



**GRUPO II**

**GRUPO DE ESTUDO DE PRODUÇÃO TÉRMICA E FONTES NÃO CONVENCIONAIS - GPT**

**PROJETO, INSTALAÇÃO E AVALIAÇÃO DA PERFORMANCE DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS INTERLIGADOS AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO**

**Ricardo Rüther<sup>1\*</sup>, Wilson Reguse<sup>2</sup>, Paulo Knob<sup>1</sup>, Marcelo M. Dacoregio<sup>1</sup>, Rodrigo V. Ricardo<sup>1</sup>, Carolina da Silva Jardim & Emerson Parecy<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> LABSOLAR – Laboratório de Energia Solar, Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC  
<sup>2</sup> Centrais Elétricas de Santa Catarina – CELESC

**RESUMO**

A geração distribuída, utilizando sistemas fotovoltaicos integrados a edificações e interligados à rede elétrica, vem crescendo em importância e aplicação em todo o mundo, em contraste ao modelo centralizado de geração vigente, com seu complexo sistema de T&D. Edifícios solares fotovoltaicos integram à sua fachada/cobertura painéis solares que geram, de forma descentralizada e junto ao ponto de consumo, energia elétrica pela conversão direta da luz e servem ao mesmo tempo como material de revestimento destas fachadas/coberturas.

Por sua natureza intermitente, sistemas fotovoltaicos tradicionalmente não são considerados como fontes despacháveis de energia e a eles são atribuídos normalmente fatores de capacidade baixos. No entanto, um gerador fotovoltaico de porte apropriado e localizado em um ponto estratégico do sistema de distribuição (e.g. alimentadores com pico de demanda diurno) pode trazer uma série de benefícios que vão além da quantidade de energia que são capazes de produzir.

No âmbito do Programa de P&D CELESC, foram instalados em parceria com a UFSC três sistemas fotovoltaicos idênticos e interligados à rede de distribuição. Cada gerador foi instalado sob a forma de um telhado no pátio da companhia em Florianópolis-SC e nas regionais de Lages e Tubarão. As instalações são completamente monitoradas, acumulando continuamente dados de performance elétrica e radiação solar.

A análise da performance destes sistemas, correlacionada aos dados de demanda dos alimentadores da cidade de Florianópolis revelou uma grande quantidade de alimentadores com “cargas que seguem o sol”, concentrados em regiões com elevadas cargas de ar-condicionado, onde geração e consumo têm coincidência espacial e temporal. Neste contexto, foi definido o parâmetro Fator Efetivo de Capacidade de Carga, que quantifica esta correlação. O trabalho mostra detalhes deste estudo e da performance das instalações fotovoltaicas em operação.

**PALAVRAS-CHAVE**

Edifícios Solares, Energia Solar Fotovoltaica, Energias Renováveis, Geração Distribuída, Custo Evitado.

---

Os autores agradecem ao corpo técnico da Centrais Elétricas de Santa Catarina – CELESC, Sede Itacorubi (Florianópolis-SC) e Regionais Lages-SC e Tubarão-SC pelo apoio logístico na instalação dos três geradores solares fotovoltaicos descritos neste trabalho

## 1.0 - INTRODUÇÃO

A cada hora nosso planeta recebe mais energia vinda do sol do que toda a demanda energética anual de toda a humanidade<sup>1</sup>. Dentre as diversas aplicações da energia solar, a geração direta de eletricidade através do efeito fotovoltaico (1-3) se apresenta como uma das mais elegantes formas de gerar potência elétrica<sup>2</sup>. 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 a tal ponto que se tornou economicamente viável em muitos casos a sua utilização em aplicações terrestres, no fornecimento de energia elétrica a locais até onde a rede elétrica pública não foi estendida. Tais sistemas, ditos remotos ou autônomos, necessitam quase sempre de um meio de acumulação da energia gerada, normalmente um banco de baterias, para suprir a demanda em períodos quando a geração solar é insuficiente ou à noite. Mais recentemente, sistemas solares fotovoltaicos vêm sendo utilizados de forma interligada à rede elétrica pública, como usinas geradoras em paralelo às grandes centrais geradoras elétricas convencionais. Desta forma fica dispensado o sistema acumulador (baterias), seu elevado custo e manutenção envolvidos, já que a "bateria" da instalação solar fotovoltaica interligada à rede elétrica é a própria rede elétrica.

