



White Paper nº1 | maio 2015

Micro e Minigeração no Brasil: Viabilidade Econômica e Entraves do Setor

Bruno M. R. de Freitas e Lavinia Hollanda

Micro e Minigeração no Brasil: Viabilidade Econômica e Entraves do Setor

A geração distribuída (GD) é um dos temas mais discutidos no âmbito do planejamento energético no mundo e é apontada como o futuro da produção de energia elétrica. Em países de mercados mais maduros, a geração distribuída é tida como alternativa à expansão de parques centralizados e de grande porte, os quais apresentam grandes impactos socioambientais.

Inicialmente, o abastecimento de energia elétrica era feito em corrente contínua e em pequena escala, próximo ao centro de consumo. Com o passar dos anos, com o advento da corrente alternada, viabilizou-se a transmissão de eletricidade por grandes distâncias. A dimensão dos projetos em eletricidade aumentou, resultando em ganhos de escala e redução dos custos marginais¹. Foram construídos sistemas elétricos massivos, interconectados - como o caso brasileiro - consistindo em imensas redes de transmissão e distribuição e em plantas de geração centralizadas e gigantescas. A segurança no abastecimento era alcançada com a otimização da operação desses grandes sistemas, contornando as restrições operativas.

Na última década, inovações tecnológicas, mudanças econômicas, e também uma regulação ambiental mais restritiva resultaram em uma renovação do interesse

pela geração distribuída. Segundo Pepermans et al. (2005), foram cinco os principais fatores que contribuíram para essa evolução: (i) o desenvolvimento de tecnologias de geração elétrica em escala reduzida, (ii) restrições na construção de novas linhas de transmissão, (iii) aumento na demanda por uma eletricidade mais confiável, (iv) liberalização do mercado de energia e (v) preocupações com as mudanças climáticas.

Mas, qual seria a definição de geração distribuída? Não há uma definição convergente. A política energética de cada país aborda - e incentiva - este tipo de geração de maneira diversa. Em uma definição mais geral, a geração distribuída pode ser entendida como sistemas de potência de capacidade reduzida e que ficam alocadas próximas ao centro de consumo, sem a necessidade de extensas redes para sua transmissão². Em alguns países é considerado, ainda, o tipo de tecnologia de conversão e a utilização da fonte, se intermitente, de combustível fóssil, ou renovável. Entretanto, a definição de qual seria a potência instalada para que algum empreendimento de geração seja considerado distribuído é função, principalmente, da política energética aplicada.

Há diversas opções tecnológicas para a exploração da geração distribuída. Dentre

¹. Pepermans et al., 2005. ². Pepermans et al., 2005.

essas, uma das que mais vêm se destacando é o aproveitamento energético através de sistemas fotovoltaicos, principalmente pela facilidade na instalação e pela simplicidade de operação e manutenção³. A evolução desta fonte tem sido bastante impulsionada pela constante redução de preços dos módulos fotovoltaicos no mercado internacional, principal insumo para tais sistemas. No entanto, ainda carecem de incentivos para a sua adoção em maior escala.

Esse trabalho apresenta uma breve avaliação da geração distribuída no Brasil, representada pela mini e microgeração, após a homologação, pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), da Resolução Normativa 482/2012. O foco do trabalho será em projetos de mini e microgeração distribuída voltados para o consumidor final – portanto, a análise não contempla projetos de maior porte, que participam dos leilões de energia do mercado regulado. A seção 1 traz uma visão de como o tema é abordado em outros países, apresentando suas políticas de incentivo. A seção 2 aborda o atual arcabouço regulatório no Brasil, com foco na resolução citada acima, enquanto a energia fotovoltaica é descrita na seção 3. A seção 4 traz um exemplo de cálculo de viabilidade de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFvCR), levando em consideração parâmetros econômicos e a atual regulação. A seção 5 discute os principais obstáculos para a sua implementação em maior escala no Brasil, apontando possíveis caminhos que poderiam aumentar os incentivos

para que a micro e minigeração possa ser uma alternativa viável aos que desejam produzir sua própria energia.

1. INCENTIVOS À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM MERCADOS INTERNACIONAIS

Segundo a *International Energy Agency* (IEA)⁴, existem diversas opções de políticas de incentivo à geração distribuída a serem consideradas. Políticas de incentivo ligadas à tarifa, como a *Feed-in-Tariff* (FIT), comuns em países europeus e asiáticos, e o *Net Energy Metering* (NEM), nos EUA, têm sido as mais utilizadas, frequentemente combinadas com incentivos fiscais. Em alguns locais, como a Índia, utiliza-se ainda Certificado de Energias Renováveis (*Renewables Energy Certificates* – REC).

As **FIT** são tarifas estabelecidas em contratos de longo prazo, maiores que 15 anos, para a geração por fonte renovável de energia em uma propriedade, independentemente de sua utilização – se para autoconsumo ou para exportação. O valor da tarifa (em unidades monetárias por kWh) é estabelecido com base no custo de geração, a depender da fonte, do tipo de instalação etc. **O incentivo à produção de energia vem do fato de que o valor pago pela energia exportada para rede é maior que o da energia comprada da distribuidora.** Esse mecanismo vai sendo reduzido ao longo do tempo, para incentivar a redução do custo de geração. Quando bem administradas, podem

3. IPEA, 2013. 4. IEA, 2014.

resultar em estímulo ao desenvolvimento da microgeração distribuída, promovendo um ressarcimento adequado aos investidores, como ocorre na Alemanha.

Já o **NEM**, aplicado em alguns estados dos EUA e na Austrália, promove um tipo de incentivo diferente. Nessa modalidade de política, **proprietários ou usuários de sistemas fotovoltaicos recebem créditos (em kWh) pela energia excedente injetada na rede local, que podem ser descontados de sua conta de energia em outras ocasiões**, quando a unidade geradora não produzir energia suficiente para o autoconsumo. Assim, ocorre um balanço energético entre o consumo e a geração, e uma redução da dependência da energia proveniente da rede local. É importante salientar que, em políticas como esta, não há comercialização de energia, havendo somente uma contabilização do saldo de energia que foi injetado e que poderá ser descontado do consumo posteriormente. Com isso, os projetos de sistema de geração distribuída, neste tipo de arranjo, são, em geral, limitados ao consumo daquela unidade consumidora, para que não haja sobreprodução de energia - o que significaria um investimento sem o devido retorno. No Brasil, foi adotado este tipo de política, o que será mais detalhado mais a frente.

