

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
INSTITUTO DE PESQUISAS HIDRÁULICAS
CURSO DE ENGENHARIA AMBIENTAL**

Mariana Gonçalves Benevit

**DESAFIOS PARA A IMPLEMENTAÇÃO DA GERAÇÃO
SOLAR FOTOVOLTAICA DOMICILIAR CONECTADA
AO SISTEMA INTERLIGADO NO BRASIL:
UM ESTUDO COMPARATIVO**

Porto Alegre

Dezembro de 2017

MARIANA GONÇALVES BENEVIT

**DESAFIOS PARA A IMPLEMENTAÇÃO DA GERAÇÃO
SOLAR FOTOVOLTAICA DOMICILIAR CONECTADA
AO SISTEMA INTERLIGADO NO BRASIL:
UM ESTUDO COMPARATIVO**

TRABALHO DE CONCLUSÃO
APRESENTADO AO CURSO DE ENGENHARIA
AMBIENTAL DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO
RIO GRANDE DO SUL COMO PARTE DOS
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
ENGENHEIRO AMBIENTAL.

Orientador: Alexandre Beluco

Porto Alegre

Dezembro de 2017

MARIANA GONÇALVES BENEVIT

**DESAFIOS PARA A IMPLEMENTAÇÃO DA GERAÇÃO
SOLAR FOTOVOLTAICA DOMICILIAR CONECTADA
AO SISTEMA INTERLIGADO NO BRASIL:
UM ESTUDO COMPARATIVO**

Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Ambiental da Universidade Federal do Rio Grande do Sul defendido e aprovado em 15 de dezembro de 2017 pela Comissão Avaliadora constituída pelos professores:

Banca Examinadora:

Prof. Alexandre Beluco – IPH/UFRGS

Prof. Alfonso Rizzo – IPH/UFRGS

Prof. Elton Gimenez Rossini – UERGS

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu orientador, professor Alexandre Beluco, por todo o aprendizado obtido nesta e em outras parcerias desenvolvidas. Ao Alex Petter, Pedro Mallman e Stevan Ruschel pelas dicas fundamentais. Aos queridos colegas de curso por todos estes anos que compartilhamos juntos. Aos meus pais, por sempre estarem presentes.

Ao Tiago, por tudo.

RESUMO

O presente estudo tem por objetivo analisar os entraves ao desenvolvimento da microgeração solar residencial conectada ao sistema interligado no Brasil, valendo-se para isso da comparação com exemplos de outros países. Analisa-se também os regimes de incentivo à fonte em nível internacional e nacional, bem como realiza-se uma análise de viabilidade econômica para a instalação dos sistemas nas capitais Teresina e Florianópolis de modo a suprir uma demanda média de 200 kWh mensais. Como resultado da análise de viabilidade, obteve-se valores de VPL superiores para Teresina. Para Florianópolis, verificou-se forte impacto negativo devido à não participação do estado no Convênio ICMS. Por fim, constatou-se que a renda per capita de cada região pode ser o fator determinante na adoção dos sistemas, sendo considerada mais importante do que os índices de radiação solar incidente.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica. Estudo de viabilidade. Incentivos econômicos. PVSyst. Teresina. Florianópolis

ABSTRACT

The present study carries out an analysis of the obstacles to the installation of solar photovoltaic systems connected to the grid in Brazil, using the comparison with examples from other countries. It also analyzes the incentive schemes at international and national levels, and provides an economic feasibility analysis for the installation of these systems in the state capitals Teresina and Florianópolis in order to supply an average demand of 200 kWh per month. As a result of the feasibility analysis, higher NPV values were obtained for Teresina. For Florianópolis, there was a strong negative impact due to the non-participation of the state in the ICMS Agreement. Finally, it was verified that the per capita income of each region can be the determining factor in the adoption of the photovoltaic systems, being considered more important than the indexes of incident solar radiation.

Keywords: Solar photovoltaic energy. Feasibility study. Economic incentives. PVSyst. Teresina. Florianópolis.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	8
1.1. JUSTIFICATIVA.....	8
1.2. OBJETIVOS	9
1.2.1. OBJETIVO GERAL	9
1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	9
2. REFERENCIAL TEÓRICO.....	10
2.1. GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA.....	10
2.2. GERAÇÃO CENTRALIZADA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	13
2.3. GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NO MUNDO	15
2.4. POLÍTICAS DE INCENTIVO À GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA A NÍVEL MUNDIAL.....	18
2.5. GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL.....	21
2.6. POLÍTICAS DE INCENTIVO À GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL	28
3. ESTUDO DE CASO	36
3.1. METODOLOGIA	36
3.2. RESULTADOS E DISCUSSÃO	44
3.3. ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	72
4. CONSIDERAÇÕES FINAIS	74
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	76

1. INTRODUÇÃO

O presente trabalho visa compreender os entraves ao desenvolvimento da microgeração solar residencial conectada ao sistema interligado no Brasil. Para isso, empreendeu-se primeiramente uma breve investigação acerca do desenvolvimento da fonte solar fotovoltaica e o seu mecanismo de funcionamento. A seguir, analisou-se seu desenvolvimento no mundo e, especificamente, no Brasil, com enfoque nas políticas de incentivo que possibilitaram o crescimento dessa tecnologia. Por fim, realizou-se um estudo comparativo que leva em conta duas capitais nacionais: Teresina e Florianópolis, a primeira sendo possuidora de índices de radiação solar incidente considerados altos devido à sua localização geográfica, e a segunda com o índice mais baixo dentre as capitais. Tal estudo pretende investigar a viabilidade desses sistemas, e que tipos de fatores podem influenciar na sua difusão.

1.1. JUSTIFICATIVA

De acordo com o Decreto Presidencial nº 9.073/2017 (CASA CIVIL, 2017), o Brasil faz parte dos países signatários do Acordo de Paris, comprometendo-se a reduzir 37% das emissões de gases de efeito estufa até 2025, e 43% até 2030. O acordo visa manter o aumento da temperatura média global abaixo de 2°C, evitando grandes transtornos provocados pelas mudanças climáticas.

O país, que de acordo com o mais recente balanço energético (EPE, 2017), teve sua produção elétrica suprida em maior parte pelas hidrelétricas (68%), baseia-se também em fontes térmicas como *backup* para o sistema. Em períodos de estiagem, como a que ocorreu recentemente, notou-se um grande crescimento na utilização da fonte térmica, como garantia de suprimento à demanda elétrica nacional.

A geração de energia solar fotovoltaica pode ser uma grande aliada nesse sentido, visando a redução das emissões de gases de efeito estufa geradas a partir de termelétricas. A Geração Distribuída (GD), em especial, pode significar também a redução dos impactos ambientais, por seu caráter descentralizado e mais próximo às regiões de consumo.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. OBJETIVO GERAL

O presente estudo visa analisar os entraves ao desenvolvimento da microgeração solar residencial conectada ao sistema interligado no Brasil.

1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Realizar um levantamento das possíveis dificuldades existentes para a instalação de sistemas solares fotovoltaicos residenciais, analisando exemplos de outros países;
2. Analisar os regimes de incentivos aplicados a nível mundial para promoção desses sistemas, buscando identificar se existe alguma correlação no Brasil;
3. Projetar sistemas solares fotovoltaicos residenciais conectados ao sistema interligado para duas capitais do Brasil, com níveis distintos de radiação solar incidente, visando atender a uma demanda que represente o consumo médio nacional;
4. Empreender uma análise de viabilidade econômica para verificar a possibilidade de instalação dos sistemas nos municípios selecionados, visando a identificação dos pontos problemáticos que possam surgir como impedimento;

2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.1. GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

O estudo da eletricidade gerada através de fontes luminosas iniciou-se a partir de 1839, quando Edmund Becquerel observou que, ao expor à luz placas metálicas de prata ou platina mergulhadas em um eletrólito, ocorria a produção de corrente elétrica. Em 1954, mais de cem anos depois de sua descoberta, era registrada a primeira patente de uma célula solar formada por silício, com eficiência de 4,5% (VALLÊRA e BRITO, 2006).

O aproveitamento da energia radiante, proveniente do Sol, pode ocorrer através da sua conversão em energia térmica ou em energia elétrica. O recurso solar apresenta a desvantagem de possuir alterações sazonais, com uma variabilidade espacial elevada em razão de sua relação com as condições meteorológicas, como cobertura de nuvens e concentração de gases atmosféricos e fatores astronômicos relacionados com os movimentos da Terra, como o de rotação (INPE, 2017). Desse modo, sua disponibilidade está associada às condições climáticas de uma região, já que as diferentes condições de nebulosidade e concentrações de gases e aerossóis afeta diretamente os processos radiativos.

Por outro lado, o recurso solar é considerado uma fonte de energia limpa, de modo que não ocorre a geração de gases de efeito estufa ou liberação de outros poluentes durante a conversão da energia radiante em energia elétrica. Além disso, pode ser aproveitado para produção de eletricidade muito próximo da região na qual ocorrerá o consumo – o que reduz as perdas por transmissão – e também gerar energia em regiões distantes que não são atendidas pelas redes de distribuição dos grandes centros.

Quando o aproveitamento do recurso solar se dá através da geração solar fotovoltaica, o maior interesse é a Irradiação Global Horizontal, que quantifica a irradiação recebida por uma superfície plana horizontal. A Irradiação Global Horizontal é composta pela Irradiação Difusa Horizontal (irradiação solar que atinge a superfície após sofrer espalhamento pela atmosfera terrestre) e pela Irradiação Normal Direta (parcela que atinge o solo diretamente) (CRESESB, 2014).

Segundo PRIEB (2002), uma das principais características dos sistemas fotovoltaicos é a modularidade, tornando possível seu dimensionamento na proporção da demanda. No caso do aumento da carga, pode-se expandir a capacidade de geração com a adição proporcional de mais módulos fotovoltaicos.

As células fotovoltaicas são responsáveis pela transformação da energia proveniente do Sol em eletricidade. Elas consistem de um substrato de material semiconductor onde é criado um campo elétrico interno. As células podem ser classificadas em cristalinas (monocristalinas e multicristalinas) e amorfas. Podem ser constituídas por elementos singelos, como silício ou germânio, ou por ligas e compostos (arsenieto de gálio, disseleneto de cobre e índio, sulfeto de cádmio, etc.).

No caso das células cristalinas, a dopagem com elementos pentavalentes e trivalentes (fósforo e boro) consiste na adição controlada dessas impurezas à estrutura cristalina do semiconductor, aumentando sua condutividade e formando o que é denominado de “junção” (PRIEB, 2002). As células fotovoltaicas convencionais consistem de uma junção entre duas camadas conhecidas como ‘p’ (positiva) e ‘n’ (negativa), dopadas com diferentes elementos. As camadas do tipo ‘n’ são dopadas de modo a possuir um excesso de elétrons livres, enquanto as do tipo “p” são dopadas para que o material possua um déficit de elétrons livres. A junção das camadas “p” e “n” possibilita a formação de um campo elétrico. A figura 2.1.1 apresenta um modelo de uma célula de silício:

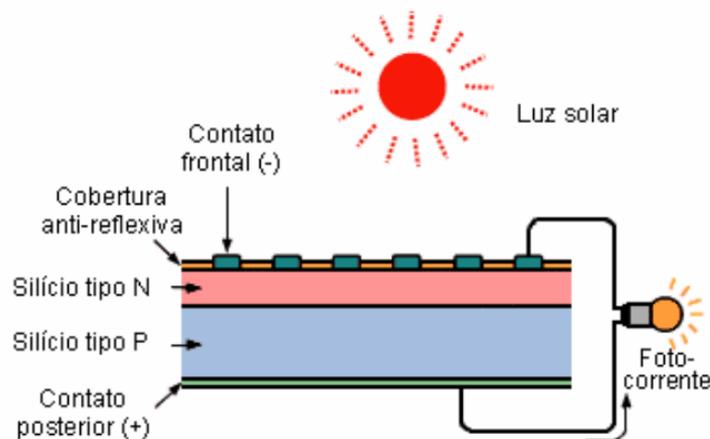


Figura 2.1.1. Representação de uma célula fotovoltaica de silício (PRIEB, 2002, p.5)

Quando fótons com um determinado comprimento de onda atingem a junção p-n, eles transferem sua energia para alguns dos elétrons contidos nas camadas. Assim, estes tornam-se livres para conduzir corrente elétrica, movendo-se através do material. Quando um elétron se move, ele deixa para trás espaços vazios, que também podem ser ocupados pelo elétron anterior. O fluxo de elétrons para a camada “n” é, por definição, uma corrente elétrica. Se ocorre a presença de um circuito externo que dê vazão à corrente, os elétrons irão se deslocar para fora do semiconductor através de um dos contatos metálicos na célula (BOYLE, 2012).

Para a fabricação de um painel fotovoltaico, as células são conectadas em série e encapsuladas, a fim de proteger o material semicondutor e os contatos metálicos das intempéries. A cobertura frontal é feita de vidro com baixo teor de ferro (o que reduz as perdas por absorção), onde segue-se o encapsulamento das células e dos contatos metálicos por um polímero (geralmente EVA, etil-vinil acetato). A cobertura posterior é feita de material polimérico, onde comumente emprega-se o *Tedlar* (nome comercial para fluoreto de polivinila). Por fim, para conferir rigidez e proteção à estrutura, utiliza-se uma moldura de alumínio (PRIEB, 2002). A figura 2.1.2 ilustra as camadas constituintes dos painéis mais comumente utilizados na atualidade:

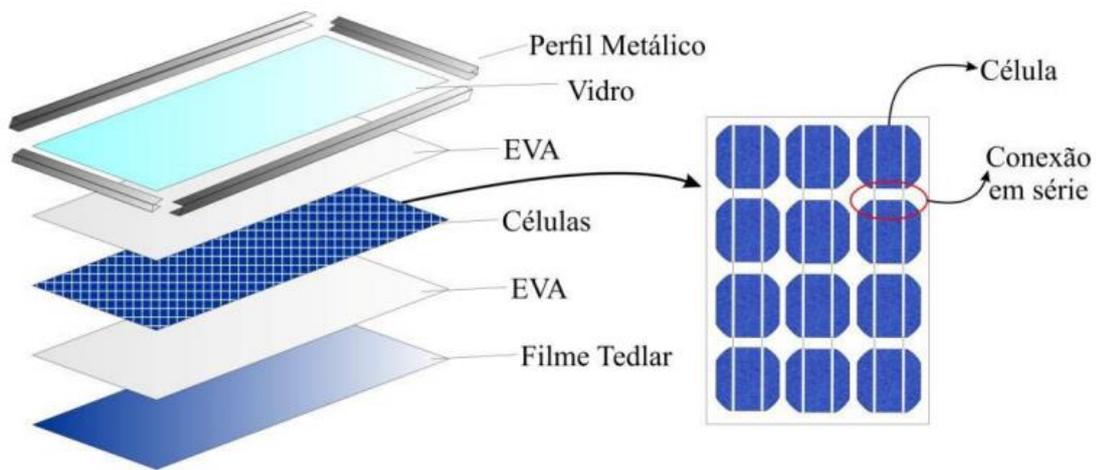


Figura 2.1.2. Esquema de módulo fotovoltaico de silício cristalino (MACHADO e MIRANDA, 2015).

Até muito recentemente, a maioria das células fotovoltaicas era fabricada a partir de silício monocristalino com um nível alto de pureza. Ainda que este tipo de tecnologia possua uma das eficiências mais altas, os módulos apresentam maior custo devido ao seu processo de fabricação e pureza de insumos necessários à sua manufatura. Portanto, a fim de reduzir os custos e popularizar a utilização da tecnologia, outros materiais passaram a ser empregados na fabricação, como o silício policristalino. Painéis com este material são mais fáceis e baratos de serem fabricados, porém sua eficiência é reduzida se comparada ao painel de silício monocristalino.

Outro material empregado para a fabricação de painéis fotovoltaicos é o arsenieto de gálio (GaAs), que possui estrutura cristalina similar à do silício. Sua eficiência é considerada alta por causa da grande capacidade de absorção da luz no espectro terrestre, e além disso, não sofre perdas na produção de energia em ambientes com elevadas temperaturas, que é o que

ocorre com as células de silício. No entanto, seu custo é mais alto do que o das células de silício, por causa da tecnologia requerida para sua fabricação (BOYLE, 2012).

Com relação à fabricação dos filmes finos, podem ser empregados materiais como o silício amorfo e também ligas e compostos, como disseleneto de cobre-índio-gálio (do inglês, CIGS), e telureto de cádmio (CdTe).

Além dos painéis, compõem um sistema solar fotovoltaico os inversores de potência. O inversor fornece energia elétrica em corrente alternada a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua. No caso dos sistemas conectados à rede elétrica, a tensão de saída do inversor deve ser sincronizada com a tensão da rede. São determinantes da qualidade dos inversores a eficiência de conversão, alta confiabilidade e baixa manutenção, operação em faixa ampla de tensão de entrada, boa regulação na tensão de saída, baixa emissão de ruído e interferência eletromagnética e segurança para a instalação e para os usuários (CRESESB, 2014). A durabilidade dos inversores, no entanto, é um desafio para a indústria, devido à sua vida útil ser de 10 a 15 anos, enquanto os módulos de silício cristalino podem atingir 25 anos, o que exige sua substituição durante o tempo de vida útil do sistema fotovoltaico.

Quando os sistemas são isolados da rede elétrica, é necessário o uso de dispositivos de armazenamento de energia para atender a demanda em períodos nos quais a geração é nula ou muito baixa, como durante a noite ou em dias nublados. Atualmente, a bateria de chumbo-ácido ainda é a mais empregada. Outras tecnologias, no entanto, como as baterias de níquel-cádmio, níquel-hidreto metálico e íon de lítio apresentam maior eficiência e maior vida útil (número de ciclos), mas possuem preços ainda pouco competitivos. Para os sistemas fotovoltaicos independentes, é fundamental que as baterias apresentem elevada vida cíclica para descargas profundas, necessidade de pouca ou nenhuma manutenção, elevada eficiência de carregamento e confiabilidade (CRESESB, 2014).

2.2. GERAÇÃO CENTRALIZADA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração através de sistemas fotovoltaicos pode ser realizada de três maneiras diferentes: geração centralizada, geração isolada e geração distribuída. A geração centralizada é um modelo de geração e distribuição de energia elétrica baseado em grandes usinas que fornecem energia para a rede (ROSA e GASPARIN, 2016).

Os sistemas isolados, por outro lado, são caracterizados pela geração local de energia, servindo para o abastecimento em locais remotos, onde não há conexão à rede. Neste caso, a

geração solar fotovoltaica pode ser um importante recurso nas áreas rurais, principalmente quando se trata de regiões isoladas e com baixo consumo energético. Sistemas fotovoltaicos autônomos também podem ser empregados para o fornecimento de energia elétrica a comunidades carentes do país.

Na geração distribuída, por fim, o sistema está conectado à rede pública de distribuição de energia elétrica junto a uma unidade consumidora. De acordo com PEPERMANS *et al.* (2005), os principais fatores que contribuíram para o interesse na geração distribuída são o desenvolvimento de tecnologias de geração elétrica em escala reduzida, restrições na construção de novas linhas de transmissão, aumento na demanda por eletricidade mais confiável, liberalização do mercado de energia e preocupações com as mudanças climáticas.

A proximidade dos geradores do ponto de consumo é considerada benéfica por diversos motivos, dentre eles ocasionar a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão, a redução nas perdas elétricas e o menor impacto ambiental, se comparada à geração centralizada. No entanto, o aumento dos pequenos geradores espalhados na rede causa um crescimento na complexidade de operação, dificuldades de cobrança pelo uso do sistema elétrico e a necessidade de modificações nos procedimentos das distribuidoras de energia elétrica para operar, controlar e proteger as redes (ANEEL, 2016).

A legislação brasileira atual possui normas que definem o porte dos empreendimentos de geração distribuída, caso da Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 (ANEEL, 2017a). Como definição, a microgeração distribuída ocorre a partir de uma central geradora de energia elétrica com potência instalada igual ou menor do que 75 kW. Já a minigeração distribuída ocorre a partir de centrais geradoras com potência instalada maior do que 75 kW e menor do que 3 MW para a fonte hídrica, e menor do que 5 MW para as outras fontes.

Os custos para a implementação dos três tipos de projeto são diferenciados, quer seja por seu porte, quer seja pela forma como são executados. No caso da geração isolada, por exemplo, admite-se a necessidade da instalação de baterias no sistema, o que não é necessário na geração distribuída, visto que a rede atua como “bateria”, suprindo o sistema quando não ocorre a geração de energia no local.

2.3. GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NO MUNDO

Entre 2003 e 2013, as fontes renováveis cresceram 56% no mundo, com a energia solar sendo superada apenas pela eólica (ROSA e GASPARIN, 2016). No mesmo período, ocorreu um aumento de 395% da produção primária de energia solar. Apenas em 2014 foram inseridos 38,7 GWp em instalações fotovoltaicas na rede elétrica mundial, sendo que no final do mesmo ano já existiam aproximadamente 177 GWp instalados.

Até o final de 2016, foram instalados no mundo 303 GW de potência em energia solar fotovoltaica. A China assumiu a primeira posição mundial, com 34,54 GW instalados apenas em 2016, sendo seguida pelos Estados Unidos, com 14,72 GW, e Japão, com 8,6 GW. Com relação à produção de Watt per capita, a Alemanha está em primeiro lugar no mundo, com 511 W/capita, seguida pelo Japão, com 336 W/capita e Itália, com 322 W/capita. Estima-se que a eletricidade gerada através da energia solar fotovoltaica representa 1,8% da produção mundial (IEA, 2017).

Em alguns países, como é o caso de Honduras, a fonte solar já possui um importante papel no atendimento da demanda por eletricidade. A figura 2.3.1 apresenta um gráfico com os países mais proeminentes:

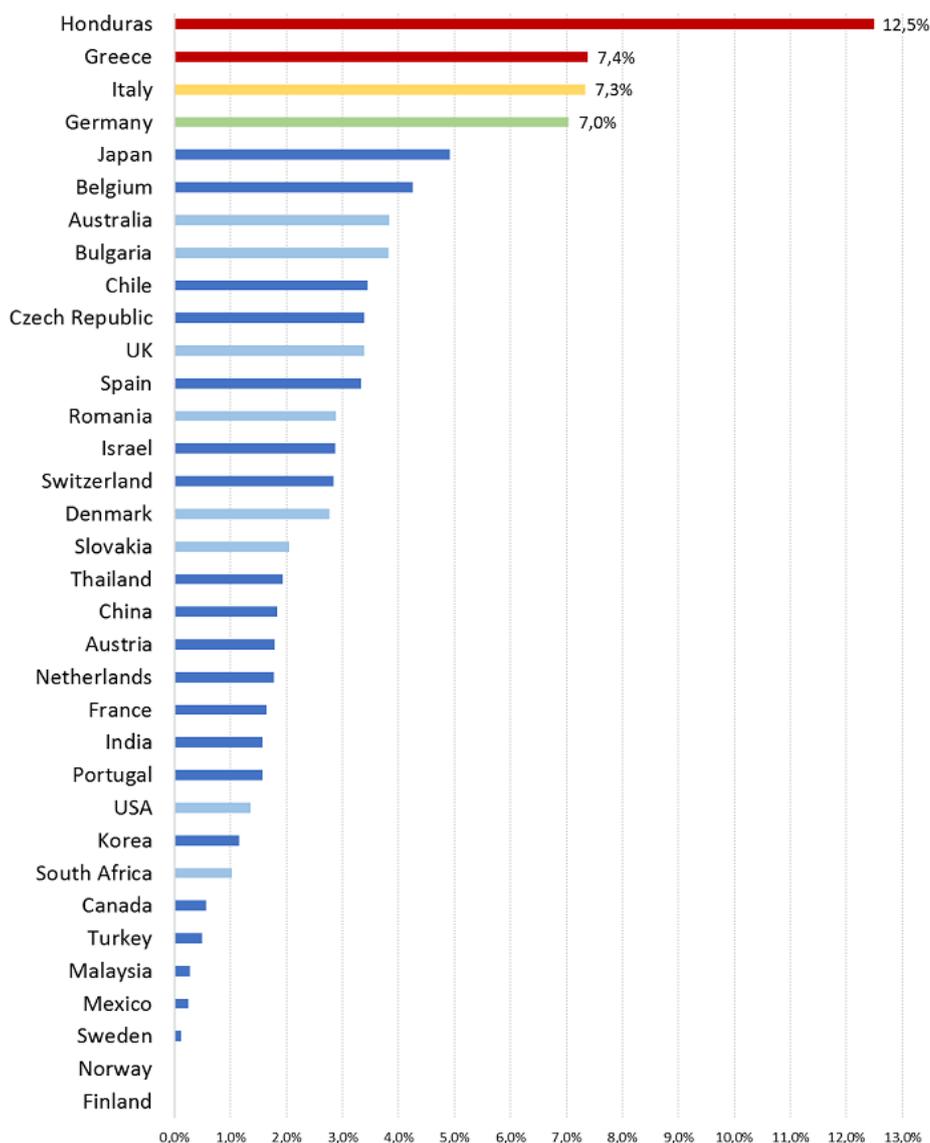


Figura 2.3.1. Contribuição (%) da geração solar fotovoltaica na composição da demanda por eletricidade de diversos países em 2016 (IEA, 2017)

Observa-se que a tecnologia solar fotovoltaica tem apresentado uma significativa redução nos custos de instalação nos anos recentes, com uma queda de mais de 80% nos preços desde 2008. De 2006 a 2016, o preço dos módulos solares fotovoltaicos sofreu uma queda importante: de US\$ 3,90/Wp para US\$ 0,39/Wp (INPE, 2017). Com isso, a instalação desses sistemas também tem aumentado a nível global, com a maioria das instalações ocorrendo em regiões que possuem alta intensidade de radiação solar incidente e/ou políticas de incentivo generosas. A partir desse cenário, países com índices mais baixos de insolação também começam a considerar a introdução de tais incentivos (LA MONACA e RYAN, 2017).