Instalações solares fotovoltaicas interligadas à rede elétrica pública podem apresentar duas configurações distintas: podem ser instaladas (i) de forma integrada a uma edificação (e.g. no telhado ou fachada de um prédio, e portanto junto ao ponto de consumo; ou (ii) de forma centralizada como em uma usina central geradora convencional, neste caso normalmente a certa distância do ponto de consumo. Neste último caso existe, como na geração centralizada convencional, a necessidade dos complexos sistemas de transmissão e distribuição (T&D) tradicionais e dos custos envolvidos. Este trabalho se concentra nos aspectos técnicos do primeiro tipo de configuração. Entre as vantagens deste tipo de instalação se pode destacar: (i) não requer área extra e pode portanto ser utilizada no meio urbano, próximo ao ponto de consumo, o que leva a (ii) eliminar perdas por T&D da energia elétrica como ocorre com usinas geradoras centralizadas, além de (iii) não requerer instalações de infraestrutura adicionais; os painéis fotovoltaicos podem ser também (iv) considerados como um material de revestimento arquitetônico (redução de custos), dando à edificação uma (v) aparência estética inovadora e *high tech* além de trazer uma (vi) imagem ecológica associada ao projeto, já que produz energia limpa e de fonte virtualmente inesgotável.

Vários estudos indicam que até 2010, de 25 a 30% dos novos sistemas de geração serão distribuídos, ou seja, serão conectados diretamente ao sistema de distribuição secundário (4). Todas as usinas geradoras convencionais têm problemas inerentes, tais como poluição (e.g. usinas termelétricas a óleo ou carvão), dependência de fornecimento de combustível (e.g. óleo, carvão, urânio) ou oposição do público quanto à sua construção e operação (e.g. usinas nucleares, térmicas a carvão e também hidrelétricas de grande porte). Além disto, usinas geradoras centralizadas deixam um grande número de consumidores vulneráveis a *blackouts* elétricos. A energia solar fotovoltaica distribuída elimina vários destes problemas. Sistemas fotovoltaicos integrados a edificações urbanas e interligados à rede elétrica pública, são a mais recente tendência nesta área e se justificam porque tanto o recurso energético solar como a demanda energética em edificações urbanas têm caráter distribuído (5).

## 2.0 - O PROJETO CELESC – LABSOLAR/UFSC

Desde 1997 e mais recentemente no âmbito do *Programa CELESC de Pesquisa e Desenvolvimento*, a Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC) e o Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina (LABSOLAR / UFSC) vêm empreendendo esforços no sentido de desenvolver pesquisa científica na área

<sup>1</sup> O Sol pode ser considerado como um reator a fusão nuclear operando a cerca de 100.000.000°C, a uma distância média da terra de cerca de 150.000.000km.

**A constante solar:** No topo da atmosfera a radiação solar é reduzida a 1353W/m<sup>2</sup>; esta constante é chamada constante solar ( $G_{\text{extraterrestre}}$  ou  $G_{\text{AMO}}$ ). Ao atravessar a atmosfera, a radiação solar sofre atenuação por absorção por O<sub>3</sub> (UV), H<sub>2</sub>O (IR) e CO<sub>2</sub> (IR) e espalhamento pelo Ar, vapor d'água e poeira. Assim, a intensidade de radiação que chega à superfície da terra ao meio-dia é da ordem de 1000W/m<sup>2</sup>, também denominada 1 SOL.

