

AUGUSTO NICHELE OTTONI DE ALMEIDA

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
DE ENERGIA**

ARARANGUÁ

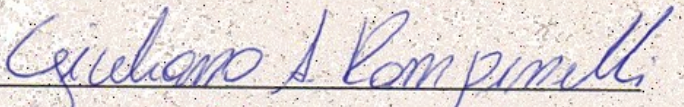
2016

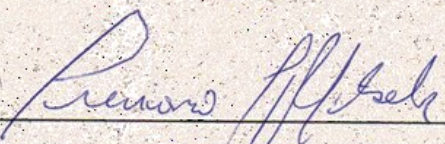
AUGUSTO NICHELE OTTONI DE ALMEIDA

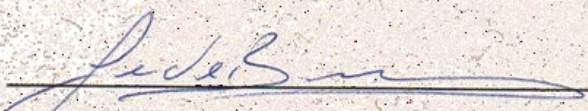
**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE ENERGIA**

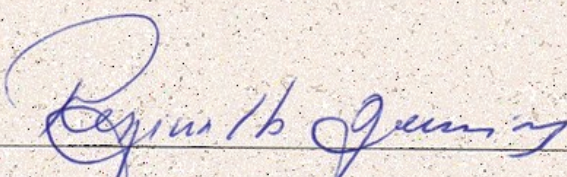
Trabalho de conclusão de curso na modalidade de artigo científico para a aprovação na disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso do curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Santa Catarina – Campus Araranguá

Aprovado em: 08/07/2016


Prof. Giuliano Arns Rampinelli (Orientador)


Prof. Luciano Lopes Pffischer (Examinador)


Prof. Leonardo Elizeire Bremermann (Examinador)


Prof. Reginaldo Geremias (Supervisor)

PROJETO E ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO COMPARTILHADA NOS PADRÕES DA RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº687/2015

Augusto Nichele Ottoni de Almeida*

RESUMO

A geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis é um dos pilares para a manutenção do desenvolvimento sustentável, e a energia solar fotovoltaica figura entre as principais fontes utilizadas no mundo. No Brasil, o número de consumidores que buscam gerar e consumir sua própria energia a partir do sol que incide em seus telhados é cada vez maior, e isto se tornou ainda mais possível com o advento das modalidades de micro e mini geração distribuídas. Os órgãos reguladores do setor recentemente atualizaram a resolução normativa correspondente a tais modalidades, buscando dar maior atratividade aos projetos de geração distribuída. Contudo, ainda existem muitas discussões no que se diz respeito à relação de custos e benefícios de tais projetos. O presente trabalho tem o intento de analisar, no âmbito financeiro, um projeto geração distribuída configurado como uma das novas modalidades trazidas pela resolução Aneel nº687/2015: o sistema de geração compartilhada. O sistema proposto foi projetado para atender a três unidades consumidoras: uma casa e dois apartamentos. Desta forma, buscou-se avaliar à fundo a viabilidade e atratividade do projeto. Para alcançar os objetivos, foi necessário realizar as etapas de dimensionamento, projeto, orçamento, e cálculos financeiros. Cálculos estes que mostraram se tratar de uma alternativa de projeto viável e atrativa financeiramente.

Palavras-chave: Geração distribuída. Geração compartilhada. Sistemas fotovoltaicos.

1 INTRODUÇÃO

O crescimento dos sistemas de geração compartilhada nos últimos anos é notório. De 2014 para 2015 houve um aumento de 308% no número de conexões de sistemas de geração distribuída no país.

* Graduando do Curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá, Rodovia Governador Jorge Lacerda, 3201, Jardim das Avenidas Araranguá, Santa Catarina, Brasil, CEP 88900-000. E-mail: augusto.ottoni@gmail.com.

Dentre as unidades conectadas à rede, os sistemas fotovoltaicos representaram a grande maioria: 1675 de 1731. (ANEEL, 2016). A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) estima que até 2023, os sistemas fotovoltaicos representem um total de potência instalada de 1,3 GWp, valor superior em 60% ao atual. (EPE, 2012).

Todavia, a motivação do investimento nestes tipos de sistema é dada por diversos fatores. Em pesquisa realizada com 83 proprietários de micro e mini geração compartilhadas, a Aneel constatou que 45% dos consumidores foram motivados a instalar o sistema pelo desenvolvimento sustentável, enquanto apenas 27% se disseram motivados pelo retorno financeiro. (ANEEL, 2014). Em outras palavras, os sistemas de geração fotovoltaica ainda não são amplamente enxergados como investimentos dignos de retorno financeiro.

Basicamente, os elevados custos iniciais e longo prazo de retorno financeiro são fatores que distanciam alguns consumidores interessados em gerar sua própria energia dos sistemas fotovoltaicos. Em contrapartida, estima-se que, com o desenvolvimento da cadeia produtiva, os custos em R\$/kWp dos sistemas fotovoltaicos possam reduzir em até 3,3% em média ao ano até 2023. (EPE, 2012).

No âmbito regulatório, as recentes alterações na resolução normativa ANEEL 482 inauguraram novas modalidades de geração distribuída. Entre elas, a configuração de geração compartilhada ganha destaque por possibilitar a união de diversas unidades consumidoras em um consórcio de geração de energia, onde a energia gerada em um local pode ser aproveitada por todas as unidades participantes.

Com o intento de avaliar esta nova configuração, o presente trabalho desenvolve a análise financeira de um projeto de geração compartilhada para três unidades consumidoras, nas bases da nova resolução normativa ANEEL 687 de 2015.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Nas seções a seguir serão expostos fundamentos teóricos de suma importância para a compreensão do presente trabalho.

2.1 O Sol como fonte de energia

O recurso solar se caracteriza como fonte inesgotável de energia e é considerado uma alternativa importante para enfrentar o desafio do aumento da demanda de energia no mundo. A utilização deste recurso pode se dar de diversas formas. A energia solar pode ser aproveitada,

tanto para fins de aquecimento de fluidos, quanto para geração de energia elétrica. (MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, 2015). O Brasil é um país privilegiado quando o assunto é irradiação solar. Quando em comparação aos países europeus, onde o mercado de energia solar já se encontra mais consolidado, os índices de irradiação receptada por nosso extenso território são considerados de grandeza elevada (CRESESB, 2014).

No âmbito da geração de energia, destaca-se a energia solar fotovoltaica. Esta é a energia obtida através do efeito fotovoltaico. O efeito em questão caracteriza-se pela conversão dos fótons, contidos na radiação solar, em energia elétrica por intermédio de células fotovoltaicas. Estas células, por sua vez, são associadas para a obtenção de um módulo fotovoltaico, popularmente chamado de painel ou placa solar. (ANEEL, 2015).

O modo como estes módulos são utilizados caracteriza o tipo de sistema fotovoltaico em questão. Podem ser eles: sistemas isolados, sistemas para bombeamento de água, sistemas conectados à rede, entre outros. O presente trabalho faz uma abordagem específica de um projeto enquadrado no segmento de sistemas conectados à rede, também conhecidos como sistemas de geração distribuída.

2.2 Sistemas fotovoltaicos

Existem diversas configurações possíveis para um sistema fotovoltaico. A utilização da energia gerada nos módulos pode variar de acordo com a aplicação e configuração. Entre os sistemas utilizados, destacam-se os sistemas isolados e os sistemas conectados à rede. O primeiro opera isolado da rede pública e, quando equipado com baterias, possibilita um grau de autonomia energética ao consumidor. O segundo, por sua vez, não armazena energia e opera em conjunto com a rede de distribuição. As subseções 2.2.1 e 2.2.2 descrevem estes sistemas de modo mais detalhado.

2.2.1 Sistemas fotovoltaicos isolados

Sistemas isolados devem ser dimensionados para uma condição crítica, como por exemplo, meses com baixos índices de radiação solar, além de necessitar de bancos de baterias quando se requisita autonomia ao sistema. As concessionárias de distribuição de eletricidade têm por obrigação atender a todos moradores da sua área de concessão. E, as maiores dificuldades e custos para levar energia elétrica estão justamente nas áreas rurais, onde comunidades de baixa densidade populacional muitas vezes se encontram em locais de difícil

acesso e longe das linhas de transmissão e distribuição, isto quando não estão próximos a áreas de proteção ambiental (AMÉRICA DO SOL, 2015). Nestes casos, o uso de sistemas fotovoltaicos isolados torna-se uma opção viável.

2.2.2 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede

Segundo Rüther (2004, p. 09), os sistemas conectados à rede apresentam duas configurações básicas. Podem estar de modo centralizado (como usinas geradoras), ou integrados a edificações consumidoras. No segundo caso, a coincidência do consumo com a geração minimiza as perdas por transmissão e distribuição de energia elétrica, aumentando a eficiência do sistema em questão.

A Resolução Normativa ANEEL nº482/2012, que entrou em vigor em 17 de abril de 2012, permitiu que o consumidor brasileiro gerasse sua própria energia a partir de fontes renováveis e pudesse, inclusive, fornecer o eventual excedente para a rede de distribuição local. Neste caso, o consumidor estaria dentro da modalidade de mini ou micro geração distribuídas (ANEEL, 2015). Em comparação aos sistemas isolados, os sistemas conectados à rede levam vantagem no quesito autonomia, uma vez que independem de sistemas de armazenamento de energia. A rede de distribuição mantém a unidade consumidora energizada nos momentos em que não há geração de energia pelo sistema fotovoltaico, ou quando a geração não supre as necessidades da unidade em questão.

Os sistemas que se enquadram na modalidade de geração distribuída operam sob o sistema de compensação de energia, também conhecido como *net metering*. Neste caso, o sistema injeta o excedente de energia na rede de distribuição e garante créditos de energia. Estes créditos passarão a ser utilizados quando o consumidor utilizar mais energia do que a equivalente gerada pelo seu sistema. Ao final de cada mês, o consumidor pagará o valor da diferença entre a energia consumida da rede pública e a energia excedente injetada na rede (INSTITUTO IDEAL, 2015).

O inciso III da normativa nº482 da ANEEL definia o sistema de compensação como sendo: “sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda”

Aneel (2012). Os créditos de energia, neste caso, teriam validade de 36 meses e poderiam ser consumidos em outras unidades consumidoras, desde que estivessem devidamente cadastradas no sistema de compensação junto à distribuidora local.

2.3 Resolução normativa nº 687/2015

Com o objetivo de tornar mais atrativo o investimento em energias renováveis, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) alterou algumas diretrizes da resolução normativa nº482/2012. Na prática, a agência aprimorou as regras para o sistema de compensação de energia elétrica, e incluiu outras modalidades de geração (PORTAL BRASIL, 2015). As principais alterações realizadas por esta resolução serão descritas nas subseções a seguir.

2.3.1 Definições de micro e mini gerações

Os incisos I e II da nova resolução normativa definiram de micro e mini gerações de acordo com a potência do sistema instalado. A primeira definição é designada aos sistemas que utilizem energias renováveis ou de cogeração qualificada conectados à rede e com potência instalada inferior a 75 kW. A segunda definição, por sua vez, é designada aos mesmos sistemas com potência instalada maior que 75 kW e menor ou igual a 5 MW, com exceção das fontes hídricas (ANEEL, 2015).

A Figura 1 ilustra os novos e antigos limites de enquadramento para sistemas de geração solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada.

	482/2012	687/2015
Microgeração	75	100
Minigeração	1000	5000

Figura 1 - Enquadramentos de definição de acordo com a potência instalada (ANEEL, 2015).

2.3.2 Prazos

De acordo com as novas diretrizes, o prazo de validade dos créditos de energia, que antes era de 36 meses, passou para 60 meses. E o prazo total para a distribuidora conectar usinas de microgeração, por sua vez, foi reduzido de 82 para 34 dias. (ANEEL, 2015).

2.3.3 Novas modalidades

Uma inclusão importante feita pela ANEEL foi a configuração chamada de “geração compartilhada”, possibilitando que diversos interessados se unam em um consórcio ou em uma cooperativa, instalem uma micro ou minigeração distribuída e utilizem a energia gerada para redução das faturas dos consorciados ou cooperados. As novas regras, neste caso, facilitam o acesso à rede através preenchimento de um formulário padrão, a ser disponibilizado pela distribuidora local. (ANEEL, 2015).

É importante frisar que, na configuração de geração compartilhada, a distribuidora deve declinar a solicitação de acesso nos casos onde forem detectados o pagamento de aluguel proporcional à quantidade de energia gerada (R\$/kWh) (ANEEL, 2015).

Outra inovação da norma diz respeito à possibilidade de instalação de geração distribuída em condomínios e outros empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras. Nesta modalidade, a energia gerada pode ser repartida entre os condôminos em proporções definidas pelos próprios consumidores (PORTAL BRASIL, 2015).

