

# INSTALAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIAIS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA DE DISTRIBUIÇÃO

**Giuliano Arns Rampinelli** – giuliano.rampinelli@ufsc.br

Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC)

**Arno Krenzinger** – arno.krenzinger@ufrgs.br

**Fabiano Perin Gasparin** – e-mail

Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS)

**Alexandre José Bühler** – e-mail

Instituto Federal do Rio Grande do Sul (IFRS)

**Resumo.** *O atual processo brasileiro de regulamentação e incentivo à geração de energias renováveis deve proporcionar um cenário promissor para a energia solar fotovoltaica. Este trabalho apresenta a descrição do projeto de 120 telhados fotovoltaicos no Brasil a serem implantados nos próximos anos e que visa delimitar as condições e impactos da geração distribuída de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos em telhados de consumidores na rede de baixa tensão. O trabalho descreve especialmente o estágio atual dos telhados fotovoltaicos que serão instalados em um condomínio de residências na cidade de Porto Alegre localizada no sul do Brasil e destacando os requisitos e condições necessárias exigidas pela concessionária proprietária da rede elétrica de distribuição onde os sistemas fotovoltaicos serão conectados.*

**Palavras-chave:** *Energia Solar, Sistemas Fotovoltaicos, Geração Distribuída.*

## 1. INTRODUÇÃO

A demanda mundial de energia vem crescendo continuamente. Para suprir a crescente demanda existe a possibilidade de instalação de novas usinas que utilizem combustíveis fósseis, centrais nucleares ou considerar a utilização das fontes alternativas de energia como uma possibilidade viável na matriz energética mundial. Os passos de diversos países como Alemanha entre outros, que diversificaram sua matriz energética através do aproveitamento da energia eólica e solar, devem ser seguidos por outros países.

Desde o surgimento das primeiras células solares fotovoltaicas, de elevado custo e utilizadas na geração de energia elétrica para os satélites que orbitam nosso planeta, as tecnologias de produção evoluíram e tornaram-se economicamente viáveis em diversas aplicações. Para que a tecnologia fotovoltaica tenha um futuro promissor como fonte de energia principal, deverá desenvolver-se a partir das experiências realizadas nos países que impulsionaram o mercado fotovoltaico. Os programas de apoio e incentivo criam economias de escala que por consequência reduzem os custos e impulsionam o mercado. Apesar de que os programas de mercado são desenvolvidos para serem unicamente meios de apoio temporários, são decisivos na formação de um mercado estável.

A regulação do setor elétrico desempenha o importante papel de orientar a evolução das energias em função das necessidades energéticas do país, incentivando sua produção em função do grau de desenvolvimento e interesse da mesma. Analisando a evolução da capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos no mundo, fica evidente a importância que essa fonte de energia tem conquistado nos últimos anos na matriz energética de diversos países. No ano de 2000 a potência fotovoltaica instalada no mundo era de 1,4 GW, enquanto que no final de 2011 o potencial instalado era de quase 100 GW (IEA-PVPS, 2013).

A energia elétrica no Brasil é proveniente na sua maior parte de recursos hídricos. Atualmente, do total da capacidade instalada no Brasil, cerca de 127 GW, aproximadamente 83 GW (65 %) é devido a hidrelétricas (ANEEL, 2013). Para que a energia solar fotovoltaica assuma o papel de vetor de desenvolvimento tecnológico e industrial, é primordial desenvolver iniciativas que permitam uma análise sistemática da inserção dessa fonte na matriz elétrica nacional. É necessária uma análise quanto ao comportamento destas unidades de geração na malha de controle do Sistema Interligado Nacional (SIN), focando principalmente em questões técnicas como as particularidades do padrão de requerimento de conexão estabelecido pelas concessionárias. O atual processo de regulamentação elimina uma das maiores barreiras ao desenvolvimento da energia solar fotovoltaica no Brasil. Krenzinger e Zilles (2012) estimam que no ano de 2020 os sistemas fotovoltaicos contribuam com cerca de 1 % a 2 % da geração de energia elétrica e que a potência acumulada será da ordem de 10 GW. Entre as principais iniciativas no país podem-se destacar a chamada nº 13/2011 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) denominada Projeto Estratégico: Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira, a Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL e o Programa Brasileiro de Etiquetagem de Módulos Fotovoltaicos e Inversores do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO).

## 2. DESCRIÇÃO DO PROJETO 120 TELHADOS FOTOVOLTAICOS

A instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil é bastante recente, sendo que as primeiras experiências datam de meados da década de 90. A análise do comportamento de instalações fotovoltaicas conectadas à rede e de metodologias de caracterização e avaliação desses sistemas instalados em países como Alemanha e Espanha é necessária para o conhecimento e aprendizado desses sistemas a fim de desenvolver a tecnologia e torná-la uma alternativa viável no âmbito do sistema energético do país.

Considerando que os sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de energia elétrica representam uma alternativa tecnicamente confiável para incrementar a contribuição das fontes renováveis na matriz elétrica, é objetivo geral do Projeto 120 telhados fotovoltaicos no Brasil:

✓ Executar um projeto de pesquisa e desenvolvimento tecnológico visando delimitar as condições e impactos da inserção de geração distribuída de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos em telhados de consumidores na rede de baixa tensão. A pesquisa visa não apenas o estudo da inserção da utilização de sistemas fotovoltaicos em redes de baixa tensão, mas também o enfrentamento de questões comerciais relacionadas a tarifas, aspectos regulatórios, demonstração e teste de sistemas alternativos de medição e gestão.