**O fluxo solar e a demanda energética da terra:** O fluxo solar, energia radiante ou potência instantânea total que incide sobre a terra é da ordem de 1,75 x 10<sup>17</sup> W (raio da terra = 6,4 x 10<sup>6</sup>m; área da seção reta da terra = 1,3 x 10<sup>14</sup>m<sup>2</sup>;  $G_{\text{AMO}} = 1,353\text{W/m}^2$ ). Por outro lado, a demanda energética mundial é da ordem de 3,4 x 10<sup>6</sup>Wh/ano. Assim, podemos calcular o tempo necessário para que incida sobre a terra uma quantidade de energia solar equivalente à demanda energética mundial anual:  $t = (3,4 \times 10^{16} \times 60) / 1,75 \times 10^{17} = \sim 12$  minutos!

<sup>2</sup> Quando os fótons contidos na energia do sol incidem sobre um material semicondutor (e.g. silício) com determinadas características elétricas (junção elétrica p-n ou p-i-n), a energia de uma fração destes fótons pode excitar elétrons no semicondutor, que por sua vez poderão dar origem a uma corrente elétrica. Para um maior detalhamento sobre os fundamentos do efeito fotovoltaico, ver por exemplo, refs (1-3).

de sistemas solares fotovoltaicos interligados à rede elétrica pública, bem como na divulgação e disseminação desta tecnologia para o setor elétrico e para o público em geral.

No contexto deste programa foram projetados, adquiridos e instalados três sistemas solares fotovoltaicos, de potência nominal de 1.4kWp cada, respectivamente em Florianópolis, Lages e Tubarão, SC. Cada uma das três instalações contém um arranjo de 11 módulos solares fotovoltaicos (modelo PVL-128 da empresa UniSolar) de 128Wp cada, conectados a dois inversores (modelo WE 500 NWR da empresa Würth Solar) de 650W cada e ligados a um *data logger*, medidor de kWh, sensores de temperatura e radiação solar (fornecidos pela empresa Mencke und Tegmeyer). Cada um destes sistemas, foi dividido em dois sub-sistemas, e foi escolhida uma relação de carregamento dos inversores (relação entre potência nominal do arranjo fotovoltaico e potência nominal do inversor) distinta para cada um. Assim, cada instalação apresenta um de seus inversores de 650W ligado a um arranjo fotovoltaico de 768W (sub-sistema A, com taxa de carregamento de ~ 120%) e o outro inversor de 650W ligado a um arranjo de 640W (sub-sistema B, com taxa de carregamento de ~ 100%). O objetivo desta escolha foi o de acompanhar a performance de cada sub-sistema lado a lado nas três instalações, para avaliar qual a estratégia de carregamento é mais adequada para as condições locais. A estratégia utilizada normalmente na Europa e no Japão se assemelha com a do sub-sistema A, onde a potência nominal do arranjo fotovoltaico normalmente é dimensionada até 30% acima da potência do inversor, para levar em conta a redução da performance dos módulos com a temperatura e também devido aos baixos níveis de radiação solar predominantes na maior parte do tempo de operação das instalações fotovoltaicas naqueles países. A vantagem desta estratégia é a economia marginal obtida pelo investimento em um inversor de menor porte. Em climas como o Brasileiro no entanto, onde os níveis de radiação solar são mais elevados e com a utilização de módulos fotovoltaicos de filmes finos de silício amorfo, nos quais os efeitos de temperatura de operação são muito mais amenos do que na tradicional tecnologia do silício cristalino, uma das hipóteses que vêm sendo testadas no presente projeto é que a estratégia adotada no sub-sistema A pode vir a resultar em perdas energéticas que ultrapassam o custo marginal adicional incorrido pela utilização de um inversor de maior porte. No caso da estratégia adotada no sub-sistema A, existem situações de altos índices de radiação solar onde o inversor não tem capacidade de processar toda a energia em CC nele injetada pelo arranjo fotovoltaico, pois a potência nominal do arranjo fotovoltaico é cerca de 20% maior do que a potência nominal do inversor. O que se visa determinar é se a energia adicional gerada por um sistema sem limitação pelo lado do inversor (sub-sistema B) compensa o custo adicional desta estratégia. É alvo de estudo neste projeto a quantificação destas relações para um período anual completo.