2.4 Elementos de mérito técnico para sistemas fotovoltaicos conectados à rede

O módulo fotovoltaico é o componente unitário do sistema solar fotovoltaico. As células componentes deste sistema são associadas em série e em paralelo para obtenção de valores práticos de tensão e corrente. A corrente produzida pelas células e, conseqüentemente, pelos módulos tem formato contínuo. Sendo assim, os sistemas fotovoltaicos necessitam de um conversor para que a energia gerada possa atender as cargas da unidade consumidora e os valores padrão da rede de distribuição. A corrente contínua, produzida nos módulos, é convertida para corrente alternada por meio de um aparelho chamado inversor. O inversor deve ser dimensionado de acordo com a tensão de circuito aberto e corrente de curto circuito do arranjo fotovoltaico (CRESESB, 2014).

O arranjo é caracterizado pela associação elétrica dos módulos. Para se obter maiores níveis de tensão (V) os módulos devem ser conectados em série. Para o aumento da corrente (I), devem-se fazer associações em paralelo. As fileiras de módulos conectadas em paralelo são conhecidas como strings. A Figura 1 ilustra um arranjo fotovoltaico contendo 8 strings com 4 módulos em série, ligadas em paralelo.

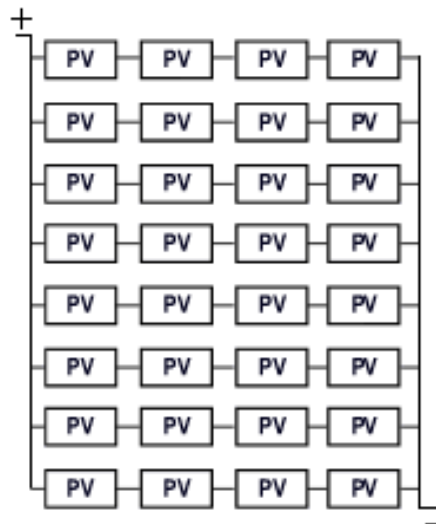


Figura 2 - Exemplo de arranjo fotovoltaico (CRESESB, 2015).

Outro equipamento indispensável para sistemas integrados à rede é o medidor bidirecional. Este equipamento permite a mensura líquida da energia gerada ou consumida pelo estabelecimento portador da instalação fotovoltaica. As distribuidoras são responsáveis por fornecer este equipamento, podendo optar também pela instalação de dois medidores unidimensionais.

O consumidor é responsável pela instalação dos equipamentos de proteção requisitados para a aprovação do projeto. Entre os equipamentos estão: fusíveis, relés, dispositivos de proteção contra surtos, e sistema anti-ilhamento. O sistema anti-ilhamento é responsável por garantir a desconexão do sistema fotovoltaico em caso de falta de energia na rede de distribuição. Isto garante a segurança de quem realiza manutenções na rede. Os inversores homologados pelos Procedimentos de Distribuição da ANEEL (PRODIST) já possuem o sistema de proteção anti-ilhamento.

3 METODOLOGIA

Os métodos de cálculo e análise do presente trabalho estarão descritos nas subseções a seguir.

3.1 Modelo proposto

O projeto, objeto do presente trabalho, foi realizado para atender à três unidades consumidoras. Tais unidades serão descritas no decorrer do trabalho como U1, U2 e U3. O sistema de geração compartilhada foi dimensionado e projetado para ser instalado na unidade U1. No modelo proposto, os créditos de energia, gerados na unidade U1, seriam utilizados pelas unidades U2 e U3, conforme proporções calculadas de acordo com os métodos que serão descritos nas subseções a seguir.

3.2 Levantamento de dados

Por se tratar de uma configuração que envolve mais de uma unidade consumidora, os sistemas de geração compartilhada devem ser dimensionados com certo cuidado. Desta forma, foi necessário coletar os dados de consumo de energia elétrica de todas as unidades. Os dados utilizados são referentes ao ano de 2015. A figura 3 ilustra o perfil de consumo das unidades UC1, UC2 e UC3.

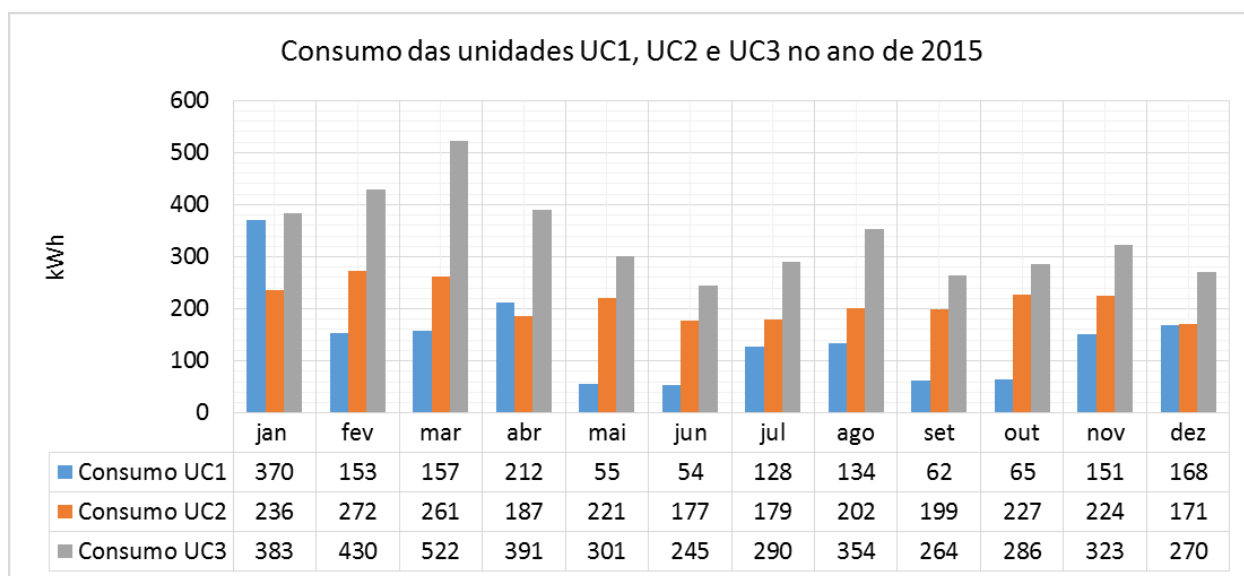


Figura 3 - Perfil de consumo das unidades consumidoras participantes do sistema de geração compartilhada.

3.3 Dimensionamento do sistema

O dimensionamento do sistema fotovoltaico foi realizado com auxílio da ferramenta computacional *System Advisor Model* (SAM), onde os dados de consumo utilizados foram a soma dos consumos mensais. O sistema foi dimensionado para atender a um consumo médio de 1245 kWh mensais.

3.3.1 Dados de irradiação solar

Os dados de irradiação solar utilizados para o dimensionamento do sistema de geração distribuída foram obtidos pelo *software* SAM. A cidade escolhida para obtenção dos dados foi a cidade onde as unidades consumidoras U1, U2 e U3 estão situadas: Florianópolis-SC.

A figuras 4 e 5 ilustram uma captura de tela da ferramenta de escolha de localidade no *software* e os gráficos de irradiância média diária mensais em W/m^2 , respectivamente.

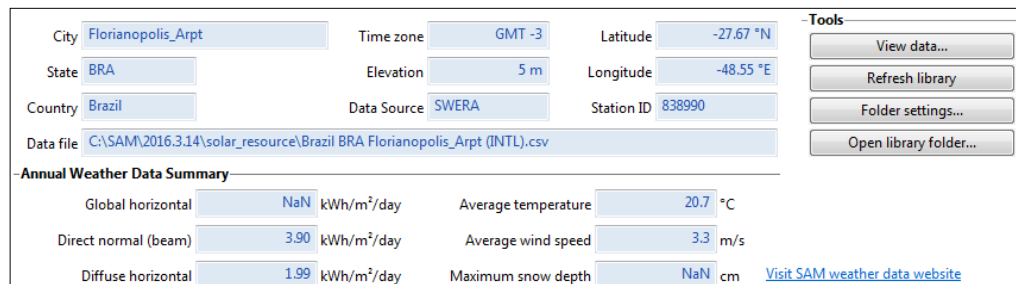


Figura 4 - Dados da localização obtidos no *software* System Advisor Model.

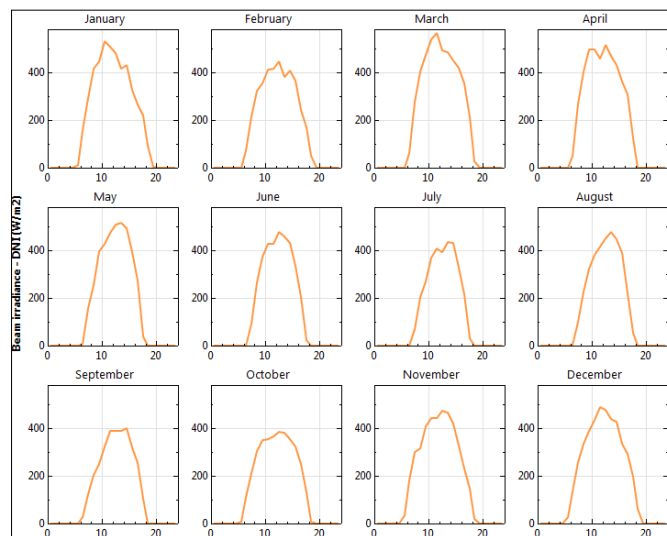


Figura 5 - Perfil de irradiância média diária para os meses de janeiro a dezembro obtidos no *System Advisor Model*.

3.3.2 Dados de orientação, inclinação e área disponível

Após definir a localidade do sistema a ser instalado, foi necessário fornecer informações adicionais à ferramenta *System Advisor Model* para que o projeto do arranjo fotovoltaico pudesse ser simulado de modo satisfatório. Dentre elas estão: orientação azimutal e inclinação dos módulos. Além disto, é necessário saber se a área do telhado comporta a instalação do

sistema. Para isto, foi necessário medir a área do telhado da unidade consumidora UC 1. Esta medida foi realizada com o auxílio da ferramenta computacional *Google Earth Pro*. O desvio azimutal foi obtido com auxílio de uma bússola digital (vide figura 7), e a inclinação do telhado – que virá a ser a inclinação dos módulos – foi estimada com auxílio de um inclinômetro digital. A figura 6 ilustra o polígono de medição, criado com a ferramenta *Google Earth Pro*, para mensurar a área disponível para instalação do sistema.



Figura 6 - Polígono de medição obtido pelo *Google Earth Pro* para uma água do telhado da UC 1.



Figura 7 - Captura de tela da medição do desvio azimutal obtida pela bússola digital.

A tabela 1 apresenta os dados obtidos pelas ferramentas *Google Earth Pro*, Bússola digital e inclinômetro digital.

Tabela 1 - Dados de inclinação, orientação e área disponível.

Medida	Valor obtido
Desvio azimutal	9°
Área disponível	52 m ²
Inclinação do telhado	31°

Fonte: Autor.

3.3.3 Dimensionamento do arranjo

Sistemas fotovoltaicos convencionais geralmente são dimensionados com base no consumo médio da unidade consumidora a ser atendida com o mesmo. Nos sistemas de geração compartilhada, o dimensionamento é realizado de modo a atender a todas as unidades participantes de modo proporcional às suas participações no mesmo. Neste projeto, o sistema foi dimensionado para atender à somatória dos consumos médios das três unidades consumidoras. Já a participação de cada unidade no sistema de compensação será discutida no decorrer do trabalho. A tabela 2 resume os dados de soma do consumo total anual das três unidades consumidoras em kWh, e a média da soma dos consumos mensais das mesmas, também em kWh.

Tabela 2 - Dados para o dimensionamento do sistema de geração compartilhada.

Dados para dimensionamento	Valor em kWh
Soma dos consumos anuais	8324
Média da soma dos consumos mensais	694

Fonte: Autor.

A resolução normativa nº 687/2015 prevê que as distribuidoras cobrem, no mínimo, o custo de disponibilidade da unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica do grupo B. (ANEEL, 2015). Sendo assim, para que o dimensionamento da potência do arranjo fotovoltaico seja realizado de forma satisfatória, é necessário levar em consideração os valores médios de consumo subtraídos do valor mínimo de disponibilidade. (CRESESB, 2014). O custo de disponibilidade deve ser aplicado sempre que o consumo lido ou estimado for menor que os índices referidos no artigo 98 da resolução Aneel nº 414/2010. O custo aplicado à unidade consumidora é, neste caso, o produto do índice equivalente pela tarifa vigente. Os índices equivalentes por tipo de instalação estão descritos na tabela 3.

Tabela 3 - Custos de disponibilidade por tipo de instalação de unidade consumidora.

Instalação da unidade consumidora	Custo de disponibilidade
Monofásica ou bifásica a dois condutores	30 kWh
Bifásica a três condutores	50 kWh
Trifásica	100 kWh

Fonte: ANEEL, 2010.