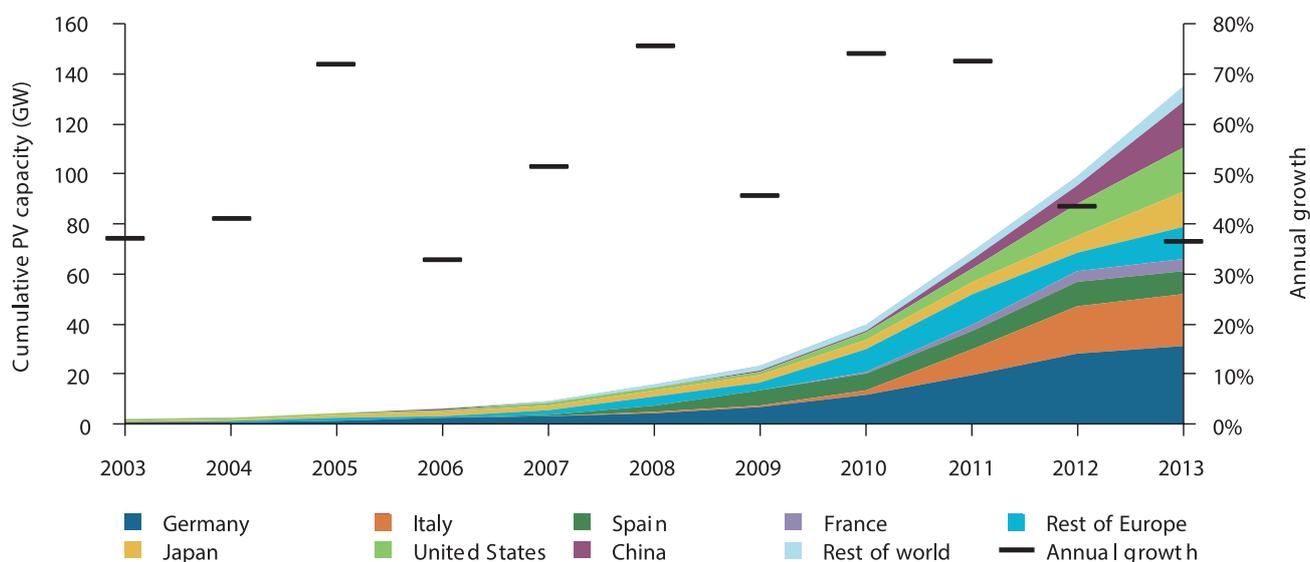
Outra possibilidade é a certificação pela utilização de energias renováveis, aplicada também em alguns estados dos EUA. Os **RECs** são títulos negociáveis que representam a certificação de

que determinada energia foi gerada através de uma fonte renovável. Os RECs são mensurados em megawatt-hora, medidos no ponto de geração da energia. Os compradores podem selecionar os certificados de acordo com a fonte energética e com o local da geração renovável. **O mercado para esses certificados foi criado a partir de requerimentos da legislação de alguns estados de que parte da eletricidade de empresas de energia fosse suprida por fontes renováveis (compliance markets)**. Adicionalmente, alguns clientes corporativos ou residenciais podem voluntariamente aderir ao mercado de RECs. No Brasil, algumas entidades⁵ lançaram iniciativas nesse sentido, que garantem que o local certificado consome uma quantidade mínima de energia proveniente de fontes renováveis. Porém, por ora, não há um mercado instaurado de comercialização deste tipo de certificação.

O Gráfico 1 apresenta a evolução da capacidade instalada de energia solar fotovoltaica nos diferentes países, bem como o crescimento da capacidade total a cada ano, desde 2003. O mercado alemão é o que apresenta a maior participação na curva, porém os países europeus apresentaram redução na taxa de crescimento a partir do ano de 2012. Já a China apresenta uma inclinação da reta de crescimento significativa e vem cada vez mais ganhando seu espaço na participação no mercado fotovoltaico.

⁵ O instituto IDEAL (Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina), por exemplo, lançou o Selo Solar, que garante que o agente certificado consome um nível mínimo de energia solar.

Gráfico 1: Crescimento global acumulado da capacidade em sistemas fotovoltaicos⁶



Fonte: (IEA, 2014)

O que há de comum nos países que apresentam maior participação e crescimento da inserção da microgeração solar fotovoltaica é a adoção de políticas de incentivo por parte do governo. Em um mercado incipiente, em um primeiro momento, os incentivos governamentais atuam na inserção e desenvolvimento, com o objetivo do alcance da competitividade após um determinado período. Com a

busca da segurança energética e com as metas de redução de emissões de gases de efeito estufa, diversos países têm direcionado seus incentivos para a diversificação de sua matriz energética, com a inserção de novos tipos de tecnologias. A geração distribuída vem ampliando sua participação graças a políticas de diversificação energética e aos incentivos governamentais para a sua promoção.

6. © OECD/IEA 2014 *Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy*, IEA Publishing. Licence: [<https://www.iea.org/t&c/termsandconditions/#d.en.26167>]

2. SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - RESOLUÇÃO NORMATIVA 482/2012

A Resolução Normativa 482, que trata da regulação da micro e mini geração distribuída, foi homologada pela Agência Nacional de Energia Elétrica-ANEEL em 17 de abril de 2012⁷. A REN 482 teve como objetivo viabilizar o mercado da geração distribuída para determinadas fontes e certa capacidade⁸, fazendo com que fosse aberto um novo mercado de geração de energia elétrica no Brasil. Foram estabelecidas diversas definições, entre elas o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, ou *Net Energy Metering* (NEM). Com o Sistema de Compensação de Energia Elétrica é possível injetar o excedente de energia na rede de distribuição, e este será abatido da conta de luz ao final do mês. Se o proprietário ainda tiver um saldo positivo após esse abatimento, ele terá até 36 meses para utilizá-lo. Caso esse saldo não seja utilizado nesse prazo, ele será reduzido a zero.

Anteriormente à REN 482, qualquer interessado em instalar um sistema de geração em sua residência ou local de trabalho para abastecer o total do seu autoconsumo, e que dependesse de uma fonte de energia intermitente, como solar ou eólica, teria que dispor de um sistema de estocagem de energia⁹ - o que, em

muitos casos, inviabilizava os projetos. Esse sistema de estocagem serviria como um *backup* quando o sistema não estivesse gerando energia. Atualmente, com a REN 482, este *backup* seria a própria rede de distribuição, pois, quando não houver oferta de energia a partir do micro ou minigerador, a rede de distribuição abastece a unidade de consumo. Além disso, se houver a sobreprodução em dado momento, o excedente será injetado na rede e poderá ser compensado no futuro, tornando o projeto mais viável economicamente. De certo modo, a rede de distribuição desempenha o papel de um sistema de estocagem.