A estrutura projetada utiliza módulos solares fotovoltaicos flexíveis e curvos, de filmes finos de silício amorfo (a-Si), a mais moderna tecnologia fotovoltaica disponível no mercado. Estes elementos fotovoltaicos foram diretamente colados sobre a superfície metálica curva, em forma de onda, concebida especialmente para analisar neste projeto qual o efeito deste artifício estético na performance do sistema. A performance da instalação de Florianópolis será diretamente comparada com a performance de um sistema que utiliza os mesmos módulos, instalado em superfície plana de mesma orientação, no campus da UFSC.

A instalação destes três geradores envolveu um projeto específico de estrutura metálica modular, que foi posicionado nos três casos com orientação voltada para o norte verdadeiro (geográfico) e inclinação igual à latitude local (27°). Nesta situação, os geradores atingem o máximo de produção de energia ao longo do ano, com um perfil sazonal de performance diretamente relacionado aos níveis de radiação solar disponível nos 12 meses do ano.

A instalação dos três sistemas solares fotovoltaicos obedece a todas as normas brasileiras e internacionais de instalações elétricas e de geradores fotovoltaicos, utilizando chaves seccionadoras com fusível como proteção no lado CC da instalação e disjuntores termomagnéticos no lado CA dos sistemas. Além disto, os inversores são comutados pela rede, com isolamento galvânico, o que significa que só injetam energia na rede elétrica quando a própria rede estiver energizada, uma vez que utilizam o próprio sinal da rede para entrar em sincronismo com a mesma. Esta configuração de inversor foi selecionada por apresentar maior segurança de operação, uma vez que com inversores auto-comutados (que geram sua própria onda senoidal) existe a possibilidade de energização da rede pelo gerador solar, mesmo que a rede não esteja energizada pelo sistema convencional (efeito *islanding*).

### 3.0 - RESULTADOS

Ao longo dos primeiros meses de operação (12/2003; 01/2004 e 02/2004) as três instalações passaram por uma fase de comissionamento e testes iniciais de performance, pois um dos objetivos do projeto é a análise da performance das instalações ao longo de pelo menos um período anual completo para a compilação do Atlas Fotovoltaico.

No mês de Fevereiro/2004, a geração excedeu aos 10kWh/dia (7kWh/kWp/dia). A performance média nos primeiros quatro meses de operação, que coincidiram com a estação de verão, quando os níveis de radiação solar são máximos, foi respectivamente 5.94, 6.39 e 5.93 (kWh/kWp/dia) para Florianópolis, Lages e Tubarão. No final do período de um ano de funcionamento, se pode resumir os valores de geração em 4.69, 4.86 e 5.27 (kWh/kWp/dia) para Florianópolis, Lages e Tubarão respectivamente. Estes valores de geração, no entanto,