Os produtos deste projeto contemplam o desenvolvimento de procedimentos de monitoramento e estudo dos impactos da geração distribuída em alimentadores urbanos e subsidiarão futuras ações do Ministério de Minas e Energia (MME) na discussão junto à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) de possíveis aprimoramentos quanto à regulamentação deste tipo de conexão. Especificamente, propõem-se:

- ✓ Implantação de sistemas fotovoltaicos instalados em áreas de concessão de geração de energia elétrica distintas, para garantir a instalação em áreas com diferentes padrões de conexão.
- ✓ Desenvolvimento de procedimentos medição, gestão e operação de sistemas distribuídos em baixa tensão e avaliação do impacto da geração distribuída em alimentadores urbanos.
- ✓ Estabelecimentos de competências para o desenvolvimento da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos e formação de recursos humanos especializados.

A implantação dos sistemas envolve concessionárias de distribuição de energia elétrica dispostas a participar da pesquisa por meio da implantação de projetos piloto em sua área de concessão e que tenham experiências em projetos demonstrativos em geração distribuída. Para garantir a possibilidade de análise e comparação entre diferentes padrões adotados, as empresas envolvidas serão de regiões distintas.

- Projeto Piloto de Telhados Fotovoltaicos no Estado do Rio de Janeiro.
- Projeto Piloto de Telhados Fotovoltaicos no Estado do Rio Grande do Sul.
- Projeto Piloto de Telhados Fotovoltaicos no Estado de Santa Catarina.
- Projeto Piloto de Telhados Fotovoltaicos no Estado de São Paulo.
- Projeto Piloto de Telhados Fotovoltaicos no Estado de Minas Gerais.
- Projeto Piloto de Telhados Fotovoltaicos no Estado do Pará.

Cada projeto piloto compreende a instalação de 20 sistemas fotovoltaicos conectados à rede instalados em telhados de consumidores de baixa tensão. Os estudos do Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos (GT-GDSF) do MME apontam para uma alternativa similar ao programa alemão, considerando as particularidades como as características da matriz energética brasileira e as especificidades do Sistema Interligado Nacional.

## 3. CONSIDERAÇÕES DE EXECUÇÃO DO PROJETO 120 TELHADOS

A elaboração de um projeto técnico para um sistema fotovoltaico (SF) requer uma série de etapas e procedimentos de análise que visam proporcionar ao projeto, depois de instalado, confiabilidade, segurança e garantias de produção de energia ao investidor. A análise detalhada do local onde será instalado o sistema é de fundamental importância. Através de uma visita ao local é que o projetista pode observar as possibilidades e determinar o tipo de instalação mais adequada. É primordial a análise do espaço físico disponível para a instalação do SF, pois é a partir dele que se inicia o dimensionamento da potência e da quantidade de módulos a serem instalados. Geralmente é possível encontrar dois tipos de instalações, as integradas em edificações e as instaladas no solo.

Os sistemas integrados a edificações são comumente encontrados em grandes centros urbanos e podem ser instalados nos telhados ou em fachadas de prédios. Nessas condições de instalação o projetista deve estar atento, inicialmente, à área disponível no telhado, onde se devem considerar aberturas utilizáveis presentes no telhado, e o sombreamento devido a estruturas vizinhas. A questão estrutural do telhado também é importante, pois é necessário o sistema estar orientado corretamente e a estrutura deve suportar uma carga extra de módulos e equipamentos. Os sistemas instalados no solo normalmente são implantados em localidades distantes dos grandes centros. Este é um sistema mais simples de ser instalado, pois apenas há a necessidade de uma área de terra disponível. Nessas condições

ele irá ocupar a área de terra durante toda a sua vida útil de operação não sendo possível, a princípio, desenvolver nenhuma atividade extra no local durante esse período.

Quando a radiação solar incide perpendicularmente nos módulos, o sistema está recebendo a maior quantidade de radiação solar global possível e conseqüentemente gerando a maior potência. O ideal, portanto, é que o módulo fique o maior tempo possível voltado para o Sol. Esta condição é obtida com sistema de seguimento que compensam as variações azimutais e a declinação solar. Quando o sistema é instalado em telhados, normalmente os sistemas fotovoltaicos serão fixos e dificilmente esta condição poderá ser respeitada, pois dependerá do posicionamento do telhado, em relação ao Norte ou Sul geográfico e do espaço disponível no mesmo. Para sistemas fixos há recomendações fundamentadas em diversos estudos científicos para orientações e inclinações que otimizam a conversão de energia solar ao longo das variações anuais meteorológicas.

Em sistemas fixos os módulos fotovoltaicos devem ficar orientados para o Norte geográfico se forem instalados no hemisfério Sul do planeta e se o sistema for instalado no hemisfério Norte os módulos devem ser orientados para o Sul geográfico. Vale destacar atenção com relação à orientação, pois o Norte geográfico difere do Norte magnético. Os telhados fotovoltaicos descritos neste trabalho serão fixos e instalados no sul do Brasil, portanto o sistema deverá ter orientação norte preferencialmente. Em termos gerais, os módulos são instalados com uma inclinação equivalente à latitude do local. A latitude de Porto Alegre, onde serão instalados os telhados fotovoltaicos, é de 30 graus e, portanto a inclinação do sistema deve ser desta ordem. Entretanto são admitidas, sem que haja grandes perdas para o sistema, variações máximas de  $\pm 20^\circ$  em relação à orientação do sistema, e variações na inclinação de  $\pm 10^\circ$  em relação à latitude. O projeto piloto de telhados fotovoltaicos que será instalado na cidade de Porto Alegre/RS e que será coordenado pelo LABSOL da UFRGS compreende as seguintes etapas:

- ✓ Escolha do local da instalação.
- ✓ Escolha e aquisição dos equipamentos.
- ✓ Instalação dos sistemas fotovoltaicos.
- ✓ Implantação das unidades de monitoramento.
- ✓ Operacionalização do monitoramento.
- ✓ Monitoramento.
- ✓ Cursos de capacitação e difusão nas áreas de concessão participante do projeto.
- ✓ Aquisição, tratamento e análise dos dados.