A resolução define ainda que todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica devem adequar-se e preparar normas técnicas definindo padrões físicos para o acesso da micro e minigeração quando requisitado por seus clientes. Como limite, a REN 482 estabelece que o máximo de potência que o interessado pode instalar na unidade consumidora é a carga, ou demanda contratada, da própria unidade, dependendo do tipo de consumidor. Tal decisão foi tomada para que a unidade consumidora/geradora não gere mais energia que ela própria pode consumir.

De um modo geral, pode-se dizer que a REN 482 abriu uma oportunidade inédita ao consumidor de energia elétrica brasileiro, que passou a poder gerar sua própria energia. No entanto, ainda é

⁷. Posteriormente, a REN 482 foi retificada pela Resolução Normativa 517, em 11 de dezembro do mesmo ano. ⁸. A REN 482 definiu como micro e a minigeração distribuída os sistemas de geração de eletricidade com capacidade de até 100 kW e entre 100 kW e 1 MW, respectivamente, a partir das fontes solar, eólica, hidráulica, biomassa e cogeração qualificada. ⁹. Um banco de baterias, por exemplo.

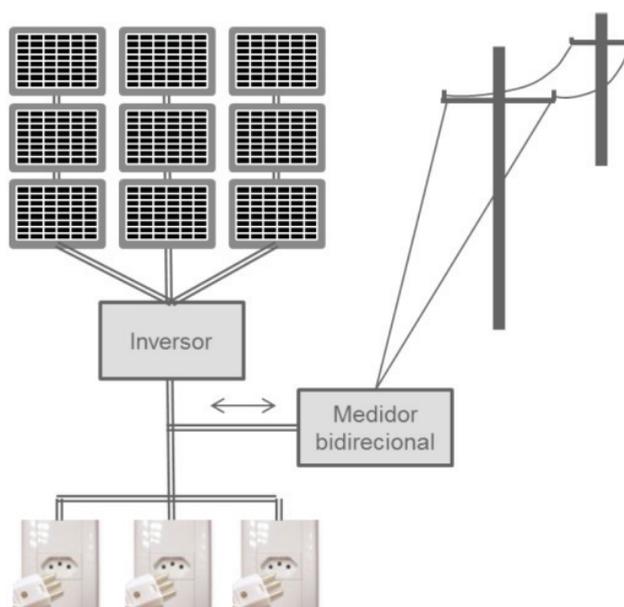
preciso a definição mais clara de alguns pontos. Recentemente¹⁰, a ANEEL decidiu abrir Audiência Pública (AP 26/2015) para colher contribuições dos agentes para o aprimoramento da REN 482. Entre os principais pontos geralmente questionados pelos agentes, destaca-se o repasse da energia proveniente de GD à tarifa das distribuidoras limitado ao Valor de Referência (VR) e a vinculação da GD à área de concessão da distribuidora - o que limita o recurso à área de concessão da distribuidora. Outro ponto importante para os agentes, principalmente de distribuição, refere-se ao desequilíbrio tarifário, decorrente do uso da infraestrutura da rede como *backup*. Esses e outros pontos devem ser

revisitados durante a Audiência Pública, e espera-se que algumas novas medidas sejam incluídas para tratar dessas questões.

3. O CASO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA - A TECNOLOGIA EXISTENTE

Os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede - SFvCRs no mercado brasileiro têm uma configuração padrão: os painéis fotovoltaicos, um inversor de frequência e um medidor bidirecional. Os painéis fotovoltaicos são compostos por módulos que, por sua vez, são compostos por

Figura 1: Desenho esquemático de um SFvCR



Fonte: (SOLARIZE, 2014)

¹⁰. Em reunião no dia 5 de maio de 2015, a Diretoria da Aneel aprovou audiência pública (AP 26/2015) para discutir propostas de revisão da RN 482/2012, com período de envio de contribuições de 7/5/15 a 22/6/15.

células fotovoltaicas, sendo estas as unidades básicas do gerador fotovoltaico, capazes de converter a luz solar em eletricidade. O inversor de frequência é o equipamento responsável por converter o sinal gerado em corrente contínua pelo painel em corrente alternada, para que seja injetada a energia na rede de distribuição ou para o fornecimento de energia elétrica na unidade consumidora. Já o medidor bidirecional atua medindo o fluxo de entrada e saída de energia da unidade residencial. A Figura 1 apresenta um desenho esquemático de um SFvCR.

Há no mercado atual diversos materiais para a fabricação das células fotovoltaicas que realizam a conversão da energia radiante em eletricidade. As células mais comuns no mercado global são as que utilizam o silício como material para

sua fabricação, que podem ser divididas em cristalinas (feitas a partir do Silício Monocristalino e do Silício Multi ou Policristalino), e não cristalinas (a partir do Silício Amorfo). Cada uma apresenta características físicas e processo de fabricação diferentes, que terão impacto na eficiência e, conseqüentemente, no seu custo. As células monocristalinas têm um processo de fabricação mais complexo e dispendioso, mas apresentam maior eficiência entre as tecnologias comerciais e, por isso, são mais caras. No entanto, por oferecerem o melhor custo-benefício geral, as células policristalinas são as mais difundidas no mercado global. Já o Silício Amorfo, este apresenta custo de produção bem mais reduzido em relação às outras tecnologias mencionadas, sendo essa sua principal vantagem. Os três tipos podem ser verificados na Tabela 1:

Tabela 1: Tipos de módulos fotovoltaicos de Silício

Tipo de Módulo	Eficiência	Imagem
Monocristalino	14-20%	
Poli ou Multicristalino	11-19%	
Amorfo	6-9%	

Fonte: Elaboração própria

O mercado brasileiro ainda é incipiente e a produção de equipamentos fotovoltaicos no Brasil ainda é muito baixa e não seria suficiente para abastecer uma demanda

que poderá aumentar. O Brasil apresenta tecnologia para fabricação de quase todos os materiais necessários para a montagem dos módulos - à exceção das

células fotovoltaicas, componente que apresenta o maior valor agregado e peça principal do conjunto. Ainda assim, o que há hoje em território nacional é apenas a montagem de módulos.