As unidades consumidoras contempladas pelo projeto de geração compartilhada têm diferentes tipos de instalação. As unidades UC1 e UC2 possuem instalação bifásica a dois fios, e a unidade U3 tem instalação trifásica. Desta forma, para realizar o dimensionamento do arranjo fotovoltaico, foi necessário descontar os respectivos custos de disponibilidade de cada unidade consumidora para, posteriormente, obter o valor de consumo médio total. A figura três ilustra os valores de consumo em kWh mensais descontados dos custos de disponibilidade e suas respectivas médias para cada unidade do sistema de compensação de energia elétrica.

Mês	Consumo U1	Consumo U2	Consumo U3	Total
jan	340	206	283	829
fev	123	242	330	695
mar	127	231	422	780
abr	182	157	291	630
mai	25	191	201	417
jun	24	147	145	316
jul	98	149	190	437
ago	104	172	254	530
set	32	169	164	365
out	35	197	186	418
nov	121	194	223	538
dez	138	141	170	449
Média	112	183	238	534

Figura 8 - Consumo mensal subtraído do custo de disponibilidade por unidade consumidora.

A equação (1), utilizada para calcular a potência do arranjo fotovoltaico (P_{fv}) está descrita em Cresesb (2014). Onde P_{fv} é a potência fotovoltaica em W_p , E é o consumo médio diário em Wh/dia, TD é a taxa de desempenho do sistema e HSP_{ma} representa a média diária anual de horas de sol pleno incidente no plano do módulo fotovoltaico, expressa em h/dia.

$$P_{fv} = \frac{E/TD}{HSP_{ma}} \quad (1)$$

A taxa de desempenho (TD) é definida como a relação entre o desempenho real do sistema e o desempenho máximo teórico possível. Esta relação serve para avaliar a geração de energia de um sistema fotovoltaico pois leva em consideração a potência real do sistema sob condições normais de operações, incluindo suas perdas por queda de tensão nos conectores e cabeamento, sujeiras nos módulos, sombreamento, temperatura operacional, etc. Por levar em consideração os dados de operação real do sistema, a taxa de desempenho só pode ser calculada, de fato, após a instalação do mesmo. Entretanto, para sistemas residenciais instalados no Brasil, não sombreados e bem ventilados, pode-se estimar uma taxa de desempenho entre 0,7 e 0,8. (CRESESB, 2014).

A média diária anual das horas de sol pleno incidentes no plano do módulo fotovoltaico (HSP_{ma}) representa o valor de energia solar acumulado ao longo de um dia, ou seja, o número de horas em que a irradiância permaneceu igual a 1 kW/m². (CRESESB, 2014). O valor utilizado para o parâmetro HSP_{ma} foi obtido através do mapa de pesquisa online do *Solar And Wind Resource Assesstment (SWERA)*. Nesta ferramenta, foi possível obter a média diária anual de horas de sol pleno para o local da instalação selecionando o banco de dados solares do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). Neste caso, a HSP_{ma} foi medida para uma inclinação igual a latitude do local selecionado, o que difere ligeiramente do valor real de inclinação do projeto (31°). A figura 9 ilustra a captura de tela do mapa de pesquisa SWERA.

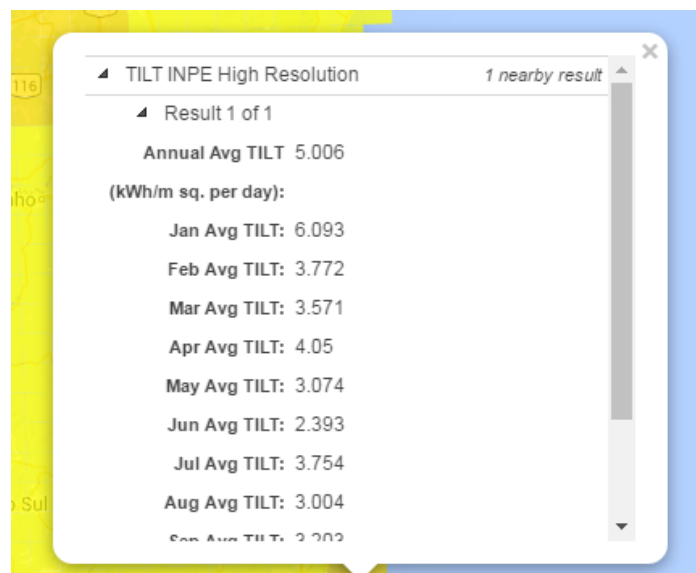


Figura 9 - Dados de média diária de sol pleno para o local da instalação do sistema. Fonte: Adaptado de NREL (2016).

A média diária de consumo anual (E) foi obtida pela divisão da somatória dos consumos das unidades participantes do sistema de geração compartilhada, descontados dos custos de disponibilidade, pelo número de dias do ano. A tabela 4 reúne os valores de todos os parâmetros utilizados para o cálculo de P_{fv} através da equação (1).

Tabela 4 – Parâmetro utilizados para o cálculo de P_{fv} .

Parâmetro	Valor utilizado
E	17542 W/dia
HSP _{ma}	5 h/dia
TD	0,7

Fonte: NREL (2016).

Por fim, o valor calculado para P_{fv} , através da equação (1) foi de 5012,9 Wp. Isto significa que a configuração dos módulos fotovoltaicos escolhidos para o sistema deve totalizar um valor próximo a este. As demais subseções tratarão à respeito da escolha dos módulos inversores, e da configuração (arranjo) escolhida.

3.3.4 Escolha dos módulos fotovoltaicos

A escolha dos módulos fotovoltaicos componentes do sistema proposto foi baseada em três principais fatores: eficiência do módulo, certificação do módulo, disponibilidade no mercado nacional e disponibilidade no banco de dados do *software* SAM. O módulo escolhido para compor o arranjo fotovoltaico foi o módulo CSI CS6P-260P com potência de 260 Wp do fabricante Canadian Solar, cujas especificações técnicas e suas respectivas siglas estão descritas na tabela 5.

Tabela 5 - Especificação técnica dos módulos fotovoltaicos escolhidos.

Especificação	Sigla	Valor especificado
Potência de pico (Wp)	PMcc	260 Watts
Voltagem de máxima potência (Vm)	VMmp	30,4 Volts
Voltagem de circuito aberto (Voc)	VMoc	37,5 Volts
Corrente de máxima potência (Im)	IMmp	8,56 Ampéres
Corrente de curto circuito (Isc)	IMsc	9,12 Ampéres
Temperatura de operação	-	-40°C a 85°C
Tipo de célula	-	Silício Policristalino
Número de células	-	60
Eficiência do módulo	EM	16,16%
Largura do módulo	LM	982 milímetros
Espessura do módulo	EM	40 milímetros
Altura do módulo	HM	1638 milímetros
Peso do módulo	-	18 quilogramas
Garantia de fabricação	-	25 anos

Fonte: Canadian Solar (2015).

As especificações elétricas do módulo foram obtidas nas STC (*Standard Test Conditions*), que são caracterizadas por irradiância de 1000W/m², massa de ar de 1,5 e temperatura de célula de 25°C. (CANADIAN SOLAR, 2015).

3.3.5 Configuração do arranjo fotovoltaico

Uma vez que a potência de pico do sistema fotovoltaico é conhecida, torna-se necessário projetar a configuração do arranjo do mesmo. No presente trabalho, o arranjo fotovoltaico foi dimensionado e configurado com o auxílio de planilhas eletrônicas, obtendo produto entre: o número de fileiras, a corrente de máxima potência dos módulos (*Im*), o número de módulos por fileira e a tensão de máxima potência dos módulos (*Vm*). Inicialmente, o número de fileiras foi fixado em 1 e o número de módulos foi sendo incrementado até obter valor de potência semelhante ao calculado pela equação (1). Este procedimento foi repetido até o número de fileiras igual a 3. Vale lembrar que o produto do número de módulos por fileira pela tensão dos módulos é igual à tensão do arranjo, e que a corrente do arranjo é igual à corrente dos módulos multiplicada pelo número de fileiras.

Tabela 6 - Parâmetros do arranjo para três diferentes configurações.

Parâmetro	Sigla	A	B	C
Número de fileiras	NF	1	2	3
Módulos por fileira	NMF	19	10	6
Potência do arranjo (Wcc)	PA	4967,4	5228,8	4705,9
Tensão de máxima potência do arranjo (V)	VAmp	577,6	304,0	182,4
Tensão de circuito aberto do arranjo (V)	VAoc	712,5	375	225
Corrente de máxima potência do arranjo (A)	IAmp	8,6	17,2	25,8
Corrente de máxima potência das fileiras (A)	IFmp	8,6	8,6	8,6
Corrente de curto circuito do arranjo (A)	IAsc	9,1	18,2	27,4
Largura do Arranjo (m)	LA	18,7	9,8	5,9
Comprimento do Arranjo (m)	HA	1,6	3,3	4,9
Área do Arranjo (m ²)	AA	30,6	32,2	29,0

Fonte: Autor.

Vale ressaltar que, independente da disposição dos módulos no telhado, a configuração do arranjo pode ser alterada pela sequência de conexão dos mesmos, portanto, a escolha da configuração foi determinada apenas pelos valores obtidos para a potência do arranjo.

O fato de ter utilizado o valor de HSP referente à inclinação igual à latitude pode ter resultado em um valor subdimensionado para P_{fv} , visto que esta não é a inclinação real do sistema (31°). Tal questão motiva a escolha da configuração B, a qual possui potência do arranjo ligeiramente superior ao valor obtido pela equação (1).

Os módulos e, conseqüentemente, o arranjo fotovoltaico geram corrente contínua. Portanto, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede carecem de um dispositivo que adapte a energia gerada pelo sistema aos padrões da rede de distribuição. *Este dispositivo é chamado de Inversor CC/CA, e sua escolha será tratada na próxima subseção.*

3.3.6 Escolha do inversor

Uma vez que a potência do arranjo foi conhecida, pôde-se selecionar o inversor CC/CA a ser utilizado no projeto. A escolha do inversor seguiu as mesmas premissas da escolha do módulo, somadas a adequação das correntes de entrada do inversor. O modelo escolhido foi o

Primo 5.0-1 208-240, da fabricante Fronius. Segundo o fabricante, este inversor é indicado para sistemas com potência de pico entre 4000 e 7800 Wp. (FRONIUS USA LLC, 2016.) Além disto, o inversor possui certificação do Instituto Nacional de Metrologia (INMETRO) para utilização em sistemas conectados à rede. (INMETRO, 2016). A tabela 7 resume as especificações técnicas do inversor escolhido e a siglas que serão utilizadas para representa-las no presente trabalho.

Tabela 7 - Especificações técnicas do inversor CC/CA.

Especificação	Sigla	Valor
Máxima potência de saída (kWac)	Pca	5
Número de rastreadores de máxima potência	MPPT	2
Faixa de potências de entrada (kWp)	RPcc	4 – 7,8
Faixa de tensões de máxima potência (V)	RVmp	240 - 480
Eficiência máxima	EFi	96,9%
Máxima corrente de entrada utilizável por MPPT (A)	Imppt	18A
Máxima corrente de entrada (A)	Iicc	22,5 A
Tensão máxima de entrada (V)	VMcc	600
Corrente máxima de saída (A)	IMca	24
Frequência de saída (Hz)	Fca	60
Range do fator de potência	RFPi	0,85 - 1
Tensão de conexão à rede (V)	Vca	208

Fonte: Fronius (2016).

O rastreador ou seguidor do ponto de máxima potência é um dispositivo com impedância variável que busca sempre fazer com que o inversor trabalhe nas condições de máxima potência. Neste caso, cada fileira do arranjo será conectada a um MPPT. Por se tratar de um inversor que possui dois rastreadores, alguns cuidados precisam ser tomados. É importante que a tensão de máxima potência do arranjo fotovoltaico, a qual foi chamada de V_{Amp}, esteja dentro do range de tensões de máxima potência de entrada do inversor (RV_{mp}). Tal tensão é determinada pela soma das tensões de máxima potência dos módulos de uma fileira. Na configuração escolhida, o valor de V_{Amp} é de 304 V.

Outro ponto a se ressaltar são os limites das correntes do inversor. O valor da corrente de cada uma das duas fileiras não pode ultrapassar o valor da corrente máxima utilizável dos rastreadores (MPPT), bem como a corrente de curto circuito dos módulos (IFsc) não pode ser superior ao valor da corrente máxima de entrada do inversor (I_{cc}).

3.4 Memorial descritivo da instalação

Para realizar a solicitação de acesso à rede de distribuição, o acessante deve anexar algumas informações de projeto ao formulário de solicitação de acesso. Dentre elas: diagrama unifilar do sistema; assinatura do responsável técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração; certificado de conformidade ou número de registro da concessão do INMETRO dos inversores; e memorial descritivo da instalação. (ANEEL, 2015).