No entanto, diversos países, apesar de possuírem o recurso solar em abundância, ainda buscam a popularização da fonte solar fotovoltaica. O Paquistão, por exemplo, é um país que

recebe uma média anual de radiação entre 5,1 kWh/m² a 5,4 kWh/m², sendo fortemente dependente da geração elétrica proveniente de termelétricas. Atualmente, enfrenta uma situação de demanda energética superior à oferta, e, no entanto, o recurso solar é pouco ou nunca utilizado. Apesar da grande potencialidade do país e do apelo tecnológico da matriz energética, há resistência na adoção por parte da população do recurso solar fotovoltaico (QURESHI et al., 2017).

A decisão de optar pela microgeração solar a nível domiciliar envolve fatores endógenos (conhecimento a respeito da tecnologia, por exemplo) e exógenos (custos, funcionamento do mercado, incentivos). Um estudo conduzido por QURESHI et al. (2017), identificou os seguintes impedimentos para o seu desenvolvimento:

- Custo inicial alto;
- Desconhecimento das comunidades locais;
- Falta de técnicos capacitados;
- Falta de políticas de incentivo;

Para o autor, a geração solar fotovoltaica tem uma boa aceitação devido ao seu valor ambiental, mas o que determina o sucesso na adoção da tecnologia é baseado em questões de caráter econômico. Muitas vezes, a adoção da matriz solar não é compatível com as prioridades do público domiciliar porque a maioria dos usuários está interessada em recursos tecnológicos que reduza os custos e produza uma economia real, em vez de um produto que proporcione uma sensação de responsabilidade ambiental.

Por fim, identifica-se que a estrutura atual do mercado, no qual os preços da energia não são influenciados pela produção de gases de efeito estufa a partir das diferentes matrizes, acaba servindo como barreira para a adoção de matrizes renováveis. Percebe-se também que os consumidores dão maior importância à questão do custo do que questões de cunho ambiental.

2.4. POLÍTICAS DE INCENTIVO À GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA A NÍVEL MUNDIAL

Alguns autores identificam certos impedimentos para o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica (STRUPEIT e PALM, 2016). Esses impedimentos podem incluir a inércia do público consumidor, altos custos iniciais, longo período de retorno do investimento, dificuldades no planejamento e instalação, falta de informação e preocupações quanto à confiabilidade do sistema. Além disso, diferentes grupos de consumidores apresentam comportamentos distintos, que variam com idade, perfil econômico, dentre outros fatores. Sendo assim, para que ocorra uma adoção massiva da geração solar distribuída por parte do consumidor os seguintes fatores são necessários: baixo risco, ampla gama de opções, soluções fáceis e de celeridade implantação.

De acordo com FREITAS e HOLLANDA (2015), os países que apresentam maior participação e crescimento da inserção solar fotovoltaica têm em comum a adoção de políticas de incentivo por parte do governo. O papel dos governos seria o de inserção e desenvolvimento da tecnologia, com o objetivo de alcançar a competitividade após determinado período.

Desse modo, diversos países estão buscando estimular a adoção de energias renováveis a nível comunitário, como estratégia de atingir segurança energética e reduzir a emissão de gases de efeito estufa. Para atingir os objetivos propostos, foram implementadas uma variedade de políticas de incentivo, o que inclui *Feed-in Tariffs* (FiT), *Net Energy Metering* (NEM) e benefícios fiscais. Tais políticas têm sido bem-sucedidas em ampliar os números de instalações, principalmente no caso dos telhados solares residenciais (CHAPMAN et al., 2016).

Nos Estados Unidos por exemplo, a instalação domiciliar de painéis solares apresentou recentemente um grande crescimento, o que se deve principalmente aos subsídios federais e estaduais. No país, a tecnologia apresenta uma situação de competitividade por poder se equiparar aos custos da energia vendida pelas empresas fornecedoras (HAGERMAN et al., 2016). Tais subsídios surgiram a partir da necessidade de descarbonização da matriz energética, bem como reduzir os efeitos deletérios da queima de combustíveis fósseis (economia com investimentos em saúde pública, por exemplo).

A União Europeia assume lugar de destaque quando se trata do apoio às fontes energéticas renováveis, promovendo iniciativas que levaram a um grande aumento da participação dessas fontes no mercado europeu de eletricidade (COSTA, 2006). Os principais instrumentos de políticas existentes são o “Tender System” (sistema de leilões), “Quota System” (sistema de quotas que opera em conjunto com os certificados verdes) e a FiT

(instrumento que define um preço fixo para a alimentação da eletricidade proveniente de fontes renováveis na rede de distribuição). A tabela 2.4.1 resume os instrumentos de políticas adotados nos países europeus:

Tabela 2.4.1. Classificação dos Instrumentos de Políticas adotados nos países europeus
(adaptado de COSTA, 2006)

		Direto		Indireto
		Preço	Quantidade	
Sistema Regulado	Focalizado no Investimento	Subsídio Financeiro Incentivos Fiscais	Sistema de Leilão (<i>Tender System</i>)	Taxas Ambientais
	Baseado na Geração	<i>Feed-in Tariffs</i> Incentivos Fiscais	Sistema de Leilão (<i>Tender System</i>) Sistema de Quotas com Certificados Verdes	
Sistema Voluntário	Focalizado no Investimento	Programa de Acionistas Programas de Financiamento	Acordos voluntários baseados na definição de uma quantidade com certificados verdes	Acordos Voluntários
	Baseado na Geração	Tarifas Verdes (<i>Green Tariffs</i>)		

Os instrumentos de política direto e indireto podem se distinguir da seguinte maneira: os instrumentos diretos têm como objetivo a promoção das fontes renováveis; os indiretos, por outro lado, provocam alguns efeitos que resultam em impactos positivos na promoção de fontes renováveis, como a taxaço sobre o uso de combustíveis fósseis. Além da taxaço, fazem parte dos instrumentos indiretos os acordos voluntários, onde por exemplo, governo e indústria firmam acordos visando a redução de emissões de gases de efeito estufa. Já os instrumentos diretos, por sua vez, podem estipular um determinado preço ou, por outro lado, definir uma quantidade mínima de energia renovável a ser produzida ou consumida.

Através dos resultados obtidos para a Alemanha, Espanha e Dinamarca, foi possível perceber que as FiT foram as políticas mais capacitadas para promover a utilização de matrizes energéticas de fontes renováveis (COSTA, 2006). No sistema acima mencionado, paga-se o

que a autora definiu como “Preço Premium” para a eletricidade disponibilizada na rede de energia elétrica que provém de fontes renováveis. O preço é estabelecido por órgãos governamentais e as empresas de energia são obrigadas a comprar a energia pelo preço que foi estabelecido. Os valores podem ser estipulados de forma separada para cada tecnologia, incluindo uma taxa de regressão anual no valor do preço estipulado.

Outra política citada é o Quota System com Certificados Verdes, ou Renewable Portfolio Standard (RPS) ou Meta de Energia Renovável (Renewable Energy Targets). Neste caso, os órgãos governamentais estabelecem uma quantidade que deve ser produzida de energia a partir de fontes renováveis. Normalmente essa quota é imposta sobre o consumo, mas na Itália ela foi imposta sobre a produção. A política inclui penalizações (multas) caso ocorra o descumprimento das metas. Inclui-se também um mercado paralelo de certificados verdes, que valem como parcelas das quotas de produção. Esses certificados podem ser comercializados entre as companhias de energia elétrica.

O Tender System envolve um processo de leilão que é administrado por entidades governamentais. Neste caso existe uma concorrência para ganhar os contratos ou para receber subsídio governamental.

Também existem subsídios financeiros e incentivos fiscais. Enquanto no primeiro são oferecidos valores por kW ou uma porcentagem sobre o investimento final, o segundo é aplicado sobre taxas, que podem ser suspensas, reduzidas ou reembolsadas.

Dentro da União Europeia, a Alemanha assume uma posição de destaque no desenvolvimento de energias renováveis, principalmente a fonte solar, visto que as políticas de desenvolvimento dessas fontes no país surgiram na década de 1970. Em 2000, através da adoção do EEG (*Erneuerbare-Energien-Gesetz*), criaram-se as bases para que ocorresse a estipulação das tarifas FiT (IRENA, 2015).

Como resultado dos incentivos para o desenvolvimento da energia solar, é possível observar que a tarifa FiT para pequenos sistemas domiciliares sofreu uma queda de 70% no preço, se comparada de 2000 a 2013, conforme figura 2.4.1.

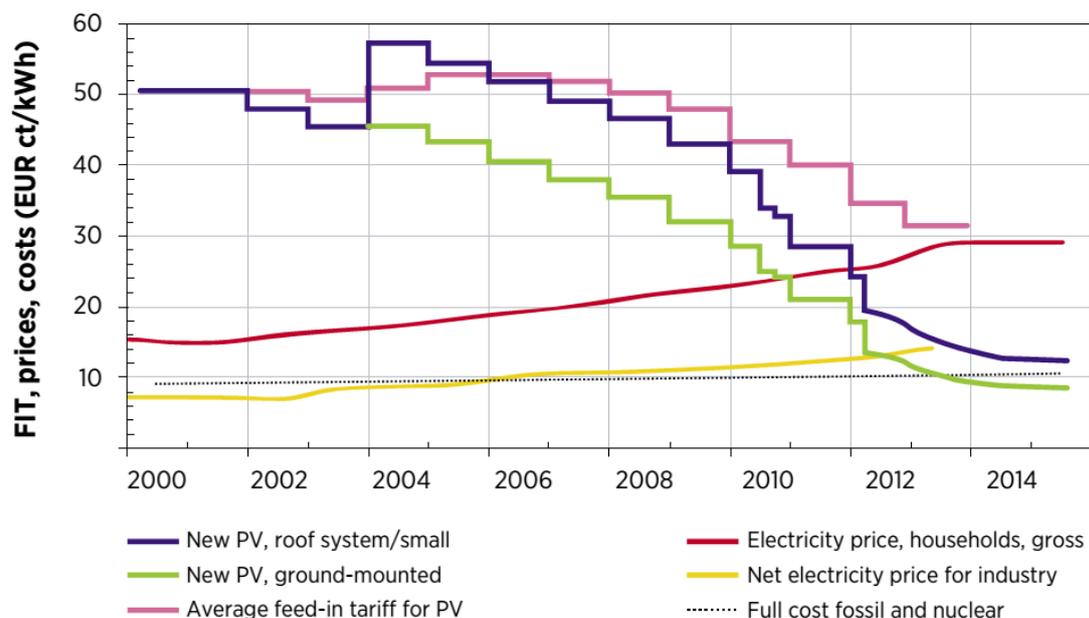


Figura 2.4.1. Remuneração, em centavo de Euro por kWh a partir dos valores determinados através do EEG (IRENA, 2015)

Também é cobrada uma sobretaxa de energia aos domicílios, como parte da política estabelecida a partir do EEG. Em 2014, esse valor foi de € 0,0624/kWh. O EEG garante uma tarifa fixa específica para cada kWh de energia de fontes renováveis que entra no grid. (IRENA, 2015)

2.5. GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL

O sistema elétrico brasileiro é altamente dependente da hidroeletricidade. Como todas as fontes renováveis de energia, ela está sujeita às variações climáticas, o que pode representar uma situação crítica em períodos de estiagem prolongada. Com o crescimento populacional ou o desenvolvimento da indústria, comércio e serviços, também ocorre aumento na demanda energética. No Brasil, o consumo de energia per capita (principalmente elétrica) cresce de forma consistente com o PIB, o que eleva a intensidade energética da economia brasileira em torno de 2% ao ano (INPE, 2017).

A crescente demanda por energia no país está levando à ampliação da utilização das fontes térmicas não renováveis. As usinas termoelétricas à combustíveis fósseis chegaram a produzir cerca de 26% da oferta interna de energia elétrica no ano de 2015, devido ao decréscimo na geração pelas hidrelétricas (passaram de 81% para 62% de 2011 a 2015)

motivado por um período de grave estiagem. O aumento na utilização das termelétricas fez com que o Brasil produzisse 60% a mais de CO₂ por MWh no período (INPE, 2017).

Frente à forte dependência da geração hidrelétrica, faz-se necessário um plano de diversificação da matriz elétrica nacional que não contemple um acréscimo dramático nas emissões de carbono, como foi verificado em 2015. A energia solar pode desempenhar um importante papel na expansão da matriz elétrica brasileira, promovendo uma diversificação das fontes e aumentando a resiliência energética do país.

Segundo dados fornecidos pela EPE (2017), a capacidade instalada da matriz solar no Brasil foi de 24 MW em 2016. O valor não chega a representar 1% da matriz elétrica nacional, em um país que possui índices de radiação considerados adequados para a produção fotovoltaica em grande parte de seu território, o que pode ser verificado nas figuras 2.5.1 e 2.5.2.

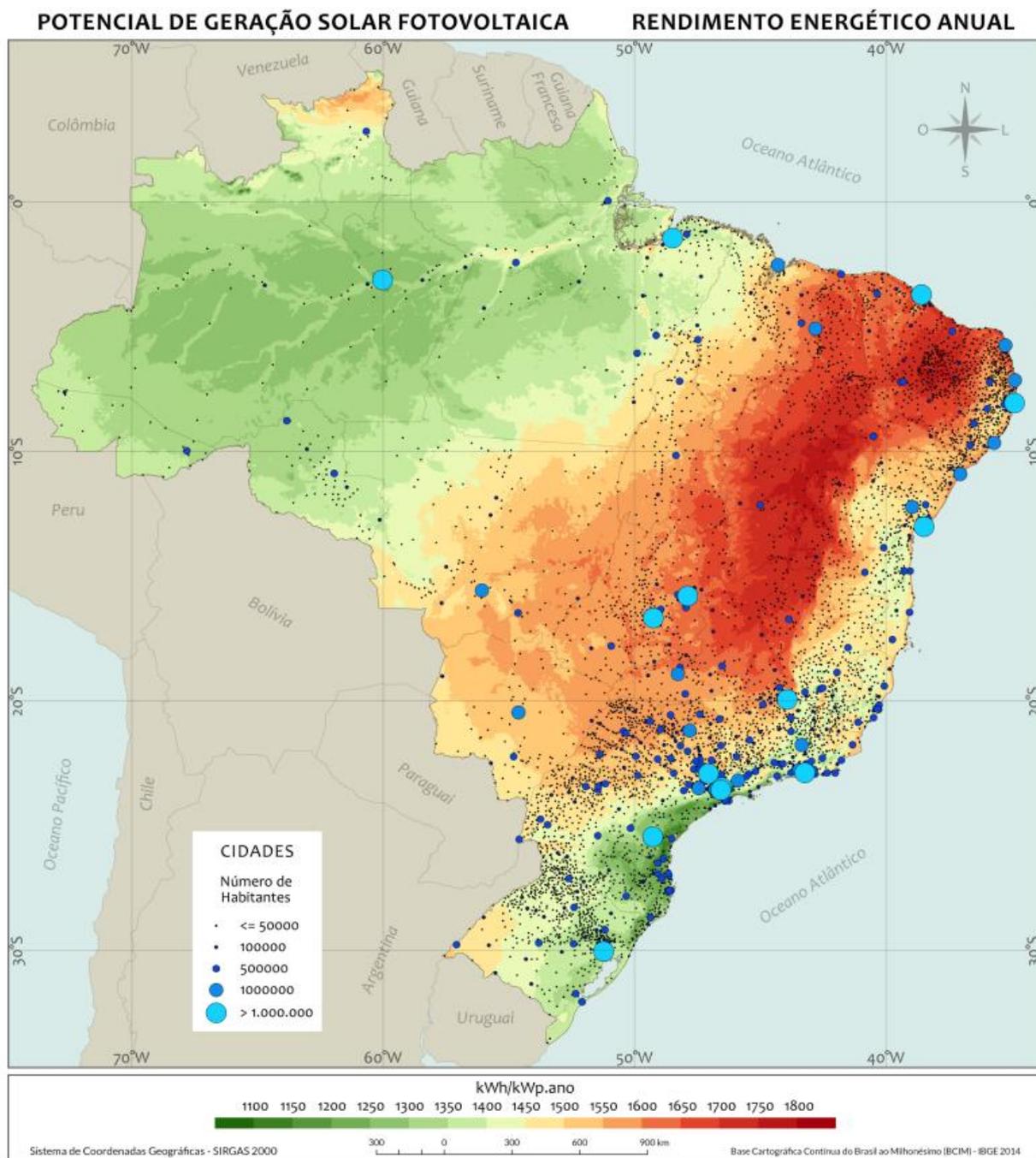


Figura 2.5.1. Potencial de geração solar fotovoltaica em termos do rendimento energético anual (kWh/kWp.ano) com taxa de desempenho de 80% para geradores fotovoltaicos fixos (INPE, 2017)

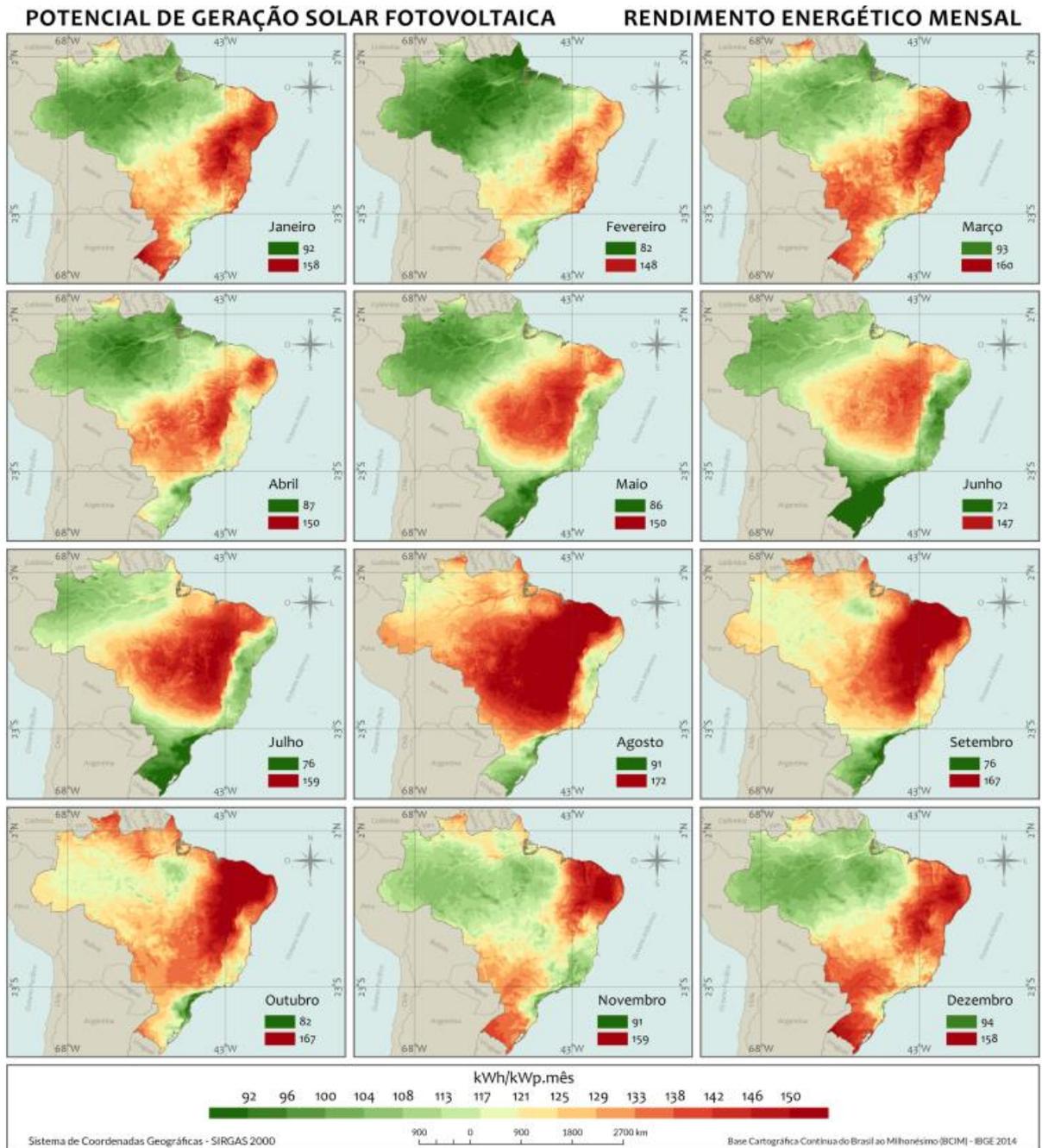


Figura 2.5.2. Potencial de geração solar fotovoltaica em termos do rendimento energético mensal (kWh/kWp.mês) com taxa de desempenho de 80% para geradores fotovoltaicos fixos (INPE, 2017)

A partir dos mapas fornecidos pelo INPE (2017), é possível perceber que o Brasil possui um grande potencial de geração fotovoltaica. A região com menor capacidade no país ainda é superior ao local mais ensolarado da Alemanha, por exemplo, como é possível visualizar na figura 2.5.3:

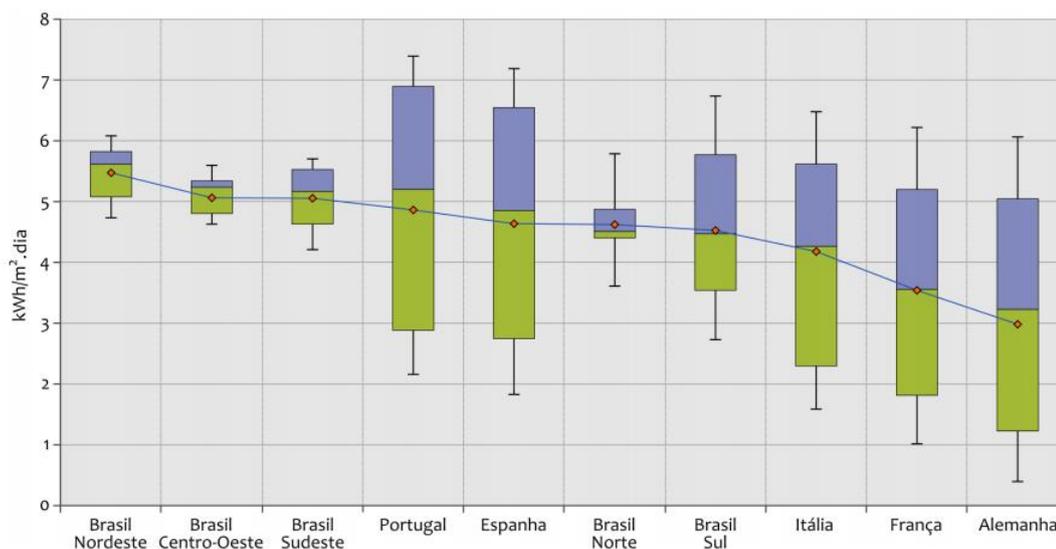


Figura 2.5.3. Quadro comparativo das médias mensais de irradiação global horizontal no Brasil e em alguns países da Europa (INPE, 2017).

De dezembro a março, é possível verificar que a possibilidade de geração é máxima nos estados do extremo Sul e Sudeste do Brasil, coincidindo com os máximos de demanda registrados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) nas regiões mencionadas. Por esse motivo, a geração solar fotovoltaica pode ter grande importância na redução dos picos de demanda. Ainda mais, a geração da eletricidade pode ser realizada muito próxima às regiões de consumo, reduzindo as perdas do sistema.

Com relação à geração centralizada, onde são instaladas usinas de grande porte em estruturas fixas sobre o solo ou em eixo que acompanha a trajetória do sol para aumentar os ganhos, sua instalação tem sido feita principalmente no Nordeste, Centro-Oeste e em alguns pontos do Sudeste do país, devido aos mais elevados rendimentos médios anuais. Acredita-se que com a saturação dessas regiões, outros pontos do território nacional passem a ser atrativos à instalação de usinas de grande porte, como a região oeste dos estados do Sul (INPE, 2017).

Já a geração distribuída pode ser desenvolvida integrando-se as instalações em telhados e coberturas das construções. Sua adoção pode ser distribuída pelo território nacional, sendo uma alternativa que se torna mais viável quanto mais cara for a tarifa de eletricidade convencional das distribuidoras e mais alto o índice de radiação solar incidente anual da região.

De acordo com a EPE (2014a), área não é um fator limitante para a massiva inserção de sistemas fotovoltaicos distribuídos no país. Um estudo realizado pela Empresa de Pesquisa Energética revelou que o potencial fotovoltaico do país tem condições de superar a demanda

energética residencial. A partir da tabela 2.5.1 é possível visualizar o potencial fotovoltaico para atender às necessidades de consumo residencial:

Tabela 2.5.1. Relação entre o potencial fotovoltaico e o consumo residencial. Adaptado de EPE (2014a)

UF	Potencial Fotovoltaico Residencial (MW médios)	Potencial Fotovoltaico Residencial (GWh/ano)	Consumo Residencial Anual 2013 (GWh)	Potencial Fotovoltaico/Consumo Residencial
São Paulo	7.100	62.196	38.783	160%
Minas Gerais	3.675	32.193	10.118	318%
Rio de Janeiro	2.685	23.521	12.833	183%
Bahia	2.360	20.674	6.144	337%
Rio Grande do Sul	1.970	17.257	7.750	223%
Paraná	1.960	17.170	6.986	246%
Ceará	1.430	12.527	3.751	334%
Pernambuco	1.410	12.352	4.563	271%
Goiás	1.220	10.687	3.958	270%
Santa Catarina	1.075	9.417	4.935	191%
Maranhão	1.020	8.935	2.563	349%
Pará	1.020	8.935	2.632	339%
Paraíba	655	5.738	1.603	358%
Espírito Santo	595	5.212	2.213	236%
Mato Grosso	570	4.993	2.182	229%
Rio Grande do Norte	555	4.862	1.805	269%
Piauí	555	4.862	1.328	366%
Mato Grosso do Sul	505	4.424	1.571	282%
Alagoas	505	4.424	1.227	361%
Amazonas	420	3.679	1.784	206%
Distrito Federal	410	3.592	2.191	164%
Sergipe	350	3.066	979	313%
Rondônia	265	2.321	1.084	214%
Tocantins	255	2.234	695	321%
Acre	110	964	373	258%
Amapá	80	701	500	140%
Roraima	65	569	345	165%
BRASIL	32.820	287.505	124.896	230%

O estudo também cita o franco declínio dos custos de aquisição de equipamentos e instalação dos sistemas fotovoltaicos previsto para os próximos anos como um grande incentivo ao desenvolvimento da energia solar fotovoltaica no país.