A maior reserva mundial de quartzo de silício - matéria-prima para fabricação das células fotovoltaicas - está em território brasileiro. Atualmente, o silício produzido no Brasil é exportado para outros países (como China e Alemanha, por exemplo), que fabricam essas células e as exportam de volta para o Brasil (e outros países) para a montagem dos módulos. Em 2014, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) lançou uma política de conteúdo local que consiste em uma linha de crédito para a compra de equipamentos fotovoltaicos da indústria nacional, voltada para os projetos de plantas fotovoltaicas de grande porte participantes dos leilões de energia. Caso seja bem sucedida e o mercado nacional se desenvolva, pode resultar na redução de custo dos equipamentos, beneficiando também projetos de menor porte.

4. A VIABILIDADE DA MICRO E MINIGERAÇÃO NO BRASIL PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

Nesta seção, detalharemos o processo de planejamento e instalação de um SFvCR sob a ótica de um consumidor. A pergunta

que se quer responder aqui é: o que deve fazer um consumidor residencial que tenha interesse em instalar um SFvCR em sua residência? Além da instalação em si (e do seu custo financeiro), há uma etapa preliminar, de projeto, que deve ser contratada pelo investidor interessado em instalar um SFvCR. Esta etapa é realizada por engenheiros e técnicos especializados, e representa um custo adicional para o investidor. Traremos também um exemplo de cálculo de viabilidade técnica e econômica de um projeto em uma residência.

De modo geral, as principais etapas para o dimensionamento de um SFvCR¹¹ são:

// Definição da localização e configuração do sistema;

// O levantamento adequado do recurso solar disponível no local da aplicação;

// Levantamento adequado de perfil de carga e consumo elétrico;

// Dimensionamento do gerador fotovoltaico;

// Dimensionamento do inversor.

O ponto de partida é a definição do local onde será instalado o SFvCR. Através dessa definição, é possível observar algumas das variáveis de configuração do sistema, bem como o acoplamento arquitetônico

¹¹. CEPEL, 2014.

dos equipamentos à estrutura da construção. Como exemplo, a inclinação dos módulos fotovoltaicos em relação aos raios solares é uma importante questão, e uma aproximação do ponto ótimo de inclinação do módulo é a latitude do local de instalação. Deve-se observar também possíveis influências de sombreamento ou de superfícies reflexivas próximas, que podem comprometer no rendimento do SFvCR.

Uma das variáveis mais importantes para que haja a viabilidade técnico-econômica de SFvCR é a irradiação solar local. A irradiação solar é a quantidade de energia radiante emitida pela radiação solar em um determinado espaço de tempo e em uma área (medida em Wh/m²). Esta será diferente para cada par latitude e longitude do globo terrestre, e é influenciada pelo clima e aspectos físicos da área analisada. A irradiação que incide em uma superfície horizontal é constituída de uma componente direta - que não sofre influência da massa ótica e incide na forma de feixes de raios solares paralelos - e uma componente difusa - resultante da interação da radiação solar com gases e partículas existentes na atmosfera. A soma dessas duas componentes é denominada de irradiação solar global.

Como o ciclo solar apresenta tempo de duração anual, os projetos de SFvCR, geralmente, são dimensionados para a média anual do consumo de energia elétrica (para o caso de se abater o total do consumo da unidade consumidora, como é o caso do modelo adotado no Brasil). Além disso, para o caso da mini e microgeração, como não é permitida a

comercialização do excedente, os sistemas devem ser dimensionados para que não haja sobreprodução da energia necessária para abastecer a unidade consumidora, salvo no caso da utilização do crédito em outra unidade consumidora que esteja em nome do mesmo proprietário da unidade geradora/consumidora. Mesmo assim, o limite da potência do sistema, segundo a REN 517, se dá pela carga instalada da unidade consumidora onde será instalado o SFvCR.

A partir da definição do consumo daquela unidade - ou seja, do limite de potência do sistema a ser instalado - escolhe-se a tecnologia que será utilizada. Para isso, considera-se as peculiaridades de cada tecnologia disponível, como a eficiência de conversão da energia luminosa em elétrica da célula, e também as características do local e do consumo, levantadas nas etapas anteriores. Cada tecnologia é indicada para utilização em determinada situação. Por exemplo, em altas temperaturas, as células fotovoltaicas apresentam perda de potência, mas essa taxa é diferente para cada tecnologia. Assim, em uma região onde há temperaturas muito altas, tecnologias a filme fino (como silício amorfo) apresentam um melhor resultado por ter uma taxa de perda menor que as de silício cristalino. Todavia, esta é uma escolha de engenharia de projeto, onde devem ser avaliados os possíveis *tradeoffs* de custo e desempenho para cada situação.

Após a escolha da tecnologia, a potência do módulo a ser utilizado será o próximo passo. A logística de instalação e montagem do sistema deve ser levada

em consideração, pois, quanto maior a potência do módulo, maior a sua área. Em função da potência escolhida, define-se o número total de módulos necessários, a área total, e, por fim, a potência nominal total do SFvCR. A capacidade do inversor será estabelecida após o dimensionamento da potência total do sistema. Cumpridas essas etapas,

finaliza-se o projeto e inicia-se a etapa de implantação do SFvCR. No anexo I, trazemos um exemplo de projeto para o dimensionamento de um SFvCR. Na Tabela 2 é possível verificar os dados de entrada do projeto e os parâmetros resultantes dos cálculos do exemplo detalhado no Anexo I.

Tabela 2: Dados de entrada e saída do cálculo do projeto do SFvCR

Características do Projeto	Variável	Valor	Unidade
Entrada			
Consumo Médio Mensal	C_m	500	kWh/mês
Consumo Médio Anual	C_a	6.000	kWh/ano
Potência do Módulo	Pot_{mod}	245	Wp
Irradiação Solar no Plano Inclinado	I_{PI}	1.559	kWh/m ² .ano
Eficiência do Módulo	η_{mod}	14,80%	
Taxa de Desempenho Global	PR_{SFvCR}	80,00%	
Área do Módulo	S_{mod}	1,6	m ²
Saída			
Potência Global do SFvCR	Pot_{SFvCR}	5	kWp
Potência Nominal do Inversor	Pot_{Nica}	5	kW
Número de Módulo	N_{mod}	20	Qte
Área Total do SFvCR	S_{SFvCR}	32,50	m ²

Fonte: Elaboração própria

Após a etapa de projeto, passa-se à instalação do SFvCR. Foi feita a seguir uma estimativa dos custos de instalação de um projeto técnico como o detalhado no Anexo I. As estimativas de custos foram adquiridas com base em pesquisa bibliográfica e acesso ao sítio de alguns revendedores de

equipamentos fotovoltaicos no Brasil. A variação de preços ainda é bem alta, devido à incipiência do mercado fotovoltaico no Brasil. Os valores do watt-pico¹² para cada equipamento, bem como o investimento inicial calculado, é explicitado pela Tabela 3:

¹². Segundo CEPEL (2014), watt-pico (Wp) é uma unidade de potência de saída de uma célula, módulo ou gerador fotovoltaico, considerando as condições padrão de teste.