somente serão consolidados ao final do segundo ano de operação dos sistemas, visto que sistemas solares fotovoltaicos de a-Si têm sua performance estabilizada somente após o primeiro ano de operação (6). Pôde-se verificar o efeito das diferentes taxas de carregamento dos inversores anteriormente mencionadas. Para todas as três instalações, a performance do inversor do sub-sistema tipo A (arranjo fotovoltaico de 768Wp de potência nominal e potência nominal do inversor de 650W), com taxa de carregamento semelhante à recomendada pela norma Européia, foi prejudicada pelo sub-dimensionamento do inversor para altos níveis de radiação solar. O inversor sub-dimensionado muitas vezes não foi capaz de processar toda a energia em CC disponível, principalmente nos meses de verão. Também nos três casos, o inversor do sub-sistema B, onde o arranjo fotovoltaico tem uma potência nominal de 640Wp e o inversor de 650W, operou mais próximo de seu ponto de maior eficiência e foi sempre capaz de injetar na rede CA toda a energia fotogerada em CC. Em um dia de céu claro e por uma fração considerável das horas de sol mais significativas do dia, o inversor sub-dimensionado não é capaz de processar toda a energia fornecida pelo arranjo fotovoltaico, desperdiçando toda a energia que ultrapassa sua capacidade de conversão. A curva de performance do inversor com taxa de carregamento de ~ 100%, por outro lado, demonstra que a potência nominal do inversor está acima do máximo de potência produzida pelo arranjo fotovoltaico e que o inversor é portanto capaz de processar toda a energia recebida do arranjo fotovoltaico. Esta configuração, porém, apresenta um custo maior de equipamentos e o acompanhamento da performance estabilizada dos dois sub-sistemas ao longo de 12 meses irá permitir a quantificação e comparação entre o custo extra da opção com taxa de carregamento de ~ 100% e a energia desperdiçada na opção com taxa de carregamento de ~ 120%.

#### 4.0 - ANÁLISE DE ALIMENTADORES URBANOS DA REDE CELESC E FATOR EFETIVO DE CAPACIDADE DE CARGA (FECC)

Em centros urbanos, o uso intensivo de aparelhos de ar condicionado para condicionamento de ambientes coincide com a maior oferta solar e portanto com máximos na geração fotovoltaica. A geração fotovoltaica pode neste caso apresentar vantagens à concessionária elétrica local, no sentido de aliviar picos de consumo na rede, aumentando assim a vida útil do sistema de transmissão e distribuição e adiando os grandes investimentos e longos prazos de instalação envolvidos na construção de centrais elétricas convencionais. À geração fotovoltaica podem nestes casos ser atribuídos créditos relativos aos custos evitados decorrentes de sua aplicação em pontos específicos da rede de distribuição secundária.

Nessas regiões, o maior consumo ocorre no verão no período entre 09:00h e 17:00h, exatamente o período de maior geração solar. Comparando curvas de consumo e curvas de geração solar, pode-se conhecer a “capacidade” que uma planta fotovoltaica tem de gerar energia quando esta é necessária. Sendo assim, uma planta fotovoltaica pode ser vista não apenas como uma fonte geradora de energia, mas também, e principalmente, como uma planta que aumenta a capacidade da rede elétrica local.

As curvas de carga, para regiões de “consumo diurno” de Florianópolis, foram analisadas e comparadas com a capacidade de geração fotovoltaica, como exemplifica a Figura 1 a seguir.

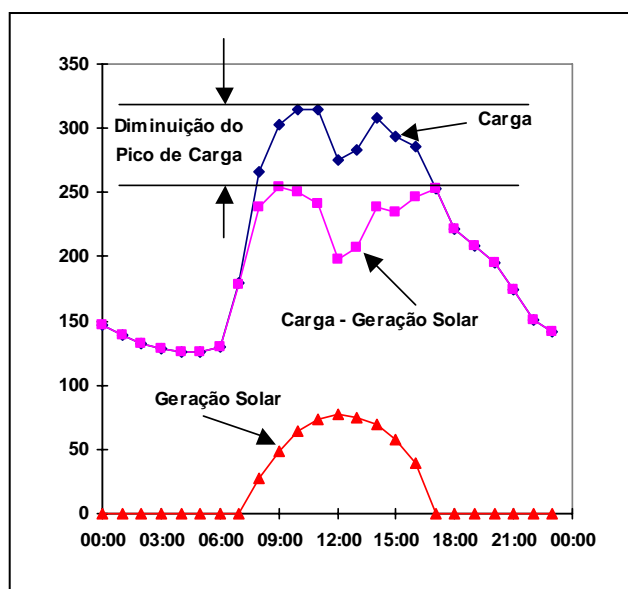


Figura 1: Curva de demanda original (curva superior), geração fotovoltaica hipotética para um nível de penetração fotovoltaica de 10% (curva inferior) e diferença entre a demanda e a geração fotovoltaica (curva intermediária).