As próximas subseções trarão os procedimentos de cálculo dos dispositivos de proteção e cabos do sistema de microgeração a serem anexados como memorial descritivo no formulário de solicitação de acesso do sistema de geração compartilhada, objeto do presente trabalho.

3.4.1 Dimensionamento dos cabos

Devido à ausência de uma norma brasileira específica para sistemas fotovoltaicos, a norma adotada para o cálculo das seções mínimas dos condutores de cada trecho do sistema foi a norma europeia IEC 60364-7-712 (2016).

De acordo com a norma, os condutores de sistemas fotovoltaicos devem possuir: tensão nominal entre 300V e 1000V à temperatura de -10°C, e devem suportar temperaturas de até 75°C se expostos à intempéries. Além disto, os condutores devem admitir valores de corrente superiores em 25% aos valores de corrente de curto circuito da fileira. Os valores de queda de tensão (ΔV) admissíveis para cada trecho do sistema fotovoltaico estão descritos na tabela 8.

Tabela 8 - Quedas de tensão admissíveis para sistemas conectados à rede.

Trecho	ΔV
Conexão arranjo - inversor	1%
Conexão inversor - rede	3%

Fonte: IEC (2002).

Os principais cabos a serem dimensionados para o sistema fotovoltaico são os cabos de fileiras (conexão cc entre o arranjo e o inversor), e os cabos de ligação em corrente alternada (conexão entre o inversor e o quadro de distribuição da unidade consumidora).

3.4.1.1 Cabos de fileiras

Geralmente, os cabos de fileiras devem ser conectados à caixa de junção (junction-box) para posteriormente serem conectados ao inversor CC/CA. Isto acontece quando o número de fileiras dos arranjo (NF) é superior ao número de rastreadores de máxima potência do inversor CC/CA (MPPT). No projeto em questão, o número de fileiras do arranjo é exatamente igual ao número de MPPT do inversor CC/CA, dispensando a necessidade de uma caixa de junção. Entretanto, alguns dispositivos de proteção se fazem necessários para evitar danos ao inversor, a escolha destes dispositivos será tratada em subseções posteriores.

Os cabos escolhidos, tanto para os cabos de fileira, como para os cabos de conexão CA são modelos fabricados especificamente para sistemas fotovoltaicos. O modelo escolhido foi o Cabo solar Tecsun PV1-F, com condutor fabricado em cobre, do fabricante Prysmian. (PRYSMIAN, 2016).

A seção reta dos cabos de fileiras, em milímetros quadrados, foi calculada para suportar valor equivalente 125% da corrente de curto circuito das fileiras (igual à $IMsc$) e tensão de circuito aberto da fileira (igual à tensão do arranjo), conforme a equação 2. Onde a descrição dos parâmetros utilizados no cálculo e valores correspondentes estão descritos na tabela 9.

$$S_{mm^2} = \frac{2.L.(1,25.IMsc)}{\sigma.\Delta V.VAoc} \quad (2)$$

Tabela 9 - Descrição dos parâmetros utilizados para o cálculo da seção reta dos cabos de fileira.

Parâmetro	Símbolo	Valor utilizado
Queda de tensão admissível	ΔV	0,01
Tensão de circuito aberto das fileiras	$VAoc$	375 V
Distância entre a fileira e o inversor	L	30 m
Corrente de curto circuito da fileira	$IMsc$	9,12 A
Condutibilidade do material utilizado	σ	54 A.m/V.mm ²

Fonte: Prysmian (2016).

O resultado da equação foi 3,37 mm², e o cabo escolhido foi o de secção igual à 4 mm².

3.4.1.2 Cabo de conexão de corrente alternada

O cálculo da seção reta do cabo de conexão foi realizado pela equação 3. A descrição dos parâmetros utilizados no cálculo e valores correspondentes estão descritos na tabela 10.

$$S_{mm^2} = \frac{2.L.IMca.FPI}{\sigma.\Delta V.VAoc} \quad (3)$$

Tabela 10 - Descrição dos parâmetros utilizados para o cálculo da seção reta dos cabos de conexão CA.

Parâmetro	Símbolo	Valor utilizado
Queda de tensão admissível	ΔV	0,03
Tensão nominal da rede de distribuição	Vca	220 V
Distância entre o inversor e o quadro	LQ	25 m
Fator de potência do inversor	FPI	0,85
Máxima corrente de saída do inversor	IMca	24 A
Condutibilidade do material utilizado	σ	54 A.m/V.mm ²

Fonte: Prysmian (2016) e Fronius (2016).

Neste caso, o valor do fator de potência escolhido foi o menor valor da faixa do fator de potência do inversor (RFPi), descrito na tabela 7. Os valor de condutibilidade, por sua vez, é igual ao valor utilizado pela equação (2) por se tratar do mesmo modelo de cabos.

A equação (3) resultou em uma seção reta de 2,86 mm², e o cabo escolhido foi modelo de diâmetro superior mais próximo, com seção igual à 4 mm².

3.4.2 Dispositivos de proteção

Pelo fato dos cabos de fileiras estarem conectados ao inversor, foi necessário incluir ao projeto os dispositivos de proteção que comumente compõem as caixas de junção comerciais. São eles: fusíveis de proteção das fileiras; dispositivos de proteção contra surtos (DPS); e chave seccionadora.

Tais dispositivos têm a função de resguardar o inversor CC/CA e os demais dispositivos de sobrecorrentes oriundas tanto do módulo, como da rede de distribuição. As subseções a seguir discorrerão sobre o método de escolha destes dispositivos.

3.4.2.1 Disjuntores

A função geral dos disjuntores é proteger os cabos, equipamentos e demais componentes, nos casos de correntes elevadas causadas por sobrecarga, curto-circuito ou falha no aterramento. (CRESESB, 2014). As correntes nominais de proteção dos disjuntores de cada trecho foram calculadas de acordo com máximas correntes de cada trecho acrescidas de uma margem de segurança de 25%. A equação (4) ilustra a correlação entre as correntes máximas de cada trecho e a corrente máxima para os dispositivos. O resultado dos cálculos de corrente de proteção para os disjuntores de cada trecho encontra-se na tabela 11.

$$I_p = I_{max} \cdot 1,25 \quad (4)$$

Tabela 11 - Correntes de proteção dos disjuntores.

Dispositivo	Trecho	Máxima corrente do trecho (A)	Corrente de proteção do dispositivo (A)
Disjuntor CC	Arranjo - Inversor	18,2	22,75
Disjuntor CA	Inversor – Quadro geral	24	30

Fonte: Autor.

3.4.2.2 Chaves seccionadoras sob carga

A função geral das chaves seccionadoras sob carga é possibilitar a interrupção do fluxo de corrente em situações de emergência e manutenção. Dependendo do modelo, este dispositivo pode ser operado de forma manual ou de forma automatizada. (CRESESB, 2014).

Segundo a resolução normativa Aneel 687/2015, nos casos onde o inversor não possua sistema de seccionamento ou esteja em local de difícil acesso, a chave seccionadora deve estar localizada em local visível e acessível para que a acessada possa garantir a desconexão da central geradora para manutenções na rede elétrica ou nas instalações da acessada. (ANEEL, 2015).

O cálculo das correntes de proteção das chaves seccionadoras foi realizado também pela equação (4) e os resultados obtidos estão descritos na tabela 12.

Tabela 12 - Correntes de proteção das chaves seccionadora sob carga.

Dispositivo	Trecho	Máxima corrente do trecho (A)	Corrente de proteção do dispositivo (A)
Seccionadora CC	Arranjo - Inversor	18,2	22,75
Seccionadora CA	Inversor – Quadro	24	30

Fonte: Autor.

3.4.2.3 Dispositivo de proteção contra surtos

Os dispositivos de proteção contra surtos (DPS) têm como função desviar altas correntes provenientes de surtos (atmosféricos, por exemplo) para a terra e limitar as sobretensões transientes. Dependendo do papel que devam desempenhar, os DPS são divididos em Classe I (destinados a limitar surtos de tensão), Classe II (destinados a proteger os equipamentos contra surtos de tensão) ou Classe III (desempenham um papel de terminação, impondo uma baixa “tensão residual” suportada pelos equipamentos eletrônicos finais. (FINDER, 2012).

Ao projetar um sistema fotovoltaico, é necessário dedicar atenção a sua proteção contra impactos de raios, ainda mais do que para uma instalação elétrica comum. A razão é devida ao fato do sistema ser instalado ao ar livre, sobre telhados, muitas vezes sobre estruturas metálicas, próximo a árvores ou postes de distribuição elétrica, elementos que aumentam a probabilidade de incidência de raios. (FINDER, 2012).

As instalações fotovoltaicas conectadas à rede elétrica estão sujeitas a surtos de tensão. O inversor, portanto, deve ser protegido tanto dos surtos de tensão induzidos como dos surtos de tensão transportados pela linha elétrica devido a impactos diretos e indiretos de raios na própria rede.

Segundo Finder (2012) a proteção do trecho Arranjo - Inversor é conseguida através da instalação de um DPS Classe II na proximidade imediata do inversor. Para o trecho Quadro – Rede de distribuição, a proteção ideal pra inversores sem transformadores, tais como o inversor escolhido para o projeto, pode ser conseguida por um dispositivo de proteção contra surtos de Classe I.

A escolha do modelo, fabricante dos DPS dar-se-ão pela empresa responsável pelo orçamento descrito nas próximas subseções. A tabela 13 resume os tipos de dispositivos de proteção contra surtos escolhidos para a instalação do presente trabalho.

Tabela 13 - Tipos de DPS para cada trecho da instalação.

Trecho	Tipo de DPS a ser instalado
Fileira 1 - Inversor	Classe II
Fileira 2 - Inversor	Classe II
Inversor - Quadro	Classe II
Quadro – Rede de distribuição	Classe I

Fonte: Autor.

A figura 10 ilustra o ponto de instalação dos inversores DPS dos trechos Arranjo – Inversor, Inversor – Quadro e Quadro – Rede, representados por A, B e C, respectivamente.

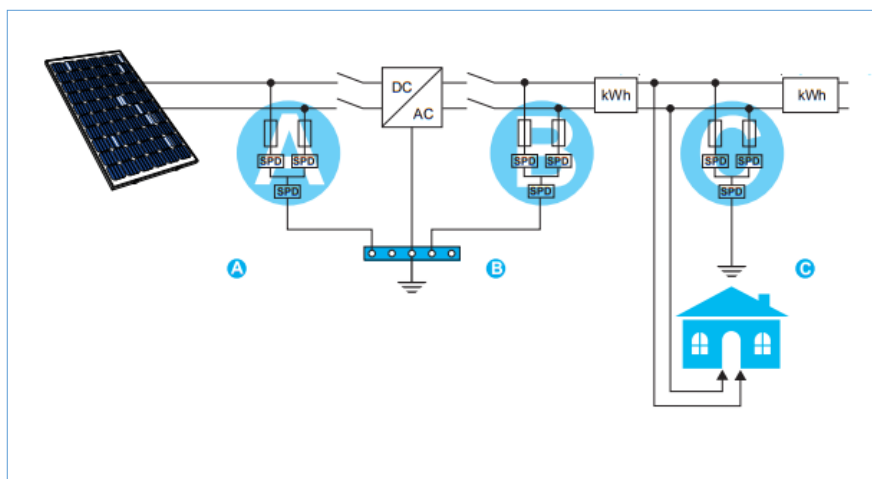


Figura 10 - Ilustração dos pontos de instalação dos DPS. Fonte: Adaptado de Finder (2012).

3.5 Simulação do funcionamento do sistema fotovoltaico

Após o dimensionamento do arranjo e do inversor, foi realizada a simulação de funcionamento do sistema fotovoltaico projetado no presente trabalho. A simulação de funcionamento foi realizada pelo *software* SAM. Inicialmente, os módulos escolhidos para compor o arranjo fotovoltaico foram selecionados no banco de dados do próprio *software*. Em seguida, o mesmo procedimento foi realizado para o inversor CC/CA.

Os dados de configuração do arranjo puderam ser inseridos no *software* através do módulo *System Design* da própria ferramenta computacional. A figura 11 ilustra a captura de tela deste módulo com os dados do arranjo e inversor já inseridos, bem como os dados orientação e inclinação.