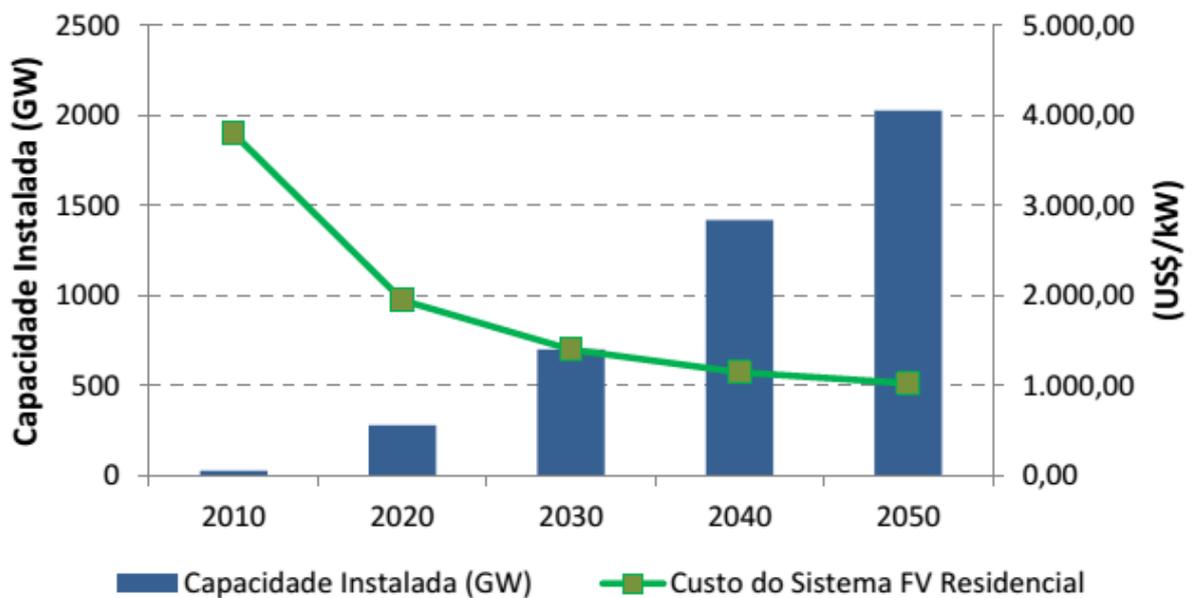


Figura 2.5.4. Gráfico com a redução do preço das instalações solares fotovoltaicas residenciais, bem como o crescimento previsto. EPE (2014a)

Para as instalações residenciais, a EPE estima uma redução de custos de 48,7% de 2010 a 2020, enquanto de 2020 a 2030, uma redução de 28,2%. Para que o aumento das instalações previstas seja realmente implementado, a empresa sugere algumas alternativas, como remoção de barreiras regulatórias, sem que ocorra comprometimento dos recursos financeiros; incentivo à produção doméstica de equipamentos, com subsídios para a implantação dessas indústrias no país; regulações para o setor que sejam benéficas ao crescimento, bem como o fornecimento de linhas de financiamento e incentivos.

Até o fim de maio de 2017, foram registradas 10.561 conexões de micro e minigeradores, atendendo 26.834 consumidores. Destas conexões, 99% (10.453) são de produtores de energia solar fotovoltaica. Em termos de potência instalada, a fonte solar responde por 70% dessa geração. Estima-se que 79,5% dos consumidores são de classe residencial, 15% de classe comercial e apenas 2,1% de classe rural. Observou-se que 72% dos equipamentos têm potência menor ou igual a 5 kW, que é característico dos consumidores residenciais. A maior concentração das conexões está em Minas Gerais (2263), seguida por São Paulo (2.116) e Rio Grande do Sul (1.149). A ANEEL estima que, em 2024, serão 808.357 consumidores residenciais adotantes do sistema de microgeração conectado ao grid, chegando a 2.425 MW de potência instalada (ANEEL, 2017).

2.6. POLÍTICAS DE INCENTIVO À GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL

Segundo WOTTRICH (2010), o principal entrave à popularização do Sistema Fotovoltaico no Brasil é o custo e a falta de incentivos governamentais. Com relação à Geração Distribuída solar fotovoltaica, pode-se mencionar, em adição a estes problemas, o não reconhecimento e a não exploração das vantagens da GD por uma parcela expressiva do setor elétrico; uma base regulatória muito recente e com deficiências; pouca maturidade tecnológica de alguns tipos de geradores, bem como a interpretação incorreta de conceitos ligados ao tema entre os agentes e profissionais do setor, devido à pouca familiaridade destes com outros modelos de sistemas de energia elétrica. Para que ocorra a exploração do completo potencial dos sistemas distribuídos de energia, precisa-se demonstrar que a tecnologia é comercialmente viável, de baixo risco e aceitável para o público. A GD somente será de interesse para os pequenos e médios consumidores se a eletricidade gerada tiver um custo menor do que a fornecida pela concessionária.

Uma das interferências no desenvolvimento das fontes solares, segundo ROSA e GASPARIN (2016), é a energia hidráulica, que apesar dos impactos ambientais devido à sua implantação e o alto investimento inicial, tem o custo muito mais competitivo se comparado com o da energia proveniente da fonte solar.

Desconsiderando-se os investimentos em hidroeletricidade, o Brasil apresenta um histórico de ações isoladas na promoção às demais fontes renováveis. O Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios (PRODEEM), instituído em 1994, instalou sistemas baseados na matriz renovável, dentre elas a energia solar fotovoltaica. Foram contemplados três tipos de aplicação: sistemas fotovoltaicos de geração de energia elétrica, sistemas fotovoltaicos de bombeamento de água e sistemas fotovoltaicos de iluminação pública (TRIGOSO et al., 2010). O programa foi finalizado sem que se chegasse a um amadurecimento dessa alternativa de geração de eletricidade (SILVA e CARMO, 2017).

Em 2003 foi instituído o programa Luz Para Todos através de decreto (Decreto Federal nº 4.873), com revitalização do PRODEEM. O objetivo desse programa, que durou até 2010, foi propiciar o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural que ainda não possuía acesso a esse serviço.

Em setembro de 2004, foi instituída pela ANEEL uma resolução (nº 83) que estabelecia os procedimentos para o fornecimento de energia elétrica através de Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes, o que possibilitou a utilização de

sistemas fotovoltaicos como fonte de geração pelas empresas concessionárias (TRIGOSO et al., 2010).

A partir de 2012 a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabeleceu uma regulamentação para a micro e minigeração. Com a Resolução Normativa 482/2012, o país adotou um sistema de compensação de energia elétrica, onde um telhado solar pode ser conectado na rede pública através da Unidade Consumidora e injetar a produção excedente na rede elétrica, gerando créditos ao consumidor que podem ser compensados em kWh. Os créditos valem por 60 meses, sendo que o limite de potência (contemplado pela REN 687/2015) é de 5.000 kWp por UC, equivalendo ao consumo médio de mais de mil residências de classe média no país (INPE, 2017).

A figura abaixo (Figura 2.6.1) mostra a relação entre consumo residencial e geração solar fotovoltaica (ANEEL, 2017). Fica claro que o período de maior consumo apresenta mínima ou nenhuma geração fotovoltaica. Para sistemas conectados ao grid, a compensação é uma alternativa fundamental para aumentar a atratividade da matriz solar fotovoltaica.

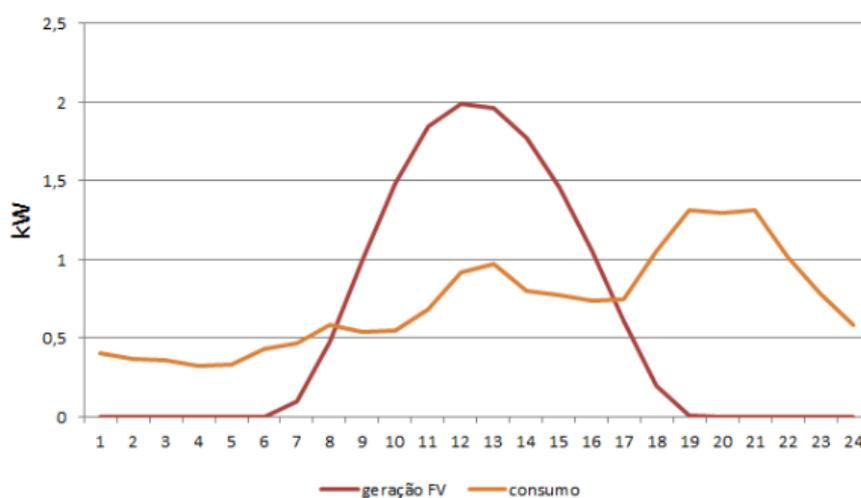


Figura 2.6.1. Gráfico com a relação entre consumo residencial e a geração solar fotovoltaica (ANEEL, 2017).

O sistema de compensação adotado no Brasil assemelha-se ao Net Energy Metering (NEM) utilizado nos Estados Unidos e Austrália. Neste sistema, os proprietários recebem créditos (em kWh) pela energia excedente injetada na rede local, podendo ser descontados da conta de energia em outras ocasiões. Neste caso, não há comercialização de energia, mas uma contabilização do saldo que foi injetado e que servirá como crédito posteriormente. Este tipo de sistema limita os projetos ao consumo da unidade, visto que uma produção maior seria um

desperdício de investimento. Ele se diferencia da FiT por não permitir a comercialização da energia produzida.

Em 2014, ocorreu o primeiro Leilão de Energia Reserva (LER 2014), com um produto específico para energia solar, de modo que ela não concorresse com nenhuma outra fonte. Foram contratados 31 projetos, com uma potência de 1.048,2 MWp, com um preço médio de R\$ 215,12/MWh. O segundo LER ocorreu em 2015, onde foram contratados 30 projetos, com uma potência de 1.043,7 MWp e preço médio de R\$ 301,79/MWh. O estado de Pernambuco realizou um leilão para a fonte solar em 2013, onde 6 projetos foram contratados, com uma potência de 122 MW e preço médio de R\$ 228,63/MWh.

Em dezembro de 2015 foi lançado, pelo Ministério de Minas e Energia (MME), o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), visando a ampliação da geração distribuída de energia elétrica em residências, escolas técnicas e universidades federais, hospitais e edifícios públicos, bem como instalações industriais e comerciais. Projeta-se para 2030 um investimento de R\$ 100 bilhões, com a adesão de 2,7 milhões de unidades consumidoras, a geração de 48 milhões de MWh e uma redução na emissão de 29 milhões de toneladas de gás carbônico. A medida foi oficializada pela Portaria nº 538, de 15 de dezembro de 2015 (MME, 2015).

A partir de março de 2016, de acordo com o que foi determinado na REN 687/2015, a ANEEL aumentou a abrangência dos telhados solares para incluir os conceitos de condomínio, consórcio, cooperativa e autoconsumo remoto. Com esse último conceito, a produção de energia não precisa ser realizada no mesmo ponto em que será consumida; ela pode ser gerada em outra propriedade, sendo que os créditos gerados serão igualmente aproveitados pelo proprietário – desde que as áreas estejam localizadas dentro do território de concessão da mesma distribuidora. Pela mesma resolução, pode ser construído um condomínio, cooperativa ou consórcio, a fim de instalar um gerador comunitário em um local diferente do ponto de consumo dos participantes do acordo (INPE, 2017).

Algumas medidas de incentivo importantes ao desenvolvimento da fonte solar são a autorização para o uso do FGTS na aquisição de equipamentos de geração fotovoltaica para microgeração e minigeração distribuídas e a obrigação de que os órgãos públicos realizem estudos de viabilidade de instalação da geração fotovoltaica, principalmente em novas edificações (SILVA, 2015). Outros programas de incentivo à geração de energia elétrica a partir da matriz solar no Brasil podem ser citados:

- Descontos na Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) e na Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD): para os casos em que a potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW (desconto de 80% para sistemas que entrarem em operação até 31 de dezembro de 2017; após essa data, o desconto passa a ser de 50% a partir do 11º ano de operação da usina solar e para empreendimentos que iniciarem suas operações a partir de 1º de janeiro de 2018;
- Os geradores de energia de fontes alternativa, que possuem potência injetada inferior a 50.000 kW podem comercializar energia elétrica com consumidores especiais (carga entre 500 kW e 3.000 kW) sem intermédio das distribuidoras; nesse caso, os consumidores especiais recebem desconto na TUSD, estimulando a opção por esse tipo de geração energética;
- O Convênio nº 101, de 1997, do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) isenta do ICMS operações envolvendo equipamentos destinados à geração de energia elétrica por sistemas fotovoltaicos. Este convênio, no entanto, não abrange todos os equipamentos, como é o caso dos inversores e medidores;
- O Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI) prevê a suspensão da contribuição para o PIS/PASEP e COFINS no caso de venda ou importação de máquinas, aparelhos, materiais de construção e serviços destinados às obras de infraestrutura, o que inclui usinas solares;
- PROESCO, que fornece financiamento a projetos de eficiência energética e é operado pelo BNDES;
- A Caixa Econômica Federal incluiu em 2014 os aerogeradores e equipamentos de energia financiável como itens financiáveis através do Construcard, onde a pessoa física pode adquirir equipamentos de microgeração tendo até 240 meses para quitar o financiamento;
- O Fundo Solar, que foi lançado em 2001, oferece valores entre R\$ 1.000,00 e R\$ 5.000,00 para projetos de minigeração fotovoltaica conectados à rede;

A viabilidade econômica dos projetos depende da radiação solar incidente, da tarifa de energia de cada distribuidora e dos impostos incidentes sobre a tarifa (que variam conforme a região e faixa de consumo). Desse modo, de acordo com FREITAS e HOLLANDA (2015), a

análise de viabilidade técnico-econômica dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede para o caso brasileiro é bem complexa. O público consumidor da classe B1 (residencial) pode se sentir desestimulado devido às complexidades e incertezas apresentadas pelo setor.

No país, o sistema tarifário divide as unidades consumidoras em dois tipos: os grupos A e B. O grupo A é composto por clientes com conexão de alta tensão, com tarifa binômica onde se cobra por consumo e demanda. Este grupo ainda é subdividido em A1, A2, A3, A3a, A4 e AS, com diferentes características. Já o grupo B é composto por unidades consumidoras com tarifa monômica, com preços aplicados apenas sobre a energia elétrica ativa. Este também possui subdivisões: B1 (residencial), B2 (rural), B3 (demais classes) e B4 (iluminação pública) (PEREIRA, 2016). As tarifas são fixadas pela ANEEL, sendo que ao valor cobrado, como determinado na Resolução nº 189/2005, são adicionados o ICMS, PIS e COFINS. Em razão do PIS e COFINS variarem mensalmente, a tarifa final é diferente todos os meses.

Com relação à cobrança de impostos, a partir do Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015, os estados que aderiram (Acre, Alagoas, Bahia, Ceará, Goiás, Maranhão, Mato Grosso, Minas Gerais, Paraíba, Pernambuco, Piauí, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Rondônia, Roraima, São Paulo, Sergipe, Tocantins e o Distrito Federal) são autorizados a cobrar ICMS somente sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede no mês. No entanto, os estados que não aderiram ao Convênio continuam realizando a cobrança de ICMS sobre todo o consumo, desconsiderando a energia injetada na rede (ANEEL, 2016). A partir da publicação da Lei nº 13.162, de 6 de outubro de 2015, PIS e COFINS somente incidem sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada na rede. Os tributos PIS e COFINS são federais, de modo que a regra vale para todos os estados.

De acordo com SILVA e CARMO (2017), o custo da energia fotovoltaica na micro e minigeração pode chegar a R\$ 400,00 por MWh em algumas cidades. Segundo os autores, o ajuste médio das tarifas residenciais de energia elétrica ficou acima de 20% em 2014 e, apenas no início de 2015, estes já estavam acima de 30%. Eles afirmam que é provável que em 2023 a penetração da microgeração seja maior, tendo em vista o padrão de reajuste das tarifas.

Para SILVA e CARMO (2017), os grandes entraves para o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica no Brasil são a falta de regulamentação das fontes renováveis no setor energético e as políticas públicas, ainda muito incipientes. Os custos de investimento associados a essa tecnologia também são vistos como problemáticos, ainda que estejam apresentando redução com o tempo. Os autores atestam que, apesar da aprovação de uma resolução normativa que permite aos consumidores tornarem-se também geradores de energia, o país carece de uma

política fiscal que torne o potencial de produção fotovoltaica mais acessível à população. Atualmente, o que se percebe são ações isoladas de governos municipais e entidades.

Outro fator deve ser considerado quando se trata de políticas de incentivo ao desenvolvimento de energias renováveis, em especial a solar fotovoltaica: a renda média das famílias, tão distintas para as diferentes regiões do país.

CABELLO e POMPERMAYER (2013) afirmam que fatores como o possível aumento da distância entre centros geradores e polos consumidores, a inserção de hidrelétricas a fio d'água e o maior uso de termoelétricas podem possibilitar o aumento das tarifas de energia elétrica, incentivando a disseminação de soluções de geração distribuída que empreguem a fonte solar. Os autores ressaltam, no entanto, que o padrão de renda dos consumidores de energia elétrica é fator determinante, pois a capacidade de realizar investimentos de grande porte sem subsídios é reduzida no Brasil, se for feita a comparação com países desenvolvidos.

Os dados obtidos pelo IBGE (2017) e pela ANEEL (s.d. e 2017b) apontam as discrepâncias com relação à renda e a instalação de sistemas fotovoltaicos (tabela 2.6.1):

Tabela 2.6.1. Rendimento nominal per capita, instalações de sistemas fotovoltaicos conectados à rede para todos os estados do País e tarifa média para a Classe de Consumo B1 (IBGE, 2017, ANEEL, s.d. e ANEEL, 2017b)

UF	Rendimento nominal mensal domiciliar per capita da população residente (R\$)	SFCR inferior a 15kW Classe de Consumo B1	Tarifa média por estado Grupo B1 – dados de novembro (R\$/kWh)
Rondônia	901	1	0,46
Acre	761	-	0,5
Amazonas	739	3	0,6
Roraima	1.068	1	0,46
Pará	708	12	0,6
Amapá	881	-	0,39
Tocantins	863	9	0,55
Maranhão	575	11	0,56
Piauí	747	-	0,55
Ceará	751	99	0,47
Rio Grande do Norte	919	32	0,42
Paraíba	790	12	0,46
Pernambuco	872	23	0,48
Alagoas	662	10	0,52
Sergipe	878	12	0,56
Bahia	773	33	0,44
Minas Gerais	1.168	498	0,46
Espírito Santo	1.157	278	0,51
Rio de Janeiro	1.429	138	0,52
São Paulo	1.723	523	0,5
Paraná	1.398	164	0,47
Santa Catarina	1.458	119	0,47
Rio Grande do Sul	1.554	228	0,47
Mato Grosso do Sul	1.283	66	0,49
Mato Grosso	1.139	11	0,5
Goiás	1.140	40	0,5
Distrito Federal	2.351	34	0,48

Analisando-se os dados de geração distribuída fornecidos pela ANEEL, grande parte das instalações de microgeração solar fotovoltaica conectada ao sistema interligado (classe B1, com valor inferior ou igual a 15 kW) encontra-se nos estados com renda per capita superior à mil reais. O gráfico gerado (Figura 2.6.2) aponta a discrepância:

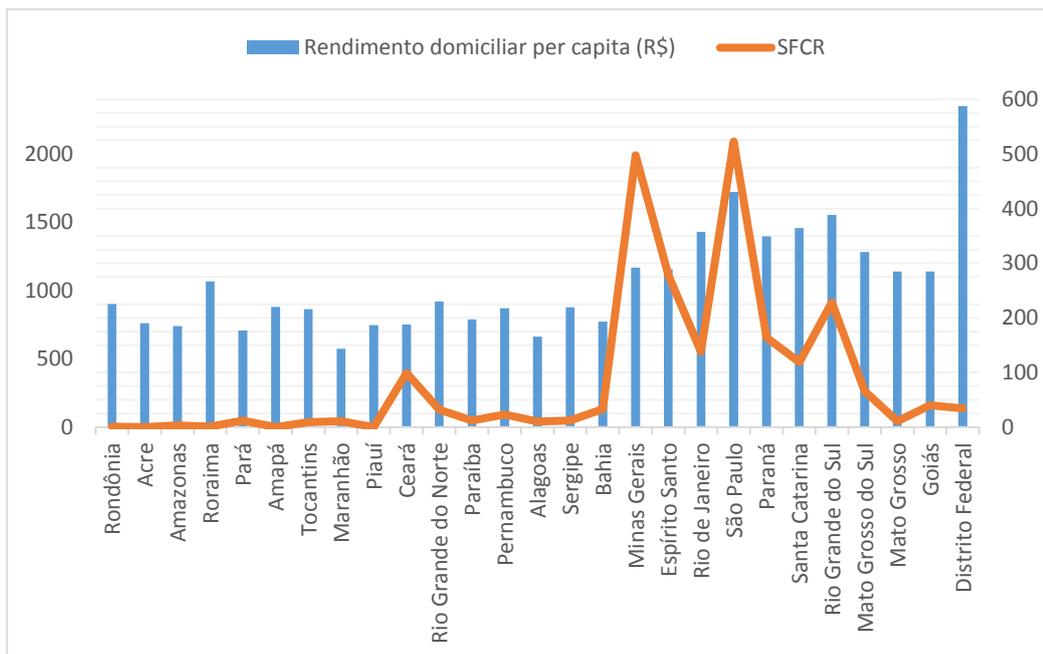


Figura 2.6.2. Relação entre renda média mensal por estado e instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede com até 15kW (FONTE: a autora).

A maior concentração de instalações de até 15 kW está em São Paulo (523), seguido por Minas Gerais (498) e Espírito Santo (278). Com exceção do Ceará, que possui 99 instalações, o resto da região Nordeste encontra-se pouco representada. O gráfico pode ser um importante indício de que os estados do Nordeste, onde ocorrem os mais altos índices de radiação solar incidente e ao mesmo tempo apresentam rendimento mensal per capita inferior a mil reais, estão em forte desvantagem com relação à disseminação de sistemas solares residenciais conectados ao grid.

A tabela 2.6.1 também apresenta a tarifa média por estado para a classe de consumo B1, sem a adição dos impostos. Percebe-se que existe pouca correlação entre tarifa média e número de instalações por estado, visto que as regiões com a tarifa mais alta não são exatamente aquelas com maior número de instalações.

3. ESTUDO DE CASO

3.1. METODOLOGIA

Para o presente estudo, selecionou-se duas regiões distintas para a simulação da microgeração solar fotovoltaica distribuída, a ser instalada em zonas residenciais. Escolheu-se um município brasileiro da região Nordeste do país, e um município da região Sul do país. A escolha das duas regiões distintas foi realizada com a finalidade de investigar a viabilidade de implementação de sistemas solares fotovoltaicos para microgeração em municípios com índices de insolação distintos, de modo a analisar quais possíveis entraves podem aparecer.

Enquanto a região Nordeste do país apresenta o maior índice de Irradiação Global Horizontal (5,49 kWh/m².dia ou 2.003 kWh/m².ano), a região Sul apresenta os valores mais baixos (4,53 kWh/m².dia ou 1.654 kWh/m².ano), como é possível verificar na figura 3.1.1:

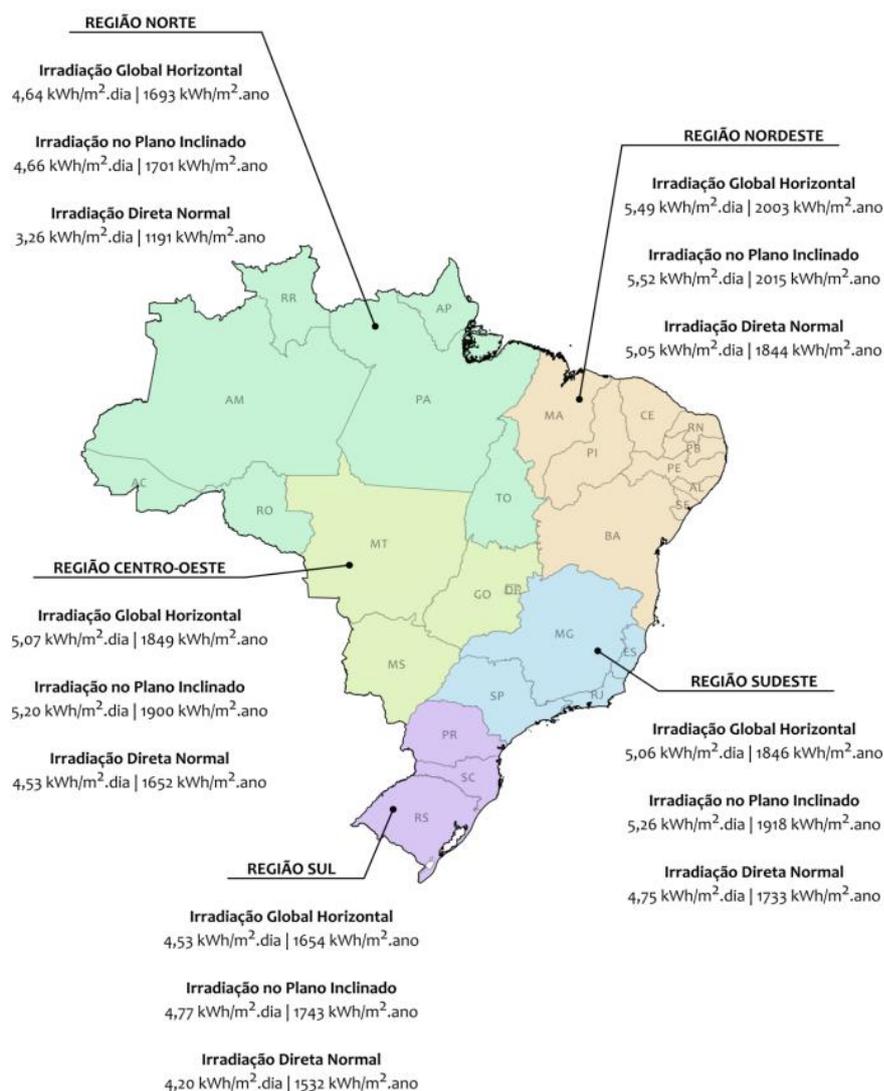


Figura 3.1.1. Níveis de irradiação solar no Brasil por ano (INPE, 2017).