Na curva superior está representada a curva de demanda de um alimentador de pico diurno; a curva intermediária representa a nova curva de demanda com a contribuição da geração solar para um gerador fotovoltaico com potência igual a 10% da demanda histórica máxima do alimentador respectivo e a curva inferior representa a geração fotovoltaica num dia limpo, ou seja, de máxima geração solar.

Os gráficos apresentados na Figura 2 correspondem a dias consecutivos do alimentador TDE\_07, onde também as curvas superiores representam a demanda, as curvas intermediárias correspondem à diferença entre a demanda e a geração fotovoltaica para um nível de penetração de 10% e as curvas inferiores representam a geração fotovoltaica. Através destes gráficos é possível verificar que a demanda é coincidente com a disponibilidade solar. No dia 04/03/02 a demanda antes do meio-dia é menor que após o meio-dia, justamente quando a incidência solar é maior. A curva de demanda com a geração fotovoltaica do dia 05/03/02 (céu claro) não ultrapassa a demanda do dia 06/03/02 (céu encoberto), onde a geração fotovoltaica é baixa pela ausência de sol intenso. Assim, pode-se notar que para o alimentador em questão existe coincidência entre geração solar e demanda, ou seja, a carga “segue o sol”. Nestes casos, o sistema solar fotovoltaico auxilia na redução do pico de consumo e pode oferecer suporte de grande valia ao sistema de transmissão e distribuição. O sistema apresenta neste caso um elevado Fator Efetivo de Capacidade de Carga, como será demonstrado a seguir.

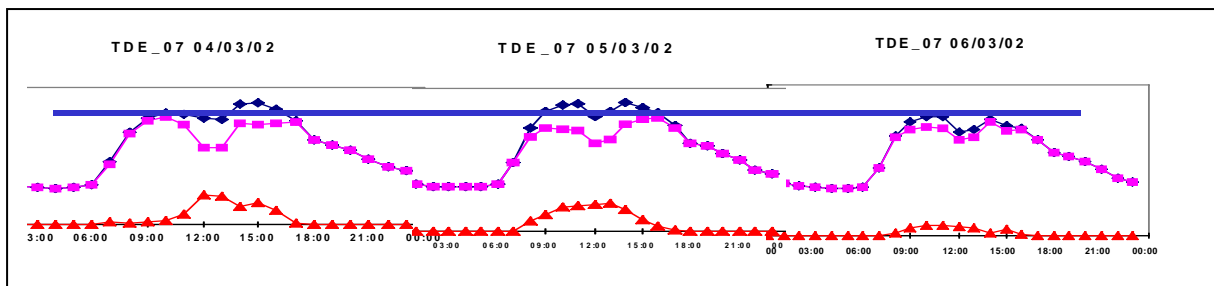


Figura 2: Representação da curva de carga de três dias consecutivos do alimentador TDE\_07 (curvas superiores) em Florianópolis, com superposição da geração fotovoltaica correspondente, simulada para um sistema solar fotovoltaico com potência equivalente a 10% da máxima demanda histórica do alimentador (curvas inferiores), e a “nova” curva de demanda, corrigida para a geração fotovoltaica correspondente (curvas intermediárias).

O Fator Efetivo de Capacidade de Carga (FECC) traduz a capacidade de uma planta geradora tem de suprir o pico de demanda, ou seja, de adicionar capacidade à rede elétrica. Sendo assim, os valores de geração fotovoltaica a serem utilizados nos cálculos devem refletir a capacidade “máxima”, ou seja, “dias limpos”.