#### 4. DESCRIÇÃO DO PROJETO 20 TELHADOS FOTOVOLTAICOS EM PORTO ALEGRE/RS

Em Porto Alegre/RS serão instalados 20 telhados fotovoltaicos em diferentes residências, sendo que cada gerador terá uma potência nominal de 1,22 kW<sub>p</sub>. Os geradores fotovoltaicos serão compostos por 5 (cinco) módulos YINGLI policristalino de potência nominal de 245 W<sub>p</sub> modelo YL 245P-29b. A Tab. 1 apresenta as características elétricas em *Standard Test Conditions* (STC) e em *Nominal Operating Cell Temperature* (NOCT).

Tabela 1 – Características elétricas do módulo fotovoltaico.

Parâmetro		STC	NOCT
Potência de Saída (W)	P <sub>AC</sub>	245	177,9
Eficiência (%)	$\eta$	15	-
Tensão do PMP (V)	V <sub>PMP</sub>	30,2	27,2
Corrente do PMP (A)	I <sub>PMP</sub>	8,11	6,54
Tensão de Circuito Aberto (V)	V <sub>OC</sub>	38,4	34,5
Corrente de Curto-circuito (A)	I <sub>SC</sub>	8,79	6,99

Os inversores utilizados serão do fabricante SMA modelo *Sunny Boy* 1200 com potência nominal de 1,2 kW. A Tab. 2 apresenta os custos de aquisição, unitário e total, de 21 geradores fotovoltaicos e 22 inversores. Nas edificações serão instalados 20 telhados fotovoltaicos e um telhado fotovoltaico será instalado no LABSOL da UFRGS como telhado de referência.

Tabela 2 – Custos de aquisição dos componentes dos telhados fotovoltaicos.

Item	Qtidade	Descrição	Preço Unitário (R\$)	Preço Total (R\$)
1	22	Inversores 1,2 kW <sub>p</sub> – 220 V	3.234,67	71.162,74
2	21	Geradores fotovoltaicos 1,22 kW <sub>p</sub>	3.158,19	66.321,99
Total			6.392,86	137.484,73

Todos os geradores fotovoltaicos serão compostos por módulos fotovoltaicos de mesmo fabricante e modelo. O LABSOL utiliza um gabinete climatizado para medir com bastante precisão as curvas características de módulos fotovoltaicos. A Fig. 1 mostra o interior deste gabinete (a), que é giratório e pode ser orientado para a direção onde

recebe os raios solares de forma quase perpendicular e apresenta um diagrama do equipamento utilizado no ensaio para obter a curva característica (b).

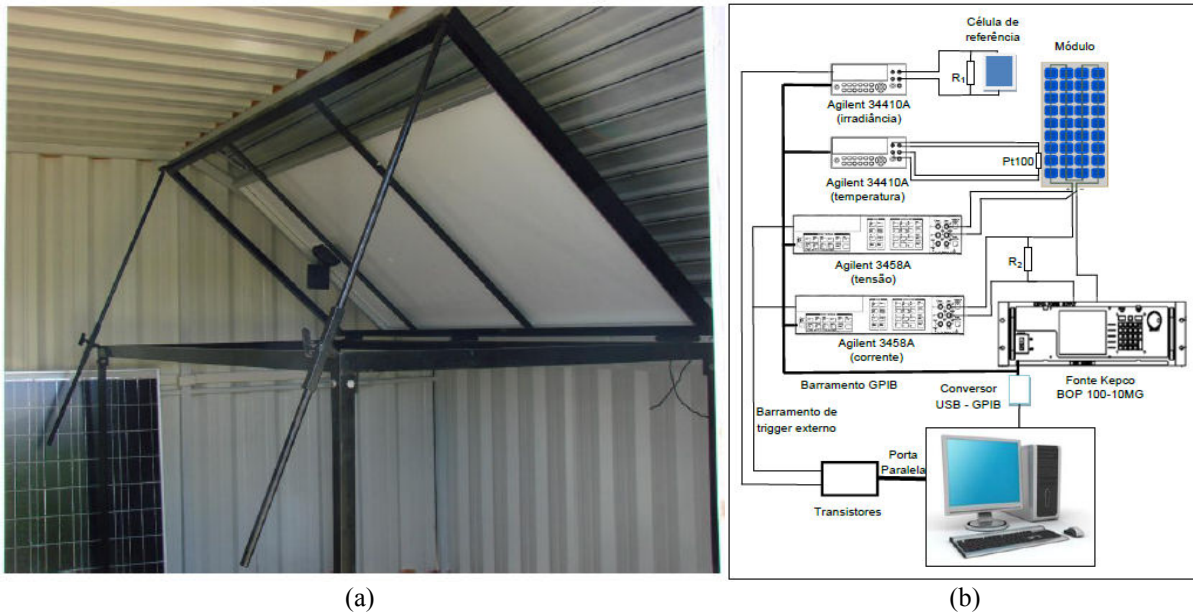


Figura 1 – Gabinete de ensaios (a) e diagrama do equipamento de aquisição de curvas características (b).

Cada unidade consumidora (UC) participante possuirá um gerador fotovoltaico (gerador FV) de 1,2 kWp e contará com dois medidores, além daquele fornecido pela concessionária local. Um dos medidores será responsável por coletar os dados provenientes do gerador FV, enquanto que o outro medidor será responsável por monitorar as grandezas de interesse da edificação. A configuração básica dos sistemas a serem instalados é apresentada no esquema da Fig. 2 onde também é possível observar que o quadro c.a. (corrente alternada) abrigará o sistema para transmissão dos dados coletados pelos medidores.