Desse modo, foram selecionadas duas capitais: Teresina (Latitude: -5,08921, Longitude: -42,8016) e Florianópolis (Latitude: -27,5969, Longitude: -48,5495). Ambas apresentam dados históricos coletados pelo INMET, que podem ser analisados para a produção de energia solar fotovoltaica.

O dimensionamento do sistema se deu com a utilização do software PVSyst 6.6.4, com dados de irradiação, temperatura e velocidade de vento a partir do Meteonorm 7.1. O sistema selecionado para a presente análise é conectado à rede, sem a utilização de baterias (microgeração conectada à rede), com os painéis fotovoltaicos sendo instalados no telhado das residências, em esquema conforme segue (Figura 3.1.2):

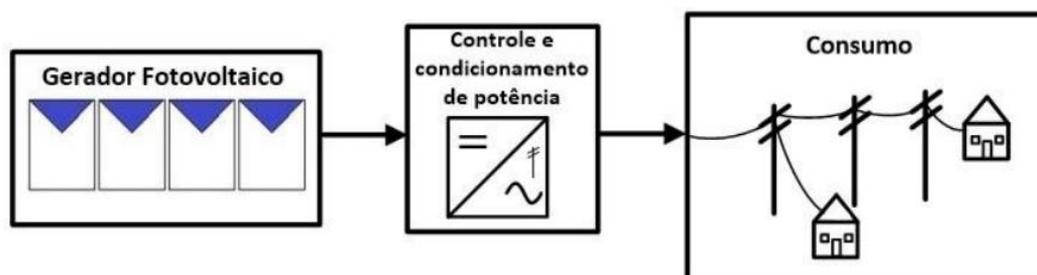


Figura 3.1.2. Esquema de microgeração conectada à rede (CRESESB, 2014).

Como o sistema será conectado à rede, não existe necessidade de armazenamento de energia elétrica. A operação deve ocorrer obrigatoriamente em corrente alternada, na mesma frequência e tensão da rede local.

Para a escolha da demanda a ser suprida, buscou-se valores médios nacionais. Entre o período de 2004 e 2016, verificou-se que o valor mais alto de consumo de energia elétrica na rede por consumidor residencial foi de 191 kWh / mês (EPE, 2014b). A partir dessa referência adotou-se um valor médio de 200 kWh mensal.

Para obter dados mensais mais aproximados com a realidade, coletou-se os dados fornecidos pela ANEEL de consumo na região Nordeste e Sul do país no ano de 2016. A partir disso, extraiu-se as contribuições percentuais de cada mês e aplicou-se essas percentagens obtidas para o consumo mensal individual das duas cidades. A tabela 3.1.1 apresenta os resultados obtidos:

Tabela 3.1.1. Valores de obtidos para a divisão do consumo mensal nos dois municípios (ANEEL, 2016)

	Nordeste (MWh)	% NE	SIMULAÇÃO (kWh)	Sul (MWh)	% S	SIMULAÇÃO (kWh)
JAN	2.295.490	8,53%	204,73	1.951.618	9,42%	226,12
FEV	2.191.346	8,14%	195,44	1.888.454	9,12%	218,80
MAR	2.315.129	8,60%	206,48	1.782.753	8,61%	206,56
ABR	2.307.869	8,58%	205,83	1.817.400	8,77%	210,57
MAI	2.255.249	8,38%	201,14	1.706.584	8,24%	197,73
JUN	2.219.377	8,25%	197,94	1.683.387	8,13%	195,04
JUL	2.100.992	7,81%	187,38	1.704.822	8,23%	197,53
AGO	2.114.946	7,86%	188,62	1.638.519	7,91%	189,84
SET	2.194.120	8,15%	195,69	1.626.257	7,85%	188,42
OUT	2.219.979	8,25%	197,99	1.596.120	7,71%	184,93
NOV	2.310.009	8,58%	206,02	1.627.834	7,86%	188,61
DEZ	2.385.414	8,86%	212,75	1.690.320	8,16%	195,85
ANO	26.909.920	100%	2400,00	20.714.068	100%	2400,00

A partir dos valores apresentados, foi possível estimar o consumo mensal para cada um dos dois municípios do presente estudo.

Não é possível, para o consumidor do grupo B conectado ao sistema interligado, zerar sua conta de energia elétrica. Isso ocorre porque as concessionárias cobram um valor pela disponibilização de energia elétrica no ponto de consumo, denominado Custo de Disponibilidade. Os valores são regulados pela resolução n° 414, da ANEEL, que determina que serão cobrados os seguintes valores mínimos de fornecimento de energia:

- Para o padrão monofásico, 30 kWh;
- Para o padrão bifásico, 50 kWh;
- Para o padrão trifásico, 100 kWh;

Assim, se o consumo mensal for inferior à quantidade mínima, será pago o custo de disponibilidade. No caso do presente estudo, considerou-se os clientes de ambos os municípios como consumidores de classe B com rede monofásica, de modo que mesmo que toda a demanda seja suprida através da fonte solar, ainda será pago o valor referente à 30 kWh (valor que é multiplicado pela tarifa de energia, mais impostos).

No caso do presente estudo, em que o consumo mensal médio é de 200 kWh, o sistema foi projetado para gerar 2.040 kWh / ano (ou 170 kWh / mês, em média). Como o sistema de compensação brasileiro não admite a venda da produção excedente, não existe benefício para o consumidor em superdimensionar o sistema fotovoltaico. Um dimensionamento com valores superiores produziria um gasto desnecessário para o consumidor, ampliando o prazo do *Payback*.

Para obtenção das informações do Meteonorm foram utilizados os dados de latitude e longitude dos municípios. A seguir, ajustou-se no software PVSyst a posição ótima de inclinação dos painéis para as duas regiões, de modo a maximizar os ganhos médios anuais do sistema. A estrutura será fixa sobre o telhado, recebendo ventilação natural. As inclinações de ambos os sistemas assumiram ângulos diferenciados, de modo que o presente estudo considera que a estrutura será montada sobre um telhado plano, que possibilite a montagem que proporcione o maior ganho. Foi desconsiderada a variável sombreamento, realizada por agentes externos.

Primeiramente, foi realizado um pré-dimensionamento do sistema, através da seguinte fórmula apresentada pelo CRESESB (2014)

$$P_{FV}(Wp) = \frac{\left(\frac{E}{TD}\right)}{HSP_{MA}} \quad (1)$$

Onde $P_{FV}(Wp)$ é a potência de pico do painel fotovoltaico, E (Wh/dia) é o consumo diário médio anual da edificação ou fração deste, $HSP_{MA}(h)$ é a média diária anual das Horas de Sol Pleno incidentes e TD (adimensional) é a taxa de desempenho;

A taxa de desempenho (TD) adotada foi de 0,8, seguindo a indicação do CRESESB, de valores entre 0,7 e 0,8. Para obtenção das Horas de Sol Pleno (HSP), obtêm-se o valor de irradiância solar da região de interesse (em kW/m^2) e divide-se por $1 kW/m^2$, já que a grandeza reflete o número de horas em que a radiação solar deve permanecer constante e igual a $1 kW/m^2$ (CRESESB, 2014).

A seguir, foi realizada a modelagem do sistema, na qual os painéis solares e inversores foram escolhidos com base na lista fornecida pelo software. Também foi realizada uma pesquisa de preços com fornecedores para verificar os valores totais de investimento para os sistemas escolhidos. Optou-se, a pedido das empresas consultadas, pela não divulgação dos seus detalhes.

Com base nos orçamentos realizados com fornecedores de kits completos para a instalação, cuja venda é realizada no atacado, para outras empresas, foi possível extrair dados referentes ao mês de outubro de 2017. A partir dos dados obtidos, gerou-se um gráfico de correlação (figura 3.1.3), onde o eixo das abscissas representa o tamanho dos sistemas comercializados em Wp e o eixo das ordenadas representa o custo por Wp :

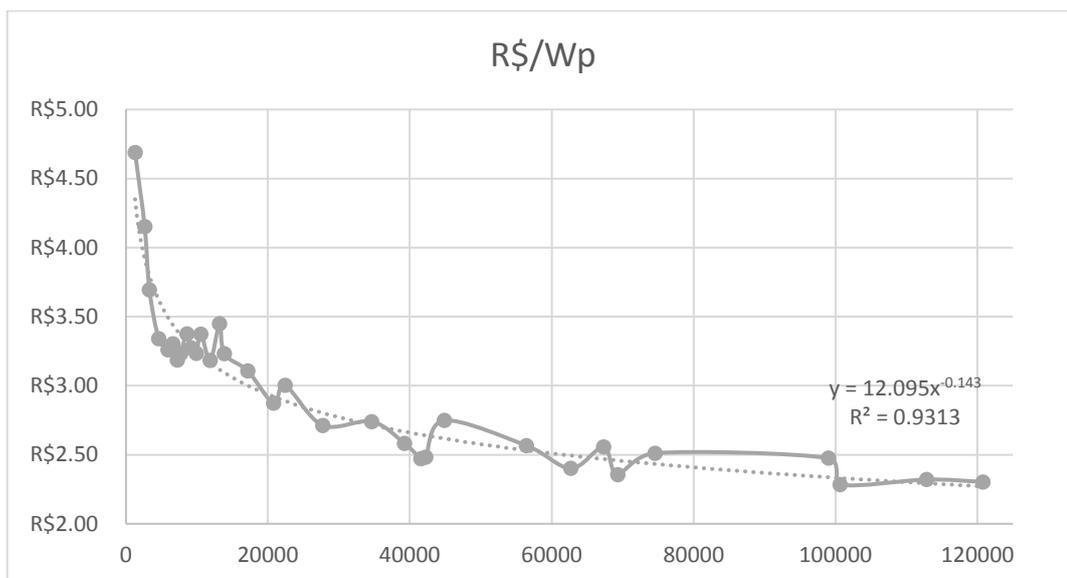


Figura 3.1.3. Correlação entre o tamanho dos sistemas comercializados e o custo por Wp (Fonte: A autora).

O gráfico (figura 3.1.3) aponta uma forte redução dos preços com o aumento do tamanho do sistema. Através da análise, resultou a seguinte equação para relacionar a potência do sistema com o valor, em reais, por Wp, com um coeficiente de correlação R² de 0,9313

$$\text{Custo por kWp} = 12,095 * (P^{-0,143}) \quad (2)$$

Onde P representa a potência do sistema que se deseja instalar, medida em Wp.

Também buscou-se verificar como se daria uma correlação logarítmica, no entanto, o coeficiente de correlação encontrado foi inferior (0,9058).

Outro fator foi considerado importante. Alguns autores fornecem uma porcentagem fixa para divisão dos custos de aquisição de sistemas fotovoltaicos. Observa-se que, através da análise de mercado de distribuição, que 53,1% do custo é dedicado aos módulos, 23,1% para o inversor, 16,8% para os demais componentes e 7,0% representa a margem de lucro da distribuidora (GREENER, 2017).

No entanto, de acordo com o que foi observado com a análise média de repartição de custos até 3 kWp dos valores obtidos com os fornecedores de atacado, 32% dos gastos de equipamento são destinados à aquisição do inversor, 50% dos gastos são destinados à compra dos painéis e 18% destinados à compra dos demais componentes.

Os valores encontrados, contudo, representam apenas a compra de todos os equipamentos e acessórios, faltando os custos para instalação do sistema. De acordo com uma análise realizada pela GREENER (2017), os custos com instalação para sistemas residenciais são de R\$ 2,68/Wp. Apesar de o sistema projetado para esse estudo possuir 8 kWp, o valor será adotado como referência.

Assim, para a instalação de um sistema com 2.000 Wp, por exemplo, o custo com aquisição dos equipamentos, de acordo com a Fórmula 2 seria de R\$ 4,08/Wp, resultando em um total de R\$ 8.158,09 para a compra dos equipamentos. Para a instalação, seriam gastos R\$ 5.360,00, totalizando R\$ 13.518,09. Seriam gastos, para esse sistema, R\$ 6,76/Wp, um valor aproximadamente 6% inferior ao proposto por NAKABAYASHI (2015).

Comparou-se a economia mensal e anual fornecida pelos sistemas projetados ao usuário, incluindo-se os impostos. A seguir, a fim de otimizar o funcionamento do sistema, foi selecionada uma segunda opção de configuração, com a economia mensal e anual sendo comparada com a gerada anteriormente.

Realizou-se uma pesquisa acerca das resoluções homologatórias publicadas de 2004 a 2017 pelas concessionárias de energia dos municípios selecionados, a fim de localizar os dados de tarifação para cada ano bem como de obter um dado de variação média no reajuste das tarifas. Tal valor, juntamente com a taxa SELIC, de 7% ao ano, serviu para a realização da análise de viabilidade econômica dos projetos.

Para o cálculo da tarifa de energia com o acréscimo de impostos admite-se a seguinte fórmula (3)

$$V_T = \frac{V_S}{[1-(PIS+COFINS+ICMS)]} \quad (3)$$

Onde V_T é o valor da tarifa com o acréscimo dos impostos e V_S é o valor da tarifa sem o acréscimo dos impostos;

Por fim, multiplica-se o valor V_T obtido pelo consumo mensal de energia elétrica. O valor dos impostos foi obtido de acordo com os dados fornecidos pelas concessionárias de energia de ambos os municípios. A Celesc, concessionária de Florianópolis, trabalha com valores de PIS e COFINS somados de 5,66%, enquanto a Cepisa, concessionária de Teresina, trabalha com valores de PIS e COFINS somados de 4,41%. Ambos são referência para o mês de novembro de 2017. Com relação ao ICMS, em Santa Catarina admite-se um valor para a classe residencial (B) de 12% para um consumo até 150 kWh, e de 25% para consumos superiores a 150 kWh. No Piauí, o ICMS para a classe residencial é de 20% para um consumo até 200 kWh e de 25% para valores superiores a 200 kWh.

Para a análise de viabilidade econômica, calculou-se o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR), o *Payback* simples e o *Payback* descontado. De acordo com WOTTRICH (2010), o Valor Presente Líquido (VPL) é definido como a diferença entre o valor presente de fluxo de caixa esperados de um projeto e seu custo inicial. Valores positivos indicam a viabilidade de um projeto para uma dada taxa de desconto esperada (Taxa Mínima de Atratividade), enquanto valores negativos indicam que o investimento não deve ser realizado. O VPL é calculado através da Equação

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - I_0 \quad (4)$$

Onde t é número de anos do projeto, n é o número total de anos do projeto, FC_t é o fluxo de caixa no ano t (R\$), i é a taxa de desconto (TMA, em %) e I_0 é o investimento inicial.

A Taxa Interna de Retorno (TIR), por sua vez, visa encontrar uma taxa intrínseca de rendimento para o projeto que seja igual ou superior à Taxa Mínima de Atratividade. Via de regra, calcula-se a TIR igualando-se a fórmula do VPL a zero (SAMANEZ, 2009). Tal método de cálculo, no entanto, somente possui sentido se o fluxo de caixa for convencional (uma mudança de sinal ao longo do tempo). Do contrário, é possível que apareçam múltiplos valores de TIR, o que dificulta a análise dos resultados obtidos. Contudo, como está sendo usada para o presente estudo uma TMA com faixa de valores restritos baseados no histórico da Selic, admitiu-se a TIR como um componente da análise de viabilidade dos cenários apresentados.

Já o *Payback Simples*, ou Tempo de Retorno, refere-se ao tempo necessário para o retorno do valor investido, ou seja, o momento no qual o lucro líquido acumulado se iguala ao valor do investimento. Segundo WOTTRICH (2010), o investimento com *Payback* curto é visto como mais seguro do que aqueles que apresentam valores grandes, pois quanto maior o tempo para recuperação do investimento, maior incerteza quanto aos retornos positivos de caixa.

O *Payback Simples*, no entanto, apresenta a problemática de não considerar o valor do dinheiro com o passar do tempo. Para isso, é importante utilizar o cálculo do *Payback Descontado* (SAMANEZ, 2009)

$$I = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (5)$$

Onde t é o número de anos do projeto, n é o número total de anos do projeto, FC_t é o fluxo de caixa no ano t (R\$), i é a taxa de desconto (TMA, em %) e I é o investimento.

No presente estudo, foi desconsiderada a redução de 0,7% ao ano na potência dos painéis para determinar os cálculos de viabilidade econômica.

3.2. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Teresina

A capital do Piauí possui latitude $-5,08921^\circ$ e longitude: $-42,8016^\circ$. Para iniciar a análise no PVSyst, obteve-se os dados do Meteonorm (figura 3.2.1):

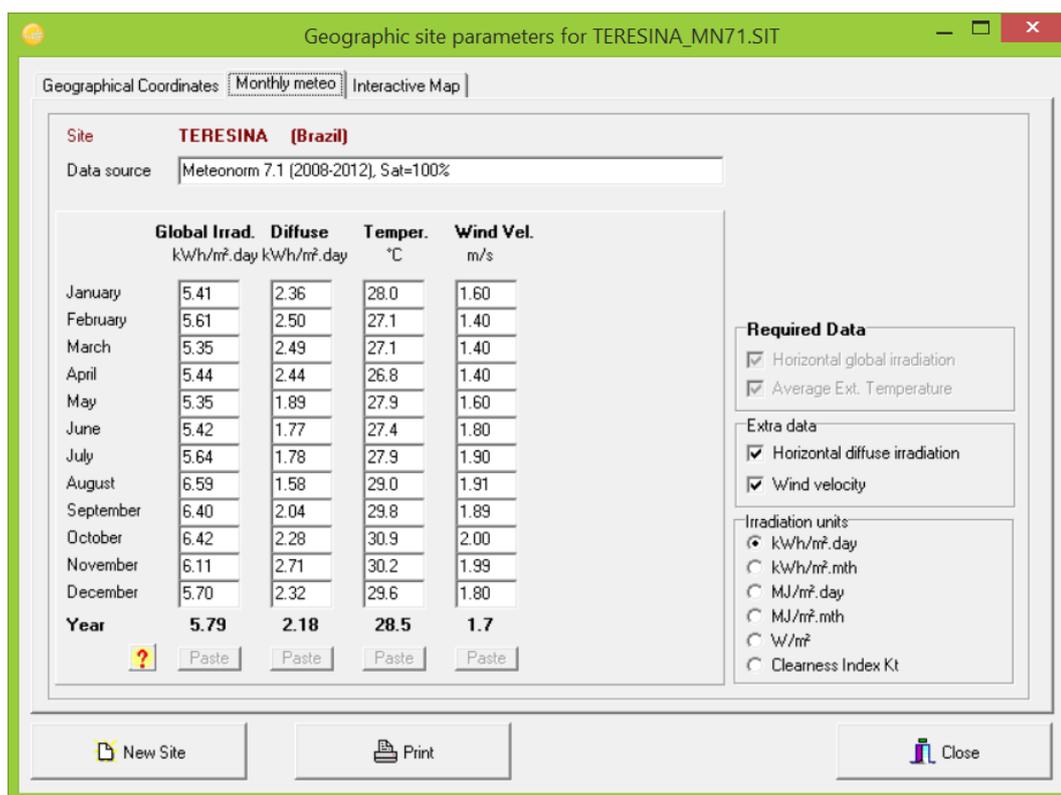


Figura 3.2.1. Dados do Meteonorm para Teresina obtidos pelo PVSyst (PVSyst, s.d.).

A inclinação ideal encontrada foi de 15° , com a superfície voltada para o Norte (figura 3.2.2). O ajuste de inclinação visa encontrar condições ótimas para o funcionamento dos painéis, que se encontrarão instalados sobre o telhado da residência.

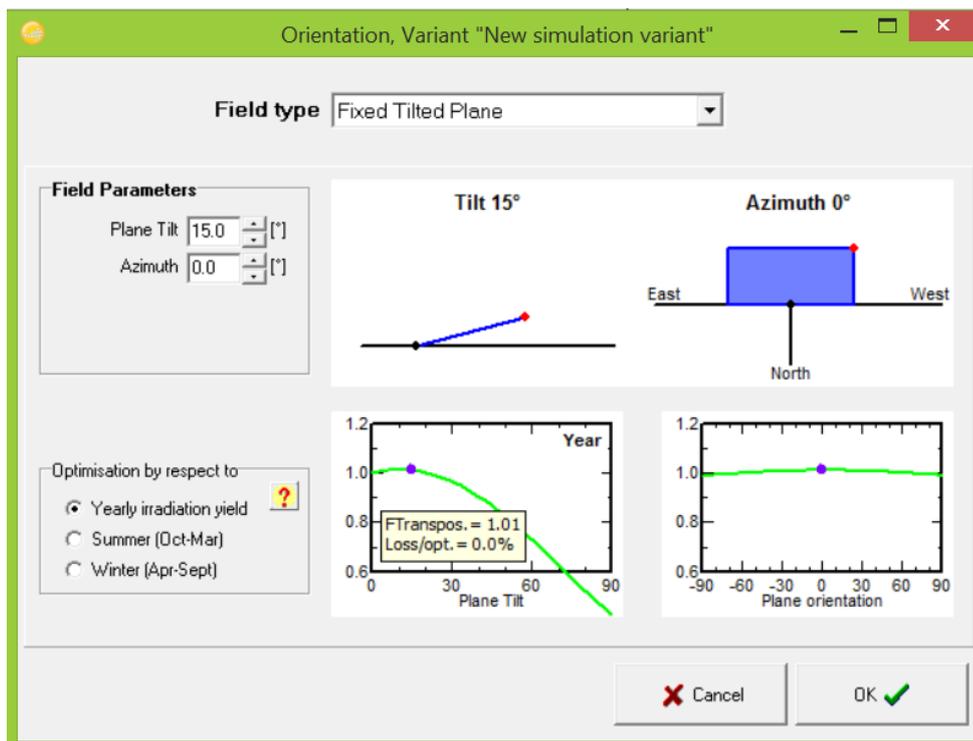


Figura 3.2.2. Ajuste de inclinação para Teresina (PVSyst, s.d.).

O pré-dimensionamento foi realizado de acordo com a Fórmula (1). Adotou-se o valor de 170 kWh por mês, ou seja, 5,67 Wh por dia:

$$P_{FV}(Wp) = \frac{\left(\frac{5666,67}{0,8}\right)}{5,79} = 1.223,37 Wp$$

No caso da utilização de módulos de 320 W, seriam quatro unidades com 1.280 Wp. No caso de módulos de 270 W, seriam usados cinco (1.350 Wp). A escolha da potência dos painéis foi feita com base na disponibilidade dos equipamentos nos fornecedores no período no qual esta pesquisa foi realizada. Iniciou-se a modelagem do sistema com quatro módulos de 320 W e um inversor de 1.300 W. A fim de aproximar a análise da realidade, em vez de serem utilizados equipamentos genéricos, adotou-se o módulo de 320 W da Canadian Solar, modelo CS6U-320P, enquanto o inversor adotado foi o da marca SMA, modelo Sunny Boy SB 1300TL-10, com 1.300 W (Figura 3.2.3).