Tabela 3: Custos do SFvCR

Equipamento	Valor	Unidade
Módulo	R\$4,00	R\$/Wp
Inversor	R\$1,40	R\$/Wp
Sistema de Montagem e Instalação	R\$1,84	R\$/Wp
Serviços de Engenharia	10,00%	%/Total
Investimento Total	R\$39.635,71	
Investimento Específico	R\$7.964,00	R\$/kWp

Fonte: Elaboração própria

A partir das estimativas de custos da Tabela 3, analisou-se o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR) do projeto. As fórmulas de cada indicador foram adaptadas para o projeto analisado e podem ser acompanhadas no Anexo II do trabalho.

Para a avaliação da viabilidade econômica foram feitas algumas premissas. A tarifa de energia elétrica utilizada foi a da distribuidora Light (janeiro/2015), já incluídos os impostos. A Taxa Mínima de Atratividade -TMA utilizada foi escolhida como sendo a expectativa do mercado para a SELIC (Sistema Especial

de Liquidação e de Custódia), obtida do relatório Focus do dia 23 de janeiro de 2015¹³. Com a utilização da Selic como sendo a TMA do projeto, admite-se que não há risco adicional relativo ao projeto - uma hipótese simplificadora, mas satisfatória para os fins do exemplo pretendido. Para o reajuste tarifário anual, foi adotada a expectativa de inflação do mercado atual, também extraída do mesmo relatório Focus, refletindo a expectativa de reajuste no prazo de garantia dos módulos fotovoltaicos do projeto, que é de 25 anos. O resultado da análise da viabilidade econômica, para as premissas adotadas, está mostrado na Tabela 4:

Tabela 4: Premissas e Resultados Econômicos

Variáveis	Valor	Unidade
Tarifa de Energia com Impostos (ICMS+PIS/COFINS)	0,58144	R\$/kWh
Taxa Mínima de Atratividade	12,50%	
Reajuste Tarifário Anual	6,99%	
VPL	VPL	
TIR	16,10%	
Payback Simples	8	anos
Payback Descontado	16	anos

Fonte: Elaboração própria

13. (Banco Central do Brasil, 2015)

Nas condições colocadas – ou seja, considerando que o consumidor adotará como taxa mínima de atratividade para esse projeto o valor da Selic -, a TIR do projeto seria de aproximadamente 16%, um valor quase quatro pontos percentuais acima da TMA usada. No entanto, vale ressaltar que o resultado é apenas um exercício, válido dentro das premissas colocadas, e que outros fatores de incerteza não foram inclusos no modelo e podem impactar fortemente a viabilidade econômica da micro e minigeração.

5. AS INCERTEZAS DA MICRO E MINIGERAÇÃO NO BRASIL

Para um mercado de geração de energia incipiente, como é o caso da mini e microgeração fotovoltaica, de modo geral é necessário que haja incentivos para que esta alternativa seja competitiva

perante outras opções. No caso brasileiro, os incentivos ao desenvolvimento desse mercado, e mesmo as regras para o seu funcionamento, ainda não estão definidas de maneira satisfatória. Para o consumidor interessado em investir na microgeração fotovoltaica, o alcance da paridade tarifária entre a tarifa paga pela energia injetada na rede e a tarifa cobrada pela consumidora, por exemplo, é um ponto de muita relevância. Além desse, outras questões de ordem regulatória e tributária podem representar entraves para o mercado brasileiro, e serão discutidos a seguir.

A tributação

Na redação da REN 517 é encontrada a seguinte definição do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (grifo nosso):

“*... sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, **por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora** ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados(...)*”

É claro na passagem anterior que a REN 517 define que o excedente de energia não pode ser comercializado, sendo cedido como empréstimo gratuito à distribuidora local. No entanto, o Conselho

Nacional de Política Fazendária, através do CONFAZ 6, instituiu que a tributação do ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) deveria acontecer no consumo bruto da energia,

e não somente no consumo líquido da energia retirada da rede de distribuição. Como resultado, o consumidor/investidor recolhe o ICMS sobre o seu consumo bruto, sem considerar a energia injetada na rede.

Para exemplificar esse ponto, suponha que um consumidor possui um gerador fotovoltaico instalado em sua residência. Seu consumo mensal foi de 350 kWh, com uma tarifa local de R\$ 0,38/kWh, ainda sem a incidência de impostos. Em um determinado mês, a unidade gerou 200 kWh. Com uma alíquota de 29% de ICMS, o valor da energia somente com este tributo passaria para R\$ 0,53/kWh. Por causa da atual decisão do CONFAZ 6, a conta da unidade consumidora seria a seguinte: $350 \text{ kWh} \times 0,53 \text{ R\$/kWh} = \text{R\$ } 185,50$. Desse valor, seria subtraído o valor líquido referente à energia gerada pela unidade: $200 \text{ kWh} \times 0,38 \text{ R\$/kWh} = \text{R\$ } 76,00$, resultando em uma conta final de R\$ 109,50 a ser paga para a distribuidora naquele mês.

Houve muitos questionamentos sobre esta metodologia de cálculo, pois a geração é “paga” pelo preço da energia sem tributação, ao passo que o preço da energia consumida da rede apresenta o acréscimo do imposto. Alguns agentes argumentam que a compensação da energia deve ser a mesma, tanto na geração como no consumo. Assim, muitos agentes do setor se perguntam o porquê de não se fazer o cálculo a partir do volume líquido de energia consumido. Ou seja: $(350 - 200) \text{ kWh} = 150 \text{ kWh/mês}$ e, a partir desse volume líquido, realizar a cobrança em cima deste valor, o que

resultaria em uma conta de $150 \text{ kWh} \times 0,53 \text{ R\$/kWh} = \text{R\$ } 79,50$, uma diferença de 38%. O cálculo anterior foi somente para exemplificar o modelo atual de cálculo, e não considera outros tipos de tributos existentes nas tarifas de energia elétrica.