Um “dia limpo” caracteriza-se por não apresentar descontinuidade de geração solar. Na análise dos alimentadores urbanos de Florianópolis, foram selecionados 12 dias limpos, um para cada mês do ano. Os formatos dessas curvas se assemelham a um “sino” onde o pico é dado pelo máximo de irradiação solar daquele dia escolhido. Posteriormente essas 12 curvas foram normalizadas de acordo com os índices de irradiação solar.

O nível de penetração é definido como sendo o valor percentual da potência fotovoltaica instalada em relação ao máximo histórico do pico de demanda. Tomando como exemplo o alimentador CQS\_01 mostrado na Tabela 1 a seguir, que tem uma curva de demanda com o pico de 5880 kW, adotar um nível de penetração FV de 10% significa que a rede (alimentador) será responsável pelo suprimento de 90% desse pico. Neste caso a capacidade suprida pela rede seria 5292 kW e da planta fotovoltaica de 588 kW.

O índice FECC só terá relevância em regiões que possuam demanda com o pico diurno e se justificará em regiões onde seja necessário fazer ampliação da rede de distribuição.

$$\text{FECC} = ((\text{Pico C} - \text{Pico CFV}) / \text{PPFV}) * 100\%$$

Onde:

**Pico C:** é o pico de carga histórico

**Pico CFV:** é o pico de carga histórico considerando a existência da planta fotovoltaica, ou seja, é o maior valor da carga menos a geração fotovoltaica

**PPFV:** é a potência da planta fotovoltaica

As curvas intermediárias nas Figuras 1 e 2 mostram exatamente o quanto a planta fotovoltaica pode atenuar o pico de demanda.

Os termos utilizados são:

**Demanda** – Valor da demanda a ser suprida;

**Geração Convencional** – Parcela da demanda suprida pela geração convencional;

**Geração Solar** – Parcela da demanda suprida pela geração fotovoltaica. Esse valor corresponde à potência fotovoltaica instalada, cujo valor máximo de geração fotovoltaica é obtido às 12:00 h;

**FECC** – Porcentagem da redução do pico de demanda em relação ao nível de penetração utilizado.

Como primeiro passo na localização dos alimentadores diurnos, foram localizados os alimentadores que possuíam pico de demanda entre 07:00 horas e 17:00 horas. Dos 56 alimentadores de Florianópolis e região, foram analisados os 14 alimentadores diurnos mostrados na Tabela 1, dos 24 existentes. A tabela mostra o valor do pico de demanda ocorrido e quanto desta demanda seria fornecida no instante de ocorrência do pico por um gerador fotovoltaico de potência nominal igual a 10% do pico de demanda identificado. A relação entre estes dois valores é o Fator Efetivo de Capacidade de Carga, FECC, que traduz o quanto (%) da potência do gerador fotovoltaico pode ser efetivamente disponibilizado para a rede de distribuição no instante crítico do pico de demanda do alimentador em questão.

Os dados de geração fotovoltaica utilizados nesta simulação foram registrados pelo sistema fotovoltaico de 2kWp interligado à rede elétrica localizado no Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), em operação desde 1997 (7,8), com inclinação de 27° orientado para o norte verdadeiro e para o qual uma extensa base de dados vem sendo continuamente compilada.

TABELA 1: Valores de FECC para 10 % de penetração.