System Sizing

Specify desired array size
 Desired array size kWdc
 DC to AC ratio

Specify modules and inverters
 Modules per string
 Strings in parallel
 Number of inverters

Configuration at Reference Conditions

Modules		Inverters	
Nameplate capacity	<input type="text" value="5.204"/> kWdc	Total capacity	<input type="text" value="5.000"/> kWac
Number of modules	<input type="text" value="20"/>	Total capacity	<input type="text" value="5.141"/> kWdc
Modules per string	<input type="text" value="10"/>	Number of inverters	<input type="text" value="1"/>
Strings in parallel	<input type="text" value="2"/>	Maximum DC voltage	<input type="text" value="1,000.0"/> Vdc
Total module area	<input type="text" value="31.0"/> m ²	Minimum MPPT voltage	<input type="text" value="240.0"/> Vdc
String Voc	<input type="text" value="375.0"/> V	Maximum MPPT voltage	<input type="text" value="800.0"/> Vdc
String Vmp	<input type="text" value="304.0"/> V		

Sizing messages (see Help for details):

 Voltage and capacity ratings are at module reference conditions shown on the Module page.

DC Subarrays

To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
-String Configuration	Strings in array <input type="text" value="2"/> (always enabled) Strings allocated to subarray <input type="text" value="2"/>	<input type="checkbox"/> Enable <input type="text" value="0"/>	<input type="checkbox"/> Enable <input type="text" value="0"/>	<input type="checkbox"/> Enable <input type="text" value="0"/>
-Tracking & Orientation	<input checked="" type="radio"/> Fixed <input type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="checkbox"/> Tilt=latitude Tilt (deg) <input type="text" value="31"/> Azimuth (deg) <input type="text" value="341"/> Ground coverage ratio (GCR) <input type="text" value="0.3"/> Tracker rotation limit (deg) <input type="text" value="45"/> Backtracking <input type="checkbox"/> Enable	<input type="radio"/> Fixed <input type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="checkbox"/> Tilt=latitude Tilt (deg) <input type="text" value="20"/> Azimuth (deg) <input type="text" value="180"/> Ground coverage ratio (GCR) <input type="text" value="0.3"/> Tracker rotation limit (deg) <input type="text" value="45"/> Backtracking <input type="checkbox"/> Enable	<input type="radio"/> Fixed <input type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="checkbox"/> Tilt=latitude Tilt (deg) <input type="text" value="20"/> Azimuth (deg) <input type="text" value="180"/> Ground coverage ratio (GCR) <input type="text" value="0.3"/> Tracker rotation limit (deg) <input type="text" value="45"/> Backtracking <input type="checkbox"/> Enable	<input type="radio"/> Fixed <input type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="checkbox"/> Tilt=latitude Tilt (deg) <input type="text" value="20"/> Azimuth (deg) <input type="text" value="180"/> Ground coverage ratio (GCR) <input type="text" value="0.3"/> Tracker rotation limit (deg) <input type="text" value="45"/> Backtracking <input type="checkbox"/> Enable

Ground coverage ratio is used (1) to determine when a one-axis tracking system will backtrack, (2) in self-shading calculations for fixed tilt or one-axis tracking systems on the Shading page, and (3) in the total land area calculation. See Help for details.

Estimate of Overall Land Usage

Total module area m²
 Total land area acres

SAM uses the total land area only when you specify a \$/acre cost on the System Costs page: Total land area = total module area ÷ GCR × 0.0002471 (1 m² = 0.0002471 acre).

Figura 11 - Módulo de configuração do sistema no software SAM. Fonte: Adaptado de SAM (2016).

Vale ressaltar que a área total ocupada pelos módulos (vide figura 11), calculada pelo SAM, é menor do que a área disponível para alocação dos mesmos, descrita na tabela 1. Tal dado viabiliza a instalação no quesito área.

Num segundo momento, os dados de carga da unidade consumidora foram inseridos no módulo *Electric Load*. É importante frisar que, por se tratar de um sistema de geração

compartilhada, a carga elétrica utilizada para os cálculos do sistema são os consumos mensais da unidade consumidora UC1 no ano de 2015.

As quedas de tensão admissíveis aos trechos CC e CA descritos na tabela 8 foram adicionadas ao módulo *Losses*, de modo a contabilizar as perdas na geração de acordo com o pior cenário possível para o cabeamento.

A queda de produção dos módulos fotovoltaicos foi calculada pela razão entre a queda de geração assegurada pelo fabricante e a vida útil dos módulos fotovoltaicos, descrita no *DataSheet*, resultando em uma queda de produção de 0,8% ao ano. Tal dado foi inserido no módulo *Lifetime*.

Por fim, no módulo *Simulate* foi possível obter a simulação de funcionamento do sistema fotovoltaico.

3.5.1 Geração do sistema fotovoltaico de geração compartilhada

Após a simulação do sistema fotovoltaico na ferramenta computacional, foi possível obter os dados necessários para a análise do sistema de geração compartilhada. As figuras 12 e 13 ilustram o perfil de geração de energia elétrica versus o consumo de energia de UC1 para o primeiro ano de funcionamento do sistema e a produção anual de energia do sistema durante o período de vida útil dos módulos, ambas em kWh, respectivamente.

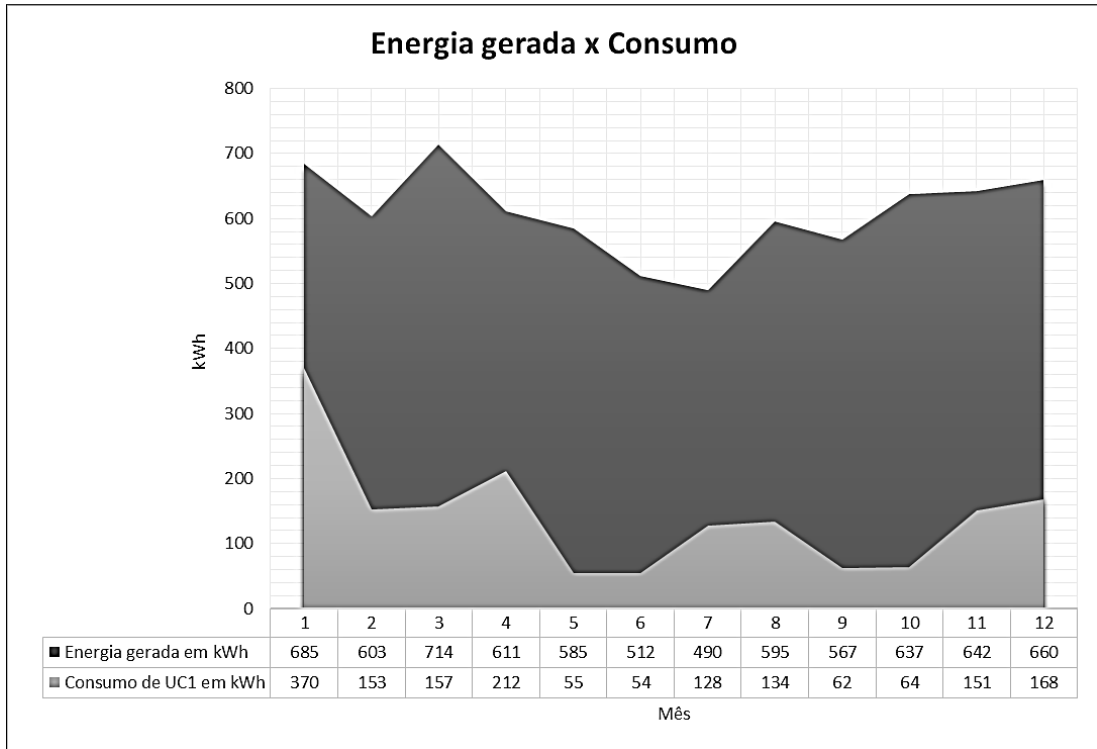


Figura 12 - Geração de energia no primeiro ano de funcionamento.

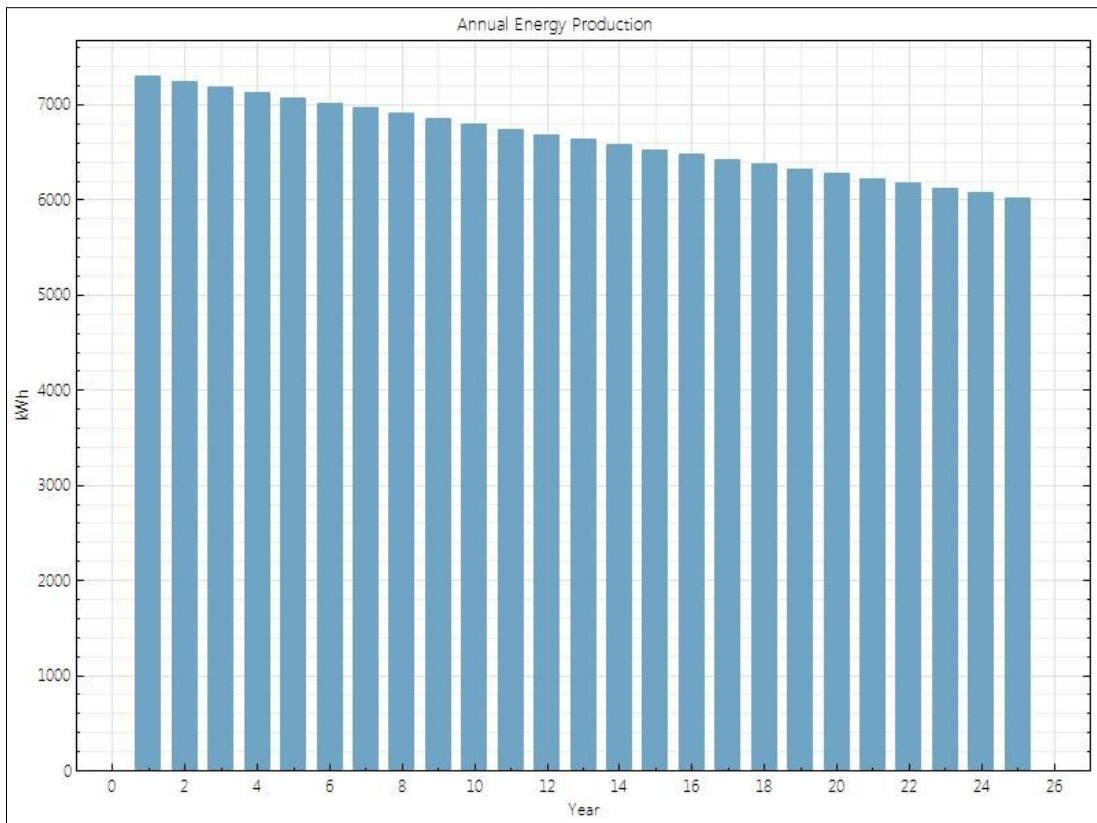


Figura 13 - Geração anual de energia do sistema fotovoltaico de geração compartilhada.

3.5.2 Geração compartilhada

O sistema foi dimensionado para atender parte do consumo de energia elétrica de três unidades consumidoras. Portanto, a unidade consumidora UC1 estará constantemente gerando créditos de energia, uma vez que a energia gerada por este sistema é superior ao consumo mensal da mesma na totalidade dos meses avaliados. Desta forma, UC1 pagaria apenas o custo de disponibilidade multiplicado pela tarifa total, calculada com as alíquotas dos impostos e encargos do mês corrente. O *software* utilizado para a simulação permite mensurar o excedente de geração que seria computado e acumulado como de créditos de energia junto à distribuidora no caso de uma instalação fotovoltaica convencional. A figura 14 mostra o perfil de energia exportada à rede, para a unidade consumidora UC1.

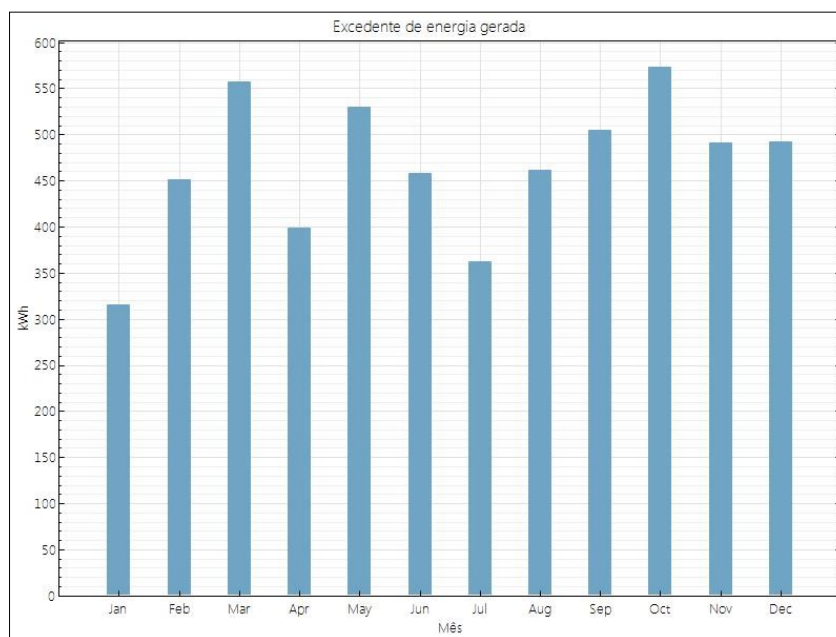


Figura 14 - Perfil de energia exportada para a rede.