Tal metodologia de cálculo afeta sobremaneira aqueles que têm o consumo fora do horário de insolação. A tributação do consumo bruto de energia só acontece se houver, de fato, utilização (injeção e retirada) de energia da rede. Se o consumo ocorrer dentro do horário de insolação, a energia será consumida no instante que é gerada pelo SFvCR, e não será injetada na rede de distribuição, não sendo contabilizada pelo medidor bidirecional. Em outras palavras, se o perfil de consumo de energia de uma unidade for idêntico ao perfil de geração de energia de determinado sistema, a cobrança do imposto sobre o consumo bruto não onera o consumidor/investidor. No entanto, quanto mais houver consumo fora da curva de geração de um sistema fotovoltaico, maior será o impacto negativo na viabilidade econômica de um SFvCR, visto que grande parte da energia será injetada na rede que será compensada e retirada posteriormente, sendo essa energia tributada pelo ICMS.

Recentemente, o Convênio Confaz 16/2015, de 22 de abril de 2015, autorizou os Estados de Goiás, Pernambuco e São Paulo a concederem isenção do ICMS incidente sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora à unidade consumidora através de micro e minigeração distribuída. A medida foi considerada importante, pois

abriu espaço para a efetiva correção da distorção gerada pela cobrança de ICMS pelo consumo bruto, conforme explicado. Espera-se a adesão de outros estados¹⁴ ao convênio.

Adicionalmente, alguns agentes argumentam que a questão tributária da micro e minigeração distribuída vai além do ICMS, pois há impostos federais que oneram o investidor e afetam o retorno do projeto. Nesse sentido, discute-se a possibilidade de haver como contrapartida do governo federal a desoneração do PIS e da Cofins, que são tributos federais.

Financiamento

Ainda que o custo da tecnologia venha caindo ao longo do tempo, a instalação de um SFvCR ainda requer um desembolso significativo de recursos – no exemplo construído, esse valor ficou em torno de R\$ 40 mil. A disponibilização de uma linha de financiamento de sistemas fotovoltaicos através de taxas de juros atrativas poderia fazer com que o mercado se desenvolvesse de maneira mais acelerada. De fato, o investimento inicial para a micro e minigeração é bem alto e a disponibilização de crédito direcionado para pessoa física poderia fazer com que houvesse uma maior interesse e capacidade de investimento para esse tipo de investidor.

No segundo semestre de 2014 a Caixa Econômica Federal incluiu equipamentos de microgeração como itens financiáveis no ConstruCard, o financiamento que

o banco oferece para a compra de materiais de construção. Segundo a nota técnica a EPE¹⁵, o consumidor pessoa física tem a possibilidade de adquirir os equipamentos de microgeração e quitar o financiamento em até 240 meses, a uma taxa de juros mensal que varia de 1,4% + TR a 2,33% + TR. Essa taxa é atrativa e fica em um patamar próximo às taxas de financiamento de veículos, por exemplo. Os impactos dessa política ainda não podem ser completamente mensurados, já que esta foi implementada há pouco tempo. Adicionalmente, o cenário de crédito e juros mudou sensivelmente no país nos últimos meses, o que pode afetar a efetividade dessa política. No entanto, tal medida sinaliza um primeiro passo na direção da ampliação do acesso ao financiamento do investidor pessoa física interessado em instalar um SFvCR.

Complexidade na análise de viabilidade econômica

A análise de viabilidade técnico-econômica de SFvCRs para o caso brasileiro é bastante complexa. São inúmeros fatores que entram na contabilização, o que pode ser visto como algo que repele o interesse no investimento em energia fotovoltaica para a microgeração. Pessoas físicas, as quais são o foco do presente trabalho, podem se sentir desestimuladas devido às complexidades e incertezas que o setor apresenta atualmente.

A viabilidade econômica é função, além da irradiação solar local, da tarifa de

14. O Estado de Minas Gerais já oferecia essa isenção desde 2012. 15. (EPE, 2014)

energia de cada distribuidora. Além disso, os impostos incidentes sobre a tarifa de energia variam com a região e a faixa de consumo, e o custo de disponibilidade também é diferenciado de acordo com a fase da instalação da unidade geradora/consumidora. Além disso, a viabilidade econômica também varia para diferentes classes de consumidores. O presente trabalho é focado nos consumidores tipo B, de baixa tensão – para outras classes de consumidores, as premissas e cálculos seriam diferentes.

O perfil de consumo de cada unidade também irá influenciar, significativamente, na viabilidade econômica de um projeto. Se um consumidor tiver um maior consumo durante o período de insolação, isso aumentará a sua independência da rede e o impacto da tributação, descrita anteriormente, influenciará menos no retorno do projeto. Todavia, sendo o consumo fora do horário solar, como no caso do consumo noturno, que representa o perfil de consumo de muitas residências, o impacto negativo no retorno do projeto é maior. Como no Brasil os medidores de energia, majoritariamente, não permitem avaliar qual é o perfil de carga das unidades ao longo do dia, é incerto o retorno exato que determinado projeto pode oferecer ao investidor.

O impacto no mercado das concessionárias de distribuição

Finalmente, o potencial impacto da ampliação da penetração da micro e minigeração distribuída no fluxo de caixa

e tarifas das distribuidoras representa, possivelmente, o principal obstáculo à sua adoção em larga escala. O atual modelo regulatório e de negócios do setor elétrico privilegia ganhos de escala e não oferece incentivos às distribuidoras para promover a ampliação desse tipo de geração. Com o aumento do consumo na área de concessão, as distribuidoras de energia aumentam a receita obtida da quantidade de energia que passa em sua rede de distribuição e diluem seus custos fixos da rede. Se houver uma diminuição dessa carga devido ao incremento de SFvCRs, as distribuidoras terão uma redução das receitas, e os consumidores remanescentes acabarão arcando com todo o custo de uso da rede – levando a um potencial desequilíbrio tarifário.

Além disso, com a injeção da energia a partir de microgeradores distribuídos, tem-se o aumento da complexidade da rede de distribuição em relação à qualidade de fornecimento. Com isso, aumenta-se, também, o custo operacional para manter os parâmetros físicos da rede de distribuição em equilíbrio para que o acesso seja estabelecido com sucesso. Na REN 482 não há nenhuma passagem que proteja as distribuidoras de possíveis impactos da inserção da micro e minigeração no Brasil. Espera-se que esse ponto seja discutido quando da discussão sobre os possíveis aprimoramentos da REN 482.