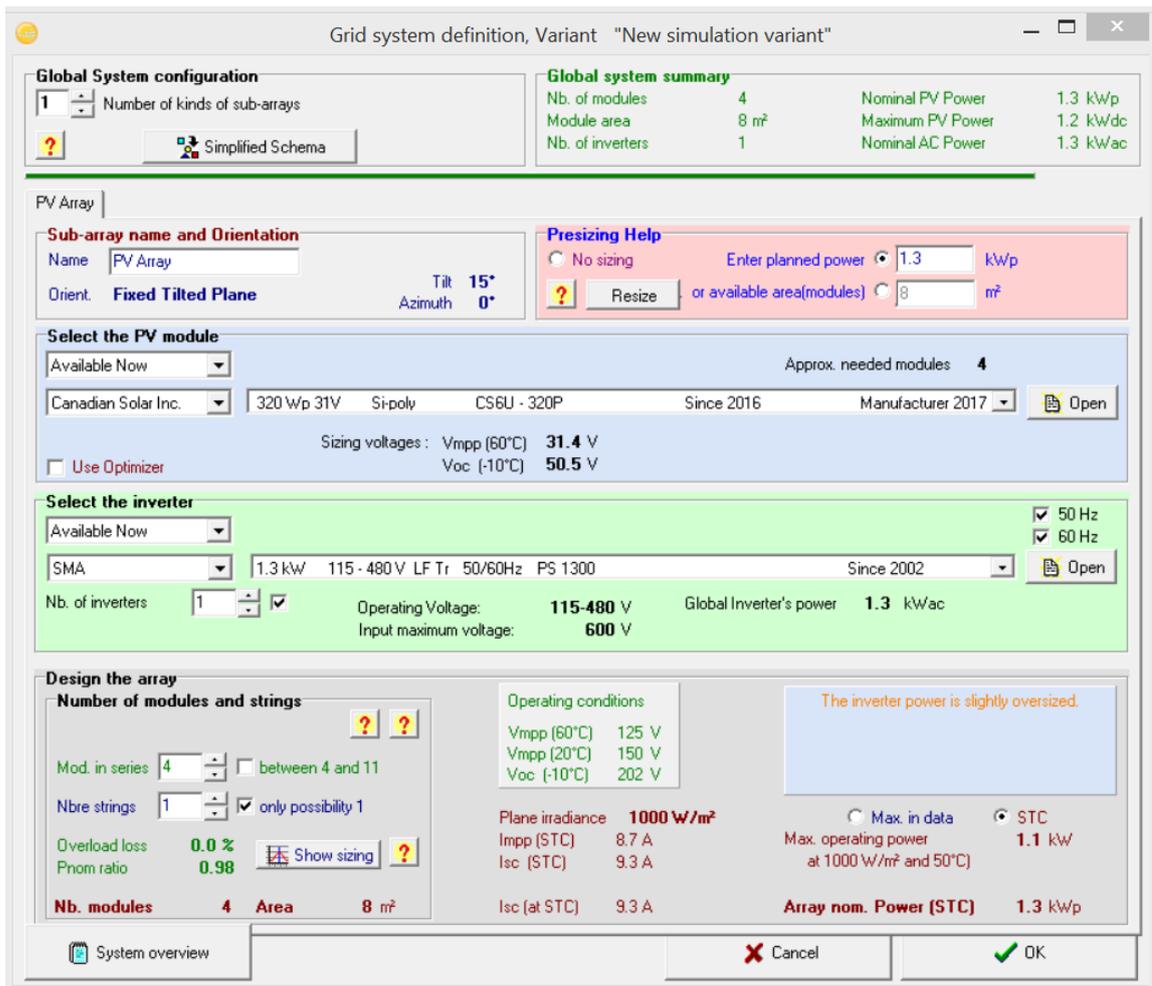


Figura 3.2.3. Modelagem do sistema de Teresina através do software PVSyst (PVSyst, s.d.).

Realizou-se uma nova análise no PVSyst com a seguinte configuração (figura 3.2.4):

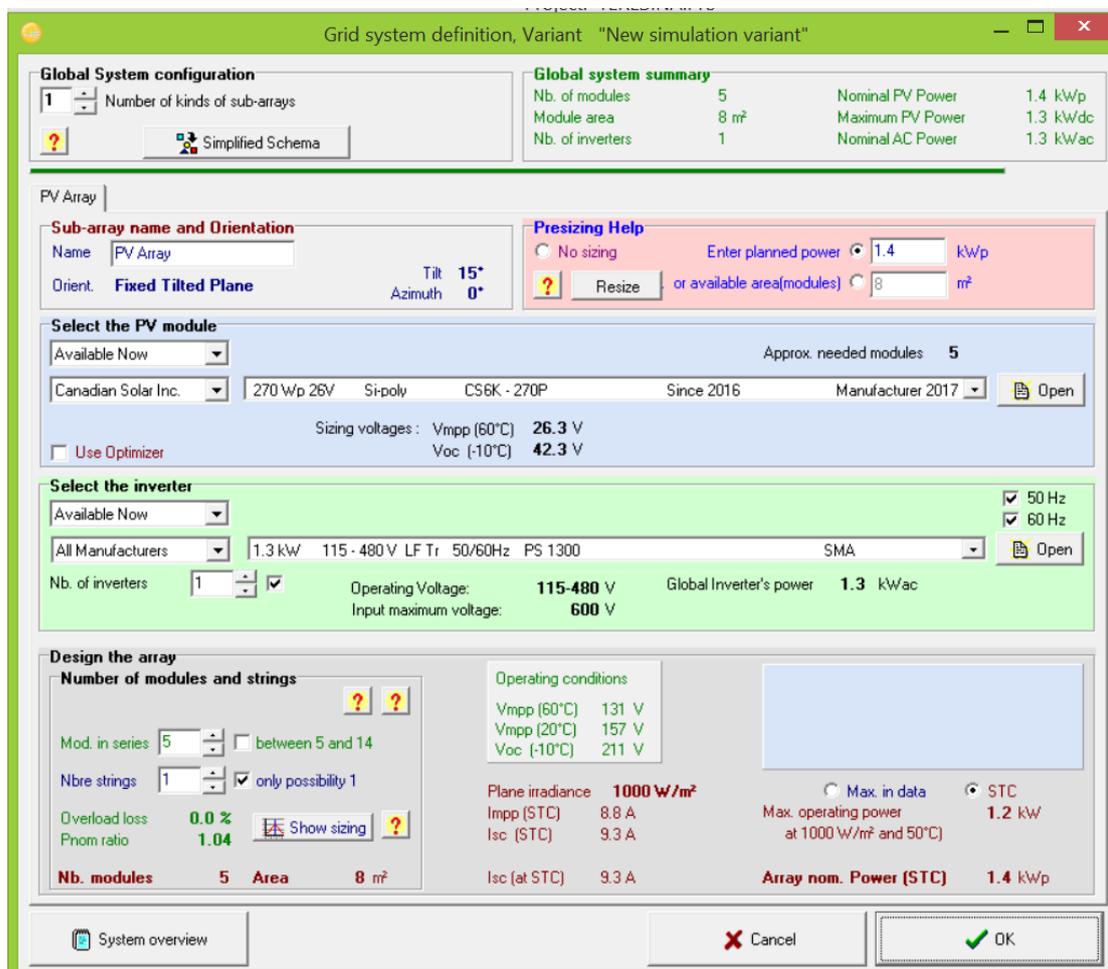


Figura 3.2.4. Modelagem do segundo sistema de Teresina através do software PVSyst (PVSyst, s.d.).

A inclinação dos módulos manteve-se a mesma. Adotou-se cinco (5) painéis de silício policristalino da marca Canadian Solar, modelo CANADIAN SOLAR CS6K-270P, com uma instalação de 1.350 Wp. Com relação ao inversor, manteve-se o modelo Sunny Boy SB 1300TL-10 da marca SMA, com 1.300 W.

Após a realização das duas simulações com as características apresentadas, os dados de geração obtidos foram correlacionados com os de tarifa energética. No caso de Teresina, a concessionária é a Cepisa, cuja tarifa de novembro é de R\$ 0,554/kWh. Com relação aos tributos cobrados, o PIS e a COFINS utilizados nos cálculos foram, somados, de 4,41%, enquanto o ICMS foi de 20% até 200 kWh, e 25% para os consumos superiores a 200 kWh.

Na tabela a seguir (tabela 3.2.1), calculou-se a economia obtida com a instalação do sistema fotovoltaico para a primeira análise, na qual foram empregados os módulos de 320 Wp. Os impostos foram inclusos (excetuando-se a taxa de iluminação pública).

Tabela 3.2.1. Simulação dos custos da tarifa mensal de energia com base nos dados de produção do sistema fotovoltaico de 1.280 Wp (fonte: a autora).

Mês	Demanda de energia (kWh)	Energia gerada pelo sistema FV (kWh)	Diferença (kWh)	Créditos acumulados (kWh)	Consumo a pagar (kWh)	Fatura sem o sistema FV	Fatura com o sistema FV	Diferença
Janeiro	204,73	158,14	-46,59	0,00	46,59	R\$ 160,67	R\$ 34,14	R\$ 126,53
Fevereiro	195,44	151,92	-43,52	0,00	43,52	R\$ 143,24	R\$ 31,89	R\$ 111,34
Março	206,48	164,47	-42,01	0,00	42,01	R\$ 162,05	R\$ 30,79	R\$ 131,26
Abril	205,83	168,04	-37,79	0,00	37,79	R\$ 161,54	R\$ 27,70	R\$ 133,84
Mai	201,14	173,31	-27,83	0,00	30,00	R\$ 157,86	R\$ 21,99	R\$ 135,87
Junho	197,94	172,92	-25,02	0,00	30,00	R\$ 145,07	R\$ 21,99	R\$ 123,08
Julho	187,38	183,21	-4,17	0,00	30,00	R\$ 137,33	R\$ 21,99	R\$ 115,34
Agosto	188,62	207,63	19,01	19,01	30,00	R\$ 138,24	R\$ 21,99	R\$ 116,26
Setembro	195,69	188,42	-7,27	11,74	30,00	R\$ 143,42	R\$ 21,99	R\$ 121,43
Outubro	197,99	189,58	-8,41	3,33	30,00	R\$ 145,11	R\$ 21,99	R\$ 123,12
Novembro	206,02	173,64	-32,38	0,00	30,00	R\$ 161,69	R\$ 21,99	R\$ 139,70
Dezembro	212,75	165,25	-47,50	0,00	47,50	R\$ 166,97	R\$ 34,81	R\$ 132,15
TOTAL	2.400	2.096,53	-303,47		427,40	R\$ 1.823,18	R\$ 313,24	R\$ 1.509,93

Enquanto o consumo mensal médio foi estimado em 200 kWh/mês, o sistema fotovoltaico foi modelado para gerar uma média de 170 kWh/mês, visto que o custo de disponibilidade de 30 kWh/mês continuará a ser cobrado para o sistema monofásico. Verifica-se neste caso que os meses de janeiro, fevereiro, março, abril e dezembro apresentaram custos ligeiramente superiores ao que seria esperado da cota mínima a ser cobrada. A economia anual com o sistema seria de R\$ 1.509,93.

Na segunda simulação, os meses de janeiro, fevereiro, março e dezembro apresentaram custos ligeiramente superiores ao que seria esperado da cota mínima de cobrança. A tabela com os dados de economia para este sistema pode ser vista a seguir (tabela 3.2.2):

Tabela 3.2.2. Simulação dos custos da tarifa mensal de energia com base nos dados de produção do sistema fotovoltaico de 1.350 Wp (fonte: a autora).

Mês	Demanda de energia (kWh)	Energia gerada pelo sistema FV (kWh)	Diferença (kWh)	Créditos acumulados (kWh)	Consumo a pagar (kWh)	Fatura sem o sistema FV	Fatura com o sistema FV	Diferença
Janeiro	204,73	157	-47,73	0,00	47,73	R\$ 160,67	R\$ 34,98	R\$ 125,69
Fevereiro	195,44	154,49	-40,95	0,00	40,95	R\$ 143,24	R\$ 30,01	R\$ 113,23
Março	206,48	172,15	-34,33	0,00	34,33	R\$ 162,05	R\$ 25,16	R\$ 136,89
Abril	205,83	180,46	-25,37	0,00	30,00	R\$ 161,54	R\$ 21,99	R\$ 139,55
Mai	201,14	190,18	-10,96	0,00	30,00	R\$ 157,86	R\$ 21,99	R\$ 135,87
Junho	197,94	191,77	-6,17	0,00	30,00	R\$ 145,07	R\$ 21,99	R\$ 123,08
Julho	187,38	201,9	14,52	14,52	30,00	R\$ 137,33	R\$ 21,99	R\$ 115,34
Agosto	188,62	225,23	36,61	51,13	30,00	R\$ 138,24	R\$ 21,99	R\$ 116,26
Setembro	195,69	198,93	3,24	54,37	30,00	R\$ 143,42	R\$ 21,99	R\$ 121,43
Outubro	197,99	194,54	-3,45	50,92	30,00	R\$ 145,11	R\$ 21,99	R\$ 123,12
Novembro	206,02	173,66	-32,36	18,56	30,00	R\$ 161,69	R\$ 21,99	R\$ 139,70
Dezembro	212,75	163,07	-49,68	0,00	31,12	R\$ 166,97	R\$ 22,81	R\$ 144,16
TOTAL	2.400	2.203,38	-196,62		394,12	R\$ 1.823,18	R\$ 288,85	R\$1.534,32

A segunda configuração do sistema fotovoltaico aumentou o valor da economia anual com o sistema, de modo que se considera este o sistema mais adequado para instalação. A seguir, procedeu-se com uma análise econômica do projeto, com o cálculo da VPL e do *Payback*.

Florianópolis

A capital de Santa Catarina possui latitude: $-27,5969^\circ$ e longitude: $-48,5495^\circ$. Os dados obtidos através do Meteonorm podem ser visualizados a seguir (figura 3.2.5):

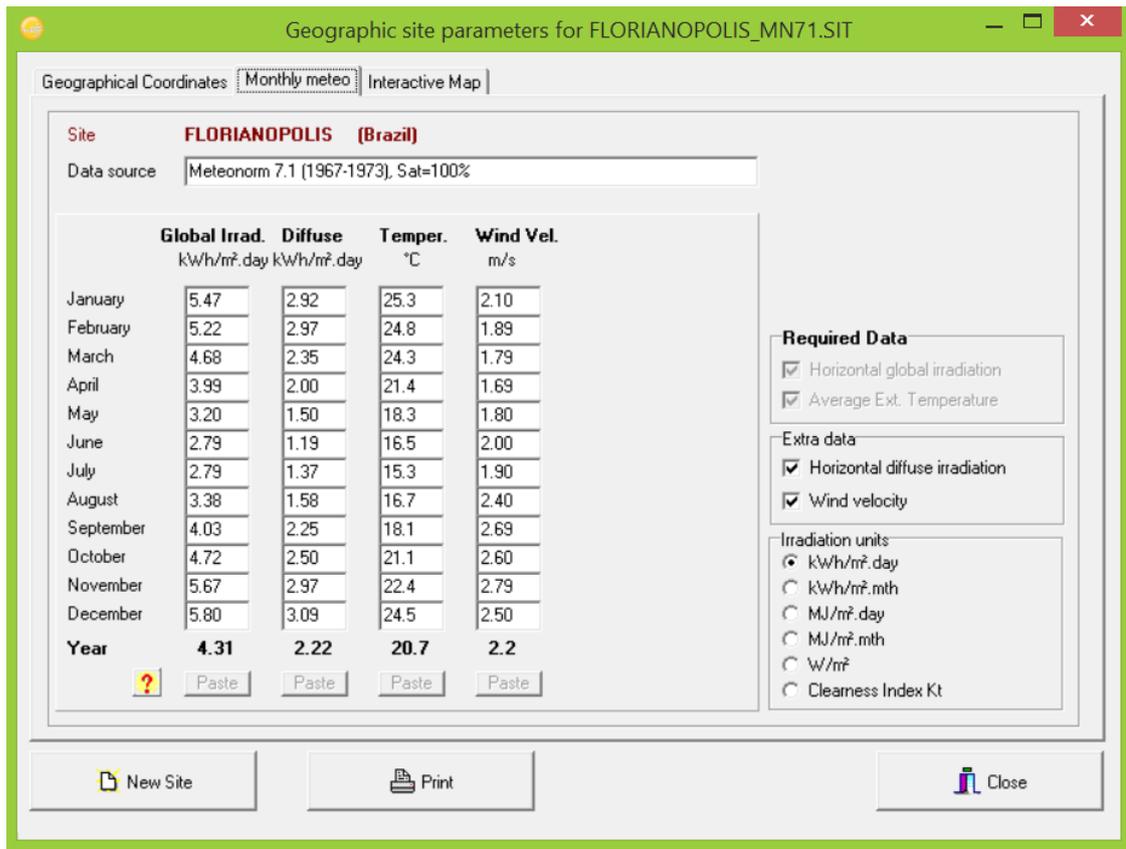


Figura 3.2.5. Dados do Meteonorm para Florianópolis obtidos a partir do PVSyst (PVSyst, s.d.).

A inclinação ideal encontrada para maximizar os ganhos anuais de irradiação foi de 28°, como é possível ver a seguir (figura 3.2.6):

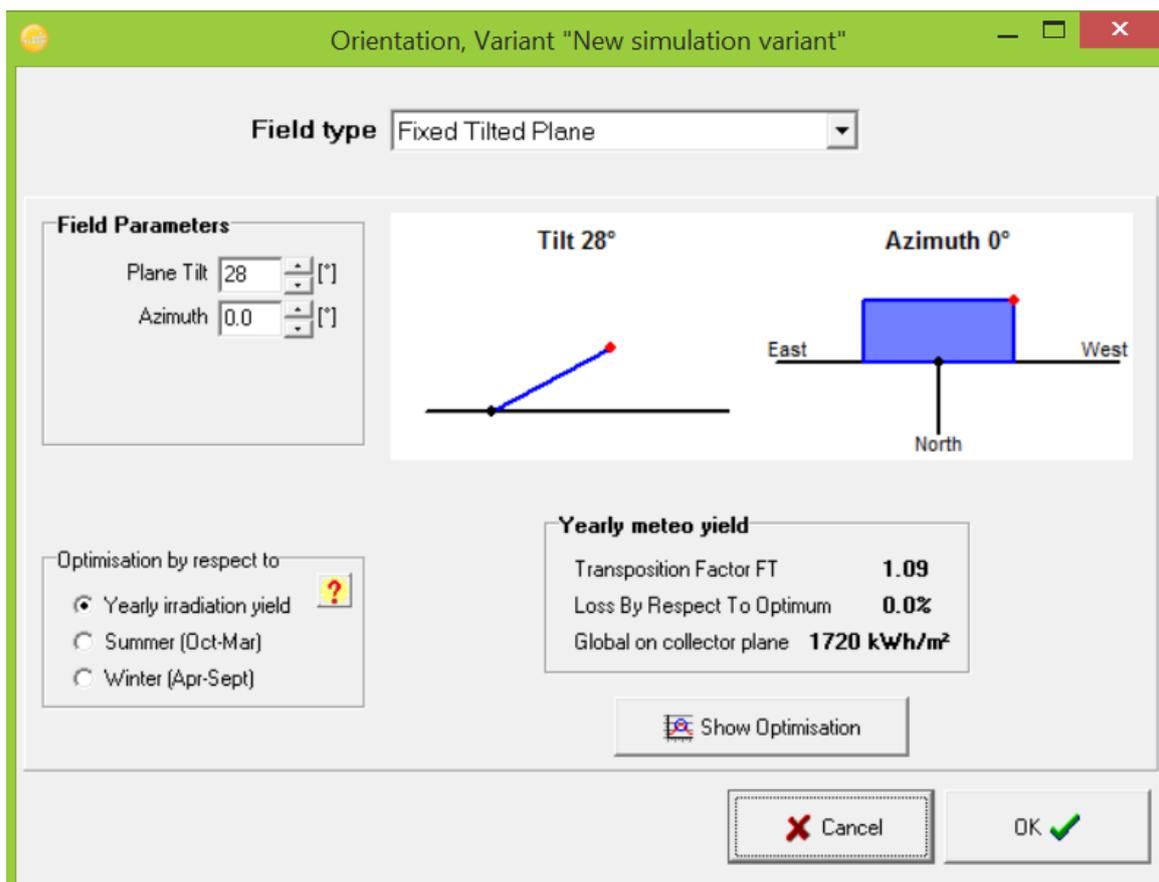


Figura 3.2.6. Ajuste de inclinação para Florianópolis (PVSyst, s.d.).

O pré-dimensionamento foi realizado, novamente, de acordo com a Fórmula (1). Adotou-se o valor de 170 kWh por mês (5,67 Wh por dia):

$$P_{FV}(Wp) = \frac{\left(\frac{5666,67}{0,8}\right)}{4,31} = 1.643,46 Wp$$

Para esta situação, caso fossem empregados módulos de 320 W, seriam necessárias cinco unidades, com 1.600 Wp. No caso da adoção de módulos de 270 W, seriam usadas seis unidades, com 1.620 Wp.

Para a primeira simulação, adotou-se cinco (5) painéis de 320 W da Canadian Solar, modelo CANADIAN SOLAR CS6U-320P, com uma instalação de 1.600 Wp. Com relação ao inversor, adotou-se o modelo Fronius Galvo 1.5-1 da marca Fronius, com 1.500 W. A diferença nas marcas de inversor escolhidas para Teresina e Florianópolis se deve à disponibilidade dos equipamentos nos fornecedores que tiveram os preços pesquisados.

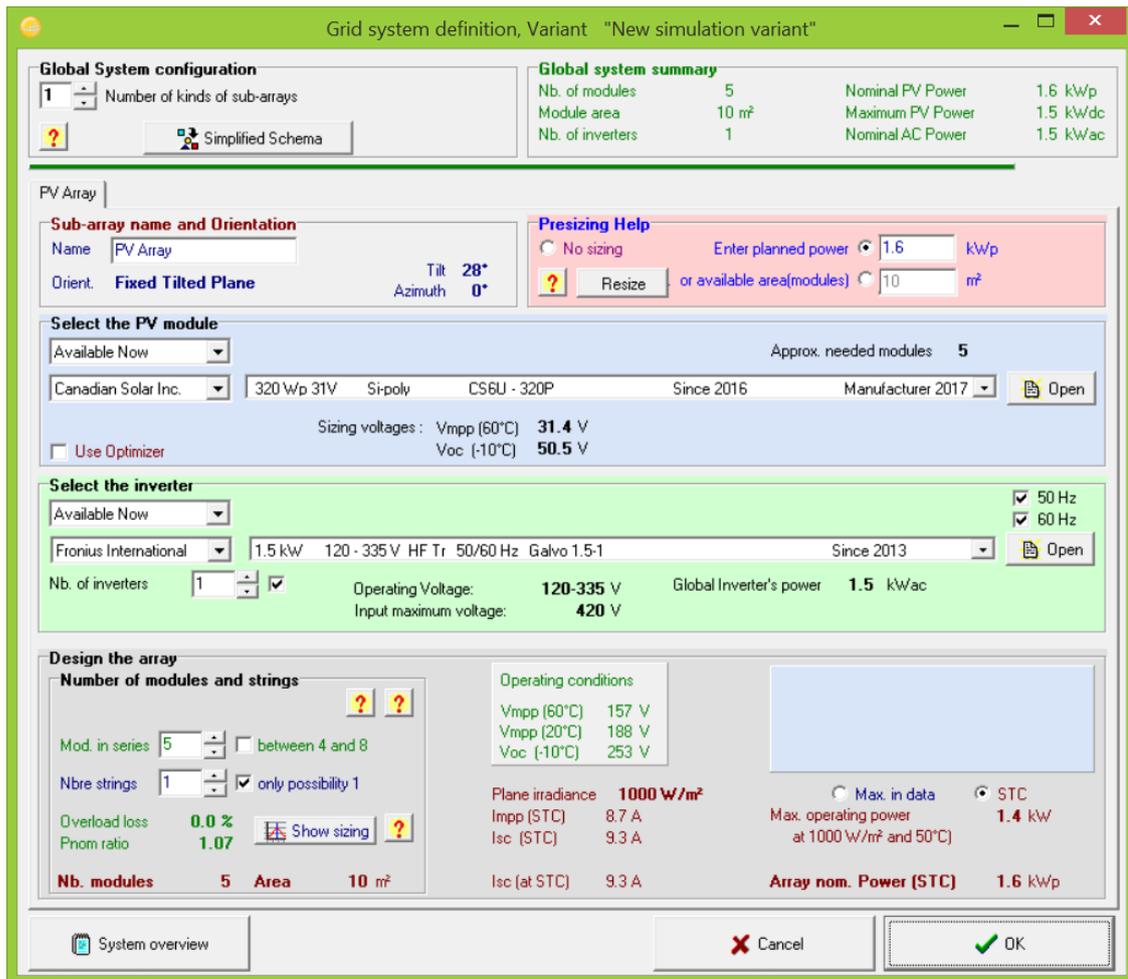


Figura 3.2.7. Modelagem do sistema de Florianópolis através do software PVSyst (PVSyst, s.d.).

Na segunda simulação, a inclinação dos módulos manteve-se a mesma. Adotou-se seis (6) painéis de silício policristalino da marca Canadian Solar, modelo CANADIAN SOLAR CS6K-270P, com uma instalação de 1.620 Wp. Com relação ao inversor, manteve-se o modelo Fronius Galvo 1.5-1 da marca Fronius, com 1.500W.