<i>Alimentador</i>	<b>Pico (kW)</b>	<b>Geração fotovoltaica (kW)</b>	<b>FECC %</b>
CQS_01	5880	390,56	66,42
CQS_10	8079	645,36	79,88
CQS_11	9537	832,51	87,29
CQS_12	8031	501,23	62,41
CQS_TT1	26794	2127,30	79,39
ICO_03	6932	341,80	49,31
ICO_07	9537	813,16	85,26
ICO_08	8963	782,25	87,27
ICO_09	5019	432,11	86,09
ICO_10	9273	604,25	65,15
ICO_11	9369	780,89	83,34
ICO_LI	6430	561,70	87,36
CQS_TT2	30759	2500,28	81,28
<b>TDE_07</b>	<b>9513</b>	<b>830,36</b>	<b>87,28</b>

O alimentador TDE\_07 exemplificado na Figura 2 e listado ao final da Tabela 1 acima apresenta um FECC de 87,28%, o que significa dizer que 87,28% da potência do gerador fotovoltaico pode ser considerada despachável, ou seja, sempre estará disponível quando for requerida.

## 5.0 - CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho mostrou detalhes da instalação de três sistemas solares fotovoltaicos instalados no contexto do Programa CELESC de Pesquisa e Desenvolvimento, bem como resultados preliminares de operação destes sistemas. A Fase II deste projeto, ora em andamento, tem por objetivo coletar dados de performance dos sistemas estabilizados por um período anual completo, que irão permitir a consolidação do Atlas Fotovoltaico.

A determinação do FECC para os alimentadores com demanda diurna da cidade de Florianópolis foi determinada a partir das curvas de carga destes alimentadores e a simulação da performance de sistemas fotovoltaicos como os instalados no âmbito deste projeto. Na Fase II do projeto, serão utilizados dados reais da performance dos sistemas instalados para determinar o FECC.

Os resultados da primeira fase do projeto permitem concluir que a instalação de geradores fotovoltaicos distribuídos pode dar importante suporte de carga a alimentadores urbanos que apresentem curvas de carga com picos diurnos. Este perfil de demanda é bastante típico de regiões urbanas com predominância de edificações comerciais e públicas, com grandes cargas de ar-condicionado e perfil tipicamente diurno.

Os resultados apresentados neste trabalho se referem à operação de geradores fotovoltaicos na região sul do Brasil, onde tanto os níveis de radiação solar como as cargas de alimentadores urbanos com picos diurnos são menos intensos do que em outras regiões mais ensolaradas do país. Para o norte/nordeste do Brasil estima-se que os benefícios da geração fotovoltaica descritos neste trabalho sejam ainda mais pronunciados.

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) H. J. Hovel, "Solar Cells", New York: Academic Press, 1975, p. 251.
- (2) R. C. Neville, "Solar Energy Conversion: The Solar Cell", Amsterdam: Elsevier Scientific, 1978, p. 264.
- (3) M. Green, "Solar Cells – Operating Principles, Technology and System Applications", Sydney: Prentice Hall, 1982, p. 289.
- (4) S. Conti, S. Raiti, G. Tina & U. Vagliasind, "Integration of Multiple PV Units in Urban Power Distribution Systems", Solar Energy (Elsevier Science), vol. 75 (2003), p 87-94.
- (5) R. Rütther, "Edifícios Solares Fotovoltaicos", Florianópolis: LABSOLAR, 2004, p. 114.
- (6) R. Rütther, G. Tamizh-Mani, J. del Cueto, J. Adelstein, A.A. Montenegro & B. von Roedern, "Performance Test of Amorphous Silicon Modules in Different Climates: Higher Minimum Operating Temperatures Lead to Higher Performance Levels", *Proc. 3<sup>rd</sup> World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, 2003, 1324 – 1327.
- (7) R. Rütther & M. M. Dacoregio, "Performance Assessment of a 2kWp Grid-Connected, Building-Integrated, Amorphous Silicon Photovoltaic Installation in Brazil", *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* (Wiley and Sons), vol. 8 (2000), p. 257-266.
- (8) R. Rütther, P. Knob, H.-G. Beyer, M. M. Dacoregio & A. A. Montenegro, "High Performance Ratios of a Double-Junction a-Si BIPV Grid-Connected Installation after Five Years of Continuous Operation in Brazil", *Proc. 3<sup>rd</sup> World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, 2003, 1528 - 1532.