Finalmente, mesmo em regiões onde há alto índice de perdas não técnicas, onde a micro e minigeração poderia ser útil na redução de tais perdas, o incentivo à adoção de SFvCRs é limitado. Geralmente,

essas áreas estão localizadas em locais onde a segurança é limitada. Com isso, poderiam ocorrer fraudes nas instalações dos SFvCRs e, como não há segurança garantida, as distribuidoras não teriam como realizar a fiscalização e cobrança de maneira adequada. **Nesse complexo contexto, entende-se que é fundamental que haja no arcabouço regulatório incentivos para que as distribuidoras busquem promover a maior inserção da micro e minigeração distribuída entre os seus consumidores, em particular no caso dos residenciais.**

6. CONCLUSÕES E APONTAMENTOS DE TRAJETÓRIAS FUTURAS

Os países que possuem maior penetração da geração distribuída passaram, de modo geral, por um período em que houve – e ainda há, em alguns casos - incentivo governamental para que o mercado pudesse ser desenvolvido. Ao longo do tempo, os custos nivelados de geração de energia vêm gradativamente baixando e, assim, os incentivos vêm sendo reduzidos conforme necessário. Diversos desses países tiveram como ponto de partida a busca por fontes alternativas às que eram, no momento, mais utilizadas, muitas vezes baseadas em combustíveis fósseis. A diversificação da matriz, como forma de alcançar maior segurança energética e reduzir emissões é um ponto crucial, que vem sendo amplamente discutido no âmbito do planejamento energético de diversos países.

No Brasil não é diferente. Nossa matriz elétrica é majoritariamente hidrelétrica, com uma participação crescente de geração térmica. A fonte eólica vem se destacando e tem uma participação na geração cada vez maior. De fato, em função da grande participação da geração hidrelétrica, a matriz elétrica brasileira é ainda bastante renovável. Porém, o futuro não aponta nessa direção. Com as pressões ambientais, a tendência é que as novas usinas hidrelétricas que serão construídas sejam a fio d'água - ou seja, sem reservatório de regularização. Com isso, haverá uma maior dependência de outras fontes de energia para o suprimento da carga. Para que o Brasil continue com uma parcela significativa renovável, novas fontes precisam ser desenvolvidas.

A geração na ponta, principalmente, a geração fotovoltaica, devido ao potencial solar no Brasil, pode ser uma opção viável para complementar a matriz, e ainda potencialmente reduzir investimentos de expansão de malhas de transmissão e distribuição. Entretanto, apesar do Sistema de Compensação de Energia, instaurado pela REN 482, a entrada desse tipo de geração ainda depende da competitividade da mesma. Tramitam projetos de lei no Senado para o incentivo ao setor: o PLS 317/2013, que isenta do Imposto sobre a Importação os equipamentos e componentes de geração elétrica de fonte solar, e o PLS 167/2013, que reduz alíquotas de tributos incidentes em painéis fotovoltaicos e similares.

No entanto, o papel das distribuidoras na ampliação da penetração da micro e minigeração distribuída de modo geral

é fundamental. Enquanto não houver adequação do arcabouço regulatório, de modo a contemplar os potenciais impactos e riscos para as distribuidoras, dificilmente haverá interesse desses agentes em estimular a GD entre sua base de consumidores. Principalmente, é preciso adequar o modelo de negócios e as tarifas reguladas para remunerar a disponibilização da infraestrutura da distribuidora. Somente a sinalização econômica correta pode prover os incentivos necessários para a ampliação da micro e minigeração distribuída no Brasil. Em outras palavras, eventuais medidas devem ser tomadas observando-se seus efeitos nos agentes envolvidos. É necessário discutir propostas e sugestões

com os *stakeholders* - nesse sentido, a abertura de Audiência Pública para aprimorar a 482 vem em boa hora.

Da mesma forma, a política e as diretrizes para a GD devem ser claramente sinalizadas no planejamento energético. É importante que haja uma política e ações integradas entre os órgãos reguladores e de planejamento, e também entre os entes federativos, para trazer uma visão mais completa e unificada sobre o futuro da GD no Brasil. Apenas através dessa articulação a inserção da micro e minigeração poderá acontecer de forma eficaz, e a GD poderá se tornar uma alternativa viável para a geração de energia elétrica no Brasil.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Resolução Normativa 482. 17 de abril de 2012.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Resolução Normativa 517. 11 de dezembro de 2012.

Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABINEE), 2012. *Proposta para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira*. Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos. junho de 2012.

Banco Central do Brasil. Focus - *Relatório de Mercado*. 23 de janeiro de 2015. Disponível em: <http://www.bcb.gov.br/?RED2-FOCUSRELMERC>.

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), 2014. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Grupo de Trabalho de Energia Solar. Rio de Janeiro. março de 2014.

Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB). *Potencial Energético Solar - SunData*. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/sundata/index.php>
[Acesso em 14 de novembro 2014].

Environmental Protection Agency (EPA). *Renewable Energy Certificates*. Julho 2008.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). *Nota Técnica DEA 19/14 Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil - Condicionantes e Impactos*. Rio de Janeiro, outubro de 2014.

International Energy Agency (IEA). *Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy*. 2014

Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA). *Energia Fotovoltaica Ligada à Rede de Distribuição: Atratividade para o Consumidor Final e Possíveis Impactos no Sistema Elétrico*. Brasília, fevereiro de 2013.

Pepermans, G. et al., 2005. *Distributed generation: definition, benefits and issues*. Energy Policy. pag. 787-798.

SOLARIZE, 2014. *Primeiro sistema de energia solar é conectado à rede no Rio de Janeiro*. Disponível em: <http://solarize.com.br/>
[Acesso em 26 Novembro 2014].

ANEXO I – EXEMPLO DE PROJETO PARA O DIMENSIONAMENTO DE UM SFVCR

Na prática, para projetar um SFvCR, o passo inicial é medir ou obter os valores dos parâmetros usados no cálculo:

// Potência global do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede de Distribuição (Pot_{SFvCR} , em kWp);

// Consumo médio anual (C_a , em kWh/ano);

// Potência do módulo fotovoltaico (Pot_{mod} , em Wp);

// Irradiação Global Solar no Plano Inclinado (I_{PI} , em kWh/m².ano);

// Eficiência dos módulos relativos à tecnologia utilizada (η_{mod} , em %);

// Taxa de Desempenho Global (Performance Ratio) do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede de Distribuição (PR_{SFvCR} ¹⁶, em %);

// Área do módulo (S_{mod} , em m²).