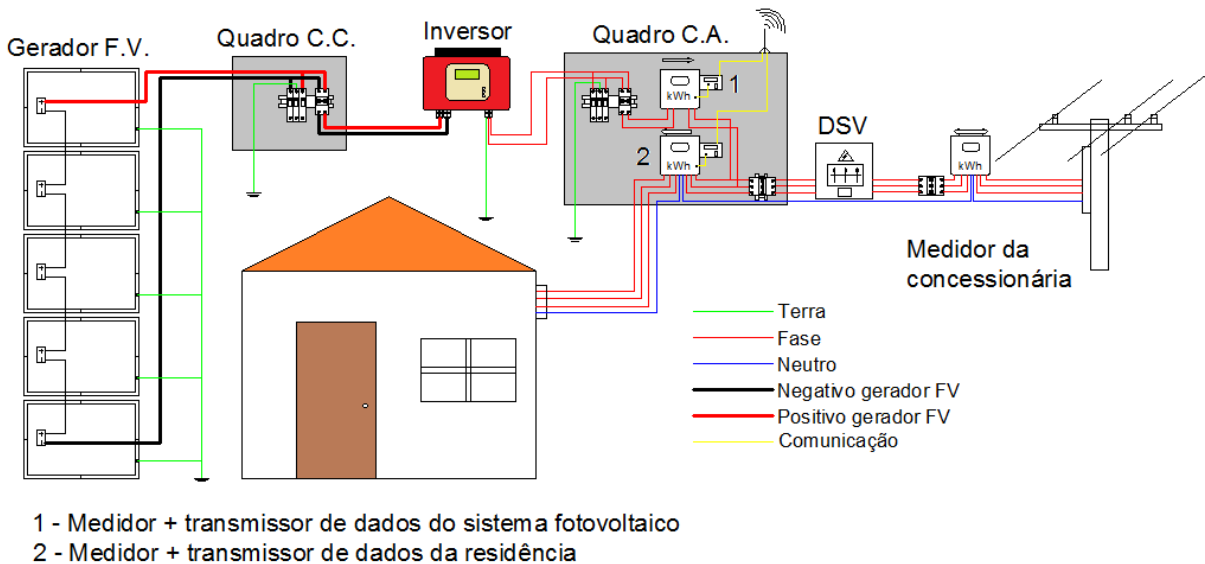


Figura 2 – Esquema do SFCR a ser montado em cada unidade consumidora.

Cada gerador FV será conectado a uma caixa de conexão c.c. (corrente contínua) contendo os disjuntores e proteções, e suas saídas (polos positivo e negativo) serão direcionadas até o inversor. A caixa de conexão c.c. e o inversor deverão ser alocados preferencialmente sob o telhado onde os painéis fotovoltaicos forem instalados ou em uma região próxima ao respectivo gerador a que pertencem.

As saídas em c.a. serão enviadas por eletrodutos aparentes ou embutidos até o quadro de distribuição da residência. Além dos dispositivos de seccionamento e proteção contra sobrecorrente e surtos, as caixas de conexão também serão equipadas com barramentos de terra, e no caso do lado c.a., com os medidores para computar a produção de energia do SFCR e do consumo de energia elétrica total da edificação.

Uma vez que os geradores fotovoltaicos serão instalados em residências, é de grande importância que a monitoração dos sistemas provoque pouca, ou nenhuma, interferência nestes ambientes, evitando quaisquer transtornos aos seus moradores. Os equipamentos de transmissão de dados de cada unidade consumidora participante do projeto serão capazes de enviar os dados coletados para um concentrador de dados, o qual será responsável por comunicar-se com o servidor que irá realizar o armazenamento destes dados e os disponibilizarão para os usuários cadastrados (pesquisadores) do projeto em questão (Fig. 3).

Ambos os medidores estarão abrigados no quadro elétrico c.a., sendo que este quadro possuirá, além dos medidores, todos os equipamentos necessários à transmissão dos dados e os equipamentos de proteção (como chaves, fusíveis, disjuntores, DPS, entre outros) responsáveis por garantir a integridade dos medidores e transmissores de dados. Os transmissores de dados serão capazes de enviar as medições coletadas nas suas respectivas unidades consumidoras para o servidor, sem a utilização de quaisquer equipamentos e/ou infraestrutura pertencente ao proprietário da residência.

O servidor para onde serão enviados os dados coletados possuirá software destinado à apresentação e gerenciamento destas medições, de maneira a permitir que os pesquisadores possam acessar as informações fornecidas pelos medidores em interfaces gráficas, que permitam a geração de gráficos e tabelas.

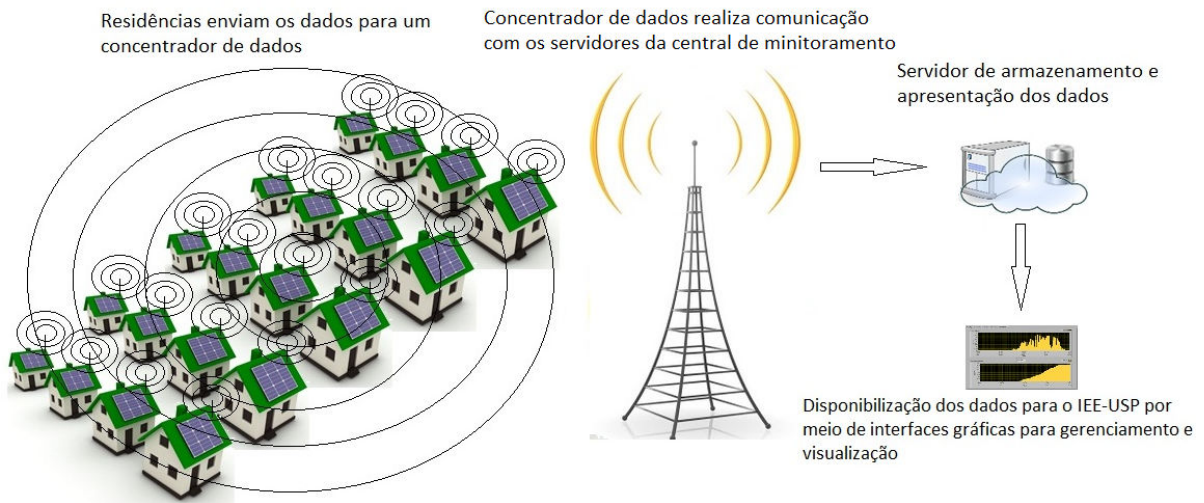


Figura 3 – Acompanhamento remoto do desempenho do sistema.