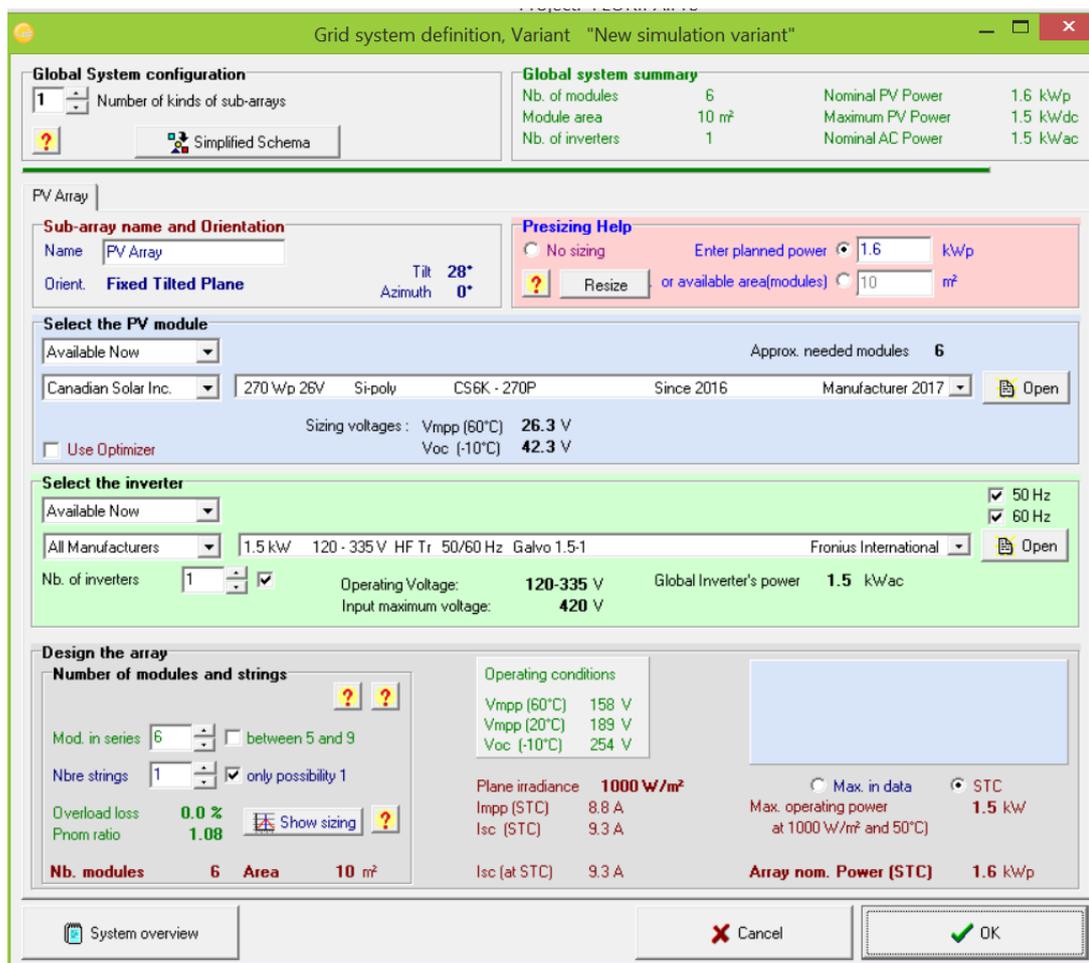


Figura 3.2.8. Modelagem do segundo sistema de Florianópolis através do software PVSyst (PVSyst, s.d.).

É importante lembrar que o estado de Santa Catarina não aderiu ao Convênio ICMS 16/2015, o que significa que o ICMS é cobrado sobre todo o consumo, desconsiderando-se a energia injetada na rede. Já com relação ao PIS e à COFINS, ambos são tributos federais, sendo cobrados apenas sobre a diferença positiva entre a energia injetada na rede e aquela que é consumida.

Desse modo, para a realização da análise de viabilidade econômica serão empregados os dois cenários: com e sem a cobrança de ICMS sobre toda a energia consumida, para verificação do impacto da medida à viabilidade do sistema.

A concessionária de energia para o município de Florianópolis é a Celesc, cuja tarifa para consumo residencial (B1) é de R\$ 0,456 por kWh. Com relação aos tributos cobrados, o PIS e a COFINS somados utilizado nos cálculos foram de 5,66%, enquanto o ICMS foi de 12% para valores de consumo até 150 kWh, e de 25% para valores de consumo acima de 150 kWh. O resultado da simulação pode ser visualizado a seguir (tabela 3.2.3):

Tabela 3.2.3. Simulação dos custos da tarifa mensal de energia com base nos dados de produção do sistema fotovoltaico de 1.600 Wp (fonte: a autora).

Mês	Demanda de energia (kWh)	Energia gerada pelo sistema FV (kWh)	Diferença (kWh)	Créditos acumulados (kWh)	Consumo a pagar (kWh)	Fatura sem o sistema FV	Fatura com o sistema FV sem ICMS	Diferença	Fatura com o sistema FV com ICMS	Diferença
Janeiro	226,12	196,19	-29,93	0,00	30,00	R\$ 148,70	R\$ 16,61	R\$ 132,09	R\$ 40,23	R\$ 108,47
Fevereiro	218,80	182,32	-36,48	0,00	36,48	R\$ 143,89	R\$ 20,20	R\$ 123,69	R\$ 42,52	R\$ 101,37
Março	206,56	198,21	-8,35	0,00	30,00	R\$ 135,84	R\$ 16,61	R\$ 119,22	R\$ 38,00	R\$ 97,84
Abril	210,57	184,19	-26,38	0,00	30,00	R\$ 138,48	R\$ 16,61	R\$ 121,86	R\$ 38,46	R\$ 100,02
Mai	197,73	175,93	-21,80	0,00	30,00	R\$ 130,03	R\$ 16,61	R\$ 113,42	R\$ 37,00	R\$ 93,04
Junho	195,04	156,13	-38,91	0,00	38,91	R\$ 128,27	R\$ 21,55	R\$ 106,72	R\$ 40,98	R\$ 87,28
Julho	197,53	153,41	-44,12	0,00	44,12	R\$ 129,90	R\$ 24,43	R\$ 105,47	R\$ 43,78	R\$ 86,12
Agosto	189,84	175,83	-14,01	0,00	30,00	R\$ 124,85	R\$ 16,61	R\$ 108,23	R\$ 36,10	R\$ 88,75
Setembro	188,42	177,53	-10,89	0,00	30,00	R\$ 123,91	R\$ 16,61	R\$ 107,30	R\$ 35,93	R\$ 87,98
Outubro	184,93	190,48	5,55	5,55	30,00	R\$ 121,62	R\$ 16,61	R\$ 105,00	R\$ 35,54	R\$ 86,08
Novembro	188,61	205,17	16,56	22,11	30,00	R\$ 124,03	R\$ 16,61	R\$ 107,42	R\$ 35,96	R\$ 88,08
Dezembro	195,85	206,28	10,43	32,55	30,00	R\$ 128,79	R\$ 16,61	R\$ 112,18	R\$ 36,78	R\$ 92,01
TOTAL	2400	2201,67			389,51	R\$1.578,31	R\$215,71	R\$1.362,60	R\$461,27	R\$1.117,04

Como o sistema é monofásico, sempre será cobrada uma tarifa referente ao consumo de 30 kWh ao mês. Desse modo, os custos com a concessionária não podem ser cortados por completo. Verifica-se neste caso que os meses de fevereiro, junho e julho apresentaram custos ligeiramente superiores ao que seria esperado da cota mínima de cobrança. A economia anual com o sistema seria de R\$ 1.117,04 por ano. Caso o estado de Santa Catarina aplicasse a isenção de ICMS para a energia compensada, a economia anual seria de R\$ 1.362,60.

Para a segunda simulação, obteve-se os seguintes dados (tabela 3.2.4):

Tabela 3.2.4. Simulação dos custos da tarifa mensal de energia com base nos dados de produção do sistema fotovoltaico de 1.620 Wp (fonte: a autora).

Mês	Demanda de energia (kWh)	Energia gerada pelo sistema FV (kWh)	Diferença (kWh)	Créditos acumulados (kWh)	Consumo a pagar (kWh)	Fatura sem o sistema FV	Fatura com o sistema FV sem ICMS	Diferença	Fatura com o sistema FV com ICMS	Diferença
Janeiro	226,12	198,65	-27,47	0,00	30,00	R\$ 148,70	R\$ 16,61	R\$ 132,09	R\$ 40,23	R\$ 108,47
Fevereiro	218,80	184,56	-34,24	0,00	34,24	R\$ 143,89	R\$ 18,96	R\$ 124,93	R\$ 41,44	R\$ 102,45
Março	206,56	200,64	-5,92	0,00	30,00	R\$ 135,84	R\$ 16,61	R\$ 119,22	R\$ 38,00	R\$ 97,84
Abril	210,57	186,49	-24,08	0,00	30,00	R\$ 138,48	R\$ 16,61	R\$ 121,86	R\$ 38,46	R\$ 100,02
Mai	197,73	178,04	-19,69	0,00	30,00	R\$ 130,03	R\$ 16,61	R\$ 113,42	R\$ 37,00	R\$ 93,04
Junho	195,04	157,97	-37,07	0,00	37,07	R\$ 128,27	R\$ 20,53	R\$ 107,74	R\$ 40,10	R\$ 88,17
Julho	197,53	155,27	-42,26	0,00	42,26	R\$ 129,90	R\$ 23,40	R\$ 106,50	R\$ 42,88	R\$ 87,02
Agosto	189,84	177,99	-11,85	0,00	30,00	R\$ 124,85	R\$ 16,61	R\$ 108,23	R\$ 36,10	R\$ 88,75
Setembro	188,42	179,69	-8,73	0,00	30,00	R\$ 123,91	R\$ 16,61	R\$ 107,30	R\$ 35,93	R\$ 87,98
Outubro	184,93	192,84	7,91	7,91	30,00	R\$ 121,62	R\$ 16,61	R\$ 105,00	R\$ 35,54	R\$ 86,08
Novembro	188,61	207,72	19,11	27,02	30,00	R\$ 124,03	R\$ 16,61	R\$ 107,42	R\$ 35,96	R\$ 88,08
Dezembro	195,85	208,83	12,98	40,01	30,00	R\$ 128,79	R\$ 16,61	R\$ 112,18	R\$ 36,78	R\$ 92,01
TOTAL	2400	2228,69			383,57	R\$1.578,31	R\$212,42	R\$1.365,89	R\$458,41	R\$1.119,90

Assim como ocorreu em Teresina, a nova configuração apresentou redução de custos com a implantação do sistema, bem como aumento nos ganhos anuais, de modo que esta será a configuração adotada para instalação. A economia com este sistema seria de R\$ 1.119,90 no primeiro ano. Caso Santa Catarina aderisse ao convênio ICMS, a economia inicial seria de R\$ 1.365,89.

Análise Econômica – Teresina

De acordo com a equação apresentada no presente trabalho (Fórmula 3.1.2), o valor total para o sistema de 1.350 Wp seria de R\$ 9.443,08, com um custo de aquisição de equipamentos de R\$ 5.825,08 e um custo de instalação de R\$ 3.618,00. O custo por Wp foi estimado em R\$ 6,99. O valor é 2,71% menor do que o apresentado por Nakabayashi (2015), de R\$ 7,19/Wp.

Caso o sistema fosse adquirido através da compra em locais de venda a varejo, estima-se que o custo com a aquisição dos equipamentos especificados neste estudo (Módulo de 270 W da Canadian Solar e inversor de 1.300 W da SMA somados a outros complementos) seria de R\$10.147,31. Utilizando-se os valores de referência para a instalação (GREENER, 2017), seriam gastos mais R\$ 3.618,00, totalizando R\$ 13.765,31 e um custo de R\$ 10,20/Wp.

O próximo passo foi a análise dos reajustes anuais tarifários da Cepisa, através das Resoluções Homologatórias publicadas de 2004 a 2017 (Tabela 3.2.5).

Tabela 3.2.5. Custos da tarifa de energia aplicada pela Cepisa de 2004 a 2017, com o cálculo da variação média (ANEEL, s.d.2).

CEPISA		
RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA	TARIFA/kWh	VARIAÇÃO
Nº 218, de 26/08/04	0,283	-
Nº 189, de 22/08/05	0,322	13,781%
Nº 374, de 24/08/06	0,354	9,938%
Nº 537, de 21/08/07	0,302	-5,200%
Nº 698, de 26/08/08	0,387	28,146%
Nº 871, de 25/08/09	0,364	-5,943%
Nº 1.052, de 24/08/10	0,373	2,473%
Nº 1.195, de 23/08/11	0,419	12,332%
Nº 1.334, de 20/08/12	0,443	5,628%
Nº 1.605, de 27/08/13	0,341	-23,013%
Nº 1.781, de 26/08/14	0,421	23,617%
Nº 1.949, de 08/09/15	0,440	4,463%
Nº 2.135, de 20/09/16	0,442	0,477%
Nº 2.305, de 26/09/17	0,437	-1,154%
VARIAÇÃO MÉDIA		5,042%

A variação média das tarifas foi utilizada, juntamente com a estimativa da SELIC, de 7% a.a. (como Taxa Mínima de Atratividade – TMA), para realização do cálculo do Valor Presente Líquido (VPL) e do *Payback* descontado. Os custos com manutenção se restringirão à substituição do inversor, que ocorrerá de dez em dez anos.

Para a análise da viabilidade econômica, utilizou-se dois cenários, com distintas hipóteses de custo:

- Cenário 1: estimado através dos valores fornecidos por vendedores a atacado (R\$ 9.443,08). De acordo com a análise média de repartição de custos até 3 kWp, o custo no atacado foi de 32% dos gastos de equipamento destinados à aquisição do inversor. Assim, o investimento de R\$ 1.864,00 será adicionado ao fluxo de caixa de dez em dez anos, sendo reajustado anualmente de acordo com a meta de inflação para 2017, que é de 4,5% (Banco Central do Brasil, 2015).
- Cenário 2: estimado através dos valores fornecidos por orçamentos com vendedores do varejo (R\$ 10.147,31 com equipamentos somados ao valor

estimado para instalação de R\$3.618,00, totalizando R\$ 13.765,31). Será adicionado ao fluxo de caixa o investimento de R\$ 6.038,40, com substituição de inversor de dez em dez anos e reajuste de preços de 4,5%.

Os ganhos anuais com a produção de energia são uma constante em ambos os cenários. Para Teresina, isso representa um no primeiro ano de R\$ 1.534,32. Não foram consideradas as perdas de 0,7% ao ano no desempenho dos módulos solares.

Para o cenário 1, o gráfico a seguir (figura 3.2.9) demonstra o fluxo de caixa:

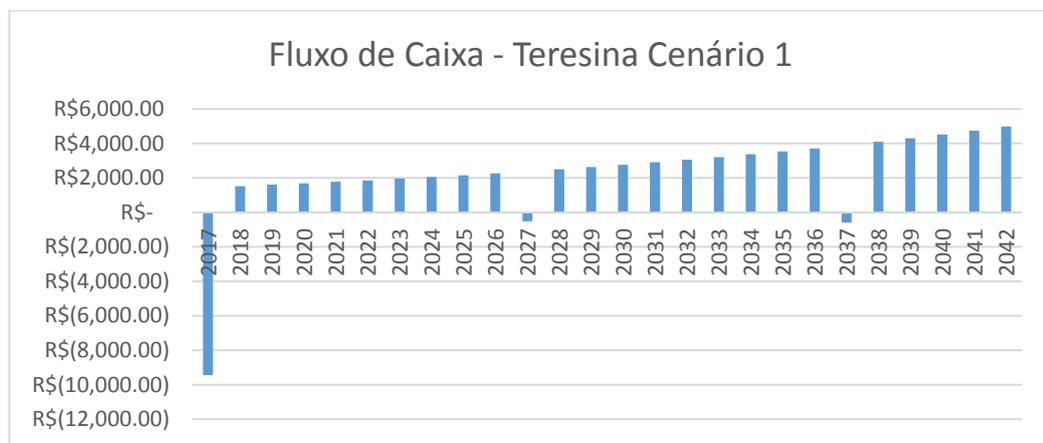


Figura 3.2.9. Gráfico do fluxo de caixa para o primeiro cenário em Teresina (fonte: a autora).

De acordo com o que é apresentado no gráfico, o investimento inicial é de R\$ 9.443,08, com a substituição do inversor ocorrendo em 2027 (R\$ 2.894,74) e 2037 (R\$ 4.495,43). No primeiro ano, o ganho com a economia de energia é de R\$ 1.534,32, sofrendo o reajuste de 5,04% ao ano (média obtida através da análise das Resoluções Homologatórias).

Através dos resultados dos cálculos, percebe-se que o *Payback descontado* seria de aproximadamente 7 anos caso fosse considerado apenas o investimento inicial. Contudo, mesmo com a adição desses gastos, o valor presente acumulado se mantém positivo a partir de sete anos. Já o *Payback simples* obtido para o mesmo investimento foi de 6 anos.

Para o VPL, obteve-se a seguinte tabela (tabela 3.2.6):

Tabela 3.2.6. Cálculo do VPL para o primeiro cenário em Teresina (fonte: a autora).

TMA=		7,00%				
GANHO ANUAL - REAJUSTE TARIFA=		5,04%		VPL= R\$ 16.901,60		
FLUXO DE CAIXA - TERESINA						
PERÍODO	ANO	INVESTIMENTO	GANHOS	TOTAL	VP	VP ACUMULADO
0	2017	-R\$ 9.443,08		-R\$ 9.443,08	-R\$ 9.443,08	-R\$ 9.443,08
1	2018		R\$ 1.534,32	R\$ 1.534,32	R\$ 1.433,94	-R\$ 8.009,14
2	2019		R\$ 1.611,68	R\$ 1.611,68	R\$ 1.407,70	-R\$ 6.601,43
3	2020		R\$ 1.692,94	R\$ 1.692,94	R\$ 1.381,94	-R\$ 5.219,49
4	2021		R\$ 1.778,30	R\$ 1.778,30	R\$ 1.356,66	-R\$ 3.862,83
5	2022		R\$ 1.867,96	R\$ 1.867,96	R\$ 1.331,83	-R\$ 2.531,00
6	2023		R\$ 1.962,14	R\$ 1.962,14	R\$ 1.307,46	-R\$ 1.223,54
7	2024		R\$ 2.061,08	R\$ 2.061,08	R\$ 1.283,53	R\$ 59,99
8	2025		R\$ 2.164,99	R\$ 2.164,99	R\$ 1.260,05	R\$ 1.320,04
9	2026		R\$ 2.274,15	R\$ 2.274,15	R\$ 1.236,99	R\$ 2.557,03
10	2027	-R\$ 2.894,74	R\$ 2.388,82	-R\$ 505,92	-R\$ 257,18	R\$ 2.299,84
11	2028		R\$ 2.509,26	R\$ 2.509,26	R\$ 1.192,13	R\$ 3.491,98
12	2029		R\$ 2.635,78	R\$ 2.635,78	R\$ 1.170,32	R\$ 4.662,29
13	2030		R\$ 2.768,67	R\$ 2.768,67	R\$ 1.148,90	R\$ 5.811,19
14	2031		R\$ 2.908,27	R\$ 2.908,27	R\$ 1.127,88	R\$ 6.939,07
15	2032		R\$ 3.054,90	R\$ 3.054,90	R\$ 1.107,24	R\$ 8.046,31
16	2033		R\$ 3.208,93	R\$ 3.208,93	R\$ 1.086,98	R\$ 9.133,29
17	2034		R\$ 3.370,73	R\$ 3.370,73	R\$ 1.067,09	R\$ 10.200,37
18	2035		R\$ 3.540,68	R\$ 3.540,68	R\$ 1.047,56	R\$ 11.247,93
19	2036		R\$ 3.719,20	R\$ 3.719,20	R\$ 1.028,39	R\$ 12.276,32
20	2037	-R\$ 4.495,43	R\$ 3.906,72	-R\$ 588,71	-R\$ 152,13	R\$ 12.124,19
21	2038		R\$ 4.103,70	R\$ 4.103,70	R\$ 991,10	R\$ 13.115,28
22	2039		R\$ 4.310,61	R\$ 4.310,61	R\$ 972,96	R\$ 14.088,25
23	2040		R\$ 4.527,95	R\$ 4.527,95	R\$ 955,16	R\$ 15.043,40
24	2041		R\$ 4.756,25	R\$ 4.756,25	R\$ 937,68	R\$ 15.981,08
25	2042		R\$ 4.996,06	R\$ 4.996,06	R\$ 920,52	R\$ 16.901,60

Para o primeiro cenário, obtêm-se como resultado um VPL de R\$ 16.901,60. Ainda que o fluxo de caixa seja não-convencional, realizou-se o cálculo da TIR, que apresentou o valor de 19,74%.

Para o Cenário 2, o fluxo de caixa é representado no gráfico a seguir (figura 3.2.10):

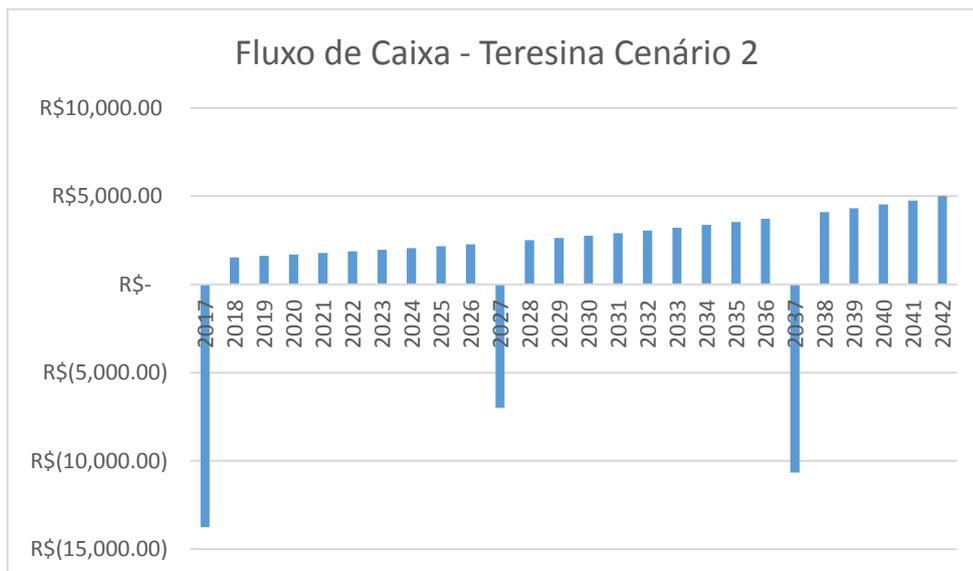


Figura 3.2.10. Gráfico do fluxo de caixa para o segundo cenário em Teresina (fonte: a autora).

Neste caso, o *Payback* descontado, desconsiderando-se a substituição de equipamento ocorre em 11 anos. No entanto, considerando-se esses valores, o valor presente acumulado leva 15 anos para se tornar positivo. O *Payback* simples obtido foi de 8 anos. A tabela a seguir demonstra o cálculo de VPL para o Cenário 2 (tabela 3.2.7):

Tabela 3.2.7. Cálculo do VPL para o segundo cenário em Teresina (fonte: a autora).

TMA=		7,00%		VPL= R\$ 6.682,26		
GANHO ANUAL - REAJUSTE TARIFA=		5,04%				
FLUXO DE CAIXA - TERESINA						
PERÍODO	ANO	INVESTIMENTO	GANHOS	TOTAL	VP	VP ACUMULADO
0	2017	-R\$ 13.765,31		-R\$ 13.765,31	-R\$ 13.765,31	-R\$ 13.765,31
1	2018		R\$ 1.534,32	R\$ 1.534,32	R\$ 1.433,94	-R\$ 12.331,37
2	2019		R\$ 1.611,68	R\$ 1.611,68	R\$ 1.407,70	-R\$ 10.923,66
3	2020		R\$ 1.692,94	R\$ 1.692,94	R\$ 1.381,94	-R\$ 9.541,72
4	2021		R\$ 1.778,30	R\$ 1.778,30	R\$ 1.356,66	-R\$ 8.185,06
5	2022		R\$ 1.867,96	R\$ 1.867,96	R\$ 1.331,83	-R\$ 6.853,23
6	2023		R\$ 1.962,14	R\$ 1.962,14	R\$ 1.307,46	-R\$ 5.545,77
7	2024		R\$ 2.061,08	R\$ 2.061,08	R\$ 1.283,53	-R\$ 4.262,24
8	2025		R\$ 2.164,99	R\$ 2.164,99	R\$ 1.260,05	-R\$ 3.002,19
9	2026		R\$ 2.274,15	R\$ 2.274,15	R\$ 1.236,99	-R\$ 1.765,20
10	2027	-R\$ 9.377,45	R\$ 2.388,82	-R\$ 6.988,63	-R\$ 3.552,67	-R\$ 5.317,87
11	2028		R\$ 2.509,26	R\$ 2.509,26	R\$ 1.192,13	-R\$ 4.125,74
12	2029		R\$ 2.635,78	R\$ 2.635,78	R\$ 1.170,32	-R\$ 2.955,42
13	2030		R\$ 2.768,67	R\$ 2.768,67	R\$ 1.148,90	-R\$ 1.806,52
14	2031		R\$ 2.908,27	R\$ 2.908,27	R\$ 1.127,88	-R\$ 678,64
15	2032		R\$ 3.054,90	R\$ 3.054,90	R\$ 1.107,24	R\$ 428,60
16	2033		R\$ 3.208,93	R\$ 3.208,93	R\$ 1.086,98	R\$ 1.515,57
17	2034		R\$ 3.370,73	R\$ 3.370,73	R\$ 1.067,09	R\$ 2.582,66
18	2035		R\$ 3.540,68	R\$ 3.540,68	R\$ 1.047,56	R\$ 3.630,22
19	2036		R\$ 3.719,20	R\$ 3.719,20	R\$ 1.028,39	R\$ 4.658,61
20	2037	-R\$ 14.562,89	R\$ 3.906,72	-R\$ 10.656,17	-R\$ 2.753,76	R\$ 1.904,85
21	2038		R\$ 4.103,70	R\$ 4.103,70	R\$ 991,10	R\$ 2.895,95
22	2039		R\$ 4.310,61	R\$ 4.310,61	R\$ 972,96	R\$ 3.868,91
23	2040		R\$ 4.527,95	R\$ 4.527,95	R\$ 955,16	R\$ 4.824,07
24	2041		R\$ 4.756,25	R\$ 4.756,25	R\$ 937,68	R\$ 5.761,74
25	2042		R\$ 4.996,06	R\$ 4.996,06	R\$ 920,52	R\$ 6.682,26

Para o segundo cenário, o VPL resultante foi de R\$ 6.682,26. A TIR obtida para este cenário foi de 11,35%.