Ao contrário dos sistemas de geração distribuída participantes da modalidade de compensação de energia, os sistemas de geração compartilhada não necessitam de uma ordem de consumo dos créditos de energia. Os créditos gerados pelo sistema fotovoltaico podem ser utilizados pelos demais consumidores de acordo com sua respectiva participação no sistema de geração compartilhada. Para cadastrar um sistema de geração compartilhada junto à acessada, os consumidores interessados devem encaminhar, junto à solicitação de acesso, uma cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes. (ANEEL, 2015).

O artigo 7º da resolução normativa Aneel nº 687 de 2015 prevê que o titular da unidade consumidora onde se encontra instalado o sistema de microgeração distribuída deve definir o percentual da energia excedente que será destinado a cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, podendo solicitar a alteração junto à distribuidora, desde que efetuada por escrito, com antecedência mínima de 60 (sessenta) dias de sua aplicação. (ANEEL, 2015). Isto significa que, mesmo definido inicialmente, o percentual de utilização do excedente pode ser recalculado periodicamente, afim de otimizar o aproveitamento da energia gerada.

A próxima subseção trata dos procedimentos adotados no presente trabalho para o cálculo dos percentuais de utilização do excedente de energia para as unidades UC2 e UC3.

3.5.2.1 Cálculo dos percentuais de utilização do excedente de energia gerada pelo sistema de geração compartilhada

Para realizar a análise de viabilidade financeira do projeto, foi necessário definir as parcelas dos créditos de energia que cada unidade consumidora deverá receber durante o funcionamento do sistema. O procedimento utilizado para definir os percentuais de utilização dos créditos de energia para as unidades UC2 e UC3 leva em consideração os valores mensais do excedente de energia gerada obtidos pela simulação de funcionamento do sistema no SAM. Todos os cálculos foram realizados com auxílio de planilha eletrônica e os parâmetros utilizados para cálculo estão descritos na tabela 14. Onde os valores de CE1 até CE12 utilizados estão descritos na tabela 15.

Tabela 14 - Parâmetros utilizados para o cálculo das porcentagens de utilização de UC2 e UC3.

Parâmetro	Sigla
Percentual de UC2	P2
Percentual de UC3	P3
Saldo de energia de UC2 no mês i	S2i
Saldo de energia de UC3 no mês i	S3i
Crédito de energia disponível no mês i	CEi
Consumo de energia de UC2 no mês i	C2i
Consumo de energia de UC3 no mês i	C3i

Fonte: Autor.

Tabela 15 - Créditos de energia mensais gerados de janeiro a dezembro.

Créditos de energia mensais	Valor em kWh
CE1	315
CE2	450
CE3	557
CE4	399
CE5	530
CE6	458
CE7	362
CE8	461
CE9	505
CE10	572
CE11	491
CE12	492

Fonte: Autor.

As equações utilizadas para expressar a diferença entre os créditos de energia e o consumo medido das unidades consumidoras UC2 e UC3 nos meses 1 =1...12 foram as equações (5) e (6). Os valores de P2 e P3 foram inicialmente assumidos como 0,5 e 0,5 de modo aleatório.

$$S2i = P2.CEi - C2i \quad (5)$$

$$S3i = P3.CEi - C3i \quad (6)$$

Num segundo momento, tornou-se conveniente adicionar uma nova variável ao sistema de equações: a soma das médias mensais de saldo anuais, representada por SM, calculada pela equação (7).

$$SM = \frac{1}{12} \cdot \sum_{i=1}^{12} (S2i + S3i) \quad (7)$$

Após o cálculo inicial de SM, a ferramenta *Solver* do MS Excel foi utilizada para minimizar o resultado obtido pela equação (7) alterando os valores de P2 e P3, sob o mecanismo GRG Não Linear, respeitando a seguinte restrição:

$$P2 + P3 \leq 1 \quad (8)$$

Desta forma, a divisão dos créditos de energia será realizada de modo a obter as menores diferenças médias entre geração e consumo. Os percentuais de utilização do excedente de energia P2 e P3, obtidos pela ferramenta MS Excel Solver, estão representado na tabela 16, assim como o valor mínimo obtido para a equação (7).

Tabela 16 - Percentuais de utilização dos créditos de energia para as unidades UC2 e UC3.

Parâmetro	Valor
SM calculado	37 kWh
P2	0,39
P3	0,61

Fonte: Autor.

3.6 Análise financeira do sistema de geração compartilhada

Uma vez que o sistema foi projetado e os percentuais de utilização dos créditos de energia foram definidos, tornou-se importante realizar um estudo de viabilidade econômica do sistema de geração compartilhada. A metodologia utilizada para analisar o projeto financeiramente estará descrita nas próximas subseções.

3.6.1 Orçamento do sistema

Após realizar as etapas de projeto descritas nas seções anteriores, foi realizado um orçamento de fornecimento e instalação do sistema de geração compartilhada. Tal orçamento teve como objetivo fornecer os dados necessários para a análise financeira do projeto. A empresa escolhida para a realização do projeto foi a empresa Neosolar Energia, e a relação dos itens e serviços que constam na proposta encontram-se na tabela 17. Além dos equipamentos

listados na tabela 17, a empresa seria responsável pela instalação do sistema, incluindo assinatura do projeto elétrico, bem como da adequação do mesmo junto à distribuidora local.

Tabela 17 – Dispositivos orçados.

Item	Quantidade
Módulo CS6P-260P Canadian Solar	20 unidades
Inversor Fronius Primo 5.0-1 208-240	1 unidade
Kit metálico de montagem para telhado inclinado	8 unidades
Conectores MC4	4 unidades
Disjuntores	3 unidades
DPS	2 unidades
Chave seccionadora CC	1 unidade
Chave seccionadroa CA	1 unidade
Cabo Prysmian PV1-F 4mm ²	60 metros
Sistema de monitoramento de dados	1 unidade

O valor orçado para os componentes, instalação e adequação do sistema representou a importância de R\$ 56.242,66. Tal valor foi utilizado para realizar os cálculos de análise financeira do projeto, cujos procedimentos adotados estão descritos na subseção a seguir.

3.6.2 Fluxo de caixa projetado

Uma vez que o preço da implantação do sistema é conhecido, passa a ser conveniente saber se o mesmo terá retorno financeiro que justifique o empenho de tal importância em sua execução. O fluxo de caixa do investimento foi realizado com base nos dados obtidos na simulação do sistema, juntamente à algumas premissas de cálculo.

Para modelar o comportamento financeiro do sistema, foi necessário implementar uma rotina de cálculo em planilha eletrônica, a qual permitiu variar alguns parâmetros para obter diferentes resultados atrelados a diferentes cenários. A modelagem via MS Excel possibilitou calcular a economia gerada mensalmente pelo sistema, levando em consideração todos os fatores pertinentes. As premissas utilizadas para a obtenção do fluxo de caixa descontado estão descritas nas próximas subseções.

3.6.2.1 Vida útil do sistema e perdas na geração de energia

O período utilizado para a construção do fluxo de caixa do investimento foi o tempo de vida útil garantido pelo fabricante dos módulos, descrito na tabela 5.

Em alguns casos os sistemas fotovoltaicos podem continuar gerando energia mesmo após o término do seu período de garantia, mas estas considerações são de difícil modelagem e portanto não serão utilizadas nos cálculos citados.

As perdas de potência do sistema também foram inseridas no modelo de acordo com a especificação do fabricante dos módulos. Neste caso, o valor aceitável para as perdas de geração, garantido pelo fabricante, é de 0,5% ao ano.

3.5.2.2 Tarifa de energia elétrica e respectivos ajustes

Para modelar o sistema financeiramente, foi preciso converter os valores de energia gerada e consumida em valores monetários. A conversão entre tais valores é dada pela tarifa de energia elétrica, expressa em R\$/kWh. A tarifa utilizada para os cálculos financeiros foi a tarifa pertencente ao subgrupo B1, de classificação residencial normal. Vale frisar que, para calcular o valor da tarifa completa, foi necessário utilizar as alíquotas de tributos do mês corrente, de acordo com a metodologia e valores descritos em Celesc (2016).

Os reajustes percentuais aplicados à tarifa de energia elétrica na construção do fluxo de caixa foram anuais, e variaram de acordo com cada cenário simulado. Tais cenários estão descritos no decorrer do trabalho.

3.6.2.3 Taxa de atratividade

Os fluxos de caixa levam em consideração uma taxa de correção monetária, a qual transforma os pagamentos futuros (economias geradas pelo sistema) em valores presentes. Em outras palavras, os valores que serão economizados no futuro são descontados a determinada taxa de juros.

O valor de taxa de correção monetária assumido para os cálculos de custo financeiro foi a taxa de remuneração dos depósitos de poupança obtida em Banco Central do Brasil (2016), cujo valor é de 0,6648% ao mês. Tal escolha foi motivada pelo fato da poupança ainda ser o investimento mais utilizado pelos brasileiros. (CNDL, 2016).

3.6.2.4 Investimento por unidade consumidora

A proporção na qual cada unidade consumidora participará do investimento em geração compartilhada foi definida de acordo com o total de energia consumida ao longo do tempo de vida do projeto. A participação percentual de cada unidade consumidora na implementação do projeto foi determinada como sendo a razão entre a somatória de energia gerada consumida pela unidade consumidora, dividida pela soma das energias geradas consumidas por todas as unidades consumidoras.

3.5.2.5 Taxa de crescimento de consumo

O fluxo de caixa construído levou em consideração uma taxa de crescimento do consumo de energia elétrica para todas as unidades consumidoras. O valor utilizado foi 4,3% ao ano. Este valor foi definido na previsão de demanda do setor residencial do ano de 2015 ao ano de 2024, descrito em EPE (2015).

3.6.3 Valor presente líquido e taxa interna de retorno do investimento

Outra ferramenta de cunho financeiro utilizada para a avaliação do projeto em questão foi o Valor Presente Líquido (VPL). O cálculo do VPL consta da diferença entre os benefícios gerados pelo projeto e os custos envolvidos na implementação dos mesmos. Uma vez que os fluxos de caixa do projeto foram conhecidos para os diferentes cenários, foi possível correlacioná-los com o *VPL* através da equação 9.

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} \quad (9)$$

Onde I_0 representa o investimento inicial, FC_t representa o fluxo de caixa no período t , n representa o tempo de vida do projeto e r representa a taxa de correção monetária do projeto. Se a equação (9) resultar em um valor positivo, significa que o projeto em análise tem receitas maiores do que o total de despesas do mesmo. Sendo assim, projetos cujo *VPL* são positivos são considerados projetos viáveis economicamente.

Em um segundo momento, para comparar o investimento no projeto e outras linhas de investimento, tornou-se conveniente calcular a taxa interna (TIR) de retorno do mesmo.

Matematicamente falando, TIR é a taxa de correção monetária que faz com que o cálculo do VPL resulte em zero. Em outras palavras, a TIR permite avaliar o quão viável é o sistema analisado.

3.6.4 Tempo de *Payback*

O tempo de retorno financeiro sobre o investimento, conhecido como tempo de *payback*, foi calculado com para dar uma noção de atratividade simples e compreensível. O tempo de *payback* foi definido como o primeiro período no fluxo de caixa a ter valor positivo. Este dado permitiu uma comparação entre a viabilidade do projeto entre as diferentes unidades consumidoras, conforme será exibido nos resultados do presente trabalho.

3.5.6 Cenários de avaliação

Conforme descrito nas subseções anteriores, o projeto solar fotovoltaico, objeto do presente trabalho, foi avaliado em diferentes cenários. A diferença entre cada cenário está no valor dos parâmetros de reajuste da tarifa de energia elétrica utilizados nos cálculos financeiros.

Os parâmetros fixos, utilizados em todos os cenários, estão descritos na tabela 18.

Tabela 18 - Parâmetros utilizados nos cálculos financeiros.

Parâmetro	Valor utilizado
Taxa de atratividade	0,6648% a.m.
Taxa de crescimento do consumo	4,3% a.a.
Taxa de decrescimento de geração do sistema	0,5% a.a.
Tarifa de energia elétrica	0,6481 R\$/kWh
Investimento inicial de UC1	R\$ 23.913,22
Investimento inicial de UC2	R\$ 12.931,77
Investimento inicial de UC3	R\$ 19.397,66

Fonte: Autor.

Os reajustes anuais tarifários dependem de diversos fatores para sua composição e, portanto, são de difícil previsibilidade. Em 2014, por exemplo, as tarifas médias residenciais das capitais do país sofreram um reajuste médio de aproximadamente 20%. Em fevereiro de 2015 a ANEEL deliberou a Revisão Tarifária Extraordinária, o que fez com que as tarifas de

energia de 58 concessionárias sofressem um reajuste médio de 23,4%. Tais valores são muito superiores aos da média geométrica dos reajustes aplicados às tarifa residencial no período de 1995 a 2014, equivalente a 10,3% ao ano. (NAKABAYASHI, 2015).