O gerador FV será montado em estruturas de suporte metálicas capazes de suportar o peso dos módulos e as cargas mecânicas devido ao vento. Além disso, é importante destacar que a estrutura de suporte deverá ser resistente às intempéries e especificidades das condições ambientais da cidade de Porto Alegre (inclusive nas particularidades químicas relacionadas com possíveis reações entre o metal da estrutura e o metal da armação dos módulos). A estrutura metálica de suporte dos módulos será como aquela apresentada na Fig. 4. Esta estrutura deverá ser toda em alumínio, o módulo não poderá estar a menos de 40 cm do ponto mais baixo da cobertura (superfície horizontal) e deverá ter uma inclinação de 20° em relação a horizontal.

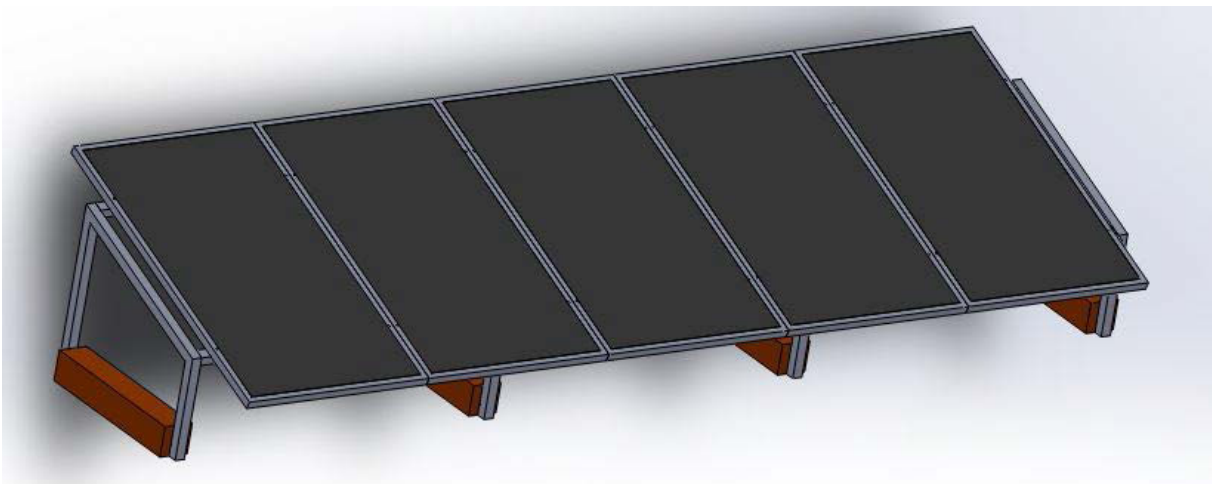


Figura 4 – Estrutura de suporte do gerador FV.

Para cálculo da força de arrasto e força de sustentação foram realizados alguns cálculos, onde foram adotadas algumas simplificações (ABNT, 1988):

- ✓ O módulo foi considerado uma placa plana.
- ✓ Os efeitos de turbulência do bordo de ataque do módulo, bem como da estrutura da residência não foram considerados.
- ✓ O coeficiente de sustentação de 1,6 foi considerado fazendo o módulo como um perfil aerodinâmico padrão a 20° de inclinação com relação ao escoamento.
- ✓ Para o arrasto o módulo foi considerado como uma placa plana, com  $C_d = 1,2$ .

A força de arrasto a 20° é de aproximadamente 150 N por módulo. O peso do módulo é de 20 kg e, portanto os efeitos do arrasto são anulados praticamente pelo próprio peso do módulo a um vento de 100 km/h. A força de sustentação é de aproximadamente 1200 N por módulo. Se for utilizado um escudo na parte traseira da estrutura, tem-se uma força de arrasto em torno de 170 N, e a força de sustentação fica praticamente nula. Deve-se utilizar um escudo, ou seja, uma placa atrás da estrutura. Isso reduz os efeitos de sustentação, ficando basicamente apenas o arrasto da placa. Serão necessários quatro blocos de 45 kg, conforme Fig. 5 e Fig. 6.