De 2007 a 2017, a taxa SELIC, empregada no presente estudo como referência para a Taxa mínima de atratividade, variou de 14,25% a 7,0% (Banco Central do Brasil, 2017). Por esse motivo, realizou-se uma análise da sensibilidade dos dois cenários de Teresina às variações apresentadas (tabela 3.2.8):

Tabela 3.2.8. Cálculo do VPL de acordo com a variação da TMA adotada (fonte: a autora).

Teresina - Cenário 1		Teresina - Cenário 2	
TMA	VPL	TMA	VPL
7%	R\$ 16.901,60	7%	R\$ 6.682,26
8%	R\$ 14.215,91	8%	R\$ 4.730,97
9%	R\$ 11.920,75	9%	R\$ 3.063,80
10%	R\$ 9.949,63	10%	R\$ 1.631,57
11%	R\$ 8.248,53	11%	R\$ 394,48
12%	R\$ 6.773,38	12%	-R\$ 679,78
13%	R\$ 5.488,09	13%	-R\$ 1.617,55
14%	R\$ 4.363,02	14%	-R\$ 2.440,41

A partir da tabela 3.2.8, percebe-se que o primeiro cenário apresenta viabilidade até mesmo com valores altos de TMA, enquanto o mesmo não pode ser dito acerca do segundo cenário, que só se mantém atrativo até uma TMA de 11%. A informação é corroborada pelo cálculo da TIR para o segundo cenário, de 11,35%, significando que o VPL é zero para esse valor e se mantém negativo para valores de TMA superiores.

Análise Econômica – Florianópolis

Seguindo a fórmula 3.1.2, o custo de aquisição do sistema de 1.620 Wp, a ser instalado em Florianópolis seria de R\$ 4,20 por Wp, ou seja, R\$ 6.810,00, que somado ao custo de instalação (R\$ 4.341,60), chegaria a um total de R\$ 11.151,60. O custo total é estimado em R\$ 6,88/Wp.

Se adquirido separadamente em locais de venda a varejo, os equipamentos especificados (Módulo de 270 W da Canadian Solar e inversor de 1.500 W da Fronius somados a outros componentes) custariam R\$ 9.268,84. Incluindo-se os custos de instalação (R\$ 4.341,60), chegar-se-ia a R\$ 13.610,44, ou seja, R\$ 8,40/Wp.

O próximo passo foi a análise dos reajustes anuais tarifários da Celesc, através das Resoluções Homologatórias publicadas de 2004 a 2017 (tabela 3.2.9).

Tabela 3.2.9. Custos da tarifa de energia aplicada pela Celesc de 2004 a 2017, com o cálculo da variação média (ANEEL, s.d.2).

CELESC		
RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA	TARIFA/kWh	VARIAÇÃO
Nº 193, de 05/08/04	0,305	
Nº 161, de 01/08/05	0,328	7,541%
Nº 361, de 03/08/06	0,317	-3,354%
Nº 529, de 06/08/07	0,306	-3,470%
Nº 689, de 05/08/08	0,278	-9,033%
Nº 848, de 14/07/09	0,264	-5,112%
Nº 1.037, de 03/08/10	0,325	23,045%
Nº 1.183, de 02/08/11	0,330	1,458%
Nº 1.322, de 31/07/12	0,314	-4,834%
Nº 1.574, de 30/07/13	0,304	-3,225%
Nº 1.770, de 05/08/14	0,365	20,159%
Nº 1.927, de 04/08/15	0,444	21,776%
Nº 2.120, de 16/08/16	0,431	-2,912%
Nº 2.286, de 15/08/17	0,460	6,590%
VARIAÇÃO MÉDIA		3,741%

O valor da variação média anual das tarifas de energia (3,741%) foi empregado, juntamente com a TMA (7% a.a., taxa SELIC) para o cálculo da viabilidade econômica do projeto (VPL e *Payback*). Considera-se que os inversores serão substituídos de dez em dez anos.

A análise de viabilidade econômica empregou quatro cenários distintos:

- Cenário 1: valores fornecidos por empresas vendedoras a atacado (R\$ 11.151,60). O investimento de R\$ 2.179,20, referente à substituição do inversor, será adicionado ao fluxo de caixa de dez em dez anos, sendo ajustado anualmente de acordo com a meta de inflação para 2017 (4,5%).
- Cenário 2: valores fornecidos por vendedores do varejo (R\$ 13.610,44). Ao fluxo de caixa será adicionado o investimento de R\$ 4.717,44, substituído de dez em dez anos e reajuste de preços de 4,5%.
- Cenário 3: Idêntico ao cenário 1, porém com o acréscimo do ICMS, que é cobrado sobre todo o consumo;
- Cenário 4: Idêntico ao cenário 2, porém com o acréscimo do ICMS, que é cobrado sobre todo o consumo;

Para Florianópolis, a economia de energia proveniente da concessionária para os cenários 1 e 2 representa um ganho inicial de R\$ 1.365,89. No segundo ano, com a sobra de créditos do ano anterior e o reajuste tarifário de 3,741%, o valor chega a R\$ 1.416,97. Neste

caso também não foram consideradas as perdas de 0,7% ao ano no desempenho dos módulos solares.

Para o cenário 1, o gráfico a seguir (figura 3.2.11) demonstra o fluxo de caixa:

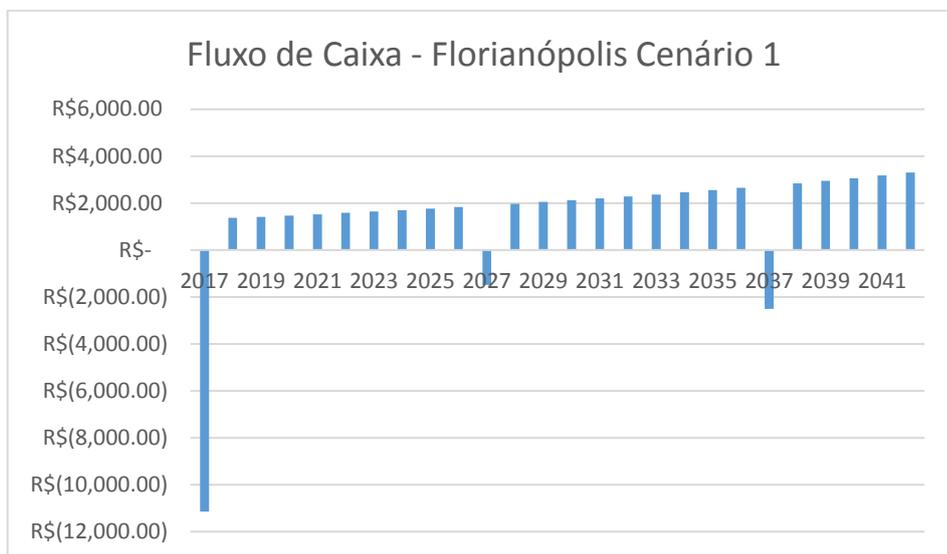


Figura 3.2.11. Gráfico do fluxo de caixa para o primeiro cenário em Florianópolis (fonte: a autora).

Neste caso, o investimento inicial é de R\$ 11.151,60, com a substituição do inversor ocorrendo em 2027 (R\$ 3.384,23) e 2037 (R\$ 5.255,61). O tempo de *Payback* descontado, desconsiderando-se o gasto com a substituição de equipamentos, seria de aproximadamente 11 anos, enquanto que com a adição desses gastos, o valor presente acumulado só tornou-se positivo a partir de 12 anos. O *Payback* simples foi de 8 anos.

O cálculo do VPL pode ser visualizado na tabela a seguir (tabela 3.2.9):

Tabela 3.2.9. Cálculo do VPL para o primeiro cenário em Florianópolis (fonte: a autora).

TMA=		7,00%		VPL= R\$ 8.339,10		
GANHO ANUAL - REAJUSTE TARIFA=		3,74%				
FLUXO DE CAIXA - FLORIANÓPOLIS						
PERÍODO	ANO	INVESTIMENTO	GANHOS	TOTAL	VP	VP ACUMULADO
0	2017	-R\$ 11.151,60		-R\$ 11.151,60	-R\$ 11.151,60	-R\$ 11.151,60
1	2018		R\$ 1.365,89	R\$ 1.365,89	R\$ 1.276,53	-R\$ 9.875,07
2	2019		R\$ 1.416,97	R\$ 1.416,97	R\$ 1.237,64	-R\$ 8.637,43
3	2020		R\$ 1.469,98	R\$ 1.469,98	R\$ 1.199,94	-R\$ 7.437,49
4	2021		R\$ 1.524,97	R\$ 1.524,97	R\$ 1.163,39	-R\$ 6.274,10
5	2022		R\$ 1.582,02	R\$ 1.582,02	R\$ 1.127,96	-R\$ 5.146,14
6	2023		R\$ 1.641,20	R\$ 1.641,20	R\$ 1.093,60	-R\$ 4.052,54
7	2024		R\$ 1.702,60	R\$ 1.702,60	R\$ 1.060,29	-R\$ 2.992,24
8	2025		R\$ 1.766,29	R\$ 1.766,29	R\$ 1.028,00	-R\$ 1.964,24
9	2026		R\$ 1.832,37	R\$ 1.832,37	R\$ 996,69	-R\$ 967,55
10	2027	-R\$ 3.384,23	R\$ 1.900,92	-R\$ 1.483,31	-R\$ 754,04	-R\$ 1.721,59
11	2028		R\$ 1.972,03	R\$ 1.972,03	R\$ 936,90	-R\$ 784,69
12	2029		R\$ 2.045,81	R\$ 2.045,81	R\$ 908,36	R\$ 123,67
13	2030		R\$ 2.122,34	R\$ 2.122,34	R\$ 880,70	R\$ 1.004,37
14	2031		R\$ 2.201,74	R\$ 2.201,74	R\$ 853,87	R\$ 1.858,24
15	2032		R\$ 2.284,11	R\$ 2.284,11	R\$ 827,87	R\$ 2.686,10
16	2033		R\$ 2.369,55	R\$ 2.369,55	R\$ 802,65	R\$ 3.488,75
17	2034		R\$ 2.458,20	R\$ 2.458,20	R\$ 778,20	R\$ 4.266,96
18	2035		R\$ 2.550,16	R\$ 2.550,16	R\$ 754,50	R\$ 5.021,46
19	2036		R\$ 2.645,56	R\$ 2.645,56	R\$ 731,52	R\$ 5.752,98
20	2037	-R\$ 5.255,61	R\$ 2.744,53	-R\$ 2.511,07	-R\$ 648,91	R\$ 5.104,07
21	2038		R\$ 2.847,21	R\$ 2.847,21	R\$ 687,64	R\$ 5.791,71
22	2039		R\$ 2.953,72	R\$ 2.953,72	R\$ 666,69	R\$ 6.458,40
23	2040		R\$ 3.064,22	R\$ 3.064,22	R\$ 646,39	R\$ 7.104,79
24	2041		R\$ 3.178,85	R\$ 3.178,85	R\$ 626,70	R\$ 7.731,49
25	2042		R\$ 3.297,77	R\$ 3.297,77	R\$ 607,61	R\$ 8.339,10

O VPL resultante para o cenário 1 em Florianópolis é de R\$ 8.339,10. A TIR calculada foi de 13,49%. Para o Cenário 2, o fluxo de caixa é representado no gráfico a seguir (figura 3.2.12):

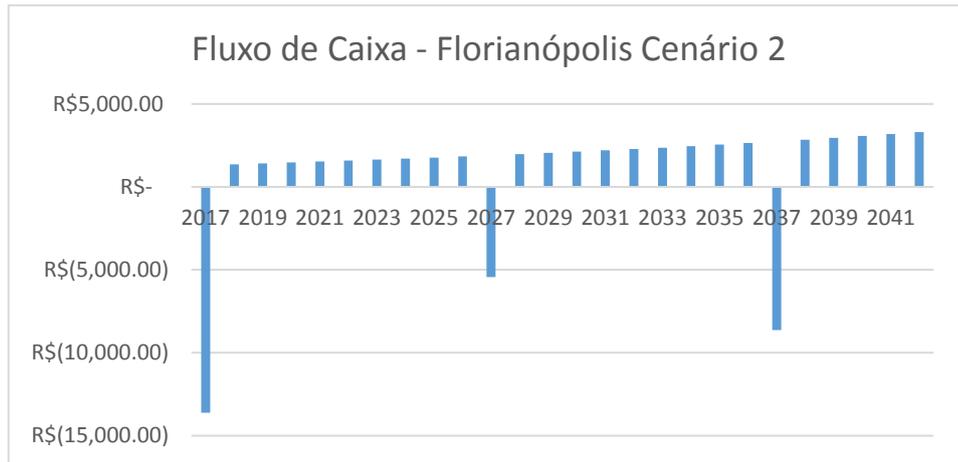


Figura 3.2.12. Gráfico do fluxo de caixa para o segundo cenário em Florianópolis (fonte: a autora)

O investimento inicial foi de R\$ 13.610,44, com a substituição do inversor ocorrendo em 2027 (R\$ 7.326,04) e 2037 (R\$ 11.377,12).

Sem o gasto com a substituição de equipamentos, o *Payback* descontado ocorreria em aproximadamente 13 anos, enquanto o *Payback* simples é de 9 anos. No entanto, com a adição desses gastos, leva-se 22 anos para que o valor presente acumulado torne-se positivo no segundo cenário em Florianópolis.

O cálculo do VPL pode ser visualizado na tabela a seguir (tabela 3.2.10):

Tabela 3.2.10. Cálculo do VPL para o segundo cenário em Florianópolis (fonte: a autora).

TMA=		7,00%		VPL= R\$ 2.294,53		
GANHO ANUAL - REAJUSTE TARIFA=		3,74%				
FLUXO DE CAIXA - FLORIANÓPOLIS						
PERÍODO	ANO	INVESTIMENTO	GANHOS	TOTAL	VP	VP ACUMULADO
0	2017	-R\$ 13.610,44		-R\$ 13.610,44	-R\$ 13.610,44	-R\$ 13.610,44
1	2018		R\$ 1.365,89	R\$ 1.365,89	R\$ 1.276,53	-R\$ 12.333,91
2	2019		R\$ 1.416,97	R\$ 1.416,97	R\$ 1.237,64	-R\$ 11.096,27
3	2020		R\$ 1.469,98	R\$ 1.469,98	R\$ 1.199,94	-R\$ 9.896,33
4	2021		R\$ 1.524,97	R\$ 1.524,97	R\$ 1.163,39	-R\$ 8.732,94
5	2022		R\$ 1.582,02	R\$ 1.582,02	R\$ 1.127,96	-R\$ 7.604,98
6	2023		R\$ 1.641,20	R\$ 1.641,20	R\$ 1.093,60	-R\$ 6.511,38
7	2024		R\$ 1.702,60	R\$ 1.702,60	R\$ 1.060,29	-R\$ 5.451,08
8	2025		R\$ 1.766,29	R\$ 1.766,29	R\$ 1.028,00	-R\$ 4.423,08
9	2026		R\$ 1.832,37	R\$ 1.832,37	R\$ 996,69	-R\$ 3.426,39
10	2027	-R\$ 7.326,04	R\$ 1.900,92	-R\$ 5.425,12	-R\$ 2.757,86	-R\$ 6.184,25
11	2028		R\$ 1.972,03	R\$ 1.972,03	R\$ 936,90	-R\$ 5.247,35
12	2029		R\$ 2.045,81	R\$ 2.045,81	R\$ 908,36	-R\$ 4.338,99
13	2030		R\$ 2.122,34	R\$ 2.122,34	R\$ 880,70	-R\$ 3.458,29
14	2031		R\$ 2.201,74	R\$ 2.201,74	R\$ 853,87	-R\$ 2.604,42
15	2032		R\$ 2.284,11	R\$ 2.284,11	R\$ 827,87	-R\$ 1.776,55
16	2033		R\$ 2.369,55	R\$ 2.369,55	R\$ 802,65	-R\$ 973,90
17	2034		R\$ 2.458,20	R\$ 2.458,20	R\$ 778,20	-R\$ 195,70
18	2035		R\$ 2.550,16	R\$ 2.550,16	R\$ 754,50	R\$ 558,80
19	2036		R\$ 2.645,56	R\$ 2.645,56	R\$ 731,52	R\$ 1.290,32
20	2037	-R\$ 11.377,12	R\$ 2.744,53	-R\$ 8.632,58	-R\$ 2.230,82	-R\$ 940,50
21	2038		R\$ 2.847,21	R\$ 2.847,21	R\$ 687,64	-R\$ 252,86
22	2039		R\$ 2.953,72	R\$ 2.953,72	R\$ 666,69	R\$ 413,83
23	2040		R\$ 3.064,22	R\$ 3.064,22	R\$ 646,39	R\$ 1.060,22
24	2041		R\$ 3.178,85	R\$ 3.178,85	R\$ 626,70	R\$ 1.686,92
25	2042		R\$ 3.297,77	R\$ 3.297,77	R\$ 607,61	R\$ 2.294,53

Para o segundo cenário em Florianópolis, o VPL obtido foi de R\$ 2.294,53. A TIR calculada foi de 8,73%, uma pequena margem frente à TMA de 7%.

O terceiro e quarto cenários apresentam a situação atual de Santa Catarina quanto à cobrança de ICMS. Em ambos os casos, a economia anual prevista é de R\$ 1.119,90 no primeiro ano. A seguir, realizou-se uma análise do cenário 3, iniciando-se pelo fluxo de caixa (figura 3.2.13):

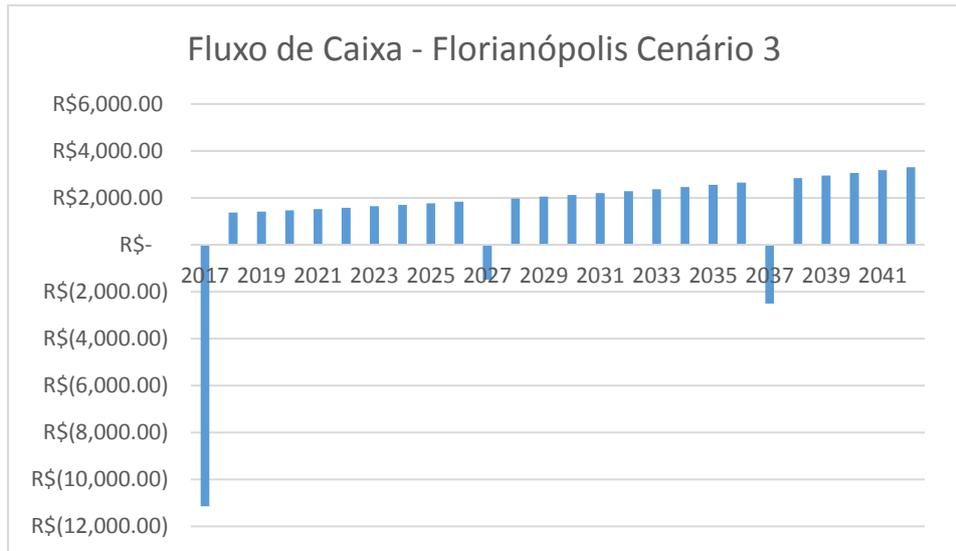


Figura 3.2.13. Gráfico do fluxo de caixa para o terceiro cenário em Florianópolis (fonte: a autora)

O Payback descontado para o cenário 3 é de aproximadamente 13 anos, desconsiderando-se as duas substituições de inversor, enquanto o *Payback* simples é de 9 anos. Quando esses gastos são adicionados, leva-se 16 anos para que o valor presente acumulado torne-se positivo.

Tabela 3.2.11. Cálculo do VPL para o terceiro cenário em Florianópolis (fonte: a autora).

TMA=		7,00%		VPL= R\$ 4.274,63		
GANHO ANUAL - REAJUSTE TARIFA=		3,74%				
FLUXO DE CAIXA - FLORIANÓPOLIS						
PERÍODO	ANO	INVESTIMENTO	GANHOS	TOTAL	VP	VP ACUMULADO
0	2017	-R\$ 11.151,60		-R\$ 11.151,60	-R\$ 11.151,60	-R\$ 11.151,60
1	2018		R\$ 1.119,90	R\$ 1.119,90	R\$ 1.046,64	-R\$ 10.104,96
2	2019		R\$ 1.161,79	R\$ 1.161,79	R\$ 1.014,75	-R\$ 9.090,21
3	2020		R\$ 1.205,25	R\$ 1.205,25	R\$ 983,85	-R\$ 8.106,37
4	2021		R\$ 1.250,34	R\$ 1.250,34	R\$ 953,88	-R\$ 7.152,49
5	2022		R\$ 1.297,12	R\$ 1.297,12	R\$ 924,83	-R\$ 6.227,66
6	2023		R\$ 1.345,64	R\$ 1.345,64	R\$ 896,66	-R\$ 5.331,00
7	2024		R\$ 1.395,98	R\$ 1.395,98	R\$ 869,35	-R\$ 4.461,66
8	2025		R\$ 1.448,21	R\$ 1.448,21	R\$ 842,87	-R\$ 3.618,79
9	2026		R\$ 1.502,38	R\$ 1.502,38	R\$ 817,20	-R\$ 2.801,59
10	2027	-R\$ 3.384,23	R\$ 1.558,59	-R\$ 1.825,64	-R\$ 928,06	-R\$ 3.729,66
11	2028		R\$ 1.616,89	R\$ 1.616,89	R\$ 768,17	-R\$ 2.961,48
12	2029		R\$ 1.677,38	R\$ 1.677,38	R\$ 744,78	-R\$ 2.216,70
13	2030		R\$ 1.740,13	R\$ 1.740,13	R\$ 722,09	-R\$ 1.494,61
14	2031		R\$ 1.805,23	R\$ 1.805,23	R\$ 700,10	-R\$ 794,51
15	2032		R\$ 1.872,76	R\$ 1.872,76	R\$ 678,78	-R\$ 115,73
16	2033		R\$ 1.942,82	R\$ 1.942,82	R\$ 658,10	R\$ 542,37
17	2034		R\$ 2.015,51	R\$ 2.015,51	R\$ 638,06	R\$ 1.180,42
18	2035		R\$ 2.090,91	R\$ 2.090,91	R\$ 618,62	R\$ 1.799,05
19	2036		R\$ 2.169,13	R\$ 2.169,13	R\$ 599,78	R\$ 2.398,83
20	2037	-R\$ 5.255,61	R\$ 2.250,27	-R\$ 3.005,33	-R\$ 776,64	R\$ 1.622,19
21	2038		R\$ 2.334,46	R\$ 2.334,46	R\$ 563,80	R\$ 2.186,00
22	2039		R\$ 2.421,79	R\$ 2.421,79	R\$ 546,63	R\$ 2.732,63
23	2040		R\$ 2.512,39	R\$ 2.512,39	R\$ 529,98	R\$ 3.262,61
24	2041		R\$ 2.606,38	R\$ 2.606,38	R\$ 513,84	R\$ 3.776,44
25	2042		R\$ 2.703,88	R\$ 2.703,88	R\$ 498,19	R\$ 4.274,63

O VPL obtido para o Cenário 3, de acordo com a tabela 3.2.11 foi de R\$ 4.274,63. Já a TIR calculada foi de 10,54%. Com relação ao Cenário 4, obteve-se o seguinte fluxo de caixa (figura 3.2.14):

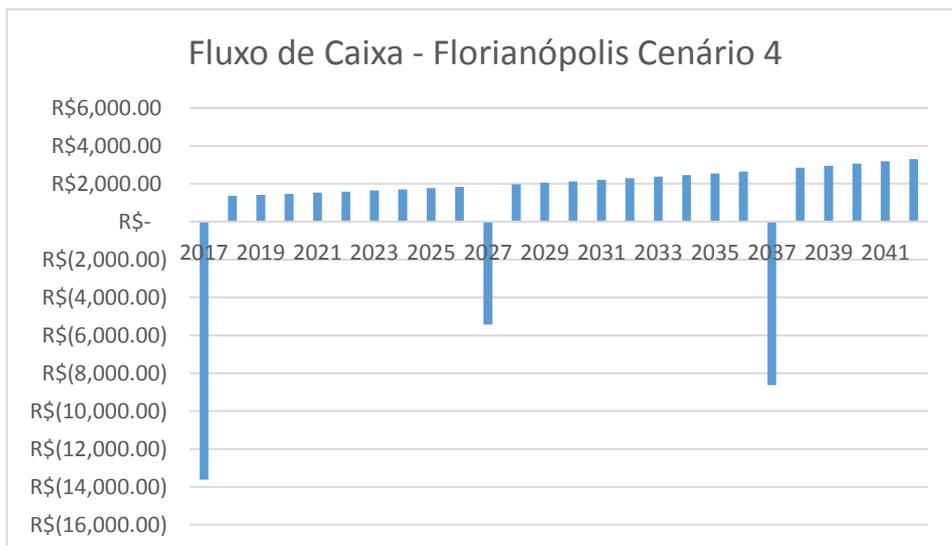


Figura 3.2.14. Gráfico do fluxo de caixa para o quarto cenário em Florianópolis (fonte: a autora)

Para este cenário, desconsiderando-se os gastos com a troca de inversor, o *Payback* descontado seria de 17 anos, enquanto o *Payback* simples de 10 anos. No entanto, quando se considera esses valores, o valor presente acumulado não fica positivo durante o período de 25 anos do projeto. A tabela a seguir (tabela 3.2.11) apresenta os valores empregados para os cálculos, bem como o resultado do VPL:

Tabela 3.2.12. Cálculo do VPL para o quarto cenário em Florianópolis (fonte: a autora).