Sendo assim, os cenários de avaliação foram definidos para três situações distintas. A primeira delas é caracterizada pela utilização da média geométrica dos reajustes da tarifa residencial no período de 1995 a 2014 (9,6% ao ano).

A segunda situação, por sua vez, tem fixada a taxa de reajuste de energia elétrica como o valor da taxa Selic atual. Esta taxa de juros é equivalente à taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (Selic) para títulos federais. O valor utilizado para tal taxa é o relativo ao mês de maio de 2016, exigível a partir de junho de 2016, o qual é de 1,11% ao mês (14,1% ao ano).

Por fim, a terceira situação é simulada com o valor da taxa de reajuste igual ao reajuste médio das tarifas do ano de 2014: 20% ao ano.

Os valores utilizados como taxa de reajuste da energia elétrica na simulação do sistema fotovoltaico estão descritos na tabela 19.

Tabela 19 – Taxas de reajuste de energia elétrica utilizadas para cada cenário.

Cenário	Taxa de reajuste
A	9,6% a.a.
B	14,1% a.a.
C	20% a.a.

Fonte: Autor.

4 RESULTADOS

Nesta seção serão exibidos e discutidos os resultados obtidos nos cálculos financeiros do projeto de acordo com cada cenário.

4.1 Cenário A.

Os resultados dos cálculos financeiros no cenário “A” foram obtidos para as três unidades consumidoras participantes do projeto. Os fluxos de caixa projetados obtidos para o cenário “A” estão ilustrados na figura 15.

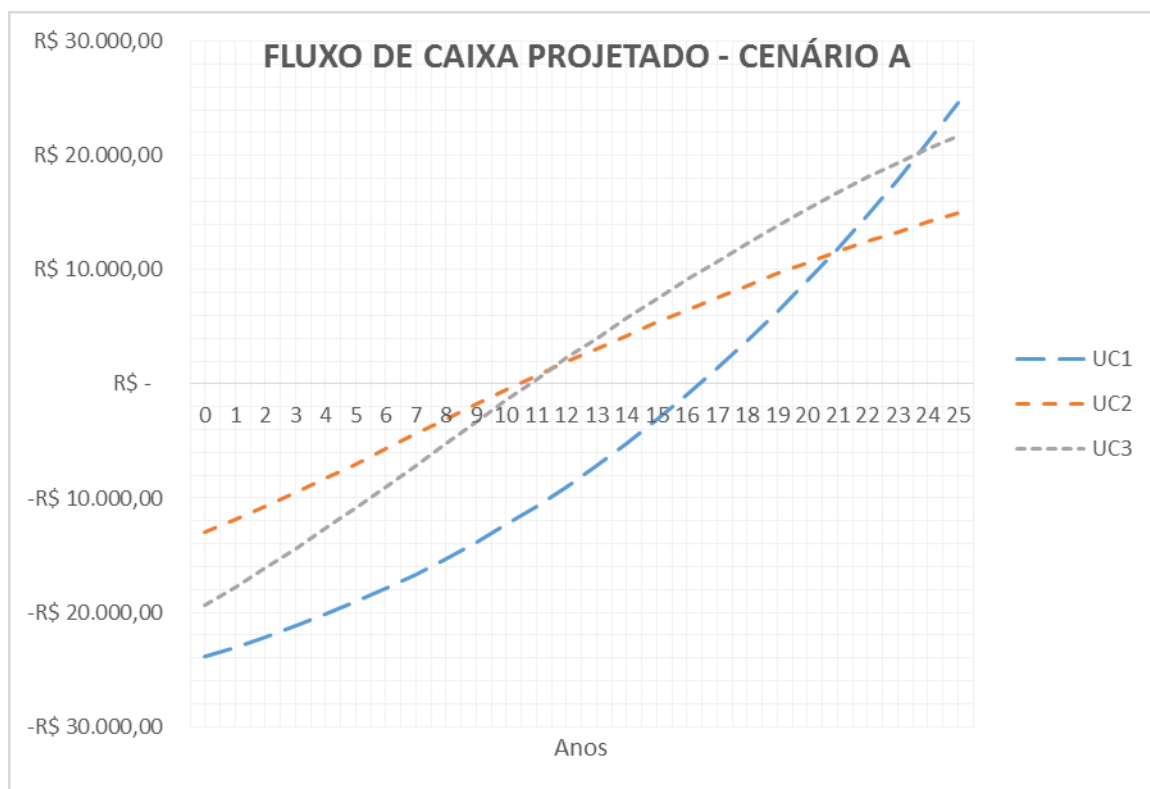


Figura 15 - Fluxo de caixa projetado por unidade consumidora para o cenário “A”.

Neste primeiro cenário, fica evidente a disparidade entre os fluxos de caixa de cada unidade consumidora. Além de terem participações diferentes no investimento inicial, as taxas de crescimento do consumo e de decréscimo da potência gerada fazem com que os créditos distribuídos para UC2 e UC3 decresçam gradativamente, o que justifica a diferença de comportamento das curvas.

Analisando a figura 15 já é possível perceber que o tempo de *payback* das unidades UC2 e UC3 é muito menor do que o da unidade UC1. Tal percepção é confirmada pelos resultados dos cálculos financeiros, ilustrados na tabela 20.

Tabela 20 - Resultado dos cálculos financeiros para o cenário “A”.

Unidade consumidora	Tempo de <i>Payback</i>	VPL	TIR
UC1	196 meses	R\$ 24.682,40	13,6% a.a.
UC2	127 meses	R\$ 15.057,30	16,7% a.a.
UC3	131 meses	R\$ 21.964,65	16,4% a.a.

Fonte: Autor.

Os cálculos financeiros realizados para o cenário “A” mostraram que a unidade consumidora UC1 possui o maior tempo de retorno dentre as unidades participantes (aproximadamente 16 anos), enquanto o mesmo para UC2 e UC3 ficou próximo dos 10 anos.

Tais valores configuram o investimento no sistema de geração compartilhada como sendo um investimento de retorno a longo prazo. Entretanto, a viabilidade do sistema em análise é comprovada pelos cálculos de VPL, os quais resultaram em valores positivos para todas as unidades consumidoras.

O sistema de geração compartilhada, avaliado no cenário “A”, tem taxas internas de retorno (TIR) muito superiores ao valor da taxa de atratividade do sistema (8,06% ao ano), o que indica atratividade financeira ao projeto. Em outras palavras, neste cenário, é mais atrativo investir no sistema de geração compartilhada, do que investir na aplicação correspondente à taxa de atratividade utilizada para os cálculos (poupança).

4.2 Cenário B

Os resultados dos cálculos financeiros no cenário “A” foram obtidos para as três unidades consumidoras participantes do projeto. Os fluxos de caixa projetado e os resultados dos cálculos financeiros obtidos para o cenário “B” estão ilustrados na figura 16 e na tabela 20, respectivamente.

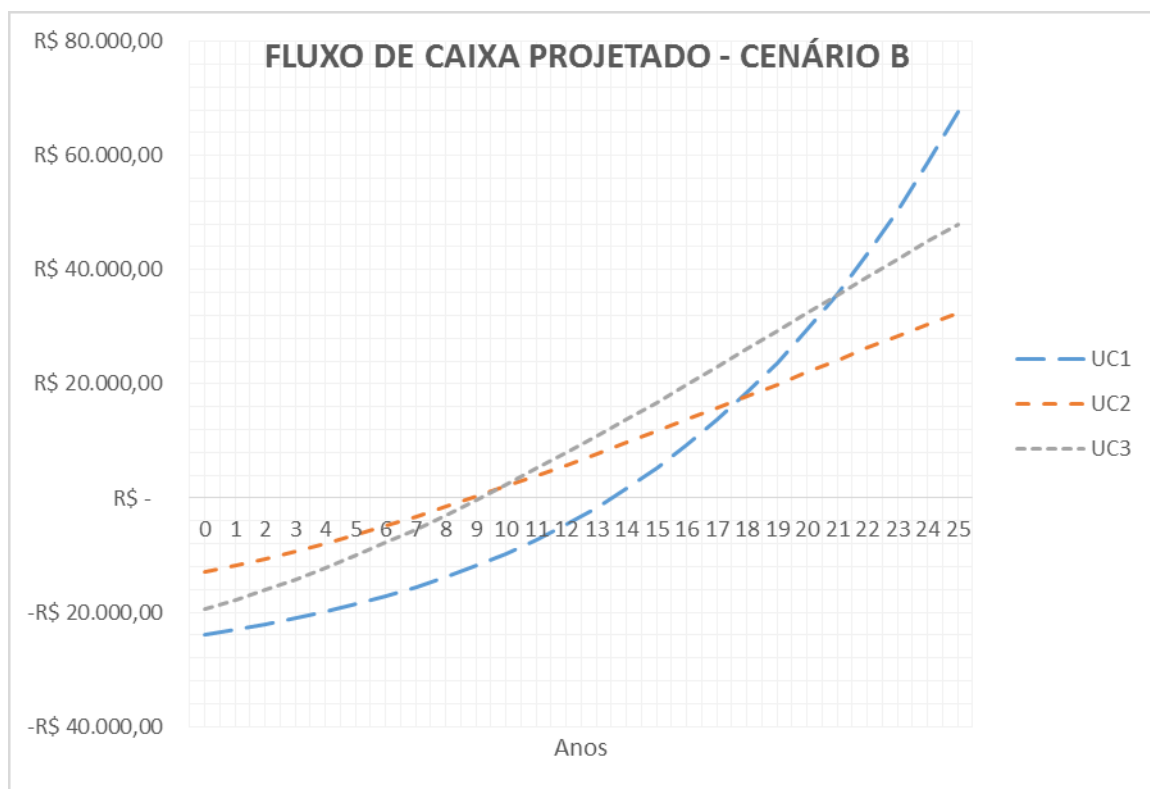


Figura 16 - Fluxo de caixa projetado para o cenário "B"

Tabela 21 - Resultados dos cálculos financeiros para o cenário "B"

Unidade consumidora	Tempo de <i>Payback</i>	VPL	TIR
UC1	160 meses	R\$ 67.673,41	18,1% a.a.
UC2	107 meses	R\$ 32.451,29	21,2% a.a.
UC3	111 meses	R\$ 47.953,36	20,8% a.a.

Fonte: Autor

Neste cenário, o valor definido como a taxa de reajuste da tarifa é igual à taxa Selic, como descrito na subseção 3.5.6. Como esperado, os valores de VPL e TIR aumentaram consideravelmente, enquanto o tempo de retorno foi reduzido em aproximadamente 30 meses por unidade consumidora. Neste caso, os valores economizados com energia elétrica no período de avaliação foram maiores do que os avaliados no cenário A, em detrimento ao aumento na taxa de reajuste da tarifa de energia elétrica.

É importante destacar que, mesmo menor do que a respectiva no cenário "A", também é notável uma diferença no comportamento das curvas. Tal diferença é amenizada pela correção anual mais acentuada dos valores aplicados para a tarifa de energia elétrica. Neste caso, os valores economizados são maiores do que os correspondentes no cenário "A".

4.3 Cenário “C”

Os resultados dos cálculos financeiros no cenário “C” foram obtidos para as três unidades consumidoras participantes do projeto. Os fluxos de caixa projetado e os resultados dos cálculos financeiros obtidos para o cenário “C” estão ilustrados na figura 17 e na tabela 22, respectivamente.