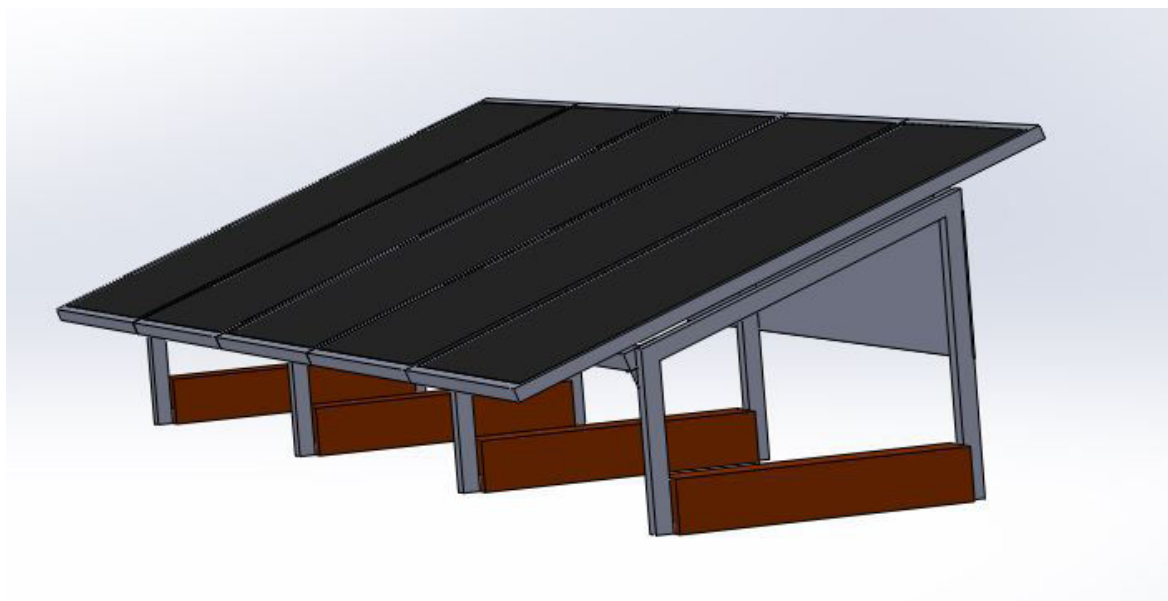


Figura 5 – Estrutura de suporte do gerador FV com detalhamento dos blocos de sustentação.

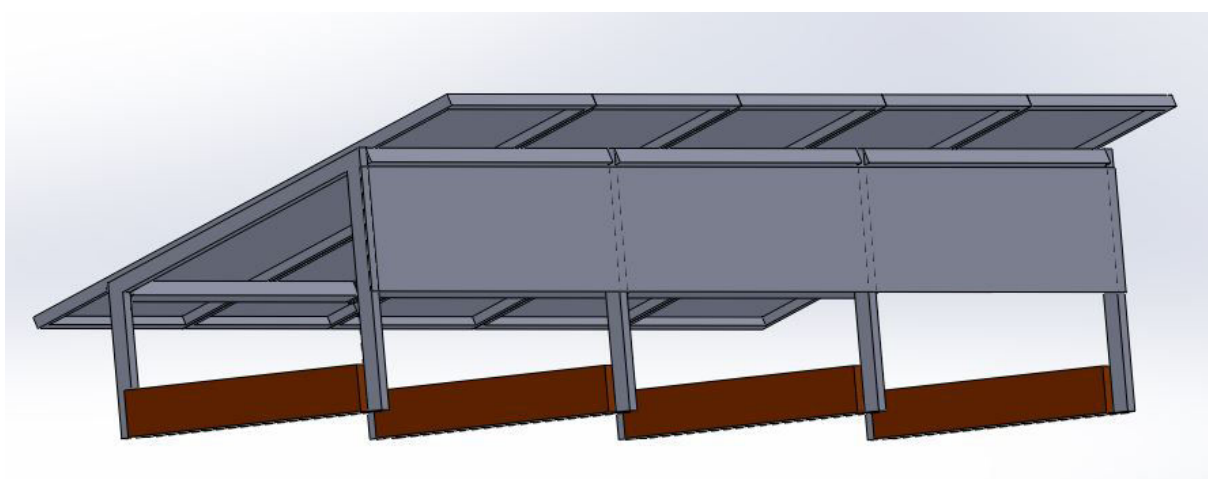


Figura 6 – Estrutura de suporte do gerador FV com detalhamento do escudo localizado na parte posterior da estrutura de sustentação.

Os telhados fotovoltaicos serão instalados no condomínio Atmosfera Eco Clube. As coberturas das casas são planas (laje de concreto) com espaço disponível para a instalação de sistemas fotovoltaicos (Fig. 7). Um espaço protegido na divisão entre duas casas permite a instalação dos inversores com apoio na parede. O inversor e a caixa de

conexões c.c. ficarão nas coberturas. A proximidade das casas facilita a transmissão de dados até o ponto de concentração. Todos os telhados tem espaço para o sistema sem prejuízo de outras instalações e dutos de descida para os cabos facilitam a instalação. A Fig. 8 apresenta características do local onde serão instalados os telhados fotovoltaicos na cidade de Porto Alegre/RS.



Figura 7 – Detalhe da cobertura das residências onde serão instalados os módulos fotovoltaicos.



Figura 8 – Características do local de instalação dos telhados fotovoltaicos.

Algumas vantagens da escolha do condomínio onde serão instalados os telhados fotovoltaicos são: proximidade do Laboratório de Energia Solar da UFRGS, condomínio protegido com entrada controlada e com proposta sustentável; ausência de sombreamento; concentração de casas adequada à transmissão de dados; projeto de instalação igual para todas as casas; cobertura permite orientação ideal para os módulos; concentração em apenas dois transformadores.

A resolução normativa nº 482 de 17 de abril de 2012 estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. A microgeração distribuída é definida como uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e a minigeração distribuída é definida como uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW. Ambas são definidas para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. O sistema de compensação de energia elétrica é o sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída compense o consumo de energia elétrica ativa. As distribuidoras deveriam adequar seus sistemas comerciais e elaborar ou revisar normas técnicas para tratar do acesso de microgeração e minigeração distribuída, utilizando como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, as normas técnicas brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais (ANEEL, 2012).

Algumas características desta resolução merecem serem destacadas, pois se aplicam ao projeto descrito neste trabalho. O consumo a ser faturado, referente à energia elétrica ativa, será a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto horário, quando for o caso, devendo a distribuidora utilizar o excedente que não tenha sido compensado no ciclo de faturamento corrente para abater o consumo medido em meses subsequentes. Caso a energia ativa injetada em um determinado posto horário seja superior à energia ativa consumida, a diferença deverá ser utilizada, preferencialmente, para compensação em outros postos horários dentro do mesmo ciclo de faturamento, devendo, ainda, ser observada a relação entre os valores das tarifas de energia, se houver. Os créditos de energia ativa gerada por meio do sistema de compensação de energia elétrica expirarão 36 (trinta e seis) meses após a data do faturamento, não fazendo jus o consumidor a qualquer forma de compensação após o seu vencimento, e serão revertidos em prol da modicidade tarifária (ANEEL, 2012).