TMA=		7,00%				
GANHO ANUAL - REAJUSTE TARIFA=		3,74%		VPL= -R\$ 1.768,28		
FLUXO DE CAIXA - FLORIANÓPOLIS						
PERÍODO	ANO	INVESTIMENTO	GANHOS	TOTAL	VP	VP ACUMULADO
0	2017	-R\$ 13.610,44		-R\$ 13.610,44	-R\$ 13.610,44	-R\$ 13.610,44
1	2018		R\$ 1.119,90	R\$ 1.119,90	R\$ 1.046,64	-R\$ 12.563,80
2	2019		R\$ 1.161,90	R\$ 1.161,90	R\$ 1.014,85	-R\$ 11.548,96
3	2020		R\$ 1.205,37	R\$ 1.205,37	R\$ 983,94	-R\$ 10.565,02
4	2021		R\$ 1.250,46	R\$ 1.250,46	R\$ 953,97	-R\$ 9.611,05
5	2022		R\$ 1.297,24	R\$ 1.297,24	R\$ 924,91	-R\$ 8.686,13
6	2023		R\$ 1.345,77	R\$ 1.345,77	R\$ 896,74	-R\$ 7.789,39
7	2024		R\$ 1.396,11	R\$ 1.396,11	R\$ 869,43	-R\$ 6.919,96
8	2025		R\$ 1.448,34	R\$ 1.448,34	R\$ 842,95	-R\$ 6.077,01
9	2026		R\$ 1.502,53	R\$ 1.502,53	R\$ 817,27	-R\$ 5.259,74
10	2027	-R\$ 7.326,04	R\$ 1.558,73	-R\$ 5.767,31	-R\$ 2.931,81	-R\$ 8.191,55
11	2028		R\$ 1.617,05	R\$ 1.617,05	R\$ 768,25	-R\$ 7.423,30
12	2029		R\$ 1.677,54	R\$ 1.677,54	R\$ 744,85	-R\$ 6.678,45
13	2030		R\$ 1.740,30	R\$ 1.740,30	R\$ 722,16	-R\$ 5.956,29
14	2031		R\$ 1.805,40	R\$ 1.805,40	R\$ 700,17	-R\$ 5.256,12
15	2032		R\$ 1.872,94	R\$ 1.872,94	R\$ 678,84	-R\$ 4.577,28
16	2033		R\$ 1.943,01	R\$ 1.943,01	R\$ 658,16	-R\$ 3.919,12
17	2034		R\$ 2.015,70	R\$ 2.015,70	R\$ 638,12	-R\$ 3.281,00
18	2035		R\$ 2.091,10	R\$ 2.091,10	R\$ 618,68	-R\$ 2.662,32
19	2036		R\$ 2.169,33	R\$ 2.169,33	R\$ 599,84	-R\$ 2.062,48
20	2037	-R\$ 11.377,12	R\$ 2.250,49	-R\$ 9.126,63	-R\$ 2.358,49	-R\$ 4.420,97
21	2038		R\$ 2.334,68	R\$ 2.334,68	R\$ 563,86	-R\$ 3.857,12
22	2039		R\$ 2.422,02	R\$ 2.422,02	R\$ 546,68	-R\$ 3.310,44
23	2040		R\$ 2.512,63	R\$ 2.512,63	R\$ 530,03	-R\$ 2.780,41
24	2041		R\$ 2.606,62	R\$ 2.606,62	R\$ 513,89	-R\$ 2.266,52
25	2042		R\$ 2.704,14	R\$ 2.704,14	R\$ 498,23	-R\$ 1.768,28

No Cenário 4, o VPL obtido para o município de Florianópolis é de -R\$ 1.768,28, o que atesta a inviabilidade deste cenário. A TIR calculada para o cenário foi de 5,54%, sendo menor do que a Taxa Mínima de Atratividade, o que corrobora com o resultado.

Assim como para Teresina, foi realizada uma análise da sensibilidade dos cenários às variações apresentadas na SELIC (tabela 3.2.13):

Tabela 3.2.13. Cálculo do VPL de acordo com a variação da TMA adotada (fonte: a autora).

Florianópolis - Cenário 1		Florianópolis - Cenário 2		Florianópolis - Cenário 3		Florianópolis - Cenário 4	
TMA	VPL	TMA	VPL	TMA	VPL	TMA	VPL
7%	R\$ 8.339,10	7%	R\$ 2.294,53	7%	R\$ 4.274,63	7%	-R\$ 1.768,28
8%	R\$ 6.494,32	8%	R\$ 896,30	8%	R\$ 2.831,12	8%	-R\$ 2.765,42
9%	R\$ 4.909,15	9%	-R\$ 307,02	9%	R\$ 1.590,46	9%	-R\$ 3.624,37
10%	R\$ 3.540,12	10%	-R\$ 1.348,38	10%	R\$ 518,64	10%	-R\$ 4.368,66
11%	R\$ 2.351,81	11%	-R\$ 2.254,55	11%	-R\$ 412,04	11%	-R\$ 5.017,31
12%	R\$ 1.315,29	12%	-R\$ 3.047,30	12%	-R\$ 1.224,21	12%	-R\$ 5.585,80
13%	R\$ 406,82	13%	-R\$ 3.744,47	13%	-R\$ 1.936,41	13%	-R\$ 6.086,78
14%	-R\$ 393,19	14%	-R\$ 4.360,72	14%	-R\$ 2.563,93	14%	-R\$ 6.530,61

Para o cenário 1, a TIR obtida foi de 13,49%, sendo seguida por 8,73% no cenário 2, 10,54% no cenário 3 e 5,54% no cenário 4. Uma TMA com estes valores resultará em um VPL igual a zero, apresentando resultados negativos para taxas superiores a esta.

Para os quatro cenários analisados, percebe-se que os cenários um e três apresentam mais valores positivos com o aumento progressivo da TMA, com destaque para o cenário um. Também é possível perceber, de acordo com a tabela 3.2.13, a forte influência dos dois modos de aplicação do ICMS no valor do VPL obtido. Nos dois primeiros cenários, onde aplicou-se o ICMS apenas sobre o consumo de eletricidade não compensado, o valor do VPL é muito superior aos dois últimos cenários correspondentes, onde o ICMS é aplicado sobre o consumo total.

3.3. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Através da análise empreendida, percebeu-se que os seguintes fatores influenciam na adoção de sistemas solares fotovoltaicos domiciliares para geração de energia:

- Conhecimento da tecnologia;
- Padrão de renda do consumidor;
- Custo inicial;
- Longo período de retorno do investimento;
- Falta de políticas de incentivo;

A tecnologia, bem vista por seus benefícios ao meio ambiente, termina por ser preterida caso existam altos custos e falta de políticas de incentivo.

Verificou-se, de acordo com a bibliografia consultada, que os países com maior participação da energia solar fotovoltaica na composição da matriz nacional são justamente aqueles que adotaram alguma forma de incentivo para o desenvolvimento dessa fonte. Nesse sentido, destacam-se as *Feed-in Tariffs* (pagamento de um valor pré-definido para a energia proveniente de fontes renováveis) aplicadas principalmente em países da União Europeia. Já o sistema aplicado no Brasil aproxima-se muito mais do Net Energy Metering, aplicado nos Estados Unidos e Austrália, onde ocorre uma compensação pela produção que é injetada no grid, sem que seja permitida a comercialização de créditos excedentes.

Mesmo a adoção de certos incentivos no país ainda não é um consenso: nem todos os estados aderiram ao Convênio ICMS 16, resolução que permite a cobrança de ICMS apenas com relação ao consumo de energia elétrica não compensado. Este é o caso do estado de Santa Catarina, abordado no presente estudo.

No primeiro cenário, Teresina apresentou-se como mais vantajosa para a instalação do sistema fotovoltaico, devido aos maiores reajustes nas tarifas de energia para o consumo residencial (5,04% a.a., em média) e menor custo global do sistema devido à maior radiação solar incidente. Ainda assim, o VPL obtido para Florianópolis no cenário 1, caso o estado aderisse ao Convênio ICMS, também apresentaria boa atratividade econômica.

No segundo cenário, Teresina também apresentou maior atratividade em relação à Florianópolis. Ainda assim, acredita-se que o inversor de 1,3 kW pesquisado para a capital do Piauí possua valores muito altos devido à escassez do produto e baixa potência, o que terminou por aumentar o valor global do sistema, interferindo no valor do VPL.

Para Florianópolis, verifica-se que a cobrança de ICMS como é feita atualmente dificulta o desenvolvimento de projetos de geração deste porte, dados os resultados dos cenários 3 e 4 em comparação com os dois primeiros. Desse modo, a adesão ao Convênio ICMS pelo estado de Santa Catarina possui um grande potencial de alterar a viabilidade de projetos para a região.

Outro resultado obtido, como apresentado na tabela 2.6.1, é que a maior parte das instalações de microgeração solar fotovoltaica não se encontram exatamente em zonas de maior insolação, mas de maior renda *per capita* média. Segundo dados do IBGE (2010), enquanto Teresina apresenta uma renda per capita mensal de R\$ 887,75, Florianópolis apresenta uma renda de R\$ 2.096,56. Ainda que as empresas que comercializam e instalam os sistemas residenciais operem com uma margem de lucro tão baixa (7%, como observado anteriormente), existem dúvidas quanto à possibilidade de grande disseminação desses sistemas em regiões ensolaradas, porém com renda per capita tão inferior se comparada com outras regiões do país.

Contudo, ainda que a situação para determinadas áreas do país aparente ser desfavorável para a implementação de sistemas solares fotovoltaicos residenciais conectados à rede, é importante salientar que o mercado de equipamentos fotovoltaicos tem apresentado uma contínua redução de custos nos últimos anos. Tal cenário denota a importância de que as análises de viabilidade econômica continuem a ser empregadas, principalmente pelo otimismo de alguns setores de que o Brasil, em alguns anos, finalmente venha a explorar seu grande potencial de geração solar.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Verificou-se no presente estudo que os índices mais baixos de irradiação solar incidente no Brasil superam os da Alemanha, que em 2016 foi a maior produtora de energia solar per capita do mundo. A abundância do recurso, no entanto, não é o único fator determinante para o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica no país. Identificou-se que os principais fatores que influenciam na difusão desses sistemas são o conhecimento da tecnologia, custo inicial, longo período de retorno do investimento, falta de políticas de incentivo e o padrão de renda do consumidor. O mais importante destes é o fator econômico, sobrepujando o apelo como fonte energética benéfica ao meio ambiente.

A fim de popularizar a utilização da fonte solar fotovoltaica, diversos países adotaram sistemas de incentivos, que vão desde benefícios fiscais ao pagamento de valores pré-estabelecidos de acordo com a fonte de geração. No caso do Brasil, o sistema adotado foi o de compensação da produção injetada na rede, muito semelhante ao NEM, empregado nos Estados Unidos. No entanto, percebe-se que estes não são aplicados de maneira uniforme, tendo em vista, por exemplo, a situação do Convênio ICMS, do qual alguns estados brasileiros ainda não são signatários.

O estudo comparativo realizado analisou sistemas solares fotovoltaicos conectados ao grid nas capitais Teresina e Florianópolis. A demanda média mensal suprida foi de 200 kWh, para a qual foram projetados sistemas residenciais de acordo com a irradiação solar incidente de cada região. Pesquisou-se preços dos equipamentos comercializados no atacado e no varejo, o que forneceu dois cenários principais. No caso de Florianópolis, verificou-se também a incidência do ICMS (Santa Catarina não aderiu ao convênio que isenta de cobrança do imposto a energia que é compensada), o que gerou quatro cenários: equipamentos com fornecimento no atacado, com e sem ICMS, e equipamentos adquiridos no varejo, com e sem ICMS. Um resumo dos resultados obtidos pode ser visto na tabela 4.1:

Tabela 4.1. Resumo dos resultados obtidos a partir da análise econômica (fonte: a autora).

	TERESINA	FLORIANÓPOLIS
Irradiação (kWh/m².dia)	5,79	4,31
Potência do Sistema (Wp)	1.350	1.620
Variação da Tarifa	5,04%	3,74%
Custo Cenário 1	R\$ 9.443,08	R\$ 11.151,60
Payback Cenário 1	7 anos	11 anos
VPL Cenário 1	R\$ 16.901,60	R\$ 8.339,10
Custo Cenário 2	R\$ 13.765,31	R\$ 13.610,44
Payback Cenário 2	11 anos	13 anos
VPL Cenário 2	R\$ 6.682,26	R\$ 2.294,53
Custo Cenário 3	-	R\$ 11.151,60
Payback Cenário 3	-	13 anos
VPL Cenário 3	-	R\$ 4.274,63
Custo Cenário 4	-	R\$ 13.610,44
Payback Cenário 4	-	17 anos
VPL Cenário 4	-	-R\$ 1.768,28

Para a análise de viabilidade econômica das duas capitais, identificou-se como viáveis os cenários 1 e 2 para ambos os municípios, devido ao valor de VPL positivo. Teresina apresentou resultados mais atrativos economicamente do que Florianópolis, até mesmo pela participação do estado do Piauí no Convênio ICMS, o que amplia a economia, e, por conseguinte, os ganhos com o projeto.

Neste caso, fica evidente a importância do convênio ICMS, tendo em vista o contraste de valores obtido para Florianópolis em relação aos cenários 1 e 2 e 3 e 4. Os dois primeiros apresentaram valores de VPL aproximadamente duas vezes superiores aos dois últimos.

Pesa sobretudo, com relação à análise econômica, o valor da renda per capita, muito superior em Santa Catarina do que no Piauí. Percebe-se que, no Brasil, apesar de o índice de radiação solar incidente ser considerado superior a outros países que já exploram a geração solar fotovoltaica a nível domiciliar, de a tecnologia já ser mais conhecida e confiável, os fatores socioeconômicos são preponderantes quando se trata de viabilidade de instalação.

A abrangência do presente estudo pode ser um fator limitante na obtenção de dados que representem com clareza as condições de todo o país. Como foram abordadas apenas duas capitais, considera-se importante que mais municípios sejam incluídos em análises futuras. Também se considera importante que novos estudos de viabilidade econômica dos sistemas solares fotovoltaicos residenciais continuem a ser feitas, tendo em vista as previsões aqui apresentadas de queda nos preços de tais sistemas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL (s.d.) **Unidades Consumidoras com Geração Distribuída**. Página da web. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Foutorgas%2Fgeracao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_mJhnKli7qcJG%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2>. Acesso em 05 de novembro de 2017.

ANEEL (s.d.2) Biblioteca Virtual. Página da Web. Disponível em: <<http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html>>. Acesso em 09 de novembro de 2017.

ANEEL (2016) **Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. Cadernos Temáticos ANEEL, 2ª Edição. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>>. Acesso em 16 de setembro de 2017.

ANEEL (2017) **Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9>. Acesso em 30 de setembro de 2017.

ANEEL (2017a). **Perguntas e respostas sobre a aplicação da Resolução Normativa nº 482/2012**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/FAQ+V3_20170524/ab9ec474-7dfd-c98c-6753-267852784d86>. Acesso em 08 de novembro de 2017.

ANEEL (2017b) **Ranking das Tarifas**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>>. Acesso em 12 de novembro de 2017.

BANCO CENTRAL DO BRASIL (2015) **Resolução nº 4419, de 25 de junho de 2015**. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/pre/normativos/busca/downloadNormativo.asp>>

?arquivo=/Lists/Normativos/Attachments/48527/Res_4419_v1_O.pdf>. Acesso em 24 de outubro de 2017.

BANCO CENTRAL DO BRASIL (2017) **Histórico das taxas de juros**. Disponível em:<<https://www.bcb.gov.br/Pec/Copom/Port/taxaSelic.asp#notas> >. Acesso em 24 de outubro de 2017.

BOYLE, G. (2012) **Renewable Energy: power for a sustainable future**. Oxford University Press, United Kingdom, 566 p.

BRITO, M.C., SILVA, J.A. (2006) **Energia fotovoltaica: conversão de energia solar em electricidade**. O Instalador, Julho de 2006. Disponível em: <<http://solar.fc.ul.pt/i1.pdf>>. Acesso em 03 de outubro de 2010.

CABELLO, A.F., POMPERMAYER, F.M. (2013) **Energia fotovoltaica ligada à rede elétrica: atratividade para o consumidor final e possíveis impactos no sistema elétrico**. Texto para Discussão 1812, IPEA. Disponível em: <http://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/963/1/TD_1812.pdf>. Acesso em 30 de outubro de 2017.

CASA CIVIL (2017) **Decreto nº 9073, de 5 de Junho de 2017**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2017/decreto/D9073.htm>. Acesso em 12 de novembro de 2017.

CHAPMAN, A.J., MCLELLAN, B., TEZUKA, T. (2016) **Residential solar PV policy: An analysis of impacts, successes and failures in the Australian case**. Renewable Energy 86 (2016) p. 1265-1279. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.09.061>>. Acesso em 16 de setembro de 2017.

COSTA, C.V. (2006) **Políticas de Promoção de Fontes Novas e Renováveis para Geração de Energia Elétrica: Lições da experiência Europeia para o caso brasileiro**. Tese de Doutorado – Programa de Pós-Graduação de Engenharia da UFRJ. Disponível em: <<http://www.ppe.ufrj.br/ppes/production/tesis/costacv.pdf> >. Acesso em 20 de setembro de 2017.

CRESESB (2014) **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Grupo de Trabalho de Energia Solar – GTES. Disponível em: < http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em 02 de outubro de 2017.

EPE (2014a) **Inserção da geração fotovoltaica distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos**. Nota técnica DEA 19/14 – Série Recursos Energéticos. Disponível em: < [http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2019%20-%20%20Inser%C3%A7%C3%A3o%20da%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Fotovoltaica%20Distribu%C3%ADa%20no%20Brasil%20-%20Condicionantes%20e%20Impactos%20VF%20%20\(Revisada\).pdf](http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2019%20-%20%20Inser%C3%A7%C3%A3o%20da%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Fotovoltaica%20Distribu%C3%ADa%20no%20Brasil%20-%20Condicionantes%20e%20Impactos%20VF%20%20(Revisada).pdf)>. Acesso em 22 de outubro de 2017.

EPE (2014b) **Consumo mensal de energia elétrica por classe (regiões e subsistemas) 2004-2017**. Disponível em: < [http://www.epe.gov.br/mercado/Paginas/Consumomensaldeenergiael%C3%A9tricaporclasse\(regi%C3%B5esesubistemas\)%E2%80%932011-2012.aspx](http://www.epe.gov.br/mercado/Paginas/Consumomensaldeenergiael%C3%A9tricaporclasse(regi%C3%B5esesubistemas)%E2%80%932011-2012.aspx)>. Acesso em 07 de outubro de 2017.

EPE (2017) **Balanco Energético Nacional 2016 – Relatório Síntese**. Ministério de Minas e Energia. Disponível em: < https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%B3rio%20Final_2017_Web.pdf>. Acesso em 20 de setembro de 2017.

FREITAS, B.M.R, HOLLANDA, L. (2015) **Micro e Minigeração no Brasil: Viabilidade Econômica e Entraves do Setor**. FGV Energia. White Paper nº1, maio de 2015. Disponível em: < <http://fgvenergia.fgv.br/artigos/micro-e-minigeracao-no-brasil-viabilidade-economica-e-entraves-do-setor>>. Acesso em 01 de novembro de 2017.

GREENER (2017) **O Mercado Fotovoltaico Brasileiro: Geração Distribuída e Geração Centralizada**. Relatório – 3º Trimestre de 2017. Disponível em: <<http://www.greener.com.br/wp-content/uploads/2017/09/relatrio-3o-trimestre-2017-gerao-distribuda-e-gerao-centralizada-brasil-greener-pt.pdf>>. Acesso em 07 de novembro de 2017.

HAGERMAN, S., JARAMILLO, P., MORGAN, G. (2016) **Is rooftop solar PV at socket parity without subsidies?** Energy Policy 89 (2016) p. 84–94. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2015.11.017>>. Acessado em 16 de setembro de 2017.

IBGE (2010) **Censo Demográfico 2010**. Disponível em: <<https://censo2010.ibge.gov.br/>>. Acesso em 10 de novembro de 2017.

IBGE (2017) **IBGE divulga o rendimento domiciliar per capita de 2016**. Disponível em: <ftp://ftp.ibge.gov.br/Trabalho_e_Rendimento/Pesquisa_Nacional_por_Amostra_de_Domicilios_continua/Renda_domiciliar_per_capita/Renda_domiciliar_per_capita_2016.pdf>. Acesso em 23 de outubro de 2017.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2017) **Snapshot of Global Photovoltaic Markets**. Photovoltaic Power Systems Programme. Report IEA PVPS T1-31:2017. Disponível em: <http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEA-PVPS_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2016__1_.pdf>. Acesso em 30 de setembro de 2017.

INPE (2017) **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. Disponível em: ftp://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao.pdf. Acesso em 17 de setembro de 2017.

IRENA (2015) **Renewable Energy Prospects: Germany**. Remap 2030 – A Renewable Energy Roadmap. Disponível em: <http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_REmap_Germany_report_2015.pdf>. Acesso em 16 de setembro de 2017.

LA MONACA, S., RYAN, L. (2017) **Solar PV where the sun doesn't shine: Estimating the economic impacts of support schemes for residential PV with detailed net demand profiling**. Energy Policy 108 (2017) p. 731–741. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2017.05.052>>. Acesso em 16 de setembro de 2017.

MACHADO, C.T., MIRANDA, F.S. (2015) **Energia Solar Fotovoltaica: Uma breve revisão**. Rev. Virtual Quim., 2015, 7 (1), p. 126-143. Disponível em: <<http://rvq.sbq.org.br/imagebank/pdf/v7n1a08.pdf>>. Acesso em 20 de setembro de 2017.

MME (2015) **ProGD: Ações de estímulo à geração distribuída, com base em fontes renováveis**. Apresentação em formato digital. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/3013891/15.12.2015+Apresenta%C3%A7%C3%A3o+ProGD/bee12bc8-e635-42f2-b66c-fa5cb507fd06?version=1.0.>>. Acesso em 28 de outubro de 2017.

NAKABAYASHI, R. (2015) **Microgeração fotovoltaica no Brasil: viabilidade econômica**. Nota Técnica. Instituto de Energia e Ambiente da USP – Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/mifoto.pdf>>. Acesso em 20 de novembro de 2017.

- PEPERMANS, G., DRIESEN, J., HAESLONCKX, D., D'HAESELEER, W. (2005) **Distributed generation: definition, benefits and issues**. Energy Policy. Volume 33, Issue 6, April 2005, pag. 787-798. Disponível em: < <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421503003069> >. Acesso em 03 de novembro de 2017.
- PEREIRA, A.G. (2016) **Análise de viabilidade para implantação de um sistema de energia solar fotovoltaica em clientes com tarifação A**. Trabalho de Conclusão de Curso – Bacharelado em Engenharia de Controle e Automação da Universidade de Caxias do Sul. Disponível em: <<https://repositorio.ucs.br/xmlui/handle/11338/2166>>. Acesso em 03 de novembro de 2017.
- PRIEB, C.W.M. (2002) **Desenvolvimento de um sistema de ensaio de módulos fotovoltaicos**. Dissertação para obtenção do título de Mestre em Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Disponível em: < <http://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/2091/000363966.pdf?sequence=1>>. Acesso em 05 de outubro de 2017.
- QURESHI, T.M., ULLAH, K., ARENTSEN, M.J. (2017) **Factors responsible for solar PV adoption at household level: A case of Lahore, Pakistan**. Renewable and Sustainable Energy Reviews 78 (2017) p. 754–763. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.020>>. Acesso em 16 de setembro de 2017.
- ROSA, A.R.O., GASPARIN, F.P. (2016) **Panorama da energia solar fotovoltaica no Brasil**. Revista Brasileira de Energia Solar. Ano 7, Volume VII, Número 2, dezembro de 2016. p. 140 – 147. Disponível em: < <https://rbens.emnuvens.com.br/rbens/article/view/157/155> >. Acesso em 20 de setembro de 2017.
- SAMANEZ, C.P. (2009) **Engenharia Econômica**. Pearson Prentice Hall, São Paulo, 211 p.
- SILVA, R.G., CARMO, M.J. (2017) **Energia solar fotovoltaica: uma proposta para melhoria da gestão energética**. International Scientific Journal, Nº 2, volume 12, article nº 8, April/June 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.6020/1679-9844/v12n2a8>>. Acesso em 20 de setembro de 2017.

SILVA, R. M. (2015) **Energia Solar no Brasil: dos incentivos aos desafios**. Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado, Fevereiro/2015 (Texto para Discussão nº 166). Disponível em: <www.senado.leg.br/estudos>. Acesso em 20 de setembro de 2017.

STRUPEIT, L., PALM, A. (2016) **Overcoming barriers to renewable energy diffusion: business models for customer-sited solar photovoltaics in Japan, Germany and the United States**. Journal of Cleaner Production 123 (2016) p. 124-136. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2015.06.120>>. Acesso em 16 de setembro de 2017.

TRIGOSO, F.M., QUAGLIA, R.B., DE MORAES, A.M., DE OLIVEIRA, S.H.F. (2010) **Panorama da geração distribuída no Brasil baseada no uso da tecnologia solar fotovoltaica**. Revista Brasileira de Energia Solar, Volume 1, Número 2, Setembro de 2010 p. 127-138. Disponível em: <<https://rbens.emnuvens.com.br/rbens/article/view/48/48>>. Acesso em 16 de setembro de 2017.

VALLÊRA, A.M., BRITO, M.C. (2006) **Meio século de história fotovoltaica**. Gazeta de Física, p.10-15. Disponível em:< <http://solar.fc.ul.pt/gazeta2006.pdf>>. Acesso em 03 de outubro de 2017.

WOTTRICH, B. (2010) **Modelo para a análise econômica e financeira em projetos de geração distribuída de energia com fontes alternativas**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica. Centro de Estudos em Energia e Meio Ambiente da Universidade Federal de Santa Maria. Disponível em: <http://cascavel.cpd.ufsm.br/tede/tde_arquivos/7/TDE-2011-02-08T083703Z-3019/Publico/WOTTRICH,%20BRENO.pdf>. Acesso em 11 de novembro de 2017.