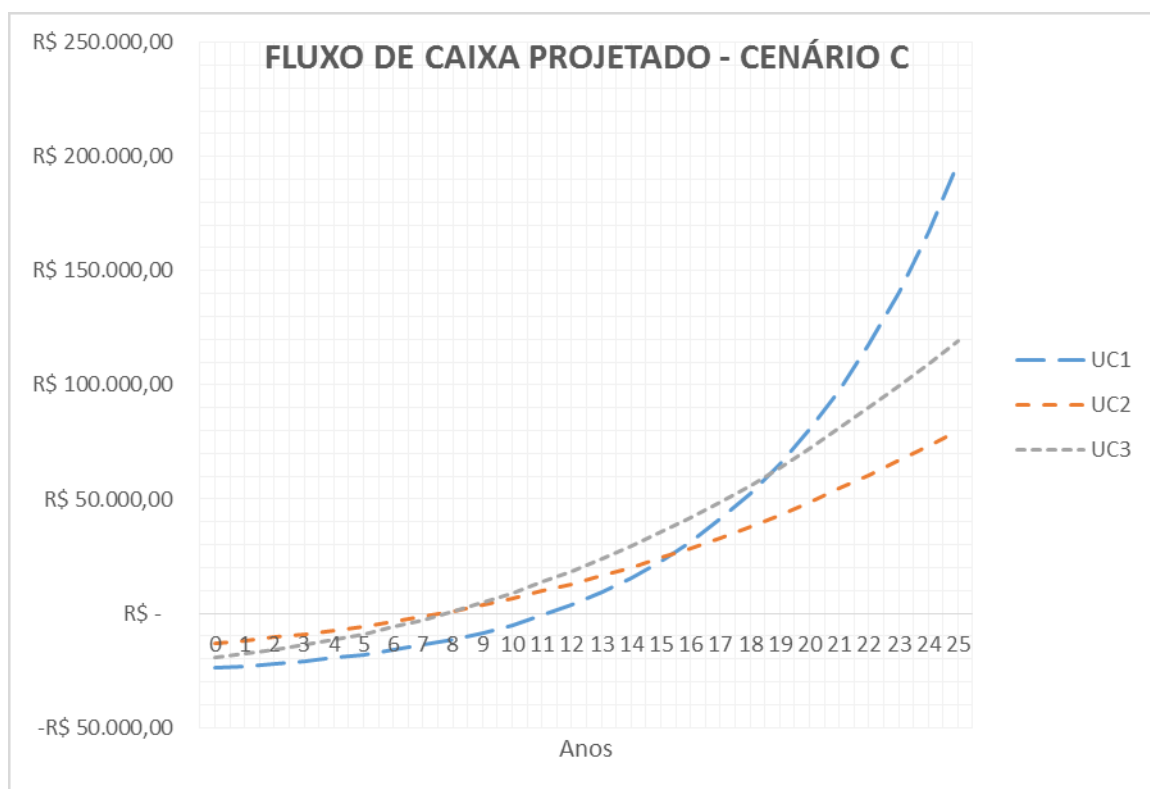


Figura 17 - Fluxo de caixa projetado para o cenário "C".

Tabela 22 - Resultados dos cálculos financeiros para o cenário "C".

Unidade consumidora	Tempo de <i>Payback</i>	VPL	TIR
UC1	133 meses	R\$ 197.433,70	24,0% a.a.
UC2	92 meses	R\$ 80.270,87	27,0% a.a.
UC3	94 meses	R\$ 119.519,26	26,7% a.a.

Fonte: Autor.

Assumindo que as taxas de reajuste da tarifa de energia elétrica mantenham o comportamento do reajuste do ano de 2014 até o final do período avaliado, o sistema de geração compartilhada traria resultados financeiros consideravelmente satisfatórios para todas as

unidades consumidoras. As taxas internas de retorno calculadas ultrapassam a equivalente de grande parte das linhas de investimento em renda fixa disponíveis no mercado. Entretanto, vale ressaltar que, em comparação aos últimos 10 anos, o reajuste do ano de 2014 foi atípico, não sendo recomendável o embasamento no mesmo para o investimento no sistema de geração compartilhada.

4.4 Análise

Os resultados obtidos pelos cálculos financeiros mostram que, mesmo para o cenário com menor taxa de reajuste considerada, o projeto demonstrou atratividade financeira considerável. Todas as TIR calculadas foram superiores ao valor da taxa de atratividade considerada, ou seja, é mais vantajoso investir no sistema de geração compartilhada do que aplicar a mesma importância na caderneta de poupança durante o mesmo período.

Além de possibilitar

Outro ponto a ser discutido é o tempo de vida útil do sistema. Apesar de ter sido avaliado no período de garantia oferecido pelo fornecedor dos módulos, o sistema fotovoltaico pode continuar gerando energia após ultrapassar os 25 anos em questão, o que agregaria ainda mais viabilidade e atratividade ao projeto. Por outro lado, o inversor CC/CA possui período de garantia menor do que o oferecido pelo fabricante dos módulos, o que pode acarretar na necessidade de troca ou manutenção do equipamento durante o período de funcionamento do sistema. Tais fatores, entretanto, são de difícil previsibilidade e, portanto, não foram avaliados nos cálculos de viabilidade financeira do projeto.

5 CONCLUSÕES

Conclui-se que, apesar de se tratar de um investimento de longo prazo, o sistema de geração compartilhada pode ser considerado um projeto viável e atrativo. Além de prover a produção de energia limpa e renovável, o sistema de geração compartilhada pode ser uma alternativa para viabilizar a implantação de sistemas fotovoltaicos por um grupo de interessados, dispensando a necessidade da instalação de diversos sistemas e por ventura dividindo os custos inerentes à instalação do mesmo pelas unidades consumidoras participantes. Esta configuração de geração distribuída possibilita também a produção e consumo de energia por parte de consumidores que não dispõem de telhados adequados para tal finalidade, como no caso de apartamentos e casas constantemente sombreadas.

Contudo, os sistemas de geração compartilhada carecem de avaliações mais complexas, especialmente no seu dimensionamento e na divisão dos créditos de energia gerada. O perfil de consumo das unidades consumidoras participantes deve ser periodicamente avaliado, afim de monitorar o aproveitamento dos créditos de energia e, caso necessário, alterar a participação das unidades consumidoras, de modo a readequar e otimizar o aproveitamento da energia gerada pelo sistema.

**DESIGN AND ANALYSIS OF ECONOMIC FEASIBILITY OF A GRID-
CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEM IN REGULATORY STANDARDS OF
RESOLUTION ANEEL N°687/2015**

ABSTRACT

The generation of electricity from renewable sources is one of the pillars for the maintenance of sustainable development, and photovoltaic solar energy is one of the main sources used in the world. In Brazil, the number of customers who seek to generate and consume their own energy through the sun that insides on their roofs is increasing, and this has become even more possible with the advent of new methods of micro and mini distributed generation. The sector regulators recently updated the corresponding resolution rules to such arrangements, seeking to give more attractive to distributed generation projects. However, there are still many discussions as it relates to costs ratio and benefits of such projects. This study had the purpose to analyze, in the financial field a distributed generation project set to one of the new arrangements introduced by ANEEL Resolution No. 687/2015: the shared generation system. The proposed system was design to embrace three customers: a house and two apartments. Thus, the author sought to evaluate the viability and attractiveness of the project. To achieve the objectives, it was necessary to perform the steps of sizing, design, budget, and financial calculations. These calculations showed that it is a viable alternative and attractive project financially.

Keywords: Grid-Tie systems. Distributed generation. Solar energy.

REFERÊNCIAS

AMÉRICA DO SOL. **Eletrificação rural solar**. Disponível em: <<http://www.americadosol.org/eletrificacao-rural-solar/>>. Acesso em: 30 jun. 2015

ANEEL. Energia Solar. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-Energia_Solar.pdf>. Acesso em: 29 jun. 2015.

ANEEL. REN N° **414/2010**: CONDIÇÕES GERAIS DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA. Brasília-DF: Aneel, 2010. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/REN_414_2010_atual_REN_499_2012.pdf>. Acesso em: 23 maio 2016.

ANEEL. **Pesquisa ANEEL de satisfação dos consumidores com geração distribuída**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/026/documento/nota_tecnica_017_2015_srd_-_anexo_iii_-_pesquisa_satisfacao_2014.pdf>. Acesso em: 02 jun. 2015.

ANEEL. **Pesquisa ANEEL de satisfação dos consumidores com geração distribuída**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/026/documento/nota_tecnica_017_2015_srd_-_anexo_iii_-_pesquisa_satisfacao_2014.pdf>. Acesso em: 02 jun. 2016.

ANEEL. **Resolução Normativa N° 687 de Novembro de 2015**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 06 abr. 2016.

ANEEL. **Resolução Normativa N° 482 de Abril de 2012**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 06 abr. 2016.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Remuneração dos Depósitos de Poupança**. 2016. Disponível em: <<http://www4.bcb.gov.br/pec/poupanca/poupanca.asp>>. Acesso em: 08 jun. 2016.

CANADIAN SOLAR (Canadá). **CS6P-255|260P DataSheet**. 2015. Disponível em: <http://www.canadiansolar.com/fileadmin/user_upload/downloads/datasheets/v5.4/Canadian_Solar-Datasheet-CS6P-P-v5.4C2en.pdf>. Acesso em: 23 abr. 2016.

CELESC (Santa Catarina). Centrais Elétricas de Santa Catarina. **ALÍQUOTAS**. Disponível em: <<http://novoportal.celesc.com.br/portal/index.php/duvidas-mais-frequentes/pis-cofins>>. Acesso em: 09 jun. 2016.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DE DIRIGENTES LOJISTAS. **POUPANÇA AINDA É O INVESTIMENTO MAIS UTILIZADO PELOS BRASILEIROS**. 2016. Disponível em: <<http://www.cndl.org.br/noticia/poupanca-ainda-e-o-investimento-mais-utilizado-pelos-brasileiros-mostra-spc-brasil/>>. Acesso em: 08 jun. 2016.

CRESESB. **Manual de Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Cepel, 2014. 530 p. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em: 29 jun. 2015.

CRESESB. **Sistema de geração fotovoltaica**. 2013. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=cse_sistema_fotovoltaico>. Acesso em: 07 abr. 2016.

EPE (Brasil). Empresa de Pesquisa Energética. **PROJEÇÃO DA DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA 2015-2024**. 2015. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/DEA_03-2015-Projeções_da_Demanda_de_Energia_Elétrica_2015-2024.pdf>. Acesso em: 09 jun. 2016.

FINDER (Itália). **Guia para aplicação de Dispositivos de Proteção contra Surtos - DPS**. Almese: Finder, 2012. 74 p. Disponível em: <<http://www.instalacoeseletricas.com/Findernet/download/section/PDFs/guia-dps.pdf>>. Acesso em: 30 maio 2016.

FRONIUS USA LLC (Estados Unidos). **Fronius Primo 5.0-1 208-240**: Technical Data. 2016. Disponível em: <http://www.fronius.com/cps/rde/xchg/SID-ED4E4467-3935FF34/fronius_usa/hs.xsl/2714_11391.htm#.V1NTQvkrLRY>. Acesso em: 29 maio 2016.

INMETRO. **Tabelas de Consumo / Eficiência Energética - Componentes Fotovoltaicos - Inversores Conectados à Rede (On Grid)**: Technical Data. 2016. Disponível em: <http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/componentes_fotovoltaicos_Inversores_On-Grid.pdf>. Acesso em: 29 maio 2016.

INSTITUTO IDEAL. **Guia de microgeradores fotovoltaicos**. Disponível em: <<http://www.americadosol.org/guiaFV/>>. Acesso em: 29 jun. 2015.

INTERNATIONAL ELECTROTECHICAL COMMISSION. **IEC 60364-7-712**: Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems. Zurique: Iec, 2002. 23 p.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. **Energia Solar**. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/clima/energia/energias-renovaveis/energia-solar>>. Acesso em: 29 jun. 2015.

NAKABAYASHI, Renny. **Microgeração fotovoltaica no brasil:viabilidade econômica**. São Paulo: IEE USP, 2015. 58 p.

PORTAL BRASIL. **Novas regras estimulam geração de energia pelos consumidores**. 2015. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2015/11/regras-estimulam-geracao-de-energia-pelos-consumidores>>. Acesso em: 06 abr. 2015.

PRYSMIAN. **TECSUN (PV) PV1-F**: Cables for Photovoltaics. 2016. Disponível em: <http://www.prysmiangroup.com/en/business_markets/markets/renewable/products/solar-power-cables-accessories/photovoltaic-panel-equipment/tecsun-solar-cables/index.html>. Acesso em: 29 maio 2016.

RECEITA FEDERAL. **Taxa de Juros Selic**. 2016. Disponível em: <<http://idg.receita.fazenda.gov.br/orientacao/tributaria/pagamentos-e-parcelamentos/taxa-de-juros-selic>>. Acesso em: 08 jun. 2016

RÜTHER, Ricardo. Edifícios solares fotovoltaicos. Florianópolis: Editora Ufsc, 2004. 113 p.

SOLAR AND WIND RESOURCES ASSESSTMENT. **Latitude Tilt Irradiance: Tilt INPE High Resolution**. 2016. Disponível em: <<https://maps.nrel.gov/swera/#/?aL=ME4NNK%5Bv%5D=t&bL=groad&cE=0&IR=0&mC=-26.846127990018164,-48.372802734375&zL=8>>. Acesso em: 25 abr. 2016.

SYSTEM ADVISOR MODEL. **Software e dados**; Disponível em: <<https://sam.nrel.gov/download>>. Acesso em: 10 abr. 2016

AGRADECIMENTOS

À meu pai Marcos Ottoni de Almeida: eterno professor das coisas da vida.

À minha mãe Brígida Nichele: exemplo de dedicação e luta.

À meu irmão Danilo: fiel escudeiro.

À meu orientador Giuliano Arns Rampinelli, responsável por tornar este trabalho possível.

Aos professores e funcionários do Campus Araranguá que batalham para manter a qualidade de ensino como sinônimo da instituição.

Ao Colégio de Aplicação da UFSC.

À meus caros e verdadeiros amigos.