Os telhados fotovoltaicos em Porto Alegre/RS serão conectados à rede elétrica de distribuição da concessionária CEEE-D e, portanto devem estar de acordo com os procedimentos de distribuição da mesma. A norma NTD-00.081 emitida em 17/12/2012 estabelece as diretrizes básicas para a conexão e acesso de micro e minigeração, que operem com paralelismo permanente de geradores do consumidor, com fontes renováveis ou cogeração qualificada, conectados ao sistema de distribuição. Constituem complemento da norma NTD-00.081 (CEEE-D, 2012), os seguintes documentos e normas:

- ✓ CEEE-D – Regulamento de instalações consumidoras – Fornecimento em tensão secundária – Rede de distribuição área – RIC BT;
- ✓ CEEE-D – Regulamento de instalações consumidoras – Fornecimento em média tensão – Rede de distribuição área – RIC MT;
- ✓ CEEE-D – NTD-00.51 Custeio de obras no sistema de distribuição;
- ✓ NBR 5410 – Instalações elétricas de baixa tensão – Procedimento;
- ✓ NBR 5866 – Transformadores de corrente;
- ✓ NR-10 – Segurança em instalações e serviços em eletricidade, aprovada pela Portaria nº 3.214 de 1978;
- ✓ Portaria nº 598, de 7 de dezembro de 2004, que altera a NR-10;
- ✓ ANEEL – Resolução normativa nº 235, de 14 de novembro de 2006;
- ✓ ANEEL – Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012;
- ✓ ANEEL – Resolução normativa nº 414, de 09 de setembro de 2010;
- ✓ ANEEL – PRODIST – módulo 3 - Acesso ao sistema de distribuição;
- ✓ ANEEL – PRODIST – módulo 8 – Qualidade de energia elétrica;
- ✓ IEEE STD 519-1992 – Recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power system;
- ✓ IEEE ANSI C37.2-1996 (R2001) – Standard electrical power system device function numbers and contact designations;
- ✓ IEC 62109-2 – Safety of power converters for use in photovoltaic power systems – Part 2: Particular requirements for inverters.

Todos os consumidores estabelecidos na área de concessão da CEEE-D, alimentados em média tensão ou baixa tensão devem comunicar a intenção de conexão de geradores de energia com fontes renováveis em paralelo com a rede da distribuidora através da apresentação de informações estabelecidas pela norma NTD-00.081. Mediante a análise das informações apresentadas, vistoria das instalações e aprovação da CEEE-D os consumidores são cadastrados no sistema de compensação de energia elétrica que é o sistema de redução do montante de energia elétrica consumida, regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica, pelo qual as unidades consumidoras participantes podem manter geradores conectados na rede de distribuição da CEEE-D, e injetar energia elétrica. O nível de tensão para conexão do módulo de geração da unidade consumidora é definido pela distribuidora de energia elétrica. É necessária a substituição do medidor de energia convencional por um medidor de energia eletrônico bidirecional (CEEE-D, 2012).



A liberação do funcionamento do gerador pela distribuidora limita-se ao que se refere à conexão elétrica. Todas as licenças de funcionamento junto aos demais órgãos públicos são de responsabilidade do interessado. O projeto e a execução das adequações necessárias para a conexão de geradores são de responsabilidade do acessante e devem ser realizados por profissionais habilitados apresentando as respectivas anotações de responsabilidade técnica. A proteção e manutenção dos equipamentos e das instalações internas também são de responsabilidade do consumidor interessado. A viabilização do acesso de microgeração e minigeração ao sistema de distribuição, basicamente podem ser divididas em seis etapas: consulta de acesso; solicitação de acesso; parecer de acesso; contratos; implantação da conexão e aprovação do ponto de conexão. Cada etapa do processo de viabilização envolve interações entre acessante e distribuidora com prazos estabelecidos pela norma NTD-00.081 da CEEE-D. Há condições específicas para conexão de módulos geradores em baixa tensão e em média tensão estabelecidas pela norma referida. Quanto aos requisitos de qualidade de energia a conexão de módulos geradores de energia não devem acarretar perturbações para a rede da concessionária. Os parâmetros de qualidade de energia devem ser medidos no ponto de injeção de energia e o módulo gerador deve perceber condições anormais de tensão e interromper o fornecimento de energia à rede. O módulo de geração deve operar em sincronismo com a rede e dentro dos limites de variação de frequência estabelecidos em norma. Quando a frequência da rede assumir valores inferiores a 57,5 Hz, o módulo de geração deve interromper o fornecimento de energia para a rede em até 0,2 s. A reconexão é permitida somente quando a frequência retornar para 59,9 Hz, respeitando o período mínimo de 180 s após a retomada das condições normais de tensão e frequência da rede da CEEE-D. Quando a frequência ultrapassar 60,5 Hz e permanecer abaixo de 62 Hz, o módulo de geração deve reduzir a potência ativa injetada na rede de acordo com a Eq. 1.

$$\Delta P = [f_R - (f_{NOM} + 0,5)] \cdot R \quad (1)$$

Onde:  $\Delta P$  é a variação de potência ativa injetada (em %) em relação a potência ativa injetada no momento em que a frequência excede 60,5 Hz;  $f_R$  é a frequência medida da rede;  $f_{NOM}$  é a frequência nominal da rede e R é a taxa de redução da potência ativa injetada, ajustada em -40 %/Hz com resolução de medição de frequência menor ou igual a 0,01 Hz.

Após iniciado o processo de redução de potência ativa, se a frequência da rede reduzir, o módulo de geração deve manter o menor valor de potência ativa atingida ( $P_M - \Delta P_{MAX}$ ), sendo  $P_M$  a potência ativa injetada no momento em que a frequência excede 60,5 Hz. O módulo de geração só deve aumentar a potência ativa injetada quando a frequência da rede retornar para a faixa de 60 Hz  $\pm$  0,05 Hz, por no mínimo 300 s. O gradiente de elevação da potência ativa injetada na rede deve ser de até 20 % de  $P_M$  por minuto. A Fig. 9 ilustra a curva de operação de um sistema fotovoltaico em função da frequência da rede para desconexão por sub ou sobre frequência.

