).

Tabela 8.1 – Comparativos financeiros entre os Grupos A e Grupo B (AUTOR, 2020).

Grupo de tarifa de Energia	<i>Payback</i> (anos)	TIR (%)	VPL (R\$)
Grupo A	4,91	32,00	1.930.862,21
Grupo B	4,08	35,80	2.104.562,17

A migração de Grupo tarifário, grupo A para o grupo B, tema desse estudo que resultou no aumento da viabilidade econômica é permitida pelas normas da Aneel, no entanto, poderão ser consideradas como uma brecha regulatória, sendo assim, sujeitadas a revisões que possam impossibilitar essa mudança de tarifa no futuro.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABINNE. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica, 2012.

_____. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>. Acesso no dia: 15 de julho de 2015.

ANEEL – Micro e Minigeração Distribuída. **Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br>. Brasília DF: março de 2014.

_____. **Resolução normativa 414**. Agência Nacional de Energia Elétrica, 9 de setembro de 2010.

ANGELO TEODORO MACIE. **Elementos de proteção em esquemas elétricos**. Disponível em: <http://www.ebah.com.br/content/ABAAAguegAH/elementos-proteccao-esquemas-electricos>. Acesso no dia: 15 de julho de 2015.

EPE – Empresa de pesquisa energética: <https://www.epe.gov.br/pt>

B. BEIGELMAN - **A Energia Solar Fotovoltaica e a Aplicação na usina solar de Tauá**. Disponível em: <http://monografias.poli.ufrj.br/monografias.pdf>. Acesso no dia: 15 de julho de 2015.

CANADIANSOLAR- CS1U – 420MS. HiDM High density MONO PERC module, Dezembro de 2019.

CARVALHO, L.D.A. **Instalação de iluminação no meio rural a partir do sistema fotovoltaico como fonte complementar de energia elétrica**. 2013.

CEMIG, C.E. (2012). **Atlas Solarimétrico de Minas Gerais**. 80. Belo Horizonte.

_____. (2011). **Manual de Gerenciamento de Energia**. 19. Belo Horizonte.

_____. **Valores de Tarifas e Serviços**. Acesso em 01 de 06 de 2020, disponível em Cemig: <https://www.cemig.com.br>.

CRESESB, **Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito**. Rio de Janeiro. 2014.

_____. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Brito, Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo, 2004.

_____. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Brito, Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo, 2014.

Europe, I.S (2017). Acesso em 25 de Junho de 2020, disponível em <https://www.solarpowereurope.org/wp-content>.

GEPEA. **Fadigas E.-Energia Solar Fotovoltaica : Fundamentos, Conversão e Viabilidade técnico-econômica.** Disponível: <http://disciplinas.stoa.usp.br/solar.pdf>. Acesso no dia: 15 de julho de 2015.

GOMES, D. (2019). **Análise financeira no retorno do investimento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede em um ambiente de tarifa branca e binômia.** P. 52.

GREENPRO. **Manual sobre Tecnologias, Projeto e Instalação,** Janeiro de 2004. Disponível em: <http://www.greenpro.de/po/fotovoltaico.pdf>. Acesso no dia: 15 de julho de 2015.

GRUPO DE TRABALHO DE ENERGIA SOLAR – GTES. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** Rio de Janeiro: Ediouro Gráfica e Editora S.A., 2004.

GUILHERME TRINDADE MARTINS MOREIRA DA SILVA – **Dimensionamento e Análise de Viabilidade Econômica de Usina Fotovoltaica em Nova Iguaçu – RJ.** Disponível: <http://www.monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10015187.pdf>. Acesso no dia: 07 de março de 2018.

MME, Ministério de Minas e Energia. **Proposta de medidas legais que viabilizem o futuro do setor elétrico com sustentabilidade a longo prazo.** [S.l.], 2017. Disponível: <http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas;jsessionid=9010460CE23978680EA63007B7C3FEE1.srv154?p_auth=qh6V2Aia&p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column>.

MESSENGER, Roger A.; VENTRE, Jerry. **Photovoltaic Systems Engineering.** 3. ed. New York: Crc Press, 2010.

M.; GALHARDO, M.A. B.; MACÊDO, W. N. **Sistemas híbridos – Soluções Energéticas para a Amazônia.** 1. ed. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2008.

PEREIRA, B., MARTINS, F., & GONÇALVES, A.(2017). **Atlas Brasileiro de Energia Solar.** (Segunda), p.80.

PINHO, J.T.; BARBOSA, C. F. O.; PEREIRA, E. J. S.; SOUZA, H. M. S.; BLASQUES, L. C.

PRODEEM. **Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios.** Ministério de Minas e Energia - MME. 2003.

NASCIMENTO, R. L. **Energia Solar no Brasil: Situação e Perspectivas, Estudo Técnico –** Março de 2017.

RUTHER, R. **Edifícios Solares Fotovoltaicos.** LABSOLAR, 2004. Disponível em: <http://fotovoltaica.ufsc.br/sistemas/livros/livro-edificios-solares-fotovoltaicos.pdf>. Acesso no dia: 15 de julho de 2015.

_____. **Edifícios Solares Fotovoltaicos: O Potencial da Geração Solar Fotovoltaica Integrada a Edificações Urbanas e Interligada à Rede Elétrica Pública no Brasil.** Florianópolis: UFSC / Labsolar, 2004.

SOLAR TERRA. Energia Solar Fotovoltaica Guia Prático. Disponível em: <https://permacoletivo.files.wordpress.com/2008/05/curso-energia-solar-fotovoltaica.pdf>. Acesso no dia: 15 de julho de 2015.

SUNGRON – SG36KTL-M. Inversor String com Multi – MPPT para Sistema 1000 Vcc, 2018

Nogueira, D. (s.d.). Acesso em 01 de 06 de 2020, disponível em Lojas Americanas: <https://www.americanas.com.br/produto/1514960834/inversor-solar-sungrow-60kw-trifasico-380v>

_____. (s.d.). Acesso em 01 de 06 de 2020, disponível em Minha Casa Solar: <https://www.minhacasasolar.com.br/produto/painel-solar-405w-canadian-solar-placa-solar>

_____. (s.d.). Acesso em 01 de 06 de 2020, disponível em Lojas Americanas: <https://www.americanas.com.br/produto/450751063/suporte-painel-solar-4-modulos>.

_____. (s.d.). Acesso em 01 de 06 de 2020, disponível em Loja Elétrica: <http://www.lojaeletrica.com.br/>.