A partir desses parâmetros, pode-se estimar a potência total do SFvCR, através da equação abaixo:

1

$$Pot_{SFvCR} = \frac{C_a * Pot_{mod}}{I_{PI} * \eta_{mod} * PR_{SFvCR} * S_{mod} * 1000}$$

Posteriormente, o número de módulos (Nmod) e a área do SFvCR (SSFvCR) é dimensionada de acordo com as equações 2 e 3:

2

$$N_{mod} = \frac{Pot_{SFvCR}}{Pot_{mod}}$$

3

$$S_{SFvCR} = S_{mod} * N_{mod}$$

Em seguida, o dimensionamento do inversor se dá através de um coeficiente denominado Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI), que é uma relação entre a potência nominal em corrente alternada do inversor (Pot_{Nlca}) e a potência global do SFvCR, como na equação 4:

4

$$FDI = \frac{Pot_{Nlca}}{Pot_{SFvCR}}$$

16. Cabe ressaltar que a Taxa de Desempenho Global (PR_{SFvCR}) retrata as perdas globais de um SFvCR. Segundo a (ABINEE, 2012), esta variável deve retratar: perdas nos inversores de energia de CC para CA; eventuais sombreamentos na instalação; eventual acúmulo de poeira ou sujeira nos módulos, reduzindo a capacidade de absorção da irradiação; perdas (ôhmicas) nos cabos, tanto no lado CC como CA da instalação; redução de eficiência dos módulos fotovoltaicos decorrente de temperaturas mais elevadas que as utilizadas no ensaio e informadas pelo fabricante (células a 25 graus); indisponibilidade do sistema fotovoltaico, seja por paradas forçadas (quebras de componentes) ou desligamentos para manutenções; diferenças nas curvas características (I x V) dos módulos (dentro de tolerância), o que significa que quando conectados eletricamente não operarão no mesmo ponto de máxima eficiência.

Devido à intermitência da fonte solar, o ideal¹⁷ é que o dimensionamento para o inversor seja feito com o intuito de que o equipamento não trabalhe por muito tempo em potências demasiadamente abaixo da nominal e nem seja sobrecarregado. Assim, a faixa indicada de FDI é entre 0,75 e 1,05. Para efeito de simplificação de cálculo, a potência do inversor pode ser considerada igual à potência do SFvCR, que resulta no FDI sendo igual à unidade.

A partir das definições prévias, para exemplo de cálculo, suponha que em uma residência no município do Rio de

Janeiro, no bairro do Jardim Botânico, tenha um consumo médio mensal de energia elétrica de 500 kWh. O consumo total anual será de 6.000 kWh. De acordo com dados do programa SunData do CEPEL-CRESESB, o valor médio de irradiação solar para o plano inclinado é de 1559 kWh/m².ano para esse local. Supondo um módulo de 245 Wp de potência, eficiência de 14,80%, área de 1,6 m² e taxa de desempenho global de 80%, na Tabela 2 é possível verificar os dados do projeto. Para o cálculo do projeto, foram utilizados valores hipotéticos, porém realistas, para as características de módulos fotovoltaicos.

Tabela 2: Dados de entrada e saída do cálculo do projeto do SFvCR

Características do Projeto	Variável	Valor	Unidade
Entrada			
Consumo Médio Mensal	C_m	500	kWh/mês
Consumo Médio Anual	C_a	6.000	kWh/ano
Potência do Módulo	Pot_{mod}	245	Wp
Irradiação Solar no Plano Inclinado	I_{PI}	1.559	kWh/m ² .ano
Eficiência do Módulo	η_{mod}	14,80%	
Taxa de Desempenho Global	PR_{SFvCR}	80,00%	
Área do Módulo	S_{mod}	1,6	m ²
Saída			
Potência Global do SFvCR	Pot_{SFvCR}	5	kWp
Potência Nominal do Inversor	Pot_{Nica}	5	kW
Número de Módulo	N_{mod}	20	Qte
Área Total do SFvCR	S_{SFvCR}	32,50	m ²

Fonte: Elaboração própria

17. CEPEL, 2014.

ANEXO II – FÓRMULAS PARA CÁLCULO DO VALOR PRESENTE LÍQUIDO E TAXA INTERNA DE RETORNO DO PROJETO

Valor Presente Líquido (VPL)

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^{n=25} \frac{(1 - \varphi) * G_1 * (1 + \omega)^t * T_1 - \gamma * I_0}{(1 + i)^t}$$

Onde:

// I_0 - Investimento inicial em reais;

// t - Tempo de vida útil do projeto em anos;

// φ^{18} - Percentual de desabono anual de energia gerada;

// G_1 - Geração de energia no primeiro ano análise em kWh;

// ω - Porcentagem de reajuste tarifário anual;

// T_1 - Tarifa no primeiro ano de análise em R\$/kWh;

// γ - Percentual do investimento destinada a operação e manutenção do SFvCR;

// i - Taxa de retorno anual do investimento ou taxa mínima de atratividade.

Taxa Interna de Retorno

$$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^{n=25} \frac{(1 - \varphi) * G_1 * (1 + \omega)^t * T_1 - \gamma * I_0}{(1 + TIR)^t}$$

18. Anualmente, há uma redução da geração estimada em 0,8%, que é inerente a tecnologias fotovoltaicas.

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE TÉCNICA

Coordenação de Pesquisa

Lavinia Hollanda

Pesquisadores

Bruno Moreno Rodrigo de Freitas
Camilo Poppe de Figueiredo Muñoz
Manuella Bessada Lion
Monica Coelho Varejão
Patrícia Vargas S. Corrêa de Oliveira
Rafael da Costa Nogueira
Renata Hamilton Ruiz

Coordenação de Relações Institucionais

Luiz Roberto Bezerra

Coordenação de Ensino e P&D

Felipe Gonçalves

Coordenação Operacional

Simone C. Lecques de Magalhães

Assistente

Ana Paula Raymundo da Silva

EQUIPE DE PRODUÇÃO

Direção

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

Coordenação de Pesquisa

Lavinia Hollanda

Elaboração

Bruno Moreno Rodrigo de Freitas