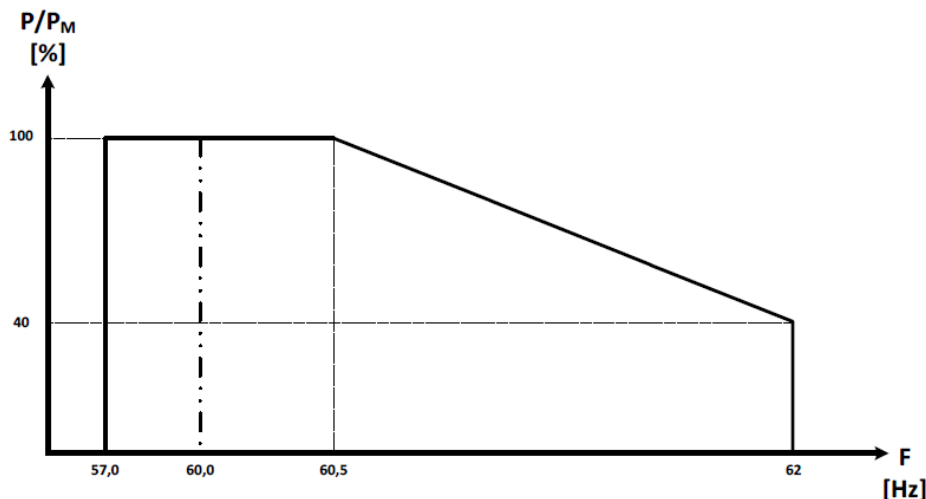


Figura 9 – Curva de operação do gerador em função da frequência da rede.

Quanto à segurança o módulo gerador deve ser capaz de identificar condições de ilhamento e interromper o fornecimento de energia para a rede em até 2 s e deve estar conectado ao sistema de aterramento da unidade consumidora. Condições anormais de tensão e frequência devem ser detectadas pelo gerador, que deve ser desconectado, garantindo a segurança das equipes de manutenção e pessoas em geral. Ele deve possuir dispositivo de proteção contra sobrecorrentes proporcionando proteção à rede e deve ser capaz de suportar religamento automático da rede fora de fase na pior condição possível. A distorção harmônica total deve ser inferior a 5 % na potência nominal do módulo gerador. As harmônicas individuais devem estar limitadas conforme a Tab. 3.

Tabela 3 – Limite de distorção harmônica de corrente.

Ordem dos Harmônicos	Limite de distorção
Ímpares: 3 a 9	< 4,0 %
Ímpares: 11 a 15	< 2,0 %
Ímpares: 17 a 21	< 1,5 %
Ímpares: 23 a 33	< 0,6 %
Pares: 2 a 8	< 1,0 %
Pares: 10 a 32	< 0,5 %

O módulo de geração deve operar preferencialmente com fator de potência unitário. As faixas permitidas de fator de potência, quando a potência ativa injetada na rede for superior a 20 % da potência nominal do gerador, são apresentadas na Tab. 4. Após uma mudança na potência ativa, o gerador deve ser capaz de ajustar a potência reativa de saída automaticamente para corresponder ao fator de potência predefinido. Qualquer ponto operacional resultante de tais definições deve ser atingido em no máximo 10 s.

Tabela 4 – Faixas permitidas de fator de potência.

Potência nominal de geração	Faixa de fator de potência
$P_{NOM} \leq 3 \text{ kW}$	0,98 indutivo até 0,98 capacitivo
$3 \text{ kW} < P_{NOM} \leq 6 \text{ kW}$	0,95 indutivo até 0,95 capacitivo
$P_{NOM} > 6 \text{ kW}$	0,92 indutivo até 0,92 capacitivo.

## 5. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou a descrição e as características do projeto de 120 telhados fotovoltaicos no Brasil que serão instalados em seis cidades de diferentes regiões do país. Em especial o trabalho descreveu o estágio atual do projeto de 20 telhados fotovoltaicos a serem instalados na cidade de Porto Alegre no sul do Brasil destacando os requisitos e condições exigidas pela concessionária de energia elétrica proprietária da rede elétrica onde os sistemas fotovoltaicos serão instalados.

### Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio financeiro do CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico) e FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos).

## REFERÊNCIAS

- ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas. (1988). NBR 6123: Forças Devidas ao Vento em Edificações.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. (2013). Informações Técnicas: Banco de informação de Geração.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. (2012). Resolução Normativa nº482.
- CEEE-D, Companhia Estadual de Energia Elétrica do Estado do Rio Grande do Sul. (2012). Procedimentos de Distribuição: Acesso de Mini e Microgeração com Fontes Renováveis e Cogeração Qualificada ao Sistema de Distribuição.
- IEA-PVPS, International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme. (2013) PVPS Report A Snapshot of Global PV 1992-2012. Preliminary Information from the IEA PVPS Programme.
- Krenzinger, A; Zilles, R. (2012). Fotovoltaica en Brasil: Potencial, Mercado y Políticas Públicas. XV Congreso Ibérico y X Congreso Iberoamericano de Energia Solar. Vigo, Galicia, Espanha.

## INSTALLATION OF GRID CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS ON DWELLING ROOFS

**Abstract.** *The recent regulatory law encouraging the implementation of renewable energy sources established a promising scenario for photovoltaic in Brazil. This paper describes the 120 photovoltaic roofs project to be accomplished in several regions of Brazil in the following months and briefly analyzes the impact of distributed generation on the distribution grid. Particular attention is given to the case of 20 photovoltaic roofs to be installed in residences in the city of Porto Alegre, highlighting the conditions and requirements imposed by the electricity utility owner of the distribution grid to which these systems are to be connected.*

**Key words:** Solar Energy; Photovoltaic System; Distributed Generation.